

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS EFICACES PARA LA REACTIVACIÓN DE POZOS INACTIVOS DEL CAMPO SANTA ANA, ÁREA MAYOR ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Figuera M., Francisco  
Para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Mayo 2007

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS EFICACES PARA LA REACTIVACIÓN DE POZOS INACTIVOS DEL CAMPO SANTA ANA, ÁREA MAYOR ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Lisbeth Miranda

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Juan Parra

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Figuera M., Francisco  
Para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Mayo 2007

Caracas, Mayo 2007


Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Francisco Figuera, titulado:

**“Análisis de Alternativas Eficaces para la Reactivación de Pozos Inactivos del Campo Santa Ana, Área Mayor Anaco, Estado Anzoátegui”**

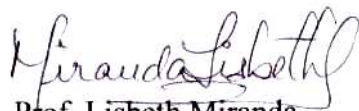
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Sandro Gasbarri  
Jurado



Prof. Gustavo Moya  
Jurado



Prof. Lisbeth Miranda  
Tutora Académica

Ing. Juan Parra  
Tutor Industrial

## DEDICATORIA

Primeramente a Dios por darme la vida, salud y la oportunidad de ser quién soy hoy en día.

A mi madre Ana, la persona más importante de mi vida, por su incondicional amor, por ser tan comprensiva y brindarme su apoyo en todo momento. Mamá, eres la mejor madre del mundo; para ti este logro!

A mi padre Luis, quien con sus sabios consejos ha hecho de mí un hombre de bien, nunca te defraudaré; siempre serás el mejor padre, amigo y consejero de nuestra familia, espero siempre contar contigo. Juntos fueron, son y serán un ejemplo de vida y uno de los motivos para seguir adelante.

A mis hermanos Carolina, Luis y José Luis que me brindaron todo el amor, cariño, valor, fortaleza y apoyo incondicional, los quiero y espero que se sientan orgullosos de mí.

A mi esposa Diocelis, con quien he compartido momentos especiales; por cuidarme y enseñarme que las cosas pueden ser diferentes, por estar a mi lado en todo momento y darme el apoyo, la comprensión y la fuerza necesaria para llegar hasta este maravilloso momento de mi vida. Te adoro, fuiste mi inspiración...

A mi tía Ramonita y mi abuela Luisa, quienes partieron de repente y aunque físicamente no estén conmigo sé que desde el cielo me están guiando los pasos, por eso ni un solo instante de mi vida las he sentido lejos.

A ellos les dedico este triunfo, mi triunfo, que también es de ellos...

## **AGRADECIMIENTOS**

A la casa que vence las sombras, la ilustre Universidad Central de Venezuela, por brindarme la oportunidad de formarme en tan prestigiosa casa de estudio. U, U, UCV.

A mi Tutora Académica, profesora Lisbeth Miranda, gracias por compartir conmigo parte de sus conocimientos y ayudarme a culminar mi carrera con éxito.

Al Ing. Juan Parra, Tutor Industrial, por su paciencia y valiosa ayuda para llevar a cabo este trabajo.

Al Ing. José Luis Acosta, mi amigo. Gracias por darme la oportunidad de ingresar a este entorno y desarrollar la última parte de mi carrera universitaria, le estaré por siempre agradecido.

A mi familia, gracias por estar siempre pendientes de mí. Sé que este triunfo los llena de orgullo y eso significa una gran satisfacción para mí.

A todos los profesores y compañeros de estudio que contribuyeron en mi formación. A ustedes, mil gracias.

A la gran familia del Departamento de Producción de la empresa PDVSA GAS Anaco, con quienes conviví todo este tiempo y de los cuales aprendí muchas cosas importantes para mi desarrollo profesional.

Un agradecimiento muy especial a mis primos Oscar y su esposa Marlenys, y Abraham; que sin duda fueron parte de este trabajo y sin ellos hubiese sido difícil llegar hasta este día. Les estaré eternamente agradecido por su valiosa colaboración y apoyo incondicional.

Igualmente a mi hermano José Luis, su esposa Yuli y mis sobrinos y sobrinas, gracias por estar pendiente de mí y ayudarme, sin esperar nada a cambio; fueron un apoyo muy valioso para mí.

A mis padres y hermanos y mi esposa Diocelis, fueron un pilar fundamental en la elaboración de este trabajo.

No podían faltar mis compañeros tesisistas, entre todos formamos un grupo invencible y con muchas ganas de salir adelante.

En fin, gracias a Dios Todopoderoso, por permitirme vivir todas estas etapas de la vida de una forma agradable y placentera, por conducirme en el camino hacia el logro de esta meta, por darme la fortaleza necesaria para seguir adelante y superar los obstáculos.

Gracias a todos...

Gracias a Dios...

**Figuera M. Francisco J.**

**ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS EFICACES PARA LA  
REACTIVACIÓN DE POZOS INACTIVOS DEL CAMPO SANTA  
ANA, ÁREA MAYOR ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI**

**Tutor Académico: Prof. Lisbeth Miranda. Tutor Industrial: Ing. Juan Parra.**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.**

**2007, 236 p.**

**Palabras Claves:** Optimización de las condiciones del pozo, Simulador PIPESIM  
2003, Incremento de la producción, Gas natural.

**Resumen.** Para mantener la producción de hidrocarburos en un campo petrolero es necesario buscar alternativas sencillas y económicamente rentables que permitan incrementar la producción en el tiempo y con esto equilibrar la declinación que históricamente se produce en la misma, la solución a veces no es la que está a simple vista; es decir, no basta con perforar cada vez más pozos, esto es muy costoso y peligroso. En todas las zonas donde se explota esta fuente de energía existen pozos que fueron buenos productores en su momento y se encuentran cerrados por varias razones, la solución para el problema planteado pudiera estar en reabrirlos. Este Trabajo Especial de Grado se basa en la búsqueda de alternativas eficaces para la reactivación de pozos que se encuentran inactivos, con la finalidad de incrementar la producción del Campo Santa Ana. Para ello se determinaron los pozos inactivos, analizando su estado físico y condiciones de presión y producción; además del estudio de los yacimientos y las arenas atravesadas por ellos para jerarquizarlos, se

determinó la capacidad de separación y almacenamiento actual de la estaciones para verificar si tenían la capacidad de manejar el posible incremento de la producción, una vez recopilados los datos necesarios se utilizó el simulador PIPESIM 2003 para modelar de la manera más precisa el comportamiento de esos pozos, se ajustaron las correlaciones a utilizar por medio de un registro de presión fluvente (BHT/BHP Fluvente), se determinó el modelo y se hicieron sensibilidades con el diámetro del reductor, el nivel de separación y la presión de yacimiento, esta última para estimar la presión de abandono. Basados en que la tasa de gas fuese mayor a 1 MMPCGD, se determinaron los posibles pozos a reactivar para realizar la evaluación económica correspondiente, donde se calcularon la TIR y el VPN para cada pozo, utilizando criterios definidos por PDVSA Gas Anaco para este tipo de estudios. Se concluyó que de 18 pozos analizados, 11 cumplieron con todas las condiciones planteadas en el presente trabajo. Se recomendó reactivar los 11 pozos antes mencionados lo que trae como consecuencia un aumento en la tasa de gas de 37,1 MMPCGD y de 1173,9 BNPD en la tasa de petróleo.



## ÍNDICE

	<i>Pág.</i>
<i>Lista de Tablas</i>	<i>xiii</i>
<i>Lista de Figuras</i>	<i>xv</i>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I: DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE TRABAJO</b>	<b>4</b>
<b>I.1 ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA</b>	<b>4</b>
I.1.1 <i>Misión</i>	<i>5</i>
I.1.2 <i>Visión</i>	<i>6</i>
I.1.3 <i>Estructura organizativa de la Empresa</i>	<i>6</i>
I.1.4 <i>Objetivos de la empresa</i>	<i>7</i>
<b>I.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE PRODUCCIÓN GAS ANACO</b>	<b>8</b>
<b>I.3 ESTRUCTURA DEL ÁREA MAYOR ANACO</b>	<b>10</b>
<b>I.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS ACUMULACIONES DE HIDROCARBUROS</b>	<b>11</b>
<b>I.5 ESTRATIGRAFÍA DEL ÁREA MAYOR ANACO</b>	<b>12</b>
<b>I.6 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS</b>	<b>12</b>
I.6.1 <i>Formación Mesa</i>	<i>12</i>
I.6.2 <i>Formación Las Piedras</i>	<i>13</i>
I.6.3 <i>Formación Freites</i>	<i>13</i>
I.6.4 <i>Formación Oficina</i>	<i>14</i>
I.6.5 <i>Formación Merecure</i>	<i>16</i>
I.6.6 <i>Formación Vidoño</i>	<i>16</i>
I.6.7 <i>Formación San Juan</i>	<i>16</i>
I.6.8 <i>Formación San Antonio</i>	<i>17</i>
<b>I.7 CAMPO SANTA ANA</b>	<b>18</b>
<b>I.7.1 ESTACIONES DEL CAMPO SANTA ANA</b>	<b>18</b>
I.7.1.1 <i>Estación de flujo Santa Ana 1 (SAEF-1)</i>	<i>18</i>
I.7.1.2 <i>Estación de descarga Santa Ana 2 (SAED-2)</i>	<i>19</i>
I.7.1.3 <i>Estación de descarga Santa Ana 3 (SAED-3)</i>	<i>20</i>
<b>I.7.2 RECORRIDO DEL FLUIDO - CAMPO SANTA ANA</b>	<b>22</b>
<b>CAPÍTULO II: EL PROBLEMA</b>	<b>23</b>

<i>II.1</i>	<i>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</i>	23
<i>II.2</i>	<i>OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN</i>	25
	<i>II.2.1</i> <i>Objetivo general</i>	25
	<i>II.2.2</i> <i>Objetivos específicos</i>	25
<i>II.3</i>	<i>ALCANCE</i>	26
<i>II.4</i>	<i>JUSTIFICACIÓN</i>	27
 <i>CAPÍTULO III: MARCO REFERENCIAL</i>		 28
<i>III.1</i>	<i>ANTECEDENTES</i>	28
<i>III.2</i>	<i>MARCO TEÓRICO</i>	29
	<i>III.2.1</i> <i>YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS</i>	29
	<i>III.2.2</i> <i>YACIMIENTOS DE GAS HÚMEDO</i>	29
	<i>III.2.3</i> <i>YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO</i>	30
	<i>III.2.4</i> <i>YACIMIENTOS DE PETRÓLEO DE ALTA VOLATILIDAD</i>	31
	<i>III.2.5</i> <i>YACIMIENTOS DE PETRÓLEO DE BAJA VOLATILIDAD</i>	32
	<i>III.2.6</i> <i>GAS NATURAL</i>	32
	<i>II.2.6.1</i> <i>Ventajas del gas natural</i>	33
	<i>II.2.6.2</i> <i>Descripción y características del gas natural</i>	34
	<i>II.2.6.3</i> <i>Transporte del gas natural</i>	35
	<i>II.2.6.4</i> <i>Procesamiento del gas natural</i>	36
	<i>III.2.7</i> <i>RESERVAS DE HIDROCARBUROS</i>	37
	<i>III.2.7.1</i> <i>Reservas probadas</i>	37
	<i>III.2.7.2</i> <i>Reservas probables</i>	37
	<i>III.2.7.3</i> <i>Reservas posibles</i>	38
	<i>III.2.8</i> <i>FACTOR DE RECOBRO</i>	38
	<i>III.2.9</i> <i>FLUJO NATURAL</i>	38
	<i>III.2.10</i> <i>COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA</i>	39
	<i>III.2.11</i> <i>ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD</i>	41
	<i>III.2.12</i> <i>MECANISMOS DE PRODUCCIÓN</i>	42
	<i>III.2.12.1</i> <i>Desplazamiento por expansión de las rocas y los fluidos</i>	42
	<i>III.2.12.2</i> <i>Desplazamiento por gas en solución</i>	42
	<i>III.2.12.3</i> <i>Desplazamiento por capa de gas</i>	43
	<i>III.2.12.4</i> <i>Influjo hidráulico</i>	43
	<i>III.2.12.5</i> <i>Desplazamiento por gravedad o segregación gravitacional</i>	44

III.2.12.6	<i>Compresibilidad</i>	44
III.2.12.7	<i>Desplazamiento combinado</i>	44
III.2.13	<b>FACILIDADES DE SUPERFICIE</b>	45
III.2.13.1	<i>Conexiones a nivel del cabezal del pozo</i>	47
III.2.13.2	<i>Estranguladores</i>	48
III.2.13.3	<i>Líneas de flujo</i>	49
III.2.13.4	<i>Estaciones de flujo</i>	49
III.2.13.5	<i>Estaciones de descarga</i>	50
III.2.13.6	<i>Múltiples de producción</i>	50
III.2.13.7	<i>Separadores de petróleo-gas</i>	52
III.2.13.8	<i>Tanques de almacenamiento de crudo</i>	54
III.2.14	<b>ANÁLISIS NODAL</b>	55
III.2.15	<b>NODO</b>	56
III.2.16	<b>CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO</b>	58
III.2.16.1	<i>Correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales</i>	58
III.2.16.2	<i>Correlaciones de flujo multifásico horizontal</i>	61
III.2.16.3	<i>Correlaciones de flujo multifásico en estranguladores</i>	64
<b>CAPÍTULO IV: HERRAMIENTAS UTILIZADAS</b>		67
IV.1	<b>CENTINELA</b>	67
IV.2	<b>OIL FIELD MANAGER (OFM)</b>	67
IV.3	<b>SIMULADOR PIPESIM 2003</b>	69
IV.3.1	<i>Módulo PIPESIM</i>	70
IV.3.2	<i>Aplicaciones más comunes</i>	71
IV.3.3	<i>Simulaciones mediante el módulo PIPESIM</i>	71
IV.4	<b>EXCEL</b>	71
<b>CAPÍTULO V: MARCO METODOLÓGICO</b>		73
V.1	<b>TIPO DE INVESTIGACIÓN</b>	73
V.2	<b>ESQUEMA METODOLÓGICO UTILIZADO</b>	73
V.2.1	<i>Revisión bibliográfica</i>	75
V.2.2	<i>Determinación de los pozos inactivos del campo Santa Ana</i>	76
V.2.3	<i>Determinación de los pozos candidatos a reactivar</i>	78

V.2.4	<i>Búsqueda de la información de los yacimientos y arenas atravesadas por los pozos en estudio</i>	81
V.2.5	<i>Jerarquización de los pozos</i>	82
V.2.6	<i>Estudio de las estaciones del Campo y chequeo de los pozos in situ</i>	82
V.2.7	<i>Simulación de los pozos</i>	83
V.2.7.1	<i>Ajuste de las correlaciones de flujo óptimas</i>	85
V.2.7.2	<i>Cotejo de los pozos a través del PIPESIM</i>	86
V.2.7.3	<i>Análisis nodal</i>	91
V.2.7.4	<i>Perfil de Profundidad vs Presión</i>	92
V.2.7.5	<i>Sensibilidades</i>	93
V.2.8	<i>Evaluación económica</i>	93
 <b>CAPÍTULO VI: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS</b>		 95
VI.1	<b>CARACTERÍSTICAS DEL ESTUDIO</b>	95
VI.2	<b>POZOS INACTIVOS DEL CAMPO SANTA ANA</b>	96
VI.3	<b>ARENAS Y YACIMIENTOS ATRAVESADOS POR LOS POZOS EN ESTUDIO</b>	98
VI.4	<b>POZOS, ARENAS Y YACIMIENTOS JERARQUIZADOS</b>	100
VI.5	<b>CONDICIONES DE LOS POZOS Y ESTACIONES DEL CAMPO</b>	101
VI.6	<b>SIMULACIÓN</b>	102
VI.6.1	<b>SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERIAS Y ESTRANGULADORES</b>	106
VI.6.2	<b>COTEJO DE POZOS MEDIANTE EL SIMULADOR PIPESIM 2003</b>	108
VI.6.3	<b>ANÁLISIS DE LOS POZOS PROPUESTOS PARA CAMBIOS EN SU CONDICIÓN INICIAL</b>	112
VI.7	<b>POSIBLES POZOS PARA SER REACTIVADOS</b>	119
VI.8	<b>EVALUACIÓN ECONÓMICA</b>	122
 <b>CONCLUSIONES</b>		 125
<b>RECOMENDACIONES</b>		127
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>		129
<b>ANEXOS</b>		131

## LISTA DE TABLAS

Nro.		Pág.
1	<i>Producción en la Estación de Flujo Santa Ana 1 (SAEF-1).</i>	19
2	<i>Producción en la Estación de Descarga Santa Ana 2 (SAED-2).</i>	20
3	<i>Producción en la Estación de Descarga Santa Ana 3 (SAED-3).</i>	21
4	<i>Algunos pozos descartados y su causa de descarte.</i>	77
5	<i>Arenas atravesadas por los pozos en estudio.</i>	78
6	<i>Yacimientos atravesados por los pozos en estudio.</i>	79
7	<i>Reservas de petróleo (Año 2005).</i>	79
8	<i>Reservas de condensado (Año 2005).</i>	80
9	<i>Reservas de gas (Año 2005).</i>	81
10	<i>Pozos inactivos del campo Santa Ana (Julio 2006).</i>	96
11	<i>Pozos calificados para incluirse en el estudio.</i>	97
12	<i>Características de las arenas y yacimientos en estudio más importantes.</i>	98
13	<i>Posibles pozos a reactivarse.</i>	98
14	<i>Información de yacimiento y fluidos de los pozos en estudio.</i>	99
15	<i>Pozos ordenados según sus características y condiciones.</i>	100
16	<i>Características de las Estaciones del campo Santa Ana.</i>	101
17	<i>Manejo de la Producción en las Estaciones.</i>	102
18	<i>Datos de producción de los pozos candidatos a reactivar.</i>	104
19	<i>Datos de producción de los pozos candidatos a reactivar (Continuación).</i>	105
20	<i>Error en el ajuste de las correlaciones de flujo vertical.</i>	107
21	<i>Comparación de los resultados obtenidos por el simulador al cotejar.</i>	109
22	<i>Daño estimado.</i>	112
23	<i>Pozos propuestos para cambio de reductor.</i>	113
24	<i>Comparación de pozos cambiados de nivel.</i>	114
25	<i>Condiciones iniciales de los pozos sujetos a cambios.</i>	115
26	<i>Condiciones de los pozos luego del cambio de reductor.</i>	116
27	<i>Condiciones de los pozos cambiados de nivel.</i>	116
28	<i>Posibles pozos a reactivarse.</i>	120
29	<i>Posibles pozos a reactivarse (Continuación).</i>	120
30	<i>Indicadores económicos de los pozos a reactivar.</i>	123
31	<i>Pozos recomendados para ser reactivados.</i>	124

32	<i>Resumen por estación del Potencial de Producción del mes de julio del 2006 del campo Santa Ana.</i>	133
33	<i>Pruebas de los pozos de SAEF-1 en el nivel de 60 lpcm.</i>	134
34	<i>Pruebas de los pozos de SAEF-1 en el nivel de 250 lpcm.</i>	134
35	<i>Sumatoria de los datos de las pruebas de SAEF-1.</i>	135
36	<i>Pozos fuera del potencial en SAEF-1.</i>	135
37	<i>Pruebas de los pozos de SAED-2 en el nivel de 60 lpcm.</i>	136
38	<i>Pruebas de los pozos de SAED-2 en el nivel de 250 lpcm.</i>	137
39	<i>Sumatoria de los datos de las pruebas de SAED-2.</i>	137
40	<i>Pozos fuera del potencial en SAED-2.</i>	138
41	<i>Pruebas de los pozos de SAED-3 en el nivel de 60 lpcm.</i>	139
42	<i>Pruebas de los pozos de SAED-3 en el nivel de 250 lpcm.</i>	140
43	<i>Pruebas de los pozos de SAED-3 en el nivel de 800 lpcm.</i>	140
44	<i>Sumatoria de los datos de las pruebas de SAED-3.</i>	141
45	<i>Pozos fuera del potencial en SAED-3.</i>	141
46	<i>Errores al cotejar los pozos con el Simulador PIPESIM 2003.</i>	191

## LISTA DE FIGURAS

Nro.		Pág.
1	<i>Estructura organizativa de PDVSA.</i>	7
2	<i>Ubicación geográfica de Producción Gas Anaco.</i>	9
3	<i>Ubicación geográfica del Área Mayor Anaco.</i>	9
4	<i>Extensión geográfica de la formación Mesa.</i>	13
5	<i>Extensión geográfica de la formación Las Piedras.</i>	13
6	<i>Extensión geográfica de la formación Freites.</i>	14
7	<i>Extensión geográfica de la formación Oficina.</i>	15
8	<i>Columna estratigráfica regional del Área Mayor Anaco.</i>	17
9	<i>Ubicación geográfica de campo Santa Ana.</i>	18
10	<i>Recorrido del fluido en el campo Santa Ana.</i>	22
11	<i>Diagrama de fases.</i>	31
12	<i>Curva de afluencia.</i>	40
13	<i>Proceso de producción.</i>	46
14	<i>Cabezal del pozo.</i>	47
15	<i>Estrangulador.</i>	48
16	<i>Líneas de flujo.</i>	49
17	<i>Estación de flujo.</i>	50
18	<i>Múltiples de producción.</i>	51
19	<i>Separador vertical.</i>	53
20	<i>Separador horizontal.</i>	53
21	<i>Tanques de almacenamiento.</i>	54
22	<i>Patrones de flujo en tuberías horizontales.</i>	63
23	<i>Interfaz gráfica del programa Centinela.</i>	67
24	<i>Interfaz gráfica de Oil Field Manager (OFM).</i>	69
25	<i>Interfaz gráfica del simulador PIPESIM 2003.</i>	70
26	<i>Esquema de la metodología utilizada.</i>	75
27	<i>Pozos AM 19.</i>	82
28	<i>Diagrama mecánico del pozo AM 80.</i>	84
29	<i>Datos del BHP/BHT fluyente del pozo AM 46.</i>	86
30	<i>Correlaciones preseleccionada para flujo vertical.</i>	86
31	<i>Modelo utilizado en el simulador.</i>	87
32	<i>Datos de un yacimiento ingresados al simulador.</i>	88
33	<i>Información de la completación de un pozo.</i>	89
34	<i>Información del reductor.</i>	89
35	<i>Información de las instalaciones de superficie.</i>	90

36	<i>Información de los fluidos.</i>	91
37	<i>Correlaciones utilizadas.</i>	91
38	<i>Perfil de Profundidad vs Presión.</i>	92
39	<i>Gráfica Profundidad vs Presión (Ajuste de las correlaciones).</i>	106
40	<i>Análisis nodal de la arena COR12 yacimiento AM 13 del pozo AM 80.</i>	110
41	<i>Perfil de Presión de la arena COR12 yacimiento AM 13 del pozo AM 81.</i>	111
42	<i>Curvas del pozo AM 12 con cambio de reductor.</i>	118
43	<i>Curvas del pozo AM 12 con cambio del nivel de separación.</i>	118
44	<i>Sensibilidades con Presión de yacimiento (Estimación de la Presión de abandono).</i>	122
45	<i>Diagrama mecánico del pozo AG 105.</i>	143
46	<i>Diagrama mecánico del pozo AM 9.</i>	144
47	<i>Diagrama mecánico del pozo AM 76.</i>	145
48	<i>Diagrama mecánico del pozo AM 7.</i>	146
49	<i>Diagrama mecánico del pozo AG 21.</i>	147
50	<i>Diagrama mecánico del pozo AM 33.</i>	148
51	<i>Diagrama mecánico del pozo AG 22.</i>	149
52	<i>Diagrama mecánico del pozo AG 11.</i>	150
53	<i>Diagrama mecánico del pozo AM 42.</i>	151
54	<i>Diagrama mecánico del pozo AM 56.</i>	152
55	<i>Diagrama mecánico del pozo AM 12.</i>	153
56	<i>Diagrama mecánico del pozo AM 64.</i>	154
57	<i>Diagrama mecánico del pozo AM 19.</i>	155
58	<i>Diagrama mecánico del pozo AG 2.</i>	156
59	<i>Diagrama mecánico del pozo AM 84.</i>	157
60	<i>Diagrama mecánico del pozo AM 36.</i>	158
61	<i>Diagrama mecánico del pozo AM 80.</i>	159
62	<i>Diagrama mecánico del pozo AM 65.</i>	160
63	<i>Registro BHP/BHT Fluyente del pozo AM 46.</i>	162
64	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 19 (COKL/AM9).</i>	164
65	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 19 (COKL/AM9).</i>	164
66	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AG 2 (COKL/AM9).</i>	165



67	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AG 2 (COKL/AM9).</i>	165
68	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 12 (MAHI/AG1).</i>	166
69	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 12 (MEHI/AG1).</i>	166
70	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 12 (COR12/AM19).</i>	167
71	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 12 (COR12/AM19).</i>	167
72	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AG 11 (MEC/AM70).</i>	168
73	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AG 11 (MEC/AM70).</i>	168
74	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 7 (MEHI/AG1).</i>	169
75	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 7 (MEHI/AG1).</i>	169
76	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 76 (MEHI/AG1).</i>	170
77	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 76 (MEHI/AG1).</i>	170
78	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AG 105 (MEF/AG105).</i>	171
79	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AG 105 (MEF/AG105).</i>	171
80	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 9 (COKL/AM9).</i>	172
81	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 9 (COKL/AM9).</i>	172
82	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 9 (COH/AM9).</i>	173
83	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 9 (COH/AM9).</i>	173
84	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 9 (COR12/AM13).</i>	174
85	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 9 (COR12/AM13).</i>	174

86	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 65 (VEB2/AM1).</i>	175
87	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 65 (VEB2/AM1).</i>	175
88	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 42 (MED/AM42).</i>	176
89	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 42 (MED/AM42).</i>	176
90	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 64 (MEI/AM64).</i>	177
91	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 64 (MEI/AM64).</i>	177
92	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 64 (MEJ1/AM64).</i>	178
93	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 64 (MEJ1/AM64).</i>	178
94	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 33 (VEB2/AM1).</i>	179
95	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 33 (VEB2/AM1).</i>	179
96	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 33 (COC/AM33).</i>	180
97	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 33 (COC/AM33).</i>	180
98	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 84 (MEM2/AM84).</i>	181
99	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 84 (MEM2/AM84).</i>	181
100	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AG 22 (MEB/AG10).</i>	182
101	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AG 22 (MEB/AG10).</i>	182
102	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AG 22 (MEHU/AG12).</i>	183
103	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AG 22 (MEHU/AG12).</i>	183
104	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 36 (MEC/AM3AC).</i>	184

105	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 36 (MEC/AM3AC).</i>	184
106	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 56 (MEHM/AM56).</i>	185
107	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 56 (MEHM/AM56).</i>	185
108	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 80 (MEC/AM70).</i>	186
109	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 80 (MEC/AM70).</i>	186
110	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 80 (COR12/AM13).</i>	187
111	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 80 (COR12/AM13).</i>	187
112	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AM 80 (MEJ1/AM13).</i>	188
113	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AM 80 (MEJ1/AM13).</i>	188
114	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Líquido del pozo AG 21 (COR12/AG21).</i>	189
115	<i>Curvas para el cotejo de la Tasa de Gas del pozo AG 21 (COR12/AG21).</i>	189
116	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AM 19 (COKL/AM9).</i>	193
117	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AG 2 (COKL/AM9).</i>	193
118	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AM 12 (MEHI/AG1).</i>	194
119	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AM 12 (COR12/AM19).</i>	194
120	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AM 7 (MEHI/AG1).</i>	195
121	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AM 76 (MEHI/AG1).</i>	195
122	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AG 105 (MEF/AG105).</i>	196
123	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AM 9 (COH/AM9).</i>	196

124	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AM 9 (COR12/AM13).</i>	197
125	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AM 65 (VEB2/AM1).</i>	197
126	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AM 42 (MED/AM42).</i>	198
127	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AM 64 (MEI/AM64).</i>	198
128	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AM 33 (VEB2/AM1).</i>	199
129	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AM 33 (COC/AM33).</i>	199
130	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AM 84 (MEM2/AM84).</i>	200
131	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AG 22 (MEB/AG10).</i>	200
132	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AG 22 (MEHU/AG12).</i>	201
133	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AM 36 (MEC/AM3AC).</i>	201
134	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AM 56 (MEHM/AM56).</i>	202
135	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AM 80 (MEC/AM70).</i>	202
136	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AM 80 (COR12/AM13).</i>	203
137	<i>Sensibilidad con el diámetro del reductor para el pozo AG 21 (COR12/AG21).</i>	203
138	<i>Sensibilidad con el nivel de separación en la tasa de líquido para el pozo AM 12 (MEHI/AG1).</i>	205
139	<i>Sensibilidad con el nivel de separación en la tasa de gas para el pozo AM 12 (MEHI/AG1).</i>	205
140	<i>Sensibilidad con el nivel de separación en la tasa de líquido para el pozo AG 11 (MEC/AM70).</i>	206
141	<i>Sensibilidad con el nivel de separación en la tasa de gas para el pozo AG 11 (MEC/AM70).</i>	206
142	<i>Sensibilidad con la presión de yacimiento para estimar la presión de abandono del pozo AM 19 (COKL/AM9).</i>	208

143	<i>Sensibilidad con la presión de yacimiento para estimar la presión de abandono del pozo AG 2 (COKL/AM9).</i>	208
144	<i>Sensibilidad con la presión de yacimiento para estimar la presión de abandono del pozo AM 36 (MEC/AM3AC).</i>	209
145	<i>Sensibilidad con la presión de yacimiento para estimar la presión de abandono del pozo AM 9 (COH/AM9).</i>	209
146	<i>Sensibilidad con la presión de yacimiento para estimar la presión de abandono del pozo AM 9 (COKL/AM9).</i>	210
147	<i>Sensibilidad con la presión de yacimiento para estimar la presión de abandono del pozo AM 9 (COR12/AM13).</i>	210
148	<i>Sensibilidad con la presión de yacimiento para estimar la presión de abandono del pozo AG 22 (MEB/AG10).</i>	211
149	<i>Sensibilidad con la presión de yacimiento para estimar la presión de abandono del pozo AG 22 (MEHU/AG12).</i>	211
150	<i>Sensibilidad con la presión de yacimiento para estimar la presión de abandono del pozo AM 12 (MEHI/AG1).</i>	212
151	<i>Sensibilidad con la presión de yacimiento para estimar la presión de abandono del pozo AM 56 (MEHM/AM56).</i>	212
152	<i>Sensibilidad con la presión de yacimiento para estimar la presión de abandono del pozo AM 80 (MEJ1/AM22).</i>	213
153	<i>Sensibilidad con la presión de yacimiento para estimar la presión de abandono del pozo AM 80 (COR12/AM13).</i>	213
154	<i>Sensibilidad con la presión de yacimiento para estimar la presión de abandono del pozo AM 7 (MEHI/AG1).</i>	214
155	<i>Sensibilidad con la presión de yacimiento para estimar la presión de abandono del pozo AM 76 (MEHI/AG1).</i>	214
156	<i>Sensibilidad con la presión de yacimiento para estimar la presión de abandono del pozo AG 105 (MEF/AG105).</i>	215

## INTRODUCCIÓN

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), es la corporación energética más importante que posee el país, la cual se encarga del crecimiento y desarrollo de la industria petrolera y petroquímica. En Venezuela la explotación petrolera comienza en el año 1914 cuando se inició el desarrollo comercial de hidrocarburos, siendo el 30 de Agosto de 1975 cuando se crea Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA). Con el transcurrir del tiempo ha experimentado diferentes cambios en su estructura organizacional, y con el fin de mantenerse como empresa sólida, en Agosto de 1999 se crea PDVSA GAS con la disposición de lograr el desarrollo en las diferentes actividades de producción, tratamiento y distribución del gas natural.

En la actualidad nuestro país se encuentra entre los pocos países con mayores reservas de hidrocarburos en el mundo. Por esta razón la industria petrolera, se considera el sector de principal desarrollo económico del país. Estas cuantiosas reservas de gas obligan a Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), a la búsqueda permanente de opciones tecnológicas de explotación y comercialización efectiva a corto, mediano y largo plazo.

Debido a que el gas natural se ha considerado como una de las principales fuentes de energía en el mundo, PDVSA Gas, ha conformado Producción Gas Anaco que constituye una de las áreas operacionales de mayor interés en el presente, está situado geográficamente en el centro del estado Anzoátegui y se extiende a los estados Guárico y Monagas. Las reservas probadas de hidrocarburos del área se encuentran en una amplia gama de yacimientos, siendo el gas el más importante objetivo de producción, ya que es el principal producto para el consumo energético del país y genera divisas para el mismo.

