

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA EL CONTROL DE
VOLUMEN DE GAS NATURAL
CASO: CAMPOS DE PETRÓLEO Y GAS NO ASOCIADO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Hernández S, Cinthia C.
Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre de 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA EL CONTROL DE VOLUMEN DE GAS NATURAL CASO: CAMPOS DE PETRÓLEO Y GAS NO ASOCIADO

TUTOR ACADÉMICO: Prof (a). Lisbeth Miranda

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Cindy Rondón

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Hernández S, Cinthia C.
Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre de 2012

Caracas, Noviembre de 2012

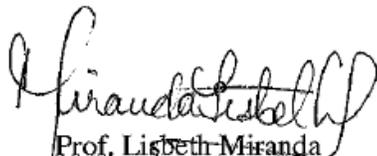
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería (especialidad), para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Cinthia Hernández, titulado:

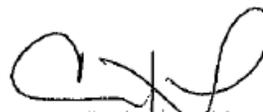
**“METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA EL CONTROL DE
VOLUMEN DE GAS NATURAL
CASO: CAMPOS DE PETRÓLEO Y GAS NO ASOCIADO”**

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


Prof. Enrique Rondón
Jurado


Prof. Miguel Castillejo
Jurado


Prof. Lisbeth Miranda
Tutor Académico


Ing. Cindy Rondón
Tutor Industrial

DEDICATORIA

A mi Dios todo poderoso, por no abandonarme en ningún momento de mi vida, por estar ahí al levantar mi mirada hacia el cielo y sentir su protección infinita.

A mi madre Piedad Simanca, quien ha sido y será mi apoyo incondicional, la mano que se extiende para levantarme cuando he caído, dedico este y todos los triunfos que quedan por venir.

A mi abuela Carmen Simanca quien cada día con sus oraciones y sus palabras de aliento me da fuerza para seguir adelante.

A mi padre Juan Hernández y a mi hermana Sinai Hernández, quienes me dieron su gran apoyo para cerrar este capítulo de mi vida.

A mi novio Miguel García por su apoyo incondicional, estar a mi lado a lo largo de este duro y hermoso trayecto dándome ánimos para continuar y no derrumbarme en el camino.

A Pedro Ugas por apoyarme, ayudarme y ser mi segundo padre.

A mis familiares Bertiluz Paniza, Nancy Simanca, Diana Parra, Fernando Quintero y Carla Piñeiro gracias por confiar en mi e impulsarme como persona y profesional.

A mis mejores amigos Naylet Aguirre, Andrés Ortega, César Briceño gracias por compartir a mi lado en esta carrera, soportarme y ayudarme en todos los aspectos, fueron y serán mis mejores ejemplos a seguir.

AGRADECIMIENTOS

A mi magna Universidad Central de Venezuela por darme la oportunidad de aprender, formarme como profesional y persona, por concederme el beneficio de conocer lo hermoso de la vida universitaria y conocer a mis compañeros y mejores amigos.

A mi tutora industrial Cindy Rondón por brindarme la oportunidad de realizar este Trabajo Especial de Grado al abrirme las puertas en el MPPPM, por su atención, dedicación y esfuerzo para atender mis inquietudes y ayudarme en todo este tiempo, por enseñarme como funciona el ministerio y la ardua labor que ahí cumplen.

A mi tutora académica Lisbeth Miranda por su disposición a brindarme su ayuda y colaboración con el fin de que este Trabajo Especial de Grado se realizará con un alto nivel de excelencia.

Al profesor Enrique Rondón por su colaboración y su disposición a responder todas mis inquietudes.

A mis compañeros de trabajo en la Dirección General de Exploración y Producción de Hidrocarburos (DGEPH) en especial a el Ing. Don Pedro Vicente Silva, Ing. César Guedez, Ing. Eliana Inciarte, Ing. Rose Villalobos, Ing. Eylyn Ulacio, Ing. Marialis Palacios, Ing. Yoilin Osuna, Ing. Gabriel Díaz, Ing. Yarhelys Betancourt, a los TSU. Jean Carlos Guzmán y Norelys Sánchez por transmitirme sus conocimientos y guiarme.

A todos gracias infinitas por su colaboración y apoyo.

Hernández S., Cinthia C

**METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA EL CONTROL DE
VOLUMEN DE GAS NATURAL
CASO: CAMPOS DE PETRÓLEO Y GAS NO ASOCIADO**

Tutor Académico: Prof. Lisbeth Miranda. Tutor Industrial: Ing. Cindy Rondón.

Tesis. Ciudad, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Petróleo.

Año 2012, 284 p.

Palabras Claves: Gas Natural, Balance de Gas, Infraestructura de Superficie, Metodología, Campo Yucal Placer (Edo Guárico), Campo San Joaquín (Edo Anzoátegui), Campo Kaki (Edo Anzoátegui), Campo Corocoro (Edo Sucre).

Resumen

La carencia de un método eficaz que permita el control y seguimiento de los volúmenes de gas producidos y utilizados por las empresas operadoras de los campos de petróleo y gas asociado en el país, representa la justificación para la propuesta de este Trabajo Especial de Grado; el cual, plantea una metodología que permite establecer un control sobre los balances de gas natural que reportan mensualmente las empresas operadoras ante el Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería, considerando la infraestructura de superficie que posee cada campo de producción. Dicha metodología utiliza un grupo de hojas de cálculo diseñadas en el programa computacional Excel, y permite comparar los datos reportados por la compañía operadora, considerados en el modelo como “Datos Históricos” y los valores teóricos o teóricos llamados “Valores Conceptuales”; además, se arrojan gráficos que permiten analizar el comportamiento de los volúmenes de gas que maneja el campo bajo estudio y se permite realizar una serie de cálculos estadísticos que proporcionan mayor información que el simple control de los resultados de un proceso, sugiriendo posibilidades de corrección preventiva en los casos que el Ministerio considera necesario.

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTAS DE TABLAS	xx
INTRODUCCIÓN: CAPÍTULO I	1
FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2. OBJETIVOS.....	5
1.2.1. Objetivo General	5
1.2.2. Objetivos Específicos	5
1.3. ALCANCE.....	6
1.4. JUSTIFICACIÓN	6
1.5. LIMITACIONES	8
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	9
2.1. GAS NATURAL, DEFINICIÓN	9
2.2. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.....	11
2.2.1. Localización Del Gas Natural	11
2.2.2. Clasificación de los Yacimientos Gaseosos en Base a los Hidrocarburos que Contienen	12
2.2.2.1. Yacimientos de gas seco	13
2.2.2.2. Yacimientos de gas húmedo	14
2.2.2.3. Yacimientos de gas condensado	16
2.2.2.4. Yacimientos de petróleo volátil	17
2.2.2.5. Yacimientos de petróleo negro	18
2.3. CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL	20

2.3.1. Según su origen	20
2.3.2. Según su composición	21
2.3.2.1. De acuerdo al contenido de ácido	21
2.3.2.2. De acuerdo a su riqueza	24
2.3.2.3. De acuerdo a su contenido de agua	24
2.4. PROPIEDADES DEL GAS NATURAL	25
2.4.1. Densidad	25
2.4.2. Poder calorífico	26
2.4.3. Gravedad específica	26
2.4.4. Comprensibilidad de gas	26
2.4.5. Punto de rocío del agua	27
2.4.6. Punto de rocío del hidrocarburo	27
2.4.7. Nivel de humedad.....	27
2.4.8. Nivel de riqueza (GPM)	27
2.4.9. Nivel de acidez	28
2.4.10. Viscosidad.....	28
2.4.11. Presión de burbujeo y presión de rocío	28
2.5. CONTAMINANTES DEL GAS NATURAL	29
2.5.1. Hidrocarburos.....	30
2.5.2. Sales.....	30
2.5.3. Agua.....	30
2.5.4. Aditivos químicos.....	31
2.5.5. Sólidos	31
2.5.6. Otros contaminantes del gas.....	31

2.6. MEDICIÓN DEL GAS NATURAL	31
2.6.1. Elemento Primario del Medidor de Flujo.....	33
2.6.2. Elementos Secundarios del Medidor de Flujo.....	33
2.6.3. Elemento Terciario	33
2.5. EXACTITUD Y PRECISIÓN DE UN MEDIDOR DE FLUJO	34
2.6. CROMATOGRAFÍA DE GASES	34
2.7. CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL	35
2.7.1. Sistemas De Producción (Petróleo-Gas)	37
2.7.1.1. Líneas de flujo.....	38
2.7.1.2. Estación de flujo.....	39
2.7.1.3. Múltiple de producción	39
2.7.1.4. Separadores	40
2.7.2. Proceso de Producción, Recolección Acondicionamiento del Gas Natural .	41
2.7.3. Deshidratación Del Gas Natural.....	44
2.7.3.1. Técnicas para deshidratar el Gas Natural.....	45
2.9. EL GAS NATURAL EN VENEZUELA	53
2.11. COMPRESORES.....	58
2.12. PLANTAS ELÉCTRICAS.....	61
2.13. PROCESADO EN PLANTAS DE EXTRACCIÓN.....	62
2.13.1. Composición del Gas Natural.....	63
2.13.2. Líquidos del Gas Natural (LGN).....	65
2.14. CONDENSADOS EN PLANTAS DE COMPRESIÓN.....	66
2.15. PÉRDIDAS	67

2.16. ARROJADO A LA ATMÓSFERA	68
2.17. INCERTIDUMBRE EN LA MEDICIÓN	68
2.18. CONTROL ESTADÍSTICO DE PROCESOS.....	69
2.18.1. Definiciones Estadísticas.....	70
2.18.1.1. Variabilidad	70
2.18.1.2. Causas de variabilidad	70
2.18.1.3. Proceso.....	71
2.18.1.4. Proceso Bajo Control	71
2.18.1.5. Gráficos de Control.....	72
2.18.1.6. Gráficos de Control por Variables.....	72
2.18.1.7. Muestra, "n"	73
2.18.1.8. Tendencia Central.....	73
2.18.1.9. Media Aritmética, " X"	73
2.18.1.10. Dispersión	73
2.18.1.11. Desviación Típica, " σ " O "s".....	73
2.18.2. Proceso	75
2.18.3. Construcción.....	77
2.18.3.1. Elección del Tipo de Gráfico	77
2.18.3.2. Construcción de los Gráficos de Control por Variables "X, s"	78
2.18.4. Interpretación.....	84
2.18.4.1. Identificación de causas especiales o asignables	84
2.18.4.2. Posibles problemas y deficiencias de interpretación.....	85
2.18.5. Utilización	85
CAPÍTULO III: DESCRPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	86

3.1. CAMPO YUCAL PLACER	86
3.2. CAMPO SAN JOAQUÍN	89
3.3. ÁREA KAKI.....	92
3.4. CAMPO COROCORO	97
CAPÍTULO IV: MARCO METODOLÓGICO.....	101
4.1. NIVEL DE INVESTIGACIÓN.....	101
4.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	102
4.2. POBLACIÓN Y MUESTRA	102
4.3. ESQUEMA METODOLÓGICO.....	103
4.4.1. Revisión Bibliográfica y Recopilación de Información	104
4.4.2. Diseño de la Metodología.....	104
4.4.3. Aplicación de la Metodología	105
4.4.4. Análisis de Resultados.....	105
CAPÍTULO V: RESULTADOS Y DISCUSIÓN	106
5.1. CADENA DE VALOR DEL GAS EN VENEZUELA	106
5.1.1. Exploración y Producción	106
5.1.2. Infraestructura de Acondicionamiento, Extracción de Líquidos y Transporte de gas en Venezuela.....	110
5.1.2.1. Región Occidente.....	114
5.1.2.2. Región Oriente	116
5.2. DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE SUPERFICIE USADA ACTUALMENTE PARA LOS SIGUIENTES CAMPOS DE PETRÓLEO Y GAS EN VENEZUELA	119

5.2.1. Campo Yucal Placer	119
5.2.1.1. Proceso de operación	119
5.2.2. Campo San Joaquín	122
5.2.2.1. Complejo Criogénico De Oriente (CCO).....	122
5.2.2.2. Esquemas de Superficie del Campo San Joaquín	122
5.2.2.3. Planta de Extracción San Joaquín	126
5.2.2.4. Descripción de la planta de extracción ubicada en el Campo San Joaquín.	128
5.2.3. Campo Kaki.....	138
5.2.3.1. Estación de Flujo Bucaral (BEF-1).....	140
5.2.3.2. Estación de flujo Kaki (KEF-3)	141
5.2.4. Campo Corocoro	146
5.2.4.1. Descripción De Los Procesos De Producción De Crudo, Gas Y Agua En La Plataforma De Cabezales De Pozo	146
5.2.4.2. Manejo de Crudo.....	150
5.2.4.3. Manejo de Gas	151
5.3. PROPUESTA DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA EL CONTROL DE VOLUMEN DE GAS NATURAL PRODUCIDO Y UTILIZADO EN LOS CAMPOS DE PETRÓLEO Y GAS NO ASOCIADO.....	154
5.4. GUÍA DE TRABAJO PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA EL CONTROL DE VOLUMEN DE GAS NATURAL PRODUCIDO Y UTILIZADO EN LOS CAMPOS DE PETRÓLEO Y GAS NO ASOCIADO	157
5.5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA A DOS (2) CAMPOS DE PETRÓLEO Y DOS (2) CAMPOS DE GAS	180
5.5.1. Campo “A”	180

5.11.2. Campo “B”	191
5.11.3. Campo “C”	207
5.11.3.1. Campo “C.1”	207
5.11.3.1. Campo “C.2”	212
5.11.4. Campo “D”	225
CONCLUSIONES	237
RECOMENDACIONES	239
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	241
APÉNDICE A	244
APÉNDICE B	246
ANEXO 1	268
ANEXO 2	271
LISTA DE ABREVIATURAS Y SÍMBOLO	272
GLOSARIO	274

LISTA DE FIGURAS

Figura 2. 1: Composición típica del gas natural en diferentes áreas de Venezuela ...	11
Figura 2. 2: Clasificación de los yacimientos en base a los hidrocarburos que contienen	13
Figura 2. 3: Esquema de una Cromatografía Gaseosa	35
Figura 2. 4: Cadena de Valor del Gas Natural	37
Figura 2. 5: Líneas de flujo	38
Figura 2. 6: Múltiple de producción.....	40
Figura 2. 7: Separadores.....	41
Figura 2. 8: Diagrama de flujo del proceso para la construcción de un gráfico de control	75
Figura 2. 9: Gráfico típico para la media "X"	83
Figura 2. 10: Gráfico típico para la desviación "s"	83
Figura 3. 1: Ubicación geográfica del Campo Yucal Placer	86
Figura 3. 2: Ubicación geográfica del Campo San Joaquín	89
Figura 3. 3: Ubicación geográfica del Área de Kaki.....	92
Figura 3. 4: Ubicación geográfica del Campo Corocoro	97
Figura 4. 1: Esquema metodológico de la investigación	103
Figura 5. 1: Infraestructura de Extracción, Fraccionamiento y Transporte de gas en Venezuela	111
Figura 5. 2: Infraestructura de Transporte y Distribución del gas natural en Venezuela	112

Figura 5. 3: Capacidades de Transporte y Distribución del gas natural en Venezuela	113
Figura 5. 4: Manejo de gas región Occidente	115
Figura 5. 5: Manejo del gas Región Oriente	118
Figura 5. 6: Esquema de manejo de las instalaciones de gas en superficie existente en el Campo Yucal Placer	121
Figura 5. 7: Estación de entrega en Ipore (NPA)	121
Figura 5. 8: Sistema de producción del Campo San Joaquín (Nivel 60 Lpca)	124
Figura 5. 9: Sistema de producción del Campo San Joaquín (Nivel 250 Lpca)	125
Figura 5. 10: Sistema de producción del Campo San Joaquín (Nivel 450 Lpca)	126
Figura 5. 11: Proceso de extracción Campo San Joaquín	128
Figura 5. 12: Vista del tren A de la planta de extracción San Joaquín ^[28]	129
Figura 5. 13: Separadores de gas de entrada ^[28]	130
Figura 5. 14: Intercambiador de gas caliente/ gas de alta presión	131
Figura 5. 15: Válvulas Joule Thompson (J-T)	132
Figura 5. 16: Tamices moleculares	133
Figura 5. 17: Intercambiador gas frío / gas de baja presión	134
Figura 5. 18: Expansor/ precompresor	135
Figura 5. 19: Torre desetanizadora.....	136
Figura 5. 20: Turbocompresor centrífugo	137
Figura 5. 21: Torre estabilizadora	138
Figura 5. 22: Esquema del Área operacional de Kaki.....	139
Figura 5. 23: Esquema y capacidades de las instalaciones para el manejo de líquido y gas del área operacional de Kaki.....	140

Figura 5. 24: Estación de flujo Bucarl (BEF-1)	141
Figura 5. 25: Estación de flujo Kaki (KEF-1).....	143
Figura 5. 26: Puntos de medición del Campo Kaki	144
Figura 5. 27: Distribución del gas natural asociado en el Área de Kaki (Volúmenes en MMPCED)	145
Figura 5. 28: Proceso de producción de crudo y gas del Campo Corocoro	148
Figura 5. 29: Despliegue del proceso general	149
Figura 5. 30: Sistema de compresión de alta con 4 etapas.....	152
Figura 5. 31: Procesos internos de los compresores de alta C-510 y C-520.....	153
Figura 5. 32. Procesos internos del compresor de baja C-500.....	154
Figura 5. 33: Sección de Inicio	159
Figura 5. 34: Barra de botones de la sección “ <i>Introducción de Datos</i> ”	160
Figura 5. 35: Barra de botones de la sección “ <i>Datos Históricos en MMPCED</i> ”	168
Figura 5. 36: Barra de botones de la sección “ <i>Gas Requerido como Combustible</i> ”.....	168
Figura 5. 37: Barra de botones de la sección “ <i>Valores Conceptuales</i> ”.....	171
Figura 5. 38: Barra de botones de la sección “ <i>Comparación</i> ”	172
Figura 5. 39: Barra de botones de la sección de “ <i>Rangos de Incertidumbre MMPCED</i> ”	174
Figura 5. 40: Barra de botones de la sección “ <i>Gráficos de Producción y Usos</i> ”.....	176
Figura 5. 41: Sección de “ <i>Gráficos de Producción y Usos</i> ”	177
Figura 5. 42: Barra de botones de la sección “ <i>Cálculos Estadísticos</i> ”	178
Figura 5. 43: Gráfico de producción y usos del gas natural para el Campo “A”	181

Figura 5. 44: Gráfico de volumen de gas producido de formación para el Campo “A”	182
Figura 5. 45: Gráfico de volumen de gas disponible para el Campo “A”	183
Figura 5. 46: Gráfico del volumen de gas usado como combustible para el Campo “A”	184
Figura 5. 47: Gráfico del volumen de gas transferido para el Campo “A”	185
Figura 5. 48: Gráfico del volumen de gas arrojado a la atmósfera (Quemado) para el Campo “A”	186
Figura 5. 49: Gráfico de media del gas producido de formación para el Campo “A”	187
Figura 5. 50: Gráfico de desviación del gas producido de formación para el Campo “A”	188
Figura 5. 51: Gráfico de media del gas usado como combustible para el Campo “A”	189
Figura 5. 52: Gráfico de desviación del volumen de gas usado como combustible para el Campo “A”	190
Figura 5. 53: Gráfico de producción y usos del gas natural para el Campo “B”	191
Figura 5. 54: Gráfico del gas producido de formación para el Campo “B”	192
Figura 5. 55: Gráfico del volumen de gas recibido para el Campo “B”	193
Figura 5. 56: Gráfico del volumen de gas disponible para el Campo “B”	194
Figura 5. 57: Gráfico del volumen de gas usado como combustible para el Campo “B”	195
Figura 5. 58: Gráfico del volumen de gas transformado en plantas de extracción para el Campo “B”	196
Figura 5. 59: Gráfico de LGN producido para el Campo “B”	197
Figura 5. 60: Gráfico del volumen de gas transferido para el Campo “B”	198

Figura 5. 61: Gráfico del volumen de gas considerado como pérdida para el Campo “B”	199
Figura 5. 62: Gráfico del volumen de gas arrojado a la atmósfera (Quemado) para el Campo “B”.....	200
Figura 5. 63: Gráfico de media del gas producido de formación para el Campo “B”	201
Figura 5. 64: Gráfico de desviación del gas producido de formación para el Campo “B”	202
Figura 5. 65: Gráfico de media del gas usado como combustible para el Campo “B”	203
Figura 5. 66: Gráfico de desviación de gas usado como combustible para el Campo “B”	204
Figura 5. 67: Gráfico de media del gas transformado en plantas de extracción para el Campo “B”	205
Figura 5. 68: Gráfico de desviación del gas transformado en plantas de extracción para el Campo “B”	206
Figura 5. 69: Gráfico de producción y usos para el Campo “C.1”	207
Figura 5. 70: Gráfico de volumen de gas producido para el Campo “C.1”	208
Figura 5. 71: Gráfico de volumen de gas transferido para el Campo “C.1”	209
Figura 5. 72: Gráfico de media del gas producido de formación para el Campo “C.1”	210
Figura 5. 73: Gráfico de desviación del gas producido de formación para el Campo “C.1”	211
Figura 5. 74: Gráfico de producción y usos para el Campo “C.2”	212
Figura 5. 75: Gráfico del volumen de gas producido de formación para el Campo “C.2”	213
Figura 5. 76: Gráfico del volumen de gas recibido para el Campo “C.2”	214

Figura 5. 77: Gráfico de volumen de gas disponible para el Campo “C.2”	215
Figura 5. 78: Gráfico de volumen de gas inyectado para el Campo “C.2”	216
Figura 5. 79: Gráfico de volumen de gas usado como combustible para Campo “C.2”	217
Figura 5. 80: Gráfico de volumen de gas arrojado a la atmósfera (Quemado) para el Campo “C.2”	218
Figura 5. 81: Gráfico de media del gas producido de formación para el Campo “C.2”	219
Figura 5. 82: Gráfico de desviación del gas producido de formación para el Campo “C.2”	220
Figura 5. 83: Gráfico de media del gas inyectado para el Campo “C.2”	221
Figura 5. 84: Gráfico de desviación del gas inyectado para el Campo “C.2”	222
Figura 5. 85: Gráfico de media del gas usado como combustible para el Campo “C.2”	223
Figura 5. 86: Gráfico de desviación del gas usado como combustible para el Campo “C.2”	224
Figura 5. 87: Gráfico de producción y usos del gas para el Campo “D”	225
Figura 5. 88: Gráfico del volumen de gas producido de formación para el campo “D”	226
Figura 5. 89: Gráfico del volumen de gas disponible para el Campo “D”	227
Figura 5. 90: Gráfico de volumen de gas inyectado para el Campo “D”	228
Figura 5. 91: Gráfico del volumen de gas usado como combustible para el Campo “D”	229
Figura 5. 92: Gráfico del volumen de gas arrojado a la atmósfera (Quemado) para el Campo “D”	230
Figura 5. 93: Gráfico de media del gas producido de formación para el Campo “D”	231

Figura 5. 94: Gráfico de desviación del gas producido de formación para el Campo “D”	232
Figura 5. 95: Gráfico de media del gas inyectado en el Campo “D”	233
Figura 5. 96: Gráfico de desviación del gas inyectado para el Campo “D”	234
Figura 5. 97: Gráfico de media del gas usado como combustible para el Campo “D”	235
Figura 5. 98: Gráfico de desviación del gas usado como combustible para el Campo “D”	236
Figura A. 1: Modelo de la Planilla (DGFI-G1) y (DGFI-G2).....	244
Figura A. 2: Modelo de la Planilla (DGFI-G4).....	245

LISTAS DE TABLAS

Tabla 2. 1: Composición típica de un gas seco	14
Tabla 2. 2: Composición típica de un gas húmedo	15
Tabla 2. 3: Composición típica de un gas condensado	16
Tabla 2. 4: Composición típica de un petróleo volátil	18
Tabla 2. 5: Composición típica de un petróleo negro	19
Tabla 2. 6: Composición típica de un gas agrio	22
Tabla 2. 7: Composición típica de un gas dulce.....	23
Tabla 2. 8: Límites de Componentes. Norma COVENIN 3568-2:2000	43
Tabla 3. 1: Características del Campo Yucal Placer	87
Tabla 3. 2: Propiedades del gas producido en el Campo Yucal Placer.....	88
Tabla 3. 3: Características del Campo San Joaquín	90
Tabla 3. 4: Propiedades del gas producido en el Campo San Joaquín.....	91
Tabla 3. 5: Propiedades del crudo producido en el Campo San Joaquín	91
Tabla 3. 6: Características del Campo Kaki.....	93
Tabla 3. 7: Propiedades de gas producido en el Campo Kaki.....	94
Tabla 3. 8: Propiedades del crudo producido en el Campo Kaki.....	94
Tabla 3. 9: Características del Campo Bucaral	95
Tabla 3. 10: Características del gas producido en el Campo Bucaral	96

Tabla 3. 11: Propiedades del crudo producido en el Campo Bucaral	96
Tabla 3. 12: Características del Campo Corocoro	98
Tabla 3. 13: Propiedades del gas producido en el Campo Corocoro	99
Tabla 3. 14: Propiedades del crudo producido en el Campo Corocoro	100
Tabla 5. 2: Total de licencias Otorgadas	107
Tabla 5. 3: Producción y distribución del gas natural, (mmm) ³	109
Tabla 5. 4: Producción y distribución de gas natural por jurisdicción, (2004), (mmm) ³	109
Tabla B. 1: Tabla de datos básicos para el Campo “A”	246
Tabla B. 2: Tabla de producción y usos para el Campo “A”	247
Tabla B. 3: Tabla de los valores de producción e inyección de gas previstos en los planes de desarrollo en el Campo “A”	250
Tabla B. 4: Tabla de datos y unidad manejada en el Campo “A”	251
Tabla B. 5: Tabla de producción y usos en la unidad de MMPCED para el campo “A”	251
Tabla B. 6: Tabla de valores conceptuales para el campo “A”	254
Tabla B. 7: Tabla de comparación entre los datos históricos y los valores conceptuales para el Campo “A”	257
Tabla B. 8: Tabla de rangos de incertidumbre para el Campo “A”	261
Tabla B. 9: Tabla para el cálculo para la construcción del gráfico de producción y usos para el campo “A”	266
Tabla B. 10: Tabla del cálculo estadístico para el ítem del volumen de gas producido de formación para el campo “A”	267

Tabla B. 11: Tabla del cálculo estadístico para el ítem del volumen de gas usado
como combustible para el campo “A” 267

INTRODUCCIÓN

El gas natural es considerado actualmente como un relevante e importante recurso en la matriz energética mundial, tanto para su utilización industrial como para su consumo comercial y doméstico. Debido al desarrollo económico y social que caracteriza la vida y accionar de vastos conglomerados humanos en la época actual, tanto en los países industrializados como en aquellos en vías de crecimiento y progreso, el gas natural ha logrado posicionarse como un factor de alto valor, que es determinante para impulsar el desarrollo de muchos países, por sus bondades como combustible con reducido efecto contaminante y su amplia utilización como materia prima en procesos industriales, que lo vinculan con un sinnúmero de actividades.

El crecimiento en la utilización y valorización del gas natural alcanzado en los últimos años se fundamenta en su poder energético y el hecho de ser un combustible más amigable al ambiente, al generar, durante su combustión, menos cantidades de dióxido de carbono, dióxido de azufre y óxido nitroso con respecto al petróleo y el carbón, lo cual le permite particularmente reducir los impactos negativos sobre el medio ambiente, derivados de la lluvia ácida, el deterioro de la capa de ozono o los gases con efecto de invernadero.

Además, hoy por hoy, el gas natural es también un recurso mucho más accesible en términos económicos que, por ejemplo, el petróleo y otros combustibles alternos, lo que hace del gas natural un combustible más atractivo, no obstante que su creciente utilización debe administrarse racionalmente por ser un recurso agotable y no renovable.

El Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPPPM), como organismo regulador y fiscalizador del Ejecutivo Nacional en materia de hidrocarburos, debe velar por el desarrollo de la industria del gas y el aprovechamiento de este

hidrocarburo como recurso natural perecedero de alto valor.

Ante la creciente importancia del gas natural en Venezuela, la Dirección General de Exploración y Producción de Hidrocarburos (DGEPH) del MPPPM requiere contar con una metodología de cálculo que permita el control y seguimiento de los volúmenes de gas producido y utilizado por parte de las empresas operadoras en los campos de producción. La definición, elaboración y posterior aplicación de dicha metodología por parte del MPPPM, significará una herramienta valiosa para facilitarle dictar lineamientos tendentes a la conservación y el aprovechamiento de los hidrocarburos gaseosos, lo cual constituye una de las funciones relevantes atribuidas a la DGEPH del MPPPM, acorde con la política pública de asegurar el máximo aprovechamiento del gas natural, como factor de impulso del desarrollo nacional.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Debido a la importancia que ha tenido en los últimos años el gas natural en Venezuela, según la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos en su Capítulo II (Disposiciones Generales), artículo 6° cita: “El Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPPPM) ejercerá la competencia nacional en materia de hidrocarburos a los cuales se refiere esta Ley y en consecuencia, podrá planificar, vigilar, inspeccionar y fiscalizar a todos los fines previstos en las leyes, las actividades relacionadas con los mismos a fin de garantizar un desarrollo estable y permanente de esta industria del gas natural”.

Igualmente la Ley Orgánica de Hidrocarburos en el capítulo II “*De las Actividades Relativas a los Hidrocarburos*”, artículo 8, establece lo siguiente: “*Corresponde al Ministerio de Energía y Minas la formulación, regulación y seguimiento de las políticas y la planificación, realización y fiscalización de las actividades en materia de hidrocarburos, lo cual comprende lo relativo al desarrollo, conservación, aprovechamiento y control de dichos recursos; así como al estudio de mercados, al análisis y fijación de precios de los hidrocarburos y de sus productos...*”

Al respecto, este Ministerio está obligado a dictar lineamientos tendentes a la conservación y el aprovechamiento de los hidrocarburos gaseosos como recurso

energético no renovable, siendo ésta unas de las funciones atribuidas a la Dirección General de Exploración y Producción de Hidrocarburos (DGEPH) y en consecuencia a la Dirección de Producción y Conservación de Gas (DPCG) como dirección adscrita a dicha Dirección General.

Como base para generar estos lineamientos de conservación de gas, se requiere poder llevar el control de los volúmenes que realmente se están utilizando en la industria y los volúmenes que están siendo desperdiciados como consecuencia de malas prácticas operacionales o por la no disponibilidad de infraestructura para poder manejar el gas producido.

Es por esto que se plantea la necesidad de establecer una metodología de cálculo que permita facilitar la verificación de los volúmenes de hidrocarburos gaseosos utilizados en los campos de producción de gas asociado y no asociado, entre estos usos se encuentran: inyección para sistemas de recuperación secundaria, combustible que en algunos casos generación de electricidad, transferencia interáreas y entre los diferentes campos, cantidad que se transforma en los procesos de líquidos del gas natural (LGN), mermas y pérdidas, gas arrojado a la atmósfera, todos reportados por medio de planillas y actas de producción de los campos de producción de gas asociado y no asociado.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo General

Proponer una metodología de cálculo para el control de volumen de gas natural utilizado en los campos de producción de petróleo y gas no asociado, que coadyuve a garantizar la conservación de los hidrocarburos gaseosos en el país.

1.2.2. Objetivos Específicos

1. Describir la cadena de valor del gas natural en Venezuela, con énfasis en la Producción, Tratamiento y Extracción.
2. Describir la infraestructura de superficie utilizadas actualmente para el manejo del gas natural producido en dos (2) campos de petróleo y dos (2) campos de gas no asociado en Venezuela, con el fin de aplicar la metodología propuesta a dichos campos.
3. Plantear una metodología de cálculo para el control de volumen de gas natural producido y utilizado en los campos de petróleo y gas no asociado.
4. Elaborar una guía de trabajo para la aplicación de la metodología de cálculo para el control de volumen de gas natural producido y utilizado en los campos de petróleo y gas no asociado.

1.3. ALCANCE

Generar una metodología como herramienta computacional que permita a los entes reguladores llevar el control de volumen de gas natural utilizado en los campos de producción.

1.4. JUSTIFICACIÓN

Venezuela está considerada como una de las naciones más importantes como potencial suplidor de energía gasífera por sus cuantiosas reservas de gas, su ventajosa posición geográfica e importancia geopolítica. Cuenta con reservas probadas remanentes de gas natural, según el boletín estadístico de la Organización de Países Exportadores de Petróleo en el 2010 en el orden de 195.1 BCF (Billones de Pies Cúbicos), ubicándose como el octavo país del mundo con mayores reservas probadas de gas natural y el primero de América Latina, constituyendo un cuadro fuerte de oferta a largo plazo de este recurso estratégico.

Según la página oficial de Petróleos de Venezuela (PDVSA), de las reservas probadas de gas natural en Venezuela, el 91% corresponde a gas natural asociado. El mayor volumen de reserva del país (70%) esta localizado en el Oriente, 23% corresponde al Occidente y el resto a Costa Afuera 7%.

Siendo el MPPPM, el ente responsable de planificar, vigilar, inspeccionar y fiscalizar a todos los fines previstos en las leyes, las actividades relacionadas con los mismos a fin de garantizar un desarrollo estable y permanente de esta industria del gas natural,

según lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos y la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, le compete entonces lo relativo a la conservación, aprovechamiento y control de dichos recursos.

Para cumplir con estas competencias la DGEPH del MPPPM tiene entre sus funciones las siguientes:

- ❖ Dar seguimiento al cumplimiento de las medidas tendentes a la conservación y aprovechamiento de los hidrocarburos y a la utilización del gas natural y estado de los derechos otorgados.
- ❖ Proponer la elaboración de normas, reglamentos y resoluciones relacionadas con la materia de su competencia.
- ❖ Dictar los lineamientos tendentes a que los yacimientos de hidrocarburos sean explotados eficientemente y fomentar proyectos de recuperación adicional.
- ❖ Dictar los lineamientos dirigidos a la conservación y aprovechamiento de los hidrocarburos y el gas natural.

Actualmente el MPPPM como ente regulador y fiscalizador de actividades en materia de hidrocarburos, a través de la DGEPH y la DPCG debe velar por el desarrollo de la industria del gas y el aprovechamiento de este hidrocarburo como recurso natural no renovable de alto valor, es por esto que, surge la necesidad de realizar una metodología de cálculo para el control de volumen de gas natural utilizado en los campos de producción. Dicha metodología permitirá la verificación de los volúmenes reportados por las empresas productoras de petróleo y gas en las planillas y actas de producción. Para cumplir con parte de las funciones de la DPCG, entre las que se destacan para fines de esta metodología: planificar, coordinar, dirigir y vigilar,

las actividades relativas a los hidrocarburos gaseosos asociados y no asociados, fomentar la producción de hidrocarburos gaseosos, así como la explotación racional de dichos recursos.

1.5. LIMITACIONES

1. Gran parte de la información que va a ser objeto de revisión para desarrollar la metodología es de carácter confidencial, que será presentada en este trabajo con otros nombres y/o cifras.
2. Debido a la diversidad en la infraestructura de superficie asociada a cada campo la metodología de cálculo a desarrollar no se podrá aplicar a todos los campos del país hasta tanto la DPCG no cuente con un levantamiento de información actualizada.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

Cómo preámbulo al tema, se realizará a continuación la definición de una serie de conceptos básicos para tener una mejor comprensión de este.

2.1. GAS NATURAL, DEFINICIÓN ^[1]

El gas natural puede definirse como una mezcla inodora e incolora de componentes hidrocarburos y pequeñas cantidades de compuesto no hidrocarburos en fase gaseosa o en solución con el petróleo crudo existente en yacimientos naturales; también puede ser producido por vía artificial, por destilación o por fermentación de sustancias orgánicas.

Sus componentes pueden clasificarse en tres grupos:

- ❖ Hidrocarburos.
- ❖ Inertes.
- ❖ Compuestos.

Los hidrocarburos son compuestos que contienen hidrógeno y carbono, muchos de ellos son saturados, lo que significa que cada átomo de carbono es enlazado por otros cuatro átomos de hidrógeno. Este grupo de compuestos también son conocidos como alcanos, parafinas y alifatos.

El gas natural, está compuesto principalmente por metano (CH_4), el más simple de los hidrocarburos, al lado de otros más complejos y pesados como como el etano (C_2H_6), propano (C_3H_8) y butano (C_4H_{10}), que pueden ser removidos a través de una variedad de métodos de procesamiento para incrementar su principal valor que reside en las propiedades de combustión del metano. También contiene agua, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, nitrógeno, helio, y otros componentes que pueden ser diluyentes y contaminantes.

El metano es la materia prima utilizada en la fabricación de solventes, amoníaco y otros químicos orgánicos. El propano y butano son generalmente extraídos del gas natural y vendido aparte. El dióxido de carbono, puede ser inyectado en viejos o agotados pozos para mejorar la producción petrolera, además puede ser recobrado y vendido como un subproducto igual que el nitrógeno y el helio, un valioso componente de la industria electrónica. El sulfuro de hidrógeno es un veneno letal para los seres humanos incluso en bajas concentraciones y es extremadamente corrosivo hasta el punto de que puede afectar tuberías, accesorios y válvulas de un pozo teniendo que ser retirado antes de entregar el gas al gaseoducto (al igual que el agua y el dióxido de carbono) mediante procesos de endulzamiento y deshidratación.

Como producto del petróleo, el gas natural es una mezcla compleja de compuestos alifáticos y aromáticos, incluyendo compuestos de sulfuro y nitrógeno. Muchos productos petroleros refinados más comunes incluyen gas metano, líquidos del gas natural (LGN) como el etano y componente más pesados, gas licuado del petróleo (GLP) principalmente propano y butano (substituto común del gas natural en áreas aisladas que no son servidas por gaseoductos y redes de distribución), gasolina ($\text{C}_5\text{-C}_{10}$), kerosene ($\text{C}_{11}\text{-C}_{12}$), diesel ($\text{C}_{13}\text{-C}_{17}$), combustible de calefacción ($\text{C}_{18}\text{-C}_{25}$) y lubricantes ($\text{C}_{26}\text{-C}_{38}$).

En la figura 2.1 se muestra la composición típica del gas natural en diferentes áreas de Venezuela (% de volumen) tomada del trabajo del Ingeniero Macias J Martínez.

Composición típica del gas natural en diferentes áreas de Venezuela (% de volumen)

Componente	Occidente (asociado)	Guárico (libre)	Oriente (libre)	Oriente (asoc.)	Costa Afuera (libre)
Metano	73,1	90,6	76,9	75,1	90,5
Etano	11,0	2,6	5,8	8,0	5,0
Propano	6,0	1,1	2,5	4,6	2,5
i-Butano	1,1	0,4	0,5	0,9	0,4
n-Butano	1,9	0,2	0,6	1,1	0,7
i-Pentano	0,6	0,3	0,3	0,3	0,3
n-Pentano	0,5	0,2	0,2	0,3	0,2
Hexano	0,5	0,3	0,2	0,2	0,2
Heptano	0,4	0,3	0,4	0,2	0,2
CO ₂	4,4	4,0	12,5	9,2	0,2
Nitrógeno	0,5	-	0,1	0,1	0,1
	100	100	100	100	100
γ →	0,8	0,6	0,8	0,8	0,6
BTU/pie ³	1.273	1.057	1.033	1.126	1.136
Kcal/m ³	11.328	9.407	9.192	10.020	10.109

Figura 2. 1: Composición típica del gas natural en diferentes áreas de Venezuela ^[2]

2.2. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

2.2.1. Localización Del Gas Natural ^[1]

Los depósitos de gas se encuentran en el subsuelo en estructuras geológicas conocidas comúnmente como trampas. Dentro de éstas, los hidrocarburos o el gas, están contenidos en una roca porosa y permeable llamada roca yacimiento.

Las trampas, pueden ser de origen estructural (pliegues y fallas), estratigráficos (lentes, acuñamiento de rocas porosas contra rocas no porosas denominadas rocas sellos) y mixto (una combinación de pliegues y/o fallas con cambios de porosidad de

las rocas). Toda trampa se caracteriza por tener una roca yacimiento, limitada en su tope, base y lados por un sello, que impide que los hidrocarburos acumulados puedan escapar.

De acuerdo con los volúmenes de gas o petróleo que contienen, los yacimientos pueden ser de petróleo, gas-petróleo, condensado y gas no asociado.

Así el gas natural tal y como le conocemos, fluye desde las profundidades de la tierra en tres formas principales: gas asociado al petróleo que se encuentra disuelto en depósitos de crudo y es procesado conjuntamente con éste, gas no asociado ubicado en depósitos naturales separados del petróleo crudo y el condensado.

2.2.2. Clasificación de los Yacimientos Gaseosos en Base a los Hidrocarburos que Contienen ^[3]

Los parámetros que se consideran de utilidad en esta clasificación pueden dividirse en dos grupos:

a) Aquellos que se miden en el campo durante las pruebas de producción: Presión, Temperatura, Relación Gas-Petróleo (o condensado), Gravedad API y color de líquido del tanque, etc.

b) Aquellos que se obtienen en el laboratorio usando muestras representativas y simulando el comportamiento de los fluidos durante el agotamiento de presión.

Dependiendo del estado en que se encuentre inicialmente la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento, en forma general, los yacimientos se pueden clasificar en yacimientos de gas y yacimientos de líquido o petróleo como se observa en la figura 2.2. Los yacimientos de gas se subdividen en yacimientos de gas seco, de gas húmedo y de gas condensado. A su vez, los yacimientos de líquido pueden ser de petróleo volátil (alto encogimiento) o de petróleo negro (bajo encogimiento).

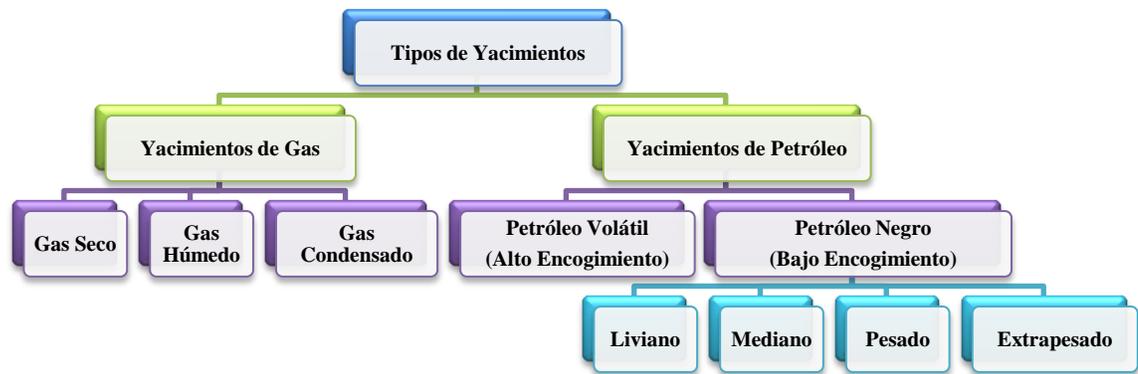


Figura 2. 2: Clasificación de los yacimientos en base a los hidrocarburos que contienen ^[3]

2.2.2.1. Yacimientos de gas seco

Como se observa en la tabla 2.1, los yacimientos de gas seco contienen principalmente metano ($\%C_1 > 90$) con pequeñas cantidades de pentano y componentes pesados ($\%C_3+ < 90$). Debido al alto contenido de componentes volátiles del gas seco, la condensación del líquido sólo se alcanza a temperaturas bajo 0°F .

La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura cricodontérmica y a las condiciones de yacimiento y ni a las de superficie se entra a la región de dos fases durante el agotamiento de presión del yacimiento, por lo que la

mezcla de hidrocarburos se encuentra siempre en fase gaseosa. Teóricamente los yacimientos de gas seco no producen líquidos en superficie, sin embargo, la diferencia entre gas seco y un gas húmedo es arbitraria y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con una relación gas-líquido (RGL) mayor de 100.000 PCN/BN se considera seco. Del gas seco se puede extraer cierta cantidad de líquidos por medio de procesos criogénicos (enfriamiento).

Tabla 2. 1: Composición típica de un gas seco ^[3]

Componentes	% Mol
C ₁	96.0
C ₂	2.0
C ₃	1.0
iC ₄ - nC ₄	0.5
ic ₅ - nC ₅	0.5
C ₆	-
C ₇₊	-
MC ₇₊	-
RGL, PCN/BN	-
°API	-
Color del líquido en el tanque	-

5.2.2.2. Yacimientos de gas húmedo

Como se muestra en la tabla 2.2, los yacimientos de gas húmedo se caracterizan por un mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los gases secos. El término “Húmedo” proviene que a condiciones de separación en superficie la mezcla cae en la región de dos fases generando relaciones gas-líquido mayor que 15.000

PCN/BN. El líquido del tanque tiende a ser incoloro (similar a la gasolina natural) con gravedad API mayor de 60°. El contenido líquido del gas húmedo es menor de 30 BN/MMPCN.

Los gases húmedos difieren de los gases condensados en lo siguiente:

- ❖ No ocurre condensación retrógrada durante el agotamiento de presión.
- ❖ Tiene menor cantidad de componentes pesados.
- ❖ La cantidad de líquido condensado en el separador es menor.

Tabla 2. 2: Composición típica de un gas húmedo ^[3]

Componente	% Mol
C ₁	90.0
C ₂	3.0
C ₃	2.0
iC ₄ - nC ₄	2.0
ic ₅ - nC ₅	1.0
C ₆	0.5
C ₇₊	1.5
MC ₇₊	115
RGL, PCN/BN	26000
°API	60°
Color del líquido en el tanque	Incoloro Amarillo Claro

5.2.2.3. Yacimientos de gas condensado

La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas condensado mostrada en la tabla 2.3 indica que es todavía predominante metano (>60%) como en el caso de los yacimientos de gas seco y húmedo, aunque la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor. Un gas condensado es un gas con líquido disuelto en él.

Tabla 2. 3: Composición típica de un gas condensado ^[3]

Componente	% Mol
C ₁	75.0
C ₂	7.0
C ₃	4.5
iC ₄ - nC ₄	3.0
ic ₅ - nC ₅	2.0
C ₆	2.5
C ₇₊	6.0
MC ₇₊	125
RGL, PCN/BN	7000
°API	55°
Color del líquido en el tanque	Amarillo Claro Amarillo

5.2.2.4. Yacimientos de petróleo volátil

Estos yacimientos tienen una temperatura menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos. El equilibrio de fases 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. En la tabla 2.4 se muestra la composición de un crudo volátil $C_1 < 60\%$ y $C_{7+} > 12.5\%$, de acuerdo a este contenido de C_{7+} el petróleo se encuentra en fase líquida en el yacimiento.

Los crudos volátiles se caracterizan por:

- ❖ RGP en el rango de 1.750 a 3.200 PCN/BN.
- ❖ El petróleo de tanque es de un color amarillo oscuro a negro y gravedad API $> 40^\circ$.
- ❖ Factor volumétrico mayor de 1.5 BY/BN.

Los yacimientos de petróleo volátil pueden ser saturados o subsaturados. En el primer caso, la presión inicial es igual a la presión de burbujeo ($P_i = P_b$) y tan pronto ocurre una pequeña declinación de presión hay liberación de gas. En este caso se puede tener inicialmente en el yacimiento una capa (o casquete) de gas en equilibrio con el petróleo. El gas del casquete es del tipo de gas condensado y presenta condensación retrógrada.

Tabla 2. 4: Composición típica de un petróleo volátil ^[3]

Componente	% Mol
C ₁	75.0
C ₂	7.0
C ₃	4.5
iC ₄ - nC ₄	3.0
Ic ₅ - nC ₅	2.0
C ₆	2.5
C ₇₊	6.0
MC ₇₊	125
RGL,PCN/BN	7000
°API	55°
Color del líquido en el tanque	Amarillo Claro Amarillo

2.2.2.5. Yacimientos de petróleo negro

Estos yacimientos se caracterizan por tener un alto contenido de C₇₊ (>20%) y bajo contenido de metano (<50%), datos reflejados en la tabla 2.5. La temperatura de estos yacimientos es inferior a la temperatura crítica de la mezcla.

Los petróleos llamados negros (Black oils) se caracterizan por:

- ❖ RGP menor de 1.750 PCN/BN.
- ❖ Petróleo de tanque con un °API < 45° y color negro o verde oscuro.
- ❖ Factor volumétrico menor de 1.5 BY/BN.

Los yacimientos de petróleo pueden ser:

- ❖ Saturados, $P_i = P_b$.
- ❖ Subsaturados, $P_i > P_b$.

Cuando P_i es igual a P_b , el yacimiento puede tener una capa de gas buzamiento arriba de la zona de petróleo. Regularmente este gas es húmedo o seco y no presenta condensación retrógrada.

Tabla 2. 5: Composición típica de un petróleo negro ^[3]

Componente	% Mol
C_1	75.0
C_2	7.0
C_3	4.5
$iC_4 - nC_4$	3.0
$iC_5 - nC_5$	2.0
C_6	2.5
C_{7+}	6.0
MC_{7+}	125
RGL, PCN/BN	7000
°API	55°
Color del líquido en el tanque	Amarillo Claro Amarillo

2.3. CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL ^[4]

2.3.1. Según su origen

El gas natural, tal como se conoce, fluye desde el subsuelo en tres formas principales:

- ❖ **Gas Asociado:** Se refiere al gas natural encontrado en asociación con el petróleo crudo en un yacimiento o encontrado como una capa de gas, que está por encima y en contacto con el petróleo crudo en el yacimiento. Es el gas que se encuentra en un yacimiento donde predominan los hidrocarburos líquidos en forma de petróleo o condensado.

- ❖ **Gas No Asociado:** Llamado también gas libre Se refiere al gas natural en yacimientos que no contienen cantidades significativas de petróleo crudo. Es el producto único o con una proporción baja de hidrocarburos líquidos (propano hasta heptano) que se encuentra en el yacimiento.

- ❖ **Gas Condensado:** Este es un hidrocarburo que puede existir en la formación productora como líquido o como vapor condensable. En ciertos yacimientos de gas se produce una cantidad sustancial de líquidos; este líquido existe como gas en el yacimiento, pero se condensa en el trayecto hasta la superficie por la reducción de presión. Se le denomina “condensado” y los yacimientos que lo contienen se conocen como yacimientos de condensado.

2.3.2. Según su composición

La composición juega un papel importante y permite clasificar el gas natural de acuerdo al contenido de elementos hidrocarburos y no hidrocarburos, tal como se muestra a continuación.

De acuerdo al contenido ácido:

- ❖ Gas Agrio
- ❖ Gas Dulce
- ❖ Gas Ácido

De acuerdo a su riqueza:

- ❖ Gas Rico
- ❖ Gas Pobre

De acuerdo al contenido de agua:

- ❖ Gas Húmedo
- ❖ Gas Seco

2.3.2.1. De acuerdo al contenido de ácido

- ❖ **Gas agrio:** Es el gas natural que contiene sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono (anhídrido carbónico, gas carbónico) denominados compuestos

ácidos u otros componentes corrosivos y que debe ser tratado antes de su utilización. La condición crítica que permite clasificar a un gas como gas agrio es su nivel de acidez, es decir las partes por millón en volumen de sulfuro de hidrógeno (H_2S) y el porcentaje molar de dióxido de carbono presente en el gas, se conoce que para un contenido mayor de 4 ppmv de sulfuro de hidrógeno (H_2S) y un porcentaje molar mayor a 3% de dióxido de carbono (CO_2) el gas se le denomina agrio. En la tabla 2.6 se observa de modo ejemplo, la composición típica de un gas agrio.

Tabla 2. 6: Composición típica de un gas agrio ^[3]

Componentes	Gas Agrio
Nitrógeno	0.14
Dióxido de Carbono	7.68
Metano	80.6
Etano	7.82
Propano	2.18
Iso- Butano	0.46
n- Butano	0.54
Iso- Pentano	0.17
n- Pentano	0.14
Hexano Plus	0.27
H_2S (ppmv)	60

- ❖ **Gas dulce:** Es un gas que posee cantidades sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2) máximas permitidas por especificaciones de venta o por instrumentos legales. Es el gas que se obtiene después de la remoción de los compuestos agrios mediante procesos de endulzamiento (gas que sale de la unidad de endulzamiento). La condición crítica que permite clasificar a un gas

como gas dulce es su nivel de acidez, es decir las partes por millón en volumen de sulfuro de hidrógeno (H_2S) y el porcentaje molar de dióxido de carbono (CO_2) presente en el gas, se conoce que para un contenido menor de 4 ppmv de sulfuro de hidrógeno (H_2S) y un porcentaje molar menor a 3% de dióxido de carbono (CO_2) el gas se le denomina dulce. A continuación en la tabla 2.7 se observa de modo ejemplo, la composición de un gas dulce.

Tabla 2. 7: Composición típica de un gas dulce ^[3]

Componentes	Gas Dulce
Nitrógeno	0.13
Dióxido de Carbono	2.57
Metano	88.61
Etano	8.26
Propano	0.28
Iso- Butano	0.01
n- Butano	0.03
Iso- Pentano	0.01
n- Pentano	0.05
n- Hexano	0.05
H_2S (ppmv)	2

- ❖ **Gas ácido:** El termino gas ácido se aplica a cualquier tipo de mezcla de gas o gaseosa que forma un compuesto ácido cuando se mezcla con agua. Los tipos más comunes de los gases ácidos son el sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2). Los gases ácidos se encuentran en el gas natural y deben ser removidos a través de un proceso conocido como endulzamiento. Los términos gas ácido y gas agrio a menudo se tratan incorrectamente como los sinónimos.

En sentido estricto, un gas agrio es cualquier gas que contenga el sulfuro de hidrógeno en cantidades significativas; un gas ácido es cualquier gas que contenga cantidades significativas de ácidos, gases por ejemplo: dióxido de carbono (CO₂) o sulfuro de hidrógeno (H₂S). Así, el dióxido de carbono (CO₂) por sí mismo es un gas ácido pero no un gas agrio.

2.3.2.2. De acuerdo a su riqueza ^[5]

- ❖ **Gas rico:** Es el gas natural compuesto predominantemente por metano, pero con una proporción relativamente alta de otros hidrocarburos, la mayoría de los cuales normalmente se separan como líquidos del gas natural.
- ❖ **Gas pobre:** Es el gas natural que posee bajo contenidos de hidrocarburos condensables, es decir, no se licuarán a temperatura y presión ambiente. Generalmente se mide como galones de condensado por mil pie cúbicos de gas.

2.3.2.3. De acuerdo a su contenido de agua

- ❖ **Gas húmedo:** Es aquel que contiene principalmente metano así como otros hidrocarburos que son licuables a temperatura y presión ambiental, ellos pueden contener vapor de agua. Es el gas que contiene agua o que no ha sido deshidratado; está normalmente saturado y tiene alto contenido de propano hasta heptano. La condición crítica que permite clasificar a un gas como gas húmedo se ve reflejada en su contenido de agua, es decir la cantidad de agua en libras que posee un millón de pies cúbicos de gas, se conoce que para un contenido mayor a 7 lb/MMPCE el gas se le denomina húmedo.

- ❖ **Gas Seco:** Es el gas natural cuyo contenido de agua ha quedado reducido por un proceso de deshidratación. Contiene pequeñas cantidades de hidrocarburos diferentes al metano, tiene un poder calorífico de alrededor de 1000 BTU/PCE a menos que se encuentren presentes cantidades significativas de gases que no sean hidrocarburos y que no son licuables a temperatura y presión ambiente. Tiene un contenido bajo de propano hasta heptano y no contiene vapor de agua. La condición crítica que permite clasificar a un gas como gas seco se ve reflejado en su contenido de agua, se conoce que para un contenido menor a 7 lb/MMPCE el gas se le denomina seco.

2.4. PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

2.4.1. Densidad ^[3]

Para los gases, debido a que son afectados por la temperatura y por la presión, se usa como referencia la relación de igual, mayor o menor peso que un gas pueda tener con respecto al peso molecular del aire, cuyo valor se ha determinado en 28,96 g/mol.

La relación molecular tiene la ventaja de que el peso molecular de los elementos no es afectado por la presión o por la temperatura. Por ejemplo, si se desea conocer la gravedad específica de un gas se divide su peso molecular entre el peso molecular del aire.

2.4.2. Poder calorífico ^[3]

Es la cantidad de calor producida por la combustión completa de la unidad de volumen o de peso de un combustible. Una de las características del gas natural es su poder calorífico, el cual se determina por análisis de laboratorio, utilizando uno de los varios tipos de calorímetros disponibles. Además, el poder calorífico del gas se considera para determinar su calidad como combustible y, por ende, su precio. El poder calorífico del gas natural es aproximadamente 1.000 BTU por cada pie cúbico.

2.4.3. Gravedad específica ^[4]

Se define la gravedad específica como la relación de la densidad de una sustancia con respecto de otra, tomada como patrón de referencia. Generalmente para sólidos y líquidos se emplea el agua destilada y para gases, se suele usar la densidad del aire. También se conoce como la densidad relativa.

2.4.4. Comprensibilidad de gas ^[4]

Al aplicar presión a un gas se le puede comprimir y almacenar en recipientes de determinados volúmenes. Al comprimir el gas no sólo varía la presión y el volumen, además también varía la temperatura, y la relación que existe entre estas variables se rige por la ley de los gases ideales o por la ley de los gases reales, partiendo de esa premisa la comprensibilidad del gas se define como la relación del volumen real de un gas a una temperatura y presión entre el volumen del mismo gas a las mismas condiciones cuando se calcula por la ley del gas ideal.

2.4.5. Punto de rocío del agua ^[4]

Se denomina punto de rocío del agua a la temperatura más baja por encima de la cual no ocurre condensación de agua a una presión y nivel de humedad determinados.

2.4.6. Punto de rocío del hidrocarburo ^[4]

Se denomina punto de rocío del hidrocarburo a la temperatura más baja por encima de la cual no ocurre condensación de hidrocarburo a una presión y calidad determinadas.

2.4.7. Nivel de humedad ^[4]

Se define como la cantidad de vapor de agua que se encuentra presente en el gas, y se mide como el peso del agua (en libras) contenido en un volumen de gas (en millones de pies cúbicos).

2.4.8. Nivel de riqueza (GPM) ^[4]

La riqueza de un gas también conocida como contenido de líquido de un gas, se refiere a la cantidad de volumen de propano y componentes más pesados que se pueden obtener de un volumen dado de gas. Estos componentes se le deben remover el gas por su valor económico. Generalmente el contenido de líquido de un gas se da en galones por miles pies cúbicos o por sus siglas GPM.

Los GPM representan la cantidad de galones de líquido que se puede extraer de cada mil pies cúbicos de gas natural. Así, cuando se habla de 3 GPM quiere decir que se pueden extraer 3.000 galones de líquido por cada millón de pies cúbicos medidos en condiciones estándar. Es una unidad de ingeniería usada para cuantificar la riqueza en el proceso del gas natural.

2.4.9. Nivel de acidez ^[4]

El nivel de acidez es la concentración de sulfuro de hidrógeno y de dióxido de carbono que se encuentra presente en el gas.

2.4.10. Viscosidad ^[3]

La viscosidad del gas natural es expresión de su resistencia al flujo y tiene aplicaciones importantes en la producción, procesos de acondicionamiento y mercadeo. Debido a los incrementos de temperatura a que puede ser sometido el gas natural, su viscosidad tiende a aumentar como resultado del incremento de la actividad molecular, si se mantiene a bajas presiones. En el caso de los líquidos, aumentos de temperaturas reducen su viscosidad.

2.4.11. Presión de burbujeo y presión de rocío ^[3]

En el caso de un gran volumen de líquido (petróleo) que contiene un cierto volumen de gas disuelto y que se encuentran en equilibrio en el yacimiento, se observará que a medida que se reduce la presión se registrará una presión que permitirá el inicio del

desprendimiento de una burbuja de gas. A esta presión se le denominará presión de burbujeo. A medida que continúe disminuyendo la presión, más gas seguirá desprendiéndose de la fase líquida.

Es muy importante conocer la presión de burbujeo en el caso de yacimientos petrolíferos para obtener el mayor provecho del gas en solución como mecanismo de producción del petróleo.

La presión de rocío y su mecanismo se observa cuando un volumen de gas que contiene pequeñas cantidades de líquidos en equilibrio se somete a compresión. La presión a la cual aparece la primera gota de líquido es la presión de rocío.

Como en el comportamiento de estos dos mecanismos es indispensable tomar en consideración otros factores (temperatura, características del gas y del petróleo, relaciones gas-petróleo y líquidos-gas, etc.) depende mucho de análisis de laboratorio y de correlaciones establecidas que proporcionan los datos necesarios para lograr las soluciones deseadas.

2.5. CONTAMINANTES DEL GAS NATURAL ^[5]

El gas natural por su composición presenta proporciones bajas de algunos contaminantes, tales como los compuestos azufrados (sulfuro de hidrógeno (H_2S), Sulfuro de carbonilo (COS), Disulfuro de carbono (CS_2), Mercaptanos ($R-SH$), Dióxido de Azufre (SO_2), Sulfuro de Alquilo ($R-S-R'$), Disulfuro de Alquilo ($R-S-S-R'$), Tetrahidrotiofano (ThT [$(CH_2)S$]), Nitrógeno (N_2), Oxígeno (O_2), Agua (H_2O), Mercurio (Hg), Asfaltenos, Agua libre, lodos de perforación, parafinas, sales (cloruros), sólidos en suspensión con tamaño de partículas apreciable.

Estos elementos suelen aparecer conjuntamente con el gas natural, ocasionando efectos indeseables en las operaciones de acondicionamiento que pueden inducir a situaciones de alto riesgo. Algunos de los efectos de éstos contaminantes son:

2.5.1. Hidrocarburos

Estos afectan en gran magnitud a los sistemas de deshidratación ya que disminuyen la capacidad del glicol para absorber el agua; incrementan las pérdidas de glicol y la formación de espuma, como también aceleran la formación del carbón en los equipos tales como rehervidores y filtros.

2.5.2. Sales

En grandes cantidades intervienen como agentes corrosivos de los equipos, a su vez pueden afectar en la regeneración del glicol disminuyendo su capacidad y ocasionando puntos calientes en rehervidores de glicol. La solubilidad de la sal disminuye a medida que aumenta la temperatura en el rehervidor provocando la precipitación sobre el tubo de fuego.

2.5.3. Agua

Incrementa las pérdidas de glicol y aumenta los costos de regeneración de glicol por lo que disminuye la eficiencia en el sistema de deshidratación. Afecta la operación de los separadores de entrada, ya que mantienen los niveles en los mismos altos y generan drenajes permanentes a la fosa de quema.

2.5.4. Aditivos químicos

Pueden ser inhibidores de corrosión y/o antiespumantes. Los excesivos volúmenes de espuma en los sistemas de deshidratación disminuyen el área de transferencia de calor y por consecuencia la eficiencia de absorción del agua. Para eliminar el exceso de espuma se recomienda añadir antiespumantes al sistema.

2.5.5. Sólidos

Promueven la formación de espuma; contribuyen como agentes erosivos en los equipos y disminuyen la eficiencia en el sistema de deshidratación.

2.5.6. Otros contaminantes del gas

Se refiere al contenido de materiales distintos en el gas entre los que se encuentran: polvo, y otras sustancias sólidas y líquidas. Estos compuestos deben ser limitados hasta la medida en que no se excedan los límites establecidos por las regulaciones sanitarias y ambientales vigentes.

2.6. MEDICIÓN DEL GAS NATURAL ^[6,7]

A todo lo largo de las operación de producción, separación y acondicionamiento, tratamiento y transmisión de gas, serán recibidos y enviados caudales de gas, que deben ser medidos con un determinado grado de exactitud, de tal forma que sea

posible cuantificar el flujo en distintos sitios. En vista de lo difícil que es medir el volumen de un gas, además de su dependencia de la presión y temperatura, luego para tener un punto de referencia común, el volumen de gas medido a cualquier presión y temperatura debe ser convertido a una presión y temperatura base. En el sistema Británico de Unidades por lo general se acostumbra a expresar este volumen base en millones de pies cúbicos estándar de gas por día (MMPCED), que vendría a representar el caudal de gas en condiciones estándar de gas transportado a la presión de 14,7 lpsca y temperatura de 520 °R.

A objeto de determinar la cantidad de gas que se produce en un Campo Petrolero o de gas no asociado, así como sus respectivos usos entre los que se destacan: inyección para sistemas de recuperación secundaria, combustible, transferencias interáreas, cantidad que se transforma en los procesos de líquidos del gas natural LGN, mermas de los diferentes sistemas de recolección, transmisión y levantamiento artificial por gas, ventas a consumidores, gas arrojado a la atmósfera, todo lo anterior hace necesario la medición del gas natural con la menor incertidumbre posible.

El flujo de gas natural desde que deja el yacimiento hasta que alcanza el sitio donde se utiliza, generalmente es un flujo continuo. Bajo estas condiciones de flujo el gas no puede ser almacenado o retenido por largo tiempo, a diferencia del petróleo y otros líquidos, así que su volumen debe ser determinado instantáneamente durante su flujo a través de la tubería, lo cual representa un problema de medición más difícil. Un Medidor es un dispositivo que mide la tasa de flujo o cantidad de fluido en movimiento a través de un gasoducto abierto o cerrado. Usualmente, consiste de un elemento o dispositivo primario, secundario y terciario.

2.6.1. Elemento Primario del Medidor de Flujo ^[7]

Este aparato es un dispositivo instalado interna o externamente en la tubería de flujo, que produce una señal en relación al flujo de fluido que circula por el gasoducto. La señal que produce el dispositivo está en concordancia con las leyes físicas conocidas, relacionando la interacción del fluido a la presencia del elemento primario, los medidores de flujo pueden ser clasificados en medidores de cantidad de masa y medidores de tasa de flujo.

2.6.2. Elementos Secundarios del Medidor de Flujo ^[7]

Este es un dispositivo que responde a la señalización del elemento primario y la convierte en una señal de salida que puede ser traducida en tasa de flujo o cantidad de fluido, con lo cual se determina la tasa de caudal.

2.6.3. Elemento Terciario ^[7]

Este dispositivo permite realizar el cálculo del volumen, a través de un sistema computarizado.

2.5. EXACTITUD Y PRECISIÓN DE UN MEDIDOR DE FLUJO ^[7]

Es la relación entre la tasa de flujo real y la tasa de flujo medida, pueden utilizarse ciertos procedimientos de prueba de medidores, para determinar la cantidad de error cometido en la exactitud. La precisión es la cantidad de veces que se repite una medición, correcta o incorrecta. Un instrumento, por ejemplo puede ser muy preciso y además muy inexacto.

2.6. CROMATOGRAFÍA DE GASES ^[7]

La técnica más utilizada para el análisis del gas natural es la cromatografía en fase gaseosa. De acuerdo a esta técnica, la muestra se vaporiza y se distribuye entre las dos fases utilizadas para generar la Separación de la fase móvil, o gas de arrastre que transporta la muestra, y la fase estacionaria que retiene selectivamente las moléculas de los componentes que se separan.

Esta fase es un sólido granular mojado por un líquido, responsable de la separación, empacado dentro de un tubo denominado columna. El gas de arrastre debe ser inerte, para evitar reacciones con el empaque de la columna o con la muestra. Los gases más comúnmente utilizados son Helio, Nitrógeno e Hidrógeno.

La exactitud en el análisis cualitativo y cuantitativo de una muestra es un factor fundamental; debido a que cualquier desviación en sus resultados, afecta directamente la determinación de las propiedades del fluido analizado y en consecuencia, conduce a errores graves cuando se trata de predecir su comportamiento dentro de límites satisfactorios. En la figura 2.3 se muestra un esquema de cromatografía de gases.

Es la forma más especializada de detectar una mezcla de gas y cuantificar el porcentaje y las partes por millón de cada uno de los componentes de la misma. Proporciona una de las herramientas más valiosas para interpretar el valor de un yacimiento con contenido comercial de hidrocarburos gaseoso con el fin de tomar decisiones para el tratamiento del gas y su posterior uso.

