



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**EVALUACIÓN DEL COSTO ENERGÉTICO DEL PROCESO DE
SEPARACIÓN GAS-PETRÓLEO, REALIZADO EN LA ESTACION DE
FLUJO OROCUAL -03, DEL ESTADO MONAGAS**

REALIZADO POR:

**Zaidibeth Patricia Canelón Prado
Rafael Andrés Boscán Contreras**

**Trabajo Especial de Grado presentado ante la Universidad de Oriente
como requisito parcial para optar al título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, NOVIEMBRE DE 2013



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**EVALUACIÓN DEL COSTO ENERGÉTICO DEL PROCESO DE
SEPARACIÓN GAS-PETRÓLEO, REALIZADO EN LA ESTACION DE
FLUJO OROCUAL -03, DEL ESTADO MONAGAS**

**REALIZADO POR:
ZAIDIBETH PATRICIA CANELÓN PRADO
C.I: 17.934.148
RAFAEL ANDRÉS BOSCÁN CONTRERAS
C.I: 18.463.612**

REMISADO POR:


**DR. FERNANDO PINO
ASESOR ACADÉMICO**



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**EVALUACIÓN DEL COSTO ENERGÉTICO DEL PROCESO DE
SEPARACIÓN GAS-PETRÓLEO, REALIZADO EN LA ESTACION DE
FLUJO OROCUAL -03, DEL ESTADO MONAGAS**

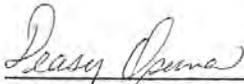
REALIZADO POR:

ZAIDIBETH PATRICIA CANELÓN PRADO

CI: 17.934.148

RAFAEL ANDRÉS BOSCÁN CONTRERAS

CI: 18.463.612


ING. DEASY OSUNA

APROBADO POR:




ING. INDIRA MARQUEZ

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la **UNIVERSIDAD DE ORIENTE** y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.



DEDICATORIA

Le dedico a todas las personas que me sirvieron de ejemplo, de motivo inclusive de inspiración para seguir adelante y lograr lo que me propuse. Ahora me toca dedicarles y regalarles un poco de mis logros plasmado en esta tesis, para que a muchos les sirva de ejemplo e inspiración y para que sepan que las metas y los sueños que nos trazamos se cumplen. Esta Dedicatoria va dirigida:

A DIOS al cual estoy eternamente agradecida por sus provisiones por fortalecerme en todos los obstáculos que tuve en mi carrera, por usar como instrumento a grandes personas para llevar a cabo mi meta.

A mi mamita mía por darme la vida y formarme como persona, por estar pendiente de mí. (te amo)

A mi papá y hermano César por impulsarme a seguir adelante y confiar en mí.

A mi maita luz por sus atenciones y oraciones positivas que me brindó en vida.

A mi tía Lenny por sus consejos positivos, por ser esa otra madre que se preocupaba por mi bienestar.

Gracias totales a todas las personas que de manera desinteresada me ayudaron en cada momento, amigos, profesores

Zaidibeth Canelón

DEDICATORIA

A mi **DIOS**, por darme la vida, la fortaleza, paciencia y sabiduría necesaria para afrontar y vencer los obstáculos que se me han presentado. Gracias por no dejarme caer y tenderme la mano para levantarme siempre.

A mis padres: Germán Boscán y Mariela Contreras de Boscán; por representar siempre el ejemplo del éxito y del triunfo, sin ustedes de verdad no hubiese podido llegar al lugar donde hoy he llegado, la armonía perfecta que me han mantenido siempre firme en todos y cada uno de los más grandes momentos de mi vida, porque mas que mis padres son mis amigos, confidentes, compañeros y cómplices. Este triunfo es de ustedes... ¡Los amo!

A mis hermanas: Rosa Boscán y Ana Boscán, espero que estén orgullosas de mí muchas gracias por darme la fortaleza suficiente y apoyo incondicional para seguir adelante.

A mi sobrina Isabella Bermúdez porque la imagen tierna y dulce de su rostro me llena de mucha paz y tranquilidad.

A Yerlineth Figueroa mi novia: por su amor, solidaridad, comprensión, paciencia; porque ha estado conmigo constantemente para ver esta nueva meta de mi vida

Rafael Boscán

AGRADECIMIENTOS

Cuando nos trazamos metas tanto en el ámbito personal como en lo académico, tenemos la oportunidad de conocer personas, lugares e instituciones que ayudan a forjar las metas propuestas, quiero brindar y exaltar mis más sinceros agradecimientos en especial a DIOS por permitirme vivir esta gran experiencia universitaria.

A la gran casa de estudio; Universidad de Oriente Núcleo de Monagas por abrirme las puertas y permitir que formara parte de sus aulas y lograra ser una profesional.

Al Dr. Fernando Pino por brindarme la oportunidad de tenerlo como mi asesor académico, me siento orgullosa por tenerlo de apoyo para lograr mi meta .Gracias!

Al personal que labora en la estación de flujo de Orocuál en el Estado Monagas en especial al Sr Carlos Cabrera, que me ayudó para acceder a las instalaciones, al Superintendente Sr Ramón Tineo, por permitir que lograra desarrollar mis investigaciones en la estación de flujo, al Ingeniero Luis Villahermosa, por guiarme y explicarme sobre lo que iba a realizar.

A los srs de operación de producción Jesús Rojas y Jesús Zurita por transmitirme parte de sus conocimientos con respecto a la funcionalidad de los separadores con los que iba a trabajar en la investigación sobre la Estación de Flujo de Orocuál -03.

A mi amigo y compañero de tesis Rafael Boscán por trabajar conmigo y llevar a cabo el desarrollo de nuestro trabajo de investigación.

A mi amigo profesor Ingeniero Lorenzo Mantilla por transmitirme consejos y ayudarme durante mi carrera .Gracias!

A Daniela y Nancy por brindarme su amistad y confianza en los días que estuve investigando en la estación de flujo de PDVSA Orocuai

A mi mamá Zaira Prado, por apoyarme y darme buenos consejos, te amo mamita mía, a mi hermano César Canelón por esperar lo mejor de mí.

A mí querido esposo (macizito guayanés) Wilber por ser incondicional conmigo. Gracias!

A mi tía María Alfonzo por animarme cada vez que tenía la oportunidad, a su hija mi prima Mónica por ser un ejemplo a seguir Gracias!

A mi tía Lenny Alejandra por confiar en mí, por ser especial conmigo, por ser mi apoyo en los momentos buenos y malos de mi carrera. Te quiero!.

A todos mis compañeros y amigos que compartieron conmigo durante mi carrera, a Jesús Carvajal, Dido Gil, Luisana Blanco, Osmary, Leidyta y María Cabrera. Gracias muchachos.

Zaidibeth Canelón

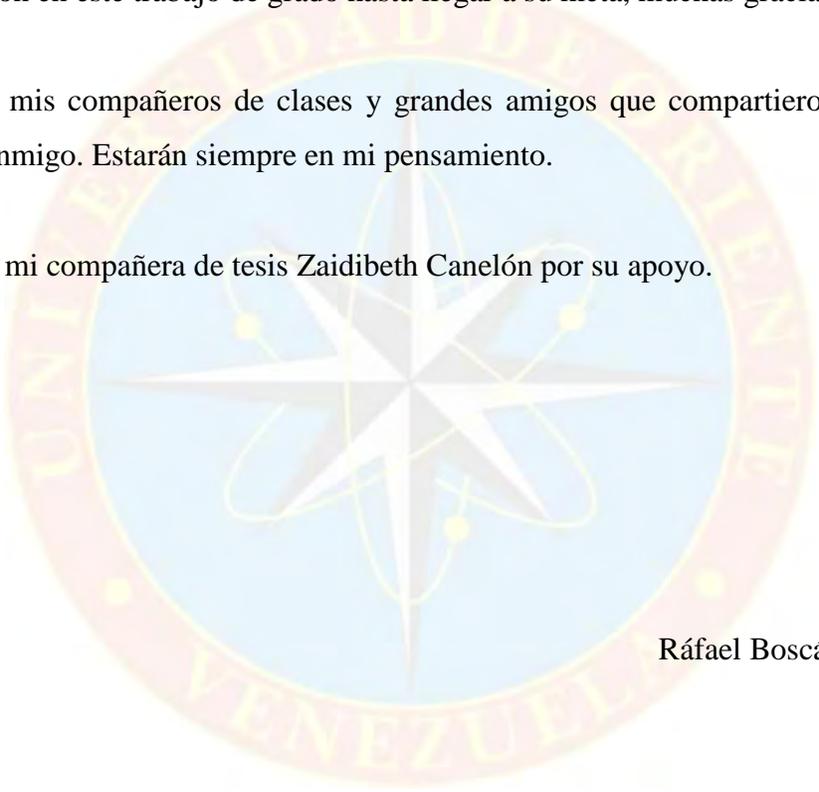
AGRADECIMIENTOS

A la Universidad de Oriente (UDO) por ser la casa de estudios donde adquirí conocimientos en el área petrolera, nunca la olvidare.

A mi asesor Dr. Fernando Pino, que con sus asesorías académicas, me orientaron en este trabajo de grado hasta llegar a su meta, muchas gracias.

A mis compañeros de clases y grandes amigos que compartieron todos estos años conmigo. Estarán siempre en mi pensamiento.

A mi compañera de tesis Zaidibeth Canelón por su apoyo.



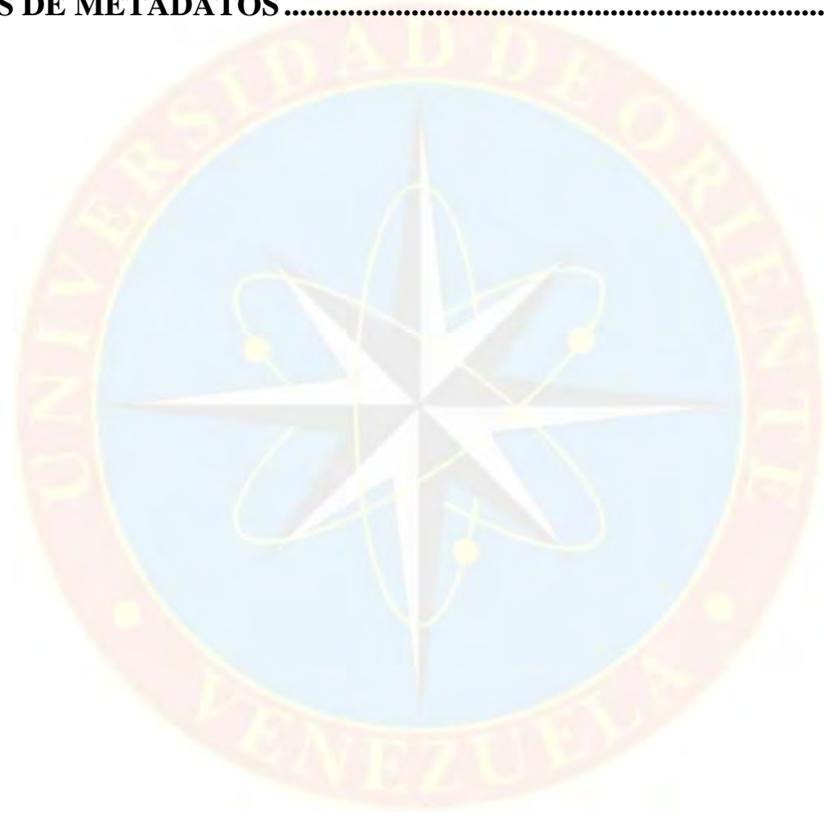
Ráfael Boscán

ÍNDICE GENERAL

	PÁG
RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vii
ÍNDICE GENERAL	x
ÍNDICE DE FIGURAS	xiii
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
RESUMEN	xv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.1 Objetivo general.....	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	6
2.3 BASES TEÓRICAS.....	7
2.3.1 Gas natural.....	7
2.3.1.1 Clasificación del gas natural según su procedencia.....	8
2.3.1.2 Gas natural según su composición.....	9
2.3.1.3 Análisis cromatográfico del gas natural.....	10
2.3.2 Poder Calorífico del gas natural.....	15
2.3.2.1 Poder Calorífico del gas Natural según la composición.....	16
2.3.2.2 Formas Válidas para expresar el Poder Calorífico del gas natural.....	17
2.3.2.2.1 Poder Calorífico del gas seco o gas pobre.....	18
2.3.3 Estación de flujo.....	19
2.3.3.1 Principales funciones de las estaciones de flujo.....	19
2.3.4 Tratamiento del gas natural.....	21
2.3.4.1 Proceso de Separación.....	21
2.3.4.2 Importancia del proceso de separación.....	24
2.3.4.3 Técnicas para el cálculo de variables involucradas con el proceso de separación.....	25
2.3.5 Herramientas utilizadas para obtener el valor del consumo de energía de los separadores.....	27
2.3.5.1 Ecuación utilizada para hallar el valor de la entalpía.....	28
2.3.5.2 Cálculo de entalpías para mezclas de hidrocarburos.....	28

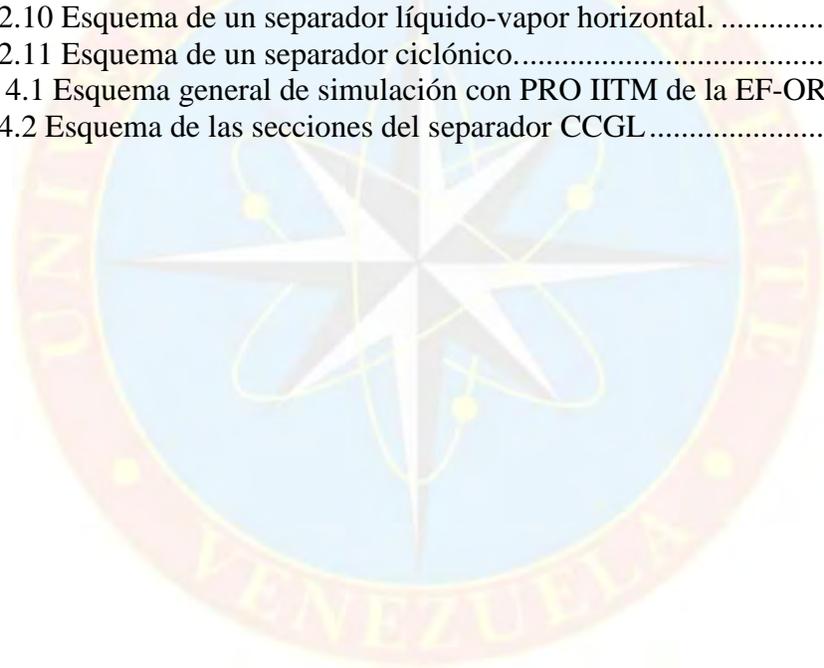
2.3.5.3 Calor de hidratación asociado a la entalpía.....	29
2.3.5.4 Calor latente	30
2.4 SEPARADOR.....	30
2.4.1 Principales zonas de separación en los fluidos	30
2.4.2 Tipos de separadores de uso en la industria petrolera.....	31
2.4.3 Clasificación de los separadores, según su forma.....	33
2.4.4 Clasificación industrial de los separadores	38
2.4.5 Simuladores de proceso	39
2.5.1 El simulador PRO II de procesos.....	40
2.5 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	40
CAPÍTULO III.....	43
METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	43
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	43
3.2 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	43
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	44
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	44
3.4.1 Identificación de los parámetros termodinámicos a los que se someten los separadores gas-petróleo en la Estación de Flujo Orocuál -03.....	44
3.4.2 Descripción del proceso de separación gas-petróleo que realizan los separadores usados actualmente en la estación de flujo de Orocuál-03.....	45
3.4.3 Evaluación del consumo de energía de los separadores de la Estación de Flujo Orocuál-03, utilizando modelos de simulación	45
3.4.4 Proposición del uso de los separadores que minimicen el costo energético del proceso de separación gas-petróleo de la Estación de Flujo Orocuál -03.....	46
3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	46
3.6 RECURSOS	47
3.6.1 Recursos Humanos.....	47
3.6.2 Recursos Bibliográficos	47
3.6.3 Recursos Tecnológicos	47
CAPÍTULO IV	48
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	48
4.1 IDENTIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS TERMODINÁMICOS A LOS QUE SE SOMETEN LOS SEPARADORES GAS-PETRÓLEO EN LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL -03	48
4.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE SEPARACIÓN GAS-PETRÓLEO QUE REALIZAN LOS SEPARADORES USADOS ACTUALMENTE EN LA ESTACIÓN DE FLUJO DE OROCUAL-3.....	50
4.3 EVALUACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA DE LOS SEPARADORES DE LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL -03, UTILIZANDO MODELOS DE SIMULACIÓN.....	56

4.4 PROPOSICIÓN DEL USO DE LOS SEPARADORES QUE MINIMICEN EL COSTO ENERGÉTICO DEL PROCESO DE SEPARACIÓN GAS-PETRÓLEO DE LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL -03	61
CAPÍTULO V.....	64
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	64
5.1 CONCLUSIONES	64
5.2 RECOMENDACIONES	66
LISTA DE REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	68
APÉNDICES.....	70
HOJAS DE METADATOS	78



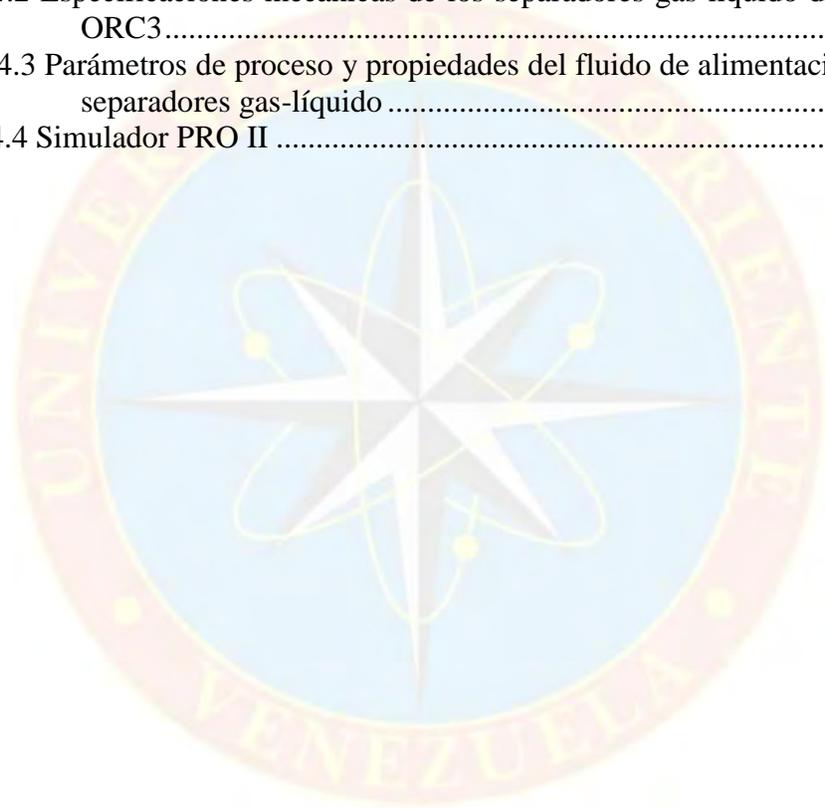
ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁG
Figura 2.1.Ubicación geográfica del Centro Operativo Orocual	6
Figura 2.2. Principales componentes de una muestra de gas natural	7
Figura 2.3 Esquema simple de un sistema de producción de petróleo.....	22
Figura 2.4 Instalación de tres etapas de separación, dos separadores y un tanque de almacenamiento	23
Figura 2.5 Esquema del equipo de separación gas-líquido	24
Figura 2.6 Separador Ciclónico Utilizado en la Industria Petrolera	32
Figura 2.7 Separador vertical de producción en la estación de flujo de Orocual.....	34
Figura 2.8 Esquema de un separador líquido-vapor vertical.....	34
Figura 2.9 Separador general de baja presión Estación de Flujo tres de Orocual.....	35
Figura 2.10 Esquema de un separador líquido-vapor horizontal.	36
Figura 2.11 Esquema de un separador ciclónico.....	38
Figura 4.1 Esquema general de simulación con PRO IITM de la EF-ORC 3	57
Figura 4.2 Esquema de las secciones del separador CCGL.....	62



ÍNDICE DE TABLAS

	PÁG
Tabla 2.1 Contaminantes del gas natural	10
Tabla 2.2 Composición del gas natural	16
Tabla 2.3 Propiedades del gas natural.....	16
Tabla 4.1 Variables operacionales de los equipos de separación (Febrero 2013)	49
Tabla 4.2 Especificaciones mecánicas de los separadores gas-líquido de la EF- ORC3.....	50
Tabla. 4.3 Parámetros de proceso y propiedades del fluido de alimentación a los separadores gas-líquido	51
Tabla 4.4 Simulador PRO II	59





Universidad de Oriente

Núcleo Monagas

Escuela de Ingeniería de Petróleo

Maturín / Monagas / Venezuela

**EVALUACIÓN DEL COSTO ENERGÉTICO DEL PROCESO DE
SEPARACIÓN GAS-PETRÓLEO, REALIZADO EN LA ESTACION DE
FLUJO OROQUAL -03, DEL ESTADO MONAGAS**

Autores:
Zaidibeth Patricia Canelón Prado
Rafael Andrés Boscán Contreras
Año 2.013

Asesor Académico
Dr. Fernando Pino

RESUMEN

El presente trabajo investigativo consistió en la evaluación del proceso de separación gas-petróleo, evaluación que se traduce en los arrastres de crudo que las corrientes gaseosas llevan consigo una vez separada de la fase líquida, esto se logra con la utilización de los equipos diseñados para la separación. En este caso sólo se trabajó con separadores de forma vertical y horizontal. Para cumplir con los objetivos propuestos se efectuó una revisión del manejo de la producción y las diferentes gravedades API de los crudos de la Estación de Flujo, ubicada en el Campo Oroqual del Estado Monagas, así como la evaluación de los separadores que se encuentran en funcionamiento en la instalación de la Estación de Flujo Oroqual-3; se llevó a cabo la actualización de los balances de masa, esto se hizo adicionalmente para conocer las condiciones del gas-petróleo que vienen de los pozos hasta los separadores. Para obtener el valor en BTU y captar el consumo de energía de los separadores que están en debido funcionamiento, se utilizó como herramienta de simulación el software de PRO II ; Para ello se recopiló la información necesaria, iniciando con una descripción técnica y analítica del proceso de separación en el cual se lleva a cabo un balance de energía, obteniéndose el consumo de energía para dicho proceso de separación.

