

**APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DEL GAS
EN CAMPO GUANDO
MELGAR – TOLIMA**

LUIS JESUS ALMEIDA TELLEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA,
2004**

**APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DEL GAS
EN CAMPO GUANDO
MELGAR – TOLIMA**

LUIS JESUS ALMEIDA TELLEZ

Monografía para optar al título de Especialista en Ingeniería de Gas

Director

EMILIANO ARIZA LEÓN

Ingeniero de Petróleos

Especialista en Ingeniería de Gas

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA,
2004**

DEDICATORIA

Dedico ésta monografía con todo mi amor a mi Dios, Padre y Rey celestial; a mis Padres Flor Maria y Luis Ernesto por el gran amor y ejemplo que me han regalado; a mi Esposa Martha Cecilia, a mis hijas Anggie Lizeth, Karen Dayhanna, Katherine Mellissa, quienes han sido la inspiración de mi vida y quienes siempre me acompañan con su gran amor y ternura; a mis hermanos, familiares y amigos.

AGRADECIMIENTOS

El autor expesa sus más sinceros agradecimientos por su apoyo incondicional a:

Alfredo Mendoza Chaparro, Supervisor montajes PETROBAS COLOMBIA LIMITED,

Emiliano Ariza León, Ingeniero especialista en Ingeniería de gas U.I.S y Director del trabajo de grado

Mario Medrano, Ingeniero de petróleos y coordinador ingeniería PETROBRAS COLOMBIA LIMITED

Henry Durán, Ingeniero y coordinador diseños TECNICONTROL S.A

Hernando Galvis, Ingeniero y codirector Especialización Ingeniería de Gas U.I.S

RESUMEN

TITULO: RECUPERACIÓN Y APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DEL GAS EN CAMPO GUANDO. MELGAR – TOLIMA

AUTOR: ING LUIS JESUS ALMEIDA TELLEZ

Palabras claves: Gas, pozos, teas, islas, G.R.U, turbinas

DESCRIPCIÓN:

En Campo Guando de la compañía PETROBRAS COLOMBIA LIMITED, el gas producido en cada uno de los pozos actualmente es quemado en las Teas ubicadas en cada Isla o Locación, ocasionando contaminación ambiental. El proyecto consiste en recoger el gas de todas las islas del campo Guando, comprimirlo en baja presión (50 P.S.I.G), llevarlo hasta la terraza 3, luego comprimir el gas hasta 1200 P.S.I.G, refrigerarlo y reducirle presión para colocarlo en las condiciones técnicas requeridas, para utilizarlo en el suministro de gas combustible para unas futuras turbinas y con ello lograr la generación de energía eléctrica que requiere el proyecto para el desarrollo del campo petrolero. La primera factibilidad planteada en éste estudio para no quemar el gas producido fue la utilización del gas como combustible de las Microturbinas para generar energía eléctrica en determinadas Islas y La segunda opción y la que finalmente se adoptó después de varios análisis técnicos, económicos y ambientales fue la utilización de Unidades Recuperadoras de Gas **G.R.U** para que envíen el gas recolectado de las diferentes Islas a Terraza No.3 donde sea tratado y donde se le dé el aprovechamiento energético requerido para el desarrollo del campo petrolero a través de **TURBINAS**. Hoy día se genera energía eléctrica utilizando el Gas que se le compra al gasoducto Flandes – Guando y con el aprovechamiento del gas del campo se generará energía eléctrica, para lo cual ya no se hará necesaria la compra de gas a otras asociaciones, significando con ello grandes ahorros de capital y la contribución de preservar y no contaminar el medio ambiente.

ABSTRACT

TITLE: ENERGETIC RECOVERY AND PROFIT OF GAS GUANDO FIELD
MELGAR – TOLIMA

AUTHOR: ENG LUIS JESUS ALMEIDA TELLEZ

Key words: Gas, well, torch, island, G.R.U, turbine

DESCRIPCIÓN:

In Guando Field, of the company petrobras colombia limited gas the produced gas in each one wells actually is burnt on the torches placed in each Island or locati3n. Provoking environmental pollution. The project consists of gather the gas of all the islands from the Guando field, compress it in low pressure (50 P.S.I.G), take it until to terrace 3, after, compress it up to 1200 P.S.I.G, refrigerate it and to reduce its pressure for set it on technical required conditions, for use it in the supply of combustible gas for many future turbines, therefore achieving the generation of electrical energy wich requires the project for develop of oil field. The first feasibility outline in this study for do not burn the produced gas was utilization of microturbines on determined island, and the second option which adopted after several tecnicl economical and environmental analysis was the utilization of recovering units of gas R.U.G wich send the collected gas from different Islands to terrace number 3 where it been handled and where give to it the energetic required profil for develop of the oil field through TURBINES. Nowadays, generated electrical energy using the gas that buy to Flandes - Guando gasoduct and wich the profil of the gas from field will generate electrical energy, thus won by necessary the purchase of gas to another associations, meaning with that great savings of capital and contribution of preserving and not polluting the environment.

TABLA DE CONTENIDO

		Pág
	INTRODUCCIÓN	1
1.	SITUACIÓN ACTUAL	2
2.	PRODUCCIÓN DE GAS EN EL CAMPO GUANDO Y PRONÓSTICOS	10
2.1	LOCALIZACIÓN CAMPO GUANDO	10
2.2	PRODUCCIÓN Y PROYECCIÓN DE GAS	12
3.	APROVECHAMIENTO DEL GAS EN CAMPO GUANDO	13
3.1	OPCIONES DE UTILIZACIÓN DE GAS	13
3.1.1	Utilización de Microturbinas	13
3.1.2	Utilización de Unidades Recuperadoras de Gas G.R.U.	14
3.2	SELECCIÓN DE PROSPECTOS PARA RECUPERADORAS DE GAS O MICROTURBINAS	15
3.2.1	Opciones para el uso de unidades recuperadoras de gas G.R.U.	15
3.2.1.1	Opción 1	15
3.2.1.2	Opción 2	16
3.2.1.3	Opción 3	16
3.2.2	Evaluación técnica uso de unidades recuperadoras de gas	28
3.2.3	Evaluación económica unidades recuperadoras de gas	29
3.3	EVALUACIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	30
3.3.1	Evaluación económica del proyecto	31
4.	ASPECTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO	33
4.1	CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS	36
4.1.1	Islas de Pozos	36
4.1.1.1	Scrubber de succión	37
4.1.1.2	Compresor de baja presión	37
4.1.1.3	Instrumentación	37
4.1.2	Terraza de inyección (T # 3)	37
4.1.2.1	Compresor de Alta	37
4.1.2.2	Scrubber salida Joule Thompson	40
4.1.2.3	Scrubber estabilización de condensados	40
4.1.3	Sistemas auxiliares	40
4.1.3.1	4.1.3.1 Manifold de medición por Isla	40
4.1.3.2	4.1.3.2 Líneas de flujo y troncales de gas	40
4.1.3.3	Instrumentación y control	41

		Pág
4.2	ANÁLISIS DE RIESGOS	41
4.3	LICENCIAS AMBIENTALES	42
4.4	CRONOGRAMA	43
4.5	PLANEACIÓN Y CONTROL	43
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	44
	BIBLIOGRAFÍA	45
	ANEXOS	

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Producción De Gas Por Pozo, Isla Y Utilización	7
Tabla 2. Consumo de gas de baja actual y proyectado	8
Tabla 3. Características del gas Campo Guando	10
Tabla 4. Características del gas requerido para las turbinas	11
Tabla 5. Producción y proyección de gas	12
Tabla 6. Opciones de utilización de gas	15
Tabla 7. Cuadro comparativo de evaluación técnica recuperadora de gas	27
Tabla 8. Evaluación técnica opciones no descartadas	28
Tabla 9. Análisis presupuestal	29
Tabla 10. Comparación alternativas suministro de gas	30
Tabla 11. Resumen equipos a utilizar en la implementación del proyecto	33
Tabla 12. Cronograma de actividades	41
Tabla 13. Programa de trabajo	41

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización general Campo Guando	5
Figura 2. Esquema actual del piloto Recuperadoras de Gas-Campo Guando	2
Figura 3. Localización recuperadoras de gas Isla 1	17
Figura 3.1 Líneas gas troncal norte Isla 1, 3, 7, 10 y 17	18
Figura 4. Localización recuperadoras de gas Isla 8	19
Figura 4.1 Líneas gas troncal norte Isla 8 y 9	20
Figura 5. Localización recuperadoras de gas Isla 11	21
Figura 5.1 Líneas gas troncal sur Isla 14 y 11	22
Figura 6. Localización recuperadoras de gas Isla 12	23
Figura 6.1 Líneas gas troncal sur Isla 12 y 2	24
Figura 7. Localización recuperadoras de gas Isla 13	25
Figura 7.1 Líneas gas empalme troncal norte Isla 13 y 15	26
Figura 7.2 Localización sistema de aprovechamiento del gas terraza 3	27
Figura 8. Sistema de generación de energía caso 1	38
Figura 8.1 Sistema de generación de energía caso 1	39

LISTA DE ANEXOS

- Anexo A. PFD DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO UTILIZACIÓN GAS ASOCIADO ISLA 12 E ISLA 2
- Anexo B. PFD DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO UTILIZACIÓN GAS ASOCIADO ISLA 13 E ISLA 15
- Anexo C. PFD DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO UTILIZACIÓN GAS ASOCIADO ISLA 14 E ISLA 11
- Anexo D. DIAGRAMA DE BLOQUES UTILIZACIÓN GAS ASOCIADO CAMPO GUANDO
- Anexo E. DIAGRAMA DE BLOQUES UTILIZACIÓN GAS ASOCIADO CAMPO GUANDO
- Anexo F. DIAGRAMA DE BLOQUES UTILIZACIÓN GAS ASOCIADO CAMPO GUANDO
- Anexo G. PFD DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO UTILIZACIÓN GAS ASOCIADO TERAZA No. 3
- Anexo H. PFD DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO UTILIZACIÓN GAS ASOCIADO ISLA 8 E ISLA 9
- Anexo I. PFD DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO UTILIZACIÓN GAS ASOCIADO ISLA 1,3,7,10 y 17

INTRODUCCIÓN

En Colombia día a día la explotación de crudo y gas, se está incrementando gracias a las políticas de gobierno, que permiten; que los inversionistas nacionales y principalmente los inversionistas extranjeros miren con buenos ojos, depositen la confianza y a su vez contribuyan a mejorar la economía del país.

Sin embargo, a lo anterior hay que incluirle el problema de contaminación ambiental por la explotación de los hidrocarburos.

Cumplir con las normas y legislación colombianas y no olvidar sobre la protección del medio ambiente, el cual establece el control para el derrame de crudos y la no quema de gas; según consta en el Artículo (7) Séptimo de la resolución No. 13138 de Julio 30 de 2002 del MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, el cual obliga a la Compañía Petrolera PETROBRAS COLOMBIA LIMITED a no desperdiciar y quemar el gas en Campo Guando Melgar – Tolima.

Este estudio contempla la posibilidad de no quemar el gas producido en Campo Guando, dándole un aprovechamiento energético; para generación de una energía eléctrica y a su vez contribuir a no contaminar el medio ambiente; cumpliendo con las normas establecidas en el manejo de hidrocarburos.

1. SITUACIÓN ACTUAL

Debido a la baja presión en el yacimiento, el fluido (crudo) de los pozos del campo Guando se extrae utilizando bombas PCP, las cuales envían el crudo a la estación principal, pero el gas que producen los pozos, actualmente se quema en cada isla con el fin de no sobre presionar el anular y ocasionar una disminución en el potencial de producción del pozo.

De igual forma, cumpliendo con los requerimientos del Ministerio de Minas y Energía en su resolución No. 13138 de julio 30/02 por la cual se autorizó la explotación del campo Guando, en el artículo séptimo dice: “La compañía PETROBRAS COLOMBIA LIMITED., deberá adoptar todas las medidas necesarias para evitar la quema y el desperdicio de gas. En este sentido deberá evaluar y analizar la alternativa de utilizar el gas producido en asociación con el crudo con el fin de disminuir la quema que en estos momentos se está presentando...”; en Noviembre de 2002 se realizó el estudio de ingeniería conceptual del piloto de las recuperadoras de Gas y fue aprobada por ECOPETROL en Diciembre del mismo año. El piloto entró en operación en Junio/2003, manejando 400 KIPCSPD a 50 P.S.I.G. Consta de dos recuperadoras de Gas en paralelo colocadas en la Isla #1 y recibe el gas de las islas aledañas Isla #7 e Isla #10, pozos (GUA-001, GUA-O13, GUA-031, GUA-022, GUA-034, GUA-028, GUA-021, GUA-O14, GUA-023, GUA-039, GUA-049), con la utilización de este gas se generan 1.5 MW.

El proyecto piloto ha dado resultados, sin embargo el gas restante se sigue quemando, y por eso que es necesario aprovecharlo para generar energía propia.

El proyecto consiste en recoger el gas de todas las islas del campo Guando, comprimirlo en baja presión (50 P.S.I.G), llevarlo hasta la terraza 3, luego comprimir el gas hasta 1200 P.S.I.G, refrigerarlo y reducirle presión para colocarlo en las condiciones técnicas requeridas, para utilizarlo en el suministro de gas combustible a las turbinas y con ello lograr la generación de energía eléctrica que requiere el proyecto para el desarrollo del campo petrolero.

Hoy día se produce energía eléctrica con moto-generadores a gas, comprados el año pasado a la Asociación Espinal, que redundan en una disminución de costos de operación debidos al sistema de generación con diesel que anteriormente se tenía y posteriormente, con el aprovechamiento del gas del campo se generará la energía eléctrica a través de las **TURBINAS**, para lo cual ya no se hará necesaria la compra de gas a otras asociaciones, en éste caso al Gasoducto Flandes – Guando.