Hoy en día, el mundo se encuentra en una búsqueda permanente de opciones tecnológicas y comerciales que permitan satisfacer los crecientes requerimientos

energéticos de manera económica y amigable con el ambiente. Por esta razón, en los últimos años el gas natural ha pasado a ser una de las principales fuentes de energía a nivel mundial, esto luego de haber sido considerado durante mucho tiempo de poca importancia durante la producción de pozos de petróleo por su baja rentabilidad.

En el ámbito nacional, debido a esto y al gran potencial gasífero de Venezuela, se ha reorientado la producción de hidrocarburos, tomando el gas natural como uno de sus principales productos para la comercialización y exportación.

En la realización de este trabajo se planteó como objetivo principal analizar alternativas eficaces para la reactivación de pozos inactivos del campo Santa Ana, perteneciente al Área Mayor Anaco Oeste, estado Anzoátegui, con el propósito de incrementar la producción de gas en el área y así tratar de satisfacer la enorme demanda que existe en estos momentos.

Motivado a que el gas ha ganado bastante terreno en el mercado de los hidrocarburos se llevará a cabo la realización de este estudio; para lo que se utilizará el simulador PIPESIM-2.003 el cual mediante la técnica de Análisis Nodal, permitirá modelar las condiciones reales de los pozos y los parámetros de producción; y de esta manera, realizar las sensibilidades relacionadas con los cambios de reductores y la estimación de presiones óptimas de separación; lo que permitirá hacer predicciones en el comportamiento de los pozos.

Paralelamente a las simulaciones se realizará un análisis del volumen de hidrocarburos manejado en las estaciones pertenecientes al Campo para así determinar la posible ampliación de las mismas debido al aumento en la producción esperado.

Por otro lado, se realizará una evaluación económica asociada a la reactivación de los pozos, tomando en cuenta la rentabilidad de los mismos.

Con el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado será posible obtener información detallada de los pozos inactivos del Campo Santa Ana del Área Mayor Anaco con volúmenes potencialmente recuperables; así como también alternativas que permitan la reactivación de los mismos con el fin de aumentar la producción del Campo, lo cual es uno de los objetivos principales de la Empresa a nivel nacional.



## CAPÍTULO I

### DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE TRABAJO

#### *I.1 ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA <sup>[10]</sup>*

En 1975 se nacionalizó la industria petrolera de Venezuela mediante el decreto Presidencial Nro. 1123. El Estado, se reserva, por razones de conveniencia nacional, todo lo relativo a la exploración del territorio nacional en busca de petróleo, asfalto y demás hidrocarburos; a la explotación de yacimientos de los mismos; a la manufactura o refinación; al transporte por vías especiales y almacenamiento; al comercio interior y exterior, y a las obras que su manejo requiera.

PDVSA, la casa matriz, es responsable de las operaciones de un considerable número de empresas bajo la guía y supervisión del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. PDVSA (Petróleos de Venezuela, SA), empresa perteneciente a la República Bolivariana de Venezuela, creada como imagen corporativa gracias a la fusión de las antiguas filiales, siendo las de mayor jerarquía LAGOVEN, CORPOVEN y MARAVEN, con la unión se ha llevado a esta compañía a alcanzar los niveles más altos de competitividad del mercado petrolero mundial.

Con sede principal en Caracas, capital de Venezuela, al ser objeto de la unificación cuenta con representaciones en el oriente, centro, sur y occidente del país, esta posee con un cuerpo directivo, una presidencia, las vicepresidencias corporativas, unidades corporativas y una serie de divisiones que hacen de PDVSA una corporación integral encaminada al éxito.

PDVSA Petróleo y Gas, nace de la fusión de varias empresas operadoras de Petróleos de Venezuela S.A; el 17 de Noviembre de 1978. Inicia sus operaciones el 1 de Diciembre con las actividades propias de la industria de los Hidrocarburos:

Explotación, Producción, Refinación, Transporte y Comercialización nacional e internacional. El 1 de Junio de 1986 las empresas PDVSA y MENEVEN S.A; se unieron en una sola empresa con el nombre de PDVSA, pero con nuevos esquemas organizativos que le permitieron dirigir sus actividades operativas y comerciales. Su sede principal está ubicada en Caracas y sus centros operacionales más importantes se encuentran ubicados en Anaco, San Tomé, Puerto la Cruz, El Palito, Barinas y Punta de Mata, actualmente está extendiendo sus actividades hacia el denominado Flanco Sur Andino que comprende las áreas del estado Apure y Este de los estados Andinos.

Por más de 45 años, Anaco ha sido importante centro de operaciones petroleras, en esta área existen las mayores reservas de gas en tierra del país, y las mayores de crudo liviano de la Empresa. Han sido varias las operadoras que han asentado sus actividades en esta productiva región. Tiene un área asignada de aproximadamente 20000 Km<sup>2</sup>.

Los Campos operacionales que conforman Producción Gas Anaco se extienden por los Estados Anzoátegui, Monagas y Guárico.

Justo el 1 de Enero de 1999, todas las filiales que operaban las actividades de PDVSA (Corpoven, Maraven, Lagoven), se fusionaron en una sola empresa que ocupó en el ámbito nacional el manejo de la extracción de petróleo y gas, formándose así la actual PDVSA Petróleo y Gas, S.A; Filial de PDVSA.

### ***1.1.1 Misión***

Explorar, producir, transportar, procesar, distribuir y comercializar Gas Natural y sus derivados, de manera rentable, segura y eficiente, con calidad de sus productos y servicios, en armonía con el ambiente y la sociedad, que propicia un clima organizacional favorable para nuestros trabajadores y promueve la incorporación del sector privado en el desarrollo de la Industria del Gas.

### ***1.1.2 Visión***

Ser un conglomerado de empresas flexibles, dinámicas e innovadoras, de capital mixto, con socios de alta capacidad técnica y financiera, que participan en negocios de gas y conexos, que valorizan su base de recursos, comprometidas con la protección del ambiente, líderes y suplidoras preferidas en el mercado nacional y de exportación, ofreciendo productos y servicios de alta calidad, apoyados por tecnología de punta y un recurso humano altamente calificado y de elevadas convicciones éticas.

### ***1.1.3 Estructura Organizativa de la Empresa***

La estructura organizativa de la empresa PDVSA GAS (Figura 1), está constituida por dos niveles: el nivel corporativo y el nivel funcional. El nivel corporativo es el órgano administrativo de la empresa; formado por una Asamblea de accionistas, la junta directiva, la presidencia y la directiva, los cuales ejercen sus funciones desde una oficina principal ubicada en Caracas. El nivel funcional desarrolla sus operaciones de producción, transporte, refinación y ventas a través de las dos grandes áreas: División Occidente y División de Oriente.

La División Oriente, opera en un área del país de más de 110000 km<sup>2</sup>. Los campos operacionales que la conforman se extienden por los Estados Guárico, Monagas, Anzoátegui, Bolívar y Territorio Delta Amacuro; tiene la responsabilidad de llevar a cabo las operaciones de explotación, perforación, producción, transporte y distribución de crudo y sus derivados. Tiene su sede principal en Maturín, estado Monagas, la cual está compuesta por una Gerencia de Proyectos de Perforación, Organizaciones Asesoras y por los Distritos Operacionales: Maturín, Morichal, Punta de Mata, Anaco, San Tomé y Puerto la Cruz, además de la Gerencia de Procesamiento de Gas.

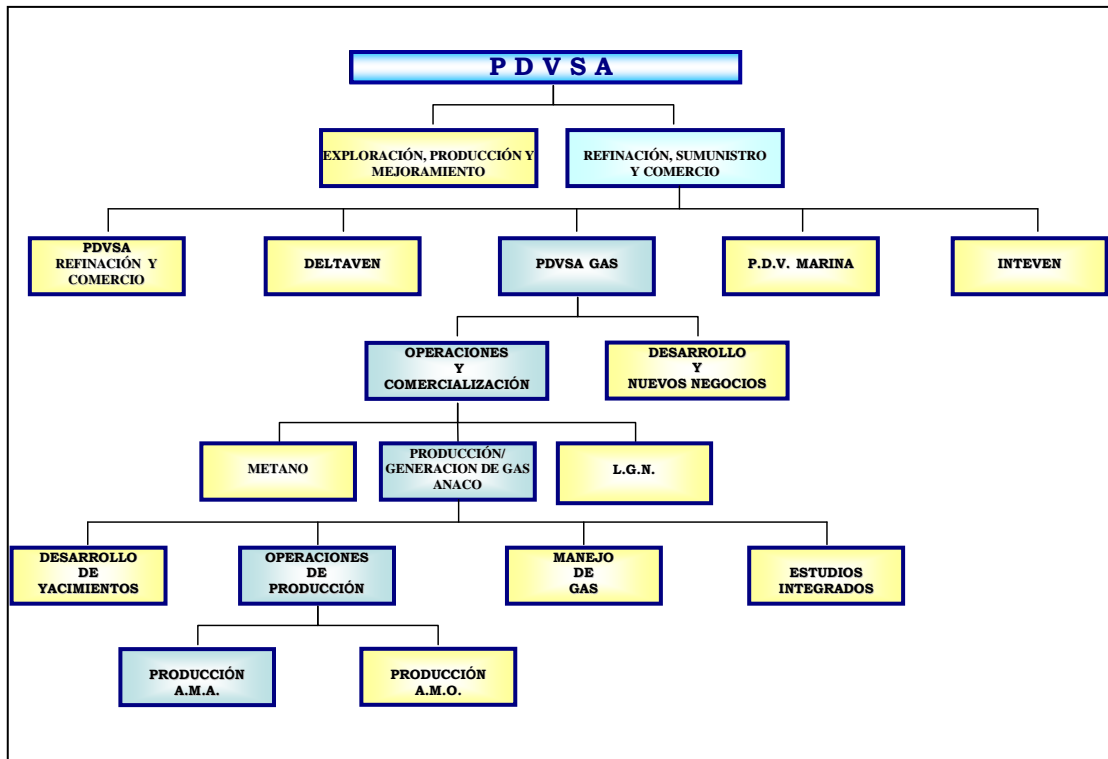


Figura 1. Estructura organizativa de PDVSA

### 1.1.4 Objetivos de la empresa

PDVSA Gas Anaco, posee otros objetivos considerados de gran importancia para el país y las comunidades, dentro de las cuales se ubican sus zonas operativas; entre estos se pueden mencionar los siguientes:

- Garantizar el completo y permanente abastecimiento de hidrocarburos, gas natural y productos petroquímicos para satisfacer la demanda del mercado interno.
- Se encarga de la producción y procesamiento del petróleo para la extracción de gases licuados y la distribución del gas natural a los sectores domésticos e industriales, en forma confiable y segura.
- Controla y revisa los presupuestos de inversiones y gastos. Fomenta el desarrollo cultural y social de la región a través de planes orientados a la sociedad y

contribuir con la generación de empleos dentro de la comunidad donde se realizan las actividades operativas.

- Contribuir al desarrollo económico de los sectores de la economía del país.
- Fomentar a través de la investigación y avances tecnológicos sus procesos productivos.
- Contribuir al fortalecimiento de los Municipios aledaños a sus Distritos Operacionales, sirviendo como agente de retención y generando fuertes ingresos a las rentas fiscales.
- Desarrollar proyectos para la preservación ambiental, debido a la alta incidencia que tiene la empresa en las regiones donde desarrolla sus actividades.

## ***1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE PRODUCCIÓN GAS ANACO <sup>[12]</sup>***

Producción Gas Anaco (Figura 2), se encuentra ubicado en la parte central del estado Anzoátegui, extendiéndose hasta los estados Monagas y Guárico con un área aproximada de 13400 Km<sup>2</sup> y, conformado por dos extensas áreas operacionales como son: El Área Mayor Anaco (A.M.A) (Figura 3), ubicada en la parte norte de la zona central del estado Anzoátegui, con un área de 3160 Km<sup>2</sup> la cual cuenta con 711 pozos, 15 estaciones y 2 centros operacionales divididos en: Centro Operacional Área I, conformado por el campo Santa Rosa y; Centro Operacional Área II, que abarca los campos Guarío, El Roble, San Joaquín, Santa Ana y El Toco. El Área Mayor Oficina (A.M.O), ubicada en la parte sur de la zona central del estado Anzoátegui, con un área de 10240 Km<sup>2</sup> e integrada por los campos: La Ceibita, Aguasay, Soto, Mapire, Zapato y Mata R.



Figura 2. Ubicación geográfica de Producción Gas Anaco

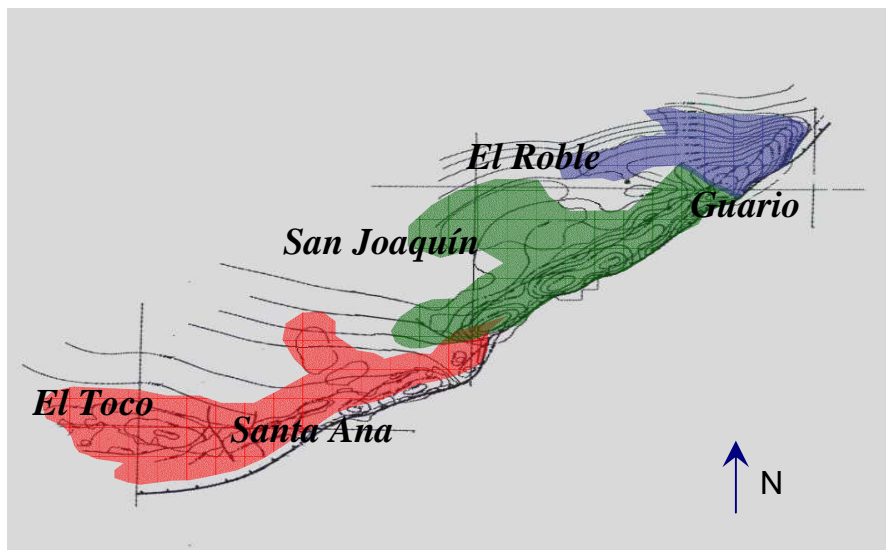


Figura 3. Ubicación geográfica del Área Mayor Anaco

### ***1.3 ESTRUCTURA DEL ÁREA MAYOR ANACO <sup>[12]</sup>***

Uno de los rasgos geológicos más importantes de la Cuenca Oriental de Venezuela es una serie de domos alargados, asimétricos, alineados contra el corrimiento de Anaco.

La estructura del Área Mayor 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 e inversas.
- Algunas fallas transcurrentes.

El Corrimiento de Anaco se encuentra en la parte central del Estado Anzoátegui con una longitud de 85 Km, desde el Sur del campo El Toco hasta el Este del campo La Ceiba. Se caracteriza por una línea de Corrimiento de rumbo Noroeste y buzamiento promedio de 45° al Noroeste, en cuyo lado Norte se encuentran cuatro campos de petróleo relacionados estructuralmente con la línea de Corrimiento, que enumerados de Suroeste a Noreste son: Campo El Toco, desarrollado sobre el domo del mismo nombre; el Campo Santa Ana, que se desarrolla sobre un domo alargado en el cual se distinguen cuatro culminaciones dómicas menores; el Campo San Joaquín, con tres culminaciones y un pronunciado declive hacia el Noreste, en el cual se ha desarrollado el Campo Guarío. Individualizado por razones administrativas más que estructurales, más al Norte se emplaza el domo de Santa Rosa, en el cual se localiza el campo del mismo nombre. Hacia el Este se observa un fuerte declive hacia la parte más profunda de la cuenca, cuyo eje se extiende entre las estructuras de Santa Rosa y La Ceiba, donde estudios sismográficos indican la presencia de fallamiento transversal extenso aunque no muy bien definido. Por su parte el corrimiento sigue

bien individualizado, pocos kilómetros más hasta el Este del domo de La Ceiba, aunque esta estructura no está directamente sobre el plano del corrimiento de Anaco.

#### ***1.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS ACUMULACIONES DE HIDROCARBUROS***

*[12]*

En los campos de Anaco resaltan dos condiciones de gran relieve como son: el alto número de acumulaciones y la superposición de yacimientos. El depósito de hidrocarburos presenta diferentes características: entrapamiento puramente anticlinal, con un contacto agua – petróleo paralelo a las curvas estructurales. Existen, igualmente, yacimientos de tipo canal, barra y cuerpos múltiples, como evidencia de la sedimentación deltáica; los canales de arena son factor importante en los campos de Santa Rosa y San Roque. Las arenas de la formación Merecure son esencialmente lenticulares; los mapas muestran 19 intervalos productores diferenciados.

El corrimiento de Anaco no interviene como elemento de control directo en el entrapamiento de arenas petrolíferas de la Formación Oficina porque el contacto agua - petróleo está por encima del contacto falla – arena, pero en ciertas arenas está definitivamente más bajo que la intersección de la arena con la falla, indicando que la falla participa de modo directo en el entrapamiento. Las sillas tectónicas entre los domos mayores contienen petróleo en algunos casos particulares pero no por regla general. Al norte de San Joaquín se encuentra El Roble, donde el entrapamiento parece ser una terraza dentro del flanco Noroeste del levantamiento San Joaquín – Guario.

En la Cuenca Oriental de Venezuela es interesante la presencia de petróleo parafínico con altos valores de gravedad API; la producción más elevada se encuentra en el Área Mayor Anaco, donde varía de 34° API en Santa Ana hasta 57° API en El Roble. Los crudos livianos consistentemente parafinosos y los condensados presentan relativamente pequeñas diferencias laterales y verticales en gravedad API, dentro del



mismo campo, lo cual sugiere el efecto unificador de una fuente cercana bien organizada, y relativamente poca influenciada de funciones diferenciales de trampa, que a veces se aplican a cada yacimiento.

La composición relativamente uniforme de los crudos en el Área Mayor Anaco sugiere un origen común, y el componente parafinoso probablemente se relaciona con una fuente herbácea en un ambiente fluvial a deltaico, el cual es menos marino que la sección productora.

### ***1.5 ESTRATIGRAFÍA DEL ÁREA MAYOR ANACO [12]***

La secuencia sedimentaria del subsuelo en esta área se extiende desde el Mioceno, Plioceno y por último el más joven, el Pleistoceno, se caracteriza por presentar una columna estratigráfica que se destaca por una secuencia de rocas sedimentarias de gran prosperidad petrolífera depositada en el intervalo geológico comprendido entre el Cretáceo y el Mioceno Medio del Terciario. En ellas están presentes las formaciones San Antonio, San Juan, Vidoño, Merecure y Oficina principalmente con remanentes localizados de las formaciones Mesa y Freites. La formación Oficina se caracteriza por cuerpos arenosos intercalados de arenas y lutitas. En esta área se identifican los llamados miembros: Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo, Colorado. La formación Merecure constituida principalmente por areniscas, delgadas limolitas y lutitas. La formación San Juan, Vidoño y San Antonio de carácter eminentemente arenoso y facies carbonáticas.

### ***1.6 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS [11]***

#### ***1.6.1 Formación Mesa***

La acumulación del proceso sedimentario de la Cuenca Oriental está representada por la Formación Mesa, de ambiente continental. Se extiende desde los Llanos Orientales de Guárico, Anzoátegui y Monagas como se muestra en la Figura 4. Esta formación

es considerada de edad Pleistoceno debido a su posición discordante sobre la Formación Las Piedras del Plioceno. Está formada por arcillas solubles de color rojizo, crema y grisáceo, alternando hacia la base con areniscas de grano grueso, guijarros, peñas y peñones.

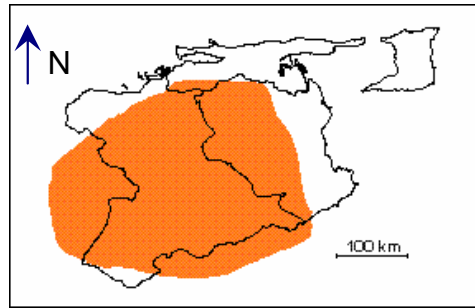


Figura 4. Extensión geográfica de la Formación Mesa

### ***1.6.2 Formación Las Piedras***

Esta unidad se caracteriza litológicamente por la presencia de sedimentos mal consolidados que incluyen areniscas, limolitas carbonáceas, arcillitas y lignitos, y su edad es del Plioceno. Esta sección presenta a lo largo de la Cuenca Oriental de Venezuela, un espesor máximo de 5.000 pies. Ver Figura 5.

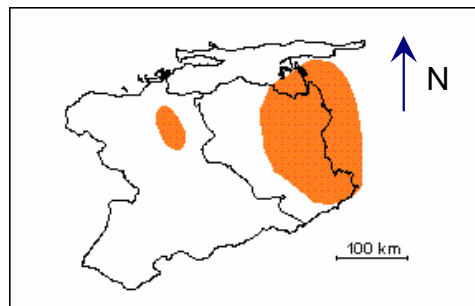


Figura 5. Extensión geográfica de la Formación Las Piedras.

### ***1.6.3 Formación Freites***

Yace en discordancia local sobre la formación Oficina de edad Mioceno Medio a Superior, esta formación se caracteriza por una gruesa sección de lutitas gris verdosas (marinas someras) intercaladas, especialmente en las secciones inferior y superior, con areniscas de granos finos, predominantemente glauconíticas. Ver Figura 6.

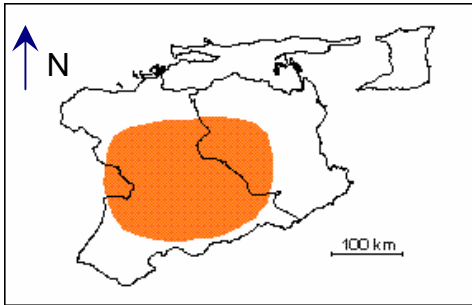


Figura 6. Extensión geográfica de la Formación Freites

#### ***1.6.4 Formación Oficina***

Su litología característica consiste de una alternancia monótona de arenas y lutitas parálicas 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.

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.

Desde el punto de vista de generación y producción de hidrocarburos, la Formación Oficina es muy importante en la Cuenca Oriental de Venezuela. De hecho, son de esta formación las principales arenas que producen hidrocarburos desde la Faja Petrolífera del Orinoco hasta los campos próximos al eje de la Cuenca. Ver Figura 7.

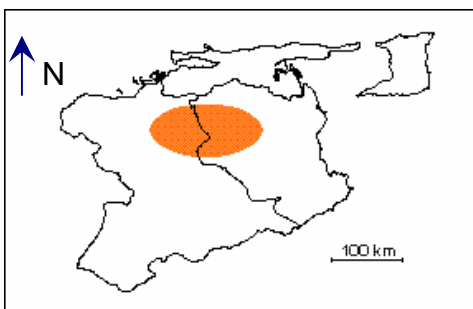


Figura 7. Extensión geográfica de la Formación Oficina

En el Área Mayor 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:** 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.

**Miembro Verde:** Predominan lutitas marrones a grises, homogéneas, de dureza media y tendencia laminar, limolitas arcillosas y algo de pirita.

**Miembro Amarillo:** Posee características similares a las del Miembro Verde, pero disminuye la proporción de limolitas.

**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.

**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.

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

#### ***1.6.5 Formación Merecure***

El ambiente de la formación Merecure, en Anaco y Oficina, es probablemente de aguas dulces a salobres, y corresponde al comienzo de la transgresión del Terciario medio que continuara durante el Mioceno inferior y medio. 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.

#### ***1.6.6 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. Esta formación de carácter transgresiva es casi exclusivamente lutitas. En el subsuelo de Monagas, se caracteriza por una secuencia lutítica oscura, glauconítica, seguida de una caliza masiva en la base intercalada con areniscas y lutitas blandas sin laminación y delgadas.

#### ***1.6.7 Formación San Juan***

La formación San Juan tiene su localidad tipo en la quebrada San Juan, tributaria del río Querecual. Unos 150 metros aguas arriba del paso Santa Anita. La formación es

esencialmente un gran lente de arena fina en forma de cuña, gruesa hacia el Sur. Pero se adelgaza e interdigita hacia el norte con el desarrollo lutítico de la Formación Vidoño.

### ***1.6.8 Formación San Antonio***

De edad Cretácica, en esta formación predominan las lutitas oscuras o negras y laminadas sobre las calizas, pero el elemento más distintivo es la presencia de areniscas grises, duras, finas y frecuentemente calcáreas. Su contacto superior es diacrónico y su ambiente de sedimentación es oceánico profundo.

En la Figura 8 se puede observar la distribución de estas formaciones en la columna estratigráfica regional del área.

EDAD	DESCRIPCION	
PLEISTOCENO	<b>Conglomerados Gruesos Areniscas Ferruginosas Limolitas y Lig.</b>	<b>MESA</b>
PLIOCENO		<b>LAS PIEDRAS</b>
MIOCENO MED-SUP.	<b>Lutitas Marinas</b>	<b>FREITES</b>
MIO CEN O INFE RIOR - MED IO	Lutitas y areniscas alternadas, limolitas y lignitos  Los cuerpos de arena son: canales, barras lentes	BLANCO
		AZUL
		MORENO
		NARANJA
		VERDE
		AMARILLO
OLIG	Areniscas masivas y lutitas carbonáceas delgadas	ME A/ME-T4,5
CRET	Lutitas con areniscas locales glauconíticas. Areniscas duras grises de grano fino a medio. Calizas y lutitas negras con areniscas duras grises y chert	VIDOÑO
		SJ-A/SJ-N SA-A/SA-X

Figura 8. Columna estratigráfica regional del Área Mayor Anaco

## ***1.7 CAMPO SANTA ANA***

El campo Santa Ana, en conjunto con los campos Guarario, San Joaquín, El Roble y El Toco conforman el Área II del Área Mayor Anaco. Se localiza en un prominente alto estructural alineado en dirección Suroeste-Noreste, a 27 Km de la ciudad de Anaco, en la parte central del estado Anzoátegui <sup>[1]</sup> (Figura 9). Este Campo fue descubierto en el año 1936 y actualmente posee 52 pozos activos. Cuenta con tres estaciones: una estación de flujo (SAEF-1) y dos estaciones de descarga (SAED-2 / SAED-3), donde se maneja una producción asociada de 864 BNPD y 98,386 MMPCGD.

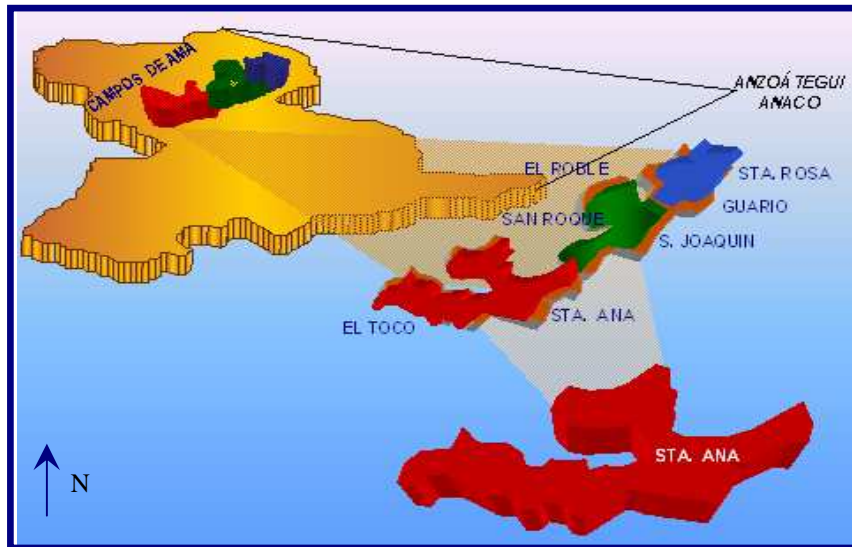


Figura 9. Ubicación geográfica del Campo Santa Ana

### ***1.7.1 ESTACIONES DEL CAMPO SANTA ANA***

#### ***1.7.1.1 Estación de Flujo Santa Ana 1 (SAEF-1)***

Cuenta con dos niveles de separación: 60 y 250 lpcm, donde fluyen 11 pozos activos con una producción asociada de 15,111 MMPCGD y 138 BNPD. (Tabla 1)

Tabla 1. Producción en la Estación de Flujo Santa Ana 1 (SAEF-1)

Nivel [lpcm]	N° de Pozos	Producción	
		Gas [MMPCGD]	Crudo [BNPD]
60	4	1,752	46
250	7	13,359	92
<b>Total</b>	<b>11</b>	<b>15,111</b>	<b>138</b>

El nivel de 60 lpcm cuenta con 4 pozos activos, maneja una producción promedio de 1,752 MMPCGD (11,59 % producción). Este nivel posee como facilidades de instalación de superficie: una válvula multipuerto, la cual es usada para manejar la producción general, además cuenta con un separador de producción general con una capacidad actual de separación de 3 MMPCGD y 1750 BBPD, según especificaciones del fabricante y placa de identificación del separador, es de tipo vertical y está identificado con el siguiente serial PDVSA, E-1267.

El nivel de 250 lpcm cuenta con 7 pozos activos, maneja una producción promedio de 13,359 MMPCGD (88,41 % producción). Este nivel posee como facilidades de instalación de superficie: una válvula multipuerto, la cual es usada para manejar la producción general, además cuenta con un separador de producción general con una capacidad actual de separación de 16,3 MMPCGD y 8500 BBPD, según especificaciones del fabricante y placa de identificación del separador, es de tipo vertical y está identificado con el siguiente serial PDVSA, E-1262.

### ***1.7.1.2 Estación de Descarga Santa Ana 2 (SAED-2)***

Al igual que SAEF-1 cuenta con dos niveles de separación: 60 y 250 lpcm, donde fluyen 19 pozos activos con una producción asociada de 32,074 MMPCGD y 210 BNPD. (Tabla 2)



Tabla 2. Producción en la Estación de Descarga Santa Ana 2 (SAED-2)

Nivel [lpcm]	N° de Pozos	Producción	
		Gas [MMPCGD]	Crudo [BNPD]
60	12	13,128	59
250	7	18,946	151
<b>Total</b>	<b>19</b>	<b>32,074</b>	<b>210</b>

El nivel de 60 lpcm cuenta con 12 pozos activos, maneja una producción promedio de 13,128 MMPCGD (40,93 % producción). Este nivel posee como facilidades de instalación de superficie: un múltiple, el cual es usado para manejar la producción general, además cuenta con dos separadores de producción general identificados con los siguientes seriales PDVSA, E-69 y V-100A con una capacidad actual de separación de 17,7 MMPCGD, 16500 BBPD y 50 MMPCGD, 8000 BBPD respectivamente, según especificaciones del fabricante y placa de identificación del separador, ambos son de tipo vertical.

El nivel de 250 lpcm cuenta con 7 pozos activos, maneja una producción promedio de 18,946 MMPCGD (59,07 % producción). Este nivel posee como facilidades de instalación de superficie: un múltiple, el cual es usado para manejar la producción general, además cuenta con dos separadores de producción general identificados con los siguientes seriales PDVSA, E-257 y SVO-27610 con una capacidad actual de separación de 31 MMPCGD, 12800 BBPD y 35 MMPCGD, 4000 BBPD respectivamente, según especificaciones del fabricante y placa de identificación del separador, ambos son de tipo vertical.

### ***1.7.1.3 Estación de Descarga Santa Ana 3 (SAED-3)***

Cuenta con tres niveles de separación: 60, 250 y 800 lpcm, donde fluyen 22 pozos activos con una producción asociada de 51,201 MMPCGD y 516 BNPD. (Tabla 3)

Tabla 3. Producción en la Estación de Descarga Santa Ana 3 (SAED-3)

<i>Nivel [lpcm]</i>	<i>N° de Pozos</i>	<i>Producción</i>	
		<i>Gas [MMPCGD]</i>	<i>Crudo [BNPD]</i>
60	12	14,371	232
250	9	23,11	166
800	1	13,72	118
<b>Total</b>	<b>22</b>	<b>51,201</b>	<b>516</b>

El nivel de 60 lpcm cuenta con 12 pozos activos, maneja una producción promedio de 14,371 MMPCGD (28,07 % producción). Este nivel posee como facilidades de instalación de superficie: un múltiple, el cual es usado para manejar la producción general, además cuenta con tres separadores de producción general identificados con los siguientes seriales PDVSA, E-294, E-296 y E-191 con una capacidad actual de separación de 35, 26 y 17,76 MMPCGD y 4000, 10000 y 13500 BBPD respectivamente, según especificaciones del fabricante y placa de identificación del separador, los cuales son de tipo horizontal y el separador repotenciado (E-191) de tipo vertical.