INTRODUCCIÓN

Originalmente el flujo que se obtiene de yacimientos petrolíferos se caracteriza por contener fundamentalmente gas, petróleo y agua, también poseen cantidades de azufre, arenas, metales etc., estas son impurezas que deben ser removidas de los hidrocarburos, lo más importante de este proceso de separación es obtener petróleo y gas natural. La separación física de estas fases es una de las operaciones que se deben ejecutar para la debida producción, tratamiento y transporte de crudos y gases. La separación de Petróleo – Gas se logra en instalaciones de superficie, y se realiza en unos equipos denominados separadores. Esto se logra con el uso de los separadores que pueden ser verticales, horizontales o separadores ciclónicos y éstos se encuentran ubicados en las estaciones de flujo.

El propósito principal de la separación es disgregar los diversos componentes (crudo, gas y agua), con el fin de hacer más eficiente el proceso y la comercialización de los fluidos separados, razón por la cual se hace indispensable contar con un sistema de separación. Es necesaria la evaluación de la energía que consumen los separadores bajo los cambios en aumento o disminución de presión, volumen y temperatura que se requiere cuando se separa de un determinado caudal de petróleo, teniendo como objetivo fundamental maximizar la separación entre el petróleo y el gas. Se proyecta como idea principal en el siguiente proyecto de investigación cuantificar dentro de la industria petrolera la cantidad de energía asociada a la separación de las fases elementales de los crudos que convergen en la Estación de Flujo Orocual tres

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En relación al tema del uso de separadores en la Estación de Flujo -03 ubicada en Orocuál, Estado Monagas, a los cuales se destina la energía, independientemente del proceso que se halla asociada, desde el punto de vista termodinámico la temperatura a la cual se realiza el intercambio calórico es de fundamental importancia tanto en lo referente al nivel absoluto como al diferencial de temperatura y presiones involucradas en el proceso de separación gas-petróleo. Desde el punto de vista del abastecimiento energético también tiene importancia, ya que no cualquier fuente energética puede suministrar energía a una temperatura o presión dada.

En función de los procesos termodinámicos se han empezado a realizar algunos estudios para determinar cuál es la estructura del consumo energético que manejan los separadores según los diferentes tipos de usos y niveles de temperatura y bajo las modalidades de los rangos de presión y el caudal que se obtiene de petróleo y gas. Los cambios termodinámicos ocurren en los separadores bien sea que los mismos trabajen con fuente de energía proporcionada por el mismo gas proveniente de los pozos que llegan a la estación de flujo, ya que desde el pozo se mantiene la presión suficiente en las tuberías de superficies desde el pozo hasta los separadores, debido a la existencia del gas, esto sucede solo en algunos pozos, que poseen la ventaja de mantener su presión, mayormente se cumple para pozos que producen por flujo natural, la otra manera consta también por un equipo que genere electricidad, ambos con la misma finalidad que se logre el proceso de separación de gas-petróleo

Se trabajó en base a las condiciones termodinámicas, de tal manera que se obtuvo la información acerca del consumo de energía que utilizan los separadores en la estación de flujo tres de la planta de Orocuál, bien sea de forma vertical y horizontal.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Evaluar el costo energético del proceso de separación gas-petróleo realizado en la Estación de Flujo de Orocuál -03, del Estado Monagas

1.2.2 Objetivos específicos

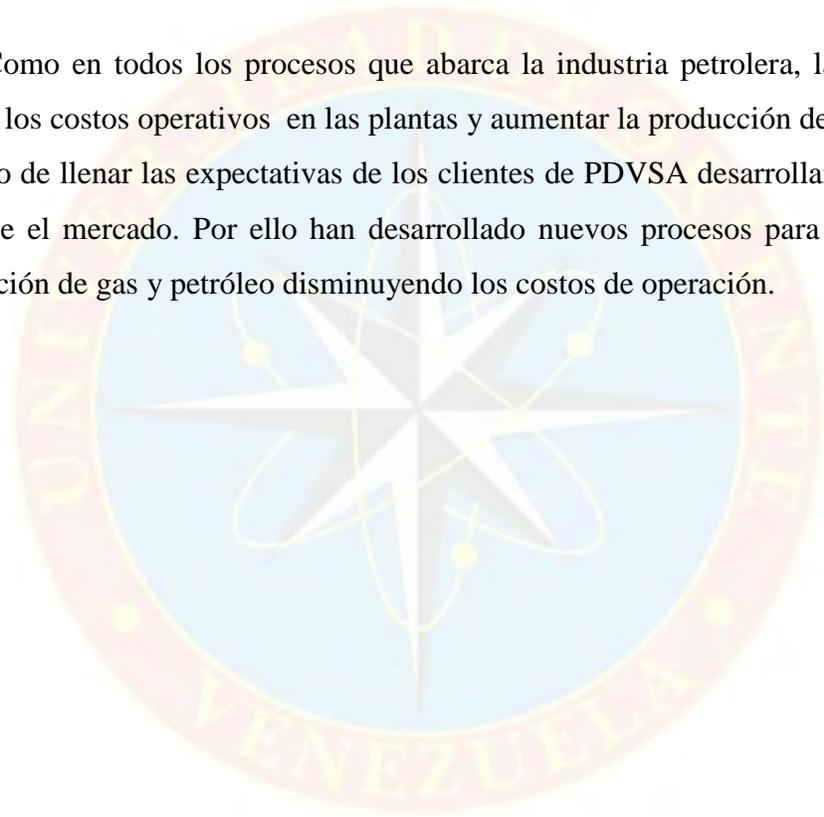
- Identificar los parámetros termodinámicos a los que se someten los separadores gas-petróleo en la Estación de Flujo Orocuál -03
- Describir el proceso de separación gas-petróleo que realizan los separadores usados actualmente en la Estación de Flujo de Orocuál -03
- Evaluar el consumo de energía de los separadores de la Estación de Flujo Orocuál -03, utilizando modelos de simulación
- Proponer el uso de los separadores que minimicen el costo energético del proceso de separación gas-petróleo de la Estación de Flujo Orocuál -03

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

En la industria petrolera, la extracción del crudo de los yacimientos implica modificaciones en el equilibrio de las fases gas-líquido al presentarse una significativa reducción de la presión al realizar la transferencia hacia la superficie.

Generalmente, uno de los objetivos en el área de producción de hidrocarburos es maximizar la recuperación de petróleo debido a su mayor valor comercial; y con este criterio se aborda la separación de fases en el proceso de separación gas-petróleo. El presente trabajo ofrece una información que abarca simultáneamente el consumo energético de los separadores utilizados en el proceso de separación (gas-petróleo) en relación con las variaciones termodinámicas de las fases gas-crudo

Como en todos los procesos que abarca la industria petrolera, la prioridad es reducir los costos operativos en las plantas y aumentar la producción del crudo con el objetivo de llenar las expectativas de los clientes de PDVSA desarrollando la calidad que rige el mercado. Por ello han desarrollado nuevos procesos para maximizar la producción de gas y petróleo disminuyendo los costos de operación.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Fernández, M y Otros. (2011) realizaron una investigación en la UDO Núcleo de Monagas , en su trabajo de áreas de grado titulado “**Estudio del costo energético del proceso de endulzamiento del gas natural con solventes químicos**”. Los autores llegaron a las siguientes conclusiones: los factores que influyen en el cálculo del poder calorífico del gas natural son la presión y temperatura, además del vapor de agua, e impurezas. El balance energético permite estimar el costo energético necesario para eliminar impurezas presentes en las corrientes de gas. El valor calorífico del gas seco se considera una de las características de importancia para determinar su calidad como combustible y por ende su precio.

Grosso, M y Suárez, Y.(2007) realizaron una investigación en la UDO Núcleo de Monagas, en su trabajo de áreas de grado titulado: “**Proceso de Depuración y Separación Gas-Petróleo**”. Los autores llegaron a las siguientes conclusiones: se considera que un separador representa la primera instalación del procesamiento, y por ende si se utiliza un diseño incorrecto, el proceso puede traer consecuencias que dificultaría el proceso de operación de la totalidad de las instalaciones asociadas con la unidad. La separación del petróleo y el gas se producen principalmente debido a la reducción de presión, la diferencia de gravedad y es ayudado en algunos casos por la fuerza centrífuga.

2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA DE ESTUDIO



Figura 2.1. Ubicación geográfica del Centro Operativo Orocual
Fuente: www.pdvsaorocual.com

El Campo Orocual perteneciente a este Distrito se encuentra ubicado geográficamente a 20 kilómetros al noroeste de la Ciudad de Maturín, en el Municipio Piar del Estado Monagas. Este Campo, limita al norte con la Serranía del Interior, al Sur con el Campo el Furrial, al Este con Caripito y al Oeste con el Campo Jusepín, éste pertenece a la División Oriente y se encuentra enmarcado en la estrategia corporativa de PDVSA, la cual tiene como objetivo fundamental la valoración de los recursos naturales de petróleo y gas que están bajo su control y manejo, por lo que la actividad de producción esta orientada a definir e implantar

proyectos requeridos para la extracción, manejo, procesamiento y disposición de crudo y gas de manera exitosa.

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Gas natural

Según el Dr. Pino F., el gas natural es una mezcla homogénea, en proporciones variables de hidrocarburos parafínicos, con cantidades menores de gases inorgánicos, como el Nitrógeno (N_2), el Dióxido de Carbono (CO_2) y pequeñas porciones de compuestos de azufre. El componente principal del gas natural es el metano (CH_4), cuyo contenido varía generalmente entre 60 y 90 % en volumen. Contiene también, etano, propano, butano y componentes más pesados en proporciones menores y decrecientes. A continuación, se muestra en la figura N° 2.2 los principales componentes del gas natural de nuestro país:

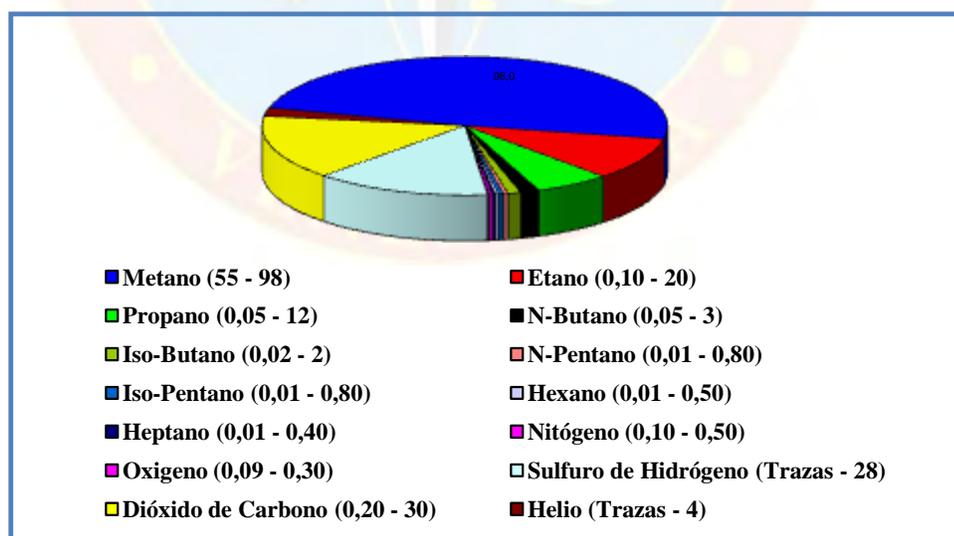


Figura 2.2. Principales componentes de una muestra de gas natural

Fuente: Internet, www.mityc.es/gas/características

2.3.1.1 Clasificación del gas natural según su procedencia

El gas natural se clasifica según su procedencia u origen por ser:

a.- Gas natural asociado:

El gas asociado es aquel que se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo de los yacimientos, generalmente, el gas natural asociado se encuentra como gas húmedo ácido. Este gas tiene que ser sometido al proceso de separación gas- petróleo, para poder ser tratado y utilizado. El gas asociado es un gas natural que se ha extraído de los yacimientos junto con el petróleo, partiendo del postulado que donde hay petróleo, hay gas. Más del 90% de las reservas de gas natural es de gas asociado. Se considera que en los yacimientos se forman capas de gas.

b.- Gas natural no asociado:

El gas no asociado, es aquel que se encuentra en yacimientos que no contienen crudo, a las condiciones de presión y temperatura originales. Este gas, puede ser tratado y distribuido sin necesidad del proceso de separación. El gas natural no asociado es un gas que sólo está unido con agua en yacimientos de gas seco. El gas está compuesto principalmente por metano (C_1), compuesto que alcanza una concentración porcentual mayor a 90%, con pequeñas cantidades de pentanos y compuestos más pesados. La obtención de líquidos del gas producido sólo se alcanza a temperaturas criogénicas, lo que indica temperaturas del orden de los (-250 °F), y en este caso se tiene que hablar del gas natural licuado (GNL), que no se tiene que confundir con los líquidos del gas natural (LGN), que se obtienen en los procesos de extracción y/o fraccionamiento de los líquidos del gas natural. Se cree que es conveniente hacer resaltar esta observación para evitar posteriores confusiones. (Pino, F (2010).Pág.85)

2.3.1.2 Gas natural según su composición

El análisis composicional del gas natural se realiza de la siguiente manera, se debe analizar una mezcla de gas natural, se debe tener en cuenta que cuando se determina la composición del gas natural, no sólo se cuantifican los hidrocarburos presentes, sino también las impurezas, como agua, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. Es posible que también haya presencia de arenas, las cuales producen erosión. En las muestras pueden existir también parafinas y asfaltenos, los cuales se depositan y crean problemas de taponamiento. Si el agua está en forma líquida y hay presencia de gases ácidos, de seguro aumentará la corrosión. Además, de la posible formación de hidratos. Para la cuantificación del gas natural, uno de los análisis más utilizados es la cromatografía de gases.

Siendo la composición del gas natural un parámetro de gran importancia, ya que a través de la composición se pueden establecer los diferentes destinos del gas natural, según la composición, la clasificación composicional del gas natural otorga tres categorías: Gas natural seco o pobre, rico o húmedo y/o condensado, y adicional a cualquiera de estos tres, el gas natural puede ser clasificado también como dulce o ácido, hidratado o anhidro. Lo que indica que perfectamente el gas natural puede ser clasificado como seco o pobre, además de ser ácido e hidratado. (Pino, F (2010). Pág.86)

Tabla 2.1 Contaminantes del gas natural

Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S
Monóxido de carbono	CO
Dióxido de carbono	CO ₂
Sulfuro de carbonilo	COS
Disulfuro de carbono	CS ₂
Mercaptanos	RSH
Nitrógeno	N ₂
Agua	H ₂ O
Oxígeno	O ₂
Mercurio	Hg

Fuente: Pino, F (2010)

2.3.1.3 Análisis cromatográfico del gas natural

La técnica más utilizada para el análisis del gas natural es la cromatografía en fase gaseosa. De acuerdo a esta técnica, la muestra se vaporiza y se distribuye entre las dos fases utilizadas para generar la separación la fase móvil, o gas de arrastre, que transporta la muestra, y la fase estacionaria que retiene selectivamente las moléculas de los componentes que se separan. Esta fase es un sólido granular, mojado por un líquido, responsable de la separación, empacado dentro de un tubo denominado columna. El gas de arrastre debe ser inerte, para evitar reacciones con el empaque de la columna o con la muestra. Los gases más comúnmente utilizados son helio, nitrógeno e hidrógeno, los cuales permiten realizar el análisis y con ello se permite hacer una serie de clasificaciones para las sustancias gaseosas, y por ende para el gas natural y sus impurezas.

En la cromatografía del gas natural ocurren dos fenómenos muy importantes que son: la adsorción química y absorción física, las cuales se basan en dos principales tipos de absorción que se emplean en el proceso de endulzamiento de gas

natural. Adsorción física y absorción química, ambas son capaces de remover los gases ácidos. La absorción química emplea soluciones acuosas de alcanolaminas para remover el CO_2 de la corriente de gas. El gas natural es endulzado en una torre de absorción a una temperatura de aproximadamente $50\text{ }^\circ\text{C}$. Posteriormente, las alcanolaminas son regeneradas a temperaturas de entre 110 y $120\text{ }^\circ\text{C}$. Este proceso es muy empleado a nivel comercial aunque su costo de operación es alto debido a la cantidad de energía que se emplea para la regeneración del solvente.

En el caso de la absorción física los solventes empleados son glicoles u otros solventes orgánicos en donde la interacción con el CO_2 no es tan fuerte en comparación de las alcanolaminas. Consecuentemente, se requiere una menor cantidad de energía en la regeneración.

Actualmente, la tecnología más empleada es la absorción química con soluciones acuosas de alcanolaminas. Una de las ventajas es que se pueden regenerar los solventes químicos por medio de un incremento de temperatura, gracias a que las reacciones que se producen son reversibles, exceptuando aquellas que involucran compuestos térmicamente estables.

Normalmente la información inicial que se tiene del proceso de absorción es la composición de la corriente gaseosa y el grado de recuperación requerido de los solutos. Se estableció que para diseñar una columna de absorción es muy importante determinar el mejor disolvente, las dimensiones de la columna y los elementos internos, las temperaturas de entrada de las corrientes, la cantidad que debe ser removida, los efectos térmicos y los factores mecánicos, entre otros.

Un proceso de separación por absorción se refiere a un contacto gas-líquido basándose la absorción como una operación básica de la ingeniería química la cual consiste en remover los componentes solubles de una mezcla gaseosa utilizando un

líquido, su operación inversa es denominada desorción. Como se mencionó anteriormente, existen dos principales tipos de absorción: absorción física y absorción química, dentro del proceso de endulzamiento de gas natural con soluciones acuosas de alcanolaminas. En la absorción química es muy importante el uso de disolventes específicos para la remoción de gases ácidos como SO_2 , CO_2 , y H_2S .

