

Universidad de las Américas,Puebla.

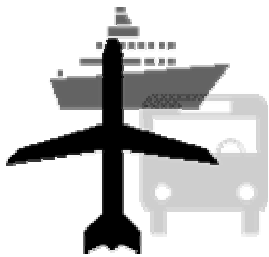
Diseño de una batería de separación de hidrocarburos en baja presión a partir de la separación en presión intermedia.



Meredhit Alehely Clemente Celis.

Director Interno: Dr. Raúl Fonseca Sandoval.
Director Externo: Mtro. Octavio López Almanza.

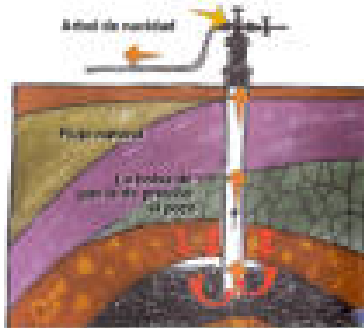
Introducción



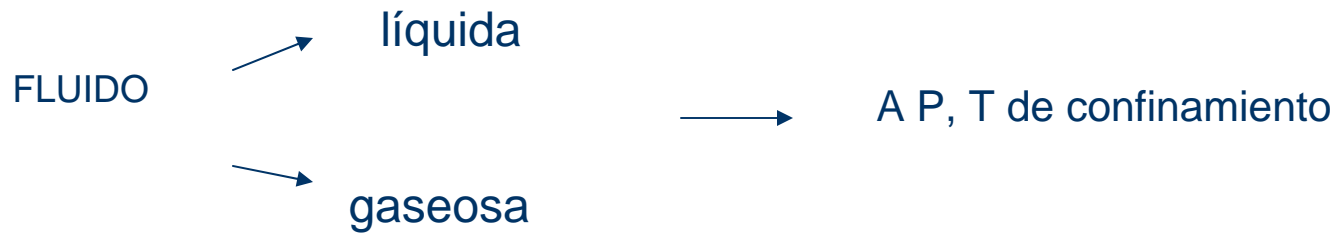
El procesamiento del crudo y del gas está asociado con el crecimiento de la población en la demanda de combustibles.



- Petróleo Mexicanos por medio de su corporativo Pemex Exploración y producción (PEP) es el encargado de localizar los yacimientos de hidrocarburos, perforar los pozos petroleros, separarlos y transportarlos a los procesadores de crudo, gas y condensados.

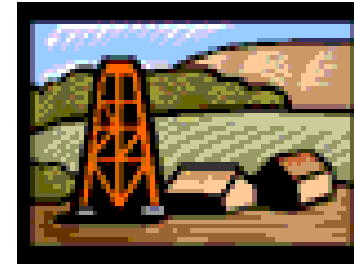


- Los fluidos en la cabeza del pozo son una mezcla multicomponente de moléculas de hidrógeno y carbono principalmente, donde cada componente tiene diferente densidad, presión de vapor y otras características físicas y químicas.
- Los hidrocarburos más volátiles en el líquido son metano, etano, propano y butanos.
- La cantidad de componentes ligeros en el aceite crudo, depende de la presión en la cabeza del pozo y de la relación gas aceite (RGA) con la que fluyen los mismos.



Por diferencia P entre el medio ambiente externo el petróleo fluye para ser procesado en las Baterías de Separación.

Siendo esta operación básica para la primera etapa en el proceso de producción y tratamiento del Gas y el Aceite



- Actualmente los pozos cerrados en un campo \longrightarrow $P_{nat} \downarrow$ hasta que ya no pueden llegar al cabezal de presión alta o intermedia.

Esto nos lleva a implementar la etapa de separación de baja presión para los pozos ya cerrados.



- La Batería de Separación de Hidrocarburos es el proceso que consiste en la separación de la fase gas-líquido de la mezcla de hidrocarburos proveniente de los pozos productores de un mismo yacimiento, con el propósito de transportar y distribuir de manera eficiente hacia las instalaciones de refinación más cercana para su procesamiento (Complejos Procesadores de Gas y Complejos de Refinación).

- En PEP se definen tres tipos de baterías de separación de hidrocarburos de acuerdo a su Presión de Operación:

Alta Presión AP 56 - 90Kg/cm²

| Presión Intermedia IP 35 - 55Kg/cm²

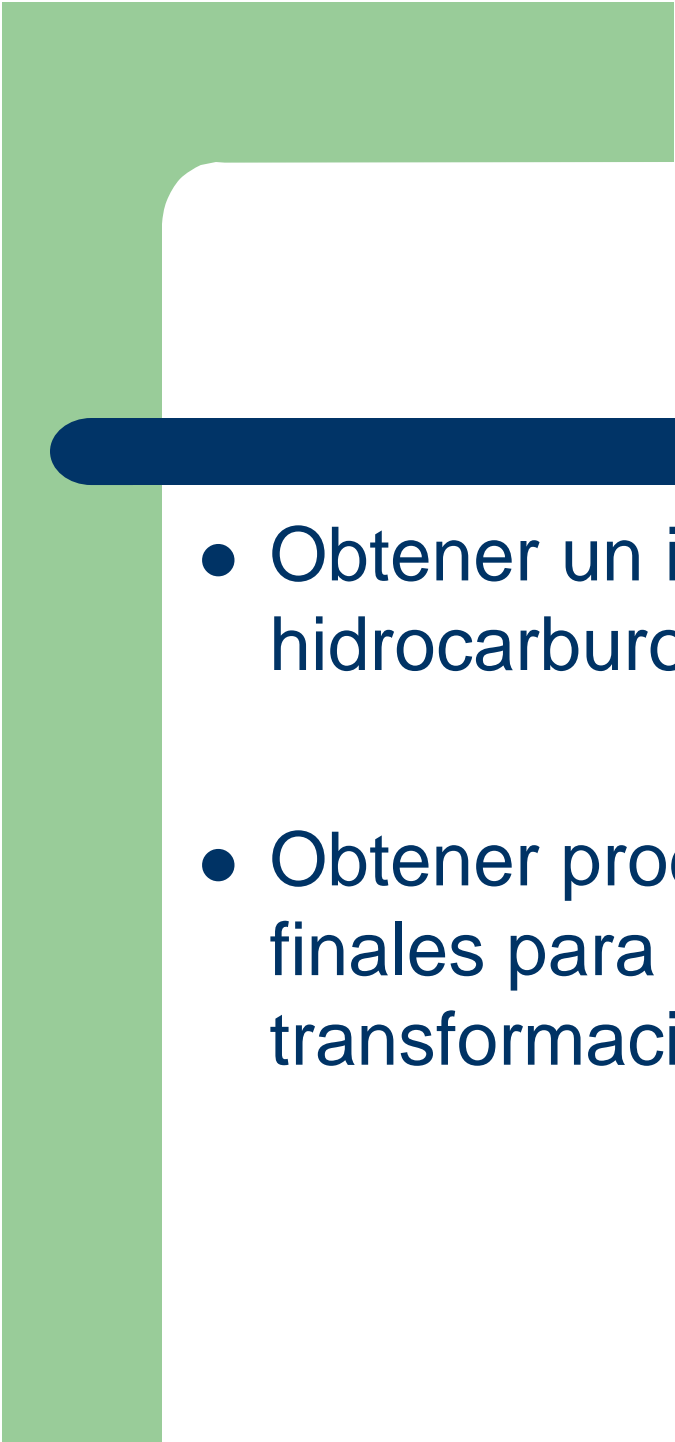

Baja Presión BP 2 - 34Kg/cm²

Objetivo General

- Diseñar una batería de separación de hidrocarburos para operar a presión baja a partir de la intermedia para la apertura de pozos.

