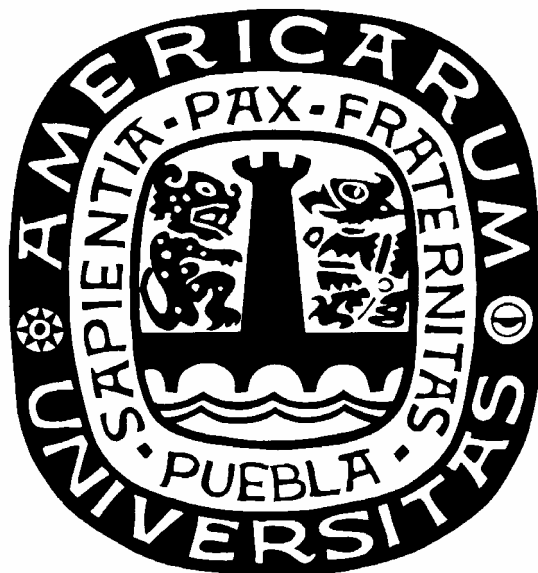


Universidad de las Américas – Puebla.
Departamento de Ingeniería Química y Alimentos.



“Diseño de una batería de separación de hidrocarburos en baja presión a partir de la separación en presión intermedia”.

Anteproyecto de Tesis.

Presentada por:
Meredhit Alehely Clemente Celis.

Asesores de Tesis:
Dr. Raúl Fonseca Sandoval.
Mtro. Octavio López.
Mtr. Gabriel Maza.

Santa Catarina Mártir. Cholula-Puebla.

Otoño 2004

ÍNDICE

Página

I. INTRODUCCIÓN.	
II. OBJETIVOS.	
2.1 Objetivo General.....	5
2.2 Objetivo Específico.	5
III. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	
3.1 PETRÓLEO.	
3.1.1 Composición del petróleo.....	6
3.1.2 Tipos de petróleo.	6
3.2 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.	
3.2.1 Exploración del Campo.	7
3.2.2 Explotación del Campo.	8
3.2.3 Revestimiento del pozo.....	9
3.2.4 Prueba de formación.	10
3.2.5 Clasificación de pozos.	10
3.3 HIDROCARBUROS.	
3.3.1 Hidrocarburos líquidos.	10
3.3.2 Hidrocarburos gaseosos.	11
3.3.3 Caracterización de estándares para agua.	11
3.3.4 Transporte.	11
3.4 CONDICIONES DE DISEÑO.	
3.4.1 Alta eficiencia en la separación del aceite y gas.	12
3.4.2 Mayores ritmos de producción	13
3.4.3 Mayor recuperación de hidrocarburos líquidos	13
3.4.3.1 Descripción del proceso.	14
IV. PLAN DE TRABAJO.....	15
V. BIBLIOGRAFÍA.....	16
VI. ANEXOS.....	17

I. Introducción

El petróleo mexicano es materia prima de calidad que se encuentra presente en toda la industria nacional e internacional como lo es en: transporte, alimentos, fármacos, fertilizantes, pinturas, textiles, etc. La transformación y aprovechamiento de los recursos naturales contribuye en gran medida al progreso y desarrollo de un país. El procesamiento del petróleo crudo y del gas asociado se ha incrementado en el ámbito mundial en los últimos años como un resultado del crecimiento de la población que demanda mayor cantidad de combustibles y lubricantes, y del desarrollo de tecnologías que permiten el procesamiento de los hidrocarburos para la generación de productos de alto valor agregado de origen petroquímico.

Actualmente, con la finalidad de proteger el entorno ecológico, las instalaciones de producción de crudo deben seguir filosofías de diseño y operación que generen efluentes con menor contenido de contaminantes, cumpliendo con las normas de seguridad e higiene industrial más estrictas y reduciendo al mínimo las pérdidas económicas por dispendio de hidrocarburos. Además, contando con el establecimiento de nuevas estrategias de comercialización, se origina la necesidad de tener procesos de un grado de modernización y automatización adecuados al tipo de fluidos procesados.