Así mismo la utilización de los generadores a gas, aumentará la capacidad de generación a 1.5 Mw., que gracias a la línea de red que interconecta las islas. Esto permitirá devolver los equipos de generación dedicados, por los cuales se está pagando arriendo.

Por los motivos anteriormente expuestos se ha planteado éste estudio para utilizar el gas asociado en las islas donde sea económicamente rentable, haciendo un análisis técnico-económico entre recuperar el gas de las islas y la compra a otras asociaciones.

En el Campo Guando existe una distribución de los pozos agrupados en locaciones denominadas Islas, (Ver fig. 1). Se tiene un proyecto piloto con dos recuperadoras de gas, (ver fig. 2), que funcionan con motor a gas, localizado en la Isla # 1. El gas producido en el anular del pozo es tomado en

cabeza de cada pozo y conducido por una línea de 3", pasando por un medidor de platina de orificio donde es medido individualmente e interconectando el gas recolectado en las Isla # 7, # 10 y # 1, es conducido a un cabezal de recolección, situado en la Isla # 1, pasando por un Scrubber donde se le retiran los condensados y de allí es tomado por las recuperadoras de gas con una presión de succión de 5 psig.

Éste gas es comprimido a una presión de 50 psig para ser enviado al sitio donde se le dá el aprovechamiento energético ubicado en la terraza # 3; el gas es conducido por una línea de tubería de 6" de diámetro desde Isla # 1 hasta la Terraza # 3.

En la Isla # 1 sitio donde se encuentran localizadas las recuperadoras de gas se cuenta con una válvula reguladora que mantiene la succión de la recuperadora en 5 psig. Cuando se sobre presiona, bien sea por un volumen mayor de gas al que maneja la recuperadora o que la recuperadora esta apagada, la válvula da paso a todo el gas recolectado y enviado a la tea para ser quemado y que se encuentra ubicada en la misma Isla.

El gas restante que se produce en las diferentes Islas o Locaciones en quemado en las respectivas Teas, ocasionando contaminación ambiental a la atmósfera y contaminación auditiva a la comunidad residente y aledaña a la zona de influencia.

Aprovechando el gas disponible asociado del Campo Guando se puede reducir los costos de operación, comprando parte del gas requerido y además mitigar el impacto ambiental que actualmente se está causando.

FIGURA 1. Distribución de la producción de gas por Isla

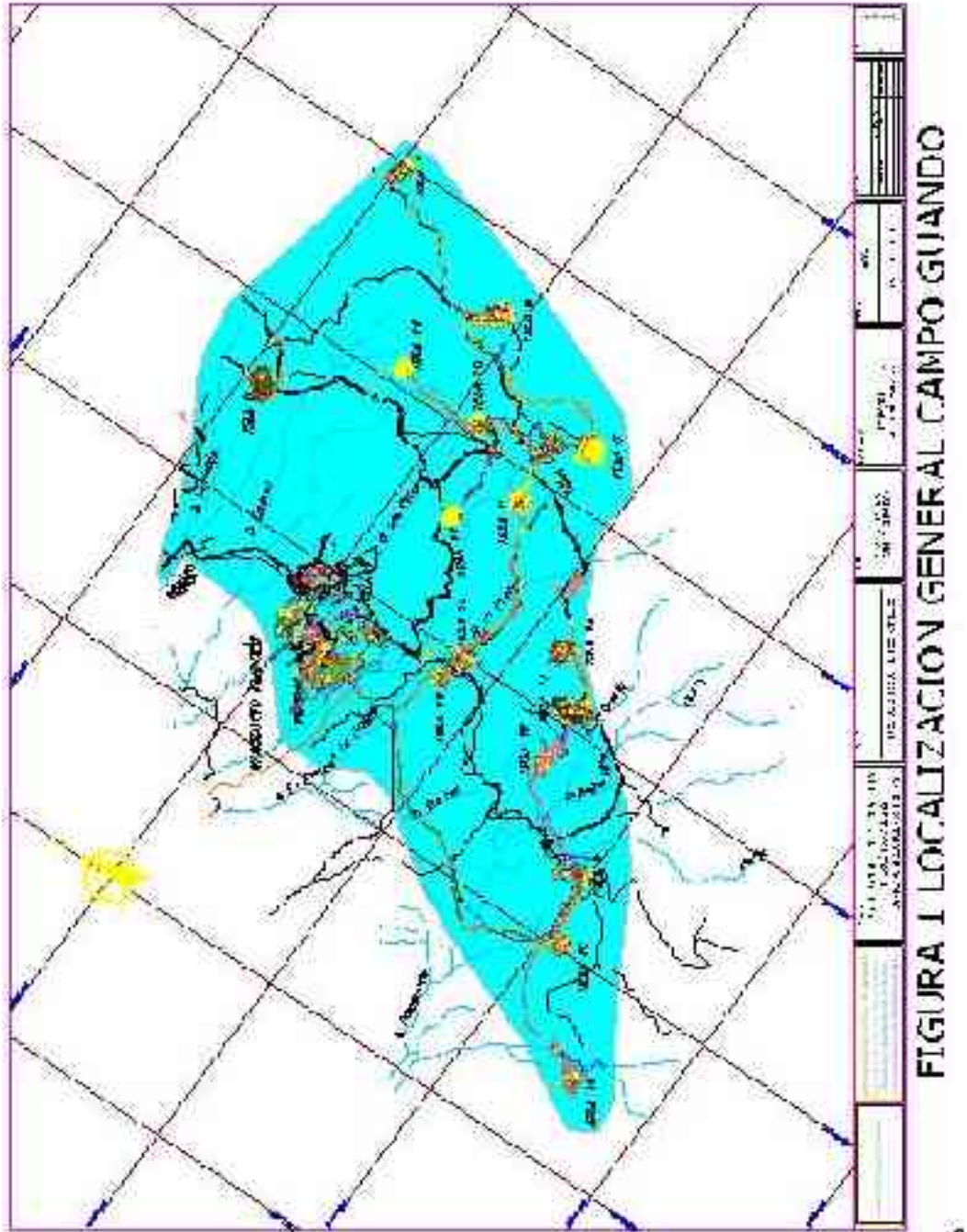
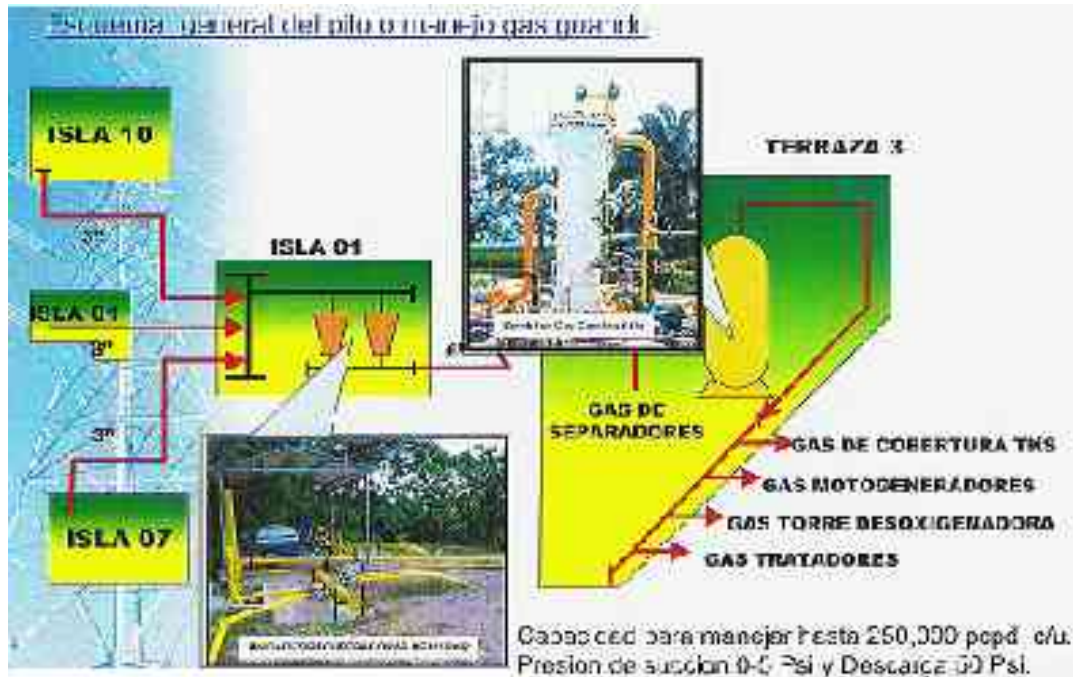


FIGURA 2. Esquema actual del piloto Recuperadoras de Gas-Campo Guando



Actualmente en el campo Guando se producen alrededor de **3763 KPCSPD**, de los cuales se esta aprovechando máximo 400 KPCSPD. Debido a la baja presión en el yacimiento, el crudo de los pozos del campo Guando se extrae utilizando bombas. PCP, las cuales envían el crudo a la estación principal, el gas que producen los pozos, se quema en teas localizadas en las islas, con el fin de no sobre presionar el anular y ocasionar una disminución en el potencial de producción del pozo, a la fecha se tienen (8) Ocho teas localizadas en las siguientes Islas: Islas # 1, I # 2, I # 3, I # 6, I # 8, I # 9, I #11, e Isla # 13.

En la figura 1 igualmente se presentó la distribución de la producción de acuerdo a la localización de los pozos, en la tabla No.1 se puede observar la producción actual de los pozos y donde se localizan las recuperadoras de Gas y en la tabla No. 2 se presentan los consumos actuales y esperados del gas de baja. La diferencia entre el gas producido y el gas de consumo de

baja es el gas que se espera comprimir y ser utilizado para generación eléctrica a través del uso de las turbinas.

TOTAL GAS PRODUCIDO: 3763 KPCSPD
 TOTAL GAS DE CONSUMO: 1752 KPCSPD
 TOTAL GAS QUEMADO: 2011 KPCSPD

Tabla 1. Producción De Gas Por Pozo, Isla Y Utilización

				PRODUCCIÓN	
ISLA	POZO	KPC/D	R.G.A	ISLA (KPC/D)	UTILIZACIÓN
1	GUA-001	49	81	72	RECUPERADORA DE GAS
	GUA-013	24	247		
2	GUA-002	77	200	222	QUEMADO
	GUA-011	106	423		
	GUA-018	39	197		
3	GUA-012	6	112	189	QUEMADO
	GUA-020	183	1.618		
6	GUA-006	12	173	12	QUEMADO
7	GUA-021	92	95	343	RECUPERADORA DE GAS
	GUA-022	47	255		
	GUA-028	60	152		
	GUA-034	120	294		
	GUA-037	23	157		
8	GUA-005	35	344	352	QUEMADO
	GUA-016	195	247		
	GUA-032	87	142		
	GUA-047	36	82		
9	GUA-015	13	91	13	QUEMADO
10	GUA-014	203	207	580	RECUPERADORA DE GAS
	GUA-023	72	129		
	GUA-039	282	361		
	GUA-049	23	38		
11	GUA-009	121	192	686	QUEMADO
	GUA-024	77	234		
	GUA-025	162	211		
	GUA-026	55	168		
	GUA-030	272	457		
12	GUA-019	49	260	190	QUEMADO
	GUA-050	141	332		
13	GUA-035	164	207	279	QUEMADO
	GUA-035	114	162		
14	GUA-036	166	204	166	QUEMADO
15	GUA-027	129	199	370	QUEMADO
	GUA-038	155	212		
	GUA-046	86	289		
		TOTAL	3763		

Tabla 2. Consumo de gas de baja actual y proyectado

A continuación se presenta un cuadro del consumo de gas de baja actual y consumo de gas de cobertura proyectado.

ACTUAL	CONSUMO KSCPD
GENERADOR 600 KW	270
GENERADOR 450 KW	250
TORRE DESOXIGENADORA (10.000 BLS)	110
CALENTADOR	100
UNIDADES DE GAS (2)	22
SUBTOTAL	752
PROYECTADO	
GAS DE COBERTURA TANQUES	500
TORRE DESOXIGENADORA (30.000 BLS)	280
TRATADORES ELECTROSTATICOS	220
SUBTOTAL	1000
CONSUMO TOTAL	1752

INYECCIÓN DE AGUA — Condiciones futuras:

- Aumento de la inyección periférica en lo restante del primer semestre del presente año. 20kbpd — 30k bpd de inyección.
- Probable implementación inyección “in-fill” a partir del segundo semestre de 2004.
- Piloto de inyección de agua en las areniscas Superiores durante el año 2004.
- Inicio implementación inyección de agua en areniscas Superiores en el año 2005.
- Yacimientos con inyección de agua implementada en el año 2006/2007.

El gas que alimenta las turbinas viene todo del gasoducto Flandes-Guando, cuenta con un sistema de medición y un skid (Unidad) de acondicionamiento según las condiciones requeridas para las turbinas. Este skid cuenta con un sistema de válvulas reguladoras, scrubber para retirar líquidos y un sistema de calentamiento, garantizando que el gas este libre de condensados.

Los pronósticos iniciales se realizaron con un GOR de 50 PC/BBL, actualmente tenemos un GOR promedio de 241 PC/BBL esto debido a que se esta realizando inyección de agua selectivamente por lo cual la producción de gas de las arenas superiores no se esta viendo influenciada.

Una oportunidad para el proyecto es que se puede contar con equipos de larga entrega disponibles en otras asociaciones (Hobo y/o Caguán) que mejorarían en tiempo y en menor inversión.