Objetivos Específicos

- Separar eficientemente las fases gas-líquido-agua para transportar los hidrocarburos en una sola fase.
- Realizar el dimensionamiento de los recipientes de presión, bombeo de crudo, tanques de almacenamiento, para posteriormente realizar su diseño.

- 
- 
- Obtener un incremento de producción de hidrocarburos líquidos.
 - Obtener productos de calidad en las etapas finales para proseguir su etapa de transformación.

Revisión Bibliográfica

¿ Qué es la PRESIÓN DE VAPOR?

El metano ejerce mas P.

- Almacenamiento de aceite crudo en tanque.
 - Cantidad de componentes volátiles.
 - Peligro latente.
- Crudo almacenado expuesto al sol.
 - La $P_{vap} = atm$ no hay vaporización calor. → el tanque absorbe el



RVP 100 Analizador de Presión de Vapor Reid (seco)

¿ Qué es la PRESIÓN DE VAPOR REID (PVR)?

Prueba para Determinar la Presión de Vapor.

- Se basan en los métodos o normas de ASTM D3323
- Objetivo de la prueba PVR.
 - Si el hidrocarburo se evapora a 100 F.
- ¿Qué nos proporciona?
 - = PVV de un líquido derivado del petróleo.

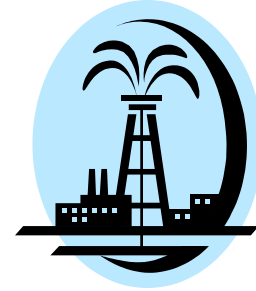
Generalidades del Crudo



- Importancia del volumen de impurezas.
- 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.



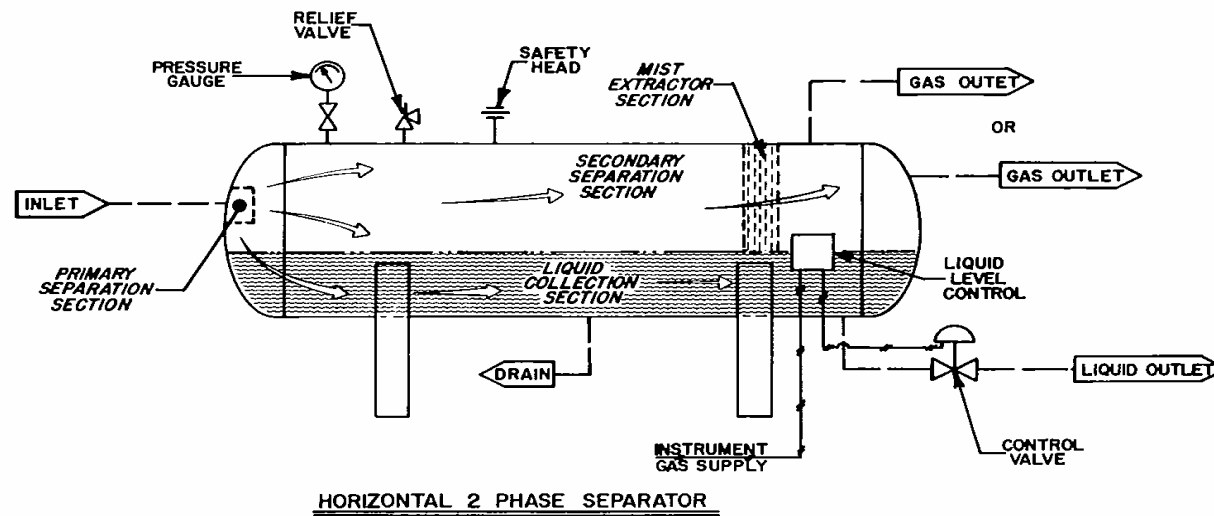
- **Las curvas de destilación TBP.**
 - Distinguen los diferentes tipos de petróleo.
 - Definen los rendimientos que se pueden obtener de los productos por separación directa.
- Por ejemplo, mientras que en el crudo Istmo se obtiene un rendimiento directo de 26% volumétrico de gasolina, en el Maya sólo se obtiene 15.7%.
- Clasificación del petróleo (API)



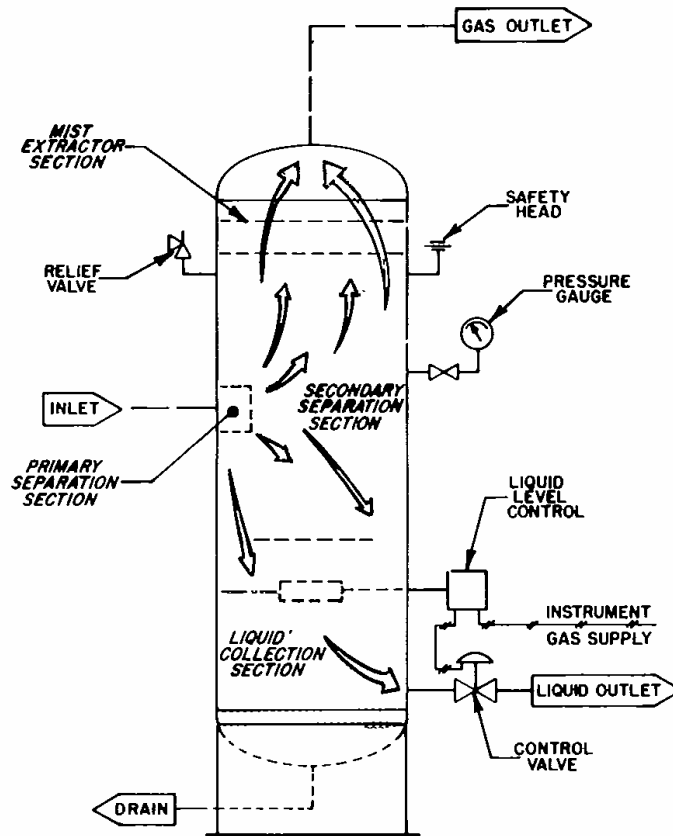
- Para exportación, en México se preparan tres variedades de petróleo crudo:
- **Istmo.** Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3 % de azufre en peso.
- **Maya.** Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso.
- **Olmeca.** Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso.
- **Materiales contaminantes del crudo.**

Equipo de Separación

Separador Horizontal.

