

ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE FASES DE UN SISTEMA MULTICOMPONENTE EN POZOS DE GAS NATURAL QUE PRESENTAN VARIABILIDAD EN EL CONTENIDO DE CO₂ Y N₂

REALIZADO POR: CLAUDIA MARIA LÓPEZ LISTA YULIANNYS LUCIA BELISARIO CABELLO

Monografía de Investigación, en Modalidad Curso Especial de Grado, Presentado ante la Universidad de Oriente para obtener el título de: INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, NOVIEMBRE DE 2020



ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE FASES DE UN SISTEMA MULTICOMPONENTE EN POZOS DE GAS NATURAL QUE PRESENTAN VARIABILIDAD EN EL CONTENIDO DE CO₂ Y N₂

> REALIZADO POR: CLAUDIA MARIA LÓPEZ LISTA C.I: V-24.106.271 YULIANNYS LUCIA BELISARIO CABELLO C.I: V-25.661.507

> > **REVISADO POR:**

IVØN RAMÍREZ

ASESOR ACADÉMICO

MATURÍN, NOVIEMBRE DE 2020



ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE FASES DE UN SISTEMA MULTICOMPONENTE EN POZOS DE GAS NATURAL QUE PRESENTAN VARIABILIDAD EN EL CONTENIDO DE CO₂ Y N₂

REALIZADO POR:

CLAUDIA MARIA LÓPEZ LISTA

C.I: V-24.106.271

YULIANNYS LUCIA BELISARIO CABELLO

C.I: V-25.661.507

LCDA. IVÓN RAMÍREZ

ASESOR ACADÉMICO

MSc. RUBÉN VEGA

JURADO PRINCIPAL

APROBADO POR:

ING./MICUEL/FLORES JURADO PRINCIPAL

MSc. PEDRO TINEO JURADO PRINCIPAL

MATURÍN, NOVIEMBRE DE 2020

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado: "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"

DEDICATORIA

A Dios y la Virgen del Valle, por ser mis guías en cada momento.

A mis padres, por el amor y apoyo incondicional.

A mis abuelos, que me acompañaron y alentaron en esta meta durante su paso terrenal

y hoy desde el cielo son mi luz.

Claudia María López Lista

DEDICATORIA

Yuliannys Lucia Belisario Cabello

AGRADECIMIENTOS

A Dios y la Virgen del Valle, por todas las bendiciones en mi vida.

A mis padres, Flemy López y Yanet Lista, a quienes les agradezco por esta oportunidad en la vida, por todo el apoyo incondicional, confianza y amor infinito que me brindan, a ellos les debo la persona que soy. ¡Gracias papás, lo hemos logrado!

A mi hermano, Fleming López, por ser tan leal e incondicional conmigo. ¡Somos un equipo, herma!

A mi familia (abuela, tíos, primos, madrina) y a todas las personas especiales que formaron parte de esto, gracias por el apoyo y estar presente.

A mis mejores amigas, Crusbelys Marín y Milagros Hernández, por cada ánimo, consejo y apoyo, pero sobretodo por haber estado presente durante este camino universitario. ¡Gracias hermas!

A mis amigos en especial, Moisés Requena (mil gracias), Luis Vásquez, Beny Marcano, Yuliannys Belisario, Sylvia Leonett, Andrea Rodríguez, Gabriel Urbina, Arismar Romero; por su apoyo durante la carrera y por todos los momentos vividos en estos años.

A mi tutora, Ivón Ramírez por creer en mí.

A mis compañeros de áreas de gas natural ¡Gracias!

A la Universidad de Oriente y su Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas (EICA) y profesores que hacen parte de ella, por la formación que me han dado. Siempre estaré orgullosa de mi alma mater.

Claudia María López Lista

AGRADECIMIENTOS

Yuliannys Lucia Belisario Cabello

ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN	.iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vii
ÍNDICE GENERAL	.ix
LISTA DE FIGURAS	.xi
LISTA DE GRÁFICAS	xii
LISTA DE TABLAS	civ
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 BASES TEÓRICAS	6
2.2.1 Ubicación geográfica del Campo Santa Bárbara	6
2.2.2 Características del Campo	7
2.2.3 Dióxido de carbono (CO ₂)	9
2.2.4 Propiedades físicas del dióxido de carbono (CO ₂)	10
2.2.5 Propiedades químicas del CO ₂	11
2.2.6 Nitrógeno (N ₂)	13
2.2.7 Propiedades del nitrógeno	13
2.2.8 Propiedades del gas natural	14
2.2.8.1 Peso molecular aparente (Pma)	14
2.2.8.2 Viscosidad del gas (μg)	14
2.2.8.3 Densidad del gas (ρg)	14
2.2.8.4 Factor de compresibilidad (Z)	14
2.2.8.5 Factor de formación del gas (Bg)	15
2.2.8.6 Gravedad especifica del gas (Yg)	15
2.2.8.7 Temperatura critica para compuestos puros (Tc)	15
2.2.8.8 Presión critica para compuestos puros (Pc)	16
2.2.8.9 Volumen crítico para compuestos puros (Vc)	16
2.2.8.10 Temperatura y presión: pseudocríticas y pseudoreducidas	16
2.2.8.11 Contenido de líquido de un gas (GPM)	17

2.2.9 Diagrama de fases	.17
2.2.10 Aplicación de sistemas de fases	.17
2.2.10.1 Sistema monocomponente	.17
2.2.10.2 Sistema binario	.22
2.2.10.3 Fenómenos retrógrados	.26
2.2.10.4 Sistemas multicomponentes	.28
2.3 DEFICICIÓN DE TERMINOS BÁSICOS	. 30
CAPÍTULO III	.32
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	.32
3.1 ESTABLECIMIENTO DE LAS PROPIEDADES Y	
CARACTERÍSTICAS DE CADA SISTEMA MULTICOMPONENTE	
DE GAS NATURAL	. 32
3.1.1 Coeficiente de fugacidad	. 32
3.1.2 Equilibrio líquido-vapor	.33
3.1.3 Contenido de CO ₂ y N ₂ en gas natural	.35
3.1.4 Caracterización de los diagramas de fases	.35
3.1.5 Caracterización de los sistemas multicomponentes de gas natural	.37
3.2 SIMULACIÓN DEL DIAGRAMA DE FASES PARA CADA UNO DE	
LOS SISTEMAS MEDIANTE EL SIMULADOR PRO II VERSIÓN	
8.0	.40
3.3 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO DE CADA	
SISTEMA MULTICOMPONENTE DE GAS NATURAL CON	
DIFERENTE CONTENIDO DE CO ₂ Y N ₂	.48
3.3.1 Análisis del pozo LB-01	.48
3.3.2 Análisis del pozo LB-02	. 60
3.3.3 Análisis del Pozo LB-03	.71
3.3.4 Análisis del pozo LB-04	. 82
3.3.5 Análisis del pozo LB-05	.93
CAPÍTULO IV	104
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES1	104
4.1 CONCLUSIONES1	04
4.2 RECOMENDACIONES 1	05
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS 1	106
HOJAS METADATOS1	108

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación geográfica del campo Santa Bárbara	7
Figura 2.2 Mapa isópaco de los yacimientos del Campo Santa Bárbara	9
Figura 2.3 Diagrama de fase P-T del CO ₂	.10
Figura 2.4 Comportamiento de la densidad del CO2	.12
Figura 2.5 Comportamiento de la viscosidad para el CO2	.12
Figura 2.6 Solubilidad del CO ₂ en agua	.13
Figura 2.7 Diagrama de fase general para una sustancia pura	.18
Figura 2.8 Diagrama Presión-Volumen a temperatura constante para un sistema	
monocomponente	.20
Figura 2.9 Diagrama típico Presión-Volumen a temperatura constante de una	
sustancia pura a varias temperaturas	. 22
Figura 2.10 Diagrama Presión-Volumen a temperatura constante para un sistema	
binario	.23
Figura 2.11 Diagrama de Presión-Volumen para un sistema binario a varias	
temperaturas	.24
Figura 2.12 Diagrama general Presión-Temperatura para un sistema binario	.26
Figura 2.13 Diagrama general Presión-Temperatura alrededor del punto crítico	
de un sistema binario mostrando el fenómeno retrógrado	.27
Figura 2.14 Curvas envolventes de sistemas de fluidos de yacimientos.	. 28
Figura 3.1 Diagramas de equilibrio vapor-líquido	. 34
Figura 3.2 Diagrama de presión y temperatura de diferentes pozos de gas natural	.35
Figura 3.3 Diagrama de fase de un gas seco	. 38
Figura 3.4 Diagrama de fase de un gas húmedo	. 39
Figura 3.5 Diagrama de fase de un gas condensado	.40
Figura 3.6 Entrada al simulador	.41
Figura 3.7 Entrada al simulador	.42
Figura 3.8 Entrada al simulador	.43
Figura 3.9 Panel de tareas	.43
Figura 3.10 Panel de tareas	.44
Figura 3.11 Panel de tareas	.44
Figura 3.12 Caso de estudio diagrama de fases	.45
Figura 3.13 Selección de componentes	.46
Figura 3.14 Tasa de flujo y composición	.47
Figura 3.15 Selección de mezclas binarias	.47
Figura 3.16 Gráficas de las mezclas binarias	.48

LISTA DE GRÁFICAS

Pág.

Gráfica 3.1: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla CO ₂ vs CH ₄	.49
Gráfica 3.2: Composición de vapor vs Composición liquida de las mezclas N ₂ vs CH ₄	.50
Gráfica 3.3: Composición de vapor vs Composición liquida de las mezclas CO ₂ vs N ₂	.51
Gráfica 3.4: Temperatura vs Fracción molar de las mezclas CO ₂ vs CH ₄	.52
Gráfica 3.5 Temperatura vs Fracción molar de la mezcla N ₂ vs CH ₄	.53
Gráfica 3.6: Temperatura vs Fracción molar de la mezcla N ₂ vs CO ₂	.54
Gráfica 3.7: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de la mezcla CO ₂	
vs CH ₄	. 55
Gráfica 3.8: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de la mezcla N ₂ vs	56
Gráfica 3.9: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de la mezcla CO ₂	.50
vs N ₂	.57
Gráfica 3.10: Diagrama de fases de sistemas multicomponente del pozo Lb-01	.58
Gráfica 3.11: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla CO ₂	
vs CH4.	.60
Gráfica 3.12: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla N_2 vs	
CH ₄	.61
Gráfica 3.13: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla CO ₂	
vs N ₂	.62
Gráfica 3.14: Temperatura vs Fracción molar de las mezclas CO ₂ vs CH ₄	.63
Gráfica 3.15: Temperatura vs Fracción molar de las mezclas N ₂ vs CH ₄	. 64
Gráfica 3.16: Temperatura vs Fracción molar de las mezclas CO ₂ vs N ₂	.65
Gráfica 3.17: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida las mezclas CO ₂	
vs CH4	. 66
Gráfica 3.18: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida las mezclas N ₂ vs	
CH ₄	. 67
Gráfica 3.19: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida las mezclas CO ₂	
vs N ₂	. 68
Gráfica 3.20: Diagrama de fases de sistemas multicomponente del pozo LB-02	. 69
Gráfica 3.21: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla CO ₂	
vs CH ₄	.71
Gráfica 3.22: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla N ₂ vs	
CH ₄	.72
Gráfica 3.23: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla N ₂ vs	
CO_2	.73
Gráfica 3.24: Temperatura vs Fracción molar de las mezclas CO ₂ vs CH ₄	.74

Gráfica 3.25: Temperatura vs Fracción molar de las mezclas N ₂ vs CH ₄	75
Gráfica 3.26: Temperatura vs Fracción molar de las mezclas N2 vs CO2	76
Gráfica 3.27: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas	
CO ₂ vs CH ₄	77
Gráfica 3.28: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas	
N2 vs CH4	78
Gráfica 3.29: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas	
CO ₂ vs N ₂	79
Gráfica 3.30: Diagrama de fases de sistemas multicomponente del pozo Lb-03	80
Gráfica 3.31: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla CO ₂	
vs CH ₄	82
Gráfica 3.32: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla N ₂ vs	
CH4	83
Gráfica 3.33: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla CO ₂	
vs N ₂	84
Gráfica 3.34: Temperatura vs Fracción molar de la mezcla CO ₂ vs CH ₄	85
Gráfica 3.35: Temperatura vs Fracción molar de la mezcla N ₂ vs CH ₄	86
Gráfica 3.36: Temperatura vs Fracción molar de la mezcla CO ₂ vs CH ₄	87
Gráfica 3.37: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas	
CO_2 vs CH_4	88
Gráfica 3.38: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas	
N_2 vs CH ₄	89
Gráfica 3.39: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas	
$CO_2 \text{ vs } N_2$	90
Gráfica 3.40: Diagrama de fases LB-04	91
Gráfica 3.41: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla CO ₂	
vs CH ₄	93
Gráfica 3.42: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla N ₂ vs	
CH_4	94
Gráfica 3.43: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla CO ₂	
$v_{s} N_{2}$	95
Gráfica 3.44: Temperatura vs Fracción molar de la mezcla CO ₂ vs CH ₄	96
Gráfica 3.45: Temperatura vs Fracción molar de la mezcla N ₂ vs CH ₄	97
Gráfica 3. 46: Temperatura vs Fracción molar de la mezcla CO ₂ vs N ₂	98
Gráfica 3.47: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas	
$CO_2 \text{ vs } CH_4$	99
Gráfica 3.48: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas	
N_2 vs CH ₄ 1	00
Gráfica 3.49: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas	
$CO_2 \text{ vs } N_2$	01
Gráfica 3.50: Diagrama de fases LB-05	02

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Propiedades de CO ₂	11
Tabla 2.2 Propiedades del nitrógeno	13
Tabla 3.1 Datos cromatográficos del pozo LB-01	59
Tabla 3.2 Presión y temperatura	59
Tabla 3.3 Datos cromatográficos del pozo LB-02	70
Tabla 3.4 Presión y temperatura	70
Tabla 3.5 Datos cromatográficos del pozo LB-03	81
Tabla 3.6 Presión y temperatura	81
Tabla 3.7 Datos cromatográficos del pozo LB-04	92
Tabla 3.8 Presión y temperatura	92
Tabla 3.9 Datos cromatográficos del pozo LB-05	103
Tabla 3.10 Presión y temperatura	103



ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE FASES DE UN SISTEMA MULTICOMPONENTE EN POZOS DE GAS NATURAL QUE PRESENTA VARIABILIDAD EN EL CONTENIDO DE CO₂ Y N₂

Autores: Claudia María López Lista C.I: V-24.106.271 Yuliannys Lucia Belisario Cabello C.I: V-25.661.507 Asesor: Ivón Ramírez

RESUMEN

El siguiente trabajo tuvo como objetivo principal el estudio del comportamiento de fases de sistemas multicomponente de 5 (cinco) pozos de gas natural, así como la construcción de diagramas de fases para cada sistema de estudio con datos experimentales del campo Santa Bárbara/ estado Monagas, a partir de la herramienta de simulación PRO II, versión 8.0. Además, se establecieron las propiedades y características de cada sistema multicomponente de gas natural estudiadas mediante los diagramas de fases, que permitieron determinar las condiciones a las cuales estuvo la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento. De acuerdo con la composición de la mezcla, contenido de CO₂, N₂, los valores de presión y temperatura, se pudieron conocer las propiedades del fluido contenido en el yacimiento y predecir el comportamiento del mismo en superficie. Cabe destacar que para todos los pozos, la mezcla binaria de CO2 y N2, estudiada con respecto a la curva ideal de equilibrio, mostró su tendencia hacia la fase líquida; es decir, presentó mayor concentración liquida con respecto a la composición de vapor, lo que describe el aumento de la composición de componentes pesados. El pozo LB-02 mostró un comportamiento en la posición y tamaño de la curva envolvente diferente a los demás, por la presencia de bajo contenido de 0.04 % de N₂.

