

**EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR
DE MOTORES A GAS EN UNO DE LOS GENERADORES DEL CAMPO LA
CIRA INFANTAS EN LA PLANTA DE AUTOGENERACIÓN**

MARTIN EDUARDO RIVERA MURILLO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALISTA EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2020

**EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR
DE MOTORES A GAS EN UNO DE LOS GENERADORES DEL CAMPO LA
CIRA INFANTAS EN LA PLANTA DE AUTOGENERACIÓN**

MARTIN EDUARDO RIVERA MURILLO

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
INGENIERIA DE GAS**

Director

Jorge Luis Chacón Velasco

Ingeniero Mecánico

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2020

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	14
1 OBJETIVOS	15
1.1 OBJETIVO GENERAL	15
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
2 LA CIRA-INFANTAS	16
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO	16
2.2 UBICACIÓN DEL CAMPO	17
2.3 ESTRATIGRAFÍA	18
2.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	19
2.5 PROPIEDADES DE YACIMIENTO.....	20
2.6 GENERALIDADES DEL SECTOR ENERGÉTICO	22
2.6.1 Consumo de energía.....	23
2.7 RECOLECCIÓN DE GAS EN LA CIRA-INFANTAS	27
2.7.1 Separadores de gas de anulares	29
2.7.2 Gas de proceso en estaciones de crudo.....	30
2.7.3 Gas total producido en la Cira-Infantas	31
3 PLANTA DE AUTOGENERACION EL CENTRO	33
3.1 FILOSOFÍA DE OPERACIÓN.....	33
3.2 PRINCIPALES EQUIPOS DE LA PLANTA DE AUTOGENERACIÓN.....	34
3.2.1 Tanque sumidero V-8509.....	36

3.2.2	Tanque de relevos V-8510.	38
3.2.3	Sistemas de compresión	40
3.2.4	Scrubber de alta V-8591/92.....	44
3.2.5	Filtros coalescentes F-85511/21.	46
3.2.6	City-Gate.	48
3.2.7	Unidades de generación.	49
3.3	CROMATOGRAFÍA DEL GAS.....	53
3.3.1	Envolvente de faces según cromatografía	55
4	CALCULOS DE EQUIPOS.....	58
4.1	DISEÑO DE SKID DE COMPRESORES.....	58
4.1.1	Relación de compresión.....	59
4.1.2	Cálculo de presión etapa 1.....	61
4.1.3	Coefficiente isentrópico	61
4.1.4	Temperatura de descarga etapa 1	62
4.1.5	Cálculo de la potencia, etapa 2	68
4.2	DISEÑO DE SCRUBBER	69
4.2.1	Cálculo de velocidad de asentamiento.....	70
4.2.2	Cálculo del número Reynolds	71
4.2.3	Coefficiente de arrastre recalculado.....	72
4.2.4	Diámetro mínimo requerido por la capacidad del gas	73
4.2.5	Cálculo del diámetro del separador por capacidad del líquido	74
4.2.6	Cálculo de longitud de costura a costura	75
4.2.7	Cálculo de relación longitud – diámetro	75

4.3	DISEÑO DE FILTROS COALESCENTES	76
4.4	DISEÑO DEL CITY-GATE	84
4.4.1	Cálculos del factor de flujo crítico.	84
4.4.2	Cálculos coeficiente de flujo de la válvula	85
4.5	ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA DE GENERACIÓN	87
5	CONCLUSIONES.....	92
	BIBLIOGRAFIA.....	93

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Columna estratigráfica	19
Tabla 2: Características físicas de yacimiento	21
Tabla 3: Propiedades de fluidos de yacimiento.....	21
Tabla 4: Gas Cira-Infantas, agosto del 2019. (MSCF/MES)	25
Tabla 5: Principales compañías con mayor consumo de energía.....	25
Tabla 6: Inventario de autogeneración en el sector petrolero	26
Tabla 7: Producción de gas en scrubber's.....	30
Tabla 8: Producción de gas en separadores	30
Tabla 9: Producción total de gas.....	31
Tabla 10: Especificaciones de gas para uso industrial	32
Tabla 11: Características de equipos, tanque sumidero	36
Tabla 12: Características de equipos, tanque de relevos	39
Tabla 13: Características equipos, compresores	42
Tabla 14: Características de equipos, scrubber's.....	45
Tabla 15: Característica de equipos, filtros coalescentes	47
Tabla 16: Características de equipos, generadores.....	52
Tabla 17: Composición gas de estudio	53
Tabla 18: Composición del gas natural según su origen.....	54
Tabla 19: Clasificación por composición	55
Tabla 20: Balance de masa de la planta.....	59
Tabla 21: Relación de Compresibilidad	60
Tabla 22: Propiedades pseudocrítica.....	64
Tabla 23: Propiedades pseudoreducidas.....	65
Tabla 24: Datos para el cálculo de potencia	67
Tabla 25: Potencia del compresor	68
Tabla 26: Balance de masa, Scrubber's	69
Tabla 27: Cálculo iterativo V_t	73
Tabla 28: Relación Longitud - Diámetro.....	76

Tabla 29: Balance de masa, filtros coalescentes	78
Tabla 30: Propiedades del gas	78
Tabla 31: Valores de coeficiente de capacidad K_s	81
Tabla 32: Condiciones Iniciales del gas	88
Tabla 33: Condiciones de operación VS Composición del gas.....	89
Tabla 34: Potencia generada en la planta	91

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación del campo la Cira-Infantas	18
Figura 2: Geología estructural la Cira-Infantas	20
Figura 3: Refinería Barrancabermeja	22
Figura 4: Cadena productiva del sector petrolero	23
Figura 5: Producción de gas mensual campo la Cira-Infantas.....	24
Figura 6: Autogeneración por cadena productiva	26
Figura 7: Autogeneración por posición geográfica.....	27
Figura 8: Flujograma de gas campo la Cira-Infantas	28
Figura 9: Balance de gas en producción.....	29
Figura 10: Planta de autogeneración el Centro	33
Figura 11: Diagrama de procesos, planta Autogeneración	35
Figura 12: Diagrama de proceso, tanque sumidero	37
Figura 13: Tanque de relevos	38
Figura 14: Diagrama de proceso, tanque de relevos	39
Figura 15: Compresores LEROY	40
Figura 16: Skid's de compresión	41
Figura 17: Diagrama de procesos, compresor	43
Figura 18: Scrubber V-8591/92	44
Figura 19: Diagrama de procesos, scrubber	45
Figura 20: Filtros coalescentes F- 85511/21	46
Figura 21: Diagrama de procesos, filtros coalescentes	47
Figura 22: City-Gate.....	48
Figura 23: Diagrama de procesos, City-Gate.....	49
Figura 24: Unidades de generación a gas	50
Figura 25: Generadores JICHAI.....	51
Figura 26: Diagrama presión VS temperatura (Yacimientos de hidrocarburo).....	56
Figura 27: Envoltente de fases.....	57

Figura 28: Grafica Standing y Katz	66
Figura 29: Tamaño de gota.....	77
Figura 30: Factor de capacidad K_s VS presión	80
Figura 31: Tipos de filtro según velocidad del gas	83
Figura 32: Calculo de C_v VS % de apertura.....	86

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE MOTORES A GAS EN UNO DE LOS GENERADORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS EN LA PLANTA DE AUTOGENERACIÓN*

AUTOR: MARTIN EDUARDO RIVERA MURILLO**

PALABRAS CLAVES: GAS, GENERACIÓN ELECTRICA, AUTOGENERACIÓN, COGENERACIÓN, GENERADORES CON MOTORES A GAS.

DESCRIPCION:

Actualmente el campo La Cira Infantas aprovecha parte de su gas producido para la generación de energía eléctrica a base de motores a gas en su planta de autogeneración. La planta no ha tenido el desempeño esperado debido a diversos inconvenientes de los cuales se pueden evidenciar: baja eficiencia energética en la generación, tiempos entre mantenimientos de equipos cada vez menores, excesos de condensado en las líneas entre otros.

Gran parte de estos inconvenientes se presentan principalmente por deficiencias en la calidad del gas combustible y variables que no se contemplaron para realizar la selección de equipos. Estos precedentes vienen deteriorando continuamente los equipos de la planta, causando pérdidas energéticas mediante el desaprovechamiento del gas y contaminación al medio ambiente debido a combustiones incompletas.

Por tal motivo nace la necesidad de realizar un análisis del proceso de generación de energía eléctrica por medio de motores a gas en la planta de autogeneración del campo La Cira Infantas para identificar posibles causantes de falla, falencias en la selección de equipos y del diseño del sistema. Para así facilitar la generación de propuestas para mejorar la operación, eficiencia, vida útil de los equipos de la planta y por consiguiente aumento en la producción de energía eléctrica.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías físico químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director Jorge Luis Chacón Velasco

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE EFFICIENCY OF THE ELECTRICAL GENERATION OF GAS ENGINES IN ONE OF THE CIRA INFANTAS FIELD GENERATORS IN THE SELF-GENERATION PLANT*

AUTHOR: MARTIN EDUARDO RIVERA MURILLO**

KEY WORDS: GAS, ELECTRICITY GENERATION, SELF-GENERATION, COGENERATION, GAS ENGINE GENERATORS.

DESCRIPTION:

As of today, in its auto-generation plant, oil field La Cira Infantas takes advantage of the gases produced for electricity through gas-powered motors. The expected success by the field has not been met due to several drawbacks, such as low energy efficiency during generation, increasingly shorter maintenance times for the machines, excessive condensate lanes, among others.

Mainly, the causes of these drawbacks are both lack of quality fuel gas, as well as lack of considerate thoughts on several variables during equipment selection. The aforementioned have continuously deteriorated the plant's equipment, creating loss of energy through gas waste, and environment contamination, due to incomplete combustion processes.

This is why, in order to look for possible equipment failure reasons, faulty equipment selection and system design, there is a need to analyze the gas-motorized La Cira Infantas field's auto-generation plant. This way, it is aimed to facilitate the creation of proposals to improve the operation, efficiency, and life span of the plant's equipment, and, subsequently, increased the electric energy production.

* Bachelor Thesis

** Facultad de ingenierías físico químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director Jorge Luis Chacón Velasco

INTRODUCCION

La investigación brinda un panorama del funcionamiento actual de la planta de autogeneración del campo La Cira Infantas en el corregimiento el centro de Barrancabermeja, para poder evaluar la eficiencia energética y poder determinar factores esenciales que impactan sobre la misma.

Beneficiará directamente a las empresas operadoras y asociadas a la planta (OXY-COPOWER-ECOPETROL) y todo aquel que quiera implementar este aprovechamiento de energías residuales, con base en el estudio podrán evidenciar qué factores son indispensables para obtener mayores aprovechamientos y garantizar mayores periodos de vida útil de sus equipos. Además, brindará un método de evaluación de proyectos e identificación de posibles problemas que se pueden presentar al diseñar sistemas de este tipo.

Analizar los diferentes puntos críticos en el proceso, donde se pueda evidenciar posibles situaciones que afecten directamente la eficiencia del sistema, con base en la evaluación del proceso de generación energético, se puede identificar qué cambios sufre el gas en cada uno de sus diferentes pasos por cada equipo asociado al sistema y obtener una herramienta para proponer posibles cambios que ayuden a mejorar la eficiencia del sistema y por consiguiente el aumento de la energía generada.

1 OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar la eficiencia de generación eléctrica a partir de motores a gas en uno de los generadores del campo La Cira Infantas en la planta de autogeneración.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Identificar las cantidades nominales y de diseño con las cuales se implementó la planta de autogeneración.
2. Especificar los equipos que intervienen y los diferentes puntos de censado que actualmente están en el proceso de generación de energía de la planta.
3. Analizar las variables esenciales que intervienen directamente en el cálculo de la eficiencia del sistema.
4. Evaluar la eficiencia de generación eléctrica a partir de motores a gas en uno de los generadores del campo La Cira Infantas en la planta de autogeneración.

2 LA CIRA-INFANTAS

De la misma manera que el petróleo, el gas natural se origina por la descomposición de materias orgánicas y puede ocurrir, asociado con yacimientos de petróleo, yacimientos de gas condensado o en yacimientos de gas libre; siendo esta última, la forma más común de encontrarlo en el mundo. Dependiendo de estos modos de ocurrencia y de la posición geográfica del país de procedencia, los elementos que lo conforman y los porcentajes de composición varían ampliamente.

En el campo La Cira Infantas, el gas natural es producido en conjunto con el petróleo; sus componentes químicos, propiedades y características más importantes, tales como: peso específico, poder calórico, porcentajes molares de los compuestos que lo conforman, entre otras, serán consideradas en el presente capítulo, con el objeto de analizar su calidad como combustible, para disponer de los parámetros básicos que se requieren en el diseño del sistema de generación de energía eléctrica a base de gas derivado del petróleo.

2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO

En 1905, el gobierno de Colombia decide firmar los primeros contratos de concesión con personas naturales, entre los cuales se encontraba Roberto de Mares, con quien se firmó concesión para terrenos ubicados en el departamento de Santander, (aproximadamente 1000 hectáreas). Así nació la “Concesión de Mares”, la cual más adelante pasaría a manos de la compañía norteamericana Tropical Oil Company (conocida popularmente como la Troco), la cual era propiedad de la Standard Oil Company.

En 1917, se inició la perforación de los dos primeros pozos exploratorios en la zona: Infantas-1 e Infantas-2. El 27 de abril de 1918 se completó el pozo infantas-2

convirtiéndose en el pozo descubridor del campo y alcanzó una profundidad de 1580 ft.

Luego, el 11 de noviembre de 1918, se completó el pozo infantas-1, también alcanzó una profundidad de 2285 ft. Desde ese momento la zona quedó declarada como comercial. Ecopetrol (Empresa Colombiana de petróleos) a partir del 25 de agosto de 1951 pasó a ser la operadora reemplazando a la Troco.

Ocupa un área aproximada de 160 Km^2 , cuenta con 1600 pozos activos, entre productores e inyectores¹.

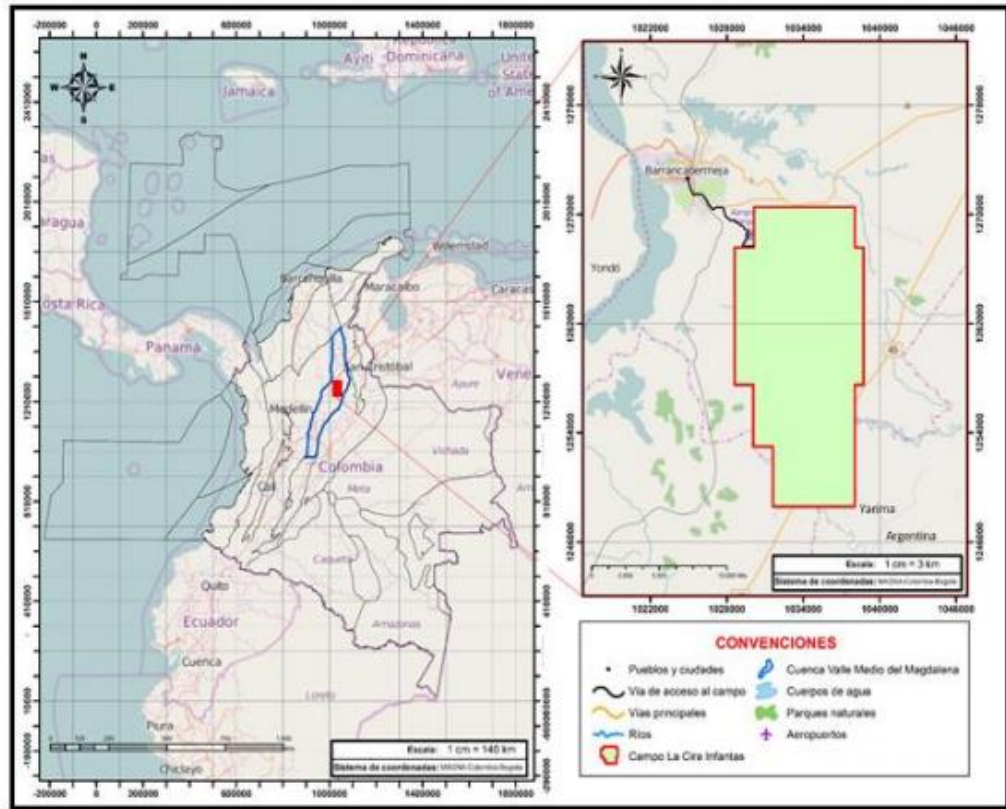
2.2 UBICACIÓN DEL CAMPO

Infantas corresponde a un anticlinal fallado y la Cira es un domo fallado al noreste de Infantas. Ambos inicialmente eran considerados como dos campos diferentes, pero estaban contiguos y eran producto de la misma formación geológica.

Posee un área de 160 Km^2 en la cuenca del valle del Magdalena medio, sobre sedimentos terciarios, en el departamento de Santander, en el corregimiento El Centro, a una distancia de 22 Km , al sureste de la ciudad de Barrancabermeja.