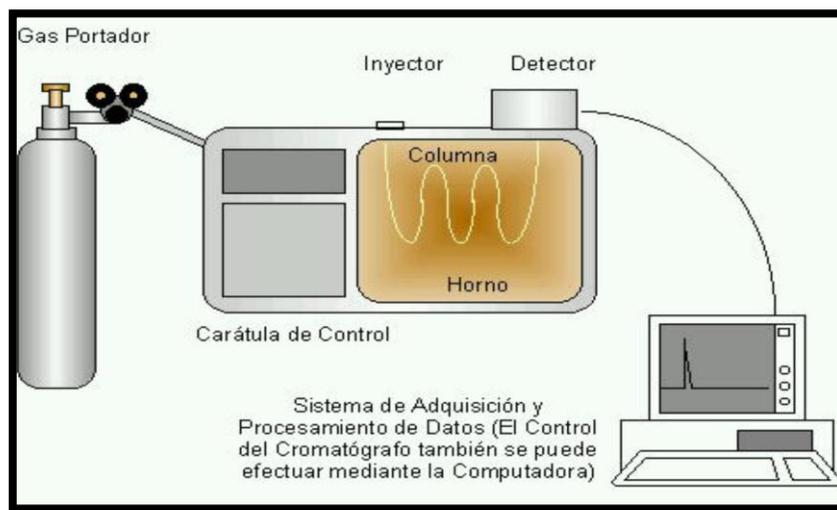


Figura 2. 3: Esquema de una Cromatografía Gaseosa [7]

2.7. CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL [8]

El concepto de cadena de Valor del Gas Natural se basa en la identificación de grupos de procesos (eslabones) que por su naturaleza generan cambios físicos sobre dicho recurso o permiten su disposición para el consumidor final, razón por la cual constituyen en sí mismos una actividad productiva. En la figura 2.4 se muestra una imagen en la que se representan los eslabones de la cadena de valor del gas.

Los eslabones de la cadena de valor del Gas Natural son: Exploración y Producción, Tratamiento y Extracción, Fraccionamiento, Transporte y Distribución.

Exploración y Producción: La cadena de Valor del Gas Natural se inicia con la exploración, ésta es la actividad en la cual se realizan los estudios necesarios (levantamiento de sísmica, análisis geológicos, etc.) para descubrir, identificar y cuantificar acumulaciones de hidrocarburos gaseosos. Una vez detectados los recursos, se procede a definir el plan de desarrollo del yacimiento y se inicia la fase de producción del Gas Natural, la cual representa el conjunto de actividades que permiten extraer el recurso contenido en los yacimientos y su separación del petróleo (cuando se trate de gas asociado).

Tratamiento y Extracción: El Tratamiento (también denominado acondicionamiento) es una actividad que permite remover los componentes no hidrocarburos del gas natural, principalmente dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S), agua (H_2O), componentes sólidos y otros, a través de cualquier proceso físico, químico o de ambos. Luego de ser tratado se procede a separar el Gas Metano (CH_4) del resto de los componentes del Gas Natural (CH_4^+) llamados líquidos o componentes pesados, este proceso se conoce como Extracción.

Fraccionamiento: Proceso mediante el cual los hidrocarburos pesados son removidos y separados en productos distintos o fracciones como el propano, butano y etano.

Transporte: Es el conjunto de actividades necesarias para recibir, trasladar y entregar el Gas Natural desde un punto de producción o recolección a un punto de distribución, para ello se requiere el uso de gasoductos y plantas de compresión si se transmite el hidrocarburo en estado gaseoso o facilidades de licuefacción, regasificación y desplazamiento vía marítima si se transporta en estado líquido.

Distribución: Conjunto de actividades que permiten recibir, trasladar, entregar y comercializar gas desde el punto de recepción en el sistema de transporte hasta los puntos de consumo, mediante sistemas de distribución Industrial y Doméstico.

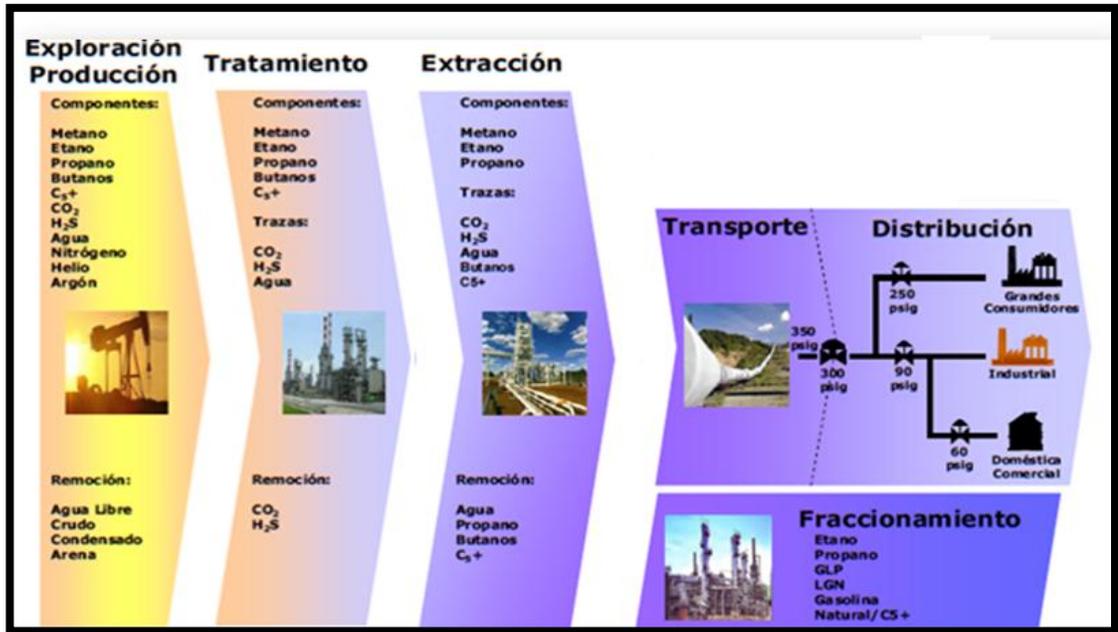


Figura 2. 4: Cadena de Valor del Gas Natural ^[9]

2.7.1. Sistemas De Producción (Petróleo-Gas) ^[5]

Los sistemas de producción están constituidos por un conjunto de instalaciones cuya función básica consiste en el manejo de la mezcla petróleo-gas desde que se extrae del yacimiento hasta que se traslada a operaciones de comercialización.

El manejo de producción comprende básicamente la separación de los tres fluidos obtenido de los pozos (petróleo, gas y agua) para que éstos cumplan con lo siguiente:

El petróleo debe satisfacer las especificaciones que rigen las normas para su comercialización, refinación y almacenamiento. El gas debe cumplir las especificaciones que rigen las normas para su comercialización, procesamiento y utilización en los procesos petroquímicos, de producción petrolera, sector eléctrico, industrial y residencial. El agua debe recibir un tratamiento para que su disposición se haga de acuerdo con la normativa ambiental. Entre el conjunto de instalaciones comprendidas en los sistemas de producción se tienen:

2.7.1.1. Líneas de flujo

Se denomina línea de flujo a la tubería que conecta el cabezal de un pozo con el múltiple de producción de la estación de recolección, diseñada para recibir la producción de cierto número de pozos. Una imagen de la misma es mostrada en la figura 2.5.



Figura 2. 5: Líneas de flujo ^[5]

2.7.1.2. Estación de flujo

Es el sitio donde llega la mezcla petróleo-gas o gas libre desde el pozo. Las funciones principales de una estación de flujo son: separación gas-petróleo, práctica de pruebas individuales para pozos, almacenamiento y bombeo de crudo. No obstante, esta difiere de una estación de descarga en la etapa de tratamiento del crudo que ésta posee. La estación de flujo y recolección de la producción de los pozos la componen un grupo de instalaciones que facilitan el recibo, la separación, medición, tratamiento, almacenamiento y despacho del gas. Las estaciones de flujo están compuesta por elementos como:

2.7.1.3. Múltiple de producción

Es la parte de un sistema de producción en la cual se mezcla la producción de varios pozos antes de ser enviada a los trenes de separación gas-petróleo. Consiste de varios tubos colocados en forma horizontal, paralelos unos con otros mediante los cuales la mezcla gas-petróleo se recolecta en sólo tubo para ser enviada a los separadores, empleados para aislar la línea de flujo de cada pozo, lo que permite medir su producción individual; éste múltiple es de menor diámetro que el de producción general. El múltiple, además, facilita el aislamiento de pozos para pruebas individuales de producción por medio de las interconexiones del sistema y la disposición apropiada de válvulas. En la figura 2.6 se puede apreciar la imagen de un múltiple de producción.



Figura 2. 6: Múltiple de producción ^[5]

2.7.1.4. Separadores

Consiste en la primera instalación de procesamiento de fluido obtenido del pozo. El fluido que se obtiene de un pozo de petróleo normalmente es de carácter multifásico en el que se encuentran mezclas complejas de hidrocarburos, agua, partículas de arena, contaminantes. La separación física de dichas fases representa una operación fundamental en la producción, procesamiento y tratamiento de crudo y del gas, y para ello en las áreas de producción se utilizan los separadores gas/líquido, los cuales separan el gas del petróleo y del agua. En la figura se puede apreciar una imagen de los separadores. Las funciones de un separador son:

- ❖ Realizar una primera separación entre los hidrocarburos líquidos y gaseosos.
- ❖ Recolectar las partículas líquidas presentes en la fase gaseosa.
- ❖ Liberar el gas que permanezca en la fase líquida.
- ❖ Realizar descarga separada de petróleo y gas para evitar que se puedan volver a mezclar parcial y totalmente.



Figura 2. 7: Separadores ^[5]

2.7.2. Proceso de Producción, Recolección Acondicionamiento del Gas Natural ^[5,10]

El crudo y su gas asociado son transportados desde las áreas de producción por medio de múltiples de producción general. Del múltiple, la corriente bifásica se envía hacia las estaciones de flujo, donde el gas se separa del crudo en los separadores.

El gas es enviado por el sistema de recolección a un depurador en el cual se separa la fase gas de pequeñas gotas de crudo que pueden estar presentes, para poder entrar al sistema de compresión, los cuales se encargan de comprimir el gas recolectado en las estaciones de flujo y múltiples con depuración, y luego emplear el gas para varios propósitos, como inyección los pozos (gas lift), como inyección los yacimientos para recuperación secundaria, como combustible para diferentes equipos en el campo de producción y para enviar el gas comprimido a una planta de extracción por medio del sistema de transmisión, el cual cuenta con sistemas de trampa de líquidos (trampa de líquidos) “Slug Catchers”, para asegurar que el gas entre a la planta en especificaciones, y poder obtener gas para ventas y/o mercado interno; y LGN para Fraccionamiento (obtención de gasolina natural, etano, propano y mas pesados).

El Crudo/agua separado en el separador se envía a través de un sistema de recolección de crudo a un tratador térmico donde se separan las fases líquidas y el vapor producido en éste, el cual se envía a una etapa de compresión, para su uso posterior; por otro lado el agua va a un tratamiento en el cual se despoja de los contaminantes (H_2S , CO_2 , CO , etc), y el agua tratada es empleada para inyección y/o otros usos.

Los centros operativos son establecidos para centralizar la producción proveniente de las estaciones. Estos centros se encuentran conformados por las líneas de recolección, etapas de separación, etapas de enfriamiento y depuración, plantas compresoras y tratamiento, entre otros.

Además de hidrocarburos pesados y vapor de agua, el gas natural a menudo contiene otros contaminantes que deben removerse para cumplir con la especificaciones de transporte por gasoductos y minimizar su corrosión. La presencia de sulfuro de hidrogeno en la corriente de gas causa problemas adicionales al proceso.

Numerosos procesos han sido desarrollados para el “**endulzamiento**” del gas natural basados en principios físicos y químicos. Un gas que contenga más de 0,25 gramos de sulfuro de hidrógeno (H_2S) por 100 pies cúbicos o 4 ppm, se considera como un “gas agrio” o “gas ácido”, esta definición también aplica al contenido de dióxido de carbono (CO_2), el cual no es tan indeseable como el sulfuro de hidrógeno (H_2S), y para el cual generalmente es práctico reducir su contenido por debajo del 2 % molar.

Otros componentes indeseables de naturaleza ácida son el sulfuro de carbonilo (COS), el cual es un compuesto inestable corrosivo y tóxico que generalmente se descompone en dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S); los mercaptanos de fórmula general RHS , donde los más comunes son el metil y el etilmercaptano, reconocibles por su olor y el poder corrosivo.

Además son compuestos inestables que reaccionan con algunos solventes, descomponiéndolos. Los disulfuros de fórmula general RS_2 , entre los cuales el más

sencillo es el disulfuro de carbono (CS₂), también son inestables, aunque más estables que los mercaptanos; adicionalmente son corrosivos y tóxicos. El oxígeno (O₂), monóxido de carbono (CO) y el mercurio (Hg) son otras impurezas comunes en el gas natural.

En Venezuela las especificaciones de calidad que debe tener el gas que será transportado por los gasoductos estaban regidas por la norma COVENIN 2568-2 hasta el 2007, cuando el MPPPM dictó nuevos lineamientos al respecto, según la resolución publicada en Gaceta Oficial N° 356 publicada el martes 18 de septiembre de 2007.

Tabla 2. 8: Límites de Componentes. Norma COVENIN 3568-2:2000 ^[10]

Nombre	Límite	Valor % molar	
Metano (C1)	Mín.	80,0	
Etano (C2)	Máx.	12,0	
Propano (C3)	Máx.	3,0	
Butanos y más pesados (C4+).	Máx.	1,5	
De éstos, hidrocarburos insaturados total.	Máx.	0,2	
Dióxido de carbono (CO ₂)	Máx.	8,5	
Nitrógeno (N ₂)	Máx.	1,0	
Hidrógeno (H ₂)	Máx.	0,1	
Oxígeno (O ₂)	Máx.	0,1	
Monóxido de Carbono	Máx.	0,1	
COMPONENTES EN TRAZAS			
Nombre	Límite	Unidad	Valor
Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S)	Máx	mg/m ³	17,3
		ppm molar	12
Azufre total para gas no odorizado.	Máx	mg/m ³	38
		ppm molar	28
Azufre total para gas odorizado.	Máx	mg/m ³	49
		ppm molar	36
Agua	Máx	mg/m ³	112
		[lb/10 ⁶ SCF]	[7]

Existen muchos métodos que pueden ser empleados para la remoción de los gases ácidos (sulfuro de hidrógeno (H_2S), dióxido de carbono (CO_2) entre otros) del gas natural. En esencia hay siete categorías de procesos de desacidificación o endulzamiento.

1. Procesos con solventes químicos.
2. Procesos con solventes físicos.
3. Procesos con solventes híbridos o mixtos.
4. Procesos de conversión directa (solo para la remoción de sulfuro de hidrógeno (H_2S)).
5. Procesos de lecho sólido o seco.
6. Membranas y otros procesos de endulzamiento.
7. Procesos criogénicos.

2.7.3. Deshidratación Del Gas Natural ^[5]

La deshidratación del gas natural se define como la remoción del agua en forma de vapor que se encuentra asociada con el gas desde el yacimiento. Este proceso es necesario para asegurar una operación eficiente en las líneas de transporte de gas. Los niveles hasta donde se puede deshidratar dependerán del propósito o destino que se tenga para ese gas.

La presencia de agua en una corriente de gas natural tiene varios efectos, todos ellos perjudiciales a las líneas de transmisión y equipos encargados del manejo y procesamiento de la corriente de gas. El primero de estos efectos es la condensación.

Cuando por una u otra razón se produce el descenso de la temperatura de una corriente de gas, el vapor de agua presente en dicha corriente condensa como líquido que se deposita en el fondo de secciones de menor elevación de una línea de tubería, reduciendo sustancialmente de esta forma el área de flujo de esas secciones de tubería y por consecuencia disminuyendo la capacidad de transporte de la línea de transmisión como un todo.

2.7.3.1. Técnicas para deshidratar el Gas Natural ^[5]

La deshidratación del gas natural puede hacerse con los siguientes procesos:

- ❖ **Absorción:** Separación utilizando los diferentes grados de solubilidad en un líquido, empleando sustancias higroscópicas como los glicoles.

- ❖ **Adsorción:** Separación de acuerdo al tamaño o tipo de moléculas, haciendo uso de los diferentes grados de adhesión a materiales porosos (sistemas gas/sólido y líquido/sólido). La adsorción describe cualquier proceso donde moléculas de un fluido líquido o gaseoso son retenidas en la superficie de un sólido debido a las fuerzas superficiales del mismo. Se utilizan materiales como el tamiz molecular, gel de sílice, carbón activado y aluminatos.

- ❖ **Expansión:** Reduciendo la presión de vapor del gas con válvulas de expansión y luego separando la fase líquida que se forma.

- ❖ **Inyección:** Bombeando un líquido reductor del punto de rocío como el metanol.

2.8. GAS NATURAL EN VENEZUELA-ANTECEDENTES HISTÓRICOS, EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS ^[11]

Los antecedentes en torno al gas natural en Venezuela reflejan un sostenido esfuerzo por lograr una explotación racional de este recurso. Desde el año 1917, se encuentran registros de producción de gas. Sin embargo, solo el reventón de Los Barrosos en el año 1922 significó para la industria petrolera nacional la importancia y potencial energético del gas como fuerza impulsora del crudo.

En junio 1932 el Ministerio de Fomento y las transnacionales petroleras acuerdan las bases para la explotación del gas natural. En el año 1933 comienza la inyección de gas a los yacimientos de los campos Quiriquire, estado Monagas; Cumarebo, estado Falcón y el mantenimiento de las presiones en los yacimientos de la Costa Bolívar, estado Zulia. Durante esta primera etapa, hasta mediados de los años 40, prácticamente todo el gas producido se quemaba o arrojaba a la atmósfera. En este período, en el año 1945 comienza el uso racional del gas, a raíz de las medidas conservacionistas y de utilización dictadas por el Estado, una vez aprobado el Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, promulgada el 27 de Agosto de 1943. El gas comenzó a tener importancia entre los años 1945 y 1948 cuando el entonces Ministro de Fomento, Dr. Juan Pablo Pérez Alfonso, instauró las medidas conservacionistas y de un mejor aprovechamiento de este recurso.

La segunda etapa histórica del gas, se extiende hasta inicios de la década de los 70, con un incremento de la inyección y utilización del gas. Durante esta etapa, en los años 50 se estructura organizacional y administrativamente el manejo del gas en el mercado interno, al crearse el Departamento de Gas, adscrito al Instituto Venezolano de Petroquímica (IVP), responsable del gasoducto desde Anaco hasta el naciente complejo petroquímico de Morón, para la producción de fertilizantes y luego hasta Guayana para los proyectos de reducción de mineral de hierro y las plantas siderúrgicas y de aluminio.

Entre los años 1948-1958 se instalaron plantas de inyección de gas y se inició la construcción de gasoductos, nacionales y privados, infraestructura básica para la industrialización del país y el uso del gas como energético e insumo petroquímico. Sin embargo, aun no era posible minimizar el desperdicio de volúmenes apreciables de gas debido al incremento de la producción de crudo durante esos años y al aún bajo consumo de gas en otros sectores no petroleros.

El año 1959 marca otro antecedente histórico al establecerse la “Política del Gobierno Nacional sobre la Industrialización del Gas”, que señalaba la *“necesidad de sustituir por gas hasta el límite posible otras fuentes de energía como el fuel oil, crear plantas para la producción de líquidos del gas y reducir el desperdicio energético en la utilización del recurso”*

En la década del 60, las actividades del gas en Venezuela presentan logros importantes. En el año 1962 se inauguró el gasoducto Casigua-La Fría, de 120 km y 16 MMPCD de capacidad, para suplir gas a la planta térmica de Cadafé y distribuir electricidad en la región andina. La construcción del gasoducto Morón-Barquisimeto en el año 1966, motoriza la industrialización en la región Yaracuy-Lara e inicia el uso del gas para la generación eléctrica local.

En el año 1970 entró en operación el gasoducto de 228 km Anaco-Puerto Ordaz, cruzando el río Orinoco, para suplir gas a industrias importantes en Guayana.

La tercera etapa se inicia con la promulgación de la Ley de Gas Natural en el año 1971, cuyo objetivo era aprovechar racionalmente y conservar este hidrocarburo para no continuar con su desperdicio, así como promover su industrialización y utilización en el país, con financiamiento del Estado para desarrollar la infraestructura de transmisión y distribución. Es así como volúmenes importantes de gas que antes se desperdiciaban, se comenzaron a utilizar intensivamente en los sectores siderúrgico, eléctrico y manufacturero, logrando reducir significativamente el gas venteado y/o quemado, resultado combinado de la política de inyección y conservación y del aumento notable del consumo de gas en otros sectores no petroleros.

La década de los años 70 acusa un crecimiento de la infraestructura de producción, procesamiento, compresión, transporte y distribución de gas. En esa época se promulgó la Ley que Reserva al Estado la Industria del Gas Natural, que exigía a las concesionarias entregar a la nación sin costo alguno el gas no utilizado en sus operaciones, para ser utilizado en el mercado interno por la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP).

Son logros importantes de esta etapa el gasoducto Central del Lago, la Planta Compresora CVP Lago I, el gasoducto Lama-Bajo Grande, el gasoducto Placer-Los Negros (Guarico), los lazos Charallave-Tejerías, Morón-Barquisimeto y en otros tramos de la troncal Anaco-Caracas, Planta Compresora de Ipare (Guárico), ampliación de las plantas compresoras de Guacara y Morón, Sistema de Supervisión y Control del gasoducto Anaco-Barquisimeto y la red de distribución urbana de Caracas, como un hito importante en el uso doméstico del gas natural, iniciado años antes en Maracaibo, la Costa Bolívar, El Tigre y Puerto La Cruz.

En la década del 80, se amplía el sistema de gasoductos con la construcción de una nueva troncal de gas desde Anaco hasta Morón (Nurgas), para atender la creciente demanda del sector manufacturero industrial y la generación eléctrica en la región centro-occidental del país.

Para integrar y modernizar el Sistema Nacional de Gasoductos, se ejecuta el Proyecto de Interconexión Centro-Oriente con Occidente (ICO), consistente en 300 Km. de tuberías de 30 y 36 pulgadas de diámetro y capacidad de 520 MMPCD de gas, de los cuales ya se han concluido los primeros 80 Km., y tres Plantas Compresoras en Morón, Los Morros y Altagracia., con un total de 150.000 HP, en etapa de construcción. Este sistema de transporte suministrará gas para el Complejo de Refinación de Paraguaná y aliviará el déficit energético en el occidente del país. Así mismo, se prevé ejecutar los proyectos del gasoducto Barbacoas-Margarita, ampliación del sistema Anaco-Puerto Ordaz y Anaco-Puerto La Cruz y el Sistema de Transporte Norte-Llanero.

En materia de exportación de gas, el Proyecto de Gas Natural Licuado “Mariscal Sucre” permitirá exportar 1.200 MMPCD de gas licuado a la costa atlántica de Norte América, proveniente de los campos costa afuera del Norte de Paria y Plataforma Deltana. En abril de 2003, Venezuela y Colombia acordaron construir un gasoducto de 209 Km. desde Punta Ballenas, en la Guajira colombiana, hasta Maracaibo, con el fin de aliviar el déficit de gas que afecta la región occidental, hasta tanto entre en operación el gasoducto de Interconexión Centro-Oriente -Occidente (ICO).

En junio de 2005, Venezuela presentó en la XXVIII Reunión Cumbre de MERCOSUR el Proyecto de Cono Energético, soportado por la construcción del Gasoducto del Sur, con una extensión de 8.000 Km. y a un costo estimado de 20.000 Millones de dólares, que permitirá suministrar gas desde Venezuela a la Argentina, Brasil y otros países del cono sur.

En materia de procesamiento, ya en la década del 50 se había construido la primera planta en Santa Rosa, estado Anzoátegui. En el occidente del país, para el año 1970 entró en operación la planta de GLP en Bajo Grande y posteriormente la Planta de GLP en El Tablazo. A partir del año 1980, se inician los esfuerzos para la extracción y fraccionamiento de LGN en Oriente por métodos criogénicos y se optimizan los procesos de recuperación de LGN en Occidente, para obtener el máximo provecho de los componentes del gas natural, tanto para las necesidades de mercado interno como para la exportación. En noviembre de 1985 entró en operación el Complejo Criogénico de Oriente para extraer y fraccionar los líquidos del gas natural, conformado por la Planta de Extracción en San Joaquín, poliducto y Planta de Fraccionamiento, esferas, tanques y muelle de embarque en Jose, estado Anzoátegui. Posteriormente, entró en operación la Planta de Extracción de Líquidos en Santa Bárbara y la Planta de Extracción Profunda en Jusepín, estado Monagas. Todo este complejo de procesamiento de gas en el oriente del país permitió optimizar la extracción de líquidos de los grandes volúmenes de gas producidos en la región, destinados al uso petroquímico, mercado interno y la exportación. Actualmente se ejecuta el proyecto Criogénico de Occidente que permitirá recuperar los líquidos del

gas (LGN) para uso petroquímico y suministro al mercado interno, así como también se prevé optimizar e incrementar la producción de LGN en el oriente del país

En materia de diversificación del uso del gas metano, en el año 1995, el Ministerio de Energía y Minas establece las normas para la importación, instalación y mantenimiento de equipos para usar gas metano como combustible automotor, impulsando el programa Gas Natural Vehicular que cuenta con el apoyo y atención prioritaria del Ejecutivo Nacional.

Conforme a política del Gobierno Nacional de impulsar la explotación del gas natural para el desarrollo económico y social del país, además de su rol como un recurso de importancia estratégica y geopolítica, se promulgó la Ley Orgánica de los Hidrocarburos Gaseosos en septiembre de 1999 y su respectivo Reglamento en mayo del 2000, creando nuevas perspectivas para el aprovechamiento del gas venezolano.

Ampliando el marco legal, dicha Ley concibe la participación conjunta del Estado y del sector privado en todas las actividades operativas y comerciales del gas natural y sus derivados y se crea el Ente Nacional del Gas, como organismo adscrito al Ministerio de Energía y Minas, actualmente de Energía y Petróleo, para regular las actividades del sector gas y promover la gasificación nacional.

El Ministerio de Energía y Petróleo, conforme a la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos y para hacer menos dependiente del gas asociado al petróleo el suministro de gas al mercado interno y para su eventual exportación, impulsar la búsqueda de yacimientos de gas libre mediante la participación directa de empresas estatales o privadas, con o sin participación del Estado.

El año 2001, para incrementar y desarrollar las reservas de gas no asociado, el Ministerio de Energía y Petróleo inició el otorgamiento de Licencias para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos Gaseosos No Asociados, tanto en tierra como costa afuera.

Desde agosto de 2001 el Ministerio de Energía y Petróleo ha otorgado hasta el presente siete (7) Licencias en tierra a las empresas: Ypergas Venezuela S.A., en Yucal Placer; Petrobrás Energía Venezuela S.A., en Tinaco y San Carlos; Pluspetrol Venezuela S.A., en Barbacoas y Tiznado; Repsol YPF Venezuela, S.A., en Barrancas. A su vez, se han otorgado ocho (8) Licencias Costa Afuera, que incluyen tres (3) en la Plataforma Deltana, a las empresas: Statoil Venezuela A.S., bloque 4; Chevron Texaco, bloques 2 y 3, reservando a PDVSA el bloque 1, así como en el “Proyecto Rafael Urdaneta”, del Golfo de Venezuela, donde se otorgaron cinco (5) Licencias a las empresas: Urdaneta Gazprom-1 S.A., bloque Urumaco I; Urdaneta Gazprom-2, S.A., bloque Urumaco II; Chevron, bloque Cardón III; Petrobras y Teikoku, bloque Moruy II y Repsol YPF – ENI, bloque Cardón IV. Adicionalmente, se prevé otorgar otras Licencias en el área marítima del norte y oriente del país, tales como La Blanquilla y Punta Pescador.

Las actividades realizadas en las áreas donde se han otorgado las Licencias de Gas No Asociado en tierra firme, conllevan un beneficio económico y social para las comunidades de las mismas. Durante el proceso de exploración, las empresas han logrado invertir en desarrollo social aproximadamente 27 millones de dólares, con resultados positivos en adiestramiento, escuelas, salubridad, reparación de vías rurales y locales, construcción y reparación de gasoductos y acueductos y fortalecimiento de las economías locales.

El gas no asociado de yacimientos costa afuera en el oriente del país será transportado hasta Güiria, Edo. Sucre, donde se prevé ejecutar el proyecto CIGMA para construir el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho, que incluye diversas plantas para la industrialización del gas.

En lo referente a los aspectos internacionales relacionados con la explotación del gas, en el marco del Tratado de Delimitación entre Venezuela y Trinidad y Tobago del año 1990 y del Memorandum de Entendimiento para la Unificación de Yacimientos firmado entre ambas Repúblicas en el 2003, se conformó el Comité Guía para la Unificación de Yacimientos entre la República Bolivariana de Venezuela y la República de Trinidad y Tobago, con el fin de elaborar el Tratado de Unificación para la explotación de los yacimientos de hidrocarburos ubicados a ambos lados de la línea fronteriza. Hasta septiembre de 2006, se logró el intercambio, procesamiento e interpretación de información y datos geológicos en los Bloques de Loran-Manatee y Dorado-Kapok, así como la preparación del Proyecto del Tratado Marco de Unificación que se prevé firmar próximamente.

En el Bloque Loran-Manatee se confirmó la existencia de 10 Billones de Pies Cúbicos de Gas Original en Sitio, de los cuales el 79% corresponde al lado venezolano. Asimismo, se logró establecer que no existe comunicación a través de la línea transfronteriza de Venezuela y Trinidad y Tobago entre el Campo venezolano de Dragón, en el Norte de Paria, y los Campos trinitarios de Chaconia-Hibiscus.

Para recibir la producción futura de gas no asociado en las áreas costa afuera, tanto en el oriente como en el occidente del país, se prevé construir nuevos centros de acopio de gas en tierra, además de los ya existentes en Anaco y en el Lago de Maracaibo. Dichos Centros de Despacho, alimentarán la red nacional de gasoductos futura para transportar el gas a localidades del centro y sur del país, especialmente en las regiones del occidente, llanos y oriente venezolanos.

Para el año 2004, las reservas probadas de gas de Venezuela alcanzaron un total de 151,5 Billones de pies cúbicos (4,3 Billones de metros cúbicos), de las cuales 137,8 Billones de pies cúbicos son de gas asociado al petróleo y 13, 6 Billones de pies cúbicos de gas no asociado, ocupando el segundo lugar en el continente americano y el octavo país a nivel mundial en volumen de reservas de gas. La producción de gas se ubicó en 6.650 MMPCD, de los cuales el 43% se inyectó, el 49% se destinó a otros usos y el 8% restante fue venteado o quemado.

Las actuales reservas probadas de gas, más las que resulten en un futuro cercano de la actividad exploratoria para la búsqueda de gas libre en tierra y costa afuera, cuyas expectativas se estiman en 196 Billones de pies cúbicos, de los cuales 95 Billones de pies cúbicos corresponden a áreas prospectivas Costa Afuera, así como el crecimiento de la infraestructura de producción, procesamiento y transporte de gas, posicionarán a Venezuela como el polo gasífero de Sur América, para utilizar el gas como factor del desarrollo nacional, por medio de su industrialización, la gasificación del país y uso en actividades petroleras, así como un recurso para la integración energética regional, mediante su exportación a países vecinos, el Caribe y cuenca atlántica.

2.9. EL GAS NATURAL EN VENEZUELA ^[12,13]

Las reservas de gas de Venezuela, estimadas en 195 TCF para el cierre del 2011, se han calculado como las octavas a nivel mundial y con una duración teórica de más de cien años. La producción actual de gas en el país es de 7100 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) aproximadamente, que corresponden a campos de gas no asociado y campos de petróleo con gas asociado. Adicionalmente se realizan tres grandes proyectos gasíferos de exploración y producción de gas costa afuera: uno en la Plataforma Deltana, entre el Estado Delta Amacuro y la isla de Trinidad, el cual está

inmerso dentro del Proyecto Delta Caribe Oriental y comprende el desarrollo de exploración y explotación de gas no asociado Costa Afuera en un área de 9.441 km², en los cuales existe una serie de reservas de hidrocarburos que se extienden a través de la Línea de Delimitación entre la República Bolivariana de Venezuela y la República de Trinidad y Tobago. El proyecto Mariscal Sucre, al norte de la península de Paria, cuyo inicio de producción está previsto para principios del 2013 el mismo contempla: la perforación de 36 pozos, la construcción de dos plataformas de producción, la instalación de los sistemas de producción submarina, línea de recolección y sistema de exportación, y el proyecto Rafael Urdaneta en el Golfo de Venezuela al occidente del país, donde recientemente se descubrieron grandes reservas de gas no asociado y se prevé producción temprana en el campo Perla para mediados del 2013, se realizó un importante hallazgo de gas natural con la perforación del Pozo Perla 1X ubicado en el bloque Cardón IV, al norte del estado Falcón, a través de las empresas licenciatarias REPSOL de España y ENI de Italia. Dicho descubrimiento abarca alrededor de 8 billones de pies cúbicos de Gas Original en Sitio (GOES), lo cual representa un hecho histórico en nuestro país. Este proyecto está orientado hacia la ejecución de actividades de exploración en el Golfo de Venezuela, principalmente en los campos Róbalo, Merluza, Liza y Sierra, con el fin de producir 1.000 MMPCD de gas que serán destinados al mercado interno y el excedente para oportunidades de negocio internacional.

Adicionalmente, el proyecto Rafael Urdaneta contempla el desarrollo de infraestructura para la producción de gas Costa Afuera, las tuberías necesarias para el transporte del gas y los condensados, una planta de licuación de gas y las facilidades de embarque necesarias para manejar buques modernos de LGN.

El proyecto Tubería de Gas Transcaribeño Antonio Ricaurte, iniciado durante el año 2006 para el intercambio gasífero entre Venezuela y Colombia y consiste en la construcción de 225 Km de tubería de 26 pulgadas de diámetro, desde Campo Ballenas, en Colombia, a las plantas eléctricas Rafael Urdaneta y Ramón Laguna, en

el estado Zulia, alcanzando los 88,5 Km en Colombia y 135,9 Km en la República Bolivariana de Venezuela, con un tramo sublacustre de 22 Km y 10 estaciones de seccionamiento.

Actualmente, el gas natural tiene una participación del 46% en el mercado energético nacional, ahorrando grandes cantidades de petróleo. Las plantas de extracción y fraccionamiento de gas natural existentes en el área de Oriente: Jusepín, Santa Bárbara, San Joaquín, R. S. Joaquín y Guara oeste. En el área de occidente: GLP5, Tía Juana 2 y 3, Lama Proceso, Lamar líquido, El Tablazo 1 y 2, con una capacidad de extracción total para Venezuela de 99.486 de miles de millones de metros cúbicos.

2.10. BALANCES DE PRODUCCIÓN Y USOS DE GAS ^[14]

Estos balances son reportes mensuales realizados por parte de las empresas operadora de gas a la Dirección de Producción y Conservación de Gas adscrita al Ministerio de Poder Popular de Petróleo y Minería, mediante los cuales se indica el volumen de gas natural en la unidad de metros cúbicos mensuales. La presentación de los balances mensuales expresados en unidades naturales en forma de balances entre la oferta y el uso de los productos permite verificar que los datos estén completos y es una manera sencilla de reunir las estadísticas principales sobre cada producto para obtener fácilmente datos claves, son presentados por campo de producción proporcionando los siguientes datos en sus unidades correspondientes:

- ❖ Campo (m³).
- ❖ Producido de formación (m³).

- ❖ Recibido (m³).
- ❖ Inyectado en el campo (m³).
- ❖ Disponible (m³).
- ❖ Usado como combustible (m³).
- ❖ Transformado a LGN en plantas de extracción (m³).
- ❖ Condensado en plantas de compresión (m³).
- ❖ Transferido (m³).
- ❖ Pérdidas (m³).
- ❖ Mermas (m³).
- ❖ Arrojado a la atmósfera , este ítem se divide a su vez en:
 - ❖ Quemado (m³).
 - ❖ Venteado (m³).

A continuación se definen cada uno de los ítems que se suministran en las planillas de producción:

- ❖ **Campo** ^[15]: Se refiere al campo de producción en el cual el gas es producido originariamente de los yacimientos.
- ❖ **Recibido** ^[15]: Se entiende por la resultante de sumar la totalidad del gas recibido dentro del campo. Entre los tipos de gas pueden ser gas natural o gas metano dependiendo del tipo de campo y su capacidad de manejo del gas.
- ❖ **Producido de formación** ^[15]: Se entiende por el gas producido proveniente de los yacimientos comprendidos dentro del campo de producción fiscalizado.

- ❖ **Inyectado en el campo** ^[15]: Se debe contabilizar como todo el volumen de gas inyectado a los yacimientos comprendidos dentro del campo de producción, indistintamente si todo el gas inyectado proviene del campo donde se está inyectando.
- ❖ **Disponible** ^[16]: cantidad de gas natural producido de la formación más el transferido neto entre las filiales.
- ❖ **Usado como combustible** ^[15]: Se refiere al gas utilizado como combustible para sus operaciones. Dentro de este renglón se incluye lo que anteriormente se entendía como “combustible gravable” y “combustible no gravable”. Específicamente, se considera el gas utilizado para dar funcionamiento a las unidades de compresión y generación eléctrica que funcionen con gas como combustible principal, y únicamente si las unidades de compresión y generación eléctrica que funcionen con gas como combustible principal, y únicamente si las unidades de compresión y la energía eléctrica generada son utilizadas única y exclusivamente para sus operaciones (y no con fines comerciales).
- ❖ **Transformado a LGN en plantas de extracción** ^[16]: Se entiende por el volumen de gas que eventualmente sería transformado en LGN. Este término servirá de referencia para el cálculo del volumen de componentes más pesados susceptibles de ser extraídos en una planta de extracción, y como consecuencia para el cálculo de regalía de LGN.
- ❖ **Condensado en plantas de compresión** ^[15]: Se refiere al volumen condensado en líneas y unidades de compresión posteriores a los separadores y depuradores.
- ❖ **Transferido** ^[15]: Se entiende por la resultante de sumar la totalidad del gas transferido fuera del campo. Dentro de esta definición se considera el gas destinado a ventas. Entre los tipos de gas pueden ser gas natural o gas metano dependiendo del tipo de campo y su capacidad de manejo del gas.
- ❖ **Mermas** ^[17]: Es la reducción en la masa del fluido manejado debido a razones

naturales asociadas al proceso al cual es sometido. Ejemplos de mermas son la vaporización del crudo en tanques atmosféricos durante su almacenamiento y la condensación de gas durante la compresión.

- ❖ **Pérdidas** ^[15]: Se considera como aquellas pérdidas innatas de la operación.
- ❖ **Arrojado a la atmósfera** ^[15]: En las respectivas columnas se deberá indicar el volumen de gas “quemado” o “venteadado” por cada campo.
 - ❖ **Quema** ^[16]: Consiste en quemar deliberadamente parte o todo el gas producido.
 - ❖ **Venteeo** ^[16]: Es el gas arrojado a la atmósfera por paros imprevistos de los equipos de compresión o por falta de capacidad o ausencia de los sistemas de recolección, compresión y distribución del gas o por cualquier otra razón operacional.

2.11. COMPRESORES ^[18]

Los compresores usados hoy en día en la industria de la producción del gas natural son de dos tipos: compresores reciprocantes y rotativos. Los compresores reciprocantes son mas comúnmente usados en la industria del gas natural. Son contruidos de manera práctica para todos para todas las presiones y capacidades volumétricas. Los compresores reciprocantes tienen más piezas móviles y por lo

tanto tienen eficiencias mecánicas inferiores que los compresores rotativos. Cada cilindro de ensamblaje de un compresor reciprocante consiste de un pistón, cilindro, cabeza de cilindro, válvulas de succión y descarga, y otras partes necesarias para convertir movimiento rotativo a movimiento reciprocante. Un compresor reciprocante es diseñado para ciertos rangos y tasas de compresión a través de la selección del pistón de desplazamiento y despeje de volumen apropiado dentro del cilindro. Este despeje de volumen puede ser fijo o variable dependiendo de la extensión del rango de operación y el porcentaje de variación de la carga deseada. Un típico compresor reciprocante puede manejar un flujo de volumen de gas a una tasa por encima de 30 MPC/min a una presión de descarga por encima de 10.000 lpca.

Compresores rotativos son divididos en dos clases: compresores centrífugos y fuele giratorio. Un compresor centrífugo consiste de una caja con paso de flujo, es montado un eje con impulsor, rodamientos y sellos para prevenir el escape de gas a lo largo del eje. Los compresores centrífugos tienen poco movimiento en sus partes porque solo rota el impulsor y eje. Así, su eficiencia en el consumo de aceite para lubricación es alta y el mantenimiento de los costos es bajo. El enfriamiento del agua es normalmente innecesario porque la tasa de compresión es baja. En los compresores centrífugos la tasa de compresión es baja por la ausencia de desplazamiento positivo. Estos compresores comprimen el gas usando fuerza centrífuga, en este tipo de compresores el trabajo es hecho por el impulsor. El gas es descargado a una alta velocidad dentro de un difusor donde la velocidad es reducida y su energía cinética es convertida a presión estática. Diferente a los compresores reciprocantes que son hechos dentro de un confinamiento y físicamente apretados. Los compresores centrífugos relativamente con pasajes sin restricciones y continuos flujos son inherentemente de alta capacidad, maquinas que se adaptan fácilmente a baja presiones para series arregladas dentro de una estación. De este modo, cada compresor es requerido para desarrollar solo parte de la tasa de compresión en la estación. Típicamente, el volumen es mayor que 100 MPC/min y descarga la presión es mayor a 100 lpca.

Un compresor de fuelle rotativo es construido con una cubierta en cada impulsor rotativo una o más impulsores rotan en direcciones opuestas. Los fuelles rotarios son primeramente usados en sistemas de distribución donde la presión diferencial entre la succión y la descarga es de menos de 15 lpca. Estos son usados para la refrigeración y cerrar la regeneración de adsorción de plantas. El fuelle rotativo tiene varias ventajas grandes cantidades de gas a baja presión pueden ser manejado en caballos de fuerza relativamente bajo, tiene pequeños costos iniciales y costos bajos de mantenimiento, es simple para instalar y fácil de operar y atender, tiene mínimos requerimientos de espacio físicos para la cantidad de gas removido, y tiene menos flujo casi sin pulsaciones. Como desventaja no puede resistir altas presiones, tiene un funcionamiento ruidoso debido al ruido de engranajes y turbinas hace ruido, y se recalienta si se opera por encima de las presiones seguras. Típicamente, el fuelle rotativo entregan una tasa de flujo de volumen de gas por encima de 17 MPC/ min, y tiene un máximo consumo de presión de 10 lpca y una diferencia de presión de 10 lpca.

Para seleccionar un compresor, la característica de presión-volumen y el tipo de entrega deberá ser considerada. Pequeños compresores rotativos (tipo de paletas o el impulsor) son generalmente entregados por los motores eléctricos. Los compresores operan con un amplio volumen positivo a baja velocidad y son manejados por motores de vapor o gas, que puede ser a través de engranajes de reducción por turbinas de vapor o motores eléctricos. Los compresores reciprocantes operan por turbinas de calor o motores eléctricos son los más usados en la industria del gas natural como una maquina convencional de compresión alta y rápida. La selección de un compresor requiere de consideraciones de capacidad de entrega del volumen de gas, presión, tasa de compresión y caballo de fuerza.

El cálculo del gas requerido por un compresor se expresa en la ecuación (2.1). En la industria la misión de los compresores es:

$$GRC = N^{\circ} \text{ de Compresores} \times \left(\frac{K_c \times 24 \times BHP}{1000} \right) \times \left(\frac{1}{1000000} \right) \quad (2.1)$$

Donde:

GRC= Gas Requerido para Combustible, MPCED.

Kc= Constante dada por el fabricante, (Btu/bhp.hr) LHV. Ver anexo 1.

BHP= Potencia requerida al freno, BHP.

2.12. PLANTAS ELÉCTRICAS ^[19,20]

Una planta eléctrica es una máquina que mueve un generador de electricidad a través de un motor de combustión interna. Son comúnmente utilizados cuando hay déficit en la generación de energía eléctrica de algún lugar, o cuando son frecuentes los cortes en el suministro eléctrico. Así mismo, la legislación de los diferentes países puede obligar a instalar plantas eléctricas en lugares en los que se den grandes densidades de ocupaciones de personas.

Una de las utilidades más comunes es la de generar electricidad en aquellos lugares donde no hay suministro eléctrico, generalmente son zonas apartadas con pocas infraestructuras y muy poco habitadas. Otro caso sería en locales de pública concurrencia, hospitales, fábricas, etc., que a falta de energía eléctrica de red, necesiten de otra fuente de energía alterna para abastecerse. Para realizar el cálculo del consumo de gas requerido como combustible se utilizó para plantas de ciclo abierto la ecuación (2.2) y plantas de ciclo combinado la ecuación (2.3).

Planta de Ciclo Abierto:

$$GRC = \left(\frac{EG \times 353145^3}{3700} \right) \times N^{\circ} \text{ de Plantas (MMPCD)} \quad (2.2)$$

Donde:

GRC=Gas requerido para combustible, MMPCED.

EG= Electricidad generada, GW.

N° de Planta= Cantidad de plantas que operan en el campo, adim.

Plantas de Ciclo Combinado:

$$GRC = \left(\frac{EG \times 353145^3}{5800} \right) \times N^{\circ} \text{ de Planta (MMPCD)} \quad (2.3)$$

Donde:

GRC=Gas requerido para combustible, MMPCED.

EG= Electricidad generada, GW.

N° de Planta= Cantidad de plantas que operan en el campo, adim.

2.13. PROCESADO EN PLANTAS DE EXTRACCIÓN ^[4,21]

La recuperación de las fracciones livianas de hidrocarburos líquidos en corrientes de gas natural puede abarcar desde un simple control del punto de rocío hasta una extracción profunda del etano localizado en la mezcla. El grado deseado de recuperación de líquidos tiene un importante efecto en la selección del proceso, así como en su complejidad y el costo de las instalaciones donde se llevarán a cabo.

El término LGN (Líquidos del Gas Natural) se aplica a los componentes recuperados del gas natural tales como el etano y fracciones pesadas. El término GLP (Gas licuado

del petróleo) describe la mezcla de hidrocarburo en la cual sus principales componentes son el propano, iso y normal butano, así como propeno y butenos.

En algunos casos los hidrocarburos pesados se remueven para controlar el punto de rocío del gas natural y así evitar que el líquido condense en las líneas de tuberías y sistemas de combustible. En este caso, las fracciones pesadas son un subproducto del procesamiento y pueden ser utilizados como combustibles si no existe un mercado para ellos. Por otra parte, estas fracciones pueden ser estabilizadas y comercializadas como condensados. En la ecuación (2.4) se muestra el cálculo del gas transformado en plantas de extracción.

Transformado en Plantas de Extracción, Merma:

$$Merma = V_{GasEntra} - V_{GasSale} \quad (2.4)$$

Donde:

Merma= Volumen que se procesa en la planta, MMPCED.

V_{GasEntra}= Volumen de gas que entra a la planta de extracción, MMPCED.

V_{GasSale}= Volumen de gas que sale de la planta de extracción, MMPCED.

2.13.1. Composición del Gas Natural ^[4]

La composición del gas tiene un gran impacto económico en la recuperación del LGN. En general, el gas con una mayor cantidad de hidrocarburos licuables produce una mayor cantidad de productos y por lo tanto más ingresos para la planta de procesamiento. Un gas más rico también implica grandes obligaciones de refrigeración, grandes superficies de intercambio de calor y un mayor costo de capital para una eficiencia de recuperación dada. Los gases más pobres requieren generalmente condiciones de transformación más severas (bajas temperaturas) para

lograr alta eficiencia de recuperación.

Los gases se caracterizan por los galones por cada mil pies cúbicos de hidrocarburos recuperables en el gas, esto se expresa comúnmente como "GPM". Este concepto estaba destinado tradicionalmente a ser aplicado a los componentes de propano y fracciones pesadas, pero se utiliza a menudo incluyendo el etano.

La otra consideración importante en la evaluación de las opciones de recuperación del LGN es la especificación de los gases residuales a la venta. Las especificaciones de las ventas por lo general corresponden a un mínimo poder calorífico del gas, pero en algunos casos, el máximo poder calorífico también puede ser una consideración. El cálculo del poder calorífico se aborda con más detalle en la Norma GPA 2172, "Cálculo del Valor Bruto de Calefacción, densidad relativa, y el factor de compresibilidad de mezclas de gas natural desde un análisis composicional."

La eliminación de líquidos resulta en la "merma" del gas y la reducción del poder calorífico. Esta merma representa una pérdida de ingresos por las ventas del gas que debe ser considerada en los aspectos económicos de una planta de recuperación de LGN. En general, las especificaciones de venta del gas al mínimo poder calorífico establecido son de 950-1000 BTU/PCE. Por lo tanto, si componentes tales como el nitrógeno (N_2) o dióxido de carbono (CO_2) están presentes en el gas, se requiere suficiente etano y componentes más pesados para satisfacer la especificación de poder calorífico. Si poco nitrógeno (N_2) o dióxido de carbono (CO_2) está presente en el gas, el nivel de recuperación de etano y componentes más pesados es entonces limitado por los mercados, el costo de recuperación, y por el valor del gas. En la ecuación (2.5) se muestra el cálculo de los galones por miles de pies cúbicos.

Galones por Miles de Pies Cúbicos:

$$GPM = \frac{\left(\frac{\% \text{ Molar} \times P \text{ Molecular}}{100}\right) \times 1000}{\text{Densidad del Líquido} \times 379 \text{ PCS}} \quad (2.5)$$

Donde:

GPM= Riqueza, gal/MPC.

% Molar= Porcentaje molar por componente, %.

PM= Peso Molecular, Gal/ Lbmol.

Densidad del Líquido= Densidad del liquido por cada componente del gas, Lb/Gal.

1 Lbmol= 379 PCS.

2.13.2. Líquidos del Gas Natural (LGN) ^[7]

Estos compuestos son hidrocarburos con enlace simple de carbono, los cuales bien sea por la alta presión o baja temperatura, pueden ser mantenidos en estado líquido. Esta característica permite que sean almacenados y transportados de manera fácil y eficiente. Asimismo su capacidad como fuente de energía o de insumo como materia prima para la obtención de hidrocarburos más complejos hace que los Líquidos del Gas Natural (LGN) tengan una alta cotización del mercado nacional e internacional. Se consideran que en los (LGN) se encuentran presentes los compuestas Etano: (C₂), Propano (C₃) y Butanos (C₄), los cuales son gas en condiciones atmosféricas. También se encuentran presente el Pentano (C₅), Gasolina Natural, Residual y el Pentano y compuestos más pesados (C₅⁺), el cual es un líquido en condiciones atmosféricas. En la ecuación (2.6) y (2.7) se muestra el cálculo del volumen máximo de LGN teóricamente condensable y el volumen de LGN producido en la planta de extracción respectivamente.

Volumen Máximo de LGN Teóricamente Condensable:

$$Vol \text{ Máx de LGN Teóricamente Cond} = \frac{\%Eff \text{ de Recobro} \times V_{GasEntra}}{42} \quad (2.6)$$

Donde:

Vol Máx de LGN Teóricamente Cond= Volumen máximo de LGN teóricamente condensable, BPD.

% Eff de Recobro= Eficiencia de recobro, %.

1 Barril= 42 Galones.

Volumen de LGN Producido:

$$VLGN \text{ Prod} = \left(\frac{Eff \text{ de Recobro}}{100} \right) \times Vol \text{ Máx de LGN Teóricamente Cond} \quad (2.7)$$

Donde:

VLGN Prod= Volumen de LGN producido, BPD.

Eff de Recobro= Eficiencia de recobro, %.

Vol Máx de LGN Teóricamente Cond= Volumen máximo de LGN teóricamente condensable, BPD.

2.14. CONDENSADOS EN PLANTAS DE COMPRESIÓN ^[4]

La compresión del gas natural requiere de equipos comparables a los utilizados para el bombeo de líquidos. Los compresores centrífugos y de pistón son los más utilizados para la compresión del gas. En la ecuación (2.8) se muestra el cálculo para

el gas condensado en plantas de compresión.

Condensado en Plantas de Compresión, Merma:

$$\begin{aligned} & \text{Codensados en Plantas de Compresión} = \\ & \text{Volumen de Gas que Succiona la Planta} - \\ & \text{Volumen de Gas que Descarga la Planta} \end{aligned} \quad (2.8)$$

2.15. PÉRDIDAS ^[14]

Al referirse a las pérdidas por transporte y distribución, se suele entender que las pérdidas por transporte son las que ocurren durante la transmisión del gas a largas distancias, mientras que las pérdidas por distribución son las que suceden en la cadena de suministro del gas a través de la red local de distribución.

Estas pérdidas pueden deberse a diferencias en la medición, como por ejemplo diferencias en las calibraciones de los medidores de caudales, o diferencias en la temperatura y presión al momento de la medición. Además, puede haber fugas mayores o menores de los ductos.

Todas estas diferencias pueden clasificarse como pérdidas durante el transporte y la distribución del gas natural desde su punto de producción hasta su punto de consumo, como pérdidas por transporte y distribución. Como información referencial, estas pérdidas representan menos del 1% en la oferta mundial del gas, aunque obviamente este porcentaje puede variar substancialmente de un país a otro. Como valor conceptual se uso el 1% del gas disponible en el campo.

2.16. ARROJADO A LA ATMÓSFERA ^[17]

El volumen de gas producido se encuentra en la mayor parte de los casos asociado al petróleo ha sido desaprovechado por medio de la quema y el venteo, la explicación que conlleva a los campos a realizar la quema y el venteo es debido a que hay muchos campos con los que no cuentan con una infraestructura de superficie para manejar el gas producido, en otros casos es necesario el venteo para equipos en los que se necesita liberar la presión. Como valor conceptual para el desarrollo de la metodología se toma el 2% del gas disponible, como valor máximo de gas arrojado considerado por lineamientos de políticas públicas del MPPPM.

2.17. INCERTIDUMBRE EN LA MEDICIÓN ^[14]

Las normas técnicas para la fiscalización automatizada del gas natural del MPPPM indican que el valor de incertidumbre especificado para los sistemas de medición fiscal y de transferencia de custodia será de acuerdo al propósito de la medición. Se establecen los siguientes valores de incertidumbre:

Clase G1: Medición fiscal y/o transferencia de custodia de gas con contenido de C_2^+ ó de alto valor económico: más o menos uno por ciento ($\pm 1\%$) del volumen y energía del gas medido a condiciones estándar.

Clase G2: Medición fiscal y/o transferencia de custodia de gas metano: más o menos dos por ciento ($\pm 2\%$) del volumen y energía del gas medido a condiciones estándar

Clase G3: Medición de gas para utilizarlo como combustible, levantamiento de gas, gas de inyección, remoción de oxígeno: más o menos a tres por ciento ($\pm 3\%$) del volumen del gas medido a condiciones estándar.

Clase G4: Medición de gas a venteo: más o menos cinco por ciento ($\pm 5\%$) del volumen del gas medido a condiciones estándar

Estas incertidumbres son totales, las cuales son derivadas de una combinación estadística apropiada de incertidumbres parciales de diversos componentes en el sistema de medición. Las operadoras y empresas de servicios deberán realizar los esfuerzos para utilizar equipos que alcancen estos niveles de funcionamiento.

Para el desarrollo de la metodología objeto de este Trabajo Especial de Grado se considera lo establecido por el MPPPM para el desarrollo de las clases de incertidumbre según el uso que se le de al gas.

2.18. CONTROL ESTADÍSTICO DE PROCESOS ^[22]

Un proceso industrial está sometido a una serie de factores de carácter aleatorio que hacen imposible fabricar dos productos exactamente iguales. Dicho de otra manera, las características del producto fabricado no son uniformes y presentan una variabilidad. Esta variabilidad es claramente indeseable y el objetivo ha de ser reducirla lo más posible o al menos mantenerla dentro de unos límites. El Control Estadístico de Procesos es una herramienta útil para alcanzar este segundo objetivo. Dado que su aplicación es en el momento de la fabricación, puede decirse que esta herramienta contribuye a la mejora de la calidad de la fabricación. Permite también

aumentar el conocimiento del proceso (puesto que se le está tomando “el pulso” de manera habitual) lo cual en algunos casos puede dar lugar a la mejora del mismo.

Es de aplicación a todos aquellos estudios en que es necesario analizar el funcionamiento de los procesos, bien sea para su control o para profundizar en el conocimiento de su comportamiento.

Su utilización será beneficiosa para el desarrollo de los proyectos abordados por los Equipos y Grupos de Mejora y por todos aquellos individuos u organismos que estén implicados en proyectos de mejora de la calidad en los que concurren estas circunstancias.

2.18.1. Definiciones Estadísticas

Antes de aplicar cualquier método de control estadístico es necesario definir los siguientes conceptos:

2.18.1.1. Variabilidad

Se define la variabilidad como el campo de variación en los valores numéricos de una magnitud. Generalmente en los procesos de producción y de prestación de servicios es imposible mantener todos los factores que influyen en el resultado final, constantemente en el mismo estado.

2.18.1.2. Causas de variabilidad

En un proceso se distinguen dos tipos de causas de variación:

Causas internas, comunes o no asignables:

- ❖ Son de carácter aleatorio.
- ❖ Existe gran variedad de este tipo de causas en un proceso y cada una de ellas tiene poca importancia en el resultado final.
- ❖ Son causas de variabilidad estable y, por tanto, predecible.
- ❖ Es difícil reducir sus efectos sin cambiar el proceso.

Causas externas, especiales o asignables:

- ❖ Son pocas las que aparecen simultáneamente en un proceso, pero cada una de ellas produce un fuerte efecto sobre el resultado final.
- ❖ Producen una variabilidad irregular e imprevisible, no se puede predecir el momento en que aparecerá.
- ❖ Sus efectos desaparecen al eliminar las causas.

2.18.1.3. Proceso

Combinación única de máquina, herramienta, materiales, temperatura, método, hombre y todo aquello necesario para la obtención de un determinado producto o servicio.

2.18.1.4. Proceso Bajo Control

Se dice que un proceso se encuentra bajo control cuando su variabilidad es debida únicamente a causas comunes. Ningún proceso se encuentra espontáneamente bajo control, es necesario un esfuerzo sistemático para eliminar las causas asignables que

actúan sobre él. La ventaja de tener un proceso bajo control es que su resultado es estable y predecible.

2.18.1.5. Gráficos de Control

Los Gráficos de Control son representaciones gráficas de los valores de una característica resultado de un proceso, que permiten identificar la aparición de causas especiales en el mismo.

2.18.1.6. Gráficos de Control por Variables

Son Gráficos de Control basados en la observación de la variación de características medibles del producto o del servicio. A continuación se comentan una serie de características que ayudan a comprender la naturaleza de la herramienta.

- ❖ **Comunicación:** Simplifican el análisis de situaciones numéricas complejas.
- ❖ **Impacto Visual:** Muestran de forma clara y da un "vistazo" la variabilidad del resultado de un proceso, respecto a una determinada característica, con el tiempo.
- ❖ **Guía en la Investigación:** El análisis de datos mediante esta herramienta proporciona mayor información que el simple control de los resultados de un proceso, sugiriendo posibilidades de corrección preventiva y alternativas de investigación.

2.18.1.7. Muestra, "n"

Uno o varios elementos tomados de un conjunto más amplio para proporcionar información sobre el mismo y, eventualmente, para tomar una decisión relativa o al colectivo o al proceso que lo ha producido.

2.18.1.8. Tendencia Central

Característica típica de la mayoría de las distribuciones de frecuencia, por lo cual el grueso de las observaciones se agrupan en una zona determinada de las mismas.

2.18.1.9. Media Aritmética, " X"

Medida de la tendencia central, correspondiente a la suma de todos los valores, dividida por el número de los mismos.

2.18.1.10. Dispersión

Alcance de la diseminación con la que los datos de una distribución de frecuencia se distribuyen alrededor de la zona de tendencia central.

2.18.1.11. Desviación Típica, " σ " O "s"

Es una medida de la dispersión de una distribución de frecuencia, correspondiente a la raíz cuadrada del cociente entre la suma de los cuadrados de las distancias de cada valor a la media aritmética y el número de valores. En general este parámetro se

estima a través del cálculo de la desviación típica de los valores de una muestra (desviación típica muestral, s), siendo esta la ecuación (2.10) y (2.11):

$$S = \sqrt{\frac{\sum(x_i - \bar{x})^2}{(n - 1)}} \quad (2.10)$$

$$S = \sqrt{\frac{(\sum x_i^2 - \bar{n}x^2)}{(n - 1)}} \quad (2.11)$$

Donde:

X_i = Valor del elemento i de la muestra.

n= Tamaño de la muestra.

\bar{x} = Media.

$\bar{n}x$ = Media del tamaño de la muestra.

2.18.2. Proceso

A continuación se muestra la figura 2.8 en la que se representa un diagrama de flujo con los pasos a seguir para la construcción de un gráfico de control.

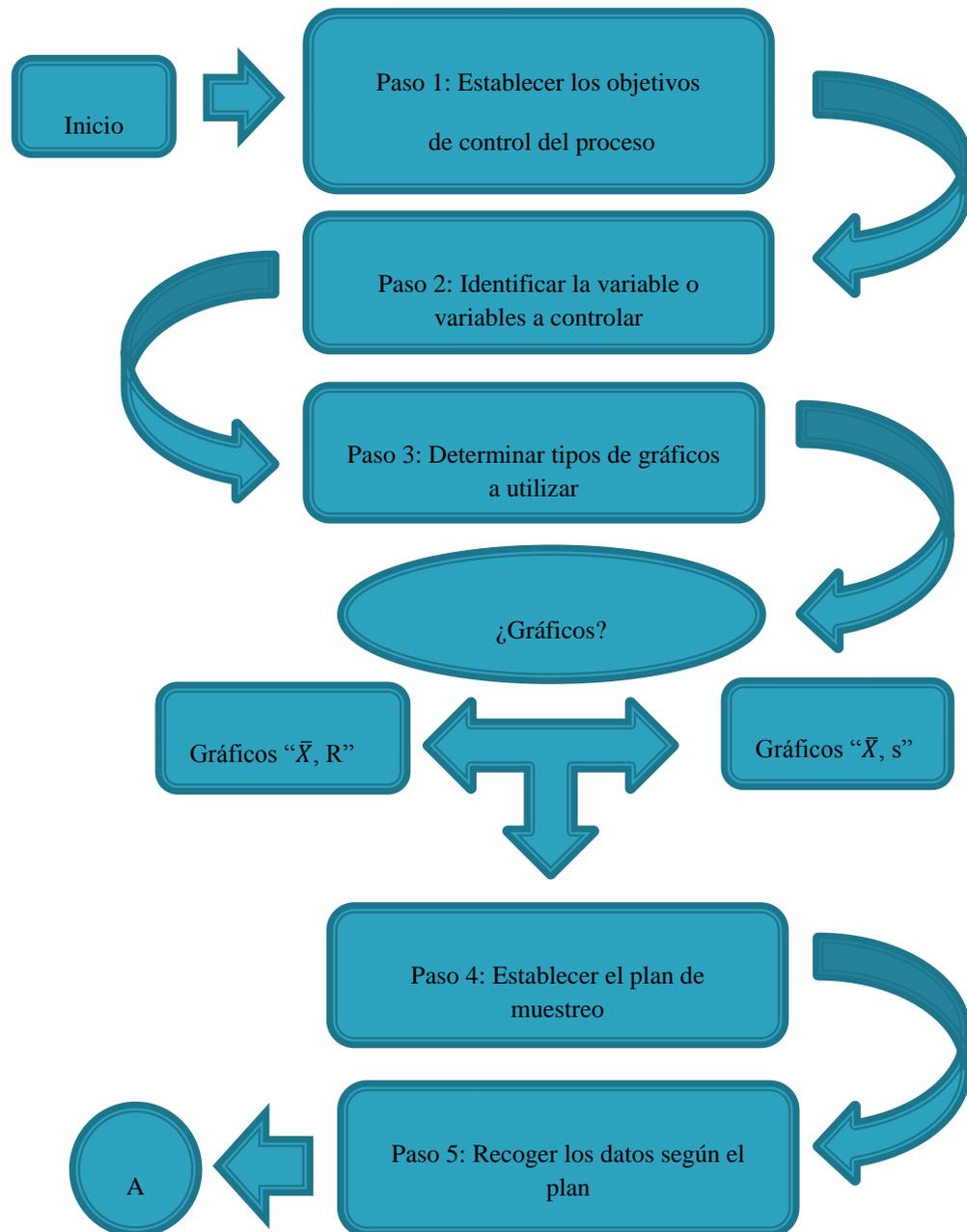


Figura 2.8: Diagrama de flujo del proceso para la construcción de un gráfico de control ^[22]

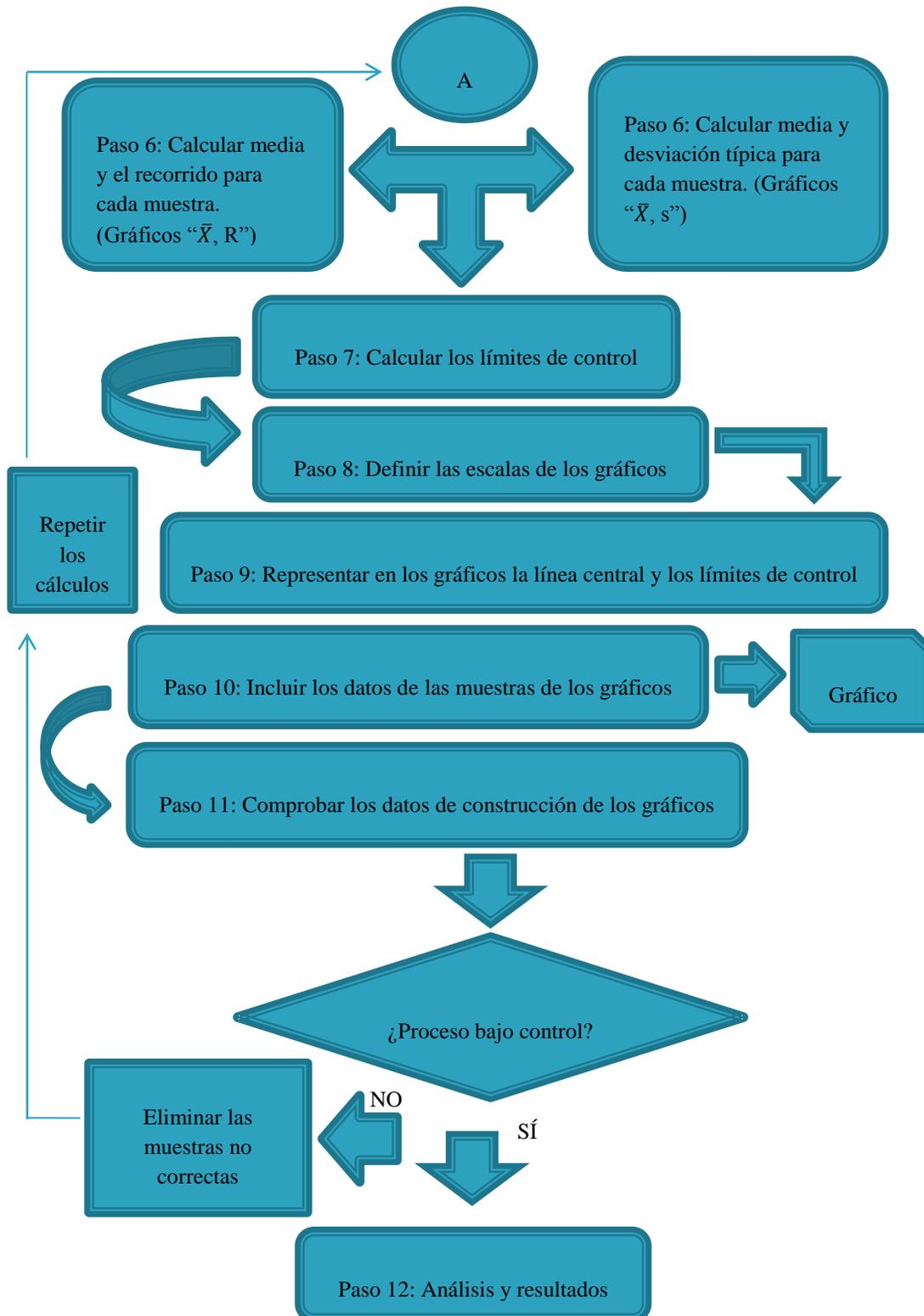


Figura 2.5: Diagrama de flujo del proceso para la construcción de un gráfico de control ^[22]
(continuación)

2.18.3. Construcción

2.18.3.1. Elección del Tipo de Gráfico

Paso 1: Establecer los objetivos del control estadístico del proceso.

La finalidad es establecer claramente qué se desea conseguir con el mismo.

Paso 2: Identificar la variable o variables a controlar.

Es necesario determinar qué variable o variables del producto/servicio o proceso se van a medir para conseguir satisfacer las necesidades de información establecidas en el paso anterior.

Paso 3: Determinar el tipo de Gráfico de Control que es conveniente utilizar.