Palabras claves: diagrama de fases, sistema multicomponente, CO₂, N₂, yacimiento de gas natural.

INTRODUCCIÓN

Venezuela, está ubicada en el octavo lugar entre los países con mayores reservas probadas de gas natural, de los cuales un 90% está asociado a la producción del petróleo, y el resto está formado por gas no asociado o gas libre (PDVSA gas, 2019). La industria del gas natural se ha desarrollado más lentamente que la industria del petróleo, primordialmente porque su explotación no resultaba rentable por los bajos precios del mismo; hoy parece incomprensible que esta industria no aproveche al máximo las grandes posibilidades que tiene este recurso, frente al amplio desabastecimiento en el sector energético que existe en el país.

El desarrollo del gas natural podría haber cubierto al mercado interno en Venezuela durante muchos años, trayendo como consecuencia directa la generación de una fuente de mayores ingresos a través de su exportación. El estudio de las propiedades y características del gas natural y los demás hidrocarburos en todas sus formas composicionales (seco, húmedo y condensado), así como el estudio de los diagramas de fases en yacimientos, representa una gran utilidad en la industria de gas natural, debido a que proporciona información valiosa en el comportamiento que tiene el fluido a nivel de formación. Los principales diagramas de fases que se utilizan son: presión-temperatura, temperatura-composición, composición de vapor-composición líquida; y coeficiente de fugacidad-composición líquida.

En la presente investigación, se estudiaron 5 pozos del campo Santa Bárbara, estado Monagas, mediante el uso de diagramas de fases de gas natural, con el análisis en el comportamiento del sistema multicomponente a nivel de yacimiento y superficie con variabilidad del contenido de CO_2 y N_2 . A su vez, se observaron los diversos procesos a los que tiene que ser sometido el gas natural, tomando en cuenta los diagramas que mejor representan el comportamiento de las mezclas del fluido.

CAPÍTULO I EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los yacimientos de gas natural son susceptibles a una serie de cambios de presión y temperatura, tales cambios afectan el comportamiento volumétrico, la movilidad del fluido y, consecuentemente, los volúmenes de petróleo y gas producidos. De acuerdo a Cáceres (2002), el gas natural es un combustible fósil formado por un conjunto de hidrocarburos que, en condiciones de yacimiento, se encuentran en estado gaseoso o en disolución con el petróleo. Se conoce como «gas natural asociado» cuando está acompañado de petróleo y como «gas natural no asociado» cuando no está acompañado de petróleo.

El estudio del comportamiento del gas permite el análisis de los diferentes diagramas de fases (P-T) y la composición de las fases de sistemas multicomponentes, a cualquier presión y temperatura. El conocimiento de las propiedades físicas de tales sistemas es indispensable para evaluar, en términos de volúmenes de líquido y gas, lo que produce una unidad de fluido del yacimiento a condiciones normales.

Actualmente, en Venezuela, es relevante conocer de manera detallada el comportamiento de las propiedades en los yacimientos de gas debido al auge en su producción; lo que hace necesario su mejoramiento para una obtención de mayor calidad y valor comercial.

Por lo antes expuesto, se considera estudiar el comportamiento de fases de un sistema multicomponente en los pozos de gas natural LB-01, LB-02, LB-03, LB-04 y

LB-05, pertenecientes al campo Santa Bárbara que contribuyan en el desarrollo de los procesos de explotación, producción, tratamiento, transporte y comercialización del gas.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Estudiar el comportamiento de fases de sistemas multicomponente en cinco (5) pozos de gas natural pertenecientes al campo Santa Bárbara que presentan variabilidad en el contenido de CO_2 y N_2 .

1.2.2 Objetivos específicos

- Establecer las propiedades y características de cada sistema multicomponente de gas natural.
- Construir el diagrama de fases para cada uno de los sistemas mediante el simulador PRO II 8.0.
- Analizar el comportamiento del gas natural en cada sistema con diferente contenido de CO₂ y N₂.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Cada yacimiento de gas natural presenta un comportamiento y características diferentes; por tal razón, es importante el estudio del cambio de fases, de sus propiedades, composición y volumen del sistema de gas multicomponente, por medio de una herramienta tecnológica (simulador PRO II 8.0). Con la simulación se puede conocer detalladamente la descripción de las características del sistema, a través del diagrama de fase (P-T) de los componentes para clasificar el fluido, seleccionar

modelos termodinámicos, tecnologías de separación y escenarios de fase adecuados al momento de cumplir con los objetivos del proceso de estudio.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Doucroc, A., Moya, M. y Cedeño, R. (2012). "Influencia y descripción de los diagramas de fases en la caracterización de las propiedades del gas natural". La finalidad de este trabajo de investigación, fue la determinación de la influencia de los diagramas de fases, a partir de la ecuación de la regla de fases y su descripción en la caracterización termodinámica de los diferentes tipos de yacimientos de hidrocarburos. Las cantidades y composiciones de la mezcla fueron diferentes en distintos puntos dentro de la región de dos fases del diagrama, y se representaron por las curvas de isocalidad; mediante las cuales se pudieron determinar las condiciones en las que se encontraba la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento para predecir su comportamiento.

Tomando en cuenta lo antes descrito, éste trabajo sirvió de guía para la presente investigación, por medio de la descripción gráfica de un sistema químico en equilibrio, la cual permitirá saber qué número de fases pueden coexistir en él, así como el número de variables necesarias para definirlo.

Chen et al. (2015). "Estudio del comportamiento de fase y propiedades físicas de un depósito de gas natural con alto contenido de dióxido de carbono." Se basaron en el estudio de diagramas de fases del gas natural con diferencias en el contenido de CO₂, el cual se calculó y extrajo mediante PVT Sim 100, que se ajustó mediante datos experimentales basados en el aparato Ruska PVT 2730. Calcularon y compararon tanto los parámetros críticos reales como los parámetros pseudocríticos; además del factor de compresibilidad, que fue elegido como uno de los parámetros

físicos claves del gas natural para medir a determinadas condiciones de presión y temperatura.

Los resultados mostraron que el factor Z disminuyó con el aumento del contenido de CO_2 presente en el gas natural a condiciones isotérmicas, y aumentó con el aumento de la temperatura. Se propuso un nuevo modelo para predecir la presión y el factor Z, lo que ayudó con el diseño de producción de gas para el embalse de Changshen.

Esta investigación aportará al presente trabajo de investigación, ideas del comportamiento del fluido con altas concentraciones de CO_2 , mediante el uso y manejo de información obtenida en los diagramas de fases al ser aplicable en el contenido geológico de carbono en depósitos de gas natural, donde se producirán mezclas de gases de CO_2 y CH₄.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Ubicación geográfica del Campo Santa Bárbara

El Campo Santa Bárbara está localizado al Norte del Estado Monagas, a tres (3) Km de la localidad de Punta de Mata, entre los municipios Cedeño y Ezequiel Zamora; y pertenece al área operacional Pirital del Distrito Punta de Mata de PDVSA. La región Nortedel Estado Monagas, abarca una superficie aproximada de 390 km² y comprende los campos: El Furrial, El Carito, Mulata, Santa Bárbara y Pirital. Se encuentra delimitado al Norte con la sección montañosa de la serranía del interior central y oriental, al Sur con el alineamiento Furrial-Tejero, al oeste limita con el Estado Anzoátegui y al Este se extiende hasta el área de Manresa (GEIP, 2001). El campo Santa Bárbara se encuentra geológicamente ubicado en el flanco Norte de la Cuenca Oriental de Venezuela. Este campo está dividido en cuatro yacimientos principales: SBC-1 (Zona Este-Central-Oeste), SBC-6 (Zona Oeste) SBC-8 (Zona Sur) y PIC-1 (Zona Norte). De los cuatro yacimientos, los más explotados son el SBC-1 y SBC-8, mientras que los yacimientos SBC- 6 y PIC-1 están en desarrollo (GEIP, 2001).



Figura 2.1 Ubicación geográfica del campo Santa Bárbara Fuente: GEIP, (2001).

2.2.2 Características del Campo

Según GEIP (2001), la estructura del campo Santa Bárbara está definida por un anticlinal asimétrico, con eje Este-Oeste limitado al Norte y Sur por dos fallas de corrimiento y en sus flancos Este y Oeste está separado por fallas transcurrentes de orientación Norte-Sur. Los rasgos menores de esta estructura los constituyen fallas normales de diferente magnitud con desplazamientos verticales entre 35 a 100 pies,

producto de la compensación de volúmenes en relación con los esfuerzos compresivos dominantes en el área. Con el estudio sísmico-geológico del campo se han podido detectar fallas normales, inversas y corrimiento de diversa magnitud. Geológicamente, este campo se caracteriza por poseer dos bloques:

- El Bloque Alóctono, formado por sedimentos de la edad terciaria y cretácica, los cuales han sido localizados sobre un gran plano de fallas que se conoce como corrimiento de Pirital, superpuesto a los sedimentos de la Formación Carapita.
- El Bloque Autóctono se ubica en el flanco sur de la cuenca, donde predominan las fallas normales de rumbo oeste-este. Este bloque está representado por la columna sedimentaria que se encuentra debajo del corrimiento de Pirital conformada por los yacimientos pertenecientes a la edad cretácica y la Formación Naricual cubierta por la Formación Carapita. Los horizontes más prospectivos en el campo Santa Bárbara se ubican en los yacimientos de la edad Cretácica-Paleoceno (formación San Antonio y San Juan) y del Terciario (Formación Naricual y Carapita Basal), con un espesor promedio de 3500 pies. La profundidad promedio de los pozos es alrededor de 16.500 pies, mientras que las propiedades petrofísicas como la porosidad y permeabilidad, varían desde 6 a 15 % y de 1 a 200 mD, respectivamente.

En lo relacionado a la columna de fluidos, en la parte alta de la estructura, estos presentan el comportamiento típico de un gas condensado subsaturado, del cual se obtiene en superficie un condensado atípico de 36 °API. En las zonas más profundas el fluido tiene un comportamiento de crudo negro subsaturado. Entre estas dos regiones coexiste una zona de transición generándose en contraposición una franja de fluido crítico o cuasicrítico. A esta franja de fluido se ha denominado interfase gaspetróleo, asignándole una profundidad original de 15.800 pies bajo el nivel del mar (TVDss) de acuerdo a lo observado durante la perforación y completación de pozos.

Al inicio de la explotación del campo la presión inicial del yacimiento estaba en el orden de los 12.000 lpc, en la actualidad se encuentra entre un rango de 6.700-7.500 lpc (referido a la profundidad del datum de 15800 pies TVDss). El campo comprende una superficie aproximada de 230 km². Los líquidos originales en sitio (LOES) del campo son de 3.418 MMBN, con un gas original en sitio (GOES) de 21.261 BPCN, posee unas reservas probadas de petróleo de 2.000 MMBN y 9.881 MMPCN de gas.



Figura 2.2 Mapa isópaco de los yacimientos del Campo Santa Bárbara Fuente: GEIP, (2001).

2.2.3 Dióxido de carbono (CO2)

Es un compuesto químico formado de dos elementos, carbono y oxígeno, en la proporción de uno a dos; su fórmula molecular es CO₂. Está presente en la atmósfera en pequeñas cantidades (370 ppmv) y juega un papel vital en el medio ambiente de la tierra como ingrediente necesario en el ciclo de vida de plantas y animales. Tiene un olor ligeramente irritante, es incoloro y es más denso que el aire (IPPC, 2005, p.385).

2.2.4 Propiedades físicas del dióxido de carbono (CO2)

A temperatura y presión normales, el dióxido de carbono es un gas. El estado físico del CO₂ varía con la temperatura y la presión, como se muestra en la siguiente figura 2.3; a bajas temperaturas el CO₂ es un sólido. El CO₂ solido se evapora a -78.5 °C (-110. 7 °F) a la presión de 1 atm; incrementando la presión, la fase liquida se presenta en primera instancia y coexiste con la fase sólida y la fase de vapor en el punto triple, cuya temperatura es Ttr=-56.6 °C (-70.9 °F); la presión en el punto triple es Ptr=5.28 atm. (77.6 lpca). La fase liquida y la fase vapor del CO₂ coexisten en el punto crítico, donde la temperatura es Tc= 31.1 °C (87.8 °F) y la presión es Pc=73 atm (1073 lpca). Debajo de la temperatura crítica el CO₂ puede existir como liquido o como gas en una gran variedad de presiones, arriba de la temperatura critica de 87.8 °F existirá CO₂ puro como un gas, independientemente de la presión utilizada. A temperaturas superiores a 31.1 °C (si la presión es mayor a 73.9 bar, presión que corresponde al punto crítico), el CO₂ se dice que está en estado supercrítico donde el CO₂ se comporta como un gas, pero donde la densidad del gas puede ser muy grande, en algunos casos acercándose o incluso superior a la densidad del agua líquida (IPPC, 2005, p.385).