¹ <https://www.dataifx.com/noticias/al-2023-ecopetrol-espera-aumentar-produccion-de-campo-la-cira-infantas-en-m%C3%A1s-de-50>

Figura 1: Ubicación del campo la Cira-Infantas



Fuente: ArcGIS para escritorio. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: < <http://www.esri.com/> />

2.3 ESTRATIGRAFÍA

Geológicamente el campo la Cira-Infantas está ubicado en la sección central de la cuenca del valle del Magdalena medio, área en la cual se depositaron sedimentos y agua salobre, durante el periodo terciario, estos sedimentos descansan sobre los sedimentos marinos del cretácico y pre-cretácico. La columna estratigráfica (Tabla-1) atravesada por los pozos perforados en el campo abarca rocas desde el pre-cretácico hasta el oligoceno.

Tabla 1: Columna estratigráfica

PERIODO	ÉPOCA	PISO/EDAD	EDAD (Ma)	LITOESTRATIGRAFÍA	LITOLOGÍA
CUATERNARIO			2.58	Fm. Mesa	
Neógeno	Plioceno	Piacenziense	3.6	Grupo Real	
		Zancliense	5.333		
	Mioceno	Messiniense	7.246		
		Tortonense	11.63		
		Serravaliense	13.82		
		Langhiense	15.97		
		Burdigaliense	20.44		
		Aquitaniense	23.03		
Paleógeno	Oligoceno	Chattienense	28.1	Fm. Colorado	
		Rupeliense	33.9		
	Eoceno	Priabonense	37.8	Fm. Mugrosa	
		Bartoniense	41.2	Fm. Esmeraldas- La Paz	
		Luteciense	47.8		
		Ypresiense	56		
	Paleoceno	Thanetiense	59.2	Fm. Lisama	
		Selandiense	61.6		
		Daniense	66		
		Maastrichtiense	72.1		
Cretácico	Superior	Campaniense	83.6	Fm. Umir	
		Santonense	86.3	Fm. La Luna	
		Coniaciense	89.8		
		Turonense	93.9		
		Cenomaniense	100.5		
	Inferior	Albiense	113	Fm. Tablazo	
		Apteniense	125	Fm. Paja	
		Barremiense	129.4		
		Hauteriviense	132.9	Fm. Rosablanca	
		Valanginiense	139.8	Fm. Tambor	
		Berrasiense	145		
		JURÁSICO			201.3

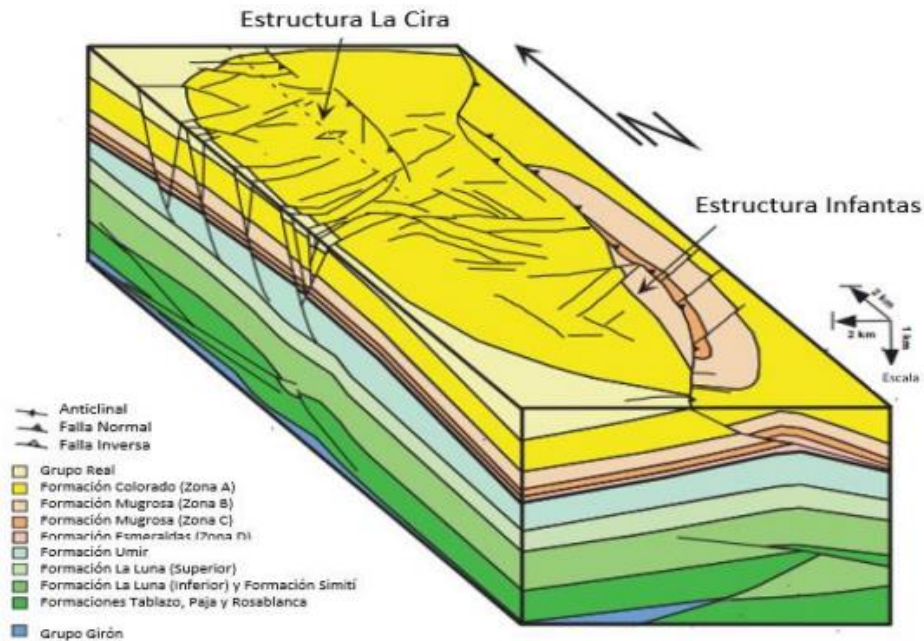
CONVENCIONES			
Arenisca	Lutita	Caliza	Arenisca Roja

Fuente: (MOROS MORICE & SERRANO GUEVARA, 2016)

2.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La Cira – Infantas ha sido afectada por diferentes eventos tectónicos, los cuales dieron lugar a la conformación actual de la cuenca del valle del Magdalena Medio Santandereano, generalmente son de tipo compresionales, asociados al levantamiento de cordilleras.

Figura 2: Geología estructural la Cira-Infantas



Fuente: París, G. y J. Romero, 1994. Fallas activas en Colombia: Boletín geológico, Ingeominas, 34, no. 2-3, p. 1-53.

Según la figura 2, la Cira-Infantas está conformada por dos estructuras, una al norte, que es un anticlinal con cabeceo hacia el norte, cortado en su eje por la falla de la Cira y con buzamiento suave de 10 a 15 grados, dominada la estructura de la Cira, y otra al sur denominada la estructura Infantas, que es un anticlinal fallado inversamente en su flanco oriental por la falla de infantas más estrecho que el anterior y con buzamientos más inclinados. La altura de la estructura Infantas es más alta que la estructura la Cira lo cual permite evidenciar la erosión de una zona del yacimiento.

2.5 PROPIEDADES DE YACIMIENTO

En el campo Cira-Infantas, en la Cira se encuentran tres zonas productoras denominadas A, B, C. Se sabe que el pozo inicialmente presentaba una gravedad

API entre 30°-31°, pero la gravedad API varia también con el tiempo de producción, es decir, ahora se encuentra en el rango API inferiores.

Tabla 2: Características físicas de yacimiento

PARAMETROS					
ZONA	B	C	A	B	C
Area (Acres)	1171	2778	1492	3444	7438
Tope (pies)	900	2390	820	1600	3070
Espesor Neto (pies)	257	290	227	257	290
Porosidad Promedio (%)	21	22	24	21	22
Permeabilidad Promedio (md)	40	95	111	40	95
Swi (%)	45	45	45	45	45

Fuente: (MALDONADO PEREZ, 2012)

Tabla 3: Propiedades de fluidos de yacimiento

PROPIEDADES	INFANTAS			CIRA	
	B	C	A	B	C
Temperatura de yacimiento, (F)	85	95	92	98	105
Presión de saturación, (psi)	500	945	640	715	1570
Factor volumétrico (RB/STB)	N/A	1	1,067	1,075	1,08
Rw (SCF/STB)	93	200	70	93	181
Gravedad API	25	24-28	18-24	20-27	16-25
Viscosidad, cp (a °F y Psi)	11,4 cps	5,5 cps	58 cps	11,4 cps	19 cps
	98 y 650		100 °F	98 y 650	105 y 1570
Salinidad, ppm NaCl	(15-25)	(20-40)	(10-15)	(15-25)	(25-40)
Tipo de Crudo	Nafténico-parafinico		Nafténico		
Mecanismo de Producción	Drenaje gravitacional gas disuelto		Gas disuelto		

Fuente: (MALDONADO PEREZ, 2012)

En el campo Cira-Infantas, en infantas se encuentran dos zonas productoras denominadas B, C. Donde inicialmente se encontraba en una gravedad API entre 30°-31°.

2.6 GENERALIDADES DEL SECTOR ENERGÉTICO

La autogeneración es la producción de energía eléctrica para el abastecimiento de las necesidades propias del usuario, en la medida que haya excedentes podrá entregarlos a la red a través de los mecanismos definidos en la normatividad.

Figura 3: Refinería Barrancabermeja



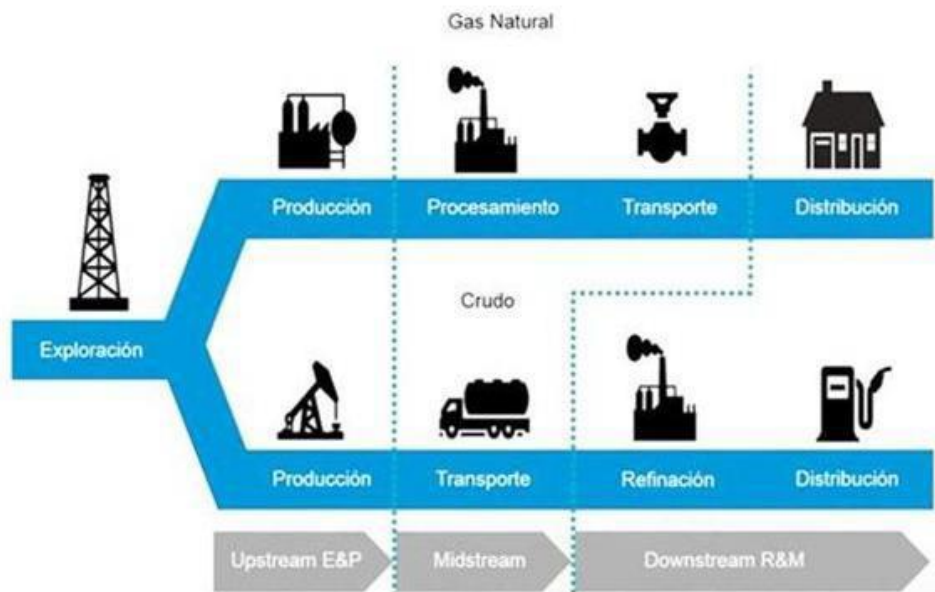
Fuente: Periódico el sol Colombia

Colombia es un país que cuenta con recursos energéticos, relativamente importantes, posee reservas probadas de petróleo de 1958 millones de barriles, lo que significa que en una relación de reservas/consumo por más de 6,2 años

seríamos auto suficientes. En materia de gas contamos con reservas de 3896 giga pies cúbicos que en relación de reservas/consumo nos abastecería por 9,8 años.²

2.6.1 Consumo de energía. En el sector petrolero se han identificado tres grandes áreas que conforman la cadena productiva del sector como se presenta a continuación:

Figura 4: Cadena productiva del sector petrolero



Fuente: Petrostrategies, 2014

“Upstream” – Producción: Comprende todas las actividades de exploración y explotación de los pozos y campos petroleros incluidos las líneas de flujo que permiten transportar el crudo hasta las facilidades de tratamiento.

“Midstream” – Transporte: Lo conforman los diferentes oleoductos y poliductos, osea la red de transporte de hidrocarburos del país.

² <https://www.larepublica.co/economia/reservas-de-petroleo-en-colombia-2018-2861481>

“Downstream” – Refinación: Hace relación con la actividad de procesamiento del crudo (refinación y petroquímica)³

Figura 5: Producción de gas mensual campo la Cira-Infantas



Fuente: (ANH, 2019)

³ capacidad instalada de autogeneración y cogeneración en sector de industria, petróleo, comercio y público del país

Tabla 4: Gas Cira-Infantas, agosto del 2019. (MSCF/MES)

CAMPO	PRODUCCION	GAS DE QUEMA	CONSUMO EN CAMPO	ENVIADO A PLANTA
LA CIRA INFANTAS	163,45	72,79	30,69	59,97

Fuente: (ANH, 2019)

La tabla 5 Incluye la información de los establecimientos que corresponden de manera exclusiva a la etapa de producción. Se identifican los 10 establecimientos de este sector que consumen mayor energía eléctrica en Colombia, de las cuales ocho (8) corresponden a compañías petroleras operadoras: Metapetroleum, Occidental, Ecopetrol, Mansarovar, Cepcolsa, Hocol, GranTierra y Petrobras - hoy Perenco. Uno (1) corresponde a refinación Reficar y uno (1) al sector petroquímico (Cabot Colombiana S.A.).

Tabla 5: Principales compañías con mayor consumo de energía

No.	Empresa	Participación por consumo de energía (%)	Participación por producción (%)
1	Meta Petroleum Ltda	30,9	26,5
2	Occidental de Colombia - OXY	29,8	5,9
3	Ecopetrol	22,8	35,5
4	Mansarovar Energy Colombia	4,6	3,7
5	Cepcolsa	3,5	2,2
6	Hocol	2,9	2,1
7	Gran Tierra Energy Colombia Ltda	1,6	2,4
8	Petrobras	1,2	2,0

Fuente: (UPME, 2014)

La tabla 6, presenta la capacidad de autogeneración en cada uno de las áreas de la cadena productiva en el sector petrolero.

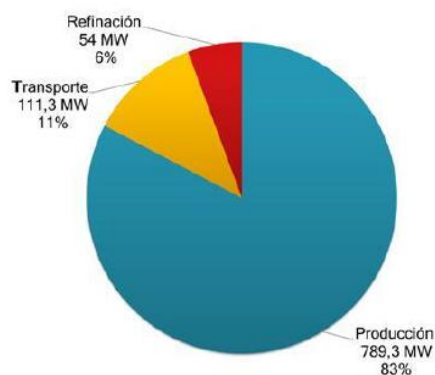
Tabla 6: Inventario de autogeneración en el sector petrolero

Área de la Cadena Productiva	Capacidad instalada en autogeneración [MW]	Participación (%)
Refinación	54,0	6%
Transporte	111,3	11%
Producción	789,3	83%
Total	954,6	100%

Fuente: (UPME, 2014)

La autogeneración se encuentra concentrada con un 83% en las áreas de producción y está relacionada claramente con las regiones (meta, Casanare y Santander) reconocidas como grandes zonas productoras⁴.

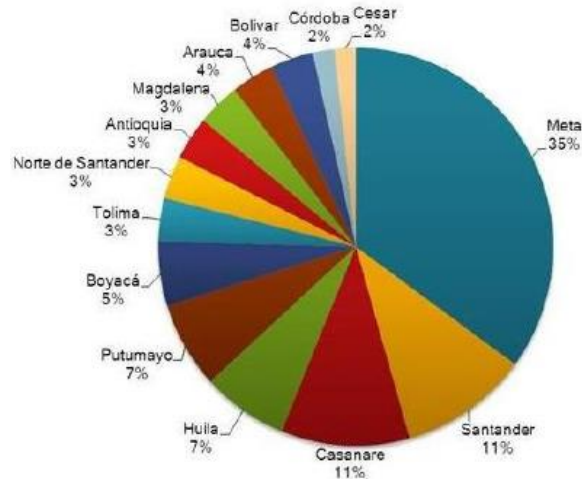
Figura 6: Autogeneración por cadena productiva



Fuente: (UPME, 2014)

⁴ capacidad instalada de autogeneración y cogeneración en sector de industria, petróleo, comercio y público del país

Figura 7: Autogeneración por posición geográfica

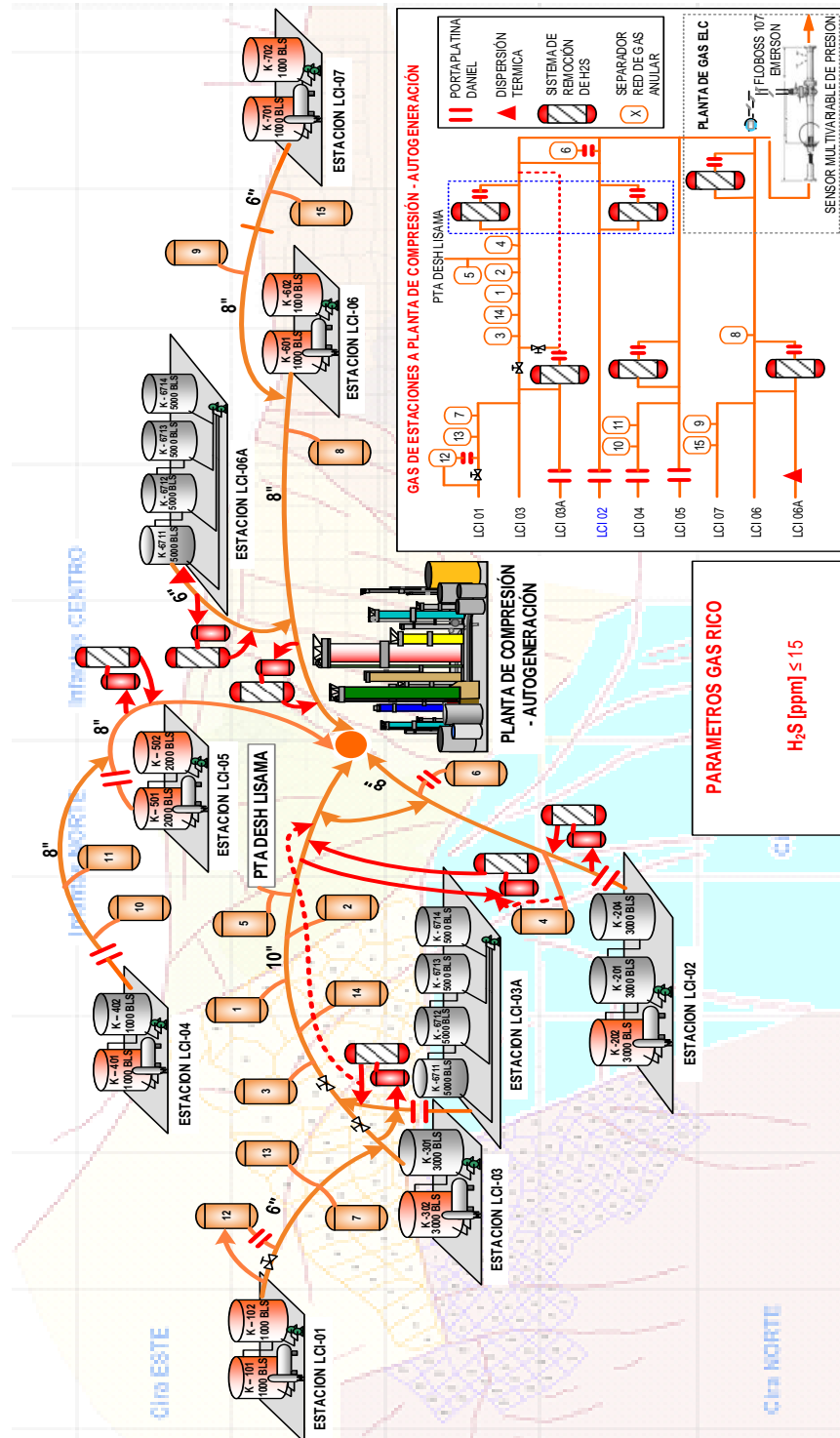


Fuente: (UPME, 2014)

2.7 RECOLECCIÓN DE GAS EN LA CIRA-INFANTAS

El gas producido en el campo la Cira Infantas es recolectado mediante una red de gas de anulares, instalada en cada uno de los pozos productores de crudo. El campo cuenta con 16 separadores de gas, ubicados en puntos donde se facilita la recolección de las diferentes corrientes de gas provenientes de los pozos. El gas disponible es llevado a las estaciones de producción para remover excesos de H_2S y líquidos para posteriormente comprimirlo y así facilitar su transporte hacia la planta de Autogeneración.