Conjugando aspectos como:

- ❖ Tipo de información requerida.
- ❖ Características del proceso.
- ❖ Recursos Humanos.
- ❖ Recursos Materiales.

a) Gráficos de Control " \bar{X} , R"

Constan de dos gráficos, uno para el control de las medidas de tendencia central (media \bar{X}) y otro para el control de la variabilidad.

- ❖ Utilizan el recorrido (R) de los datos como medida de la variabilidad del proceso.
- ❖ Sencillo de calcular.
- ❖ Válido para muestras pequeñas (tamaño de muestra $n < 8$).

b) Gráficos de Control " \bar{X} , s"

Constan de dos gráficos, uno para el control de las medidas de tendencia central (media \bar{X}) y otro para el control de la variabilidad.

- ❖ Utilizan la desviación típica (s) como medida de la variabilidad del proceso.
- ❖ Mayor dificultad de cálculo.
- ❖ Mejor indicador estadístico de variabilidad.
- ❖ Válido para cualquier tamaño de muestra.

Para fines de este Trabajo Especial de Grado se explicará a detalle la construcción de los gráficos " \bar{X} , s", ya que por sus características de mejor indicador estadístico será el gráfico que se aplicará a el estudio.

2.18.3.2. Construcción de los Gráficos de Control por Variables " \bar{X} , s"

Paso 4: Elaborar el Plan de Muestreo.

a) El tamaño de muestra "n" será pequeño ($n = 4$ ó 5 , siendo 5 el tamaño más corriente) y constante.

b) La frecuencia de muestreo será tal que recoja los cambios en el proceso entre las muestras debidos a causas internas y, al mismo tiempo, permita detectar la aparición de causas externas.

Las muestras deben recogerse con la frecuencia, y en los tiempos oportunos para que puedan reflejar dichas oportunidades de cambio. (Por ejemplo: frecuencias horarias, diarias por turno, por lote de material, etc).

c) El número de muestras "n" debe satisfacer dos criterios:

- ❖ Se recogerán muestras suficientes para cerciorarse de que las causas internas de variación tienen oportunidad para manifestarse.
- ❖ Proporcionar una prueba satisfactoria de la estabilidad del proceso. A partir de

un mínimo de 100 mediciones individuales se obtiene esta garantía. (25 muestras de $n = 4$ ó 20 muestras de $n = 5$).

Paso 5: Recoger los datos según el plan establecido.

Las unidades de cada muestra serán recogidas de forma consecutiva para que ésta sea homogénea y representativa del momento de la toma de datos. Se indicarán en las hojas de recogida de datos todas las informaciones y circunstancias que sean relevantes en la toma de los mismos.

Paso 6: Calcular la media (\bar{X}) y la desviación típica (s) para cada muestra.

Cálculo de la media:

$$\bar{X} = (X_1 + X_2 + \dots + X_n)/n \quad (2.12)$$

Donde:

X_i = Valor de la característica medida.

n = Tamaño de la muestra.

Cálculo de la desviación típica con las ecuaciones (2.10) y (2.11)

Paso 7: Calcular los Límites de Control para cada uno de los gráficos.

1.- Para el Gráfico " \bar{X} "

a) Calcular la media ($\bar{\bar{X}}$) de los valores medios de las muestras (\bar{X}_i)

$$\bar{\bar{X}} = (\bar{X}_1 + \dots + \bar{X}_N) / N \quad (2.13)$$

Donde:

X_i = Media obtenida para la muestra i .

N = Número de muestras.

b) Calcular la desviación típica media (\bar{s}).

$$\bar{s} = (\bar{s}_1 + \dots + \bar{s}_N)/N \quad (2.14)$$

Donde:

s_i = Desviación típica de la muestra i .

N = Número de muestras.

c) Calcular el Límite de Control Superior y el Límite de Control Inferior.

$$LCS_{\bar{x}} = \bar{X} + A_3 s \quad (2.15)$$

$$LCI_{\bar{x}} = \bar{X} - A_3 s \quad (2.16)$$

Donde:

$LCS_{\bar{x}}$ = Límite de control superior para el gráfico de media.

$LCI_{\bar{x}}$ = Límite de control inferior para el gráfico de media.

El valor A_3 se obtiene de la tabla de constantes. (Ver anexo 2)

2.- Para el Gráfico "s"

a) Calcular el Límite de Control Superior y el Límite de Control Inferior.

$$LCI_s = B_3 s \quad (2.17)$$

Donde:

LCI_s = Límite de control inferior para el gráfico de desviación.

El valor de B_4 y B_3 se obtiene de la tabla de constantes. (Ver anexo 2).

El valor de B_3 para tamaños de muestra menor o iguales a 5 es cero, eso implica que

el Límite de Control Inferior es cero.

Paso 8: Definir las escalas de los gráficos.

Se dibujarán dos Gráficos en la misma hoja, uno para representar la medida de tendencia central (\bar{X}) y otro para representar la medida de variabilidad o dispersión (s).

El eje horizontal representa, en ambos gráficos, el número de la muestra en el orden en que ha sido tomada.

El eje vertical del Gráfico " \bar{X} " representa los valores de la media. La diferencia entre el valor máximo y el mínimo de la escala será por lo menos dos veces la diferencia entre el valor máximo y el mínimo de \bar{X} .

El eje vertical del Gráfico "s" representa los valores de la desviación. Los valores de su escala irán desde cero hasta dos veces el valor máximo de "s".

Paso 9: Representar en el gráfico la Línea Central y los Límites de Control.

1.- Para el gráfico " \bar{X} "

- ❖ Línea Central: Marcar en el eje vertical, correspondiente a las \bar{X} , el valor de la media de las medias $\bar{\bar{X}}$. A partir de este punto trazar una recta horizontal. Identificarla con $\bar{\bar{X}}$.
- ❖ Límite de Control Superior: Marcar en el eje vertical correspondiente a las X , el valor de $LCS_{\bar{X}}$. A partir de este punto trazar una recta horizontal discontinua (a trazos). Identificarla con $LCS_{\bar{X}}$.
- ❖ Límite de Control Inferior: Marcar en el eje vertical correspondiente a las \bar{X} , el valor de LCI_X . A partir de este punto trazar una recta horizontal discontinua (a trazos). Identificarla con LCI_X .

2.- Para el Gráfico "s"

- ❖ Límite Central: Marcar en el eje vertical, correspondiente a las s, el valor de la desviación típica media \bar{S} . A partir de este punto trazar una recta horizontal. Identificarla con \bar{S} .
- ❖ Límite de Control Superior: Marcar en el eje vertical correspondiente a las S, el valor de LCS_s . A partir de este punto trazar una recta horizontal discontinua (a trazos). Identificarla con LCS_s .
- ❖ Límite de Control Inferior: Marcar en el eje vertical correspondiente a las S, el valor de LCI_s . A partir de este punto trazar una recta horizontal discontinua (a trazos). Identificarla con LCI_s .

Nota: Usualmente las líneas que representan los valores centrales \bar{X} y s se dibujan de color azul y las líneas correspondientes a los límites de control de color rojo. Cuando LCI es cero, no se suele representar en el gráfico.

Paso 10: Incluir los datos pertenecientes a las muestras en el gráfico.

Para los Gráficos " \bar{X} " y "s" se representará cada muestra con un punto, buscando la intersección entre el número de la muestra (eje horizontal) y el valor de su media (eje vertical). Unir, en cada gráfico, los puntos por medio de trazos rectos.

Paso 11: Comprobación de los datos de construcción del Gráfico de Control " \bar{X} , s".

Se comprobará que:

- ❖ Todas las medias de las muestras utilizadas para la construcción del gráfico " \bar{X} " están dentro de sus Límites de Control. $LCI_{\bar{X}} < \bar{X}_i < LCS_{\bar{X}}$.
- ❖ Todas las desviaciones típicas de las muestras utilizadas para la construcción del Gráfico "s" están dentro de sus Límites de Control. $LCIS < s_i < LCSS$.

A continuación en las figuras 2.9 y 2.10 se presentan los gráficos típicos para la media y la desviación típica y su comportamiento.

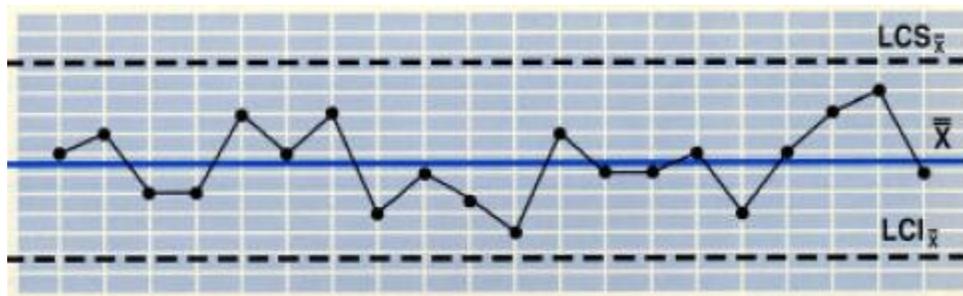


Figura 2. 9: Gráfico típico para la media " \bar{X} " [22]

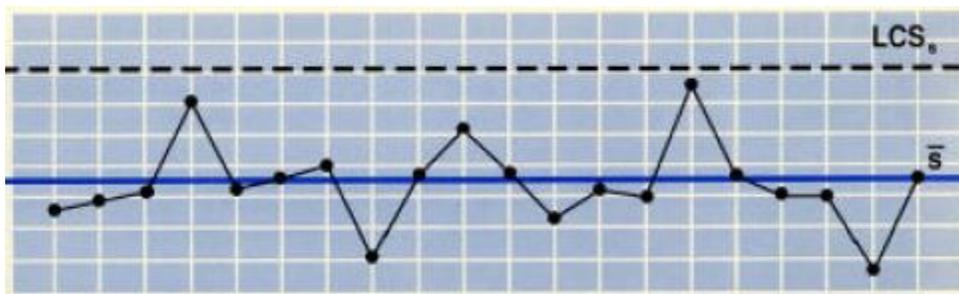


Figura 2. 10: Gráfico típico para la desviación "s" [22]

Si alguna de estas dos condiciones no se cumple para alguna de las muestras, esta deberá ser desechada para el cálculo de los Límites de Control.

Se repetirán todos los cálculos realizados hasta el momento sin tener en cuenta la muestra o muestras anteriormente señaladas.

Este proceso se repetirá hasta que todas las muestras utilizadas para el cálculo de los Límites de Control muestren un proceso dentro de control.

Los Límites finalmente así obtenidos, son los definitivos que se utilizarán para la construcción de los Gráficos de Control.

Paso 12: Análisis y resultados

Los Gráficos de Control, resultado de este proceso de construcción, se utilizarán para el control habitual del proceso.

2.18.4. Interpretación

2.18.4.1. Identificación de causas especiales o asignables

La función primaria de un Gráfico de Control es mostrar el comportamiento o las pautas de funcionamiento de un proceso. Mediante el análisis de estas pautas de funcionamiento se puede identificar la existencia de causas de variación especiales (proceso fuera de control). Cuando esto ocurra, se dejará constancia escrita de la situación. A continuación se comentan algunas de las pautas de comportamiento que informan sobre cambios en el proceso:

- a) Un punto exterior a los límites de control: Se estudiará la causa de una desviación del comportamiento tan fuerte.
- b) Dos puntos consecutivos muy próximos al límite de control: La situación es anómala, estudiar las causas de variación.
- c) Cinco puntos consecutivos por encima o por debajo de la línea central: Investigar las causas de variación pues la media de los cinco puntos indica una desviación del nivel de funcionamiento del proceso.
- d) Fuerte tendencia ascendente o descendente marcada por cinco puntos consecutivos: Investigar las causas de estos cambios progresivos.
- e) Cambios bruscos de puntos próximos a un límite de control hacia el otro límite: Examinar esta conducta errática.
- f) Los dos tercios centrales contienen bastante más del 66% de los puntos: Examinar esta conducta puesto que posiblemente existen causas especiales no identificadas, actuando sobre el proceso.

g) Los dos tercios centrales contienen bastante menos del 66% de los puntos: Investigar las causas de este comportamiento anómalo.

2.18.4.2. Posibles problemas y deficiencias de interpretación

Cuando se utilizan los Gráficos de Control por Variables como herramienta de análisis se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Los errores de los datos o los cálculos utilizados para su construcción pueden pasar inadvertidos durante su utilización y provocar interpretaciones totalmente erróneas.

b) El hecho de que un proceso se mantenga bajo control no significa que sea un buen proceso, puede estar produciendo fuera de los límites de especificación. Hacer un Estudio de Capacidad Potencial de Calidad para comprobar esto último.

c) Controlar una característica de un proceso no significa necesariamente controlar el proceso. Si no se define bien la información necesaria y las características del proceso que, en consecuencia, deben ser controladas, se tendrán interpretaciones erróneas debido a informaciones incompletas.

d) Muchos de los conceptos que se manejan en este procedimiento están basados en el supuesto de que el fenómeno en estudio se comporta como una distribución normal, si se aplican a fenómenos cuyo comportamiento difiera mucho de este, las interpretaciones subsiguientes serán erróneas.

2.18.5. Utilización

Los Gráficos de Control se pueden utilizar para cualquier tipo de proceso, sea de producción o no. Para utilizarlos de esta forma es necesario, una vez construidos los

gráficos básicos, preparar nuevos gráfico, en los que se incluirán las medias y los límites de control aceptados en el paso 11 del proceso de construcción. Se continuará con la recogida de muestras según el plan de muestreo establecido en el paso 4, y se representarán los datos correspondientes en dichos gráficos. Una vez identificado un cambio en el proceso se investigará su causa y se adoptarán las medidas necesarias para su eliminación y, si es posible, para la prevención de su aparición.

Nótese que puede haber cambios del proceso de carácter beneficioso. En estos casos se estudiarán también sus causas para poder realizar mejoras en el proceso.

Utilización en las fases de un proceso de solución de problemas:

- ❖ Pueden identificar posibles oportunidades de mejora.
- ❖ Es una herramienta útil en la comprobación de teorías sobre las causas de un problema.
- ❖ Puede utilizarse para el diseño y prueba de soluciones.
- ❖ Está especialmente indicada para controlar el comportamiento de las mejoras introducidas en los procesos y mantener las ganancias derivadas de las mismas.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

Se escogieron cuatro campos considerando sus características de infraestructura de superficie para la aplicación de la metodología, dos campos de petróleo y dos campos de gas, que se definen a continuación.

3.1. CAMPO YUCAL PLACER ^[23,24]

El Campo Yucal Placer está ubicado al norte del estado Guárico, cerca de la localidad de Altagracia de Orituco, a unos 150 km al sur de Caracas. Yucal Placer con una totalidad de 1.800 Km² que se dividen en dos bloques: Yucal Placer Norte 945,71 Km² y Yucal Placer Sur 865,21 Km². El campo cuenta con cuarenta (40) pozos. En la figura 3.1 se muestra la ubicación geográfica del Campo Yucal Placer.



Figura 3. 1: Ubicación geográfica del Campo Yucal Placer (Elaboración Propia)

Está ubicado geológicamente en la subcuenca de Guárico limitada al Este por la subcuenca de Maturín, al Norte por el cinturón deformado de rocas Paleoceno-Eocenas de la Serranía del Interior, hacia el Oeste por el Alto de El Baúl que la separa de la Cuenca Barinas-Apure y el límite Sur corresponde a la extensión Norte de la Faja Petrolífera del Orinoco. La producción de gas proviene de rocas de las formaciones La Pascua y Roblecito, con edades que van desde el Eoceno hasta el Oligoceno; los hidrocarburos se generaron a partir de rocas madres de edad Cretácica. En la tabla 3.1 se muestra algunas de las características que posee el campo Yucal Placer.

Tabla 3. 1: Características del Campo Yucal Placer ^[23]

Características	Valores
GOES (MMPC)	3.975.969
Producción anual de gas (MMPC)	28.320
Producción acumulada (MMPC)	389.601
Reserva remanentes de gas (MMPC)	1.997.822
Reserva desarrolladas de gas (MMPC)	1.155.860
Reserva recuperable de gas libre (MMPC)	2.387.423

Es la más importante acumulación de gas natural que existe en toda la sub cuenca de Guárico. Delimitado sobre un cinturón gasífero que se extiende a lo largo del frente montañoso con sentido Oeste- Este, el Campo Yucal Placer posee un patrón de

acumulaciones de hidrocarburos principalmente estratigráficos. Incluye acuñaamiento lateral y estructural sobre areniscas marinas de las Formaciones La Pascua y Roblecito. El Campo Yucal Placer produce gas con altos porcentajes dióxido de carbono (CO₂) y cuenta con una tasa de declinación del 12%.

El Campo Yucal Placer cuenta con un los siguientes equipos: separador primario, torre contactora, filtro separador/ coalescente, filtros, calentadores, filtro de carbón, filtro de cartuchos y membranas. En la tabla 3.2 se muestra las propiedades de los hidrocarburos producidos en el Campo Yucal- Placer.

Tabla 3. 2: Propiedades del gas producido en el Campo Yucal Placer ^[23]

Propiedades de los Fluidos	Rangos
Gravedad Específica del Gas	0,62 - 0,83
Riqueza del Gas (GPM)	0,77 - 3
Poder Calorífico (BTU/PCE)	803 - 1.018

3.2. CAMPO SAN JOAQUÍN [23, 25]

El Campo San Joaquín fue descubierto en el año 1954 y se encuentra ubicado aproximadamente a 8 km al Sur Oeste de la población de Anaco, en la parte central del Estado Anzoátegui, Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, en el bloque levantado al Norte del Corrimiento de Anaco. Cuenta con una extensión de 144 Km². En la figura 3.2 se muestra la ubicación geográfica del campo San Joaquín.



Figura 3. 2: Ubicación geográfica del Campo San Joaquín (Elaboración Propia)

El Campo San Joaquín tiene tres culminaciones dómicas y un pronunciado declive hacia el Noreste, en el cual se ha desarrollado el Campo Guarío, individualizado por razones administrativas más bien que estructurales. Posee reservas probadas de gas de 4.628,7 MMMPCN de gas y 332 MMBN de líquido para el año 2010, este campo cuenta con una tasa de declinación con valores de 1,92% - 30%. En la tabla 3.3 se muestra las características del Campo San Joaquín.

Tabla 3. 3: Características del Campo San Joaquín ^[23]

Características	Valores
GOES (MMPC)	149.659
Producción anual de líquido (MMPC)	87.808
Producción anual de líquido (MBN)	1870
Producción acumulada de gas (MMPC)	3.611.080
Reserva remanentes de gas (MMPC)	4.558.651
Reserva desarrolladas de gas (MMPC)	3.187.154
POES/COES (MBN)	1.950.553
Reserva desarrollada de líquido (MBN)	75.036
Producción acumulada de líquido (MBN)	156.554

El Campo San Joaquín produce tres (3) tipos de crudos: crudo condensado, crudo liviano y gas, actualmente cuenta con 144 pozos activos y 71 pozos inactivos. El gas producido en el campo es transferido a la Planta de Extracción de San Joaquín situada en el estado Anzoátegui, a 12 Km de la ciudad de Anaco y a 100 Km de Barcelona, dicha planta cuenta con dos (2) trenes de procesos exactamente iguales. En las tablas 3.4 y 3.5 se muestran las propiedades de los fluidos producidos en el campo San Joaquín.

Tabla 3. 4: Propiedades del gas producido en el Campo San Joaquín ^[23]

Propiedades del gas	Rangos
Gravedad Específica del Gas	1,99 - 0,23
Riqueza del Gas (GPM)	1,1 - 714
Poder Calorífico (BTU/PCE)	868 – 2.352

Tabla 3. 5: Propiedades del crudo producido en el Campo San Joaquín ^[23]

Propiedades del crudo	Rangos
Gravedad API	32,6 – 56,8

3.3. ÁREA KAKI ^[23,26]

El Área Kaki se encuentra ubicada geográficamente en el Estado Anzoátegui, entre los Municipios Anaco y Santa Ana, específicamente al Sur-Oeste de la ciudad de Anaco. Además, presenta una extensión de 137,50 Km² sobre el lado Oeste de la autopista nacional entre Anaco y El Tigre. En la figura 3.3 se muestra la ubicación geográfica del campo Kaki.

El Área Kaki comprende dos campos (Campo Kaki y Campo Bucaral). El Campo Kaki, comprende tres (3) yacimientos activos, los cuales aportan producción actual.



Figura 3. 3: Ubicación geográfica del Área de Kaki (Elaboración Propia)

Sus reservas recuperables ascienden a los 59,2 MMBN de petróleo y 355,2 MMMPCN de gas. Se han drenado un total de 24,9 MMBN de petróleo lo cual deja un remanente de 34,2 MMBN a la fecha de Enero del 2.011. Comprende dos (2) yacimientos activos, los cuales aportan producción actual, los cuales tienen una tasa

de declinación ubicada en los siguientes rangos: 21% - 25%. En la tabla 3.6 se muestra las características del campo Kaki.

Tabla 3. 6: Características del Campo Kaki ^[23]

Características	Valores
GOES (MMPC)	12.062
Producción acumulada de gas (MMPC)	222.624
Reserva remanentes de gas (MMPC)	164.393
Reserva desarrolladas de gas (MMPC)	7.869
Reserva recuperable de gas libre (MMPC)	9.392
Reservas recuperables de gas en solución (MMPC)	229.443
POES/COES (MBN)	153.783
Reserva desarrollada de líquido (MBN)	4.365
Producción acumulada de líquido (MBN)	22.614
Producción anual de gas (MMPC)	4.603
Producción anual de líquido (MBN)	324

Actualmente este Campo maneja su producción de gas como gas para almacenamiento para minimizar los volúmenes de quema de gas debido a que no cuenta con la infraestructura para el procesamiento del mismo, se dispone de una (2) estación de Flujo y una estación de descarga o punto de fiscalización en la cual se dispone de una planta de inyección de agua de formación (pozo de disposición), posee una capacidad para quince (15) pozos de los cuales solo diez (10) se encuentran activos, líneas de flujo, levantamiento artificial, inyección, gasoductos, oleoductos y líneas de entrega que interconectan todas estas instalaciones. Sin embargo para manejar el gas previsto, es necesario diseñar y construir una serie de instalaciones tendientes a tratar el gas y extraer los líquidos C3+ contenidos en el mismo para ser entregados a PDVSA en San Joaquín. En las tablas 3.7 y 3.8 se muestran las propiedades de los hidrocarburos producidos en el campo Kaki.

Tabla 3. 7: Propiedades de gas producido en el Campo Kaki ^[23]

Propiedades de los Fluidos	Rangos
Gravedad Específica del Gas	0,76 – 1,142
Riqueza del Gas (GPM)	3 - 254
Poder Calorífico (BTU/PCE)	1.103 -1.825

Tabla 3. 8: Propiedades del crudo producido en el Campo Kaki ^[23]

Propiedades del gas	Rangos
Gravedad API	31 – 51,7

El Campo Bucaral posee una tasa de declinación entre el 26% - 29,7%. En la tabla 3.9 se muestran las características de este Campo.

Tabla 3. 9: Características del Campo Bucaral ^[23]

Características	Valores
GOES libre (MMPC)	64.403
Producción acumulada de gas (MMPC)	14.935
Reserva remanentes de gas (MMPC)	33.322
Reserva desarrolladas de gas (MMPC)	10.262
Reserva recuperable de gas libre (MMPC)	695
Reservas recuperables de gas en solución (MMPC)	47.562
POES/COES (MBN)	33.099
Producción acumulada de líquido (MBN)	695
Producción anual de líquido (MBN)	26
Producción anual de gas (MMPCED)	205

Para el Campo Bucaral todo el gas producido es transferido al Campo Kaki para ser reinyectado como gas para su almacenamiento en yacimiento. Se dispone de una

estación de flujo. En la tabla 3.10 y 3.11 se muestran las propiedades de los hidrocarburos producidos en el campo Bucaral.

Tabla 3. 10: Características del gas producido en el Campo Bucaral ^[23]

Propiedades de los Fluidos	Rangos
Gravedad Específica del Gas	0,8 – 1,227
Riqueza del Gas (GPM)	3 – 9,5
Poder Calorífico (BTU/PCE)	1.103 - 1.825

Tabla 3. 11: Propiedades del crudo producido en el Campo Bucaral ^[23]

Propiedades del gas	Rangos
Gravedad API	16,6 – 61,4

3.4. CAMPO COROCORO ^[23,27]

El Campo Corocoro se encuentra ubicado en las aguas superficiales de las costas del Oriente de Venezuela, dentro del Golfo de Paria, al Norte de la región deltana y al Sur de la Península de Paria, entre las coordenadas 10° 0' y 10° 15' de Latitud Norte y entre 62° 15' y 62 37' de Longitud Oeste. El área asignada a la Empresa Mixta Petrosucre tiene una extensión aproximada de 378.05 Km². El mismo yace entre las poligonales de las Empresas Mixtas Petrosucre y Petrolera Güiría, en la figura 3.4 se muestra el mapa de ubicación del Campo Corocoro.



Figura 3. 4: Ubicación geográfica del Campo Corocoro (Elaboración Propia)

El Campo Corocoro, el cual se encuentra situado en la provincia de Retrocorrimiento/ Diapiro (Plioceno Tardío) en la región de la sub-cuenca de Paria de la Cuenca Oriental de Venezuela, es un anticlinal de corrimiento posterior sepultado que exhibe un cierre tanto en cuatro vías. Los sedimentos del Campo Corororo que contienen hidrocarburos están atrapados al Norte por la falla de corrimiento principal de Corocoro y al Este por la falla “desgarre”, una falla translacional y algunas veces

rotacional formada contemporáneamente por la falla de corrimiento de Corocoro. Ambas fallas, la falla principal de corrimiento y la falla cizalla proveen la clausura crítica del campo, con columnas de petróleo y columnas de gas. La tasa de declinación del Campo Corocoro muestra los siguientes rangos: 10% - 12% .En la tabla 3.12 se muestra las características del campo Corocoro.

Tabla 3. 12: Características del Campo Corocoro ^[23]

Características	Valores
GOES (MMPC)	490.051
GCOES (MMPC)	37.240
Producción acumulada de gas (MMPC)	23.075
Reserva remanentes de gas (MMPC)	213.891
Reserva recuperable de gas solución (MMPC)	236.966
POES/COES (MBN)	1.108.083
Reserva desarrollada de líquido (MBN)	9.881
Producción acumulada de líquido (MBN)	45.129
Producción anual de gas (MMPC)	7.597
Producción anual de líquido (MBN)	13.214

El Campo Corocoro produce actualmente crudo mediano, pesado, condensado y gas asociado, al inicio de su producción realizaron un estudio para almacenar el gas producido y minimizar la quema del gas, aun el Campo Corocoro almacena el gas asociado producido. En la tabla 3.13 y 3.14 se muestran las propiedades de los hidrocarburos producidos en el campo Corocoro. Actualmente el Campo Corocoro cuenta con los siguientes equipos para manejar la producción en superficie: unidad de almacenaje y descarga flotante (FSO) anclada mediante un sistema de extendido anclaje la cual provee una tubería para tratar el agua de mar que será inyectada al yacimiento y otra tubería de exportación de crudo, plataforma de pozos (WHP) desde la cual serán perforado los pozos en desarrollo, Facilidad de producción flotante (CPF) la cual contiene equipos necesarios para procesar 60 MBPPD (con un manejo de 30% de agua dentro de los tratadores electrostáticos) y 70 MBPPD (con 10% de agua dentro de los tratadores electrostáticos).

Tabla 3. 13: Propiedades del gas producido en el Campo Corocoro ^[23]

Propiedades del gas	Rangos
Gravedad Específica del Gas	0,61-0,845
Riqueza del Gas (GPM)	2,5 – 9,5
Poder Calorífico (BTU/PCE)	1.103-1.825

Tabla 3. 14: Propiedades del crudo producido en el Campo Corocoro ^[23]

Propiedades del gas	Rangos
Gravedad API	16,6 – 61,4

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

La investigación de acuerdo a Sabino (2000), se define como “Un esfuerzo que se emprende para resolver un problema”.

4.1. NIVEL DE INVESTIGACIÓN

Este se refiere al grado de profundidad con que se aborda un fenómeno u objeto de estudio. Así, en función de su nivel el tipo de investigación puede ser: descriptiva, exploratoria o explicativa.

Este Trabajo Especial de Grado expone dos tipos de estudio. Un estudio de tipo documental ya que consiste en la caracterización de un hecho estableciendo una descripción de su estructura y procesos, la información es obtenida principalmente por medio de la revisión de archivos, informes, etc. Igualmente se realiza un estudio de tipo exploratorio, se puede definir estudio exploratorio cuando no existe un cuerpo teórico abundante que ilumine el estudio sobre fenómeno observado y los resultados que se obtengan sean un aporte al reconocimiento de los elementos que lo integran. Ya que la investigación es sobre un tema poco conocido e investigado, es decir, a pesar que existen estudios por separado del tema, no se conoce algún estudio en específico que involucre todas las variables del mismo.

4.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Según Arias (2006) “El diseño de investigación es la estrategia general que adopta el investigador para responder al problema planteado. En atención al diseño, la investigación se clasifica en: documental, de campo y experimental”.

Este Trabajo Especial de Grado se fundamenta en una investigación del tipo documental, ya que se basa en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas para la realización de la definición de los procesos. Igualmente comprende una investigación con diseño de tipo de campo, en los diseños de campo los datos se obtienen directamente de la realidad, a través de la acción del investigador.

4.2. POBLACIÓN Y MUESTRA

Población según Arias, Fidia (2006) “Es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación”. Actualmente Venezuela cuenta con 284 campos distribuidos en las siguientes jurisdicciones: Barcelona, Barinas, Cumaná, Falcón, Maracaibo y Maturín. Dichos campos corresponden a Condensado, Gas, y Petróleo. De los cuales se maneja un número de 207 campos de gas asociado y 77 campos de gas libre, de los cuales 233 reportan producción.

Respecto a la muestra se puede establecer lo señalado por Arias, Fidia (2006) “La muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible”. Siendo para este Trabajo Especial de grado el objeto para la aplicación de

la metodología cuatro campos dos de petróleo y dos de gas no asociado, los cuales fueron escogidos según sus características de producción e infraestructura de superficie.

4.3. ESQUEMA METODOLÓGICO

Con la finalidad de lograr los objetivos propuestos se siguió un flujo de trabajo como el mostrado en la figura 4.1. A continuación se explicará de forma detallada en qué consistió cada etapa y cuál fue su aporte para el logro de los objetivos.

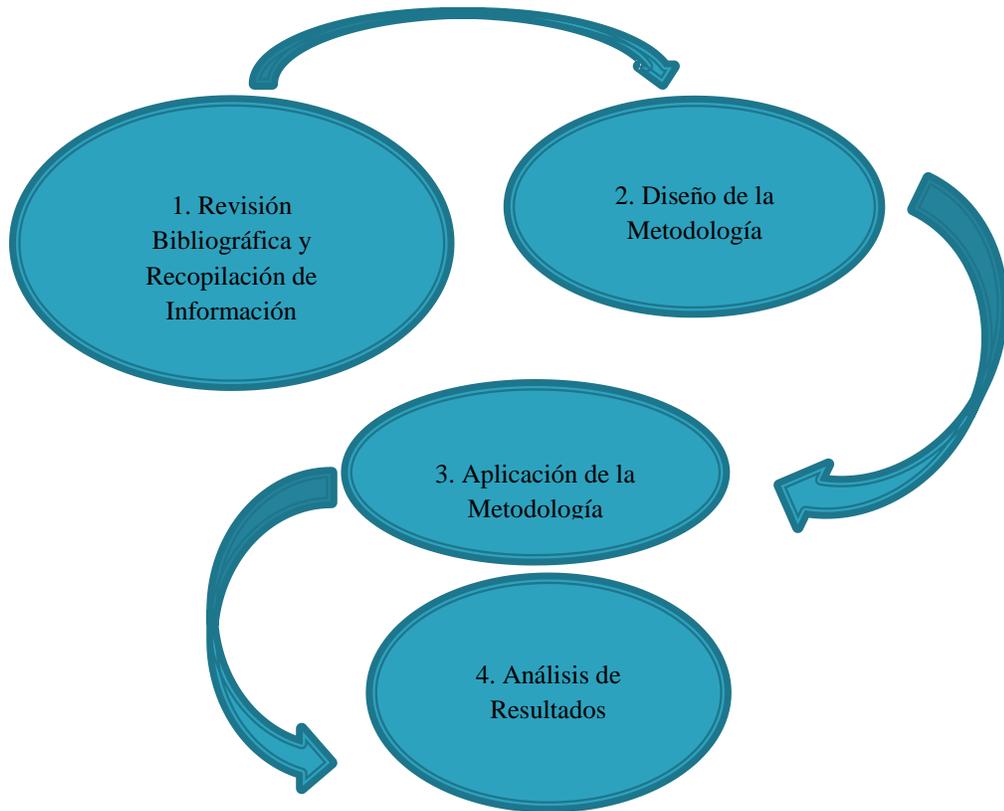


Figura 4. 1: Esquema metodológico de la investigación

4.4.1. Revisión Bibliográfica y Recopilación de Información

En esta primera etapa de la investigación se establecieron las bases teóricas que sustentan todo el trabajo realizado. Se revisaron libros, artículos, trabajos de Grado, publicaciones, manuales, planes de desarrollo de los campos de estudio suministrados por el MPPPM, solicitudes actualizadas de información de la infraestructura superficie a las operadoras de los campos seleccionados y diversas fuentes bibliográficas asociadas con el tema de esta investigación. De lo anterior se identifica la información genérica y detallada para el desarrollo de las bases teóricas y demás aspectos que se requerían conocer para el alcance de los objetivos del presente trabajo.

4.4.2. Diseño de la Metodología

Para realizar el diseño de la metodología, se contemplo el análisis de la información plasmada en las planillas denominadas G-1, G-2 Y G-4 del MPPPM (cuyo modelo se incluye en el Apéndice A) que deben presentar las empresas operadoras ante el Ministerio y posteriormente el desarrollo de una herramienta que permita controlar y hacer el seguimiento de los volúmenes de gas producidos y utilizados por las empresas operadoras en los diferentes campos de petróleo y gas en el país, utilizando formulas aplicadas a una hoja de Excel, así como gráficos de control para las diferentes variables evaluadas.

Se aplica al presente estudio los gráficos de control por variables debido a que son gráficos representativos en los que se calcula la variable como la media y desviación de una muestra y así observar de manera visual y representativa si los datos reportados en las planillas reportan siguen una tendencia o si por el contrario se desvían de sus límites. Para este Trabajo Especial de Grado se utilizó el gráfico de media y desviación estándar.

4.4.3. Aplicación de la Metodología

La Metodología de Cálculo para el Control de Volumen de Gas Natural producido y utilizado por la operadora se aplicó a dos campos de petróleo y dos campos de gas no asociado, los cuales fueron elegidos sin ningún orden o prioridad, pero tratando de considerar los diferentes usos del gas en cada uno de dichos campos.

Se aplica al presente estudio los gráficos de control por variables debido a que son gráficos representativos en los que se calculan la variable como la media y desviación de una muestra y así observar de manera visual y representativa si los datos presentados mediante las tablas siguen una tendencia o si por el contrario se desvían de sus límites. Para este Trabajo Especial de Grado se utilizó el gráfico de media y desviación estándar.

4.4.4. Análisis de Resultados

Los resultados fueron presentados siguiendo el esquema establecido en esta metodología. En forma general y dependiendo del caso, los resultados se mostraron por medio de tablas, diagramas o esquemas, seguidos por una descripción de la situación o contexto presentado, de este modo fueron analizados considerando los objetivos planteados al comienzo del trabajo de investigación para finalmente generar las conclusiones y de ser necesario, recomendaciones del mismo.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

5.1. CADENA DE VALOR DEL GAS EN VENEZUELA

Éste Trabajo Especial de Grado se enfocará en explicar la Cadena de Valor del Gas Natural en Venezuela con énfasis en la producción, tratamiento y extracción.

5.1.1. Exploración y Producción ^[11,13]

Aproximadamente el 85% del gas natural producido en Venezuela actualmente corresponde a gas asociado al petróleo, lo que implica que los niveles de producción de gas están afectados directamente por los planes de explotación de crudo, que a su vez están condicionados por las cuotas de producción asignadas por la OPEP.

El Plan Estratégico de Petróleos de Venezuela, S.A. enmarcado en el Plan Siembra Petrolera 2005-2030, promueve la aceleración de los diferentes proyectos de exploración y producción de gas en tierra firme y costa afuera. Además, desde 1999 se han logrado hitos importantes en el proceso de otorgamiento de Licencias para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos Gaseosos No Asociados, tanto en tierra como costa afuera, resultantes de los esfuerzos del Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería, para incrementar y

diversificar las fuentes de gas natural con el fin de impulsar el desarrollo industrial y social de la Nación. Así, desde el año 2001 se han otorgado Licencias de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Gaseosos No Asociados (gas libre). En la tabla 5.1 se muestra el total de licencias otorgadas, para la fecha se han otorgado diecisiete (17) Licencias dos (2) de las cuales se encuentran ya en fase de explotación.

Tabla 5. 1: Total de licencias otorgadas ^[11]

Licencias otorgadas a la fecha	17 (9 Tierra / 8 Costa Afuera).
Licencias declarada extinguida	3 Tierra (Tinaco, San Carlos, Barrancas).
Licencias en etapa exploratoria o fase de evaluación	8 (2 en Tierra / 6 Costa Afuera).
Licencias en explotación o por iniciar explotación	Tierra: 4 Tierra (Yucal Placer Norte y Sur, Gas Guárico, Quiriquire Gas, Bilovenzolana).
	Costa Afuera: 2 Costa Afuera (Declarada comercialidad y aprobado Plan de Explotacion para Cardón IV, Declarada comercialidad para Bloque 2 y en proceso de unificación de yacimientos con Trinidad y Tobago).

Adicional a las Licencias, existen áreas asignadas a PDVSA donde se produce gas no asociado como Barrancas-Sipororo (antes Licencia) y áreas explotadas o por iniciar explotación según la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (Anaco, Área Mayor de Oficina, Sur Tia Juana y Mariscal Sucre).

En la tabla 5.2 y 5.3 se muestran la distribución de producción del gas natural en Venezuela para el año 2008 y se incluye además la producción de gas natural por Jurisdicción respectivamente. Según esa información, la producción de Venezuela está en el orden de 2.540 MMPCD, obteniéndose la mayor producción en el oriente del país. Del total de la producción, alrededor del 51% se consume en la industria petrolera para actividades de reinyección de gas a los yacimientos, combustible para las instalaciones, mermas y pérdidas. El porcentaje restante es destinado a satisfacer las necesidades del Mercado Interno.

Según la DPCG, la producción Nación para el año 2011 fue alrededor de 7.089 MMPCD, sin embargo, alrededor de 150 MMPCD de gas metano recibidos de las empresas Chevron y ECOPETROL, a través del gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte, hacen que la disponibilidad total de gas natural Nación se ubique en 7.239 MMPCD. De la disponibilidad total de gas natural Nación, el 71% (5.139 MMPCD) corresponde a consumo propio de PDVSA y 2.119 MMPCD a ventas de gas metano para cubrir los requerimientos del mercado local en los sectores eléctricos, siderúrgico, aluminio, cemento, comercializadoras, doméstico y petroquímico. Del volumen total producido se utilizaron de 5.139 MMPCD, 2.946 MMPCD para inyección a los yacimientos (recuperación secundaria de crudo), y 1.498 MMPCD como combustible propio en las actividades de producción, y el resto del volumen corresponde a lo transformado en LGN, quema, venteo, mermas y pérdidas.

Cabe destacar que PDVSA prevé aumentar la producción de gas para el 2013, incorporando la producción de la Fase de Producción Temprana del Proyecto Mariscal Sucre y del Campo Perla en el Golfo de Venezuela, así como del Campo Yucal Placer y otras áreas asignadas para ser explotadas como gas no asociado. Los planes estratégicos de la industria buscan el fortalecimiento energético del país al suplir los requerimientos del Mercado Interno y además abrir oportunidades para la exportación.

Tabla 5. 2: Producción y distribución del gas natural, (mmm)³ [16]

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Producción ^{1/}	57.062	61.878	62.941	61.982	61.027	68.295	72.306	73.471	71.621	71.950
Utilización	22.914	25.281	27.594	28.858	30.875	35.065	37.326	36.550	36.437	36.799
Inyectado	19.712	20.407	21.207	24.522	26.283	29.629	30.375	31.368	30.966	30.293
Arrojado	3.202	4.874	6.387	4.336	4.592	5.436	6.951	5.182	5.471	6.506
Otros usos	34.148	36.597	35.347	33.124	30.152	33.230	34.980	36.921	35.184	35.151
Transformado en productos y mermas	6.879	8.796	5.754	4.709	4.928	4.825	7.561	5.448	5.675	5.152
Combustible	8.865	10.369	10.086	9.345	8.489	9.887	10.323	10.254	9.938	9.472
Vendido	18.404	17.432	19.507	19.070	16.735	18.518	17.096	21.219	19.571	20.527

1/ Incluye el gas donado.

Fuente: Dirección General de Exploración y Producción de Hidrocarburos, MENPET.

Tabla 5. 3: Producción y distribución de gas natural por jurisdicción, (2004), (mmm)³ [16]

	Maracaibo	Barcelona	Maturín	Barinas	Falcón	Cumaná	Total
Inyectado	0	518	29.739	0	4	32	30.293
Arrojado	2.533	2.520	1.351	29	8	65	6.506
Otros usos	8.094	15.145	11.371	379	158	3	35.151
Transformado en productos y mermas	1.416	1.898	1.823	7	8	0	5.152
Combustible	5.022	1.666	2.774	1	6	3	9.472
Vendido	1.656	11.581	6.774	371	145	0	20.527
Producción ^{1/}	10.627	18.183	42.461	408	170	100	71.950

1/ Incluye el gas donado.

Fuente: Dirección General de Exploración y Producción de Hidrocarburos, MENPET.

5.1.2. Infraestructura de Acondicionamiento, Extracción de Líquidos y Transporte de gas en Venezuela ^[11,13]

Dada la distribución geográfica de las áreas de producción de gas natural en Venezuela, es conveniente ubicarnos en el mapa para dar una visión de la infraestructura existente a lo largo de la cadena de valor del gas natural. En la figura 5.1 se muestra gráficamente la ubicación de la infraestructura de Extracción, Fraccionamiento y Transporte de gas en Venezuela.

Los procesos de extracción y fraccionamiento de LGN son llevados a cabo por PDVSA a escala nacional, a través de 12 plantas de extracción y tres plantas de fraccionamiento, para un total de 15 plantas.

La capacidad total instalada de procesamiento es de 4.855 MMPCD y la de fraccionamiento es de 268 MBD. Adicionalmente, se dispone de 381 km de poliductos en el oriente del país.

La capacidad efectiva de fraccionamiento de LGN es de 242 MBD. Para el año 2010, las operaciones de extracción y procesamiento de LGN alcanzaron un volumen de 147 MBD, mientras que las ventas se situaron en 150 MBD, de los cuales 34 MBD (23%) fueron destinados al mercado de exportación y 116 MBD (77%) colocados en el mercado local (83 MBD vendidos a terceros y 33 MBD de ventas a interfiliales). En la Figura 5.2 se puede apreciar la infraestructura de Transporte y Distribución en Venezuela.

Se contempla el proyecto de acondicionamiento de Gas y Líquidos Anaco (AGLA), el cual consiste en desarrollar la infraestructura para el acondicionamiento de los volúmenes de gas natural producidos en el Campo San Joaquín, Guarío y el Roble. Se estima que este en funcionamiento para el año 2013. En la figura 5.3 se muestra la infraestructura de las capacidades para el Transporte y Distribución del gas natural en Venezuela.

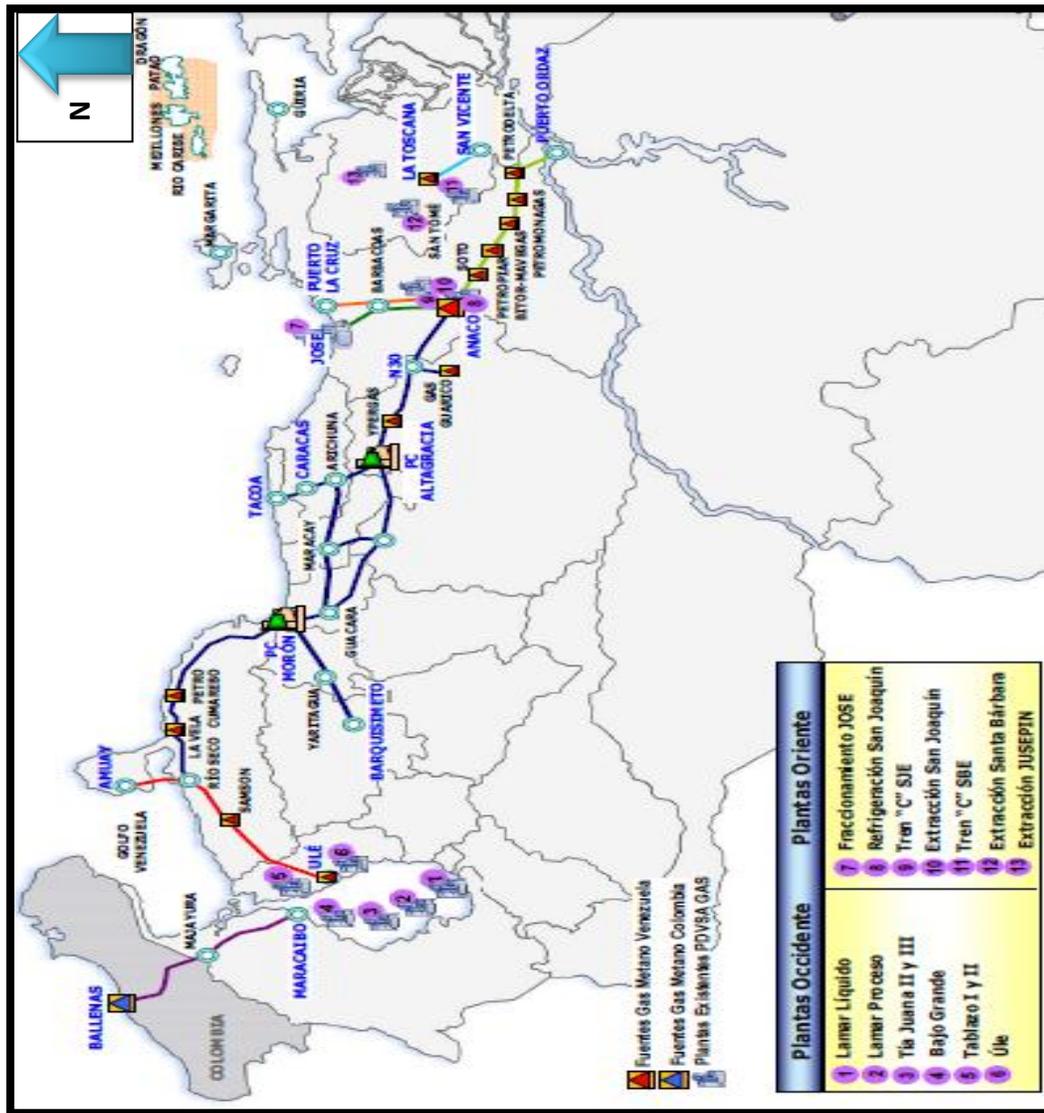


Figura 5. 1: Infraestructura de Extracción, Fraccionamiento y Transporte de gas en Venezuela ^[9]

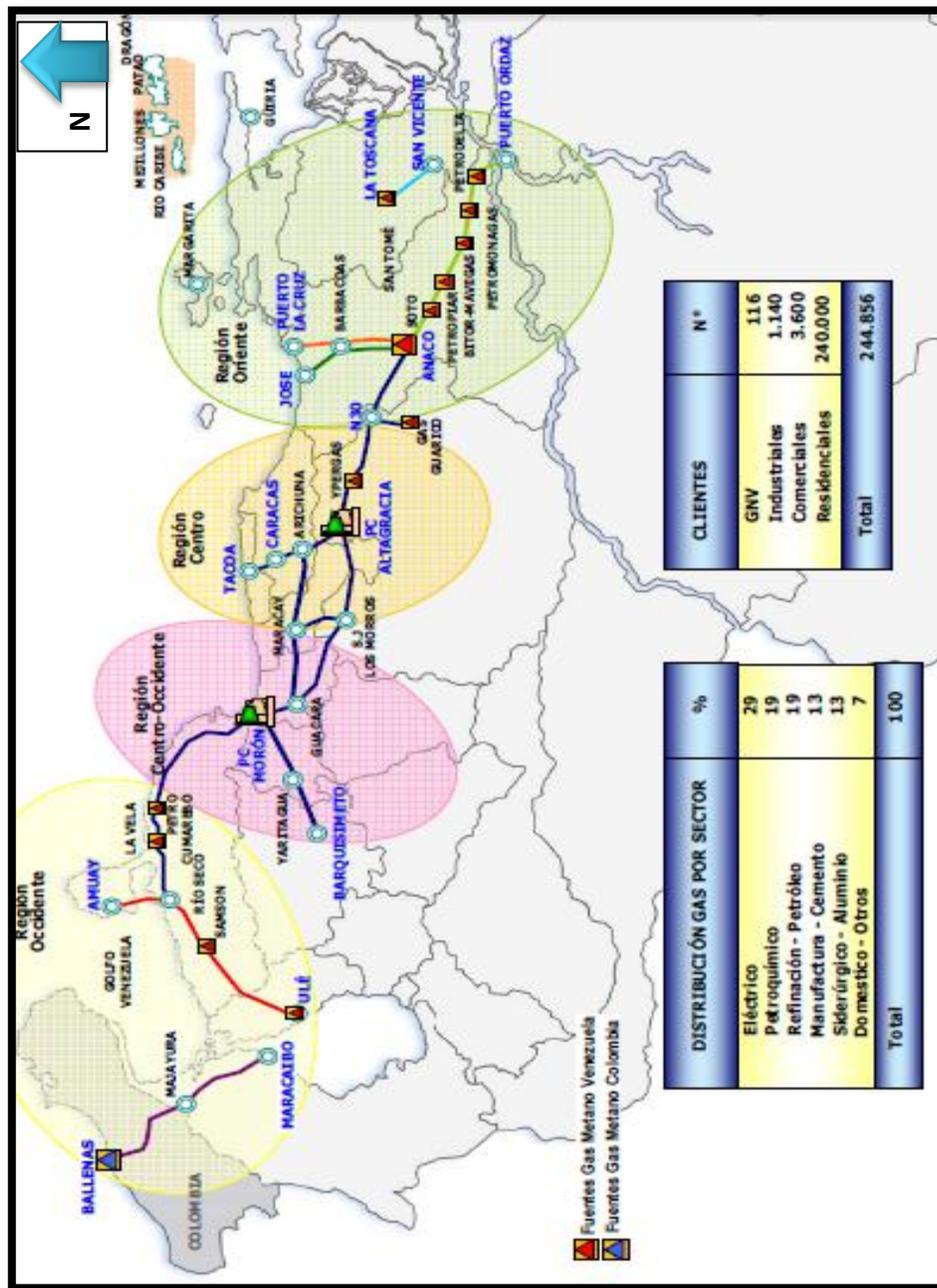


Figura 5. 2: Infraestructura de Transporte y Distribución del gas natural en Venezuela ^[9]

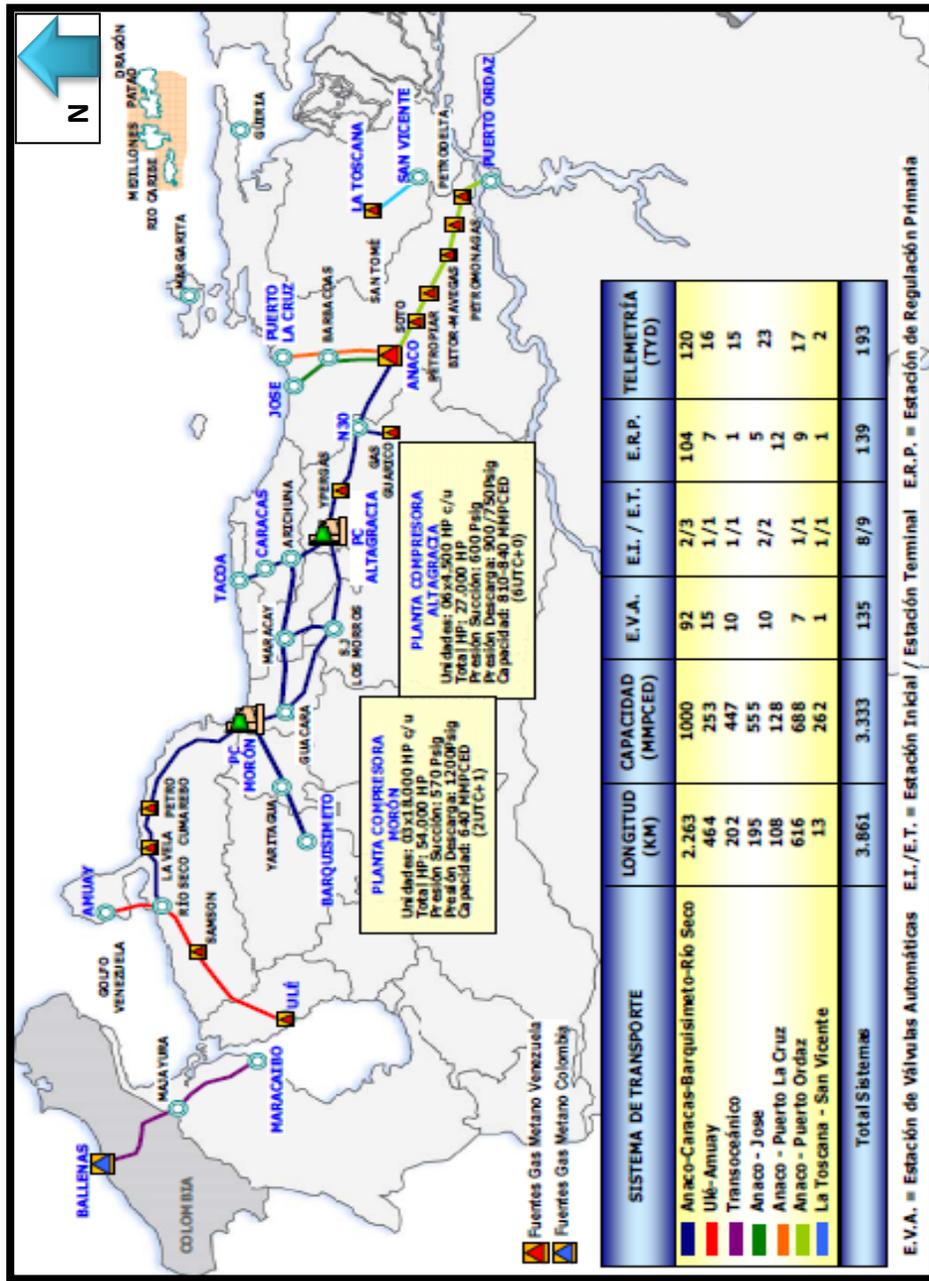


Figura 5. 3: Capacidades de Transporte y Distribución del gas natural en Venezuela [9]

5.1.2.1. Región Occidente

La mayor producción de gas en esta área está asociada con la producción de petróleo en el Lago de Maracaibo. La alta declinación de estos yacimientos con producciones a baja presión determina la necesidad de facilidades de compresión para alcanzar los niveles de presión requeridos para transportar y distribuir el gas (entre 1.250 y 250 lpca), es por ello que existen más de 100 unidades de compresión en el área.

En cuánto al acondicionamiento y procesamiento del gas existen actualmente:

- ❖ Siete plantas de extracción de líquidos:
 - ❖ En el Lago, para mercado interno: Tía Juana 2, Tía Juana 3, y para actividades de producción del área Lamaprosesos, Lamarlíquidos.
 - ❖ Costa Oriental: LPG-5.
 - ❖ Complejo Zulia-Tablazo: LGN1, LGN2 (mercado interno).

- ❖ Dos plantas de fraccionamiento: Planta Ulé (Costa Oriental), Planta Bajo Grande (Costa Occidental), además dos muelles con sistemas de refrigeración: La Salina (Costa Oriental) y Bajo Grande.

Para optimizar el sistema de extracción de líquidos está planificado sustituir la operación de Tía Juana 2 y 3, Lamarlíquidos, LGN1 y LGN2, con la construcción y puesta en marcha del Complejo Criogénico de Occidente en Ulé.

El gas al mercado interno se distribuye a: Centro de Refinación Paraguaná (Falcón), Complejo Petroquímico El Tablazo, Red Costa Oeste para municipios Maracaibo y San Francisco, y Costa Oriental del Lago, para satisfacer requerimientos de gas en municipios costeros.

Existen dos gasoductos de 230 Km (16 pulg y 20 pulg) para el transporte del gas del Tía Juana 2 y 3 al CRP, planta de generación eléctrica en Punto Fijo y estaciones de

GNV (Sistema Ulé-Amuay).

En Occidente se maneja el gas que se recibe de Colombia a través del gasoducto Antonio Ricaurte, el cual se inicio durante el año 2006 para el intercambio gasífero entre Venezuela y Colombia, con una longitud de 224 Km de 26 pulg de diámetro desde el Campo Ballenas, en Colombia, a las plantas eléctricas Rafael Urdaneta y Ramón Laguna, en el estado Zulia, alcanzando los 88,5 km en Colombia y 135,9 en la República Bolivariana de Venezuela, con un tramo sublacustre de 22 km. En la figura 5.4 se muestran los gasoductos principales en la región Occidente del país.

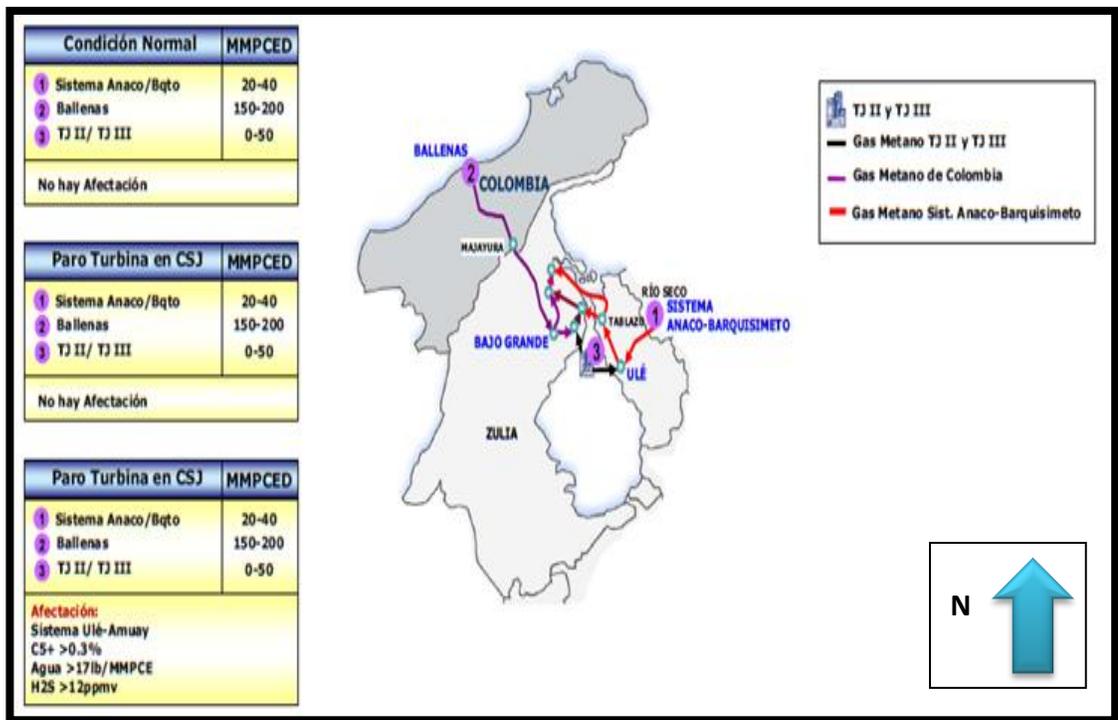


Figura 5. 4: Manejo de gas región Occidente [9]

5.1.2.2. Región Oriente

Existen dos áreas de producción principales: Norte de Monagas, donde la producción de gas está asociada con la producción de petróleo, y el Área Productora de Gas Anaco.

En el Norte de Monagas, como parte del plan de explotación de los yacimientos de petróleo, la mayor parte del gas producido es reinyectado a altas presiones (en el orden de 7.500 a 9.000 lpca), para lo cual se han construido las plantas de inyección de gas PIGAP I y PIGAP II, siendo uno de los primeros proyectos en el mundo de inyección a esos niveles de presión.

Para el acondicionamiento y procesamiento del gas del área, existen tres plantas de extracción de líquidos: Jusepín con una capacidad de 350 MMPCN/D, Santa Bárbara con una capacidad 800 MMPC/D, ACCRO III (operada por empresa privada) de 400 MMPC/D, los líquidos allí producidos son transportados por poliductos con una longitud 310,79 km y una capacidad de 197.640 MMPC/Año a la Planta de Fraccionamiento Jose (Estado Anzoátegui), en donde se cuenta con un muelle para la exportación y cabotaje, planta de refrigeración y patios de almacenamiento.

Los excedentes de gas procesado se transportan a Anaco para el mercado interno a través del Sistema Jusepín-Criogénico. En Anaco todo el gas producido se procesa en las plantas de extracción San Joaquín y ACCRO IV. Al igual que en el Norte de Monagas, los LGN allí generados son transportados a la Planta de Fraccionamiento Jose. Para el procesamiento del gas en esta área se cuenta con un gasoducto principal de 4.452,73 km que logra transportar un volumen total de 781.308 MMPC/Año.

El gas procesado se destina al mercado interno, transportado a través de los Sistemas Anaco-Puerto Ordaz, Anaco-Barquisimeto y Anaco-Puerto La Cruz, que constituyen la red de gasoductos más importante del país. Este sistema de tuberías cuenta con una

planta compresora ubicada en el Estado Guárico (Altagracia de Orituco) que lleva el gas a los niveles de presión requeridos en los puntos de entrega: para la generación eléctrica en Tocoa y Morón (Planta Centro), y para la distribución a la red en la ciudad de Barquisimeto.

Es importante mencionar el Proyecto de Interconexión Centro-Occidente (ICO), culminado en el año 2011 ya en marcha, permite la conexión de Oriente y Occidente para satisfacer el déficit actual en Occidente con parte de la producción de Oriente.

Nacionalmente se cuenta con una infraestructura de transmisión y distribución de gas metano de 4.432 km de tuberías de diferentes diámetros (desde 8 a 36 pulg), a fin de satisfacer los requerimientos de los sectores doméstico, comercial e industrial, siendo los principales sistemas de transporte: Anaco-Barquisimeto, Anaco-Jose/ Anaco-Puerto La Cruz, Anaco-Puerto Ordaz, Ulé-Amuay, Interconexión Centro Oriente-Occidente (ICO), Costa-Oriente, Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte.

Igualmente, el Gasoducto Transcaribeño, ya en marcha, permite suplir la demanda de gas en el Occidente del país, en su primera fase, puesto que se proyecta que posteriormente el gas de Venezuela será enviado a Colombia y Panamá. En la figura 5.5 se muestra el esquema de manejo de gas para la región Oriente.

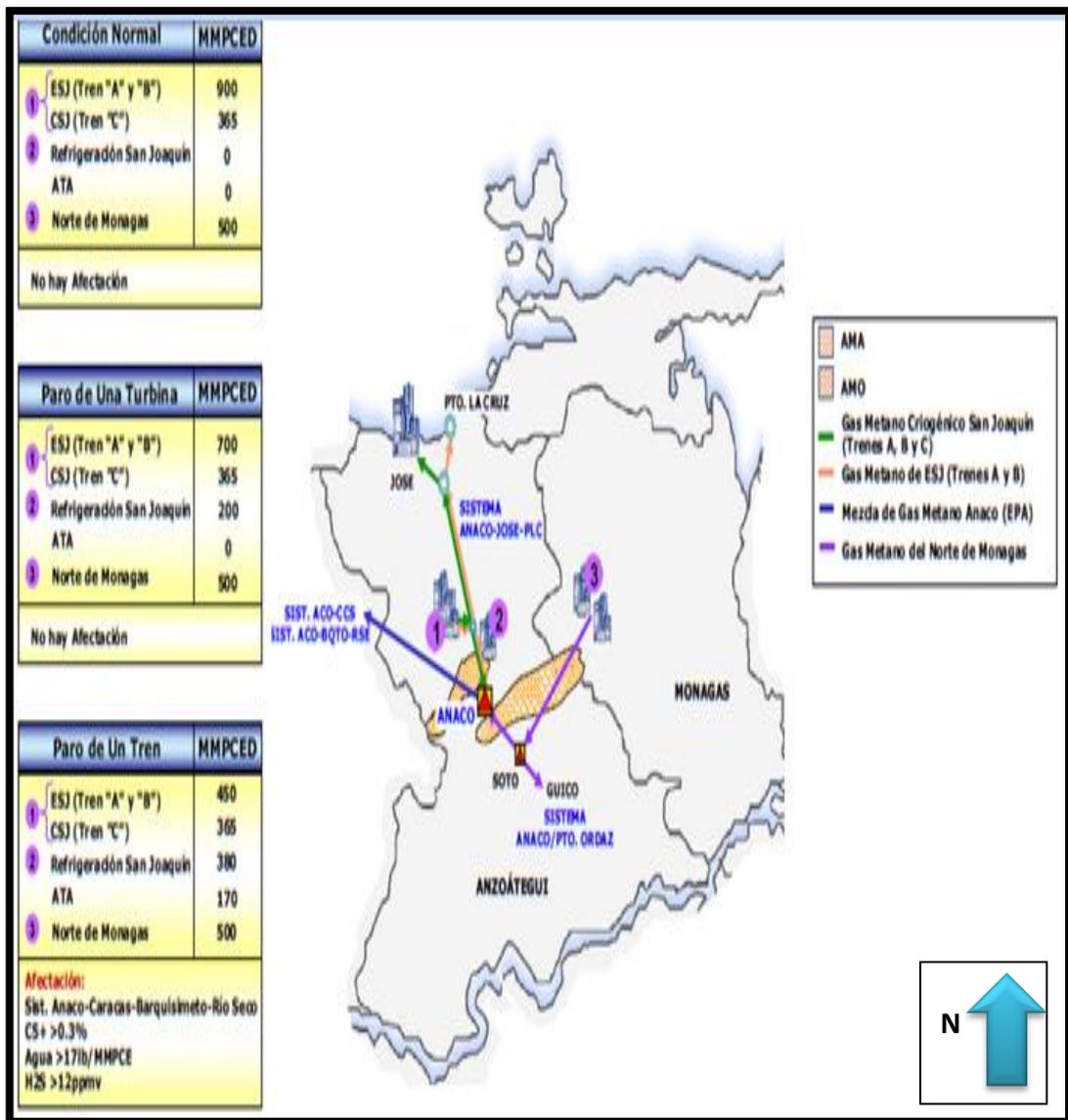


Figura 5. 5: Manejo del gas Región Oriente ^[9]

5.2. DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE SUPERFICIE USADA ACTUALMENTE PARA LOS SIGUIENTES CAMPOS DE PETRÓLEO Y GAS EN VENEZUELA

5.2.1. Campo Yucal Placer

5.2.1.1. Proceso de operación ^[28]

El Campo Yucal Placer actualmente cuenta con dos macollas S1 y N1, en conjunto poseen 7 pozos productores de gas. Dicha producción es enviada a la planta de tratamiento (CPF) a través de una línea de 8 pulg y 140 metros de longitud.

Toda la producción proveniente del campo ingresa a la Unidad de Procesamiento (CPF), donde se separan los líquidos, se acondiciona la producción de acuerdo a las especificaciones de calidad que correspondan para garantizar la entrega de gas con las especificaciones requeridas (CO₂, H₂S y H₂O) por normativa venezolana y las condiciones de contrato, se monitorean todas las operaciones de campo.

El gas proveniente de las plataformas S1 y N1 se recibe en el “Slug Catcher” o separador primario, el cual separa el agua condensada que proviene de los pozos. Posteriormente el flujo de gas sale por el tope y es enviada al aerofriador donde se disminuye la temperatura del gas hasta 45°C (temperatura de diseño), con el propósito de condensar el agua arrastrada en la corriente de gas y llegar a una temperatura óptima a la columna de deshidratación. De esta forma, el gas alcanza una temperatura óptima antes de ingresar a un equipo de separación de líquidos identificado como “Contactora”, donde el gas continúa despojándose de los líquidos condensados para luego pasar al MFS (“Membrane Feed Scrubber”). En el MFS el

gas se deshidrata en dos etapas (sección coalescente y sección “scrubber” o de limpieza), donde se retienen líquidos (≥ 3 micrones).