Las alcanolaminas más utilizadas en el endulzamiento del gas natural son: monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA), N-metil-dietanolamina (MDEA), o combinaciones de las mismas. También se utilizan alcanolaminas estéricamente limitadas como 2-amino-2-metil-1-propanol (AMP), con el objetivo de mejorar la absorción de contaminantes, aumentar la selectividad y reducir los costos energéticos del proceso. El solvente empleado para la absorción de los gases ácidos es regenerado en la segunda columna (columna de regeneración). El gas natural se pone en contacto a contracorriente con la solución acuosa de alcanolamina(s) en la primera torre (columna de absorción). Los gases ácidos presentes reaccionan con las alcanolaminas que se encuentran en la solución. El gas dulce sale del sistema, mientras que el solvente rico en contaminantes pasa a la segunda columna, donde, mediante un incremento de temperatura, los gases ácidos se separan de las alcanolaminas debido a que las reacciones son reversibles.

La degradación de las alcanolamina puede provocar la formación de compuestos térmicamente estables, estas reacciones no son reversibles, por lo que estos compuestos permanecen dentro del sistema absorción-desorción junto con las alcanolaminas. Se considera que la elección del disolvente es muy importante dentro del proceso. Algunas de las características que se buscan son alta selectividad hacia los gases ácidos, baja corrosión, alta capacidad de absorción, bajo costo, bajos niveles de espumación, disponibilidad y mínima energía requerida para su regeneración, además de tener baja viscosidad y no ser inflamables. (Pino, F. (2010).Pág.89-91)

2.3.1.3.1 Clasificación composicional del gas natural a través del análisis cromatográfico

a) Gas natural pobre o seco

Este es un gas natural del cual se han separado los líquidos del gas natural (LGN). El gas pobre o seco, está constituido fundamentalmente de metano y etano. El contenido de metano puede llegar a tener hasta un 95% molar. El valor de la gravedad específica del gas natural debe de encontrarse en un rango de entre 0,55- 0,75, y su contenido líquido no debe de ser mayor de 2 GPM (dos galones de hidrocarburos líquidos por cada mil pies cúbicos normales de gas natural, en este caso la temperatura debe de tener un valor de 520 °R, y la presión de 14,7 lpca (libras por pulgadas al cuadrado absoluta).

b) Gas natural rico o húmedo

Este es un gas del cual se pueden obtener una riqueza líquida de hasta 2 o más GPM. En los yacimientos de gas húmedo existe mayor porcentaje de componentes intermedios y pesados que en los yacimientos de gas seco. La mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento, pero al salir a la superficie se transforma en una región de dos fases formándose una cantidad de hidrocarburos líquido del orden de 10 a 20 BN / MM PCN.

c) Gas natural condensado

Este gas se puede definir como un gas con líquido disuelto. El contenido de metano es $(C_1) > 60\%$. La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío. El gas presenta condensación retrógrada durante el agotamiento isotérmico de la presión,

proceso que en la mayoría de los casos puede representar algún problema en la comercialización de estos yacimientos. En vista que los primeros hidrocarburos que se quedan, son los más pesados. Lo que significa que el fluido que alcanza la superficie, lo hace sin una gran cantidad de los elementos pesados.

Además, por el hecho que los hidrocarburos pesados se acumulen en la formación obstaculizan el libre desplazamiento del fluido, en su viaje hacia la superficie. En su camino al tanque de almacenamiento, el gas condensado presenta una fuerte reducción de presión y temperatura penetrando rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con características bien específicas, las cuales permiten en tratamiento del fluido. Existen lugares en la República Bolivariana de Venezuela, como es el caso de Anaco, donde hay una gran cantidad de estos yacimientos.

d) Gas natural ácido

Este es un gas .cuyo contenido de sulfuro de hidrógeno (H_2S) es mayor que 0,25 granos por cada 100 pies cúbicos normales de gas por hora ($>$ de 0,25 granos/100 PCNH). En este caso las condiciones normales están en el Sistema Británico de Unidades la cantidad señala equivale a cuatro partes por millón, en base al volumen (4 ppm,V de H_2S). En el Sistema Británico de Unidades este significa, que hay 4 lbmol de $H_2S/1 \times 10^6$ lbmol de mezcla. La GPSA, define a un gas ácido como aquel que posee más de 1,0 grano/100 PCN o 16 ppm,V de Sulfuro de Hidrógeno (H_2S).

e) Gas natural hidratado

Este no es un término que se utiliza en la actualidad, pero podría ser utilizado para indicar al gas natural, que contiene por lo menos siete libras de vapor de agua

por cada millón de pies cúbicos normales de gas natural 7 lb de agua/MMPCN. Si el gas natural contiene esta cantidad de agua, debe de ser sometido al proceso de deshidratación. En caso, de no hacerlo se corre el riesgo que se formen hidratos, que son compuestos formados entre los hidrocarburos volátiles y el agua, con graves problemas operacionales. Uno de los principales métodos que se utilizan para deshidratar el gas natural, es la absorción con glicoles. (Pino, F. (2010).Pág.105)

2.3.2 Poder Calorífico del gas natural

El valor calorífico del gas natural se considera una de las características de importancia para determinar su calidad como combustible y por ende su precio. Tal como muchas negociaciones de venta de gas natural, se fundamentan en su valor calorífico.

El precio del gas dependerá de la capacidad del gas para generar energía. En la industria del gas se usan diversos tipos de calorímetros registradores de funcionamiento continuo en la operación de gasoductos.

El calorímetro funciona a presión constante. El poder calorífico de los gases se determina como:

$$\text{Valor calorífico} = \frac{\text{Aumento de la temperatura del agua por peso del gas}}{\text{Volumen del gas consumido y corregido}} \quad \text{Ec. 2.1}$$

La corrección aplica a la combustión del gas, ya que la presencia de agua en el gas será fuente de transferencia de calor adicional al agua que es sometida al incremento de temperatura en el calorímetro. El poder calorífico, en el Sistema Británico de Unidades se expresa en (BTU/PCN), por lo general es calculado a una temperatura de 25 °C y 1 atm de presión. Para cálculos a 0, 15 ó 20 °C, en función del

peso del gas, las diferencias con los valores indicados a 25 °C, no sobrepasan el margen de precisión de las determinaciones del poder calorífico.

(Pino, F. (2010). Pág. 101)

2.3.2.1 Poder Calorífico del gas Natural según la composición

La composición del gas varía según el yacimiento, pero en forma general está definido de la siguiente manera.

Tabla 2.2 Composición del gas natural

COMPONENTE	NOMENCLATURA	COMPOSICIÓN (%)	ESTADO NATURAL
Metano	CH ₄	95,08	Gas
Etano	C ₂ H ₆	2,14	Gas
Propano	C ₃ H ₈	0,29	Gas Licuable
Butano	C ₄ H ₁₀	0,11	Gas Licuable
Pentano	C ₅ H ₁₂	0,04	Líquido
Hexano	C ₆ H ₁₄	0,01	Líquido
Nitrógeno	N ₂	1,94	Gas
Gas Carbónico	CO ₂	0,39	Gas
Impurezas como son, helio, oxígeno, vapor de agua			

Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Gas_natural

Las propiedades del gas natural según la composición del cuadro anterior son:

Tabla 2.3 Propiedades del gas natural

Densidad relativa	0,65
Poder Calorífico (kcal/m ³)	9,032
Cp a presión ctte(cal/mol.°C)	8,57
Cv a volumen ctte (cal/mol.°C)	6,56

Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Gas_natural

2.3.2.2 Formas Válidas para expresar el Poder Calorífico del gas natural

Es de gran importancia cómo se expresa el valor calorífico de un gas natural, tomando en cuenta que una de las características importantes de los gases combustibles es su poder calorífico, y se entiende por poder calorífico a la cantidad de calor desprendida en la combustión completa por unidad de volumen.

Por ejemplo si se está trabajando en el Sistema Británico de Unidades, entonces el poder calorífico se expresa en (BTU/PCN). Pero, si se está trabajando en el Sistema Internacional de Unidades, el calor se expresa, por lo general en calorías, que viene a ser la unidad de calor, que se define como la cantidad de calor necesaria para elevar en un grado centígrado la temperatura de un gramo de agua, aunque en la práctica se utiliza la kilocaloría (Kcal), que desde luego es mil veces superior a la caloría, o también se puede utilizar la “Termía”, que es la cantidad de calor necesaria para elevar en un grado la temperatura de mil litros de agua, que viene a ser la masa de un metro cúbico de agua. Lo que indica que la termía es igual a mil kilocalorías, o sea un millón de calorías, pero hay que tener bien claro que la termía es una unidad de calor, mientras que el metro cúbico es una unidad de volumen, dando origen a la relación energía- volumen.

En el siguiente ejemplo se puede comprender en forma fácil la relación energía-volumen. Si por ejemplo, se dispone de 1000 pies cúbicos ($M\text{pie}^3$), por equivalencia se tendrían 1 un millón de (BTU) de energía, es decir, MMBTU, luego con esta relación se podría indicar, por ejemplo si se toman 35 millones de pies cúbicos por día ($35 M\text{Mpie}^3/\text{día}$) (que se acostumbra a simbolizar como millones de pies cúbicos normales por día ($35 M\text{MPCND}$) o su equivalente en un millón de metros cúbicos por día ($M\text{Mm}^3/\text{día}$), que también serían millones metros cúbicos normales por día $M\text{Mm}^3\text{d}$. (Lara, A .(2007).Pág.36)

2.3.2.2.1 Poder Calorífico del gas seco o gas pobre

El gas natural, por lo general no es comercializado y facturado en unidades volumétricas, es decir en pies cúbicos (pie^3) o metros cúbicos (m^3), sino más bien en energía (BTU, cal ó kcal). Los potenciales compradores del gas natural, por lo general, están interesados en la energía calorífica que despliega la combustión del gas. Lo que indica que la energía calorífica dependerá de la proporción de los componentes del gas natural.

Cuando se habla de gas seco o gas pobre, es que hay mayor presencia de metano y etano, ahora cuando hay mayor presencia de propano, butano y pentano se debe de hablar de gas húmedo o gas rico. La energía calorífica de una corriente de gas natural es medida en unidades de poder calorífico (UPC), lo que significa que cuando se quema el gas se desprende una cantidad de energía por la cantidad de volumen de gas. La unidad típica de energía calorífica son la BTU, Joules (J) y kilocalorías (Kcal).

En el caso de quemar un volumen de un pie cúbico de gas natural ó 28 litros, se genera en promedio 1000 BTU sin embargo, el intervalo de valores de energía se sitúa entre 500 y 1500 BTU dependiendo de los componentes del gas, es decir, si es gas seco o gas húmedo. En el caso de los usuarios residenciales o comerciales cuando el gas es transportado y entregado en las residencias se entrega y mide en volúmenes dada la tecnología aplicada a esos sistemas y luego se promedia el poder calorífico para obtener un costo por el servicio final. En estos casos las mediciones del gas se hacen a nivel volumétrico.

La práctica internacional y el manejo de grandes volúmenes de gas natural, hace que los contratos, por lo general de exportación, establezcan los precios en relación a la energía que se entrega. Adicionalmente, se considera el concepto de

condiciones de entrega para garantizar tanto a nivel de proveedor como de comprador un producto estándar de compra. La técnica más moderna utilizada para medir y determinar los componentes del gas es a través de la cromatografía del gas que es igual a la medición de la composición del gas. La comercialización del gas natural implica que este reúna unas características especiales que lo hacen apto para su transporte y consumo, tanto industrial como doméstico. Estas características están reguladas en el contrato que se establece en la venta del gas. Uno de estas características es el poder o valor calorífico. (Lara, A. (2007). Pág 51)

2.3.3 Estación de flujo

Son instalaciones o infraestructuras de producción de la industria petrolera, de mediana complejidad formada por un conjunto de equipos inter-relacionados para recibir, separar, almacenar temporalmente y bombear los fluidos provenientes de los pozos ubicados en su vecindad.

2.3.3.1 Principales funciones de las estaciones de flujo

- Recolectar la producción de los diferentes pozos de una determinada área.
- Separar la fase líquida y gaseosa del fluido proveniente de los pozos productores.
- Medir la producción de petróleo, agua y gas de cada pozo productor.
- Proporcionarle al petróleo un sitio de almacenamiento provisional donde se pueda estabilizar.
- Bombear el petróleo al terminal de almacenaje.
- Permitir mediante diversos mecanismos la inyección de químicos para el tratamiento de los fluidos (petróleo-gas), en caso de ser necesario.

2.3.3.2 Equipos principales que conforman una estación de flujo

- Múltiples de Producción.
- Separadores gas-líquido, de producción general y de prueba.
- Depuradores de gas.
- Tanques de producción.
- Unidades Recuperadoras de Vapor.
- Sistemas de bombas para transporte de crudo.
- Sistemas de tratamiento químico.

El proceso se inicia con la recolección del crudo a través del múltiple de producción, el cual está formado por un cabezal de producción y otro de prueba. El cabezal de prueba es utilizado para aislar individualmente la producción de un pozo con el objeto de evaluarlo.

En algunas estaciones de flujo existen instalaciones para el tratamiento químico primario del crudo y su posterior proceso de deshidratación en estaciones principales, dicho tratamiento se inicia con la inyección de desmulsificante y antiespumante, durante el tránsito del crudo por los múltiples de producción y de prueba (Martínez 1990).

En las Estaciones de flujo de Orocuál la separación se lleva a cabo en diferentes niveles de presión, un nivel de media (600 psig) y uno de baja (60 psig), para cada nivel corresponde un separador, la ubicación de dos o tres de estos equipos a diferentes niveles de separación conforman lo que se conoce como tren de separación. Por lo general, el fluido que entra en el nivel de media realiza su recorrido en cascada hacia los separadores de presiones menores, así como también se puede tener producción directa de crudo al nivel de baja.

2.3.4 Tratamiento del gas natural

El acondicionamiento del gas natural tiene como objetivo eliminar los contaminantes: componentes corrosivos y causantes de la disminución del poder calorífico. Entre los primeros se tienen el agua y los gases ácidos como el Sulfuro de Hidrógeno; los que reducen el poder calorífico, como el Dióxido de Carbono y Nitrógeno y los que forman depósitos sólidos a bajas temperaturas, como el agua y Dióxido de Carbono, para luego separar los hidrocarburos más pesados del metano, que constituyen materias primas básicas para la industria petroquímica.

El orden normal de los procesos aplicados al gas natural para su acondicionamiento son: la deshidratación (eliminación de agua, usualmente con adsorbentes sólidos, como alúmina o mallas moleculares), el endulzamiento (eliminación del Sulfuro de Hidrógeno y Dióxido de Carbono con soluciones absorbentes), y la obtención de etano e hidrocarburos más pesados por medio de procesos criogénicos (condensación de estos componentes a bajas temperaturas, del orden de $-212\text{ }^{\circ}\text{F}$, y destilación fraccionada de los líquidos condensados). Adicionalmente se encuentran las etapas de fraccionamiento de los hidrocarburos recuperados y la conversión del ácido sulfhídrico a azufre: (H_2S) a (S), ya sea en forma líquida o sólida. (Pino, F. (2005). Pág. 14)

2.3.4.1 Proceso de Separación

Los fluidos provenientes de los yacimientos petrolíferos, en su mayoría son mezclas complejas de hidrocarburo, agua, partículas de arena y contaminantes, por lo que se hace necesario contar con instalaciones que permitan la separación primaria de líquidos y el manejo y control de la producción de gas. En el recorrido desde el yacimiento hasta las instalaciones de superficie, se reduce la presión y temperatura de estos fluidos, haciendo posible la separación del gas de los hidrocarburos.

En la figura 2.3 se presenta el esquema simple de un sistema de producción de petróleo, donde se puede observar como el crudo fluye del yacimiento hacia la superficie a través de la tubería de producción para posteriormente ser separado y almacenado.

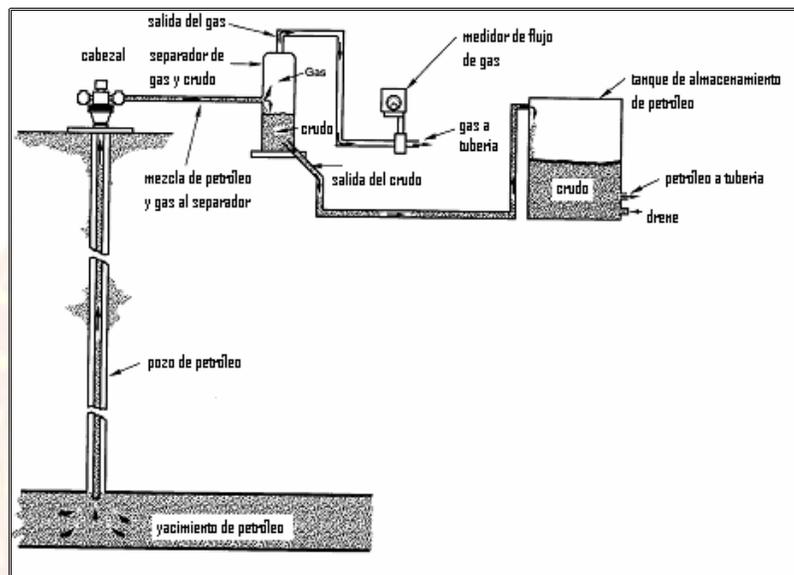


Figura 2.3 Esquema simple de un sistema de producción de petróleo

Fuente: Maldonado, L. (2010).

Generalmente, al llevar el crudo de las condiciones del pozo a condiciones de almacenamiento para separar los fluidos producidos, este sufre una gran caída de presión provocando la vaporización de sus componentes más ligeros. Es conveniente llevar a cabo esta reducción de presión en varias etapas (figura 2.4) ; esto permite controlar la separación de los componentes volátiles, minimizando el escape de aquellos de mayor interés (gasolinas). Se han realizado trabajos en los cuales se muestra que al aumentar el número de etapas de separación, se incrementa la cantidad de crudo estabilizado.

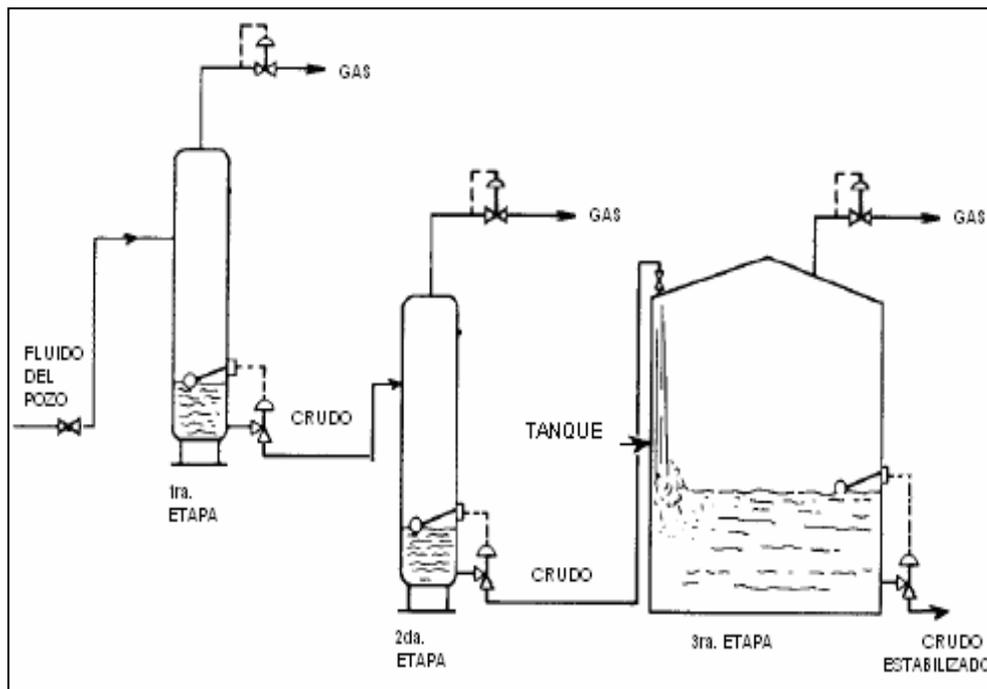


Figura 2.4 Instalación de tres etapas de separación, dos separadores y un tanque de almacenamiento

Fuente: Maldonado, L.(2010).