Figura 8: Flujograma de gas campo la Cira-Infantas



Fuente: Filosofía de operación sulfatheat (ECP-VST-G-GEN-FT-001)

Tabla 7: Producción de gas en scrubber's

SEPARADORES GAS ANULARES				
Nº	DESTINO	TAG	PRESION, psig	FLUJO, KSCFD
1	SFT-LN 3	V-9101	16	515
2	SFT-LN 3	V-9102	14.1	300
3	SFT-LN 3	V-9103	14.5	450
4	SFT-LN 3	V-9104	17	800
5	SFT-LN 3	V-9105	16.4	80
6	SFT-LN 6	V-9106	14.5	200
7	SFT-LCI3A	V-9107	17.5	270
8	SFT-LN 6	V-9108	8.6	160
9	SFT-LN 6	V-9109	14.2	180
10	SFT-LN 5	V-9110	14.9	30
11	SFT-LN 5	V-9111	17	90
12	SFT-LCI3A	V-9112	14.2	375
13	SFT-LCI3A	V-9113	7.5	340
14	SFT-LN 3	V-9114	15.1	330
15	SFT-LN 6	V-9115	17	550
16	SFT-LN 3	V-9116		115
TOTAL ANULARES				4785

Fuente: Filosofía de operación sulfatheat (ECP-VST-G-GEN-FT-001)

2.7.2 Gas de proceso en estaciones de crudo. Las diferentes corrientes de gas provenientes de los scrubber, son direccionadas a las estaciones de tratamiento de hidrocarburo más cercanas, en donde posteriormente se mezclarán con el gas producido durante el proceso de separación del crudo. En la tabla número 8 se aprecian los flujos de gas que ingresan a cada una de las estaciones.

Tabla 8: Producción de gas en separadores

ESTACION	Qg, kscfd
LCI01	350
LCI02	700
LCI3-3A	1300
LCI4	0
LCI5	320
LCI06	0
LCI6A	80
LCI07	500
TOTAL ESTACIONES	3250

Fuente: Filosofía de operación sulfatheat (ECP-VST-G-GEN-FT-001)

2.7.3 Gas total producido en la Cira-Infantas. La corriente de gas proveniente de los scrubber se mezcla con el gas generado durante el proceso de separación del crudo. Esta nueva corriente es llevada a una separación de H_2S y líquidos, para posteriormente comprimirlo y enviarlo a la planta de autogeneración. En la tabla 9, se aprecian los flujos totales de gas tratado.

Tabla 9: Producción total de gas

Corrientes de GAS	Qg, KSCFD
TOTAL GAS Separadores	4785
TOTAL GAS Estaciones	3250
TOTAL Gas Quema	3135
TOTAL GAS producido LCI	8035
TOTAL Gas Aprovechado	4900

Fuente: Filosofía de operación sulfatheat (ECP-VST-G-GEN-FT-001)

Dado que el gas va a ser utilizado para generación de energía eléctrica, este debe ser entregado a las máquinas generadoras a condiciones determinadas de calidad y humedad, que requieren ser verificadas y monitoreadas en línea. Las condiciones necesarias que debe cumplir el gas para ingresar a los motores de combustión interna que alimentan los generadores son variables, dependen principalmente de los diferentes equipos que intervengan en el proceso de generación. Sin embargo, una referencia para acondicionar el gas son las condiciones del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), las cuales se presentan en la tabla 10.

Tabla 10: Especificaciones de gas para uso industrial

PROPIEDADES	VALOR
Temperatura (C)	49 Max
Presion (kPa)	8774 Max
Contenido de azufre (mg/m3)	23
Poder calorífico (KJ/m3)	42800
Contenido de H2S (mg/m3)	6.00
Contenido de CO2 (% vol)	2.00
Contenido vapor de agua (kg H2O/Nm3)	106.10
Punto de rocío HC (C)	7.20

Fuente: creg,2007

3 PLANTA DE AUTOGENERACION EL CENTRO

Figura 10: Planta de autogeneración el Centro



Fuente: Autor

3.1 FILOSOFÍA DE OPERACIÓN

El gas proveniente de las diferentes estaciones de producción y sistemas de recolección de anulares en el campo la Cira Infantas, es dirigido hacia la planta de autogeneración (máximo registro: 6 MMSCFD), donde es transportado por un colector de 12" que lleva el flujo hacia cuatro skid's de compresión, comprendidos cada uno por: un separador en la succión, compresor de tornillo, separador gas-aceite en la descarga, Aero enfriador y filtro de aceite. En esta etapa el objetivo es comprimir el gas a 170 psig. De manera secuencial el gas pasará por el scrubber de la descarga para remover los excesos de líquido y así poder distribuir la corriente de gas en dos, una irá hacia los filtros coalescentes, después a las unidades de generación y la otra hacia la planta deshidratadora el centro; como se indica en el

diagrama de procesos de la figura 11. Todos los condensados retirados durante los diferentes procesos serán recolectados y enviados hacia un manifold de recolección de crudo llamado serpiente SS-001.

3.2 PRINCIPALES EQUIPOS DE LA PLANTA DE AUTOGENERACIÓN

La planta de Autogeneración del Centro, cuenta con los siguientes equipos principales:

1. Skid's de Compresión (4 Compresores)
2. Scrubber's de alta (2 Scrubber)
3. Filtros Coalescentes (2 Filtros)
4. City Gate
5. Generadores a gas (10 generadores)
6. Tanque Sumidero
7. Tanque de relevos

En la figura 11, se aprecia el diagrama de procesos general de la planta. En el podemos distinguir las diferentes etapas por las que pasa el gas, antes de llegar a su destino final para generación eléctrica.

3.2.1 Tanque sumidero V-8509. El suministro de gas hacia los skid's de compresión se hace con una línea de 12" #150 en A.C, proveniente desde el cabezal de succión de los antiguos compresores K3A y K3B al interior de la planta de gas el Centro a una presión que oscila entre 4 a 7psig. En el recorrido de la línea de aproximadamente 80m, se instalaron una serie de accesorios para permitir la geometría de un lugar a otro, esto accesorios causan "bolsillos", los cuales generan y acumulan condensados en la línea. Por tal motivo se instaló un drenaje de 1" en el punto más bajo de la línea, para que por medio de una trampa de condensados se realice el respectivo drenaje de la misma.

Estos condensados son recolectados en el Tanque sumidero V-8509. El cual tiene las siguientes características:

Tabla 11: Características de equipos, tanque sumidero

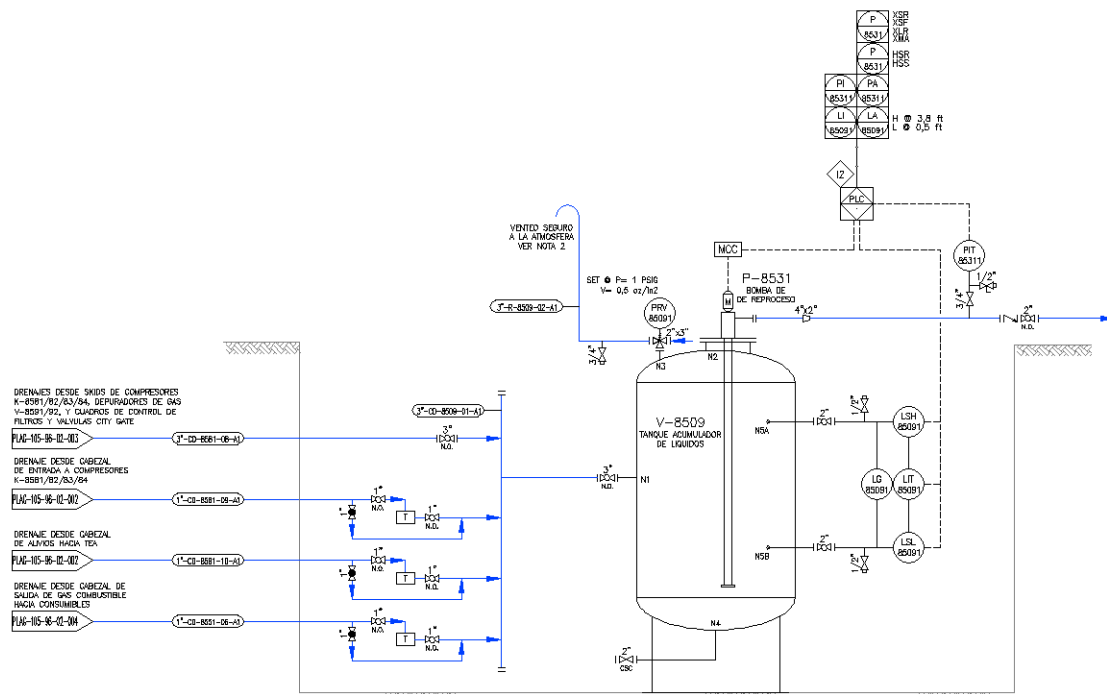
TANQUE SUMIDERO	CARACTERÍSTICAS
Tanque sumidero V-8509	D= 40" , T/T= 4,5ft, Td= 140F, Pd= 25psig
Bomba Sumidero P-8531	Bomba Vertical, Q=50gpm, Pd=20psg, HP=1,5

Fuente: Autor

El tanque sumidero V-8509 (Figura 12), es el encargado de recolectar las corrientes de drenajes a bajas presiones provenientes de:

1. Trampa de condensados en línea de entrada de gas
2. Trampa de condensados en los scrubber's de succión de los compresores
3. Trampa de condensados en línea de alivios
4. Drenajes manuales (Válvulas normalmente cerradas)

Figura 12: Diagrama de proceso, tanque sumidero



Fuente: Ingeniería OXY, proyecto Autogeneración

En la figura 12 se observan las corrientes que entran y salen del tanque sumidero o acumulador de líquidos. Cuenta con una válvula PRV-85091 que le permite al recipiente mantener una presión estable de 1 psig para evitar vacío o sobrepresión al interior del mismo. También tiene un transmisor de nivel LIT-85091 en el cuerpo y uno de presión PIT-85091 en la línea de descarga, para operar la bomba P-8531, encargada de desalojar a una presión de 20psig los condensados del tanque sumidero hacia el tanque de relevo V-8510, para posteriormente drenarlos a la facilidad más cercana (Serpentina SS-001).

3.2.2 Tanque de relevos V-8510. Debido a las condiciones de espacio en el área más baja de la planta (Tanque sumidero), se genera la necesidad de tener un recipiente de mayor capacidad para el manejo de los drenajes inherentes al proceso.

Figura 13: Tanque de relevos



Fuente: Autor

El tanque de relevos (Figura 13) recibe las corrientes de drenaje producidas por:

1. Control de nivel de los scrubber's de descarga
2. Control de nivel de los filtros coalescentes
3. Descarga de la bomba P-8531 (Tanque sumidero V-8509)

Estos condensados son almacenados en una vasija con las siguientes características:

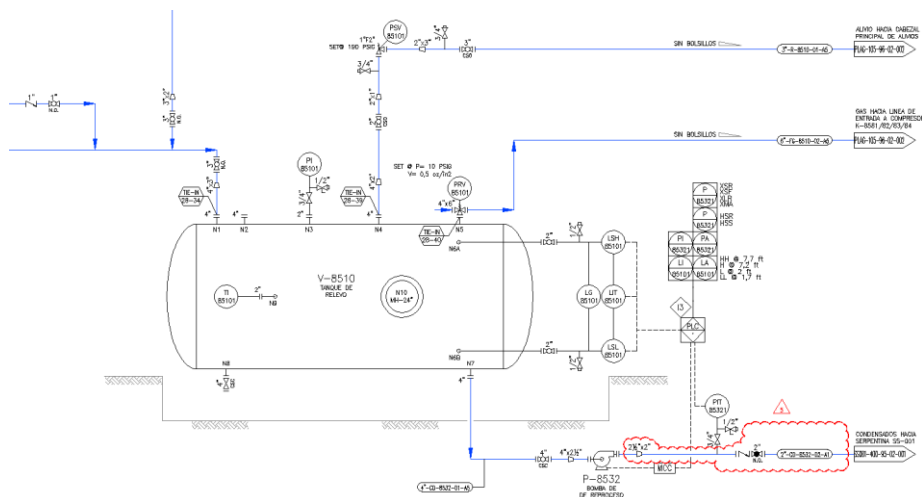
Tabla 12: Características de equipos, tanque de relevos

TANQUE RELEVOS	CARACTERISTICAS
Tanque de relevo V-8510	D= 180" , T/T= 18ft, V=200Bl Po=10psig, Pd= 200psig. To= 87F, Td= 140F.
Bomba relevos P-8532	Bomba turbina regenerativa, Q=100gpm, Pd=200psg, HP=40

Fuente: Autor

En la figura 14, se observan las diferentes corrientes que fluidos solidarias al tanque de relevos. La presión al interior del tanque de relevo es mantenida en 10psig por medio de la válvula de presión y vacío VPR-85101 y es protegido por sobrepresiones con una válvula de seguridad PSV-85101 @ 190psig. El control de líquido al interior del recipiente es generado con un trasmisor de nivel LIT-85101 y un indicador de presión en la descarga PIT-85101, que acciona la bomba del sistema P-8510 para descargar a la serpentina SS-001 a una presión de 150psig.

Figura 14: Diagrama de proceso, tanque de relevos



Fuente: Ingeniería OXY, proyecto Autogeneración

3.2.3 Sistemas de compresión. El suministro de gas a las unidades compresoras se realiza por medio de un cabezal de 12", el cual tiene una válvula de protección de la plata. ESDV-85811, normalmente abierta, la cual se acciona por:

1. Accionamiento manual de alguno de los pulsadores de emergencia ubicados en las diferentes zonas de la planta.
2. Al presentar alarma de alto nivel en el separador aguas arriba de la válvula (Separador Sur de planta de Gas).

Figura 15: Compresores LEROY



Fuente: Autor

El cabezal principal de 12" presenta ramales de 8" hacia la succión de cada uno de los skid compresores conectados entre sí en paralelo.

Figura 16: Skid's de compresión



Fuente: Autor

Los equipos que interviene en los cuatro skid's de compresión, tienen las siguientes características:

Tabla 13: Características equipos, compresores

SISTEMA DE COMPRESION	CARACTERISTICAS
COMPRESOR K-8581	ROTARY-TYPE POSITIVE DISPLACEMENT COMPRESSOR MFG: APPLIED COMPRESSION SYSTEMS LTDA / CAPACITY: 1.8MMSCFD INLET PRESSURE: 17.7-19.7 PSIA / OUTLET PRESSURE: 204-214.7 PSIA 500 HP / 460V / 1790 RPM /
COMPRESOR K-8582	
COMPRESOR K-8583	
COMPRESOR K-8584	
VARIADOR VSD-8581	
VARIADOR VSD-8582	Marca: Weg Ref: CFW11 0720 T4 Volt: 380V - 480V Corriente: 720A

Fuente: Autor

En el proceso de compresión, inicialmente el gas ingresa entre 4 y 5psig a una etapa de separación en un scrubber horizontal de 20" de diámetro y 51" de longitud entre costuras, para remover el exceso de líquidos que puedan afectar la integridad y funcionamiento del compresor.