El nivel de 250 lpcm cuenta con 9 pozos activos, maneja una producción promedio de 23,11 MMPCGD (45,14 % producción). Este nivel posee como facilidades de instalación de superficie: un múltiple, el cual es usado para manejar la producción general, además cuenta con un separador de producción general identificado con el siguiente serial PDVSA, V-100C con una capacidad actual de separación de 50 MMPCGD y 8000 BBPD, según especificaciones del fabricante y placa de identificación del separador, es de tipo vertical.

El nivel de 800 lpcm cuenta con 1 pozo activo, maneja una producción promedio de 13,72 MMPCGD (26,8 % producción). Este nivel posee como facilidades de instalación de superficie: un múltiple, el cual es usado para manejar la producción general, además cuenta con un separador de producción general identificado con el

siguiente serial PDVSA, E-486 con una capacidad actual de separación de 45 MMPCGD y 5000 BBPD, según especificaciones del fabricante y placa de identificación del separador, es de tipo horizontal.

### ***1.7.2 RECORRIDO DEL FLUIDO – CAMPO SANTA ANA <sup>[1]</sup>***

El recorrido del fluido en el campo Santa Ana (Figura 10), se inicia con la producción de los diferentes pozos activos, éste una vez que pasa por el cabezal del pozo se dirige por las líneas de flujo a las diferentes estaciones (SAEF-1, SAED-2 Y SAED-3) donde ocurre la separación del mismo; gas, crudo y agua. El gas es enviado por medio de gasoductos a la planta compresora Santa Ana 3 ubicada a 2,2 km de la estación SAED-3, donde es comprimido a las presiones requeridas para luego transportarlo hacia la planta San Joaquín Booster. Mientras que el crudo, una vez que es separado en la estación, es dirigido por oleoductos hacia el Patio de Tanques Anaco en la misma localidad.

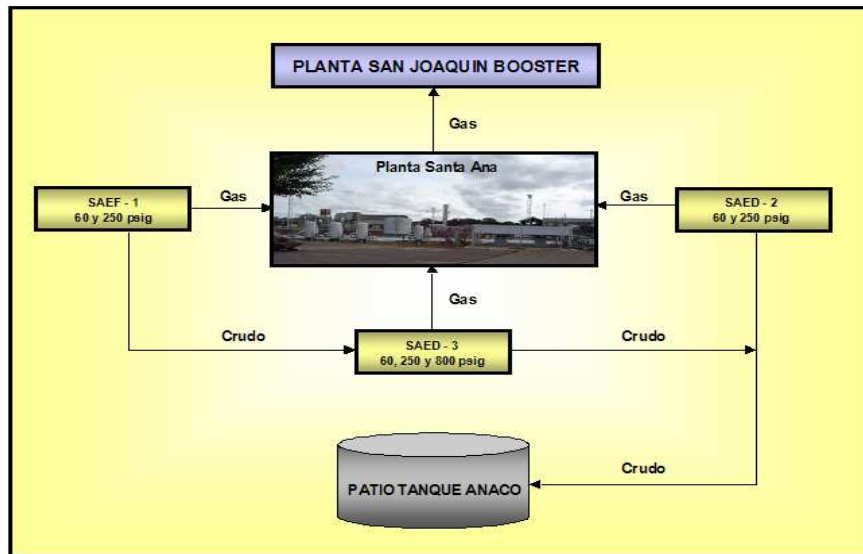


Figura 10. Recorrido del fluido en el campo Santa Ana

## CAPÍTULO II

### EL PROBLEMA

#### *II.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA*

Nuestro país cuenta con áreas operacionales para realizar actividades de Exploración, Perforación, Explotación/Producción y Transporte de hidrocarburos en varias regiones del territorio nacional, operadas por PDVSA y entre las cuales se encuentra Anaco, ubicada en la parte central del estado Anzoátegui, el cual presenta 13400 km<sup>2</sup> de área operacional con yacimientos productores de hidrocarburos livianos, medianos y en especial cuantiosas reservas de gas rico libre y asociado. Actualmente, Anaco es una zona suplidora de gas importante y debido a sus altos volúmenes de hidrocarburos gaseosos, ha sido decretado el eje principal de la política de expansión de producción y comercialización del gas, comprometiéndose a generar entre 60 % y 70 % de la producción necesaria para alimentar el parque industrial del país.

Producción Gas Anaco es una dependencia de PDVSA GAS, empresa filial de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y se divide en dos grandes extensiones operacionales:

**Área Mayor Anaco (A.M.A):** Tiene un área operacional de 3160 Km<sup>2</sup>, dividida en: AMA ESTE conformada por el Campo Santa Rosa y el AMA OESTE conformada por los Campos San Joaquín, Guario, El Roble, Santa Ana y El Toco.

**Área Mayor Oficina (A.M.O):** Con un área operacional de 10240 Km<sup>2</sup>, que se divide en: COA 1, conformado por los Campos Aguasay y Zapatos; y COA 2 conformado por los Campos Mata R, Soto, Mapiri y La Ceibita.

Hoy en día, existe una gran cantidad de pozos en las áreas antes mencionadas. Específicamente en el Campo Santa Ana del A.M.A. Oeste se encuentran 52 pozos activos, con una producción de gas total de 98,386 MMMPCGD y 864 BNPD (Julio 2006) y aproximadamente 85 pozos están fuera de producción por diferentes causas, en estos últimos se fundamenta este trabajo.

Es conocido que con el paso del tiempo la tasa de producción de un pozo tiende a disminuir por varias razones; pero, ¿Cómo puede aumentar la producción de un campo cuando la producción de sus pozos disminuye con el tiempo? La respuesta es sencilla, a medida que transcurre el tiempo la cantidad de pozos en un campo aumenta y aunque la tasa de producción de esos nuevos pozos va a disminuir, éstos hacen un aporte considerable de hidrocarburo que permite mantener en aumento la producción acumulada de cada campo. Entonces, se puede pensar que la solución para mantener el negocio de la extracción de hidrocarburos de forma rentable es perforando cada vez más pozos, pero no es tan fácil, a veces no es conveniente perforar sino buscar otras soluciones para mantener la producción de los pozos existentes.

En toda la historia de la industria petrolera en Venezuela, se ha perforado gran cantidad de pozos entre exploratorios, de avanzada y de desarrollo, y se ha obtenido cierto porcentaje de pozos secos y un buen porcentaje de pozos con alto potencial de producción. La mayoría de esos pozos que se consideraron productores en sus tiempos se encuentran actualmente y por varias razones, inactivos o cerrados. El Área Mayor Anaco, específicamente el Campo Santa Ana, no escapa de esta realidad.

Buscando el desarrollo económico y social del país, en la industria se ha fijado la meta de aumentar la producción de hidrocarburo, por consiguiente, en la empresa PDVSA GAS Anaco existe la iniciativa de poner en producción la mayor cantidad de pozos inactivos posibles en su área de trabajo, por tal razón este Trabajo Especial de Grado se basa en el análisis de alternativas eficaces que permitan el incremento de la

producción de hidrocarburos a través de la reactivación de pozos inactivos, en el Campo Santa Ana del Área Mayor Anaco en el estado Anzoátegui.

Con esto se busca recopilar la mayor cantidad de información referente a los pozos inactivos del Campo Santa Ana y así, simular estas condiciones para hacer las sensibilidades y predicciones necesarias y determinar los procesos y métodos requeridos para llevar a cabo dicha reactivación, tomando en cuenta además, la capacidad de manejo existente en las estaciones asociadas al campo (SAEF-1, SAED-2 y SAED-3) en la actualidad; con la finalidad de aumentar la producción del campo y cumplir así con el compromiso planteado.

## ***II.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN***

### ***II.2.1 Objetivo General:***

Analizar alternativas eficaces para la reactivación de pozos inactivos del campo Santa Ana, Área Mayor Anaco, estado Anzoátegui.

### ***II.2.2 Objetivos Específicos:***

1. Determinar mediante bases de datos, diagramas de pozos y pruebas de producción; los pozos inactivos del campo.
2. Determinar los pozos candidatos a reactivar por medio de un estudio más detallado de sus últimas pruebas de producción, registros de presión, estado físico de los equipos de fondo del pozo, hidrocarburos remanentes y recuperables, entre otros.
3. Revisar información de yacimiento de los pozos seleccionados y analizar las arenas atravesadas por ellos.
4. Jerarquizar los pozos de acuerdo a las condiciones más favorables analizadas previamente.

5. Determinar la capacidad del manejo de la producción de gas existente en las estaciones asociadas al Campo y revisar las condiciones de los pozos in situ.
6. Simular utilizando PIPESIM las condiciones de los pozos haciendo las sensibilidades correspondientes y así obtener los procesos y métodos óptimos para llevar a cabo la reactivación de los mismos.
7. Realizar una evaluación económica para la reactivación de los pozos, tomando en cuenta la rentabilidad de los mismos.

### ***II.3 ALCANCE***

Petróleos de Venezuela S.A. es una empresa que opera a nivel nacional e internacional en diversas áreas relacionadas con la actividad energética y sus derivados. En Venezuela se divide en varias filiales que laboran en varias zonas del país; en la parte oriental, específicamente, el centro del estado Anzoátegui, existe Producción Gas Anaco. Éste, es el encargado de operar dos áreas bien definidas, el Área Mayor Anaco y el Área Mayor Oficina, con una cantidad de campos petroleros considerable.

En el A.M.A en su lado oeste, se ubica el campo Santa Ana. Actualmente cuenta con 52 pozos activos que producen 98,386 MMPCGD y 864 BNPD.

En vista de la posición adoptada por la Empresa, de aumentar su producción en los próximos años, se ha decidido estudiar la reactivación de pozos inactivos del Campo; en consecuencia resulta este Trabajo Especial de Grado.

El presente proyecto tiene como finalidad analizar alternativas para incrementar la producción a través de la reactivación de pozos cerrados o inactivos, sin dejar de lado la posibilidad de ampliar las estaciones asociadas al Campo debido a este aumento. Por otro lado, se hace necesario realizar una evaluación económica, para determinar

la eventual ejecución de las propuestas resultantes de acuerdo a la rentabilidad de las mismas.

Con esta iniciativa se busca aportar una buena cantidad de hidrocarburo, específicamente gas, a la cuota nacional y así cumplir con la meta planteada.

#### ***II.4 JUSTIFICACIÓN***

Venezuela es uno de los países más importantes cuando de reservas de hidrocarburo se trata, no obstante, en los últimos años la producción de crudo está dejando de ser la tarea fundamental de Petróleos de Venezuela S.A. y se está abriendo paso la producción de gas natural; esta tendencia se debe a que, entre otras cosas, la energía producida a través de este hidrocarburo es más limpia o menos contaminante y que aunque los gastos de extracción y manejo sean igual de elevados que con el crudo, resulta más rentable y más atractivo en el mercado energético mundial.

Por esta razón, en el Producción Gas Anaco se ha encomendado a la tarea de aumentar la producción de este hidrocarburo en específico y por ende se están realizando trabajos de RA/RC, reactivación de pozos inactivos, reparaciones a pozos, cambios de zona productora y otros, con el fin de cumplir la meta.

El estudio que se lleva a cabo permitirá obtener información detallada de los pozos inactivos del Campo Santa Ana del Área Mayor Anaco con volúmenes potencialmente recuperables; así como también alternativas que permitan la reactivación de los mismos para aumentar la producción del Campo y así contribuir con los objetivos planteados por la Empresa.



## **CAPÍTULO III**

### **MARCO REFERENCIAL**

#### ***III.1 ANTECEDENTES***

Betancourt A, realizó en el año 2003, para la Universidad de Oriente, la optimización del sistema de producción, a los niveles de separación de 500 y 1200 lpcm, del campo Santa Rosa en Producción Gas Anaco, mediante el uso de la herramienta de Análisis Nodal, con esta herramienta se modeló el comportamiento de los pozos y se realizaron sensibilidades con diámetro de reductores y daño, con el fin de predecir las tasas de flujo y optimizar los diferentes componentes del sistema. A través del perfil de presiones se determinó si realmente estaba cotejada la producción y se obtuvieron los valores de presión de cabezal y línea de flujo que deberían tener los pozos. Se observó el uso inadecuado del diámetro del reductor en algunos pozos que hacían que la producción disminuya.

Pinto M, presentó en el año 2004, para la Universidad de Oriente, los resultados obtenidos del estudio realizado en la estación de descarga San Joaquín 1 de Producción Gas Anaco. El objetivo principal fue la optimización de la producción y manejo de gas mediante el uso de la herramienta de Análisis Nodal para modelar el comportamiento de los pozos, haciendo cambios de reductor y de nivel, para así mejorar sus actuales condiciones de producción. Durante la elaboración de este trabajo se revisó toda la información correspondiente al campo en estudio, dicha información fue validada por los programas corporativos que aporta la empresa, entre ellos “Oil Field Manager” (OFM) y CENTINELA de tal manera que se pudiese modelar cada uno de los pozos con el simulador PIPESIM 2000. Se observó que algunos pozos no tenían la energía necesaria para fluir al nivel donde se encontraban y el uso inadecuado del diámetro del reductor que disminuían la producción.

## ***III.2 MARCO TEÓRICO***

### ***III.2.1 YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS <sup>[4]</sup>***

Un yacimiento es aquella parte de una trampa que contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado. Las acumulaciones de gas y petróleo ocurren en trampas subterráneas limitadas por cierres estructurales, estratigráficos o la combinación de ambos. Estas acumulaciones se presentan en formaciones porosas y permeables constituidas principalmente por arenas, areniscas, calizas o dolomitas.

Los yacimientos son productos de la naturaleza y en consecuencia poseen características diferentes que varían de uno a otro; lo que significa que no existen dos yacimientos que se comporten de la misma manera. Por esta razón se hace necesario clasificarlos en función de diferentes criterios.

### ***III.2.2 YACIMIENTOS DE GAS HÚMEDO <sup>[4]</sup>***

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

La mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento, pero al salir a la superficie cae en la región de dos fases formándose una cantidad de líquido del orden de 10 a 20 BN/MMPCN.

La temperatura de estos yacimientos también es mayor que la cricondentérmica del gas húmedo. El líquido producido es incoloro con gravedad API mayor de 60°.

### **III.2.3 YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO <sup>[4]</sup>**

El gas condensado se puede definir como un gas líquido disuelto. El contenido de metano ( $C_1$ ) es mayor a 60 % y el  $C_7^+$  menor a 12,5 %.

La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío (punto B de la Figura 11).

La temperatura de yacimiento tiene un valor entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla.

El gas presenta condensación retrógrada durante el agotamiento isotérmico de presión. En su camino hacia el tanque de almacenamiento, el gas condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura penetrando rápidamente en la región de dos fases (región retrograda) ocurriendo la llamada **Condensación Retrógrada** de las fracciones pesadas e intermedias.

Estas fracciones se depositan como líquido en los canales porosos más pequeños de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos ya que raramente se alcanza la saturación crítica del líquido. El efecto dañino de permitir la condensación retrógrada, es que, lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla y por lo tanto, no solo se pierde la mayor parte de los líquidos en el yacimiento, sino que el fluido se empobrece en tales fracciones.

El condensado retrógrado atrapado en un yacimiento sin empuje hidráulico no puede recuperarse sino por revaporización inyectando gas natural a alta presión.

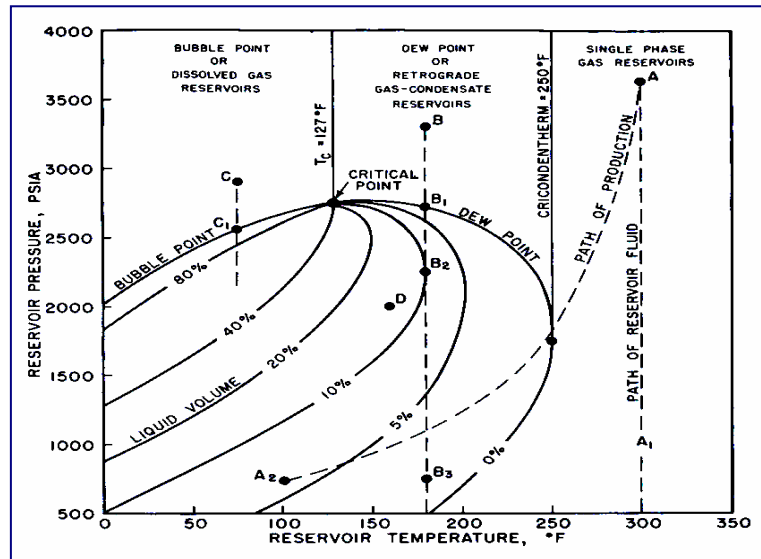


Figura 11. Diagrama de fases

### III.2.4 YACIMIENTOS DE PETRÓLEO DE ALTA VOLATILIDAD <sup>[4]</sup>

La temperatura del yacimiento es ligeramente menor que la crítica de la mezcla.

La mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente en estado líquido cerca del punto crítico.

El equilibrio de fase de estos yacimientos es precario y se produce un alto encogimiento del crudo (hasta de un 45%) cuando la presión cae ligeramente por debajo de la presión de burbujeo.

La RGP (Relación Gas - Petróleo) de estos yacimientos se encuentra en el rango de 2 a 5 MPCN/BN.

El petróleo del tanque tiene un color amarillo oscuro a negro y una gravedad API mayor de 40°. El factor volumétrico del petróleo ( $B_o$ ) es regularmente mayor de 1,5 BY/BN.

### **III.2.5 YACIMIENTOS DE PETRÓLEO DE BAJA VOLATILIDAD <sup>[4]</sup>**

El petróleo de baja volatilidad (petróleo negro) se caracteriza por tener un alto porcentaje de ( $C_7^+ > 40\%$ ) y bajo contenido de metano ( $< 50\%$ ). La temperatura crítica de estos yacimientos es muy inferior a la crítica de la mezcla. La RGP es menor de 2000 PCN/BN.

De acuerdo a su gravedad API, estos se pueden clasificar como:

- Livianos  $30^\circ < \text{°API} \leq 40^\circ$ .
- Medianos  $20^\circ < \text{°API} \leq 30^\circ$ .
- Pesados  $10^\circ < \text{°API} \leq 20^\circ$ .
- Extrapesados  $\text{°API} < 10^\circ$ .

### **III.2.6 GAS NATURAL <sup>[16]</sup>**

Se denomina gas natural a la mezcla de hidrocarburos formada por sus componentes más volátiles, principalmente metano, cantidades menores de etano, propano y butano. Además puede contener porcentajes muy pequeños de compuestos más pesados. Es posible conseguir en el gas natural cantidades variables de otros gases no hidrocarburos, como dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, nitrógeno, helio, vapor de agua, etc. El gas natural puede obtenerse como tal en yacimientos de gas libre o asociado, en yacimientos de petróleo y de condensado.

El gas natural se clasifica en:

- **Gas dulce:** Es aquel que contiene cantidades de sulfuro de hidrogeno ( $H_2S$ ), menores a 4 ppm. La GPSA define un gas apto para ser transportado por tuberías aquel que contiene menos de 4 ppm de  $H_2S$ ; menos de 3,0 % de  $CO_2$  y no más de 6 a 7 libras de agua por millón de pies cúbicos en condiciones normales (PCN).

➤ **Gas agrio o ácido:** Es aquel que contiene cantidades apreciables de sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y otros componentes ácidos (COS, CS<sub>2</sub>, mercaptanos, etc.) razón por la cuál se vuelve corrosivo en presencia de agua libre.

➤ **Gas rico (húmedo):** Es aquel del cual se pueden obtener cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos, C<sub>3</sub><sup>+</sup> de, aproximadamente, 3,0 GPM (galones por 1.000 pies cúbicos en condiciones normales). Este parámetro no tiene ninguna relación con el contenido de vapor de agua que pueda contener el gas.

➤ **Gas pobre (seco):** Es un gas que prácticamente está formado por metano (C<sub>1</sub>) y etano (C<sub>2</sub>). Sin embargo, en sistemas de compresión de gas, se habla de gas húmedo, en inglés "wet gas", al que contiene vapor de agua y gas seco "dry gas", al que no contiene vapor de agua.

#### ***III.2.6.1 Ventajas del gas natural***

Tomando en cuenta las propiedades físico-químicas del gas natural, pueden ser consideradas algunas ventajas de su uso, las más importantes se nombran a continuación:

➤ Es un combustible relativamente barato. Debido a que es un producto natural y no requiere de un procesamiento significativo, su costo es sensiblemente menor que el de otros combustible alternos.

➤ Presenta una combustión limpia y completa.

➤ Seguridad en la operación, debido a que en caso de fugas, al ser más ligero que el aire, se disipa rápidamente en la atmósfera. Únicamente, se requiere tener buena ventilación.

➤ Asegura eficiencia en la operación.

### ***III.2.6.2 Descripción y características del gas natural***

El gas natural es incoloro, inodoro, insípido, sin forma particular y más ligero que el aire. Se presenta en su forma gaseosa por debajo de los  $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Por razones de seguridad, se le añaden mercaptano, un agente químico que le da un olor a huevo podrido, con el propósito de detectar una posible fuga de gas.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos ligeros compuestos principalmente de metano, etano, propano, butanos y pentanos. Otros componentes tales como el bióxido de carbono, el helio, el sulfuro de hidrogeno y el nitrógeno se encuentran también en el gas natural. La composición del gas natural nunca es constante, sin embargo, se puede decir que su componente principal es el metano (como mínimo 90%). Posee una estructura de hidrocarburo simple compuesto por un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrogeno ( $\text{CH}_4$ ). El metano es altamente inflamable, se quema fácilmente y casi totalmente y emite muy poca contaminación.

El gas natural no es ni corrosivo ni tóxico, su temperatura de combustión es elevada y posee un estrecho intervalo de inflamabilidad, lo que hace de él un combustible fósil, seguro en comparación con otras fuentes de energía. Además por su densidad de  $0,60\text{ gr/cm}^3$ , inferior a la del aire ( $1,0\text{ gr/cm}^3$ ), el gas natural tiene tendencia a elevarse y puede consecuentemente, desaparecer fácilmente del sitio donde se encuentra por cualquier grieta. Es generalmente admitido que el carbono y el hidrógeno contenido en el gas natural provienen de restos de plantas y animales que se juntaron en el fondo de los lagos y de los océanos durante millones de años.

Después de haber sido cubierto por grandes capas de otros sedimentos, el material orgánico se transformó en petróleo bruto y en gas natural bajo el efecto de la presión ejercida por las capas de sedimento y el calor emitido por la capa terrestre. El petróleo y el gas son entonces expulsados fuera de los esquistos arcillosos marinos en los cuales se habían depositado y de allí penetran en las rocas sedimentarias porosas.

Posteriormente, el petróleo y el gas suben a la roca porosa, ya que son menos densos que el agua.

El gas está presente por todo el mundo, ya sea en los depósitos situados en las profundidades de la superficie terrestre, o en los océanos; las capas de gas pueden formarse encima de los depósitos de petróleo bruto, o estar atrapadas en el seno de las rocas porosas. El gas llamado “asociado” cuando se encuentra en presencia de petróleo bruto y “no asociado” cuando se encuentra solo. A una presión atmosférica normal, si el gas natural se enfría a una temperatura de  $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$  aproximadamente, se condensa bajo la forma de un líquido llamado gas natural licuado (GNL), un volumen de este líquido ocupa casi 600 veces menos espacio que el gas natural y es dos veces menos pesado que el agua (45 % aproximadamente), es inodoro, incoloro, no es corrosivo ni tóxico y ni el GNL ni su vapor pueden explotar al aire libre, puesto que el gas natural licuado ocupa menos espacio, el gas natural se licúa para facilitar su transporte y almacenaje.

El gas natural es considerado como un combustible limpio. Bajo su forma comercializada, casi no contiene azufre y virtualmente no genera dióxidos de azufre ( $\text{SO}_2$ ). Sus emisiones de óxido de nitrógeno (NO) son menores a las generadas por el petróleo y el carbón. Las emisiones de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) son inferiores a las de otros combustibles fósiles (según Eurogas, emiten 40 a 50 % menos que el carbón y 25 a 30 % menos que el petróleo).

### ***III.2.6.3 Transporte del gas natural***

El gas natural, una vez separado del crudo, tratado y procesado, necesita sistemas que permita ser llevado a los sitios de consumo disponible para su cabal disposición. La industria petrolera nacional y específicamente PDVSA GAS cuenta con una importante infraestructura constituida por una denominada red nacional de gasoductos para transportarlo hacia los centros de consumo.



Esta red está formada por varios sistemas formados por tuberías de recolección, plantas compresoras y tuberías para transporte y distribución cuyos diámetros varían entre 4 y 36 pulgadas, con una longitud que supera 5200 kilómetros y capacidad de transmisión de 221 millones de metros cúbicos al día.

La red de transporte del gas comprende dos regiones: Centro – Occidente, que satisface el 75 % de la demanda nacional, y está integrada principalmente por los sistemas Anaco - Puerto Ordaz, Anaco - Jose / Puerto la Cruz y Anaco - Caracas / Barquisimeto; y Occidente, que suple el restante 25 % de la demanda a través de los sistemas Ulé - Amuay y costa Oeste del lago de Maracaibo.

La red de gasoductos operadas por PDVSA GAS, que satisface el 78 % del gas usado por el sector no petrolero, constituye la columna vertebral de la red nacional de gasoductos. Su complejidad y la necesidad de ofrecer un suministro confiable y seguro a los usuarios, han exigido la aplicación de la más avanzada tecnología para su operación, mediante un sistema de telemetría y control, integrado por estaciones remotas ubicadas en diferentes localidades, operadas por dos despachos centrales de gas.

#### ***III.2.6.4 Procesamiento del gas natural***

El procesamiento consiste principalmente en:

La eliminación de compuestos ácidos ( $H_2S$  y  $CO_2$ ), mediante el uso de tecnologías que se basan en sistemas de absorción – agotamiento utilizando un solvente selectivo.

El gas alimentado se denomina “amargo”, el producto “gas dulce” y el proceso se conoce generalmente como “endulzamiento”.

La recuperación de etano e hidrocarburos licuables mediante procesos criogénicos (uso de baja temperaturas para la generación de un líquido separable por destilación fraccionada) previo proceso de deshidratación para evitar la formación de sólidos.

Recuperación del azufre de los gases ácidos que se generan durante el proceso de endulzamiento.

Fraccionamiento de los hidrocarburos líquidos recuperados, obteniendo corrientes ricas en etano, propano, butanos y gasolina; en ocasiones también resulta conveniente separar el isobutano del n-butano para usos muy específicos.

### ***III.2.7 RESERVAS DE HIDROCARBUROS <sup>[13]</sup>***

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

Según el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, las reservas pueden ser clasificadas de acuerdo con el grado de certidumbre que se tenga de ellas, en:

#### ***III.2.7.1 Reservas probadas***

Se considera reservas probadas el volumen de hidrocarburo contenido en el yacimiento, los cuales hayan sido constatados mediante pruebas de producción y que, según la información geológica y de ingeniería de yacimiento disponible, puedan ser producidos comercialmente.

#### ***III.2.7.2 Reservas probables***

Son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de

ingeniería indica, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probadas.

### ***III.2.7.3 Reservas posibles***

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

### ***III.2.8 FACTOR DE RECOBRO [14]***

Representa la porción del petróleo original en sitio disponible que puede ser recuperado, puede ser de dos tipos: primario o secundario.

El recobro primario corresponde a la fracción del POES y GOES que se recupera por medio de la energía interna del yacimiento, puede ser por cualquiera de los mecanismos primarios de producción del yacimiento.

El recobro secundario constituye la fracción del POES y GOES recuperado adicionalmente después del recobro primario, puede ser por varios métodos, los más comunes son la inyección de agua y de gas.

### ***III.2.9 FLUJO NATURAL [6]***

El petróleo y el gas natural fluyen a través del yacimiento, cuando se ha creado una variación de presión entre la presión de yacimiento y la presión de fondo fluvente, y penetra en los pozos como resultado de la operación de una o más fuerzas naturales que están latentes en la formación, éstas son:

- La fuerza de expansión del gas natural a alta presión asociado con el petróleo y agua del yacimiento.

- La expansión y fuerza hidráulica del avance del agua.
- La fuerza gravitacional.
- Fuerzas expulsivas adicionales, las cuales pueden ser efectivas a través del tiempo, como la debida a la compactación de la roca del yacimiento.

### **III.2.10 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA <sup>[6]</sup>**

El proceso de producción consiste en llevar los fluidos contenidos en una formación desde el subsuelo hasta la superficie. Para analizar, interpretar y optimizar el comportamiento de los pozos es necesario tener un conocimiento de las variables que intervienen en el movimiento de los fluidos, desde el yacimiento hasta el fondo del pozo y de allí hasta la superficie.

Tal como lo establece la Ley de Darcy (ecuación 1), a mayor diferencial de presión mayor será el volumen de líquido producido.

$$q = \frac{7,08 * k * h * (P_y - P_{wf})}{\mu * \beta * \ln(re / rw)} \quad \text{(Ecuación 1)}$$

Donde:

- q = tasa de producción, BNPD.
- h = espesor de la arena productora, pies.
- μ = Viscosidad, cps.
- β = Factor volumétrico, BY/BN.
- P<sub>y</sub> = Presión de yacimiento, lpc.
- P<sub>wf</sub> = Presión de fondo fluyente, lpc.
- r<sub>e</sub> = radio de drenaje pies.
- r<sub>w</sub> = radio del pozo, pies.

La relación existente entre las presiones de fondo fluyente y sus correspondientes tasas de producción reciben el nombre de “Relación de Comportamiento de Afluencia”. En la ecuación 1 se ilustra esta relación por medio de la “Curva de Afluencia” mostrada en la Figura 12, observándose que para cada presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ), se tiene una tasa de producción correspondiente ( $q$ ).

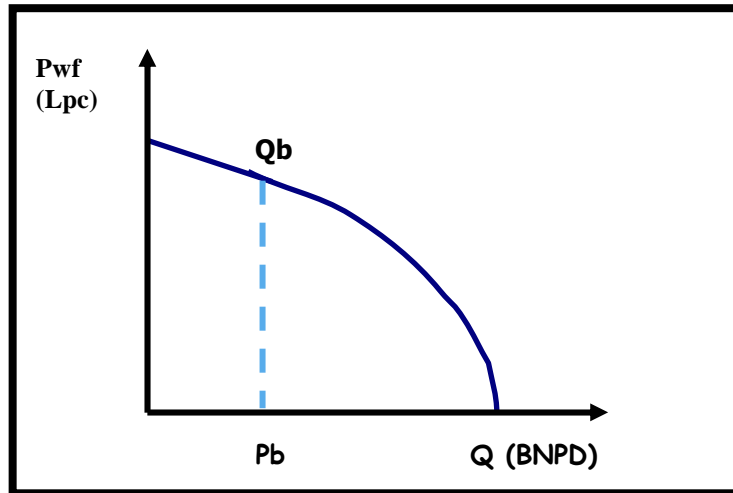


Figura 12. Curva de Afluencia

Durante la vida productiva de un yacimiento la fuente de energía se consume o declina, variando las características de producción y provocando cambios en la presión, catalogando como dinámico al sistema productivo.

Las características de los fluidos producidos también varían y, en primer término, la declinación progresiva de la presión genera una reducción en la tasa de producción.

La tasa de producción de un pozo puede variar motivado a varias causas, siendo una de ellas las restricciones al flujo en la zona cercana al pozo, o en el pozo mismo, ocasionando: baja permeabilidad natural del yacimiento, baja permeabilidad relativa a la fase de hidrocarburos, daño a la formación, perforaciones de poca penetración o

tapadas, y restricciones a nivel de pozo. También puede deberse a defectos en el sistema de levantamiento o en el diseño de las tuberías.

### ***III.2.11 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD <sup>[6]</sup>***

El concepto de índice de productividad “**J**” es considerado un indicador de capacidad de producción de los pozos a nivel de yacimiento. Las condiciones mecánicas del pozo, de las perforaciones hacia arriba, que llevan a caídas de presión en las tuberías, reductores y en las instalaciones de superficie, no han entrado en el desarrollo del concepto de “**J**”, excepto a través de “**Pwf**”. En otras palabras, para una presión estática del yacimiento (**Py**) en el radio de drenaje, se espera lograr del pozo una tasa “**q**” con una caída de presión igual a **Py – Pwf**. Sin embargo, para que el flujo llegue de las perforaciones al cabezal del pozo y se pueda retirar la tasa “**q**”, se requiere que la presión de fondo fluyente sea igual o mayor que las caídas de presión en las tuberías, más la presión requerida para entrar a la línea de flujo.