2. PRODUCCIÓN DE GAS EN EL CAMPO GUANDO Y PRONÓSTICOS

2.1 LOCALIZACIÓN CAMPO GUANDO

Temperatura ambiente:

Máxima: 24.82°C

Mínima: 22.38°C

Temperatura Promedio: 23.54°C

Humedad relativa máxima: 85.25%

Velocidad promedio del viento: 2 m/s

GOR Inicialmente 200 después de inyección 100

Presión tubing de pozo: La colocan las bombas PCP

Presión en el Anular: 5 psig máximo

Temperatura cabeza de pozo 90 °F

Profundidad promedia: 3500 pies

Caudal promedio por isla 250-500 KSCFD

Tabla 3. Características del gas Campo Guando

Component	Mol %	GPM	MW	Liq Dens (gm/cc)
Hydrogen Sulfide	0.00			
Carbon Dioxide	4.96		44.010	.8172
Nitrogen	0.67		28.013	.8086
Metano	80.24		16.043	.2997
Ethane	5.16	1 377	30.070	.3558
Propano	2.76	.759	44.097	.5065
Iso-Butane	1.20	.392	58.123	.5623
n-Butane	1.40	.440	58.123	.5834
Iso-Pentane	0.83	.303	72.150	.6241
n-Pentane	0.57	206	72 150	6305
Hexanes	0.78	.302	84.000	.6850
Heptanes	0.81	340	96.000	.7220
Octanes	0.48	218	107.00	.7450
Nonanes	0.12	060	121 00	7640

Component	Mol %	GPM	MW	Liq Dens (gm/cc)
Decanes plus	0.02	.011	134.00	.7780
Undecanes plus	Trace			
Totales	100.00	4.408		

Presión crítica (psia)	674.6
Temperatura crítica (°R)	403.3
Peso molecular promedio	22.65
Capacidad calorífica neta, BTU/pc	1119.5
Calculated Gas Gravity (air = 1.000)	0.782
Factor Z	0.997

Tabla 4. Características del gas requerido para las turbinas

PRESIÓN	Mínima	250 psig
	Máxima	350 psig
TEMPERATURA	Mínima	160° F
	Máxima	-40° F (minino 10° F por encima del dew point)
CONDENSADOS		Libre de líquidos
CONTENIDO DE AGUA		10 # MMSCFD
PODER CALORÍFICO	Máximo	1150 *
	Mínimo	980

* Por confirmar con los suministradores de las turbinas

2.2 PRODUCCIÓN Y PROYECCIÓN DE GAS

1. GOR de 200 pc/bbl para el año 2004.
2. GOR de 100 pc/bbl para el año 2005 en adelante.
3. En caso de faltantes de suministro es factible realizar la apertura de alguno(s) de los pozos que atraviesan la capa de gas en las areniscas Superiores o Inferiores (GUA-029, GUA-031, GUA- 020)

Tabla 5. Producción y proyección de gas

AÑO	ACEITE (BPD)	GAS RECUPERADORAS DE GAS	GAS DE BAJA (KPCPD)	GAS A MANEJAR COMPRESOR DE ALTA (KPCPD)	COMENTARIOS
		PROD. GAS (KPCPD)		GAS TURBINAS	
2004	20747	4148	1000	3148	GOR 200
2005	26670	2666	1000	1666	GOR 100
2006	27729	2772	1000	1772	GOR 100
2007	26050	2606	1000	1606	GOR 100
2008	23801	2380	1000	1380	GOR 100
2009	21413	2142	1000	1142	GOR 100
2010	19425	1942	1000	942	GOR 100
2011	17684	1768	1000	768	GOR 100
2012	16077	1608	1000	608	GOR 100
2013	14477	1448	1000	448	GOR 100
2014	13090	1308	1000	308	GOR 100
2015	11845	1184	1000	184	GOR 100
2016	10807	1080	1000	80	GOR 100
2017	9772	978	978		GOR 100
2018	8891	890	890		GOR 100
2019	8102	810	810		GOR 100
2020	7437	744	744		GOR 100
2021	6812	682	682		GOR 100
2022	6249	624	624		GOR 100
2023	5160	516	516		GOR 100

3. APROVECHAMIENTO DEL GAS EN CAMPO GUANDO

La vida útil del proyecto se estima que sean nueve años, periodo durante el cual se tendrá gas en las locaciones. Después de esto se irá reduciendo el volumen de gas en las locaciones. Sin embargo los equipos que se colocaran en las islas deben estar montados de tal forma que puedan ser transportados y re-localizados fácilmente en otras islas.

3.1 OPCIONES DE UTILIZACIÓN DE GAS

De acuerdo con las características se tienen dos opciones:

- La primera es la utilización del gas en Microturbinas situadas en las Islas para generar energía.
- La segunda opción es la utilización de Unidades Recuperadoras de Gas que envíen el gas recolectado de las diferentes Islas a Terraza No.3 donde será tratado y que alimenten las turbinas para la generación eléctrica. Es decir generar la energía eléctrica de manera centralizada.

3.1.1 Utilización de Microturbinas. Recolecta el gas en la isla y lo consume para generar energía para la misma isla.

- Capacidad de manejo de gas: 150 KSCFD
- Equipos: Compresor, micro turbina, conexión eléctrico
- Potencia generada: 150 KW.

Para las microturbinas sólo es viable en Cinco islas, por que el volumen de gas producido es menor de 200 KSCFD y volumen necesario o requerido por micro turbina es alrededor de 150 KSCFD para obtener 150 Kw-h por cada una.

Se tiene estimado un valor de KUS\$ 80 por cada micro turbina y máxima inversión serían 3 unidades para un total de KUS\$ 240. Para realizar la evaluación económica para el uso de las Micro turbinas se tuvieron las siguientes bases:

1. Costo del gas que se evita Comprar: 2.89US/Kscfd
2. Costo de energía Kw-h 0.04US\$
3. Tiempo de duración del proyecto: 9años
4. Se cálculo la inversión teniendo en cuenta:
 - Arreglo en cada isla (KUS\$ 120 c/u)
5. El flujo de caja se elaboro como egresos:
 - Inversión por las Micro turbinas
 - Costos por mantenimiento.
6. Como ingresos se tomaron como el costo de energía que se dejaría de generar en la estación o Isla por la generación de la energía producida por las Microturbinas.

3.1.2 Utilización de Unidades Recuperadoras de Gas G.R.U. Recolectan el gas producido en cada una de las islas del Campo y lo envían por la tubería de gas hacia la estación principal o Terraza # 3

- Capacidad de manejo: entre 200 KSCFD y 350 KSCFD
- Equipos: Scrubber de succión, moto-compresor, intercambiador de calor, sistema de refrigeración.
- Presión de succión: 5 psig max - Presión de descarga 50 psig.
- Temperatura de succión: 90 °F - Temperatura de salida recuperadora: 110 °F

El gas recuperado tiene las siguientes características

- Presión en la estación: como mínimo: 30 psig

- Gas sin tratamiento
- Temperatura: 110°F
- Gas para uso como: gas de cobertura, gas combustible y gas para la torre desoxigenadora.

3.2 SELECCIÓN DE PROSPECTOS PARA RECUPERADORAS DE GAS O MICROTURBINAS

Se revisaron todas las islas existentes y programadas para el 2003-2004 y se tuvieron los siguientes criterios:

- En la isla debe haber por lo menos dos pozos en producción.
- El caudal del gas proyectado por isla menos el caudal de uno de los pozos debe ser mayor que 200 KSCFD (se presume en el evento que alguno de los pozos no se perfora o no aporte el gas esperado).
- Sí el volumen que produce la isla es mayor de 200 KSCFD se colocará una recuperadora de Gas ó G.R.U.
- En caso contrario se estudiará la posibilidad de colocar por lo menos una micro-turbina por isla.

Tabla 6. Opciones de utilización de gas

PROSPECTOS	ISLAS
MICRO TURBINAS	I-1, I-2 ,I-14
RECUPERADORAS DE GAS	I-1, I-8, I-11-I12, I-13

Revisando el gas producido en cada una de las islas presentado en la tabla 1 y el gas requerido por las microturbinas según las condiciones planteadas en el numeral 3.2 se descarta la utilización de microturbinas y se continua el estudio para las unidades recuperadoras de gas.

3.2.1 Opciones para el uso de unidades recuperadoras de gas G.R.U.

Se analizaron tres opciones para la realización del proyecto con G.R.U.

3.2.1.1 Opción 1

Colocar Ocho sistemas de recuperadoras de Gas distribuidas en las islas: I-8, I-11, I-2 e I-12 y conectar la descarga de cada recuperadora a las líneas de crudo existentes o manifold de producción. Gas recuperado 1450 kpcspd

3.2.1.2 Opción 2

Colocar diez recuperadoras de Gas distribuidas en las islas, I-1, I-8, I-11, I-12 y construir Tres líneas para transportar el gas: Una de Isla-8 a las facilidades en Terraza 3 (D=6", Long=1600mts), una línea entre Isla-11 e Isla 2(D=6", Long= 1100mts) y la otra línea entre Isla 9 e Isla 8 (D=6", Long=1500mts). Gas recuperado 2223 KPCSD

3.2.1.3 Opción 3

Colocar Doce recuperadoras de Gas distribuidas así:

- Ampliación del proyecto piloto en el cual se colocarán Tres (03) recuperadoras en la Isla #1 que recoge el gas de las islas I #3, I #7, e I #10 (ésta última recoge el gas de I -16 e I #17). (Ver figura 3 y figura 3.1).
- Una G.R.U en isla 8 y construir una troncal o línea independiente para el transporte de gas (Troncal Norte), entre Isla-8 y terraza 3, recogiendo el gas de Isla-1 e Isla-13. Ésta línea sólo se construirá de Isla 8 a Isla 1, ya que existe una línea de gas de D=6", que va desde Isla-1 hasta la Terraza 3. (Ver figura 4 y figura 4.1).
- Tres G.R.U en isla 11 y construir una troncal o línea independiente para el transporte de gas (Troncal Sur), entre Isla-11 y terraza 3, recogiendo el gas de Isla-2 e Isla-12. Ésta línea sólo se construirá de Isla 11 a Isla 12, ya que existe una línea de gas de D=6", que va desde Isla-12 hasta la Terraza 3. (Ver figura 5 y figura 5.1).
- Dos G.R.U en isla 12 y conectarse con la troncal o línea independiente

para el transporte de gas entre Isla -11 a terraza 3 (Troncal Sur). (Ver figura 6 y fig 6.1)

- Dos G.R.U en isla 13 y conectarse con la troncal o línea independiente para el transporte de gas entre Isla -8 a terraza 3 (Troncal Norte). Total gas recuperado 3763 kpcspd. (Ver figura 7 y figura 7.1 y 7.2).

La distribución por Islas donde se plantea ubicar las Unidades Recuperadoras de Gas, así como las líneas y troncales se presentan en los Anexos a este estudio.