El gas continúa su recorrido a la siguiente etapa de proceso, la cual consiste básicamente de un sistema de pretratamiento (filtros y calentador), y de un sistema de separación (membranas). En el pretratamiento, el gas se pasa por un filtro coalescente para eliminar partículas de aerosol y luego pasa por un calentador para elevar su temperatura por encima del punto de saturación de líquidos, a los efectos de evitar la condensación de hidrocarburos y/o agua que puedan dañar el funcionamiento de las membranas. Posteriormente, la corriente de gas fluye por un filtro de carbón activado que sirve para eliminar partículas de hidrocarburos pesados por medio de la adsorción y por último, se concluye el pretratamiento del gas atravesando un tercer filtro (“Polishing Filter”) que se utiliza como una protección final previa a las membranas, reteniendo moléculas de líquido que pudieran existir.

De esta manera, el gas pre-tratado circula luego a través de las membranas donde ocurre el endulzamiento hasta las condiciones de entrega, mediante un mecanismo de difusión y solución selectiva de CO_2 , H_2S y vapor de H_2O . De esta unidad se obtienen dos corrientes, una corriente de gas ácido y otra de gas tratado. El gas ácido o permeado (cuyo contenido principal es CO_2 , H_2S y H_2O) es evacuado a través del sistema de baja presión, enviándose a la quema en un mechorrio altamente eficiente, siguiendo regulaciones del Ministerio del Ambiente. Por su parte, el gas tratado se envía a la exportación dentro de las especificaciones COVENIN (8.5% de CO_2 , 12 ppm de H_2S y 7 lb/MMPCND de H_2O). En la figura 5.6 se muestra el esquema del manejo de las instalaciones de gas en superficie existente en el Campo Yucal Placer.

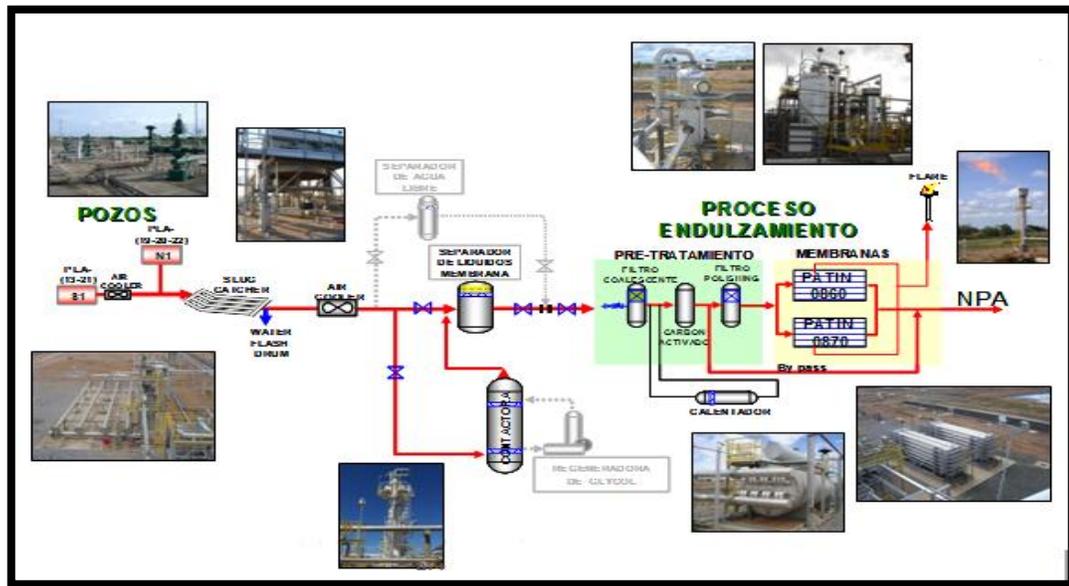


Figura 5. 6: Esquema de manejo de las instalaciones de gas en superficie existente en el Campo Yucal Placer [28]

A partir de este punto, el gas entra en el gasoducto de exportación de 12 pulg, para llegar a la estación de entrega (NPA) mostrada en la figura 5.7, donde se encuentra la estación de medición fiscal previa a la entrega de gas a PDVSA Gas.

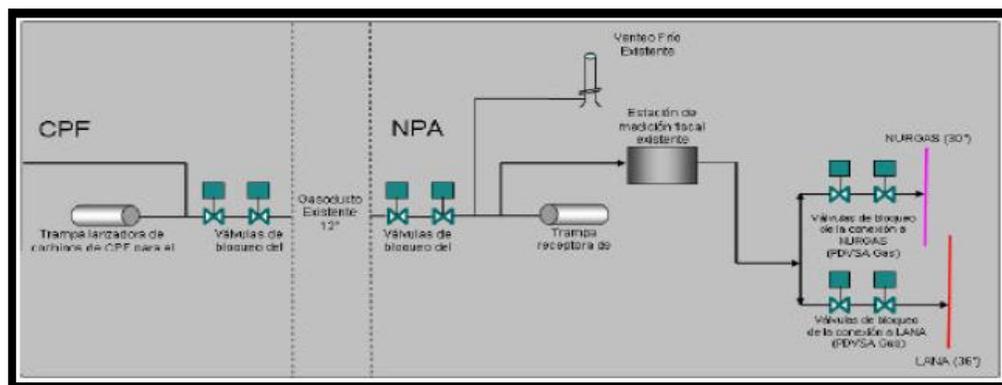


Figura 5. 7: Estación de entrega en Ipore (NPA) [28]

5.2.2. Campo San Joaquín

5.2.2.1. Complejo Criogénico De Oriente (CCO) ^[29]

El Complejo Criogénico de Oriente (CCO) constituye una de las obras de mayor trascendencia para la industrialización del gas natural, fue puesto en operación a finales del año 1.985 para extraer del gas, los líquidos de mayor valor comercial y acondicionarlos para su utilización como insumo o como combustible industrial, petroquímico, comercial y doméstico.

En 1.992, Corpoven inició las obras de ampliación de infraestructura del CCO, proyecto denominado ACCRO, con el objeto de aumentar la capacidad de procesamiento de Gas. Durante el año 2000, a raíz de la apertura del gas, PDVSA GAS inició el proyecto denominado ACCRO III / IV para una nueva ampliación del CCO con la participación de capital extranjero.

El CCO lo componen tres Plantas de Extracción de Líquidos, ubicadas en: **San Joaquín** (a 12 Km. de Anaco), Santa Bárbara y Jusepín (a 15 Km. de Punta de Mata), una Planta de Refrigeración en San Joaquín y una Planta de Fraccionamiento situada en Jose y un Total de 312 Kilómetros de poliductos; instalaciones de almacenamiento y muelles de despacho, situado en Jose, a orillas del Mar Caribe.

5.2.2.2. Esquemas de Superficie del Campo San Joaquín ^[30]

El Campo San Joaquín actualmente cuenta con cinco estaciones de descarga. A continuación se presenta una breve descripción de los esquemas de superficie que maneja el Campo San Joaquín, los niveles de presión son de 60 lpc, 250 lpc y 450 lpc, el mismo cuenta con cinco estaciones de flujo:

- ❖ San Joaquín Estación de Descarga (SJED): (SJED-1),(SJED-3), (SJED-4).
- ❖ Guarío Estación de Descarga (GED): (GED-1).
- ❖ El Roble Estación de Descarga (ERED): (ERED-2).

Y siete plantas compresoras:

- ❖ San Joaquin BOOSTER (SJ BOOSTER)
- ❖ San Joaquín I (SJ-II).
- ❖ San Joaquín II (SJ-II).
- ❖ San Joaquín III (SJ-II).
- ❖ RECAT.
- ❖ San Joaquín Fase II (SJ-II FASE II).
- ❖ Planta Compresora Santa Ana III (PCSA-III).

La figura 5.8 Se muestra el esquema de superficie para un nivel de presión de 60 lpca, donde se manejan las siguientes instalaciones: (SJED-1) con una capacidad de recolección de 20 MMPCED y de separación de 46 MMPCED, (SJED-3) con una capacidad de recolección y de separación de 15 MMPCED (SJED-4) con una capacidad de recolección de 60 MMPCED y de separación de 43 MMPCED, (GED-1) con una capacidad de recolección de 20 MMPCED y una capacidad de separación de 19 MMPCED, (ERED-2) con una capacidad de recolección de 20 MMPCED y una capacidad de separación de 12 MMPCED. Posee dos plantas compresoras: (SJ BOOSTER) con una capacidad de compresión de 45 MMPCED y la Planta Compresora SJ-II con una capacidad de compresión de 66 MMPCED.

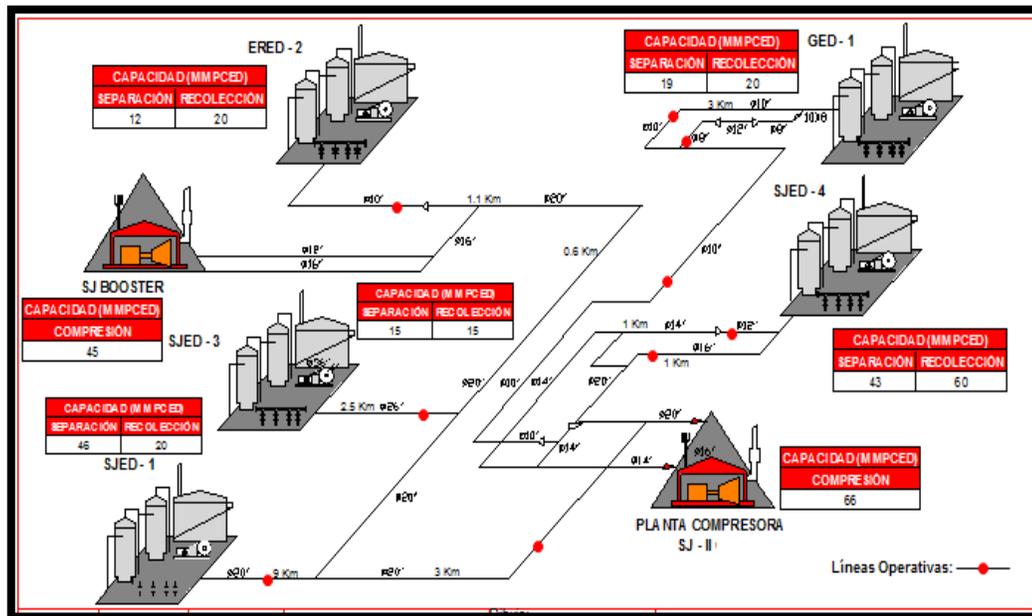


Figura 5. 8: Sistema de producción del Campo San Joaquín (Nivel 60 Lpca) ^[30]

La figura 5.9. Se muestra el esquema de superficie para un nivel de presión de 250 lpc, donde se manejan las siguientes instalaciones: (SJED-1) con una capacidad de recolección y separación de 30 MMPCED, (SJED-3) con una capacidad de recolección de 42 MMPCED y de separación de 22 MMPCED (SJED-4) con una capacidad de recolección de 80 MMPCED y de separación de 48 MMPCED, (GED-1) con una capacidad de recolección de 18 MMPCED y una capacidad de separación de 20 MMPCED. Planta Compresora SJ-I, Planta Compresora SJ-II, Planta Compresora SJ-IV con una capacidad de compresión de 10 MMPCED, 40 MMPCED y 16 MMPCED.

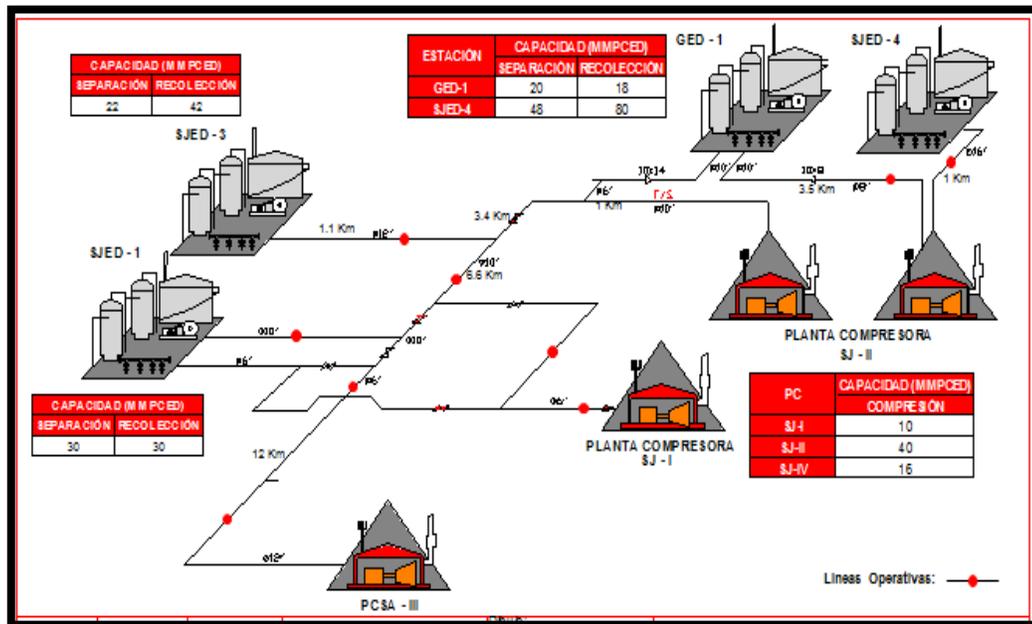


Figura 5. 9: Sistema de producción del Campo San Joaquín (Nivel 250 Lpca) [30]

La figura 5.10 Se muestra el esquema de superficie para un nivel de presión de 450 lpc, donde se manejan las siguientes instalaciones: (SJED-1) con una capacidad de recolección de 70 MMPCED y separación de 113 MMPCED, (SJED-3) con una capacidad de recolección de 85 MMPCED y de separación de 63 MMPCED, (SJED-4) con una capacidad de recolección de 140 MMPCED y de separación de 163 MMPCED, (GED-1) con una capacidad de recolección de 100 MMPCED y una capacidad de separación de 116 MMPCED. Planta Compresora SJ-III, Planta Compresora SJ-II, Planta Compresora SJ-II FASE-II, RECAT y SJ BOOSTER con una capacidad de compresión de 10 MMPCED, 45 MMPCED, 20 MMPCED, MMPCED, 240 MMPCED y 51 MMPCED respectivamente.

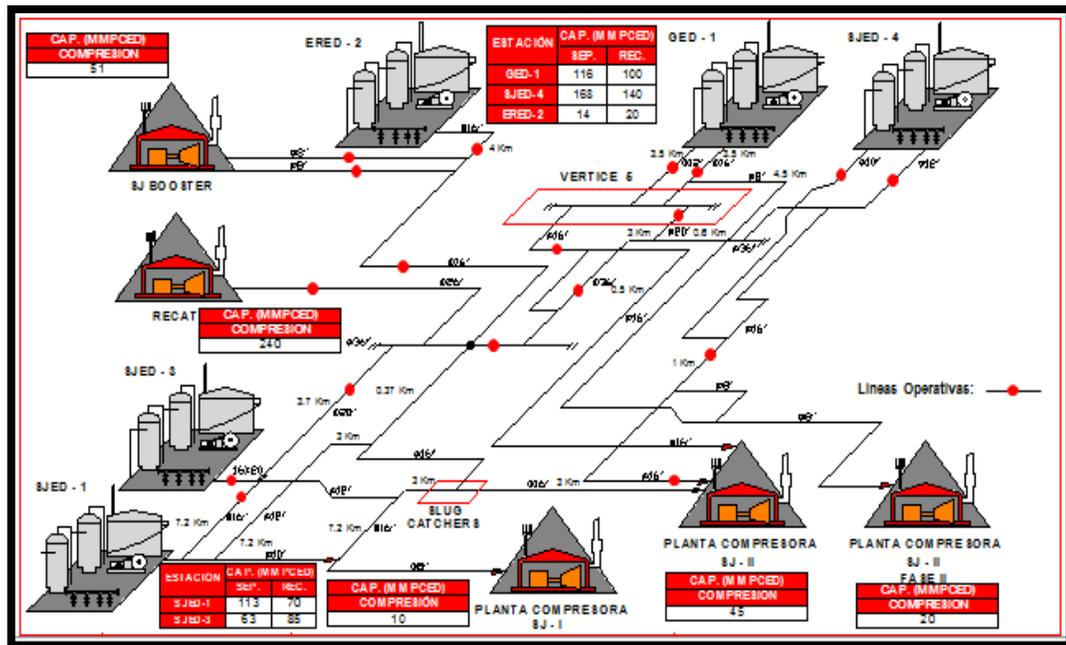


Figura 5. 10: Sistema de producción del Campo San Joaquín (Nivel 450 Lpca) [30]

5.2.2.3. Planta de Extracción San Joaquín [28]

La Planta de Extracción San Joaquín esta situada en el Estado Anzoátegui, a 12 Km de la ciudad de Anaco y a 100Km de Barcelona, en el oriente venezolano; recibe gas natural enriquecido a una presión de 900 lpc a través de gasoductos desde 4 facilidades de producción ubicadas en la Región Oriente de Venezuela (Santa Rosa, Santa Ana, El Toco y San Joaquín). Estas corrientes están compuestas principalmente de dióxido de carbono, metano, etano, propano, iso-butano, n-butano, iso-pentano, n-pentano, hexano, heptano y más pesados, sulfuros de hidrógenos, mercaptanos, sulfuro de carbonilo y agua.

La planta está diseñada para procesar 1.020 MMPCED (millones de pies cúbicos estándar diarios) de gas natural enriquecido produciendo 48.000 B/D (barriles diarios) de LGN (C₃ y superiores) y 920.000 MMPCED de gas natural residual, el LGN es enviado a través de un poliducto a la Planta de Fraccionamiento de Jose para su posterior comercialización. La planta originalmente estaba constituida por dos trenes de proceso idénticos que producían 400 MMPCED. Dichos trenes fueron ampliados a 510 MPCED cada uno.

La Planta esta diseñada para recuperar 90% del propano contenido en las corrientes de alimentación. Para extraer los componentes más importantes es necesario llevarlo a temperaturas criogénicas (menores a -125°F). De esta manera la Planta de Extracción San Joaquín extrae del Gas Natural sus componentes livianos, metano y etano (gas residual), para consumo doméstico e industrial, además de hidrocarburos más pesados (LGN, Líquidos del Gas Natural). Los productos líquidos (de gran valor comercial) son distribuidos a través de 113 Km. de poliductos hacia la Planta de Jose, donde son fraccionados para su posterior comercialización en el mercado nacional e internacional. De esta planta se obtienen valiosos productos como: el propano, butano, pentano, hexano y gasolina la cual se envía hacia la refinería de Puerto La Cruz. En la figura 5.11 se puede apreciar el proceso de extracción que se realiza en el Campo San Joaquín.

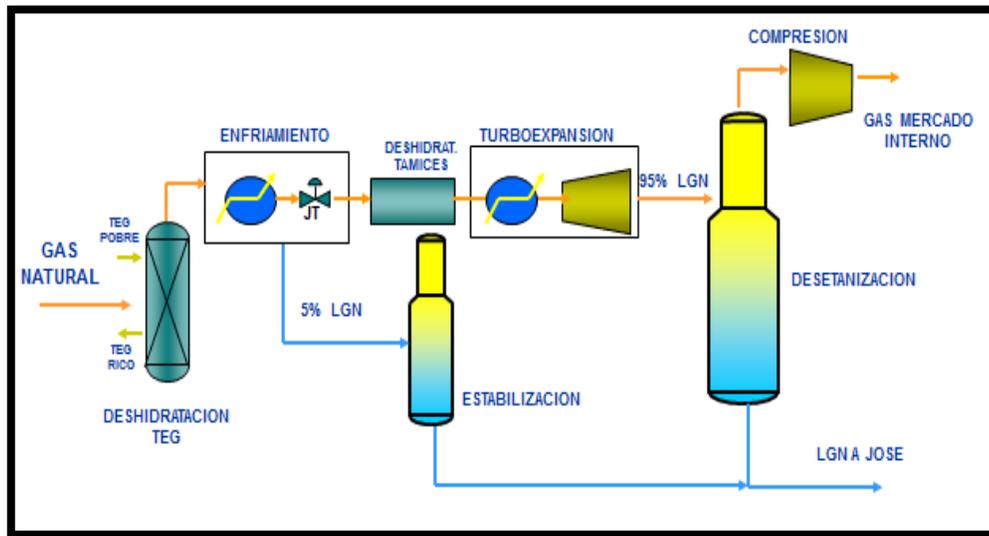


Figura 5. 11: Proceso de extracción Campo San Joaquín ^[31]

5.2.2.4. Descripción de la planta de extracción ubicada en el Campo San Joaquín ^[28]

Esta planta se dedica a la extracción de LGN del gas natural. Para ello emplea dos trenes de procesos exactamente iguales, cada uno con capacidad para procesar 500 MMPCED, lo que se traduce en 48.000 B/D de LGN, aproximadamente. Para lograr el objetivo se deben ejecutar una serie de procesos, los cuales serán descritos separadamente para lograr una comprensión total del funcionamiento de la planta.

Por fines prácticos, la explicación estará referida a un solo tren de procesos, sin embargo, es extensible a ambos trenes puesto que son exactamente iguales. En la figura 5.12 se muestra la vista del tren A de la planta San Joaquín.



Figura 5. 12: Vista del tren A de la planta de extracción San Joaquín ^[28]

Instalaciones de Gas de Entrada: El gas de entrada proveniente de los gasoductos entra a flujo controlado hacia cinco depuradores para extraer cualquier líquido proveniente en la corriente gaseosa. Los depuradores de entrada de San Joaquín (18 pulg), Santa Rosa (línea 14 pulg), El Toco – Santa Ana (20 pulg), Santa Rosa (línea 20 pulg) y el separador común, operan a 110 °F y 985 lpca. Estos son separadores de tres fases, de manera que cualquier agua libre pueda ser separada y drenada. Los vapores provenientes de los depuradores se combinan en un cabezal común de 30 pulg de diámetro interno y luego se separan hacia los dos trenes. En la figura 5.13 se muestra los separadores de gas de entrada provenientes de los diferentes campos que alimentan la planta de extracción de San Joaquín.



Figura 5. 13: Separadores de gas de entrada ^[28]

Enfriamiento del Gas de Entrada y Válvula J-T de alta Presión: El gas deshidratado que sale del contactor de Trietilénglicol (TEG) se divide en cuatro corrientes que se enfrían hasta 64 °F en cuatro intercambiadores de calor que operan en paralelo. Una corriente se enfría hasta 73 °F mediante intercambio de calor en el intercambiador de gas caliente/gas de alta presión. En la figura 5.14 se puede apreciar un intercambiador gas caliente/gas de alta presión.

Otra corriente se enfría hasta 64 °F mediante intercambio de calor con líquido condensado, en el calentador de condensado del separador a la entrada del expansor de alta presión. La tercera corriente es enfriada hasta 55 °F mediante intercambio de calor con líquido condensado en el calentador de condensado del separador de salida del expansor de alta presión. La cuarta corriente es enfriada hasta los 64 °F proporcionando calor al rehervidor lateral de la torre desetanizadora.

Las corrientes luego son combinadas y fluidas hacia el separador de entrada de la válvula Joule Thompson (J-T) de alta presión donde el líquido condensado se separa del vapor. El vapor proveniente del separador de entrada pasa a través de la válvula Joule Thompson (J-T) de alta presión (expansión isoentálpica), donde la presión y la temperatura se reducen a 760 lpca y 51 °F respectivamente, causando la condensación de líquidos que son llevados junto al gas al separador de salida. En la figura 5.15 se muestra la imagen de una válvula Joule Thompson (J-T).

El vapor proveniente de dicho separador se dirige hacia la sección de deshidratación con tamices moleculares y el líquido es llevado hacia la torre estabilizadora.



Figura 5. 14: Intercambiador de gas caliente/ gas de alta presión ^[28]



Figura 5. 15: Válvulas Joule Tompson (J-T) ^[28]

Deshidratación con Tamices Moleculares: El gas proveniente del separador de salida de la válvula JT de alta presión pasa a través de dos filtros separadores de alta eficiencia (filtros/separadores de entrada del deshidratador) operando en paralelo a fin de extraer pequeñas partículas líquidas y sólidas. Después del filtrado, el gas fluye a través de dos lechos de sílica gel. Estos lechos han sido agregados al proceso como una medida de protección de seguridad para extraer cualquier parafina contenida en el gas, protegiendo así los lechos del tamiz molecular. El gas luego fluye a través de un sistema de deshidratación automático donde el contenido de agua es reducido a menos de 0.1 ppm por volumen. El sistema consta de cuatro torres de adsorción; tres de ellas siempre están en operación mientras la cuarta es regenerada. En la figura 5.16 se aprecia una imagen de los tamices moleculares. Cada uno de los lechos está en servicio por un período de 24 horas, y luego se saca de servicio para regenerarlo durante 8 horas.

El gas deshidratado proveniente de los tamices fluye a través de dos filtros de salida del deshidratador operando en forma paralela donde se extraen el polvo fino del tamiz molecular.



Figura 5. 16: Tamices moleculares ^[28]

Enfriamiento del Gas de Entrada y Expansores Compresores: El gas proveniente del área de deshidratación del tamiz molecular es enfriado a $-27\text{ }^{\circ}\text{F}$ en tres intercambiadores de calor operando en paralelo. Una corriente es enfriada a $-16\text{ }^{\circ}\text{F}$ mediante el intercambio de calor con gas residual frío en el intercambiador de gas frío/gas de baja presión. La segunda corriente se enfría hasta $-44\text{ }^{\circ}\text{F}$ mediante intercambio de calor con líquidos condensados en el precalentador de alimentación de alta presión de la torre desetanizadora. La tercera corriente se enfría hasta $-58\text{ }^{\circ}\text{F}$ mediante intercambio de calor con líquidos condensados en el precalentador de alimentación de baja presión del desetanizador. Las corrientes luego son combinadas y el líquido condensado es separado del vapor en el separador de entrada del expansor. Este separador opera a $-27\text{ }^{\circ}\text{F}$ y 690 lpca. En la figura 5.17 se muestra un Intercambiador gas frío/gas de baja presión.

El vapor proveniente del separador fluye a través de un expansor (expansión isoentrópica), donde la presión es reducida a 195 lpca con una consecuente reducción de temperatura a $-105\text{ }^{\circ}\text{F}$. La energía extraída del expansor, aproximadamente 9.540 BHP, se utiliza para aumentar la presión del gas residual en el precompresor. El líquido condensado en los expansores se separa del vapor en el separador de salida del expansor. Este separador opera a $-105\text{ }^{\circ}\text{F}$ y 195 lpca. El vapor proveniente de éste separador proporciona refrigeración al condensador de reflujo del desetanizador. En la Figura 5.18 se muestra un expansor/precompresor.



Figura 5. 17: Intercambiador gas frío / gas de baja presión ^[28]



Figura 5. 18: Expansor/ precompresor ^[28]

Torre Desetanizadora: La torre desetanizadora es una columna de destilación que tiene como objetivo separar finalmente los productos más pesados del gas natural (LGN). Dicha torre contiene 28 platos y opera a 190 lpca. La columna posee un rehervidor lateral y un rehervidor de fondo. El calor de reebullición para el rehervidor lateral lo proporciona el gas de entrada o el gas deshidratado. El gas residual proveniente de la descarga del compresor de gas residual se utiliza para suministrar calor al rehervidor de fondo. La torre consta de un condensador parcial que se utiliza para proveer un reflujo a la columna.

El producto líquido de fondo proveniente del desetanizador es bombeado a través del enfriador de aire de producto del desetanizador y combinado con el producto líquido del estabilizador y con el producto del segundo tren. Figura 5.19 se muestra una torre desetanizadora.



Figura 5. 19: Torre desetanizadora ^[28]

Compresión del gas natural: El gas residual proveniente de la torre de destilación es comprimido por un compresor acoplado al eje del expansor hasta una presión de 240 lpca y luego es enfriado hasta 120 °F en el enfriador de descarga del expansor/compresor. Luego el gas residual es recomprimido hasta una presión de 1030 lpca en dos compresores centrífugos impulsados por turbinas a gas operando en paralelo. Para cada compresor, se proporcionan depuradores de succión, enfriadores y separadores interetapas. Finalmente el gas residual de descarga se enfría hasta 121 °F en los enfriadores de descarga del compresor de gas residual antes de ser combinado con el gas residual proveniente del segundo tren. En la Figura 5.20 se muestra el Turbocompresor centrífugo que opera en la planta San Joaquín.



Figura 5. 20: Turbocompresor centrífugo ^[28]

Estabilizador de Condensado: El sistema estabilizador sirve para extraer agua e hidrocarburos livianos de los líquidos condensados. El sistema consta de un tanque de alimentación al estabilizador y una torre estabilizadora. El primero es un separador trifásico, donde el agua o glicol atrapados que fueron arrastrados desde el contactor de glicol se pueden separar del sistema y el mismo opera a 69 °F y 410 lpca. Las alimentaciones a la torre son los condensados provenientes de: los separadores de entrada a planta, los filtros antes del contactor de glicol, los separadores de entrada y salida de la válvula Joule Tompson (J-T) de alta presión y los filtros de carbón activado y sílica gel antes de los tamices moleculares. La torre estabilizadora consta de 28 platos y opera a 389 lpca y emplea como fluido de calentamiento en el rehervidor de fondo aceite caliente a una temperatura aproximada de 380 °F. En la figura 5.21 se observa la torre estabilizadora que trabaja en el campo San Joaquín.



Figura 5. 21: Torre estabilizadora ^[28]

5.2.3. Campo Kaki ^[32]

Este campo esta asignado a la empresa mixta de Petrolera Kaki, que también operan el Campo Bucaral, donde se concentran el sistema de recolección, manejo y distribución de los fluidos de producción provenientes de los pozos del área. En la figura 5.22 se puede apreciar el esquema general de producción y manejo del gas que posee actualmente el Campo Kaki.

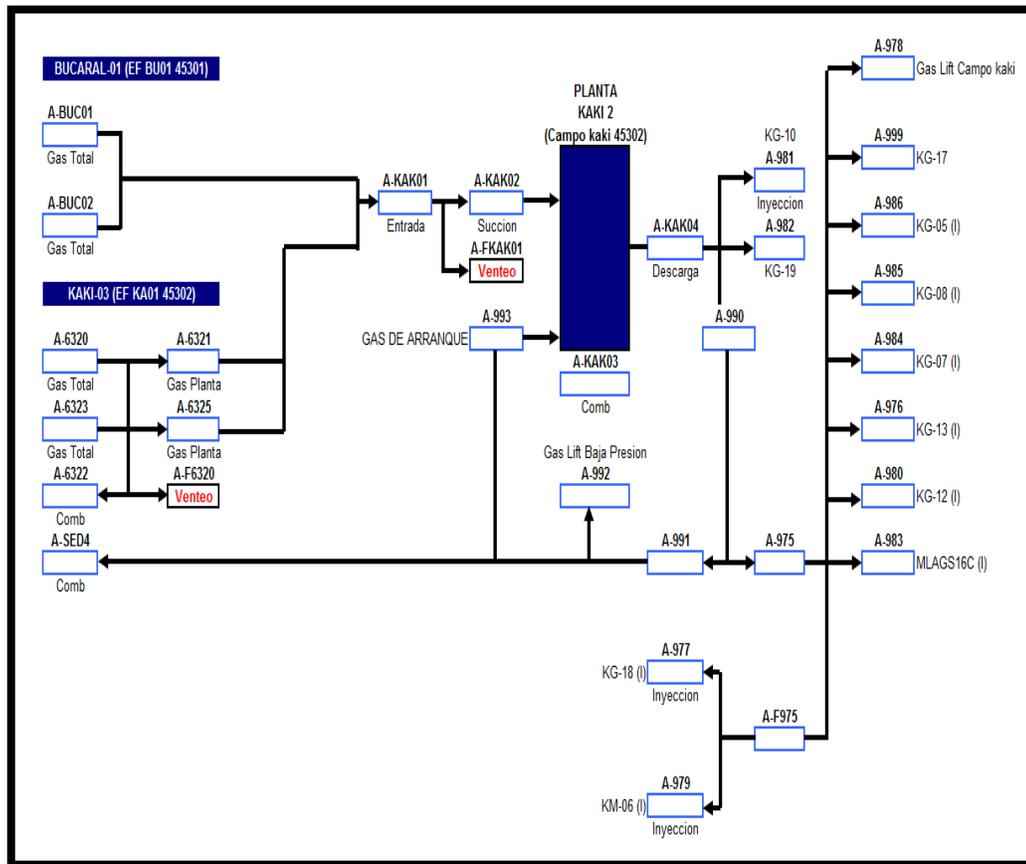


Figura 5. 22: Esquema del Área operacional de Kaki ^[33]

Para el manejo de los fluidos producidos en el área operacional de Kaki, se dispone de dos (2) estaciones de Flujo (BEF-1 y KEF-3) y una estación de descarga o punto de fiscalización (SED-4). En este último se dispone de una planta de inyección de agua de formación (pozo de disposición). Por otra parte el gas producido es enviado de las estaciones de flujo hacia la Planta de Compresora Kaki, en la cual es comprimido y luego inyectado en el Yacimiento S2 KG-1 perteneciente al área, sometido a un proyecto de recuperación activo desde el año 1.984. En la figura 5.23 se muestra un esquemático de las instalaciones de producción y la descripción de las capacidades que estas manejan.

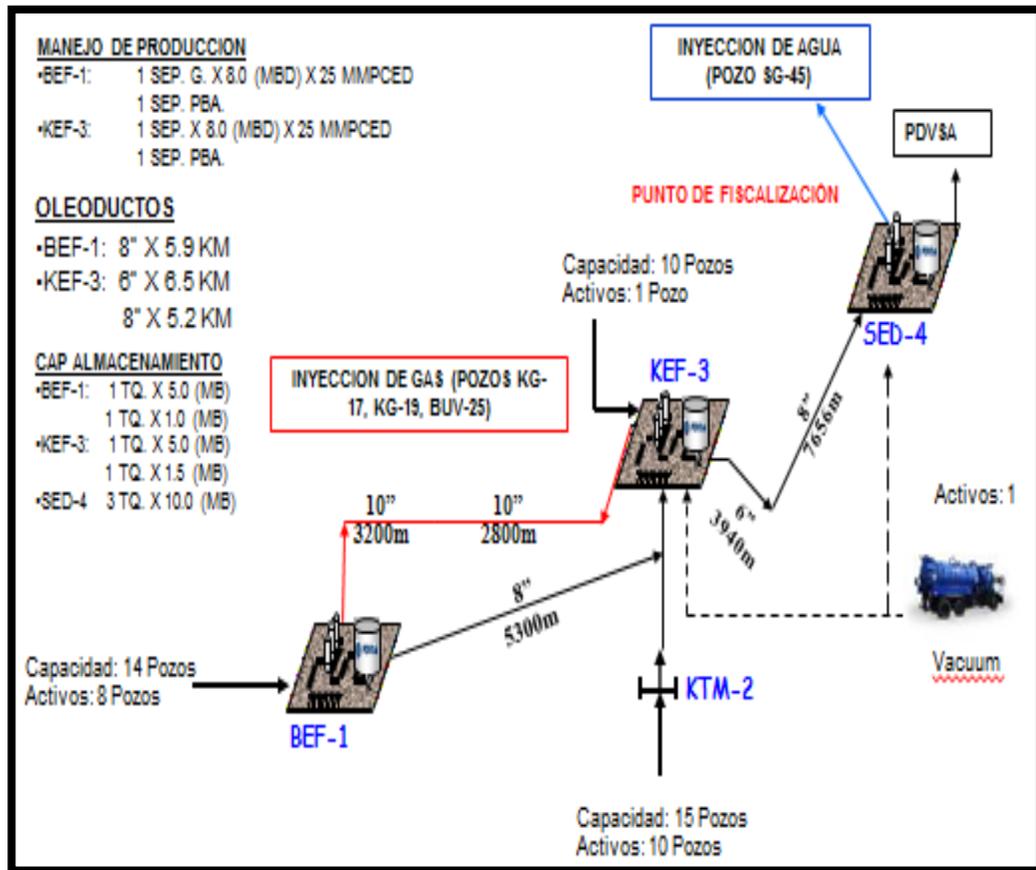


Figura 5. 23: Esquema y capacidades de las instalaciones para el manejo de líquido y gas del área operacional de Kaki^[32]

5.2.3.1. Estación de Flujo Bucaral (BEF-1)^[33]

En la figura 5.24 se muestra una fotografía aérea con el esquema de la estación de flujo Bucaral (BEF-1), cuenta con una capacidad de 25 MMPCED y 20.630 Lts, presión de diseño 50 lpca, temperatura de diseño 150 °F.

Trampa de gas (Trampa lanzadora de herramienta de limpieza) con una presión de diseño 300 lpca, temperatura de diseño 180 °F, tipo de trampa D.

Estaca de Venteo con una capacidad 25 MMPCED, dimensiones ID 1 pie - 0 pulg x 32 pie - 0 pulg h.

Separadores de Crudo y Gas: Cuenta con dos (2) separadores. Un (1) separador de producción general, tipo vertical, presión de operación 150 lpca, temperatura de operación 120 °F, capacidad a condiciones de operación de 25 MMPCED de gas y 8.000 B/D de petróleo, con dimensiones ID 4 pie- 6 pulg x 16 pie- 3 pulg S-S.

Un (1) separador de prueba, tipo horizontal, presión de operación 150 lpca, temperatura de operación 120 °F, capacidad a condiciones de operación 7,5 MMPCED de gas y 3000 B/D de petróleo, dimensiones ID 3 pie- 0 pulg x 10 pie- 0 pulg S-S.



Figura 5. 24: Estación de flujo Bucarl (BEF-1) ^[33]

5.2.3.2. Estación de flujo Kaki (KEF-3) ^[33]

En la figura 5.25 se muestra una fotografía aérea con el esquema de la estación de flujo Kaki (KEF-1), cuenta con una capacidad de 25 MMPCED y 20.630 Lts, presión de diseño 50 lpca, temperatura de diseño 150 °F. Dimensiones ID- 7 pie - 0 pulg x 14 pie-0 pulg S-S.

Trampa de gas (Trampa lanzadora de herramienta de limpieza) con una presión de diseño 300 lpca, temperatura de diseño 160 °F, tipo de trampa D.

Estaca de Venteo con una capacidad 25 MMPCED, dimensiones ID 1pie- 0 pulg x 32 pie- 0 pulg h.

Separadores de Crudo y Gas: Cuenta con cinco (5) separadores, uno de producción y otro de prueba inactivo.

Un (1) separador de producción general, tipo vertical, presión de operación 150 lpca, temperatura de operación 200 °F, capacidad a condiciones de operación de 25 MMPCED de gas y 8.000 B/D de petróleo, con dimensiones ID 4 pie - 6 pulg x 16 pie- 3 pulg S-S.

Un (1) separador de producción general, tipo vertical, presión de operación 125 lpca, temperatura de operación 100 °F, capacidad a condiciones de operación de 16,5 MMPCED de gas y 5.500 BPD de petróleo, con dimensiones ID 4 pie- 0 pulg x 12 pie- 0 pulg S-S. (70 A General).

Un (1) separador de producción general, tipo vertical, presión de operación 250 lpca, temperatura de operación 120 °F, capacidad a condiciones de operación de 24 MMPCED de gas y 6.400 B/D de petróleo, con dimensiones ID 4vpie- 0 pulg x 10 pie - 0 pulg S-S. (70 B General).

Un (1) separador de prueba, tipo vertical, presión de operación 125 lpca, temperatura de operación 100 °F, capacidad a condiciones de operación 16,5 MMPCED de gas y 5500 B/D de petróleo, dimensiones ID 4 pie- 0 pulg x 12 pie- 0 pulg S-S. (70 A Prueba).

Un (1) separador de prueba, tipo vertical, presión de operación 250 lpca, temperatura de operación 120 °F, capacidad a condiciones de operación 16,5 MMPCED de gas y 5500 B/D de petróleo, dimensiones ID 3 pie- 0 pulg x 12 pie- 0 pulg S-S. (70 B Prueba).



Figura 5. 25: Estación de flujo Kaki (KEF-1) ^[33]

En la figura 5.26 se muestra el esquema de producción de Campo Kaki. El crudo es extraído de los pozos y enviado a través de líneas de flujo a las estaciones BEF-1 y KEF-3, donde se separa el gas y se envía a la planta compresora, mientras que el petróleo se transporta a la Estación Soto-4 donde es tratado y almacenado para su posterior entrega a PDVSA. El agua separada se inyecta en un pozo para disposición de la misma.

Los puntos de medición se utilizan para construir el balance de gas que debe ser entregado ante el MPPPM.

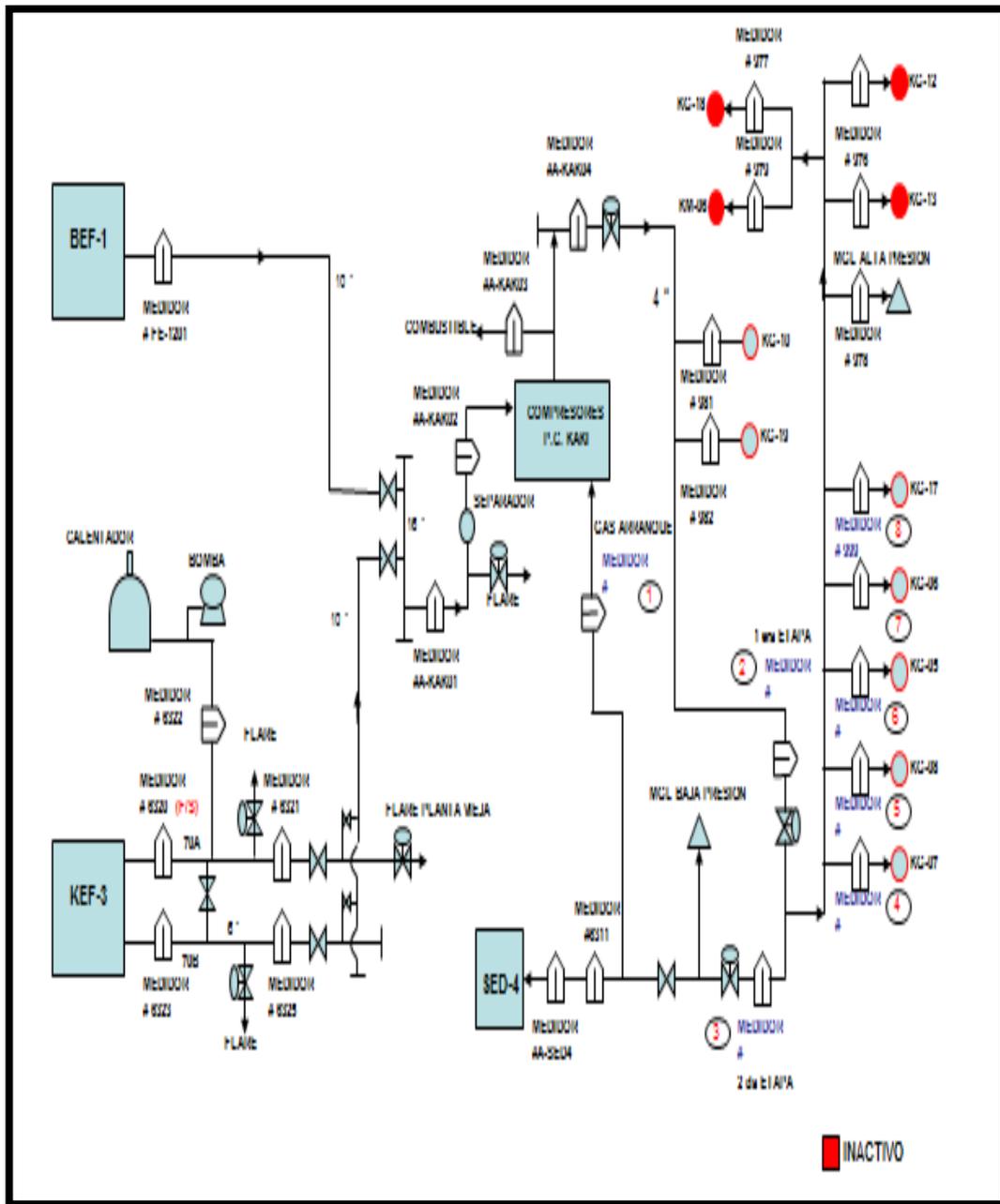


Figura 5. 26: Puntos de medición del Campo Kaki ^[33]

❖ Proyecto para el Manejo del Gas Natural Asociado ^[32]

Para el manejo del gas natural asociado del área operacional kaki, la empresa mixta, cuenta con una planta compresora con capacidad de manejo de 40 MMPCED. (4 motocompresores con capacidad de 10 MMPCED cada uno). Este gas comprimido es inyectado en el yacimiento S2 KG-1 para soportar el proyecto de recuperación secundaria; como se observa en la figura 5.27 el diagrama balance de la distribución del gas.

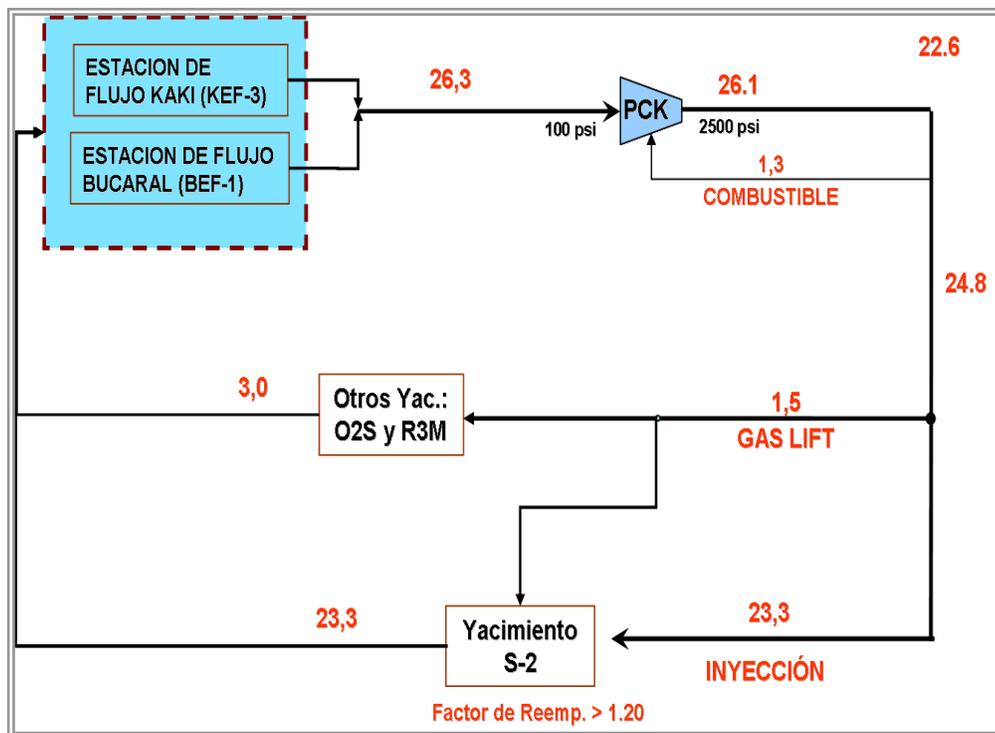


Figura 5. 27: Distribución del gas natural asociado en el Área de Kaki (Volúmenes en MMPCED) ^[32]

5.2.4. Campo Corocoro

5.2.4.1. Descripción De Los Procesos De Producción De Crudo, Gas Y Agua En La Plataforma De Cabezales De Pozo ^[34]

El fluido producido es enviado al sistema de procesamiento temporal (IPF) donde llegan en forma de mezcla (crudo-gas), con una producción diaria de 33 MBPD de crudo y 13.5 MMPCED de gas. Para permitir la explotación comercial del Campo Corocoro se cuenta con las siguientes áreas de proceso:

Los equipos de procesos que manejan la producción en la Plataforma de Cabezales de Pozo (WHP) son los siguientes:

- ❖ **Cabezales de Pozo:** Desde donde arranca la tubería de flujo de 8” con un tendido aéreo, llega al múltiple de producción general, diseñada para recibir la producción de 9 pozos actualmente.
- ❖ **Múltiple de Producción y de Prueba:** Sistema de recolección en donde se integran todas las líneas de producción de los pozos productores del Campo Corocoro.
- ❖ **Múltiple de Inyección de Agua:** Sistema de recolección de agua de producción con agua de mar tratada, la cual fluye a través de dos líneas de 10 pulg de diámetro, la cual está formada por dos (02) cabezales de 16 pulg del cual se derivan ramales de 6 pulg.
- ❖ **Múltiple de Inyección de Gas:** La inyección de gas a los pozos se realiza a través de una tubería de 6 pulg con un volumen de inyección de 7,212 MMPCED, este es contabilizado a través de un medidor de flujo que se encarga de fiscalizar el gas a inyectar en el pozo. El gas proviene de los sistemas de compresión de alta, el cual es alimentado del producto generado

de los separadores de alta y media en la plataforma de procesamiento temporal (IPF).

- ❖ **Sistema de Inyección de Química:** Consiste en un sistema provisto de un tanque de almacenamiento que distribuye a través de una línea de ½ pulg, el cual está compuesto por una bomba dosificadora que surte las líneas de inyección por todos los sistemas de la plataforma, el suministro de los agentes químicos se realiza por medio de válvulas de inyección.

Los equipos que manejan el sistema de procesamiento de hidrocarburos en la Gabarra de Procesamiento Temporal (IPF) son los siguientes:

- ❖ **Sistema de Facilidades de Producción (Separadores):** En estas facilidades se recibe el fluido a una presión de 160 lpca y se realiza una separación y medición de los componentes líquidos y gases. El sistema consta de un separador de alta presión, un separador de prueba y un separador de baja presión.
- ❖ **Sistema de Compresión:** En este sistema se comprime el gas hasta 2.000 lpca y es transmitido hacia el WHP para su inyección en pozos. Consta de dos compresores de gas a alta presión y uno de baja presión.
- ❖ **Sistema de Bombeo:** Este sistema de bombeo maneja 33.000 B/D a 200 lpca para transmitir, el petróleo procesado y el agua producida, desde el IPF hacia la WHP y desde allí hasta el FSO, localizado a 22 Km por una tubería de 12 pulg, para su almacenamiento y utilización. Esta facilidad cuenta con un set de 2 bombas booster de 40 HP para un flujo de 33.000 BPD a 70 lpca y otro de 2 bombas de transferencia de 250 HP para la misma cantidad de flujo a 230 lpca.

- ❖ **Sistema de Generación:** Consiste en 3 turbinas a gas capaces de suplir la totalidad de los requerimientos eléctricos de la IPF, incluyendo respaldo del 100% y generación de emergencia para iluminación y equipos de seguridad.

En la Figura 5.28 se presenta un esquemático del proceso de producción y procesamiento de crudo y de compresión del gas del Campo Corocoro.

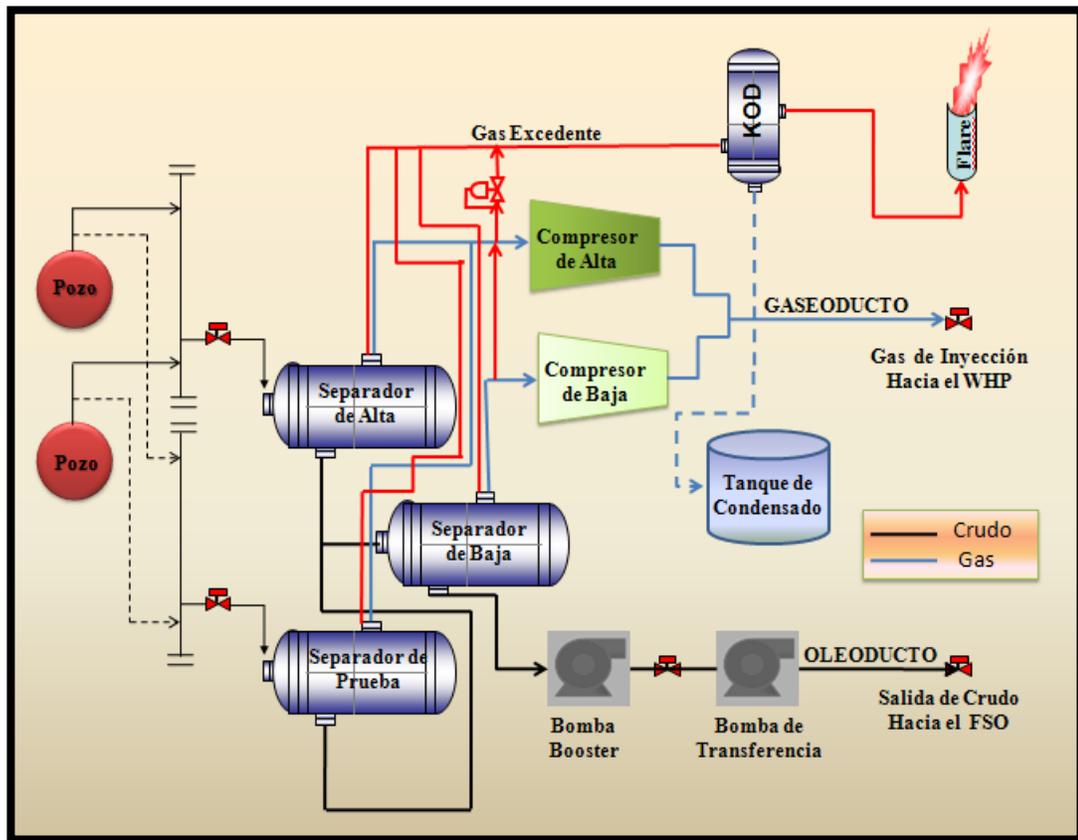


Figura 5. 28: Proceso de producción de crudo y gas del Campo Corocoro ^[34]

En la figura 5.29 se muestra el despliegue del proceso en general con el cual se maneja la producción del campo Corocoro.

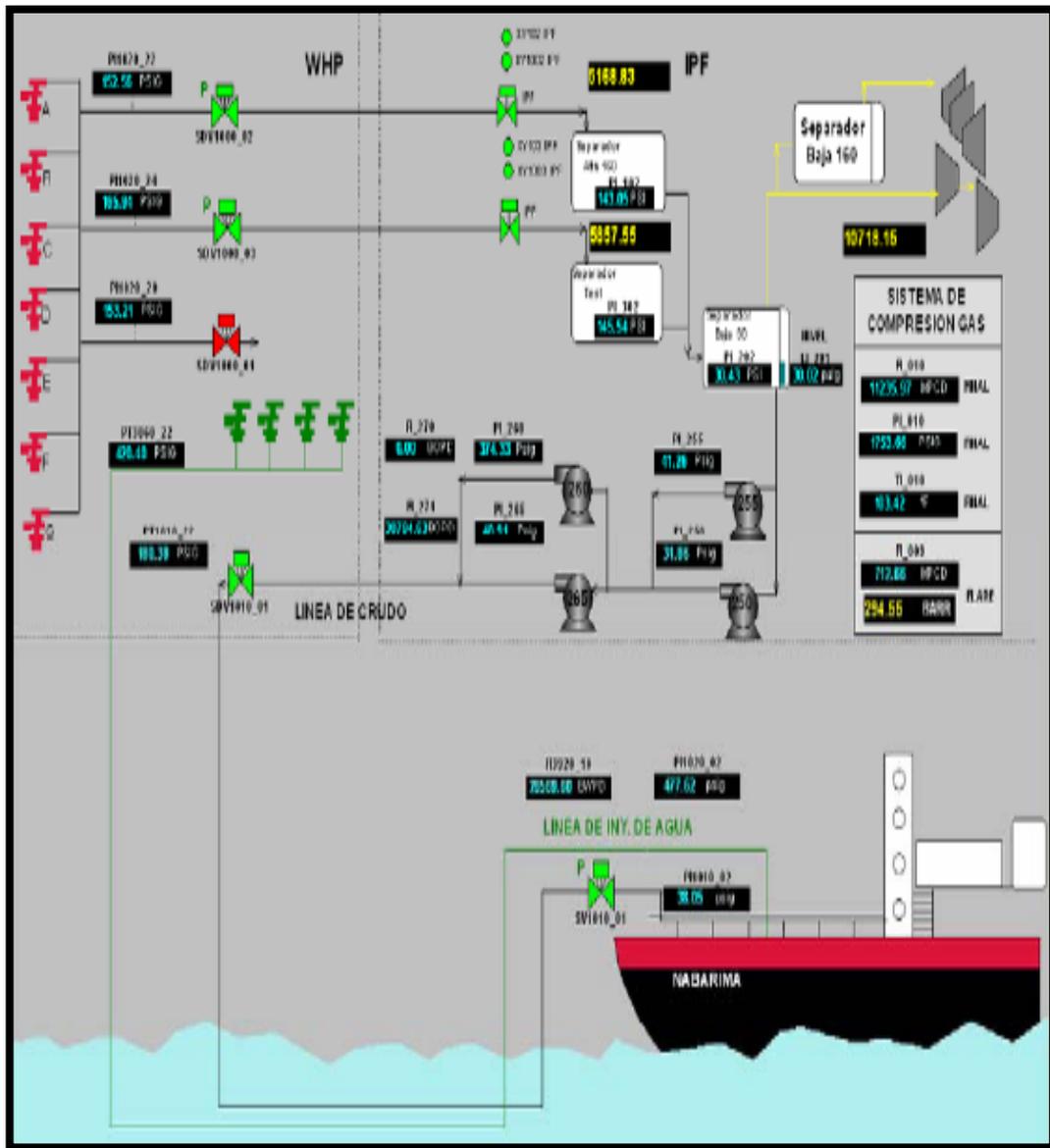


Figura 5. 29: Despliegue del proceso general [34]

5.2.4.2. Manejo de Crudo ^[34]

El proceso está constituido por un sistema de entrada de 33.000 B/D provenientes del Well Head Platform. Plataforma de cabezales de pozo (WHP) a una presión de 160 lpca, y consta de tres separadores, uno de alta presión (V-101), uno de baja presión (V-201) y uno de prueba (V-301).

El flujo de líquidos entra al separador de alta presión de 72 pulg OD x30 pulg que opera a una presión de 160 lpca, donde se produce una separación bifásica, la corriente de gas de 11 MMPCED medido por el FT-101 (Daniel 14.3 Senior Fitting 8 pulg 150 lpca Sch 40) va hacia el sistema de compresión de alta y la corriente de líquidos, que pasa por el medidor FT-102 de 6 pulg Turbina Flow Meter, va hacia el separador de baja presión de dimensiones 72 pulg OD x 30 pulg, donde nuevamente sufre una separación bifásica, la corriente de gas de 2,5 MMPCED, medido por medidor FT-201, tipo Daniel 14.3 Senior Fitting 8 pulg de 150 lpca, va al nivel intermedio del sistema de compresión de alta y los líquidos son enviados al sistema de bombeo hacia la WHP.

El sistema de bombeo consta de dos trenes en paralelo, cada uno con dos bombas en serie, los cuales bombean los líquidos hacia el WHP, las bombas actúan dos en relevo (booster) y dos como bombeo principal, pueden operar de una manera flexible, es decir, cada una de las 2 bombas principales puede ser alimentada por cualquiera o ambas de las dos bombas booster. Las bombas booster están identificadas como P-250 y P-255, United 8x8x16, vertical, 40 HP, 460/3/60 de 33.000 B/D cada una, estas succionan los líquidos a 30 lpca y los descarga a 38 lpca, donde las bombas principales P-260 y P-265, Bingham 4x6x10,5, de dos etapas, 250 HP, 460/3/60, 33.000 B/D, cada una, succionan a 38 lpca y descargan a 200 lpca, hacia dos medidores denominados “crudo desde las bombas principales”, FT-270 y FT-271, estos instrumentos miden el crudo hacia el WHP, son idénticos, Model 101001298, 6” Watercut monitor, Model 7106 Barton Turbina Meter.

El sistema de producción también consta de un separador trifásico de prueba V-301 de 72 pulg OD x 30 pulg, que opera a 160 lpca y el cual recibirá la producción de líquidos proveniente de una prueba de pozos o de un arranque de pozo, maneja 6.8 MMPCED de gas, 15.000 B/D y 1.500 BAD. Los líquidos separados, de manera independiente (agua y petróleo) son medidos y enviados al separador de baja, donde se mezcla con la corriente de líquidos provenientes del separador de alta y nuevamente se produce una separación bifásica. El crudo se mide en el medidor FT-302, Model 100062996, 4 pulg Turbina Flor Meter, el agua se mide en el medidor FT-300 Model 100079581, 1½ pulg Turbina flor Meter y el gas es medido en el medidor FT-301 Daniel 14.3 Senior Fitting 6 pulg 150 lpca Sch 40, y enviado a la succión del compresor de alta.

Las corrientes de salida desde la IPF pasan por un sistema de medición antes de ser transmitidas hacia la WHP. Todos los Separadores mencionados cuentan con válvulas de seguridad y alivio en caso de sobrepresión por fuego externo en las áreas respectivas.

5.2.4.3. Manejo de Gas ^[34]

El sistema de compresión está constituido por tres unidades compresoras, a saber: Un compresor de baja presión, C-500, de 3 MMPCED de capacidad, presión de succión 30 lpca, presión de descarga 160 lpca, impulsado por un motor eléctrico, esta es una unidad “skid mounted”, es decir, montada en un patín donde todo el sistema esta integrado, compresión, enfriamiento – depuración de descarga en un enfriador de gas con aire. Dos compresores, idénticos C-510 y C-520, de alta presión, con capacidad de 13,5 MMPCED, presión de succión 160 lpca, presión de descarga 2.200 lpca, impulsado por un motor eléctrico de 885 RPM, a la descarga el gas va hacia un enfriador de gas con aire. De igual manera, montados sobre patines que integran todo

el sistema en serie de compresión – enfriamiento – depuración. En la Figura 5.30 se indica un Esquemático del sistema de compresión de alta presión.

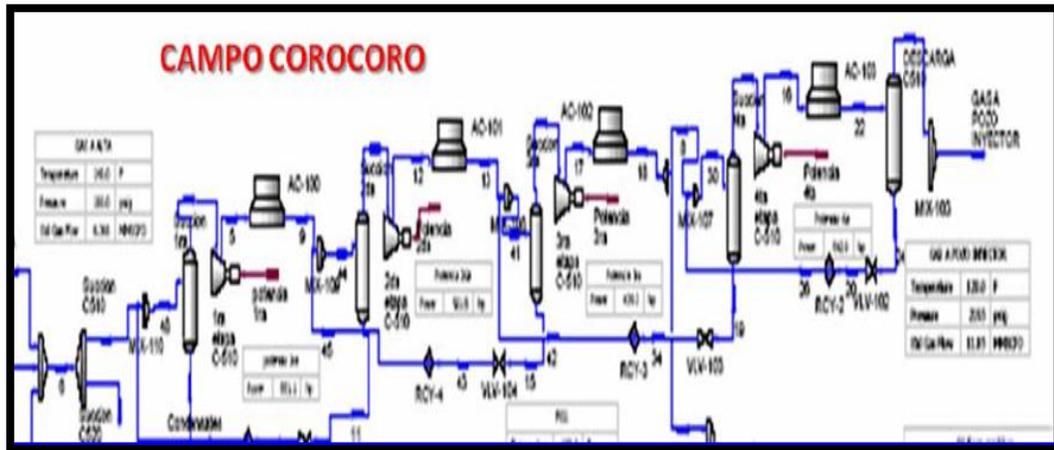


Figura 5. 30: Sistema de compresión de alta con 4 etapas ^[34]

El gas a compresión proviene del separador de alta V-101, 11 MPCED, a una presión de 160 lpca, hacia el cabezal de succión de 10 pulg, los 2 compresores de alta succionan de éste cabezal 13,5 MMPCND cada uno, y es comprimido según las secuencias de etapas de 160 lpca a 300 lpca en la primera etapa, de 300 lpca a 572 lpca en la segunda etapa, de 572 lpca a 971 lpca en la tercera etapa y de 971 lpca a 2.000 lpca en la cuarta etapa, en esta última, después de haber pasado por el enfriador y el depurador de descarga, el gas va a un cabezal de descarga de 4 pulg, el cual operará a 2.000 lpca, de allí, es medido en el FT-010 Daniel 14.3 Senior Fitting 4 pulg ANSI 1500 psi, éste flujo es el gas de exportación desde la IPF hacia la WHP para inyección en pozos. En la descarga de tercera etapa, después del enfriador y antes del depurador, se realiza una toma de gas, para ser usado como gas combustible en las turbinas, con un volumen total de 1,632 MMPCED, a una presión de 971 lpca, medido en el FT-008, Daniel 14.3 Senior Fitting 2 pulg 150 lpca Sch 40.

El volumen de 1.0 MMPCED de gas separado en el separador de baja V-201, a 30 lpca va hacia el cabezal de succión del compresor de baja presión de 8 pulg, el gas es comprimido, hasta 105 lpca, enfriado, depurado y enviado al cabezal de succión de los compresores de alta mezclado con el gas proveniente del separador de alta.

Los depuradores interetapas y los de descarga de los compresores de alta y el depurador del compresor de baja, cuentan con válvulas de seguridad y alivio en caso de sobrepresión por fuego externo en el área de los mismos. Los líquidos de estos depuradores, son retirados por medio de válvulas de control de nivel y enviados al sistema de depuración del nivel de presión inmediatamente inferior, es decir, los líquidos del depurador de descarga son despachados hacia el depurador de tercera etapa, los líquidos del depurador de tercera etapa son despachados hacia el depurador de segunda etapa y los líquidos del depurador de segunda etapa son despachados hacia el depurador de entrada o de succión de los compresores. Los líquidos separados en el depurador de succión son enviados al separador de baja presión.

Un esquema del proceso en el patín de los compresores de alta C-510 y C-520 y del compresor de baja C-500, se muestran en las Figuras 5.31 y 5.32.

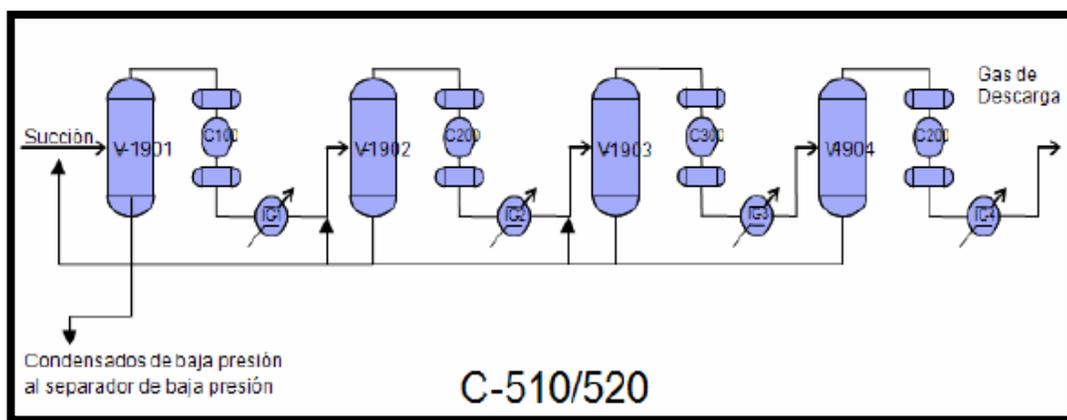


Figura 5. 31: Procesos internos de los compresores de alta C-510 y C-520 ^[34]

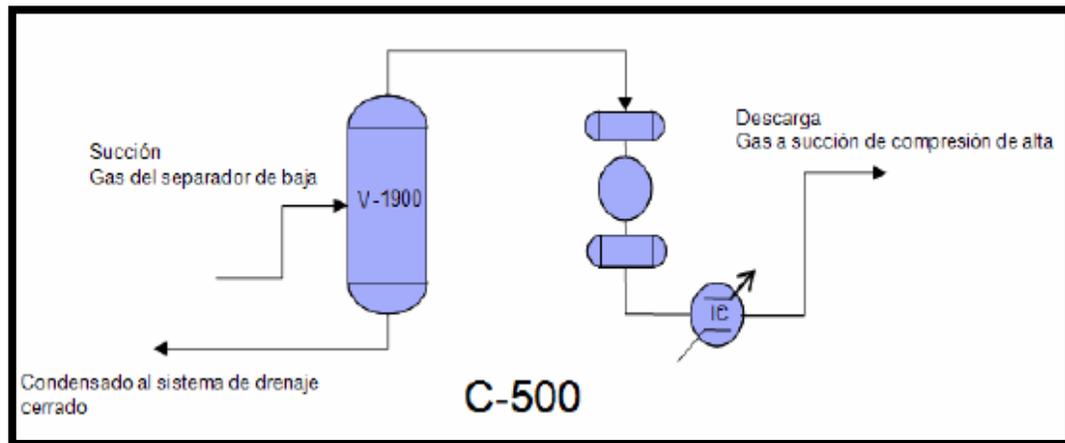


Figura 5. 32. Procesos internos del compresor de baja C-500 ^[34]

5.3. PROPUESTA DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA EL CONTROL DE VOLUMEN DE GAS NATURAL PRODUCIDO Y UTILIZADO EN LOS CAMPOS DE PETRÓLEO Y GAS NO ASOCIADO

Para realizar el diseño de la metodología, se contempló el análisis de la información plasmada en las planillas denominadas G-1, G-2 Y G-4 del MPPPM (cuyo modelo se incluye en el Apéndice A) que deben presentar las empresas operadoras ante el Ministerio y posteriormente el desarrollo de una herramienta que permita controlar y hacer el seguimiento de los volúmenes de gas producidos y utilizados por las empresas operadoras en los diferentes campos de petróleo y gas en el país, utilizando formulas aplicadas a una hoja de Excel, así como gráficos de control para las diferentes variables evaluadas.