El bajo índice de productividad es determinado por los factores que alteran la capacidad de flujo del yacimiento, y se deben analizar, comparándolos con los índices que presentó a lo largo de su vida productiva y los índices de pozos vecinos completados en la misma arena productiva. El índice de productividad se define como el volumen de fluido producido, por unidad de caída de presión entre el yacimiento y el pozo, y viene dado por la ecuación 2:

$$J = \frac{q}{(P_y - P_{wf})} \quad \text{(Ecuación 2)}$$

Donde:

- J = índice de productividad, BNPD/lpc.
- q = tasa de producción, BNPD.
- Py = presión de yacimiento, lpc.

.  $P_{wf}$  = presión de fondo fluyente, lpc.

### ***III.2.12 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN <sup>[4]</sup>***

El proceso de entender el comportamiento de un yacimiento requiere la identificación de los mecanismos que impulsan el fluido hacia los pozos del yacimiento.

La existencia de estos mecanismos se debe al proceso de formación de la roca y de acumulación de hidrocarburos, y a las condiciones de presión y temperatura existente en el yacimiento.

Los mecanismos de producción son los siguientes:

#### ***III.2.12.1 Desplazamiento por expansión de las rocas y los fluidos***

Este mecanismo está presente en todos los yacimientos, pero es más importante en yacimientos donde la presión es mayor que la presión de burbujeo (yacimientos subsaturados) y no exista un influjo hidráulico, por lo tanto, los componentes de los hidrocarburos se encuentran en fase líquida.

Bajo estas condiciones las fuerzas responsables del movimiento de los hidrocarburos están formadas por la expansión de los fluidos y la reducción del volumen poroso.

#### ***III.2.12.2 Desplazamiento por gas en solución***

Es el mecanismo de producción más común y generalmente contribuye a la producción de la mayor parte de los fluidos. Está presente en los yacimientos donde la presión es menor que la presión de burbujeo (yacimientos saturados).

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

### ***III.2.12.3 Desplazamiento por capa de gas***

Este mecanismo está presente en yacimientos que se encuentren sometido a presiones menores que la de burbujeo (yacimientos saturados) con capa de gas inicial, o en aquellos en que dicha capa se ha producido en forma secundaria. En este caso, los componentes livianos de los hidrocarburos (gas) se irán separando de la fase líquida y todos o buena parte de ellos migrarán, debido a su gravedad, a la parte alta de la estructura. De esta manera se conforma una zona del yacimiento con una alta saturación de gas, normalmente llamada, Capa de Gas. Durante su formación esta capa de gas secundaria desplazará hidrocarburos líquidos hacia los pozos y, simultáneamente, ejercerá una presión sobre la zona de petróleo.

A diferencia del desplazamiento por gas en solución donde la expansión del gas es en la zona de hidrocarburos líquidos o interna, aquí dicho efecto puede verse sobre la zona de hidrocarburos líquidos, gaseosos o externa. La detección de un contacto gas-petróleo es un claro indicador de la existencia de este tipo de desplazamiento.

### ***III.2.12.4 Influjo hidráulico***

Este mecanismo debe ser considerado cuando exista, asociado a la zona de petróleo, una porción de roca con alta saturación de agua. Esta porción del yacimiento recibe el nombre de Acuífero. A medida que transcurre la explotación del yacimiento y su presión se va reduciendo, al igual que todos los otros fluidos, el agua presente en el acuífero se irá expandiendo.



Esta expansión del agua producirá un desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos de producción. Este efecto se mantiene hasta que la capacidad expansiva del volumen de agua contenido en el agua-petróleo del acuífero se agote. La identificación de un contacto agua-petróleo a través de los registros de pozos establece la existencia de este mecanismo.

#### ***III.2.12.5 Desplazamiento por gravedad o segregación gravitacional***

Este desplazamiento es característico de yacimientos que presentan un alto grado de buzamiento. Este hecho favorece el flujo contracorriente mediante el cual el gas migra hacia la parte alta de la estructura y el petróleo hacia la parte baja, por razones de diferencia de densidades. En este tipo de yacimiento es frecuente, con el desarrollo de la explotación la formación de una capa de gas secundaria.

Al desplazarse el gas libre buzamiento arriba necesariamente tendrá que desplazar y desalojar al petróleo, dando así origen a un mecanismo de desplazamiento, en el cual la fuerza más importante es la gravedad y, que se acostumbra denominar mecanismo de producción de Segregación Gravitacional.

#### ***III.2.12.6 Compresibilidad***

El descenso continuo de la presión del yacimiento subsaturado causa la expansión de los fluidos y de la roca (en menor proporción) debido a la característica compresible de los mismos. La expansión es una energía añadida al mecanismo de producción, que genera el desplazamiento de los hidrocarburos.

#### ***III.2.12.7 Desplazamiento combinado***

Los mismos mecanismos de producción en la mayoría de los yacimientos son una combinación de los mecanismos mencionados anteriormente. Estos mecanismos

pueden estar activos en forma simultánea o en forma secuencial siendo importante su determinación para la optimización de la explotación del yacimiento.

La energía natural del yacimiento permite que los fluidos que contiene fluyan hacia el pozo y desde allí hasta la superficie, en cuyos casos se dice que el pozo produce por forma natural. Cuando la energía no es suficiente para que los fluidos alcancen la superficie y las estaciones recolectoras, es necesario recurrir a mecanismos de levantamiento artificial, entre los cuales está el levantamiento artificial por gas.

### ***III.2.13 FACILIDADES DE SUPERFICIE <sup>[9]</sup>***

El objetivo general de las facilidades de superficie en operaciones de producción petrolera, consiste en separar los fluidos del pozo en sus tres componentes básicos: crudo, gas y agua. En la Figura 13 se observa el proceso de producción desde el yacimiento hasta la estación de flujo y la planta compresora. Esto se logra, si se cumple los requisitos siguientes:

- El crudo debe satisfacer las normas para su comercialización, refinación y almacenamiento.
- El gas debe satisfacer las normas para su comercialización, procesamiento y utilización en la producción petrolera.
- El agua debe tratarse con el fin de que su disposición se haga de acuerdo con las normas vigentes de protección al ambiente.

Una vez que el pozo se encuentra perforado y completado, se procede a instalar todas las facilidades de superficie adecuadas para cada caso que se requiera.

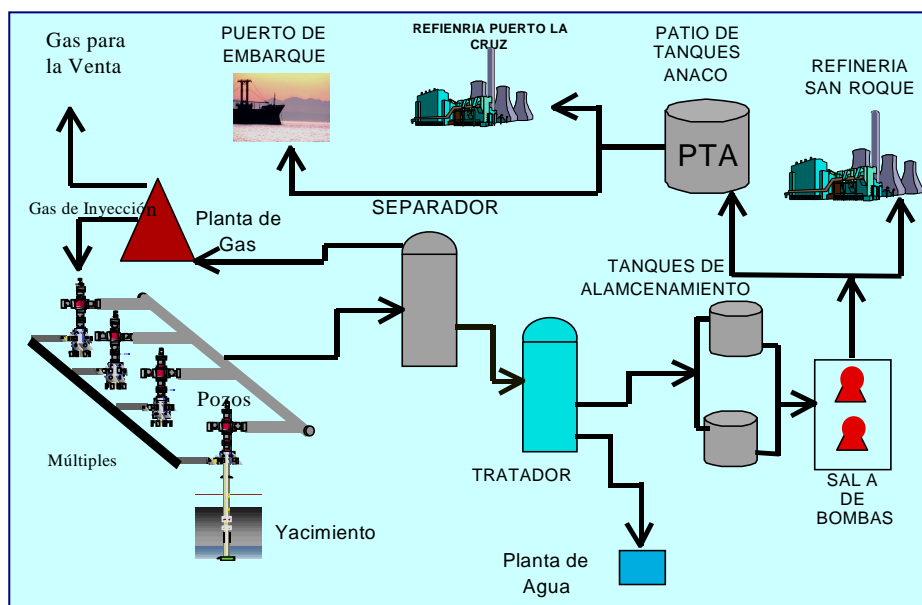


Figura 13. Proceso de Producción

Entre las facilidades de superficie más comunes en la industria petrolera, se tienen las siguientes:

- Conexiones a nivel de cabezal del pozo.
- Estranguladores (Reductores).
- Líneas de Flujo.
- Estaciones de flujo y de descarga.
- Múltiples de producción y prueba.
- Separadores gas – líquido.
- Tanques de almacenamiento de crudo.
- Equipos para el lavado de crudo.
- Patios de tanques.
- Plantas compresoras de gas.
- Calentadores.
- Separadores electrostáticos.
- Centrifugadoras.
- Tratadores electrostáticos.

- Sistemas de bombeo de crudo.
- Múltiples de gas.
- Sistemas de disposición de aguas de producción.
- Sistemas de inyección de química a los fluidos producidos.
- Sistemas especiales como los utilizados en la inyección de vapor a los pozos y yacimientos, plantas de tratamiento del agua, calderas, líneas aisladas.
- Sistemas de superficie usados en el levantamiento artificial de los fluidos de producción.

A continuación se describirán algunos de los componentes más usuales:

#### ***III.2.13.1 Conexiones a nivel del cabezal del pozo***

Las conexiones del cabezal son componentes que mantienen el control del pozo. Los cabezales del pozo varían en forma y en resistencia, generalmente, de la presión que deben soportar, el tipo de completación, los fluidos a manejar, incluyendo fluidos corrosivos y arenas, además de la preferencia de los operadores. En la Figura 14 se observa el cabezal de un pozo.



Figura 14. Cabezal de pozo

### ***III.2.13.2 Estranguladores***

Una de las partes más importantes del cabezal del pozo, lo constituye el estrangulador. Esto se debe a que una de las maneras más eficientes para controlar el pozo, es mediante el uso de este dispositivo. Los estranguladores permiten controlar: la tasa de producción con el fin de prevenir el agotamiento acelerado de las fuerzas naturales del yacimiento y/o prevenir problemas de conificación de fluidos y producción de arena.

El estrangulador es una restricción en la tubería que permite variar la tasa de producción. Consiste básicamente en un dispositivo de menor diámetro al de la tubería donde está instalado. Es un dispositivo que se instala en la entrada de la línea de flujo, en el cabezal del pozo. Es la única herramienta que permite controlar la producción del pozo, RGP, %AyS, para reducir o aumentar la presión en la línea de flujo del pozo, etc., fluyendo por flujo natural. En la Figura 15 se muestra un estrangulador.



Figura 15. Estrangulador

### ***III.2.13.3 Líneas de flujo***

El término línea de flujo se refiere a la tubería que conecta el cabezal de un pozo con su respectiva estación de flujo. En pozos de completación múltiple se usan dos o más líneas con el fin de mantener un control sobre cada zona. La longitud de las líneas de flujo es otro parámetro de importancia. En algunos casos las líneas de flujo poseen varios kilómetros de longitud. La decisión entre conservar estas líneas y crear una nueva estación de flujo, es netamente de carácter económico. En la Figura 16 se observa la llegada de las líneas de flujo a una estación.



Figura 16. Líneas de flujo

### ***III.2.13.4 Estaciones de flujo***

La estación de flujo es el sitio donde llega la mezcla petróleo-gas desde los pozos a través de las líneas de flujo. En la Figura 17 se observa una estación de flujo de Producción Gas Anaco. Sus principales funciones son:

- Recolección del crudo y gas desde diferentes pozos.
- Separación del gas presente en el crudo a presiones óptimas.
- Hacer posible la realización de pruebas individuales para pozos.

- Bombear el flujo hacia estaciones o plantas de tratamiento de petróleo.



Figura 17. Estación de flujo

#### ***III.2.13.5 Estaciones de descarga***

Es el lugar donde converge el petróleo proveniente de las estaciones de flujo, siendo su principal función la deshidratación del mismo para luego ser enviados a los patios de tanques. Estas estaciones reciben crudo de estaciones de flujo y de pozos individuales. Están provistas de equipos destinados al tratamiento; almacenaje y bombeo del petróleo hasta los patios tanques. Para el tratamiento, cuentan con separadores gas – crudo para las producciones limpias (libres de agua), sucias (con agua) y de prueba, además de calentadores y tanques de lavado o de estabilización.

#### ***III.2.13.6 Múltiples de producción***

Es la parte del sistema de producción en el cual se mezcla la producción de varios pozos antes de ser enviada a los trenes de separación de gas-petróleo. El múltiple de producción consiste, como se puede observar en la Figura 18, en varios tubos colocados en forma horizontal, paralelos unos con respecto a los otros mediante los

cuales la mezcla petróleo-gas se recolecta en un solo tubo para ser enviada a los separadores.



Figura 18. Múltiples de producción

Este sistema se clasifica de la siguiente manera:

### ***Múltiples de Producción General***

Son los tubos en los cuales se recolecta la producción de los pozos que llegan a las estaciones de flujo. En algunos casos, el múltiple de producción consiste en un solo tubo. También ocurre con frecuencia que los múltiples estén formados por dos o tres tubos; esto se hace con el fin de poder manejar diferentes tipos de crudos y condensados. Luego, estos pozos pueden pasar a la etapa de separación gas – líquido y finalmente ir a los tanques de almacenamiento.

### ***Múltiples de Pruebas de Pozos***

Se utiliza para aislar la línea de flujo de cada pozo, esto permite medir su producción individual. En algunos casos este múltiple es de menor diámetro que el de producción



y en situaciones de emergencia, el múltiple de prueba puede usarse como múltiple de producción.

### ***Múltiples de Agua***

En algunos casos es necesario enviar agua de la estación de flujo al pozo. Esta agua se utiliza en operaciones de achicamiento, reparación o limpieza de las líneas. Por lo tanto, el múltiple de agua no se debe utilizar cuando el pozo está en producción.

### ***III.2.13.7 Separadores de Petróleo-Gas***

Los separadores de petróleo-gas constituyen la primera instalación de procesamiento del fluido obtenido del pozo. El fluido que se obtiene normalmente es de carácter multifásico, la separación física de las fases representa una operación fundamental en la producción, procesamiento y tratamiento del crudo. Las funciones de un separador son:

- Realizar una primera separación entre los hidrocarburos líquidos y gaseosos.
- Recolectar las partículas presentes en la fase gaseosa, con lo cual se logra una mejor separación de los fluidos.
- Liberar el gas que permanezca en la fase líquida.
- Realizar la descarga de petróleo y gas, por separado, para evitar que se puedan volver a mezclar parcial o totalmente.

Los separadores se clasifican según su forma en tres tipos:

### ***Separadores Verticales***

Son los más usados; históricamente ha sido el equipo instalado en tierra ya que ocupa menos espacio. El control del nivel es menos crítico debido a su mayor altura, menor

manejo de partículas sólidas y mayor facilidad de incrementar su capacidad debido a su forma constructiva. En la Figura 19 se observa un separador vertical.



Figura 19. Separador vertical

### ***Separadores Horizontales***

Se utilizan cuando se tenga una alta relación gas-petróleo o cuando el crudo sea espumoso y cuando exista presencia de emulsiones. Una de sus grandes ventajas es que permite una mayor superficie de contacto entre la interfase gas/líquido, proporcionando mayor eficiencia al proceso de separación. Ver Figura 20.



Figura 20. Separador horizontal

### *Separadores Esféricos*

Su uso es limitado a aplicaciones especiales; son excelentes para altas presiones y poco volumen; son compactos y de fácil manejo.

### *III.2.13.8 Tanques de almacenamiento de crudo*

Los tanques de almacenaje para petróleo, son depósitos destinados a la recolección del crudo proveniente generalmente de los pozos. Los tanques más usados en facilidades de superficies de producción petrolera pueden clasificarse según su función:

- Tanques para el almacenamiento de crudo sucio o limpio.
- Tanques para probar pozos.

En la clasificación anterior no se incluyen los tanques de lavado, ya que su diseño es especial, y su propósito no es el de almacenar crudo. En la Figura 21 se observan unos tanques de almacenamiento de crudo.



Figura 21. Tanques de almacenamiento

### **III.2.14 ANÁLISIS NODAL** <sup>[3], [15], [17]</sup>

La optimización de producción de crudo y gas, es uno de los objetivos principales de la gerencia de yacimientos, y ello se logra definiendo la estrategia de producción basada en su economía, flexibilidad, seguridad y conservación del medio ambiente.

El análisis nodal es la técnica que permite al ingeniero modelar el comportamiento del pozo, permitiendo realizar rápidas comparaciones de diferentes escenarios; combinando los diferentes componentes de un pozo con el fin de predecir las tasas de flujo y optimizar los diferentes componentes del sistema.

La simulación del Análisis Nodal se efectúa puntualmente analizando la situación actual; pero con información de simulación de yacimientos es posible simular el sistema a lo largo de períodos para desarrollar planes integrados de estrategias de producción, a mediano y largo plazo.

El punto de partida para la selección de la estrategia de producción es la conceptualización de la infraestructura necesaria para alcanzar las condiciones de flujo impuestas por el yacimiento; ya que el sistema de producción combina la capacidad de producción del yacimiento (oferta), con la capacidad de manejo de la infraestructura (demanda).

El análisis del sistema de producción tiene como finalidad optimizar la interacción subsuelo/superficie, considerando las características del yacimiento y las propiedades de los fluidos a producir. La técnica de análisis nodal obtiene una solución matemática de la interacción de los elementos de un nodo o un punto del sistema.

El trabajo debe ser multidisciplinario con un grupo integrado por geólogos, ingenieros de yacimiento, ingenieros de producción, y trabajar de una manera sinérgica sobre la base de un modelo dinámico del sistema de producción. El modelo

se basa en los resultados de cotejo y predicción del estudio de simulación matemática. La validación continua del modelo matemático a nivel de campo es realizada mediante pruebas de producción y mediciones de presión de yacimiento.

El análisis nodal es un procedimiento para determinar a cuál tasa de flujo producirá un pozo de petróleo o gas, evaluando con esto el efecto de varios componentes, tales como, el tamaño de la sarta de tubería, el tamaño de la línea de flujo, la presión del separador, situación del estrangulador, válvula de seguridad, restricciones hoyo abajo y las técnicas de completación del pozo incluyendo empaques con grava. Otros de los objetivos de realizar análisis nodal a los pozos son los siguientes:

- Determinar la tasa de producción de un pozo existente de crudo o gas, considerando la geometría de la tubería de producción.
- Determinar las condiciones relacionadas con el tiempo, bajo las cuales un pozo puede agotarse.
- Para seleccionar un método óptimo de levantamiento artificial.
- Para optimizar el sistema de producción para alcanzar la tasa de producción requerida en la forma más económica.
- Para analizar cada componente en el sistema del pozo y determinar si las restricciones en la tasa de flujo son necesarias.

La técnica de análisis, revisa todo el sistema, concentrándose en un punto dentro de estas series de componentes. Este punto es referido como “Nodo”, de allí el término de Análisis Nodal, adoptado por la industria para referirse al procedimiento.

### ***III.2.15 NODO <sup>[17]</sup>***

Es un punto de división en el sistema, que permite aislar los componentes en estudio. Un nodo es clasificado como funcional cuando existe una presión diferencial a través de él y la respuesta de presión o tasa de flujo puede ser representada mediante alguna función matemática o física.

Para optimizar efectivamente el sistema, cada componente debe ser evaluado separadamente y luego como un grupo para evaluar el sistema de producción completo del pozo. El efecto de cambio en uno de los componentes o en el sistema completo es muy importante y puede ser mostrado gráficamente con el análisis de pozos. Varias posiciones son seleccionadas para nodos solución y las pérdidas de presión convergen sobre ese punto en varias direcciones y va a depender de la necesidad que se tenga de conocer su efecto sobre el sistema completo. Estas posiciones son las siguientes:

### ***Nodo en el fondo del pozo***

Permite obtener la tasa del sistema y la presión de fondo fluyente (Pwf) del pozo para ciertas condiciones establecidas. Esto es a una profundidad correspondiente al centro de intervalo perforado. Generalmente este es el punto nodal más usado.

### ***Nodo en el tope del pozo***

En este punto se visualizan los efectos de un cambio en las instalaciones de superficie.

### ***Nodo en el Separador***

Facilita la observación de los cambios en la producción del pozo por efecto de una variación en la presión de separación ( $\Delta P_{sep}$ ). Cuando se realiza un Análisis Nodal se debe tener en cuenta que sólo existirá para el nodo, una presión y una tasa de flujo, donde el flujo entrando al nodo es igual al flujo saliendo del nodo, aplicando balance de masa.

En términos generales la selección del nodo depende del efecto del componente a estudiar, pero los resultados serán idénticos para cualquier punto nodal escogido.

### ***III.2.16 CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO <sup>[18]</sup>***

El flujo multifásico es el movimiento de gas libre y de líquido, el gas puede estar mezclado en forma homogénea con el líquido o pueden existir formando un oleaje donde el gas empuja al líquido desde atrás o encima de él, provocando en algunos casos crestas en la superficie del líquido, puede darse el caso en el cual el líquido y el gas se mueven en forma paralela, a la misma velocidad y sin perturbación relevante sobre la superficie de la interfase gas-líquido. Cuando el fluido se desplaza desde el yacimiento hacia la superficie, se libera energía tanto en el flujo vertical como en el horizontal. Esta energía la posee el fluido durante su permanencia en el yacimiento. Por lo tanto, para utilizarla al máximo se requiere realizar un buen diseño de los equipos del pozo, línea de flujo, estranguladores, separadores y de otras conexiones. El diseño óptimo, necesita de un estudio detallado del comportamiento del flujo multifásico en cada uno de estos componentes, lo cual debe tomar en cuenta las diferentes variables que afecten el proceso.

El flujo de los fluidos en una tubería involucra elementos que favorecen o impiden su movimiento, entre los cuales se puede mencionar la fricción, factor que se produce por el contacto del fluido con las paredes de la tubería. La mayor o menor velocidad con que fluyen los fluidos a través de las tuberías permite determinar el régimen de flujo que se tiene, (laminar o turbulento), el porcentaje de líquido que se encuentra en un momento cualquiera en un intervalo de tubería determina el factor de entrapamiento. Otros parámetros son la relación gas - líquido y el porcentaje de agua, el diámetro de la tubería, la viscosidad del petróleo, reuniéndose una cantidad de variables que gobiernan las ecuaciones de balance de energía y presión.

#### ***III.2.16.1 Correlaciones de Flujo Multifásico en Tuberías Verticales***

Los estudios realizados en el comportamiento de flujo multifásico en tuberías

verticales tienen como objetivo predecir el gradiente de presión a través de la tubería de producción, debido a la importancia que tienen para la industria petrolera.

Las correlaciones realizadas mediante técnicas de laboratorio y/o datos de campo poseen sus limitaciones al ser aplicadas en condiciones diferentes a la de su deducción. Los factores más importantes tomados en cuenta son: el cálculo de la densidad de la mezcla, el factor de entrapamiento de líquido (“Hold Up”), regímenes de flujo, factor de fricción, entre otros.

Existen muchas correlaciones para predecir los gradientes de presión durante el flujo multifásico en tuberías verticales, a continuación se hará una breve descripción de las correlaciones más usuales para el análisis de flujo multifásico en tubería vertical.

**Hagedorn y Brown:** Realizaron dos trabajos en 1964. Siendo el primero de ellos un estudio que relacionó el efecto de la viscosidad en una tubería de 1¼" de diámetro y 1500 pies de longitud para ello utilizaron cuatro fluidos de diferentes viscosidades, cada uno de los cuales se probó para diferentes tuberías y relaciones gas-líquido. Concluyeron que para valores de viscosidad líquida menores que doce centipoises, la misma tiene poco efecto sobre los gradientes de presión en flujo vertical bifásico. El segundo trabajo fue una ampliación del primero en una tubería de 1" y 1½" de diámetro, el aporte importante fue la inclusión del factor de entrapamiento. El aspecto principal es que el factor de entrapamiento líquido o fracción de la tubería ocupada por líquido, es función de cuatro números adimensionales: número de la velocidad líquida, número de velocidad del gas, número de diámetro de la tubería y número de viscosidad líquida. Los resultados presentados indican un error promedio de 1,5% y una desviación estándar de 5,5 %. En conclusión desarrollaron una correlación general para un amplio rango de condiciones.

**Gray:** La correlación fue desarrollada por “H. E. Gray” de la compañía petrolera “Shell”, para fases de gas, predominantemente para sistemas de gas y condensado en



flujo multifásico vertical. Gray consideró una fase simple, asumiendo que el agua o condensado van adheridos en las paredes de la tubería en forma de gotas. La correlación es aplicada para casos en los que se considera que las velocidades para flujo vertical estén por debajo de 50 pie/s, que el tamaño de la tubería de producción sea menor de 3½" y que las relaciones de condensado y agua estén por debajo de 50 Bls/MMPCN y 5 Bls/MMPCN, respectivamente.

**Gray Modificada:** Similar a la Gray original con la variación que la anterior asume un N° de Reynolds de hasta 1 millón y esta lo calcula para cada caso. Además esta versión considera para los cálculos el valor de pseudo-rugosidad.

**Gilbert (1954):** Fue el primer investigador en presentar curvas de recorrido de presión para uso práctico. Su trabajo consistió en tomar medidas de caídas de presión en el reductor; el método trabajó para bajas tasas de producción y utilizó en el mismo el término de "longitud equivalente" para el cálculo de la presión de fondo fluyente.

**Duns & Ros (1963):** Observaron la influencia de los patrones de flujo en el comportamiento del mismo, desarrollando una correlación para la velocidad de deslizamiento de las fases. Presentaron además relaciones para hallar la densidad de la mezcla y factor de fricción de acuerdo al régimen de flujo existente.

**Orkiszewsky (1967):** El autor considera deslizamiento entre las fases y que existen cuatro regímenes de flujo (burbuja, tapón, transición y neblina). Presentó un método para el cálculo de caídas de presión en tuberías verticales, el cual es una extensión del trabajo expuesto por Griffith y Wallis. La precisión del método fue verificada cuando sus valores estimados fueron comparados con 148 caídas de presión medidas. Una característica diferente en este método es que el factor de entrapamiento es derivado de fenómenos físicos observados. También considera los regímenes de flujo y el término de densidad relacionados con el factor de entrapamiento; además determinó las pérdidas por fricción de las propiedades de la fase continua.

**Beggs & Brill (1973):** Corrieron pruebas de laboratorio usando mezcla de aire y agua fluyendo en tuberías acrílicas de 90 pies de longitud y de 1 a 1,5 pulgadas de diámetro interior. Para un total de 27 pruebas en flujo vertical, se obtuvo un error porcentual promedio de 1,43 % y una desviación standard de 6,45 %, desarrollando un esquema similar al de flujo multifásico horizontal.

### ***III.2.16.2 Correlaciones de Flujo Multifásico Horizontal***

El problema del flujo horizontal bifásico se considera tan complejo como el flujo bifásico vertical. Para el diseño de las tuberías de gran longitud es necesario conocer las caídas de presión que se producen a lo largo de ellas. La predicción de las caídas de presión, cuando una mezcla de gas y líquido fluye en un conducto cerrado, es uno de los mayores problemas de ingeniería.

Desde hace más de 30 años, varios autores han intentado hallar correlaciones que permitan predecir las caídas de presión que se producen en el caso de flujo bifásico en conductos cerrados. Las caídas de presión en flujo bifásico son bastantes diferentes de las que ocurren en flujo de una sola fase; esto se debe a que generalmente existe una interfase y el gas se desliza en el líquido, separadas ambas por una interfase que puede ser lisa o irregular dependiendo del régimen de flujo existente y las caídas de presión pueden llegar a ser de 5 a 10 veces mayores, que las ocurridas en flujo monofásico.

Los tipos de regímenes que pueden darse en flujo multifásico horizontal dependen de las variaciones en presión o de la velocidad de flujo de una fase con respecto a la otra.

Estos flujos, mostrados en la Figura 22, pueden ser:

**Flujo de Burbuja:** El flujo de burbujas se caracteriza por una distribución uniforme de la fase gaseosa así como la presencia de burbujas discretas en una fase líquida

continua. El régimen de flujo de burbujas, se divide en flujo burbujeante y flujo de burbujas dispersas. Los dos tipos difieren en el mecanismo de flujo. El flujo burbujeante ocurre a tasas de flujo relativamente bajas, y se caracteriza por deslizamiento entre las fases de gas y líquido. El flujo de burbujas dispersas ocurre a tasas altas de flujo, moviéndose las burbujas de gas a lo largo de la parte superior de la tubería. La fase continua es el líquido que transporta las burbujas.

**Flujo de Tapón de Gas:** El flujo tapón se caracteriza por que exhibe una serie de unidades de tapón, cada uno es compuesto de un depósito de gas llamado burbujas de Taylor y una cubierta de líquido alrededor de la burbuja. Los tapones van incrementando su tamaño hasta cubrir toda la sección transversal de la tubería.

**Flujo Estratificado:** El gas se mueve en la parte superior de la tubería, y el líquido en la parte inferior, con una interfase continua y lisa.

**Flujo Transitorio:** En este tipo de patrón de flujo existen cambios continuos de la fase líquida a la fase gaseosa. Las burbujas de gas pueden unirse entre sí y el líquido puede entrar en las burbujas. Aunque los efectos de la fase líquida son importantes, el efecto de la fase gaseosa predomina sobre la fase líquida.

**Flujo Ondulante:** Es parecido al anterior, pero en este caso se rompe la continuidad de la interfase por ondulaciones en la superficie del líquido.

**Flujo de Tapón de Líquido:** En este caso las crestas de las ondulaciones pueden llegar hasta la parte superior de la tubería en la superficie del líquido.

**Flujo Anular:** Se caracteriza por la continuidad en la dirección axial del núcleo de la fase gaseosa. El líquido fluye hacia arriba de una película delgada alrededor de una película de gas mojando las paredes de la tubería o conducto. Además, una película

de líquido cubre las paredes de la tubería, y el gas fluye por el interior, llevando las partículas de líquido en suspensión.

**Flujo de Neblina o Rocío:** El líquido está completamente “disuelto” en el gas; es decir, la fase continua es el gas y lleva en "suspensión" las gotas de líquido.



Figura 22. Patrones de flujo en tuberías horizontales

Entre las correlaciones de flujo multifásico horizontal, que cubren todos los rangos de tasas de producción y tamaño de tubería se tienen las siguientes:

**Beggs & Brill (1973):** Es una de las ecuaciones más utilizadas y cubre varios rangos de tasas y diámetros internos de la tubería. Desarrollaron un esquema para caídas de presión en tuberías inclinadas y horizontales para flujo multifásico. Establecieron ecuaciones según los regímenes de flujo segregado, intermitente y distribuido para el cálculo del factor de entrapamiento líquido y definieron el factor de fricción bifásico independientemente de los regímenes de flujo.

**Beggs & Brill Revisada:** En la misma se mejoraron los siguientes métodos que no se usaron en la correlación original, (a) un régimen de flujo adicional, el flujo burbuja, considerando que no asume error en él (“Hold Up”), (b) el factor de fricción del

modelo de tubería lisa normal fue cambiado, utilizando un factor de fricción en fase simple basado en el rango de la velocidad de fluido.

**Dukler, Aga & Flanagan:** La correlación de Dukler, AGA & Flanagan fue desarrollada para sistemas de gas condensado en tuberías horizontales e inclinadas. Se considero cinco regímenes de flujo: burbuja, intermitente, anular, neblina y estratificado. La ecuación de Dukler es usada para calcular las pérdidas de presión por fricción y el factor de entrapamiento (“Hold Up”) y la ecuación de Flanagan es usada para calcular el diferencial de presión por elevación.

**Eaton y colaboradores (1966):** Realizaron pruebas experimentales de campo en tres tuberías de 1700 pies de longitud cada una y de 2,4 y 15 pulgadas de diámetro, respectivamente. Los rangos utilizados en sus pruebas fueron:

- Tasa líquida: 50 - 5500 BBPD.
- Tasa de gas: 0 - 10 MMPCGD.
- Viscosidad Líquida: 1 – 13,5 cps.
- Presiones promedios: 70 - 950 lpc.

La correlación se basa en un balance de energía de flujo multifásico, utilizando correlaciones para el factor de entrapamiento de líquido y el factor de fricción, considerando las fases fluyendo como una mezcla homogénea de propiedades promedia.

### ***III.2.16.3 Correlaciones de Flujo Multifásico en Estranguladores***

Varios estudios han sido publicados que presentan teorías y correlaciones para predecir el flujo simultáneo de líquido y gas a través de estranguladores.

La mayoría de las correlaciones existentes que simulan el comportamiento de flujo multifásico a través de estranguladores, son validas cuando existe “flujo crítico”. La

solución al problema, ha sido para calcular la presión aguas arriba del estrangulador, dado el diámetro del reductor, la tasa de producción de líquido y de la relación gas-líquido. El caso alterno es para calcular la tasa de producción de líquido dada la presión aguas arriba.

