

**CARACTERIZACIÓN DE DIFERENTES SISTEMAS DE HIDROCARBUROS EN
PRESENCIA DE CONTENIDOS INUSUALES DE CO₂ MEDIANTE LA
GENERACIÓN DE MODELOS DE FLUIDOS PARA LA FORMACIÓN
CABALLOS EN LA CUENCA DEL PUTUMAYO**

**NICOLÁS AVENDAÑO VÁSQUEZ
LIZETH FERNANDA GUTIÉRREZ HENAO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.**

2020

**CARACTERIZACIÓN DE DIFERENTES SISTEMAS DE HIDROCARBUROS EN
PRESENCIA DE CONTENIDOS INUSUALES DE CO₂ MEDIANTE LA
GENERACIÓN DE MODELOS DE FLUIDOS PARA LA FORMACIÓN
CABALLOS EN LA CUENCA DEL PUTUMAYO**

**NICOLÁS AVENDAÑO VÁSQUEZ
LIZETH FERNANDA GUTIÉRREZ HENAO**

**Proyecto integral de grado para optar el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
RAUL OSORIO GALLEGO
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.**

2020

Nota de Aceptación

Ing. Arnul David Paz Aranguren

Ing. Fernando Wilson Londoño Galvis

Bogotá D. C., Febrero del 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados (E)

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente, no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios por darnos la paciencia, sabiduría y conocimientos necesarios para culminar nuestros estudios y poder desarrollar y obtener los mejores resultados con este proyecto, a cada una de las personas que hicieron parte de nuestro proceso formativo personal.

Agradecemos a Ecopetrol S.A. por permitirnos desarrollar este proyecto y en especial al ingeniero Raúl Osorio Gallego por depositar su confianza en nosotros, por su apoyo incondicional, paciencia, acompañamiento y conocimiento brindado durante todo el desarrollo del proyecto permitiéndonos culminar con éxito este proyecto.

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a mi madre Gloria Stella Vásquez por su apoyo, sus consejos y su acompañamiento durante los momentos difíciles y durante los mejores momentos de la carrera, a mi padre Ricardo Avendaño por haberme acompañado durante toda la formación académica, por sus consejos y sabiduría necesarios para superar cada una de las etapas a las que me enfrente en la carrera. A mis hermanos y mis sobrinos por su apoyo incondicional y sus enseñanzas para alcanzar este logro. A mi compañera y amiga Lizeth Gutiérrez Henao por su paciencia, su apoyo y sus enseñanzas durante estos cinco años.

Nicolás Avendaño Vásquez

Dedico este proyecto a mis padres Angeline Henao Bohórquez y Javier Hdo Gutiérrez Arciniegas (Q.E.P.D.) por su amor, entrega, dedicación, esfuerzo y constancia durante mis años de formación académica, a mis nonos, mi tía, mi hermana, Paulita y Mateo por haber estado siempre a mi lado brindándome apoyo incondicional y enseñanzas. A mi coautor Nicolás Avendaño Vásquez, por su amistad, compañía, apoyo y paciencia durante estos años de estudio.