Cada scrubber cuenta con indicadores de presión y temperatura locales, switch's de alto nivel, trasmisor de presión y válvula de seguridad. El líquido separado es enviado al tanque sumidero V-8509 a través de la válvula de control de nivel, mientras el gas es dirigido a la etapa de compresión.

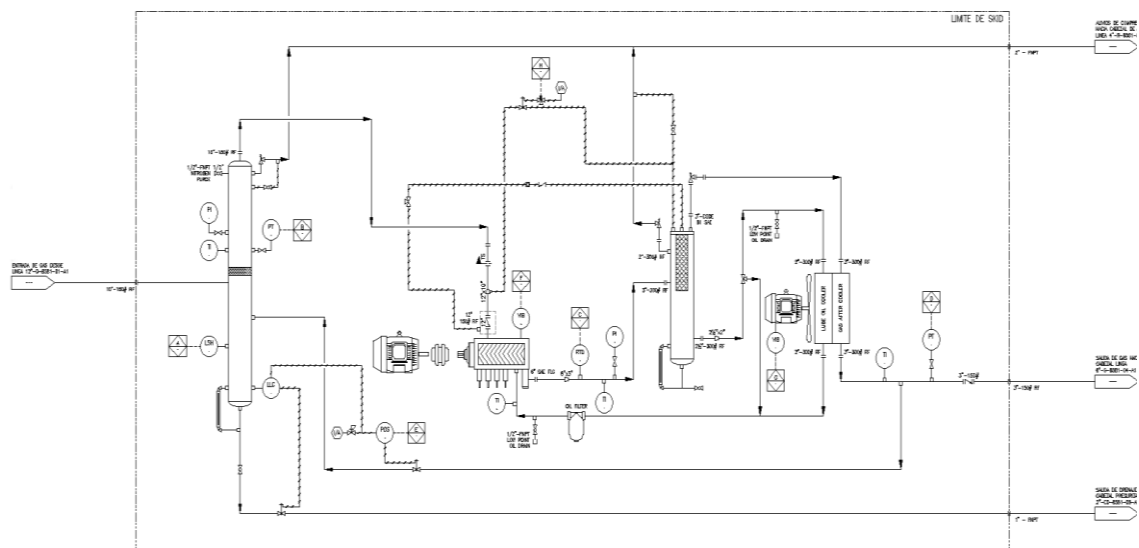
El gas es comprimido en cada unidad compresora a 170psig y 180F mediante un compresor tipo tornillo con una capacidad nominal de 1,86 MMSCFD de dos etapas con variador de frecuencia para brindar flexibilidad operativa según la demanda de

gas. Cada unidad motor-compresor cuenta con switch de alta vibración, indicadores locales de presión, temperatura y trasmisor de temperatura en la descarga.

Al salir de la etapa de compresión, el gas presenta altos contenidos de aceite, debido a la continua lubricación del equipo. Por tal motivo la unidad cuenta con un separador gas-aceite. El aceite, continua su ciclo de retorno hacia el compresor a través del aerofriador, que por medio de transferencia de calor con el ambiente disminuye la temperatura a 170F para que posteriormente el flujo de aceite sea filtrado y retornado al compresor.

La corriente de gas ingresa al aerofriador donde disminuye su temperatura de 180F a 100F, generando condensación del mismo, el conjunto aerofriador-motor cuenta con switch de alta vibración. Todo el proceso se muestra en el diagrama presentado en la figura (17). El gas comprimido y enfriado ingresa a medición de flujo y presión con medidores tipo coriolis FIT-85811 y trasmisor de presión PIT-85811, para posteriormente ser dirigido a los scrubber's de alta presión V-8591/92.

Figura 17: Diagrama de procesos, compresor



Fuente: Ingeniería OXY, proyecto Autogeneración

3.2.4 Scrubber de alta V-8591/92. El gas proveniente de la etapa de compresión, debido al enfriamiento realizado en el aerofriador, presenta contenidos de condensados.

Figura 18: Scrubber V-8591/92



Fuente: Autor

Para garantizar el normal funcionamiento de los generadores es necesario la separación de estos líquidos, para esto se instalan los scrubber's V-8591/92 con las siguientes características:

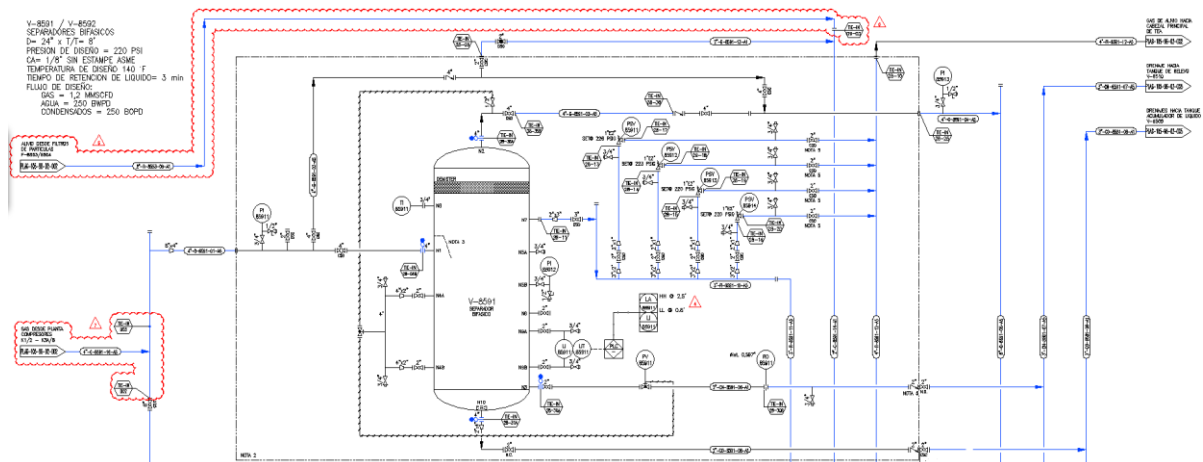
Tabla 14: Características de equipos, scrubber's

SCRUBBER'S DESCARGA	CARACTERISTICAS
Separador V-8591	D= 24" , T/T= 8ft, CA=1/8"
Separador V-8592	Td= 140F, Pd= 220psig, tr= 3min, Qg= 6 MMSCTD, Ql=100BPD

Fuente: Autor

Los scrubber's cuentan con indicadores de presión, temperatura y nivel. El control de líquido separado se realiza por medio de un trasmisor de nivel LIT-85911/21 y válvulas para drenaje de líquido PV-85911/21. El recipiente cuenta con válvulas de seguridad en caso de una sobrepresión PSV-85911/12/13/14 y PSV-85921/22. La corriente de líquido separado, es dirigida hacia el tanque de relevos V-8510 atreves de una platina de orificio RO-85911/21 de 0,597" y el gas sigue su proceso hacia los filtros coalescentes y city gate de distribución. En operación normal los separadores no trabajan en simultáneo.

Figura 19: Diagrama de procesos, scrubber



Fuente: Ingeniería OXY, proyecto Autogeneración

3.2.5 Filtros coalescentes F-85511/21. Antes de ingresar a los filtros coalescentes, la corriente de gas se divide para los diferentes consumos: Planta deshidratadora el centro y generadores.

Figura 20: Filtros coalescentes F- 85511/21



Fuente: Autor

El gas que va hacia la planta deshidratadora ingresa en el city gate de medición y regulación, mientras el gas de los generadores antes de ingresar al city gate tiene una etapa adicional de filtrado en los filtros coalescentes F-85511/21 (Figura 20). Los filtros coalescentes F-85511/21 se instalan con el propósito de remover gotas

de líquido de menor tamaño presentes en el gas, que no alcanzaron a ser retenidas en el demister del scrubber de alta.

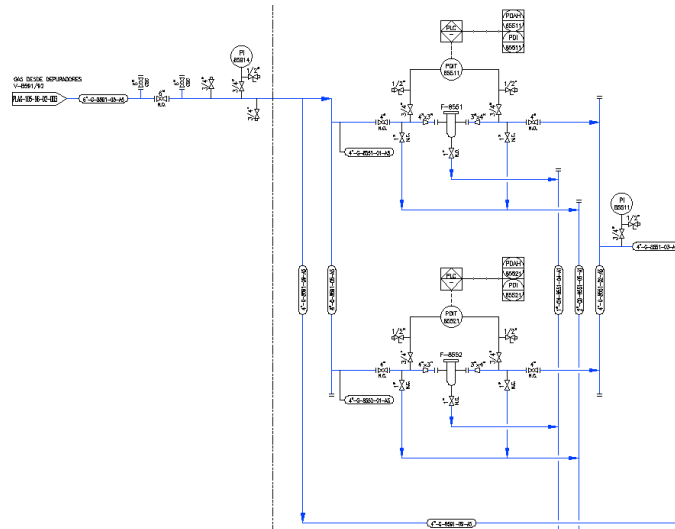
Tabla 15: Característica de equipos, filtros coalescentes

FILTROS COALESCENTES		CARACTERISTICAS
Filtro F-8551		Capacidad: 3MMSCFD
Filtro F-8552		

Fuente: Autor

En la figura 21 se observa el diagrama de procesos del gas en su paso por los filtros coalescentes. Se tienen dos filtros en paralelo para facilitar la mantenibilidad del sistema, cada uno cuenta con indicadores de trasmisión diferenciales de presión para verificar su normal funcionamiento PDIT-85511/21 y líneas de drenaje para su mantenimiento.

Figura 21: Diagrama de procesos, filtros coalescentes



Fuente: Ingeniería OXY, proyecto Autogeneración

3.2.6 City-Gate. El gas separado es regulado y medido en el city gate (Figura 22) de baja presión, donde se dividen las corrientes de consumo hacia la planta deshidratadora el centro y hacia los equipos de generación.

Figura 22: City-Gate



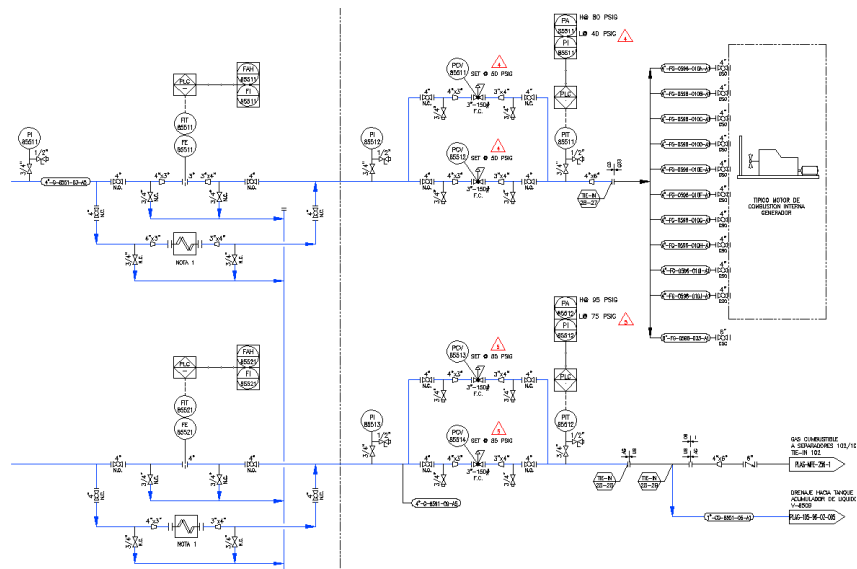
Fuente: Autor

En el diagrama de proceso del city gate (Figura 23), se observan dos líneas principales. La línea de gas combustible hacia planta deshidratadora y el gas hacia los generadores.

En la línea de gas combustible hacia planta deshidratadora se encuentra una válvula autorregulada PCV-85513/14, que garantiza presión a 85 psig en el PIT-8551 y una platina de orificio FE/FIT-85512 utilizada para la medición del flujo de gas. (El consumo promedio de la planta deshidratadora el centro está entre 0,3 a 0,5 MMSCFD)

El gas combustible hacia los generadores, provenientes de los filtros coalescentes, entra al city gate por una válvula autorregulada PCV-85511/21, que garantiza presión a 50psig en el PIT-85512 y es medido por medio de una platina de orificio FE/FIT-85511. (El consumo promedio de los generadores esta entre 1,8 a 2,5 MMSCFD).

Figura 23: Diagrama de procesos, City-Gate



Fuente: Ingeniería OXY, proyecto autogeneración

3.2.7 Unidades de generación. La planta de autogeneración está diseñada para generar 12 [Mw], pero debido a la disponibilidad actual de equipos la capacidad está en 10,905 [Mw]. Cuenta con 10 consolas de generación (motor-generator), de las cuales 8 unidades son marca JICHAJ, de capacidades nominales de 1,2 [Mw] cada una; y 2, marca Waukesha de capacidad nominal 730, 575 [Kw], respectivamente; para un total de 10,905 [Mw], de los cuales la producción actual oscila entre 5 y 7 [Mw].

Figura 24: Unidades de generación a gas



Fuente: Autor

Las capacidades de diseño nominales para el gas de admisión son las siguientes:

- CH₄ requerido: >70%
- H₂S admitido: < 15 PPM
- Presión de gas a la succión: >7kpa (1 psi)
- Consume de gas: 0.25 ~ 0.32 Nm³/kW.h

Figura 25: Generadores JICHAI



Fuente: Autor

Tabla 16: Características de equipos, generadores

GENERADORES	CARACTERÍSTICAS
GENERADOR G-201A	Genset Waukesha VHP5900G 575 KW, Modelo motor L5790G, 480V
GENERADOR G-201B	Genset Waukesha VGF48GLD, 730 KW, Modelo motor VGF P48GLD, 480V
GENERADOR G-201C	ENGINE MODEL: H16V190ZLT-1 - GENSET MODEL: 1200 GF
GENERADOR G-201D	RATED POWER: 1200 KW NET POWER OUTPUT: 1048 KW
GENERADOR G-201E	REATED SPEED: 1200 RPM
GENERADOR G-201F	RATED VOLTAGE: 480V - RATED FRECUENCY: 60HZ
GENERADOR G-201G	RATED POWER FACTOR: >0.8
GENERADOR G-201H	CH4 REQUIREMENT: >70% - H2S REQUIREMENT: < 15 PPM
GENERADOR G-201I	GAS PRESSURE: >7kpa - GAS CONSUMPTION: 0.25 ~ 0.32 Nm3/kW.h
TRANSFORMADOR T-102	TRF TYPE: YND7 - 480V/15129V 3000 kVA - 3
TRANSFORMADOR T-103	PHASE 4 WIRE 60 HZ - FULL LOAD AMPS: 2405 - PHASE ROTATION: A-B-C (T1-T2-T3) - TIPO :
TRANSFORMADOR T-104	PETROLERO Cajas de conexión laterales para 0.48
TRANSFORMADOR T-105	Kv y 14.4 Kv

Fuente: Autor

3.3 CROMATOGRAFÍA DEL GAS

Las características del gas, se evidencian mediante la cromatografía tomada en el mes de agosto del 2019, por medio de una facilidad ubicada aguas arriba de la succión de los skid de compresión.

Tabla 17: Composición gas de estudio

COMP	Fracción Molar
C₁	78,265
C₂	5,880
C₃	4,188
IC₄	1,298
NC₄	1,541
IC₅	0,662
NC₅	0,525
C₆₊	0,163
O₂	0,000
N₂	1,435
H₂	0,000
CO	0,000
CO₂	6,043
H₂S	0,000
Total	100,000

G ESPECIFICA	0.75805	0.75805
Dens. Lbs/ft3	0.05785	0.05785
Peso Molecular	21.87925	21.87925
GPM	2.77721	2.77721
BTU Neto Ideal	1040.32224	1040.3222
BTU Neto Real	1043.92848	1043.9285
BTU Bruto Ideal	1144.07659	1144.0766
BTU Bruto Real	1148.04248	1148.042
F Compresib	0.99655	0.99655
DENSIDAD DEL AIRE (@ S.C)=		0.0763184

Fuente: Cromatografía gas entrada Cira ft-342. ECOPETROL

Según la cromatografía, tenemos un gas asociado a yacimientos de petróleo ya que su contenido de metano está en el rango del 60% – 80 %, teniendo en cuenta su contenido de CO₂ que supera el 5% lo podemos denominar un gas amargo, húmedo como se muestran en las tablas 18 y 19.

El contenido de CO₂ es sin duda el más preocupante para preservar la integridad de nuestros equipos ya que en presencia de agua es altamente corrosivo.