Los fluidos en la cabeza del pozo son una mezcla multicomponente de moléculas de hidrógeno y carbono principalmente, donde cada componente tiene diferente densidad, presión de vapor y otras características físicas y químicas. Estos fluidos pueden estar presentes dentro del yacimiento en una o dos fases (líquida y/o gaseosa) a la presión y temperatura de confinamiento; cuando se encuentran en una sola fase y se le somete a cambios de presión y temperatura, el fluido experimenta alteraciones en sus características fisicoquímicas, con ello se genera en la cabeza del pozo la liberación de gas en el seno del líquido, con lo cual se requiere de la separación física de estas dos fases, siendo esta operación una de las más básicas en el proceso de producción y tratamiento del aceite y gas.

Las instalaciones de proceso de producción primaria, en el país, como son las baterías de separación, se construyen para manejar la capacidad máxima esperada de los campos petroleros, lo que provoca que al tiempo inicial y final de explotación del campo exista equipo de capacidad sobrada, y esto se puede observar en las diferentes baterías instaladas en las regiones terrestres, y esto debido al proceso avanzado de explotación de los campos, en el cual va involucrado el cierre de pozos por aportar alto porcentaje de agua, o bien, por la baja productividad de los pozos al ir perdiendo presión de fondo y no alcanzar a fluir a superficie, aunado a esto a que el equipo de manejo no es diseñado para bajas producciones, sino para la más alta producción obtenida o esperada en algún proyecto nuevo de desarrollo de un campo petrolero.

Pemex Exploración y Producción es el corporativo encargado de localizar los yacimientos de hidrocarburo, perforar los pozos petroleros, separar en sus fase líquida y gaseosa y transportar los hidrocarburos a los centros procesadores de crudo, gas y condensados para su comercialización

En Pemex Exploración y Producción se definen tres tipos de baterías de separación de hidrocarburos: Alta Presión de 56 a 90 kg/cm² ; Presión Intermedia de 35 a 55 kg/cm² y Baja Presión de 2 a 34 kg/cm².

La selección de las condiciones de operación y del equipo requerido de separación en la producción de hidrocarburos, depende fundamentalmente de los objetivos que se pretendan alcanzar. Generalmente estos se orientan a incrementar el ritmo de producción, maximizar la recuperación de hidrocarburos líquidos, y a la obtención de productos.

II. OBJETIVOS

2.1 Objetivo general.

Diseñar una batería de separación de hidrocarburos para operar a presión baja e intermedia y maximizar la separación gas-aceite-agua.

2.2 Objetivos específicos.

- Separar eficientemente las fases gas-líquido-agua para transportar los hidrocarburos en una sola fase.
- Diseñar los recipientes de proceso, equipos de compresión de gas, bombeo de crudo, tanques de almacenamiento y sistemas de desfogues.
- Obtener el máximo incremento de producción de hidrocarburos líquidos o mantener los niveles de producción de especificados.
- Incrementar la seguridad en las instalaciones y así proteger el entorno ecológico.
- Obtener productos de calidad en las etapas finales para proseguir su etapa de transformación.

III. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

3.1 PETRÓLEO.

3.1.1 Composición de Petróleo.

El petróleo extraído del pozo se denomina crudo. El petróleo es un compuesto de origen orgánico, más denso que el agua y de un olor fuerte y característico. Se extrae de la superficie terrestre y después es almacenado en grandes depósitos y enviado mediante oleoductos (vía terrestre) o por los grandes barcos petrolíferos (vía marítima) a las partes del mundo donde es necesario.

En numerosas ocasiones se utiliza la palabra crudo para denominar al petróleo sin refinar.

Los hidrocarburos están formados por carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y azufre. La composición media del petróleo sería 85%C, 12%H y 3% S+O+N, además de varios elementos metálicos. La composición de los crudos varía dependiendo del lugar donde se han formado. Las diferencias entre unos y otros se deben, a las distintas proporciones de las diferentes fracciones de hidrocarburos, y a la variación en la concentración de azufre, nitrógeno y metales.