Figura 2.3 Diagrama de fase P-T del CO₂ Fuente: Mannucci, (2010).

En la tabla 2.1, mostrada a continuación, se observan algunas propiedades de relevancia del CO_2 , entre las que se pueden destacar la presión y temperatura critica.

Table 2 1 Propiedades de COa

Tabla 2.1 Tropledades de CO2	
Propiedad	Valor
Peso molecular	44.01
Temperatura critica	31.1 °C
Presión critica	73.9 bar
Densidad critica	467 Kg/ m ³
Temperatura en el punto	-56.5 °C
triple	
Presión en el punto triple	5.18 bar

Fuente: Mannucci, (2010).

2.2.5 Propiedades químicas del CO₂

La densidad del CO₂ es ρ s=1.512 g/cm³ (12.59 lb/gal) a condiciones del punto triple, la del CO₂ liquido es ρ l =0.914 g/cm³ a 0 °C (32 °F) y 34.3 atm. (504.2 lpca) y la del CO₂ como gas es ρ g =1.9768 g/L (0.0164 lb/ gal) a 0 °C y 1 atm. (14.7 lpca) (IPPC, 2005, p.386). La figura 2.4, a continuación, muestra el comportamiento de la densidad del CO₂ bajo diferentes condiciones de presión y temperatura. Resulta interesante observar que a una mayor presión y una mayor temperatura se tendrá una mayor densidad.

La viscosidad del CO_2 se ve afectada en gran medida de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura. En la siguiente figura 2.5, se puede observar que si la presión en el yacimiento se incrementa manteniendo la temperatura constante, la viscosidad aumentara considerablemente. De acuerdo con la figura, lo más conveniente es tener alta presión y alta temperatura para lograr una menor viscosidad en el CO_2 y así contribuir a un mejor flujo (IPPC, 2005, p.388).



Figura 2.4 Comportamiento de la densidad del CO2 Fuente: Bachu, (2003).



Figura 2.5 Comportamiento de la viscosidad para el CO2 Fuente: Bachu, (2003).

En la Figura 2.6, a continuación, se muestra la solubilidad del CO_2 en el agua varía con la temperatura, la presión. La solubilidad del CO_2 en el agua se incrementa con la presión y disminuye con la temperatura y la salinidad. Existe una baja en la solubilidad del CO_2 en el agua al disminuir la presión y aumentar la viscosidad (IPPC, 2005, p.388).



Figura 2.6 Solubilidad del CO₂ en agua Fuente: (Kohl and Nielsen, 1997).

2.2.6 Nitrógeno (N2)

Es un gas incoloro, inodoro e insípido que forma el 78.09% del aire que respiramos. Es un gas no inflamable y no sostiene la combustión. Es más ligero que el aire y ligeramente soluble en agua. Es comúnmente considerado y utilizado como un gas inerte; pero no es realmente inerte. (IPPC, 2005, p.400).

2.2.7 Propiedades del nitrógeno

Tabla 2.2 Propiedades del nitrógeno		
Propiedad	Valor	
Peso molecular	28.01	
Temperatura critica	-146.9 °C	
Presión critica	492.3 lpc	
Densidad critica	467 kg/m ³	
Punto triple	-209.95 °C a 0.12799 lpca (-345.9 °F a 1.82 lpc).	
Densidad gas (20 °C. 1 atm)	1.153 kg/m^3	
Densidad Liquido (p.e. 1 atm)	808.5 kg/m ³	
PropiedadPeso molecularTemperatura criticaPresión criticaDensidad criticaPunto tripleDensidad gas (20 °C. 1 atm)Densidad Liquido (p.e. 1 atm)	Valor 28.01 -146.9 °C 492.3 lpc 467 kg/m ³ -209.95 °C a 0.12799 lpca (-345.9 °F a 1.82 lpc). 1.153 kg/m ³ 808.5 kg/m ³	

Fuente: (IPPC, 2005)

2.2.8 Propiedades del gas natural

2.2.8.1 Peso molecular aparente (Pma)

De acuerdo con Ahmed (1989), cuando se trata de mezclas no se habla de peso molecular sino de peso molecular aparente, pues la mezcla está compuesta por moléculas de diferentes tamaños y no es más que la sumatoria de los pesos moleculares de cada compuesto multiplicado por su composición o fracción molar, respectivamente.

2.2.8.2 Viscosidad del gas (μ_g)

Esla resistencia interna que ofrece un fluido al movimiento relativo de sus partes (Paris, 2009, p.107).

2.2.8.3 Densidad del gas (ρ_a)

De Ahmed (1989) se tiene que, es la cantidad de masa por unidad de volumen. Si a la ecuación que representa la ecuación general del estado gaseoso en condiciones ideales se le hace los despejes pertinentes, se puede obtener una ecuación que permita determinar la densidad de los gases.

2.2.8.4 Factor de compresibilidad (Z)

El factor de compresibilidad del gas natural es la clave para conocer el comportamiento real de los hidrocarburos en estado gaseoso, por lo tanto, la mayoría de los cálculos están afectados por este parámetro. El factor de compresibilidad se define como la razón del volumen realmente ocupado por un gas a determinada

presión y temperatura respecto al volumen que ocuparía sí fuese un gas ideal y se expresa como (González, et al. 1988).

2.2.8.5 Factor de formación del gas (Bg)

El factor de formación es el volumen ocupado por el gas a cierta presión y temperatura del yacimiento dividido por el volumen que el gas ocuparía a condiciones de superficie. Aunque Bg es comúnmente expresado en unidades de ft³ a condiciones de yacimiento en relación a ft³ a condiciones de superficie; también se puede expresar en bbl/scf (Ikoku, 1992).

2.2.8.6 Gravedad especifica del gas (Yg)

Acorde con Ahmed (1989), cuando se habla de la gravedad específica de los gases se usa como referencia la relación de igual, mayor o menor peso que un gas pueda tener con respecto al peso molecular del aire, el cual en el sistema británico de unidades tiene un valor de (28,97 lb/lbmol).

2.2.8.7 Temperatura critica para compuestos puros (Tc)

De acuerdo con Smith et al. (1997), es la máxima temperatura a la cual puede licuarse un gas. Lo que indica que es la temperatura por encima de la cual no puede existir el líquido. La (Tc) de una sustancia pura es la temperatura máxima en la que puede coexistir las fases liquidas y vapor en equilibrio.

2.2.8.8 Presión critica para compuestos puros (Pc)

Según Role (2006), es una característica de cualquier sustancia, que define el campo en el que ésta puede transformarse en vapor en presencia del líquido correspondiente.

2.2.8.9 Volumen crítico para compuestos puros (Vc)

Acorde con Smith et al. (1997), el volumen crítico, es el volumen ocupado por un gas a la temperatura y a la presión crítica.

En general, las propiedades críticas tienen una gran importancia, sobre todo para determinar el comportamiento de los hidrocarburos, en especial cuando se trata de los alcanos, principales constituyentes del gas natural. En este caso las propiedades críticas sirven para evaluar el conocimiento de las propiedades termodinámicas de los alcanos pesados y sus mezclas, ya que es esencial para el diseño de los procesos en la industria petroquímica, como la destilación, adsorción y la extracción.

2.2.8.10 Temperatura y presión: pseudocríticas y pseudoreducidas

Según Smith et al. (1997), similar al peso molecular aparente de un gas, las propiedades criticas de un gas se pueden determinar sobre la base de las propiedades críticas de los compuestos en el gas utilizando la regla de la mezcla. Las propiedades criticas del gas determinadas del gas no se conoce, pero la gravedad especifica del gas es conocida, la presión y la temperatura pseudocrítica puede determinarse a partir de diversos gráficos o correlaciones.

2.2.8.11 Contenido de líquido de un gas (GPM)

Se define como el número de galones de líquido que pueden obtenerse de 1.000,0 pies cúbicos normales de gas procesados. Se expresa generalmente por el símbolo GPM (Martínez y Pérez, 1994, p.85).

2.2.9 Diagrama de fases

Cisternas (2009), establece que:

Un diagrama de fases es una representación gráfica de las condiciones de equilibrio en función de magnitudes como la composición, la temperatura y la presión. Se utilizan para representar procesos y realizar balances de materia. La representación de una mezcla en un diagrama permite determinar fácilmente si ésta se encuentra en equilibrio de fases o no y, en caso de ser afirmativo, cuáles son sus fases en equilibrio, las composiciones de esas fases y las cantidades relativas de cada una de ellas (p.18).

2.2.10 Aplicación de sistemas de fases

Según Mannucci (2010), a través de los diagramas de fases se puede producir el comportamiento de los fluidos. Además, se puede predecir cuantas fases están presentes y las condiciones operacionales, para salir de una fase e ingresar en otra. Para facilitar la aplicación los diagramas se aplican a:

2.2.10.1 Sistema monocomponente

Estos sistemas están conformados por un solo componente, lo que vendría a ser una sustancia pura y la cual dependiendo de las condiciones de presión y temperatura puede estar en estado sólido, líquido y gaseoso (Mannucci, 2010).

Diagrama Presión-Temperatura

Los diagramas que relacionan una propiedad de un sistema a otra, proporcionan la mejor base para entender el comportamiento de las fases de los sistemas monocomponentes. El más útil de estos diagramas relaciona presión-temperatura y el estado de una sustancia, pero también se usan diagramas presión-volumen (Mannucci, 2010).



Figura 2.7 Diagrama de fase general para una sustancia pura Fuente: Mannucci, (2010).

En la figura se puede observar que a lo largo de los límites entre las regiones de las fases únicas, solamente pueden existir dos fases en equilibrio. Así:

- La curva de sublimación representa la separación entre el estado sólido y el gaseoso a determinadas condiciones de presión y temperatura coexistiendo en equilibrio sólido y gas.
- 2. La curva de fusión o derretimiento representa el lindero entre el estado sólido y líquido a determinadas condiciones de presión y temperatura coexistiendo un equilibrio sólido y líquido. Para hidrocarburos puros el punto de fusión incrementa generalmente con la presión, así que la pendiente sobre esta curva

es positiva. El agua es el caso excepcional, el punto de fusión decrece con presión y la pendiente a esta curva es negativa.

3. La curva o línea de punto de burbujeo/punto de rocío separa los estados líquidos y gaseoso, ella representa las temperaturas y presiones conocidas como presiones y temperaturas de saturación donde líquido y gas coexisten en equilibrio. A estas condiciones las primeras burbujas de gas aparecen en un líquido puro o las primeras gotas de líquidos aparecen en un gas puro. Solo para un sistema monocomponente el punto de rocío y el punto de burbujeo son idénticos.

El punto de corte o intersección de las tres curvas mencionadas anteriormente se le llama "punto triple" y corresponden a las condiciones de presión y temperatura en las cuales coexisten en equilibrio los estados sólido, líquido y gaseoso. La curva de punto de burbujeo/punto de rocío finaliza en el denominado "punto crítico". Las condiciones de presión y temperatura críticas, condiciones por encima de las cuales no hay distinción entre líquido y gas y la sustancia es descrita simplemente como un fluido, es decir solo una fase puede existir. Para un sistema monocomponente:

- Temperatura crítica: es la temperatura encima a la cual el gas no puede ser licuado, sin considerar la presión aplicada (T_c en la figura).
- Presión crítica: es la mínima presión de licuefacción del gas a la temperatura crítica (P_c en la figura).

El estado del sistema cambia con los cambios de presión y temperatura, así:

 En un proceso isotérmico variando la presión, varía el estado del sistema, como el caso señalado en la figura con el proceso que va desde el punto A al punto B donde se pasa del estado gaseoso del gas al estado líquido.

- En procesos isobáricos variando la temperatura; como el señalado del punto C al punto D donde se pasa del estado sólido a gas. El proceso isobárico E-F resulta en un cambio de solido a líquido a gas.
- Los procesos isobáricos G-H e isotérmico H-I no resulta en cambios de fases ya que ocurre más allá del punto crítico. El proceso total G-H-I resulta en un cambio de líquido a gas vía estado fluido y sin distinguir cambio de fase.

Diagrama Presión-Volumen

Otra forma de describir el comportamiento de fases de un sistema es mediante el diagrama presión-volumen, en el cual la presión es representada en función del volumen y el comportamiento del sistema a una temperatura constante; es descrito en la siguiente figura 2.8:



Figura 2.8 Diagrama Presión-Volumen a temperatura constante para un sistema monocomponente Fuente: Mannucci, (2010).

Se considera una cantidad determinada de un sistema monocomponente a una temperatura fija cuya presión y volumen son representados por el punto A en la figura 2.8; esta presión inicial es lo suficientemente baja de modo que todo el sistema está en estado de gas a vapor. A temperatura constante, la disminución del volumen está representada por la curva AB. A medida que el volumen disminuye la presión aumenta y eventualmente llegará a ser igual a la presión crítica. Este punto es el "punto de rocío" y corresponde al punto B en el diagrama representado en la figura 2.8. Líquido y vapor coexisten a la presión de vapor, luego la presión permanece constante y más líquido se condensa y el volumen del sistema disminuye. Esta parte del proceso se representa por la línea horizontal BC. El punto C es el "punto de burbujeo" y representa un sistema en el cual todo es líquido excepto una cantidad infinitesimal de vapor. Una característica de un sistema monocomponente es que a una temperatura dada, la presión de vapor, la presión de rocío y la presión de burbujeo son iguales. Debido al hecho de que los líquidos son relativamente incompresibles, una disminución en el volumen solo será apreciable solamente cuando se tenga un incremento en la presión relativamente alto. En consecuencia, el comportamiento de la presión en función del volumen, representado en la figura 3.4, por la línea CD es prácticamente vertical. El comportamiento así obtenido representa el diagrama presión-volumen para una sustancia monocomponente. La curva AB señala el comportamiento isotérmico a través de la región de vapor, la línea BC a través de la región de dos fases y CD a través de la región liquida (Mannucci, 2010).