El equipo usado para retirar el crudo vaporizado debido a los cambios de presión es conocido como separador gas-crudo. Los parámetros más importantes en el diseño de este tipo de equipos son la composición de la corriente del pozo, la presión, la temperatura y el flujo.

Una variable clave en el proceso de separación es la presión de operación. Una válvula de control sobre la línea de gas mantiene una presión estable en el separador.

Para controlar el nivel de crudo en el equipo usualmente se cuenta con un controlador de nivel de líquido que activa una válvula a la salida del crudo. En la figura 2.5 se muestra el esquema típico de un equipo de separación vertical gas-líquido. En el proceso de separación la válvula de estrangulamiento situada en la línea

de alimentación al separador provoca una caída de presión que induce la vaporización de los componentes ligeros de la mezcla. La temperatura, los flujos y composiciones de las fases que la línea descarga en el separador son función de la presión de éste y se obtienen de la solución simultánea de los balances de materia y energía y el equilibrio líquido-vapor entre fases. Posteriormente las corrientes que entran al separador se mezclan con las fases líquida y vapor retenidas en el mismo. (Maldonado, L (2.010).Pág.05)

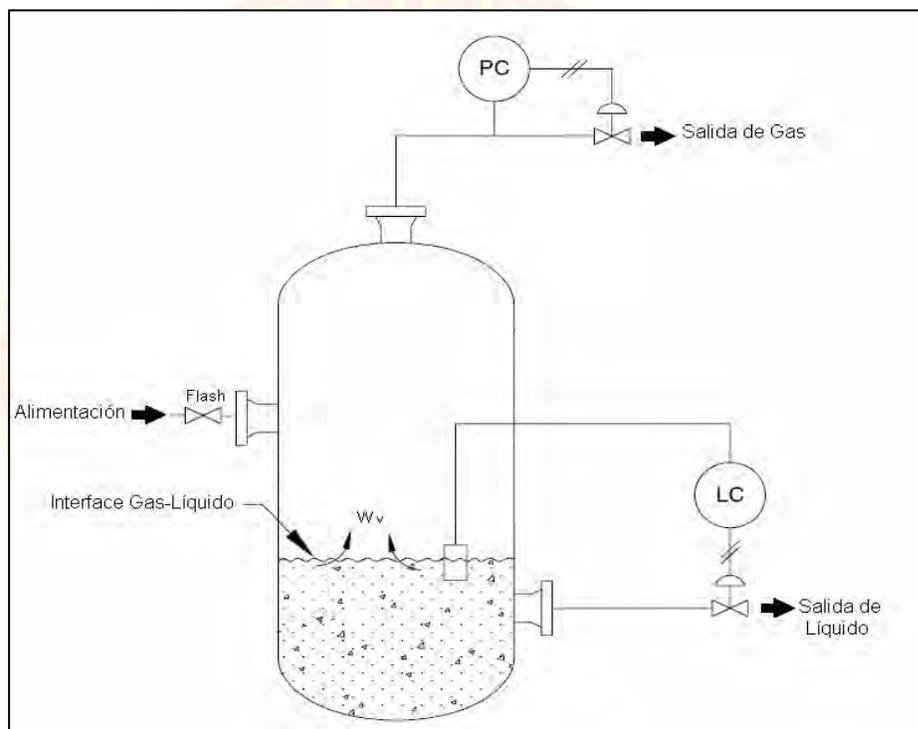


Figura 2.5 Esquema del equipo de separación gas-líquido

Fuente: Maldonado, L.(2010).

2.3.4.2 Importancia del proceso de separación

Desde hace varios años, la separación de hidrocarburos ha sido un tema de gran interés, por lo que hay disponible una amplia variedad de trabajos que describen el proceso y los factores que intervienen en él, así como su importancia para maximizar

la producción de hidrocarburos líquidos. Predecir el comportamiento de las variables involucradas en el proceso de separación gas-crudo es de suma importancia e interés en la industria petrolera, ya que permite mejorar la operación y control del mismo. Esta predicción se puede llevar a cabo mediante la aplicación de un conjunto de metodologías técnicas, donde los temas esenciales son: el cálculo del equilibrio líquido-vapor, la determinación de entalpías y la solución simultánea de los balances de materia y energía involucradas. (Maldonado, L. (2010).Pág.06)

2.3.4.3 Técnicas para el cálculo de variables involucradas con el proceso de separación

Para determinar el equilibrio líquido-vapor de una mezcla de hidrocarburos se puede recurrir a diversos métodos en base a la información disponible y a la precisión requerida. Un parámetro de gran utilidad práctica en ingeniería es la llamada "constante de reparto" K_i , la cual proporciona la relación entre las fracciones molares en las fases vapor y líquido para cada componente i de la mezcla de hidrocarburos. Las metodologías para la evaluación de las constantes de reparto parten de dos enfoques: aquel que utiliza herramientas generales de predicción fundamentadas en relaciones termodinámicas básicas que asocian correlaciones generalizadas y ecuaciones de estado (EOS) las siglas EOS es la representación de las variables de estado para la descripción del comportamiento de fases; y, por otra parte, aquel que se basa en mediciones experimentales más directas como análisis PVT (Presión-Volumen-Temperatura).

Los análisis PVT consisten en una serie de pruebas realizadas a muestras representativas de los fluidos presentes en el yacimiento o en superficie, entre estas pruebas se encuentran la medición de la gravedad específica, la relación gas/crudo, el análisis composicional del sistema, la expansión a composición constante

(vaporización flash), la liberación diferencial (vaporización diferencial), la reducción a volumen constante y pruebas efectuadas en un equipo separador

Si bien, los cálculos basados en ecuaciones de estado presentan desviaciones en relación a los datos experimentales proporcionados por un análisis PVT, estas ecuaciones permiten predecir de manera aproximada el desempeño de los equipos de separación en superficie (separador gas-crudo), a partir de las propiedades críticas y factor acéntrico de los componentes de la mezcla. Las EOS pueden ser usadas para el cálculo del equilibrio de fases en amplios intervalos de temperatura y presión y pueden aplicarse a mezclas de diversos componentes, desde gases ligeros hasta líquidos pesados. Este tipo de ecuaciones han conseguido amplia aceptación como herramientas que permiten el cálculo conveniente y flexible del comportamiento complejo de fases de los fluidos del yacimiento debido a su simplicidad, consistencia y precisión.

Además, del cálculo del equilibrio de fases, se requiere el planteamiento del balance de materia y energía para la descripción del proceso de separación de hidrocarburos. Es de esencial interés la evaluación de entalpías de los componentes y las fases presentes, el cálculo de entalpías se realiza a través de tablas, gráficas, ecuaciones de estado o por correlaciones termodinámicas generalizadas.

En los datos de °API de los crudos que convergen en la Estación de Flujo Orocuál -03 se muestra detalladamente distintos parámetros tales como la producción el número de pozos etc, se ve reflejado en el balance de producción de Orocuál recomendado para calcular el efecto de la presión de los separadores. Ver apéndice “B”.

2.3.5 Herramientas utilizadas para obtener el valor del consumo de energía de los separadores

En el departamento de exploración y producción de PDVSA puntualmente en la Estación de Flujo de Orocuál se emplean simuladores comerciales (PIPEPHASE, PRO II) para realizar la estimación del comportamiento de los fluidos durante su transporte del yacimiento a la superficie y la predicción de los procesos de separación gas-crudo. En éstos, se trabaja principalmente con ecuaciones de estado y correlaciones generalizadas para describir el comportamiento de sistemas de hidrocarburos. El Ministerio de Energía y Petróleo, ha realizado varios estudios de simulación en diversas instalaciones petroleras del país, en algunos de estos se ha considerado la ecuación de Peng-Robinson para determinar el equilibrio líquido-vapor y realizar la evaluación de las entalpías, así como la correlación generalizada de Kesler- Lee en la caracterización de la fracción pesada C_{7+} .

Para realizar la estimación tanto del equilibrio líquido-vapor como de los balances de materia y energía, es necesario contar con una buena base de datos que proporcione las propiedades de los fluidos que se manejan en la industria petrolera.

Al usar una ecuación de estado para predecir el comportamiento de fases de mezclas, es necesario proporcionar la presión crítica, la temperatura crítica y el factor acéntrico para cada componente en la mezcla. Para componentes puros, las propiedades requeridas son bien definidas y conocidas. Sin embargo, petróleo crudo contiene componentes pesados que no están bien definidos. Estos componentes son a menudo agrupados como una sola fracción (C_{7+}). El problema de cómo caracterizar adecuadamente la fracción C_{7+} en términos de sus propiedades críticas y factor acéntrico ha sido reconocido en la industria petrolera desde hace varios años. En base a la información disponible de la fracción pesada, tres aproximaciones son usadas comúnmente para generar las propiedades de esta fracción: correlaciones

generalizadas, correlaciones basadas sobre la determinación de PNA (Parafinas, Naftenos y Aromáticos) y correlaciones gráficas. (Maldonado,L (2010).Pág.7)

2.3.5.1 Ecuación utilizada para hallar el valor de la entalpía

Según Maldonado, L.(2010) el valor absoluto de la entalpía para una sustancia no puede ser medido y únicamente cambios, en la entalpía son medidos. Para una masa unitaria, o para un mol, la entalpía está definida explícitamente por la expresión matemática (Pág.10):

$$H = U + P.V \text{ Ec. 2.2}$$

Donde:

H: Entalpía.

U: Energía interna.

P: Presión absoluta.

V: Volumen.

2.3.5.2 Cálculo de entalpías para mezclas de hidrocarburos

Según (Maldonado, L.(2010).(Pág.10), la entalpía es una propiedad termodinámica fundamental para el cálculo de los balances de energía asociados al proceso de separación gas-crudo. Para obtener la entalpía de una mezcla multicomponente a una temperatura y presión determinada, se requiere:

- _ Calcular la entalpía ideal de la mezcla H^{id} , a la temperatura deseada T.
- _ Calcular la desviación de la entalpía por presión, entalpía residual H_R .

$$H = H^{id} + H_R \text{ Ec. 2.3}$$

Donde H es la entalpía total de la mezcla.

La implementación de los balances de materia y energía requiere la estimación de las entalpías de las mezclas de hidrocarburos. La evaluación de entalpías residuales se realiza con la ayuda de dos metodologías, una de ellas es la correlación generalizada de Lee-Kesler recomendada por el API Technical Data Book y la otra es la ecuación de estado de Peng-Robinson empleada en la simulación del proceso de producción, Las entalpías ideales de los componentes de la mezcla se obtienen a partir de la ecuación recomendada por el API Technical Data Book, se podrá realizar la estimación de las variables (composición, fugacidad, temperatura, entalpía, etc.) asociadas al proceso de separación gas-crudo, además resulta interesante observar el comportamiento de algunas de estas variables cuando el sistema se encuentra operando en estado dinámico.

2.3.5.3 Calor de hidratación asociado a la entalpía

El calor de hidratación esta directamente asociado a la entalpía y el cambio de la energía está asociado al proceso en que un soluto se disuelve en un disolvente esto se conoce como la entalpía de solución o calor de solución, DH_s . Si el disolvente es agua, entonces se habla de calor de hidratación. El calor de solución depende de la concentración final de la solución y es el resultado neto de la energía necesaria para romper enlaces o atracciones (soluto-soluto y disolvente-disolvente) y la energía liberada cuando se establecen nuevas atracciones (soluto-disolvente). Si las atracciones entre soluto-disolvente son mayores que las atracciones entre soluto-soluto y disolvente-disolvente al formarse la solución se libera calor. El proceso es exotérmico y la entalpía de solución se representa $DH_s(-)$, donde el signo negativo indica un proceso exotérmico. (Maldonado, L.(2010).(Pág.12)

2.3.5.4 Calor latente

El calor latente es la energía requerida por una cantidad de sustancia para cambiar de fase, de sólido a líquido (calor de fusión) o de líquido a gaseoso (calor de vaporización). Se debe tener en cuenta que esta energía en forma de calor se invierte para el cambio de fase y no para un aumento de la temperatura; por tanto al cambiar de gaseoso a líquido y de líquido a sólido se libera la misma cantidad de energía. (www.wikipedia.com.es)

2.4 SEPARADOR

Un separador es un recipiente o dispositivo mecánico utilizado para separar un fluido en sus diferentes fases; el separador puede ser bifásico o trifásico. El separador bifásico se utiliza para separar los líquidos de la fase gaseosa. Mientras que los separadores trifásicos tienen por objeto separar aparte los hidrocarburos, el agua libre, y la corriente de gas. (Pino. F, (2010). Pág. 13)

2.4.1 Principales zonas de separación en los fluidos

Zonas de separación, por lo normal en un proceso de separación de fluidos petroleros se pueden distinguir tres zonas principales que son:

- a.- Separación primaria:** es el cambio en la cantidad de movimiento de las fases a la entrada del separador, con lo cual genera la separación gruesa de las fases. Esta zona incluye las boquillas de entrada y los dispositivos de entrada, tales como los deflectores.
- b.- Separación secundaria:** durante el proceso de la separación secundaria se observan zonas de fases continúa con gas, sobre la cual actúan las fuerzas de gravedad, las cuales se encargan de decantar hasta cierto tamaño de gotas de la

fase pesada discontinua en la fase liviana continua. También produce la flotación de hasta un cierto tamaño de gotas de la fase líquida liviana, la cual es la fase discontinua, en la fase pesada continua. En esta parte del separador, la fase liviana continua se mueve a una velocidad relativamente baja y con muy poca turbulencia.

c.- Separación por coalescencia: en el proceso de separación por coalescencia, hay casos en que las gotas no pueden ser separadas porque tienen un tamaño muy pequeño, es por ello que se requiere que las gotas adquieran un mayor tamaño, por lo cual ocurre, a través del proceso de coalescencia, con lo cual tales gotas alcanzan un tamaño lo suficientemente grande para que puedan separarse por gravedad, para que este proceso tenga una mayor eficiencia se requiere tener elementos como eliminadores de niebla. (Pino, 2003, Pág. 13-14)

2.4.2 Tipos de separadores de uso en la industria petrolera

Clasificación de los separadores, según avance de la ciencia:

a.- Separadores Convencionales: estos separadores se caracterizan por emplear la aceleración de gravedad para producir la separación de las fases líquidas y gaseosa. La velocidad interna es del orden de 1 a 2 pie/s, velocidad que se obtiene trabajando con presiones relativamente elevadas, tales como 1000 lpcm. Este tipo de separadores, son los de forma verticales y horizontales.

b.- Separadores Compactos: estos separadores son recipientes diseñados con la misma filosofía de los separadores convencionales, que emplea extractores de niebla para velocidades relativamente alta, en valores de 3 ó 6 pie/s y que por lo tanto, pueden manejar cantidades mayores de gas empleando para ello diámetros más grandes en los recipientes.

c.- Separadores Ciclónicos: estos separadores emplean la aceleración centrífuga para separar la mezcla en sus diferentes fases, tales como: gas, agua, petróleo y arena. Un concepto importante en la tecnología ciclónica es el número relativo de fuerzas gravitacionales desarrolladas por las fuerzas centrífugas, comparado con un valor de aceleración de gravedad “g” del separador gravitacional. Esto es una medida importante del comportamiento que se obtiene con los ciclones por encima de los separadores gravitacionales. La teoría ciclónica es una de las innovaciones más recientes, para la utilización de los separadores de hidrocarburos.

La innovación está relacionada con el uso de las fuerzas centrífugas para separar los fluidos que entran como alimentación al recipiente. En la figura 2.6 se presenta un separador tipo ciclónico, muy utilizado en la industria de los hidrocarburos, específicamente en los procesos de separación gas- petróleo o gas- petróleo- agua, lo que indica que estos separadores se pueden utilizar en procesos bifásicos o trifásicos, en ambos casos con un alto grado de eficiencia.



Figura 2.6 Separador Ciclónico Utilizado en la Industria Petrolera

Fuente: Dr. Fernando Pino

Los separadores tipo ciclón hacen de la técnica del vórtice como función para lograr la separación de los fluidos petroleros. Para ello, los fabricantes del separador ciclónico construyeron un tubo ciclón capaz de hacer rotar la mezcla que llega al equipo para separar las fases gaseosa y líquida. Adicionalmente, el gas que entra al tubo ciclónico, sigue rotando para despojar al gas de la película líquida remanente. Se entiende por vórtice, al remolino que se origina en un separador de fluidos petroleros, esto se debe al efecto de rotación de los fluidos

2.4.3 Clasificación de los separadores, según su forma

a) Separadores verticales

Su uso es más frecuente cuando:

Se tienen altas relaciones vapor- líquido, es decir, servicios en los que hay mayor cantidad de vapor que de líquido, se tiene poco espacio horizontal (ejemplo: tecnología costa afuera)

Se manejan mezclas que contienen sólidos o arenas, debido a la facilidad que ofrecen para su remoción.

Se esperan grandes variaciones en el flujo de vapor.

Se necesita una mayor facilidad para controlar el nivel de líquido.

Se requiere una mayor facilidad para la instalación física de la instrumentación de control, alarmas e interruptores.



Figura 2.7 Separador vertical de producción en la estación de flujo de Orocuál

Fuente: www.pdvsaoorcual.com

A continuación, en la figura 2.8 se muestra un esquema típico de un separador vertical:

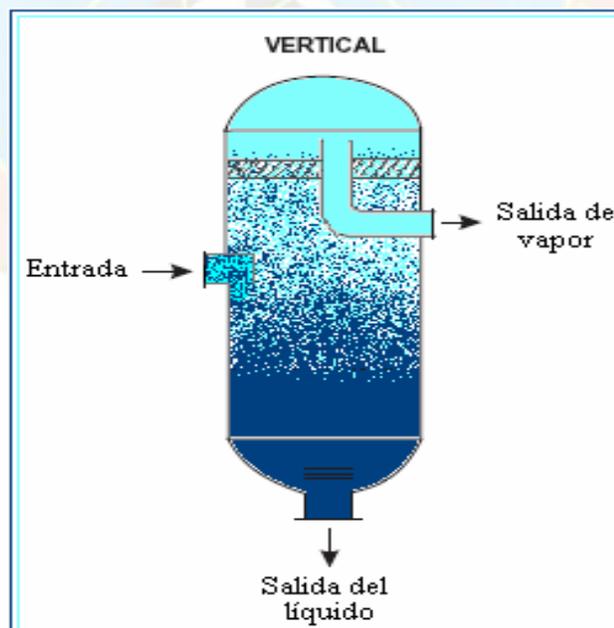


Figura 2.8 Esquema de un separador líquido-vapor vertical.

Fuente: www.wikipedia.com.ve

Esta configuración ofrece menor factibilidad a que se produzcan slugs y flujos de avance. En este tipo de separadores, la separación en la zona de asentamiento es más difícil, debido a que las partículas líquidas caen en contracorriente al flujo de vapor. Además, el uso de eliminadores de neblina puede reducir significativamente la altura de la unidad.

b) Separadores horizontales



Figura 2.9 Separador general de baja presión Estación de Flujo tres de Orocuai
Fuente: www.pdvsaorocuai.com

Su uso es más frecuente cuando:

Se tienen bajas relaciones vapor-líquido, es decir, cuando se tienen servicios en los que hay mayor cantidad de líquido que de vapor.

Se tiene poco espacio vertical.

Se manejan mezclas con tendencia a formar espumas y emulsiones.

Se va a realizar una separación líquido- líquido o una separación trifásica o tetrafásica.

Se requiere desgasificar un líquido, debido a que esta configuración tiene mayor área superficial para realizar esta acción.

Se requiere tener una mayor facilidad para realizar el mantenimiento y supervisión del equipo.