En la literatura existen dos grandes grupos de correlaciones o modelos para predecir el comportamiento de flujo multifásico a través de reductores, el cual ocurre con los fluidos provenientes de un pozo petrolero, cuando pasa a través de un reductor instalado entre otras razones, para el control de flujo y de presiones.

Las correlaciones empíricas, las cuales no son más que ecuaciones que partiendo de datos de campo y con apoyo de las estadísticas, determinan los coeficientes de correlación los cuales se aplican a los datos e información del estudio.

Los modelos mecánicos, por su parte, dirigen su atención al flujo multifásico a través de reductores, mediante el estudio de la clásica ecuación de hidráulica, la ecuación de balance de energía y la ecuación de la expansión politrópica. Estos modelos, por su configuración, pueden ser usadas para calcular el flujo de dos fases, crítico y subcrítico a través de estranguladores, permitiendo así definir el límite entre los dos campos. Estos modelos son más amplios que las correlaciones empíricas. Entre estos se tienen la mecánica que es usada para flujo crítico y la API-14B para flujo subcrítico.

### ***Flujo Crítico***

Cuando la producción de un pozo se encuentra en el régimen de flujo crítico, esta producción es incapaz de transferir cambios o diferenciales de presión en sentido contrario al flujo y en este caso, la velocidad de flujo es igual o mayor a la velocidad de propagación de una perturbación de presión de dicho fluido. Es por ello que en

flujo crítico la velocidad del fluido es igual o mayor a la velocidad del sonido en ese fluido, a través del reductor.

Por lo tanto, debe tenerse claro, que un pozo en flujo crítico, disminuyendo la presión aguas abajo no va a incrementar la tasa de flujo. Si por el contrario, la presión corriente abajo es gradualmente incrementada, no habría cambios en la producción ni en la tasa de flujo, ni en la presión corriente arriba hasta tanto no se haya alcanzado el límite del flujo crítico.

Si la presión corriente abajo es incrementada ligeramente por encima de las condiciones límites, tanto la tasa de flujo como la presión corriente arriba se verán afectadas y en este momento se dice que el pozo se encuentra en flujo subcrítico.

### ***Flujo Subcrítico***

Es lo contrario al caso del régimen de flujo crítico, ocurre cuando la velocidad del fluido está por debajo de la velocidad sónica. En este caso, cualquier variación de la presión en el cabezal, tendrá gran influencia sobre la tasa de producción a través del estrangulador.

## CAPÍTULO IV

### HERRAMIENTAS UTILIZADAS

#### IV.1 CENTINELA <sup>[5]</sup>

Es un sistema corporativo, conformado por 11 aplicaciones. Es una base de datos que permite el seguimiento continuo a los parámetros operacionales de las instalaciones para obtener datos relacionados con la producción como: porcentaje de agua y sedimentos, producción de gas en MMPCGD, gravedad API°, producción de crudo, etc. Además permite observar el comportamiento de cada uno de los pozos a través del tiempo, ya que suministra cada una de las pruebas a las que son sometidos cada uno de ellos desde sus orígenes, así como su condición actual. En la Figura 23 se observa una interfaz gráfica del programa CENTINELA.

Pruebas de Producción	
Condición	Fecha
A	POR OPT 12/09/200323:00
A	POR OPT 11/07/200308:00
M	POR PAR 19/06/200315:50
A	POR OPT 07/06/200309:00

Muestras de Producción	
Condición	Fecha
B	ANALISI 12/09/200310:26
B	ANALISI 11/07/200317:00
E	ESPERA 19/06/200309:15
B	ANALISI 06/06/200315:15

Figura 23. Interfaz gráfica del programa Centinela

#### IV.2 “OIL FIELD MANAGER” (OFM), (ADMINISTRADOR DE LA BASE DE DATOS DE CAMPO) <sup>[7]</sup>

“Oil Field Manager” (OFM) es una aplicación que desarrolla un eficiente método



para visualizar, relacionar y analizar datos de producción y de yacimiento. Este programa facilita todas las capacidades esperadas de un visualizador de datos de primera línea. Como un sistema integrado, esta aplicación provee un conjunto de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria. En la Figura 24 se muestra la interfaz gráfica de esta herramienta.

Es posible utilizar OFM para análisis de pozos y campos, programas y operaciones de optimización del campo, administración de reservas, planes de desarrollo, programas de mantenimiento y administración del flujo de caja. OFM permite trabajar con una amplia variedad de tipos de datos para identificar tendencias, identificar anomalías y pronosticar producción. Estos tipos de datos son los siguientes:

- Datos dependientes del tiempo (mensual, diario, esporádico).
- Datos que dependen de la profundidad (registros de los pozos y diagramas de completación).
- Datos estáticos (coordenadas, datos únicos para los pozos, datos de propiedades geológicas).
- Datos financieros, incluyendo ganancias y costos de las operaciones.

Para la utilización de esta información OFM trabaja con un grupo de tablas que contienen los datos correspondientes. Dentro de las tablas más importantes se encuentran:

- La Tabla Maestra de tipo estático que contiene toda la información básica de los pozos incluyendo sus coordenadas geográficas.
- La Tabla “SORT” de tipo estático que contiene la información que permitirá seleccionar y agrupar información por diferentes categorías.
- La Tabla de Producción de tipo mensual que posee la información de producción de los pozos.
- La Tabla de Pruebas y Muestras de tipo esporádico con información de los resultados de las pruebas y muestras realizadas a cada pozo.

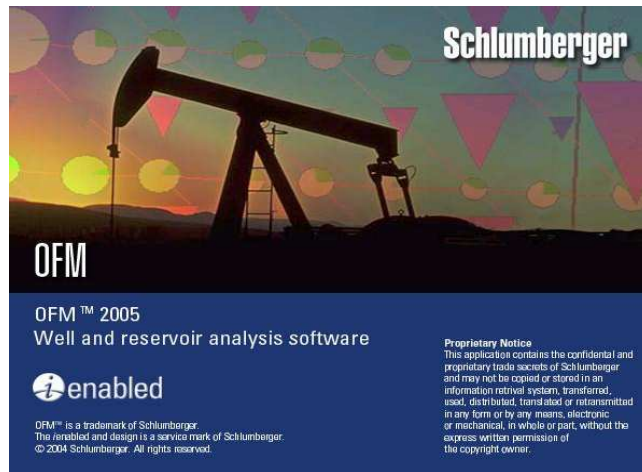


Figura 24. Interfaz gráfica de OFM

### ***IV.3 SIMULADOR PIPESIM 2003 [8]***

Es un simulador para la Optimización de Sistemas de Producción, creado por la empresa “Baker Jardine Petroleum Engineering & Software” y adquirido posteriormente por la empresa “Schlumberger”. Incluye 5 programas: “PIPESIM” (para optimizar pozos), “PIPESIM NET” (para optimizar redes), “PIPESIM GOAL” (para optimizar sistemas de LAG), FPT (planificador de producción) y “HOSIM” (permite la automatización de la producción). En la Figura 25 se muestra la interfaz gráfica de este simulador.

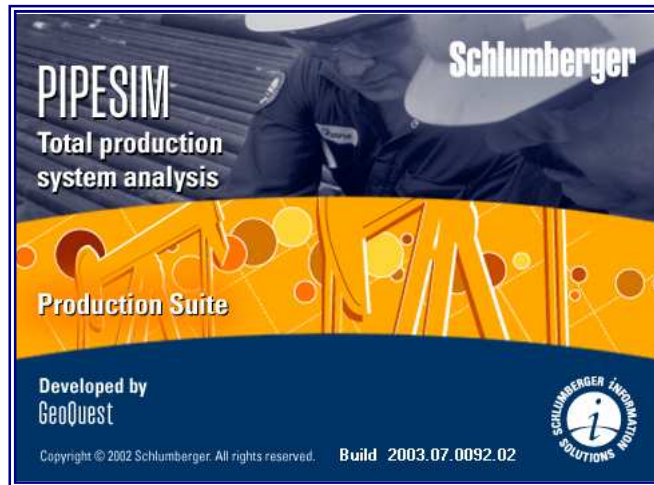


Figura 25. Interfaz gráfica del simulador PIPESIM 2003

#### ***IV.3.1 Módulo PIPESIM***

Permite la entrada de los datos de una forma detallada, siendo posible caracterizar el fluido producido por el yacimiento (tipo de fluido, °API, propiedades PVT, etc.). Del mismo modo, es posible incorporar detalles de la tubería de producción así como la línea de flujo. Este programa incorpora a su vez, dos módulos donde se puede modelar el comportamiento del pozo bajo levantamiento artificial por gas u operando bajo bombeo electro-sumergible. Además permite:

- Modelaje de las curvas de Comportamiento de Oferta y Demanda.
- Información de Análisis Presión-Volumen-Temperatura (ajusta las propiedades PVT calculadas a través de correlaciones).
- Cálculo de Temperatura.
- Correlaciones para modelar el flujo crítico y subcrítico en reductores.
- Ajustes de los resultados obtenidos mediante correlaciones de flujo, basándose en los datos medidos, como por ejemplo medidas de presiones dinámicas en el pozo.

### ***IV.3.2 Aplicaciones más comunes***

- Análisis de comportamiento y diseño de pozos (Análisis Nodal).
- Análisis de líneas de flujo e instalaciones de superficie. Procesos líneas y facilidades de superficie.
- Análisis de redes de tuberías. Redes multifásicas.
- Herramienta para la planificación de campos de producción (FPT), integra modelos de yacimiento con las facilidades de superficie para evaluar a lo largo de su vida operacional.
- Optimización de producción. Optimización de campos de Petróleo y gas.
- Pozos multilaterales. Simulación de pozos heterogéneos multilaterales y horizontales.

### ***IV.3.3 Simulaciones mediante el módulo PIPESIM***

Para realizar las simulaciones de los pozos en general, el programa requiere información que se puede clasificar en cuatro grupos; Yacimiento, Completación, Instalaciones de Superficie y Fluidos. Referente al yacimiento se necesitan datos como; presión y temperatura de yacimiento, permeabilidad, espesor de arena, etc.; de la Completación son necesarios, el diámetro interno y espesor de pared de la tubería de producción, profundidad media de las perforaciones, profundidad vertical verdadera, entre otros. Para las instalaciones de superficie se debe tener el diámetro del reductor, diámetro interno y espesor de pared de la línea de flujo, temperatura ambiente, etc.; y por último, para los fluidos son requeridos el %AyS, la RGP, la °API, entre otros datos de gran importancia.

### ***IV.4 EXCEL <sup>[12]</sup>***

La hoja de cálculo Excel de Microsoft es una aplicación cuya finalidad es la realización de cálculos y recálculos (actualización de cálculos), sobre datos

introducidos en la misma, así como representar estos valores de forma gráfica. Un cálculo es una operación matemática aplicada a unos datos.

Un documento de la hoja de cálculo Excel es una cuadrícula rectangular que tiene 16384 filas y 256 columnas. Las filas están numeradas desde uno y las columnas están rotuladas, de izquierda a derecha, de la A a la Z, y con combinaciones de letras a continuación. La ventana muestra sólo, por tanto, una parte de la hoja de cálculo. La unidad básica de la hoja de cálculo es una **celda**. Las celdas se identifican por una referencia que consta de dos partes, la letra de encabezamiento de columna y el número de fila. La hoja de cálculo se completa introduciendo texto, números y fórmulas en las celdas. Esta herramienta se usó básicamente, para la elaboración de los cuadros y Tablas presentados en este Trabajo Especial de Grado.

## **CAPÍTULO V**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### ***V.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN***

Determinar el tipo de investigación a realizar nos define como resolver, de forma científica, el problema planteado. Algunas veces una investigación puede presentar elementos de los diferentes tipos de estudio, tales como: explorativa, correlacional, explicativa, descriptiva y aplicada, entre otros.

Analizando la investigación que va a desarrollarse, se puede decir que las características se adaptan a una investigación explorativa, ya que busca las razones o causas que provocaron ciertos fenómenos y en que condiciones se dio éste <sup>[20]</sup>. En el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado se muestra la necesidad de encontrar la solución, mediante el análisis de las simulaciones, al problema que originó el cierre de los pozos del Campo en estudio.

#### ***V.2 ESQUEMA METODOLÓGICO UTILIZADO***

1. Revisión bibliográfica para la obtención de información de interés y evaluación de la información existente en la Empresa relacionada con el estudio que se lleva a cabo.
2. Determinar mediante bases de datos, diagramas de pozos y pruebas de producción; los pozos inactivos del campo.
3. Determinar los pozos candidatos a reactivar por medio de un estudio más detallado de sus últimas pruebas de producción, registros de presión, estado físico de los equipos de fondo del pozo, hidrocarburos remanentes y recuperables, entre otros, haciendo la validación correspondiente de los datos obtenidos.

4. Revisar información de yacimiento de los pozos seleccionados y analizar las arenas atravesadas por ellos.
5. Jerarquizar los pozos de acuerdo con las condiciones más favorables analizadas previamente.
6. Determinar la capacidad de manejo de la producción de gas existente en las estaciones asociadas al Campo y revisar las condiciones de los pozos in situ.
7. Simular utilizando PIPESIM las condiciones de los pozos haciendo las sensibilidades correspondientes y así obtener los procesos y métodos óptimos para llevar a cabo la reactivación de los mismos.
8. Realizar una evaluación económica para la reactivación de los pozos, tomando en cuenta la rentabilidad de los mismos.
9. Redactar el Trabajo de Grado

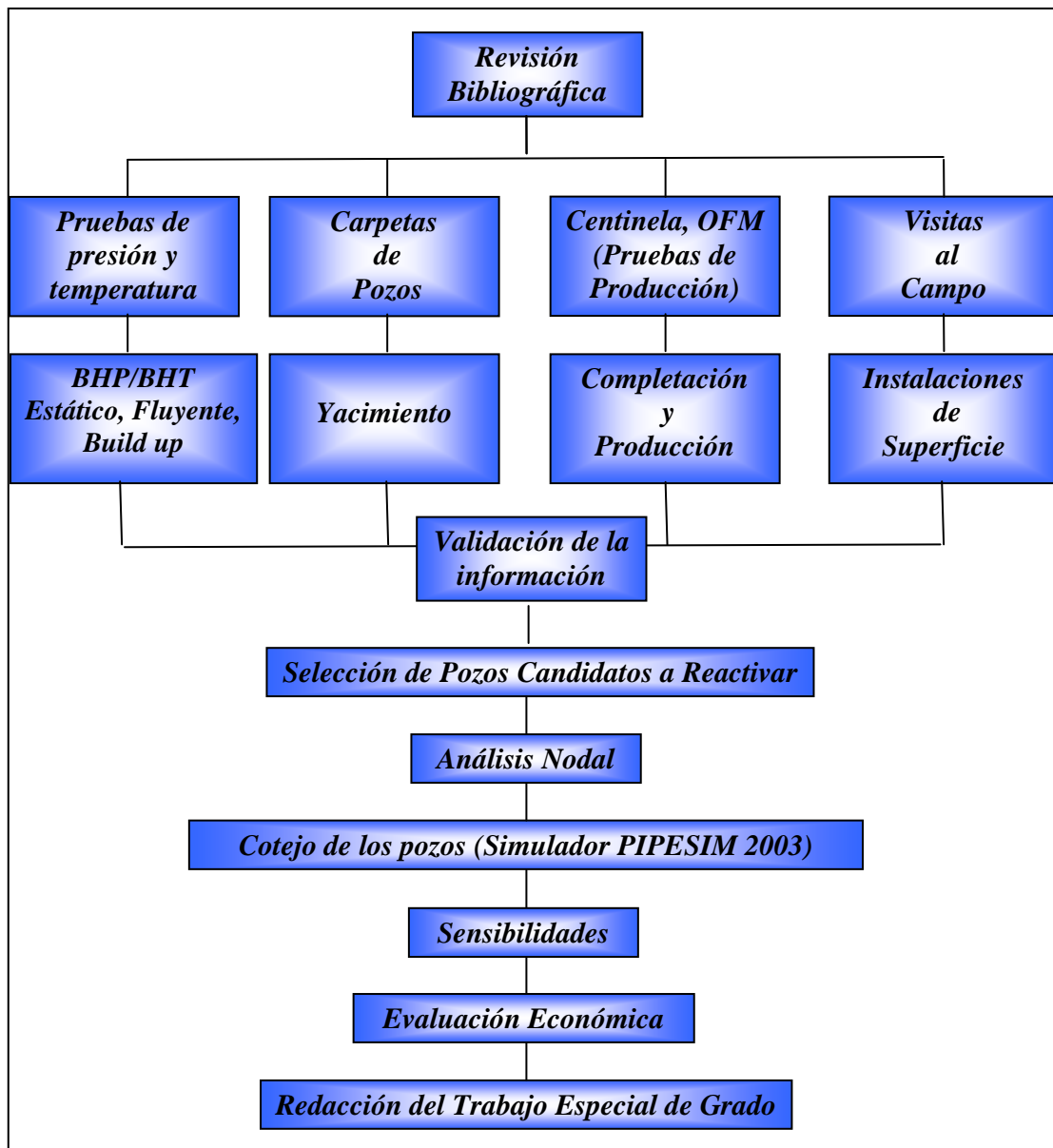


Figura 26. Esquema de la metodología utilizada

### ***V.2.1 Revisión Bibliográfica***

La revisión bibliográfica consistió en la búsqueda y revisión de todo el material necesario para tener los conceptos básicos aplicados en el proyecto, entre otros: conceptos de gas, yacimiento, sus propiedades y características, características de las



herramientas y aplicaciones utilizadas, estaciones de flujo y descarga, separadores, e instalaciones de superficie en general, ingeniería de producción; esto con la finalidad de adquirir los conocimientos previos que ayudaron al desarrollo del mismo. El Centro de Información Técnico de PDVSA (CEDITA), perteneciente a Producción Gas Anaco, fue uno de los organismos que prestó su ayuda, proporcionando material bibliográfico que estuviese relacionado con el objetivo general del trabajo, además del material suministrado por el asesor industrial; Biblioteca de la Universidad Central de Venezuela, Banco del libro de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la U.C.V, de los cuales se pudo obtener información referente a los principios teóricos para el desarrollo de dicho tema.

Después de haber culminado con la revisión bibliográfica se procedió con la búsqueda y recopilación de la información necesaria para la ejecución del estudio, ésta se realizó a través de la información contenida en:

- Carpetas de los pozos.
- Históricos de pruebas de presión y producción de los pozos.
- Registros de los pozos.
- Bases de datos como Centinela 2000 y programas como OFM.

### ***V.2.2 Determinación de los pozos inactivos del campo Santa Ana***

Con la ayuda del potencial de producción del mes de julio del año 2006 (Apéndice A), que contiene los pozos activos del campo y la base de datos donde se encuentran todos los pozos perforados en el mismo, se determinaron los pozos inactivos para esa fecha, aplicando una técnica de descarte donde se sacaron de la base de datos los pozos que aparecían en el potencial de producción, quedando así sólo los pozos que, por diversas razones, estaban fuera de producción o cerrados, con los cuales se inició el trabajo. Los diagramas de estos pozos, encontrados en los archivos de cada uno de ellos (Carpeta de Pozos) permitió comenzar con el descarte de pozos debido a; pozos colapsados, pozos sellados (tapón de cemento), inyectores de agua (pozos receptores

de agua de producción), entre otras causas. Un factor determinante para descartar pozos tuvo que ver con las pruebas de producción de los mismos; para algunos fue imposible hallarlas ya que eran pozos muy viejos lo que obligó a descartarlos. Para obtener estas pruebas se utilizó la base de datos oficial de la Empresa (Centinela 2000) y la ayuda del programa OFM que permitió generar reportes de los datos requeridos con mayor facilidad.

Una vez revisado en forma detallada las condiciones de cada pozo, se determinó que sólo 29 de ellos cumplían con los criterios para ser incluidos en el estudio, algunos pozos descartados son mostrados en la Tabla 4.

Tabla 4. Algunos pozos descartados del total de inactivos y su causa de descarte

<i>Algunos pozos descartados</i>					
<i>Pozo</i>	<i>Motivo de descarte</i>	<i>Pozo</i>	<i>Motivo de descarte</i>	<i>Pozo</i>	<i>Motivo de descarte</i>
<i>AG10</i>	<i>Inyector de agua</i>	<i>AM101</i>	<i>TDC</i>	<i>AM26</i>	<i>Inyector de agua</i>
<i>AG107</i>	<i>TDC</i>	<i>AM101X</i>	<i>Resultó Seco</i>	<i>AM3</i>	<i>TDC</i>
<i>AG14</i>	<i>TDC</i>	<i>AM13</i>	<i>TDC</i>	<i>AM40</i>	<i>TDC</i>
<i>AG17</i>	<i>TDC</i>	<i>AM14</i>	<i>Inyector de agua</i>	<i>AM45</i>	<i>TDC</i>
<i>AG23</i>	<i>TDC</i>	<i>AM15</i>	<i>TDC</i>	<i>AM5</i>	<i>TDC</i>
<i>AG106</i>	<i>Evaluándose por Ing. de Producción</i>	<i>AG8</i>	<i>Evaluándose por Ing. de Producción</i>	<i>AM51</i>	<i>Evaluándose por Ing. de Producción</i>
<i>AG27</i>	<i>TDC</i>	<i>AM2</i>	<i>TDC</i>	<i>AM55</i>	<i>TDC</i>
<i>AG30</i>	<i>TDC</i>	<i>AM21</i>	<i>Inyector de agua</i>	<i>AM58</i>	<i>TDC</i>
<i>AG31</i>	<i>TDC</i>	<i>AM22</i>	<i>TDC</i>	<i>AM61</i>	<i>TDC</i>
<i>AG5</i>	<i>Inyector de agua</i>	<i>AM23</i>	<i>TDC</i>	<i>AM68</i>	<i>TDC</i>
<i>AM69</i>	<i>TDC</i>	<i>AM88</i>	<i>TDC</i>	<i>AM89A</i>	<i>TDC</i>
<i>AM8</i>	<i>TDC</i>	<i>AM89</i>	<i>TDC</i>	<i>RL 1</i>	<i>Cerrado por el MENPET</i>
<i>AM50</i>	<i>Tubería colapsada</i>	<i>AM16</i>	<i>TDC</i>	<i>AG25</i>	<i>TDC</i>

*TDC: Tapón de Cemento (Lámpida de cemento en superficie)*

### ***V.2.3 Determinación de pozos candidatos a reactivar***

Para determinar los pozos con posibilidad de ser reactivados se procedió a analizar detalladamente sus respectivos datos de producción y presiones de cabezal y de línea; además, se verificó en los archivos de pozos el estado físico de los equipos de fondo, a través del estudio de los últimos trabajos realizados a los mismos.

Se sabe que un pozo puede atravesar varias arenas, lo que extendió la búsqueda de datos, ya que se simuló por arenas en lugar de simular por pozo. En la Tabla 5 se muestran las arenas simuladas.

Tabla 5. Arenas atravesadas por los pozos en estudio

<b><i>Arenas atravesadas por los pozos en estudio</i></b>	
<i>COC</i>	<i>MEHI</i>
<i>COH</i>	<i>MEHM</i>
<i>COKL</i>	<i>MEHU</i>
<i>COR12</i>	<i>MEI</i>
<i>MEB</i>	<i>MEJ1</i>
<i>MEC</i>	<i>MEM2</i>
<i>MED</i>	<i>VEB2</i>
<i>MEF</i>	

De igual forma sucede con los yacimientos, un pozo puede atravesar varios de ellos, en la Tabla 6 se muestran los yacimientos atravesados por los pozos estudiados.

Tabla 6. Yacimientos atravesados por los pozos en estudio

<i>Yacimientos atravesados por los pozos en estudio</i>	
<i>AG1</i>	<i>AM33</i>
<i>AG10</i>	<i>AM3AC</i>
<i>AG105</i>	<i>AM42</i>
<i>AG12</i>	<i>AM56</i>
<i>AG21</i>	<i>AM64</i>
<i>AM1</i>	<i>AM70</i>
<i>AM13</i>	<i>AM84</i>
<i>AM19</i>	<i>AM9</i>
<i>AM22</i>	

Las reservas de petróleo (Tablas 7), de condensado (Tabla 8) y de gas (Tabla 9) se tomaron de Centinela y se convirtieron en un factor de descarte de pozos; debido a la ausencia de este dato en algunos yacimientos en estudio.

Tabla 7. Reservas de petróleo para el 2005

<i>Arena</i>	<i>Yacimiento</i>	<i>PETRÓLEO</i>		
		<i>Reservas Totales [MMbbls]</i>	<i>Prod. Acumulada (2005) [MMbbls]</i>	<i>Reservas Remanentes [MMbbls]</i>
<i>MEJ1</i>	<i>AM22</i>	<i>19,60</i>	<i>19,50</i>	<i>0,10</i>
<i>MEHUM</i>	<i>AG12</i>	<i>1,40</i>	<i>0,54</i>	<i>0,86</i>
<i>MEHUM</i>	<i>AG12</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>MEHM</i>	<i>AM56</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>MEHI</i>	<i>AG12</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>MEHI</i>	<i>AG12</i>	<i>55,30</i>	<i>38,30</i>	<i>17,00</i>
<i>MEC</i>	<i>AM3AC</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>MEC</i>	<i>AM70</i>	<i>1,90</i>	<i>1,23</i>	<i>0,67</i>
<i>MEC</i>	<i>AM70</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>MEB</i>	<i>AG10</i>	<i>1,20</i>	<i>0,61</i>	<i>0,59</i>
<i>COR12</i>	<i>AM13</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>COH</i>	<i>AM9</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>VEB2</i>	<i>AM1</i>	<i>3,1</i>	<i>2,17</i>	<i>0,93</i>
<i>MEM2</i>	<i>AM84</i>	<i>3,02</i>	<i>0</i>	<i>3,02</i>
<i>MEI</i>	<i>AM64</i>	<i>0,44</i>	<i>0,14</i>	<i>0,3</i>
<i>MED</i>	<i>AM42</i>	<i>0,5</i>	<i>0,49</i>	<i>0,01</i>
<i>COR12</i>	<i>AG21</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>COR12</i>	<i>AM19</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>COC</i>	<i>AM33</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>

Tabla 8. Reservas de condensado para el 2005

<i>Arena</i>	<i>Yacimiento</i>	<i>CONDENSADO</i>		
		<i>Reservas Totales [MMbbls]</i>	<i>Prod. Acumulada (2005) [MMbbls]</i>	<i>Reservas Remanentes [MMbbls]</i>
<i>MEJ1</i>	<i>AM22</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>MEHUM</i>	<i>AG12</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>MEHUM</i>	<i>AG12</i>	<i>0,23</i>	<i>0,22</i>	<i>0,01</i>
<i>MEHM</i>	<i>AM56</i>	<i>0,12</i>	<i>0,05</i>	<i>0,07</i>
<i>MEHI</i>	<i>AG12</i>	<i>12,66</i>	<i>0,86</i>	<i>11,80</i>
<i>MEHI</i>	<i>AG12</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>MEC</i>	<i>AM3AC</i>	<i>0,51</i>	<i>0,15</i>	<i>0,36</i>
<i>MEC</i>	<i>AM70</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>MEC</i>	<i>AM70</i>	<i>1,52</i>	<i>0,30</i>	<i>1,22</i>
<i>MEB</i>	<i>AG10</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>COR12</i>	<i>AM13</i>	<i>1,63</i>	<i>0,94</i>	<i>0,69</i>
<i>COKL</i>	<i>AM9</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>COKL</i>	<i>AM9</i>	<i>15,78</i>	<i>8,71</i>	<i>7,07</i>
<i>COH</i>	<i>AM9</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>COH</i>	<i>AM9</i>	<i>0,07</i>	<i>0,00</i>	<i>0,07</i>
<i>VEB2</i>	<i>AM1</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>MEM2</i>	<i>AM84</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>MEI</i>	<i>AM64</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>MED</i>	<i>AM42</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>COR12</i>	<i>AG21</i>	<i>0,17</i>	<i>0,02</i>	<i>0,15</i>
<i>COR12</i>	<i>AM19</i>	<i>0,96</i>	<i>0,36</i>	<i>0,60</i>
<i>COC</i>	<i>AM33</i>	<i>0,89</i>	<i>0,17</i>	<i>0,72</i>

Tabla 9. Reservas de gas para el 2005

Arena	Yac	GAS					
		Reservas en Solución [MMPCN]	Reservas Libres [MMPCN]	Reservas Totales [MMPCN]	Prod. Acumulada (2005) [MMPCN]	Gas Inyectado Acumulado (2005) [MMPCN]	Reservas Remanentes [MMPCN]
MEJ1	AM22	33,67	130,53	164,20	94,61	94,77	164,36
MEHUM	AG12	5,25	0,00	5,25	9,86	0,00	-4,61
MEHUM	AG12	0,00	11,70	11,70	10,22	0,00	1,48
MEHM	AM56	0,00	3,10	3,10	1,17	0,00	1,93
MEHI	AG12	0,00	246,07	246,07	55,64	0,00	190,43
MEHI	AG12	139,53	0,00	139,53	167,12	167,37	139,78
MEC	AM3AC	0,00	10,45	10,45	1,68	0,00	8,77
MEC	AM70	8,53	0,00	8,53	7,86	0,00	0,67
MEC	AM70	0,00	36,21	36,21	14,65	0,00	21,56
MEB	AG10	5,30	0,00	5,30	2,36	0,00	2,94
COR12	AM13	0,00	28,46	28,46	26,01	2,21	4,66
COKL	AM9	35,08	0,00	35,08	142,34	294,51	187,25
COKL	AM9	0,00	314,02	314,02	163,61	0,00	150,41
COH	AM9	8,49	0,00	8,49	8,96	0,00	-0,47
COH	AM9	0,00	1,47	1,47	0,00	0,00	1,47
VEB2	AM1	27,61	0,00	27,61	18,13	5,08	14,56
MEM2	AM84	9,97	0,00	9,97	0,00	0,00	9,97
MEI	AM64	1,80	0,00	1,80	0,98	0,00	0,82
MED	AM42	3,49	0,00	3,49	3,64	0,00	-0,15
COR12	AG21	0,00	2,04	2,04	0,57	0,00	1,47
COR12	AM19	0,00	15,97	15,97	12,96	0,00	3,01
COC	AM33	0,00	28,38	28,38	3,17	0,00	25,21

#### ***V.2.4 Búsqueda de la información de los yacimientos y arenas atravesadas por los pozos en estudio***

Una vez determinados los posibles pozos a reactivar se buscó información de los yacimientos y arenas atravesadas por ellos en los archivos de pozos y con la ayuda del Departamento de Yacimientos de la Empresa que suministró algunos datos, lográndose obtener toda la información necesaria para el análisis. Entre la información encontrada de cada uno de los pozos estudiados están: presión de yacimiento, temperatura de yacimiento, arena neta petrolífera, permeabilidad efectiva

promedio y datos del fluido como °API, % AyS y RGP, la cual fue tomada de la base de datos oficial de la Empresa (Centinela 2000) con la ayuda de la herramienta OFM y corroborada y validada con la información existente en las carpetas de cada pozo encontrada en la Gerencia del Dato (Carpetas de Pozos).

### ***V.2.5 Jerarquización de pozos***

De acuerdo a las características y condiciones generales encontradas previamente de cada pozo, se pudo jerarquizarlos de la manera más óptima, tomando en cuenta entre otras cosas; la tasa de gas de su última prueba más alta, las presiones de cabezal altas, las arenas y yacimientos más importantes de la zona, la facilidad de obtención de los datos, las reservas, y un criterio muy importante como lo fue la experiencia del personal del Departamento de Producción, encargados del Campo en estudio.

### ***V.2.6 Estudio de las estaciones del Campo y chequeo de los pozos in situ***

Para cumplir con este objetivo se hicieron varias visitas al campo, donde se pudo constatar las condiciones generales de los pozos en superficie, lo cual fue imprescindible para la evaluación económica requerida en este trabajo. En la Figura 27 se muestra el pozo AM 19, el más importante según la jerarquización.



Figura 27. Pozo AM 19

También se visitó la estación de flujo (SAEF-1) y las estaciones de descarga (SAED-2 y SAED-3), con lo cual se pudo recopilar datos necesarios para el progreso del estudio que se está desarrollando.

### ***V.2.7 Simulación de los pozos***

Este es quizás, el objetivo fundamental de este trabajo. Una vez obtenidos todos los datos requeridos por el simulador como se explicó anteriormente, se comenzó a montar los pozos y a simularlos buscando cotejar los parámetros más importantes con el menor error posible, como por ejemplo la tasa de producción; a continuación se explica la metodología utilizada en el simulador y los datos requeridos por el mismo, incluyendo las sensibilidades hechas. Se muestran además, algunas ventanas del simulador PIPESIM 2003 utilizado en esta etapa.