Es usual incluir varias curvas del comportamiento isotérmico de la presión en función del volumen para una sustancia monocomponente en el diagrama presiónvolumen tal como se muestra en la figura 2.9, a continuación. La línea isotérmica correspondiente a la temperatura crítica (T_c) da un punto de inflexión en el punto C, el cual representa el punto crítico y la correspondiente presión critica P_c . Si el sistema consiste de un mol de material, (V_c) es el volumen molar crítico. La línea que une todos los puntos de burbujeo (MC) representa la curva de los puntos de burbujeo
como una función de temperatura. Similarmente, la línea NC representa la curva de los puntos de rocío como función de temperatura. El área debajo y encerrada por ambas curvas (MC Y NC) representa la región de las dos fases.



Figura 2.9 Diagrama típico Presión-Volumen a temperatura constante de una sustancia pura a varias temperaturas Fuente: Mannucci, (2010).

2.2.10.2 Sistema binario

Cuando un segundo componente se agrega a un sistema, el comportamiento de fases es mucho más complejo: Para un sistema monocomponente, la curva de presión, de saturación o de vapor representa la traza de las dos curvas de punto de rocío y de punto de burbujeo en el plano presión-temperatura. Para un sistema binario o de multicomponentes, la curva de punto de burbujeo y de punto de rocío no coinciden y ellas varían con composición (Mannucci, 2010).

Diagrama Presión-Volumen

En la siguiente discusión los dos componentes de la mezcla serán designados como el componente más volátil y el componente menos volátil, dependiendo de su presión de vapor a una temperatura dada (Mannucci, 2010).



Figura 2.10 Diagrama Presión-Volumen a temperatura constante para un sistema binario Fuente: Mannucci, (2010).

En la figura 2.11, mostrada a continuación, se observa lo siguiente:

La curva del comportamiento isotérmico en la región de dos fases en un sistema binario es muy diferente a su correspondiente en el caso de un sistema monocomponente (Figura 2.11), ya que a diferencia del último caso, la presión incrementa a medida que el sistema pasa del punto de rocío al punto de burbujeo. Esto se debe a que las composiciones del líquido y del vapor cambian continuamente a medida que el sistema se mueve en la región de las dos fases. En el punto de rocío la composición del vapor es igual a la composición del sistema dado, pero la cantidad infinitesimal de líquido que se ha condensado es rica en el componente menos volátil. Sin embargo, a medida que más liquido es condensado su composición con respecto al componente más volátil incrementa establemente, (con el correspondiente incremento en la presión de saturación), hasta que la composición del líquido llega a ser igual a la composición dada del sistema cuando se alcanza el punto de burbujeo. La cantidad infinitesimal de vapor remanente en el punto de burbujeo es más rica en el componente más volátil que el sistema como un todo (Mannucci, 2010).



Figura 2.11 Diagrama de Presión-Volumen para un sistema binario a varias temperaturas. Fuente: Mannucci, (2010).

Diagrama Presión-Temperatura

En el diagrama presión-temperatura mostrado en la figura 2.12, a continuación, se obtiene lo siguiente:

- La curva AC representa la curva de puntos de burbujeo y la curva BC representa la curva de puntos de rocío. La intersección de ambas curvas, el punto C, es el punto crítico (P_c, T_c)
- La curva ACB se le denomina "curva envolvente del sistema"
- Los puntos inferiores a la "curva envolvente", representa al sistema formado por dos fases, es decir, es la región de las dos fases (liquido + vapor).
- El diagrama presión-temperatura para un sistema binario contracta totalmente con el correspondiente a un sistema monocomponente, en la región de dos fases.
- En este diagrama de la figura 2.11, se indican los cambios de fase que ocurren cuando la presión y la temperatura del sistema varían. Así:

Si el sistema original se encuentra originalmente a las condiciones señaladas en el punto I y es comprimido isotérmicamente a una temperatura inferior a la crítica (T_c) siguiendo el camino IM, los siguientes cambios de fase ocurren: en estado original es vapor o gas; en el punto de rocío J comienza a formarse líquido y en el paso de J a L más y más liquido se forma, hasta llegar al punto de burbujeo L, en el cual el sistema es esencialmente todo líquido y solamente una cantidad de vapor infinitesimal; en el punto M el sistema está en estado líquido.

Algunas veces la distribución volumétrica liquido-vapor se señala también en el diagrama presión-temperatura (P-T). Ello se hace mediante un conjunto de curvas que representa cada una un cierto porcentaje definido de líquido. Así las curvas XC, YC Y ZC representan el 20, 50 y 80% de volumen de líquido, respectivamente. En el comportamiento isotérmico del sistema descrito anteriormente (línea IM), el punto K representa 50% de líquido y 50% de vapor. Obviamente, las curvas de punto de rocío y puntos de burbujeo representan 0% y 100% de líquido respectivamente.

En el diagrama P-T, se muestra claramente que puede existir líquido encima de la temperatura citica (T_c). La máxima temperatura a la cual puede existir liquido es conocida como "punto cricondentérmico". Similarmente, puede existir vapor encima de la presión crítica. La máxima presión a la cual puede existir vapor se le denomina "punto cricondenbárico".



Figura 2.12 Diagrama general Presión-Temperatura para un sistema binario Fuente: Mannucci, (2010).

2.2.10.3 Fenómenos retrógrados

Considérese una compresión isotérmica, en la figura 2.13 mostrada a continuación, siguiendo el camino AE. El punto A el cual está a una temperatura mayor que la crítica (T_c), pero menor que el punto cricondentérmico, representa un sistema en fase de vapor. En el punto de rocío B, liquido comienza a condensarse. Más y más líquido se formará a medida que aumenta la presión. Sin embargo, en el punto E la curva de punto de rocío vuelve a cortarse otra vez. Esto significa que todo el líquido que se ha formado debe vaporizarse. En consecuencia, en algún punto entre B y E, por ejemplo D, la cantidad de líquido es máxima. De modo que en el proceso

de D hasta E el líquido se vaporiza a medida que la presión aumenta. Ya que esto es el comportamiento contrario a temperaturas menores que la temperatura critica, se le denomina a este proceso "Vaporización retrógrada isotérmica". El proceso inverso de ir de E a D se le conoce como "Condensación retrograda isotérmica", ya que involucra la formación de líquido con un decrecimiento isotérmico en la presión (Mannucci, 2010).

Similar fenómeno ocurre a presiones mayores que la presión critica Pc pero menores que el punto cricondenbárico. Asuma, un proceso isobárico incrementando la temperatura siguiendo el camino JG. En el punto de burbujeo I el líquido comienza a vaporizarse pero al atravesar el punto de burbujeo en G el vapor formado debe condensarse. Si H representa el punto donde la cantidad de vapor es máxima, el camino de H a G representa la "condensación retrógrada isobárica", ya que el vapor se condensa a medida que la temperatura aumenta. El proceso inverso de G a H se le denomina "Vaporización retrógrada isobárica" (Mannucci, 2010).



Figura 2.13 Diagrama general Presión-Temperatura alrededor del punto crítico de un sistema binario mostrando el fenómeno retrógrado. Fuente: Mannucci, (2010).

2.2.10.4 Sistemas multicomponentes

El comportamiento de fases de sistemas multicomponentes de hidrocarburos en la región liquido-vapor es muy similar al de un sistema binario. El diagrama presión-temperatura para un sistema multicomponentes es similar al empleado para un sistema binario. En cualquier caso, la magnitud del área cubierta por la curva envolvente del sistema está relacionada a la amplitud de las temperaturas críticas de los componentes. Por ejemplo, el diagrama P-T para un sistema binario de metano y n-butano tendrá una mayor región de dos fases que un sistema multicomponentes formado por todos los componentes desde el propano hasta n-decano (Mannucci, 2010).

Las curvas envolventes de las fases para fluidos típicos del yacimiento, desde el gas hasta el petróleo crudo, se muestran comparativamente en la figura 2.14.



Figura 2.14 Curvas envolventes de sistemas de fluidos de yacimientos. Fuente: Mannucci, (2010).

A medida que el porcentaje de hidrocarburos más pesados aumenta en el sistema, la curva envolvente del sistema está en una posición más baja y hacia la derecha. La ubicación del punto crítico en la curva envolvente de las fases es un factor que determina el tipo de fluido en el yacimiento. Los sistemas de hidrocarburos en el yacimiento que muestra la figura 2.14 son: gas, gas condensado, petróleo volátil y petróleo crudo. El promedio del peso molecular de estos sistemas aumenta desde el gas hasta los petróleos crudos. Esta figura puede usarse para explicar la diferencia entre diversos tipos de yacimiento. La composición del sistema tiene gran efecto en el tipo de yacimiento, pero la posición de la envolvente del sistema con respecto a la temperatura del yacimiento es el factor controlante (Mannucci, 2010).

La línea vertical en la figura 2.14, representa la temperatura del yacimiento para todos los hidrocarburos del sistema mostrado. Supóngase que la temperatura del yacimiento (T_y) no cambia durante la explotación del yacimiento, etapa en la cual la presión disminuye desde su condición original (P_i) debido al agotamiento natural ocasionado por la producción de fluidos. De acuerdo a esto se tiene lo siguiente:

- Para el yacimiento de gas, la temperatura crítica es menor que la temperatura del yacimiento, y la curva envolvente del sistema está ubicada completamente a la izquierda de la línea exotérmica del yacimiento. Así que no importa qué presión exista, solamente existirá gas en el yacimiento en cualquier momento de la etapa de explotación. Un yacimiento de gas puede producir hidrocarburos líquidos pero esto se debe a la condensación en el hoyo y en la superficie pero n a condensación en el yacimiento.
- Para el yacimiento de gas condensado, la temperatura crítica es también más baja que la temperatura del yacimiento. La presión inicial (P_i) está por encima del punto superior de rocío, así que el fluido inicialmente existe en el yacimiento en forma de una fase sencilla de vapor. Sin embargo, debido a que la curva envolvente de la fase es cortada por la línea isotérmica del yacimiento,

ocurrirá la condensación retrógrada en el yacimiento si la presión decae por debajo de la del punto superior de rocío.

- Para los casos del petróleo volátil y petróleo crudo, la temperatura crítica del sistema fluido es más alta que la temperatura del yacimiento, de modo que los fluidos existen inicialmente en el yacimiento como líquidos en una sola fase. A medida que la presión declina por debajo del punto de burbujeo, se forma la fase de gas en el yacimiento. La continua reducción de presión tiende a aumentar la cantidad de gas en el sistema. La diferencia entre petróleo volátil y un petróleo crudo es relativa. El petróleo volátil tiene un punto de burbujeo más alto y contiene una fracción más alta de hidrocarburos livianos. Sin embargo, a estos dos sistemas de fluidos les son aplicables los mismos principios de comportamiento de fases. Como regla práctica, a cualquier petróleo que tenga un factor volumétrico de formación mayor a 2,0 BY/BN se le considera un petróleo volátil.
- Se observa también que la temperatura del yacimiento como la composición del fluido es importante para determinar la clasificación del fluido en el yacimiento. Por ejemplo, si la temperatura del yacimiento fuera T₂ (designada por la línea isotérmica vertical discontinua), en vez de T_y, el yacimiento de gas condensado sería un yacimiento de gas y el yacimiento de petróleo volátil sería un yacimiento de gas-condensado.

2.3 DEFICICIÓN DE TERMINOS BÁSICOS

Condensación retrograda: es la formación de líquido mediante un proceso isotérmico con disminución de presión o un proceso isobárico aumentando la temperatura (Mannucci, 1990, p.3-17).

Vaporización retrograda: es la formación de vapor mediante un proceso de compresión isotérmico o mediante un proceso isobárico disminuyendo la temperatura (Mannucci, 1990, p.3-17).

Cricondembárico: punto de presión máxima a la cual las fases de líquido y vapor pueden coexistir. Para componentes puros, el cricondembárico es igual a la presión crítica del componente (Martínez, 1994, p.272).

Cricondentérmico: punto de temperatura máxima a la cual las fases de líquido y vapor pueden coexistir. Para componentes puros el cricondentérmico es igual a la temperatura crítica (Martínez, 1994, p.272).

Curva de puntos de burbujeo: lugar geométrico de los puntos de presión y temperatura a la cual se forma la primera burbuja, al pasar un sistema del estado líquido a la región de dos fases. Comúnmente se le denomina Curva de Burbujeo (Martínez, 1994, p.272).

Curva de puntos de rocío: lugar geométrico de los puntos de presión y temperatura a los cuales se forma la primera gota de líquido, al pasar un sistema del estado gaseoso a la región de dos fases. Comúnmente se denomina Curva de Rocío (Martínez, 1994, p.272).

Punto triple: las condiciones a las cuales coexisten: sólido, líquido y vapor. Es un punto único para un componente puro (Martínez, 1994, p.279).

CAPÍTULO III ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

3.1 ESTABLECIMIENTO DE LAS PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DE CADA SISTEMA MULTICOMPONENTE DE GAS NATURAL

Antes de analizar todo lo relacionado a los diagramas de fases, es conveniente establecer las características y propiedades de los sistemas multicomponente de gas natural que gobiernan el comportamiento de fases. En una mezcla de hidrocarburos, el comportamiento de fases se ve influenciado por las siguientes propiedades: coeficiente de fugacidad, equilibrio vapor-liquido, comportamiento azeótropo y fracción molar (CO₂ y N₂).