3.1.2 Tipos de Petróleo.

Son miles los compuestos químicos que constituyen el petróleo, y, entre muchas otras propiedades, estos compuestos se diferencian por su volatilidad (dependiendo de la temperatura de ebullición). Al calentarse el petróleo, se evaporan preferentemente los compuestos ligeros (de estructura química sencilla y bajo peso molecular), de tal manera que conforme aumenta la temperatura, los componentes más pesados van incorporándose al vapor.

Las curvas de destilación **TBP** (del inglés “true boiling point”, temperatura de ebullición real) distinguen a los diferentes tipos de petróleo y definen los rendimientos que se pueden obtener de los productos por separación directa. Por ejemplo, mientras que en el *crudo Istmo* se obtiene un rendimiento directo de 26% volumétrico de gasolina, en el *Maya* sólo se obtiene 15.7%.

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo).

Aceite Crudo	Densidad (g/ cm3)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Para *exportación*, en México se preparan tres variedades de petróleo crudo:

- **Istmo.** Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3 % de azufre en peso.
- **Maya.** Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso.
- **Olmeca.** Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso.

3.1 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.

3.2.1 Exploración del Campo.

Es el conjunto de tareas de campo y oficina cuyo objetivo consiste en descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos o nuevas extensiones de los existentes. Las primeras exploraciones en busca del hidrocarburo carecían de bases científicas y se concretaban por lo general a encontrar manifestaciones superficiales del petróleo, llamadas "chapopoterías". Posteriormente, la técnica exploratoria consistió en la perforación de pozos de cateo, siguiendo las tendencias marcadas por los pozos productores con el resultado de que muchos pozos eran localizados al azar.

En lo que corresponde a la industria en México, no fue sino entre 1910 y 1920 cuando se comenzaron a utilizar los servicios de los geólogos, quienes con mayores conocimientos de las relaciones entre las condiciones superficiales y las del subsuelo, podían determinar con mayores probabilidades de éxito los lugares en que debían perforarse los pozos.

En 1920 hicieron su aparición en la industria del petróleo los métodos geofísicos de exploración, técnicas que pueden determinar las condiciones de las capas profundas del subsuelo mediante la medición de las propiedades físicas de las rocas, que se hace desde la superficie, o bien dentro de los pozos que se perforan. Estos métodos han demostrado ser sumamente valiosos para la búsqueda del hidrocarburo. Sus resultados,

interpretados adecuadamente con criterios geológicos, han dado lugar al descubrimiento de casi 80 por ciento de las reservas actuales del mundo.

La exploración petrolera en nuestros días puede dividirse en varias etapas:

- Trabajos de reconocimiento.
- Trabajos de detalles.
- Estudios para la localización de pozos exploratorios.
- Análisis de los resultados obtenidos para programar la perforación de nuevos pozos.

Los trabajos de reconocimiento se encargan de estudiar las condiciones geológicas de un área para estimar las posibilidades de que contenga hidrocarburos. Incluyen exploraciones fotogeológicas, de geología superficial y estudios físicos de gravimetría, magnetometría y sismología regional. La información obtenida en las exploraciones geológicas y geofísicas se analiza cuidadosamente para decidir los sitios donde deben perforarse los pozos exploratorios. Durante la perforación de estos pozos, geólogos y paleontólogos estudian las muestras de roca cortadas por el pozo, haciendo periódicamente mediciones geofísicas dentro del mismo. Los resultados de estos estudios definen las capas del subsuelo que contienen hidrocarburos y de las cuales puede extraerse petróleo.

Las actividades exploratorias se encauzan al objetivo de descubrir mayores reservas y evaluar las posibilidades petrolíferas de nuevas regiones.