FIGURA 3 LOCALIZACION RECUPERADORAS DE GAS ISLA 1

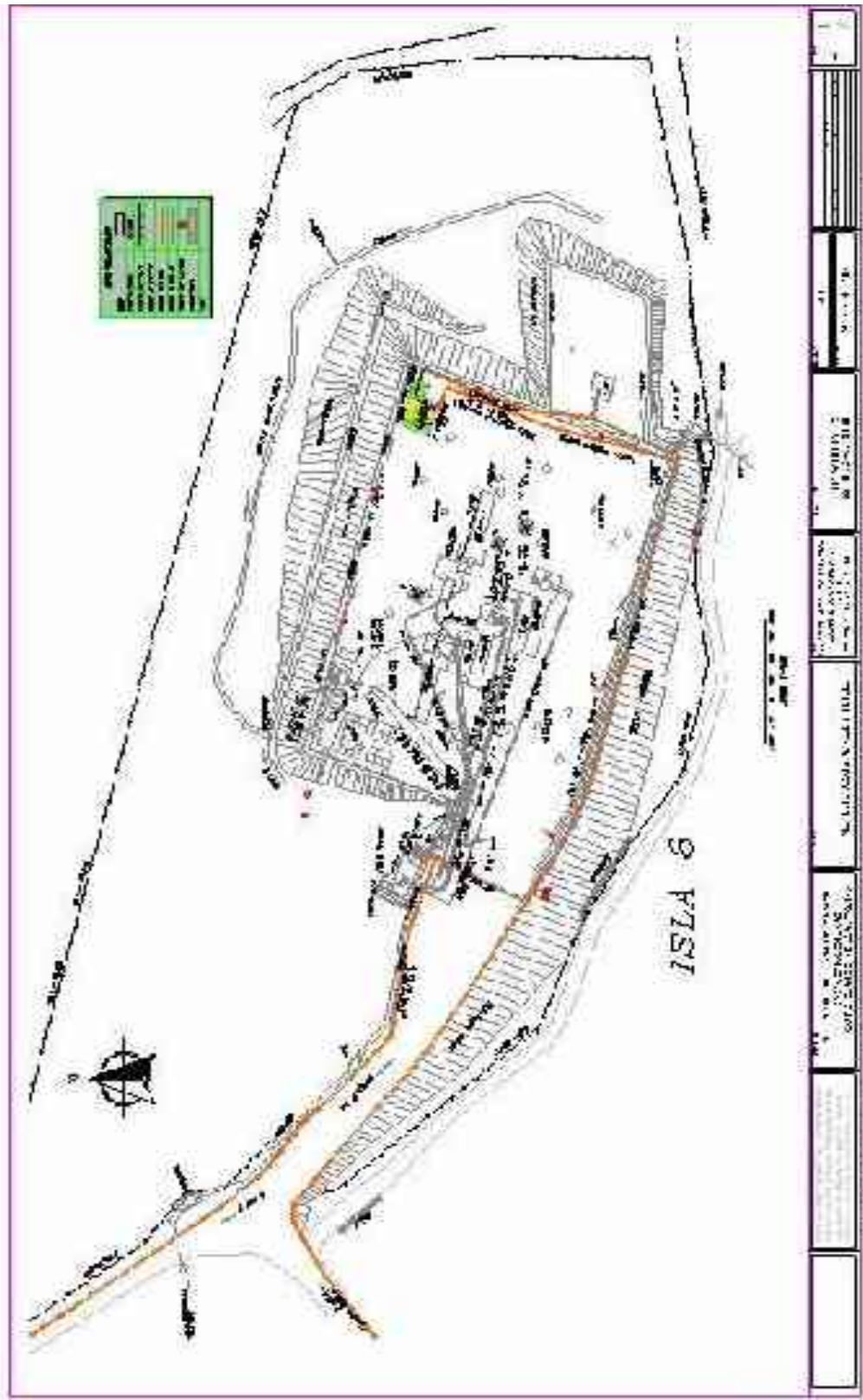


FIGURA 4 LOCALIZACION RECUPERADORAS DE GAS ISLA 8

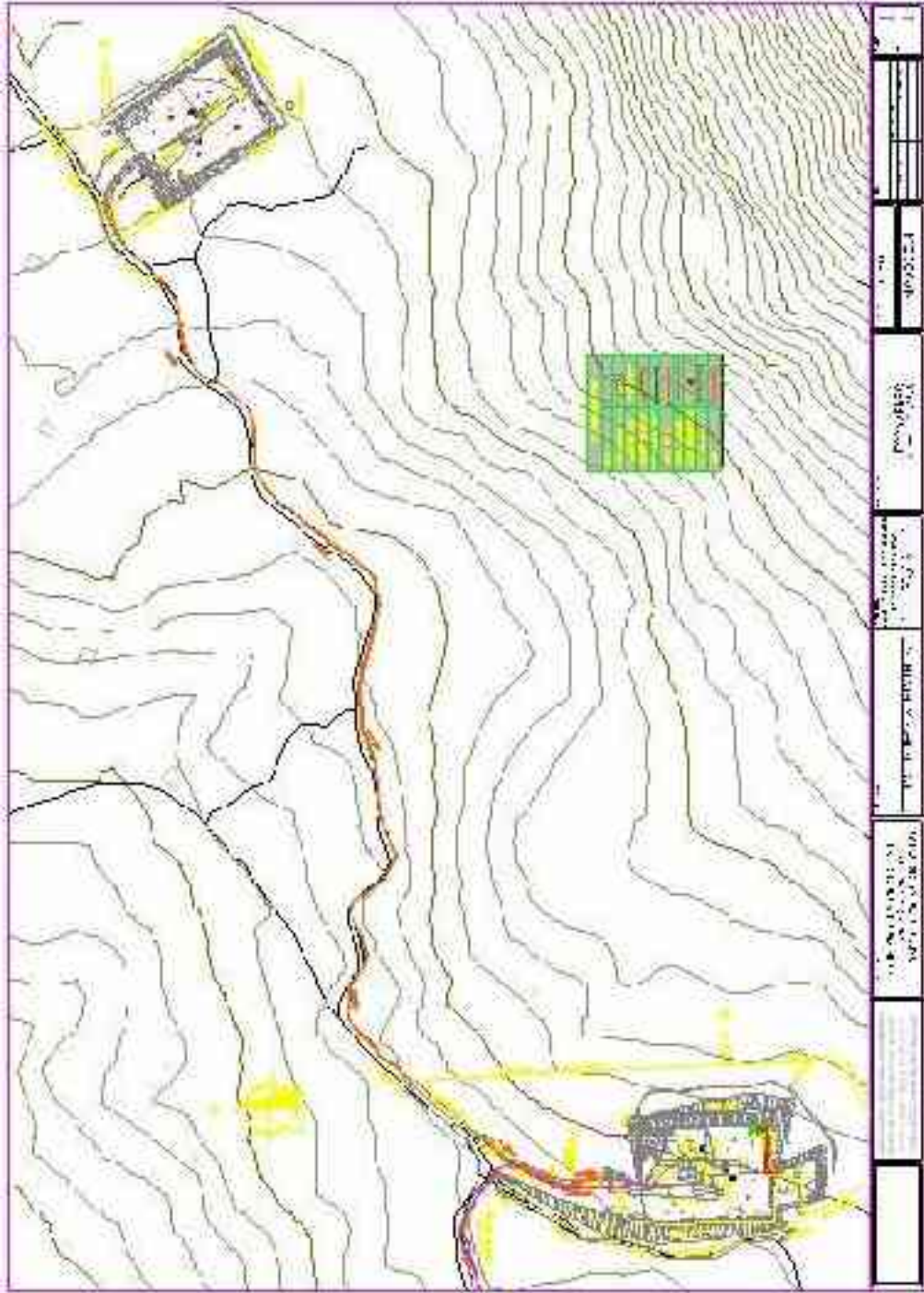


FIGURA 4.1 LINIA GAS TRONCAL NOR L ISLA 8 Y 9

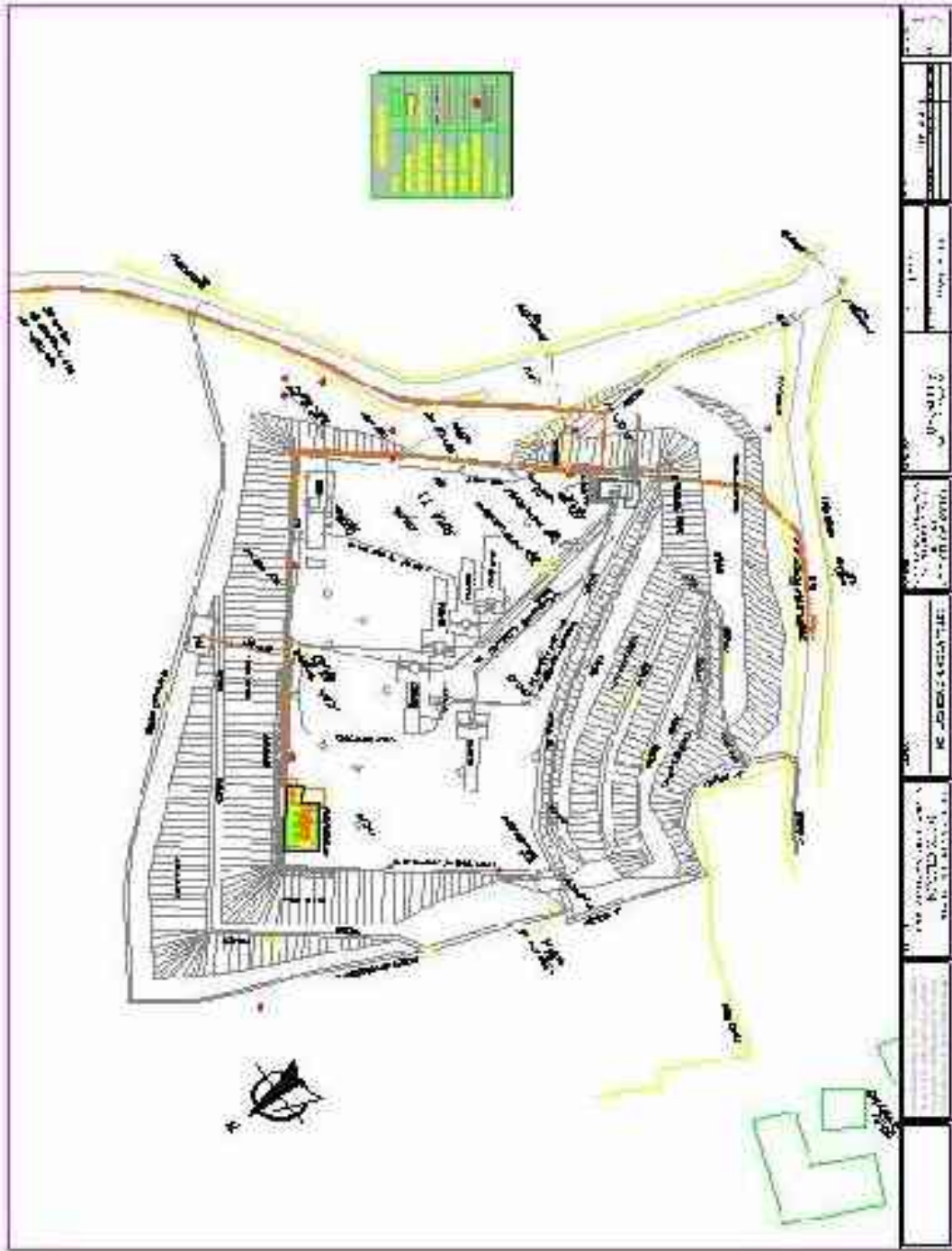


FIGURA 5 LOCALIZACION RECUPERADORAS DE GAS [S_A 11