3.1.1 Coeficiente de fugacidad

El coeficiente de fugacidad se define como la razón de fugacidad entre la presión parcial del gas ideal y mide la idealidad de una sustancia. Cuanto más próximo a la unidad sea, mas ideal será y viceversa (Murphy, 2015). Este término es muy importante para poder entender la preferencia de fase de algún componente a determinadas condiciones de presión y temperatura, con respecto a otra fase, un mismo componente en diferentes fases tiene valores de fugacidad. Se puede definir fugacidad, como una sustancia que tiende a escapar de una fase en la cual existe, por efectos o influencias de algún proceso químico; también se puede entender la fugacidad de un gas como la presión efectiva que ejerce el gas en un determinado medio, su estudio se da en sistemas totalmente heterogéneos ya sean multicomponentes o monocomponentes. Se entiende como sistema heterogéneo a aquel que está compuesto de componentes en diferentes fases donde puedan coexistir.

3.1.2 Equilibrio líquido-vapor

El equilibrio vapor-liquido (EVL) de un sistema compuesto por dos o más fases a la misma presión y temperatura, se encuentra cuando el potencial químico de cada componente es el mismo en todas las fases, es decir, que la fugacidad parcial de cada uno de los componentes es igual fase a fase. La materia fluye espontáneamente de una región de alto potencial químico a una de menor potencial químico, otro nombre que suele darse al potencial químico es tendencia de escape, si el potencial químico de un componente es alto, éste tiene gran tendencia al escape (Smith, 2007). El equilibrio es caracterizado por aprovechar la diferencia de volatilidad de cada uno de los componentes presentes en la mezcla, su comportamiento se estudiará por medio de gráficas que se obtienen en función de variables como temperatura y composición (vapor y liquida) en lugar de representar los diagramas de fases completos. Normalmente, se considerará solo una porción de los mismos en cada momento. En algunos equilibrios de fases es común encontrar sistemas que tengan puntos estacionarios (azeótropo) que dificultan la separación de mezclas multicomponente. Un azeótropo es definido cómo una mezcla liquida de dos o más componentes que posee un único punto de ebullición constante y fijo, y que al pasar de un estado de vapor (gaseoso) se comporta como un componente puro (Dávila, 2017). Estos azeótropos son limitantes termodinámicas presentes en el sistema. La igualdad X=Y (ecuación de estado de un componente), permite suponer que con respecto a la dependencia de la temperatura y presión, la mezcla azeótropa tiene un comportamiento parecido a una sustancia pura.

En cuanto al equilibrio vapor-líquido de los sistemas binarios: Jiménez, Araya, y Correa (2017), refieren que este tipo de mezcla o sistemas son de gran interés, no solo por su gran utilidad industrial si no también han sido históricamente útiles como modelos para evaluar con facilidad, las propiedades termodinámicas a partir de la naturaleza y composición de los componentes que constituyen al sistema. A

continuación, se describe cualitativamente lo que ocurre tanto a presiones moderadas y bajas (EVL en soluciones ideales) como a presiones más elevadas, en las cercanías de la región crítica, en sistemas binarios. Así, para establecer un punto de comparación entre estos sistemas se presentan los diagramas en EVL en el plano T-x (figura 3.1).

Los diagramas correspondientes al EVL entre soluciones ideales y no-ideales en el plano T-x (figura 3.1), representan la temperatura total del sistema en función de la fracción molar del componente. El diagrama isobárico representa cualitativamente las temperaturas de ebullición y condensación en función de las fracciones molares del componente 1, tanto en la fase liquida como en la fase gaseosa, para soluciones ideales. Y el segundo diagrama muestra una representación típica de un diagrama T-x a distintas presiones constantes y elevadas, donde no siempre los extremos donde se juntan las curvas de rocío y burbujeo son tan nítidos.



Figura 3.1 Diagramas de equilibrio vapor-líquido Fuente: Jiménez, C., Araya, I. y Correa, R., (2017).

3.1.3 Contenido de CO₂ y N₂ en gas natural

El comportamiento de fases del gas natural con contenido de CO_2 y N_2 en el pozo depende de la temperatura, presión y composición del gas. Cabe señalar que en una mezcla de gas con diferentes contenidos de CO_2 , a condiciones críticas, la temperatura aumenta mientras que la presión aumenta inicialmente, pero luego disminuye la línea de enlace con sus puntos críticos de la mezcla. Dentro de la región de dos fases, las líneas envolventes son más estrechas para el contenido de CO_2 más bajo, y más alto y amplio para las proporciones medias de gas natural y CO_2 .



Figura 3.2 Diagrama de presión y temperatura de diferentes pozos de gas natural Fuente: Chen, et al., (2015).

3.1.4 Caracterización de los diagramas de fases

En sistemas multicomponentes, los diagramas presión-temperatura (P-T) se pueden utilizar para realizar una caracterización termodinámica de los yacimientos. En el desarrollo de un yacimiento es necesario, entre otras cosas, identificar el tipo de fluido que se encuentra en el reservorio y determinar el comportamiento termodinámico de este fluido. La clasificación teórica requiere del conocimiento del comportamiento termodinámico del fluido (diagrama P-T), las condiciones del reservorio y de las instalaciones de superficie; los yacimientos suelen usualmente clasificación de la naturaleza del reservorio se utilizan criterios que incluyen temperaturas críticas e iniciales del pozo; según estas clasificaciones, se consideran yacimientos de gas y condensado a aquellos que al comienzo de su explotación poseen una relación gas petróleo entre 550 y 27.000 PCN y una densidad de líquido de tanque entre 40 y 60 °API. Sin embargo, para determinar el comportamiento termodinámico real, se debe realizar un estudio PVT sobre una muestra representativa del fluido del reservorio. En los yacimientos de gas y condensado a gas a garantizar su representatividad.

Esta interpretación toma mayor relevancia en los casos que existe evidencia de la presencia de un halo de petróleo. Este halo de petróleo estaría confirmando la presencia de líquido en el reservorio como resultado de tres posibles orígenes: el petróleo se acumuló inicialmente en la trampa y el gas lo desplazó de la misma en una migración posterior , el petróleo es el resultado de una condensación de líquido a escala de reservorio (despresurización y/o disminución de temperatura en tiempos geológicos), o el petróleo corresponde a una migración posterior a la del gas y por lo tanto nunca ocupó completamente la trampa. El punto que debe resaltarse es que en los casos de existencia de gas con líquido disperso, el estudio PVT puede no describir adecuadamente el comportamiento futuro del reservorio, por ejemplo, si se analiza la evolución de un yacimiento de gas y condensado bajo dos posibles circunstancias. En la primera, el fluido se encuentra solamente en fase de gas en el reservorio mientras que en la segunda, el reservorio posee originalmente líquido (en proporción inferior a la mínima saturación móvil) en equilibrio con una fase gaseosa idéntica a la del primer caso (Rojas, 2003).

3.1.5 Caracterización de los sistemas multicomponentes de gas natural

En la industria petrolera la clasificación en general de los sistemas multicomponentes es como petróleos y gases. El petróleo contiene de cero a unos pocos miles de pies cúbicos de gas disuelto por barril de crudo. El gas puede contener un barril de petróleo vaporizado desde 5000 hasta más de 100.000 pies³ de gas. La razón gas-petróleo (RGP ó GOR) constituye una importante propiedad de los yacimientos de hidrocarburos. El petróleo (RGP) y a la gravedad del petróleo a condiciones normales o tanque (Mannucci, p. 3-20).

De acuerdo a Rojas (2003) los yacimientos en base a los hidrocarburos que lo contienen se clasifican en:

Yacimientos de gas seco

Los yacimientos de gas seco contienen principalmente metano (% C1 < 90) con pequeñas cantidades de pentano y componentes más pesados. Debido al alto contenido de componentes volátiles de gas seco, la condensación del líquido solo se alcanza a temperaturas bajo 0 °F.

La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura cricondentérmica y ni a las condiciones de yacimiento ni a las de superficie se entra a la región de dos fases durante el agotamiento de presión del yacimiento, por lo que la mezcla de hidrocarburos se encuentra siempre en fase gaseosa. Teóricamente los yacimientos de gas seco no producen líquidos en superficie; la diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitraria y generalmente un sistema de hidrocarburo que

produzca con un relación gas-liquido (RGL) mayor de 100000 PCN/BN se considera gas seco. Del gas seco se puede extraer cierta cantidad de líquidos por medio de procesos criogénicos (enfriamiento).



Figura 3.3 Diagrama de fase de un gas seco Fuente: Mannucci, (2010).

Yacimiento de gas húmedo

Los gases húmedos se caracterizan por un mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los gases secos. El término "Húmedo" proviene de que a las condiciones de separación en superficie la mezcla cae en la región de dos fases generando relaciones gas-liquido mayores que 15000 PCN/BN. El contenido líquido del gas húmedo es menor de 30 BN/MMPCN.

Los gases húmedos difieren de los condensados en lo siguiente:

- No ocurre condensación retrograda durante el agotamiento de presión.
- Tiene menos cantidad de componentes pesados.
- La cantidad de líquido condensado en el separador es menor.



Figura 3.4 Diagrama de fase de un gas húmedo Fuente: Mannucci, (2010).

Yacimiento de gas condensado

La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas condensado es todavía predominante metano (>60 %), aunque la cantidad relativa de hidrocarburos pesado es considerablemente mayor. Un gas condensado es un gas líquido disuelto.

La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío. La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla. Un gas condensado presenta condensación retrograda isotérmica en un rango de temperaturas (200°- 400°F) y presiones (3000- 8000 lpc) normales en yacimientos.



Figura 3.5 Diagrama de fase de un gas condensado Fuente: Mannucci (2010)

3.2 SIMULACIÓN DEL DIAGRAMA DE FASES PARA CADA UNO DE LOS SISTEMAS MEDIANTE EL SIMULADOR PRO II VERSIÓN 8.0

En esta etapa de desarrollo, se hizo uso de la herramienta PRO II versión 8.0, un sistema de simulación que ofrece el método de solución aplicable más comprensiva y fácil de usar como un programa estándar industrial para refinerías y procesos de gas, incluyendo procesos químicos; es utilizado con el fin de simular y estudiar el comportamiento de fase de sistemas multicomponentes a través de datos experimentales. Para la presente investigación, se realizó un estudio de 5 pozos de gas natural (LB-01, LB-02, LB-03, LB-04 y LB-05) del campo Santa Bárbara, estado



Monagas. La primera vista, dada por el programa ya instalado, nos muestra una ventana informativa acerca del simulador.

Figura 3.6 Entrada al simulador Fuente: Simulador PRO II 8.0, (2020).

En la segunda sección muestra varias indicaciones necesarias e importantes sobre el uso del simulador. Entre ellos el renglón de color rojo, indica que se requieren de uno o varios datos para la simulación; el de color verde, indica datos o acciones asignadas por default que pueden ser modificados; el color azul indica que los datos suministrado son satisfactorios para el cálculo; y el renglón de color amarillo, son datos suministrados que están fuera de los límites normales.



Figura 3.7 Entrada al simulador

Al entrar al programa se puede apreciar la pantalla, en la siguiente figura 3.8, donde se visualiza varias secciones (barra de menú, barra de herramienta, área de trabajo y ventana de mensajes).



Figura 3.8 Entrada al simulador

A continuación, se muestra de forma específica el panel que se utilizará en el diseño de la simulación.



Figura 3.9 Panel de tareas Fuente: Simulador PRO II 8.0, (2020).



Figura 3.10 Panel de tareas Fuente: Simulador PRO II 8.0, (2020).



Figura 3.11 Panel de tareas

La opción "File" permitió abrir un nuevo caso de estudio. Se procedió a elegir el caso de estudio "Phase envelope" (diagrama de fase) para comenzar a incluir datos y características de los componentes y propiedades del gas natural. En la figura a continuación 3.20, se observa el flujo de alimentación para el primer diseño del pozo, en el cual se hizo click en el cuadro 1 (uno) que permitió asignar los componentes de la cromatografía junto con la temperatura, presión y tasa de flujo total.



Figura 3.12 Caso de estudio diagrama de fases Fuente: Simulador PRO II 8.0, (2020).

Se definieron los siguientes componentes de la mezcla en la opción Component selection: metano, etano, propano, i-butano, n-butano, i-pentano, n-pentano, hexano, octano, dióxido de carbono y nitrógeno. Por recomendación de la herramienta PRO II 8.0, para la organización de los componentes por familia se utilizó la categoría Most commonly used, primordial para el orden de los componentes.

Component Family: Most Commonly Used Hydrocarbon Lightends All Components - PROCESS Bank All Components - SIMSCI Bank Acide	Î	Sort/Search by Full Name SIMSCI Name/Alias Chemical Formula	Match Initial String Embedded Substring	
Additional Electrolyte Components	¥	Search String:	Search	
Component Full Name:		SIMSCI Name/Alias:	Formula:	
METHANE CARBON MONOXIDE CARBON DIOXIDE ETHYLENE ETHANE PROPYLENE PROPANE		METHANE CO CO2 ETHYLENE ETHANE PROPENE PROPANE	CH4 CO CO2 C2H4 C2H6 C3H6 C3H8	< ,
		Add Component:	s Remove Component	s
Additions to Component List:				
			ПК	

Figura 3.13 Selección de componentes

Se seleccionó la opción de Termodinamic data (datos termodinámicos) eligiendo como método primario el método de Peng Robinson, que es una modificación del método de Soave-Redllich-Know (SRK), caracterizado por la sencillez, precisión aceptable y su amplio uso en la termodinámica de la ingeniería química.

En la opción Streams type, seleccionando la deficinición de la composición, el programa permitió introducir los valores de las fracciones molares de los componentes, presión, temperatura; y tasa de flujo.

RO/II - Stream Data	Stream Data - Flowrate and Composition		
JOM Range Help Tag Overview Status Notes	UOM Flange Help Tag		
Steam: FD05 Description: To Unit: FL01 Steam Type Composition Defined Flowmate and Composition	Specify flowrate and composition for stream FD 05 Fluid Flowrate Specification Total Fluid Flowrate: I.0060e003 b-mol/hr O Individual Component Flowrates		
Referenced to Stream Solids Data Stream Solids Data	Copy Component Composition		
Shean Polymer Data	METHANE 0.73190 ^		
	ETHANE 0.10640		
Themal Londton	PROPANE 0.060700		
Hist Specification	IBUTANE 0.011500		
Temperature 60.00 F	BUTANE 0.020900		
Second Specification:	IPENTANE 0.0062000		
Pressure v 14.700 psia	PENTANE 0.0056000 v		
Thermodynamic System: Determined From Connectivity v DK Cancel	Clear Compositions Total: 0.99990 ☑ Nomialize Component Flowrates Based on Specified Fluid Flowrate DK Cancel		
sh to bring up the flowrate and assay window	Enter the total fluid flowrate		

Figura 3.14 Tasa de flujo y composición

Luego, se procedió a correr la simulación y obtención de gráficas binarias mostrado en la siguiente figura 3.14, con la selección de los dos componentes que se desean evaluar.