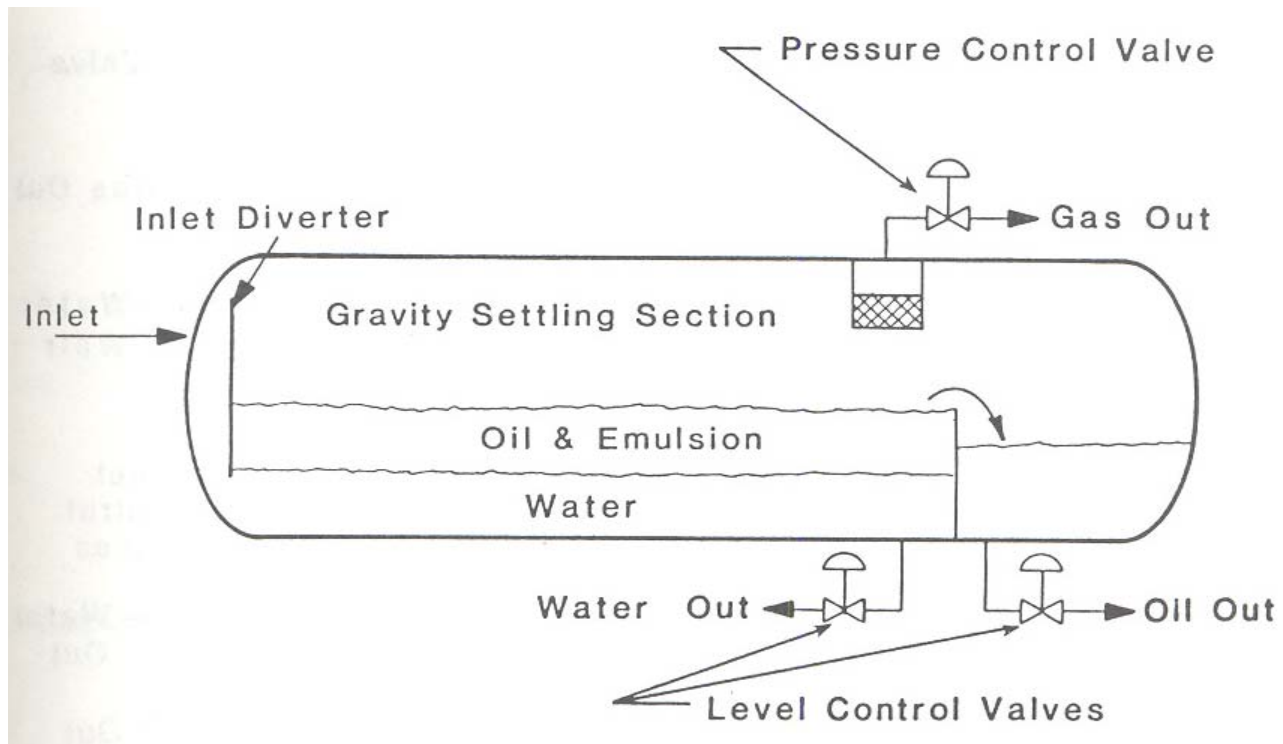


Separador Vertical Bifásico

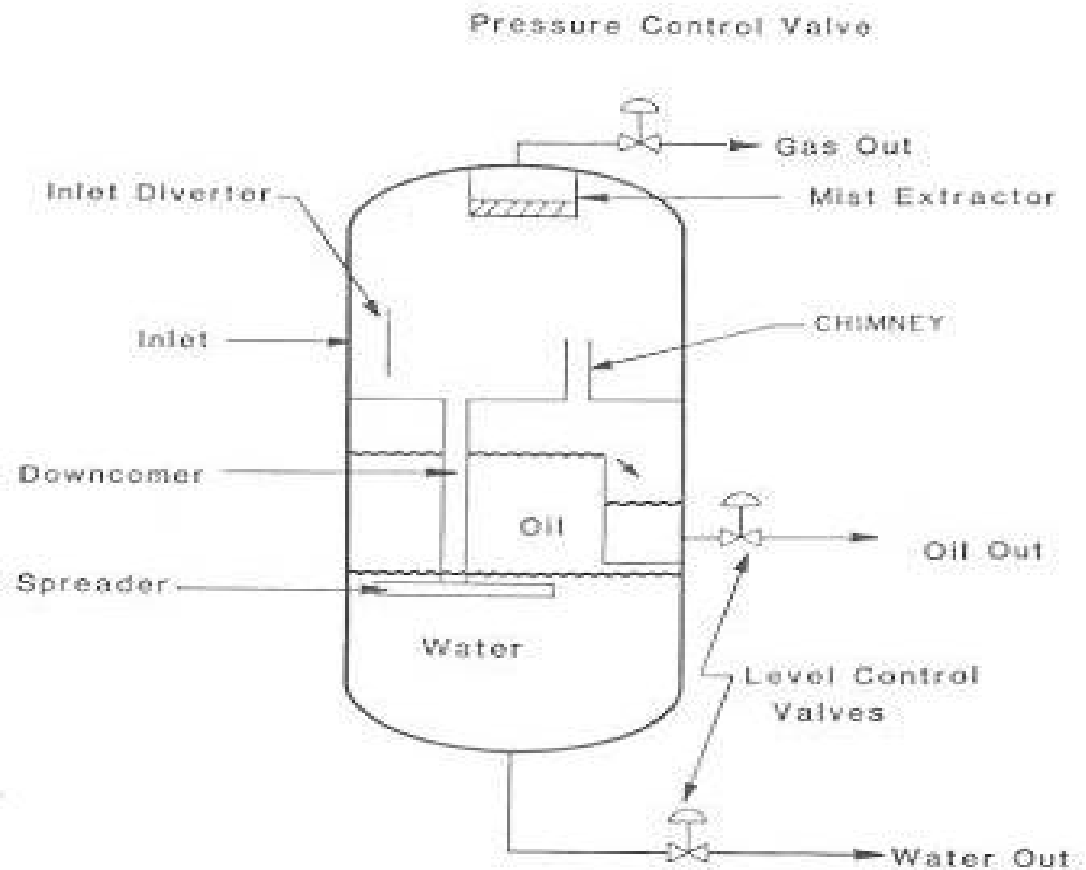


VERTICAL 2 PHASE SEPARATOR

Separador Horizontal Trifásico



Separador Vertical Trifásico



Metodología

PROCESO

- **Análisis y Diagnóstico de la situación de la batería de separación.**
 - Separación inicial 90 Kg/cm² debido a su tiempo de explotación la Pnat .
 - En total existen 14 pozos de IP y 8 de BP.
 - Producción 12.5 MMPCD de gas y 4000 BPD de aceite.
- **Especificación de la realización de la Batería de Separación.**
 - Se debe contar con la infraestructura para la Separación de la nueva etapa.
 - Realización del balance de materia y energía. (simulación).
 - Caracterización del aceite



Caracterización del Aceite

Presión Intermedia		Baja Presión	
CAMPO BASE		OTRO CAMPO	
DESTILACION (ASTM D-86)		DESTILACION (ASTM D-86)	
Volumen de Destilado	Temperatura	Volumen de Destilado	Temperatura
%	°C	%	°C
0	28	0	30
5	50	5	54
10	68	10	66
20	82	20	80
30	96	30	94
40	122	40	110
50	134	50	126
60	154	60	142
70	176	70	160
80	210	80	182
90	294	90	222
		100	256

Curvas Características TBP

Fig. 7.1 Curva de Destilación de Campo Base.