Se aplica al presente estudio los gráficos de control por variables debido a que son gráficos representativos en los que se calcula la variable como la media y desviación de una muestra y así observar de manera visual y representativa si los datos reportados en las planillas siguen una tendencia o si por el contrario se desvían de sus límites. Para este Trabajo Especial de Grado se utilizó el gráfico de media y desviación estándar.

La metodología será utilizada mensualmente por personal técnico de la DPCG de manera aleatoria para diferentes campos o de manera específica cuando se requiere hacer el seguimiento particular de las operaciones de producción de un campo. Los ítems o renglones objeto del seguimiento y control son los siguientes:

- ❖ Volumen de gas “*Producido de Formación*” e “*Inyectado en el Campo*” el valor conceptual viene dado por la volumetría prevista en los planes de desarrollo o en los planes de trabajo anual que se presentan ante el MPPPM anualmente, tanto para el volumen de gas que será producido en el campo como el volumen de gas inyectado en el mismo campo.
- ❖ Volumen de gas “*Usado como Combustible*”, para estimar el valor conceptual de este ítem se requiere un levantamiento previo de información sobre los equipos instalados en el campo que consuma gas como combustible. Para estimar el valor conceptual la información de los equipos a utilizar debe incluir al menos lo siguiente: especificaciones del compresor instalado en el campo como: marca y modelo, tipos de plantas de generación eléctrica de ciclo abierto o ciclo combinado y especificaciones de otros equipos. Se asume un trabajo de veinte y cuatro horas (24) para los equipos. Entre estos equipos se encuentran: Compresores y Plantas Eléctricas.

- ❖ Volumen de gas **“Transformado en Planta de Extracción”**: los **“Valores Conceptuales”** van a depender del cálculo realizado con la ecuación (2.4) en la cual se reflejará un volumen teórico de gas transformado en la planta de extracción. Para sustentar el cálculo del **“Transformado en Planta de Extracción”** se calcula el volumen teóricamente condensable y el **“Volumen Máximo de LGN producido”** con las ecuaciones (2.6) y (2.7) respectivamente.

- ❖ Volumen de Gas **“Transformado en Plantas de Compresión”** se usará la ecuación (2.8) la cual proporciona un valor teórico del mismo ítem.

- ❖ Volumen de Gas considerado como **“Pérdidas”** se establece un valor fijo dado 1% del volumen del gas **“Disponible”**, considerando los lineamientos de políticas públicas del MPPPM y las mejores prácticas internacionales.

- ❖ Volumen de gas **“Arrojado a la Atmósfera”** en los que se encuentra gas **“Quemado”** y **“Venteado”** para estos ítems se dispone de un valor fijo dado por la DPCG del 2% del volumen de gas **“Disponible”**.

Una vez cargado los datos, el modelo genera un gráfico por mes y año en donde se reflejan la producción y usos del gas natural en el campo de estudio, este gráfico proporciona una información general de como se distribuye el volumen de gas natural producido en dicho campo representando una herramienta fundamental de seguimiento para la DPCG, que debe velar por la conservación de los hidrocarburos gaseosos.

El modelo también se diseñó para generar gráficos por mes y año de cada ítem nombrado a continuación: ***“Producido”, “Recibido”, “Disponibile”, “Inyectado en el Campo”, “Usado como Combustible”, “Procesado en Plantas de Extracción”, “Volumen de LGN Producido”, “Transformado en Plantas de Compresión”, “Transferido”, “Mermas”, “Pérdidas”, “Arrojado a la Atmósfera (Quemado)”, “Arrojado a la Atmósfera (Venteado)”***; mostrando para el caso que lo amerite, se reflejan curvas de ***“Datos Históricos”, “Valores Conceptuales”, “Límite Superior Según el % de Incertidumbre”*** y ***“Límite Inferior Según el % de Incertidumbre”*** por cada ítem de la planilla (DGFI-G2) nombrados.

Los porcentajes de incertidumbre considerados se basan en las Normas Técnicas para la Fiscalización Automatizada del Gas Natural según lo indicado en el punto 2.17 en el Marco Teórico. Este tipo de gráfico permite visualizar el comportamiento de las diferentes variables evaluadas y detectar las diferentes desviaciones del comportamiento normal o incumplimiento de las políticas dispuestas por el ente rector. Adicionalmente el modelo permite realizar ***“Cálculos Estadísticos”*** en función de la media y la desviación estándar con los cuales se realizan los ***“Gráficos de Control de Variable”*** por medio del cual se pueden controlar las variables de producción de gas y de su utilización en los diferentes campos.

5.4. GUÍA DE TRABAJO PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA EL CONTROL DE VOLUMEN DE GAS NATURAL PRODUCIDO Y UTILIZADO EN LOS CAMPOS DE PETRÓLEO Y GAS NO ASOCIADO

El modelo puede utilizar “Datos Históricos” de tres años o menos sobre cálculos del volumen de gas natural, generándose curvas según los ***“Valores Conceptuales”*** a través de cálculos teóricos y/o lineamientos del Ministerio para algunos equipos

usados en superficie en cada campo y **“Datos Históricos”** que se construyen con datos suministrados por la empresa operadora del campo las planillas (DGFI-G1), (DGFI-G2) y (DGFI-G4) (Ver Apéndice A, figuras A.1 y A.2) al MPPPM a través de la DPCG. Es una herramienta de control basada en una hoja de cálculo desarrollada en el programa computacional Excel, subdividido en veinte y cinco (25) hojas, dichas hojas operan de forma dependiente de la hoja **“Introducción de Datos”**.

Posee una Barra de Botones en cada hoja, esta barra contiene botones con diferentes opciones para cada hoja de cálculo según sea el caso, el operador al seleccionar el botón regresará al menú de inicio o ir directamente a la opción seleccionada a la pestaña indicada.

A continuación se describen las diferentes secciones de la herramienta de control diseñada:

❖ Sección “Inicio”

En la figura 5.33, se muestra la pantalla de la hoja **“Inicio”** donde se dispone de diez (10) opciones que conforman dicha metodología en las cuales el usuario podrá seleccionar cualquiera de los botones, el programa le mostrará al usuario la sección correspondiente. Dichas opciones son: guía de uso, introducción de datos, datos históricos en MMPCED, gas usado como combustible, valores conceptuales, comparación, rangos de incertidumbre, gráficos de producción y usos del gas, cálculos estadísticos y gráfico de control por variable.



Figura 5. 33: Sección de Inicio

❖ **Sección “Introducción de datos”**

En la tabla 5.4, se muestra los datos básicos del campo correspondientes: al nombre del campo, años de estudio en el cual se pueden colocar tres (3) años de estudio o menos y se marca con una “X” el tipo de gas si es gas libre o gas asociado.

Tabla 5. 4: Tabla de datos básicos del campo en estudio en la sección de **“Introducción de Datos”**

Nombre del Campo			
Años de Estudio			
Gas Asociado			
Gas Libre			

En esta sección se deben introducir a partir de reportes en digital de las operadoras, los datos que indican las tablas. En esta sección se encuentran tres (3) tablas con los siguientes nombres “**Balance de Gas**”, “**Riqueza del Gas**”, “**Gas Requerido como Combustible**” y “**Valores de Producción e Inyección de Gas Previstos en los Planes de Desarrollo**”. La tabla “Riqueza del Gas” a su vez esta compuesta de las tablas para el porcentaje molar y la tabla del GPM. En la sección “**Introducción de Datos**” la barra de botones es como la que se muestra en la figura 5.34.



Figura 5. 34: Barra de botones de la sección “**Introducción de Datos**”

En la tabla 5.5 se presenta el balance de gas, para esta tabla se deben introducir los volúmenes de gas reportadas en las planillas DGFI-1, DGFI-2 en las unidades que se indican a continuación: Producido de formación (m^3), Recibido (m^3), Inyectado en el campo (m^3), Usado como combustible (m^3), Volumen total de gas que entra en la planta de extracción (m^3), Transformado en LGN en plantas de extracción, merma (m^3), Volumen total de gas residual que sale de la planta de extracción (m^3), Volumen de LGN producido (BPD), Volumen de gas que succiona la planta de compresión (m^3), Transformados en plantas de compresión, merma (m^3), Volumen de gas residual que descarga de una planta de compresora (m^3), Transferido (m^3), Mermas (m^3), Pérdidas (m^3), Arrojado a la atmósfera (Quemado y Venteado) (m^3) y Eficiencia de Recobro (%). Es importante destacar que automáticamente se realizan los cálculos de volumen de gas de las siguientes 2 columnas “Disponible” y “Balance de Gas”.

Tabla 5. 5: Tabla de balance de gas en la sección de **“Introducción de Datos”**

Año	Mes	Producido de Formación (m ³)	Recibido (m ³)	Inyectado en el Campo (m ³)	Disponibile (m ³)	Usado como combustible (m ³)
-----	-----	--	----------------------------	---	-------------------------------	--

Tabla 5.5: Tabla de balance de gas en la sección de **“Introducción de Datos”** (Continuación)

Volumen total de gas que entra en la planta de extracción (MMPCED)	Transformado en LGN en plantas de extracción, Merma (m ³)	Volumen total de gas residual que sale de la planta de extracción (MMPCED)	Volumen de LGN Producido (MBPD)	Volumen de gas que succiona la planta de compresión (m ³)
--	---	--	---------------------------------	---

Tabla 5.5: Tabla de balance de gas en la sección de **“Introducción de Datos”** (Continuación)

Transformados en plantas de compresión, Merma (m ³)	Volumen de gas residual que se descarga en la planta de compresión (m ³)	Transferido (m ³)	Mermas (m ³)	Pérdidas (m ³)	Arrojado a la atmósfera (m ³)		Balance (m ³)	% de Eficiencia de Recobro
					Quemado	Venteadado		

Puesto que las planillas con estos datos se reciben en la DPCG tanto en formato impreso como en digital, el usuario puede copiar y pegar la información directamente en la tabla 5.5.

Para el ítem % de Eficiencia de Recobro ubicado en la tabla 5.5 el valor debe colocarse estrictamente entre 1-100%, valor suministrado por la planta de extracción si el campo cuenta con una, si el campo no cuenta con una planta de extracción, no es necesario colocar algún valor.

Es importante destacar que estos datos no deben ser introducidos por el usuario ya que se calculan automáticamente para la tabla 5.5, se realizan los cálculos de volumen de gas de los siguientes ítems: Disponible (m³) y Balance (m³), utilizando las siguientes formulas:

Para realizar este cálculo de volumen de gas disponible en el campo se muestra la ecuación (5.1).

$$\text{Disponible} = \text{Producido de Formación} + \text{Recibido} - \text{Transferido} \quad (5.1)$$

Por medio del balance de gas se permite verificar que los datos estén completos y es una manera sencilla de reunir las estadísticas principales sobre cada producto para obtener fácilmente datos claves. En la ecuación (5.2) se muestra el cálculo para el balance de gas.

$$\begin{aligned} \text{Balance} = & \text{Producido de Formación} + \text{Recibido} - \text{Inyectado en Campo} - \\ & \text{Usado como Combustible} - \text{Transformado en Plantas de Extracción} - \\ & \text{Condensados} - \text{Transferido} - \text{Pérdidas} - \text{Quemado} - \text{Venteado} = 0 \quad (5.2) \end{aligned}$$

En el caso de que se cuente con planta de extracción en el campo se utilizan las tablas 5.6 y 5.7, el gas que entra a la planta deberá contar con un análisis cromatográfico en donde se muestre su contenido de galones por mil pies cúbicos (GPM) bien sea GPM C₃⁺ o GPM C₄⁺ ya que estos son indicativos de la cantidad de líquidos del gas natural (LGN) que produce la planta de extracción. El cálculo de los galones por miles de pies cúbicos se realizará con la ecuación (2.5).

Tabla 5.6 (tabla de porcentaje molar por componente del gas) si no se cuenta con el valor de la riqueza del gas a partir del análisis cromatográfico, se deben introducir los valores del porcentaje molar de cada componente por mes y año de estudio, en la tabla 5.6 se muestra el modelo de la tabla del porcentaje molar por componente del

gas. El sistema calculará el GPM del gas y se observará en la tabla 5.7 (Tabla de GPM).

La tabla 5.6 es una parte de la tabla usada para colocar el porcentaje molar, ya que solo se muestra el mes de Enero y un año, cabe destacar que la misma esta realizada para todos los meses en tres años.

Tabla 5. 6: Tabla de porcentaje molar por componente del gas en la sección de ***“Introducción de Datos”***

		Enero
0	Componentes	% Molar
	Azufre (S ₂)	
	Dióxido de Carbono (CO ₂)	
	Nitrógeno (N ₂)	
	Metano (C1)	
	Etano (C2)	
	Propano (C3)	
	I- Butano (i-C4)	
	n-Butano (n-C4)	
	i-Pentano (i-C5)	
	n-Pentano (n-C5)	
	Hexanos (C6)	
	Heptanos (C7)	
	Octanos (C8)	
	Nonanos (C9)	
	Decanos (C10)	

La tabla 5.7 es un parte de la tabla usada para colocar el GPM, ya que solo se muestra el mes de Enero y un año, cabe destacar que la misma esta realizada para todos los meses en tres años.

Tabla 5. 7: Tabla del GPM en la sección de “*Introducción de Datos*”

		Enero
0	GPM C2+ (Cálculado)	0
	GPM C3+ (Cálculado)	0
	GPM C3+	
	GPM C2+	
	GPM	0

En la tabla 5.7 se presenta el valor del GPM, calculado en caso de no contar con el GPM. Si se cuenta con el análisis cromatográfico en el cual se reporte el GPM del gas debe colocarse en la tabla 5.7, según sea el caso, por ejemplo: si se cuenta con el GPM C₂⁺ se coloca el valor y el GPM C₃⁺ se debe ingresar por defecto con el valor cero (0).

En la Tabla 5.8 se muestra el cálculo de volumen de gas consumido como combustible en el campo, se muestran los cálculos del volumen de gas requerido como combustible para los compresores en donde el usuario debe colocar: marca, modelo, cantidad de compresores, el BHP y el Kc que se maneja por el tipo de compresor. El Kc es una constante dada por el fabricante según la marca y el modelo del compresor, valor leído en las tablas (ver anexo 1). El BHP es un valor proporcionado por la compañía operadora.

Tabla 5. 8: Tabla del cálculo del volumen de gas consumido en la sección de **“Introducción de Datos”**

Compresores					
Motor	Modelo	N° de Compresores	BHP	Kc	Consumo de Gas (MMPCED)
					0,00
					0,00
					0,00
				Total	0,00

A partir de estos datos se obtiene el valor conceptual del consumo de combustible de compresores en el campo asumiendo que están en operación durante todo el mes, 24 horas del día.

En la Tabla 5.9 se muestra el cálculo de volumen de gas consumido en plantas eléctricas, se presentan los cálculos del volumen de gas requerido como combustible para el campo en plantas eléctricas de generación instaladas en el campo. El usuario debe introducir los valores “N° de Plantas”, “Electricidad Generada en la unidad de Giga Watt (GW)” y “Volumen de gas consumido (MMPCED)” dependiendo si es de abierto o combinado.

Tabla 5. 9: Tabla del cálculo del volumen de gas consumido en plantas eléctricas en la sección de **“Introducción de Datos”**

Plantas de Generación de Electrica			
Tipo de Plantas de Generación de Electricidad	N° de Plantas	Electricidad Generada (GW)	Volumen de Gas Consumido (MMPCED)
Planta de Ciclo Abierto			0
Planta de Ciclo Combinado			0

Para la tabla 5.10 contiene valores de producción e inyección de gas previstos en los planes de desarrollo anual, sujetos al plan de desarrollo aprobados por el MPPPM, dichos valores deben ser introducidos en la hoja por el usuario.

Tabla 5. 10: Tabla de los valores de producción e inyección de gas previstos en los planes de desarrollo en la sección de **“Introducción de Datos”**

Año	Mes	Producción prevista de Formación (MMPCED)	Inyección Prevista en el Campo (MMPCED)
-----	-----	--	--

❖ **Sección “Datos Históricos en MMPCED”**

En esta sección se incluyen las tablas 5.11, datos básicos y unidad manejada y tabla 5.12 tabla de transformados a la unidad de MMPCED. Automáticamente se realizan todas las transformaciones de los ítems de la tabla 5.12 los cuales son: Producido de formación, Recibido, Inyectado en el Campo, Usado como combustible, Volumen total de gas que entra en la planta de extracción, Transformado en LGN en Plantas de Extracción (merma), Volumen total de gas residual que sale de la planta de extracción, Volumen de gas que succiona la planta de compresión, Transformados en plantas de compresión (merma), Volumen de gas residual que descarga de una planta de compresora, Transferido (Merma), Pérdidas, Arrojado a la atmósfera (Quemado y Venteado) transformados en MMPCED, para la tabla 5.11 datos básicos del campo y unidad manejada, se muestra los datos básicos del campo como lo son el nombre del campo y la unidad manejada en la sección. Es importante señalar que estos datos no deben ser introducidos por el usuario. Se transforma el volumen de gas producido y utilizado por mes, introducidos en la sección “Introducción de Datos”, de metro

cúbicos a millones de pies cúbicos diario (MMPCED) promedio del mes en cuestión. Se presenta también una barra de botones como la que se muestra en la figura 5.35.

Tabla 5. 11: Datos básicos y unidad manejada de la sección **“Datos Históricos en MMPCED”**

Nombre del Campo	0
Unidad Manejada	MMPCED

Tabla 5. 12: Tabla de transformados a la unidad de MMPCED de la sección **“Datos Históricos en MMPCED”**

Año	Mes	Producido de formación (MMPCED)	Recibido (MMPCED)	Inyectado en el Campo (MMPCED)	Disponible (MMPCED)	Usado como combustible (MMPCED)	Volumen total de gas que entra la planta de extracción (MMPCED)	Transformado en LGN en plantas de extracción, Merma (MMPCED)
-----	-----	---------------------------------	-------------------	--------------------------------	---------------------	---------------------------------	---	--

Tabla 5.12: Tabla de transformados a la unidad MMPCED de la sección **“Datos Históricos en MMPCED”** (Continuación)

Volumen total de gas residual que sale de la planta de extracción (MMPCED)	Volumen de gas que succiona la planta de compresión (MMPCED)	Transformados en plantas de compresión, Merma (MMPCED)	Volumen de gas residual que se descarga en la planta de compresión (MMPCED)	Transferido (MMPCED)
--	--	--	---	----------------------

Tabla 5.12: Tabla de transformados a la unidad MMPCED de la sección “*Datos Históricos en MMPCED*” (Continuación)

Mermas (MMPCED)	Pérdidas (MMPCED)	Arrojado a la atmósfera	
		Quemado (MMPCED)	Venteadado (MMPCED)



Figura 5. 35: Barra de botones de la sección “*Datos Históricos en MMPCED*”

❖ **Sección “Gas Usado como Combustible”**

En la sección “*Datos Históricos en MMPCED*” la barra de botones es como la que se muestra en la figura 5.36.



Figura 5. 36: Barra de botones de la sección “*Gas Requerido como Combustible*”

Tabla 5.13: gas requerido como combustible para compresores se muestran los resultados de los cálculos para el consumo del gas usado como combustible en compresores y en la tabla 5.14 volumen de gas requerido como combustible para plantas eléctricas se muestra los resultados de los cálculos realizados para el consumo

de gas usado como combustible en las plantas eléctricas obtenidos a partir de la información suministrada a la planta operadora.

Tabla 5. 13: Tabla de volumen de gas requerido como combustible para compresores de la sección *“Gas Requerido como Combustible”*

Año	Mes	Compresores
		Consumo de Gas (MMPCED)

Tabla 5. 14: Tabla de volumen de gas requerido como combustible para plantas eléctricas de la sección *“Gas Requerido como Combustible”*

Plantas de Generación de Electrica					
Año	Mes	Tipo de Plantas de Generación de Electricidad	N° de Plantas	Electricidad Generada (GW)	Volumen de Gas Consumido (MMPCED)

En la tabla 5.15 se muestra los cálculos para el volumen total de gas usado como combustible en el campo. La generación de los cálculos de volumen de gas consumido por mes para compresores y plantas eléctricas (contemplando que el funcionamiento de estos equipos para 24 horas ininterrumpidas) asumiendo el mismo consumo obtenidos en los cálculos obtenidos en la pestaña para todos los meses de estudio, esta pestaña presenta una tabla en la que se reportan la suma del consumo de gas mensual. En la ecuación (5.3) se muestra el cálculo del volumen total de gas teórico.

Tabla 5. 15: Tabla de volumen de gas requerido como combustible total de la sección “*Gas Requerido como Combustible*”

Año	Mes	Consumo Total de Gas Teórico (MMPCED)
-----	-----	---------------------------------------

Consumo Total de Gas Teórico:

$$\text{Consumo Total de Gas Teórico} = \text{Consumo de gas de Compresores} + \text{Consumo de Gas de la Planta Electrica} + \text{Consumo de Otro Equipo} \quad (5.3)$$

❖ **Sección “Valores Conceptuales”**

En esta sección se presentan los parámetros calculados o estimados a partir de fórmulas teóricas o lineamientos de políticas públicas, arrojándose los valores de volumen de gas que idealmente deberían presentarse en la referida tabla ubicada dentro del programa.

Tabla 5.16: tabla de valores conceptuales (ver apéndice B), se muestran los cálculos teóricos para los ítems: Producido de Formación, Inyectado en el Campo, Usado como Combustible, Transformado en LGN en Plantas de Extracción, Volumen máximo de LGN Teóricamente Condensable, Volumen de LGN producido, Transformados en plantas de Compresión, Pérdidas, Arrojado a la atmósfera (Venteado y Quemado), en la unidad de MMPCED.

Tabla 5. 16: Tabla de valores conceptuales de la sección “Valores Conceptuales”

Año	Mes	Producido de Formación (MMPCED)	Inyectado en el Campo (MMPCED)	Usado como combustible (MMPCED)
-----	-----	---------------------------------	--------------------------------	---------------------------------

Tabla 5.16: Tabla de valores conceptuales de la sección “Valores Conceptuales” (Continuación)

Transformado en LGN en plantas de extracción (MMPCED)	Volumen Máximo de LGN Teóricamente Condensable (MMPCED)	Volumen de LGN Producido (MBPD)	Transformados en plantas de compresión (MMPCED)	Pérdidas (MMPCED)	Arrojado a la atmósfera	
					Quemado (MMPCED)	Venteadado (MMPCED)

En la sección “Valores Conceptuales” la barra de botones es como la que se muestra en la figura 5.37.



Figura 5. 37: Barra de botones de la sección “Valores Conceptuales”

❖ Sección “Comparación”

Se realiza comparación de los “Datos Históricos” y los “Valores Conceptuales” en el cual se arroja un valor de alerta si el “Datos Históricos” es mayor que el “Valores Conceptuales”.

En la figura, se muestra la barra de botones que posee la sección de “Comparación”.



Figura 5. 38: Barra de botones de la sección “Comparación”

En esta sección se muestra la comparación entre los “*Datos Históricos*” y los “*Valores Conceptuales*” incluyendo una celda de alerta si los “*Datos Históricos*” son mayores que los “*Valores Conceptuales*”. Los condicionales son: si los “*Datos Históricos*” son mayores que los “*Valores Conceptuales*”, la celda arrojará un valor de alerta rojo con la palabra “Si” y si los “*Datos Históricos*” son menores que los “*Valores Conceptuales*”, la celda arrojará un valor de alerta verde con la palabra “No”. El usuario debe considerar las señales de alerta particularmente en el caso de los usos del gas, cuando no se presenta aumento de la producción de gas del campo y con énfasis en los volúmenes de gas arrojado a la atmósfera, mermas y pérdidas.

Tabla 5. 17: Tabla de comparación de la sección “Comparación”

Año	Mes	Producido de Formación (MMPCED)			Inyectado en el Campo (MMPCED)			Usado como combustible (MMPCED)		
		Datos Históricos	Valores Conceptuales	Datos Históricos > Valores Conceptuales	Datos Históricos	Valores Conceptuales	Datos Históricos > Valores Conceptuales	Datos Históricos	Valores Conceptuales	Datos Históricos > Valores Conceptuales

Tabla 5.17: Tabla de comparación de la sección “Comparación” (Continuación)

Transformado en plantas de extracción (MMPCED)			Volumen Máximo de LGN Producido (MBPD)			Transformados en plantas de compresión (MMPCED)		
Datos Históricos	Valores Conceptuales	Datos Históricos > Valores Conceptuales	Datos Históricos	Valores Conceptuales	Datos Históricos > Valores Conceptuales	Datos Históricos	Valores Conceptuales	Datos Históricos > Valores Conceptuales

Tabla 5.17: Tabla de comparación de la sección “*Comparación*” (Continuación)

Pérdidas (MMPCED)			Arrojado a la atmósfera					
			Quemado (MMPCED)			Venteado (MMPCED)		
Datos Históricos	Valores Conceptuales	Datos Históricos > Valores Conceptuales	Datos Históricos	Valores Conceptuales	Datos Históricos > Valores Conceptuales	Datos Históricos	Valores Conceptuales	Datos Históricos > Valores Conceptuales

❖ **Sección “Rangos de Incertidumbre MMPCED”**

Para la metodología se plantea la necesidad de establecer intervalos de confianza que proporcionarán límites superior e inferior para valores reportados en cada variable, los cuales ayudan a acotar los “*Datos históricos*” dentro de rangos de la medición de gas, considerando efectos de la incertidumbre en la medición de gas.

Se presenta los rangos de Incertidumbre definidos por un “*Límite Superior Según el % de Incertidumbre*” y un “*Límite Inferior Según el % de Incertidumbre*”, de acuerdo con las Normas Técnicas para la Fiscalización Automatizada del Gas del Ministerio de Energía y Minas, dependiente de los valores reportados para el caso de esta hoja de cálculo estos valores son definidos en la sección “*Datos Históricos*”. Con Respecto al volumen de gas medido, se tiene lo siguiente:

- ❖ Volumen de Gas Usado como Combustible, Procesado en Plantas de Extracción: ($\pm 3\%$) del volumen de gas medido.
- ❖ Transferido, Recibido y Comprimido: ($\pm 1\%$) del gas medido con contenido de C2+ con alto valor económico y ($\pm 2\%$) del gas medido Gas metano.
- ❖ Pérdidas, Quemado y Venteado: ($\pm 5\%$) del Gas Medido.

En la figura se muestra la barra de botones que posee la sección de “Comparación”. Donde existe la selección entre gas metano y gas natural indicando el “Tipo de transferencia”, “Tipo de gas recibido” y “Tipo de gas recibido”.



Figura 5. 39: Barra de botones de la sección de “Rangos de Incertidumbre MMPCED”

En la tabla 5.18, se muestra Los rangos de incertidumbre para los siguientes ítems: Recibido, Inyectado en el Campo, Usado como Combustible, Transformado en LGN en Plantas de Extracción, Condensados en plantas de Compresión, Transferido, Mermas, Pérdidas, Arrojado a la atmósfera (Venteado y Quemado), en la unidad de MMPCED.

Tabla 5. 18: Tabla de rangos de incertidumbre de la sección de “Rangos de Incertidumbre MMPCED”

Año	Mes	Recibido (MMPCED)		Inyectado en el Campo (MMPCED)		Usado como Combustible (MMPCED)	
		Límite Superior Según el % de Incertidumbre	Límite Inferior Según el % de Incertidumbre	Límite Superior Según el % de Incertidumbre	Límite Inferior Según el % de Incertidumbre	Límite Superior Según el % de Incertidumbre	Límite Inferior Según el % de Incertidumbre

Tabla 5.18: Tabla de rangos de incertidumbre de la sección “Rangos de Incertidumbre MMPCED”

(Continuación)

Transformado en Plantas de Extracción (MMPCED)		Transformados en Plantas de Compresión (MMPCED)		Transferido (MMPCED)	
Límite Superior Según el % de Incertidumbre	Límite Inferior Según el % de Incertidumbre	Límite Superior Según el % de Incertidumbre	Límite Inferior Según el % de Incertidumbre	Límite Superior Según el % de Incertidumbre	Límite Inferior Según el % de Incertidumbre

Tabla 5.18: Tabla de rangos de incertidumbre de la sección **“Rangos de Incertidumbre MMPCED”**

(Continuación)

Mermas (MMPCED)		Pérdidas (MMPCED)		Arrojado a la atmósfera			
				Quemado (MMPCED)		Venteado (MMPCED)	
Límite Superior Según el % de Incertidumbre	Límite Inferior Según el % de Incertidumbre	Límite Superior Según el % de Incertidumbre	Límite Inferior Según el % de Incertidumbre	Límite Superior Según el % de Incertidumbre	Límite Inferior Según el % de Incertidumbre	Límite Superior Según el % de Incertidumbre	Límite Inferior Según el % de Incertidumbre

❖ **Sección “Gráficos de Producción y Usos”**

En esta sección se presentan catorce (14) opciones asociadas a un cuadro de texto en la que el usuario seleccione el cuadro de texto asociado a cada opción de gráfico que puede generar el programa. Entre los gráficos se tienen los siguientes para cada sección de la hoja: producción y usos del gas natural, producido, recibido, disponible, inyectado en el campo, usado como combustible, procesado en plantas de extracción, volumen de LGN producido, condensados en plantas de compresión, transferido, pérdidas, arrojado a la atmósfera (Quemado), arrojado a la atmósfera (Venteado).

Gráficos: En cada hoja de cálculo por separado se presentan los gráficos de cada ítem mencionado anteriormente en los cuales se representan las siguientes curvas:

“Datos Históricos”: Proporcionado por los datos que suministra el operador del campo (en color azul).

“Valores Conceptuales”: Proporcionado por los datos que suministra la hoja de cálculo con el mismo nombre (en color rojo), (si aplica al caso).

“Límites de Porcentaje Superior e Inferior”: En algunos casos si aplica límites de porcentaje de incertidumbre en los cuales el límite superior es de color verde y el límite inferior es de color morado.

En específico para el gráfico de producción y usos del gas natural se reflejarán en áreas de color púrpura para **“Otros Usos”**, área de color verde para **“Arrojado”**, área de color rojo para **“Inyectado”** y como una curva de color azul la **“Producción Bruta”** del campo.

En la figura 5.40, se muestra la barra de botones que posee de la sección de “Gráficos de Producción y Usos”.



Figura 5. 40: Barra de botones de la sección **“Gráficos de Producción y Usos”**

En la figura 5.41, se muestra se muestra la pantalla de la hoja **“Gráficos de producción y Usos”**.

Gráficos Producción y Usos del Gas

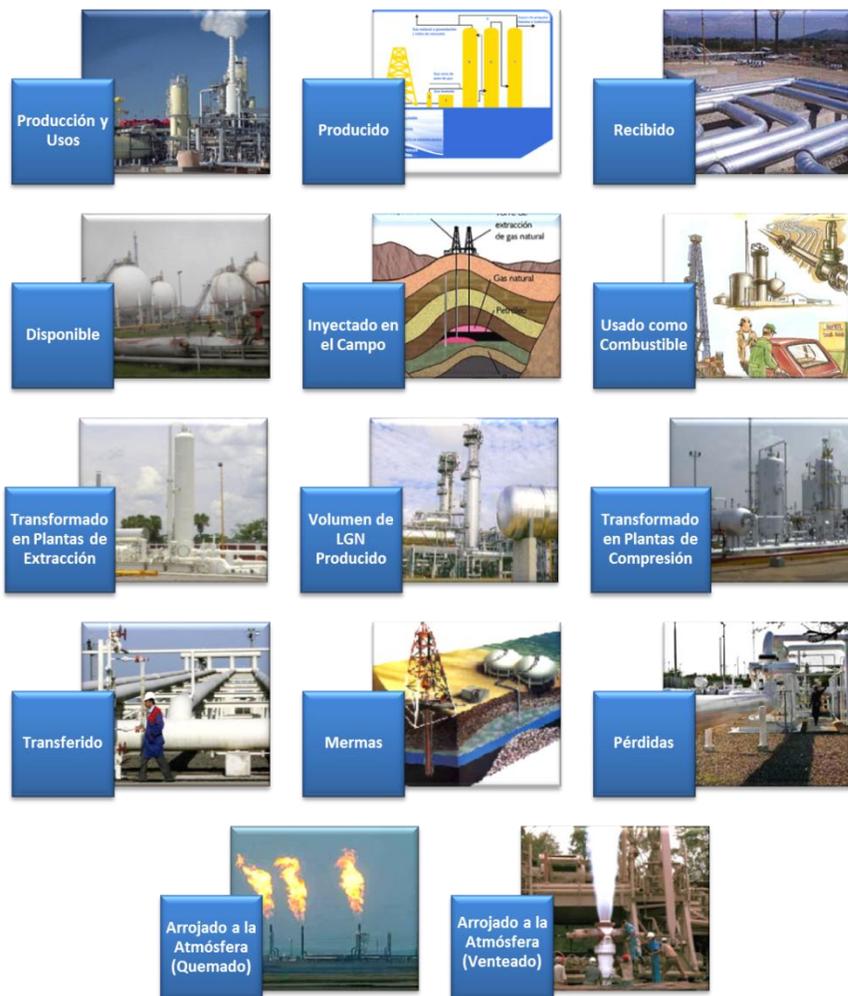


Figura 5. 41: Sección de “Gráficos de Producción y Usos”

Es importante señalar que estos gráficos van según los datos suministrados por el operador, no pueden ser modificados directamente y son mostrados de forma automática. En los mismos se representan los volúmenes de gas en el eje “Y” y el tiempo en meses en el eje “X”, la unidad manejada es MMPCED con excepción de los volúmenes de LGN que se expresa en BPD.

❖ Sección “Cálculos Estadísticos”

Los gráficos de control por variable son representaciones gráficas de los valores de una característica resultado de un proceso, en función de esto se dará un ajuste estadístico de los ítems que involucren un proceso los cuales son los siguientes: Producido de Formación, Inyectado en el Campo, Usado como Combustible, Procesados en Plantas de Extracción y Procesado en Plantas de Compresión. Se aplica el estudio agrupando los 36 datos y tomando para $n=3$ (años de estudio) y un número de muestras de $N=12$ (por cada año).

En la figura 5.42, se muestra la barra de botones que posee la sección de “*Cálculos Estadísticos*”.



Figura 5. 42: Barra de botones de la sección “*Cálculos Estadísticos*”

En la tabla B.16 (ver apéndice B), se presenta el modelo de los cálculos estadísticos, el mismo se realiza para cada valor de la tabla y este proporcionará dos gráficos, uno para el valor de la media y otro para el valor de la desviación.

Tabla 5. 19: Tabla de cálculos estadísticos para el gas de la sección “*Cálculos Estadísticos*”

Ítem MMPCED	\bar{X}	S	$\bar{\bar{X}}$	$\bar{\bar{S}}$	$LCS_{\bar{X}}$	$LCL_{\bar{X}}$	LCS_S	LCL_S
-------------	-----------	---	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	---------	---------

5.5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA A DOS (2) CAMPOS DE PETRÓLEO Y DOS (2) CAMPOS DE GAS

Debido a que la información presentada en este Trabajo Especial de Grado es de carácter confidencial para presentar los resultados de la aplicación de la Metodología de Cálculo para el Control de Volumen del Gas Natural a los diferentes campos seleccionados, se utilizarán otros nombres.

Por fines prácticos solo se mostrarán las tablas de los datos para el Campo “A” usándolo como ejemplo. Si el lector requiere ver la información para los Campos “B”, “C.1”, “C.2” y “D” debe revisar la herramienta que se encuentra incluida en versión digital para cada uno de los campos ya nombrados.

Es de acotar que para los Campos “C” y “D” no se contó con toda la información necesaria relacionada con los equipos que consumen combustible en el campo por esta razón al aplicar la metodología propuesta, para los gráficos no se muestra su consumo conceptual.

5.5.1. Campo “A”

Para el campo “A” se mostrarán a continuación los gráficos que resultaron de la aplicación de la Metodología de Cálculo para el Control de Volumen de Gas Natural, en los años: 2009, 2010 y 2011; para cada uno de los meses del año.

En la figura 5.43 se muestra el gráfico de la distribución de producción y usos del gas natural para el campo “A”, construida con los datos de la tabla B.9 (ver apéndice B) en el cual se refleja la curva de color azul y representa la producción bruta del campo “A” la cual se encuentra entre 73 MMPCED Y 87 MMPCED, el área de color verde muestra el gas arrojado a la atmósfera dicha área se mantiene entre 10 MMPCED y 13 MMPCED, el área mayor de color púrpura muestran el volumen de gas que se le considera en otros usos.

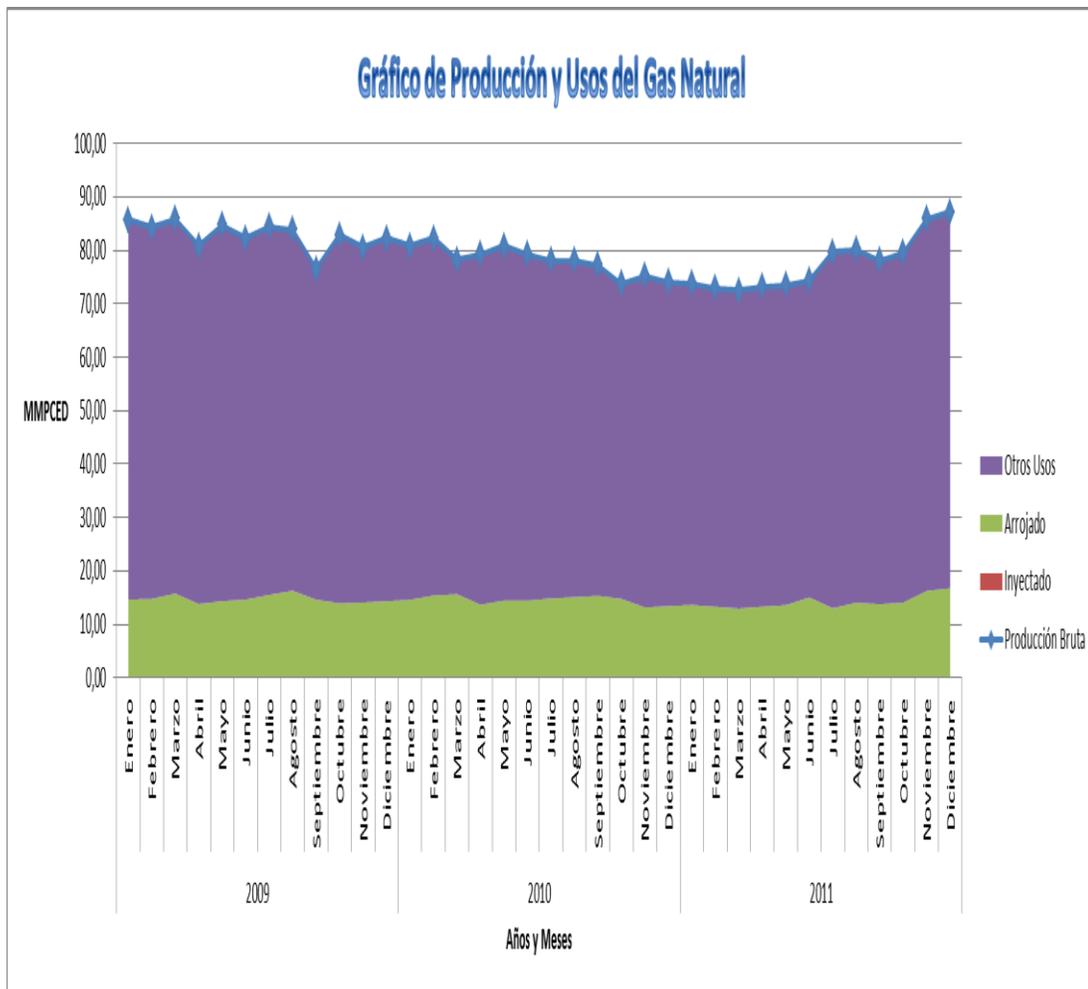


Figura 5. 43: Gráfico de producción y usos del gas natural para el Campo “A”

En la figura 5.44 se muestra el gráfico del volumen de gas producido para el campo “A”, construido con los datos de las tablas B.7 (ver apéndice B) y se refleja la comparación del volumen de gas producido según los “Datos Históricos” vs los “Valores Conceptuales”, lo cual manifiesta que para todo el período de estudio la empresa operadora cumplió con la meta de producción propuesta en el plan de desarrollo, mostrando su mayor producción en Diciembre de 2011 con 87 MMPCD, exceptuando para los meses Octubre 2010, Diciembre 2010, Febrero y Marzo 2011 en los que se refleja una producción menor a la expuesta en el plan de desarrollo, lo que indica que debe evaluarse que acontecimientos perturbaron la producción para estos meses.

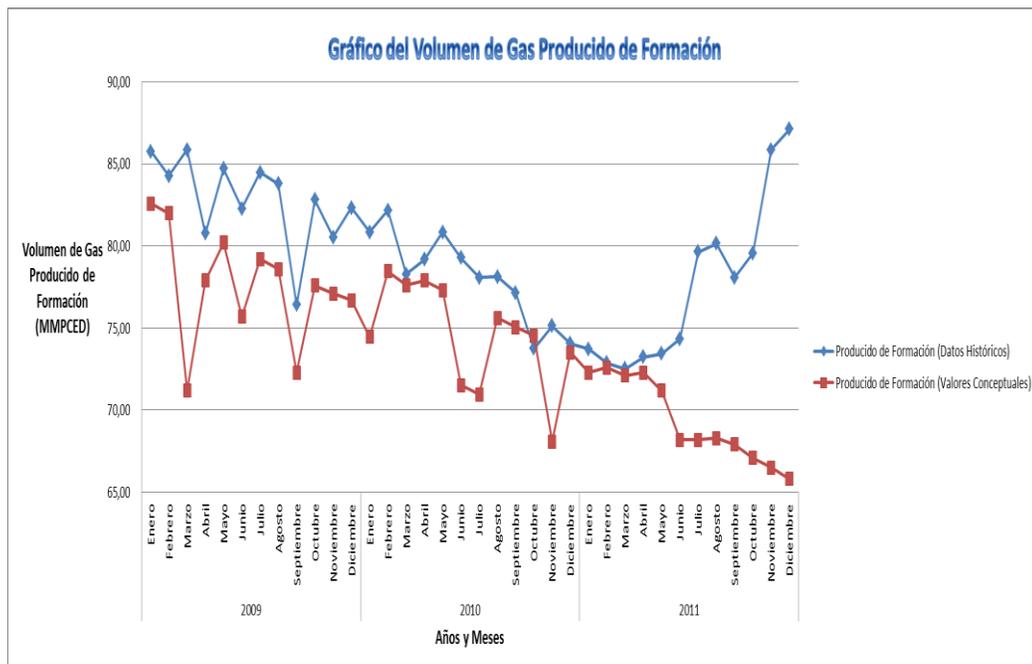


Figura 5. 44: Gráfico de volumen de gas producido de formación para el Campo “A”

Para la Figura 5.45 se muestra el gráfico del volumen de gas disponible para el campo “A”, realizado con los datos de la tabla B.5 (ver apéndice B), en el cual se puede observar que la curva según los “Datos Históricos” del volumen de gas disponible para el campo presenta un comportamiento variable la cual se encuentra entre 13 MMPCED y 17 MMPCED, la curva de volumen de gas disponible solo se mantiene estable en el período Mayo-Septiembre 2010 con valores que se encuentran entre 14 MMPCED-15 MMPCED respectivamente, siendo el volumen mayor de gas disponible en el mes de Diciembre 2011 con un volumen de 17 MMPCED. Para este Campo el volumen de gas disponible, luego de la entrega de gas al comprador, se utiliza como combustible y el resto se arroja a la atmósfera. Sin embargo el volumen arrojado a la atmósfera proviene de la corriente de gas residual luego del acondicionamiento, que este caso se trata casi en su totalidad del CO₂ retirado al gas producido. Se observa que la curva tiene el mismo comportamiento que presenta el gráfico de gas producido.

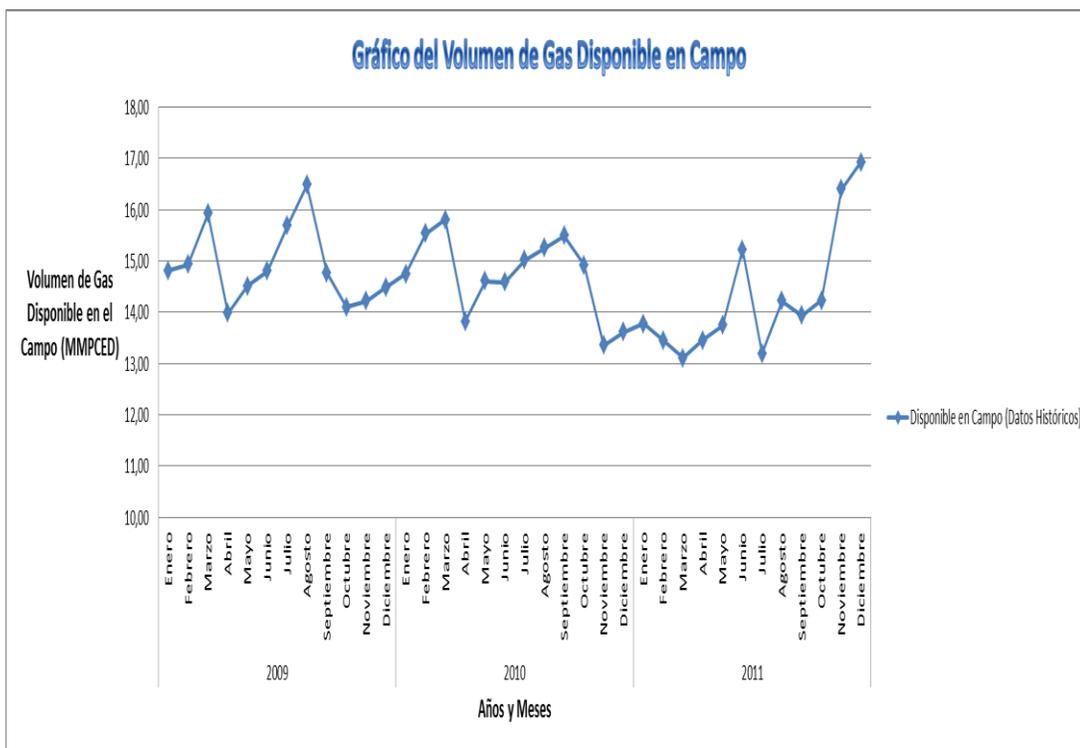


Figura 5. 45: Gráfico de volumen de gas disponible para el Campo “A”

Para la figura 5.46 se muestra el gráfico del volumen de gas usado como combustible para el campo “A”, realizado con los datos de la tabla B.7 y B.8 (ver apéndice B), en el cual se puede observar que la curva del volumen de gas usado como combustible según los “Datos Históricos” para el campo “A” presenta un comportamiento estable y se mantiene entre 0,13 MMPCED y 0,18 MMPCED, la curva de volumen de gas disponible “Valores Conceptuales” no se ve reflejada en el gráfico debido a que los compresores no trabajan con gas, el consumo de gas para este campo esta en los calentadores instalados en el Campo, los cuales no realizan un consumo elevado de gas como combustible y en esta metodología no se incluyo el cálculo del volumen de gas usado como combustible para calentadores, sin embargo puede compararse, con el consumo indicado en las especificaciones de los equipos emitida por el fabricante. Puesto que no se cuenta con el valor conceptual del volumen de gas usado como combustible el límite de control superior e inferior no es un indicativo de control.

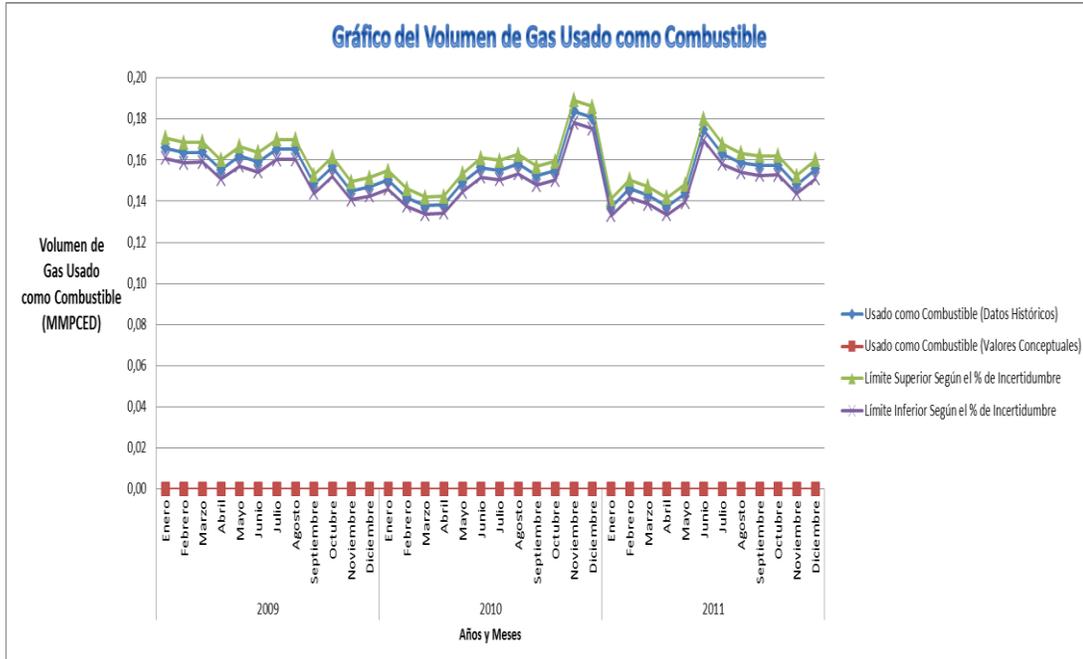


Figura 5. 46: Gráfico del volumen de gas usado como combustible para el Campo “A”

Para la figura 5.47 se muestra el gráfico del volumen de gas transferido para el campo “A”, realizado con los datos de la tabla B.5 y B.8 (ver apéndice B), el cual la curva según los “Datos Históricos” presenta un comportamiento estable. Se presenta un comportamiento constante para el período Enero- Junio 2011 con valores entre 59 MMPCED y 60 MMPCED, El volumen de gas natural transferido para este campo se encuentran entre 58 MMPCED y 71 MMPCED. Puesto que en este Campo todo el gas transferido va a ventas, se recomienda que la DPCG incluya una curva de compromiso de entrega al comprador (según el contexto compra-venta), que permita visualizar las desviaciones entre el compromiso y la entrega real al mercado interno.

En este caso el límite de control superior e inferior según la incertidumbre de la medición no se utiliza como control, ya que no hay variable conceptual para el comprador.

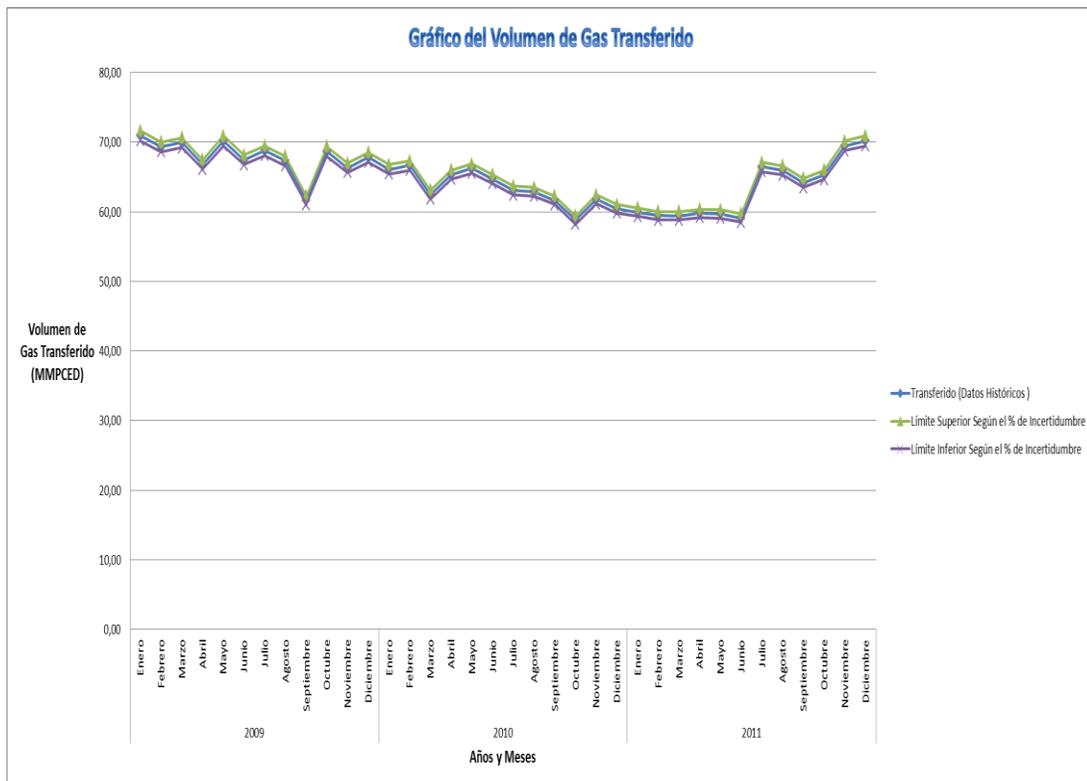


Figura 5. 47: Gráfico del volumen de gas transferido para el Campo “A”

Para la figura 5.48 se muestra el gráfico de volumen de gas arrojado a la atmósfera (Quemado) para el campo “A”, realizado con los datos de las tablas B.5 y B.8 (ver apéndice B), en la cual se manifiesta que la curva según los “Valores Conceptuales” esta por debajo de la curva según los “Datos Históricos”. Para el campo “A” se debería evaluar el volumen de gas arrojado a la atmósfera (Quemado) ya que el campo “A” arroja un volumen elevado de gas a la atmósfera (Quemado), en comparación al volumen establecido en esta metodología. Siguiendo lineamientos del MPPPM.

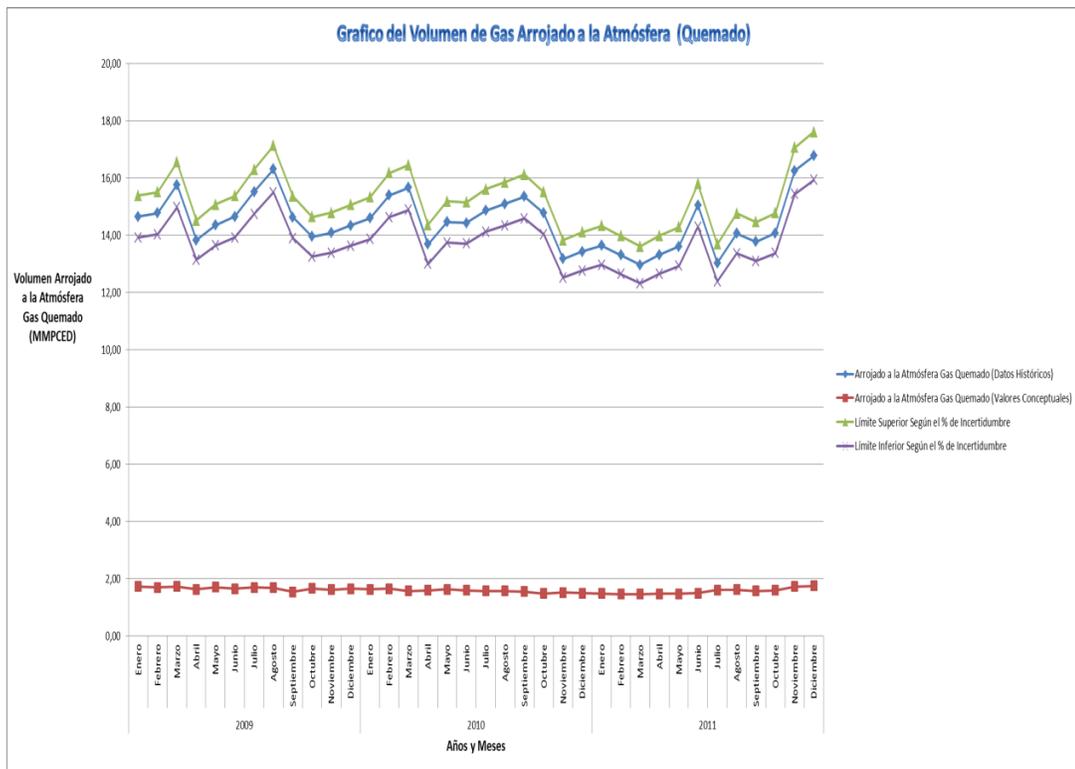


Figura 5. 48: Gráfico del volumen de gas arrojado a la atmósfera (Quemado) para el Campo “A”

Sin embargo, para el figura 5.49 se muestra el gráfico de la media para el volumen de gas producido de formación en el campo “A”, construido con los datos de la tabla B.10 (ver apéndice B), la cual muestra un comportamiento dentro de los límites de control pero desviado de la curva de la “media de las medias” que se debería encontrar dentro de los límites de control, esto se presenta como una situación anómala ya que la curva de media de las medias se debería estar dentro de los límites de control junto a la curva de media del gas producido de formación, este comportamiento puede ser debido a que la producción de gas en el campo no presenta un comportamiento estable.

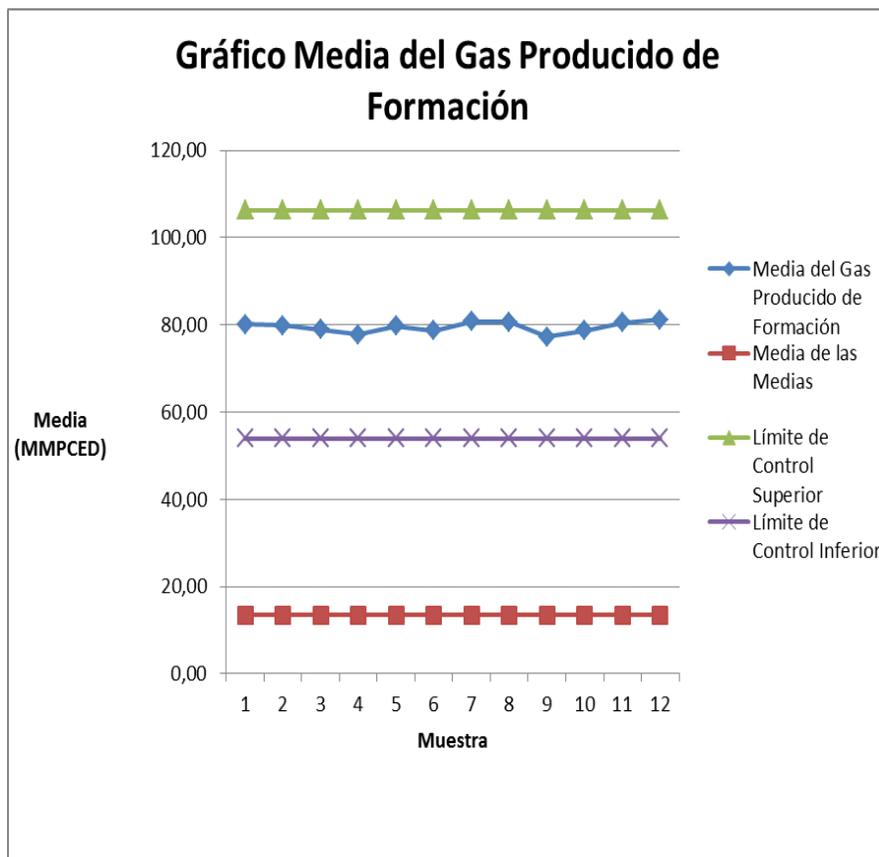


Figura 5. 49: Gráfico de media del gas producido de formación para el Campo “A”

En la figura 5.50 se muestra un gráfico de desviación del gas producido de formación para el campo “A”, construido con los datos de la tabla B.10 (ver apéndice B), el cual refleja las curvas de desviación y desviación típica se solapan y se encuentran dentro de los límites de control, lo cual se presenta como un comportamiento bajo control.

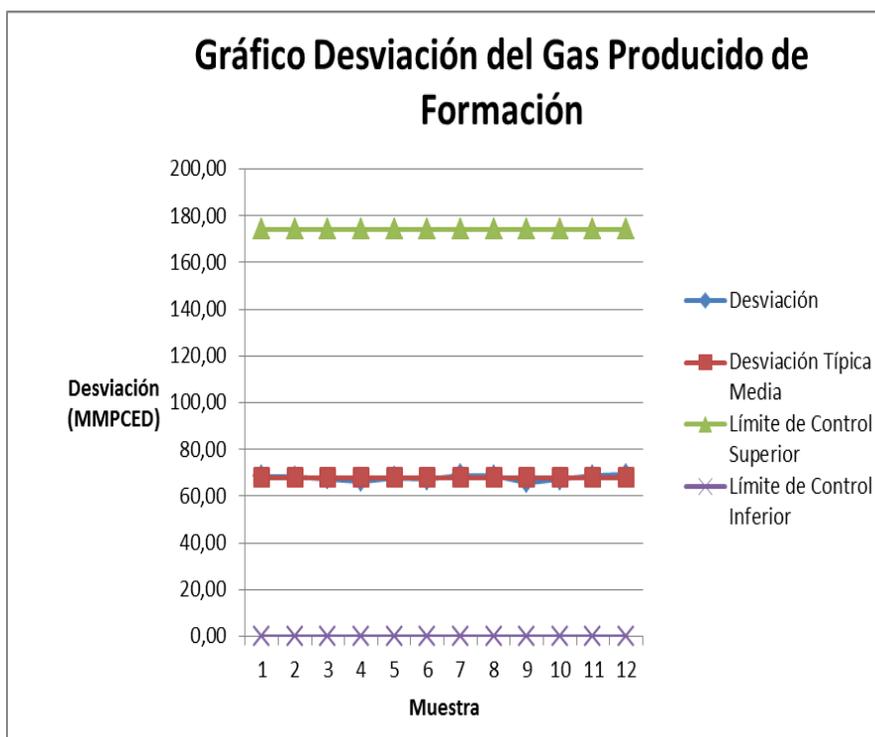


Figura 5. 50: Gráfico de desviación del gas producido de formación para el Campo “A”

Para los gráficos 5.49 y 5.50 se muestra incongruencias ya que presentan interpretaciones distintas, al ser aplicado este tipo de estudios deben presentar el mismo patrón de comportamiento, debido a esto se puede concluir que el volumen de gas producido de formación para el Campo “A” se produce una variabilidad irregular e imprevisible.

En el figura 5.51 se muestra el comportamiento de la media aplicada al ítem del gas usado como combustible en el campo “A”, construido con los datos de la tabla B.11 (ver apéndice B), lo cual refleja un comportamiento dentro de los límites de control tanto inferior como el superior, sin embargo más de cinco (5) puntos consecutivos se encuentran por encima de la línea central esto se identifica como un comportamiento fuera de control y se recomienda investigar las causas de la variación pues la media indica una desviación del nivel de funcionamiento del proceso.

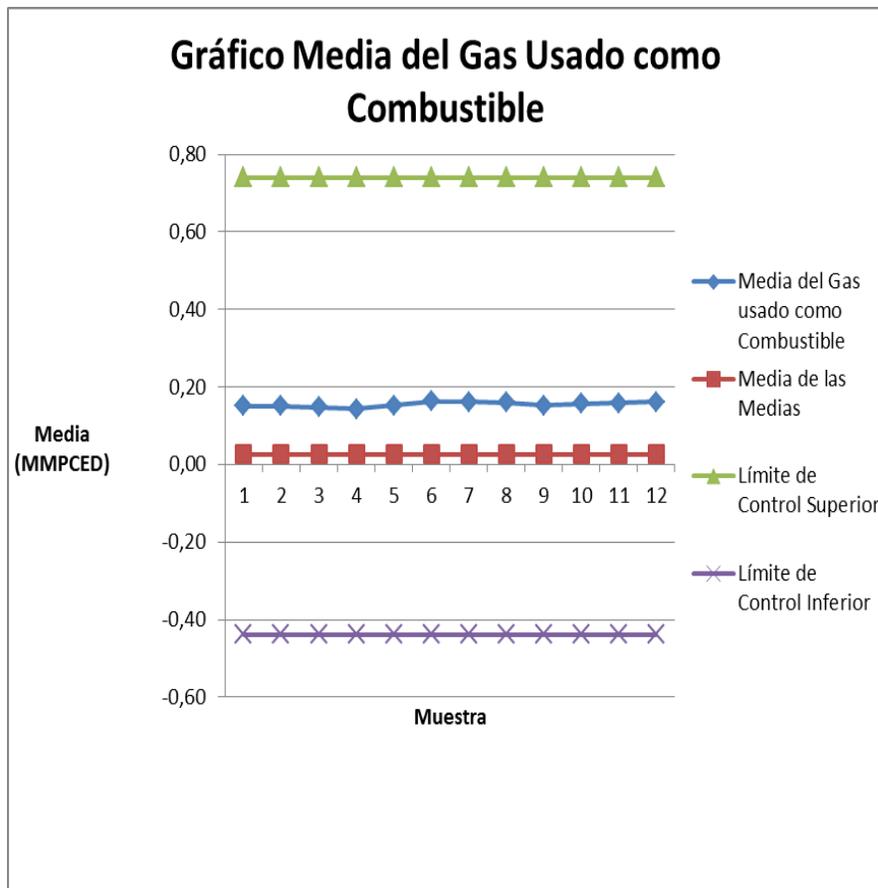


Figura 5. 51: Gráfico de media del gas usado como combustible para el Campo “A”

Para la figura 5.52 se muestra el gráfico de desviación del gas usado como combustible para el campo “A”, construido con los datos de la tabla B.11 (ver apéndice B), se refleja las curvas de desviación y desviación típica dentro de los límites de control y se puede apreciar que la curva de desviación se sobrepone sobre la curva de desviación típica, lo cual se interpreta como un comportamiento bajo control.

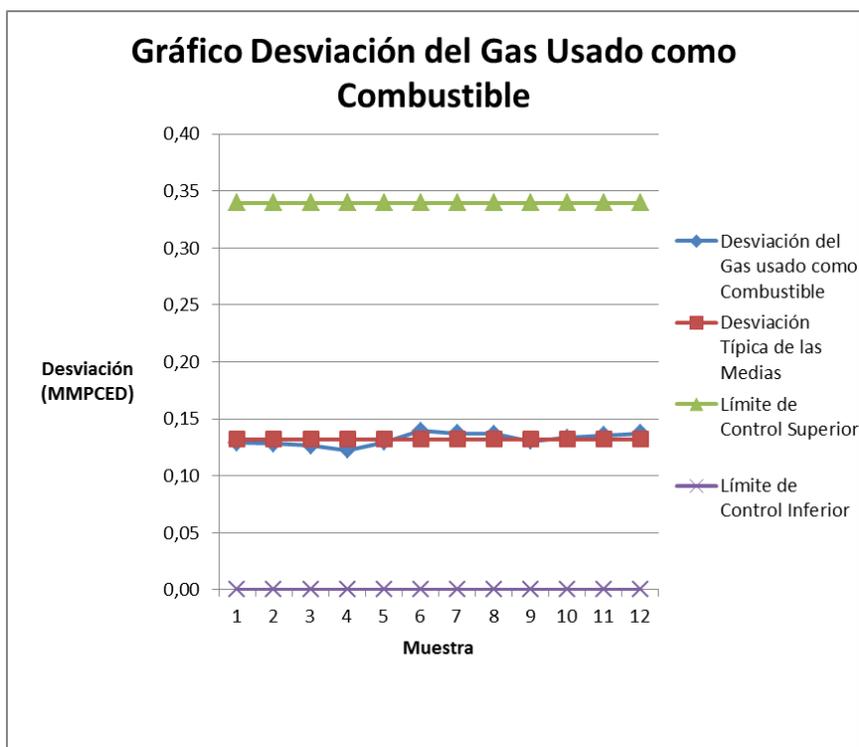


Figura 5. 52: Gráfico de desviación del volumen de gas usado como combustible para el Campo “A”

Para los gráficos 5.51 y 5.52 se muestra incongruencias ya que presentan interpretaciones distintas, al ser aplicado este tipo de estudios deben presentar el mismo patrón de comportamiento, debido a esto se puede concluir que el volumen de gas producido de formación para el Campo “A” se produce una variabilidad irregular e imprevisible.