Tabla 18: Composición del gas natural según su origen

Componente	Fórmula	Gas No Asociado	Gas Asociado
Metano	CH ₄	95-98 %	60-80 %
Etano	C ₂ H ₆	1-3 %	10-20 %
Propano	C ₃ H ₈	0.5-1 %	5-12 %
Butano	C ₄ H ₁₀	0.2-0.5 %	2-5 %
Pentano	C ₅ H ₁₂	0.2-0.5 %	1-3 %
Dióxido de carbono	CO ₂	0-8 %	0-8 %
Nitrógeno	N ₂	0-5 %	0-5 %
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	0-5 %	0-5 %
Otros	A, He, Ne, Xe	trazas	trazas

Fuente: Gas Natural obtenido: <http://profesores.fi-b.unam.mx/l3prof/Carpeta%20energ%Eda%20y%20ambiente/Gas%20Natural.pdf>

Tabla 19: Clasificación por composición

Denominación Estándar	Gas Dulce Seco	Gas Amargo Seco	Gas Dulce Húmedo	Gas Amargo Húmedo
Componente	<i>Gas No Asociado</i>		<i>Gas Asociado</i>	
Etano	<10%	<10%	>10%	>10%
H₂S	<1%	>1%	<1%	>1%
CO₂	<2%	>2%	<2%	>2%

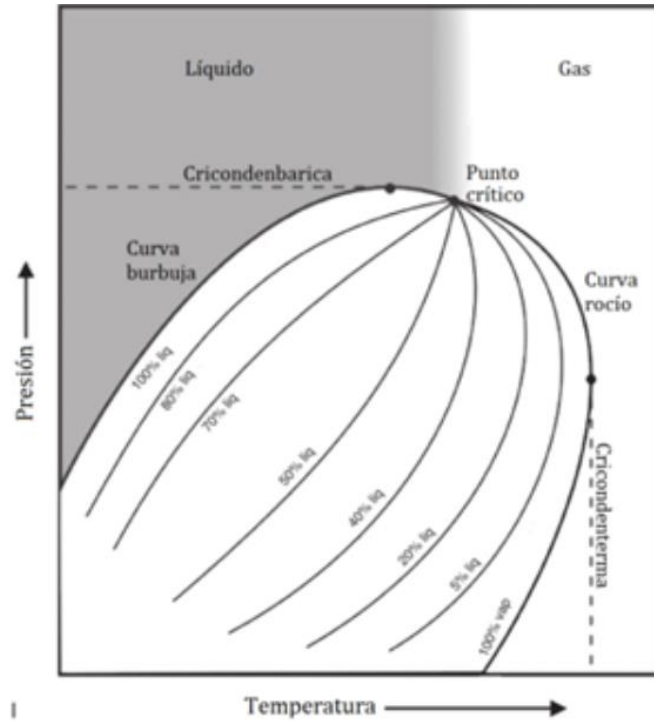
Fuente: Gas Natural obtenido: <http://profesores.fi-b.unam.mx/l3prof/Carpeta%20energ%Eda%20y%20ambiente/Gas%20Natural.pdf>

3.3.1 Envoltente de fases según cromatografía. Un diagrama de fases es una representación gráfica de las condiciones de presión y temperatura en la que existen los diferentes estados de la materia. Si construyéramos un gráfico presión-temperatura en donde cada punto del gráfico representaría una condición determinada de p y t representaríamos una situación en la que puede encontrarse cada una de las sustancias en su estado físico⁵.

En la figura 26, podemos observar las diferentes zonas del diagrama de fases, y las zonas delimitadas de cada estado de la materia.

⁵ <http://ingenieriadecimientos2.blogspot.com/2009/10/introduccion.html>

Figura 26: Diagrama presión VS temperatura (Yacimientos de hidrocarburo)

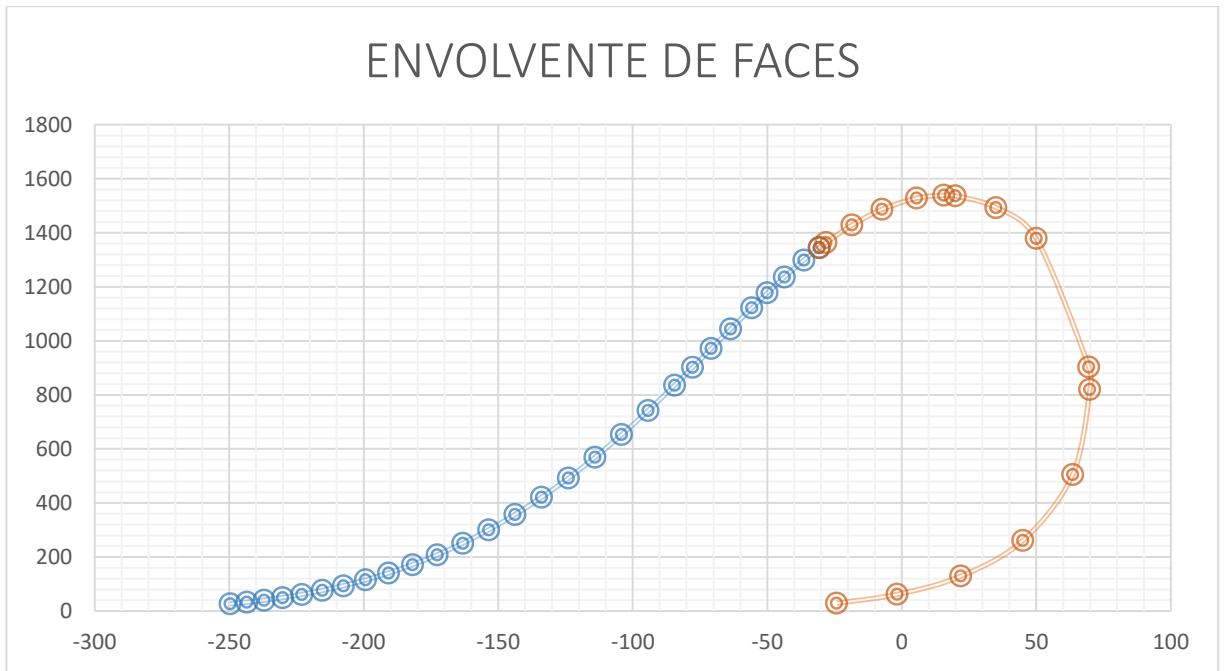


Fuente: Bahadori, 2014

Dependiendo de las condiciones de presión y temperatura a las cuales está sometido nuestro gas en cada uno de los equipos que intervienen en el proceso como compresores, separadores, filtros coalescentes y válvulas de control, determinaremos que tipos de estado presenta nuestro fluido en todo el proceso y si es posible la producción de condensados.

En la figura 27, se muestra la envolvente de fases para el gas de análisis, según la cromatografía de la tabla 17 (Composición del gas, aguas arriba de la succión de los skid de compresión).

Figura 27: Envolverte de fases



Fuente: Cromatografía ECOPETROL (Gas CIRA)

4 CALCULOS DE EQUIPOS

4.1 DISEÑO DE SKID DE COMPRESORES⁶

Dos métodos básicos de cálculos son aplicados ampliamente para los cálculos prácticos de compresión: Isentrópico (también llamado adiabático) y politrópico. Cada uno describe el tipo de trayectoria de compresión usado; como base de referencia a fin de calcular requerimiento de potencia y temperatura de descarga.

El método isentrópico, primeramente estima la trayectoria de descarga sobre la base de compresión a lo largo de una trayectoria a entropía constante, y luego ajusta el aumento estimado de temperatura de acuerdo al tipo de máquina, efectividad de enfriamiento y eficiencia de compresión (isentrópica).

El trabajo de entrada (o aumento de entalpía) se calcula también sobre la base de entropía constante, y luego esto es dividido por la eficiencia “isentrópica” a fin de obtener el trabajo real total de entrada por unidad de masa de gas⁷.

Para diseñar un compresor se requiere básicamente conocer: la composición, volumen, temperaturas succión, temperatura descarga y altura sobre nivel del mar. Para ello cotamos con el balance de materia de la planta, que nos permite identificar cada una de las variables necesarias en el diseño tabla 20.

⁶ Arévalo Villagrán Jorge, Cuautli Hernández María Elena. (2005). Propiedades de los fluidos petroleros y aplicaciones. Ciudad universitaria, México.

⁷ (PDVSA, 1996)

Tabla 20: Balance de masa de la planta

BALANCE DE MATERIA SISTEMA DE AUTOGENERACION LCI														
Corriente	Unidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Descripción		Gas Succion Compresores	*Gas Succion Compresores K-8581/82/83/84*	*Gas Descarga Compresores K-8581/82/83/84*	*Drenajes Sistema Compresores K-8581/82/83/84*	*Gas Entrada Scrubbers V-8591/92*	*Gas Salida Scrubbers V-8591/92*	Descarga de Condensado Bomba P-8531	*Drenajes Scrubbers V-8591/92 y Filtros F-8551/52*	Gas a Filtros Coalescentes F-8551/52	Gas Combustible a Consumibles	Gas a Generadores Copower	Gas Combustible a Consumo PLDSHC	Descarga de Condensado Bomba P-8532
Fracción de Vapor		1.00	1.00	0.97	0.00	0.98	1.00	0.00	0.02	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00
Temperatura	°F	90.0	89.0	120.0	75.5	117.1	117.1	74.1	98.5	115.4	115.4	107.4	113.1	87.4
Presión	psig	6.0	5.8	180.0	1.0	176.7	176.7	28.3	24.0	175.0	175.0	75.0	155.0	200.0
Flujo Másico	lb/h	13270.2	4417.6	4417.3	18.2	13260.9	12951.6	24884.5	39665.3	5924.1	4407.5	5924.1	4407.5	45639.3
GAS	Flujo Másico	lb/h	13260.5	4417.6	4285.3	-	12951.6	12951.6	-	748.7	5919.6	4404.2	5924.1	4407.0
	Flujo Volumétrico	MMSCFD	5.57	1.86	1.81	-	5.47	5.47	-	0.21	2.50	1.86	2.50	1.86
	Densidad	lb/ft ³	0.0764	0.0757	0.7023	-	0.6934	0.6934	-	0.2125	0.6893	0.6893	0.3242	0.6169
	Viscosidad	cP	0.0114	0.0114	0.0124	-	0.0123	0.0123	-	0.0107	0.0123	0.0123	0.0119	0.0122
LIQUIDO	Flujo Másico	lb/h	9.8	-	132.1	18.2	309.3	-	24884.5	38916.6	4.5	3.3	-	0.5
	Flujo Volumétrico	barrel/day	0.7	-	9.8	1.2	23.6	-	1714.0	3127.7	0.4	0.3	-	0.0
	Densidad	lb/ft ³	62.55	-	53.06	62.92	51.15	-	60.55	48.77	47.28	47.28	-	41.7
	Viscosidad	cP	0.76	-	1.99	0.91	1.91	-	1.14	1.23	0.96	0.96	-	0.4

Fuente: Ingeniería OXY, proyecto Autogeneración

4.1.1 Relación de compresión. Para iniciar los cálculos de diseño del compresor, necesitamos identificar la relación de compresión ideal para que el sistema opere entre los parámetros óptimos.

Se requiere comprimir a presión de $P_D = 180\text{psig}$ desde una presión de $P_S = 5,8\text{psig}$.

$$RC = \left(\frac{P_D}{P_S}\right)^{1/n}$$

Ecuación (1)

RC : Relacion de Compresion

P_D : Presion de Descarga (psia)

P_S : Presion de Succion (psia)

n : Numero de etapas

Las presiones deben estar en unidades absolutas, por lo tanto:

- Presión de descarga

$$P_D = (180 + 14,7) \text{ psia}$$

$$P_D = 194,7$$

- Presión de succión

$$P_S = (5,8 + 14,7) \text{ psia}$$

$$P_S = 20,5 \text{ psia}$$

Para el cálculo de la relación de compresión se inicia el proceso iterativo con el número de etapas $n=1$. El número de etapas para la compresión debe tener una relación de compresión $RC \leq 4$, para optimizar la operación del compresor.

$$RC = \left(\frac{194,7}{20,5} \right)^{1/1}$$

$$RC = (9,497)^1$$

$$RC = 9,497$$

Se evidencia que para $n=2$ la relación de compresión es 3,08, es decir el número de etapas del sistema es igual a 2. Se debe verificar que las temperaturas no excedan los 300F para garantizar condiciones del lubricante.

Tabla 21: Relación de Compresibilidad

N	RC
1	9,49
2	3,08
3	2,12
4	1,76

Fuente: Autor

4.1.2 Cálculo de presión etapa 1. Para calcular la presión de salida de la primera etapa de compresión, debemos contemplar las diferentes caídas de presión en el sistema de compresión.

$$P_{D1} = \frac{\Delta P + \sqrt{(\Delta P)^2 + 4P_S P_D}}{2}$$

Ecuación (2)

P_{D1} : Presión de descarga para la primera etapa [psia]

ΔP : Caída de presión en el aeroenfriador

P_S : Presión de succión del sistema [psia]

P_D : Presión de descarga del sistema [psia]

La caída de presión en un intercambiador de calor inter-etapa varía de 5 a 10 psi. Para cálculos de diseño, asumiremos *ΔP* : 5psi

$$P_{D1} = \frac{5 + \sqrt{(5)^2 + 4(20.5)(194.7)}}{2}$$

$$P_{D1} = 65.726 \text{ psia}$$

4.1.3 Coeficiente isentrópico. Se asume un proceso isentrópico, para esto se calcula el coeficiente respectivo.

$$k = 1.3 - (0.31)(\gamma_g - 0.55)$$

Ecuación (3)

k : Coeficiente Isentropico

γ_g: Gravedad específica

- La gravedad específica, según la cromatografía del gas es: γ_g : 0.75805

$$k = 1.3 - (0.31)(0.75805 - 0.55)$$

$$k = 1.2356$$

4.1.4 Temperatura de descarga etapa 1. Calculamos la temperatura de salida de la primera etapa, considerando las variables únicamente de la primera etapa:

$$T_{D1} = T_{S1} \left[1 + \frac{\left(\frac{P_{D1}}{P_{S1}} \right)^{\frac{K-1}{K}} - 1}{E_{isen}} \right]$$

Ecuación (4)

T_{D1} : Temperatura de descarga de la etapa uno (R)

T_{S1} : Temperatura de entrada de la etapa uno (R)

P_{D2} : Presion de descarga de la etapa uno (psia)

P_{S1} : Presion de entrada de la etapa uno (psia)

E_{isen} : Eficiencia Isentropica

K : Coeficiente Identropico

- La eficiencia isotrópica para un compresor LEROI LG30110 es de E_{isen} : 0,75

$$T_D = 549 \left[1 + \frac{\left(\frac{65.726}{20.5} \right)^{\frac{1.2356-1}{1.2356}} - 1}{0.75} \right]$$

$$T_D = 731.08 \text{ } ^\circ R$$

$$T_D = 271.08 \text{ } ^\circ F$$

Aplicando la ecuación (4) para la segunda etapa, se calculará la temperatura en la descarga de la segunda etapa:

- La temperatura de succión de la segunda etapa está en 30 F por encima de la temperatura ambiente. En este caso, la temperatura ambiente promedio en Barrancabermeja está en $T = 86$ F.

$$T_{S2} = (86 + 30) ^\circ F ; T_{S2} = 116 ^\circ F ; T_{S2} = (116 + 460) ^\circ R$$

$$T_{S2} = 576 ^\circ R$$

$$T_{D2} = 576 \left[1 + \frac{\left(\frac{199.7}{60.726} \right)^{\frac{1.2356-1}{1.2356}} - 1}{0.75} \right]$$

$$T_{D2} = 771.699 ^\circ R$$

$$T_{D2} = 311.699 ^\circ F$$

Para calcular la potencia de los compresores es necesario el cálculo de los factores de compresibilidad en las descargas de cada una de las etapas de compresión para ello utilizaremos el método gráfico.

Primero calculamos la presión pseudocrítica y temperatura pseudocrítica, partiendo de las propiedades críticas de cada uno de los componentes del gas y multiplicando la fracción molar por la temperatura crítica y presión crítica, obtenemos la tabla 22 (Propiedades pseudocrítica). La suma de estos valores da como resultado la presión pseudocrítica y temperatura pseudocrítica.