En México el desarrollo de los energéticos hizo necesario en los últimos años la localización de nuevos yacimientos. Para tales fines, a las técnicas ya establecidas se incorporaron métodos más avanzados y novedosos como la geoquímica en trabajos de geología superficial y el sistema sismográfico de dimensión tridimensional en la plataforma marina de Campeche. En el Golfo de México y en el Pacífico se iniciaron estudios con la técnica "Sniffer" para determinar el flujo de hidrocarburos provenientes del fondo marino

3.2.2 Explotación del Campo.

Con base en los descubrimientos logrados por los trabajos de exploración, empiezan las actividades de explotación que desarrollan los campos petroleros.

Una vez que se ha aprobado la localización de un pozo se construye el camino de acceso, se transportan los materiales y el equipo y se inicia la perforación. El sistema utilizado para este trabajo es el de perforación rotatoria.

En el programa de perforación se indica la profundidad del pozo y las tuberías de revestimiento que han de cementarse, que generalmente son tres. Para alojar estas

tuberías se hacen perforaciones con barrenas de diferentes espesores, conforme a la profundidad. Cuando se ha cementado la última tubería y se ha probado con presión, el pozo se pone en explotación, usualmente mediante la técnica de terminación permanente, que consiste en llenar el pozo con agua, introducir la tubería de producción, instalar el árbol de válvulas y poner y hacer estallar las cargas explosivas frente a la roca que contiene el petróleo. Después se abre el pozo para que fluya por sí mismo, o se le sondea si es preciso. Finalmente, el pozo ya en producción, se conecta a la tubería de descarga para conducir el hidrocarburo a la tubería de separación que segrega el aceite del gas, los cuales continúan su curso por ductos diferentes.

En el sistema rotatorio se perfora un agujero, haciendo girar una barrena que está conectada y que se hace girar por la sarta de perforación (tubos de perforación de acero y lastrabarreras), cuya función es proporcionar la carga de compresión en la barrena. A medida que se profundiza el pozo se van agregando nuevos tramos de tubería.

La torre o mástil proporciona el claro vertical para bajar o subir la sarta durante las operaciones de perforación, cuya altura y resistencia deben garantizar el trabajo. Las capacidades de carga de estas torres varían entre 45 y 70 toneladas; las más ligeras son para perforar pozos someros y las más resistentes para pozos profundos.

El malacate es parte importante del equipo de perforación. Es el centro de control desde donde el perforador opera el equipo; contiene los embragues, cadenas, engranes, aceleradores de las máquinas y mecanismos que dirigen la potencia de los motores para cada trabajo específico. El tambor del malacate recoge o alimenta el cable de perforación para subir la polea viajera. La potencia proviene de los motores, que pueden ser de combustión interna o eléctrica, y que dan movimiento también a las compresoras de aire y las bombas de lodo.

3.2.3 Revestimiento del pozo.

Durante el curso de la perforación es necesario revestir el pozo a diferentes intervalos, empleando tuberías que se cementan dentro del agujero perforado. Estas tuberías de revestimiento varían su diámetro y número de acuerdo a las diferentes áreas perforadas, las profundidades y las características productoras del pozo. Generalmente se revisten tres tuberías en un pozo; a la de mayor diámetro se le llama tubería superficial y de control, a la siguiente intermedia y a la de menor diámetro y mayor profundidad, tubería productora.

Cada tubería de revestimiento se fija en su lugar con una lechada de cemento y se deja en reposo durante varias horas para que fragüe antes de continuar la perforación o cualquier otra operación. A este trabajo se le llama de cementación primaria.

3.2.4 Prueba de formación.

Durante la perforación, a veces es preciso verificar la presencia o ausencia de hidrocarburos en un intervalo perforado. Para ello se utiliza a un probador de formaciones que se mete unido a la tubería de perforación. La prueba de formación es propiamente una terminación temporal del pozo, que aísla una sección del agujero descubierto, quitando la presión hidrostática de la columna de lodo de perforación.

Las presiones obtenidas durante la formación, así como la clase y el volumen de líquidos recuperados dentro de la tubería de perforación, son datos útiles para saber la potencialidad productora del intervalo probado.