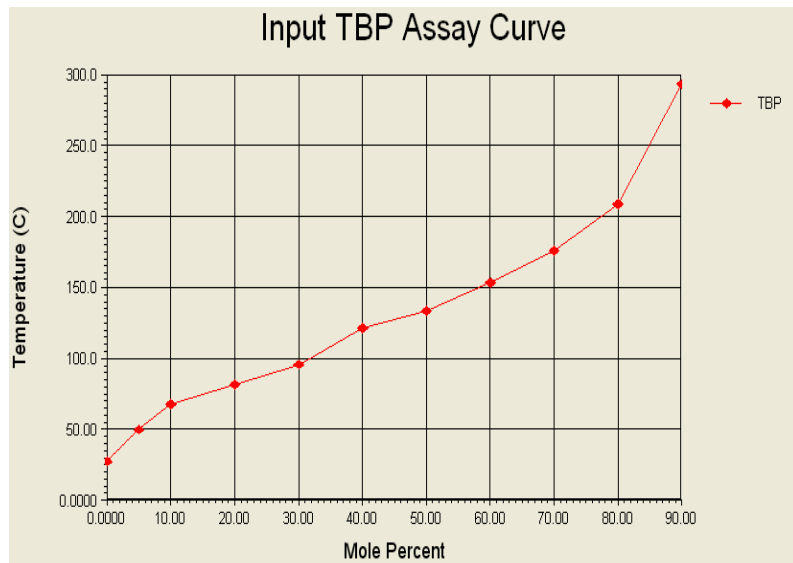


Fig. 7.2 Curva de Destilación OtroCampo.

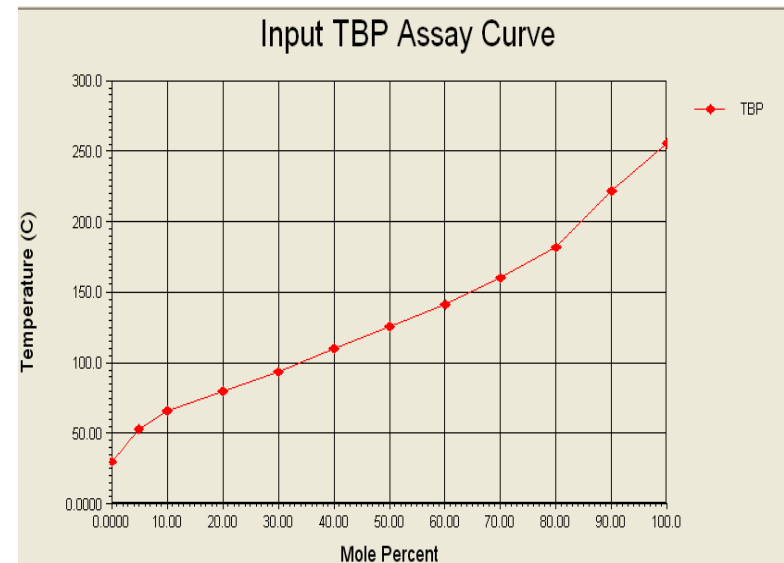


Tabla 7.3 Composición de la corriente de presión intermedia del campo base.

COMPONENTE	COMPOSICION (% MOL)
N₂	2.5937
CO₂	3.6968
H₂S	2.4987
C₁	76.8078
C₂	8.0197
C₃	2.3717
i-C₄	0.4499
n-C₄	0.7394
i-C₅	0.2826
n-C₅	0.2298
n-C₆	2.3099

Presión Máxima de Operación:	50 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

Tabla 7.4 Composición de la corriente de baja presión del campo base.

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

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

Tabla 7.5 Composición de la corriente de Baja Presión de Otro Campo

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

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

RESULTADOS

Fig. 8.1 Simulación Saturación de agua

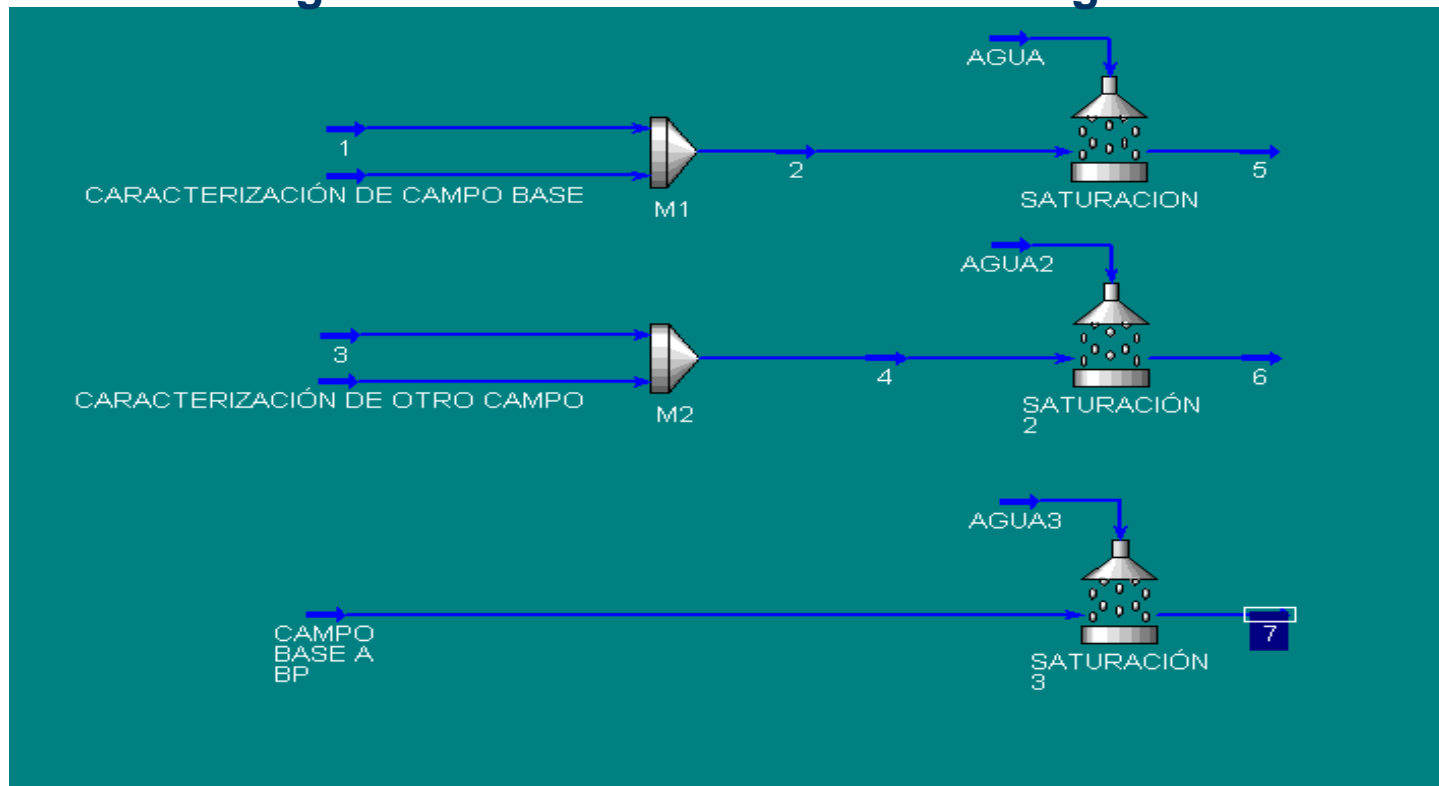


Tabla 8.2 Datos de Condición y Operación de la 1era. Saturación

PRIMERA SATURACION						
Stream Name	UNIDADES	1	CARACTERIZACION DE CAMPO BASE	2	AGUA	5
CONDICIÓN						
Vapour/phase Fraction		0.963	0	0.783	0	0.663
Temperature	°C	40	40	44.082	40	44.082
Pressure	Kg/cm2	50	50	50	8	50
Molar Flow	lbmole/hr	1957.688	332.343	2544.583	103.036	2060.725
Mass Flow	lb/day	1555424.745	1086980.062	2294766.581	81864.46	1637289.205
Liquid Volume Flow	barrel/day	8550	4000	13000	450	9000

Tabla 8.3 Datos de Condición y Operación de la 2da. Saturación.