Lizeth Fernanda Gutiérrez Henao

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
1. MARCO TEÓRICO	28
1.1 MODELO DE FLUIDOS	28
1.1.1 Ecuación Cúbica de Estado.	28
1.1.1.1 Ecuación Cúbica de Estado de Peng-Robinson de tres parámetros.	28
1.2.1 Función Gamma.	29
1.2 YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS	29
1.2.1 Clasificación de los Yacimientos.	30
1.2.1.1 Clasificación de los Yacimientos de Hidrocarburos según el Tipo de Fluidos.	30
1.3 MODELAMIENTO Y CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS	32
1.3.1 Muestreo de Fluidos.	32
1.3.1.1 Métodos de Muestreo.	32
1.3.2 Pruebas PVT y Propiedades determinadas en un Análisis de Fluidos.	33
1.3.2.1 Tipos de Pruebas.	33
1.4 CONSTRUCCIÓN DE MODELO	36
1.4.1 Gradiente Composicional.	37
2. METODOLOGÍA	40
2.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN PVT, INFORMES DE CRUDO ATMOSFERICO Y DATOS DE PRESIÓN-TEMPERATURA	41
2.2 VALIDACIÓN PRUEBAS PVT Y ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL CRUDO MUERTO	42
2.3 IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE DISTINTOS SISTEMAS DE HIDROCARBURO CON CCONTENIDOS INUSUALES DE CO ₂ ORIGINALMENTE DISUELTO	45
2.4 AGRUPACIÓN DE COMPONENTES Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE CRUDO ATMOSFÉRICO	46
2.5 MONTAJE EN MODO PREDICTIVO DE LAS PRUEBAS PVT Y COMPARACIÓN CON LA DATA EXPERIMENTAL DISPONIBLE	47
2.6 REGRESIONES MULTIVARIABLE DE LOS PARAMETROS DE LA ECUACIÓN DE ESTADO	48
2.7 MODELO DE VISCOSIDAD Y AJUSTE DE LOS PARAMETROS QUE INFIEREN SOBRE EL MODELO	48
2.8 GRADIENTE COMPOSICIONAL E INICIALIZACIÓN DEL MODELO DE FLUIDOS	49
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	51
3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	51
3.2 VALIDACIÓN DE LAS PRUEBAS PVT	53

3.2.1 LINEALIDAD DE LA FUNCIÓN Y.	53
3.2.2 PRUEBA DE HOFFMAN.	58
3.2.3 CÁLCULO DE DENSIDAD POR BALANCE DE MASA.	61
3.3 EXPANSIÓN DE LA FRACCIÓN C7+ HACIENDO USO DE LA FUNCIÓN GAMMA.	66
3.4 IDENTIFICACIÓN DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE HIDROCARBUROS, ANÁLISIS DE CRUDO ATMOSÉRICO Y AGRUPACIÓN DE COMPONENTES.	69
3.5 ANÁLISIS DE CRUDO ATMOSFÉRICO Y AGRUPACIÓN DE COMPONENTES.	72
3.6 ECUACIÓN DE ESTADO, MONTAJE EN MODO PREDICTIVO DE LAS PRUEBAS PVT Y COMPARACIÓN CON LA DATA EXPERIMENTAL DISPONIBLE	79
3.7 MODELO DE VISCOSIDAD	88
3.8 REGRESIÓN MULTIVARIABLE	90
3.9 GRADIENTE COMPOSICIONAL, INICIALIZACIÓN DEL MODELO FLUIDOS Y ANÁLISIS DE MECANISMOS DE EQUILIBRIO NO EQUILIBRIO.	91
4. CONCLUSIONES	100
5. RECOMENDACIONES	102
BIBLIOGRAFÍA	103
ANEXOS	106

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Localización campos petroleros en la Cuenca del Putumayo	107
Anexo B. Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca Putumayo	108
Anexo C. Información PVT disponible de los campos A, B, C, D, E y F	109
Anexo D. Información producción Campo C	113
Anexo E. Composición molar crudo vivo Campos A, B, C, D, E y F.	116
Anexo F. Control de calidad Campos A, B, C, D, E y F.	117
Anexo G. Composiciones Campos A, B, C, D, E y F con factor de formación alfa igual a 0.9.	124
Anexo H. Composiciones Campos A, B, C, D, E y F con factor de formación alfa igual a 0.8 y un MW del 115%.	127
Anexo I. Composiciones Campos A, B, C, D, E y F con factor de formación alfa igual a 0.8.	130
Anexo J. Composiciones Campos A, B, C, D, E y F con factor de formación alfa igual a 0.8 y un MW del 85%.	133
Anexo K. Composiciones Campos A, B, C, D, E y F con factor de formación alfa igual a 0.7.	136
Anexo L. Composiciones Campos A, B, C, D, E y F con factor de formación alfa igual a 0.7 y un MW del 85%.	139
Anexo M. Composiciones molar de CO ₂ vs. Profundidad del pozo b2.	142
Anexo N. Composiciones molar de CO ₂ vs. Profundidad del pozo c7.	143