1 Provident	Binary VLE/VLE Data		= 0
	UDV flange ride Ove	rview Status	
PHS1	Composente Fest Component: N2 0 Second Component: NETHANE 0 Calculations al Constant @ Precuze 13137 pila O Tempessitate: 154 0 Calculated	Tourber of Evaluation Point: 21 TON: Calculated BALE Point Point:	
	MEXANE OCTANE CO2 N2	0,002 0,002 0,059 0,004	

Figura 3.15 Selección de mezclas binarias Fuente: Simulador PRO II 8.0, (2020).



Figura 3.16 Gráficas de las mezclas binarias

Por último, en la opción de View, se obtuvieron los diagramas de fases para cada sistema multicomponente con su respectivo historial.

3.3 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO DE CADA SISTEMA MULTICOMPONENTE DE GAS NATURAL CON DIFERENTE CONTENIDO DE CO₂ Y N₂

3.3.1 Análisis del pozo LB-01

Gráficas de Composición de vapor vs Composición liquida de las mezclas CO₂ vs CH₄, N₂ vs CH₄ y CO₂ vs N₂

En la figura 3.1, se ilustra el comportamiento del conjunto de valores a presión de 1313.7 Lpca y temperatura 154 °F iniciales. La mezcla binaria de CO₂ y CH₄ mostró una tendencia similar al comportamiento ideal (X=Y) en la que se observa el

punto más lejano de la curva, siendo 0.60 (Composición de vapor) y 0.65 (Composición líquida), respectivamente. De acuerdo a la teoría cinética, hay un continuo paso de moléculas a la superficie del líquido al espacio libre que se encuentra sobre él (tensión superficial). Simultáneamente, moléculas de vapor están en la superficie del líquido a una tasa que depende de la concentración del vapor. A medida que la concentración de moléculas se incrementa, se va estableciendo (hasta alcanzar) una condición de equilibrio entre el liquido y el vapor cuando la tasa de evaporación es exactamente igual a la tasa de condensación; lo que explica cómo ambos componentes encontraron puntos cercanos al equilibrio con respecto a la composición de vapor y composición liquida.



Gráfica 3.1: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla CO₂ vs CH₄

La gráfica 3.2, muestra con exactitud el equilibrio, en donde los potenciales químicos de los componentes N_2 y CH_4 son los mismos en ambas fases a ciertas presiones y temperaturas.



Gráfica 3.2: Composición de vapor vs Composición liquida de las mezclas N₂ vs CH4

En la gráfica 3.3, la composición de la mezcla de CO_2 y N_2 presenta variación escasa respecto a la composición de vapor, lo que indica que ambos componentes presentan concentraciones en fase liquida. En el tramo (0.2 a 0.4) de la composición liquida se muestra un pequeño aumento con respecto a la composición de vapor lo que indica que inicialmente solo se produce la evaporación, ya que no hay vapor; sin embargo, a medida que la cantidad de vapor aumenta y por tanto la presión de vapor, se va incrementando también la velocidad de condensación, hasta que la que composición es igual a la del sistema (0.8, 0.96) y alcanzar la línea de X=Y de equilibrio.



Gráfica 3.3: Composición de vapor vs Composición liquida de las mezclas CO₂ vs N₂

Gráficas de Temperatura vs Fracción molar a presión constante de las mezclas CO₂ vs CH₄, N₂ vs CH₄ y CO₂ vs N₂

En la siguiente gráfica 3.4, de Temperatura vs Fracción molar, se obtienen dos curvas a condiciones iniciales de simulación, teniendo una presión y temperatura de entrada al sistema de 1313.7 Lpca y 154 °F, respectivamente. La curva inferior representa la fracción líquida de ebullición a distintas temperaturas, denominada curva de burbuja (0.65 a 38 °F). La curva superior representa la fracción molar de

vapor a distintas temperaturas, denominada curva de rocío (0.59 a 50°F). Los puntos por encima de la línea de burbujeo representan la mezcla en estado totalmente gaseoso, los puntos por debajo de la línea de rocío representan a la mezcla en estado completamente líquido. La región entre la línea de burbuja y de rocío representa que el sistema está compuesto parcialmente de liquido y vapor. Estas dos curvas convergen cuando la mezcla se convierte en un solo componente, es decir, cuando CO₂: 0 y CH₄: 1 o CO₂: 1 y CH₄: 0 con respecto a su composición en el eje X, la temperatura de esos dos puntos corresponden a los puntos de ebullición de cada uno de los componentes puros CH₄ (-100 °F) y CO₂ (45 °F). Siempre que se tenga composiciones desiguales (CO₂: 6.62% y CH₄: 93.38% para este caso) la temperatura del punto de rocío será mayor a la de burbuja.



Gráfica 3.4: Temperatura vs Fracción molar de las mezclas CO2 vs CH4

Para la gráfica 3.5, a continuación, la mezcla de N_2 y CH₄ se comportó diferente a la anterior (gráfica 3.4); a presión constante, en aumento de la temperatura solo se observa la curva de rocío, que muestra un comportamiento superpuesto a la tendencia de la curva de burbujeo a -108 °F, temperatura a la que el sistema comienza a condensarse.



Gráfica 3.5 Temperatura vs Fracción molar de la mezcla N2 vs CH4

La mezcla de componentes no hidrocarburos (CO₂ y N₂) de la siguiente gráfica 3.6, muestra al inicio de su comportamiento una inflexión donde ambas curvas (rocío y burbuja) convergen, se considera un comportamiento azeótropo que indica que en ese punto la mezcla hierve a una temperatura de ebullición de -220 °F (a condiciones estándar de presión igual a 1 atm, CO₂ a -70.6 °F y N₂ a -320 °F) permaneciendo el liquido con la misma composición inicial al igual que el vapor en la mezcla binaria con un porcentaje mayor de concentración de CO₂. La línea de los puntos de burbujeo se mantuvo en rango de temperaturas bajas en aumento de la composición a tal punto que la curva de burbujeo se elevó a la temperatura de ebullición del azeótropo para encontrar el equilibrio vapor-liquido.



Gráfica 3.6: Temperatura vs Fracción molar de la mezcla N2 vs CO2

Gráficas de Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas CO₂ vs CH₄, N₂ vs CH₄ y CO₂ vs N₂

Al ejercer inicialmente una presión moderada de 1313.7 Lpca al sistema, se permite ver el comportamiento de la mezcla respecto a la idealidad de los gases en dependencia de la composición liquida, fracción molar. Se observa, a continuación, en la gráfica 3.7, los puntos de cada componente para el coeficiente de fugacidad respecto a la composición liquida del CO₂ (ϕ = 1, X= 0.66) y del CH4 (ϕ = 0.43, X=0.66); lo que indica que a ese punto de composición líquida el componente más pesado alcanzó el punto de idealidad, convirtiéndose en un gas ideal y a su vez el componente más volátil en constante aumento del coeficiente de fugacidad hasta lograr la idealidad de la mezcla.



Gráfica 3.7: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de la mezcla CO₂ vs CH₄

La mezcla de la siguiente grafica 3.8, se encuentra en equilibrio vapor-liquido (mostrado en la gráfica 3.2). Siendo sus potenciales químicos iguales, muestra idealidad en la mezcla en el que la energía interna y la entalpia de la mezcla es igual al de los componentes puros por separado; es decir, que estas propiedades en la mezcla son nulas.



Gráfica 3.8: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de la mezcla N2 vs CH4

La gráfica 3.9, a continuación, muestra el comportamiento de los componentes con el coeficiente de fugacidad. En los puntos 0.9 (composición líquida) y 5.2 (coeficiente de fugacidad) el N_2 tiende a alcanzar su punto de idealidad comportándose como un gas ideal; el CO₂ tiende a aumentar el coeficiente con un aumento de la composición líquida (a partir de 0.9), es decir, que luego de ese punto el CO₂ empieza a comportarse como gas ideal.



Gráfica 3.9: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de la mezcla CO₂ vs N₂
Diagrama de fases

El diagrama de fases en la gráfica 3.10 a continuación, muestra la curva envolvente dividida en 3 regiones. La fase de líquido se sitúa fuera de la envolvente a la izquierda de la temperatura crítica, la fase de gas a la derecha y la región de dos fases se encuentra dentro de ella. Siendo la temperatura del yacimiento (154 °F) mayor que la temperatura crítica (-58.55 °F) del sistema, se clasifica cómo un yacimiento de gas natural. Por medio del simulador Pro II versión 8.0, se conocieron las condiciones críticas a bajas temperaturas en la que se observa en la curva envolvente del sistema una posición más baja, y hacia la derecha debido a un alto contenido de componentes volátiles, el yacimiento condensa líquidos a temperaturas por debajo de 0 °F (se está en presencia de un yacimiento de gas seco); esto explica que existe solamente gas en el yacimiento a cualquier momento de la explotación.



Gráfica 3.10: Diagrama de fases de sistemas multicomponente del pozo Lb-01

Presión: 1313.7 Lpca		
Temperatura: 154 °F		
Compuesto	Fracción molar	
Metano	0.8278	
Etano	0.0613	
Propano	0.0256	
I-Butano	0.0059	
N-Butano	0.0071	
I-Pentano	0.0030	
N-Pentano	0.0024	
Hexano	0.0024	
Heptano +	0.0018	
Dióxido de carbono	0.0587	
Nitrógeno	0.0040	

Tabla 3.1 Datos cromatográficos del pozo LB-01

Fuente: Campo Santa Bárbara

Tabla 3.2 Presión y temperatura

	° F	Lpca
Punto cricondentérmico	98.82	617.94
Punto cricondenbárico	19.78	1585.87
Punto crítico	-58.55	1096.42
Máxima presión y temperatura	98.82	1585.87

Fuente: Simulador Pro II versión 8.0, (2020).

3.3.2 Análisis del pozo LB-02

Análisis de las gráficas de Composición de vapor vs Composición liquida de las mezclas CO₂ vs CH₄, N₂ vs CH₄ y CO₂ vs N₂

En la gráfica 3.11, a continuación, la curva de relación de equilibrio se encuentra al lado izquierdo de la línea ideal de equilibrio (X=Y), mostrando en la mezcla mayor concentración de líquido. La mezcla de vapor contiene una fracción molar Yi (Yi= 0.58) que entra en equilibrio con la mezcla de líquido (Xi), de fracción molar Xi=0.66; este líquido recogido y evaporado obtiene una mezcla en la cual, la fracción molar del componente pesado se ha enriquecido de 0.58 a 0.66.



Gráfica 3.11: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla CO₂ vs CH₄

La curva de relación de N_2 y CH₄ de la siguiente gráfica 3.12, es igual a la línea ideal de equilibrio (X=Y), es decir, la mezcla se encuentra en equilibrio liquido-vapor donde la concentración de los componentes en la fase de vapor es igual en la fase liquida.



Gráfica 3.12: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla N2 vs CH4

La mezcla formada por ambos componentes pesados (CO_2 y N_2) mostrada en la gráfica 3.13 a continuación, indica baja volatilidad en la mezcla y baja concentración de vapor. Se muestran pequeñas concentraciones de vapor a medida que aumenta la composición liquida, este aumento notoria se da hasta alcanzar el punto de composición liquida (0.9) conforme el sistema se desplaza hacia el equilibrio.



Gráfica 3.13: Composición de vapor v
s Composición liquida de la mezcla $\rm CO_2\,vs$
 $\rm N_2$

Gráficas de Temperatura vs Fracción molar a presión constante de las mezclas CO₂ vs CH₄, N₂ vs CH₄ y CO₂ vs N₂

La siguiente gráfica 3.14, muestra una mezcla binaria de componente CO_2 (menos volátil) y CH₄ (más volátil) a presión constante. Individualmente, ambos componentes presentan temperatura de cambio de fases únicas y distintas, donde la temperatura de ebullición del CH₄ (-257.8 °F) es inferior al CO₂. Por esta razón, ambas curvas parten desde una temperatura de -105 °F y se van encontrando a medida que aumenta la temperatura con respecto a la composición de la mezcla. Al punto de temperatura 5 °F y composición 0.6 ocurrió la primera burbuja de gas de la fase liquida; y 22 °F y 0.54 ocurrió la primera gota de condensación del sistema. Entre ellas dos se observa la zona de equilibrio liquido-vapor, delimitada a su vez por las líneas de líquido saturado (curva de burbuja) y vapor saturado (curva de rocío, línea verde).



Gráfica 3.14: Temperatura vs Fracción molar de las mezclas CO2 vs CH4

En la mezcla de N_2 y CH₄ de la próxima gráfica 3.15, se observa solo la curva de rocío a una temperatura de -80 °F, a esa temperatura empieza a descender la curva; es decir, desde temperaturas menores a -100 °F la fase gaseosa de la mezcla condensa a medida que su composición va en aumento hasta llegar el 100% de la mezcla, lo que conlleva a la liberación de energía así el estado líquido es más favorable desde el punto de vista energético.



Gráfica 3.15: Temperatura vs Fracción molar de las mezclas N2 vs CH4

Conforme el sistema se desplaza hacia el equilibrio, la mezcla de CO_2 y N_2 de la gráfica 3.16, a continuación, establece una concentración diferente en cada zona dando como resultado la separación entre los componentes. En la mezcla se observa una notoria desviación de la ley de Raoult, considerada una mezcla azeótropica en las cuales CO₂ y N₂ se comportan como sustancias únicas, por el hecho de que el vapor producido por la evaporación parcial del líquido tiene la misma composición que el líquido. Se muestra el punto azeótropo a temperatura -225 °F y composición 0.4. En la mezcla, se encuentra CO₂ en mayor composición al momento de elevarse la curva de burbujeo a una temperatura de -115 °F, lo que indica que a ese punto de composición encuentra la energía necesaria para evaporarse y liberar la primera burbuja de gas.