5.11.2. Campo “B”

Para el campo “B” se mostrarán a continuación los gráficos que resultaron de la aplicación de la Metodología de Cálculo para el Control de Volumen de Gas Natural, en los años: 2009, 2010 y 2011; para cada uno de los meses del año.

En la figura 5.53 se muestra la distribución de producción y usos del gas natural para el campo “B”, en el cual se refleja con la curva de color azul la Producción Bruta del campo con valores que van desde 240 MMPCED hasta 380 MMPCED presentando un comportamiento constante por año, el área de color verde muestra el gas arrojado a la atmósfera en la cual se presentan valores por debajo de 80 MMPCED y el área de color púrpura muestra el volumen de gas que se le considera en otros usos, la cual exhibe un comportamiento mayor que la curva de producción bruta en el mes de Noviembre 2009 con un valor de 381 MMPCED debido a que el campo recibe gas de otros campos productores de gas para ser procesado en la planta de extracción.

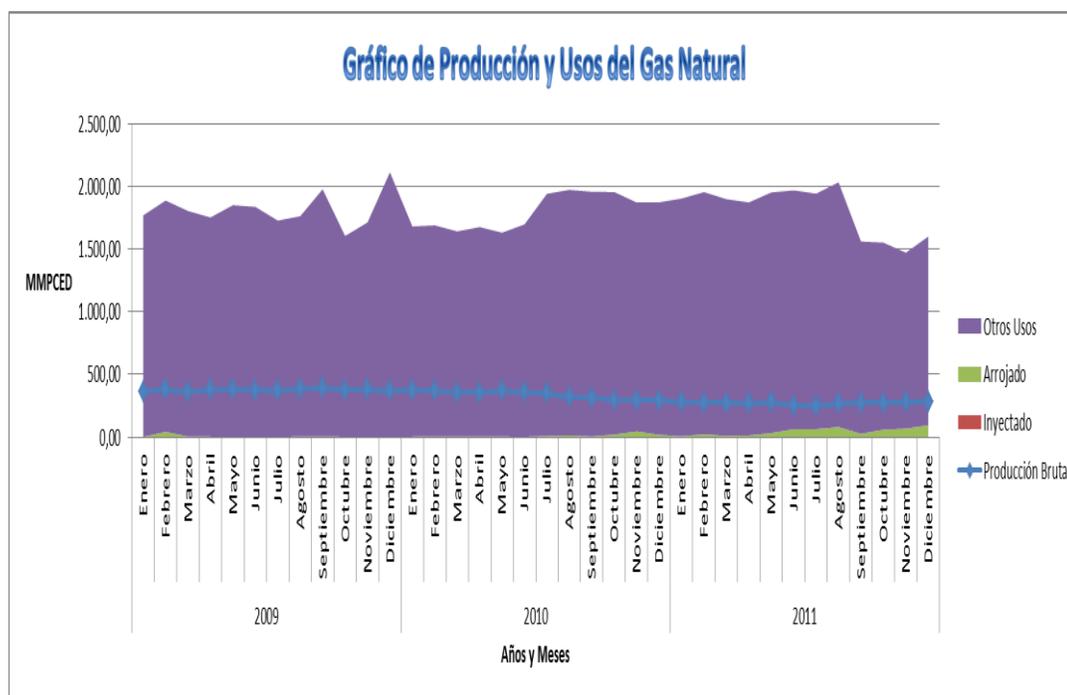


Figura 5. 53: Gráfico de producción y usos del gas natural para el Campo “B”

Se muestra en el gráfico 5.54 el volumen de gas natural que produce el campo “B”, dicha gráfica no muestra los “Valores Conceptuales” ya que este campo no presenta un informe por separado del plan de desarrollo sino consolidado dentro de todo el área de Anaco, En el año 2009 se manifiesta una producción que se encuentra entre 350 MMPCED- 400 MMPCED, para el año 2010 se muestra una producción alta de 375 MMPCED para inicios del año y en el período Agosto- Diciembre 2010 cae la producción a los volúmenes de 318 MMPCED- 293 MMPCED respectivamente, para el año 2011 se muestra un volumen constante que se encuentra entre los siguientes valores 246 MMPCED -279 MMPCED.

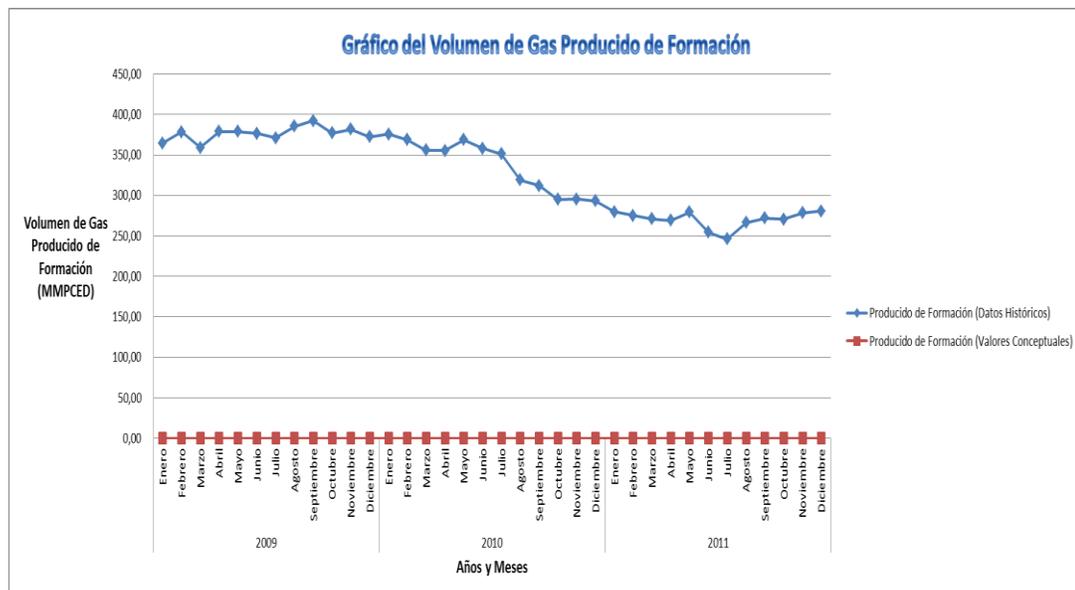


Figura 5. 54: Gráfico del gas producido de formación para el Campo “B”

Se muestra en el gráfico 5.55 el volumen de gas natural que recibe el campo “B”, la curva según los “Datos Históricos” representa un comportamiento estable, sin embargo para los meses Septiembre- Noviembre 2011 se muestra una disminución del volumen de gas recibido con respecto a los demás meses y años, probablemente se deba a la disminución en la producción en los campos de los cuales el Campo “B” recibe el gas o a algún problema con las tuberías de transferencia. Este campo recibe altos volúmenes de gas debido a que posee una planta de extracción, así que el volumen de gas disponible varía de acuerdo al gas recibido por transferencia. Los límites superior e inferior según el porcentaje de incertidumbre son irrelevantes para el estudio de este ítem debido a que no se cuenta con un volumen conceptual o esperado para establecer una comparación.

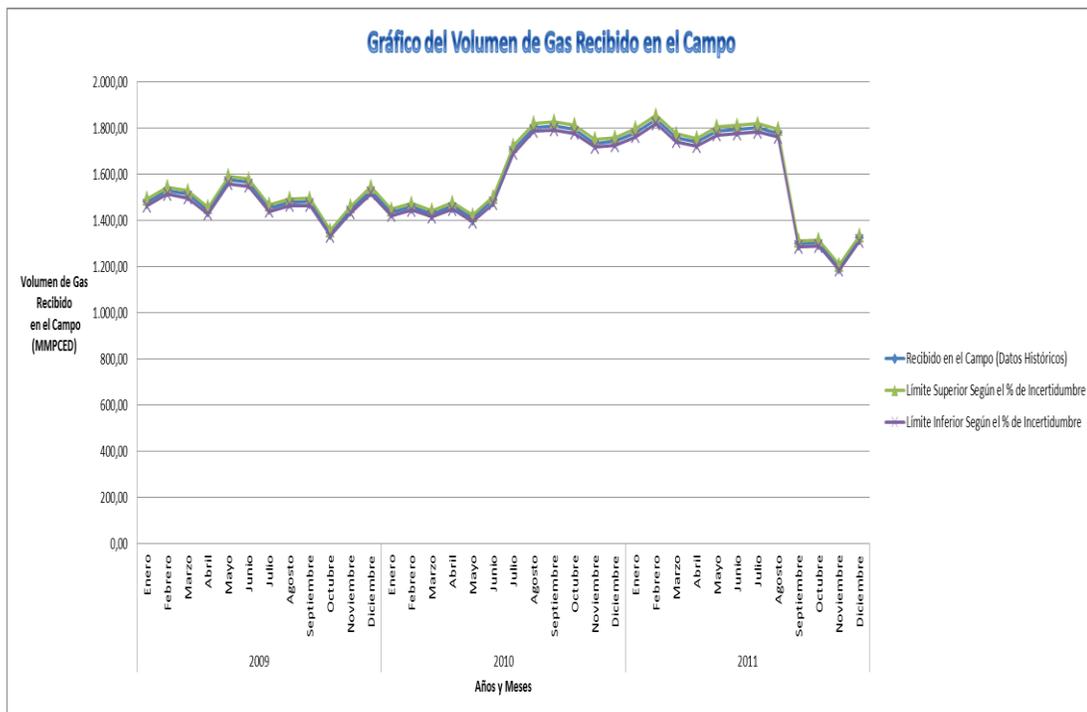


Figura 5. 55: Gráfico del volumen de gas recibido para el Campo “B”

Se muestra en la figura 5.56 un gráfico del volumen de gas disponible para el campo “B”, la curva según los “Datos Históricos” representa un comportamiento variable, para los meses Julio- Diciembre 2011 se muestra una caída del volumen de gas disponible en el campo con respecto a los demás meses y años, reportándose el menor valor de 46 MMPCED en el mes de Septiembre de 2011 al evaluar este evento a tiempo la DPCG debe investigar y obtener la información correspondiente a los eventos que den respuesta a este comportamiento, lo cual debería interpretarse como un comportamiento de alerta. Estos comportamientos se manifiestan debido al volumen de gas que transfiere y recibe el campo “B”, debido a que este campo posee una planta de extracción.

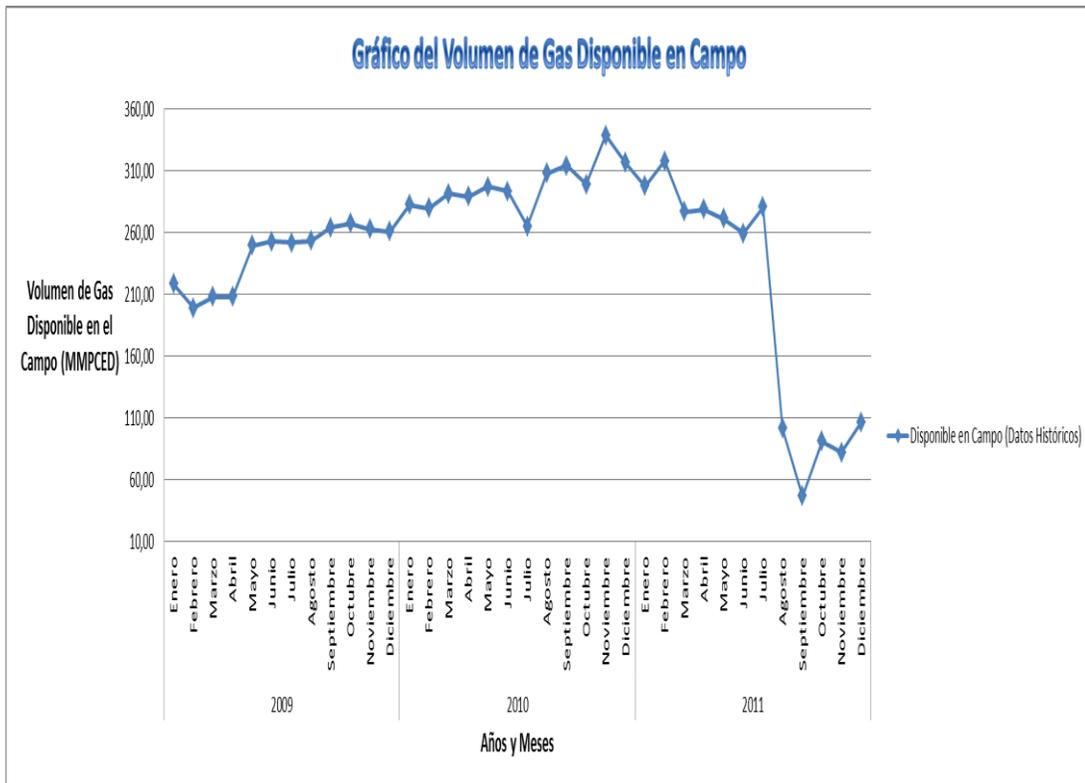


Figura 5. 56: Gráfico del volumen de gas disponible para el Campo “B”

Se muestra en la figura 5.57 el gráfico del volumen de gas usado como combustible para el campo “B”, la curva según los “Datos Históricos” representa un comportamiento estable y dentro de sus rasgos de incertidumbre para los períodos: Enero- Julio 2011, Enero- Diciembre 2010, Enero- Agosto 2009 y Octubre- Noviembre 2009 que no sobrepasa los 53 MMPCED, sin embargo para los meses Septiembre 2009 y Diciembre 2009 se muestra un consumo de gas como combustible de 353 MMPCED y 383 MMPCED respectivamente indicando desviación muy grande del comportamiento de la variable, el cual puede indicar errores en el reporte de los balances en las planillas oficiales, que no fueron detectadas a tiempo puede ser considerado como un valor de alerta para el estudio de dicho campo. Estableciendo una comparación entre las curvas según “Datos Históricos” y “Valores Conceptuales” la curva según los “Datos Históricos” se encuentra por encima de la curva según los “Valores Conceptuales” a lo largo de todo el período de estudio.

En este caso se incluye el gas usado como combustible en la propia planta de extracción que no esta indicado en el listado de equipos suministrados por la operadora.

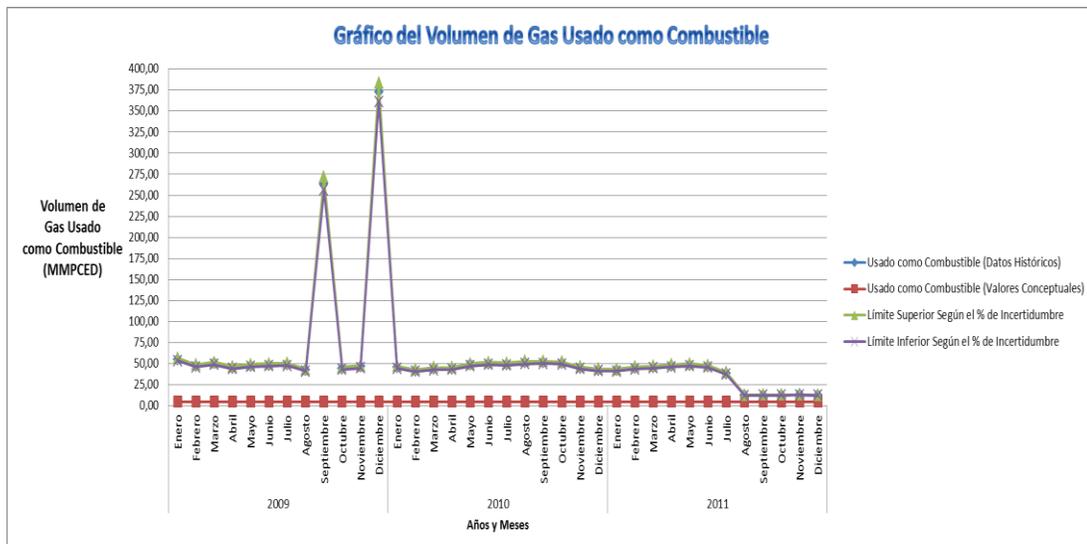


Figura 5. 57: Gráfico del volumen de gas usado como combustible para el Campo “B”

Se muestra en la figura 5.58 el gráfico de volumen de gas transformado en plantas de extracción para el campo “B”, la curva según los “Datos Históricos” muy por debajo del volumen de gas transformado en plantas de extracción según los “valores conceptuales” aun considerando los rangos de incertidumbre para los meses Agosto-Diciembre 2011 se muestra una caída del volumen de gas transformado en el campo con respecto a los demás meses y años, a pesar de que el balance para dichos meses es cero (0), este comportamiento debería ser objeto de revisión para el campo “B”, ya que si no se fuese procesado gas en la planta de extracción para el período Agosto-Diciembre 2011, el campo no reportaría volúmenes de LGN y figura 5.53, entonces puede inferirse que hay errores y/o inconsistencias en el reporte de los volúmenes de LGN obtenidos para esa fecha. Además, con el comportamiento de esta curva también enfatiza el hecho que ocurre en el gráfico 5.57 los datos de combustible para Septiembre 2009 y Diciembre 2009, son erróneos.

Esto coincide con la caída de producción en el área (que se observa en el gráfico de gas disponible en el campo para ese período).

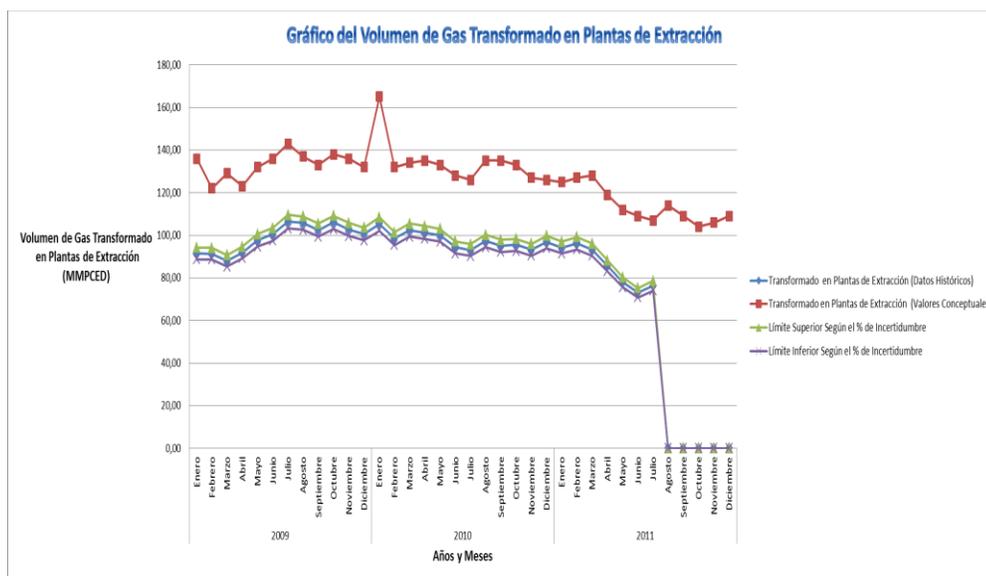


Figura 5. 58: Gráfico del volumen de gas transformado en plantas de extracción para el Campo “B”

Se muestra en la figura 5.59 el gráfico de volumen de LGN producido para el campo “B”, la curva según los “Datos Históricos” representa un comportamiento estable, poco variable entre los valores de 31 MMPCED y 48 MMPCED y por encima del volumen de LGN producido en plantas de compresión según los “Valores Conceptuales”.

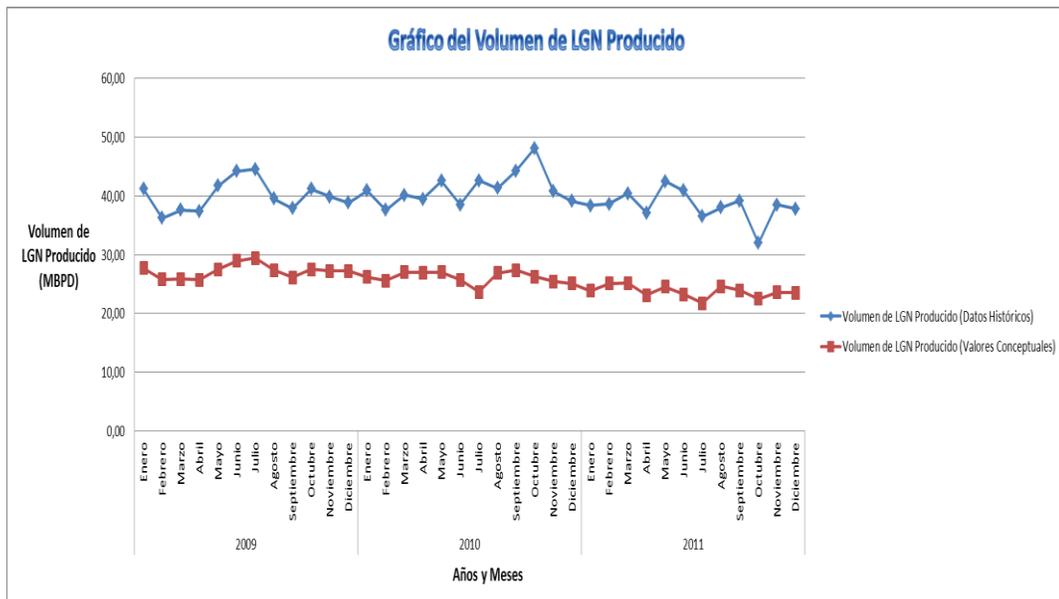


Figura 5. 59: Gráfico de LGN producido para el Campo “B”

Se muestra en el figura 5.60 el gráfico de volumen de gas metano transferido para el campo “B”, la curva según los “Datos Históricos” representa un comportamiento estable, poco variable y dentro de sus rangos de incertidumbre, sus volúmenes varían entre los valores 1.364 MMPCED- 1.900 MMPCED representado como el mayor y menor valor respectivamente.

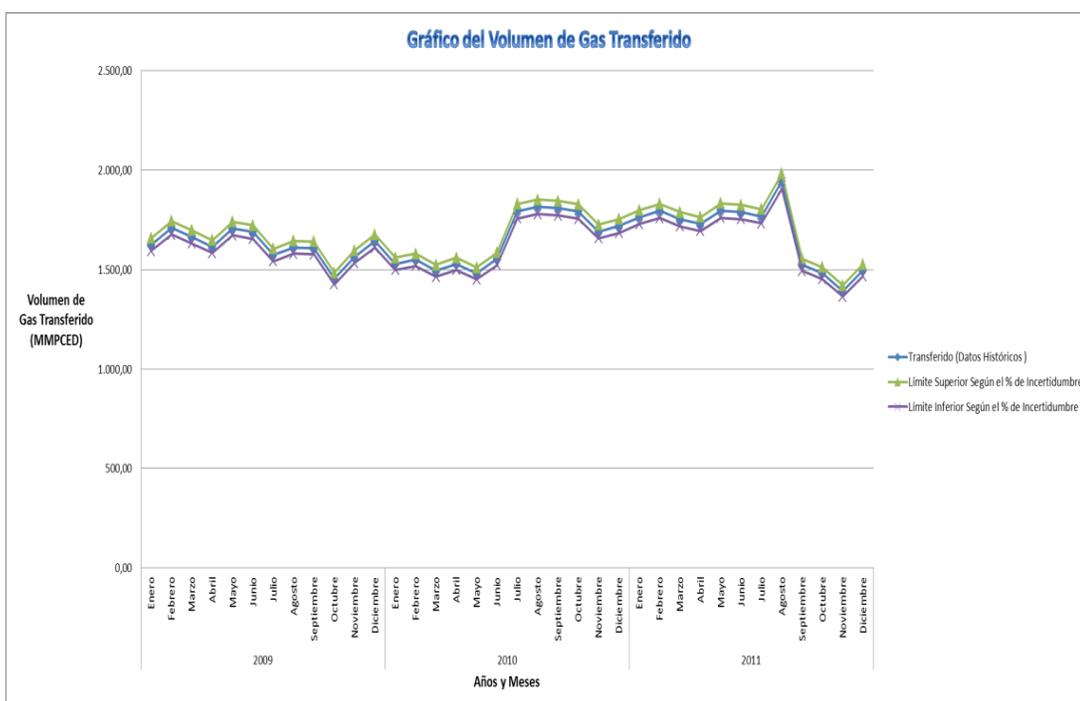


Figura 5. 60: Gráfico del volumen de gas transferido para el Campo “B”

Se muestra en la figura 5.61 el gráfico del volumen de gas considerado como pérdida para el campo “B”, la curva según los “Datos Históricos” representa un comportamiento muy variable y aun considerando sus rangos de incertidumbre por encima de la curva de “Valores Conceptuales”, tomando en cuenta que para los meses Agosto- Diciembre 2011 se presenta una disminución del volumen de gas considerado como pérdida llegando a ser entre los meses Noviembre- Diciembre 2011 menor en cuánto a la curva de “Valores Conceptuales” y Diciembre 2010 - Mayo 2009 también se puede apreciar una disminución de los volúmenes de gas considerados como pérdida, esto es consecuencia del volumen de gas disponible en campo para esa fecha. Para el período Enero-Abril 2009 también se presenta una disminución representándose el menor valor de 59 MMPCED para este período. El comportamiento de esta curva para el campo “B” debería ser un valor de alerta para la evaluación del campo “B” debido a que se encuentra por encima de los lineamientos del MPPPM, la curva muestra la misma tendencia del gas producido y disponible en el área, lo que da a entender que en las pérdidas se esta reportando gas venteado a la atmósfera por no contar con la infraestructura requerida para su manejo.

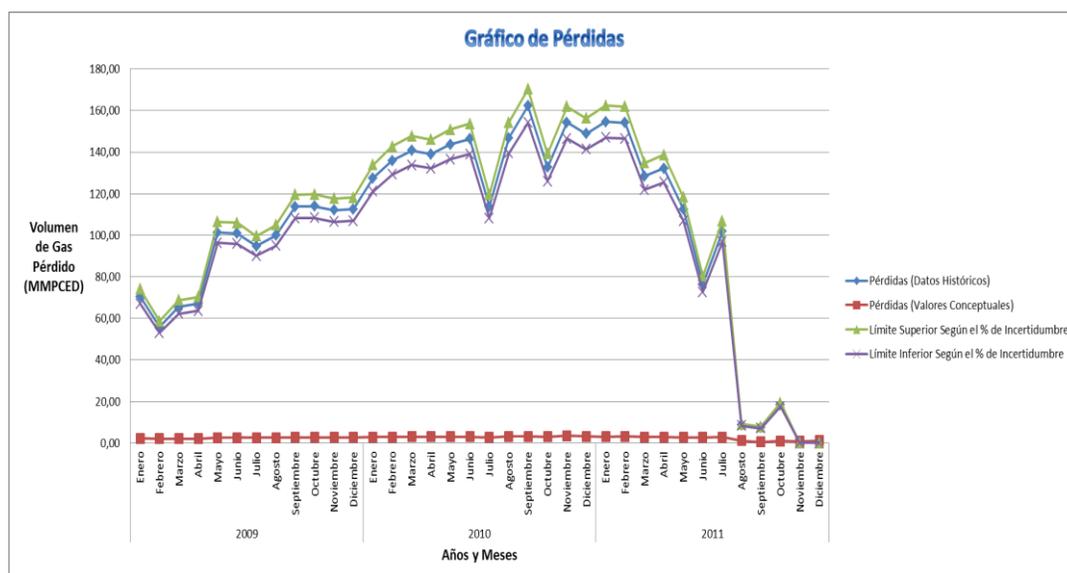


Figura 5. 61: Gráfico del volumen de gas considerado como pérdida para el Campo “B”

Se muestra en la figura 5.62 el gráfico del volumen de gas arrojado a la atmósfera (Quemado) para el campo “B”, la curva según los “Datos Históricos” representa un comportamiento muy variable, tomando en cuenta que para los meses y períodos Enero 2011, Enero- Junio 2010, Septiembre 2010, Enero 2009 y Marzo-Diciembre 2009 se presenta una aumento del volumen de gas arrojado a la atmósfera (Quemado) para el campo “B” llegando a ser este mayor en cuánto a la curva según los “Valores Conceptuales” para los meses y períodos ya mencionados. El comportamiento de esta curva debe ser causa para investigar el campo “B” a fondo dando explicación a este comportamiento de la curva según los “Datos Históricos”, se puede inferir que los reportes del volumen de gas quemado sufren mucha incertidumbre, a menos que hayan existido eventos en planta compresora para estas fecha que obligan al operador a realizar la quema de gas puntual.

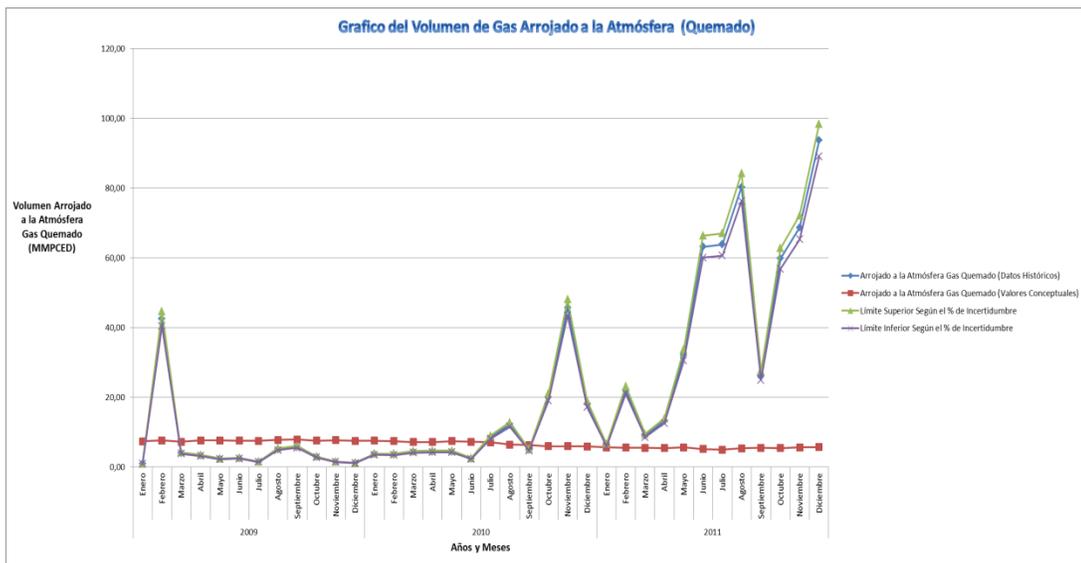


Figura 5. 62: Gráfico del volumen de gas arrojado a la atmósfera (Quemado) para el Campo “B”

Para el figura 5.63 se muestra el comportamiento de la media aplicada al ítem del gas producido de formación para el campo “B”, lo cual refleja un comportamiento dentro de los límites de control tanto inferior como el superior sin embargo esto se identifica como un comportamiento fuera de control ya que más de cinco (5) puntos consecutivos se encuentran por encima de la línea central, se recomienda investigar las causas de la variación pues la media indica una desviación del nivel de funcionamiento del proceso.

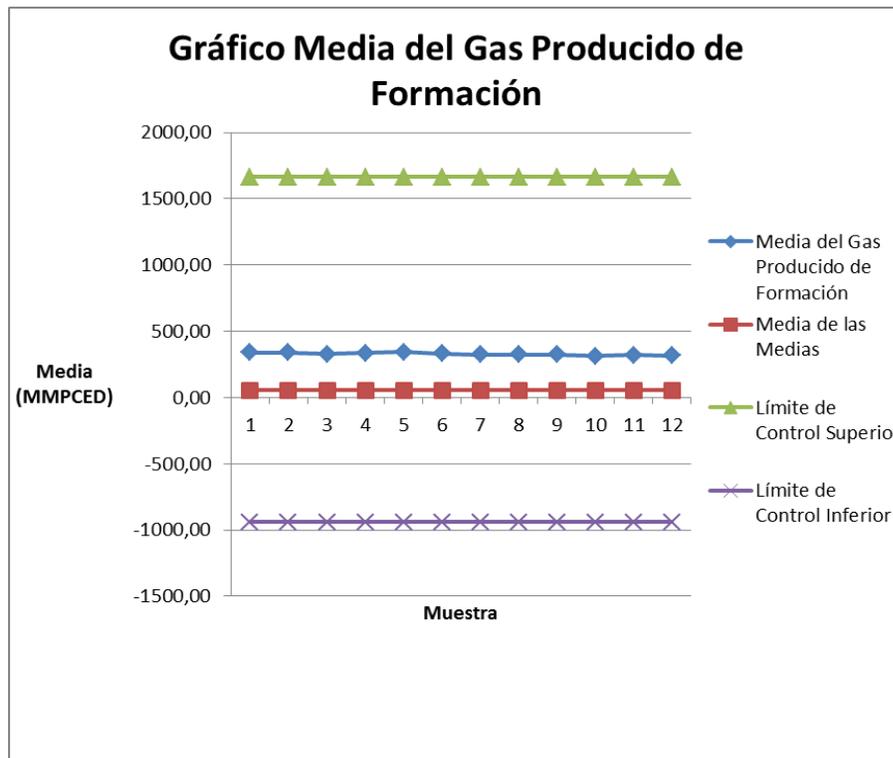


Figura 5. 63: Gráfico de media del gas producido de formación para el Campo “B”

Para la figura 5.64 se muestra el gráfico de la desviación aplicada al ítem del volumen de gas producido de formación para el campo “B”, lo cual refleja un comportamiento dentro de los límites de control tanto inferior como el superior, se puede apreciar en la gráfica que la curva de desviación se solapa con la curva de desviación típica, esto se identifica como un comportamiento bajo control.

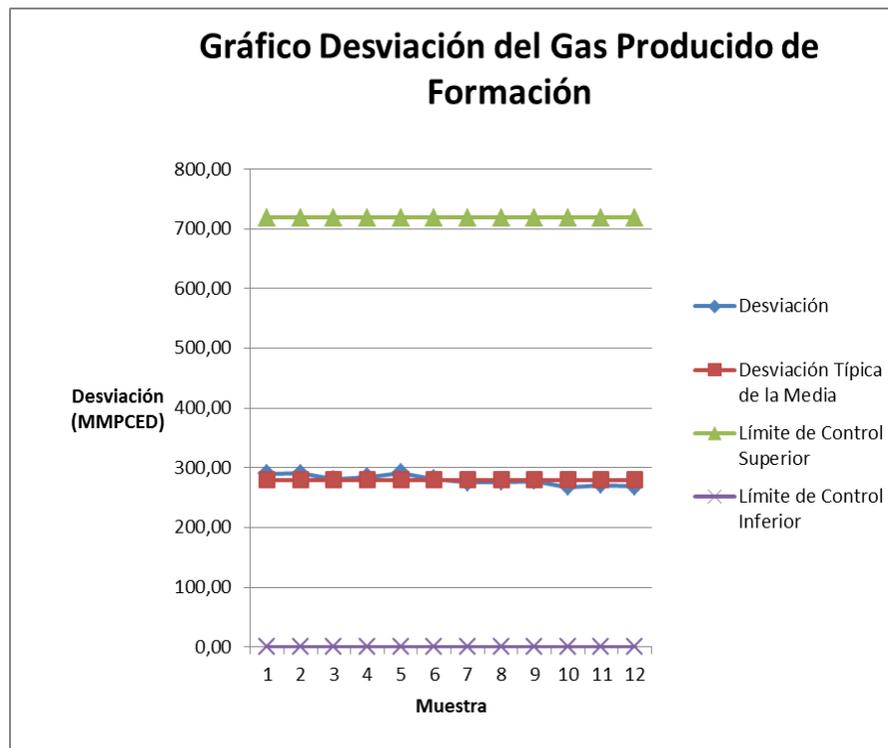


Figura 5. 64: Gráfico de desviación del gas producido de formación para el Campo “B”

Para los gráficos 5.63 y 5.64 se muestra incongruencias ya que presentan interpretaciones distintas, al ser aplicado este tipo de estudios deben presentar el mismo patrón de comportamiento, debido a esto se puede concluir que el volumen de gas producido de formación para el Campo “B” se produce una variabilidad irregular e imprevisible.

Para la figura 5.65 se muestra el gráfico de la media aplicada al ítem del gas usado como combustible, lo cual refleja un comportamiento fuera de control ya que en la curva de media se muestra la media por encima de la línea central, el punto 9 cercano al límite de control superior la interpretación dice que se debe estudiar la causa de la desviación del comportamiento.

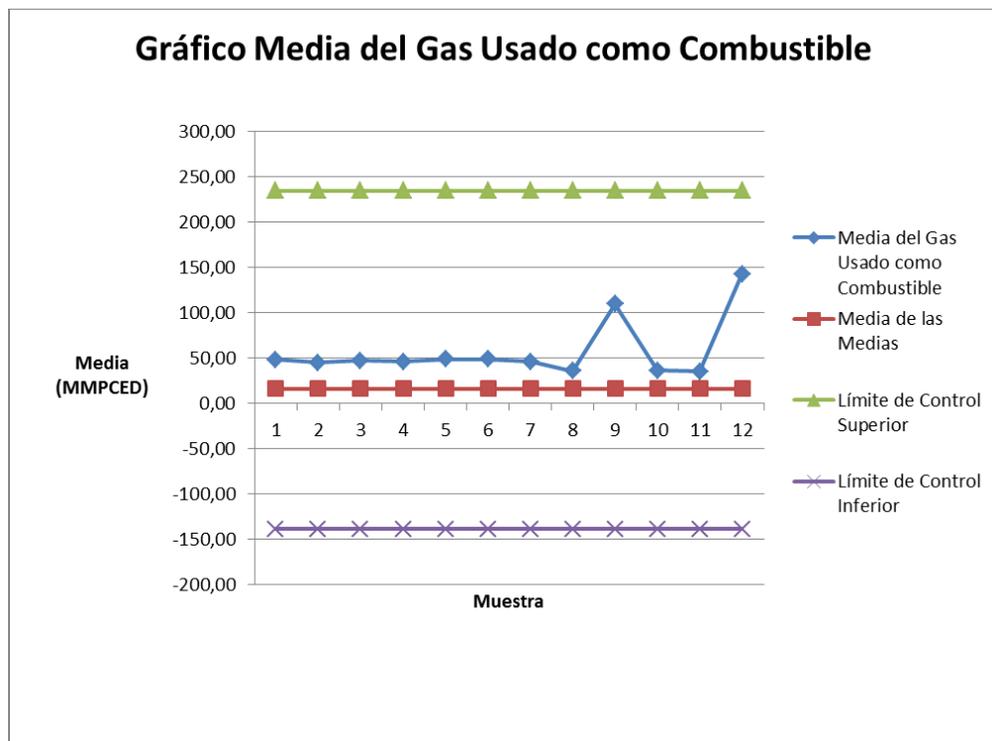


Figura 5. 65: Gráfico de media del gas usado como combustible para el Campo “B”

Para la figura 5.66 se muestra el gráfico de la desviación aplicada al ítem del volumen de gas usado como combustible para el campo “B”, lo cual refleja un comportamiento fuera de los límites de control, ya que se muestra la curva de la media por debajo de la línea central, el punto 9 cerca del límite de control superior y el punto 12 tocando el límite de control superior, se indica que se debe estudiar la causa de una desviación del comportamiento tan fuerte.

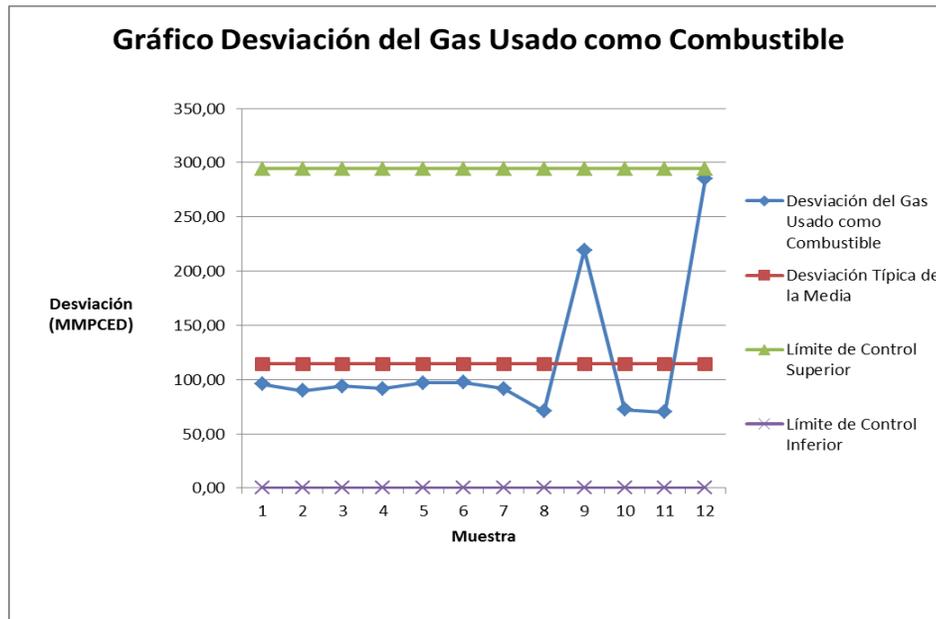


Figura 5. 66: Gráfico de desviación de gas usado como combustible para el Campo “B”

Para los gráficos 5.65 y 5.66 se muestra que ambos coinciden en su interpretación se debe estudiar la causa de su desviación del comportamiento, las mismas pueden asignarse tanto a variable internas o externas, las cuales cada una de ellas para la empresa operadora del campo en estudio tiene poca importancia en el resultado final.

Para la figura 5.67 se muestra el gráfico de la media aplicada al ítem del gas transformado en plantas de extracción para el campo “B”, lo cual refleja un comportamiento por encima de la línea central lo que indica que se debe investigar la causa de variación pues la media indica una desviación del nivel de funcionamiento del proceso.

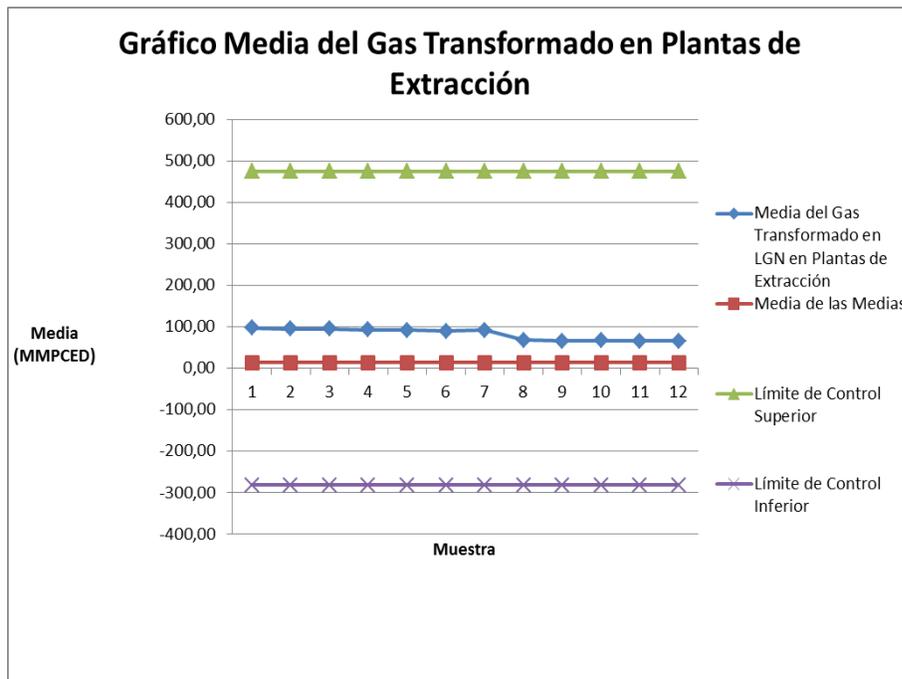


Figura 5. 67: Gráfico de media del gas transformado en plantas de extracción para el Campo “B”

Para la figura 5.68 se muestra el gráfico de la desviación aplicada al ítem del volumen de gas transformado en plantas de extracción para el campo “B”, lo cual refleja un comportamiento dentro de los límites de control tanto inferior como el superior sin embargo se puede apreciar en la gráfica que la curva de desviación solo pasa por un punto por la línea central, esto se identifica como un comportamiento fuera de control.

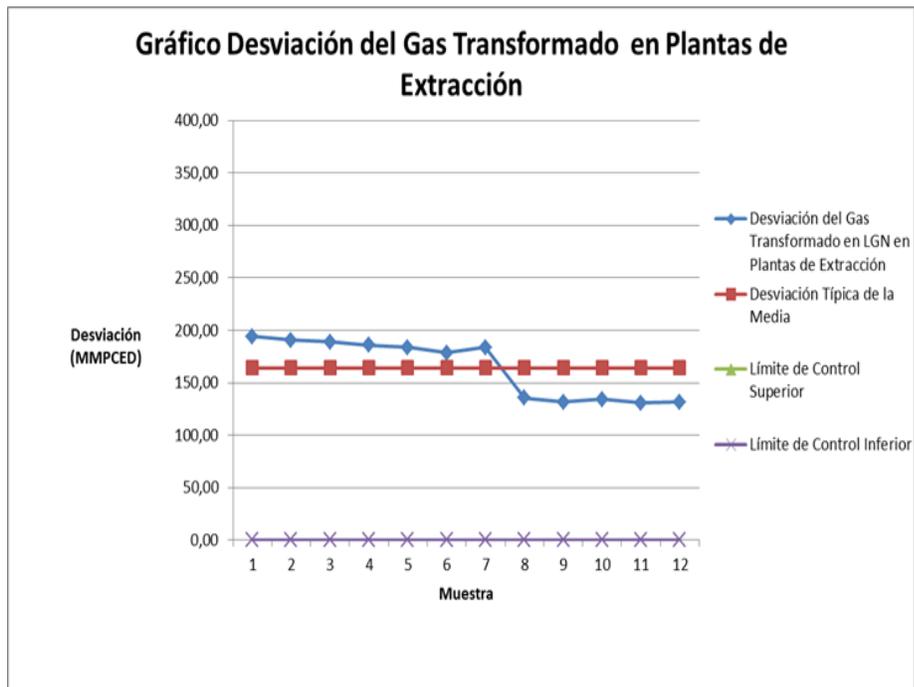


Figura 5. 68: Gráfico de desviación del gas transformado en plantas de extracción para el Campo “B”

Para los gráficos 5.67 y 5.68 se muestra que ambos coinciden en su interpretación se debe estudiar la causa de su desviación del comportamiento, las mismas pueden asignarse tanto a variable internas o externas, las cuales cada una de ellas tiene poca importancia en el resultado final.

5.11.3. Campo “C”

El campo “C” se encuentra compuesto a su vez de dos (2) campos a los cuales para fines de este Trabajo Especial de Grado se llamarán “C.1” y “C.2”.

Para el campo “C.1” y “C.2” se mostrarán a continuación los gráficos que resultaron de la aplicación de la Metodología de Cálculo para el Control de Volumen de Gas Natural, en los años: 2011, 2010 y 2009; para cada uno de los meses del año.

5.11.3.1. Campo “C.1”

En la figura 5.69 se muestra el gráfico de la distribución de producción y usos del gas natural para el campo “C.1”, en el cual se refleja con la curva de color azul la Producción Bruta del campo su menor producción se presenta en el período Octubre-Diciembre 2011 con el menor valor de 6,24 MMPCED, no se refleja curvas de gas arrojado, inyectado y otros usos ya que este campo transfiere todo el volumen de gas que produce al campo “C.2”.

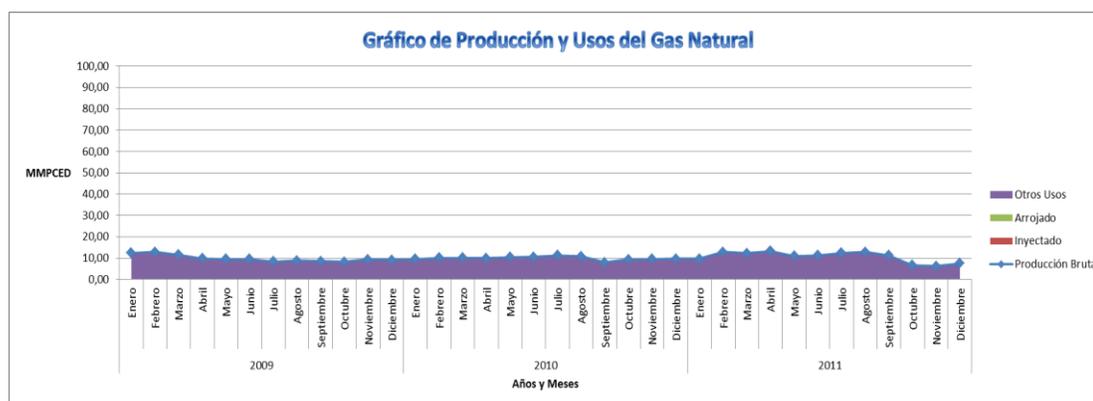


Figura 5. 69: Gráfico de producción y usos para el Campo “C.1”

En la figura 5.70 se muestra el gráfico del volumen de gas producido de formación para el campo “C.1”, refleja un comportamiento estable de las curvas de volumen de gas producido según los “Datos Históricos” entre los volúmenes 6 MMPCED -13 MMPCED y según los “Valores Conceptuales”, resaltando que para esta curva no se cuenta con un volumen de gas producido, ya que los planes de desarrollo expuestos ante el MPPPM, son en función de dos campos “C.1” y “C.2”,

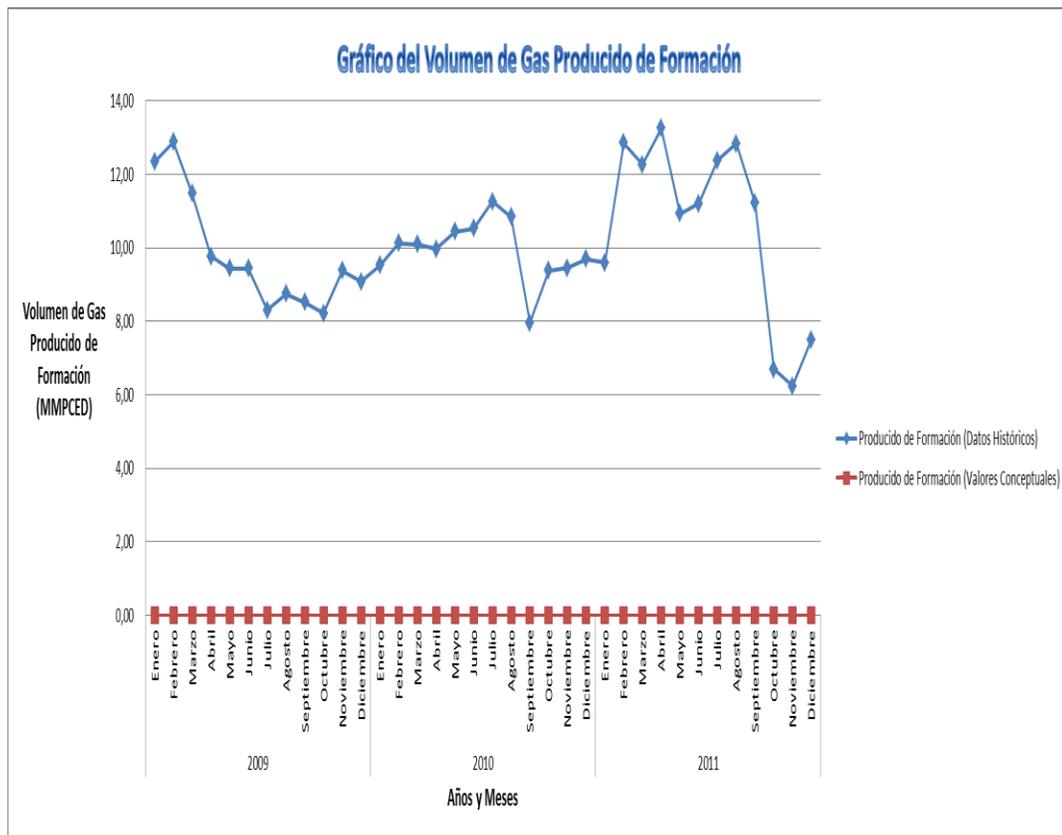


Figura 5. 70: Grafico de volumen de gas producido para el Campo “C.1”

Para la figura 5.71 se muestra el gráfico del volumen de gas transferido para el campo “C.1”, el cual presenta un comportamiento variable, pero con la misma tendencia de la producción tal como se espera para este campo. Presentándose su menor valor de 6,18 MMPCED en Noviembre de 2011, este gráfico depende del volumen de gas producido ya que en el campo “C.1” se transfiere completamente para el campo “C.2”.

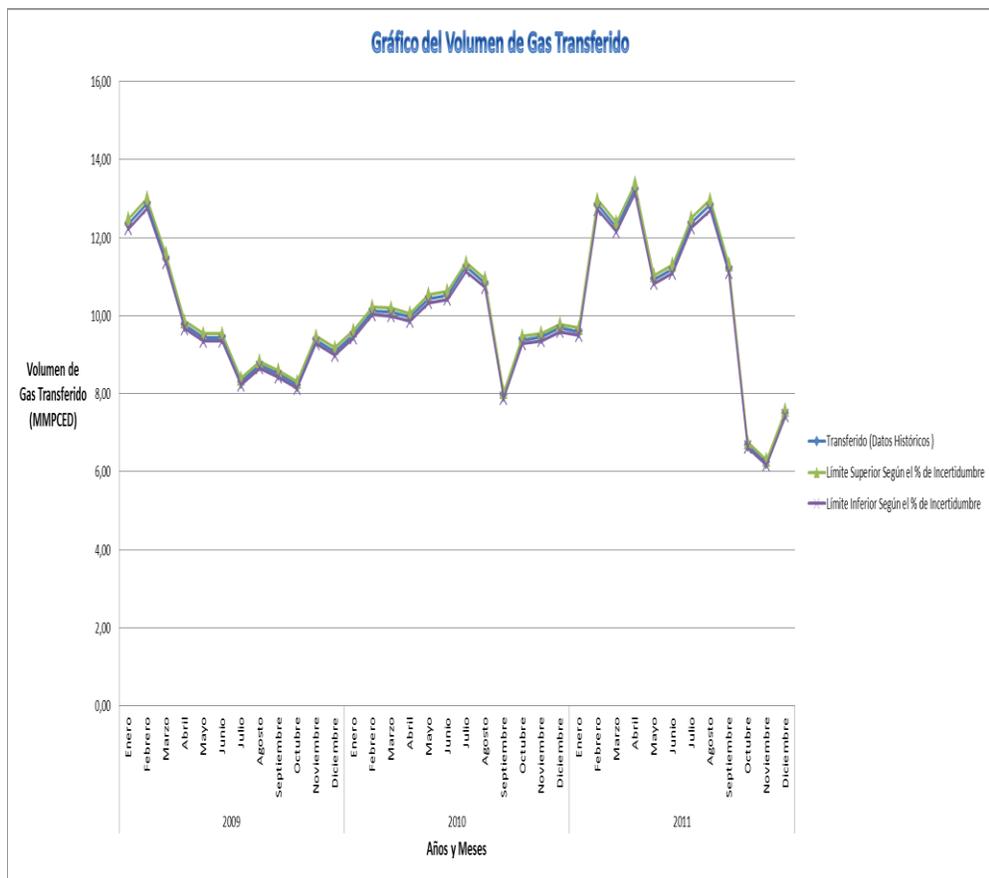


Figura 5. 71: Gráfico de volumen de gas transferido para el Campo “C.1”

Para la figura 5.72 se muestra el gráfico de la media aplicada al ítem del gas producido de formación para el campo “C.1”, se presenta un comportamiento anómalo ya que la línea central se encuentra fuera de sus límites de control por lo que se recomienda investigar las causas de la variación ya que la media indica una desviación del nivel de funcionamiento del proceso.

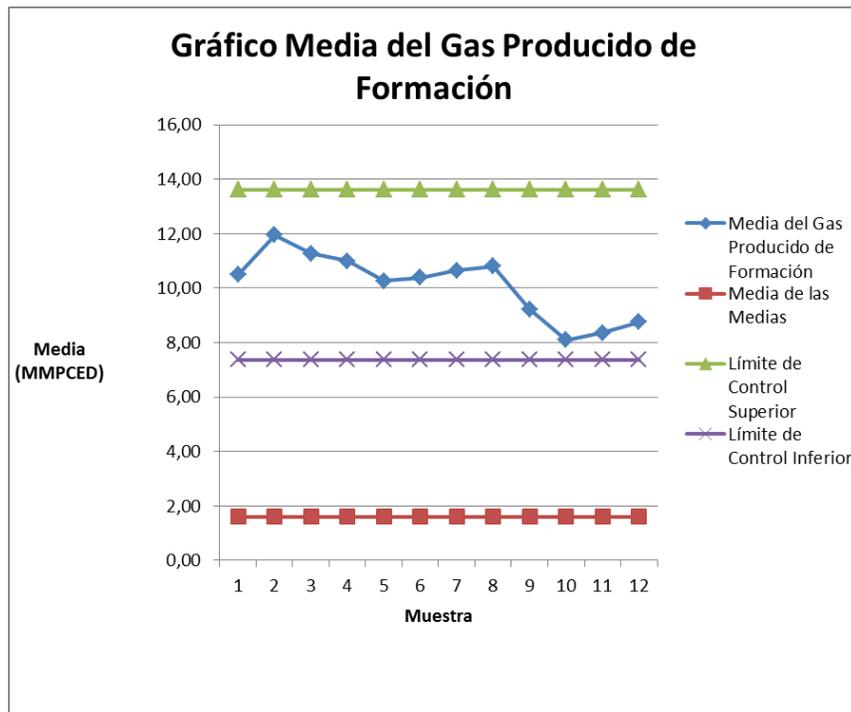


Figura 5. 72: Gráfico de media del gas producido de formación para el Campo “C.1”

Para la figura 5.73 se muestra el gráfico de la desviación aplicada al ítem del volumen de gas producido de formación para el campo “C.1”, lo cual refleja un comportamiento dentro de los límites de control tanto inferior como el superior, se puede apreciar en la gráfica que en la curva de desviación se observa que la curva solo pasa en cinco (5) puntos por la línea central, esto se identifica como un comportamiento bajo de control.

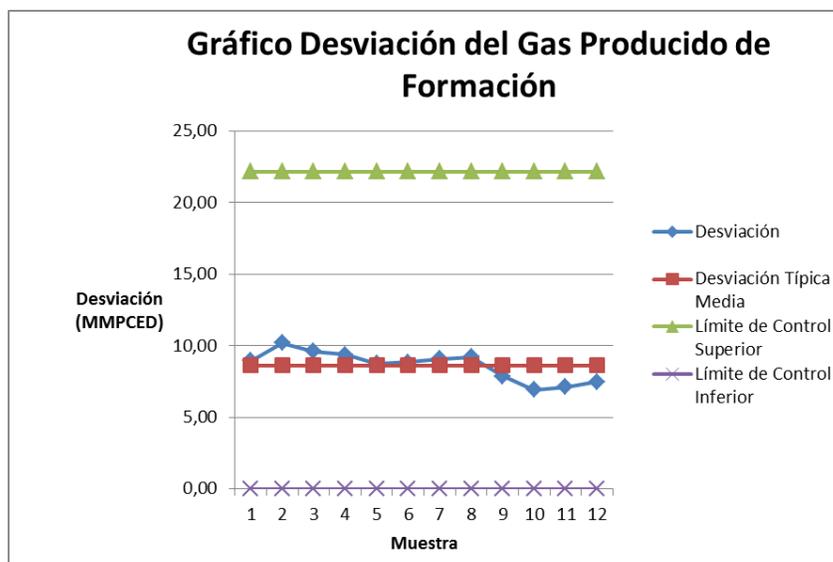


Figura 5. 73: Gráfico de desviación del gas producido de formación para el Campo “C.1”

Para los gráficos 5.72 y 5.73 se muestra incongruencias ya que presentan interpretaciones distintas, al ser aplicado este tipo de estudios deben presentar el mismo patrón de comportamiento, debido a esto se puede concluir que el volumen de gas producido de formación para el Campo “C.1” se produce una variabilidad irregular e imprevisible.

5.11.3.1. Campo “C.2”

En la figura 5.74 se muestra el gráfico de la distribución de producción y usos del gas natural para el campo “C.2”, en el cual se refleja con la curva de color azul la Producción Bruta del campo, el área menor de color verde muestra el gas arrojado a la atmósfera y el área de color púrpura muestra el volumen de gas que se le considera en otros usos y el área de color vino considerada como volumen de gas inyectado las cuales exhibe un comportamiento mayor que la curva de producción bruta debido a que el campo realiza una mayor inyección que la producción bruta del campo “C.2”, ya que recibe todo el gas que produce el campo “C.1”.

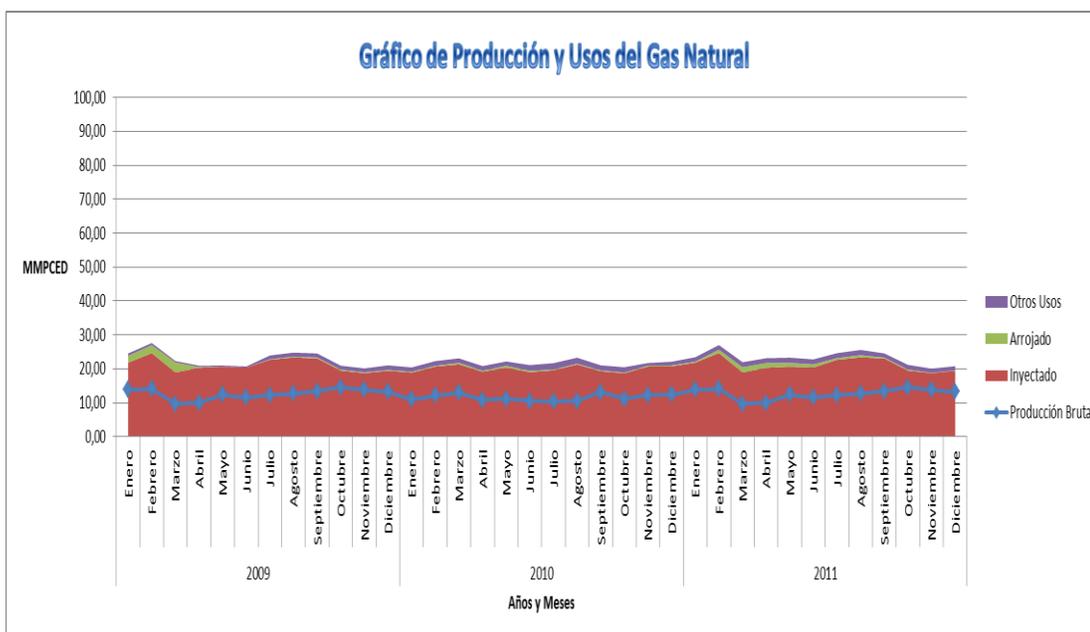


Figura 5. 74: Gráfico de producción y usos para el Campo “C.2”

En la figura 5.65 se muestra el gráfico del volumen de gas natural producido en el campo “C.2”, donde se refleja la comparación del volumen de gas producido según los “Datos Históricos” y según los “Valores Conceptuales”, en el cual se puede apreciar que el volumen de gas producido según los “Datos Históricos” esta por debajo de la curva según “Valores Conceptuales” lo cual manifiesta que para este campo no cumple con la producción según el plan de desarrollo presentado ante el MPPPM. Para este ítem se contabiliza el gas inyectado en el campo.

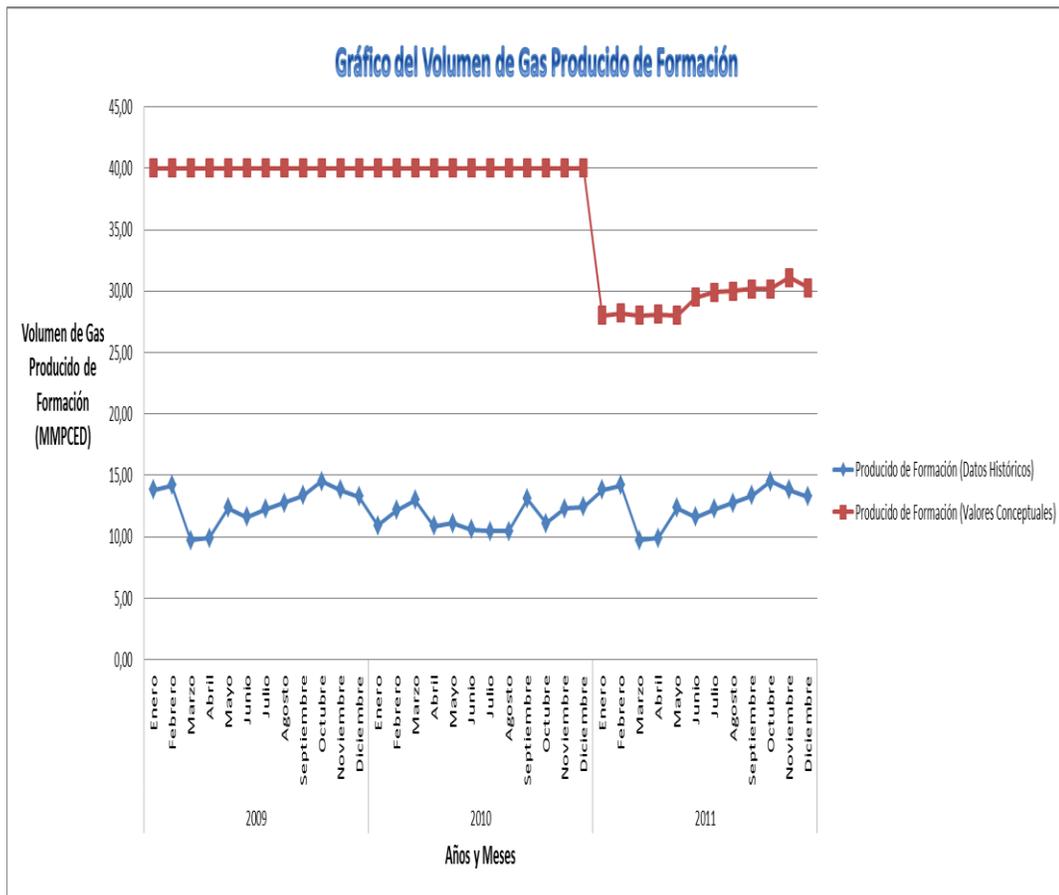


Figura 5. 75: Gráfico del volumen de gas producido de formación para el Campo “C.2”

Se muestra en la figura 5.76 el gráfico del volumen de gas natural que recibe el campo “C.2”, la curva representa un comportamiento variable entre los valores 6 MMPCED- 13 MMPCED, dentro de sus rangos de incertidumbre, sin embargo para los meses Octubre- Noviembre 2011 y Septiembre 2010 se muestra una disminución del volumen de gas recibido con un valor de 6,2 MMPCED con respecto a los demás meses y años. Esto esta relacionado con la tendencia de producción del campo “C.1”, ya que todo el gas producido en este campo es transferido al Campo “C.2”.