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Información data PVT.	51
Cuadro 2. Información pruebas de producción Campo C.	51
Cuadro 3. Resultados análisis de calidad Campos A, B, C, D, E y F.	65

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Ecuación Cúbica de Estado Peng-Robinson	28
Ecuación 2. Función Gamma	29
Ecuación 3. Factor β	29
Ecuación 4. Gradiente Isotérmico	38
Ecuación 5. Gradiente Difusión Térmica Pasiva	38
Ecuación 6. Gradiente Térmico de Haase.	38
Ecuación 7. Gradiente Térmico de Kempers.	39
Ecuación 8. Función "Y"	43
Ecuación 9. Densidad	43
Ecuación 10. Ecuación de Hoffman	44
Ecuación 11. Temperatura Crítica	44
Ecuación 12. Presión Crítica	44
Ecuación 13. Factor Acéntrico	45
Ecuación 14. Volume Shift, si $MW < 93$	45
Ecuación 15. Volume Shift, si $MW > 93$	45
Ecuación 16. Factor z crítico	45
Ecuación 17. Factor de caracterización de Watson	47
Ecuación 18. Factor de caracterización de Jacoby	47
Ecuación 19. Ecuación de Soreide	47

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Clasificación yacimientos de Hidrocarburos	30
Figura 2. Envoltentes de fases	30
Figura 3. Metodología generación Modelo de Fluidos	40
Figura 4. Grafica prueba de Hoffman pozo C22.	59
Figura 5. Grafica prueba de Hoffman pozo E1.	60

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Función “Y” pozo A1	53
Gráfica 2. Función “Y” pozo A2	53
Gráfica 3. Función “Y” pozo B1-SEP	54
Gráfica 4. Función “Y” pozo B1-SUBS	54
Gráfica 5. Función “Y” pozo B2	54
Gráfica 6: Función “Y” pozo C13	54
Gráfica 7. Función “Y” pozo C15-1	55
Gráfica 8. Función “Y” pozo C15-2	55
Gráfica 9. Función “Y” pozo C15-3	55
Gráfica 10. Función “Y” pozo C2	55
Gráfica 11. Función “Y” pozo C22	56
Gráfica 12. Función “Y” pozo C5	56
Gráfica 13. Función “Y” pozo D1	56
Gráfica 14. Función “Y” pozo E1	56
Gráfica 15. Función “Y” pozo C7	57
Gráfica 16. Función “Y” pozo F2-SUBS	57
Gráfica 17. Función “Y” pozo F2-SEP	57
Gráfica 18. Densidad del Aceite pozo A1	61
Gráfica 19. Densidad del Aceite pozo C5	62
Gráfica 20. Densidad del Aceite pozo A2	62
Gráfica 21. Densidad del Aceite pozo B1-SEP	63
Gráfica 22. Densidad del Aceite pozo B1-SUBS	63
Gráfica 23. Densidad del Aceite pozo C2	63
Gráfica 24. Densidad del Aceite pozo E1	64
Gráfica 25. Densidad del Aceite pozo F2-SUBS	64
Gráfica 26. Composición Molar Crudo Muerto Campos A, B, C, D, E y F.	67
Gráfica 27. Comparación Molar Cromatografía y Composición Extendida.	68
Gráfica 28. °API vs Profundidad de pruebas de producción del bloque sur Campo C.	70
Gráfica 29. Peso molecular vs Gravedad específica de las fracciones de crudo muerto.	73
Gráfica 30. Temperatura real de ebullición vs Gravedad específica de las fracciones de crudo muerto.	74
Gráfica 31. Peso molecular vs Temperatura real de ebullición de las fracciones de crudo muerto.	74
Gráfica 32. Peso molecular Vs. Gravedad API.	76
Gráfica 33. Comparación de la presión de saturación.	82
Gráfica 34. Comparación de la relación gas - aceite	82
Gráfica 35. Comparación de la gravedad API	83