3.2.5 Clasificación de pozos.

Los pozos productores de petróleo se clasifican en fluyentes y de producción artificial o bombeo. Los primeros son aquéllos en los que el aceite surge del yacimiento al exterior por energía natural, que puede ser de empuje hidráulico o de gas. Los de producción artificial o bombeo son un sistema de explotación que se aplica cuando la presión no es suficiente para que el petróleo fluya hasta la superficie.

En el pasado, los pozos que no fluían por energía propia eran abandonados, pero conforme se han venido perfeccionando los métodos de explotación, cada vez hay una mayor recuperación del petróleo que se encuentra en estos yacimientos. Actualmente, cuando un pozo deja de fluir se le aplican técnicas de explotación artificial como el bombeo neumático, mecánico, hidráulico y eléctrico. El sistema de recuperación secundaria de inyectar al yacimiento gas o agua químicamente tratada, ha demostrado que puede aumentar considerablemente la recuperación.

3.3 HIDROCARBUROS.

3.3.1 Hidrocarburos líquidos.

En el caso de los hidrocarburos líquidos, los diferentes fluidos son captados y transportados hacia las baterías de petróleo, donde se realiza la separación primaria de gases y agua, derivándose esta última a piletas especiales o reinyectándola en formaciones profundas.

3.3.2 Hidrocarburos gaseosos.

En el caso de los hidrocarburos gaseosos, los fluidos producidos en un yacimiento de gas o bien derivados de un yacimiento petrolífero pasan a una " unidad de separación primaria " con el objeto de separar la parte líquida portante.

Separación de gases:

Cuatro gases que se encuentran disueltos a presión en el crudo, se separan con facilidad.

1) El Metano (CH₄) y el Etano (C₂H₆), componen el gas seco, así llamado porque no se licua por compresión. El gas seco se utiliza como combustible en el yacimiento o se inyecta en los gasoductos, mezclándolo con el gas natural.

2) El Propano (C₃H₈) y el Butano (C₄H₁₀), constituyen el gas húmedo que se licua por compresión. El gas líquido se envasa en cilindros de acero de 42-45 Kg.. La apertura de la válvula, que los recoloca a presión atmosférica, lo reconvierte en gas.

Deshidratación:

Decantado en grandes depósitos, el crudo elimina el agua emulsionada.

3.3.3 Caracterización de estándares para agua.

NIVELES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIÓN DE EFLUENTES LÍQUIDOS PARA LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS.

PARAMETRO	VALOR EN CUALQUIER MOMENTO	VALOR PROMEDIO ANUAL
PH	Mayor que 5,5 y Menor que 9	Mayor que 5,5 y menor que 9
Aceites y grasas (mg/l) para vertimientos en el mar	50	30
Aceites y grasas (mg/l) para vertimientos en aguas contaminadas	30	20

Boro (mg/l)	5,0	3,0
Plomo (mg/l)	0,4	0,2

Fuente: R.D. N° 030-96-EM/DGAA. Aprueba los límites máximos permisibles para efluentes líquidos producto de las actividades de explotación y comercialización de hidrocarburos líquidos y productos derivados.

Los LMP exigidos para los efluentes líquidos producto de las actividades de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos líquidos y sus productos derivados, como también valores máximos de emisión para las unidades mineras en operación o que reinician operaciones.

3.3.4 Transporte

El crudo se envía de los yacimientos a las destilerías que, en nuestro país, están en los centros de consumo y no en la región productora. Se recurre a varios medios:

- Por vía terrestre: vagones-tanques del ferrocarril o camiones acoplados.
- Por vía marítima: buques petroleros, también llamados barcos cisternas o buques tanque, con bodegas de gran capacidad. Japón a botado petroleros gigantescos, "supertanques" de 400 metros de eslora, que acarrean hasta 500.000 m³.
- Mecánicamente el crudo se transporta por oleoductos de 30-60 cm de diámetro con estaciones en el trayecto para bombearlo, calentándolo para disminuir su viscosidad. Los poliductos se destinan al transporte alternativo de los diferentes subproductos.