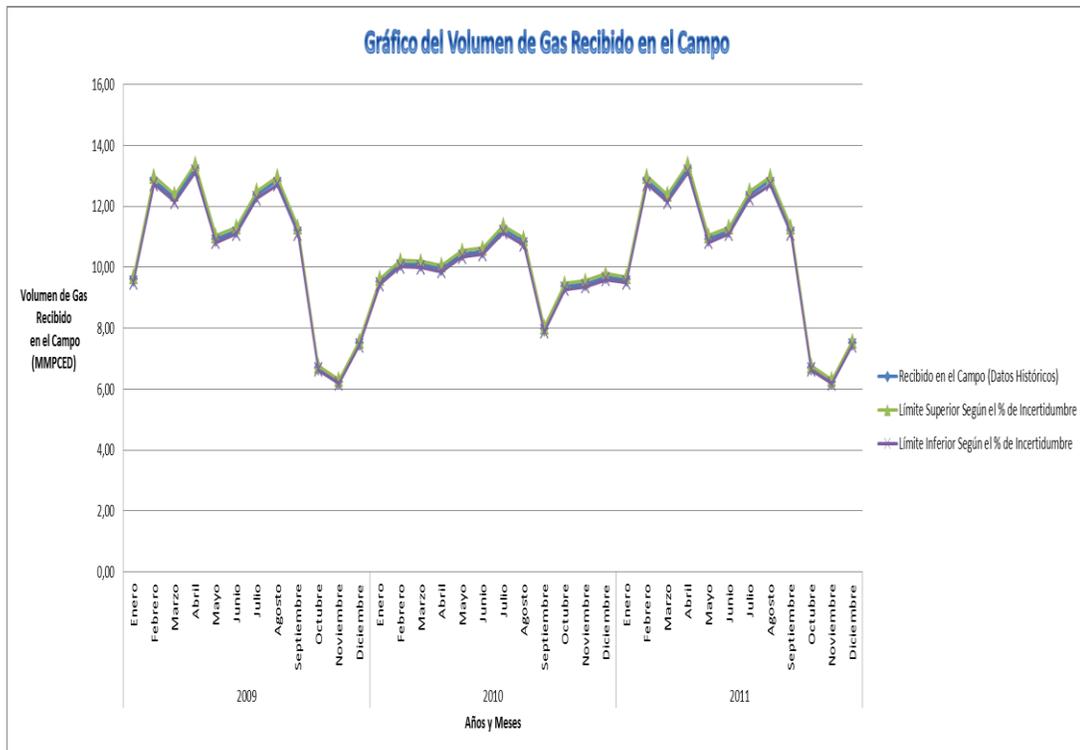


Figura 5. 76: Gráfico del volumen de gas recibido para el Campo “C.2”

Se muestra en la figura 5.67 el gráfico del volumen de gas natural disponible en el campo “C.2”, la curva representa un comportamiento variable, solo para el período Noviembre 2011- Octubre 2010, con valores que se encuentran entre 20,6 MMPCED - 20,49 MMPCED se presenta un comportamiento estable en comparación con el resto de los meses. Se refleja el volumen más bajo en los meses de Mayo-Junio 2009 y su valor más alto de volumen de gas disponible en el campo en el mes de Febrero 2010 con 27 MMPCED.

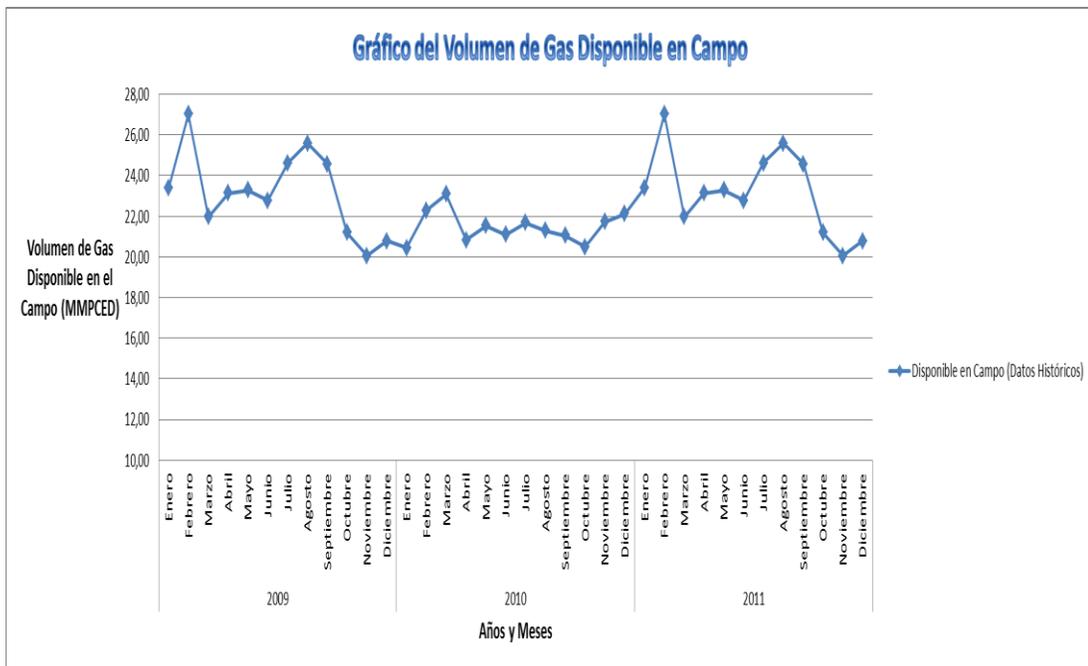


Figura 5. 77: Gráfico de volumen de gas disponible para el Campo “C.2”

Se muestra en la figura 5.78 el gráfico del volumen de gas natural que se inyecta en el campo “C.2”, la curva según los “Datos Históricos” presenta un comportamiento por debajo de la curva según los “Valores Conceptuales incluso considerando los límites de control, sin embargo para los meses Febrero 2011, Marzo 2010 y Enero 2009 se muestra una disminución del volumen de gas recibido según los “Datos Históricos” que se intercepta con la curva de “Valores Conceptuales” respecto a los demás meses y años. Debido a que la operadora no ha cumplido con la volumetría prevista en el plan de desarrollo por lo tanto no ha tenido la disponibilidad del gas requerido para la inyección según lo planificado.

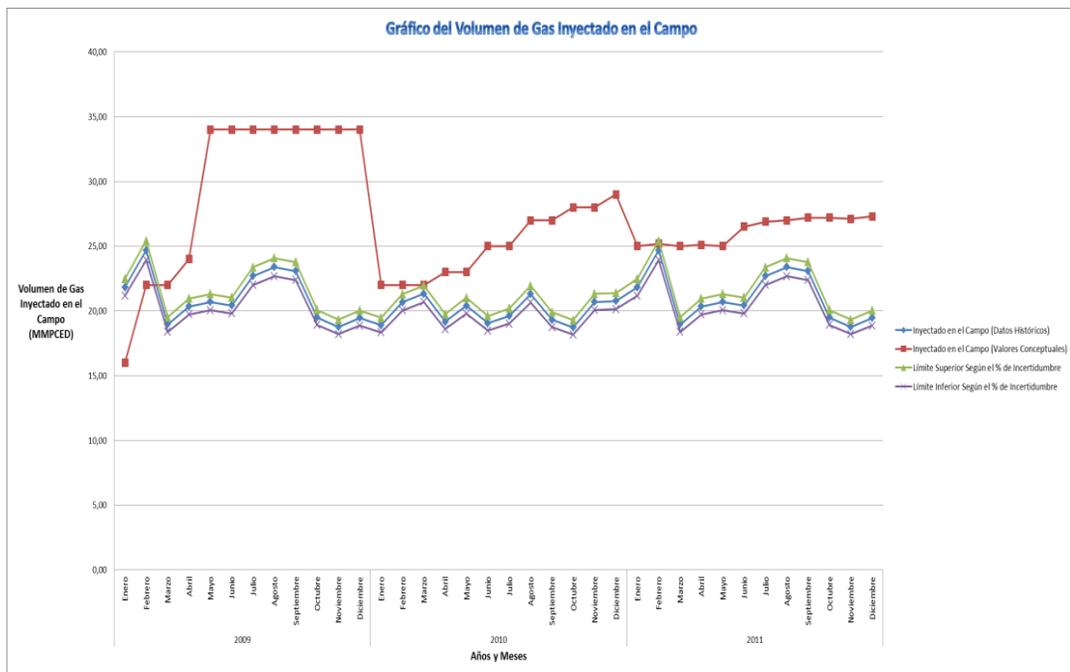


Figura 5. 78: Gráfico de volumen de gas inyectado para el Campo “C.2”

Para la figura 5.79 se muestra el gráfico del volumen de gas usado como combustible en el campo “C.2”, en la cual se manifiesta para el período Enero-Junio 2010 se presenta el valor más bajo el cual es de 0,29 MMPCED. En el resto de los meses se representa valores que están entre 1 MMPCED y 1,9 MMPCED. No se presenta volumen de gas usado como combustible según los “Valores Conceptuales” ya que no se cuenta con los datos de los compresores usados en el campo “C.2”.

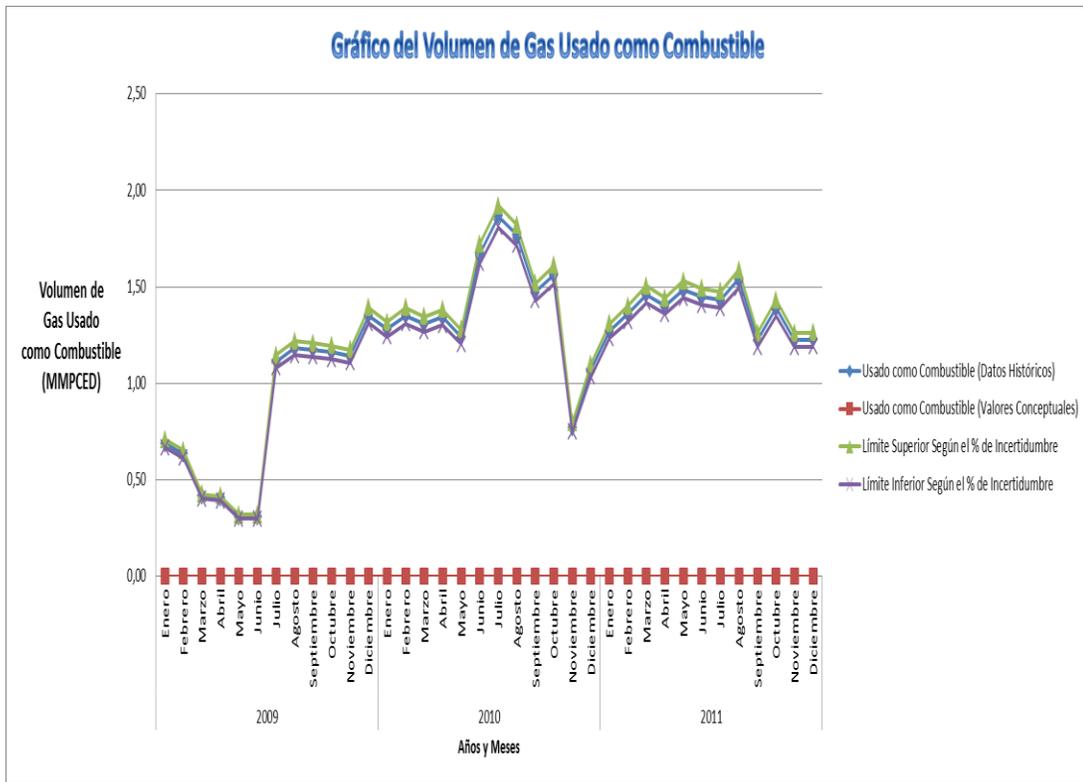


Figura 5. 79: Gráfico de volumen de gas usado como combustible para Campo “C.2”

Para la figura 5.80 se muestra el gráfico de volumen de gas arrojado a la atmósfera (Quemado) para el campo “C.2”, en la cual se manifiesta que la curva según los “Valores Conceptuales” esta por debajo de la curva según los “Datos Históricos” en los meses y períodos Febrero- Julio 2011, Mayo 2010, Abril- Enero 2009 se comportan por encima de la curva de “Valores Conceptuales”, lo que indica que durante estos meses y períodos ocurrió algún evento que generó estos altos volúmenes de quema de gas, reportándose el volumen más alto en Febrero de 2009 con un valor de 2,9 MMPCED. Aun considerando límite inferior según la incertidumbre de medición en el valor reportado.

Este comportamiento puede indicar fallas en los equipos compresores que hayan impedido hacer las operaciones de inyección de gas en el yacimiento y obligando a la operadora a arrojar el gas a la atmósfera.

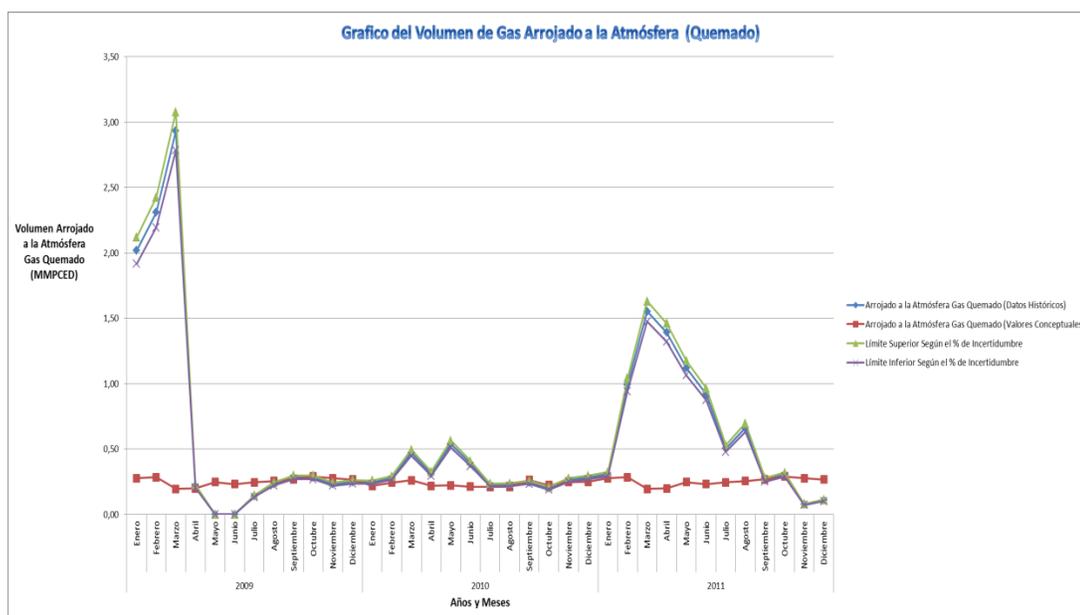


Figura 5. 80: Gráfico de volumen de gas arrojado a la atmósfera (Quemado) para el Campo “C.2”

Para la figura 5.81 se muestra el gráfico de la media aplicada al ítem del gas producido de formación para el campo “C.2”, lo cual refleja un comportamiento dentro de los límites de control tanto inferior como el superior, la interpretación indica que se presenta un comportamiento fuera de control debido a que la curva de media se encuentra por encima de la línea central y muy cercana al límite de control superior, por lo que se recomienda investigar las causas de la variación ya que la media indica una desviación del nivel de funcionamiento.

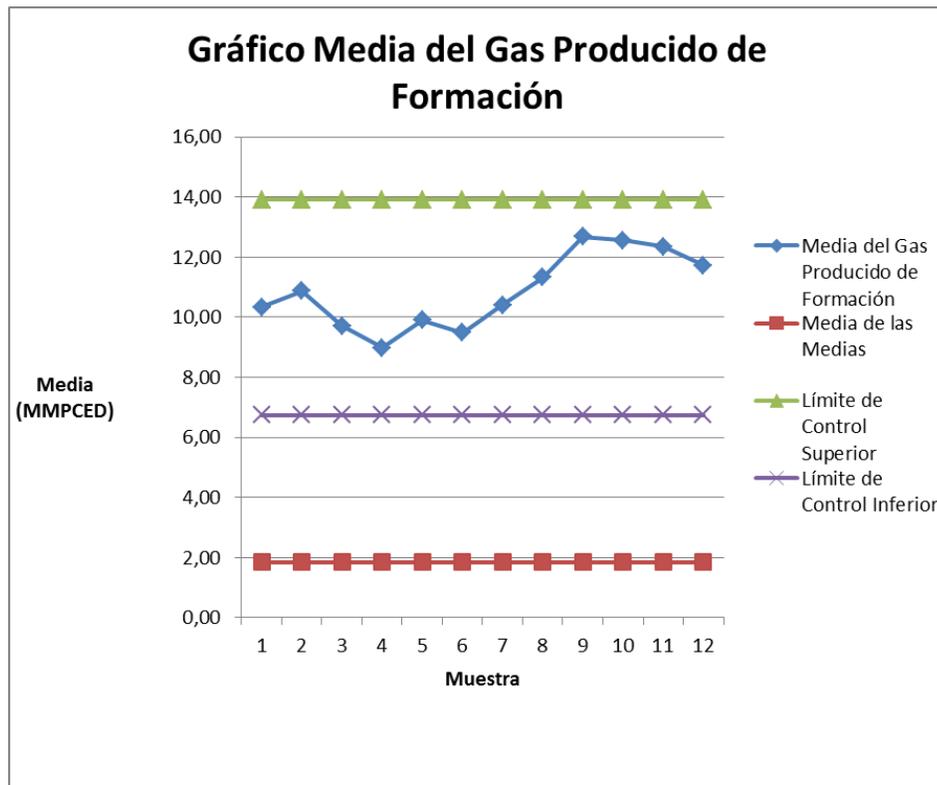


Figura 5. 81: Gráfico de media del gas producido de formación para el Campo “C.2”

Para la figura 5.82 se muestra el comportamiento de la desviación aplicada al ítem del volumen de gas producido de formación para el campo “C.2”, lo cual refleja un comportamiento dentro de los límites de control tanto inferior como el superior, se puede apreciar que la curvas de desviación pasa por la línea central solo en tres (3) puntos, sin embargo en la interpretación del gráfico se indica que el mismo muestra un proceso bajo control.

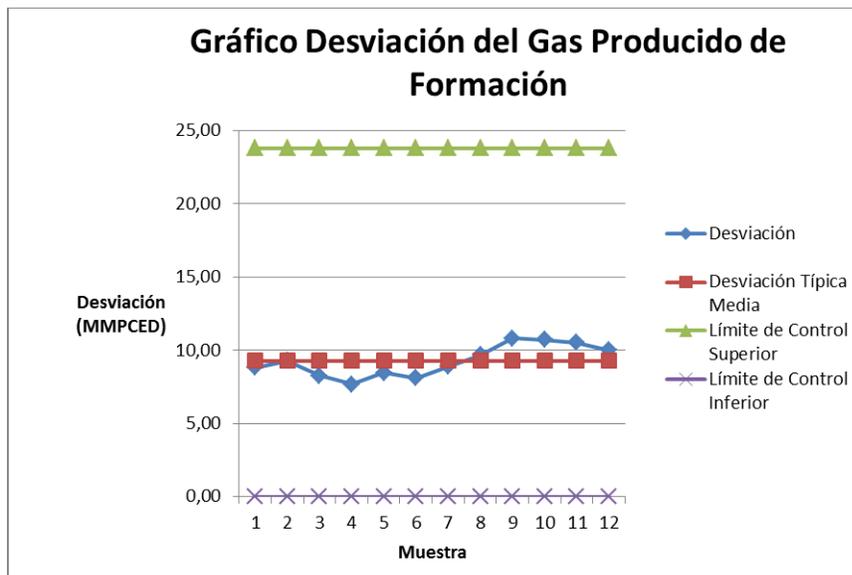


Figura 5. 82: Gráfico de desviación del gas producido de formación para el Campo “C.2”

Para los gráficos 5.81 y 5.82 se muestra incongruencias ya que presentan interpretaciones distintas, al ser aplicado este tipo de estudios deben presentar el mismo patrón de comportamiento, debido a esto se puede concluir que el volumen de gas producido de formación para el Campo “C.2” se produce una variabilidad irregular e imprevisible.

Para la figura 5.83 se muestra el gráfico de la media aplicada al ítem del gas inyectado para el campo “C.2”, lo cual refleja un comportamiento dentro de los límites de control tanto inferior como el superior, se muestra que la curva de media se encuentra por encima de la línea central, la interpretación indica que se recomienda investigar las causas de la variación ya que la media indica una desviación del nivel de funcionamiento.

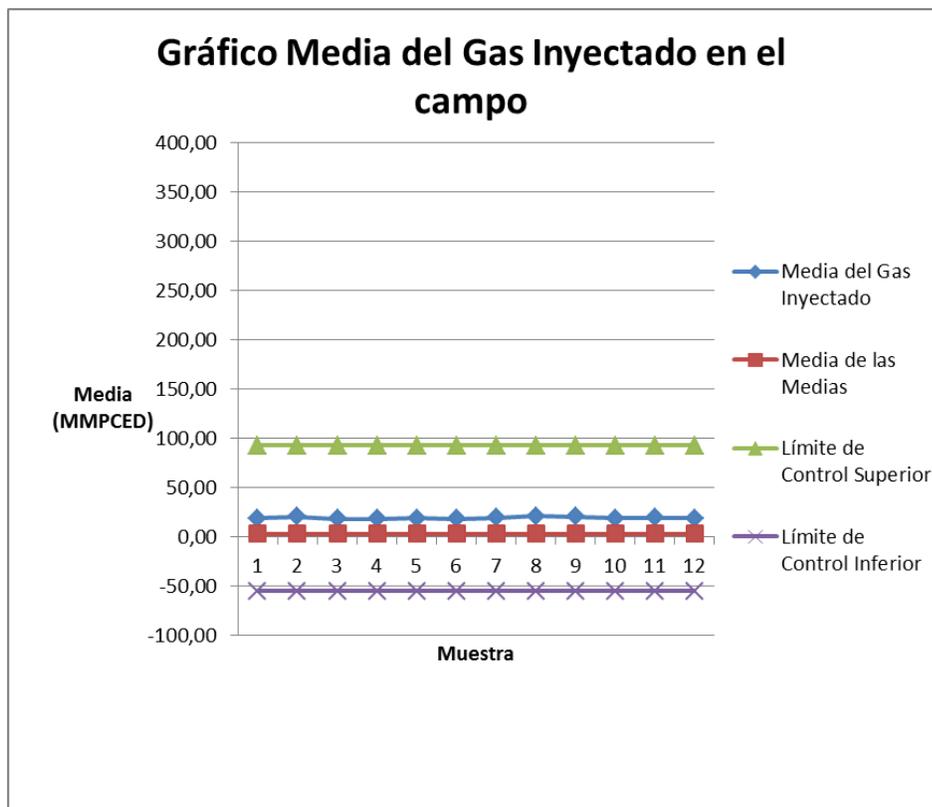


Figura 5. 83: Gráfico de media del gas inyectado para el Campo “C.2”

Para la figura 5.84 se muestra el gráfico de la desviación aplicada al ítem del volumen de gas inyectado para el campo “C.2”, lo cual refleja un comportamiento dentro de los límites de control tanto inferior como el superior, se puede apreciar que las curvas de desviación y desviación típica se superponen, en la interpretación del gráfico se indica que el mismo muestra un proceso bajo control.

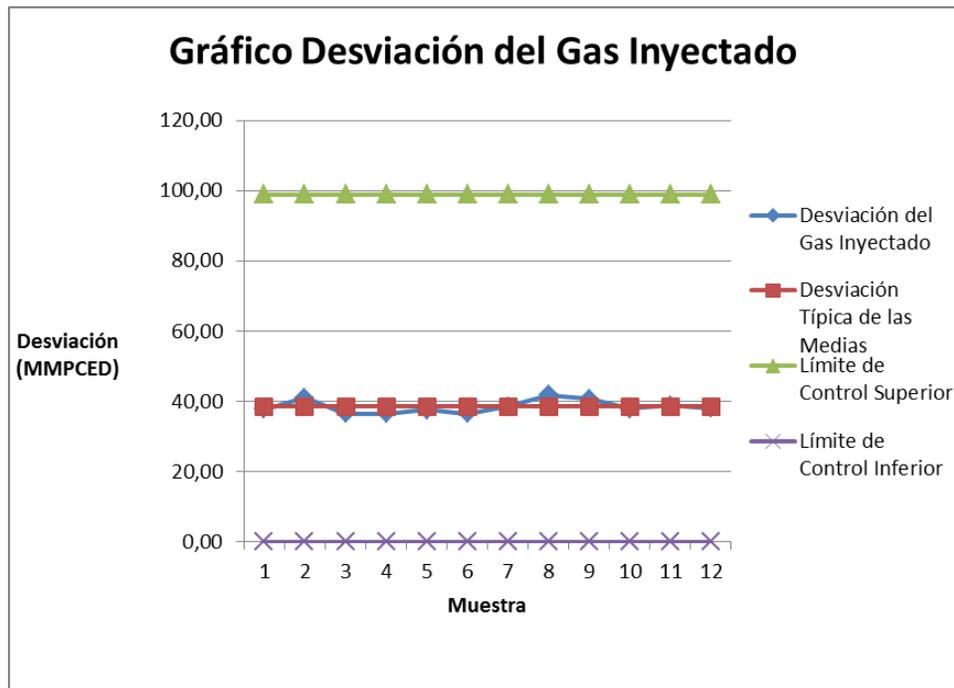


Figura 5. 84: Gráfico de desviación del gas inyectado para el Campo “C.2”

Para los gráficos 5.83 y 5.84 se muestra incongruencias ya que presentan interpretaciones distintas, al ser aplicado este tipo de estudios deben presentar el mismo patrón de comportamiento, debido a esto se puede concluir que el volumen de gas producido de formación para el Campo “C.2” se produce una variabilidad irregular e imprevisible.

Para la figura 5.85 se muestra el gráfico de la media aplicada al ítem del gas usado como combustible para el campo “C.2”, lo cual refleja que la curva de media se encuentra por encima de la línea central, la interpretación indica que se recomienda investigar la causas de la variación ya que la media indica una desviación del nivel de funcionamiento.

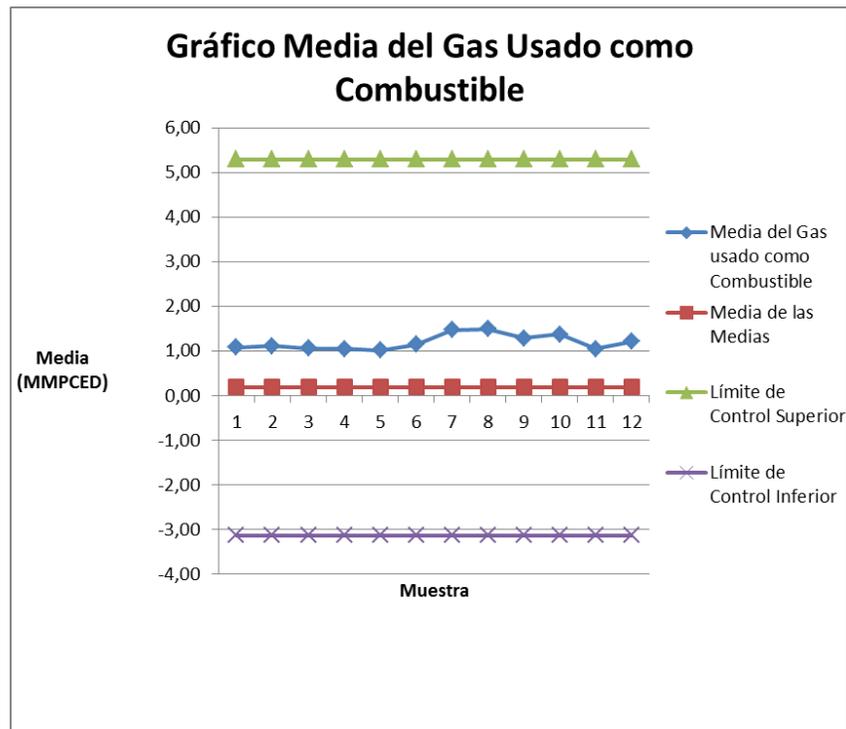


Figura 5. 85: Gráfico de media del gas usado como combustible para el Campo “C.2”

Para la figura 5.86 se muestra el gráfico de la desviación aplicada al ítem del volumen de gas usado como combustible”, lo cual refleja un comportamiento dentro de los límites de control tanto inferior como el superior, se puede apreciar que la curva de desviación que cinco (5) puntos consecutivos se encuentran por debajo de la línea central, en la interpretación del gráfico se recomienda investigar las causas de la variación del proceso pues la media de 5 puntos indica una desviación del nivel de funcionamiento del proceso.

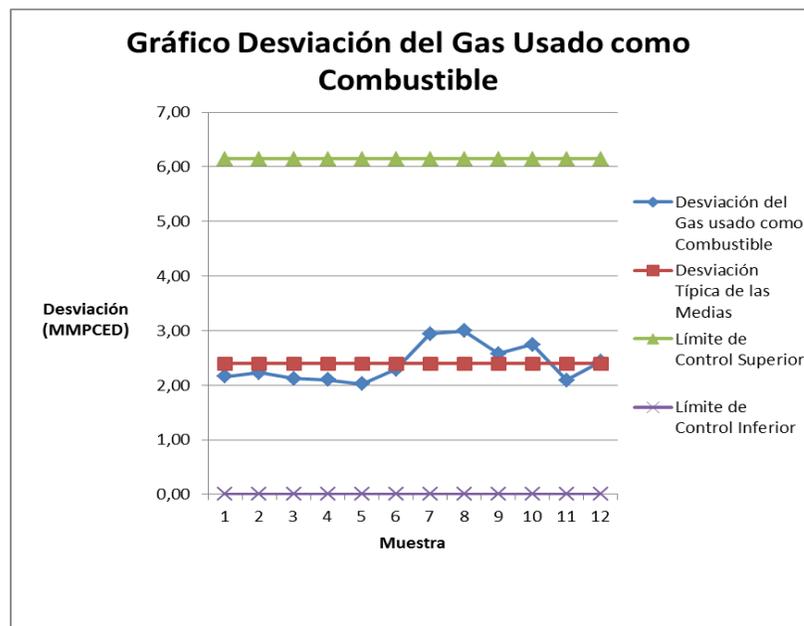


Figura 5. 86: Gráfico de desviación del gas usado como combustible para el Campo “C.2”

Para los gráficos 5.85 y 5.86 se muestra que ambos coinciden en su interpretación se debe estudiar la causa de su desviación del comportamiento, las mismas pueden asignarse tanto a variables internas o externas, las cuales cada una de ellas tiene poca importancia en el resultado final.

5.11.4. Campo “D”

En la figura 5.87 se muestra la distribución de producción y usos del gas natural para el campo “D”, en el cual se refleja con la curva de color azul la Producción Bruta del campo, el área menor de color verde muestra el gas arrojado a la atmósfera el cual para los años 2011 y 2010 se mostró un incremento en comparación con el año 2009, un área mucho menor de color púrpura en la cual se refleja el gas considerado como otros usos, en la cual los valores reflejado pertenecen a gas usado como combustible y el área mayor de color rojo muestra el volumen de gas que se inyecta en el campo que es el mayor uso que tiene el gas en este campo, la gráfica en general muestra un comportamiento dentro de la curva de producción bruta. La gráfica permite identificar el alto volumen de gas que esta desperdiciado en el campo.

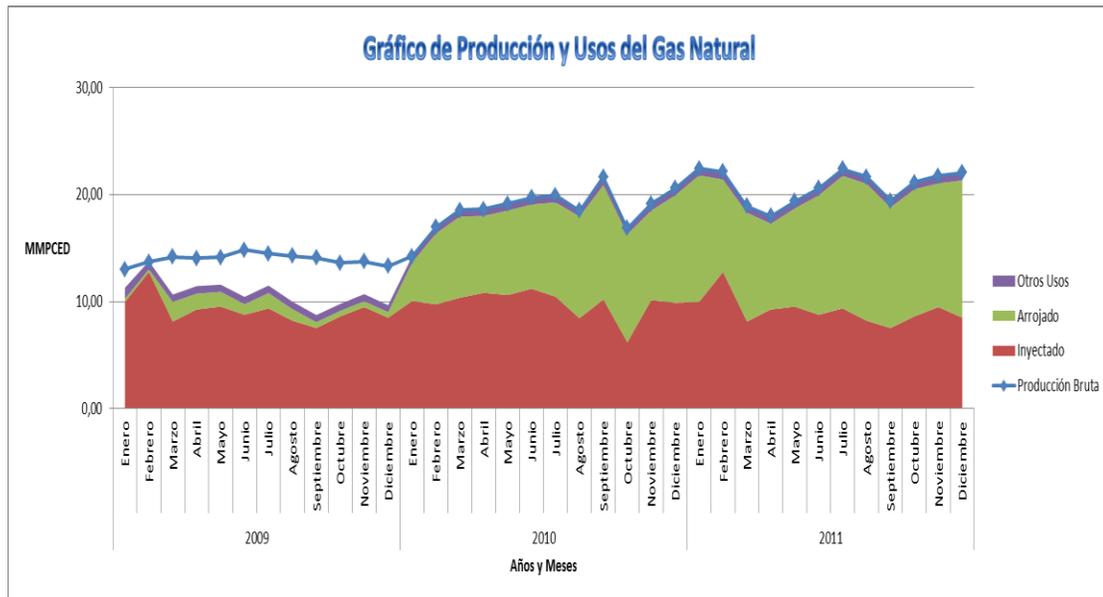


Figura 5. 87: Gráfico de producción y usos del gas para el Campo “D”

Se muestra la figura 5.88 el gráfico del volumen de gas natural producido de formación para el campo “D”, para el período Enero-Agosto 2011 se muestra una intersección entre las curvas según los “Datos Históricos” y los “Valores Conceptuales”, para los períodos Septiembre-Diciembre 2011, Enero-Diciembre 2010 y Enero-Diciembre 2009 se muestra la curva de producción según los “Datos Históricos” por debajo de la curva según los “Valores Conceptuales”, lo que indica que el campo “D” no cumplió con lo expuesto en su plan de desarrollo ante el MPPPM entre el 2009 y el 2010. Efectivamente han tenido que realizar ajustes en el plan de desarrollo para sincerar los niveles de producción presentados al inicio de cada año.

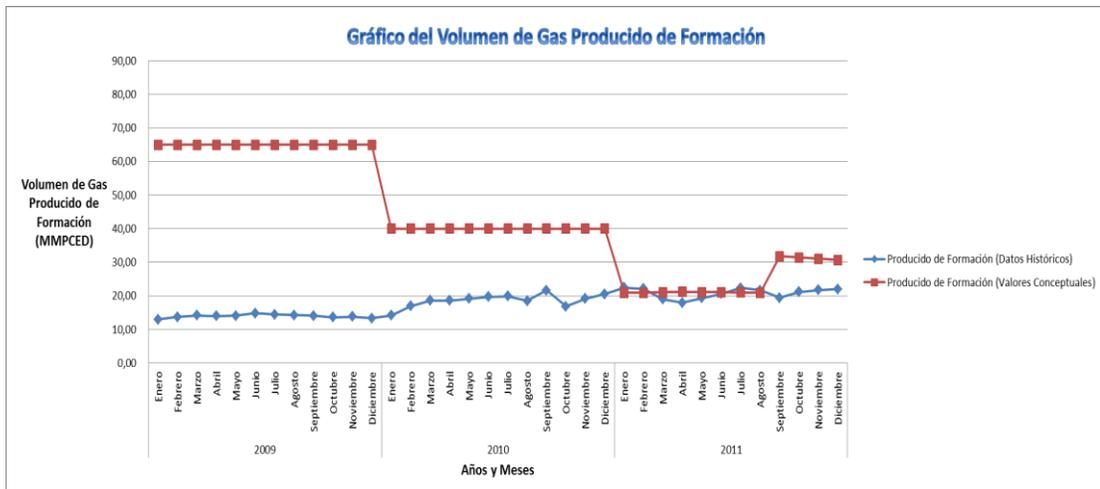


Figura 5. 88: Gráfico del volumen de gas producido de formación para el campo “D”

Se muestra la figura 5.89 el gráfico del volumen de gas natural disponible en el campo “D”, la curva representa un comportamiento variable, sin embargo para el período Enero- Diciembre 2009 se muestra una disminución del volumen de gas disponible en el campo con respecto a los demás meses y años con valores que varían desde 13 MMPCED hasta 14.83 MMPCED. Para este campo se explica el comportamiento tortuoso de la curva porque el volumen de gas disponible es similar al volumen de gas producido, el campo no recibe ni transfiere gas a otro campo o instalación.

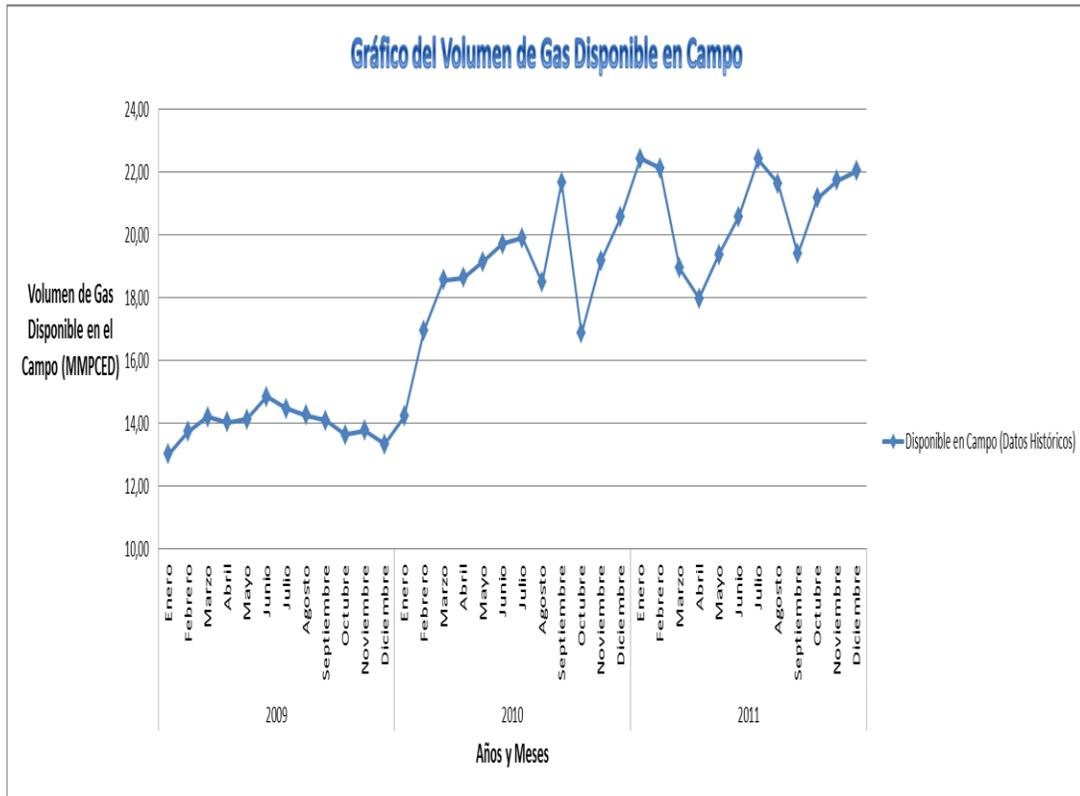


Figura 5. 89: Gráfico del volumen de gas disponible para el Campo “D”

Se muestra la figura 5.90 el gráfico del volumen de gas natural inyectado en el campo “D”, la curva según los “Datos Históricos” varía entre los siguientes valores: 6 MMPCED y 13 MMPCED. Debido a que este campo no cuenta con la infraestructura necesaria para la utilización del gas en el campo se maneja el gas inyectado para almacenamiento y así garantizar la conservación del mismo, este campo no presentan planes de inyección en los planes de desarrollo presentados ante el MPPPM, ya que la inyección de gas no es un método de recuperación secundaria, es por esta razón que la curva según los “Valores Conceptuales” se encuentra en cero (0).

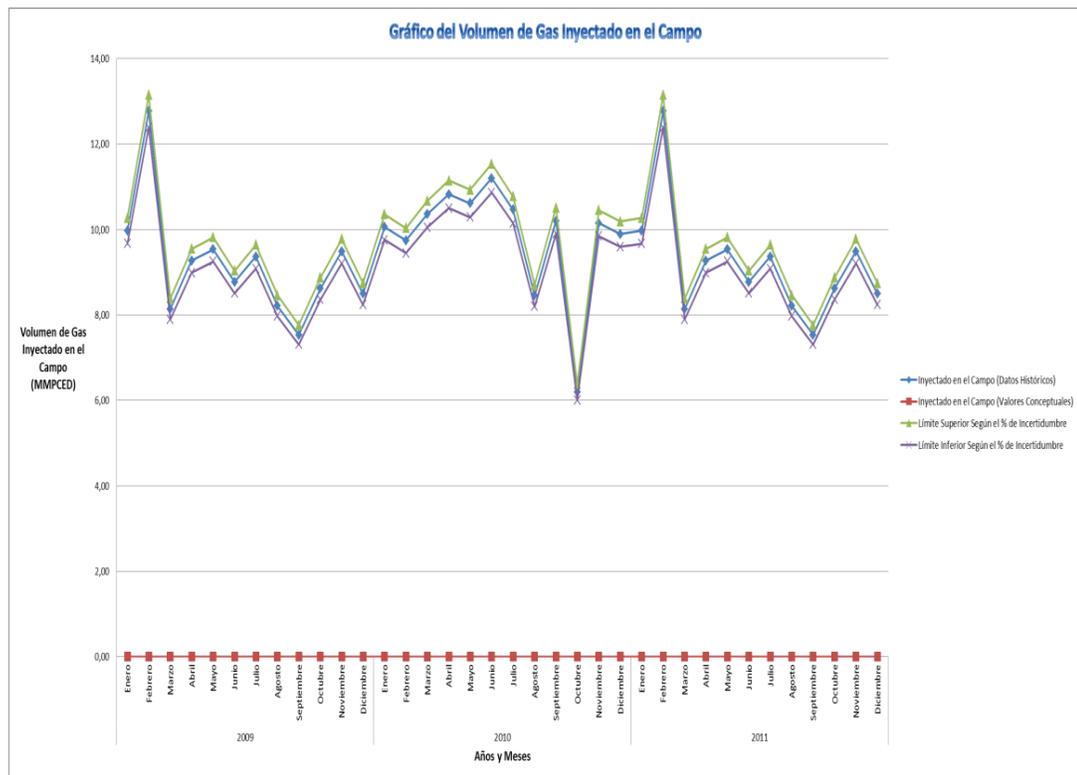


Figura 5. 90: Gráfico de volumen de gas inyectado para el Campo “D”

Se muestra la figura 5.91 el gráfico del volumen de gas natural usado como combustible para el campo “D”, la curva varía su comportamiento dentro de los siguientes valores: 0,5 MMPCED a 1 MMPCED lo que indica un comportamiento estable considerando que para los meses Enero 2009, Septiembre 2010, Diciembre 2011 y Febrero 2011 se muestran unos picos en la curva según los “Datos Históricos” que dan indicio a un posible problema con el uso del gas como combustible en los equipos con los que cuenta el campo “D”. Para la curva según los “Valores Conceptuales” se observa en el valor cero (0) debido a que no se conto con las especificaciones que tienen los equipos que usan gas como combustible en el campo “D”. El comportamiento del consumo es similar al mostrado en los volúmenes inyectados con excepción del dato de octubre 2009, por lo cual se puede inferir un valor mal reportado.

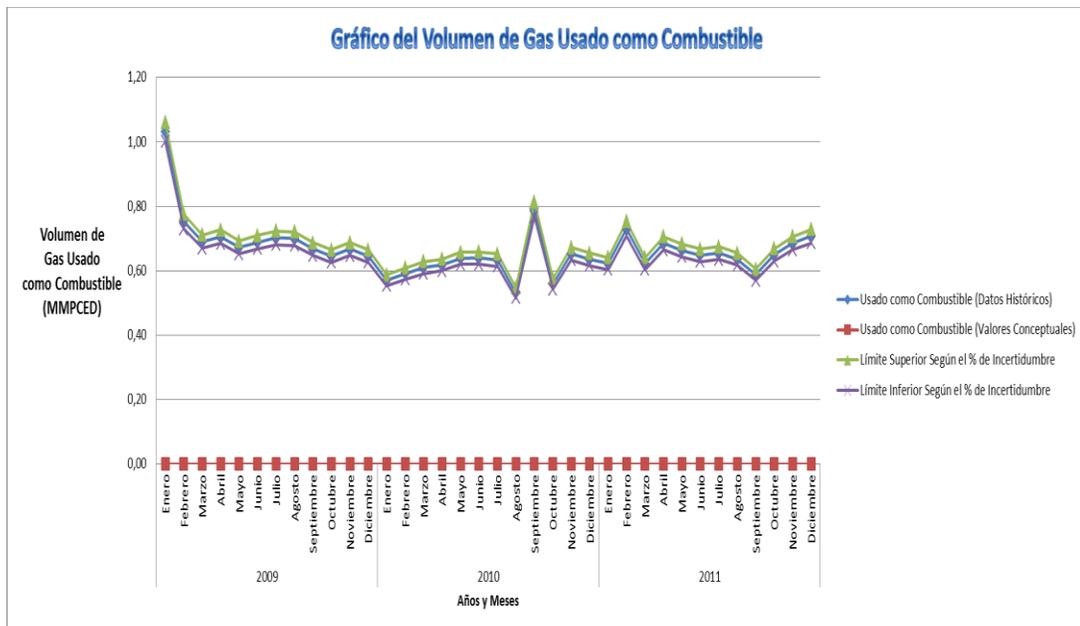


Figura 5. 91: Gráfico del volumen de gas usado como combustible para el Campo “D”

Para la figura 5.92 se muestra el comportamiento de las curvas de volumen de gas arrojado a la atmósfera (Quemado) para el campo “D”, en la cual se manifiesta que la curva de “Datos Históricos” por encima de la curva de “Valores Conceptuales”, aun considerando el límite inferior según la incertidumbre del valor reportado. Exceptuado en los meses Enero- Febrero 2009 que interceptan las dos curvas “Datos Históricos” y “Valores Conceptuales” con valores de 0,28 MMPCED y 0,23 MMPCED. El comportamiento de la curva para los años 2010 y 2011 indica la necesidad de aumentar la inyección de gas en el campo puesto que ha venido aumentando la producción y no se esta almacenando mas gas para su conservación.

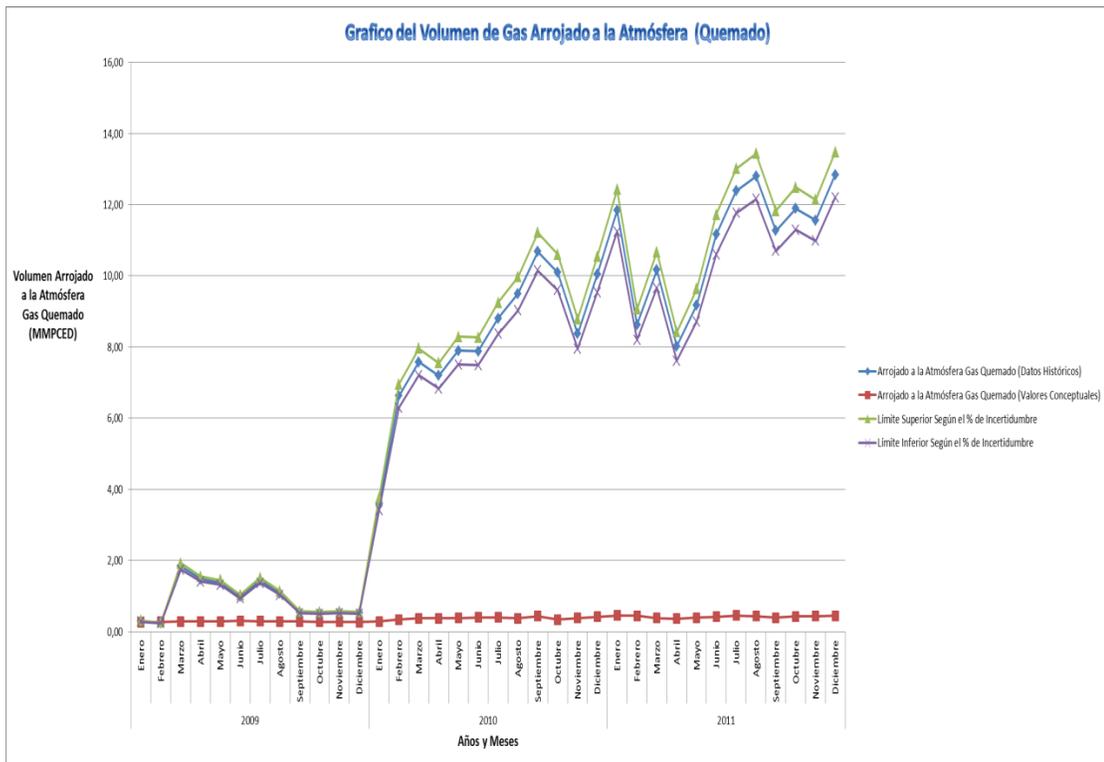


Figura 5. 92: Gráfico del volumen de gas arrojado a la atmósfera (Quemado) para el Campo “D”

Para la figura 5.93 se muestra el gráfico de la media aplicada al ítem del gas producido de formación para el campo “D”, a pesar que la curva de la media se encuentra dentro de sus límites de control, lo curva de media refleja un comportamiento fuera de control debido a que la curva de media se encuentra por encima de la línea central esto indica investigar la causas de la variación debido a que la media de las muestras indica una desviación del nivel de funcionamiento.

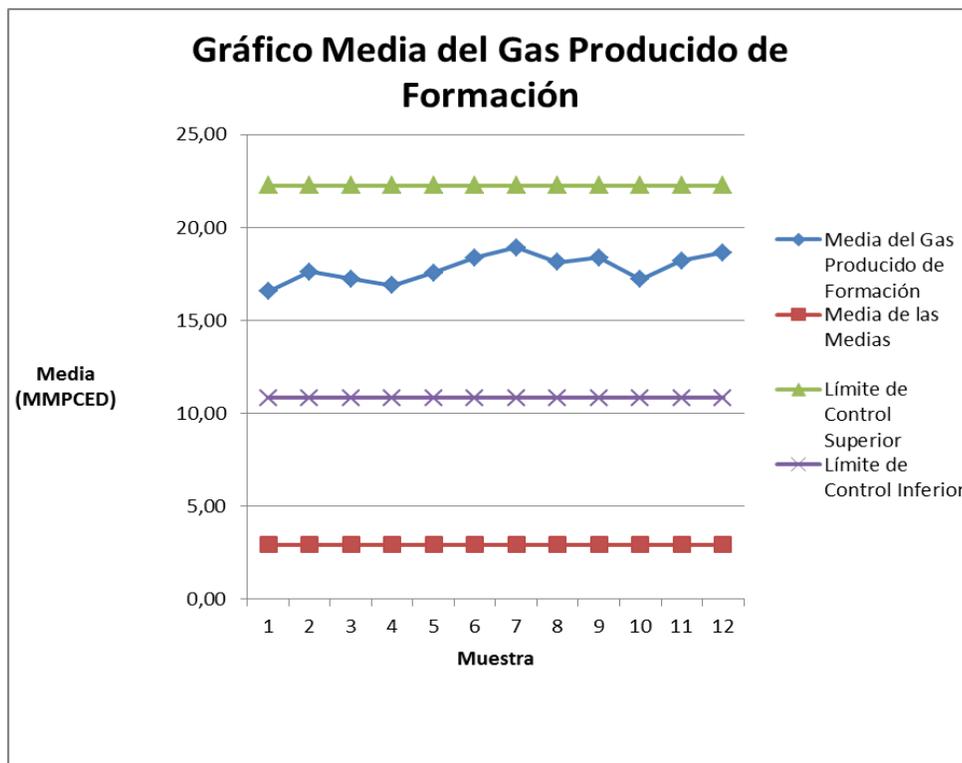


Figura 5. 93: Gráfico de media del gas producido de formación para el Campo “D”

Para la tabla 5.94 se muestra el gráfico de la desviación aplicada al ítem del volumen de gas producido de formación para el campo “D”, lo cual refleja un comportamiento dentro de los límites de control tanto inferior como el superior, se puede apreciar que las curvas de desviación y desviación típica se superponen, en la interpretación del gráfico se indica que el mismo muestra un proceso bajo control.

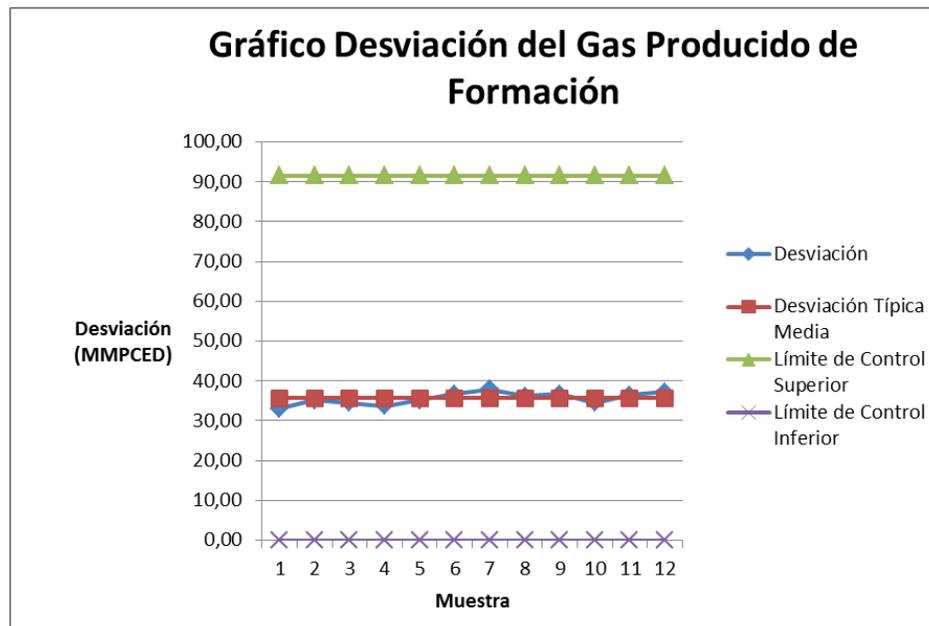


Figura 5. 94: Gráfico de desviación del gas producido de formación para el Campo “D”

Para los gráficos 5.93 y 5.94 se muestra incongruencias ya que presentan interpretaciones distintas, al ser aplicado este tipo de estudios deben presentar el mismo patrón de comportamiento, debido a esto se puede concluir que el volumen de gas producido de formación para el Campo “D” se produce una variabilidad irregular e imprevisible.

Para la figura 5.95 se muestra el gráfico de la media aplicada al ítem del gas inyectado en el campo”, a pesar que la curva de la media se encuentra dentro de sus límites de control, la misma refleja un comportamiento fuera de control debido a que la curva de media se encuentra por encima de la línea central esto indica investigar la causas de la variación debido a que la media de las muestras indica una desviación del nivel de funcionamiento.

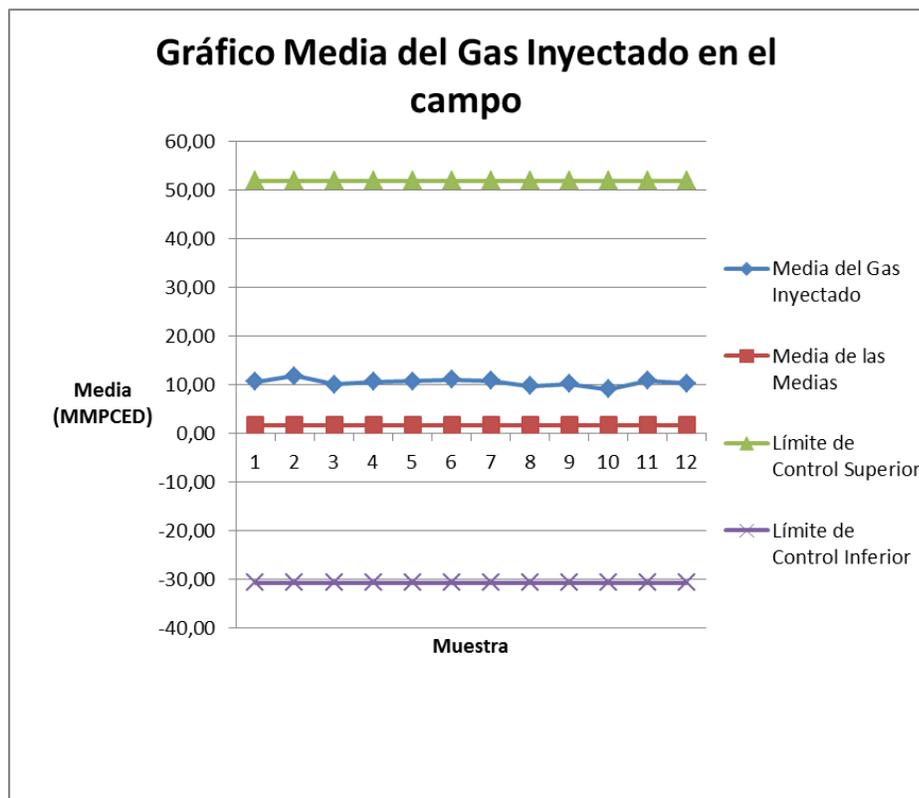


Figura 5. 95: Gráfico de media del gas inyectado en el Campo “D”

Para la figura 5.96 se muestra el gráfico de la desviación aplicada al ítem del volumen de gas inyectado en el campo”, lo cual refleja un comportamiento dentro de los límites de control tanto inferior como el superior, se puede apreciar que las curvas de desviación y desviación típica se superponen, en la interpretación del gráfico se indica que el mismo muestra un proceso bajo control.

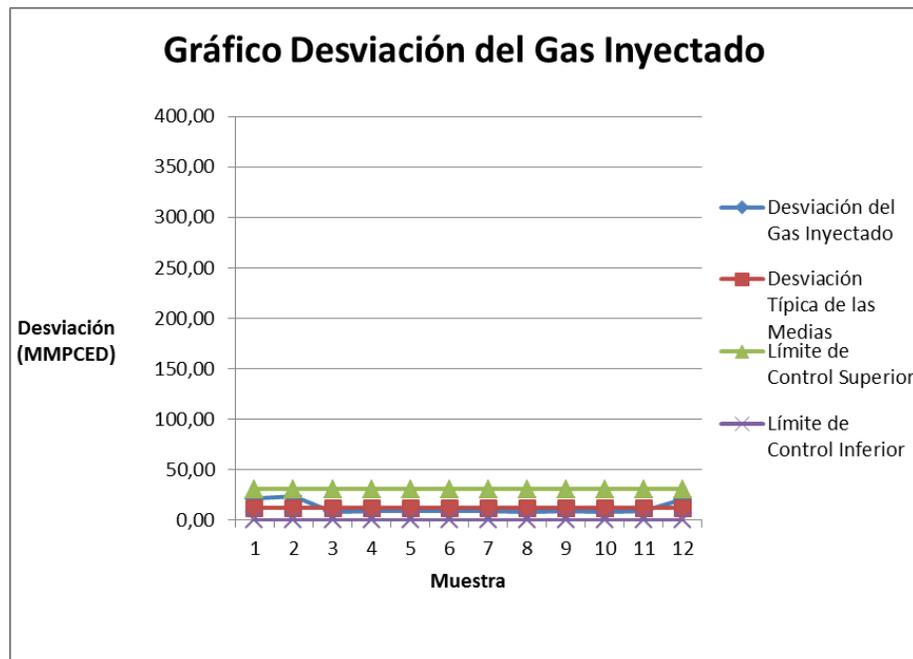


Figura 5. 96: Gráfico de desviación del gas inyectado para el Campo “D”

Para los gráficos 5.95 y 5.96 se muestra incongruencias ya que presentan interpretaciones distintas, al ser aplicado este tipo de estudios deben presentar el mismo patrón de comportamiento, debido a esto se puede concluir que el volumen de gas producido de formación para el Campo “D” se produce una variabilidad irregular e imprevisible.

Para la figura 5.97 se muestra el gráfico de la media aplicada al ítem del gas usado como combustible”, a pesar que la curva de la media se encuentra dentro de sus límites de control, refleja un comportamiento fuera de control debido a que la curva de media se encuentra por encima de la línea central esto indica investigar la causas de la variación debido a que la media de las muestras indica una desviación del nivel de funcionamiento.

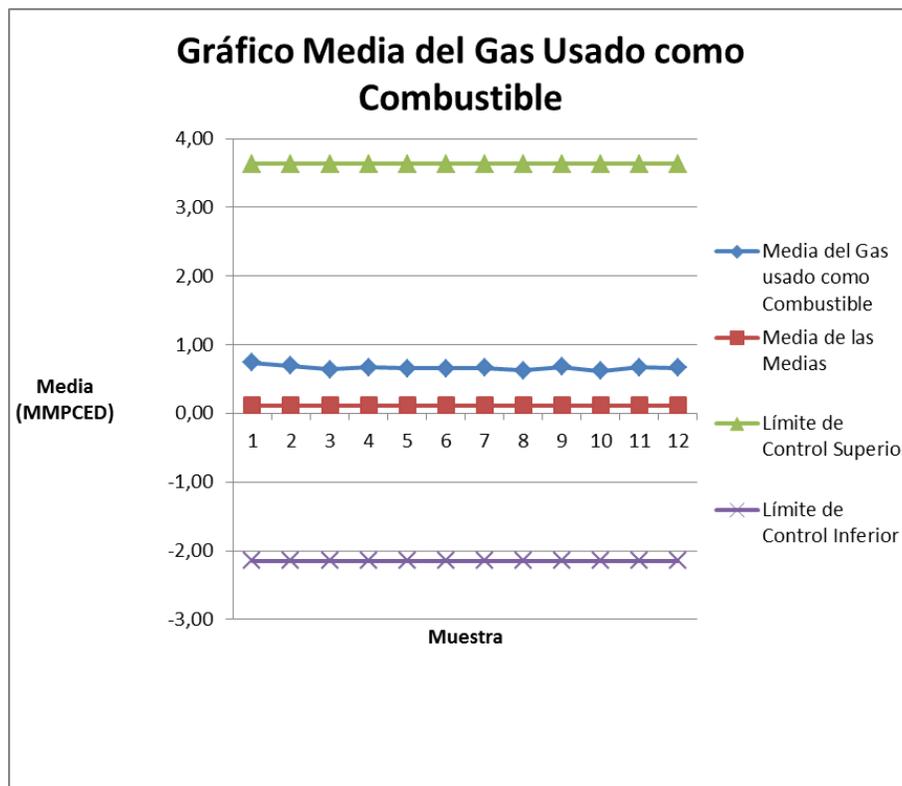


Figura 5. 97: Gráfico de media del gas usado como combustible para el Campo “D”

Para la figura 5.98 se muestra el gráfico de la Desviación aplicada al ítem del volumen de gas usado como combustible para el campo “D”, lo cual refleja un comportamiento dentro de los límites de control tanto inferior como el superior, se puede apreciar que las curvas de desviación y desviación típica se superponen, en la interpretación del gráfico se indica que el mismo muestra un proceso bajo control.

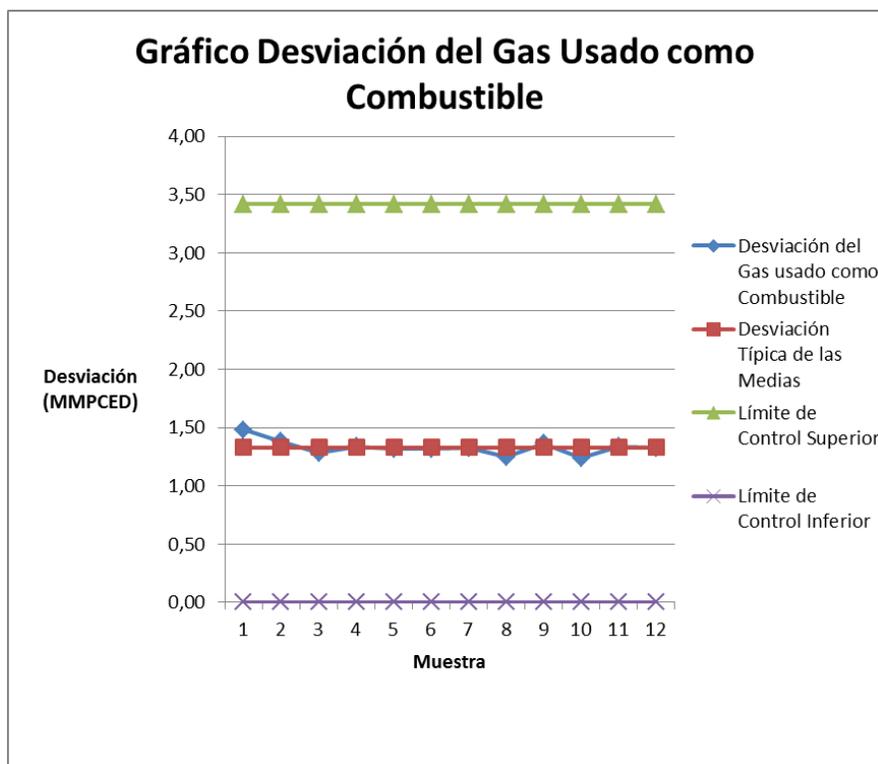


Figura 5. 98: Gráfico de desviación del gas usado como combustible para el Campo “D”

Para los gráficos 5.97 y 5.98 se muestra incongruencias ya que presentan interpretaciones distintas, al ser aplicado este tipo de estudios deben presentar el mismo patrón de comportamiento, debido a esto se puede concluir que el volumen de gas producido de formación para el Campo “D” se produce una variabilidad irregular e imprevisible.

CONCLUSIONES

1. El análisis de la cadena de valor indica que si bien Venezuela posee ingentes reservas de gas, que la colocan en el 8^{vo} lugar en el mundo, con 195 TCF para el cierre del 2011, la infraestructura actual a nivel de producción, procesamiento, transporte y distribución representa una limitante para poder colocar el gas en superficie y entregarlo al usuario final.
2. El gas producido en el país, que para el 2011 se reportó en 7.089,48 MMPCED, se utiliza en promedio 40,7% para inyección en los campos de producción, 9,32% como combustible, 2,21% transformado en líquido y 18,49% se reporta como pérdidas y/o arrojado a la atmósfera, resultando solo el 29,28 % promedio para su uso en mercado interno.
3. Actualmente el 83 % del gas natural producido en Venezuela es gas asociado al petróleo lo que implica que los niveles de producción de gas están afectados directamente por los planes de explotación de crudo, que a su vez están condicionados por las cuotas de producción asignadas por la OPEP.
4. El análisis de los datos reportados como producción y usos del gas natural por las empresas operadoras, permite evidenciar inconsistencias en los valores reportados en algunas áreas y/o incumplimiento de políticas de conservación dispuestos por el órgano rector.
5. La metodología propuesta permite realizar el seguimiento de los volúmenes de gas utilizados en los campos de petróleo y gas en el país.
6. La infraestructura de superficie con la que cuentan los campos “C” y “D”, correspondiente a campos de petróleo es insuficiente para manejar todo el gas que producen, debido a que su visión es la producción de petróleo y se considera el gas como un producto desaprovechado.

7. Todos los campos presentan altos volúmenes de gas arrojado a la atmósfera como gas quemado, con énfasis en los Campos “B” y “D” se registro un mayor volumen de gas arrojado a la atmósfera (Quemado) en el año 2011 en comparación con los años 2010 y 2009. En cambio para el campo “C.2” se registró su mayor volumen de gas arrojado a la atmósfera en marzo de 2009 y para los años 2010- 2011 ha disminuido.
8. Al analizar todos los campos a los que se les aplico la metodología se presentan altos volúmenes de gas considerados como pérdidas, con énfasis los campos “C” y “D” en los que su visión es producir petróleo y no gas.
9. Al analizar los gráficos por cada ítem de la planilla (DGFI-G2), se puede verificar que en la mayoría de los datos históricos se encuentran por encima de los “valores conceptuales” o esperados, según lineamientos o políticas de conservación dispuestos por el MPPPM.
10. El análisis de los resultados de los cálculos estadísticos aplicados a los campos de estudio arrojó resultados incongruentes, debido a que los datos a los que se le aplica es estudio estadístico no presentan una estabilidad en el tiempo.