Gráfica 36. Comparación de la gravedad específica del gas.	84
Gráfica 37. Comparación de la presión de saturación pozo C13.	85
Gráfica 38. Comparación de la presión de saturación pozo C7.	85
Gráfica 39. Comparación de la presión de saturación pozo C22.	86
Gráfica 40. Comparación de la presión de saturación pozo C15.	87
Gráfica 41. Comparación de la viscosidad para el Campo F5.	89
Gráfica 42. Gradiente de propiedades PVT Campo A.	91
Gráfica 43. Gradiente de propiedades PVT Campo B composición pozo B1.	93
Gráfica 44. Gradiente de propiedades PVT Campo B composición pozo B2.	94
Gráfica 45. Gradiente de propiedades PVT Campo C composición pozo C7	96
Gráfica 46. Gradiente de propiedades PVT Campo E.	97
Gráfica 47. Gradiente de propiedades PVT Campo F.	98

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Compendio de Datos provenientes de Assay's Tipo III	52
Tabla 2. Valores calculados Prueba de Hoffman pozo C22.	58
Tabla 3. Valores calculados Prueba de Hoffman pozo E1.	59
Tabla 4. Composición molar de CO ₂ en crudo vivo.	72
Tabla 5. Recopilación de peso molecular y gravedad API.	75
Tabla 6. Propiedades físicas de crudo muerto y factores caracterización de Watson, Jacoby y Soreide.	77
Tabla 7. Composición expandida pozo A2	79
Tabla 8. Composición agrupada pozo A2.	79
Tabla 9. Parámetros de la Ecuación Cúbica de Estado de Peng – Robinson.	80
Tabla 10. Coeficiente de Interacción Binarios para la Ecuación Cúbica de Estado de Peng – Robinson.	80
Tabla 11. Comparación del modelo de viscosidad para el Campo F.	88
Tabla 12. Regresión del Volumen Crítico.	90

ABREVIATURAS

°	Grados
%	Porcentaje
°API	Medida de densidad del American Petroleum Institute
°F	Unidad de temperatura Grado Fahrenheit
API	Instituto Americano de petróleo (American Petroleum Institute)
% BSW	Contenido porcentual de agua y sedimentos (% Basic Sediment and Water)
BNPD	Barriles normales de petróleo por día
BOPD	Barriles de petróleo por día
C7+	Fracción pesada
CCE	Expansión a composición Constante (Constant Composition Expansion)
CMG	Computer Modeling Group
CMP GRAD	Gradiente composicional
CO ₂	Dioxido de Carbono
cP	Centipoise
CVD	Depletación a Volumen Constante (Constant Volume Depletion)
DLE	Prueba de Liberación Diferencial (Differential Liberation Experiment)
EoS	Ecuación de Estado (Equation of State)
ft	Pie (Feet)
FWL	Nivel de Agua Libre (Free Water Level)
GOC	Contacto Gas-Petroleo (Gas Oil Contact)
GOR	Relación Gas-Petroleo (Gas Oil Relation)
H ₂ S	Ácido Sulfhídrico
in	Pulgada (Inch)
KPCD	Miles de pies cúbicos por día

MD	Profundidad Medida (Measured Depth)
MW	Peso Molecular (Molecular Weight)
N₂	Nitrogeno
OWC	Contacto Agua-Petroleo (Oil Water Contact)
P.	Pozo
Pb	Presión de burbuja
PR EoS	Ecuación de Estado de Peng - Robinson (Peng – Robinson Equation of State)
Ps	Presión de saturación
Psig	Presión manométrica
Pyac	Presión de yacimiento
PVT	Propiedades: Presión, Volumen y Temperatura
SCF/STB	Cubic foot per barrel
SG	Gravedad Especifica (Specific gravity)
TBP	Temperatura real de ebullición (True Boiling Point)
TVDss	Profundidad Vertical Verdadera bajo el nivel del mar (True Vertical Depth sub-sea)

GLOSARIO

ACTIVIDAD: es una medida de la concentración de la fugacidad de un componente presente en una mezcla.¹

BLOQUE: es una gran extensión de tierra, un cuadrante limitado en longitud y latitud, por lo general con un diámetro establecido, que el estado otorga para la exploración y/o explotación de petróleo a compañías petroleras interesadas en la exploración del área de un país.²