SEGUNDA SATURACION						
Stream Name	UNIDADES	3	CARACTERIZACION DE OTRO CAMPO	4	AGUA2	6
CONDICIÓN						
Vapour/phase Fraction		0.977	0	0.692	0	0.587
Temperature	°C	30	30	31.1	30	40
Pressure	Kg/cm2	8	8	8	8	6
Molar Flow	lbmole/hr	902.983	92.241	338.046	47.525	950.509
Mass Flow	lb/day	1488807.763	265027.196	399225.698	78358.303	1567166.067
Liquid Volume Flow	barrel/day	6317.5	1000	2000	332.5	6650

Tabla 8.4 Datos de Condición y Operación de la 3ra. Saturación

TERCERA SATURACION				
Stream Name	UNIDADES	CAMPO BASE A BP	AGUA3	7
CONDICIÓN				
Vapour/phase Fraction		0.276	0	0.263
Temperature	°C	30	30	40
Pressure	Kg/cm2	8	8	6
Molar Flow	lbmole/hr	608.453	50.027	1000.535
Mass Flow	lb/day	1160120.377	82482.425	1649648.491
Liquid Volume Flow	barrel/day	5000	350	7000

Tabla 8.5 Composición de Alimentación del proceso de Presión Intermedia de Campo Base.

Componente	Xmol	Componente	Xmol
N2	0.01751112	NBP(0)50*	0.00353532
CO2	0.0249586	NBP(0)65*	0.00501195
H2S	0.01686974	NBP(0)80*	0.01110109
Metano	0.56946026	NBP(0)91*	0.00892898
Etano	0.05414426	NBP(0)106*	0.00533569
Propano	0.01601231	NBP(0)123*	0.00795801
i-Butano	0.00303746	NBP(0)133*	0.01000899
n-Butano	0.00498929	NBP(0)149*	0.00692284
i-Pentano	0.00190795	NBP(0)163*	0.00680114
n-Pentano	0.00155147	NBP(0)178*	0.00517633
n - hexano	0.01559507	NBP(0)191*	0.00494242
H2O	0.17253712	NBP(0)205*	0.00264332
NBP(0)38*	0	NBP(0)220*	0.00185599
NBP(0)52*	0	NBP(0)235*	0.00161336
NBP(0)66*	0	NBP(0)249*	0.00164474
NBP(0)79*	0	NBP(0)263*	0.00165624
NBP(0)93*	0	NBP(0)278*	0.00171026
NBP(0)108*	0	NBP(0)292*	0.00195672
NBP(0)122*	0	NBP(0)307*	0.00292606
NBP(0)136*	0	NBP(0)319*	0.00164641
NBP(0)150*	0	NBP(0)334*	0.00112486
NBP(0)164*	0	NBP(0)348*	0.0008715
NBP(0)178*	0	NBP(0)362*	0.00065473
NBP(0)193*	0	NBP(0)378*	0.00051186
NBP(0)207*	0	NBP(0)393*	0.00041646
NBP(0)221*	0	NBP(0)407*	0.00037549
NBP(0)235*	0	NBP(0)420*	0.00038898
NBP(0)250*	0	NBP(0)445*	0.00049745
NBP(0)35*	0.00320814	Total	1

Tabla 8.6 Condiciones de Operación y Propiedades de la Alimentación del Campo Base en Presión Intermedia.

UNIDADES Campo Base		
CONDICION		
Vapour/phase Fraction		0.662562
Temperature	°C	44.08179
Pressure	Kg/cm2	50
Molar Flow	lbmole/hr	2060.724697
Mass Flow	lb/day	1637289.205
Liquid Volume Flow	barrel/day	9000
PROPIEDADES		
Molecular Weigth		33.104713
Act. Gas Flow	ACFM	n/a
Act. Liq. Flow	barrel/day	n/a
Std. Liq. Vol. Flow	barrel/day	10393.2201
Std. Gas Flow	MMSCFD	18.732017

Tabla 8.7 Composición de Alimentación en Baja Presión de Otro Campo.

Componente	Xmol	Componente	Xmol	Componente	Xmol
N2	0.01543594	n-hexano	0.01374695	NBP(0)150*	0.01764786
CO2	0.02200084	H2O	0.18154062	NBP(0)164*	0.01615868
H2S	0.01487056	NBP(0)38*	0.0056917	NBP(0)178*	0.01157962
Metano	0.4571077	NBP(0)52*	0.00859208	NBP(0)193*	0.00805211
Etano	0.04772779	NBP(0)66*	0.01671165	NBP(0)207*	0.00762003
Propano	0.01411474	NBP(0)79*	0.02439545	NBP(0)221*	0.00770553
i-Butano	0.0026775	NBP(0)93*	0.02120919	NBP(0)235*	0.00844026
n-Butano	0.00439802	NBP(0)108*	0.01957246	NBP(0)250*	0.01052566
i-Pentano	0.00168184	NBP(0)122*	0.01983197	NBP(0)35*	0
n-Pentano	0.00136761	NBP(0)136*	0.01959564	TOTAL	1

Tabla 8.8 Composición de Alimentación en Baja Presión de Campo Base

Componente	Xmol
N2	0.0021625
CO2	0.01749062
H2S	0.01814737
Metano	0.15252784
Etano	0.05746351
Propano	0.04625496
i-Butano	0.01395025
n-Butano	0.03176182
i-Pentano	0.01604345
n-Pentano	0.01862508
C6+pesados	0.45063892
H2O	0.17493368

Tabla 8.9 Condiciones de Operación y Propiedades de la Alimentación del Campo Base y Otro Campo a baja Presión.

	UNIDADES	Otro Campo	Campo Base
CONDICIÓN			
Vapour/phase Fraction		0.58692	0.262695
Temperature	°C	40	40
Pressure	Kg/cm2	6	6
Molar Flow	lbmole/hr	394.734924	1000.535465
Mass Flow	lb/day	412528.6262	1649648.491
Liquid Volume Flow	barrel/day	2000	7000
PROPIEDADES			
Molecular Weigth		43.544464	68.69788
Act. Gas Flow	ACFM	n/a	n/a
Act. Liq. Flow	barrel/day	n/a	n/a
Std. Liq. Vol. Flow	barrel/day	1999.347534	6722.823419
Std. Gas Flow	MMSCFD	3.588146	9.094882

Fig. 8.2 Diagrama de Flujo de Proceso en el Simulador.