La información suministrada al simulador puede clasificarse en tres grupos: yacimiento, completación y producción, con el propósito de explicar de manera más detallada la forma como se obtuvo cada una de las mismas.

#### ***Información de Yacimiento***

Los datos de presión estática y temperatura de yacimiento, fueron obtenidos principalmente de los registros de presión y temperatura (BHP – BHT estáticos) y de pruebas de restauración de presión, tomados de las carpetas y archivos de los pozos.

La información de arena neta petrolífera y permeabilidades fueron obtenida de las carpetas pertenecientes a cada pozo, de estudios petrofísicos realizados en el área de interés y datos suministrados por Estudios Integrados.



### *Información de Completación*

Entre ella se encuentran el diámetro de la tubería de producción, el espesor de pared de la misma, la profundidad e intervalo de la arena cañoneada, que se obtienen de los diagramas mecánicos de los pozos, como el mostrado en la Figura 28, los cuales se encuentran en los archivos de cada pozo en Carpetas de Pozos.

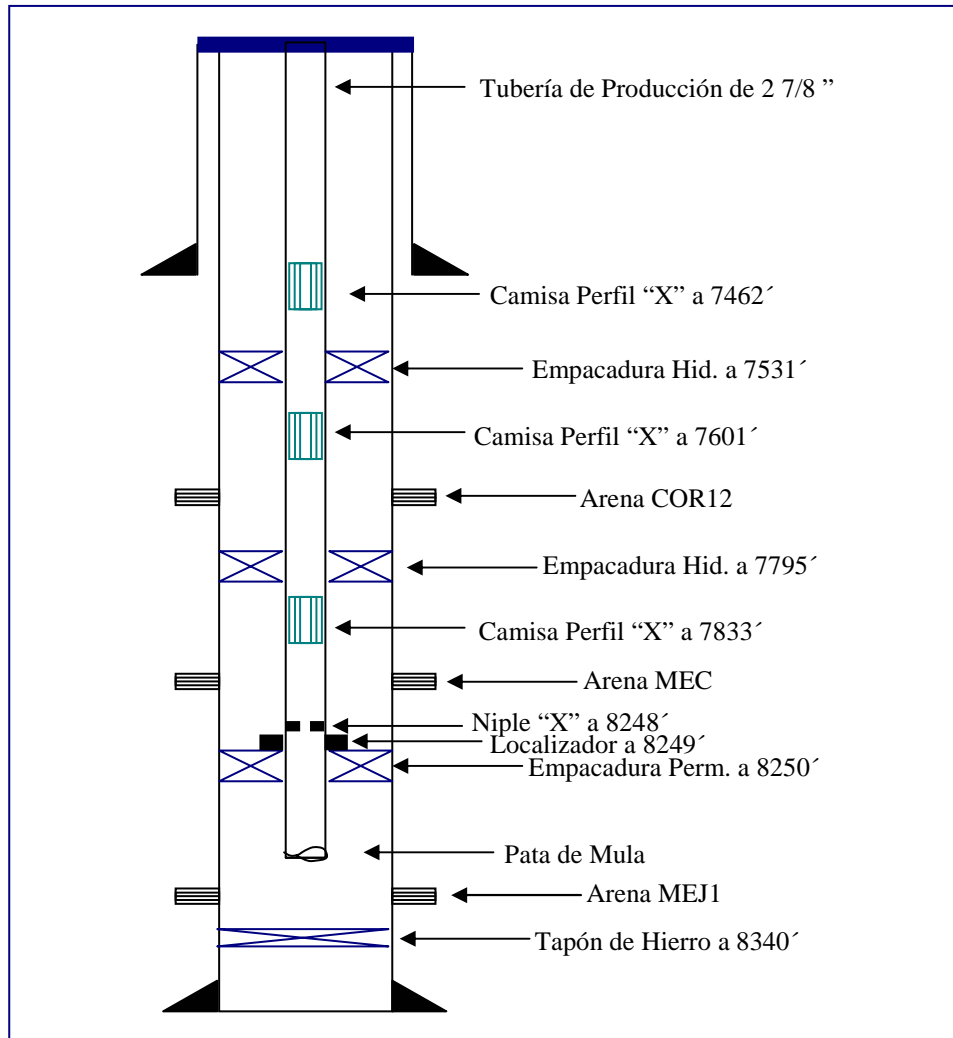


Figura 28. Diagrama mecánico del pozo AM 80

### ***Información de Producción***

La información relacionada con producción tal como: tasas de gas, tasas de crudo, relación gas - petróleo, porcentaje de agua y sedimento, °API, reductor, presión de cabezal y presión de línea se obtuvieron del Potenciales de Producción de fechas cercanas al cierre del pozo y de la última prueba representativa encontrada; dichos parámetro fueron validados a través de la base de datos Centinela y su módulo Pozo, el cual apoya el control y seguimiento diario de los parámetros de producción de pozos, además de mantener actualizados los datos históricos de pruebas y muestras.

#### ***V.2.7.1 Ajuste de las correlaciones de flujo óptimas***

Para iniciar las simulaciones de los pozos es necesario determinar las correlaciones de flujo que mejor se adapten al tipo de fluido y a las características de la zona en estudio. Para seleccionar la correlación de flujo vertical se empleó una prueba BHP/BHT fluyente y el simulador PIPESIM.

Como es sabido, cada pozo es un sistema individual, no debe compararse con otro, así sean vecinos; de tal manera que se considera un factor determinante conocer la correlación que más se ajusta a cada uno, para así cotejar el comportamiento más cercano a la realidad y realizar de esta forma predicciones futuras; es decir, sensibilidades que permitan obtener el desempeño óptimo del pozo, para lo cual es necesario contar con pruebas de presión con el pozo fluyendo o registros fluyentes de varios pozos. Para esta ocasión, sólo se contaba con un registro fluyente confiable en todo el campo, por lo cual se realizó el cotejo de la correlación de flujo multifásico vertical a partir del mismo.

Los datos del BHP/BHT fluyente utilizado (Figura 29), corresponden al pozo **AM 46**, y las correlaciones seleccionadas para el ajuste son: Ansari, Beggs & Brill Original, Duns & Ros, Gray Modificada, Hagedorn & Brown; ya que son las que mejor se

adaptan al fluido presente y a la tubería de producción utilizada en los pozos. En la Figura 30 se puede observar la ventana del simulador donde son seleccionadas las correlaciones.

Tabla de Lectura Solamente - Para Seleccionar/Añadir/Editar un registro teclear en "Datos | Datos de Campo" en el menu principal  
 Nombre del Registro : AM46 COKL AM9  
 Fecha del Registro : 10 / 6 / 1987

	MD	Presión	Temperatura
-	ft	psia	F
1	1000	1442	168
2	2000	1515	186
3	3000	1584	201
4	4000	1652	216
5	5000	1726	229
6	6000	1801	238
7	7000	1884	245
8	7600	1937	253
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			

Figura 29. Datos del BHP/BHT fluyente del pozo AM 46

Variable Calculada  
 Presión de Entrada [2235] psia  
 Presión de Salida  
 Gas Rate [0.864] mmscf/d @

Gráfica de Perfil predeterminada  
 Elevación vs Profundidad  
 Elevación vs Temperatura  
 Presión vs Distancia Total  
 Temperatura vs Distancia Total

Tipo de Correlación de Flujo  
 Horizontal  
 Vertical

	Incluir	Vertical Flow Correlations	Fuente
1	<input checked="" type="checkbox"/>	Ansari	bja
2	<input checked="" type="checkbox"/>	Beggs & Brill Original	bja
3	<input checked="" type="checkbox"/>	Duns & Ros	bja
4	<input checked="" type="checkbox"/>	Gray (modified)	bja
5	<input checked="" type="checkbox"/>	Hagedorn & Brown	bja
6	<input type="checkbox"/>	Baker Jardine Revised	bja
7	<input type="checkbox"/>	Beggs & Brill, Taitel Dukler map	bja
8	<input type="checkbox"/>	Beggs & Brill Revised	bja
9	<input type="checkbox"/>	Beggs & Brill Revised, Taitel Dukler map	bja
10	<input type="checkbox"/>	Duns & Ros, Taitel Dukler map	bja

Figura 30. Correlaciones preseleccionadas para flujo vertical

### V.2.7.2 Cotejo de los pozos a través del PIPESIM

Una vez culminada la etapa de búsqueda y validación de la información necesaria

para la simulación de los pozos, así como la escogencia de las correlaciones para los diversos tipos de flujo, se procedió a realizar las simulaciones relacionadas con el sistema de producción desde el yacimiento hasta el separador, a través del módulo PIPESIM permitiendo así reproducir las condiciones individuales de los pozos. En la Figura 31 se muestra el modelo utilizado para la simulación de los pozos en el simulador PIPESIM.

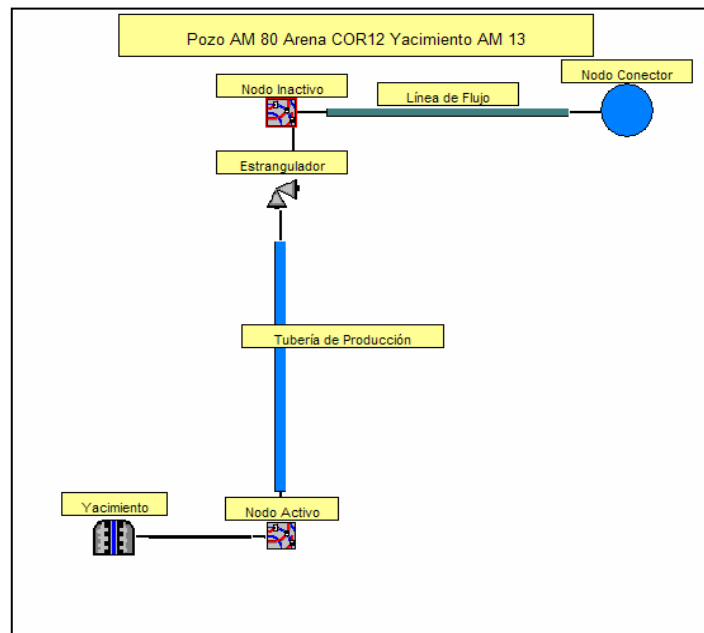


Figura 31. Modelo utilizado en el simulador

Para realizar la simulación son necesarios los siguientes datos:

#### ***Datos de Yacimiento***

- Presión actual de yacimiento (lpc).
- Temperatura de yacimiento (°F).
- Permeabilidad efectiva de yacimiento K (mD).
- Espesor de arena neta petrolífera (pies).
- Radio de drenaje del pozo (pulg).

En la Figura 32 se muestran los datos de yacimiento ingresados en el simulador.

Terminación Vertical - Yacimiento

Propiedades | General

Datos de Yacimiento

Presión Estática 1800 psia

Temperatura 210 F

Modelo de Terminación

Tipo de Modelo Pseudo Steady State

Cálculo básico de IPR Gas

Usar método de Pseudopresión (si no esta seleccionado, usar el método del cuadrado de las presiones)

Permeabilidad del Yacimiento 14 md

Daño Mecánico

Introduzca Daño 23

Calcular Opciones de Terminación...

Espesor del Yacimiento 18 ft

Diámetro del Pozo 8.75 inches

Tamaño/Forma del Yacimiento

Radio de Drene 1500 ft

Factor Tipo 31.62

Daño Dependiente del Flujo

Introduzca Daño

Calcular

Area del Yacimiento ft2

Aceptar Cancelar Ayuda

Figura 32. Datos de un yacimiento ingresados al simulador

### ***Datos de la completación del pozo***

- Diámetro interno y espesor de la tubería de producción (pulg).
- Diámetro interno del revestidor de producción (pulg).
- Profundidad de la combinación de tuberías (pies).
- Profundidad del punto medio de las perforaciones (pies).

En la Figura 33 se muestran la información ingresada en el simulador.

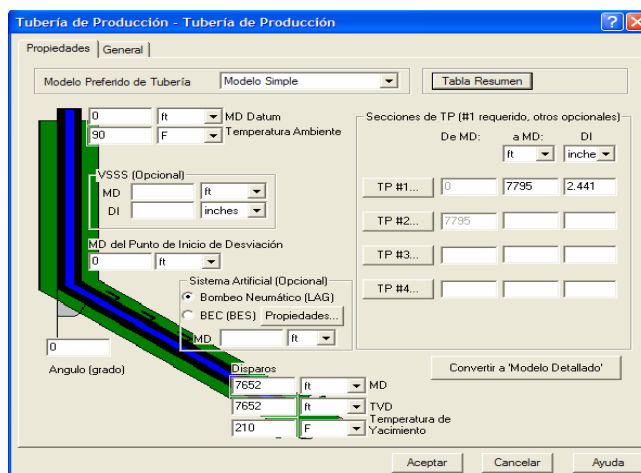


Figura 33. Información de la Completación de un Pozo

### *Datos del reductor*

- Diámetro del reductor (pulg).
- Tipo de correlación según el tipo de flujo.

En la Figura 34 se observan los datos ingresados en el simulador.

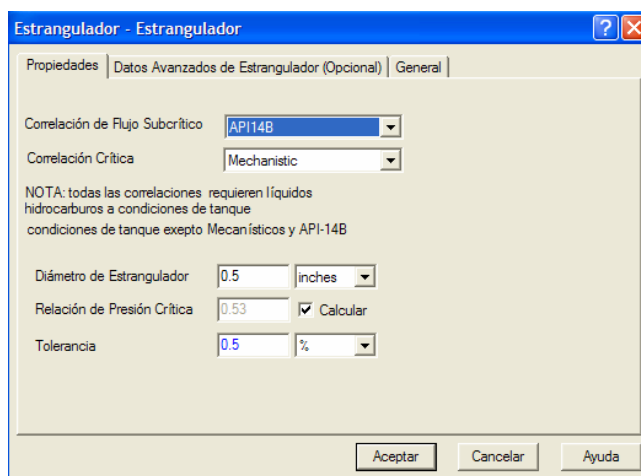


Figura 34. Información del reductor.

### ***Datos de las instalaciones de superficie***

- Diámetro interno y espesor de la línea de flujo (pulg).
- Longitud de la línea de flujo (Km).
- Rugosidad de la tubería.
- Temperatura ambiente (°F).

Se puede observar en la Figura 35 la información de superficie ingresada en el simulador.

Linea de Flujo - Linea de Flujo

Propiedades | Transferencia de Calor | General

Descripción Prefenda de Tubería Vista Simple Esquema

Ondulaciones 10 / 1000

Distancia Horizontal 1.5 km

Diferencia de Elevación 10 ft

Diámetro Interno 3.068 inches

Espesor 0.216 inches

Rugosidad 0.001 inches

Temperatura Ambiente 90 F

NOTA: Fijar una diferencia de elevación negativa al modelo a la tubería DESCENDENTE, con la dirección del flujo

Aceptar Cancelar Ayuda

Figura 35. Información de las instalaciones de superficie

### ***Datos de los fluidos***

- Porcentaje de agua y sedimentos (%).
- Relación Gas/Petróleo (PCGD/BNPD).
- Gravedad API.
- Gravedad específica del gas.

La información correspondiente a los fluidos ingresados en el simulador se puede observar en la Figura 36.

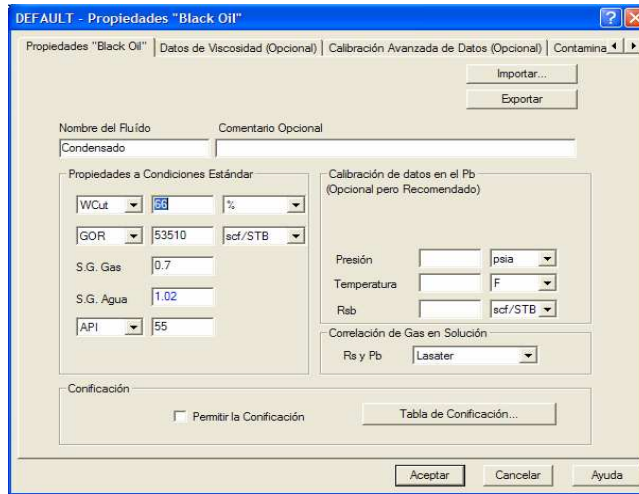


Figura 36. Información de los fluidos

Además de la información mencionada anteriormente, también se requiere para el simulador el tipo de correlación de acuerdo al tipo de fluido presente en el área en estudio, para ello se puede observar la Figura 37.

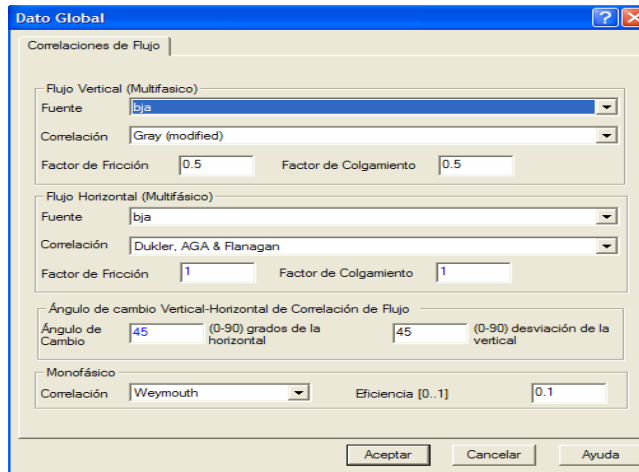


Figura 37. Correlaciones utilizadas

### V.2.7.3 Análisis Nodal

Una vez seleccionadas las correlaciones adecuadas y cargados los datos necesarios



por el simulador, se procedió a cotejar cada uno de los pozos en estudio, para lo cual se seleccionó el nodo solución en el fondo del pozo, porque permite obtener la tasa del sistema y la presión de fondo fluyente (Pwf) para ciertas condiciones establecidas, abarcando desde el yacimiento hasta la superficie. Se generó una gráfica de Presión Vs Tasa de Gas, donde la curva de demanda está representada por el diámetro del reductor correspondiente, mientras que la curva de oferta viene dada por el daño que pudiera presentar el pozo en análisis.

#### V.2.7.4 Perfil de Profundidad vs Presión

Luego de haber ajustado las tasas tanto de gas como de líquido del simulador con los datos actuales, se determinó el perfil de Profundidad vs Presión de cada pozo, para verificar las presiones de operación de los mismo; es decir, las presiones de línea y cabezal, además de ello se pueden observar las diversas caídas de presión existente en todo del sistema; desde el yacimiento hasta superficie, en un gráfico como el mostrado en la Figura 38.

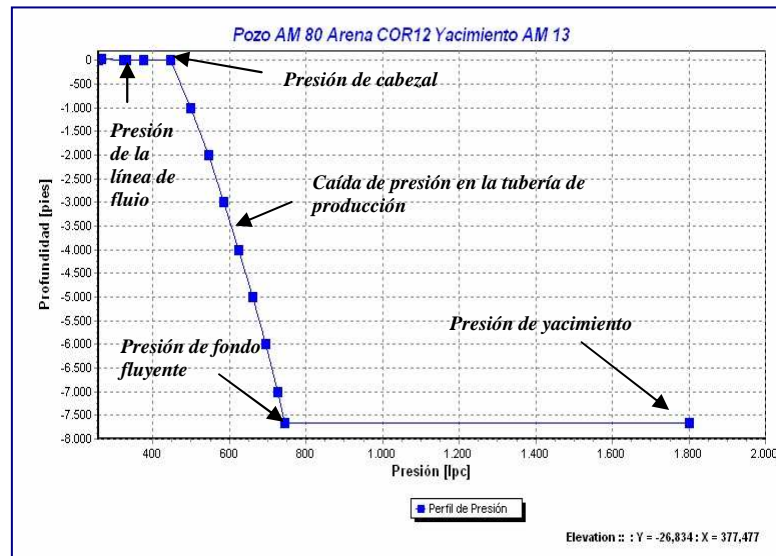


Figura 38. Perfil de Profundidad vs Presión

#### ***V.2.7.5 Sensibilidades***

Una vez finalizado el ajuste de los pozos a través del simulador PIPESIM se procedió a la optimización del proceso de producción, para lo cual se realizaron sensibilidades con varios parámetros que afectan la producción de un pozo como lo son: diámetro de reductor, nivel de separación y declinación de la presión de yacimiento; esta última para estimar la presión de abandono del pozo asumiendo ningún cambio en el futuro.

#### ***Cambio de reductor***

Todos los pozos candidatos a reactivar fueron sometidos a esta sensibilidad.

#### ***Cambio en el nivel de separación***

Los pozos a los cuales se les aplicó esta sensibilidad fueron escogidos de acuerdo a su presión de línea antes y después de sensibilizar el reductor.

#### ***Cambio en la presión estática de yacimiento***

Para realizar las sensibilidades con presión de yacimiento se procedió a la declinación de las mismas hasta alcanzar la presión de abandono de cada pozo, la cual está representada por la curva de oferta que no converge o se corta con la de demanda en las gráficas de Presión vs Tasa de Gas.

#### ***V.2.8 Evaluación económica***

Para el estudio económico fueron primordiales las visitas al campo para determinar los requerimientos de cada pozo; es decir, para conocer que equipos y partes de la completación serían necesarios para reactivarlo. Allí se recolectó casi toda la información para llevar a cabo dicha evaluación, con la ayuda de una hoja de cálculo

elaborada para este tipo de análisis. Fueron tomados en cuenta valores de relevancia económicamente hablando como; la Tasa Interna de Retorno (TIR) y las Regalías generadas de estas actividades, se determinaron parámetros como el Valor Presente Neto (VPN), y así estimar las ganancias o pérdidas generadas por la reactivación de los pozos y con esto la rentabilidad de los mismos.

El horizonte económico fue de 1 año, dividido en 6 períodos de 2 meses cada uno; por lo que se contabilizó la producción de cada pozo (tasa de petróleo y tasa de gas) para el final de cada período; es decir, al final del segundo mes en cada uno de ellos; aplicando el porcentaje promedio mensual de declinación de la producción (0,5 %) establecido por la Empresa para el Campo Santa Ana. Se tomaron los precios, que para el año 2007, tenía previsto PDVSA Gas Anaco, tanto para el gas producido como para el petróleo; en vista de que el precio del gas viene dado en US \$/MMBTU se procedió a calcular el equivalente del gas en unidades de energía (BTU), utilizando para ello, el factor de conversión usado en el Departamento de Producción (1 MMPCG equivalen a 1030 MMBTU). Se multiplicó el precio de cada uno de los fluidos por su producción, se sumaron ambos valores y se obtuvo el ingreso total al final de cada período, por concepto de producción de hidrocarburos. A estos valores se les aplicó el concepto de *Regalía* (equivalente a un impuesto cobrado por el Estado) y se determinó el ingreso neto, con el que se calculó el VPN y la TIR, utilizando para esta última un interés de 12 % ya establecido.

Por otro lado, se precisaron los gastos necesarios para reactivar cada uno de los pozos y así determinar la inversión inicial requerida, con la finalidad de estimar en que tiempo se recupera el gasto inicial realizado.

## CAPÍTULO VI

### ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

#### *VI.1 CARÁCTERÍSTICAS DEL ESTUDIO*

El estudio realizado incluyó 29 de los 85 pozos que se encontraban inactivos en el campo Santa Ana, los cuales fluían a los niveles de 60, 250 y 800 lpcm que manejaba el campo, abarcando las 3 estaciones del mismo. La exclusión de los otros pozos fue debido a diferentes causas, entre ellas; sus arenas se encontraban cerradas por orden de Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (Estado EH), lo cual implicaba otra clase trámites ajenos a este estudio para levantar ese estado, un porcentaje de los pozos se encontraban sellados (tapón de cemento en superficie), otros no están inactivos del todo, son usados como pozos inyectoros de gas o agua, por último la falta de la información necesaria para simularlos fue un criterio fundamental para descartar algunos de ellos.

Todos los pozos analizados fueron productores de crudo, los cuales fueron cerrados en su mayoría por la disminución de su producción líquida y el aumento en la producción de gas. Los yacimientos fueron convirtiéndose con el tiempo, en yacimientos de gas condensado y yacimientos de crudo saturado con alto valor de RGP; con contadas excepciones como los yacimientos AM 64 y AM 33. Algunos pozos contaban con completaciones dobles y la mayoría con completación sencilla de forma vertical.

Debido a la imposibilidad de conocer las condiciones actuales de los pozos en estudio, se estableció para el análisis la premisa de que la última condición oficialmente conocida de los pozos sería la que tendrían en la actualidad, aún sabiendo que factores como la presión de yacimiento son afectados por el tiempo y la influencia de otros pozos cercanos.

## **VI.2 POZOS INACTIVOS DEL CAMPO SANTA ANA**

Para determinar los pozos inactivos del campo se utilizó principalmente el potencial de producción del mes de julio del 2006 y la base de datos que maneja PDVSA Gas Anaco donde se encuentran todos los pozos perforados en cada campo de la zona; cabe resaltar que en el mes de julio se encontraban algunos pozos cerrados porque se estaba trabajando en ellos, los cuales se abrirían al termino de esos trabajos, por lo cual no se tomaron como pozos inactivos. En total fueron determinados 85 pozos considerados inactivos que se muestran en la Tabla 10; es decir, que no se encontraban en producción para el mes de julio y durante mucho tiempo.

Tabla 10. Pozos inactivos del campo Santa Ana para el mes de julio del 2006

<i>Pozos inactivos del campo Santa Ana</i>								
<i>RL 1</i>	<i>AG 13</i>	<i>AG 27</i>	<i>AG 107</i>	<i>AM 12</i>	<i>AM 23</i>	<i>AM 45</i>	<i>AM 65</i>	<i>AM 93</i>
<i>AG 2</i>	<i>AG 14</i>	<i>AG 28</i>	<i>AG 301</i>	<i>AM 13</i>	<i>AM 24</i>	<i>AM 50</i>	<i>AM 67</i>	<i>AM 98</i>
<i>AG 3</i>	<i>AG 15</i>	<i>AG 29</i>	<i>AM 2</i>	<i>AM 14</i>	<i>AM 26</i>	<i>AM 51</i>	<i>AM 68</i>	<i>AM 99</i>
<i>AG 5</i>	<i>AG 17</i>	<i>AG 30</i>	<i>AM 3</i>	<i>AM 15</i>	<i>AM 29</i>	<i>AM 54</i>	<i>AM 69</i>	<i>AM 101</i>
<i>AG 6</i>	<i>AG 19</i>	<i>AG 31</i>	<i>AM 3X</i>	<i>AM 16</i>	<i>AM 33</i>	<i>AM 55</i>	<i>AM 76</i>	<i>AM 101X</i>
<i>AG 8</i>	<i>AG 20</i>	<i>AG 101</i>	<i>AM 4</i>	<i>AM 17</i>	<i>AM 35</i>	<i>AM 56</i>	<i>AM 80</i>	
<i>AG 9</i>	<i>AG 21</i>	<i>AG 102</i>	<i>AM 5</i>	<i>AM 19</i>	<i>AM 36</i>	<i>AM 58</i>	<i>AM 84</i>	
<i>AG 10</i>	<i>AG 22</i>	<i>AG 104</i>	<i>AM 7</i>	<i>AM 20</i>	<i>AM 40</i>	<i>AM 61</i>	<i>AM 88</i>	
<i>AG 11</i>	<i>AG 23</i>	<i>AG 105</i>	<i>AM 8</i>	<i>AM 21</i>	<i>AM 42</i>	<i>AM 63</i>	<i>AM 89</i>	
<i>AG 12</i>	<i>AG 25</i>	<i>AG 106</i>	<i>AM 9</i>	<i>AM 22</i>	<i>AM 43</i>	<i>AM 64</i>	<i>AM 89A</i>	

Posteriormente, se descartaron pozos por las razones antes expuestas, lo que redujo los pozos en estudio a 29; mostrados en la Tabla 11.

Tabla 11. Pozos calificados para ser incluidos en el estudio

<i>Pozos en estudio</i>		
<i>AG105</i>	<i>AM12</i>	<i>AM56</i>
<i>AG106</i>	<i>AM17</i>	<i>AM64</i>
<i>AG11</i>	<i>AM19</i>	<i>AM65</i>
<i>AG2</i>	<i>AM20</i>	<i>AM7</i>
<i>AG20</i>	<i>AM29</i>	<i>AM76</i>
<i>AG21</i>	<i>AM33</i>	<i>AM80</i>
<i>AG22</i>	<i>AM36</i>	<i>AM84</i>
<i>AG29</i>	<i>AM42</i>	<i>AM9</i>
<i>AG3</i>	<i>AM43</i>	<i>AM99</i>
<i>AG8</i>	<i>AM54</i>	

Una vez determinado y fijado la cantidad de pozos con la que se iba a trabajar, se buscaron los diagramas mecánicos de cada uno de ellos en los archivos de los mismos (Carpetas de Pozos) y de igual forma se hizo con las pruebas de producción, registro de presiones y reservas; se revisó el estado físico de los pozos de acuerdo a los últimos trabajos realizados. Se tomó en cuenta en este paso que la tasa de gas fuese significativa; es decir, que estuviese por encima de 0,3 MMPCGD y que el %AyS no fuese mayor a 80 %, que la presión de línea fuese mayor a 90 lpc para garantizar que el pozo fluyera al menos al nivel de 60 lpcm; en cuanto a las reservas, se determinó que las arenas y yacimientos con mejores perspectivas eran la COKL/AM9, MEHI/AG12 y la MEJ1/AM22 (con altas reservas de gas debido a que fueron sometidas a procesos de recuperación secundaria basados en inyección de gas).

Como las arenas más prospectivas eran las nombradas en el párrafo anterior, en la Tabla 12 se muestra parte de la información recopilada para las mismas.

Tabla 12. Características de las arenas y yacimientos en estudio más importantes

<i>Arena-Yac.</i>	<i>Características</i>
<i>COKL-AM9</i>	<i>Yacimiento de gas condensado con zona de petróleo de grandes dimensiones.</i>
<i>MEHI-AG12</i>	<i>Yacimiento proyecto de recuperación secundaria, sometido en el pasado a inyección de gas, actualmente activo. Presenta 15 % de porosidad efectiva y 23 % de saturación de agua inicial. Se interpretó un CGPO sin presencia de CAPO. La estructura del yacimiento forma parte de un domo alargado circundado por sendas fallas de características sellantes.</i>
<i>MEJI-AM22</i>	<i>Yacimiento de petróleo con capa de gas condensado. Posee 15 pies de ANP, con buena resistividad y 13 % de porosidad efectiva. Se le inyectó gas para recuperación secundaria, por lo que posee una gran acumulación de este hidrocarburo.</i>

Culminado el análisis de los pozos y sus características, se determinó que solo 18 pozos cumplían con los criterios establecidos para ser candidatos a reactivar, los cuales se muestran en la Tabla 13.

Tabla 13. Posibles pozos a reactivarse

<i>Pozos con posibilidad de reactivación</i>	
<i>AG105</i>	<i>AM42</i>
<i>AG11</i>	<i>AM56</i>
<i>AG2</i>	<i>AM64</i>
<i>AG21</i>	<i>AM65</i>
<i>AG22</i>	<i>AM7</i>
<i>AM12</i>	<i>AM76</i>
<i>AM19</i>	<i>AM80</i>
<i>AM33</i>	<i>AM84</i>
<i>AM36</i>	<i>AM9</i>

### ***VI.3 ARENAS Y YACIMIENTOS ATRAVESADOS POR LOS POZOS EN ESTUDIO***

Teniendo los pozos candidatos a reactivarse, se buscó la información referente a las arenas y yacimientos atravesados por los mismos y se encontraron datos de los

fluidos de los pozos, mostrada en la Tabla 14, la cual fue imprescindible para comenzar la simulación y así aproximar lo mejor posible los modelos a realizarse.