CAMPO: es una acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo.³

CARACTERIZACIÓN: descripción de las características generales de un parámetro o una variable.⁴

COEFICIENTES DE INTERACCIÓN BINARIO: termino que expresa el parámetro de atracción entre pares de moléculas no similares.⁵

CONCENTRACIÓN: cantidad de una parte en su totalidad.⁶

CONSTANT COMPOSITION EXPANSION: prueba realizada para simular el comportamiento de los fluidos dentro de las tuberías de producción.⁷

CONSTANT VOLUME DEPLETION: prueba que se realiza para simular el comportamiento de un yacimiento de gas condensado.⁸

COMPOSICIÓN MOLAR: cantidad de moles de un componente específico, el cual se encuentra presente en una mezcla.⁹

COMPRESIBILIDAD: capacidad que poseen los cuerpos para disminuir su volumen debido a un aumento de presión ejercida sobre los mismos.¹⁰

¹ SMITH, J.S; VAN NESS, H.C y ABBOTT, M.M. Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics, 2010. Cap 14. P 573.

² SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary [en línea]. Houston; [Consultado en Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>.

³ *Ibíd.*

⁴ SMITH, J.S; VAN NESS, H.C y ABBOTT, M.M. Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics, 2010. Cap 13. P 537

⁵ *Ibíd.*

⁶ *Ibíd.*

⁷ COMPUTER MODELLING GROUP LTD. Phase-Behaviour and Fluid Property Program, User's Guide, 2012. P. 46.

⁸ *Ibíd.*

⁹ SMITH, J.S; VAN NESS, H.C y ABBOTT, M.M. Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics, 2010. Cap 14. P 578

¹⁰ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary [en línea]. Houston; [Consultado en Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>.

CROMATOGRAFIA: es un método de análisis que mediante la adsorción selectiva permite la separación y el análisis de gases.¹¹

CRUDO MUERTO: petróleo en condiciones de presión suficientemente baja para contener gas disuelto o un petróleo relativamente espeso o residuo que ha perdido sus compuestos volátiles.¹²

CRUDO VIVO: petróleo que contiene gas disuelto en solución que puede ser liberado de la solución en condiciones de superficie.¹³

CUENCA: depresión de la corteza terrestre causada por la actividad tectónica de las placas tectónicas.¹⁴

DENSIDAD: relación que existe entre la masa de un cuerpo y el volumen que ocupa.¹⁵

DESTILACIÓN: proceso mediante el cual una sustancia se separa de otra sustancia debido a un incremento en la temperatura, ocasionando una evaporación.¹⁶

ENERGÍA DE GIBBS: función de estado que evidencia el potencial útil para realizar un trabajo, relaciona las condiciones de equilibrio y la espontaneidad dentro de una reacción química.¹⁷

ECUACIÓN DE ESTADO: ecuación de estado utilizadas para generar la caracterización de fluidos.¹⁸

FACTOR ACÉNTRICO: desviación del valor de esfericidad de una molécula con respecto de las moléculas ideales como el Kriptón, el Xenón y el Argón.¹⁹

FASE: parte de un sistema que es físicamente distinto de otras partes por la definición de sus condiciones.²⁰

FORMACIÓN: es un cuerpo de estratos de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos; las formaciones múltiples forman grupos, y las subdivisiones de las formaciones son los miembros.²¹

¹¹ *Ibíd.*

¹² *Ibíd.*

¹³ *Ibíd.*

¹⁴ *Ibíd.*

¹⁵ *Ibíd.*

¹⁶ *Ibíd.*

¹⁷ SMITH, J.S; VAN NESS, H.C y ABBOTT, M.M. Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics, 2010. Cap 14. P 576.

¹⁸ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary [en línea]. Houston; [Consultado en Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>.

¹⁹ SMITH, J.S; VAN NESS, H.C y ABBOTT, M.M. Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics, 2010. Cap 14. P 569.

²⁰ *Ibíd.*

²¹ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary [en línea]. Houston; [Consultado en Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>.