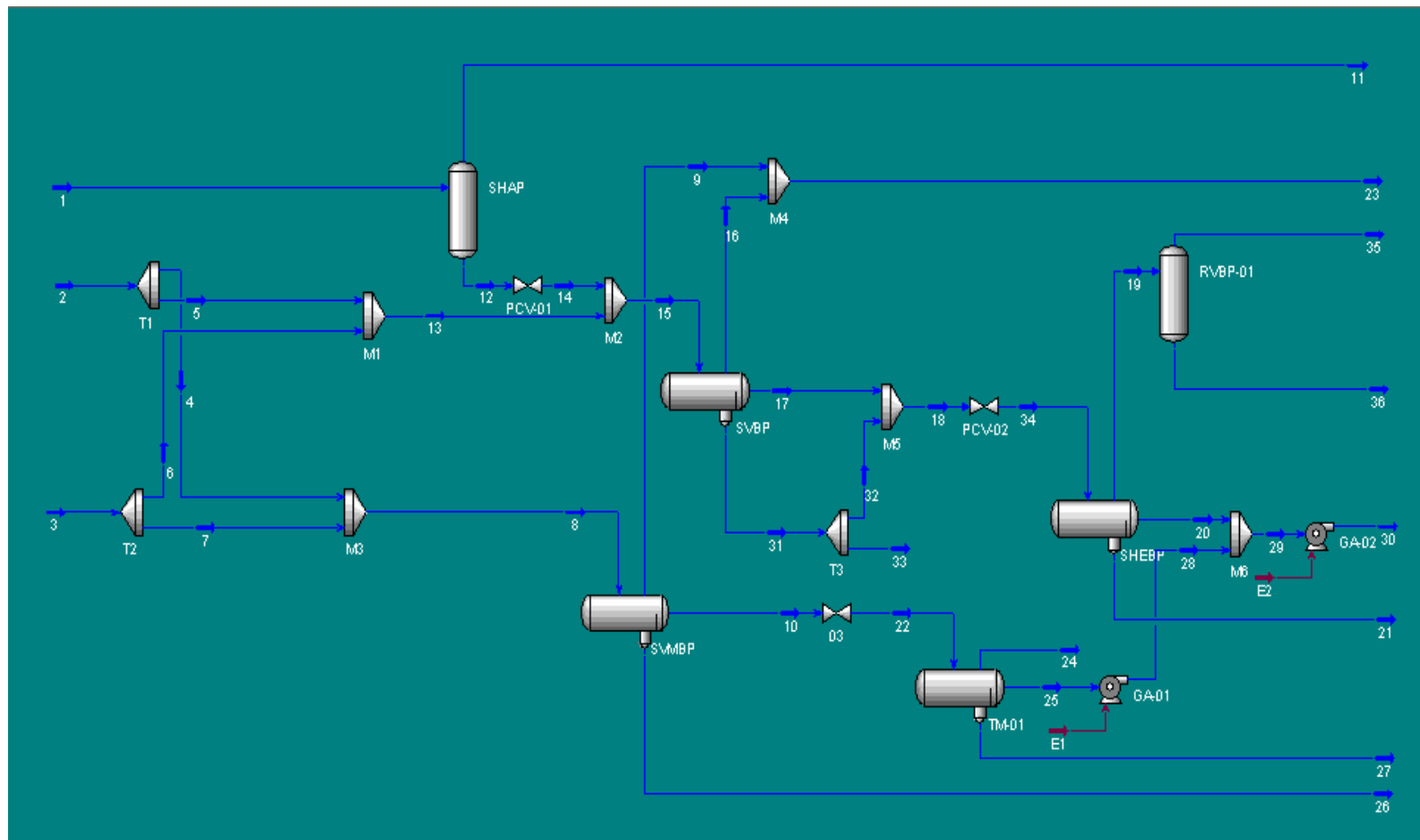


Fig. 8.3 Curva PT de la fase Gaseosa de la Salida del SHAP.

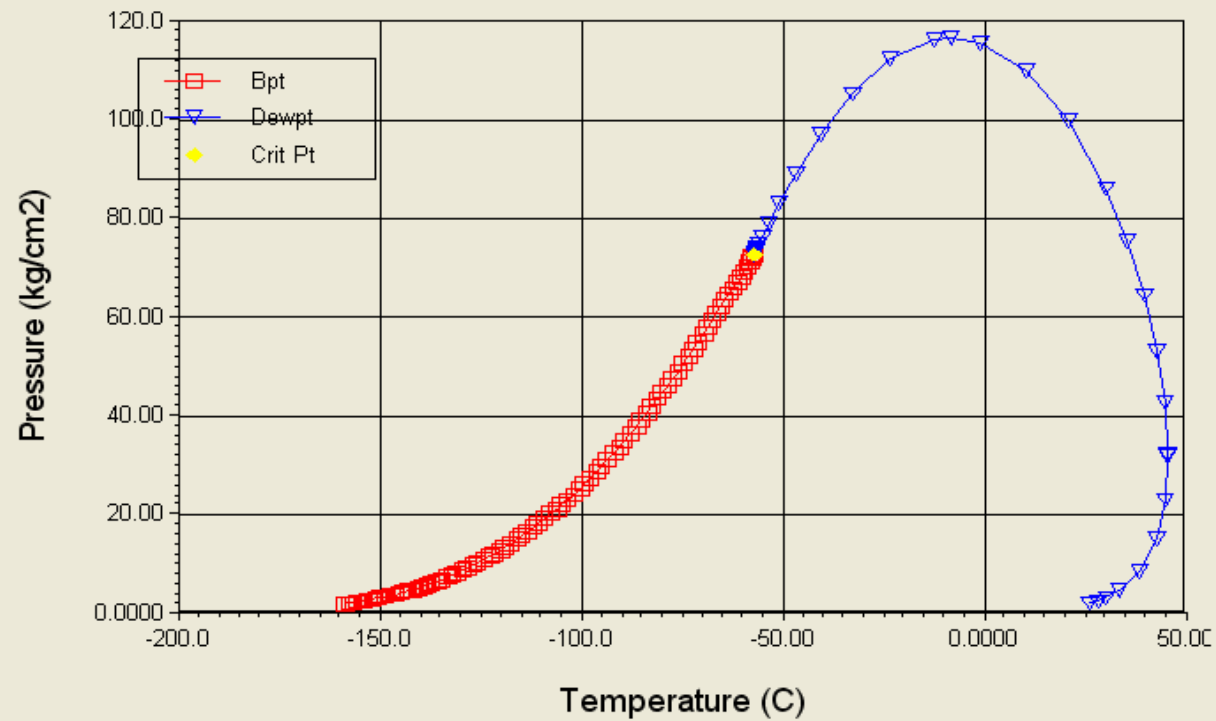


Fig. 8.4 Curva PT de la fase Gaseosa de la Salida del SVBP y SVRV.