Tabla 22: Propiedades pseudocrítica

	Y	TC	TC*Y	PC	PC*Y
C1	0,7827	343,37	268,7395	667,8	522,6556
C2	0,0588	550,09	32,3456	707,8	41,6190
C3	0,0419	666,01	27,8933	616,3	25,8114
IC4	0,0130	734,98	9,5416	529,1	6,8688
NC4	0,0154	765,65	11,7959	550,7	8,4843
IC5	0,0066	829,1	5,4882	490,4	3,2462
NC5	0,0053	845,7	4,4400	488,6	2,5652
C6+	0,0016	913,7	1,4861	436,9	0,7106
N2	0,0143	227,6	3,2652	493	7,0727
CO2	0,0604	547,9	33,1121	1071	64,7254
		TSC	398,1075	PSC	683,7593

Fuente: Autor

Con las propiedades pseudocríticas debemos realizar una corrección por los contenidos de dióxido de carbono, ácido sulfúrico y nitrógeno con las siguientes ecuaciones

- Corrección temperatura pseudoreducida

$$T'_{SC} = T_{SC} - 80y_{CO2} + 130y_{H2S} - 250y_{N2}$$

Ecuación (5)

- Corrección presión pseudoreducida

$$P'_{SC} = P_{SC} + 440y_{CO2} + 600y_{H2S} - 170y_{N2}$$

Ecuación (6)

- Utilizando las ecuaciones (5) y (6) obtenemos:

$$T'_{SC} = 398.1075 - 80(0.0604) - 250(0.0143)$$

$$T'_{SC} = 389.7005$$

$$P'_{SC} = 683.7593 + 440(0.0604) + 600(0) - 170(0.0143)$$

$$P'_{SC} = 707.9043$$

- Calculamos la presión y temperatura pseudoreducida con las siguientes formulas:

$$T_{SR} = \frac{T}{T_{SC}} \quad \text{Ecuación (7)}$$

$$P_{SR} = \frac{P}{P_{SC}} \quad \text{Ecuación (8)}$$

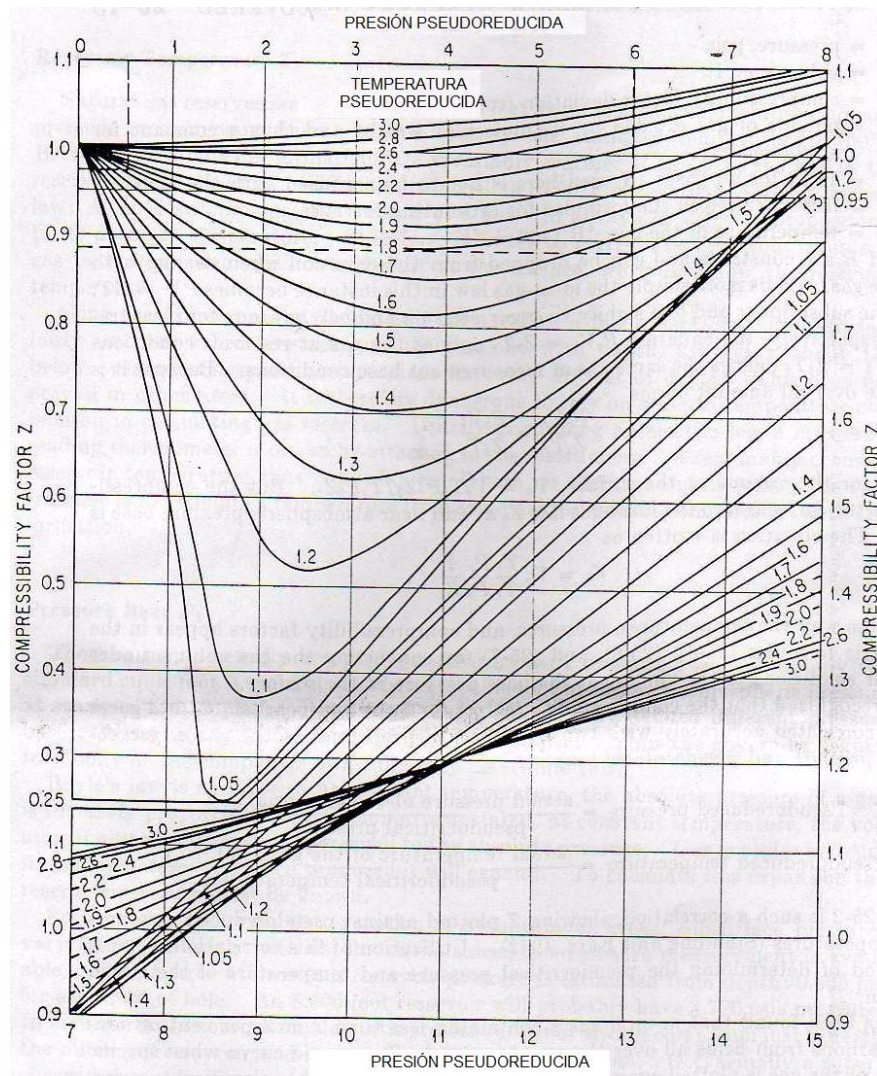
Tabla 23: Propiedades pseudoreducidas

SEUDOCRITICAS CORREGIDAS		389,7005	707,9043
		TEMPERATURA [R]	PRESION [PSI]
TEMPERATURA DE D ETAPA 1	731,08	1,8760	0,0858
PRESION DE D ETAPA 1	60,726		
TEMPERATURA DE S ETAPA 2	579	1,4857	0,0858
PRESION DE S ETAPA 2	60,726		
TEMPERATURA D DE ETAPA 2	771.699	1,9802	0,2821
PRESION DE D ETAPA 2	199,7		

Fuente: Autor

Finalmente, por medio de la gráfica de standing y katz, calculamos los factores de compresibilidad

Figura 28: Grafica Standing y Katz



Fuente: GPSA, pag. No. 23-11, 1987

$$Z_{DET1} = 0.996$$

$$Z_{SET2} = 0.996$$

$$Z_{DET2} = 0.960$$

FACTORES DE COMPRESIBILIDAD

Teniendo los factores de compresibilidad tanto en la descarga de la etapa 1, succión etapa 2 y descarga etapa 2, procedemos a calcular la potencia de cada una de las etapas, para ello utilizaremos la ecuación 9 y los datos mostrados en la tabla 24.

Tabla 24: Datos para el cálculo de potencia

VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	UNIDADES
Presión de Succión Etapa 1	Ps1	20,5	psia
Temperatura de succión etapa 1	Ts1	549	°R
Factor de Compresibilidad succión Etapa 1	Zs1	0,996	
Presión de Descarga Etapa 1	Pd1	65,73	psia
Temperatura de Descarga etapa 1	Td1	731,03	°R
Factor de Compresibilidad en Descarga Etapa 1	Zd1	0,996	
Flujo de gas	Q_g	1,86	MMSCFD
Coefficiente Isotrópico	k	1,236	
Presión Estándar	Psc	14,7	psia
Temperatura Estándar	Tsc	520	°R
Eficiencia Isotrópica	E_{isen}	0,75	

Fuente: Autor

$$\frac{HP}{Etapa} = 3.03 \frac{Q_g T_1}{E} \left(\frac{Z_1 + Z_2}{2} \right) \left(\frac{k}{k-1} \right) \left(\frac{P_{SC}}{T_{SC}} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \quad \text{Ecuación (9)}$$

$$\frac{HP}{Etapa} = 3.03 \frac{1,86 * 549}{0.75} \left(\frac{0.996 + 0.996}{2} \right) \left(\frac{1.236}{1.236 - 1} \right) \left(\frac{14.7}{520} \right) \left[\left(\frac{65.73}{20.5} \right)^{\frac{1.236-1}{1.236}} - 1 \right]$$

$$\frac{HP}{Etapa} = 151.09 [Hp]$$

4.1.5 Cálculo de la potencia, etapa 2. Con la ecuación 9 y teniendo en cuenta los factores de compresibilidad de succión y descarga de la etapa 2 obtenemos:

$$\frac{HP}{Etapa} = 3.03 \frac{1,86 * 549}{0.75} \left(\frac{0.996 + 0.96}{2} \right) \left(\frac{1.236}{1.236 - 1} \right) \left(\frac{14.7}{520} \right) \left[\left(\frac{199.7}{60.73} \right)^{\frac{1.236-1}{1.236}} - 1 \right]$$

$$\frac{HP}{Etapa} = 152.43 [Hp]$$

Tabla 25: Potencia del compresor

TOTAL [Hp] ETAPAS	
	HP
ETAPA 1	151.09
ETAPA 2	152.43
TOTAL	303.52

Fuente: Autor

4.2 DISEÑO DE SCRUBBER⁸

Con el objetivo de extraer la mayor cantidad de líquido presente en el gas, se realiza un diseño de un separador de dos fases, para ello tomamos como datos de diseño los valores presentados en la tabla 26:

Tabla 26: Balance de masa, Scrubber's

BALANCE DE MATERIA SISTEMA DE AUTOGENERACION LCI														
Corriente	Unidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Descripción		Gas Succion Compresores K-8581/82/83/84*	*Gas Succion Compresores K-8581/82/83/84*	*Gas Descarga Compresores K-8581/82/83/84*	*Drenaje Sistema Compresores K-8581/82/83/84*	*Gas Entrada Scrubbers V-8591/92*	Gas Salida Scrubbers -8591/92*	Descarga de Condensado Bomba P-8531	*Drenajes Scrubbers V-8591/92 y Filtros F-8551/52*	Gas a Filtros Coalescentes F-8551/52	Gas Combustible a Consumibles	Gas a Generadores Copower	Gas Combustible a Consumo PLDSHC	Descarga de Condensado Bomba P-8532
Fración de Vapor		1.00	1.00	0.97	0.00	0.98	1.00	0.00	0.02	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00
Temperatura	°F	90.0	89.0	120.0	75.5	117.1	117.1	74.1	98.5	115.4	115.4	107.4	113.1	87.4
Presión	psig	6.0	5.8	180.0	1.0	176.7	176.7	28.3	24.0	175.0	175.0	75.0	155.0	200.0
Flujo Másico	lb/h	13270.2	4417.6	4417.3	18.2	13260.9	12951.6	24884.5	39665.3	5924.1	4407.5	5924.1	4407.5	45639.3
	lb/h	13260.5	4417.6	4285.3	-	12951.6	12951.6	-	748.7	5919.6	4404.2	5924.1	4407.0	-
GAS	Flujo Volumétrico	MMSCFD	5.57	1.86	1.81	-	5.47	5.47	-	0.21	2.50	1.86	2.50	1.86
	Densidad	lb/ft ³	0.0764	0.0757	0.7023	-	0.6934	0.6934	-	0.2125	0.6893	0.6893	0.3242	0.6169
	Viscosidad	cP	0.0114	0.0114	0.0124	-	0.0123	0.0123	-	0.0107	0.0123	0.0123	0.0119	0.0122
	Flujo Másico	lb/h	9.8	-	132.1	18.2	309.3	-	24884.5	38916.6	4.5	3.3	-	0.5
LIQUIDO	Flujo Volumétrico	barrel/day	0.7	-	9.8	1.2	23.6	-	1714.0	3127.7	0.4	0.3	-	0.0
	Densidad	lb/ft ³	62.55	-	53.06	62.92	51.15	-	60.55	48.77	47.28	47.28	-	41.7
	Viscosidad	cP	0.76	-	1.99	0.91	1.91	-	1.14	1.23	0.96	0.96	-	0.4

Fuente: Ingeniería OXY, proyecto Autogeneración

- Inicialmente se calcula la gravedad específica por medio de la ecuación 10:

$$SG = \frac{\rho_F}{\rho_W} \quad \text{Ecuación(10)}$$

Donde:

$SG =$ Gravedad específica

$\rho_F =$ Densidad del fluido [lb/ft³]

$\rho_W =$ Densidad del agua [lb/ft³]

⁸ Requena G. José. Rodríguez M, Mauricio. (2006) Diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos. Trabajo de grado, universidad central de Venezuela. Caracas.

$$SG = \frac{51.15}{62.4}$$

$$SG = 0.819$$

Conociendo la gravedad específica del líquido calculamos el grado API del fluido con la ecuación 11:

$$API = \frac{141.5}{SG} - 131.5 \quad \text{Ecuación(11)}$$

Donde:

SG = Gravedad específica

$$API = \frac{141.5}{0.819} - 131.5$$

$$API = 41.51$$

4.2.1 Cálculo de velocidad de asentamiento. Define la velocidad con la que el petróleo se desprende de la fase continua, en este caso el gas y viene dada por la siguiente ecuación (Teoría de asentamiento de gota):

$$V_t = 0.0119 \left[\left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación(12)}$$

Donde:

$\rho_L =$ densidad del líquido [lb/ft³]

$\rho_g =$ densidad del gas [lb/ft³]

$d_m =$ diámetro de la gota [μm]

$C_D =$ coeficiente de arrastre (adimensional)

En esta ecuación no se conoce el valor del coeficiente de arrastre por este motivo asumiremos un valor teórico de 0.34.

$$V_t = 0.0119 \left[\left(\frac{51.15 - 0.6934}{0.6934} \right) \frac{140}{0.34} \right]^{1/2}$$
$$V_t = 2.059 \text{ (Ft/s)}$$

4.2.2 Cálculo del número Reynolds. Para el cálculo del número de Reynolds se utilizará la ecuación 13:

$$Re = 0.0049 * \frac{\rho_g d_m V_t}{\mu_g} \quad \text{Ecuación(13)}$$

Donde:

0.0049: Constante para usar unidades predeterminadas

$\rho_g =$ densidad del gas [lb/ft³]

$d_m =$ diámetro de gota [μm]

V_t = velocidad de asentamiento calculado con el valor teórico de 0,34 del coeficiente de arrastre [Ft/s]

μ_g = viscosidad del gas [cp]

$$Re = 0.0049 * \frac{0,6934 * 140 * 2.059}{0.0123}$$

$$Re = 79,7$$

4.2.3 Coeficiente de arrastre recalculado. El coeficiente de arrastre (C_D), variable adimensional se obtiene por medio de un proceso iterativo, que viene dado de la siguiente manera:

Se supone un valor de C_D de 0.34 y utilizamos la ecuación 14:

$$C_D = \frac{24}{R_e} + \frac{3}{R_e^{1/2}} + C_D \quad \text{Ecuación(14)}$$

$$C_D = \frac{24}{79,7} + \frac{3}{79,7^{1/2}} + 0.34$$

$$C_D = 0.9737$$

Con el coeficiente de arrastre calculado anteriormente se realiza un proceso iterativo para calcular V_t y R_e hasta que se encuentre el coeficiente real. Cuando los valores de V_t coincidan ese es el verdadero valor de C_D .

Tabla 27: Cálculo iterativo V_t

ITERACIONES PARA EL CALCULO DEL COEFICIENTE DE ARRASTRE			
ITERACIÓN	V_t	Re	C_D
1	2,060	79,7	0,977
2	1,215	47,0	1,288
3	1,058	40,9	1,395
4	1,017	39,3	1,429
5	1,005	38,9	1,439
6	1,001	38,7	1,442
7	1,000	38,7	1,443
8	1,000	38,7	1,443

Fuente: Autor

4.2.4 Diámetro mínimo requerido por la capacidad del gas. El diámetro mínimo del scrubber, debido a la capacidad de gas, lo calcularemos por medio de la ecuación 15:

$$d^2 = 5040 \left[\frac{TZQ_g}{P} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación(15)}$$

Donde:

d = diámetro mínimo [in]

T = temperatura [R]

Z = factor de compresibilidad

Q_g = caudal de gas [MMSCFD]

P = presión [psia]

ρ_g = densidad del gas [lb/ft³]

ρ_L = densidad del líquido [lb/ft³]

C_D = coeficiente de arrastre

d_m = diámetro de gota [μ m]

$$d^2 = 5040 \left[\frac{519.67 * 0.96 * 5.47}{191} \right] \left[\left(\frac{0.6934}{51.15 - 0.6934} \right) \frac{1.433}{140} \right]^{1/2}$$
$$d = 29.2 \text{ in}$$

4.2.5 Cálculo del diámetro del separador por capacidad del líquido. La altura de capacidad de líquido, mostrara el nivel de trabajo de separación de líquidos del separador

$$h = \frac{t_r Q_l}{0.12 d^2} \quad \text{Ecuación(16)}$$

Donde:

t_r = Tiempo de retención, para condensados con un grado API > A 40 varía entre 1 o 2 minutos.

Q_l = Caudal de líquido [BPD]

d = Diámetro mínimo requerido por capacidad de gas [in]

$$h = \frac{2(23.6)}{0.12(29,2)^2}$$

$$h = 0,4613$$

4.2.6 Cálculo de longitud de costura a costura. Esta longitud debería ser determinada una vez establecida la longitud efectiva. Para propósitos de cálculos se utilizan las ecuaciones 17 y 18:

$$L_{SS} = \frac{h + 76}{12} \quad \text{Ecuación (17)}$$

$$L_{SS} = \frac{h + d + 40}{12} \quad \text{Ecuación (18)}$$

La ecuación 17 nos permite calcular la longitud de costura a costura para diámetros ≤ 36 y la ecuación 18 para > 36 , en este caso cuyo diámetro tiene un valor de 29.2 utilizaremos la ecuación 17.

$$L_{SS} = \frac{0.461 + 76}{12}$$

$$L_{SS} = 6.3717 \text{ [ft]}$$

4.2.7 Cálculo de relación longitud – diámetro. La relación longitud-diámetro viene dada por la ecuación 19:

$$R = \frac{12 * L_{SS}}{d} \quad \text{Ecuación (19)}$$

Tabla 28: Relación Longitud - Diámetro

t_r (min)	d (pulg)	h (pulg)	L_{ss} (ft)	$S_R \left(\frac{12L_{ss}}{d} \right)$
2	24	0,7	6,4	3,2
2	30	0,4	6,4	2,5
2	36	0,3	6,4	2,1
2	42	0,2	6,9	2,0
2	48	0,2	7,3	1,8

Fuente: Autor

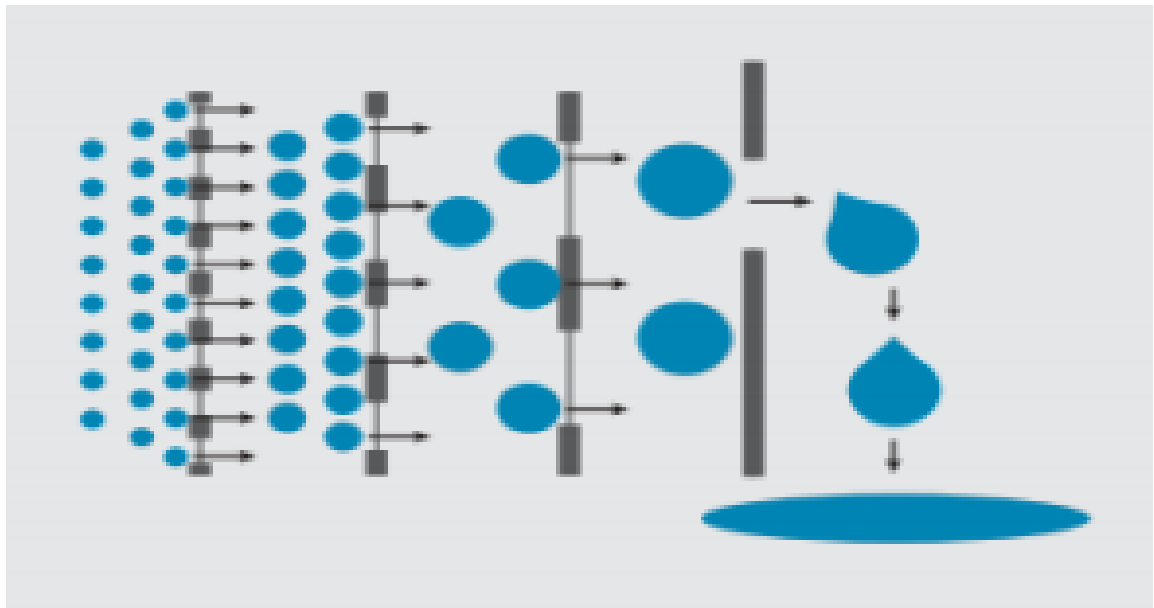
La relación longitud-diámetro permitirá seleccionar el separador que garantice su óptimo funcionamiento, de menor tamaño y por ende el más bajo costo. El valor de la relación longitud-diámetro (R) es comúnmente usada para el diseño, entre los rangos de 3 y 4.