GRAVEDAD API: escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute) para medir la densidad relativa de los líquidos de petróleo, expresada en grados.²²

°API \geq 40 Condensado.

$30 \leq$ °API \leq 39,9 Crudo Liviano.

$22 \leq$ °API \leq 29,9 Crudo Mediano.

$10 \leq$ °API \leq 21,9 Crudo Pesado.

°API \leq 9,9 Crudo Extrapesado.

GRAVEDAD ESPECIFICA: relación entre la densidad de una sustancia con la densidad del agua a condiciones estándar.²³

PRESIÓN DE SATURACIÓN: presión y temperatura a la cual dos fases de una sustancia coexisten en equilibrio.²⁴

PUNTO CRÍTICO: máximo valor de presión y temperatura a las cuales pueden coexistir dos fases de un componente puro.²⁵

RELACIÓN GAS-PETRÓLEO: refiere la cantidad de gas producido con respecto a cada barril de petróleo muerto producido.²⁶

ROCA ALMACENADORA: roca que gracias a su porosidad y permeabilidad se encarga de almacenar o acumular los hidrocarburos con el fin de lograr la extracción de estos.²⁷

ROCA GENERADORA: roca rica en materia orgánica que dadas las condiciones a las que se encuentra es capaz de originar hidrocarburos como el petróleo y el gas.²⁸

ROCA SELLO: roca que impide el escape o la migración de los hidrocarburos de la roca almacén, en ocasiones esta puede ser una lutita o una anomalía estructural.²⁹

TEMPERATURA DE EBULLICIÓN: temperatura a la cual una sustancia alcanza la energía suficiente que le permite pasar de la fase líquida a la fase de vapor.³⁰

VISCOSIDAD: resistencia que ejercen los fluidos cuando se les ejerce una fuerza tangencial que obliga a su movimiento.³¹

²² Ibíd.

²³ Ibíd.

²⁴ Ibíd.

²⁵ Ibíd.

²⁶ Ibíd.

²⁷ Ibíd.

²⁸ Ibíd.

²⁹ Ibíd.

³⁰ Ibíd.

³¹ Ibíd.

YACIMIENTO: un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos.³²

³² *Ibíd.*

RESUMEN

Durante el proceso de caracterización y entendimiento de una cuenca o un yacimiento se requiere de un modelo de fluidos composicional, robusto y representativo que permita realizar la caracterización de la variación de las propiedades PVT (viscosidad, densidad, entre otras) a lo largo de la extensión del mismo. Dicho modelo es el más apropiado para la Cuenca del Putumayo ya que los sistemas hidrocarburos presentes en la misma son muy diferentes entre sí y algunos de ellos corresponden a sistemas que se encuentran cercanos al punto crítico.

Los Campos A, B, C, D, E y F ubicados entre los departamentos del Putumayo y Nariño cuentan con aproximadamente ya 30 años de producción de la Formación Caballos; estos Campos se caracterizan por tener un bajo factor de recobro (menor al 4%) y una alta composición de CO₂ originalmente disuelto. Es por esto por lo que el presente proyecto fue desarrollado con la finalidad caracterizar diferentes sistemas de hidrocarburos con presencia de CO₂ mediante la generación de los modelos de fluidos de la formación Caballos en la cuenca del Putumayo.

En primer lugar, se realizó un análisis integrado del yacimiento a lo largo de su vida productiva, mediante la recopilación, validación y comprensión de la información obtenida. A continuación, se realizó un análisis composicional de todas las muestras de fluidos disponibles, con un rango muy amplio de densidad API, usando como marco teórico la función gamma de tres parámetros adoptada por la industria del petróleo para modelar distribuciones composicionales de crudos atmosféricos. Posteriormente se efectuó el ajuste de la data PVT correspondiente a aceites negros, aceites volátiles, gases condensados y sistemas cercanos al punto crítico mediante la aplicación de la Ecuación Cubica de estado Peng-Robinson de tres parámetros.

Finalmente, se realizó la inicialización del modelo de fluidos desarrollado, en el software WinProp de CMG aplicando cuatro escenarios de sensibilización al modelo de gradiente composicional e identificando los mecanismos de equilibrio y no equilibrio.