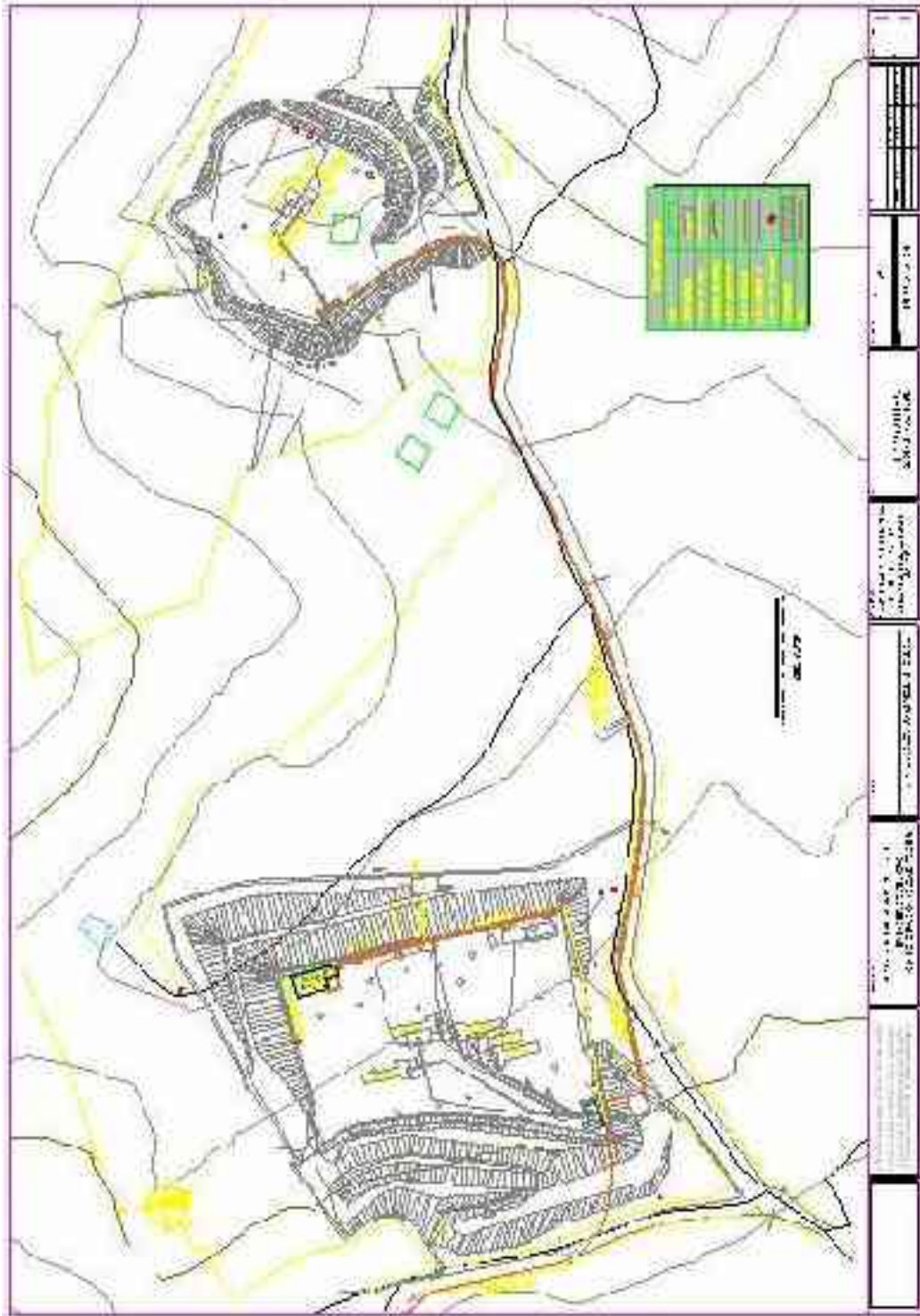


FIGURA 5.1 LÍNEA GAS TRONCA SUR ISLA 14 Y 11

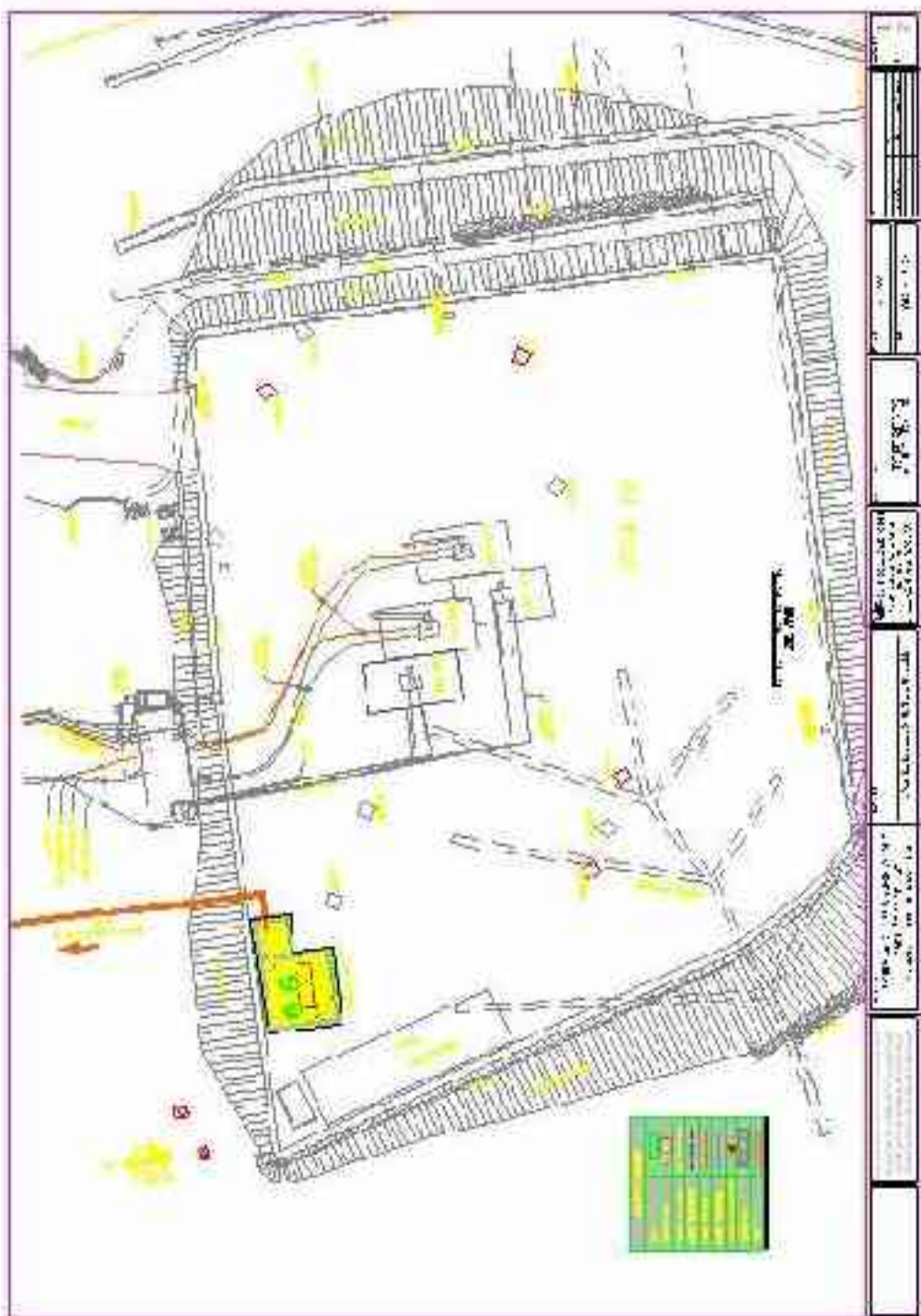
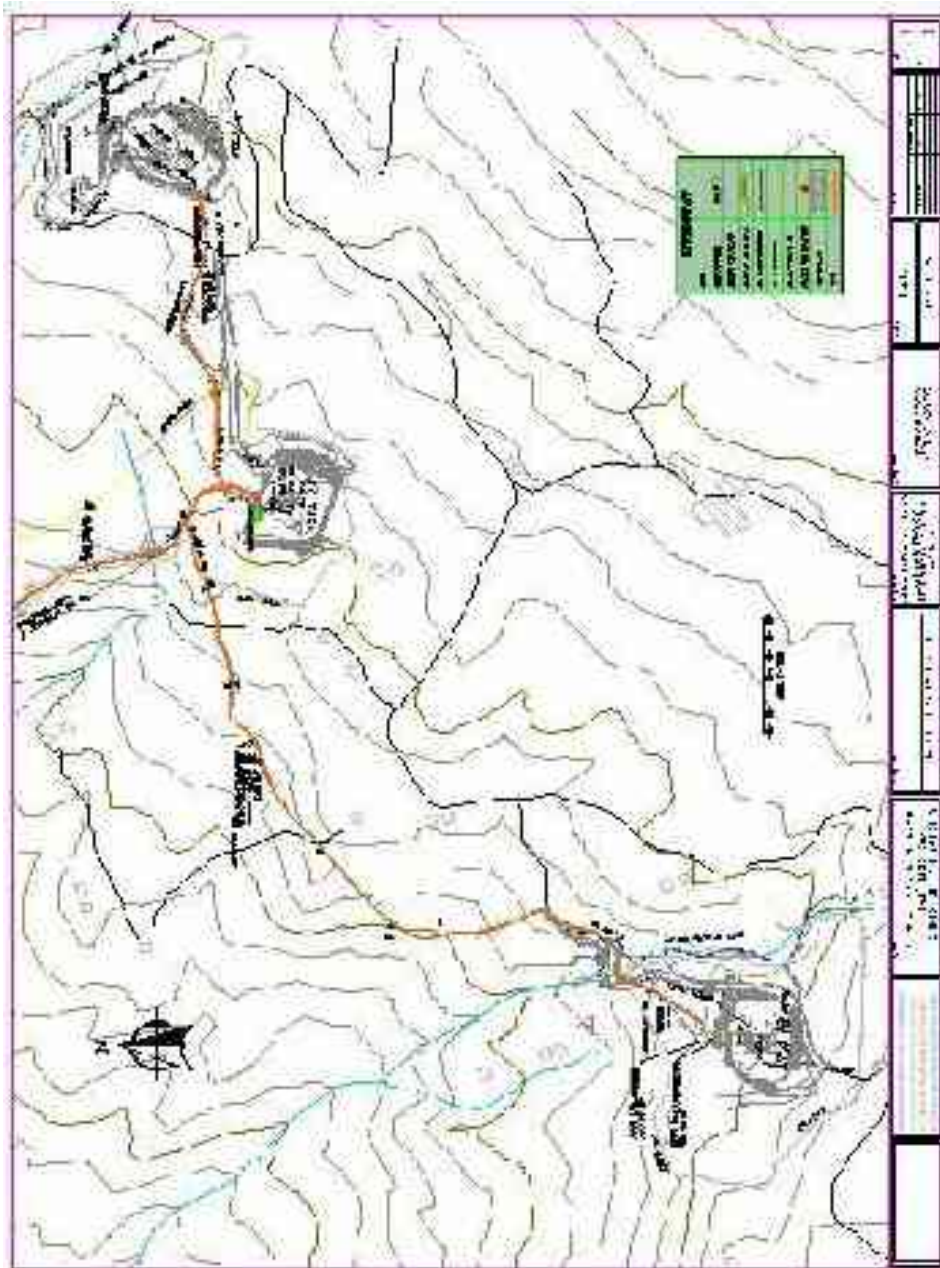


FIGURA 6 LOCALIZACION RECUPERADORAS DE GAS ISLA 12



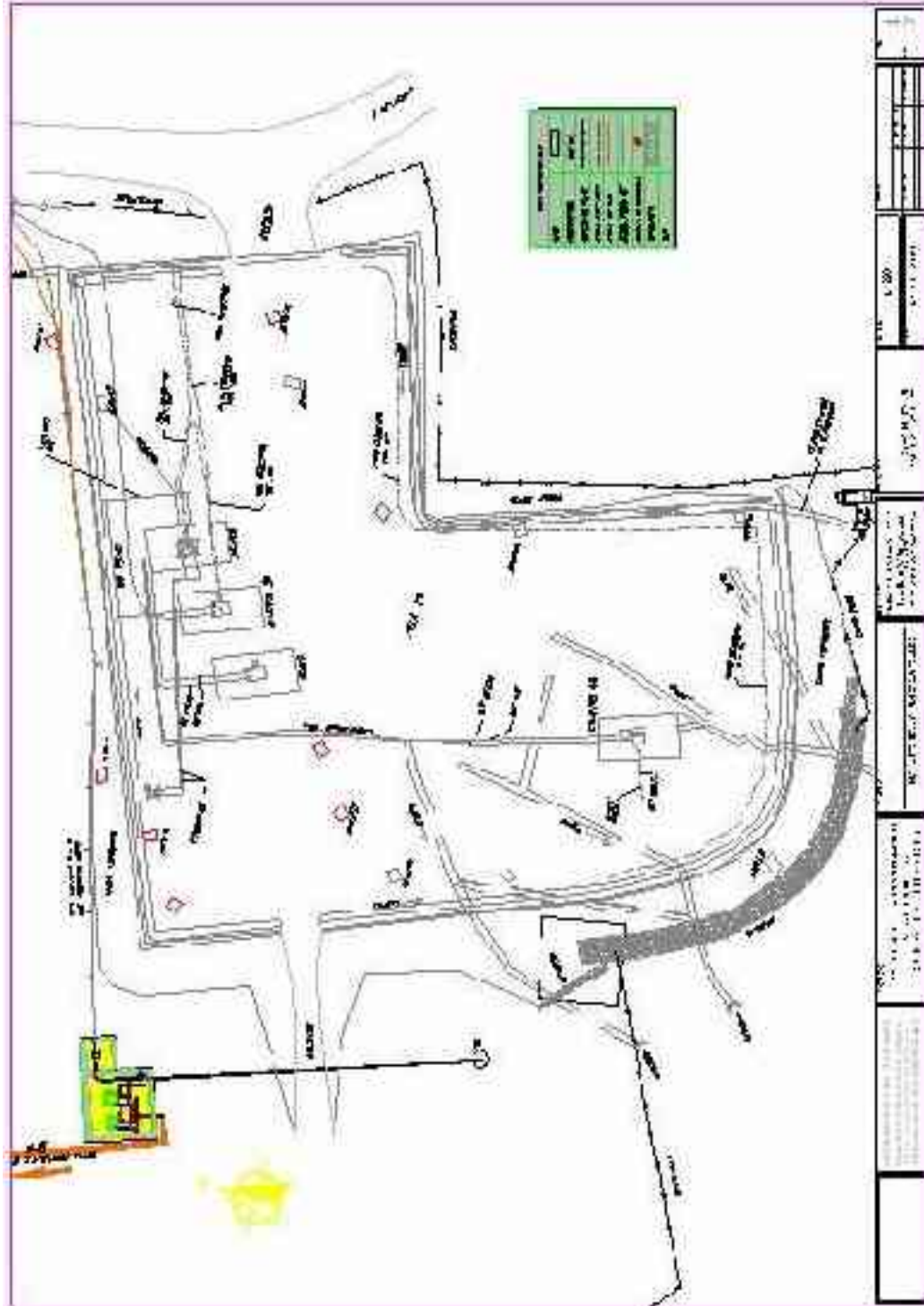
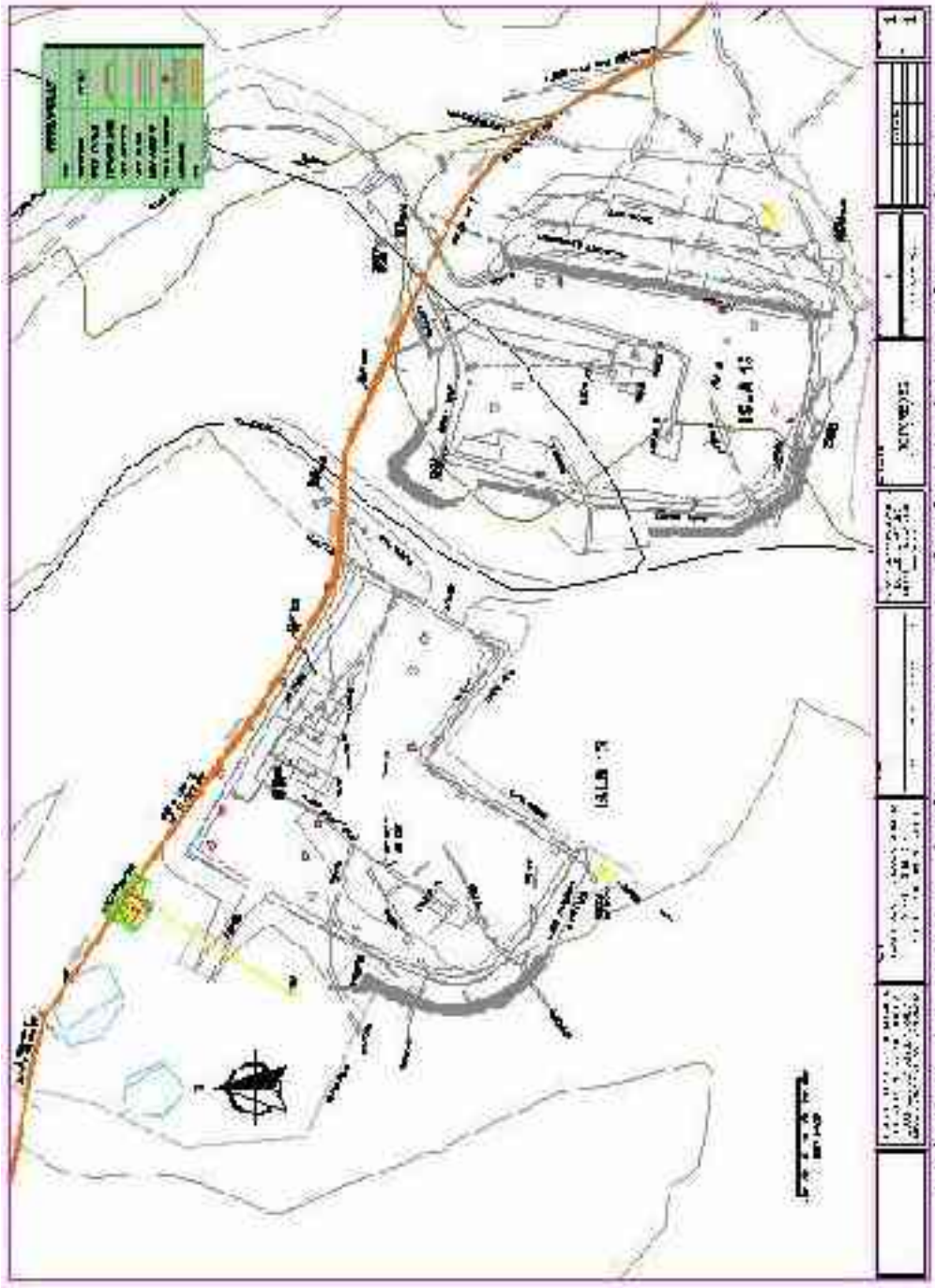