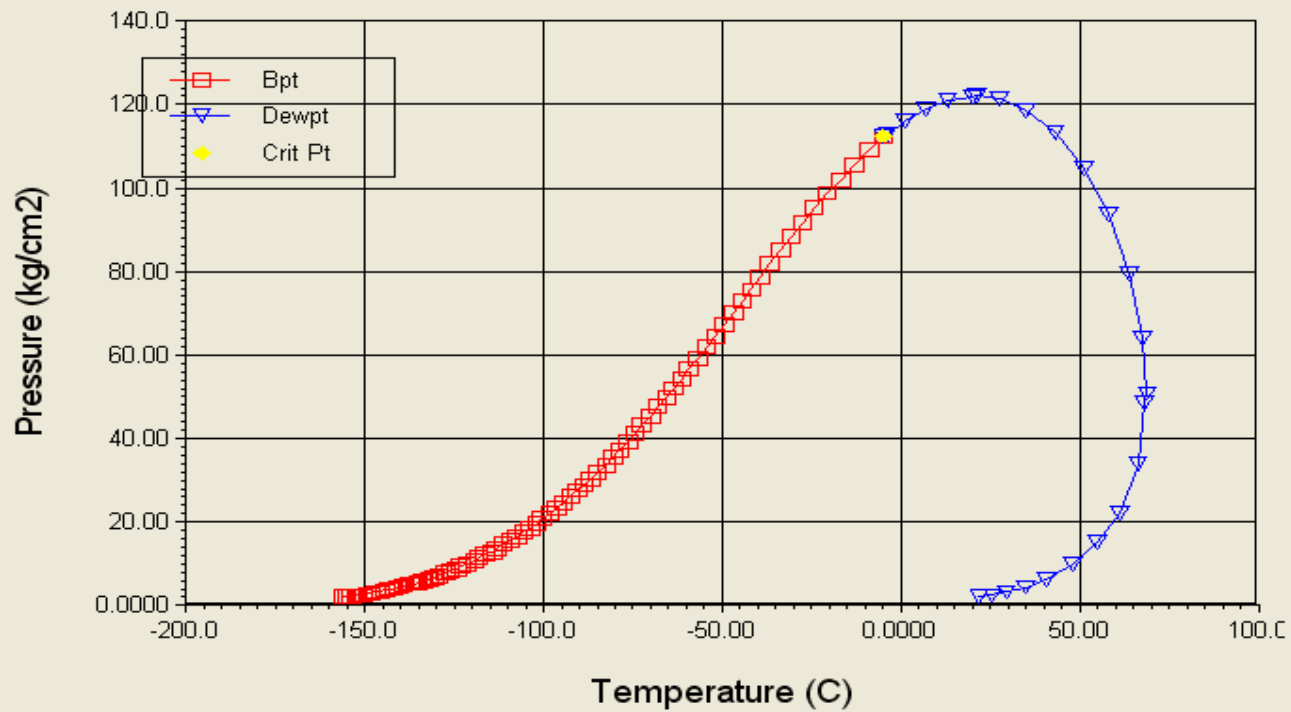
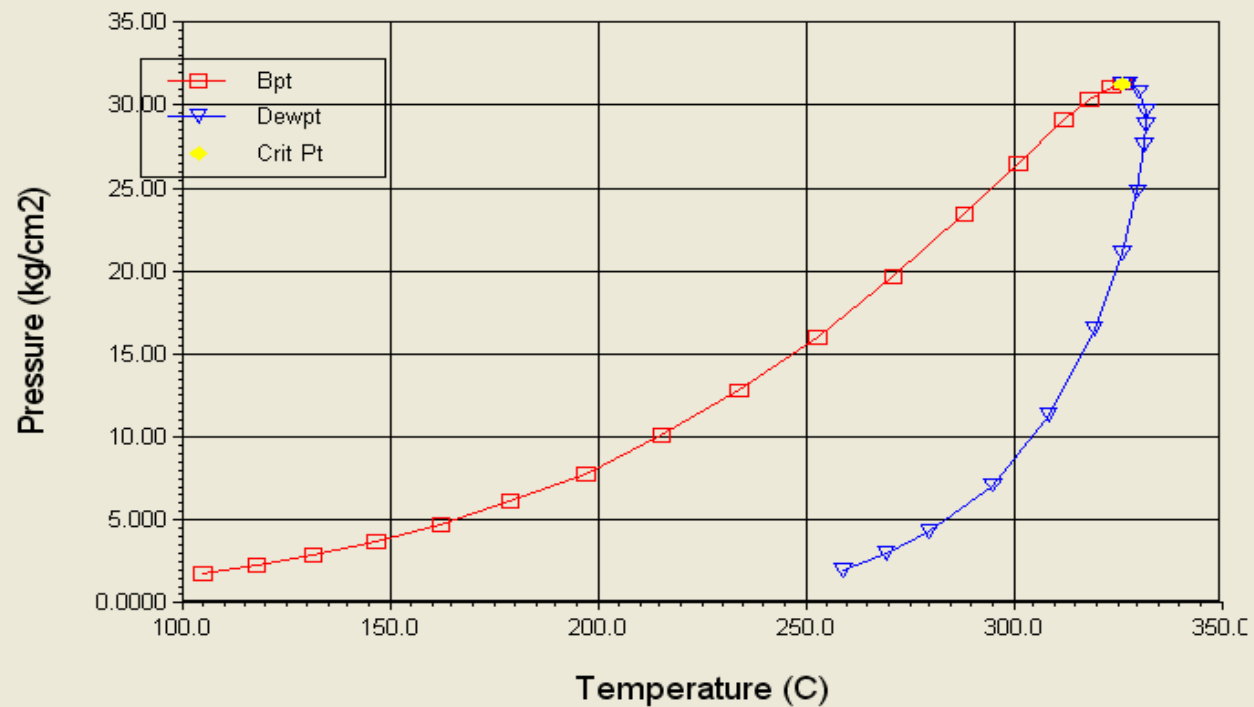


Fig. 8.5 Curva PT de la fase líquida de la Salida del SHEBP.



CÁLCULOS DE LOS TANQUES A PRESIÓN

- Cálculo del SVRV (Separador Vertical de Rectificación de Vapores).
- Cálculo del SVBP (Separador Vertical de Baja Presión).
- Cálculo del SHEBP (Separador Horizontal Elevado de Baja Presión)
- Cálculo de la Bomba de Crudo. (BA-02)

Tabla 8.11 Integración de la Planta.