3.4 Condiciones de Diseño.

La selección de las condiciones de separación depende, fundamentalmente de los objetivos de producción establecidos. Estos objetivos están orientados a la obtención de:

3.4.1 Alta eficiencia en la separación del aceite y gas.

Esta eficiencia en un separador depende fundamentalmente de su diseño. Las características de los fluidos y los gastos determinan el tipo y las dimensiones del separador para cada caso particular.

Diseño de Ingeniería y del proceso, incrementar la capacidad del equipo y sus especificaciones, elaboración de los planos de construcción, selección y adquisición de materiales, manejo y control de la construcción, supervisión del proyecto de ampliación de la batería.

3.4.2 Mayores ritmos de producción.

Cuando las condiciones de explotación de los campos productores son favorables, el ritmo de producción de sus pozos puede aumentarse reduciendo su contrapresión en la superficie. La menor contrapresión, y por consiguiente el mayor gasto, se obtiene colocando los separadores lo mas cercanamente a los pozos, ajustando simultáneamente su presión de operación al valor mínimo que las condiciones de producción lo permitan; lo anterior sucedería cuando la presión en la cabeza del pozo es controlada por la presión del separador (cuando no tiene estrangulador).

En caso de tener pozos estrangulados, lo que se logra es mantener un mayor tiempo de afluencia de los pozos a la etapa de separación correspondiente. Un ritmo óptimo de producción dependerá de las condiciones de operación del pozo, las cuales son determinadas por medio de un análisis previo en el que se deben involucrar tanto el comportamiento del yacimiento como el que tiene en las pruebas de presión y de producción.

3.4.3 Mayor recuperación de hidrocarburos líquidos.

Debido a que los hidrocarburos de mayor valor comercial son los líquidos, frecuentemente la eficiencia del proceso de separación se relaciona con la cantidad de hidrocarburos licuables que contiene la fase gaseosa que abandona los separadores. Para reducir al mínimo esta cantidad de líquidos es necesario generalmente realizar el proceso de separación en varias etapas; es decir que el líquido desalojado del primer separador pase por otros que operen a presiones reducidas secuencialmente, hasta llegar al tanque de almacenamiento, donde en forma natural se efectúa la última etapa de separación, a la temperatura y presión de trabajo.

En esta forma también se obtiene un mayor grado de estabilización del aceite y gas separados. La cantidad de líquido recuperable puede obtener simulando el proceso de separación en el laboratorio de computación.

3.4.3.1 Descripción del proceso.

- 1) Separación líquido - gas en presión baja e intermedia.
- 2) Compresión del gas de presión baja a intermedia.
- 3) Recuperación y manejo de condensados recuperados en la compresión.
- 4) Deshidratación de crudo.
- 5) Recuperación de vapores.
- 6) Almacenamiento de crudo.
- 7) Bombeo de crudo.
- 8) Tratamiento e inyección de aguas residuales.
- 9) Instalación de un sistema de desfogue cerrado.
- 10) Medición individual de pozos.
- 11) Endulzamiento de gas a utilizar en los equipos de bombeo y compresión.
- 12) Localización del paquete de regulación a quemadores.
- 13) Gas de presión intermedia.
- 14) Aceite crudo.

VI. PLAN DE TRABAJO

	Agosto	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
Tema de Tesis	☺									
Objetivos		☺	☺	☺						
Revisión Bibliográfica				☺	☹	☹	☹	☹		
Obtener las condiciones de operación					☹					
Efectuar Balances de Materia y Energía					☹	☹				
Cálculos de los equipos							☹	☹		
Diagrama de Flujo e instrumentación							☹	☹		
Escrito									☹	☹

☺ Hecho
☹ Por hacer

V. BIBLIOGRAFÍA.

Arnold Ken and Stewart Maurice.”**Surface Production Operations**”, GULF publishing Company, Houston, Texas.1986. Vol 1 and 2.

Megyesy, Eugene F. “**Manual de Recipientes a Presión**”, Editorial LIMUSA, 1997.