A continuación en la figura 2.10 se muestra un esquemático de un separador horizontal:

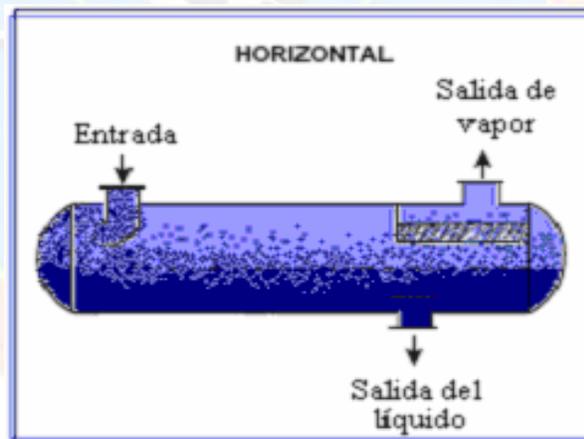


Figura 2.10 Esquema de un separador líquido-vapor horizontal.

Fuente: Factory Direct Pipeline Products, Inc. (2005).

Esta configuración tiene mayor factibilidad de que se produzcan slugs y de que se forme el flujo de avance. Sus fundaciones son menos costosas que las de los separadores verticales equivalentes y para una cantidad dada de vapor, requieren menor diámetro que un separador vertical. En este tipo de separadores, la separación

en la zona de asentamiento es más fácil, debido a que las partículas líquidas caen perpendicularmente al flujo de vapor.

c) Separadores centrífugos

Un separador centrífugo es, según Martínez (2004), un separador cuyo fin es disgregar las diferentes fases (vapor, petróleo, agua y/o arena) en la corriente de alimentación, mediante el uso de fuerzas centrífugas o vórtices; el cual trabaja con un mecanismo patentado, cuyo diseño y aplicación dependerá del fabricante. Generalmente poseen un dispositivo cónico central y la alimentación ingresa de forma tangencial en el recipiente.

Los separadores ciclónicos trabajan bajo el principio de que la separación de partículas puede ser intensificada por la imposición de una fuerza centrífuga. El principio básico del patrón de flujo involucra un vórtice doble con el vapor, moviéndose en espiral hacia arriba y el líquido se desliza cayendo por las paredes del dispositivo.

La velocidad espiral en el separador, puede superar varias veces la velocidad de entrada y los patrones de flujo son tales que las velocidades radiales son direccionadas hacia las paredes, haciendo que las partículas líquidas choquen contra las mismas y caigan al fondo de la unidad.

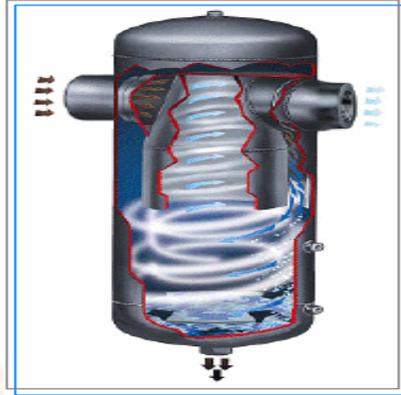


Figura 2.11 Esquema de un separador ciclónico.

Fuente: Factory Direct Pipeline Products, Inc. (2005).

Este tipo de separadores definen la nueva tecnología en separación mecánica, la cual aún se encuentra en período de desarrollo. Principalmente se diferencian de los separadores cilíndricos convencionales, en que la fuerza motriz en la que se basa la separación es la fuerza centrífuga, generada por la acción giratoria de la corriente de alimentación, lo que produce la disgregación de las partículas sólidas o líquidas que pueden encontrarse en la corriente de vapor.

2.4.4 Clasificación industrial de los separadores

En la industria se pueden clasificar los separadores, según sea el valor de la presión de operación empleado en el proceso de separación, desde luego este es una cifra promedio, ya que siempre se trabaja con rangos de presión, la clasificación es:

- a.- Separadores de Baja Presión.** Aquí el valor de presión aproximado de presión es 60 lpcm
- b.- Separadores de Media presión.** La separación ocurre a una presión aproximada de 600 lpcm

c.- Separadores de Alta presión. El proceso ocurre a una presión aproximada de 1200 lpcm

2.4.5 Simuladores de proceso

Los paquetes de simulación son instrumentos de cálculo básico para la realización de diversas aplicaciones en el campo de la ingeniería. Éstos permiten realizar una evaluación rápida y confiable de diversos procesos, proporcionando información útil para el diseño conceptual, así como para el estimado de costos, equipos y servicios. También, con el uso de simuladores, es posible analizar y optimizar la secuencia operacional de los elementos que componen el proceso, localizar restricciones y predecir el comportamiento de plantas existentes que pueden ser sometidas a diversas condiciones de operación, a fin de predecir la respuesta del proceso a estas condiciones, proporcionando suficiente información para planificar una mejor operación.

Los simuladores de procesos tienen la propiedad de permitir realizar balances de masa y energía en sistemas estáticos o dinámicos, dependiendo de la exigencia del proceso y de las facilidades técnicas disponibles en el campo de desarrollo de la simulación. La simulación dinámica nos permite ver los valores en tiempo real con variaciones de parámetros abarcados en el proceso.

En el tratamiento y manejo de fluidos se utilizan varios procedimientos y técnicas, tales como, separación de fluidos, transporte y manejo, que permiten un mejor rendimiento en la producción, las estaciones de flujo reciben fluidos de producción generalmente de tipo bifásico (líquido - Vapor); en estas instalaciones se realizan operaciones unitarias tales como transferencia de energía térmica,

separación, almacenamiento, medición y bombeo de líquido, manejo de gas asociado y agua de formación. Fuente: Maldonado, L. (2010). Pág.23.

2.5.1 El simulador PRO II de procesos

Tiene la propiedad de permitir realizar balances de masa y energía en sistemas estáticos o dinámicos, dependiendo de la exigencia del proceso y de las facilidades técnicas disponibles en el campo de desarrollo de la simulación, se desarrolló una simulación dinámica que permitió ver los valores en tiempo real con variaciones de parámetros abarcados en el proceso. Fuente: www.wikipedia.com.ve.

2.5 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Calor: se define como la parte del flujo total de energía a través de la frontera de un sistema que se debe a una diferencia de temperatura entre el sistema y su entorno. (Fernández, (2011) Pág.43)

Calor de Reacción: se define como la energía absorbida por un sistema cuando los productos de una reacción se llevan a la misma temperatura de los reactantes (<http://www.rena.edu.ve/cuartaEtapa/quimica/Tema18.html>)

Cromatografía: la palabra Cromatografía significa “Escribir en Colores” ya que cuando fue desarrollada, los componentes separados eran colorantes. Los componentes de una mezcla pueden presentar una diferente tendencia a permanecer en cualquiera de las fases involucradas. Mientras más veces los componentes viajen de una fase a la otra que se denomina partición, se obtendrá una mejor separación. (Fernández, (2011). Pág.43)

Energía interna: la energía interna (U) es una medida macroscópica de las energías molecular, atómica y subatómica, todas las cuales obedecen reglas de conservación microscópicas definidas para los sistemas dinámicos. Dado que no existen instrumentos capaces de medir la energía interna directamente en una escala macroscópica, esta energía debe calcularse a partir de ciertas otras variables que sí pueden medirse macroscópicamente, como la presión, el volumen, la temperatura y la composición. (Bouille, (2010) editorial Cerec. Pág. 17)

Energía potencial: la energía potencial (P) es la energía que un sistema posee debido a la fuerza que un campo gravitacional o electromagnético ejerce sobre él respecto a una superficie de referencia. (Bouille, 2010, editorial Cerec .Pág. 17)

Funciones Punto: las variables de entalpía específica y energía interna específica (así como la temperatura, la presión y la densidad) se denominan funciones punto o variables de estado para subrayar que sus valores dependen únicamente del estado del material (temperatura, presión, fase y composición) y no del camino que siguió el material para llegar a ese estado. Fuente: (Maldonado, L (2010).Pág.33)

Manómetro: Los manómetros son equipos utilizados para medir la presión manométrica de un fluido; en éste caso, mide la presión con la que el fluido llega al sistema de separación. (Azocar, K (2010).Pág. 56)

Poder Calorífico: Es la cantidad de energía que la unidad de masa de materia puede desprender al producirse una reacción química de oxidación y expresa la energía máxima que puede liberar la unión química entre un combustible y el comburente. (Maldonado, L (2010).Pág.35)

Poder Calorífico Neto (PCN): se denomina de esta forma al poder calorífico cuando el agua resultante de la combustión del hidrocarburo se supone en estado de

vapor con los demás productos de la combustión, por lo tanto no genera energía, luego no se debería de incluir el poder calorífico, es por ello, que el poder calorífico neto es que más se acerca a la realidad. (Maldonado, L (2010).Pág.35)

Poder Calorífico Total (PCT): se denomina de esta forma al poder calorífico cuando el agua resultante de la combustión se supone líquida (condensada) en los productos de combustión. (Maldonado, L (2010).Pág.35)

Procesos Cíclicos: se define un proceso cíclico, como aquel cuya secuencia de estados regresa el sistema a las condiciones iniciales, es decir, se cumple un ciclo. Los procesos cíclicos constan, al menos, de una etapa de expansión ($W_{exp}>0$) y una de contracción ($C_{on}<0$). (:www.wikipedia.com.ve)

Trabajo: es una forma de energía que representa una transferencia entre el sistema y el entorno. (Maldonado, L (2010).Pág.34)

Variables de Estado: se tiene que esta es la representación del sistema en términos de ecuaciones diferenciales, lo cual se traduce directamente en una representación de los elementos que componen el sistema, ofreciendo así, un estudio único de la conformación interna del mismo. (Fernández, Y. (2011).Pág.44)

Valor Calorífico del Gas Natural: el poder Calorífico (PC) se define como la cantidad de calor producida por la combustión de la unidad de volumen o de peso de un combustible bajo determinadas condiciones. (Pino, (2010). Pág. 43).

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación se fundamentó en una investigación de tipo descriptiva, ya que se basó en hechos que se han estudiado, porque su objetivo fue evaluar el costo energético de los diferentes tipos de separadores (gas-petróleo) que se encuentran en la Estación de Flujo Orocuál -03 ubicada en el estado Monagas.

El uso de los separadores es para la obtención de crudo de mejor calidad y así elevar la comercialización del mismo. La investigación se basó en una visión completa de los hechos o fenómenos que ocurrieron en el ámbito de esta actividad.

3.2 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

Según Arias, F. (2006),

La investigación documental es un proceso basada en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte a nuevos conocimientos. (Pág. 27).

El proyecto se basó en una investigación documental debido a que se realizaron visitas a la Estación de Flujo Orocuál -03, donde se halló información acerca de la producción de crudo y gas de cada separador y se utilizó el simulador PRO II para obtener valores numéricos que reflejaran el consumo energético de los separadores en el proceso de separación gas-petróleo.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Según Arias, F. (2006),

La población, o en términos más precisos población objetivo, es un conjunto finito o infinito de elementos para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Ésta queda delimitada por los problemas y objetivos del estudio. (p. 81).

“La muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible” (Fidias, A. (2006) Pág. 83).

La población a estudiar esta en la Estación de Flujo Orocuál -03 del Estado Monagas, éste fue el lugar donde se encontraron los separadores a los que se les realizó la evaluación del consumo de energía que requieren para el funcionamiento de la separación de (gas-petróleo). Se evaluaron tres niveles de separación, que trabajan a una presión de baja, media y alta.

Existe un total de seis separadores que funcionan para llevar a cabo el proceso de separación; tres separadores de media presión, de forma horizontal, de los cuales existen dos separadores generales, la Estación de Flujo -03 también cuenta con dos separadores de prueba de forma vertical partiendo de esta población se evaluaron los distintos objetivos pautados.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Identificación de los parámetros termodinámicos a los que se someten los separadores gas-petróleo en la Estación de Flujo Orocuál -03.

Para la identificación de los parámetros termodinámicos a los cuales se someten los separadores que se encuentran en la estación de flujo Orocuál-03 se

ejecutaron visitas a la locación y se trató con el personal de operación de estación, con el motivo de saber con qué tipo de separadores cuenta la estación de flujo, lo cual conlleva a la obtención de información y conocer con qué presiones, temperaturas y volúmenes de gas –petróleo opera dicha estación. Se realizaron las visitas necesarias para lograr el objetivo pautado.

3.4.2 Descripción del proceso de separación gas-petróleo que realizan los separadores usados actualmente en la estación de flujo de Orocual-03.

Se busco la manera de conseguir un permiso autorizado por el jefe encargado de la estación de flujo para obtener la información necesaria con respecto al proceso de separación que se lleva a cabo en la Estación de Flujo Orocual-03. Se realizaron entrevistas al personal encargado de la estación de flujo que conocieran específicamente el proceso, se tomaron fotos y se recopiló la mayor información posible.

Se revisaron todos los separadores que están en uso en la Estación de Flujo-03 desde el pozo hasta la etapa de separación, todas las actividades se realizó bajo el consentimiento del personal encargado.

3.4.3 Evaluación del consumo de energía de los separadores de la Estación de Flujo Orocual-03, utilizando modelos de simulación

Para llevar a cabo la evaluación del consumo de energía en el proceso de separación gas-petróleo se indagó principalmente qué equipos funcionaban con energía eléctrica u otra fuente que genere el proceso de separación en la Estación de Flujo de Orocual-03, y así saber la producción que se deriva del proceso de separación. Estos valores se lograron mediante el uso del simulador que utiliza

PDVSA en la estación de flujo Orocual-03; PDVSA utiliza el simulador PRO II como herramienta para diagnosticar el desempeño de la producción a través del modelado integral de los sistemas de pozos.

Además se conoció cuantos barriles de petróleo se obtienen y cuantos PCN de gas maneja la EF Orocual -03.

3.4.4 Proposición del uso de los separadores que minimicen el costo energético del proceso de separación gas-petróleo de la Estación de Flujo Orocual -03

Para el desarrollo de este objetivo se revisaron páginas de internet (comunidad petrolera, Invensys Operations Management, Fisicanet, entre otras), informaciones de los tipos de separadores y la funcionabilidad, ventajas y desventajas que cumplirán en la industria petrolera, con el propósito de descubrir la opción de utilizar otros separadores que ejecuten la misma o mejor función de los separadores presentes en la Estación de Flujo de Orocual-3.

3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Según Arias, F. (2004) “se entenderá por técnicas al análisis documental al uso de instrumentos, fichas, computadoras y sus unidades de almacenaje” (Pág. 68).

En este trabajo de investigación, específicamente, la recolección de datos se realizó directamente en los separadores de la Estación de Flujo Orocual-03 mediante técnicas de observación y entrevistas con el personal de operaciones e ingeniería de producción los cuales son los custodios de los equipos y procesos en superficie. También fueron estudiados los cambios de BTU captados por medio del simulador de procesos PRO II, y se consultaron fuentes bibliográficas que se referían a este

tema; se utilizaron varias computadoras las cuales fueron facilitadas por el personal de producción y procesos, estos equipos sirvieron para saber el balance de producción que maneja la estación de flujo, se utilizaron cámaras fotográficas para la toma de fotos de los separadores, cd, pendrive para el almacenamiento de estos datos.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos Humanos

Estuvo formado por todos los integrantes del proyecto y por todo el personal profesional que laboraron en el departamento de Ingeniería de la Estación de Flujo Orocuál-03, quienes colaboraron en el suministro de la información requerida para alcanzar las metas propuestas.

3.6.2 Recursos Bibliográficos

Integrado por todo el material impreso y digital como libros, proyectos y textos en general, facilitados por la Biblioteca de la Universidad de Oriente, también se utilizó información en páginas publicadas en internet como trabajos de investigación ejecutados en otros países, libros digitales con información a fin

3.6.3 Recursos Tecnológicos

Integrado por los equipos de computación, entre estos el programa Microsoft Office, PowerPoint, Excel, programa de simulación PROII y páginas web

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Los resultados serán discutidos en orden cronológico a los objetivos específicos planteados

4.1 IDENTIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS TERMODINÁMICOS A LOS QUE SE SOMETEN LOS SEPARADORES GAS-PETRÓLEO EN LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL -03

La fracción vaporizada de la mezcla de alimentación es una función de la presión del sistema (P) y la temperatura (T) que se obtiene de la solución simultánea de los balances de materia y energía junto con el equilibrio líquido-vapor.

La estación de flujo está diseñada para recibir crudo de diferentes pozos asociados al Campo Orocual basándose en un procesamiento en baja, media y alta presión (60, 550 1300) Lpcm, ya que la presión es tomada con un manómetro, el crudo tiene gravedades API comprendidas entre 26,6° y 47,6°.

Actualmente la estación de flujo Orocual-3 realiza el proceso de separación en presiones de baja y media, su producción es de 13030 MBNPD de crudo con 103127 MMPCND de gas. En esta estación de flujo el proceso de separación se realiza en cascada. Los pozos provenientes del múltiple de media presión (550 lpc) entran al separador que opera a la misma presión, donde se retira el gas contenido en la corriente de alimentación. El gas separado en el separador de media es enviado al depurador de media presión y el crudo se une a la corriente multifásica proveniente del múltiple de baja presión, para conformar la alimentación al separador de baja presión. Una vez procesada la producción en el separador de baja, el gas es enviado

hacia el depurador de baja y el crudo es enviado hacia los tanques de estabilización TK-2001 / TK-2002, para posteriormente ser bombeado hacia la EFORC1 (Estación de Flujo Principal).

En la EF ORC-03 fluyen 24 pozos activos, distribuidos según su presión de cabezal a los separadores de media y baja presión. Las etapas de separación antes mencionadas manejan un rango de presión y temperatura que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.1 Variables operacionales de los equipos de separación (Febrero 2013)

Equipos	Rango de presión (lpcm)	Presión Promedio (lpcm)	Temp (°F)
Separadores y depuradores de media presión	556-570	563	125
Separador y depurador de baja presión	53-51	52	93

En la siguiente tabla se manifiesta el rango de presión a los cuales funcionan los equipos de separación con media y baja presión. Para separadores de media existe una presión entre 556 y 570 lpcm con temperatura de 125°F, la presión es medida con un manómetro que tiene incorporado cada separador, para los separadores de baja presión se trabaja con presión de 53 y 51 lpcm y temperatura de 93 °F.

4.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE SEPARACIÓN GAS-PETRÓLEO QUE REALIZAN LOS SEPARADORES USADOS ACTUALMENTE EN LA ESTACIÓN DE FLUJO DE OROCUAL-3

El sistema de separación gas-líquido de la EF-ORC 3 está conformado por cuatro (04) separadores horizontales, estos equipos operan en serie con cuatro niveles de presión. Un (01) separador de alta presión (1300 lpca), El cual no está en funcionamiento, ya que los pozos que se manejan en el proceso de separación son de media y baja presión; por lo que están tres (03) separadores en paralelo operando en media presión (600 lpca), un (01) separador para baja presión (60 lpca) y dos (02) tanques de techo fijo para la estabilización del crudo operando a presión atmosférica. Se verificó el manejo actual de producción en función de las capacidades de los separadores gas-líquido, para ello se realizó un rating a los equipos, la tabla N° 4.2 presenta los datos mecánicos necesarios para la evaluación:

Tabla 4.2 Especificaciones mecánicas de los separadores gas-líquido de la EF-ORC3

Como fluido multifásico de alimentación se tienen hidrocarburos y agua provenientes del Campo Orocuál, cuyas propiedades fueron determinadas a través del simulador de procesos PRO II a partir de la composición señalada en el balance de producción (ver apéndice A). La tabla N° 4.3 indica los parámetros del fluido, así como las variables de proceso de cada etapa de separación:

Tabla. 4.3 Parámetros de proceso y propiedades del fluido de alimentación a los separadores gas-líquido

Parámetro	Equipo				
	SGA-A	SG1-1A	SG1-1B	SG1-1C	SG2-1C
Temperatura de operación (°F)	134	125			93
Presión de operación (lpca)	1,3	600	600	600	60
Gravedad específica del gas a Condiciones Normales	0,659	0,689			0,835
Factor de Compresibilidad Z	0,852	0,907			0,98
Contenido de N ₂ (%)	0	0,18			0,22
Contenido de CO ₂ (%)	2,65	2,8			3,41
Contenido de AyS (%)	0,2	0,37			1,07
Densidad del agua (lb/pie ³)	62	62			62
Densidad del crudo (lb/pie ³)	55,7	53,5			54,7

El fluido bifásico (crudo/gas) es recibido en la estación a través de dos (02) múltiples de producción/prueba y general uno (01) de media y uno (01) de baja presión.