Tabla 14. Información de Yacimiento y Fluidos de los pozos en estudio

Fecha de la Prueba	Pozo	Yac.	Arena	Pyac [lpc]	Tyac [°F]	K [mD]	ANP [ft]	%AyS [%]	RGP [PCD/BNPD]	•API
Sep-82	AM65	AM1	VEB2	2200	290	10	18	50%	100000	58,6
Sep-81	AM33			2300	295	8	12	50%	15887	40
Dic-78	AM84	AM84	MEM2	3500	275	20	90	1%	885	34,5
Oct-92	AM64	AM64	MEJ1	1800	270	20	28	2%	3300	34,9
Sep-83	AM80	AM22		2600	295	20	22	55%	24850	47
Dic-87	AM64	AM64	MEI	2500	260	17	22	3%	5338	34,6
Mar-02	AG22	AG12	MEHU	1900	220	15	18	5%	63289	53
Ago-81	AM56	AM56	MEHM	2800	250	19	35	3%	42526	49,8
Jun-86	AM76	AG1	MEHI	2200	260	10	50	10%	26000	49
Abr-82	AM12			2900	270	14	50	25%	9345	36
Nov-93	AM7			1800	250	12	70	20%	11272	36
Abr-82	AG105	AG105	MEF	2800	270	13	15	25%	22291	45
Feb-02	AM42	AM42	MED	1800	250	10	10	8%	45245	40,2
Mar-86	AG11	AM70	MEC	2900	260	13	11	20%	79659	32
Feb-87	AM80			2800	250	16	13	50%	45444	47
Sep-73	AM36	AM3AC		2900	270	17	30	0%	29645	55
Dic-89	AG22	AG10	MEB	2150	220	40	10	30%	1043929	50
Jun-95	AM12	AM19	COR12	1750	260	6	30	8%	35619	50
Jun-89	AM9	AM13		2200	260	15	18	50%	34898	39
Sep-03	AM80			1800	210	14	18	66%	53510	55
May-82	AG21	AG21		2400	250	10	12	20%	15455	50
Jun-79	AM19	AM9	COKL	3500	300	15	19	1%	31175	46
Dic-90	AG2			2100	270	17	20	55%	64008	38
Ago-87	AM9			2200	280	13	17	80%	80923	37
Feb-86	AM9	AM9	COH	2400	250	29	21	64%	60800	40
Dic-98	AM33	AM33	COC	1900	275	6	32	30%	9799	48

En la tabla anterior puede apreciarse pozos que, para la fecha de la prueba, contaban con una presión de yacimiento alta, sin embargo, es de resaltar que éstos fueron cerrados hace bastante tiempo; como el pozo AM 19 (COKL-AM9) el cual tiene su última prueba de producción del mes de junio del año 1979, lo que crea un grado de incertidumbre mayor si seguimos la premisa planteada al inicio del estudio. Por otro lado, se observan valores de permeabilidad bajos, hasta de 6 mD, lo que puede



deberse a daños ocasionados durante la perforación o posteriores trabajos en esos pozos. Se aprecia además, que la mayoría de los fluidos producidos son condensado y crudo liviano, según su °API y RGP.

Cabe resaltar que las arenas estudiadas contaban con mapas isópacos-estructurales no actualizados, donde se mostraban contactos de fluidos que no representan la condición actual de los mismos; teniéndose que trabajar con ellos.

#### **VI.4 POZOS, ARENAS Y YACIMIENTOS JERARQUIZADOS**

Una vez revisadas las condiciones generales de cada pozo y los datos e información recolectada de cada uno de ellos, se ordenaron (Tabla 15); con la finalidad de facilitar y agilizar el estudio tomando en cuenta primero aquellos con mejores condiciones de producción, como la tasa de gas y presiones de cabezal y línea de flujo, además de la experiencia del personal que labora en el departamento.

Tabla 15. Pozos ordenados según sus características y condiciones

<i>Jerarquización de los pozos en estudio</i>					
<i>Pozos</i>	<i>Yac</i>	<i>Arena</i>	<i>Pozos</i>	<i>Yac</i>	<i>Arena</i>
AM19	AM9	COKL	AG22	AG12	MEHU
AG2	AM9	COKL	AM76	AG1	MEHI
AM36	AM3AC	MEC	AG105	AG105	MEF
AM9	AM9	COH	AM9	AM9	COKL
AG22	AG10	MEB	AM65	AM1	VEB2
AM56	AM56	MEHM	AM42	AM42	MED
AM12	AG1	MEHI	AG21	AG21	COR12
AG11	AM70	MEC	AM64	AM64	MEI
AM80	AM70	MEC	AM33	AM33	COC
AM80	AM22	MEJ1	AM12	AM19	COR12
AM9	AM13	COR12	AM84	AM84	MEM2
AM80	AM13	COR12	AM33	AM1	VEB2
AM7	AG1	MEHI	AM64	AM64	MEJ1

## VI.5 CONDICIÓN DE LOS POZOS Y ESTACIONES DEL CAMPO

Al definir los pozos con posibilidad de ser reactivados, se hizo necesario verificar si las estaciones asociadas al Campo y relacionadas con los pozos en estudio, se encontraban en condiciones óptimas. Para tal motivo se visitó el Campo en varias ocasiones logrando recopilar la información necesaria para el desarrollo del Trabajo Especial de Grado, mostrada en la Tabla 16.

Tabla 16. Características de las estaciones del campo Santa Ana

<b>Estación de Flujo Santa Ana 1 (SAEF-1)</b>			
<b>Características</b>	<b>Niveles de separación [lpcm]</b>	<b>Capacidad de separación</b>	
		<b>Líquido [BBPD]</b>	<b>Gas [MMPCGD]</b>
2 Separadores verticales bifásicos de producción general (1 por nivel), 2 separadores de prueba, 2 válvulas multipuerto, 4 tanques de almacenamiento de 5 mil bls y 1 sistema de rebombeo.	60	1750	3
	250	8500	16,3
<b>Estación de Descarga Santa Ana 2 (SAED-2)</b>			
<b>Características</b>	<b>Niveles de separación [lpcm]</b>	<b>Capacidad de separación</b>	
		<b>Líquido [MBBPD]</b>	<b>Gas [MMPCGD]</b>
4 Separadores verticales bifásicos de producción general (2 por nivel), 2 separadores de prueba, 2 múltiples de producción, 2 tratadores, 2 tanques de almacenamiento de 5 mil bls, 1 de 10 mil bls, 1 de 1500 bls y 1 sistema de rebombeo.	60	24,5	68
	250	16,8	66
<b>Estación de Descarga Santa Ana 3 (SAED-3)</b>			
<b>Características</b>	<b>Niveles de separación [lpcm]</b>	<b>Capacidad de separación</b>	
		<b>Líquido [MBBPD]</b>	<b>Gas [MMPCGD]</b>
3 Separadores bifásicos (2 verticales, 1 horizontal) de producción general (nivel de 60 lpcm), 1 separador vertical bifásico en el nivel 250 lpcm, 1 separador horizontal bifásico en el nivel 800 lpcm, 3 separadores de prueba, 3 múltiples de producción, 4 tratadores, 2 tanques de almacenamiento de 5 mil bls, 4 de 1500 bls (1 de ellos de prueba), 1 tanque de almacenamiento de agua salada para inyección de 1500 bls y uno de 5000 bls, 1 sistema de rebombeo y un sistema de inyección de agua (con 3 bombas)	60	27,5	79
	250	8	50
	800	5	45

De igual manera, se compararon los valores de producción manejados actualmente y los que se espera manejar, con la capacidad de manejo de las estaciones, donde se determinó que las mismas están en capacidad de manejar el incremento de la producción debido a la reactivación de los pozos. Los valores son mostrados en la Tabla 17.

Tabla 17. Manejo de la producción en las estaciones

<i>Manejo de la Producción en las Estaciones</i>						
<i>Estación</i>	<i>Capacidad de separación</i>		<i>Manejo Actual</i>		<i>Producción Esperada</i>	
	<i>Líquido [MBBPD]</i>	<i>Gas [MMPCG]</i>	<i>Líquido [BBPD]</i>	<i>Gas [MMPCG]</i>	<i>Líquido [BBPD]</i>	<i>Gas [MMPCG]</i>
<i>Estación de Flujo Santa Ana 1 (SAEF-1)</i>	10,25	19,3	778	15,111	67,79	1,133
<i>Estación de Descarga Santa Ana 2 (SAED-2)</i>	41,3	134	999,64	32,074	964,74	25,601
<i>Estación de Descarga Santa Ana 3 (SAED-3)</i>	40,5	174	2884	51,201	818,99	11,503

## **VI.6 SIMULACIÓN**

Para continuar con el estudio, se utilizó el simulador PIPESIM 2003, con la intención de simular la última condición de cada pozo antes de ser cerrado; partiendo de la premisa de que esas condiciones en las que se dejó el pozo en su momento son similares a las que presentará al abrirlo. No obstante, dentro de las hipótesis se consideró la influencia de los pozos vecinos sobre las características de los pozos a estudiar, concluyéndose que aunque existe, no debe tomarse en cuenta puesto que la mayoría de los pozos llamados vecinos también se encontraban cerrados por alguna

razón; adicionalmente, los pozos activos se encontraban relativamente distante con respecto al radio de drenaje de los pozos que se estima está alrededor de 1500 pies.

El simulador necesitó de una serie de datos que fueron recolectados en el transcurso de la investigación.

En las Tablas 18 y 19 se muestran datos de producción tales como: presión de cabezal y de línea, diámetros y longitudes de las líneas de los pozos a las estaciones, reductores y profundidad media de las perforaciones. Los datos de presión fueron obtenidos de Centinela 2000 utilizando la herramienta OFM, mientras que los de la línea de flujo se obtuvieron mediante visitas al campo, otros detalles referentes a las completaciones pueden observarse en el Apéndice B donde se muestran los diagramas mecánicos de cada pozo, todos estos son datos requeridos para las simulaciones.

Tabla 18. Datos de producción de los pozos candidatos a reactivar

<i>Fecha de la Prueba</i>	<i>Pozo</i>	<i>Yac.</i>	<i>Arena</i>	<i>Pcab [lpc]</i>	<i>Plin [lpc]</i>	<i>Diámetro del Reductor [pulg]</i>
<i>Sep-82</i>	<i>AM65</i>	<i>AM1</i>	<i>VEB2</i>	990	850	<i>5/16</i>
<i>Sep-81</i>	<i>AM33</i>			200	120	<i>3/8</i>
<i>Dic-78</i>	<i>AM84</i>	<i>AM84</i>	<i>MEM2</i>	590	320	<i>5/16</i>
<i>Oct-92</i>	<i>AM64</i>	<i>AM64</i>	<i>MEJ1</i>	100	95	-
<i>Sep-83</i>	<i>AM80</i>	<i>AM22</i>		1020	950	-
<i>Dic-87</i>	<i>AM64</i>	<i>AM64</i>	<i>MEI</i>	200	120	<i>7/16</i>
<i>Mar-02</i>	<i>AG22</i>	<i>AG12</i>	<i>MEHU</i>	420	240	<i>3/8</i>
<i>Ago-81</i>	<i>AM56</i>	<i>AM56</i>	<i>MEHM</i>	1540	850	<i>5/16</i>
<i>Jun-86</i>	<i>AM76</i>	<i>AG1</i>	<i>MEHI</i>	800	730	<i>3/8</i>
<i>Abr-82</i>	<i>AM12</i>			1200	820	<i>3/8</i>
<i>Nov-93</i>	<i>AM7</i>			740	465	<i>3/8</i>
<i>Abr-82</i>	<i>AG105</i>	<i>AG105</i>	<i>MEF</i>	900	805	<i>7/16</i>
<i>Feb-02</i>	<i>AM42</i>	<i>AM42</i>	<i>MED</i>	220	155	<i>1/2</i>
<i>Mar-86</i>	<i>AG11</i>	<i>AM70</i>	<i>MEC</i>	870	840	-
<i>Feb-87</i>	<i>AM80</i>			650	360	<i>3/8</i>
<i>Sep-73</i>	<i>AM36</i>	<i>AM3AC</i>		1660	900	<i>5/16</i>
<i>Dic-89</i>	<i>AG22</i>	<i>AG10</i>	<i>MEB</i>	720	450	<i>3/8</i>
<i>Jun-95</i>	<i>AM12</i>	<i>AM19</i>	<i>COR12</i>	175	110	<i>3/8</i>
<i>Jun-89</i>	<i>AM9</i>	<i>AM13</i>		1200	900	<i>5/16</i>
<i>Sep-03</i>	<i>AM80</i>			520	380	<i>1/2</i>
<i>May-82</i>	<i>AG21</i>	<i>AG21</i>		250	150	<i>3/8</i>
<i>Jun-79</i>	<i>AM19</i>	<i>AM9</i>	<i>COKL</i>	2120	1300	<i>5/16</i>
<i>Dic-90</i>	<i>AG2</i>			1310	850	<i>5/16</i>
<i>Ago-87</i>	<i>AM9</i>			955	860	-
<i>Feb-86</i>	<i>AM9</i>	<i>AM9</i>	<i>COH</i>	1215	880	<i>5/16</i>
<i>Dic-98</i>	<i>AM33</i>	<i>AM33</i>	<i>COC</i>	200	130	<i>3/8</i>

Tabla 19. Datos de producción de los pozos candidatos a reactivar (Continuación)

<i>Fecha de la Prueba</i>	<i>Pozo</i>	<i>Yac.</i>	<i>Arena</i>	<i>Estación</i>	<i>Long. Línea de Flujo [Km]</i>	<i>OD [pulg]</i>	<i>ID [pulg]</i>	<i>PM de las Perforaciones [ft]</i>	<i>OD Tubing [pulg]</i>	<i>ID Tubing [pulg]</i>
Sep-82	AM65	AM1	VEB2	SAED-3	2,1	3,5	3,068	4757	2	1,613
Sep-81	AM33			SAEF-1	1,7	3,5	3,068	5427	2 3/8	1,995
Dic-78	AM84	AM84	MEM2	SAEF-1	9,0	3,5	3,068	8977	2	1,613
Oct-92	AM64	AM64	MEJ1	SAEF-1	2,0	3,5	3,068	8188	2 3/8	1,995
Sep-83	AM80	AM22		SAED-2	1,5	3,5	3,068	8316	2 7/8	2,441
Dic-87	AM64	AM64	MEI	SAEF-1	2,0	3,5	3,068	8115	2 3/8	1,995
Mar-02	AG22	AG12	MEHU	SAED-2	4,4	3,5	3,068	8277	2 3/8	1,995
Ago-81	AM56	AM56	MEHM	SAED-2	1,5	3,5	3,068	8140	2	1,613
Jun-86	AM76	AG1	MEHI	SAED-2	1,9	4,5	4,026	8319	2 3/8	1,995
Abr-82	AM12			SAED-3	1,7	3,5	3,068	8483	2 1/2	2,122
Nov-93	AM7			SAED-3	2,0	3,5	3,068	8510	2 3/8	1,995
Abr-82	AG105	AG105	MEF	SAEF-1	10,0	3,5	3,068	7848	2 3/8	1,995
Feb-02	AM42	AM42	MED	SAED-2	1,7	3,5	3,068	8437	2 3/8	1,995
Mar-86	AG11	AM70	MEC	SAED-2	4,3	3,5	3,068	8613	2 7/8	2,441
Feb-87	AM80			SAED-2	1,5	3,5	3,068	7863	2 7/8	2,441
Sep-73	AM36			AM3AC	SAED-3	2,5	3,5	3,068	7957	2
Dic-89	AG22	AG10	MEB	SAED-2	4,4	3,5	3,068	8071	2 3/8	1,995
Jun-95	AM12	AM19	COR12	SAED-3	1,7	3,5	3,068	7986	2 1/2	2,122
Jun-89	AM9	AM13		SAED-2	1,0	3,5	3,068	8128	2 7/8	2,441
Sep-03	AM80			SAED-2	1,5	3,5	3,068	7652	2 7/8	2,441
May-82	AG21	AG21		SAEF-1	3,0	3,5	3,068	7935	2 3/8	1,995
Jun-79	AM19	AM9	COKL	SAED-3	2,5	3,5	3,068	7620	2 7/8	2,441
Dic-90	AG2			SAED-2	1,0	3,5	3,068	7850	2 7/8	2,441
Ago-87	AM9			SAED-2	1,0	3,5	3,068	7664	2 7/8	2,441
Feb-86	AM9	AM9	COH	SAED-2	1,0	3,5	3,068	7541	2 7/8	2,441
Dic-98	AM33	AM33	COC	SAEF-1	1,7	3,5	3,068	7482	2 3/8	1,995

Además de los datos anteriores se requirió de la información de yacimiento mostrada en la Tabla 14, entre otros datos.

### VI.6.1 SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS Y ESTRANGULADORES.

La selección de las correlaciones a utilizar en este estudio constituyó uno de los aspectos de mayor importancia en la realización del mismo ya que, para obtener resultados más confiables fue necesario usar las correlaciones que más se adapten a las condiciones del campo y fluido en estudio. Ésta se llevó a cabo con el simulador PIPESIM 2003.

En el campo Santa Ana sólo se contaba con el registro fluyente del pozo AM 46 (Apéndice C), por lo que se cotejó su comportamiento y se determinó la correlación que se adaptaba a este pozo, y, aunque cada pozo es individual, con características únicas y diferentes a los otros, hubo la necesidad de extrapolar y asumir que la correlación que resultara con menor error, se tomaría para todos los pozos analizados en este trabajo. De este modo, a partir de los datos de presión y temperatura tomados al pozo mencionado, se pudo obtener el gráfico mostrado en la Figura 39, donde se observan las curvas de las correlaciones pre-seleccionadas.

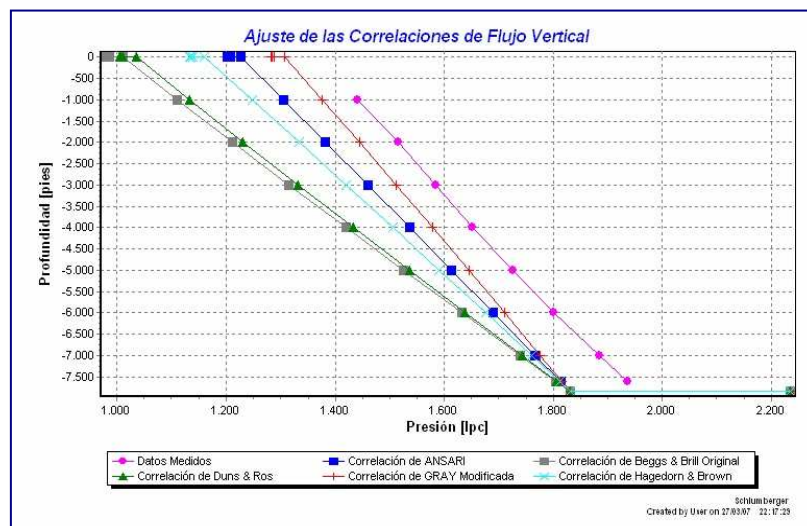


Figura 39. Gráfica Profundidad vs. Presión (Ajuste de las correlaciones)

Tabla 20. Error en el ajuste de las correlaciones de flujo vertical

<i>Correlación</i>	<i>Error</i>
<i>Gray Modificada</i>	<i>5,02</i>
<i>Ansari</i>	<i>7,21</i>
<i>Hagerdon &amp; Brown</i>	<i>8,82</i>
<i>Duns &amp; Ros</i>	<i>12,47</i>
<i>Beggs &amp; Brill Original</i>	<i>13,15</i>

En la Tabla 20, se puede observar que la correlación de flujo vertical que genera menor error es la de Gray Modificada, siendo ésta la escogida para las simulaciones, representando así el comportamiento de las caídas de presión en la tubería vertical.

La correlación utilizada para flujo multifásico horizontal fue la de “Duckler, Aga y Flanagan”; la cual resultó la más apropiada para el tipo de fluido presente en la zona a través de estudios realizados por INTEVEP. Esta correlación fue desarrollada para sistemas de gas condensado en tuberías horizontales e inclinadas, donde se consideraron cinco (5) regímenes de flujo: anular, burbuja, intermitente, neblina y estratificado. La ecuación de Duckler es usada para calcular las pérdidas de presión por fricción y el factor de entrapamiento (Hold up) y la ecuación de Flanagan es empleada para el cálculo del diferencial de presión por elevación.

En cuanto al flujo a través del estrangulador, se han realizado estudios tomando en cuenta las características de la zona y el tipo de fluido, entre los que se pueden mencionar el análisis del Ingeniero Mauricio Fariñas de la compañía “Schlumberger”; el cual concluyó que para el flujo crítico la correlación que mejor se ajustaba era la “Mechanistic” y para flujo subcrítico la correlación API-14, debido a las caídas de presión presentadas en el reductor.

Por otro lado, se utilizó el modelo de flujo denominado “Pseudo Steady State” ya que, teóricamente, es el que más se ajusta a las condiciones de los yacimientos del



Campo; además de ser el modelo que requiere de mayor cantidad de datos, lo que permite una mayor precisión a la hora de hacer las simulaciones; es decir, al introducir al simulador una mayor cantidad de parámetros representativos de los yacimientos y el pozo en general, el modelo seleccionado permite ajustarse de manera más precisa a las condiciones reales del pozo, que al final es lo que se busca en cada simulación.

#### ***VI.6.2 COTEJO DE POZOS MEDIANTE EL SIMULADOR PIPESIM 2003.***

En la Tabla 21 se muestran los resultados obtenidos mediante el módulo PIPESIM y se comparan con los valores tomados de las pruebas de producción. En las mismas se observa que mediante la técnica del Análisis Nodal se modeló el comportamiento de los pozos. Con el perfil de presión se verificó que las condiciones de cada pozo estaban cotejadas, obteniéndose valores de presión de cabezal y línea de flujo similares a las manejadas como datos; logrando así reproducir las condiciones de los pozos estudiados, para esto se estableció como base un porcentaje de desviación menor o igual al 10 % para la producción (tasa de gas y líquido) y 15 % para las presiones de cabezal y de línea. Del total de 18 pozos estudiados se logró simular la tasa de gas en todos ellos y se obtuvieron desviaciones que varían entre un 0,07 y 5,23 %. Por otro lado, los pozos considerados productores de líquido fueron simulados como tal, lográndose cotejar la tasa en 100 % de los pozos, con un error variable entre 0 y 7,58 %.

De la misma forma se consiguió cotejar las presiones de cabezal y línea en la totalidad de los pozos, con errores que van desde 0,4 % hasta 15 % y 1,32 % hasta 14,88 % respectivamente.

Estos valores de desviación oscilantes dentro del rango establecido se obtuvieron gracias a que los datos utilizados se tomaron de una fuente confiable y oficial

utilizada por la Empresa y se pudieron validar con la ayuda de base de datos y las carpetas de cada uno de los pozos.

Tabla 21. Comparación de los resultados obtenidos por el simulador al cotejar

Pozo	Yac.	Arena	Diámetro del Reductor [pulg]	Análisis Nodal				Pruebas de Producción			
				Pcab [lpc]	Plin [lpc]	Tasa de Gas [MMPCGD]	Tasa de Liq [BBPD]	Pcab [lpc]	Plin [lpc]	Tasa de Gas [MMPCGD]	Tasa de Liq [BBPD]
AM65	AM1	VEB2	5/16	848	816	0,697	14,02	990	850	0,700	14,00
AM33			3/8	170	141	0,42	52,94	200	120	0,421	53,00
AM84	AM84	MEM2	5/16	508	313	0,426	486,09	590	320	0,425	485,83
AM64	AM64	MEJ1	-	90	100	0,362	111,84	100	95	0,363	112,24
AM80	AM22		-	871	871	2,012	180,03	1020	950	2,024	181,00
AM64	AM64	MEI	7/16	201	132	0,641	118,57	200	120	0,611	118,00
AG22	AG12	MEHU	3/8	438	275	1,447	24,09	420	240	1,443	24,00
AM56	AM56	MEHM	5/16	1314	1143	2,802	67,93	1540	850	2,805	68,00
AM76	AG1	MEHI	3/8	888	733	1,409	60,33	800	730	1,404	60,00
AM12			3/8	1253	889	2,636	379,01	1200	820	2,656	379,00
AM7			3/8	698	574	1,559	172,79	740	465	1,551	172,00
AG105	AG105	MEF	7/16	945	877	1,139	67,37	900	805	1,115	66,67
AM42	AM42	MED	1/2	198	197	0,67	16,76	220	155	0,666	16,00
AG11	AM70	MEC	-	807	807	2,09	35,50	870	840	2,103	33,00
AM80			3/8	663	398	2,04	89,77	650	360	2,045	90,00
AM36	AM3AC	MEB	5/16	1415	1227	2,965	100,06	1660	900	2,935	99,00
AG22	AG10		3/8	824	408	2,899	3,97	720	450	2,923	4,00
AM12	AM19	COR12	3/8	150	130	0,437	13,35	175	110	0,426	13,00
AM9	AM13		5/16	1049	988	1,725	98,82	1200	900	1,71	98,00
AM80			1/2	447	375	1,663	91,42	520	380	1,692	93,00
AG21	AG21		3/8	251	169	0,676	54,73	250	150	0,649	53,00
AM19	AM9	COKL	5/16	1802	1426	4,077	131,68	2120	1300	4,074	132,00
AG2			5/16	1473	771	3,233	111,91	1310	850	3,226	112,00
AM9			-	814	814	1,063	65,22	955	860	1,052	65,00
AM9	AM9	COH	5/16	1396	724	2,927	133,68	1215	880	2,933	134,00
AM33	AM33	COC	3/8	230	118	0,563	82,09	200	130	0,535	78,00

De acuerdo a la información observada en la tabla anterior se puede establecer que el modelo obtenido para cada pozo se ajusta a la realidad, ya que se logró reproducir la tasa de gas, la presión de cabezal y la presión de línea en la totalidad de los pozos estudiados. Además que en ningún caso se presentaron valores de error mayor al 15 % en las presiones y al 10 % en la tasa de gas. Como un ejemplo del procedimiento

seguido se muestra el Análisis Nodal realizado a la arena COR12, yacimiento AM 13 del pozo AM 80, el cual pertenece a la estación SAED-2.

➤ **Pozo AM 80 COR12-AM13**

Este pozo fue cotejado con una prueba realizada en Septiembre del 2003 con reportes de 1,692 MMPCGD, 520 lpc de presión de cabezal y 380 lpc de presión de línea y fue reproducido mediante el simulador con una tasa de gas de 1,663 MMPCGD (Tasa máxima de 2,016 MMPCGD) (Figura 40) y presiones de cabezal y de línea de 447 y 375 lpc respectivamente (Figura 41), arrojando porcentajes de error de 1,71 % en la tasa de gas, 14,04 % en la presión de cabezal y 1,32 % en la presión de línea. Las curvas de oferta y demanda de los otros pozos son mostrados en el Apéndice D y los errores correspondientes en el Apéndice E.

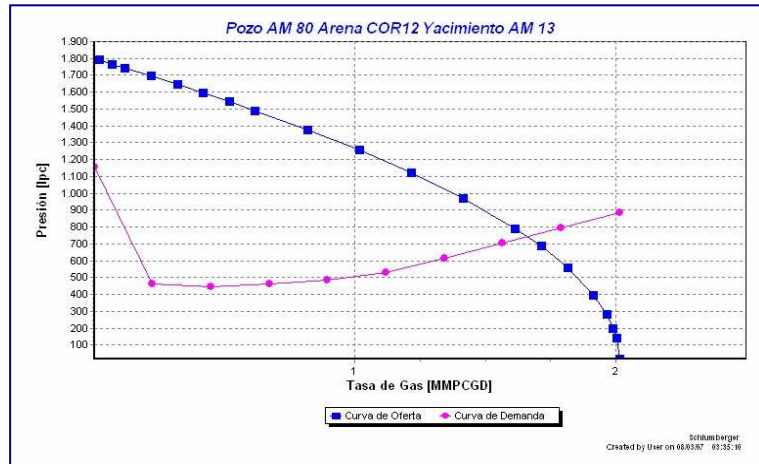


Figura 40. Análisis nodal de la arena COR12 yacimiento AM 13 del pozo AM 80

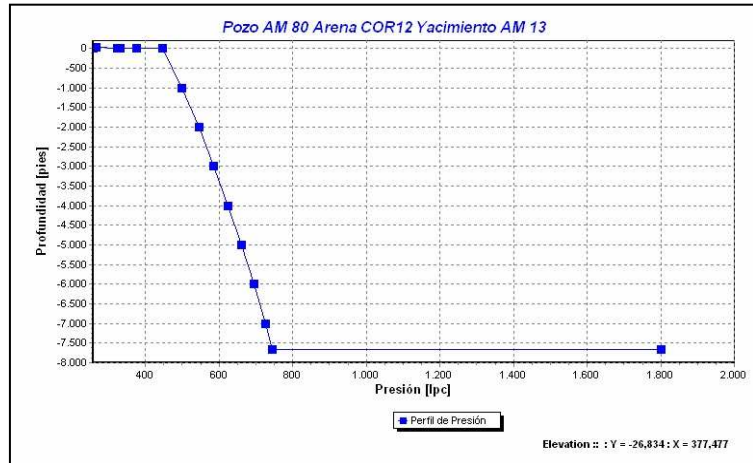


Figura 41. Perfil de Presión de la arena COR12 yacimiento AM 13 del pozo AM 80

En la Tabla 22 se observan los valores de daño a la formación estimados para cada pozo, este puede definirse como una restricción al flujo de fluidos en el medio poroso originado por diversas causas. Sin embargo, de acuerdo a los resultados obtenidos en las simulaciones los valores van desde 10 a 70, lo que indica que son valores altos comparados con el promedio teórico de valores de daños conocido que oscila entre 5 y 15. Es importante señalar que los valores de daños generados por el simulador son globales y estimados y deben realizarse pruebas especiales (“Build Up”) para cuantificar y definir el tipo de daño que tiene la arena o el pozo.

Tabla 22. Daño estimado

<i>Pozo</i>	<i>Yac.</i>	<i>Arena</i>	<i>Daño</i>
AM65	AM1	VEB2	50
AM33			60
AM84	AM84	MEM2	45
AM64	AM64	MEJ1	50
AM80	AM22		44
AM64	AM64	MEI	52
AG22	AG12	MEHU	30
AM56	AM56	MEHM	44
AM76	AG1	MEHI	50
AM12			10
AM7			51
AG105	AG105	MEF	50
AM42	AM42	MED	55
AG11	AM70	MEC	50
AM80			35
AM36			45
AG22	AG10	MEB	18
AM12	AM19	COR12	65
AM9	AM13		23
AM80			23
AG21			AG21
AM19	AM9		COKL
AG2		13	
AM9		52	
AM9	AM9	COH	30
AM33	AM33	COC	65

### ***VI.6.3 ANÁLISIS DE LOS POZOS PROPUESTOS PARA CAMBIOS EN SU CONDICIÓN INICIAL***

Cuando los pozos producen por flujo natural generalmente es necesario regular la energía con la que produce, por esta razón se hace necesario instalar un dispositivo que así lo permita, de allí la importancia del reductor o estrangulador. Mientras menor sea el diámetro del reductor menor será la tasa de producción pero se preservará la presión del yacimiento, lo cual alargaría la vida productiva del mismo, aspectos que fueron considerados al momento de proponer los cambios. Debido a esto

se estableció que 3/4” es el mayor diámetro aceptable para los reductores, puesto que produce una caída de Pwf menor y el aumento en la producción para reductores de mayor diámetro no es significativo, además de esto se aplicó el criterio usado por la empresa para recomendar cambios de reductores el cual establece que el diferencial de presión de fondo fluente ( $\Delta P_{fw}$ ) no sea mayor a 70 lpc.

Es importante resaltar que las simulaciones fueron hechas para cada arena disponible en los pozos, por tal motivo, de los pozos estudiados se propuso para cambio de reductor algunas de esas arenas, aunque en algunos casos todas las arenas estudiadas de un pozo fueron recomendadas. Del total de las arenas simuladas el 61,11 % fue recomendada para este cambio, lo que involucra 12 de los 18 pozos en estudio (66,67 % de los pozos), el restante 33,33 % no fue recomendado debido a que el  $\Delta P_{fw}$  excedía lo estipulado inicialmente. En la Tabla 23 se muestran los pozos y sus respectivas arenas.

Tabla 23. Pozos propuestos para cambio de reductor

<i>Arenas recomendadas para cambio de reductor</i>			<i>Arenas no recomendadas para cambio de reductor</i>		
<i>Pozo</i>	<i>Yac.</i>	<i>Arena</i>	<i>Pozo</i>	<i>Yac.</i>	<i>Arena</i>
AM65	AM1	VEB2	AM84	AM84	MEM2
AM33			AM64	AM64	MEI
AM80	AM22	MEJ1	AG22	AG12	MEHU
AM64	AM64		AM56	AM56	MEHM
AM12	AG1	MEHI	AM36	AM3AC	MEC
AM7			AM80	AM70	
AM76			AG22	AG10	MEB
AG105	AG105	MEF	AM9	AM13	COR12
AM42	AM42	MED	AG2	AM9	COKL
AG11	AM70	MEC	AM19		
AM80	AM13	COR12	AM9	AM9	COH
AG21	AG21		AM33	AM33	COC
AM12	AM19				
AM9	AM9	COKL			

Los cambios de reductor se hicieron tomando como premisa que la variación de la  $P_{wf}$  fuese menor a 70 lpc, que la presión de la línea de flujo se mantuviera en valores tales que permitieran al pozo fluir a un nivel existente en las estaciones y que el reductor de 3/4" es lo suficientemente grande para permitir una tasa de producción significativa de los pozos de la zona, lo que implicó que, a pozos que se encontraban sin reductor, se les colocara el de 3/4". También es importante resaltar que estos pozos deben ser monitoreados por yacimientos para cerciorar que se esté preservando la energía del mismo.