Gráfica 3.16: Temperatura vs Fracción molar de las mezclas CO2 vs N2

Gráficas de Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas CO₂ vs CH₄, N₂ vs CH₄ y CO₂ vs N₂

En la siguiente gráfica 3.17, a temperatura de 123 °F y presión de 1269.7 Lpca, la tendencia de los componentes en contacto a una composición liquida de 0.66, mostró la redistribución de ambos componentes con la transferencia de materia neta para el encuentro del equilibrio. El comportamiento separado de CO_2 (línea azul) y N₂ (línea verde), mostró el aumento y disminución del coeficiente de fugacidad en relación a la idealidad de los gases.



Gráfica 3.17: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida las mezclas CO₂ vs CH₄

En la grafica 3.18 a continuación, el N_2 luego de alcanzar una fugacidad de 1.35 en el predominio de las contribuciones repulsivas, disminuye en aumento de la composición liquida; por lo que se observa que el N_2 presenta diferentes valores de fugacidad, por esto se entiende que dicho componente se encuentra en diferentes fases.



Gráfica 3.18: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida las mezclas N₂ vs CH₄

Para la mezcla de CO_2 y N_2 mostrada en la siguiente grafica 3.19, a condiciones de presión 1269.7 Lpca y temperatura 123 °F, ambos componentes presentaron inicialmente la tendencia con menores coeficientes de fugacidad, al punto de CO_2 : 1

con composición de 0.55 este tiende a alcanzar la idealidad del gas; y el N_{2} , con composición de líquido de 0.90 tiende a aumentar su fugacidad.



Gráfica 3.19: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida las mezclas CO₂ vs N₂

Diagrama de fases

El sistema multicomponente para el pozo LB-02 mostrado en la gráfica 3.20, es comportó como un yacimiento de gas natural por ser la temperatura inicial de 123°F mayor que la temperatura crítica (-64.52°F) del sistema. La curva envolvente se observó posicionada hacia la izquierda con el punto cricondentérmico de 44.55 °F y de forma más elevada con el punto cricondenbárico de 1223.34 Lpca, lo que indica un bajo porcentaje de contenido de hidrocarburos pesados. Se encontraron presente la

fase gaseosa y liquida e interactuando entre sí, por lo que ocurrió intercambio de energía, volumen y partículas, maximizando la cantidad de energía no útil para que el sistema realizara el proceso (que en general es denominado entropía), en este caso un cambio de fase.



Gráfica 3.20: Diagrama de fases de sistemas multicomponente del pozo LB-02

	°F	Lpca
Punto cricondentérmico	44.55	485.60
Punto cricondenbárico	-15.50	1223.34
Punto crítico	-64.52	992.20
Máxima presión y temperatura	44.55	1223.34

Tabla 3.3 Datos cromatográficos del pozo LB-02

Fuente: Campo Santa Bárbara

1 1esion. 1204.7 Lpca		
Temperatura: 123 °F		
Compuesto	Fracción	
	molar	
Metano	0.8497	
Etano	0.0618	
Propano	0.0169	
I-Butano	0.0033	
N-Butano	0.0041	
I-Pentano	0.0013	
N-Pentano	0.0009	
Hexano	0.0008	
Heptano +	0.0004	
Dióxido de carbono	0.0604	
Nitrógeno	0.0004	

Tabla 3.4 Presión y temperatura Presión: 1264.7 Luca

Fuente: Simulador Pro II versión 8.0, (2020).

Gráficas de Composición de vapor vs Composición liquida de las mezclas CO₂ vs CH₄, N₂ vs CH₄ y CO₂ vs N₂

Las siguientes gráficas 3.21 y 3.22 para los sistemas binarios CO₂ y CH₄, N₂ y CH₄, respectivamente, presentan concentración mayoritaria de CH₄. Para este caso los sistemas muestran composición de vapor y composición liquida en equilibrio, mostrando el comportamiento igual en la curva de equilibrio ideal del sistema (curva azul).



Gráfica 3.21: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla CO₂ vs CH₄



Gráfica 3.22: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla N2 vs CH4

La composición liquida para la siguiente mezcla de la gráfica 3.23, es en mayor proporción con respecto a la composición de vapor por la presencia de componentes pesados, mostrado en la curva de equilibrio (color verde), encontrando unirse en ambas curvas a una mayor composición líquida.



Gráfica 3.23: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla N₂ vs CO₂

Gráficas de Temperatura vs Fracción molar a presión constante de las mezclas CO₂ vs CH₄, N₂ vs CH₄ y CO₂ vs N₂

A una presión constante de 1283.7 Lpca la próxima gráfica 3.24, muestra la curva de rocío a bajas temperaturas. Al aumentar la temperatura se empieza a condensar la fase de vapor, logrando la primera gota de líquido enriquecido en los

componentes más pesados y a partir de la cual comienza la condensación de la mezcla.



Gráfica 3.24: Temperatura vs Fracción molar de las mezclas CO2 vs CH4

La mezcla con composición mayoritaria de CH₄ observada en la gráfica 3.25 a continuación, muestra condensación de la fase gaseosa a medida que disminuye la temperatura (-90 °F a -230 °F) en relación al aumento de la composición del N₂ y CH₄.



Gráfica 3.25: Temperatura vs Fracción molar de las mezclas N2 vs CH4

En la gráfica 3.26 a continuación, se muestra una concentración de 93.25% de CO_2 y 6.75% de N_2 a presión de 1283.7 Lpca. La mezcla hierve a una temperatura de -70.6 °F y -320.8 °F respectivamente, mientras el azeótropo lo hace a -210 °F (temperatura intermedia a la que la mezcla de CO_2 y N_2 puede hervir).



Gráfica 3.26: Temperatura vs Fracción molar de las mezclas N2 vs CO2

Gráficas de Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas CO₂ vs CH₄, N₂ vs CH₄ y CO₂ vs N₂

La tendencia de cada componente (CO_2 y CH_4) mostrado en la gráfica 3.17, representa el comportamiento de fugacidad en el que el CO_2 presentó un comportamiento por debajo de 0.60 de coeficiente de fugacidad con respecto a la composición liquida, lo que indica el comportamiento ideal del CO_2 con menos tendencia a escapar; sin embargo, el CH_4 con el coeficiente de fugacidad mayor es un indicador de un comportamiento no ideal (a presión de 1283.7 Lpca) en el que predominan las fuerzas repulsivas, incrementando la tendencia de escapar.



Gráfica 3.27: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas CO₂ vs CH₄

En la siguiente figura 3.28, mediante la mezcla de N_2 y CH₄ se interpretó el fenómeno de la no idealidad del gas por medio de la disminución de la temperatura para ambos componentes.



Gráfica 3.28: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas N2 vs CH4

La gráfica 3.29, de componentes de CO_2 y N_2 , muestra el coeficiente de fugacidad para ambos componentes, permaneciendo inicialmente estables hasta llegar al punto de 0.90 de composición liquida. Se presentó un incremento de la fugacidad debido al aumento de temperatura que permitió un comportamiento aleatorio en las moléculas en todas las direcciones, aumentando su energía cinética.



Gráfica 3.29: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas CO₂ vs N₂

Diagrama de fases

En la siguiente gráfica 3.30 a continuación, se muestra el diagrama del pozo LB-03 con la curva envolvente posicionada hacia la izquierda indicando alto contenido de componentes no volátiles. Siendo la temperatura del yacimiento 204.7 °F, mayor que la temperatura crítica -46.20 °F del sistema, el yacimiento es clasificado como gas natural. El estudio de las condiciones iniciales (1283.7 Lpca y 204.7 °F) del yacimiento, en relación a las condiciones críticas del sistema, temperatura de -46.20 °F y presión 1175.53 Lpca, permitió ubicar el yacimiento como gas seco a nivel de formación; lo que explica que existe solamente gas con pequeña cantidad de líquido en el yacimiento a cualquier momento de la explotación.



Gráfica 3.30: Diagrama de fases de sistemas multicomponente del pozo Lb-03

	°F	Lpca
Punto cricondentérmico	20.36	1574.05
Punto cricondenbárico	97.03	626.83
Punto crítico	-53.38	1140.02
Máxima presión y temperatura	20.36	1574.05

Tabla 3.5 Datos cromatográficos del pozo LB-03

Fuente: Campo Santa Bárbara.

Presión: 1283.7 Lpca		
Temperatura: 204.7 °F		
Compuesto	Fracción	
	molar	
Metano	0.8034	
Etano	0.0722	
Propano	0.0320	
I-Butano	0.0068	
N-Butano	0.0090	
I-Pentano	0.0034	
N-Pentano	0.0028	
Hexano	0.0025	
Heptano +	0.0012	
Dióxido de carbono	0.0622	
Nitrógeno	0.0045	

Tabla 3.6 Presión y temperatura

Fuente: Simulador Pro II versión 8.0, (2020).

Análisis de las gráficas de Composición de vapor vs Composición liquida de las mezclas CO₂ vs CH₄, N₂ vs CH₄ y CO₂ vs N₂

Las siguientes mezclas binarias de CO_2 y CH_4 , N_2 y CH_4 de las gráficas 3.31 y 3.32, respectivamente, muestran para ambos casos el sistema en el equilibrio liquidovapor.



Gráfica 3.31: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla CO₂ vs CH4



Gráfica 3.32: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla N2 vs CH4

En la siguiente gráfica 3.33 de la mezcla de CO_2 y N₂, se muestra la curva de equilibrio más desplazada hacia la concentración liquida (línea verde) ya que los componentes ácidos presentan menos volatilidad y tiende a existir más líquido en composición.



Gráfica 3.33: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla CO₂ vs N₂

Gráficas de Temperatura vs Fracción molar a presión constante de las mezclas CO₂ vs CH₄, N₂ vs CH₄ y CO₂ vs N₂

A una presión constante de 1379.7 lpca, la mezcla de la siguiente gráfica 3.34 muestra la condensación de la fase gaseosa en aumento de la temperatura (-60 °F a 95 °F), con un crecimiento de la composición de la mezcla en liberación de la primera gota de gas.



Gráfica 3.34: Temperatura vs Fracción molar de la mezcla CO2 vs CH4

La gráfica 3.35 mostrada a continuación, la mezcla N_2 y CH₄ presenta sólo la línea de rocío. A través de dos puntos de la línea de temperatura con respecto a la composición (-85 °F, 0.20) y (-160 °F, 0.80), se observa que al disminuir la temperatura con el aumento de la composición la mezcla logra liberar la primera gota de condensación.



Gráfica 3.35: Temperatura vs Fracción molar de la mezcla N2 vs CH4

A continuación, en la gráfica 3.36, se observa la curva de punto de rocío que se mantiene en ascenso a medida que aumenta la temperatura, logrando la condensación con el aumento de la composición; sin embargo, el punto de burbujeo se mantiene a bajas temperaturas hasta lograr la liberación de la burbuja de gas en presencia de un azeótropo binario a una temperatura de -150 °F.



Gráfica 3.36: Temperatura vs Fracción molar de la mezcla CO2 vs CH4

Análisis de las gráficas de Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas CO₂ vs CH₄, N₂ vs CH₄ y CO₂ vs N₂

En la gráfica 3.17, el CO₂ presentó un comportamiento por debajo de 0.60 de coeficiente de fugacidad con respecto a la composición liquida, lo que indica el comportamiento ideal del CO₂ con menos tendencia de fuga; sin embargo, el CH₄ con el coeficiente de fugacidad mayor, indica un comportamiento no ideal (coeficiente de 1.9) con condiciones repulsivas incrementando la tendencia de escape.



Gráfica 3.37: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas CO₂ vs CH₄

En la siguiente figura 3.38 a presión constante de 1379.7 Lpca, la mezcla de N_2 y CH₄ presentó el fenómeno de no idealidad de los gases debido a la disminución de la temperatura. Con el enfriamiento del gas disminuyó la energía cinética promedio de sus moléculas, que en cierto sentido limitó el impulso necesario de las moléculas para romper su atracción mutua.



Gráfica 3.38: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas N₂ vs CH₄

La siguiente gráfica 3.39 mostró el comportamiento de CO_2 y N_2 inicialmente estable hasta llegar al punto de 0.90 (para ambos casos) de composición liquida, presentando un aumento de fugacidad debido al incremento de temperatura (-205.0 °F).



Gráfica 3.39: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas CO₂ vs N₂

Diagrama de fases

El sistema multicomponente para el pozo LB-04 de la gráfica 3.40, mostró una presión máxima de 1574.05 Lpca y temperatura máxima de 97.03 °F, la curva envolvente del sistema con posición hacia la izquierda indicó concentraciones de

hidrocarburos pesados. Se trató de un yacimiento de gas natural, con temperatura inicial de 194 °F mayor que la temperatura crítica (-53.39°F) del sistema. Las condiciones iniciales presión de 1379.7 Lpca y temperatura de 194 °F se mantuvieron alejadas del punto crítico del sistema mostrando la presencia de un yacimiento de gas seco a condiciones de formación a medida que disminuyó la presión por la producción.



Gráfica 3.40: Diagrama de fases LB-04

Tabla 3.7 Datos cromatográficos del pozo LB-04

Presión: 1379.7 Lpca		
Temperatura: 194 °F		
Compuesto Fracción		
	molar	
Metano	0.8118	
Etano	0.0624	
Propano	0.0265	
I-Butano	0.0063	
N-Butano	0.0087	
I-Pentano	0.0036	
N-Pentano	0.0028	
Hexano	0.0025	
Heptano +	0.0016	
Dióxido de carbono	0.0673	
Nitrógeno	0.0065	

Fuente: Campo Santa Bárbara

Tabla 3.8 Presión y temperatura

	°F	Lpca
Punto cricondentérmico	97.03	626.83
Punto cricondenbárico	20.36	1574.05
Punto crítico	-53.39	1140.02
Máxima presión y temperatura	97.03	1574.05

Fuente: Simulador Pro II versión 8.0, (2020).