Para el nivel de media presión (550 lpcm con temperatura de 120 °F), el fluido (crudo/gas) es recibido a través del múltiple de producción/prueba y enviado hacia los separadores crudo/gas de media SG1-1A/1B/1C (500 lpcm, con temperatura de 130 °F), mediante el cabezal de producción 10" Ø - 600 lpcm. En los separadores se separan el crudo y el gas, el crudo va hacia los separadores de baja SG2-1/SG2-1B

(60 lpcm, 100 °F) mediante las válvulas de control de nivel LCV-250110/250210/250310 y el gas hacia los depuradores de media D1-1/D1-2 (550 lpcm, 110 °F). El gas depurado se envía hacia la Planta Compresora Orocuál 2 a través de un gasoducto de 16" Ø. El crudo retenido en los depuradores es enviado hacia los separadores de baja, mediante las válvulas de control del nivel LCV-110110/110210.

En el nivel de baja presión (60 lpcm, 100°F), la mezcla crudo/gas es recibida en el múltiple de producción/prueba de baja, luego es enviada a los separadores de producción de baja SG2-1/SG2-1B, mezclándose antes con la corriente proveniente de media presión. En los separadores de producción de baja ocurre la separación del crudo y el gas. El gas separado es enviado a los depuradores de gas de baja D2-1/D2-2 y el gas depurado va hacia la Planta Compresora Orocuál 2, previamente cuantificado mediante el medidor y registrador de flujo FE-110311/110312. El crudo obtenido tanto en los separadores como en los depuradores de baja es enviado a través de las válvulas de control de nivel automática/proporcional LCV-250410/250601 y LCV-110310/110501 hacia los tanques de estabilización de la estación.

Para llevar a cabo el proceso de separación gas-petróleo se mantienen estrategias de operación y control basándose en lo siguiente:

Control de Nivel de Líquido en Separadores y Depurador de Baja Presión

El nivel de líquido de los separadores de baja presión (60 lpcm), es controlado mediante válvulas de control de nivel neumáticas proporcionales en los separadores; Para el separador SG2-1, el nivel de líquido es controlado mediante la válvula LCV-250410. Si el nivel de líquido en el separador se incrementa por encima del nivel

normal de operación, la válvula recibe una señal neumática a través del controlador e indicador de nivel LIC-250410 y abre para desalojar líquido y tratar de mantener el nivel de líquido en el separador en el nivel normal de operación (41 pulgadas). Si el nivel de líquido en el separador disminuye por debajo del nivel normal de operación, la válvula recibe una señal neumática a través del controlador e indicador de nivel LIC-250410 para cerrar y tratar de mantener el nivel del líquido del separador en el nivel normal de operación. Si el nivel de líquido en el separador se hace incontrolable a través de la válvula de control de nivel LCV-250410, se dispone en el separador un interruptor para activar alarma en la consola por alto nivel (48 pulgadas) y un interruptor para activar alarma en consola por bajo nivel (12 pulgadas). El control de nivel en los Separadores SG2-1B, prueba y depuradores, se realiza en forma similar, mediante las válvulas de control de nivel LCV-250501, LCV-260210 y LCV-110310, respectivamente.

Control de Nivel de Líquido en Separadores y Depurador de Media Presión

El nivel de líquido del separador de producción de media presión (550 Lpcm), es medido constantemente mediante el controlador e indicador de nivel LIC-250110 y controlado mediante válvulas de control de nivel automáticas con control proporcional. Para el separador SG1-1A (2501), el nivel de líquido es controlado mediante la válvula LCV-250110. Si el nivel de líquido en el separador se incrementa por encima del nivel normal de operación (22 pulgadas), la válvula recibe una señal neumática a través de un controlador e indicador de nivel LIC-250110 para abrir y desalojar más líquido, tratando de mantener el nivel de líquido del separador en el nivel normal de operación. Si disminuye por debajo del nivel normal, la válvula recibe una señal neumática a través del controlador e indicador de nivel LIC-250110 para cerrar y mantener el nivel normal de operación de líquido.

Si el nivel de líquido en el separador se hace incontrolable a través de la válvula de control de nivel LCV-250110, se dispone en el separador de un interruptor para activar alarma en consola por alto nivel (26 pulgadas) y un interruptor para activar alarma en consola por bajo nivel (10 pulgadas). El control de nivel en los otros Separadores de Producción SG1-1B, SG1-1C, de Prueba SP-1 y Depuradores D1-1, D1-2, se realiza en forma similar, mediante las válvulas de control de nivel LCV-250210/250310, LCV-260110 y LCV-110110/110210, respectivamente.

Control de Presión de Operación en el Sistema de Separación y Depuración de Baja Presión

La presión de operación de los separadores SG2-1, SG2-1B y Depurador D2-1/D2-2, es controlada independientemente para cada sistema separador/crudo, mediante la válvula de control de presión PCV-110401, instalada aguas abajo del Depurador D2-1, en la línea de transferencia de gas hacia la Planta Compresora Orocual 4, ajustada entre 50 y 60 lpcm y la válvula PCV-110511, instalada aguas abajo del Depurador D2-2 en el cabezal de transferencia de gas hacia la Planta Compresora Orocual 4, ajustada entre 50 y 60 lpcm.

Si la presión en el cabezal de transferencia de gas se incrementa, la válvula PCV-110401 abre más para mantener la presión de operación del separador SG2-1 y Depurador D2-1 (60 lpcm). Si la presión sigue incrementándose y la válvula abre completamente haciéndose incapaz de controlar la presión del sistema, cuando la presión alcanza el valor de 70 lpcm, se abre la válvula PCV-110402, instalada aguas abajo del Depurador D2-1 en el cabezal de alivio, para despresurizar el sistema de separación-depuración, enviando el gas hacia el sistema de alivio de la estación (formado por un Despojador de Líquido DL-501 y Mechero M-501).

Abiertas completamente las válvulas de control de presión PCV-110401 y la de alivio PCV-110402 y si aún persiste el incremento de presión en el cabezal de transferencia de gas, se abrirán las válvulas de alivio del separador PSV-250430/250430A ajustadas a 80 lpcm, instaladas en cada separador, enviando el gas hacia el cabezal de venteo, KOD y luego al mechero, para finalmente quemarlo. El control de presión del sistema de separación, formado por el Separador SG2-1B y el Depurador D2-2, opera en forma similar al descrito.

Control de Presión de Operación en el Sistema de Separación y Depuración de Media Presión

La presión de operación de los separadores de producción SG1-1A, SG1-1B y SG1-1C es controlada en cada separador mediante válvulas de control de flujo FCV-250160/250260/250360, instaladas aguas abajo de cada separador, en la línea de transferencia de gas hacia los depuradores. La presión de operación de los depuradores es controlada a través de válvulas de control de presión ubicadas de líneas de salida de gas de cada depurador PCV-110120 y PCV-110220. Si la presión en el sistema de separación y depuración se incrementa, para mantener la presión de operación de los separadores y depurador (500 lpcm).

Si la válvula abre completamente y la presión sigue incrementándose, haciéndose incapaz el control de la presión del sistema, cuando la presión alcanza el valor de 600 lpcm, se abren las válvulas PCV-110170/110270, instaladas aguas arriba de los Depuradores D1-1 y D1-2 en el cabezal de alivio, para despresurizar la línea, enviando el gas hacia el sistema de alivio de la estación, formado por el Despojador de Líquido DL-501 y el Mechero M1-1. Abiertas completamente las válvulas de control de presión PCV-110120 y PCV-110170, aún persistiendo el incremento de presión del sistema de separación y depuración, se abrirán las válvulas de alivio de los Separadores de Producción PSV-250140/250240/250340,

Depuradores PSV-110140/110240, ajustadas a 750/800 lpcm para los separadores y 700 lpcm para los depuradores, enviando el gas hacia el cabezal de alivio y de allí al despojador y luego al mechero para finalmente quemarlo.

4.3 EVALUACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA DE LOS SEPARADORES DE LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL -03, UTILIZANDO MODELOS DE SIMULACIÓN

La evaluación del costo energético de los separadores que están en debido funcionamiento en la Estación de Flujo de Orocual-3 se obtuvo por medio del uso del Simulador Pro II obteniéndose la descripción cualitativa y cuantitativamente desde el punto de vista termodinámico y en base a la cromatografía del gas a los que se someten los separadores, de tal manera que se captó el gasto en energía (BTU/DÍA), que se identifica como la entalpía total del sistema de los separadores.

Cabe destacar que la energía que alimenta a los separadores proviene del mismo gas de los pozos que maneja la estación de flujo y por un sistema de compresión de aire sirviendo de ayuda para el requerimiento de la estación.

En la cromatografía (Ver apéndice “B”) se muestran los resultados obtenidos en lo que respecta a composición, tanto molar como en peso, propiedades fisicoquímicas de las fracciones del gas total de salida para las etapas de separación de media y baja presión.

La eficiencia global del proceso de separación de la EF-ORC3, ante los cambios de la volumetría de crudo, gas y agua, fue obtenida mediante una simulación realizada con el software PRO IITM, el cual fue alimentado para cada nivel de presión con las cromatografías de gas.

Para obtener el resultado global del costo energético se tomó la prioridad de la capacidad calorífica molar del gas expresándose directamente proporcional a la temperatura.

La entalpía del gas ideal es vinculada con los datos de capacidad calorífica del gas ideal.

Existen diversas metodologías para determinar las entalpías de una mezcla de hidrocarburos empleadas en simuladores de procesos y en artículos técnicos. Entre ellas se encuentran la ecuación de estado cúbica desarrollada por Peng- Robinson y la correlación generalizada de estados correspondientes desarrollada por Lee-Kesler. Para obtener los resultados se trabajó con un modelo base al cual se le modificaron las etapas.

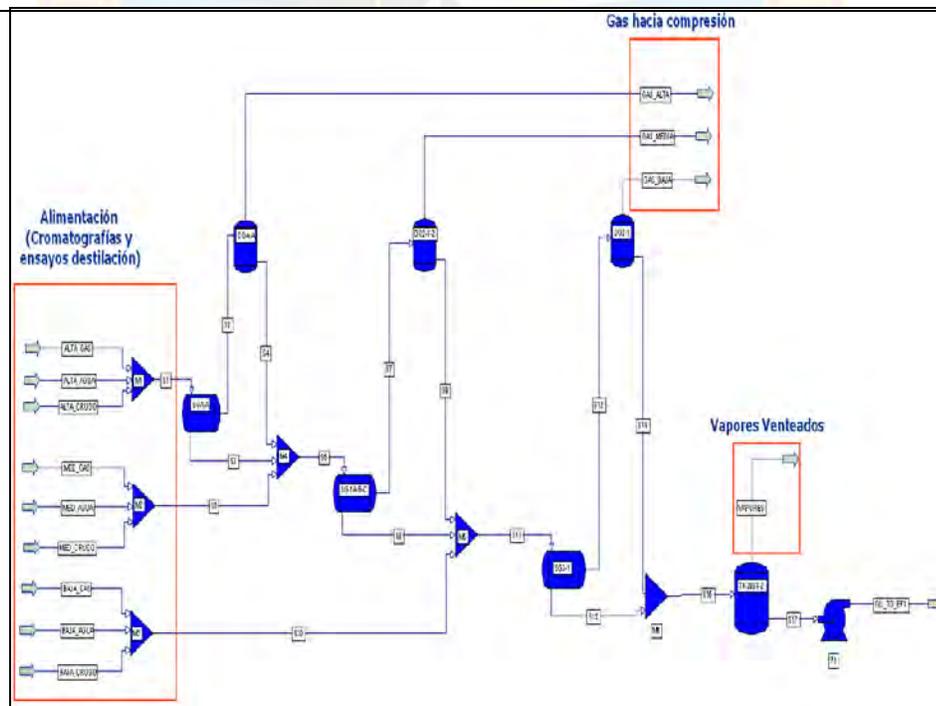


Figura 4.1 Esquema general de simulación con PRO IITM de la EF-ORC 3

Fuente: www.pdvsaorocual.co

Se comienza el proceso de separación desde el crudo proveniente de los pozos, que están vinculados solamente con la Estación de Flujo -03 en Orocual, esta corriente de gas- petróleo y sedimentos convergen en un múltiple de producción para luego dividirse por cada fase correspondiente de acuerdo a la presión y temperatura que ejercen, llevándose a cabo por etapas diferentes.

Empleando el código de cálculo desarrollado se realiza la estimación de las propiedades de las corrientes para cada una de las etapas de separación. Se compararon los resultados obtenidos contra los generados por el simulador de ingeniería petrolera.

Por medio del simulador PRO II fue posible analizar y optimizar la secuencia operacional de los elementos que componen el proceso y predecir el comportamiento de los separadores existentes en la Estación de Flujo Orocual-3 logrando ser sometidos a diversas condiciones de operación, a fin de predecir la respuesta del proceso a estas condiciones, proporcionando suficiente información para planificar una mejor operación.

La simulación se realizó para los separadores de media y de baja presión (Ver apéndice “C”) donde se observó y se comparó la cantidad de BTU utilizados en la simulación, obteniéndose los siguientes valores:

Tabla 4.4 Simulador PRO II

Detalles del Resumen	Unidad	SG-1A-B-C	SG2-1
Nombre		SG-1A-B-C	SG2-1
Descripción		SG-1A-B-C	SG2-1
Sistema Termodinámico		PR01	PR01
Tomas de Alimentación		S5	S11
Salida de Productos Terminados		S7 , S8	S12 , S13
Producto de Salidas por Fases			
Vapores		N/A	N/A
S17		N/A	N/A
S12		N/A	Vapor
S13		N/A	Mezcla
S7		Vapor	N/A
S8		Mezcla	N/A
Gas media		N/A	N/A
S9		N/A	N/A
Gas baja		N/A	N/A
S14		N/A	N/A
Tipo aerosol		Adiabático - P	adiabático – P
Temperatura (Toma de Entrada)	F	N/A	N/A
Presión (Toma de Entrada)	Psig	N/A	N/A
Presión Diferencial(Toma Entrada)	Psi	0	0
Condensador (Toma de Entrada)	BTU / day	0	0
Presión Estimada (Toma de Entrada)	Psig	N/A	N/A
Temperatura Estimada (Toma de Entrada)	F	N/A	N/A
Temperatura	F	122,8398877	94,16996744
Presión	Psig	576,0000039	53,99999838
Condensador Trifásico	BTU / day	0	0
Presión Diferencial de Caída	Psi	0	0
Fraccionador Liquido	Fracción	0,220468767	0,532765939
Fraccionador Vapor	Fracción	0,779531233	0,467234061
Temperatura de Alimentación	F	122,8398877	94,16996744
Presión de Alimentación	Psig	576,0000039	53,99999838
Rata de Mezcla del Alimentador	lb / day	6615750,547	5396807,978
Entalpia Total del Alimentador	BTU / day	711819848,7	391599456,4
Fase de Entrada del Mesclador		Mezclado	Mezclado
Mezcla de Alimentación del Fraccionador.	Fracción	0,779531243	0,467234061
Mezcla de Alimentación Fase Vapor CP	BTU / lb F	0,55623162	0,458011016
Mezcla de Alimentación Fase Liquida CP	BTU / lb F	0,63260817	0,546722584
Temperatura de Mezcla Terminada	F	122,8398877	94,16996744
Presión de Mezcla Terminada	Psig	576,0000039	53,99999838
Rata de Mezcla de Producto Total	lb / day	6615750,547	5396807,978
Entalpia del Producto Total	BTU / day	711819845,5	391599456,4
Mezcla del Producto de Entrada		Mezclado	Mezclado
Mezcla del Fraccionador de Vapor.	Fracción	0,779531233	0,467234061
Mezcla de Producto Fase Vapor CP	BTU / lb F	0,556231621	0,458011016
Mezcla de Producto Fase Liquida CP	BTU / lb F	0,632608151	0,546722584

Se observó en la tabla 4.4 que los separadores tienen un consumo de energía diferente con respecto a las presiones y temperaturas , en la presión de media con un producto total de gastar 711819849 BTU/DÍA esto es debido a que la presión es mayor de 576 lpcm con temperatura de 122,84°F , mientras que en los separadores de baja presión el simulador logró captar resultados de 391599445 BTU/DÍA siendo este valor de consumo de energía por día, sometido a presión de alimentación de 53,99 lpcm y temperatura de 94,16°F; El gasto de energía para el funcionamiento de los separadores están sujetos a un sistema termodinámico evaluable y escogido a la funcionalidad de los separadores para llevar a cabo el proceso óptimo de la separación. El consumo referido en este orden de ideas es en el modo cualitativo de gasto de energía por cada separador.

Los separadores tienen más carga de trabajo en la presión de baja ya que desde el pozo el hidrocarburo necesita más presión para moverse por las líneas de flujos hasta llegar a desarrollarse todo el proceso de separación cumpliéndose los respectivos pasos para hallar un mejor crudo y gas que va a otra planta de compresión donde se logra una mejor calidad para su distribución comercial.

También, los resultados obtenidos representan la variación de la entalpía con respecto a la temperatura manteniendo la presión constante; Los métodos de cálculo del simulador ProII/Provision se basaron en modelos matemáticos y ecuaciones de estado clásicas que describen los procesos químicos mediante el cálculo de temperaturas, presiones, composición y propiedades termodinámicas tales como entropías y entalpías. Para esto el programa analizó cada separador por separado, estudiando así las corrientes de entrada y salidas, resolviendo balances de masa y energía mediante la resolución de sistemas de ecuaciones de tal manera que son los valores establecidos en la tabla 4.1

4.4 PROPOSICIÓN DEL USO DE LOS SEPARADORES QUE MINIMICEN EL COSTO ENERGÉTICO DEL PROCESO DE SEPARACIÓN GAS-PETRÓLEO DE LA ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL -03

La técnica de separación utilizada hasta ahora por la industria petrolera ha, resultado muy efectiva en los últimos 50 años, en los que la empresa ha aplicado este método. No obstante, la tecnología ha avanzado en los procesos de separación gas-liquido y gas-petróleo-agua, haciendo el referido proceso más corto y efectivo.

La tecnología ciclónica es de alta eficiencia que permite la recolección, separación medición y manejo de la producción de crudo y gas por medio del método del vorticismo, cuyo principio se basa en separar la mezcla bifásica a través de la fuerza centrífuga que genera el vorticismo o verticidad, lo que conduce a incrementar la capacidad de las unidades, mientras se reduce el tamaño y el peso de los equipos.

Se propone el uso de los separadores ciclónicos para disminuir el consumo de energía en el proceso de separación, la tecnología ciclónica utiliza la fuerza centrífuga y hace uso del vorticismo como método para lograr la separación. El gas que entra al tubo ciclónico, sigue rotando para despojar al gas de la película líquida remanente. A este tubo se le conoce con el nombre de ciclón. Por lo general, el separador ciclónico se utiliza para eliminar partículas con tamaños de hasta $10\mu\text{m}$ en un tiempo menor al de los separadores convencionales y su eficiencia aumenta con el tamaño de la partícula. A través de la implantación de los dispositivos de entrada y de eliminadores de niebla ciclónicos, se debe lograr una mejor separación primaria y menos consumo de energía, utilizando los mismos parámetros de operación (temperatura y presión) que se utilizan actualmente.

El gasto de energía de los separadores ciclónicos puede ser hasta en un 60 % menor que los separadores convencionales, debido a que el proceso de separación es menos repetitivo y el ciclón separa más rápido. Los dispositivos de entrada de tipo ciclónico reducen la cantidad de movimiento, aumentando en un máximo la separación gas-líquido; previenen la inadecuada canalización de los fluidos y el rompimiento de gotas, además de promover la coalescencia de gotas líquidas.