ASME code for pressure piping, B31.3, “**Process piping**”. The American Society of Mechanical Engineers.1996.

NRF-028-PEMEX.2001. Diseño y Construcción de Recipientes a Presión.

Nolasco M.J. y Garaicochea P.F.: ”**Criterios para seleccionar las condiciones de separación de aceite y gas**”, Ingeniería Petrolera, Agosto 1978.

G. Hernández R. y B. Cabello M.: ”**Comparación de métodos de Estabilización de Aceite Crudo mediante simulación composicional**”, Ingeniería Petrolera, Enero 1995.

IMP: “**Análisis composicional y separación en etapas pozo Citam 101, Región Marina Suroeste**”, Junio 1999.

Santamaria G.N. y Clavel L.J.: “**Aplicación de ecuaciones de estado a la optimización de presiones de separación Gas-liquido, en la producción de hidrocarburos**”, Subdirección de Tecnología de Explotación, IMP, 1992.

VI. ANEXOS

ANEXO 1

CONDICIONES DE OPERACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE LA CORRIENTE DE PRESIÓN INTERMEDIA DEL CAMPO BASE.

Presión Máxima de Operación:	55 kg/cm ²
Temperatura máxima/mínima de operación:	53/42 °C
Flujo máximo/mínimo de operación aceite	9000/1,000 bpd
Flujo máximo/mínimo de agua	4000/1000 bpd
RGA	6894 m ³ /m ³

COMPONENTE	COMPOSICION (% MOL)
N ₂	2.5937
CO ₂	3.6968
H ₂ S	2.4987
C ₁	76.8078
C ₂	8.0197
C ₃	2.3717
i-C ₄	0.4499
n-C ₄	0.7394
i-C ₅	0.2826
n-C ₅	0.2298
n-C ₆ (+)	2.3099

ANEXO 2

CONDICIONES DE OPERACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LA CORRIENTE DE LÍQUIDOS PROVENIENTE DE OTRO CAMPO.

Presión Máxima de Operación:	8 kg/cm ²
Temperatura máxima/mínima de operación:	53/30 °C
Flujo máximo/mínimo de operación aceite	5000/500 bpd
Flujo máximo/mínimo de agua	3000/1000 bpd
RGA	96 m ³ /m ³

COMPONENTE	COMPOSICION (% MOL)
N ₂	0.2621
CO ₂	2.1199
H ₂ S	2.1995
C ₁	18.4867
C ₂	6.9647
C ₃	5.6062
i-C ₄	1.6908
n-C ₄	3.8496
i-C ₅	1.9445
n-C ₅	2.2574
n-C ₆ (+)	54.6184

ANEXO 3

CONDICIONES DE OPERACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE LA CORRIENTE DEL COLECTOR DE BAJA PRESION DEL CAMPO BASE.

Presión Máxima de Operación:	8 kg/cm ²
Temperatura máxima/mínima de operación:	60/30 °C
Flujo máximo/mínimo de operación aceite	1000/500 bpd
Flujo máximo/mínimo de agua	1000/500 bpd
RGA	6894 m ³ /m ³

COMPONENTE	COMPOSICION (% MOL)
N ₂	2.5937
CO ₂	3.6968
H ₂ S	2.4987
C ₁	76.8078
C ₂	8.0197
C ₃	2.3717
i-C ₄	0.4499
n-C ₄	0.7394
i-C ₅	0.2826
n-C ₅	0.2298
n-C ₆ (+)	2.3099

ANEXO 4

PRONÓSTICO DEL VOLUMEN DE GAS A COMPRIMIR DE PRESIÓN BAJA A INTERMEDIA (MMPCD).

Año	Gas (mmpcd)
2001	0.0
2002	33.54
2003	38.9
2004	33.2
2005	32.2
2006	41.0
2007	36.3
2008	33.7
2009	31.0
2010	49.7
2011	46.3
2012	51.0
2013	51.0
2014	51.9
2015	46.5