Gráficas de Composición de vapor vs Composición liquida de las mezclas CO₂ vs CH₄, N₂ vs CH₄ y CO₂ vs N₂

Las siguientes gráficas 3.41 y 3.42 de las mezclas de CO_2 y CH_4 , N_2 y CH_4 respectivamente, muestran ambos sistemas en equilibrio liquido-vapor.



Gráfica 3.41: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla CO₂ vs CH₄


Gráfica 3.42: Composición de vapor vs Composición liquida de la mezcla N2 vs CH4

La siguiente gráfica 3.43 de la mezcla binaria de CO_2 y N_2 , muestra la curva de relación de equilibro (curva verde) al lado derecho de la curva ideal de equilibrio, lo que indica que la mezcla de ambos componentes presenta mayor concentración de líquido disuelto en el gas.



Gráfica 3.43: Composición de vapor v
s Composición liquida de la mezcla $\rm CO_2\,vs$
 N_2

Gráficas de Temperatura vs Fracción molar a presión constante de las mezclas CO₂ vs CH₄, N₂ vs CH₄ y CO₂ vs N₂

La próxima gráfica 3.44, a presión constante, la temperatura con respecto a la composición muestra la condensación de CO_2 y CH_4 ; a través del comportamiento de la curva de rocío desde un aumento de temperatura de -90 °F a 100 °F.



Gráfica 3.44: Temperatura vs Fracción molar de la mezcla CO2 vs CH4

La gráfica 3.45 a continuación, muestra el comportamiento de la curva de rocío de mayores a menores temperaturas para la mezcla de N_2 y CH₄ con factores en competición de entalpía y entropía, mientras que el estado líquido es favorecido desde el punto de vista energético.



Gráfica 3.45: Temperatura vs Fracción molar de la mezcla N2 vs CH4

En la gráfica 3.46 a continuación, inicialmente ambas curvas se mostraron estables. La curva de rocío, desde el punto de temperatura de -200 °F y composición de 0.04, permaneció en ascenso a mayor temperatura hasta lograr la condensación de la mezcla. La curva de burbujeo mostró un comportamiento de aumento debido a que la temperatura del sistema depende de la teoría molecular cinética, luego de mantenerse inicialmente estable.



Gráfica 3. 46: Temperatura vs Fracción molar de la mezcla CO2 vs N2

Gráficas de Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas CO₂ vs CH₄, N₂ vs CH₄ y CO₂ vs N₂

En la siguiente gráfica 3.47, el CO_2 no mostró un comportamiento ideal respecto al incremento en el coeficiente de fugacidad (línea azul, 0.55) a una presión de 1526.7 Lpca; y el N₂ mostró una tendencia ideal al mantener su comportamiento en un rango de 0-1.



Gráfica 3.47: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas CO₂ vs CH₄

La mezcla de N₂ y CH₄ de la gráfica 3.48 a continuación, presentó el fenómeno de no idealidad de los gases debido a la disminución en la temperatura, siendo el valor mínimo observado de 0.30 para el N₂ y 0.075 para el CO₂.



Gráfica 3.48: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas N₂ vs CH₄ Fuente: Simulador Pro II versión 8.0, (2020).

La siguiente gráfica 3.49 mostró el comportamiento de CO_2 y N_2 inicialmente a condiciones estables (T=140 °F, P=1526.7 Lpca). El N_2 luego del punto 0.25 de composición líquida aumentó a medida que aumentaba el coeficiente de fugacidad hasta llegar al punto de 0.85 en la misma composición, alcanzando su idealidad; sin embargo, el CO_2 se comportó como un gas ideal.



Gráfica 3.49: Coeficiente de fugacidad vs Composición liquida de las mezclas CO₂ vs N₂

Diagrama de fases

En la siguiente gráfica 3.50 a continuación, se presenta el diagrama del pozo LB-05 con la curva envolvente posicionada hacia la izquierda indicando un alto contenido de componentes no volátiles, con una temperatura de yacimiento de 140 °F y una temperatura crítica del sistema de -52.50 °F. De acuerdo a sus propiedades, se observó un yacimiento de gas natural. El estudio de las condiciones iniciales (1526.7 Lpca y 140 °F) del yacimiento en relación a las condiciones críticas del sistema (P=1149.68 Lpca) permitió ubicar el yacimiento como gas seco a nivel de formación; lo que explica que existe solamente gas con pequeña cantidad de líquido en el yacimiento a cualquier momento de la explotación.



Gráfica 3.50: Diagrama de fases LB-05

Tabla 3.9 Datos cromatográficos del pozo LB-05 Presión: 1526 7 L pos

Presión: 1526.7 Lpca			
Temperatura: 140 °F			
Compuesto	Fracción		
	molar		
Metano	0.8100		
Etano	0.0602		
Propano	0.0273		
I-Butano	0.0067		
N-Butano	0.0092		
I-Pentano	0.0040		
N-Pentano	0.0032		
Hexano	0.0032		
Heptano +	0.0024		
Dióxido de carbono	0.0726		
Nitrógeno	0.0011		

Fuente: Campo Santa Bárbara

	°F	Lpca
Punto cricondentérmico	112.47	657.28
Punto cricondenbárico	30.12	1670.37
Punto crítico	-52.50	1149.68
Máxima presión y temperatura	112.47	1670.36

Fuente: Simulador Pro II versión 8.0, (2020).

CAPÍTULO IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- A presión y temperatura establecidas, una misma sustancia con distintos valores de fugacidad tiende a estar presente en diferentes fases. La fugacidad, es una propiedad que muestra el comportamiento de escape de una sustancia, es decir, si presenta alto potencial químico.
- El equilibrio líquido-vapor es caracterizado por aprovechar la diferencia de volatilidad de cada uno de los componentes de la mezcla.
- El desarrollo de la simulación, es una herramienta útil para el trabajo de campo, la cual ayuda a analizar diferentes esquemas de procesos; y así poder determinar un mejor escenario.
- El simulador PRO II, versión 8.0, ofrece la tecnología aplicada a diversas disciplinas, que sirve para el apoyo en la toma de decisiones que tienen que ver directamente con el diseño de procesos.
- El contenido de N₂ en las mezclas binarias en relación al CO₂, mostró un comportamiento diferente debido a que este se presenta en pozos productores y fluye con la producción hacía los separadores con la corriente de gas, por lo que esta corriente requiere tratamiento especial para eliminar el N₂ presente en ella.
- El diagrama de composición de vapor y composición líquida, mostró el comportamiento de equilibrio líquido-vapor de la mezcla, temperaturacomposición, condensación y evaporación de la mezcla, el coeficiente de fugacidad-composición líquida, idealidad de la mezcla y presión-temperatura;

así como el comportamiento del sistema multicomponente a nivel de yacimiento.

4.2 RECOMENDACIONES

- Contar con información más representativa de muestra de núcleo para obtener datos precisos y trabajar con mayor eficiencia.
- Tomar en cuenta el contenido de CO2 y N2 en el gas natural para adoptar las condiciones necesarias en el trabajo operacional.
- Conocer a perfección el manejo y lectura de datos o información del comportamiento de fases con un previo análisis y/o estudio.
- Ampliar el uso y aplicación de diversos diagramas de fases en las operaciones y procesos en la industria del gas natural.
- Leer el manual de ayuda para el usuario y las consideraciones de la herramienta PRO II 8.0 antes de simular, para tener conocimiento acerca de la funcionalidad del mismo.
- Implementar el uso de nuevas tecnologías en la Universidad De Oriente, Núcleo Monagas, que permitan ampliar el conocimiento del estudiante mediante el uso del simulador PRO II versión 8.0 para estudios que comprendan gas natural.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Ahmed, T. (1989). *Hydrocarbon Phase Behavior*. Houston, Estados Unidos de América: Editorial Gulf Publishing Company.
- Bachu, S. (2003). Screening and ranking sedimentary basins for sequestration of CO_2 in geological media in response to climate change. Environmental Geology.
- Metz, B., Davidson, O., De Coninck., Loos, M. y Meyer, L. (2015). *IPPC Special report on carbon dioxide capture and storage*. Recuperado de: http://www.cambriadge.org/9780521863360.
- Chen, H., Yang, X., Ren, S., Dong, K., Li, Y., Meng, Z., ... y Ma, Q. (2015). Study of phase behavior and physical properties of a natural gas reservoir with high carbon dioxide content. Greenhouse Gas Science and Technology
- Cisternas, L. (2009). *Diagramas de fases y su aplicación*. Caracas, Venezuela: Editorial Reverté
- Dávila, B. (2007). Estimación del comportamiento termodinámico para cuantificar las fases gas-hidrato en equilibrio para un sistema de gas natural. Tesis de maestría, Universidad del Zulia, Maracaibo.
- Gerencia de Estudios Integrados Pirital. Informe Final 2001 Campo Santa Bárbara. PDVSA Exploración y Producción, Puerto la Cruz.
- González, J.S. (2001). Caracterización geológica y de yacimiento del intervalo Nar-2, Formación Naricual en los campos Santa Bárbara-Pirital, área norte de Monagas. Tesis de maestría. Universidad de Oriente, Ciudad Bolívar.
- González, S., & De la Garza, N. (1988). *Apuntes de Físico-Química y Termodinámica de los Hidrocarburos*. Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Ikoku, C. U. (1992). *Natural Gas Production Engineering*. Malabor, Florida: Krieger Publishing Company

- IPCC, 2005: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by. Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Martínez, M. y Pérez, R. (1994). *Características y comportamiento de los hidrocarburos*. Maracaibo, Venezuela: Ingenieros consultores, S.R.L.
- Mannucci, J. (2010). *Caracterización física de yacimientos*. Zulia, Venezuela: Mannyron Consultores.
- Murphy, B. L (2015). *Chemical partitioning and transport in the environment*. Introduction to environmental forensics,
- Petróleos de Venezuela, S.A. Cadena de valor procesos del gas natural en Venezuela. Recuperado de: http://www.pdvsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=9039 &Itemid=577&lang=es#:~:text=Venezuela%20cuenta%20con%20197%2C1,oc tavo%20lugar%20a%20escala%20mundial.
- Role, K. (2006). *Termodinámica*. Ed.6. Ciudad de México, México: Editorial: Pearson Education.
- Rojas, G. (2003). Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado. Puerto La Cruz, Venezuela.
- Smith, J., Van Ness, H. y Abbott, M. (1997). *Introducción a la termodinámica en ingeniería química*. Ciudad de México, México: Editorial McGraw-Hill.
- Smith, J., Van Ness, H. y Abbott, M. (2007). *Introducción a la ingeniería química*. 7^a edición McGraw-Hill, México.

HOJAS METADATOS

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

	Estudio	del co	mpo	rtamier	nto	de	fases	de	un	sistema
Título	multicomp	ponente	en	pozos	de	gas	natura	al qu	ue p	oresentan
	variabilidad en el contenido de CO2 Y N2									

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código C	go CVLAC / e-mail		
Belisario Cabello, Yuliannys	CVLAC	C.I: 25.661.507		
Lucia	e-mail	bcy@gmail.com		
López Lista, Caludia María	CVLAC C.I: 24.106.271			
-	e-mail	lopezlistacm@gmail.com		

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 esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo email es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

diagrama de fases
sistema multicomponente
co2
n2
yacimiento de gas natural
• • • •

curso especial de grado El representante de la subcomisión de tesis solid

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

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

Área	Sub-área
	Ingeniería de Petróleo
Tecnología y ciencias aplicadas	

Líneas y sublíneas de investigación:

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

Resumen (Abstract):

El siguiente trabajo tuvo como objetivo principal el estudio del comportamiento de fases de sistemas multicomponente de 5 (cinco) pozos de gas natural, así como la construcción de diagramas de fases para cada sistema de estudio con datos experimentales del campo Santa Bárbara/ estado Monagas, a partir de la herramienta de simulación PRO II, versión 8.0. Además, se establecieron las propiedades y características de cada sistema multicomponente de gas natural estudiadas mediante los diagramas de fases, que permitieron determinar las condiciones a las cuales estuvo la mezcla de hidrocarburos en el vacimiento. De acuerdo con la composición de la mezcla, contenido de CO2, N2, los valores de presión y temperatura, se pudieron conocer las propiedades del fluido contenido en el vacimiento y predecir el comportamiento del mismo en superficie. Cabe destacar que para todos los pozos, la mezcla binaria de CO2 y N2, estudiada con respecto a la curva ideal de equilibrio, mostró su tendencia hacia la fase líquida; es decir, presentó mayor concentración liquida con respecto a la composición de vapor, lo que describe el aumento de la composición de componentes pesados. El pozo LB-02 mostró un comportamiento en la posición y tamaño de la curva envolvente diferente a los demás, por la presencia de bajo contenido de 0.04 % de N2.

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

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail			
LCDA. IVÓN RAMÍREZ	ROL	CA AS TU JU		
	CVLAC	C.I. 11447242		
	e-mail	YR3103@gmail.com		
ING. MIGUEL FLORES	ROL			
	CVLAC	C.I. 10467516		
	e-mail	mffloresr@gmail.com		
MSc. RUBÉN VEGA	ROL			
	CVLAC	C.I. 10100632		
	e-mail	rvegas@udo.edu.ve		
MSc. PEDRO TINEO	ROL			
	CVLAC	C.I. 12155280		
	e-mail	ptineo@gmail.com		

Contribuidores:

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 esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad).. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2020	11	15

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usuando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

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

Archivo(s):

Nombre de archivo

NMOCTG_BCYL2020

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 _ - .

Alcance:

Espacial: inespacial Temporal: intemporal

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

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

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

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

Área de Estudio:

Tecnología y Ciencias Aplicadas

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

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



UNIVERSIDAD DE ORIENTE CONSEJO UNIVERSITARIO RECTORADO

CUNº0975

Cumaná, 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 Nº 696/2009".

Leido el oficio SIBI – 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashinullah, 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.

UNIVERSIGARUAECORIENTE hago a usted a los fines consiguientes. Cordialme 110 HCB00 RO ANOS CUI CECH Secretario RET UNIN

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

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado:

Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización.

laudiz Jo

Claudia López

Tutiannys lyario

Yuliannys Belisario

Autoras

Lcda Ivón Ramírez

Asesor