Los estudios realizados han sido enfocados a las diversas secciones que tiene el separador CCGL, la entrada tangencial, en donde el fluido tiende a estratificarse, el slot o área de reducción de entrada, la cual incrementa la velocidad de las fases con el propósito de generar una fuerza de vórtice, el cuerpo del separador CCGL, que se divide en dos secciones; la parte alta del CCGL en donde los estudios han observado la región de gotas (Condensado), la parte baja del CCGL, donde se ubica la región de burbujas (Condensado), y la región donde se forma el vórtice de líquido. Estas secciones se las puede observar en la figura 4.3.2

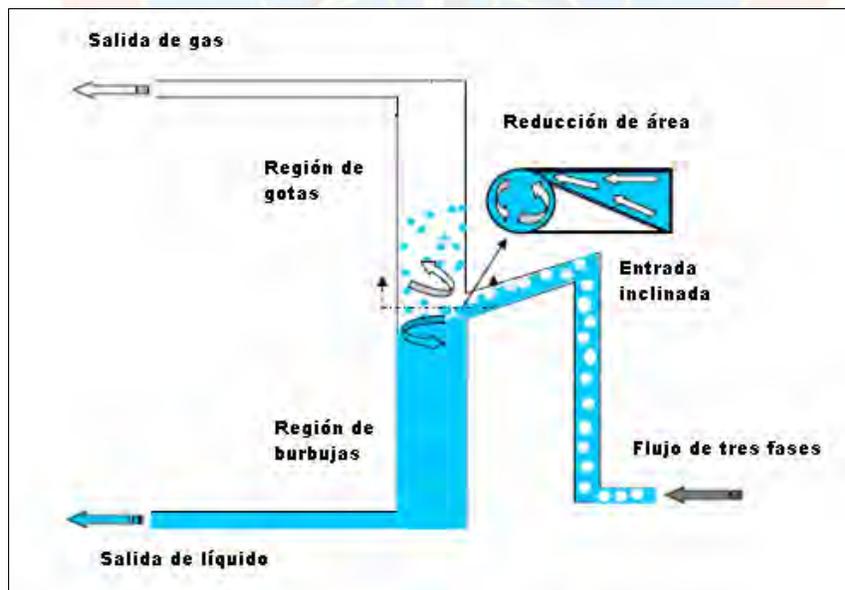


Figura 4.2 Esquema de las secciones del separador CCGL
Fuente : Pino,(2010)

La separación de las fases líquida y gaseosa en el separador CCGL se produce debido a la fuerza centrífuga que genera el vórtice y por diferencia de densidades de los fluidos que ingresa por la entrada tangencial. El control del flujo y de las velocidades del líquido y del gas entrante, determina el nivel de equilibrio de las fases en el separador CCGL. El entendimiento de la conducta del flujo (hidrodinamismo) y del fenómeno físico de la separación de las fases, es la clave para un óptimo desarrollo operacional del separador CCGL.

En la sección de funcionamiento del separador CCGL, se detalla la sección de operación del separador CCGL

Principios de diseño del separador CCGL

El desempeño del separador CCGL está limitado por dos fenómenos denominados: salida de líquido en la corriente de salida del gas (Líquido Carry-Over (LCO)), y la salida de gas en la corriente de salida del líquido (Gas Carry-Under (GCU)). La habilidad para predecir estos dos fenómenos aseguran los parámetros de diseño óptimos para la operación del separador CCGL.(Kolla, S. (2007).)

El LCO juega un papel importante en el análisis del desarrollo del separador CCGL. Varios estudios de LCO han sido llevados a cabo. Los estudios están concentrados en capturar los efectos de las propiedades.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

La conclusión general se refiere en utilizar simuladores como herramienta que ayuden a captar el consumo o para su defecto el gasto de energía en el proceso de separación gas- petróleo, comparando parámetros termodinámicos (presión y temperatura)

Describir la situación actual de los equipos de separación instalados en la estación de Flujo de Orocuál-03, permitió conocer el estado o condición en las que operan los separadores instalados en dicha estación en primer lugar, se tomó la información de operación de cada separador a través de la observación directa, donde se apreciaron las temperaturas y las presiones con las cuales se encontraban operando los equipos para el momento que se realizó la visita

Las condiciones de presión y temperatura son parámetros que pueden variar según las características y cantidad de flujo recibido; para el momento de las inspecciones se pudo observar que dichas condiciones se encontraban dentro del rango de operación establecido.

Por otra parte, también se pudo observar que los valores de temperatura y presión máximas de diseño y de operación son necesarios para el constante monitoreo por parte del personal técnico y para la seguridad durante el proceso, por lo que dicha información se mantiene legibles permanentemente en cada equipo de separación.

La estación recibe para su procesamiento diferentes pozos asociados al campo Orocual en baja, media y alta presión (60, 550 y 1300 Lpca), con gravedades API comprendidas entre 26,6° y 47,6°, actualmente en la estación de flujo se establecen sólo dos presiones de media y de baja.

La Estación de Flujo Orocual -03 está conformada por un sistema de separación crudo/gas en cascada, consistente en un nivel de media (550 Lpcm), donde se procesan los pozos de media presión, el proceso sigue para la segunda etapa entrando finalmente a un sistema de baja presión (60 Lpcm) donde se procesa el crudo separado en el nivel de media y los pozos de baja presión.

El fluido bifásico (crudo/gas) es recibido en la estación a través de dos (02) múltiples de producción/prueba, uno (01) de media y uno (01) de baja presión.

La variación de la entalpía total almacenada en el separador es función de los flujos que entran y salen de éste, así como de su respectivo poder calorífico, presión y temperatura

En esta tesis se implementó el uso de un simulador con el que se resuelven simultáneamente el equilibrio líquido-vapor y los balances de materia y energía involucrados en el proceso de separación gas-crudo.

La teoría ciclónica es una de las innovaciones más recientes, para la utilización de los separadores de hidrocarburos y por trabajar con fuerza centrífuga genera menos gasto de energía y menos gasto en mantenimiento del equipo.

Los equipos de separadores ciclónicos están en buenas expectativas para reemplazar el uso de los separadores convencionales, esta propuesta continua como opción aun evalúan su reemplazo ya que sería una inversión y la estación no estaría operando al 100%

5.2 RECOMENDACIONES

Analizar las propiedades de los fluidos como la densidad, viscosidad y corrosividad y la presión del diseño del separador.

Analizar las variaciones transitorias de la tasa de alimentación.

Se sugiere realizar con más eficiencia la ejecución de las pruebas en Campo tales como:

- Calibración de la instrumentación.
- Supervisión de las pruebas.
- Selección de los parámetros más relevantes del sistema.

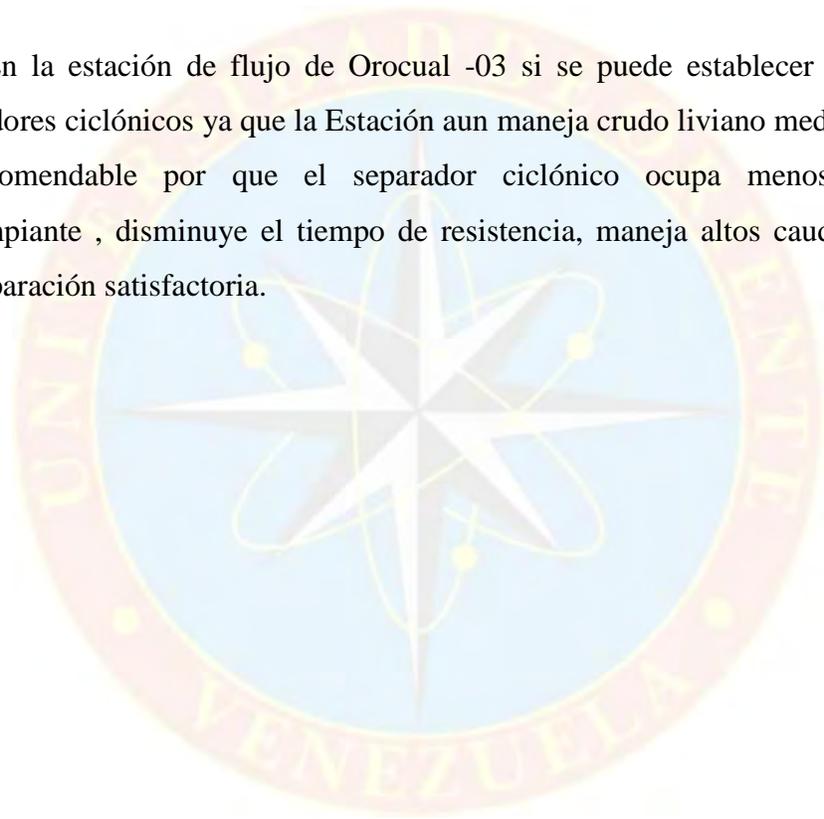
Se debe incrementar la eficiencia de separación de crudo en un cien por ciento, manifestando menos consumo de energía en las respectivas etapas de separación esto se puede lograr sustituyendo los equipos de separación, los separadores convencionales por separadores ciclónicos.

Implementar la tecnología ciclónica, propuesta como mejora a los sistemas de separación, evaluando el factor económico y productivo a mediano y largo plazo ya que los separadores ciclónicos tienen ventajas:

Suministran un aumento en la capacidad volumétrica del separador con las mismas dimensiones de diseño. La velocidad de operación del gas puede ser elevada, ya que no se depende de la gravedad para la separación sino de la fuerza centrífuga.

Su eficiencia aumenta con los fluidos de alta gravedad específica que son los que manejan actualmente en la estación de flujo evaluada; Por sí solo, no requieren un mayor uso de energía. Utilizan un menor diámetro para el mismo caudal que maneja un separador convencional. Eficiencia constante para condiciones definidas. No poseen partes móviles ni filtros para reemplazar, tienen Capacidad para trabajar a altas temperaturas.

En la estación de flujo de Orocual -03 si se puede establecer el uso de los separadores ciclónicos ya que la Estación aun maneja crudo liviano mediano y pesado es recomendable por que el separador ciclónico ocupa menos espacio es autolimpiante , disminuye el tiempo de resistencia, maneja altos caudales y ofrece una separación satisfactoria.



LISTA DE REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARIAS, F. (2006). **“El proyecto de investigación”**. Editorial Episteme, Caracas, Venezuela, pp. 23-27, 117.

CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO. (1995). **“Separadores”**. Ingeniería de Producción Nivel IV.

LA COMUNIDAD PETROLERA. (2002). **“Ecuación de estado”**. Disponible en:
<http://www.lacomunidadpetrolera.com/search/?cx=partnerpub2176532762602989%3A2rld5mf8vh&cof=FORID%3A10&ie=ISO88591&q=ecuacion+de+estado>.

MANUAL DE REFERENCIA DE SIMULADOR DE PROCESOS HYSYS. Version 3.1
Copyright Notice. 2003, Aspen Tech.

MANUAL DE REFERENCIA DE SIMULADOR DE PROCESOS PRO II. Version 6.0
Copyright. 1994-2002, Simulation Sciencies Inc.

MARTÍNEZ, H. (2008). **“Curso de propiedades de las rocas y fluidos”** Programa de computación. Maturín.

MARTINEZ, M. (1994). **“Ingeniería de gas, principios y aplicaciones”**. Maracaibo, Zulia, Venezuela, pp. 11-12

PINO, F. (2008). **“Curso de Gasotécnia”** [Programa de computación].Maturín.

WIKIPEDIA. (2011). **“Ecuación de estado”**. Disponible en:
http://es.wikipedia.org/wiki/Ecuaci%C3%B3n_de_estado

WIKIPEDIA. (2011). “**Entalpía**” Disponible en:

<http://es.wikipedia.org/wiki/Entalp%C3%ADa>

WIKIPEDIA. (2011). “**Entropía**” Disponible en:

<http://es.wikipedia.org/wiki/Entrop%C3%ADa>



APÉNDICES

Apéndice "A" Balance de producción de Orocuál



BALANCE DE PRODUCCIÓN CAMPO OPERATIVO OROCUÁL

UNIDAD DE EXPLORACION Y PRODUCCIÓN DISTRITO NORTE - INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN OROCUÁL
07-Sep-12

ESTACION DE FLUJO OROCUÁL 1

POZO	BBPD	BNPD	MPCGD	AYS	API	Red	FECHA PRBA	Segregación	Presión
ORC 7	106	101	178	80	11,3	S/R	19-AUG-12	Pesado	BAJA
ORC 15	473	459	11085	0,8	46,1	5/8"	10-MAR-12	Condensado	MEDIA
ORC 19	0	0	0	0	0	S/R	13-APR-11	Pesado	BAJA
ORC 20	103	98	168	3	12,9	S/R	05-SEP-12	Pesado	BAJA
ORC 25	0	0	0	0	0	1/4"	16-AUG-05	Liviano	BAJA
ORC 26	429	398	9218	6	45	7/16"	03-APR-12	Condensado	BAJA
ORC 27	1425	1326	8372	12	47,6	5/8"	20-MAR-12	Pesado	MEDIA
ORC 35	255	227	13284	12	47,6	7/16"	19-OCT-11	Condensado	MEDIA
ORC 39	0	0	0	0	0	S/R	12-APR-12	Extrapesado	BAJA
ORC 40	1596	1574	13131	0	31,6	3/4"	26-MAR-12	Liviano	MEDIA
ORS 68	92	88	441	3	12,5	S/R	07-AUG-12	Pesado	BAJA
ORS 85	0	0	0	0	0			Pesado	BAJA
ORS 91	241	237	119	0,4	11,9	S/R	21-AUG-12	Pesado	BAJA
ORS 94	179	170	79	4	13,4	S/R	13-AUG-12	Pesado	BAJA
ORS 96	188	162	73	2	11,4	S/R	06-AUG-12	Pesado	BAJA
ORS 108	108	98	108	8	13,7	S/R	04-SEP-12	Pesado	BAJA
TOTAL	5175	4938	56261	4,58	34,42				
CRUDO EN MEDIA EN EF-ORC-04 (BN) =					3586			Gas Media (MPCDN) =	45872
CRUDO EN BAJA EN EF-ORC-01 (BN) =					1352			Gas Baja (MPCDN) =	10389

ESTACION DE FLUJO OROCUÁL 2

LISTO

POZO	BBPD	BNPD	MPCGD	AYS	API	Red	FECHA PRBA	Segregación	Presión
ORS 5	207	152	422	26	17,4	S/R	12-JUN-12	Pesado	BAJA
ORS 10	129	127	667	0	19	1/4"	23-JUN-12	Pesado	BAJA
ORS 13	243	239	283	0,6	22,4	S/R	13-JUN-12	Mediano	BAJA
ORS 30	142	127	195	10	14,6	S/R	19-JUN-12	Pesado	BAJA
ORS 34	378	371	505	0,8	18,8	S/R	14-JUN-12	Pesado	BAJA
ORS 38	211	208	105	0,1	11,1	S/R	04-JUL-12	Pesado	BAJA
ORS 41	113	108	100	3	11,9	S/R	16-JUL-12	Pesado	BAJA
ORS 45	182	180	204	0,4	11,6	S/R	06-JUN-12	Pesado	BAJA
ORS 78	125	120	119	2,8	8,4	S/R	20-JUN-12	Extrapesado	BAJA
ORS 79	83	2	143	98	15,2	S/R	27-APR-08	Pesado	BAJA
ORS 82	335	327	140	1	11	S/R	05-JUL-12	Pesado	BAJA
ORS 86	168	166	669	0	12,3	S/R	08-JUN-12	Pesado	BAJA
ORS 93	133	110	776	14	8	S/R	17-NOV-11	Extrapesado	BAJA
TOTAL	2449	2237	4331	8,66	14,41				

ESTACION DE FLUJO OROCUÁL 3

ALTA PRESIÓN

POZO	BBPD	BNPD	MPCGD	AYS	API	Red	FECHA PRBA	Segregación	Presión
ORS 55 I	0	0	0	26	30,6	5/8"	16-JUL-09	Mediano	Alta
ORS 73	0	0	0	50	39,6	1/2"	25-MAY-10	Mediano	Alta
TOTAL	0	0	0	0,00	0,00				

GRAV ESP 0

MEDIA PRESIÓN

LISTO

POZO	BBPD	BNPD	MPCGD	AYS	API	Red	FECHA PRBA	Segregación	Presión
ORS 53	400	365	10686	6	36,7	1/2"	04-JUN-12	Liviano	Media
ORS 55	799	410	18934	48	28,4	5/8"	05-JUN-12	Mediano	Media
ORS 58	1111	1077	11324	0,9	34,2	3/4"	21-MAY-12	Liviano	Media
ORS 59	1271	1212	5032	3	27	7/16"	11-JUN-12	Mediano	Media
ORS 62	540	522	3381	1	30,9	1/4"	05-APR-11	Liviano	Media
ORS 64	365	333	9354	5,8	41,2	5/8"	13-JUN-12	Condensado	Media
ORS 65	1140	1077	17798	2,4	43,9	1"	17-MAY-12	Mediano	Media
ORS 73	1701	326	4860	80	24	1/2"	12-JUN-12	Mediano	Media
TOTAL	7327	5322	81369	27,36	31,41				

GRAV ESP 0,87

BAJA PRESIÓN

LISTO

POZO	BBPD	BNPD	MPCGD	AYS	API	Red	FECHA PRBA	Segregación	Presión	
1	CHL 2	799	783	2002	0,2	32,4	5/8"	26-JUN-12	Liviano	Baja
1	CHL 5	48	47	1122	0,1	31,3	5/16"	18-JAN-12	Liviano	Baja
1	CHL 6	291	86	610	70	35,5	1/4"	19-JUN-12	Liviano	Baja
2	CHL 8	579	562	2562	1	35	1/2"	25-JUN-12	Liviano	Baja
1	CHL 9	332	329	1362	0	34	1/2"	17-APR-12	Liviano	Baja
1	ORS 19	88	81	1062	6	27,1	1/4"	17-MAR-12	Mediano	Baja
1	ORS 40	22	18	210	16	8,7	2-3/8"	31-JAN-12	Pesado	Baja
1	ORS 62	376	363	1616	0,3	31,1	3/8"	13-MAY-12	Extrapesado	Baja
1	ORS 63	357	353	4187	0	31,7	1/4"	19-MAR-12	Liviano	Baja
1	ORS 63	730	720	1164	0,1	31,6	7/16"	06-JAN-12	Mediano	Baja
1	ORS 75	127	83	1219	34	29,3	7/16"	14-JUN-12	Liviano	Baja
1	ORS 99	30	29	550	1,2	12,3	S/R	17-MAR-12	Liviano	Baja
1	ORS 100	300	278	214	6	10,5	S/R	17-MAR-12	Liviano	Baja
1	ORS 101	1524	1503	3844	0	31,5	5/8"	15-JUN-12	Liviano	Baja
2	ORS 102	100	61	34	40	10,3	S/R	25-MAR-10	Pesado	Baja
TOTAL	5703	5295	21758	7,15	30,29					

GRAY ESP 0,87

PRODUCCIÓN TOTAL MANEJADA EN LA EF-ORC-3

CRUDO (BBPD)	CRUDO (BNPD)	GAS (MPCGD)	API
13030	10617	103127	30,92

ESTACIÓN DE FLUJO OROCUAL 4

LISTO

POZO	BBPD	BNPD	MPCGD	AYS	API	Red	FECHA PRBA	Segregación	Presión	
1	ORC 30	97	96	2389	1	47,1	1/2"	07-JUN-12	Pesado	Baja
1	ORC 31	284	280	145	0,5	17,7	3/8"	01-MAY-12	Concensado	Baja
1	ORC 32	640	516	2591	18	23,9	1/2"	05-JUL-12	Pesado	Baja
1	ORC 36	693	667	4023	2	31,1	3/8"	01-JUN-12	Mediano	Baja
1	ORS 47	264	252	150	3,8	9,9	S/R	12-APR-12	Mediano	Baja
TOTAL	1978	1811	9298	8,44	24,32					

ESTACIÓN DE FLUJO MANRESA

LISTO

POZO	BBPD	BNPD	MPCGD	AYS	API	Red	FECHA PRBA	Segregación	Presión	
2	MR 1	498	365	65	91	19,4	S/R	23-FEB-12	Pesado	Baja
1	MR 9	558	220	100	60	16,2	S/R	25-JUN-12	Pesado	Baja
1	MR 16	524	475	98	18	17	S/R	12-JUN-12	Pesado	Baja
TOTAL	1580	1060	263	32,91	17,46					