Luego del cambio de reductor, los pozos AM 12 (MEHI-AG1) y AG 11 (MEC-AM70) disminuyeron la presión de cabezal y la presión de la línea de flujo por debajo del mínimo para fluir al nivel donde se encontraban, por lo cual se les hizo un cambio de nivel arrojando ganancias en la producción y manteniéndose dentro de los criterios establecidos respecto a las presiones. Una comparación de los resultados obtenidos en el análisis de estos pozos se muestra en la Tabla 24.

Tabla 24. Comparación de los pozos AM 12 y AG 11 cambiados de nivel

<i>Condiciones iniciales</i>								
<i>Pozos</i>	<i>Yac</i>	<i>Arena</i>	<i>Diámetro [pulg]</i>	<i>P<sub>wf</sub> [lpc]</i>	<i>P<sub>lin</sub> [lpc]</i>	<i>P<sub>cab</sub> [lpc]</i>	<i>Tasa de Gas [MMPCGD]</i>	<i>Tasa de LÍq. [BBPD]</i>
AM12	AG1	MEHI	3/8	2305	942	1253	2,636	379,01
AG11	AM70	MEC	-	1729	807	807	2,265	35,54
<i>Luego de las sensibilidades</i>								
<i>Pozos</i>	<i>Yac</i>	<i>Arena</i>	<i>Diámetro [pulg]</i>	<i>P<sub>wf</sub> [lpc]</i>	<i>P<sub>lin</sub> [lpc]</i>	<i>P<sub>cab</sub> [lpc]</i>	<i>Tasa de Gas [MMPCGD]</i>	<i>Tasa de LÍq. [BBPD]</i>
AM12	AG1	MEHI	3/4	2256	613	652	2,833	406,654
AG11	AM70	MEC	3/4	1662	270	303	2,365	37,101
<i>Observaciones</i>								
<i>Pozos</i>	<i>Yac</i>	<i>Arena</i>		$\Delta P_{wf}$			<i>Ganancia</i>	
AM12	AG1	MEHI		49			0,197	27,64
AG11	AM70	MEC		67			0,1	1,56

En resumen, del total de 18 pozos analizados y basándose en que no se produjeran variaciones significativas de la presión de fondo fluyente entre otras premisas ya mencionadas, fueron seleccionados 12 pozos a los cuales se les propone cambiar el diámetro del reductor, además de 2 de estos pozos deben ser cambiados de nivel luego del cambio de reductor.

En las Tablas 25, 26 y 27 se comparan las condiciones iniciales de los pozos con las condiciones luego de los cambios de reductores y de nivel, observándose ganancias en la tasa de gas poco significativas, donde la mayor es de 0,197 MMPCGD, lo cual no es un indicador de peso en este estudio puesto que los pozos están cerrados y no aportan nada a la cuota total del Campo y el objetivo de este trabajo es abrir esos pozos de la manera más óptima posible.

Tabla 25. Condiciones iniciales de los pozos sujetos a cambios

<i>Condiciones iniciales</i>								
<i>Pozos</i>	<i>Yac</i>	<i>Arena</i>	<i>Reductor [pulg]</i>	<i>Pwf [lpc]</i>	<i>Plin [lpc]</i>	<i>Pcab [lpc]</i>	<i>Tasa de Gas [MMPCGD]</i>	<i>Tasa de LÍq. [BBPD]</i>
AM65	AM1	VEB2	5/16	1013	816	848	0,697	14,02
AM33	AM1	VEB2	3/8	377	111	170	0,42	52,94
AM80	AM22	MEJ1	-	1570	873	1053	2,095	181,00
AM64	AM64	MEJ1	-	664	90	90	0,362	111,84
AM12	AG1	MEHI	3/8	2305	942	1253	2,636	379,01
AM7	AG1	MEHI	3/8	877	532	698	1,559	172,79
AM76	AG1	MEHI	3/8	1815	821	888	1,409	60,33
AG105	AG105	MEF	7/16	1540	922	945	1,127	67,37
AM42	AM42	MED	1/2	900	175	198	0,67	16,76
AG11	AM70	MEC	-	1729	807	807	2,265	35,54
AM80	AM13	COR12	1/2	745	375	447	1,663	93,00
AG21	AG21	COR12	3/8	839	170	251	0,676	53,00
AM12	AM19	COR12	3/8	646	105	150	0,437	13,00
AM9	AM9	COKL	-	1438	814	814	1,063	65,22



Tabla 26. Condiciones de los pozos luego del cambio de reductor

<b>Luego del cambio del reductor</b>											
Pozos	Yac	Arena	Red Ópt [pulg]	Pwf [lpc]	$\Delta P_{wf}$ [lpc]	Plin [lpc]	Pcab [lpc]	Tasa de Gas [MMPCGD]	Tasa de Líq. [BBPD]	Ganancia	
										Gas [MMPCGD]	Liq [BBPD]
AM65	AM1	VEB2	3/4	980	33	812	813	0,710	14,19	0,013	0,17
AM33	AM1	VEB2	3/4	353	24	105	110	0,423	53,21	0,003	0,27
AM80	AM22	MEJ1	3/4	1575	-5	870	881	2,005	179,29	-0,09	-1,72
AM64	AM64	MEJ1	3/4	671	-7	95	101	0,361	111,49	-0,001	-0,34
AM12	AG1	MEH1	3/4	2278	28	650	685	2,766	394,40	0,13	15,39
AM7	AG1	MEH1	7/16	812	65	471	586	1,628	180,59	0,069	7,80
AM76	AG1	MEH1	3/4	1810	5	822	827	1,430	61,13	0,021	0,79
AG105	AG105	MEF	3/4	1530	10	922	924	1,133	67,79	0,006	0,42
AM42	AM42	MED	3/4	893	7	160	166	0,701	16,85	0,031	0,09
AG11	AM70	MEC	3/4	1732	-3	809	819	2,262	35,48	-0,003	-0,06
AM80	AM13	COR12	3/4	730	15	373	389	1,677	92,23	0,014	-0,77
AG21	AG21	COR12	3/4	818	21	155	162	0,681	55,03	0,005	2,03
AM12	AM19	COR12	3/4	618	28	105	108	0,443	13,52	0,006	0,52
AM9	AM9	COKL	3/4	1443	-5	815	817	1,051	64,90	-0,012	-0,31

Tabla 27. Condiciones de los pozos cambiados de nivel

<b>Luego del cambio de nivel</b>											
Pozos	Yac	Arena	Red Ópt [pulg]	Pwf [lpc]	$\Delta P_{wf}$ [lpc]	Plin [lpc]	Pcab [lpc]	Tasa de Gas [MMPCGD]	Tasa de Líq. [BBPD]	Ganancia	
										Gas [MMPCGD]	Liq [BBPD]
AM12	AG1	MEH1	3/4	2256	49	613	652	2,833	406,654	0,197	27,64
AG11	AM70	MEC	3/4	1662	67	270	303	2,365	37,101	0,1	1,56

Con los cambios realizados se estima obtener un incremento en la producción de estos pozos de 0,362 MMPCGD en la tasa de gas y 38,15 BBPD en la tasa de líquido. Igualmente se observa que no existen variaciones significativas (mayores a 70 lpc) en las presiones de fondo fluyente, lo que significa que se está preservando la energía del yacimiento; es decir, que la vida productiva del mismo no se verá mayormente afectada con los cambios. En cuanto a las presiones de cabezal y de línea estas mantienen valores que les permite fluir al mismo nivel de separación excepto los pozos AM 12 y AG 11 mostrados anteriormente.

Una nota resaltante tiene que ver con los  $\Delta P_{wf}$  y las ganancias de gas y líquido negativas; esto se debe a que esos pozos no tenían reductor en sus condiciones iniciales y se restringió un poco el flujo con un reductor para tratar de alargar la vida productiva del mismo, puesto que la variación de la tasa de producción era despreciable y el  $\Delta P_{wf}$  se mantenía dentro del rango establecido.

El análisis aplicado a los pozos cambiados de nivel fue similar en ambos, se debió principalmente a que cuando se cambió el reductor, a uno de mayor diámetro, los pozos aumentaron su producción pero bajaron su presión de cabezal y por ende la presión de línea por debajo del mínimo establecido para fluir al nivel en que se encontraban, esto obligó a aplicar el análisis nodal colocando los pozos en el nivel inferior siguiente disponible en la estación, a continuación se presentan los resultados obtenidos del estudio de uno de esos pozos.

#### **Pozo AM 12**

En la Figura 42 se observa la gráfica de análisis nodal del pozo AM 12 el cual fue cotejado con una tasa de gas de 2,636 MMPCGD con reductor de 3/8" y con el cambio de reductor propuesto de 3/4" se obtiene una tasa de 2,766 MMPCGD, obteniéndose un incremento de 0,13 MMPCGD de gas y 15,39 BBPD de líquido. Las gráficas de los pozos restantes son mostradas en el Apéndice F.

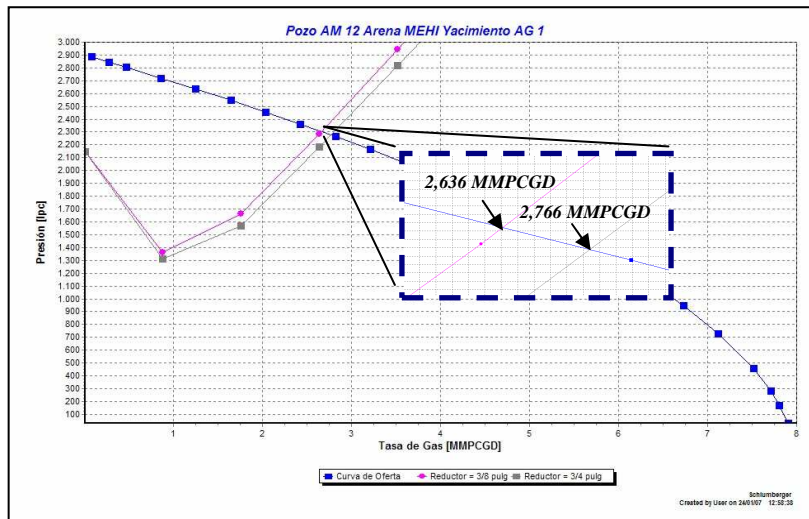


Figura 42. Curvas del pozo AM 12 con cambio de reductor

Como se dijo previamente, una vez cambiado el reductor las presiones variaron, lo que condujo a cambiar de nivel de separación, arrojando los resultados mostrados en la Figura 43. La curva obtenida con el simulador para el pozo AG 11 es mostrada en el Apéndice G.

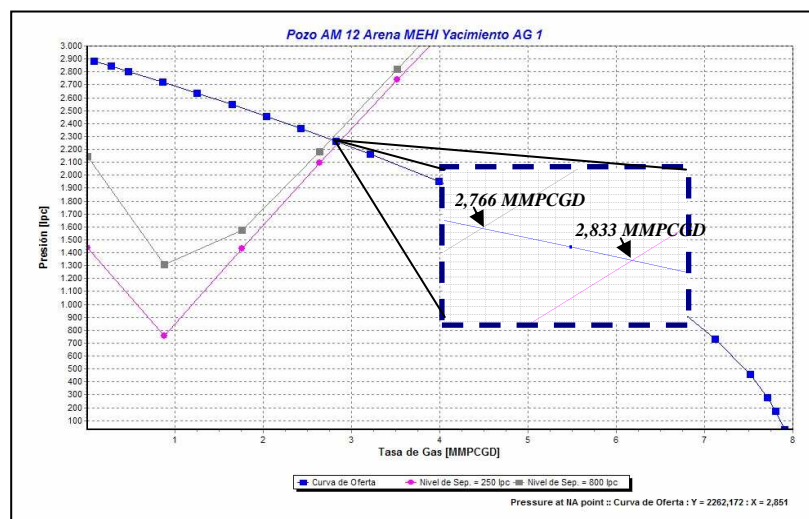


Figura 43. Curvas del pozo AM 12 con cambio de nivel de separación

De estos resultados se observa un aumento de la tasa de gas de 0,197 MMPCGD y de 27,644 BBPD en la tasa de líquido con respecto a las condiciones iniciales del pozo. En las Tablas 25, 26 y 27 pueden apreciarse más detalladamente la ganancia en producción de cada pozo cuyas condiciones iniciales fueron cambiadas.

#### ***VI.7 POSIBLES POZOS PARA SER REACTIVADOS***

Una vez realizado el análisis nodal a cada uno de los pozos inactivos considerados candidatos a reactivar del campo Santa Ana y obtenidos los resultados, se debía hacer una evaluación económica con los pozos que posiblemente serían recomendados para su apertura a producción, en este sentido se determinó que estos pozos serían aquellos cuya tasa de gas fuese considerablemente atractiva y significativa para el área donde se ubicó el estudio; lo cual condujo a seleccionar sólo aquellos con proyección a producir más de 1 MMPCGD. Esto se debe, entre otras cosas, a que el trabajo requerido para poner en producción todos los pozos en estudio debe hacerse lentamente debido a sus riesgos; es decir, no se garantiza que cada pozo pueda dar el aporte estimado en este trabajo a la producción, por tal razón se debe ir abriendo los pozos, con todos los gastos que implica, y analizar su comportamiento para verificar que se cumpla lo estimado; de lo contrario, se tendría que hacer otro tipo de estudio para determinar por que el pozo no se comporta como estaba previsto. En este sentido, los pozos que pudieran integrar la lista de pozos activos de este Campo se muestran en las Tablas 28 y 29, junto a sus características más importantes y la ganancia en producción de los pozos con cambio en sus condiciones iniciales.

Tabla 28. Posibles pozos a reactivarse

<b>Pozos con posibilidad de ser reactivados</b>											
Pozos	Yac	Arena	Red. Ópt. [pulg]	Pyac [lpc]	Pwf [lpc]	ΔPwf [lpc]	Plin [lpc]	Pcab [lpc]	Tasa de Gas [MMPCGD]	Tasa de Líq. [BBPD]	Tasa de Petróleo [BNPD]
AM19	AM9	COKL	5/16	3500	2138	-	1108	1802	4,077	131,68	130,40
AG2	AM9	COKL	5/16	2100	1775	-	934	1473	3,233	111,91	50,37
AM36	AM3AC	MEC	5/16	2900	1714	-	982	1415	2,965	100,06	100,02
AM9	AM9	COH	5/16	2400	1681	-	905	1396	2,927	133,68	48,12
AG22	AG10	MEB	3/8	2150	1324	-	512	824	2,899	3,97	2,78
AM12	AG1	MEHI	3/4	2900	2256	49	613	652	2,833	406,65	305,15
AM56	AM56	MEHM	5/16	2800	1823	-	917	1314	2,802	67,93	65,87
AG11	AM70	MEC	3/4	2900	1662	66,6	270	303	2,365	37,10	29,69
AM80	AM70	MEC	3/8	2800	1016	-	411	663	2,040	89,77	44,89
AM80	AM22	MEJ1	3/4	2600	1575	-5	870	881	2,005	179,26	80,67
AM9	AM13	COR12	5/16	2200	1304	-	837	1049	1,725	98,82	49,40
AM80	AM13	COR12	3/4	1800	730	15	373	389	1,677	92,18	31,34
AM7	AG1	MEHI	7/16	1800	812	65	471	586	1,628	180,59	144,45
AG22	AG12	MEHU	3/8	1900	889	-	275	438	1,447	24,09	22,89
AM76	AG1	MEHI	3/4	2200	1810	5,4	822	827	1,430	61,13	54,96
AG105	AG105	MEF	3/4	2800	1530	9,9	922	924	1,133	67,79	50,84
AM9	AM9	COKL	3/4	2200	1443	-5	815	817	1,051	64,90	12,97

Tabla 29. Posibles pozos a reactivarse

<b>Pozos con posibilidad de ser reactivados</b>						
Pozos	Yac	Arena	Ganancia Gas [MMPCGD]	Ganancia Líq [BBPD]	Nivel de Sep. Óptimo [lpc]	Presión de abandono [lpc]
AM19	AM9	COKL	-	-	800	1130
AG2	AM9	COKL	-	-	800	1150
AM36	AM3AC	MEC	-	-	800	1250
AM9	AM9	COH	-	-	800	1160
AG22	AG10	MEB	-	-	250	750
AM12	AG1	MEHI	0,197	27,644	250	1000
AM56	AM56	MEHM	-	-	800	1250
AG11	AM70	MEC	0,100	1,560	250	950
AM80	AM70	MEC	-	-	250	1100
AM80	AM22	MEJ1	-0,090	-0,77	800	1850
AM9	AM13	COR12	-	-	800	1300
AM80	AM13	COR12	0,014	0,76	250	780
AM7	AG1	MEHI	0,069	7,796	250	500
AG22	AG12	MEHU	-	-	250	700
AM76	AG1	MEHI	0,021	0,793	800	1500
AG105	AG105	MEF	0,006	0,419	800	1800
AM9	AM9	COKL	-0,012	-0,314	800	1950

Considerando la producción de los posibles pozos a reactivarse se estima un aumento de 38,237 MMPCGD, 1851,51 BBPD y 1224,81 BNPD en la producción de gas, líquido y petróleo respectivamente, en la producción actual; lo que hace que se tome muy en cuenta este trabajo.

Por otro lado, en el cuadro se ven pozos sin ganancia en producción, lo que indica que se está recomendando abrir el pozo con las mismas condiciones en que se encontró, claro está, se debe hacerle a todos los pozos su respectivo chequeo mecánico para verificar con un estudio actual las condiciones de los mismos. Los pozos que se aprecian con ganancia negativa se debe a que, dicho anteriormente, se encontraban sin reductor y se le colocó uno de 3/4”.

No sólo es importante saber cuanto va a producir cada pozo, también lo es conocer hasta cuando lo hará; por este motivo se hizo sensibilidades con la presión de yacimiento de cada uno de ellos con el fin de estimar, a través del simulador, su presión de abandono, asumiendo que el pozo se mantendrá durante su vida productiva con las condiciones que se determinaron como óptimas en este estudio. Sin embargo, una de las limitaciones que presenta PIPESIM 2003 es que no permite simular respecto al tiempo, sólo lo hace de forma puntual tomando en cuenta presiones, temperaturas y tasas; de tal forma que, se considera importante determinar el comportamiento de los pozos con el tiempo y con este trabajo se deja abierta la posibilidad de realizar esta tarea. En la Figura 44 se muestra la gráfica obtenida durante el análisis hecho al pozo AM 80 y su arena y yacimiento respectivo, donde se determinó la presión de abandono estimada para él. En el Apéndice H se muestran las curvas de los pozos restantes.

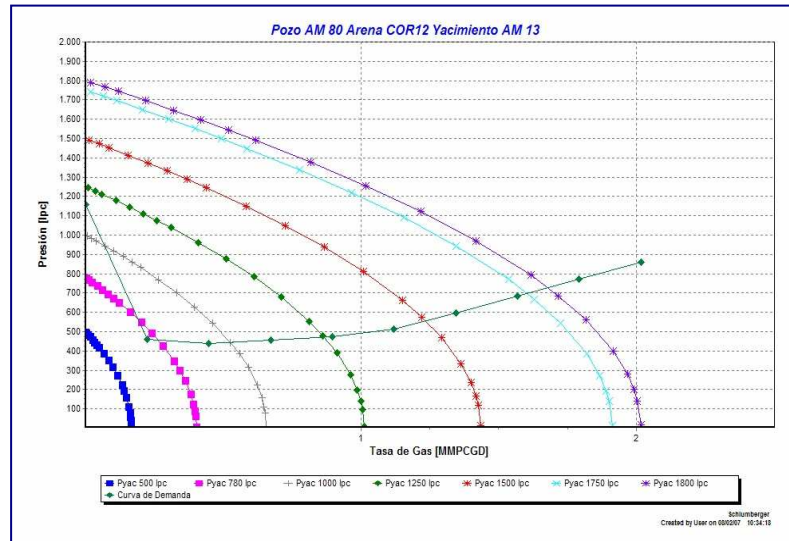


Figura 44. Sensibilidades con presión de yacimiento. (Estimación de la presión de abandono)

## VI.8 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Acatando los requerimientos de la Empresa para clasificar un proyecto como rentable según su VPN y TIR, se debe cumplir que; el primero sea mayor estrictamente que cero (0) y el segundo sea mayor estrictamente que 15 %, con horizonte económico no menor a 1 año; de esta forma, se establecieron 6 períodos de 2 meses cada uno (1 año) como horizonte económico y se encontró que, de los 12 pozos recomendados para ser reabiertos, 1 sólo pozo el AG 105 no era rentable reactivarlo, debido a que no se recuperaba el gasto inicial en el tiempo establecido, además de que, el VPN era menor a cero (0) y la TIR mucho menor al 15 % fijado. Este pozo en particular es uno de los más lejanos a la estación a la que pertenece, necesitando hasta 10 Km de línea de flujo, lo que hace que la inversión inicial para ponerlo en producción se incremente significativamente; por otro lado, es el que posee la menor tasa de producción de gas y una baja producción de petróleo, que no alcanza para cubrir el gasto hecho para su reapertura.

Como puede verse en la Tabla 30, los 11 pozos restantes, tienen indicadores económicos favorables para su reactivación; es decir, cumplen con lo establecido por PDVSA Gas Anaco, para clasificarse como *Proyectos Rentables*; observando que el de menor valor en sus indicadores, lo tiene el pozo AG 22 el cual recupera la inversión inicial en el cuarto período o al octavo mes de su reactivación. De la misma manera, se aprecian valores de TIR superiores a 100 %, lo que nos indica que los pozos AM 7, AM 12 y AM 19 recuperan la inversión inicial hecha para cada uno muy rápidamente, en casi la mitad del primer período; es decir, en el primer mes de producción; esto es debido a que estos pozos cuentan con la mayor producción de petróleo y una tasa de gas bastante aceptable para la zona, resaltando la tasa de petróleo del pozo AM 12 de 305,15 BNPD y la tasa de gas del pozo AM 19 de 4,08 MMPCGD, que son las más alta de todos ellos.

Por otro lado, los pozos que resultaron rentables, dejan ganancias significativas reflejadas en el VPN, donde destaca el del pozo AM 12 cuyo VPN es 1593150,39 US \$.

Tabla 30. Indicadores económicos de los pozos a reactivar

<i>Indicadores económicos para evaluar la rentabilidad de los pozos</i>				
<i>Pozos</i>	<i>Yac</i>	<i>Arena</i>	<i>Valor Presente Neto (VPN) [US \$]</i>	<i>Tasa Interna de Retorno (TIR) [%]</i>
AM9	AM9	COH	402.728,44	91,50
AM80	AM70	MEC	263.508,06	60,01
AM76	AG1	MEHI	227.016,43	51,06
AM7	AG1	MEHI	659.564,32	109,09
AM56	AM56	MEHM	451.832,18	91,32
AM36	AM3AC	MEC	591.985,25	96,18
AM19	AM9	COKL	865.779,70	132,31
AM12	AG1	MEHI	1.593.150,39	265,37
AG22	AG10	MEB	41.056,57	17,07
AG2	AM9	COKL	447.984,67	99,72
AG11	AM70	MEC	112.696,92	25,69
AG105	AG105	MEF	-155.460,12	-0,08



En tal sentido, los pozos que finalmente son recomendados para ser reactivados, debido a que cumplen con todos los criterios establecidos en este Trabajo Especial de Grado, son mostrados en la Tabla 31.

Tabla 31. Pozos recomendados para ser reactivados

<i>Pozos a reactivarse</i>		
<i>Pozos</i>	<i>Yac</i>	<i>Arena</i>
<i>AM9</i>	<i>AM9</i>	<i>COH</i>
<i>AM80</i>	<i>AM70</i>	<i>MEC</i>
<i>AM76</i>	<i>AG1</i>	<i>MEHI</i>
<i>AM7</i>	<i>AG1</i>	<i>MEHI</i>
<i>AM56</i>	<i>AM56</i>	<i>MEHM</i>
<i>AM36</i>	<i>AM3AC</i>	<i>MEC</i>
<i>AM19</i>	<i>AM9</i>	<i>COKL</i>
<i>AM12</i>	<i>AG1</i>	<i>MEHI</i>
<i>AG22</i>	<i>AG10</i>	<i>MEB</i>
<i>AG2</i>	<i>AM9</i>	<i>COKL</i>
<i>AG11</i>	<i>AM70</i>	<i>MEC</i>

## CONCLUSIONES

1. Se determinaron alrededor de 85 pozos inactivos. Por estudios previos realizados por los Ingenieros del Departamento de Producción encargados de Campo, se descartaron 17 de ellos.
2. Otros 39 pozos fueron descartados debido a que tenían tapón de cemento en superficie, eran inyectores de gas o de agua, tenían la tubería de producción rota o el revestidor colapsado, con lo que la cantidad final de pozos en estudio fue de 29 y sólo 18 de ellos cumplieron los criterios establecidos a los que se llamó “Pozos candidatos para ser reactivados”.
3. Se analizaron en este Trabajo Especial de Grado sólo aquellas arenas que se encontraban disponibles para producción; es decir, las que no estaban selladas con cemento.
4. Los datos más relevantes de estas arenas se obtuvieron de los archivos de los pozos, Estudios Integrados (PDVSA Pto. La Cruz) y la base de datos de PDVSA Gas Anaco, lográndose jerarquizar los mismos de acuerdo a la mayor tasa de gas en su última prueba de producción y las reservas de las arenas respectivas, entre otras condiciones favorables.
5. Se encontró que las tres estaciones del Campo tienen la capacidad suficiente para manejar el aporte de los pozos reactivados en cuanto a separación y almacenamiento de hidrocarburos.
6. Se logró cotejar el 100 % de los pozos bajo las condiciones encontradas en su última prueba de producción, con errores que van desde 0,04 % a 5,23 % para la tasa de gas, de 0,00 % a 7,58 % para la tasa de líquido, de 0,00 % a 15 % para la presión de cabezal y de 0,13 % a 14,88 % para la presión de la línea de flujo.

7. Se determinó que a 12 pozos se les debía cambiar el reductor y 2 pozos debían cambiarse de nivel para reactivarse de la manera más óptima.

8. Se estableció que para una posible reactivación a corto plazo se debían tomar aquellos pozos con una tasa de gas  $> 1$  MMPCGD, por lo cual se recomendaron 12 pozos para su posible reapertura a producción.

9. En la evaluación económica se determinó que 11 de los 12 posibles pozos a reactivarse, tuvieron indicadores económicos favorables para su reactivación; sólo el pozo AG 105 tuvo valores de  $TIR < 15 \%$  y  $VPN < 0$ .

10. Se propone reactivar 11 pozos de los estudiados, los cuales cumplieron con todos los criterios establecidos en el Trabajo Especial de Grado.

11. Con la reactivación propuesta en este Trabajo Especial de Grado se estima un aumento en la producción del Campo de alrededor de 37,1 MMPCGD en la tasa de gas y 1173,9 BNPD en la tasa de petróleo.

## RECOMENDACIONES

1. Reactivar los 11 pozos propuestos en este Trabajo Especial de Grado, bajo las condiciones estudiadas, con el fin de incrementar la producción del Campo Santa Ana del Área Mayor Anaco.
2. Reacondicionar y recuperar los tanques de almacenamiento en las 3 estaciones, ya que presentan filtraciones que impiden que trabajen al 100 % de su capacidad, llegando a reducirla en algunos casos hasta el 35 %.
3. Extender la aplicación del módulo PIPESIM con la finalidad de tener modelados todos los pozos y estaciones del Campo Santa Ana, a fin de realizar el seguimiento a su comportamiento de forma rápida, prediciéndolo y tomando las medidas necesarias en menor tiempo.
4. Realizar pruebas de presión especiales (Build-Up) que permitan determinar el daño real de los pozos.
5. Realizar un monitoreo continuo de las presiones de cabezal y de línea de los pozos una vez reactivados, para poder predecir y recomendar alternativas para mantener la producción de gas.
6. Considerar la aplicación de pruebas de presión y temperatura fluyente (BHP/BHT Fluyentes) a todos los pozos para tener mayor precisión sobre los mismos al momento de evaluarlos y así poder validar las correlaciones de flujo multifásico vertical.
7. Actualizar los diagramas mecánicos de los pozos y ordenar y digitalizar la información de los mismos que se encuentra en Carpeta de Pozos para facilitar su

consulta y llevar un control más estricto de la entrada y salida de la misma de los archivos.

8. Rediseñar el sistema de señalización de los pozos a reactivar y los pozos activos y actualizar el mapa, en vista de que se dificulta llegar a ellos, si no se conoce por experiencia, su ubicación.

9. Actualizar los mapas isópacos-estructurales de la zona con el fin de reconocer y ubicar los contactos de los fluidos en las arenas y así poder realizar diseños de perforación y simulaciones más reales y precisas.

10. Realizar pruebas de producción a todos los pozos del Campo por lo menos una vez al mes, para llevar un mejor control de su comportamiento y así contar con los datos de producción necesarios a la hora de simular las condiciones de los mismos.

11. Continuar este Trabajo Especial de Grado con un estudio de yacimiento para determinar la vida productiva de los pozos aquí recomendados para su reactivación.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Ascanio, S. (2001): **“Simulación de los sistemas de producción en los campos San Joaquín, Guario, El Roble, Santa Ana, El Toco, del Distrito Anaco; para definir presiones óptimas de separación”**. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad de Oriente, Puerto La Cruz.
2. Barrios, M. (2006): **“Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestría y Tesis Doctorales”**. FEDUPEL, UPEL. 197 p.
3. CIED (1993): **“Optimización del Sistema de Producción”**. Análisis Nodal, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. PDVSA, Anaco. 100 p.
4. Craft y Hawkins Jr. (1968): **“Ingeniería Aplicada a Yacimientos Petrolíferos”**. Editorial TECNOS, Madrid. 431 p.
5. CIED (2006): **“Curso Básico de Centinela”**. PDVSA, Gerencia del Dato, Anaco. 60 p.
6. Dpto. Producción (1991): **“Curso de Ingeniería de Producción”**. Tercer Módulo, Corpoven S.A. , Gerencia de Ingeniería de Petróleo, Puerto la Cruz. 166 p.
7. CIED (2006): **“Curso Básico de OFM”**. PDVSA, Gerencia del Dato, Anaco. 70 p.
8. CIED (2006): **“Curso Básico de PIPESIM 2003”**. PDVSA, Gerencia del Dato, Anaco. 90 p.
9. PDVSA (1992): **“Estaciones Recolectoras de Flujo”**. Centro de Formación y Adiestramiento de Petróleos de Venezuela, Anaco. 210 p.

10. Figuera, E. (2004): **“Análisis del impacto ambiental causado por el proceso de deforestación en la construcción de localizaciones para la perforación de pozos petroleros por la empresa PDVSA Gas Distrito Anaco, Estado Anzoátegui”**. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Instituto Universitario de Tecnología de Administración Industrial (IUTA), Anaco.
  
11. González de Juana, C. (1980): **“Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas”**. Editorial Foninves, Caracas.
  
12. Guerra, M. (2001): **“Evaluación de los pozos productores por flujo natural, mediante análisis nodal y análisis de la red de producción pertenecientes al campo El Toco, del Área Mayor Anaco, Distrito Gas Anaco”**. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad de Oriente, Puerto La Cruz.
  
13. Lagoven. (1995); **"El Pozo Ilustrado"**. Tercera Edición, Caracas. 587 p.
  
14. Nind, T.E.W. (1987): **“Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petrolíferos”**. Segunda Edición, Editorial Limusa. 380 p.
  
15. CIED (1985): **“Optimización del Sistema de Producción”**, Análisis Nodal, PDVSA, Tamare Edo.Zulia. 115 p.
  
16. Pérez, R. y Martínez, M. (1994): **“Ingeniería de Gas Natural”**. Ingenieros Consultores SRL, Maracaibo. 317 p.
  
17. PERFOPROD. (1994): **"Optimización de Producción Mediante Análisis Nodal"**. PDVSA Gas, Anaco. 335 p.
  
18. Rodríguez, P. (1985): **“Flujo Multifásico en tuberías”**. Asesores Termopetroleros Sociedad Civil. Corpoven, Anaco. 321 p.