RECOMENDACIONES

1. Apoyar proyectos enfocados en la ampliación y/o automatización de la metodología desarrollada y que permita realizar un control sobre los volúmenes de gas producidos y utilizados en campos de petróleo y gas en el país.
2. Apoyar y efectuar un estudio de los “valores conceptuales” o esperados del volumen de gas usado como combustible a nivel de producción incluyendo otros equipos que usen gas como combustible de modo que permita mejorar esta metodología.
3. Incluir en la planilla de Producción y Usos del gas (DGFI-G2) del Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería, los ítems del volumen total gas residual que entra y sale de la planta de extracción, volumen de gas de succión y descargas de la planta de compresión.
4. Exigir a las operadoras un análisis cromatográfico mensual donde se reflejen la composición del gas de entrada en el punto de medición en las plantas de extracción.
5. Adecuar la infraestructura de superficie en los campos de producción de petróleo y gas en el país, asegurando el manejo adecuado de los fluidos producidos, esta acción permitirá la reducción de los volúmenes de gas que se arrojan a la atmósfera y por ende coadyuvará a disminuir el déficit de gas en el mercado interno.
6. Solicitar en el plan de desarrollo o plan de trabajo anual de las operadoras la estimación de producción por campo, ya que para el campo “B” la producción prevista en el plan de desarrollo se presenta por área y no por campo.
7. Ampliar la base de datos del modelo desarrollado a por lo menos 40 datos por variable a estudiar, con el fin de poder aplicar herramientas estadísticas que

permitan mayor control y seguimiento del comportamiento de la variable en el tiempo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Méndez, A. (2010). Aliento de piedra, fundamentos de gas natural en lenguaje no técnico. Caracas: Vita Arte Producciones.
2. Martínez, J Macías. La Composición del Gas. [Página web en línea]. Disponible: <http://www.gas-training.com/Articulos.html>. [Consulta: 2012, Abril 24].
3. Rojas, Gonzalo. (2003). Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado. Puerto La Cruz, Venezuela.
4. Alvarado P, Elvis M y Ochoa M, Guillermo J. (2011). Desarrollo de una plataforma informática para el apoyo técnico al área del gas natural en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela. UCV.
5. Barberii, Efraín. (1998). El Pozo Ilustrado. Programa de educación petrolera. Caracas, Venezuela: PDVSA-CIED.
6. Macías M, Ricardo J y Rebolledo C, Jackeline J. (2007). Factibilidad de instalación de un tren de deshidratación en el campo operacional UDO-1, mediante el software PRO/II.UDO.
7. Pino M, Fernando. (2007). "Apuntes de geotecnia de la Universidad de Oriente". Monagas: Escuela de Ingeniería Petróleo. Núcleo Monagas.
8. Página Oficial del Ministerio del Ente Nacional del Gas. <http://www.enagas.gob.ve>. [Consulta: 2012, Julio 18].
9. PDVSA Gas Superintendencia Análisis Operacional. Manual de Información Sistemas de TyD. Agosto 2010.
10. Norma COVENIN 3568-2. Caracas 18 de Septiembre 2007.

11. Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería. Información suministrada. Caracas, 2012.
12. Guedez Cesar. (2012). Informe de la Pasantía Industrial, Realizada en el Ministerio Del Poder Popular De Petróleo Y Minería. Caracas Distrito Capital. UNEFA.
13. Pagina Oficial de Petróleos de Venezuela. Consultado el 21 de Mayo 2012. www.pdvsa.com.
14. Agencia Internacional de Energía. Manual de Estadísticas Energéticas. Francia 2007.
15. Ministerio de Energía y Petróleo. Instructivo de Llenado para el Reporte de Balance Diario de Gas Natural (DGFI-G2).
16. MENPET. Petróleo y Otros Datos Estadísticos. Caracas, 2009.
17. Ministerio de Energía y Minas. Normas Técnicas para la Fiscalización Automatizada del Gas Natural. Caracas 2001.
18. Guo Boyun y Ghalambor Ali. Natural Gas Engineering Handbook. Gulf Publishing Company. Houston, Texas. 2005.
19. Plantas Eléctricas (Plantas eléctricas, generadores y su tecnología). [Página web en línea]. <http://plantaselectricas.wordpress.com/2009/03/06/hola-mundo/>. [Consulta: 2012, Septiembre 18].
20. International Gas Union. Natural Gas Conversion Pocketbook. (2012). Malasia.
21. Rondón, E. (2006-2010). Material de Apoyo para el Programa de Ingeniería de Procesos de Superficie de Gas Natural (IPSGN). Caracas: Coordinación de Extensión, Facultad de Ingeniería UCV.
22. Página Oficial Fundación Iberoamericana para la Gestión de la Calidad. [Página web en línea]. <http://www.fundibeq.org>. [Consulta: 2012, Julio 10].
23. Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y la Minería. Libro de Reservas, 2011. Caracas.
24. INEPETROL. Informe anual 2006- 2007. Caracas.

25. PDVSA Gas. Presentación información técnica de los yacimientos y fuentes de suministro para alimentar infraestructura actual y futura de procesamiento del gas natural. Caracas 2009.
26. Petrolera KAKI. Plan de desarrollo 2012. Noviembre 2012.
27. Coronel A, Ana R. (2010). Interpretación sísmica 3D e interpretación geológica de la arena AR1 y superficie M17 en el Campo Corocoro, Costa Afuera. USB.
28. Y Pergas. Propuesta para la localización N 106. Caracas, Noviembre 2010.
29. Rodríguez L, Miguel A. (2002). Estudio del mantenimiento de los equipos críticos de un sistema de deshidratación de gas natural (Basado En Mcc). UCV.
30. PDVSA GAS. Información Suministrada por PDVSA GAS San Joaquín. Octubre 2012.
31. Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. Informe Técnico Anual. Caracas. 2009.
32. PDVSA Petrolera KAKI. Plan de desarrollo 2012. Noviembre 2012.
33. Petrolera Kaki. Información suministrada por la petrolera Kaki. Octubre 2012.
34. Rodríguez M, Maria E. (2009). Optimización del sistema de tratamiento químico a pozos productores, para la desgasificación del crudo en los separadores y plataforma de cabezales de pozos WHP ubicados en el campo Corocoro. pdvsa Petrosucre. UDO.

APÉNDICE A

Figura A. 1: Modelo de la Planilla (DGFI-G1) y (DGFI-G2)



FUENTES Y TRANSFERENCIAS DEL GAS NATURAL
MES: Mayo Año: 2011
METROS CÚBICOS (M³)

ÁREA:
EMPRESA MIXTA: PETROUMANO
G1

Campo	Producción de Formación (Gas Asociado)	Producción de Formación (Gas No Asociado)	Total de Gas Producido	Recibo Transferencia	Transferido	Total Disponible
ACUMAS 100	7.038.297	0	7.038.297	17.709.711	24.747.206	0
ACUMAS 200	7.230.742	0	7.230.742	41.500.713	24.816.712	34.312.742

FUENTES Y TRANSFERENCIAS DEL GAS NATURAL
MES: Mayo Año: 2011
METROS CÚBICOS (M³)

ÁREA:
EMPRESA MIXTA: PETROUMANO
G2

Campo	Total Disponible	Borrado	Usado como Combustible	Vendido	Mermas	Procesado en Plantas de Extracción	Cualificación en Plantas de Compresión	Pérdidas	Arrojado a la Atmósfera	
									Gravimétrico	Volumétrico
ACUMAS 100	7.038.297	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACUMAS 200	24.816.712	12.408.356	0	0	0	0	0	0	12.408.356	0

GPM	PUNTO DE VENTA					
	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Acum A: 4.482 (C2+) + 2.772 (C3+)	77.028	5.448	1.948	2.285	2.287	0
Acum B: 1.755 (C2+) + 1.548 (C3+)	81.254	6.337	3.263	1.213	1.228	0

Donde C1 se refiere al Matano, C2 Blanco, C3 propano, C4 Butano y C5 a la sumatoria del pentano y todos los componentes más pesados que esto. Las cifras están representadas en porcentajes moles.

Firma Director Regional Ing. José Delgado S CI: 8.896.324	Firma por PDVSA TSU. Dra. Marcel Genís Superintendente Balanceo y Utilización del Gas CI: 5.544.198	Firma por Empresa Mixta Ing. Armando Cárdenas Superintendente de Relaciones Gubernamentales CI: 5.491.014

Figura A. 2: Modelo de la Planilla (DGFI-G4)

AGENCIA GENERAL DE PLANEACION Y NUEVOS NEGOCIOS
AGENCIA DE EVALUACION DE GESTION
PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL, LNG Y GAS METANO

PRODUCCION DE LIQUIDOS DEL GAS NATURAL POR PLANTA 2011 (MBBL)

PLANTA	PROYECTO MES												RESERVA
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
ORIENTE	18.53	18.28	18.41	18.16	18.16	17.78	18.04	18.84	18.75	18.57	18.50	18.60	18.78
2011 (MBBL)	18.53	18.28	18.41	18.16	18.16	17.78	18.04	18.84	18.75	18.57	18.50	18.60	18.78
2012 (MBBL)	18.53	18.28	18.41	18.16	18.16	17.78	18.04	18.84	18.75	18.57	18.50	18.60	18.78
2013 (MBBL)	18.53	18.28	18.41	18.16	18.16	17.78	18.04	18.84	18.75	18.57	18.50	18.60	18.78
OCIDENTE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2011 (MBBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012 (MBBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013 (MBBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	18.53	18.28	18.41	18.16	18.16	17.78	18.04	18.84	18.75	18.57	18.50	18.60	18.78
TOTAL RESERVA (MBBL)	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33
TOTAL RESERVA CUBANO	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33

PRODUCCION DE LIQUIDOS DEL GAS NATURAL POR PLANTA DE FRACCIONAMIENTO (MMB)

PLANTA	PROYECTO MES												RESERVA
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
ORIENTE	18.53	18.28	18.41	18.16	18.16	17.78	18.04	18.84	18.75	18.57	18.50	18.60	18.78
2011 (MBBL)	18.53	18.28	18.41	18.16	18.16	17.78	18.04	18.84	18.75	18.57	18.50	18.60	18.78
2012 (MBBL)	18.53	18.28	18.41	18.16	18.16	17.78	18.04	18.84	18.75	18.57	18.50	18.60	18.78
2013 (MBBL)	18.53	18.28	18.41	18.16	18.16	17.78	18.04	18.84	18.75	18.57	18.50	18.60	18.78
OCIDENTE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2011 (MBBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012 (MBBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013 (MBBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	18.53	18.28	18.41	18.16	18.16	17.78	18.04	18.84	18.75	18.57	18.50	18.60	18.78
TOTAL RESERVA (MBBL)	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33
TOTAL RESERVA CUBANO	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33	140.33

APÉNDICE B

Tabla B. 1: Tabla de datos básicos para el Campo “A”

Nombre del Campo	A		
Años de Estudio	2009	2010	2011
Gas Asociado			
Gas Libre	X		

Tabla B. 2: Tabla de producción y usos para el Campo “A”

Año	Mes	Producido de Formación (m ³)	Recibido (m ³)	Inyectado en el Campo (m ³)	Disponible (m ³)	Usado como combustible (m ³)
2009	Enero	75.282.381,00			13.003.407,00	145.549,00
	Febrero	66.819.318,00			11.841.230,00	129.691,00
	Marzo	75.373.278,00			13.979.207,00	143.850,00
	Abril	68.622.536,00			11.877.298,00	131.957,00
	Mayo	74.357.269,00			12.739.317,00	142.151,00
	Junio	69.903.875,00			12.576.372,00	135.071,00
	Julio	74.163.298,00			13.767.396,00	144.982,00
	Agosto	73.554.008,00			14.473.956,00	144.982,00
	Septiembre	64.922.371,00			12.550.285,00	126.010,00
	Octubre	72.695.352,00			12.379.534,00	137.620,00
	Noviembre	68.420.300,00			12.082.117,00	123.178,00
	Diciembre	72.265.219,00			12.718.381,00	129.125,00
2010	Enero	70.967.740,00			12.943.819,00	131.957,00
	Febrero	65.167.879,00			12.321.077,77	112.417,97
	Marzo	68.716.265,00			13.870.912,00	120.913,00
	Abril	67.258.796,00			11.740.475,00	117.515,00
	Mayo	70.975.668,00			12.824.321,00	130.824,00
	Junio	67.353.091,00			12.389.604,00	132.806,00
	Julio	68.542.683,00			13.183.644,00	136.204,00
	Agosto	68.585.724,00			13.389.070,00	138.788,00
	Septiembre	65.540.811,00			13.165.220,00	129.408,00
	Octubre	64.735.197,00			13.099.385,00	135.921,00
	Noviembre	63.837.551,00			11.346.038,00	156.026,00
	Diciembre	65.006.189,00			11.949.224,00	158.574,00
2011	Enero	64.727.551,00			12.096.224,00	120.347,00
	Febrero	57.793.882,00			10.663.107,00	115.816,00
	Marzo	63.667.084,00			11.502.100,00	125.444,00
	Abril	62.220.658,00			11.431.697,00	116.949,00
	Mayo	64.480.911,00			12.065.942,00	126.293,00
	Junio	63.146.904,00			12.931.802,00	148.380,00
	Julio	69.910.954,00			11.582.626,00	143.000,00
	Agosto	70.363.174,00			12.480.837,00	139.319,00
	Septiembre	66.341.046,00			11.837.266,00	133.656,00
	Octubre	69.835.914,00			12.490.713,00	138.186,00
	Noviembre	72.952.186,00			13.934.520,00	125.727,00
	Diciembre	76.485.710,00			14.857.139,00	136.487,00

Tabla B.2 : Tabla de producción y usos en el campo “A” (Continuación)

Transferido (m ³)	Mermas (m ³)	Pérdidas (m ³)	Arrojado a la atmósfera (m ³)		Balance (m ³)	% de Eficiencia de Recobro
			Quemado	Ventado		
62.278.974,00			12.857.859,00		-1,00	
54.978.088,00			11.711.539,00		0,00	
61.394.071,00			13.835.357,00		0,00	
56.745.238,00			11.745.342,00		-1,00	
61.617.952,00			12.597.167,00		-1,00	
57.327.503,00			12.441.300,00		1,00	
60.395.902,00			13.622.414,00		0,00	
59.080.052,00			14.318.974,00		10.000,00	
52.372.086,00			12.424.274,00		1,00	
60.315.818,00			12.241.914,00		0,00	
56.338.183,00			11.964.939,00		-6.000,00	
59.546.838,00			12.589.256,00		0,00	
58.023.921,00			12.811.862,00		0,00	
52.846.801,23			12.208.659,80		0,00	
54.845.353,00			13.750.000,00		-1,00	
55.518.321,00			11.622.960,00		0,00	
58.151.347,00			12.693.497,00		0,00	
54.963.487,00			12.256.798,00		0,00	
55.359.039,00			13.047.440,00		0,00	
55.196.654,00			13.254.277,00		-3.995,00	
52.375.591,00			13.035.813,00		-1,00	
51.635.812,00			12.963.464,00		0,00	
52.491.513,00			11.190.012,00		0,00	
53.056.965,00			11.790.650,00		0,00	
52.631.327,00			11.975.877,00		0,00	
47.130.775,00			10.547.291,00		0,00	
52.164.984,00			11.376.656,00		0,00	
50.788.961,00			11.314.748,00		0,00	
52.414.969,00			11.939.649,00		0,00	
50.215.102,00			12.783.422,00		0,00	
58.328.328,00			11.439.626,00		0,00	
57.882.337,00			12.341.518,00		0,00	
54.503.780,00			11.703.610,00		0,00	
57.345.201,00			12.352.527,00		0,00	
59.017.666,00			13.808.793,00		0,00	
61.628.571,00			14.720.223,00		429,00	

Tabla B. 3: Tabla de los valores de producción e inyección de gas previstos en los planes de desarrollo en el Campo “A”

Año	Mes	Producción prevista de Formación (MMPCED)
2009	Enero	82,60
	Febrero	82,00
	Marzo	71,20
	Abril	77,90
	Mayo	80,20
	Junio	75,70
	Julio	79,20
	Agosto	78,60
	Septiembre	72,30
	Octubre	77,60
	Noviembre	77,10
	Diciembre	76,70
2010	Enero	74,47
	Febrero	78,46
	Marzo	77,61
	Abril	77,91
	Mayo	77,31
	Junio	71,53
	Julio	70,95
	Agosto	75,61
	Septiembre	75,07
	Octubre	74,54
	Noviembre	68,10
	Diciembre	73,51
2011	Enero	72,30
	Febrero	72,60
	Marzo	72,10
	Abril	72,30
	Mayo	71,20
	Junio	68,20
	Julio	68,20
	Agosto	68,30
	Septiembre	67,90
	Octubre	67,10
	Noviembre	66,50
	Diciembre	65,80

Tabla B. 4: Tabla de datos y unidad manejada en el Campo “A”

Nombre del Campo	A
Unidad Manejada	MMPCD

Tabla B. 5: Tabla de producción y usos en la unidad de MMPCED para el campo “A”

Año	Mes	Producido de formación (MMPCED)	Recibido (MMPCED)	Inyectado en el Campo (MMPCED)	Disponible (MMPCED)	Usado como combustible (MMPCED)
2009	Enero	85,76	0,00	0,00	14,81	0,17
	Febrero	84,28	0,00	0,00	14,93	0,16
	Marzo	85,86	0,00	0,00	15,93	0,16
	Abril	80,78	0,00	0,00	13,98	0,16
	Mayo	84,71	0,00	0,00	14,51	0,16
	Junio	82,29	0,00	0,00	14,80	0,16
	Julio	84,49	0,00	0,00	15,68	0,17
	Agosto	83,79	0,00	0,00	16,49	0,17
	Septiembre	76,42	0,00	0,00	14,77	0,15
	Octubre	82,81	0,00	0,00	14,10	0,16
	Noviembre	80,54	0,00	0,00	14,22	0,15
	Diciembre	82,32	0,00	0,00	14,49	0,15
2010	Enero	80,85	0,00	0,00	14,75	0,15
	Febrero	82,19	0,00	0,00	15,54	0,14
	Marzo	78,28	0,00	0,00	15,80	0,14
	Abril	79,17	0,00	0,00	13,82	0,14
	Mayo	80,86	0,00	0,00	14,61	0,15
	Junio	79,29	0,00	0,00	14,58	0,16
	Julio	78,08	0,00	0,00	15,02	0,16
	Agosto	78,13	0,00	0,00	15,25	0,16
	Septiembre	77,15	0,00	0,00	15,50	0,15
	Octubre	73,75	0,00	0,00	14,92	0,15
	Noviembre	75,15	0,00	0,00	13,36	0,18
	Diciembre	74,05	0,00	0,00	13,61	0,18
2011	Enero	73,74	0,00	0,00	13,78	0,14
	Febrero	72,89	0,00	0,00	13,45	0,15
	Marzo	72,53	0,00	0,00	13,10	0,14
	Abril	73,24	0,00	0,00	13,46	0,14
	Mayo	73,46	0,00	0,00	13,75	0,14
	Junio	74,33	0,00	0,00	15,22	0,17
	Julio	79,64	0,00	0,00	13,19	0,16
	Agosto	80,16	0,00	0,00	14,22	0,16
	Septiembre	78,09	0,00	0,00	13,93	0,16
	Octubre	79,56	0,00	0,00	14,23	0,16
	Noviembre	85,88	0,00	0,00	16,40	0,15
	Diciembre	87,13	0,00	0,00	16,93	0,16

Tabla B.5: Tabla de producción y usos en la unidad de MMPCED para el campo "A" (Continuación)

Transferido (MMPCED)	Mermas (MMPCED)	Pérdidas (MMPCED)	Arrojado a la atmósfera	
			Quemado (MMPCED)	Venteadado (MMPCED)
70,95	0,00	0,00	14,65	0,00
69,34	0,00	0,00	14,77	0,00
69,94	0,00	0,00	15,76	0,00
66,80	0,00	0,00	13,83	0,00
70,19	0,00	0,00	14,35	0,00
67,48	0,00	0,00	14,65	0,00
68,80	0,00	0,00	15,52	0,00
67,30	0,00	0,00	16,31	0,00
61,65	0,00	0,00	14,63	0,00
68,71	0,00	0,00	13,95	0,00
66,32	0,00	0,00	14,08	0,00
67,84	0,00	0,00	14,34	0,00
66,10	0,00	0,00	14,60	0,00
66,65	0,00	0,00	15,40	0,00
62,48	0,00	0,00	15,66	0,00
65,35	0,00	0,00	13,68	0,00
66,25	0,00	0,00	14,46	0,00
64,70	0,00	0,00	14,43	0,00
63,06	0,00	0,00	14,86	0,00
62,88	0,00	0,00	15,10	0,00
61,65	0,00	0,00	15,35	0,00
58,82	0,00	0,00	14,77	0,00
61,79	0,00	0,00	13,17	0,00
60,44	0,00	0,00	13,43	0,00
59,96	0,00	0,00	13,64	0,00
59,44	0,00	0,00	13,30	0,00
59,43	0,00	0,00	12,96	0,00
59,79	0,00	0,00	13,32	0,00
59,71	0,00	0,00	13,60	0,00
59,11	0,00	0,00	15,05	0,00
66,45	0,00	0,00	13,03	0,00
65,94	0,00	0,00	14,06	0,00
64,16	0,00	0,00	13,78	0,00
65,33	0,00	0,00	14,07	0,00
69,47	0,00	0,00	16,26	0,00
70,21	0,00	0,00	16,77	0,00

Tabla B. 6: Tabla de valores conceptuales para el campo “A”

Año	Mes	Producido de Formación (MMPCED)	Inyectado en el Campo (MMPCED)	Usado como combustible (MMPCED)
2009	Enero	81,00	0,00	0,00
	Febrero	81,00	0,00	0,00
	Marzo	81,00	0,00	0,00
	Abril	81,00	0,00	0,00
	Mayo	81,00	0,00	0,00
	Junio	81,00	0,00	0,00
	Julio	81,00	0,00	0,00
	Agosto	81,00	0,00	0,00
	Septiembre	81,00	0,00	0,00
	Octubre	81,00	0,00	0,00
	Noviembre	81,00	0,00	0,00
	Diciembre	81,00	0,00	0,00
2010	Enero	78,00	0,00	0,00
	Febrero	78,00	0,00	0,00
	Marzo	78,00	0,00	0,00
	Abril	78,00	0,00	0,00
	Mayo	78,00	0,00	0,00
	Junio	78,00	0,00	0,00
	Julio	78,00	0,00	0,00
	Agosto	78,00	0,00	0,00
	Septiembre	78,00	0,00	0,00
	Octubre	78,00	0,00	0,00
	Noviembre	78,00	0,00	0,00
	Diciembre	78,00	0,00	0,00
2011	Enero	73,00	0,00	0,00
	Febrero	73,00	0,00	0,00
	Marzo	73,00	0,00	0,00
	Abril	73,00	0,00	0,00
	Mayo	73,00	0,00	0,00
	Junio	73,00	0,00	0,00
	Julio	73,00	0,00	0,00
	Agosto	73,00	0,00	0,00
	Septiembre	73,00	0,00	0,00
	Octubre	73,00	0,00	0,00
	Noviembre	73,00	0,00	0,00
	Diciembre	73,00	0,00	0,00

Tabla B.6: Tabla de valores conceptuales para el campo “A” (Continuación)

Pérdidas (MMPCED)	Arrojado a la atmósfera	
	Quemado (MMPCED)	Venteado (MMPCED)
0,86	1,72	1,72
0,84	1,69	1,69
0,86	1,72	1,72
0,81	1,62	1,62
0,85	1,69	1,69
0,82	1,65	1,65
0,84	1,69	1,69
0,84	1,68	1,68
0,76	1,53	1,53
0,83	1,66	1,66
0,81	1,61	1,61
0,82	1,65	1,65
0,81	1,62	1,62
0,82	1,64	1,64
0,78	1,57	1,57
0,79	1,58	1,58
0,81	1,62	1,62
0,79	1,59	1,59
0,78	1,56	1,56
0,78	1,56	1,56
0,77	1,54	1,54
0,74	1,47	1,47
0,75	1,50	1,50
0,74	1,48	1,48
0,74	1,47	1,47
0,73	1,46	1,46
0,73	1,45	1,45
0,73	1,46	1,46
0,73	1,47	1,47
0,74	1,49	1,49
0,80	1,59	1,59
0,80	1,60	1,60
0,78	1,56	1,56
0,80	1,59	1,59
0,86	1,72	1,72
0,87	1,74	1,74

Tabla B. 7: Taba de comparación entre los datos históricos y los valores conceptuales para el Campo “A”

Año	Mes	Producido de Formación (MMPCED)			Inyectado en el Campo (MMPCED)		
		Datos Históricos	Valores Conceptuales	Datos Históricos > Valores Conceptuales	Datos Históricos	Valores Conceptuales	Datos Históricos > Valores Conceptuales
2009	Enero	85,76	81,00	Si	0,00	0,00	No
	Febrero	84,28	81,00	Si	0,00	0,00	No
	Marzo	85,86	81,00	Si	0,00	0,00	No
	Abril	80,78	81,00	No	0,00	0,00	No
	Mayo	84,71	81,00	Si	0,00	0,00	No
	Junio	82,29	81,00	Si	0,00	0,00	No
	Julio	84,49	81,00	Si	0,00	0,00	No
	Agosto	83,79	81,00	Si	0,00	0,00	No
	Septiembre	76,42	81,00	No	0,00	0,00	No
	Octubre	82,81	81,00	Si	0,00	0,00	No
	Noviembre	80,54	81,00	No	0,00	0,00	No
	Diciembre	82,32	81,00	Si	0,00	0,00	No
2010	Enero	80,85	78,00	Si	0,00	0,00	No
	Febrero	82,19	78,00	Si	0,00	0,00	No
	Marzo	78,28	78,00	Si	0,00	0,00	No
	Abril	79,17	78,00	Si	0,00	0,00	No
	Mayo	80,86	78,00	Si	0,00	0,00	No
	Junio	79,29	78,00	Si	0,00	0,00	No
	Julio	78,08	78,00	Si	0,00	0,00	No
	Agosto	78,13	78,00	Si	0,00	0,00	No
	Septiembre	77,15	78,00	No	0,00	0,00	No
	Octubre	73,75	78,00	No	0,00	0,00	No
	Noviembre	75,15	78,00	No	0,00	0,00	No
	Diciembre	74,05	78,00	No	0,00	0,00	No
2011	Enero	73,74	73,00	Si	0,00	0,00	No
	Febrero	72,89	73,00	No	0,00	0,00	No
	Marzo	72,53	73,00	No	0,00	0,00	No
	Abril	73,24	73,00	Si	0,00	0,00	No
	Mayo	73,46	73,00	Si	0,00	0,00	No
	Junio	74,33	73,00	Si	0,00	0,00	No
	Julio	79,64	73,00	Si	0,00	0,00	No
	Agosto	80,16	73,00	Si	0,00	0,00	No
	Septiembre	78,09	73,00	Si	0,00	0,00	No
	Octubre	79,56	73,00	Si	0,00	0,00	No
	Noviembre	85,88	73,00	Si	0,00	0,00	No
	Diciembre	87,13	73,00	Si	0,00	0,00	No

Tabla B.7: Tabla de comparacion entre los datos históricos y los valores conceptuales para el campo “A” (Continuación)

Usado como combustible (MMPCED)			Transformado en plantas de extracción (MMPCED)			Volumen Máximo de LGN Producido (MBPD)		
Datos Históricos	Valores Conceptuales	Datos Históricos > Valores Conceptuales	Datos Históricos	Valores Conceptuales	Datos Históricos > Valores Conceptuales	Datos Históricos	Valores Conceptuales	Datos Históricos > Valores Conceptuales
0,17	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,16	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,16	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,16	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,16	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,16	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,17	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,17	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,15	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,16	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,15	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,15	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,15	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,14	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,14	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,14	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,14	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,15	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,16	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,16	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,16	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,15	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,15	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,18	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,18	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,14	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,15	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,14	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,14	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,14	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,14	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,17	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,16	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,16	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,16	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,16	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,15	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No
0,16	0,00	Si	0,00	0,00	No	0,00	0,00	No

Tabla B.7: Tabla de comparacion entre los datos históricos y los valores conceptuales para el campo “A” (Continuación)

Transformados en plantas de compresión (MMPCED)			Pérdidas (MMPCED)		
Datos Históricos	Valores Conceptuales	Datos Históricos > Valores Conceptuales	Datos Históricos	Valores Conceptuales	Datos Históricos > Valores Conceptuales
0,00	0,00	No	0,00	0,86	No
0,00	0,00	No	0,00	0,84	No
0,00	0,00	No	0,00	0,86	No
0,00	0,00	No	0,00	0,81	No
0,00	0,00	No	0,00	0,85	No
0,00	0,00	No	0,00	0,82	No
0,00	0,00	No	0,00	0,84	No
0,00	0,00	No	0,00	0,84	No
0,00	0,00	No	0,00	0,76	No
0,00	0,00	No	0,00	0,83	No
0,00	0,00	No	0,00	0,81	No
0,00	0,00	No	0,00	0,82	No
0,00	0,00	No	0,00	0,81	No
0,00	0,00	No	0,00	0,82	No
0,00	0,00	No	0,00	0,78	No
0,00	0,00	No	0,00	0,79	No
0,00	0,00	No	0,00	0,81	No
0,00	0,00	No	0,00	0,79	No
0,00	0,00	No	0,00	0,78	No
0,00	0,00	No	0,00	0,78	No
0,00	0,00	No	0,00	0,77	No
0,00	0,00	No	0,00	0,74	No
0,00	0,00	No	0,00	0,75	No
0,00	0,00	No	0,00	0,74	No
0,00	0,00	No	0,00	0,74	No
0,00	0,00	No	0,00	0,73	No
0,00	0,00	No	0,00	0,73	No
0,00	0,00	No	0,00	0,73	No
0,00	0,00	No	0,00	0,73	No
0,00	0,00	No	0,00	0,74	No
0,00	0,00	No	0,00	0,80	No
0,00	0,00	No	0,00	0,80	No
0,00	0,00	No	0,00	0,78	No
0,00	0,00	No	0,00	0,80	No
0,00	0,00	No	0,00	0,86	No
0,00	0,00	No	0,00	0,87	No

Tabla B.7: Tabla de comparacion entre los datos históricos y los valores conceptuales para el campo “A” (Continuación)

Arrojado a la atmósfera					
Quemado (MMPCED)			Venteado (MMPCED)		
Datos Históricos	Valores Conceptuales	Datos Históricos > Valores Conceptuales	Datos Históricos	Valores Conceptuales	Datos Históricos > Valores Conceptuales
14,65	1,72	Si	0,00	1,72	No
14,77	1,69	Si	0,00	1,69	No
15,76	1,72	Si	0,00	1,72	No
13,83	1,62	Si	0,00	1,62	No
14,35	1,69	Si	0,00	1,69	No
14,65	1,65	Si	0,00	1,65	No
15,52	1,69	Si	0,00	1,69	No
16,31	1,68	Si	0,00	1,68	No
14,63	1,53	Si	0,00	1,53	No
13,95	1,66	Si	0,00	1,66	No
14,08	1,61	Si	0,00	1,61	No
14,34	1,65	Si	0,00	1,65	No
14,60	1,62	Si	0,00	1,62	No
15,40	1,64	Si	0,00	1,64	No
15,66	1,57	Si	0,00	1,57	No
13,68	1,58	Si	0,00	1,58	No
14,46	1,62	Si	0,00	1,62	No
14,43	1,59	Si	0,00	1,59	No
14,86	1,56	Si	0,00	1,56	No
15,10	1,56	Si	0,00	1,56	No
15,35	1,54	Si	0,00	1,54	No
14,77	1,47	Si	0,00	1,47	No
13,17	1,50	Si	0,00	1,50	No
13,43	1,48	Si	0,00	1,48	No
13,64	1,47	Si	0,00	1,47	No
13,30	1,46	Si	0,00	1,46	No
12,96	1,45	Si	0,00	1,45	No
13,32	1,46	Si	0,00	1,46	No
13,60	1,47	Si	0,00	1,47	No
15,05	1,49	Si	0,00	1,49	No
13,03	1,59	Si	0,00	1,59	No
14,06	1,60	Si	0,00	1,60	No
13,78	1,56	Si	0,00	1,56	No
14,07	1,59	Si	0,00	1,59	No
16,26	1,72	Si	0,00	1,72	No
16,77	1,74	Si	0,00	1,74	No

Tabla B. 8: Tabla de rangos de incertidumbre para el Campo “A”

Año	Mes	Recibido (MMPCED)		Inyectado en el Campo (MMPCED)	
		Límite Superior Según el % de Incertidumbre	Límite Inferior Según el % de Incertidumbre	Límite Superior Según el % de Incertidumbre	Límite Inferior Según el % de Incertidumbre
2009	Enero	0	0	0	0
	Febrero	0	0	0	0
	Marzo	0	0	0	0
	Abril	0	0	0	0
	Mayo	0	0	0	0
	Junio	0	0	0	0
	Julio	0	0	0	0
	Agosto	0	0	0	0
	Septiembre	0	0	0	0
	Octubre	0	0	0	0
	Noviembre	0	0	0	0
	Diciembre	0	0	0	0
2010	Enero	0	0	0	0
	Febrero	0	0	0	0
	Marzo	0	0	0	0
	Abril	0	0	0	0
	Mayo	0	0	0	0
	Junio	0	0	0	0
	Julio	0	0	0	0
	Agosto	0	0	0	0
	Septiembre	0	0	0	0
	Octubre	0	0	0	0
	Noviembre	0	0	0	0
	Diciembre	0	0	0	0
2011	Enero	0	0	0	0
	Febrero	0	0	0	0
	Marzo	0	0	0	0
	Abril	0	0	0	0
	Mayo	0	0	0	0
	Junio	0	0	0	0
	Julio	0	0	0	0
	Agosto	0	0	0	0
	Septiembre	0	0	0	0
	Octubre	0	0	0	0
	Noviembre	0	0	0	0
	Diciembre	0	0	0	0

Tabla B.8: Tabla de rangos de incertidumbre para el campo “A” (Continuación)

Usado como Combustible (MMPCED)		Transformado en Plantas de Extracción (MMPCED)	
Límite Superior Según el % de Incertidumbre	Límite Inferior Según el % de Incertidumbre	Límite Superior Según el % de Incertidumbre	Límite Inferior Según el % de Incertidumbre
0,170782736	0,160834227	0	0
0,168479957	0,158665591	0	0
0,168789182	0,158956802	0	0
0,159995443	0,15067532	0	0
0,166795627	0,157079377	0	0
0,163771111	0,154231046	0	0
0,170117436	0,160207682	0	0
0,170117436	0,160207682	0	0
0,152784815	0,143884729	0	0
0,161479091	0,152072542	0	0
0,149351067	0,140651005	0	0
0,151511318	0,142685416	0	0
0,1548343	0,145814826	0	0
0,14604078	0,13753355	0	0
0,141875609	0,13361101	0	0
0,142484783	0,134184699	0	0
0,153504872	0,144562841	0	0
0,16102484	0,151644752	0	0
0,1598176	0,150507837	0	0
0,162849586	0,153363202	0	0
0,156904828	0,14776474	0	0
0,159485536	0,150195117	0	0
0,189178665	0,178158548	0	0
0,186065872	0,175227083	0	0
0,141211482	0,13298557	0	0
0,150455118	0,141690742	0	0
0,147192145	0,138617846	0	0
0,141798518	0,133538411	0	0
0,148188336	0,139556006	0	0
0,17990803	0,16942795	0	0
0,167791818	0,158017537	0	0
0,163472645	0,153949967	0	0
0,16205545	0,152615326	0	0
0,162143218	0,152697982	0	0
0,152441683	0,143561584	0	0
0,160149663	0,150820557	0	0

Tabla B.8: Tabla de rangos de incertidumbre para el campo “A” (Continuación)

Transformados en Plantas de Compresión (MMPCED)		Transferido (MMPCED)	
Límite Superior Según el % de Incertidumbre	Límite Inferior Según el % de Incertidumbre	Límite Superior Según el % de Incertidumbre	Límite Inferior Según el % de Incertidumbre
0	0	71,66	70,24
0	0	70,03	68,65
0	0	70,64	69,24
0	0	67,47	66,13
0	0	70,90	69,49
0	0	68,16	66,81
0	0	69,49	68,11
0	0	67,98	66,63
0	0	62,27	61,03
0	0	69,40	68,02
0	0	66,98	65,66
0	0	68,51	67,16
0	0	66,76	65,44
0	0	67,32	65,99
0	0	63,10	61,85
0	0	66,01	64,70
0	0	66,91	65,58
0	0	65,35	64,05
0	0	63,70	62,43
0	0	63,51	62,25
0	0	62,27	61,04
0	0	59,41	58,23
0	0	62,41	61,17
0	0	61,05	59,84
0	0	60,56	59,36
0	0	60,04	58,85
0	0	60,02	58,83
0	0	60,38	59,19
0	0	60,31	59,11
0	0	59,70	58,52
0	0	67,11	65,78
0	0	66,60	65,28
0	0	64,80	63,52
0	0	65,98	64,67
0	0	70,17	68,78
0	0	70,91	69,50

Tabla B.8: Tabla de rangos de incertidumbre para el campo “A” (Continuación)

Arrojado a la atmósfera			
Quemado (MMPCED)		Venteado (MMPCED)	
Límite Superior Según el % de Incertidumbre	Límite Inferior Según el % de Incertidumbre	Límite Superior Según el % de Incertidumbre	Límite Inferior Según el % de Incertidumbre
15,37996952	13,91521052	0	0
15,50973749	14,03261964	0	0
16,54920691	14,97309196	0	0
14,51753635	13,13491384	0	0
15,06814194	13,63308081	0	0
15,37775783	13,91320947	0	0
16,29449445	14,74263784	0	0
17,12768694	15,49647866	0	0
15,35671327	13,89416915	0	0
14,64320492	13,24861398	0	0
14,78896373	13,38049099	0	0
15,05867917	13,62451925	0	0
15,32495006	13,86543101	0	0
16,16808078	14,62826356	0	0
16,44710685	14,88071573	0	0
14,36626913	12,99805303	0	0
15,18336738	13,73733239	0	0
15,14970875	13,70687934	0	0
15,60673744	14,1203815	0	0
15,85414619	14,3442275	0	0
16,11259076	14,57805831	0	0
15,50628928	14,02949983	0	0
13,83113458	12,51388367	0	0
14,10342403	12,76024079	0	0
14,32498391	12,96069972	0	0
13,96790931	12,63763224	0	0
13,60822377	12,31220246	0	0
13,9853114	12,65337698	0	0
14,28164967	12,92149256	0	0
15,80062918	14,29580735	0	0
13,68354554	12,38035073	0	0
14,76234657	13,3564088	0	0
14,46595455	13,08824459	0	0
14,77551502	13,36832311	0	0
17,06801337	15,44248829	0	0
17,60764223	15,93072392	0	0

Tabla B. 9: Tabla para el cálculo para la construcción del gráfico de producción y usos para el campo "A"

Años	Meses	Producción Bruta	Inyectado	Arrojado	Otros Usos
2009	Enero	85,76	0,00	14,65	71,11
	Febrero	84,28	0,00	14,77	69,50
	Marzo	85,86	0,00	15,76	70,10
	Abril	80,78	0,00	13,83	66,95
	Mayo	84,71	0,00	14,35	70,36
	Junio	82,29	0,00	14,65	67,64
	Julio	84,49	0,00	15,52	68,97
	Agosto	83,79	0,00	16,31	67,47
	Septiembre	76,42	0,00	14,63	61,80
	Octubre	82,81	0,00	13,95	68,87
	Noviembre	80,54	0,00	14,08	66,46
	Diciembre	82,32	0,00	14,34	67,98
2010	Enero	80,85	0,00	14,60	66,25
	Febrero	82,19	0,00	15,40	66,79
	Marzo	78,28	0,00	15,66	62,62
	Abril	79,17	0,00	13,68	65,49
	Mayo	80,86	0,00	14,46	66,39
	Junio	79,29	0,00	14,43	64,86
	Julio	78,08	0,00	14,86	63,22
	Agosto	78,13	0,00	15,10	63,04
	Septiembre	77,15	0,00	15,35	61,81
	Octubre	73,75	0,00	14,77	58,98
	Noviembre	75,15	0,00	13,17	61,97
	Diciembre	74,05	0,00	13,43	60,62
2011	Enero	73,74	0,00	13,64	60,09
	Febrero	72,89	0,00	13,30	59,59
	Marzo	72,53	0,00	12,96	59,57
	Abril	73,24	0,00	13,32	59,92
	Mayo	73,46	0,00	13,60	59,85
	Junio	74,33	0,00	15,05	59,29
	Julio	79,64	0,00	13,03	66,61
	Agosto	80,16	0,00	14,06	66,10
	Septiembre	78,09	0,00	13,78	64,32
	Octubre	79,56	0,00	14,07	65,48
	Noviembre	85,88	0,00	16,26	69,62
	Diciembre	87,13	0,00	16,77	70,36

Tabla B. 10: Tabla del cálculo estadístico para el ítem del volumen de gas producido de formación para el campo “A”

Producido de Formación MMPCED				\bar{X}	S	$\bar{\bar{X}}$	\bar{S}	$LCS_{\bar{X}}$	$LCI_{\bar{X}}$	LCS_S	LCI_S
1	73,74	80,85	85,76	80,11	160,23	13,44	158,98	106,32	53,91	408,58	0
2	72,89	82,19	84,28	79,79	159,57	13,44	158,98	106,32	53,91	408,58	0
3	72,53	78,28	85,86	78,89	157,78	13,44	158,98	106,32	53,91	408,58	0
4	73,24	79,17	80,78	77,73	155,47	13,44	158,98	106,32	53,91	408,58	0
5	73,46	80,86	84,71	79,67	159,35	13,44	158,98	106,32	53,91	408,58	0
6	74,33	79,29	82,29	78,64	157,27	13,44	158,98	106,32	53,91	408,58	0
7	79,64	78,08	84,49	80,74	161,47	13,44	158,98	106,32	53,91	408,58	0
8	80,16	78,13	83,79	80,69	161,39	13,44	158,98	106,32	53,91	408,58	0
9	78,09	77,15	76,42	77,22	154,45	13,44	158,98	106,32	53,91	408,58	0
10	79,56	73,75	82,81	78,71	157,41	13,44	158,98	106,32	53,91	408,58	0
11	85,88	75,15	80,54	80,52	161,04	13,44	158,98	106,32	53,91	408,58	0
12	87,13	74,05	82,32	81,17	162,34	13,44	158,98	106,32	53,91	408,58	0

Tabla B. 11: Tabla del cálculo estadístico para el ítem del volumen de gas usado como combustible para el campo “A”

Usado como Combustible MMPCED				\bar{X}	S	$\bar{\bar{X}}$	\bar{S}	$LCS_{\bar{X}}$	$LCI_{\bar{X}}$	LCS_S	LCI_S
1	0,14	0,15	0,17	0,15	0,30	0,03	0,31	0,74	-0,44	0,80	0
2	0,15	0,14	0,16	0,15	0,30	0,03	0,31	0,74	-0,44	0,80	0
3	0,14	0,14	0,16	0,15	0,30	0,03	0,31	0,74	-0,44	0,80	0
4	0,14	0,14	0,16	0,14	0,29	0,03	0,31	0,74	-0,44	0,80	0
5	0,14	0,15	0,16	0,15	0,30	0,03	0,31	0,74	-0,44	0,80	0
6	0,17	0,16	0,16	0,16	0,33	0,03	0,31	0,74	-0,44	0,80	0
7	0,16	0,16	0,17	0,16	0,32	0,03	0,31	0,74	-0,44	0,80	0
8	0,16	0,16	0,17	0,16	0,32	0,03	0,31	0,74	-0,44	0,80	0
9	0,16	0,15	0,15	0,15	0,31	0,03	0,31	0,74	-0,44	0,80	0
10	0,16	0,15	0,16	0,16	0,31	0,03	0,31	0,74	-0,44	0,80	0
11	0,15	0,18	0,15	0,16	0,32	0,03	0,31	0,74	-0,44	0,80	0
12	0,16	0,18	0,15	0,16	0,32	0,03	0,31	0,74	-0,44	0,80	0

ANEXO 1

Tabla 1 para determinar la constante Kc

Heat rejection and fuel requirements for various gas engines
[All figures in Btu/(bhp · hr) based on fuel gas LHV]

Note: Figures may be approximate due to variations in engine services, and are representative of new engines only. Refer to manufacturer for exact rates.

Engine	Fuel requirements	Power-end jackets with water-cooled exhaust manifolds	Power-end jackets with dry exhaust manifolds	Turbo-after-cooler	Oil cooler	
Clark						
HMC	8300	—	1500	—	475	
VMC	8000	—	1450	285	500	
Bobcat	8150	—	1250	—	550	
TLAD-1	7000	—	1100	325	400	
TVC-1	6850	—	1050	380	350	
TCVC-1	6850	—	1050	440	350	
TCVD-1	6850	—	1050	440	350	
Cooper						
GMVA-A	7895	—	1200	—	515	
GMVE	7895	—	1200	—	600	
GMVH	6785	—	1040	210	405	
Q145L	6980	—	800	245	500	
Q145H	6830	—	815	275	445	
Q155L	6980	—	815	240	475	
Q155H	6830	—	815	250	435	
V-275	6895	—	1085	260	335	
W-330	6880	—	935	335	295	
Z-330	6880	—	1000	400	400	
De Laval Enterprise	6805	1290	N.A.	350	270	
Caterpillar						
G399	TA-HCR	2505	—	125	—	
	TA-LCR	2670	—	90	—	
G398	NA-HCR	310	—	—	—	
	NA-LCR	3810	—	—	—	
	TA-HCR	2365	—	117	—	
	TA-LCR	2520	—	88	—	
G379	NA-HCR	2950	—	—	—	
	NA-LCR	3355	—	—	—	
	TA-HCR	2370	—	130	—	
	TA-LCR	2515	—	61	—	
G342	NA-HCR	2945	—	—	—	
	NA-LCR	3350	—	—	—	
	TA-HCR	2370	—	123	—	
	TA-LCR	2710	—	81	—	
3306G	NA-HCR	2175	—	—	—	
	NA-LCR	2520	—	—	—	
	TA-HCR	2385	—	130	—	
	TA-LCR	2750	—	65	—	
3304G	NA-HCR	2655	—	—	—	
	NA-LCR	2995	—	—	—	
	TA-HCR	2710	—	—	—	
	TA-LCR	2685	—	—	—	
3306G and 3304G at 1500 RPM; all others at 1000 RPM						
Ingersoll-Rand						
SVG	8400	3375	2675	—	265	
KVG	8000	5880	—	—	450	
KVGR	7800	2710	—	—	425	
TVR	7300	—	1720	—	475	
SVS	7200	—	1540	175	450	
KVS	6/8	7275	—	1950	127	325
	10/12	7200	—	1950	127	350
KVSR	6/8	7150	—	1950	165	325
	10/12	7105	—	1850	165	350
	12/16	6400	—	800	550	325

Tabla 2 para determinar la constante Kc

Note: Figures may be approximate due to variations in engine services, and are representative of new engines only. Refer to manufacturer for exact information.											
Engine	Full Power at full speed (bhp)	Full Speed (rpm)	Strokes per cycle	BMEP (psi)	Fuel Reqmt (Btu/(bhp-hr)) LHV	Heat Rejection Btu / (bhp • hr)					
						Cylinder Cooling		Turbo Intercooler/ Aftercooler	Atmosphere Ls. Surface Heat Loss	Exhaust rate (lb/(bhp • hr))	Exhaust temp (°F)
						Jacket Water Cooler	Oil Cooler				
Waukesha											
L7042GL (1)	1478	1200	4	138	7274	1905	291	367	222	10.75	709
L8790GL	1012	1000	4	138	7192	1912	286	311	272	10.35	653
L5108GL	1072	1200	4	138	7295	1928	354	368	275	10.78	680
F3521GL (1)	738	1200	4	138	7577	2008	306	373	263	10.90	703
8L2AT27GL	2090	1000	4	190	6556	1187	280	510	125	12.00	677
12VAT27GL	3130	1000	4	190	6558	1238	239	569	90	11.04	703
F18GL	389	1800	4	160	7130	1895	233	421	103	8.17	838
H24GL	532	1800	4	160	7126	1885	235	427	102	8.15	838
L36GL	797	1800	4	160	7129	1895	233	423	102	8.18	838
F48GL	845	1800	4	160	7133	1852	254	488	86	8.22	768
Note: (1) Waukesha L7042GL and F3521GL with high-speed turbochargers											
Caterpillar											
G3406TA	325	1800	4	Not Avail.	7172	2538 (1)	Note (1)	140	245	6.66	950
G3408TA	400	1800	4	Not Avail.	7432	2832 (1)	Note (1)	85	264	7.04	966
G3412TA	600	1800	4	Not Avail.	7681	2963 (1)	Note (1)	112	193	7.08	1022
G3506TA	630	1400	4	Not Avail.	7526	2337 (1)	Note (1)	385	428	8.96	848
G3512TA	845	1400	4	Not Avail.	7753	2329 (1)	Note (1)	484	426	8.97	847
G3616TA	1283	1400	4	Not Avail.	7768	2230 (1)	Note (1)	386	489	10.31	858
G3606TA	1663	1000	4	Not Avail.	6930	631	280	418	287	11.84	870
G3608TA	2225	1000	4	Not Avail.	6810	633	278	435	301	11.83	847
G3612TA	3335	1000	4	Not Avail.	6810	629	272	430	295	11.85	846
G3616TA	4450	1000	4	Not Avail.	6780	629	274	427	290	11.79	838
Note: (1) The heat rejected to the oil cooler is included with that to the jacket water cooler.											
Superior											
170602	560	1200	4	181	7100	1980	529 (1)	Note (1)	Not Avail.	10.20	740
17120	860	1200	4	178	7250	2239	490 (1)	Note (1)	Not Avail.	10.43	760
24060	1290	1200	4	184	6800	1300	1016 (1)	Note (1)	Not Avail.	11.55	675
24080	1660	1200	4	184	6800	1300	1016 (1)	Note (1)	Not Avail.	11.55	675
24120	2460	1200	4	184	6800	1300	1016 (1)	Note (1)	Not Avail.	11.55	675
24160	3290	1200	4	184	6800	1300	1016 (1)	Note (1)	Not Avail.	11.55	675
12S7TB/C	2090	900	4	178	7150	1935	660 (1)	Note (1)	Not Avail.	10.83	752
16S7TB/C	2650	900	4	178	7100	1755	650 (1)	Note (1)	Not Avail.	10.64	780
Note: (1) For Superior engines, the heat rejected to the turbo aftercooler is included with that for the oil cooler.											

Tabla 2 para determinar la constante Kc

Note: Figures may be approximate due to variations in engine services, and are representative of new engines only. Refer to manufacturer for exact information.

Engine	Full Power at full speed (bhp)	Full Speed (rpm)	Strokes per cycle	BMEP (psi)	Fuel Reqmt (Btu/(bhp-hr)) LHV	Heat Rejection Btu / (bhp • hr)			Exhaust rate (lb/(bhp • hr))	Exhaust temp (°F)	
						Cylinder Cooling Jacket Water Cooler	Oil Cooler	Turbo Intercooler/ Aftercooler			
Fairbanks Morse											
5MD58 1/8											
6	1350	1000	2	86	7400	630	800	Not Applic.	120	18.00	720
8	1800	1000	2	86	7400	630	800	Not Applic.	120	17.59	720
10	2250	1000	2	86	7400	630	800	Not Applic.	120	17.71	720
12	2800	1000	2	86	7400	630	900	Not Applic.	120	18.01	720
38TD58 1/8											
6	1650	1000	2	105	7000	340	720	450	110	15.85	620
8	2200	1000	2	105	7000	340	720	450	110	15.85	620
10	2750	1000	2	105	7000	340	720	450	110	15.85	620
12	3300	1000	2	105	7000	340	720	450	110	15.85	620
38HTD58 1/8											
6	1800	1000	2	114	6850	45	570	598	110	15.76	710
8	2400	1000	2	114	6850	45	570	598	110	15.76	710
10	3000	1000	2	114	6850	45	570	598	110	15.76	710
12	3600	1000	2	114	6850	45	570	598	110	15.76	710
Ruston											
6RK270G8	1610	1050	4	199	6400	254	411	477	71	10.2	865
8RK270G8	2150	1050	4	199	6400	254	411	477	71	10.2	865
12RK270G8	3220	1050	4	199	6400	254	411	477	71	10.2	865
16RK270G8	4300	1050	4	199	6400	254	411	477	71	10.2	865
20RK270G8	5370	1050	4	199	6400	254	411	477	71	10.2	865
6RKG	1320	1050	4	185	7000	23	251	502	142	11.5	780
8RKG	1750	1050	4	185	7000	23	251	502	142	11.5	780
12RKG	2640	1050	4	185	7000	23	251	502	142	11.5	780
16RKG	3520	1050	4	185	7000	23	251	502	142	11.5	780
Dresser Rand											
48KVGR	1100	330	4	88.4	7800	710	425	Not Applic.	Not Avail	6.5-7.5	1300
48KVR	1730	330	4	139	7100	550	325	800	Not Avail	11.9	750
412KVR	2600	330	4	139	7100	550	325	800	Not Avail	11.9	750
418KVR	3750	330	4	170	6450	50	350	550	Not Avail	11.3	760
518TLAD	4500	300	2	122.4	6850	Not Avail	Not Avail	Not Applic.	Not Avail	Not Avail	Not Avail
512KVR	4500	360	4	170	6450	50	350	550	Not Avail	11.3	760
612TCV	5600	330	2	122.9-130.8	6700	Not Avail	Not Avail	Not Avail	Not Avail	Not Avail	550
612TCVC	7150	330-345	2	133.4-133.9	6700	Not Avail	Not Avail	Not Avail	Not Avail	Not Avail	550
818TCVD	8175	330	2	130.2-130.4	6700	Not Avail	Not Avail	Not Avail	Not Avail	Not Avail	550
1020TCV	11900	330-345	2	133.4-133.9	6700	Not Avail	Not Avail	Not Avail	Not Avail	Not Avail	550

ANEXO 2

Tabla para determinar las constantes A_3 , B_3 , B_4 para los gráficos " \bar{x} , S"

Número de unidades de la muestra n	Constantes		
	A_3	B_3	B_4
2	2,66	0	3,27
3	1,95	0	2,57
4	1,63	0	2,27
5	1,43	0	2,09
6	1,29	0,03	1,97
7	1,18	0,12	1,88
8	1,10	0,19	1,82
9	1,03	0,24	1,76
10	0,98	0,28	1,72
11	0,93	0,32	1,68
12	0,89	0,35	1,65
13	0,85	0,38	1,62
14	0,82	0,41	1,59
15	0,79	0,43	1,57
16	0,76	0,45	1,55
17	0,74	0,47	1,53
18	0,72	0,48	1,52
19	0,70	0,50	1,50
20	0,68	0,51	1,49

LISTA DE ABREVIATURAS Y SÍMBOLO

MMPCED: Millones de pies cúbicos estándar por día.

MBP: Miles de barriles por día.

m³: Metro cúbico.

LGN: Líquidos del gas natural.

Km: Kilómetros.

°F: Grados Fahrenheit.

°R: Grados Rankine.

°C: Grados Celsius.

Lpca: Libras por pulgadas cuadradas (atmosféricas).

Lts: Litros.

BAD: Barriles de agua por día.

RPM: Revoluciones por minuto.

Gw: Giga Watt.

Gal/MPC: Galones por millones de pies cúbicos.

BTU: British Thermic Unit.

PCE: Pies cúbicos estándar.

HP: Caballos de potencia.

PD: Presión diferencial.

PE: Presión estática.

MPC/min: Millones de pies cúbicos por minuto.

Adim: Adimensional.

GLP: Gas licuado petróleo.

BTU/PCE: Poder Calorífico.

RGL: Relación gas líquido.

B/D: Barriles por día.

BHP: Brake horsepower.

Pulg: Pulgadas.

BN/MMPCE: Barriles por millones de pies cúbicos estándar.

PCE/BN: Pies cúbicos estándar por barriles normales.

BY/BN: Barriles de yacimiento por barriles normales.

Km²: Kilómetros cuadrados.

ppmv: Partes por millón en volumen.

Lb/MMPCED: Libra por millón de pie cúbico estándar día.

GLOSARIO

BALANCEO: Procedimiento para establecer diferencias entre la cantidad de gas indicada en la nominación y la cantidad de gas efectivamente recibida y entregada, en un período determinado, a fin de efectuar las compensaciones necesarias en los sistemas.

CAMPO DE PRODUCCIÓN: Proyección en superficie del conjunto de yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados, con características similares y vinculadas al mismo rasgo geológico.

CENTRO DE DESPACHO O CENTRO DE PRODUCCIÓN: Instalaciones ubicadas en localidades geográficas donde se lleva a cabo la actividad de despacho de gas.

CONDENSADO DE PLANTA: mezcla de hidrocarburos formada por componentes más pesados en el gas natural que están en estado gaseoso en las condiciones de yacimientos pero en las condiciones de superficie se licuan por efecto de altas presiones (plantas compresoras).

CONDICIONES ESTÁNDAR: Presión absoluta de 10,332 kilogramos por metro cuadrado (14,7 libras por pulgada cuadrada) y temperatura de 15,5° C (60° F) a la cual se miden los fluidos.

DESARROLLO: Actividades dirigidas a crear la capacidad para explotar, tratar y disponer el gas natural.

ERROR DE MEDICIÓN: Es la diferencia entre el resultado de una medición y el valor verdadero del mensurando.

ERROR MÁXIMO PERMISIBLE DE UN MEDIDOR: Es el valor extremo del error permitido por especificaciones, reglamentos, etc.

ERROR SISTEMÁTICO: Es el error causado consistentemente por el efecto de alguna o varias magnitudes que influyen en la medición.

EXACTITUD: Es la cualidad que refleja el grado de proximidad entre los resultados de las mediciones y los valores verdaderos de la variable medida.

EXPLOTACIÓN: Conjunto de actividades que comprende la producción, recolección, separación, compresión, y tratamiento del gas natural no asociado.

FASES DE LA INDUSTRIA DEL GAS:

1.- PRODUCCIÓN: Consiste en llevar el gas desde los yacimientos del subsuelo hasta la superficie, a través de pozos productores. En el subsuelo, el gas se encuentra disuelto o en la capa de gas en los yacimientos de condensado –“Gas Asociado”- y en yacimientos de gas libre –“Gas No Asociado”-.

2.- SEPARACIÓN: Una vez en la superficie, el gas natural es sometido a un proceso de separación de líquidos (petróleo, condensado y agua) en recipientes metálicos a presión llamados separadores. Cuando se trata de gas libre, no asociado con el petróleo, este proceso no es necesario, y el gas va directamente al siguiente paso.

3.- TRATAMIENTO: Es un paso previo a la fase de procesamiento, para eliminar las impurezas que trae el gas natural, como agua, dióxido de carbono (CO₂), helio y

sulfuro de hidrógeno (H₂S). El agua se elimina con productos químicos que absorben la humedad. El H₂S se trata y elimina en plantas de endulzamiento. Estas impurezas se recuperan y pueden ser comercializadas con otros fines.

4.- EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS: Este proceso es al que se somete el gas natural rico libre de impurezas, con la finalidad de separar el gas metano seco (CH₄) de los llamados “Líquidos del Gas Natural”, LGN, integrados por etano, propano, butanos, pentanos (gasolina natural) y nafta residual.

5.- COMPRESIÓN: Es el proceso al que se somete el Gas Metano Seco, con la finalidad de aumentarle la presión y enviarlo a sistemas de transporte y distribución para su utilización en el sector industrial y doméstico y en las operaciones de producción de la industria petrolera (inyección a los yacimientos y a los pozos que producen por Gas Lift).

6.- FRACCIONAMIENTO: Los Líquidos del Gas Natural (LGN) se envían a las plantas de fraccionamiento, donde se obtiene por separado etano, propano, butano normal e isobutano, gasolina natural y nafta residual, que se almacenan en forma refrigerada y presurizada en recipientes esféricos.

FISCALIZACIÓN: Es el acto en el que se establece la medición de cantidades y calidades de manera automatizada y certificadas por el MEM, a ser utilizadas para el cálculo del pago de impuestos y regalías.

FISCALIZACIÓN AUTOMATIZADA: Es el acto en el que se establece la medición de cantidades y calidades de manera automatizada y certificadas por el MEM, a ser utilizadas para el cálculo del pago de impuestos y regalías, como parte integral del Sistema Automatizado de Contribución Fiscal (SACF).

GAS: Término genérico que se utiliza para referirse al gas natural, al gas de refinería y al gas metano.

GAS ASOCIADO: es el gas natural que se produce junto con el petróleo.

GAS NATURAL: mezcla de hidrocarburos que se encuentra en la naturaleza en estado gaseoso, por sí sola o asociada con petróleo, y que permanece así a condiciones normales de temperatura y presión. Se emplea como combustible doméstico industrial, en la generación de electricidad y como insumo industrial en petroquímica. En su composición prevalece el metano, aunque también contiene etano y otros hidrocarburos más pesados en menor proporción.

GAS NATURAL ARROJADO: gas natural que se arroja a la atmósfera por no ser económicamente recolectable.

GAS NATURAL COMBUSTIBLE: gas natural utilizado por las operadoras para la generación de energía en sus operaciones de producción y refinación.

GAS NATURAL INYECTADO: gas natural devuelto al yacimiento para incrementar la producción de petróleo o para conservarlo con miras a un uso futuro.

GAS NO ASOCIADO: es el gas natural que se obtiene de pozos puramente gasíferos.

GAS DE REFINERÍA: Hidrocarburos gaseosos procedentes del proceso de refinación del petróleo.

GAS HÚMEDO: Gas natural que contiene hidrocarburos más pesados que el metano, en cantidades tales que pueden ser extraídas comercialmente o que deben ser removidas antes de la utilización del metano.

GAS METANO: Mezcla de hidrocarburos gaseosos que contiene principalmente metano (CH₄) y cumple, a su vez, con las especificaciones de las normas técnicas aplicables para su transporte y comercialización, que puede ser obtenido a través del tratamiento, procesamiento o mezcla del gas, de la refinación del petróleo o de la explotación directa de los yacimientos de hidrocarburos naturales o de otros fósiles.

GAS NATURAL: Mezcla de hidrocarburos gaseosos, procedente de yacimientos de hidrocarburos naturales, cuya producción puede estar asociada o no a la del petróleo crudo, condensados u otros fósiles.

GAS NATURAL ARROJADO: gas natural que se arroja a la atmósfera por no ser económicamente recolectable.

GAS NATURAL ASOCIADO: Gas natural que se encuentra en contacto con el petróleo o disuelto en él, en un yacimiento.

GAS NATURAL COMBUSTIBLE: gas natural utilizado por las operadoras para la generación de energía en sus operaciones de producción y refinación.

GAS NATURAL INYECTADO: gas natural devuelto al yacimiento para incrementar la producción de petróleo o para conservarlo con miras a un uso futuro.

GAS NATURAL LICUADO: hidrocarburo compuesto especialmente por metano, obtenido de la licuefacción del gas natural seco, mediante procesos criogénicos.

GAS NATURAL NO ASOCIADO: Gas natural que se encuentra en forma gaseosa en los yacimientos y no está asociado a cantidades significativas de petróleo o condensado.

GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP): Mezcla de hidrocarburos gaseosos, obtenida del procesamiento del gas natural o de la refinación del petróleo, que a condiciones determinadas de presión y temperatura se mantiene en estado líquido, compuesta principalmente de propano, pudiendo contener otros hidrocarburos en menores proporciones.

HIDROCARBUROS GASEOSOS: Hidrocarburos que a condiciones estándar de temperatura y presión se encuentran en estado gaseoso y pueden provenir de los yacimientos o de cualquier proceso de transformación de dichos hidrocarburos.

INCERTIDUMBRE DE LA MEDICIÓN: Es el parámetro asociado al resultado de una medición que caracteriza la dispersión de los valores que pudieran ser atribuidos razonablemente a la sustancia medida.

LEY: Decreto con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, publicada en la Gaceta Oficial de la República de Venezuela N° 36.793 de fecha 23 de septiembre de 1999.

LICENCIA: Autorización que otorga el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería al interesado, para ejercer las actividades de exploración y explotación de Gas Natural no Asociado, a su riesgo en un Área Geográfica Determinada, que comprenderá también las demás actividades inherentes al proyecto al cual dicho gas sea destinado.

LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL (LGN): Porciones líquidas obtenidas del gas natural en instalaciones de campo o plantas de procesamiento, incluidos etano, propano, butano, pentano, gasolina natural y condensados de planta.

MERMAS: Es la reducción en la masa del fluido manejado debido a razones naturales asociadas al proceso al cual es sometido. Ejemplos de mermas son la vaporización del crudo en tanques atmosféricos durante su almacenamiento y la condensación de gas durante la compresión.

NORMAS TÉCNICAS APLICABLES (NTA): Conjunto de normas técnicas que regulan las actividades relacionadas con el gas, dentro de las cuales se contemplan las Normas Venezolanas COVENIN, y las contenidas en las resoluciones, circulares e instructivos emanados del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería y otros entes oficiales. En ausencia de NTA, la norma técnica internacional correspondiente se aplicará cuando el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería la adopte.

PARCELA: Unidad mínima de superficie que conforman las áreas geográficas determinadas.

PERMISO: Autorización administrativa que otorga a una persona el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, para ejercer actividades con hidrocarburos gaseosos, distintas a las de exploración y explotación.

PLAN DE DESARROLLO: Documento que describe y define proyectos y programas que tienen como objeto alcanzar un nivel determinado de capacidad de producción, el cual debe ser aprobado por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.

PLAN DE EVALUACIÓN: Documento que describe y define proyectos y programas con la finalidad de delinear un descubrimiento y determinar su comercialidad.

POZO INYECTOR: pozo a través del cual se inyectan fluidos (gas natural, aire, agua o vapor de agua) con fines de inducir una mayor producción de hidrocarburos por los pozos productores del yacimiento. El pozo inyector también puede servir para devolver o almacenar en un estrato fluidos (agua salada), de los cuales no es conveniente deshacerse en la superficie.

POZO PRODUCTOR: pozo debidamente terminado que produce gas y/o petróleo y está conectado a las instalaciones de superficie que manejan la producción del campo.

PROCESADOR: Persona autorizada por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, para realizar la actividad de procesamiento de gas.

PROCESAMIENTO: Actividad cuyo objeto principal consiste en separar y fraccionar los componentes hidrocarburos del gas, a través de cualquier proceso físico, químico o físico-químico.

PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL: Incluye todas las operaciones ejecutadas desde el momento que el gas abandona el cabezal de pozo hasta su entrega para ventas.

PROCESAMIENTO EN PLANTA: Operaciones ejecutadas en campo (estaciones de flujo) para hacer comercializable al gas natural, puede incluir la remoción de H₂O, CO₂, H₂S, hidrocarburos pesados, etc. requerido por contratos de ventas.

PROCESAMIENTO EN PLANTA: Operaciones ejecutadas en un punto central (planta), puede incluir la remoción de H₂O, CO₂, H₂S, etc. y la extracción de hidrocarburos pesados.

PRODUCCIÓN: Conjunto de actividades necesarias para extraer gas natural contenido en yacimientos, y separarlo del petróleo crudo o condensados cuando sea asociado.

PRODUCCIÓN DISPONIBLE DE GAS NATURAL: cantidad de gas natural producido de la formación más el transferido neto entre las filiales.

PRODUCCIÓN FISCAIZADA: volumen de petróleo crudo y de gas natural medido por representantes autorizados del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPPPM), en los puntos de fiscalización establecidos.

PUNTO DE ENTREGA: Lugar donde el gas es entregado según se acuerde en los contratos de suministro o de servicio.

PUNTO DE RECEPCIÓN: Lugar donde el gas es recibido según se acuerde en los contratos de suministro o de servicio.

RECOLECCIÓN: Conjunto de actividades cuyo objeto es transmitir gas para reunirlos en un punto determinado.

RECOLECTOR: Persona debidamente autorizada por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, para realizar la actividad de recolección.

RESERVAS PROBADAS: son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la

información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes.

RESERVAS PROBADAS RECUPERABLES: son los volúmenes de hidrocarburos que se pueden recuperar en un yacimiento. En la práctica, para los yacimientos activos, resulta de adicionar los volúmenes de hidrocarburos extraídos y los volúmenes que quedan por extraer.

RESERVAS PROBADAS REMANENTES: son los volúmenes recuperables de hidrocarburos que aún no han sido extraídos del yacimiento.

En la práctica, para los yacimientos activos, resulta de restar el volumen extraído (producción acumulada del yacimiento) de las reservas probadas recuperables para una fecha determinada; y para los yacimientos inactivos, resulta el mismo volumen de las reservas probadas recuperables.

SEPARACIÓN: Conjunto de actividades cuyo objeto consiste en separar las fases de los fluidos producidos de los yacimientos.

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE GAS: Conjunto de equipos e instalaciones necesarias para el almacenamiento del gas, distinto a los sistemas de transporte.

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN: Conjunto de ramales, redes de tuberías industriales y urbanas e instalaciones necesarias para la distribución de gas.

SISTEMAS DE TRANSPORTE: Conjunto de gasoductos, plantas compresoras e instalaciones necesarias para la transmisión de gas.

TRATAMIENTO: Actividad de remover principalmente los componentes no hidrocarburos del gas natural, tales como dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de

hidrógeno (H₂S), agua (H₂O), componentes sólidos y otros, a través de cualquier proceso físico, químico o físico-químico.

YACIMIENTO: Unidad geológica-hidráulica formada por rocas porosas y permeables que acumulan y contienen hidrocarburos.