BALANCE DE AGUA POR ESTACIÓN

ESTACIONES	BAPD
EF-ORC-1	237
EF-ORC-2	212
EF-ORC-3	2413
EF-ORC-4	167
Manresa	520
TOTAL	3549

E.F.	BBPD	BNPD	MPCGD
EF-ORC-1	5175	4938	10389
EF-ORC-2	2449	2237	4331
EF-ORC-3	13030	10617	103127
EF-ORC-4	1978	1811	9298
Manresa	1580	1060	263
TOTAL	24212	20663	127408

CRUDO MED. PROVENIENTE DE PLANTA 800 BNPD

TOTAL DE AGUA=	3549	BAPD	(Cat. 1 y 2)
TOTAL DE CRUDO=	21463	BNPD	(Cat. 1 y 2)
TOTAL DE CRUDO=	19841	BNPD	(Cat. 1)

Apéndice “B” Composición del gas

Datos Usados en los Cálculos Composicionales del Gas

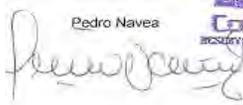
Componente	Peso Molecular (g mol ⁻¹)	Densidad g cm ⁻³ a 60°F)	Componente	Peso Molecular (g mol ⁻¹)	Densidad (g cm ⁻³ a 60°F)
Hidrogeno	2.016	N/A	33DMC5	100.20	0.6954
Oxigeno(Argon)	31.999	1.1410	Cyclohexano	84.16	0.7827
Nitrogeno (Corregido	28.013	0.8086	2MC5/23DMC5	100.20	0.6917
Metano	16.043	0.2997	11DMCYC5/3MC6	99.20	0.7253
Dioxido de Carbono	44.010	0.8172	113DMCYC5	98.19	0.7528
Eetano	30.070	0.3558	c13DMCYC5/3EC5	99.20	0.7262
Sulfuro de Hidrogeno	34.080	0.8006	112DMCYC5	98.19	0.7554
Propano	44.097	0.5065	Heptanos (nC7)	100.20	0.6875
i-Butano	58.123	0.5623	22DMC6	114.23	0.6994
n-Butano	58.123	0.5634	MCYC6	98.19	0.7740
Neo-Pentano	72.15	0.5968	ECYC5	98.19	0.7704
i-Pentano	72.150	0.6238	223TMC5/24&25DMC	114.23	0.7060
n-Pentano	72.150	0.6305	c1c124TMCYC5	112.21	0.7511
22DMC4	86.18	0.6529	c1c123TMCYC5	112.21	0.7574
23DMC4/CYC5	78.16	0.7129	Tolueno	92.14	0.8734
2MC5	86.18	0.6572	Octanos (nC8)	114.23	0.7063
3MC5	86.18	0.6582	E-Benzeno	106.17	0.8735
Hexanos (nC6)	86.18	0.6631	M/P-Xyleno	106.17	0.8671
22DMC5	100.20	0.6814	O-Xyleno	106.17	0.8840
M-C-Pentano	84.16	0.7533	Nonanos (nC9)	128.26	0.7212
24DMC5	100.20	0.6757	Decanos	134	0.778
223TMC4	100.20	0.6947	Undecanos	147	0.789
Benzeno	78.11	0.8820	Dodecanos	161	0.800

Fuente de Datos :

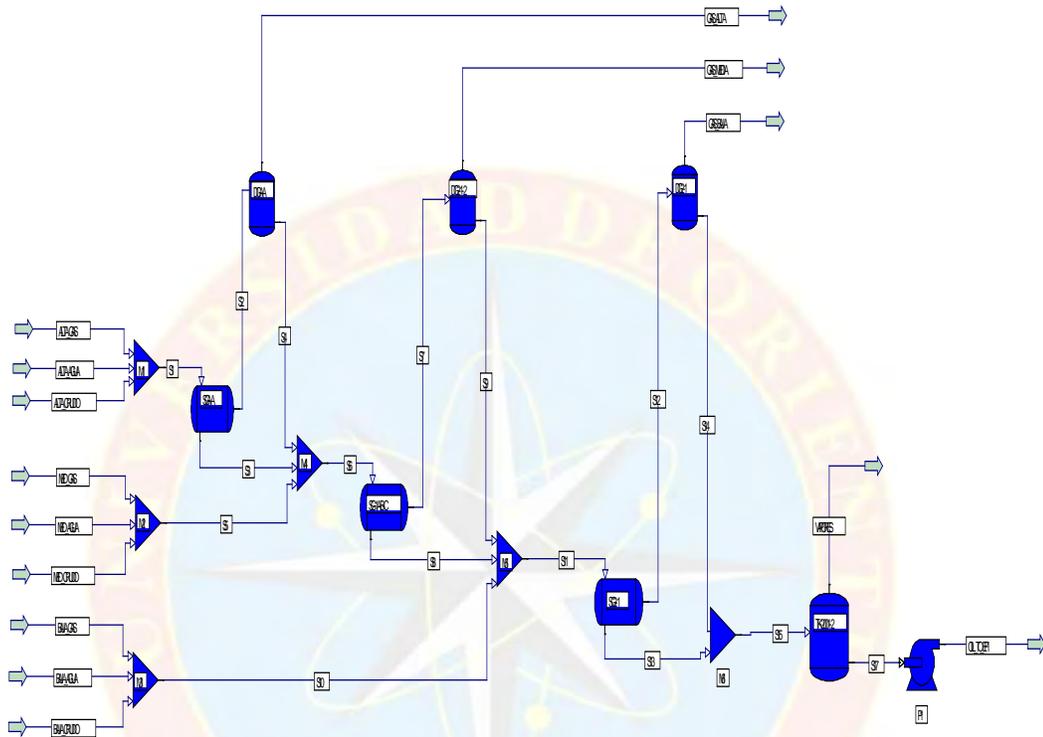
* ASTM Data Series Publication DS 4B (1991) - Physical Constants of Hydrocarbon and Non-Hydrocarbon RFL 0855

** GPA Table of Physical Constants of Paraffin Hydrocarbons and Other Components of Natural Gas, GPA 2145-96.

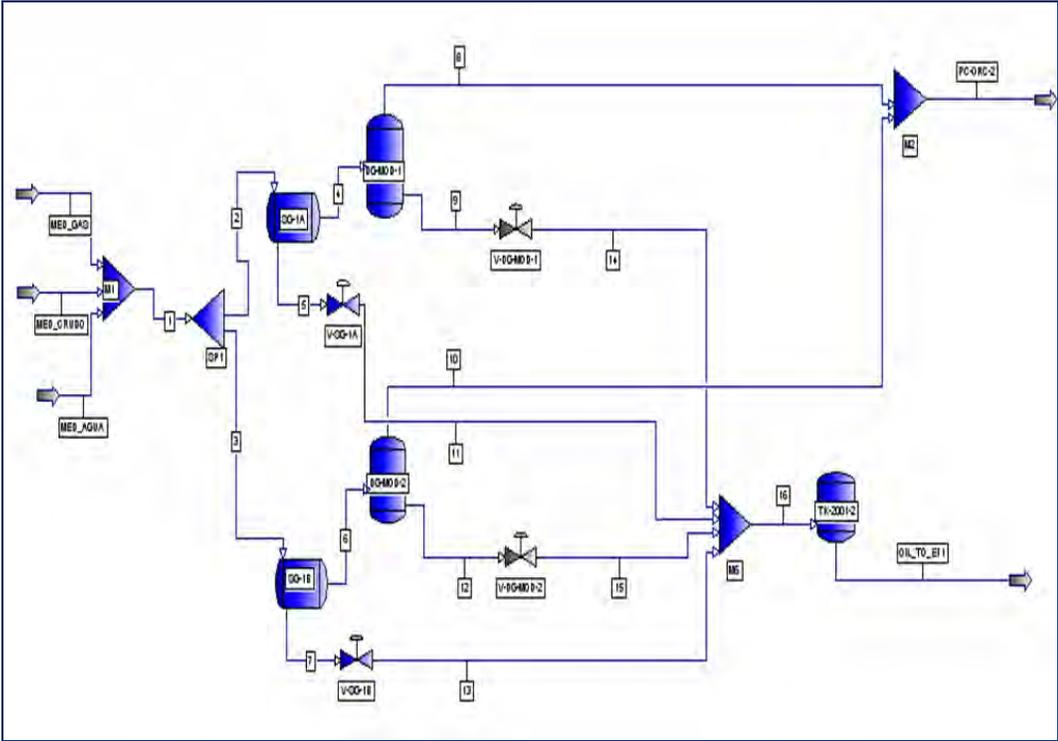
*** Journal of Petroleum Technology, Nov 1979, Pages 1649-1655.
Predicting Phase Behaviour of Condensate/Crude Oil Systems Using Methane Interaction Coefficients - D.L. Katz & A. Firoozabadi.

Pedro Navea


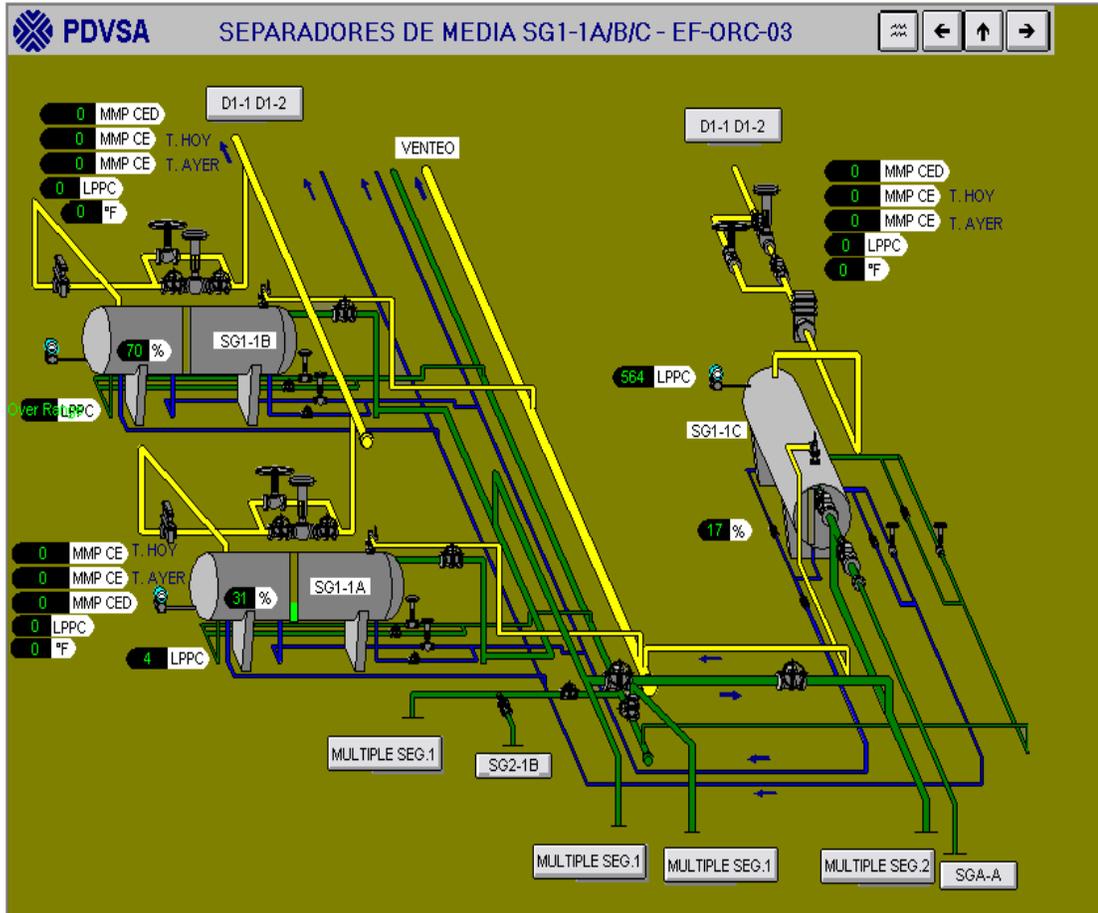

Apéndice “C” Esquema PRO II (Modelo base)



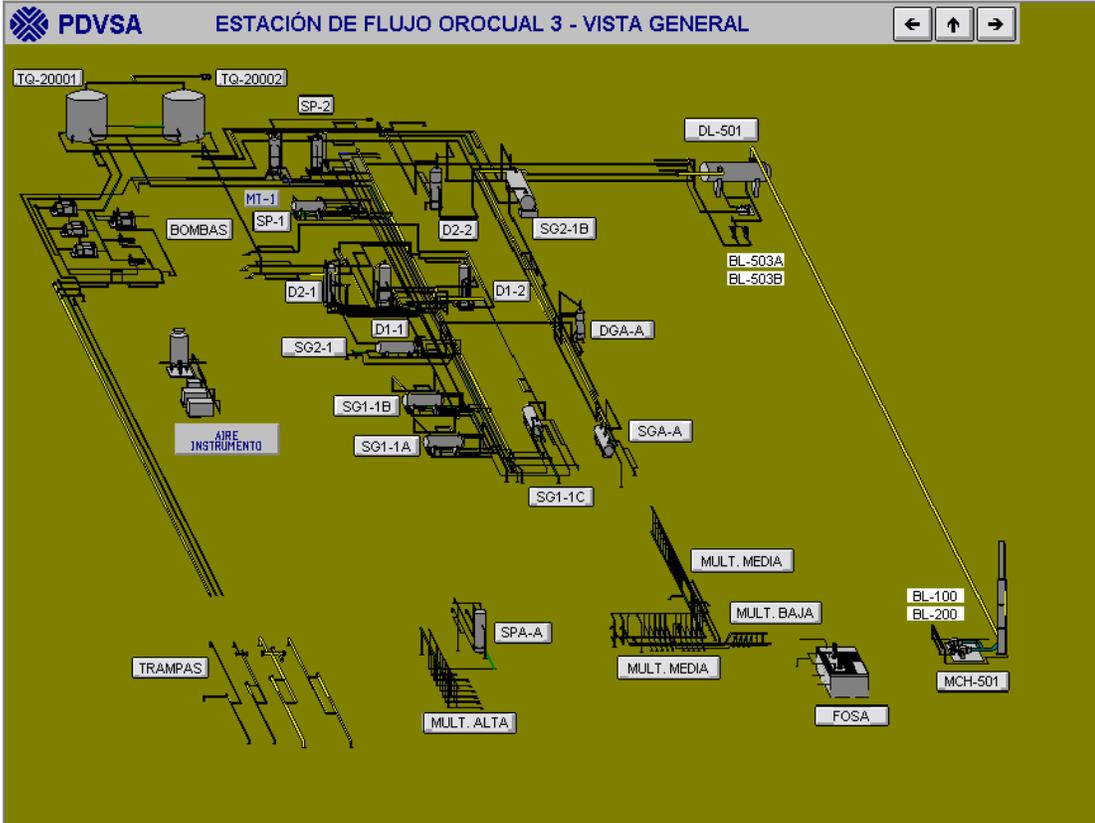
Apéndice “D” Esquema PRO II (con las dos presiones media y baja)



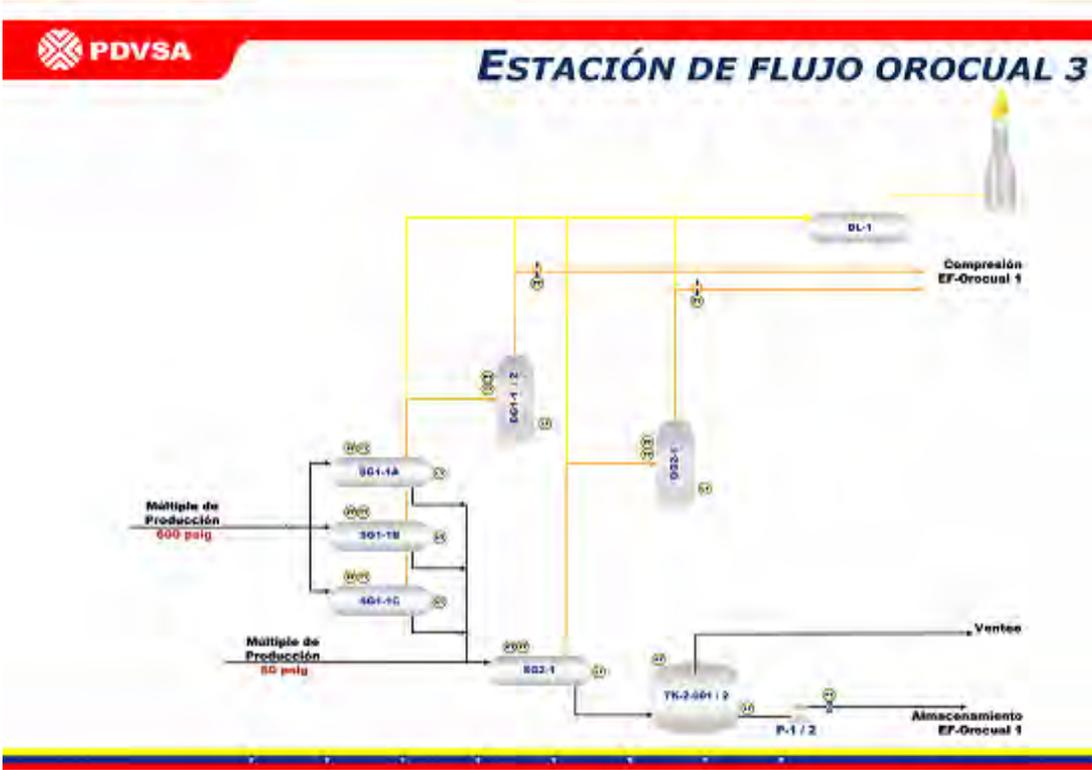
Apéndice “F” Separadores de Media Presión



Apéndice “G” Vista general de la Estación de Flujo Orocuál-3



Apéndice “H” Estación de Flujo Orocual -03



HOJAS DE METADATOS

HOJAS METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	Evaluación del costo energético del proceso de separación gas-petróleo, realizado en la Estación de flujo Orocuá -03, del Estado Monagas
Subtítulo	

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.
Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Canelón P. Zaidibeth P.	CVLAC	
	e-mail	zaidibeth_25@hotmail.com
	e-mail	
Boscán C. Rafael A	CVLAC	
	e-mail	rabc87@hotmail.com
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor está registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el número de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

Evaluación de consumo de energía
Estación de flujo Orocuá

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sub-líneas de investigación:

Área	Sub-área
TECNOLOGÍA CIENCIAS APLICADAS	PETRÓLEO

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un sub-área. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (Abstract):

El presente trabajo investigativo consistió en la evaluación del proceso de separación gas-petróleo, evaluación que se traduce en los arrastres de crudo que las corrientes gaseosas llevan consigo una vez separada de la fase líquida, esto se logra con la utilización de los equipos diseñados para la separación. En este caso sólo se trabajó con separadores de forma vertical y horizontal. Para cumplir con los objetivos propuestos se efectuó una revisión del manejo de la producción y las diferentes gravedades API de los crudos de la Estación de Flujo, ubicada en el Campo Orocuai del Estado Monagas, así como la evaluación de los separadores que se encuentran en funcionamiento en la instalación de la Estación de Flujo Orocuai-3; se llevó a cabo la actualización de los balances de masa, esto se hizo adicionalmente para conocer las condiciones del gas-petróleo que vienen de los pozos hasta los separadores. Para

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Pino Fernando	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
Osuna Deasy	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
Marquéz Indira	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor está registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el número de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día



Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarium en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo:

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

Área de Estudio:

INGENIERÍA DE PETRÓLEO

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0915

Cumandá, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda "SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009".

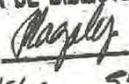
Letido el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

La presente comunicación que hago, a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,


JUAN A. BOLANOS CUMBELA
Secretario



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SISTEMA DE BIBLIOTECA
RECIBIDO POR 
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YOC/maruja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización.”



Zaidibeth Patricia Canelón Prado

C.I.:17.934.148



Rafael Andrés Boscán Contreras

C.I.: 18.463.612

AUTORES



Dr. Fernando Pino Morales

TUTOR