FIGURA 7 LOCALIZACION RECUPERADORAS DE GAS ISLA 13



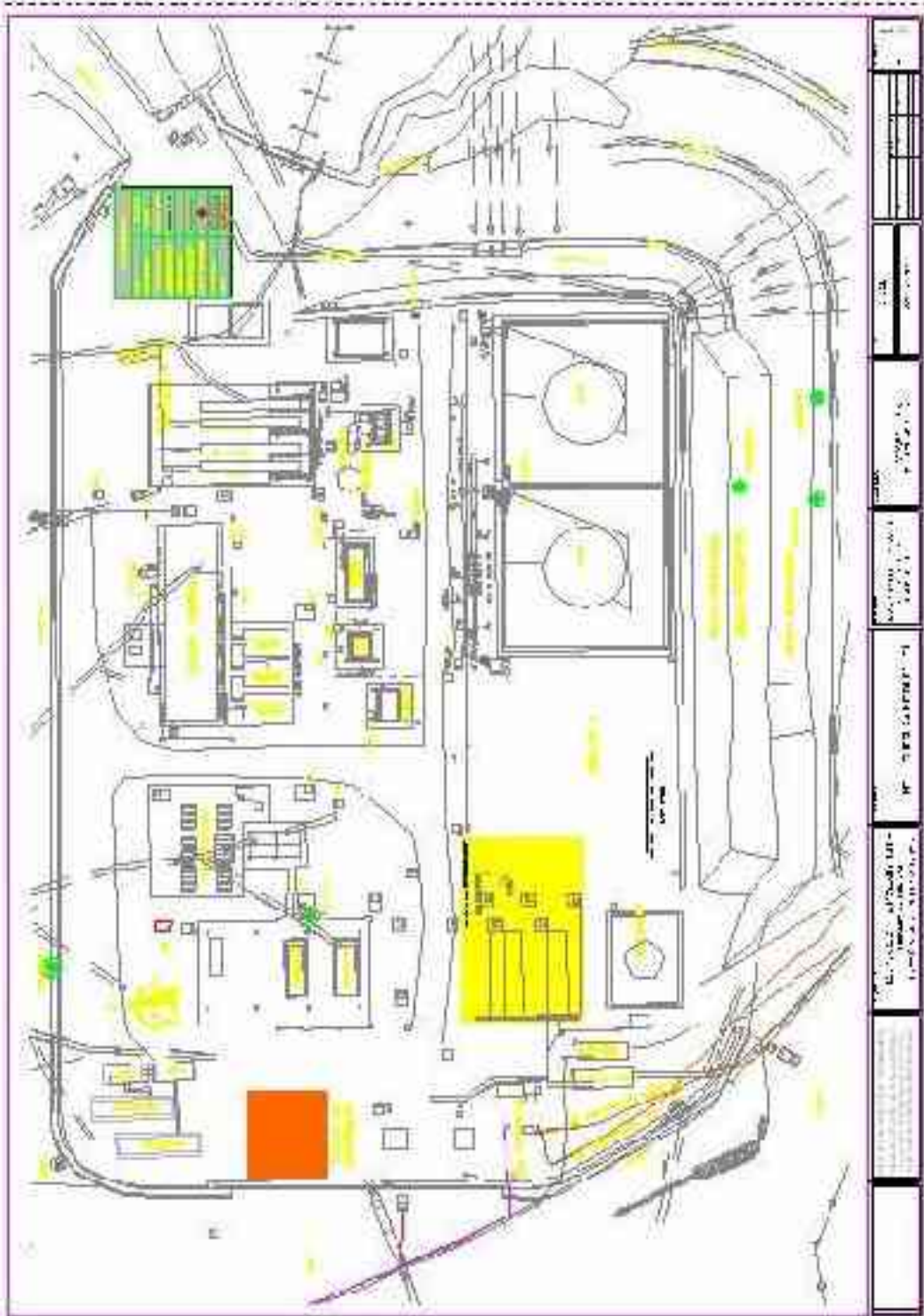


FIGURA 7.2 .LOCALIZACIÓN SISTEMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS TERRAZA 3

3.2.2 Evaluación técnica uso de unidades recuperadoras de gas

Tabla 7. Cuadro comparativo de evaluación técnica recuperadora de gas

	OPCION 1	OPCION 2	OPCION 3
CAUDAL RECUPERADO	1450 kscfd	2223 kscfd	3763 kscfd
VENTAJAS	No se necesita construir línea de flujo.	No se afecta la presión en cabeza de pozo ni el régimen de flujo de crudo. Se cumple con la reglamentación con Minminas.	No se afecta la presión en cabeza de pozo ni el régimen de flujo de crudo. Se cumple con la reglamentación con Minminas.
DESVENTAJAS	Flujo por slug, incremento de equipos en la estación “slug catcher”. Incremento de químicos por problemas por espuma. Mayor consumo de energía en pozo por por mayor potencia requerida.	Se deben construir líneas para la conducción del gas, pero puede ser usada posteriormente para el transporte de crudo. Se presentarían problemas ambientales por construcción de derecho de vía. Sin embargo Se cuenta con licencia ambiental.	Se debe construir Troncal para el gas, pero puede ser usada posteriormente como líneas de flujo para el crudo. Se presentarían problemas ambientales por construcción de derecho de vía. Sin embargo Se cuenta con licencia ambiental.
RECOMENDACIÓN	NO VIABLE	SI ES VIABLE	SI ES VIABLE

3.2.3 Evaluación económica unidades recuperadoras de gas. Para realizar la evaluación económica para las opciones de las recuperadoras de Gas G.R.U. se tuvieron las siguientes bases:

1. Costo del gas que se evita comprar: 2.89 US/Kscfd
2. Tiempo de duración del proyecto: 9 años
3. Se cálculo la inversión teniendo en cuenta:
 - Arreglo en cada isla
 - Líneas de flujo.
4. El flujo de caja se elaboro como egresos:
 - Inversión por las recuperadoras y trabajos en islas
 - Costos por mantenimiento.
5. Como ingresos se tomo el valor del gas que se utiliza y no se compra.

De la evaluación técnica presentada en el cuadro anterior, La opción 1 no se evaluó debido a que técnicamente no es viable, los resultados de las otras dos opciones se relacionan en la siguiente tabla:

Tabla 8. Evaluación técnica opciones no descartadas

INDICADOR	OPCIÓN 2	OPCIÓN 3
VPN	KU \$30.244	KUS \$43.048
Relación Beneficio / costo	1.03	1.0
TIR	13%	14%

Como se observa cualquiera de las opciones puede realizarse y aunque el costo beneficio es de 1 los equipos quedan como activos de la Asociación y pueden ser reubicados en otras islas y adicionalmente se esta dando uso al gas cumpliendo con la disposición del Ministerio de Minas.

De lo anteriormente expuesto se deduce siguiente: Se selecciona para el desarrollo del presente estudio la opción 3 por presentar mayor volumen de gas recuperado en el campo y por tener una tasa interna de retorno mas favorable.

3.3 EVALUACIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La inversión para el desarrollo del proyecto empleando recuperadoras de gas es el siguiente:

Tabla 9. Análisis presupuestal

ITEM	CANT.	UNITARIO (KUS\$)	TOTAL (KUS\$)
Múltiples	4	25	80
Unidades Recuperadoras	12	70	684
Líneas (Km)	8	35	280
Montaje	1	200	200
TOTAL			1244
Terraza 3			
Compresor	1	300	300
Mantenimiento	1	50	50
válvulas de control	4	20	80
Intercambiador de calor	1	150	150
Válvula de Joules Thompson	2	25	50
Scrubber	2	100	200
Montaje	1	200	200
TOTAL			1030

3.3.1 Evaluación económica del proyecto

Se realiza una comparación de las dos fuentes de gas para la generación de energía: Comprar el gas de ISAGEN (alternativa 1) y aprovechar del gas del Campo (Alternativa 2). Los resultados de presentan en la Tabla 10.

Tabla 10. Comparación de alternativas suministro de gas

TARIFA ISAGEN	2,89							
AÑO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
CONSUMO TURBINAS (KPCD)	1800	2700	3300	3300	3300	3300	3300	3300
OTROS CONSUMOS (KPCD)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
PRODUCCION GUANDO DISPONIBLE (KPCB)	3085	2094	1991	1833	1645	1464	1317	1171
GAS FALTANTE	-285	1606	2309	2467	2655	2836	2983	3129
ALTERNATIVA # 1 : COMPRA DE GAS A ISAGEN								
AÑO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
COSTOS MM U.S. \$ (GAS COMPRADO A ISAGEN)	1,90	2,85	3,48	3,48	3,48	3,48	3,48	3,48
CRÉDITO TRIBUTARIO MM U.S. \$	0,70	1,05	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28
FLUJO DE CAJA	1,20	1,80	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
V.P.N DE EGRESOS (11%)	12,17							
ALTERNATIVA # 2 : APROVECHAMIENTO DEL GAS CAMPO GUANDO								
AÑO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
COSTOS MM U.S. \$ (GAS ISAGEN - PRODUCCIÓN GUANDO)	0,81	1,69	2,44	2,6	2,8	2,99	3,15	3,3
COSTOS OPERACIONALES MM U.S. \$	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00
INVERSIONES MM U.S. \$	1,01							
AMORTIZACIÓN MM U.S. \$	0,2	0,13	0,13	0,12	0,11	0,09	0,08	0,08
CRÉDITO TRIBUTARIO MM U.S. \$	0,37	0,67	0,94	1	1,07	1,14	1,19	1,24
FLUJO DE CAJA	1,46	1,03	1,51	1,61	1,74	1,86	1,96	2,06
V.P.N DE EGRESOS (11%)	9,98							
DIFERENCIA FLUJOS DE CAJA	-0,26	0,77	0,69	0,59	0,46	0,34	0,24	0,14
DIFERENCIA FLUJOS DE CAJA ACUMULADOS	-0,26	0,51	1,20	1,79	2,25	2,59	2,83	2,97
PAYOUT								

SENSIBILIDAD	
UTILIZACIÓN DEL GAS	100%
VPN ALTERNATIVA # 1	12,17
VPN ALTERNATIVA # 2	9,98
DIFERENCIA	2,18

AÑO
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012

Como se observa el costo beneficio es de 2.18 MM US \$. Adicionalmente los equipos quedan como activos de la Asociación y pueden ser reubicados en otras Islas y adicionalmente se esta dando uso al gas cumpliendo con la disposición del Ministerio de Minas.

4. ASPECTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO

Para realizar el proyecto se debe tener en cuenta como mínimo pero no limitarse a:

- Compra e instalación de 12 recuperadoras de Gas con motor eléctrico para disminuir niveles de ruido
- Compra e instalación de un compresor de 3.5 MMSCFD con una Presión de descarga igual a 1200 P.S.I.G, Desmontaje, movilización, transporte y montaje de un compresor de gas en la terraza 3. Caseta, insonorización, pruebas y puesta en marcha. Con sistema de recirculado al 90%.
- Ingeniería, selección, compra y montaje de válvulas Joules Thompson.
- Compra e instalación de un intercambiador de Calor del gas para lograr el gas en condiciones para las turbinas
- Ingeniería, compra y montaje de scrubber para gas de alta salida del gas de la válvula Joules Thompson y scrubber para estabilización de condensados
- Interconexión de equipos
- Calentador de stand-by del skid de acondicionamiento del gas de las turbinas
- Manifold en cinco Islas
- Líneas de flujo y líneas troncales para recolección de gas en baja (0-5 P.S.I.G) y en medía (50 P.S.I.G).
- Sistemas auxiliares en cada isla recolectora: Tea con encendido electrónico, facilidades eléctricas y sistema de control (incluir estado de compresores señales a las RTU y señales de estado al cuarto de control)
- Montaje y conexionado de Scrubber de gas combustible en las islas recolectoras conectado válvula de control y descarga a tea de alta para el gas de exceso.
- Revisar el sistema actual de gas de alta y baja y definir si se requieren los

scrubber o que adaptaciones requieren.

- Construcción de un scrubber para estabilización de condensados y conexas a la entrada de los tanques de almacenamiento.
- Pruebas, pre-arranque y puesta en marcha, debe estar incluida la capacitación y entrenamiento al personal. La entrega de equipos debe ser de acuerdo con el patrón existente.
- Control, seguimiento y entrega de la información: para los siguientes paquetes de trabajo: Ingeniería básica, ingeniería detalle, compras, construcción y entrega.
- Montaje del dos scrubber en la terraza 3 y conectados a la tea correspondiente.
- La Protección catódica correspondiente debe esta incluida tanto para las líneas como los equipos.
- Monitoreo de sala de control de terraza 3, status del compresor, presiones de succión y descarga en los cabezales de las islas vía RTU existentes.
- Planos.
- Análisis de riesgo del proceso.

Tabla 11. Resumen equipos a utilizar en la implementación del proyecto

EQUIPOS Y FACILIDADES A INSTALAR		
EQUIPOS	4	12 recuperadoras de Gas
	5	1 compresor de alta
	6	Válvula Joule Thompson
	7	Sistema de refrigeración
	8	Scrubber, después de la Joule Thompson
	9	Scrubber, estabilización de condensados
	10	Válvulas para estabilización de condensados
	11	Intercambiador de calor stand-by para el skid acondicionamiento del gas para las turbinas.

EQUIPOS Y FACILIDADES A INSTALAR	
LOCALIZACIÓN (ISLAS RECOLECTORAS)	CUATRO ISLAS NUEVAS Y ACONDICIONAMIENTO DE ISLA EXISTENTE: 12 I # 11, (3) 13 I # 12, (2) 14 I # 13, (2) 15 I # 8 (2) 16 I # 1 (3) *ACONDICIONAMIENTO
LÍNEA DE FLUJO	I #8 – I #1 Troncal 6”, 1600 mts I # 11 – I # 12 Troncal 6”, 900 mts I # 12 – T #3 Troncal 6”, 2300 mts. (ya construida) I # 8 – I #9 Troncal 6”, 1500 mts

Interfases:

Se debe tener en cuenta incluir en el diseño todas las interfases que este proyecto interactúa con las siguientes instalaciones existentes y proyectos que se vienen construyendo:

- Proyecto piloto de las recuperadoras de Gas y construcción de líneas para llevar el gas a la Terraza # 3
- Revisar el Sistema gas combustible actual y skid acondicionador de gas a la entrada de las turbinas.
- Revisar y actualizar el sistema de control de cada isla, RTU y sistema cuarto de control T # 3 en Campo Guando
- Sistema eléctrico y conexas con las facilidades existentes en cada isla y el de Terraza-3
- Teas existentes en las islas
- Los condensados estabilizados se enviaran a la línea de entrada de los tanques de crudo de la Estación de Bombeo en la Terraza 4. Prever el punto de conexión.
- Los disparos de las PSV de los equipos a la tea de alta.