4.3 DISEÑO DE FILTROS COALESCENTES⁹

Los filtros coalescentes se utilizan comúnmente para limpiar el gas que sale de los compresores con cierta cantidad de aceite de lubricación y crudo; utilizando el siguiente principio: las partículas líquidas son obligadas a unirse en gotas más grandes, por medio de una matriz filtrante, logrando un tamaño suficiente para caer por gravedad, como se observa en la figura 29.

⁹ Diseño de filtros coalescentes verticales: Paso a Paso- Método Souders-Brown

Figura 29: Tamaño de gota



Fuente: (MUÑOS MONTOYA, 2013)

Existen dos métodos para el diseño de filtros coalescentes:

- 1 Método de asentamiento de la gota de líquido
- 2 Aplicación Souders-Brown.

Históricamente la ecuación Souders-Brown ha sido empleada, dado que ésta es capaz de proveer resultados razonables, es fácil de aplicar, pero arroja inconvenientes en la identificación del rendimiento del separador (Petroskill, 2015). El método Souders – Brown es limitado porque se basa en un tamaño ponderado de la gota, pero no puede cuantificar la cantidad de las gotas despojadas de la sección del filtro por donde circula el gas. Aun así, se utilizará porque da buenos resultados (Petroskill, 2015).

Tabla 29: Balance de masa, filtros coalescentes

BALANCE DE MATERIA SISTEMA DE AUTOGENERACION LCI														
Corriente	Unidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Descripción		Gas Succion Compresores	*Gas Succion Compresores K-8581/82/83/84"	*Gas Descarga Compresores K-8581/82/83/84"	"Drenajes Sistema Compresores K-8581/82/83/84"	*Gas Entrada Scrubbers V-8591/92"	*Gas Salida Scrubbers V-8591/92"	Descarga de Condensado Bomba P-8531	"Drenajes Scrubbers V-8591/92 y Filtros F-8551/52"	Gas a Filtros Coalescentes F-8551/52	Gas Combustible a Consumibles	Gas a Generadores Copower	Gas Combustible a Consumo PLDSHC	Descarga de Condensado Bomba P-8532
Fracción de Vapor		1.00	1.00	0.97	0.00	0.98	1.00	0.00	0.02	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00
Temperatura	°F	90.0	89.0	120.0	75.5	117.1	117.1	74.1	98.5	115.4	115.4	107.4	113.1	87.4
Presión	psig	6.0	5.8	180.0	1.0	176.7	176.7	28.3	24.0	175.0	175.0	75.0	155.0	200.0
Flujo Másico		13270.2	4417.6	4417.3	18.2	13260.9	12951.6	24884.5	39665.3	5924.1	4407.5	5924.1	4407.5	45639.3
GAS	Flujo Másico	lb/h	13260.5	4417.6	4285.3	-	12951.6	12951.6	-	748.7	5919.6	4404.2	5924.1	4407.0
	Flujo Volumétrico	MMSCFD	5.57	1.86	1.81	-	5.47	5.47	-	0.21	2.50	1.86	2.50	1.86
	Densidad	lb/ft3	0.0764	0.0757	0.7023	-	0.6934	0.6934	-	0.2125	0.6893	0.6893	0.3242	0.6169
	Viscosidad	cP	0.0114	0.0114	0.0124	-	0.0123	0.0123	-	0.0107	0.0123	0.0123	0.0119	0.0122
LIQUIDO	Flujo Másico	lb/h	9.8	-	132.1	18.2	309.3	-	24884.5	38916.6	4.5	3.3	-	0.5
	Flujo Volumétrico	barrel/day	0.7	-	9.8	1.2	23.6	-	1714.0	3127.7	0.4	0.3	-	0.0
	Densidad	lb/ft3	62.55	-	53.06	62.92	51.15	-	60.55	48.77	47.28	47.28	-	41.7
	Viscosidad	cP	0.76	-	1.99	0.91	1.91	-	1.14	1.23	0.96	0.96	-	0.4

Fuente: Ingeniería OXY, proyecto Autogeneración

Las variables de diseño son tomadas de la tabla (20), presentada en el diseño de compresión con el fin de facilitar la visibilidad de dichos valores la podremos ver a continuación.

Tabla 30: Propiedades del gas

PROPIEDADES FISICAS PARA DISEÑO		
PROPIEDAD		UNIDADES
FLUJO DE LIQUIDO	4,5	LB/H
DENSIDAD DE LIQUIDO	47,28	LB/FT3
FLUJO DE GAS	2,5	MMSCFD
DENSIDAD DE GAS	0,6893	LB/FT3
PRESION	175	PSIG

Fuente: Autor

Se debe calcular el factor de reducción de velocidad por presión "C". Este factor reduce el factor de capacidad (Kidnay, Parrish, & McCartney, 2011).

$$C = \frac{100 - 1.35P^{0.42}}{100}$$

Ecuación(20)

Donde:

C = factor de reducción

P = presión (psig)

$$C = \frac{100 - 1.35 * 175^{0.42}}{100}$$

$$C = 0,8818$$

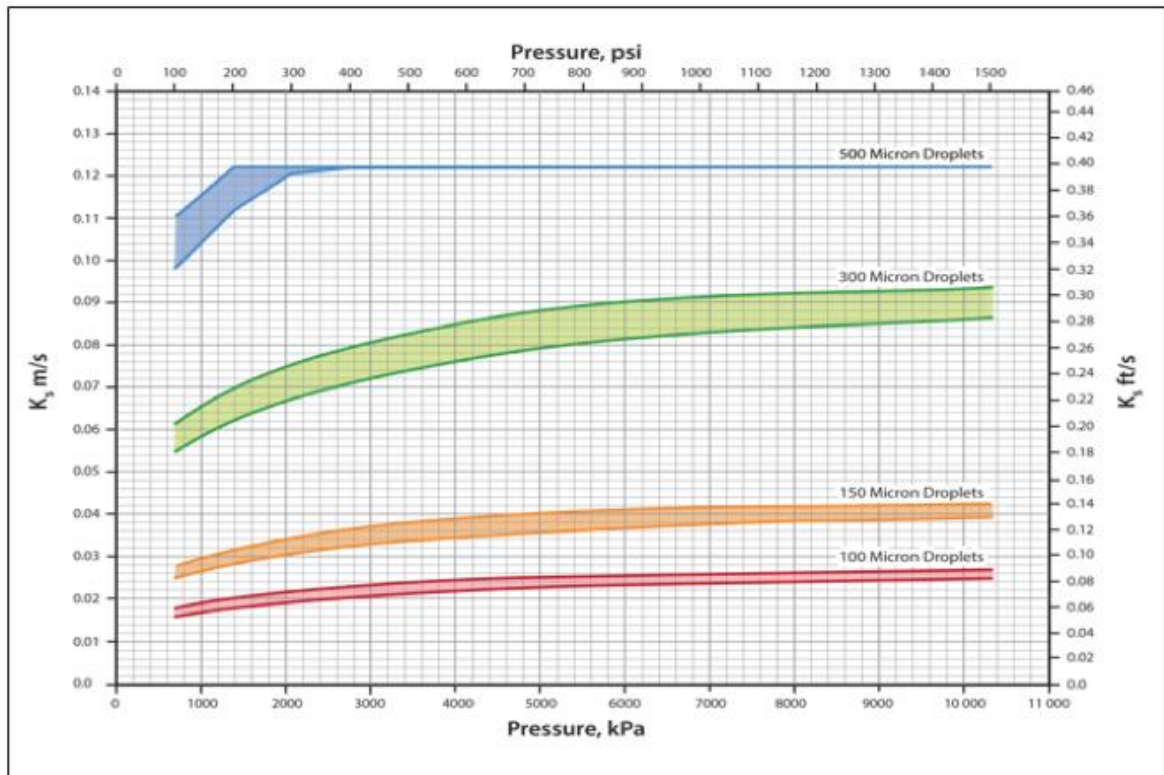
El parámetro de diseño, K_S en la ecuación Souders-Brown es una constante empírica y factor clave en el dimensionamiento de los separadores gas – líquido, así como la selección de los extractores de neblina, y sus diámetros.

Su valor depende de varios factores, incluyendo:

- Presión
- Propiedades de los fluidos (nótese que la temperatura impacta éstas propiedades)
- Geometría de Separador
- Longitud del recipiente, y nivel del líquido (separadores horizontales)
- Consistencia del gasto
- Elemento de entrada del recipiente, su diseño y rendimiento
- Cantidades Relativas del gas y líquido
- De mayor importancia – tipo de extractor de neblina y su diseño (e.g. empaque de malla, empaque de rejilla, multi-ciclón)
- Existen varias fuentes en donde uno puede informarse sobre el valor de los K_S referente a distintas aplicaciones. En las siguientes secciones nos dedicaremos a discutir tres fuentes.

Este factor de capacidad depende de muchas variables pero en general debe estar entre 0.067 m/s y 0.12 m/s¹⁰.

Figura 30: Factor de capacidad K_s VS presión



Fuente: PetrolSkills, John M, Campbell

Teniendo en cuenta la gráfica anterior, utilizaremos la siguiente correlación para determinar el valor de K_s .

Las curvas para los distintos tamaños de gotas mostradas en la figura 30 se han ajustado a un polinomio de 3^a orden (para los tamaños de gotas de 100, 150, y 300 micrones). Esta correlación es de la forma de la ecuación 21 y sus coeficientes

¹⁰ Diseño de filtros coalescentes verticales: Paso a Paso- Método Souders-Brown

regresionados a, b, c, y d son presentados en tablas para las unidades de campo (fps, lps) y las internacionales (SI), respectivamente.

$$K_S = A + BP + CP^2 + DP^3 \quad \text{Ecuación(21)}$$

Donde:

P = presión (psi)

En la tabla 31, cada tamaño de gota en micras (μ) se precede por la letra L o U representando la curva inferior o superior, respectivamente. La presión se reporta en lpc y K_s es en pie/s para lps (FPS), (kPa y m/s en SI).

Tabla 31: Valores de coeficiente de capacidad K_s

Coefficient	Droplet size, micron					
	L 100 μ	U 100 μ	L 150 μ	U 150 μ	L 300 μ	U 300 μ
a	0.044882	0.051678	0.072564	0.078829	0.161458	0.18108
b	7.24E-05	8.13E-05	0.000117	0.000141	0.00024	0.000273
c	-5.5E-08	-7E-08	9.4E-08	-1.2E-07	-1.8E-07	-2.1E-07
d	1.58E-11	2.15E-11	1.74E-11	3.61E-11	4.82E-11	5.79E-11
AAPD	0.36	0.41	0.49	0.31	0.29	0.24

Fuente: PetrolSkills, John M, Campbell

Desarrollando la ecuación polinómica obtenemos el valor de K_S .

$$K_S = 0.051678 + 8.13 \times 10^{-5}(189.7) - 7 \times 10^{-8}(189.7)^2 + 2.15 \times 10^{-11}(189.7)^3$$

$$K_S = 0.065$$

Calculamos el valor optimo del flujo de gas con la siguiente ecuación

$$V_{gas} = S * C * K \sqrt{\frac{\rho_{gas} - \rho_{liquido}}{\rho_{gas}}} \quad \text{Ecuación(22)}$$

Donde:

V_{gas} = velocidad del gas [m/s]

C = coeficiente de reducción adimensional

K_S = factor de capacidad [m/s]

ρ_{gas} = densidad del gas en [kg/m³]

$\rho_{liquido}$ = densidad del líquido a filtrar [kg/m³]

S = Es un factor que tienen en cuenta los cambios repentinos en el flujo, en la concentración de líquido de la corriente del gas u otras peculiaridades. El valor de S recomendado es de 0.75 (González Dobrosky, 2015).

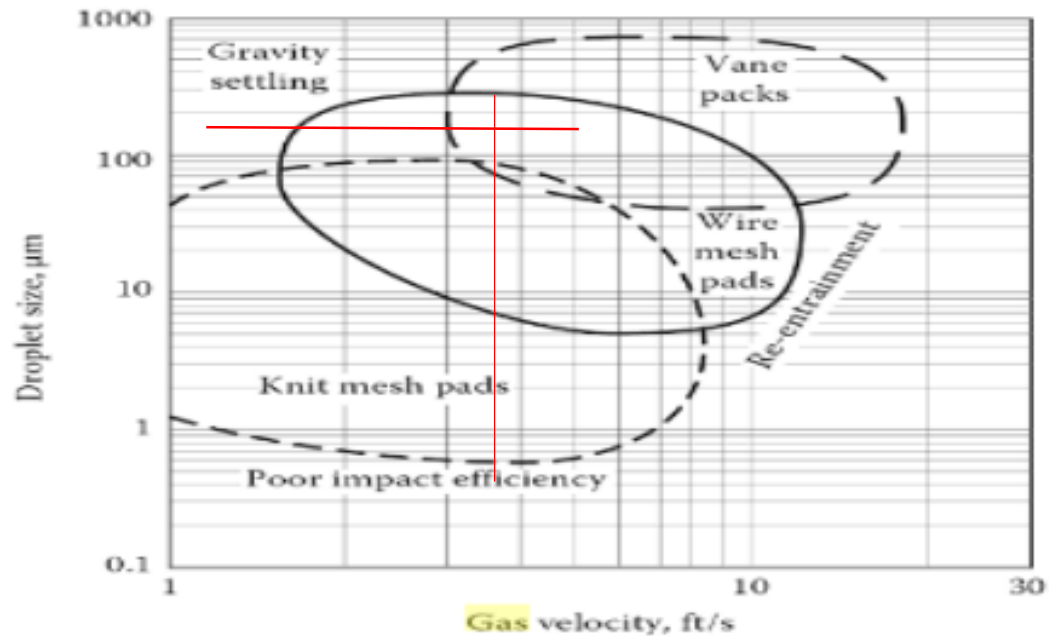
$$V_{gas} = 0.75 * 0.8818 * 0.065 \sqrt{\frac{757.35 - 11.04}{11.04}}$$

$$V_{gas} = 0.3534 \text{ m/s}$$

$$V_{gas} = 1.1594 \text{ ft/s}$$

Conociendo la velocidad del gas en ft/s observamos en la figura 31, para verificar si estamos en la zona adecuada para el tipo de filtro.

Figura 31: Tipos de filtro según velocidad del gas



Fuente: Kidnay, Parrish, & McCartney, 2011

Se debe mantener la velocidad cerca al centro de la zona segura del medio filtrante. La velocidad máxima en filtros verticales no debe superar los 0.25 m/s (Rahimi, Three Phase Separators – Gas Internals, 2013) y en nuestro caso el valor de dicha velocidad es de 0.3534 m/s.

Existen datos como el tamaño de partícula que se desconocen en el momento del diseño del equipo lo cual puede causar una variación en el cálculo de dicha velocidad, sin embargo, con los valores suministrados y teniendo en cuenta los datos tomados como base de cálculo, tendríamos un wire mesh pads como medio filtrante para cumplir con nuestro objetivo.

4.4 DISEÑO DEL CITY-GATE

Una estación de entrega o city gate es un punto donde el gas pasa de un sistema de transmisión principal –Gasoducto Troncal o Ramal - a un sistema de distribución local –Red Domiciliaria o Industrial. En este punto el gas es sometido por procesos de filtración, calentamiento, regulación, medición y odorización.