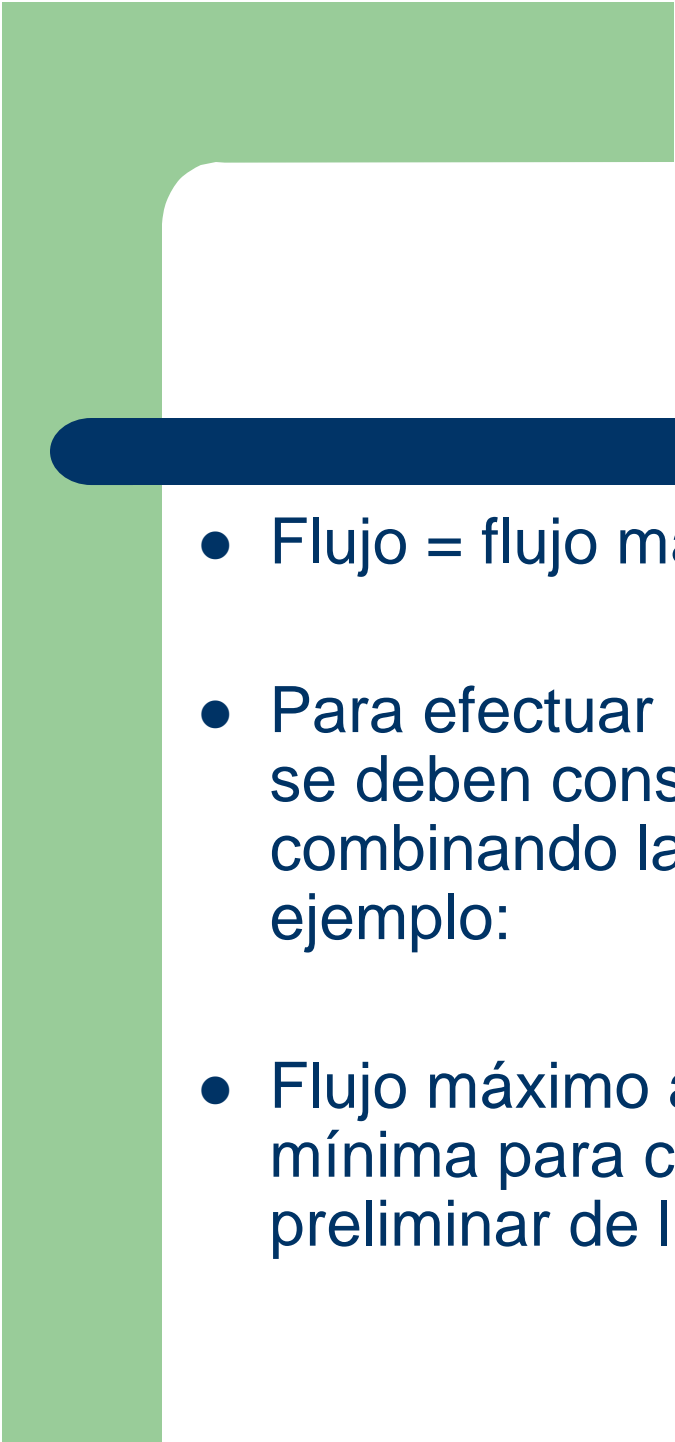

EQUIPO	DESCRIPCION	DIMENSIONES O CAPACIDAD.
SHEBP-01	Separador Horizontal Elevado de Baja Presión	D = 48 in, T-T = 22 ft
CV-100	Recuperadora de Vapores	Q = 1.5MMPCSD, P = 107 psi
SVRV-01	Rectificador Vertical de Vapores	D = 20 in, T-T = 8.5 ft
TV-01	Tanque de Almacenamiento de Aceite Crudo de Techo Flotante	D = 31.6 ft, Altura = 36 ft
TM-01	Tanque de Medición	D = 15 ft, Altura = 16 ft
BA-01 A/B	Bombas de Trasiego	Q = 73,000 gpm, P = 31 psi
BA-02 A/B	Bombas Centrífugas Horizontales	Q = 131.4 gpm, P = 469.26 psi
SVMBP-01	Separador Vertical de Medición de Baja	D = 30 in, T-T = 3.5 ft
SVBP-01, 02 y 03	Separador Vertical de Baja Presión	D = 48 in, T-T = 12 ft

CONCLUSIONES

- El gas amargo de la salida del SHAP tiene un 20% de líquido, debido a que su presión y temperatura de entrada no son las adecuadas para una separación eficiente, por lo que se puede hacer una reducción del diámetro de tubería para que haya un aumento de presión.
- El gas amargo de la salida del SHBP y SVRV están cerca de la curva de equilibrio de fases, por lo tanto nos damos cuenta que si se aumentara la temperatura en el proceso de separación de los dos equipos tendríamos la ventaja de que el gas llevado a compresión o al proceso procesador de gas no se condensaría tan fácilmente por pérdidas de presión y temperatura.
- El aceite crudo de la salida del SHEBP está totalmente estabilizado para su bombeo hacia el complejo petroquímico o comercialización.
- El diseño mecánico de los equipos puede mejorar el proceso de separación, ya que la selección de los accesorios del proveedor y constructor deben de ser de una eficiencia al casi 100%.

En referencia a los cálculos:

- Se emplean unidades del sistema inglés debido a que los estándares de fabricación de los equipos (recipientes, API, ASME, ASTM, etc.) son americanos, para el equipo dinámico (bombas, compresores, etc.) también aplican estándares americanos para los materiales de fabricación, construcción y pruebas.
- Los criterios de diseño se encuentran establecidos en Normas de PEMEX, los cuales de manera resumida son:
- Presión de diseño $1.1 \times$ presión máxima de operación.
- Temperatura de diseño (temperatura máxima de operación $\times 1.15$) + 32°F .

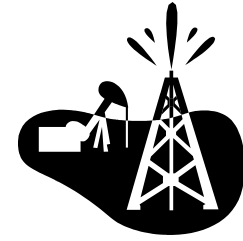
- 
- 
- Flujo = flujo máximo de operación.
 - Para efectuar la revisión hidráulica de los sistemas se deben considerar los casos mas extremos combinando las condiciones de operación, por ejemplo:
 - Flujo máximo a temperatura mínima y presión mínima para caídas de presión y dimensionamiento preliminar de líneas.

BIBLIOGRAFÍA

- API (American Petroleum Institute). **Centrifugal Pumps for Petroleum, Heavy Duty Chemical, and Gas Industry Services**. API Specification 12J (SPEC 12J), Seventh edition. 1989.
- API (American Petroleum Institute). **Specification for Oil and Gas Separators**. API Specification 12J (SPEC 12J), Seventh edition. 1989.
- API (American Petroleum Institute). **Welded Steel Tanks for Oil Storage**. API Specification 12J (SPEC 12J), Seventh edition. 1989.
- Arnold Ken and Stewart Maurice. **"Surface Production Operations"**, GULF publishing Company, Houston, Texas. 1986. Vol 1 and 2.
- NRF-028-PEMEX. 2001. Diseño y Construcción de Recipientes a Presión.

- Rosen, Ward. **Stabilizing Crude oil and Condasate, Manual P-12.** Petroleum Learning Programs Ltd.
- ASME code for pressure piping, B31.3, “**Process piping**”. The American Society of Mechanical Engineers.1996.
- ASME UG-98 **PRESIÓN DE TRABAJO MÁXIMA PERMISIBLE (MAXIMUM ALLOWABLE WORKING PRESSURE) MAWP.**
- Cálculos de Mermas y PVR para Tanques de Almacenamiento y Disponible en <http://www.isiven.com/calculos/mermas.xls>
- Megyesy, Eugene F. “**Manual de Recipientes a Presión**”, Editorial LIMUSA, 1997.

- 
- 
- NRF-028-PEMEX.2001. Diseño y Construcción de Recipientes a Presión.
 - Rosen, Ward. **Stabilizing Crude oil and Condasate, Manual P-12.** Petroleum Learning Programs Ltd.



MUCHAS

GRACIAS!!!