- Los sistemas localizados en la terraza 3 deben ser automáticos y monitoreados desde el cuarto de control
- Verificar la disposición de entradas físicas en el Hardware de las islas para conectar las señales de status de compresores y cabezales.
- Monitoreo de señales de sistema de recuperación de gas desde el sistema supervisorio (plane scape) terraza # 3.

Códigos, normas y estándar

Los códigos, normas y estándares que se tendrán en cuenta, como referencias para definir el diseño detallado del sistema de medición de crudo y gas serán:

API	American petroleum Institute -
ISA	Instrument Society of America
ISO	International Organization for standardization
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
NEMA	National Electrical Manufactures Association
NFPA	National Fire Protection Association
NEC	National Electrical Code
UL	Underwriter's Laboratories Inc.

Para la tubería de las líneas de gas aplicar B31.8

Las normas colombianas, códigos locales y estándares nacionales también serán aplicables.

4.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS

4.1.1 Islas de Pozos. En las diferentes islas donde van a ser ubicadas las unidades recuperadoras de gas se requiere:

4.1.1.1 Scrubber de succión

Presión de operación	: 5 psig
Capacidad	: 0.5 MMSCFD
Caudal de líquido max	: 10 BLPD
Temperatura operación	: 90 °F
Diámetro	: 1.20 Ft (verificar)
Altura	: 7.0 Ft

4.1.1.2 Compresor de baja presión

Caudal	: 100-300 KSCFD
Presión de succión	: 5 psig
Presión de descarga	: 50 psig
Temperatura de succión	: 90 °F
Temperatura de descarga	: 110°F
Motor	: Eléctrico
Variador de velocidad (si se requiere)	

4.1.1.3 Instrumentación

Transmisor de presión de gas cabezal de succión por isla Rango 0-20 psi
Transmisor de presión de gas cabezal de succión por isla Rango 0-100 psi

4.1.2 Terraza de inyección (T # 3). Los equipos se muestran en las figuras 8 y 8.1.

4.1.2.1 Compresor de Alta

Caudal	: 3.5 MMSCFD 35 psig
Presión succión	: 1200 psig
Presión Descarga	: 1200 psig
Temperatura de succión	: 100° F
Temperatura de descarga	: 120° F

TURBINAS CASO 1

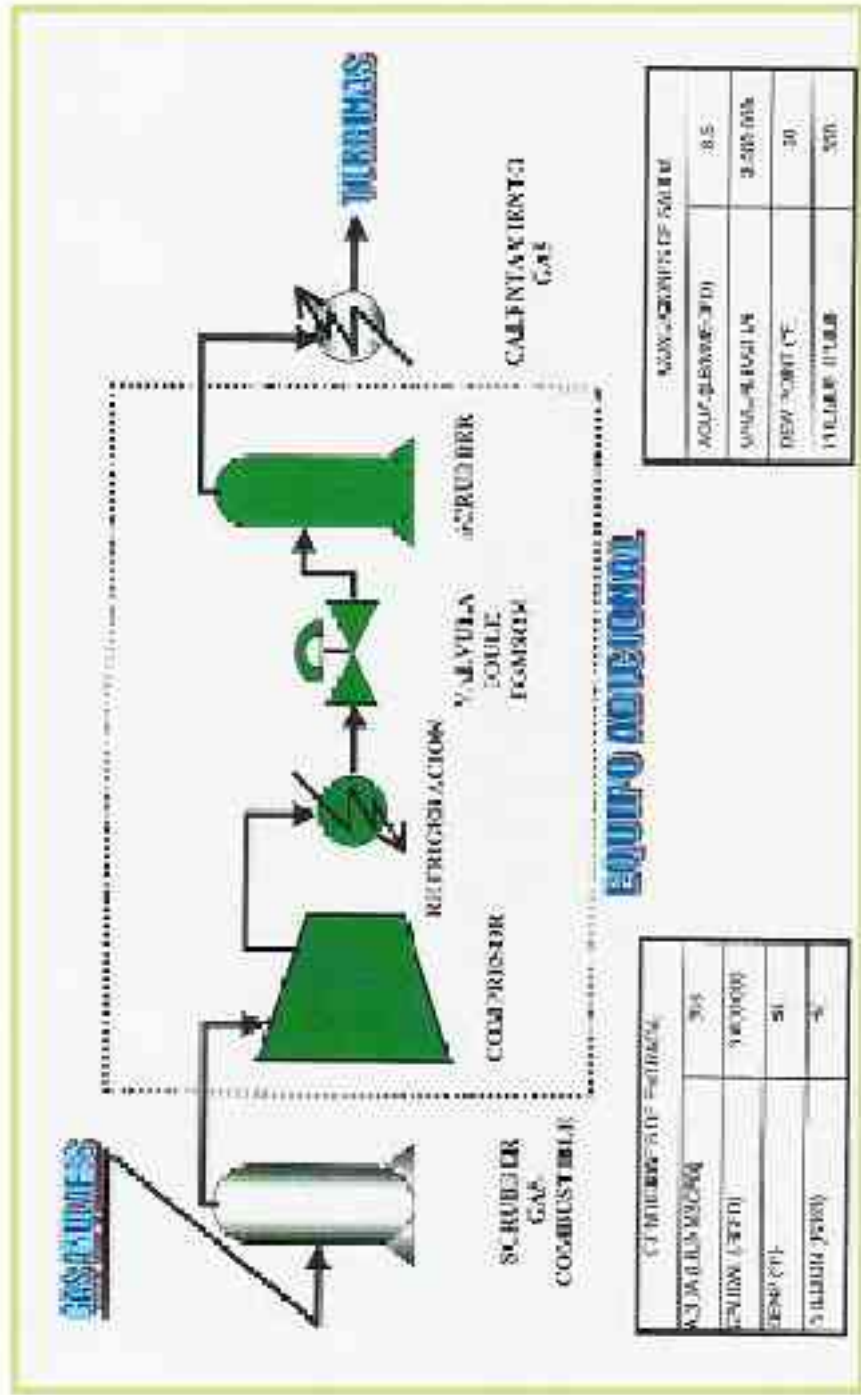


FIGURA 8. SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA CASO 1

TURBINAS CASO 2

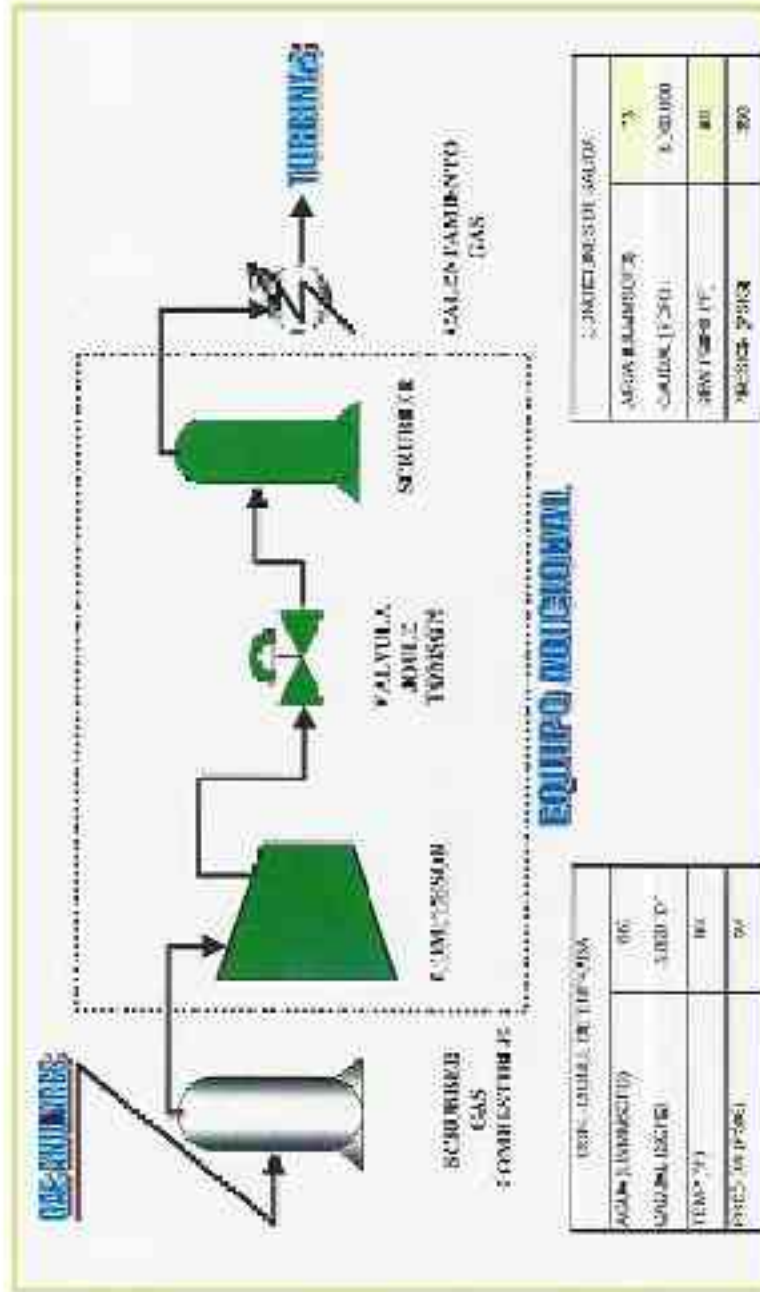


FIGURA 8.1. SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA CASO 2

Scrubber salida Joule Thompson

Presión de operación	: 350 psig
Capacidad	: 1 MMSCFD
Caudal de líquido máx.	: 200 BLPD
Temperatura operación	: 70 °F
Diámetro	: 3 ft
Altura	: 10 ft

16.1.2.2 Scrubber estabilización de condensados

Presión de operación	: 30 psig
Capacidad	: 1 MMSCFD
Caudal de líquido máx.	: 200 BLPD
Temperatura operación	: 70° F
Diámetro	: 3 ft
Altura	: 7 ft

4.1.3 Sistemas auxiliares. Sistema de refrigeración con tanque diario de agua y bombas

Arrancador del motor del compresor

Tablero de control Estará localizado en la caseta de los variadores y será tipo NEMA 2. Tendrá como mínimo: Pulsador M-o-A, luz verde de encendido y roja de parada.

4.1.3.1 Manifold de medición por Isla

Se debe tener medición con platinas de orificio en cada pozo y se conectará a la unidad de Gas con la opción de enviar el gas a tea cuando la recuperadora este fuera de servicio o el gas supere el volumen que puede manejar la recuperadora.

4.1.3.2 Líneas de flujo y troncales de gas:

Diámetro	: 3, 4 y 6"
Presión de Operación	: 50 psig
Temperatura de Operación	: 110 °F
Bridas, válvulas y accesorios	: ANSI 150
Tubería Sch	: Std

4.1.3.3 Instrumentación y control

Del compresor se deben tomar y cablear las señales de encendido y apagado hasta la RTU de la respectiva isla. Adicionalmente sobre los cabezales de succión y descarga de la línea de gas se instalará indicadores transmisores de presión (PIT)

Las señales de Presión serán conectadas a la RTU de la Isla. La RTU vía transmisión celular CDPD enviara información a la sala de control de la Terraza de inyección.

El sistema de control central que recibe todas las señales consolidará la información, dispondrá de un pantallazo para mostrar la información, realizará el manejo de alarmas y los reportes de presión y estado del compresor (ON-OFF).

4.2 ANÁLISIS DE RIESGOS

- No se realizó negociación con ISAGEN para la compra de gas y se va a comprar a la Asociación Caguan (Campo Río Ceibas), el cual tiene disponibilidad hasta junio del 2004, razón por la cual es urgente la compra y montaje de recuperadoras de las islas y el montaje del sistema para el suministro del gas producido en el campo Guando a las turbinas.

- Existe el riesgo de cierre del campo por contaminación ambiental debido a la quema de gas en teas de islas existentes. Se debe tener en cuenta la optimización de las teas y su encendido electrónico.
- Las paradas de los pozos deben evitarse, dado que esto ocasionaría pérdidas de producción y trabajos de Workover en los pozos.
- En la terraza No.3 se deben realizar los trabajos en caliente por consiguiente, se debe manejar una estrategia para la ejecución de los trabajos sin tener que parar la estación o reubicar equipos, reduciendo al mínimo los temporales.

4.3 LICENCIAS AMBIENTALES

Se tiene la licencia global del campo, sin embargo una vez se tenga la ingeniería de detalle y el trazado definitivo de la línea de gas es necesario presentar un PMA a la Corporación de Cortolima para su aprobación.

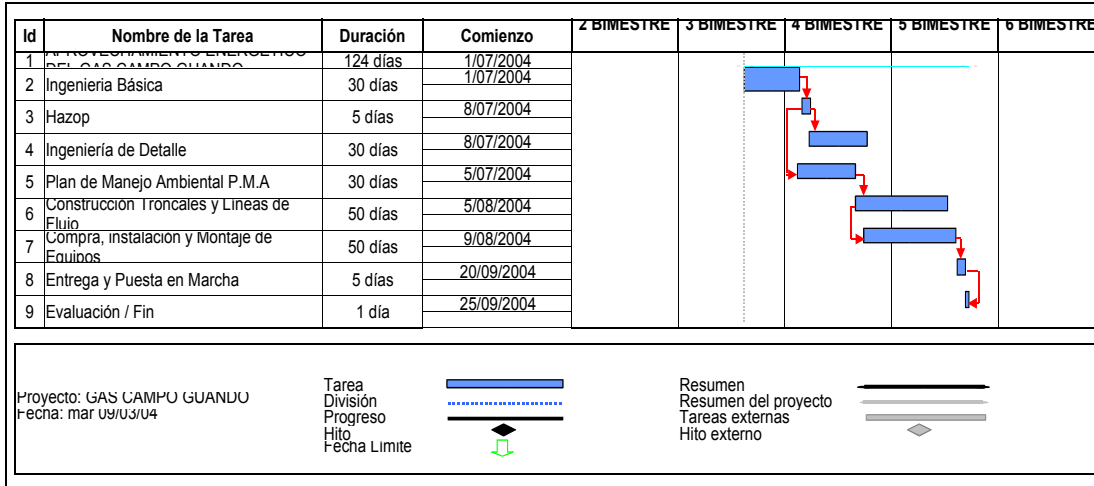
Las teas en las islas deben tener como mínimo 15 mts para cumplir con las normas ambientales

En los equipos se debe tener en cuenta de los niveles de ruido tanto recuperadoras de gas como para el compresor de alta.