4.4.1 Cálculos del factor de flujo crítico. El factor de flujo crítico, a menudo denominado "Cf", es un coeficiente que define cómo se recuperará la presión después de que caiga a su punto más bajo dentro de la válvula de control. Este punto más bajo también se conoce como vena contracta, es necesario para calcular el coeficiente de flujo (Cv) o la tasa de flujo para fines de dimensionamiento de válvulas.

$$C_f = \sqrt{\frac{P_2}{P_1}} \quad \text{Ecuación(23)}$$

Donde:

P_1 = presión de entrada [psia]

P_2 = presión de salida [psia]

$$C_f = \sqrt{\frac{99.7}{189.7}}$$

$$C_f = 0.7249$$

4.4.2 Cálculos coeficiente de flujo de la válvula. El coeficiente de flujo de la válvula (Cv) es la capacidad de una válvula para que un líquido o gas fluya a través de ella. Se define técnicamente como "el volumen de agua a 60 °F (en galones estadounidenses) que fluirá a través de una válvula por minuto con una caída de presión de 1 psi a través de la válvula".

$$Cv = \frac{41666Q\sqrt{GT}}{834C_fP_1(y - 0.148y^3)} \quad \text{Ecuación(24)}$$

Donde:

Q = flujo de gas MMSCFD

P_1 = presión de entrada (psia)

C_f = factor de flujo critico

T = temperatura de flujo

G = gravedad especifica del gas

Para calcular coeficiente del flujo de la válvula es necesario determinar el valor de (y) que está dado por la ecuación 25:

$$y = \frac{1.63}{C_f} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}} \leq 1.50 \quad \text{Ecuación(25)}$$

Donde:

C_f = factor de flujo critico

P_1 = presión de entrada (psia)

$\Delta P = P_1 - P_2$

$$y = \frac{1.63}{0.7249} \sqrt{\frac{189.7 - 99.7}{189.7}} \leq 1.50$$

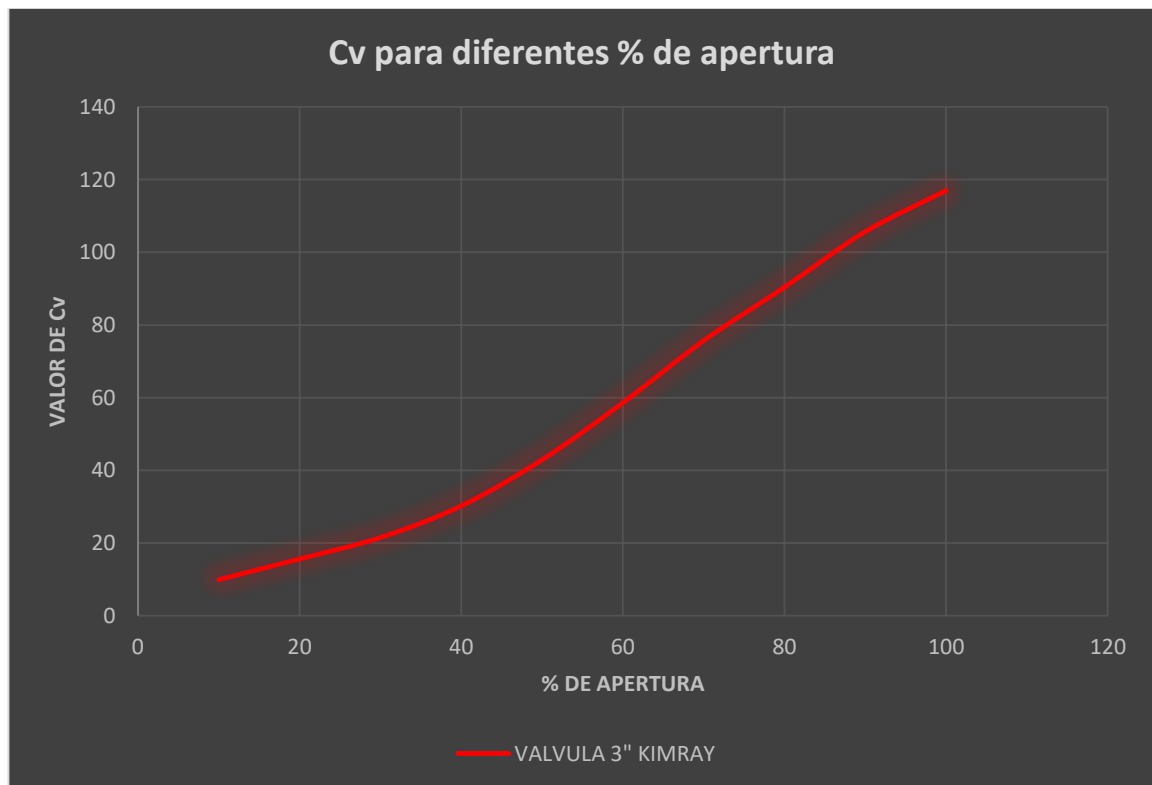
$$y = 1.5 \leq 1.5$$

- Teniendo el valor de “y” calculamos C_v

$$C_v = \frac{41666 * 2.5 \sqrt{0.6893(115.4 + 460)}}{834 * 0.7249 * 189.7(1.5 - 0.148 * 1.5^3)}$$

$$C_v = 18.079$$

Figura 32: Calculo de C_v VS % de apertura



Fuente: Kimray, 2020.

Conociendo la gráfica del C_v vs % de apertura. Que varía dependiendo de la válvula y su fabricante; observamos que el valor C_v calculado por los datos de diseño esté en un rango entre 20 % y 80%¹¹, si esto se cumple, la válvula cumplirá con el objetivo de reducción de presión.

Por lo tanto la válvula nos permite reducir nuestra presión a 85 psig es de 3" marca kimray, ya que nuestro valor de $C_v = 18.079$ está en el rango permitido.

4.5 ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA DE GENERACIÓN

Una característica positiva importante que contribuye o desfavorece la utilización de combustibles gaseosos, y en particular el de gas natural, es la facilidad de distribución y la disponibilidad del combustible a través de distancias considerables desde los puntos de producción al de los consumidores.

Por lo general, en el caso de aplicaciones de motores estacionarios, no hay necesidad de almacenamiento de combustible ni de la infraestructura asociada ya que se tiene un suministro a través de gaseoductos de forma limpia, conveniente, y constante de gas combustible desde la red al equipo de combustión.

Una limitación grave asociada al uso de combustibles gaseosos es el riesgo de incendios, explosiones y de toxicidad, especialmente a raíz de una fuga. Sin embargo, en los últimos años ha habido mucha experiencia y estrictos controles reguladores establecidos para el manejo y uso seguro de los combustibles gaseosos (MONTAÑO GUZMAN, 2016).

¹¹ <https://kimray.com/Sizing/Gas>

En la tabla 32 se presentan las condiciones iniciales del gas:

Tabla 32: Condiciones Iniciales del gas

Corriente	Unidad	Val	
Descripción		Gas a Generadores Copower	
Fracción de Vapor		1.00	
Temperatura	<i>oF</i>	107.4	
Presión	<i>psig</i>	75.0	
Flujo Másico	<i>lb/h</i>	5924.1	
GAS	Flujo Másico	<i>lb/h</i>	5924.1
	Flujo Volumétrico	<i>MMSCFD</i>	2.50
	Densidad	<i>lb/ft3</i>	0.3242
	Viscosidad	<i>cP</i>	0.0119
LIQUIDO	Flujo Másico	<i>lb/h</i>	-
	Flujo Volumétrico	<i>barrel/day</i>	-
	Densidad	<i>lb/ft3</i>	-
	Viscosidad	<i>cP</i>	-

Fuente: Ingeniería OXY, proyecto Autogeneración

La capacidad real de generación depende principalmente de tres factores:

1. Calidad de alimentación (Combustible)
2. Flujo de gas en los equipos de generación
3. Eficiencia de los equipos asociados al proceso

Los datos que se presentan en la tabla 33, reflejan los requerimientos del equipo para su óptimo funcionamiento:

- Se requiere fracción de metano > al 70 % (El gas presenta en su composición valores de metano >78% y no contiene trazas de H_2S)
- El gas contiene altos contenido de CO_2 , componente que reduce el poder calorífico del gas además de producir en la combustión, grandes emisiones de gases contaminantes.

Tabla 33: Condiciones de operación VS Composición del gas

COMP	Fracción Molar	CARACTERISTICAS GENERADOR	
C1	78,265	ENGINE MODEL	H16V190ZLT-1
C2	5,880	GENSET MODEL	1200 GF
C3	4,188	RATED POWER	1200 KW
IC4	1,298	NET POWER OUTPUT	1048 KW
NC4	1,541	REATED SPEED	1200 RPM
IC5	0,662	RATED VOLTAGE	480V
NC5	0,525	RATED FRECUENCY	60HZ
C6+	0,163	RATED POWER FACTOR	>0.8
O2	0,000	CH4 REQUIREMENT	>70%
N2	1,435	H2S REQUIREMENT	< 15 PPM
CO2	6,043	GAS PRESSURE	>7kpa
Total	100,000	GAS CONSUMPTION	0.25 ~ 0.32 Nm3/kW.h

Fuente: Tomado de la ficha del equipo y de la cromatografía del gas modificada por el autor

Para obtener potencia eléctrica a partir de gas natural producido; se debe convertir la potencia calórica en potencia mecánica por medio de un motor a gas y la potencia mecánica en potencia eléctrica a través de un generador.

Para fines de diseño, la eficiencia combinada térmica y mecánica para un motor a gas, está alrededor del 35 al 45%, para métodos de cálculo usaremos una eficiencia del motor del 35%. En la actualidad se tienen motores como el J624 de GE Jenbacher de 24 cilindros con eficiencias cercanas al 60%¹²

Para el caso del generador, las eficiencias oscilan del 95% al 98%, para el caso actual utilizaremos el menor valor de 95%.

¹² <https://www.ge.com/power/gas/gas-turbines?cont=recip>

La potencia calórica es igual al poder calorífico del gas multiplicado por el flujo

$$PC = H_v * Q \quad \text{Ecuación 26}$$

Donde:

$PC = \text{Potencia calórica (Hp)}$

$H_v = \text{Poder calorífico neto real (BTU/Ft}^3\text{)}$

$Q = \text{Caudal de gas (Ft}^3\text{/hora)}$

- Según la cromatografía del gas en análisis, el poder calorífico real neto es igual a 1.043,93 BTU/Ft³.
- El diseño se plantea para 2.5 MMSCFD (Máximo flujo promedio de gas), convirtiendo unidades para aplicar la ecuación 26, sería 104.166,667 (Ft³/hora)
- 1 BTU/hora = 3.9294*10⁻⁴ Hp

$$PC = (1.043,93 * 104.166,667) * (3,9294 * 10^{-4})$$

$$PC = 42.729 \text{ Hp}$$

Convirtiendo a Kw

- 1Hp = 0,7457 Kw

$$PC = 31.863 \text{ Kw}$$

La potencia eléctrica es igual a la potencia calórica multiplicada por la eficiencia del motor de combustión interna y por la eficiencia del generador:

$$PE = PC * Em * Eg \quad \text{Ecuación 27}$$

Donde:

$PE =$ Potencia eléctrica

$E_m =$ Eficiencia del motor (35%)

$E_g =$ Eficiencia del generador (95%)

$$PE = 31.863 * 0,35 * 0,95$$

$$PE = 10.595 \text{ Kw}$$

Los generadores actualmente instalados en la planta autogeneración, constan de 8 equipos de capacidades nominales de 1.200 [Kw] cada uno, 1 de 730 [Kw] y 1 de 575 [Kw], para un total de 10.905 [Kw] distribuidos en 10 generadores.

Tabla 34: Potencia generada en la planta

Para un poder calorífico constante y eficiencias de Hv= 1044 BTU/Ft3, Eg=0.95, Em=0.35		
Flujo de gas Q [MMSCFD]	Potencia calórica PC [Kw]	Potencia eléctrica PE [Kw]
0.0	0.0	0.0
0.5	6372.7	2118.9
1.0	12745.3	4237.8
1.5	19118.0	6356.7
2.0	25490.6	8475.6
2.5	31863.3	10594.5
3.0	38235.9	12713.5

Fuente: Autor

5 CONCLUSIONES

- La cromatografía del gas, es uno de los parámetros de mayor relevancia en el diseño de plantas de cogeneración; tener la composición completa garantiza una óptima selección de equipos. El gas utilizado para la generación eléctrica en la planta de Autogeneración del Centro, cuenta con fracciones de metano superiores al 78%, lo que es óptimo para el equipo seleccionado, pero cuenta con contenidos de CO₂ mayores al 6% convirtiéndose en una desventaja ambiental. En el capítulo 2, por medio de la filosofía de operación, se identificaron las variables nominales con las cuales se realizó el diseño de la planta.
- Para garantizar la correcta operación de una planta de cogeneración, se deben tener los diferentes instrumentos encargados de la medición de las variables esenciales del proceso (Temperatura, Presión y Flujo). En el capítulo 3, se planteó un diseño mediante la metodología de ingeniería inversa, para identificar variables claves en la selección de equipos y se mostraron los puntos principales en la línea de proceso, donde se debe realizar una respectiva medición.
- Los principales aspectos que intervienen en la eficiencia de la planta de autogeneración son: calidad del gas, flujo de combustible y optimización de los equipos que intervienen en el proceso. La eficiencia de la planta oscila en valores cercanos al 35%, con lo que se estiman generaciones superiores a 10.5MW; de los cuales actualmente se generan en promedio 6MW. Las condiciones del gas (flujo y composición), son óptimas respecto a los parámetros del generador disponible en la planta; esto nos garantiza el desempeño de los equipos que intervienen en el proceso, aguas arriba de los generadores; lo que centra las deficiencias del sistema en el desempeño del conjunto motor-generador. En el capítulo 3, se evidenciaron los cálculos para el dimensionamiento de los principales equipos de la planta.

BIBLIOGRAFIA

ANH. Agencia nacional de hidrocarburos. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá D.C, 2012.

API Spec 12J. American Petroleum Institute. Specification for Oil and Gas Separators. Washington, DC, 2008.

ARÉVALO VILLAGRÁN, Jorge y CUAUTLI HERNÁNDEZ, María Elena. Propiedades de los fluidos petroleros y aplicaciones. Ciudad universitaria, México, 2005.

ARNOLD, K. and Stewart M. Surface Production Operations. 2008, 3rd Edition.

AMSTERDAM CAMPBELL, J.M. Gas Conditioning and Processing. Campbell Petroleum Series. 1998, Vol. 2.

CAMPBELL, J.M. Gas Conditioning and Processing. Campbell Petroleum Series. Oklahoma. 2014, Vol. 2.

CONSORCIO HART-RE. Capacidad instalada de autogeneración y cogeneración en sector de industria, petróleo, comercio y público del país. ministerio de minas y energía unidad de planeación minero energética – UPAME. Bogotá, 2014.

ECOPETROL. ECP-VST-G-GEN-FT-001, Filosofía de operación sulfatheat. Proceso producción crudo y gas gerencia de operaciones de desarrollo y producción la Cira Infantas – Teca, 2015.

GONZÁLEZ DOBROSKY, C. Propuesta de una metodología de cálculo para el diseño preliminar de un filtro coalescente. Ingeniería. 2015.

GPS A Engineering Data Book. Gas Processors Suppliers Association, Tulsa. 1998, Vol. 1, section 7, 11th Ed.

HINCAPIÉ, B. Estudio y diseño de separadores horizontales y verticales de dos y tres fases. Trabajo de Grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería Geología, Minas y Petróleos. 1987.

MALDONADO PEREZ, Lelis Aylim. Análisis del comportamiento y vida útil de las varillas en los sistemas de levantamiento artificial tipo pcp y bombeo mecánico en el campo la cira-infantas. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. 2012.

MC. CAIN WILLIAM. The Properties of Petroleum Fluids. Penn Well Books. Tulsa, Oklahoma. USA. 1989, Segunda Edición.

MARTINEZ J, M. Diseño conceptual de separadores. Agencia de gas, principios y aplicaciones. 2011.

MOROS MORICE, L. A. y SERRANO GUEVARA, J. C. Evaluación técnico financiera de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología Powerwave para la estimulación en pozos inyectores del Campo la Cira Infantas Trabajo de grado. Fundación Universidad de América. 2016.

OXY. Proyecto planta Autogeneración. Filosofía de operación y control, campo Cira Infantas. Barrancabermeja. 2016.

PARÍS, G. y ROMERO, J. Fallas activas en Colombia: Boletín geológico, Ingeominas. Publicación en: Servicio geológico colombiano. 1994.

RAHIMI, S. (2013). Three Phase Separators – Gas Internals. Chemwork.

REQUENA José. RODRÍGUEZ, Mauricio. Diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos. Trabajo de grado, universidad central de Venezuela. Caracas. 2006.

VILLAFLORES, Gloria. Variables Significativas del Proceso de Combustión del Gas Natural. Universidad Nacional de Salta, Facultad de Ingeniería, Ciunsa, 2008.