4.4 CRONOGRAMA

Es necesario realizar este proyecto en el menor tiempo posible, cuatro meses.

Tabla 12. Cronograma de actividades



4.5 PLANEACIÓN Y CONTROL

Se recomienda trabajar con la técnica de planeación “Estructura de paquetes de trabajo” (Work breakdown Structures, WBS) para realizar el control y se registraran las curvas “S” de avance físico y avance financiero.

Tabla 13. Programa de trabajo

	PAQUETE	PROYECTO	% AVANCE
1.	Ingeniería básica	Manejo de gas	3%
2.	Ingeniería detalle	Manejo de gas	4%
3.	PMA	Manejo de gas	3%
	PAQUETE	PROYECTO	% AVANCE
4.	Compras tubería valv., inst. y accesorios	Manejo de gas	10%
5.	Compra equipos	Manejo de gas	15%
6.	Construcción islas	Manejo de gas	20%
7.	Construcción de líneas	Líneas de flujo	20%
8.	Montaje compresor, Scrubber y equipos	Facilidades estación	25%
			100%

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para el aprovechamiento del gas del campo Guando, se debe desarrollar el proyecto que consiste en no quemar ni desperdiciar el gas e instalar (12) Doce unidades recuperadoras de gas G.R.U., que recolecten el gas producido por cada uno de los pozos en las Islas y lo envíen hacia la Terraza No.3 para ser comprimido y utilizado por las turbinas para la generación de energía eléctrica, tal como se planteó en la opción (3), del presente estudio.

La mejor alternativa técnico- económica es utilizar el gas del campo en vez de comprar gas a otras asociaciones con lo cual el costo beneficio es de 2.18 MM US\$. Adicionalmente los equipos quedan como activos de la Asociación y pueden ser reubicados en otras Islas o en el desarrollo de otros campos petroleros de la compañía PETROBRAS COLOMBIA LIMITED.

PETROBRAS COLOMBIA LIMITED debe dar cumplimiento a lo dispuesto por el MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA para evitar la quema y desperdicio de gas, según Artículo (7) Séptimo de la resolución No. 13138 de Julio 30 de 2002 para lo cual se deben adoptar todas las medidas necesarias y mitigar los impactos generados.

Como siguiente fase al presente estudio, se debe hacer la ingeniería básica y de detalle, teniendo en cuenta en el diseño todas las instalaciones existentes, así como los proyectos que se vienen construyendo. Para el trazado de nuevas líneas de tubería se deben adelantar con antelación los Planes de Manejo Ambiental.

Para la gestión y compra de equipos se debe incluir el tiempo que dure el proceso de importación para que el proyecto no comience a presentar desfases en la etapa de construcción.

Para el presente periodo no se realizó negociación de gas con Isagen y por lo tanto, es de suma urgencia la implementación de este estudio.

BIBLIOGRAFÍA

INSTALACIONES DE PROCESO DE GAS NATURAL, Empresa colombiana de petróleos, Superintendencias de operaciones, Apiay, 1995

SIMULACIÓN DE PROCESOS EN HYSYS. APLICACIONES EN GAS NATURAL. Empresa colombiana de petróleos. Superintendencia de operaciones provincia, Octubre de 2001 – Noviembre de 2002.

DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE GASODUCTOS. Ing. Mecánico: RUIZ Rodríguez Alvaro. 2003

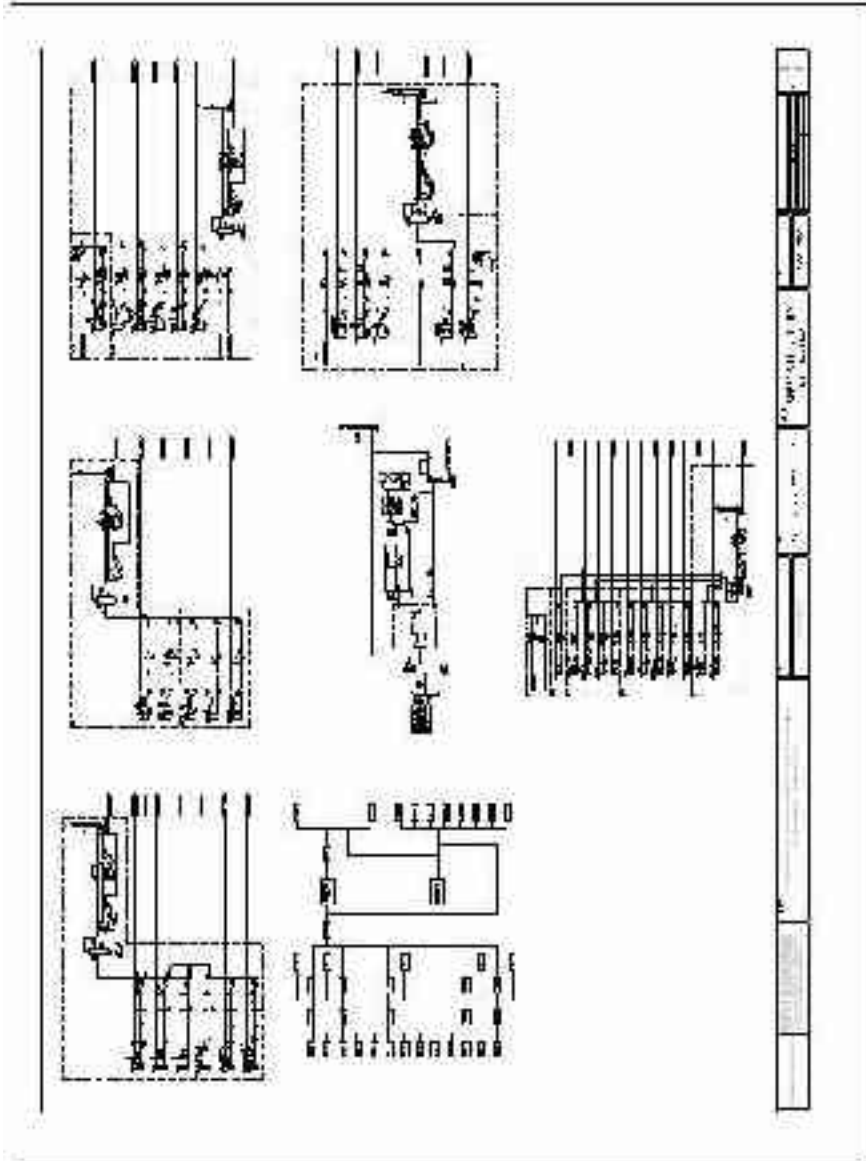
A.G.A Report No. 3 ORIFICE METERING OF NATURAL GAS AND OTHER RELATED HYDROCARBON FLUIDS. Fourth Edition, April 2000.

RIESGO Y SEGURIDAD EN EL MANEJO DEL GAS. Ing. JAIME Martinez Rafael, Mayo 2003.

Proyecto Piloto Recuperadoras de Vapor. PETROBRAS COLOMBIA LIMITED, campo Guando, melgar / Tolima 2002.

ANEXOS

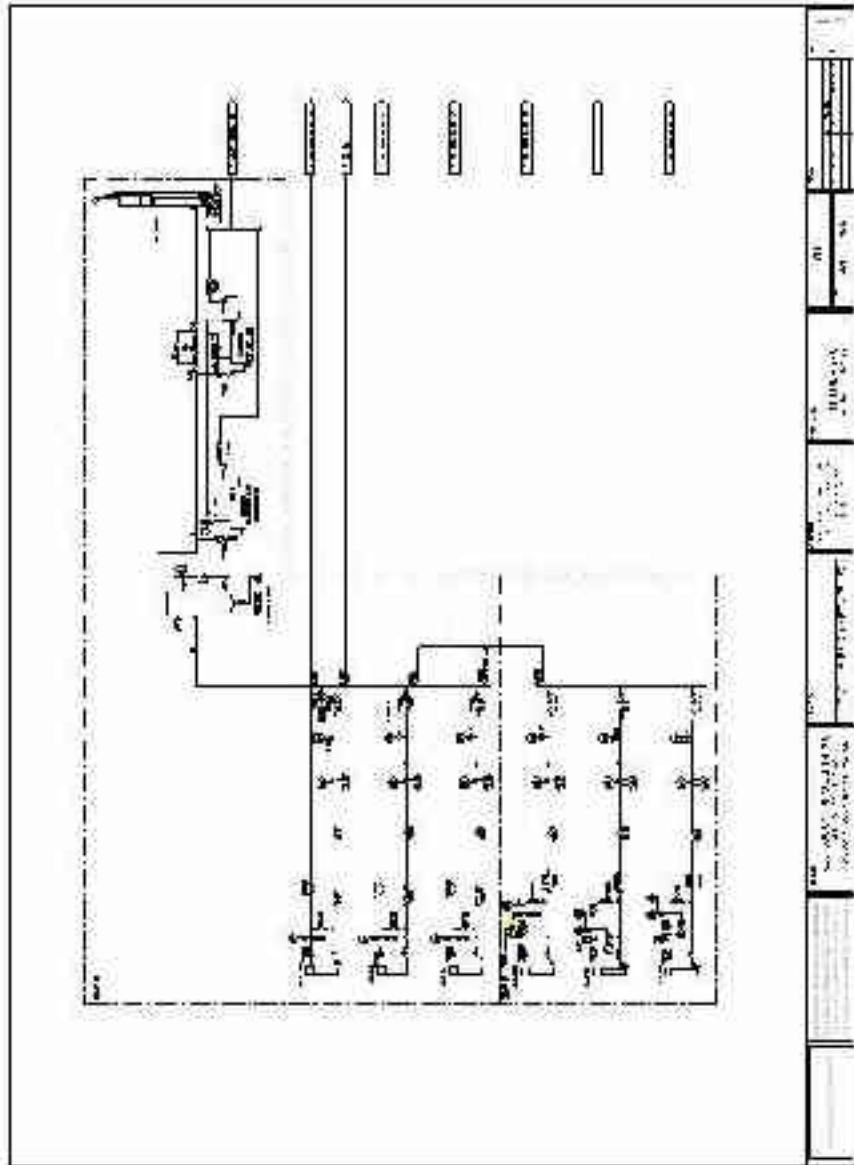
**PFD DIAGRAMA DE FLUJO DE
PROCESO UTILIZACIÓN GAS
ASOCIADO ISLA 12 E ISLA 2**



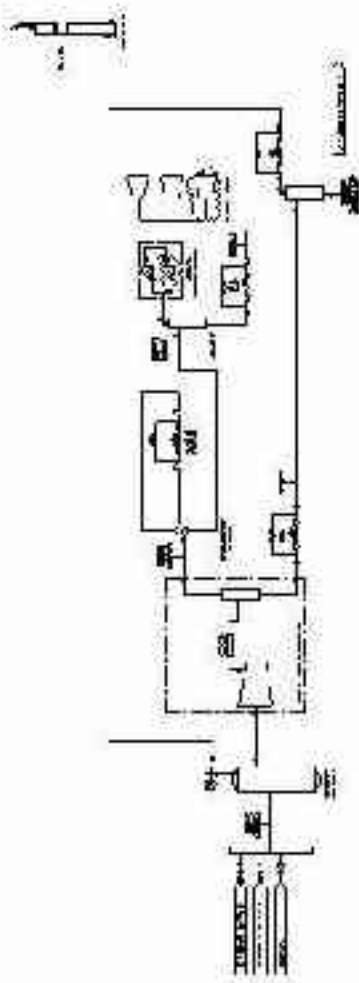
**PFD DIAGRAMA DE FLUJO DE
PROCESO UTILIZACIÓN GAS
ASOCIADO ISLA 13 E ISLA 15**

**PFD DIAGRAMA DE FLUJO DE
PROCESO UTILIZACIÓN GAS
ASOCIADO ISLA 14 E ISLA 11**

**DIAGRAMA DE BLOQUES
UTILIZACIÓN GAS ASOCIADO
CAMPO GUANDO**



**PFD DIAGRAMA DE FLUJO DE
PROCESO UTILIZACIÓN GAS
ASOCIADO TERAZA No. 3**



NO.	REVISION	DATE	BY	CHKD.	APPD.
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25					
26					
27					
28					
29					
30					
31					
32					
33					
34					
35					
36					
37					
38					
39					
40					
41					
42					
43					
44					
45					
46					
47					
48					
49					
50					
51					
52					
53					
54					
55					
56					
57					
58					
59					
60					
61					
62					
63					
64					
65					
66					
67					
68					
69					
70					
71					
72					
73					
74					
75					
76					
77					
78					
79					
80					
81					
82					
83					
84					
85					
86					
87					
88					
89					
90					
91					
92					
93					
94					
95					
96					
97					
98					
99					
100					

**PFD DIAGRAMA DE FLUJO DE
PROCESO UTILIZACIÓN GAS
ASOCIADO ISLA 8 E ISLA 9**

**PFD DIAGRAMA DE FLUJO DE
PROCESO UTILIZACIÓN GAS
ASOCIADO ISLA 1,3,7,10 y 17**