PALABRAS CLAVE: Ecuaciones Estado, Cuenca Putumayo, Gradiente Composicional, Gradiente Propiedades PVT, Modelo Fluidos, Propiedades PVT.

ABSTRACT

During the process of characterization and understanding of a basin or reservoir, a robust and representative compositional fluid model is required that allows the characterization of the variation of PVT properties (viscosity, density, among others) along the extension of the reservoir. This model is the most appropriate for the Putumayo Basin since the hydrocarbon systems presented are very different from each other and some of them correspond to systems that are close to the critical point.

Fields A, B, C, D, E and F located between the departments of Putumayo and Nariño have been producing from Caballos formation for approximately 30 years. These fields are characterized by a low recovery factor (less than 4%) and a high composition of originally dissolved CO₂. That is why this project was developed with the purpose of characterizing different hydrocarbon systems with the presence of CO₂ by generating the fluid models of the Caballos formation in the Putumayo basin.

Firstly, an integrated analysis of the reservoir was carried out throughout its productive life, through the collection, validation and understanding of the information obtained. A compositional analysis of all available fluid samples was then performed, with a very wide range of API density, using as a theoretical framework the three-parameter gamma function adopted by the oil industry for compositional modeling of atmospheric crude oil distributions. Subsequently, the PVT data corresponding to black oils, volatile oils, retrograde gases and near-critical point systems were adjusted by applying the three-parameter Peng-Robinson Cubic Equation of State.

Finally, the initialization of the developed fluid model was performed, in the WinProp, CMG's applying four scenarios of sensitization to the compositional gradient model and identifying the equilibrium and non-equilibrium mechanisms.

KEY WORDS: Compositional Gradient, Equation of State, Fluids Model, Gradient PVT Properties, Putumayo Basin, PVT Properties.

INTRODUCCIÓN

Caracterización de diferentes sistemas de hidrocarburos en presencia de contenidos inusuales de CO₂ mediante la generación de modelos de fluidos para la formación caballos en la cuenca del Putumayo, es un proyecto de grado que ha propuesto definir el comportamiento de los diferentes sistemas de fluidos presentes en una estructura geológica, mediante la generación de un modelo PVT robusto y representativo que permita realizar un entendimiento preciso del comportamiento de las propiedades de los fluidos en la cuenca del Putumayo, la cual se caracteriza por presentar una gran variedad de sistemas de hidrocarburos.

Esta cuenca, es una de las 13 cuencas sedimentarias en que se encuentra dividida Colombia³³, la cual se encuentra localizada en la parte sur del país, entre los departamentos de Putumayo y Nariño iniciando a 20 Km al suroccidente del municipio de Orito, como puede ser evidenciado en el **Anexo A**; Tiene una extensión aproximada de 48000 km², y en su extensión se encuentran Campos como Caimán, Caribe, Churuyaco, Loro, Puerto Colón, Orito, Quriyana, San Antonio, Sucio y Sucumbios. El presente proyecto se centra en 6 Campos petroleros de dicha cuenca los cuales se caracterizan por la producción por más de 30 años de la formación Caballos, los Campos seleccionados fueron denominados con las letras A, B, C, D, E y F.

La Cuenca del Putumayo es una depresión estructural del Aptiano Superior y el Albiano³⁴ que se encuentra ubicada entre el Escudo de la Guayana y la cordillera de los Andes, caracterizada por la presencia de sedimentos cretáceos y terciarios, en un ambiente de depositación Mareal – Litoral. En el **Anexo B**, se puede observar la columna estratigráfica establecida para la Cuenca del Putumayo y también la litología de cada una de las unidades presentes.

La formación Caballos litológicamente está constituida 4 unidades (U1, U2, U3 y U4) en las que se encuentra una secuencia de areniscas, con espesores variables de entre 10 y 32 pies y con presencia de delgadas intercalaciones de lutitas negras. Esta formación es característica ya que representa el inicio de la transgresión marina en la Cuenca. Los Campos seleccionados se caracterizan por presentar una trampa de tipo estructural y tener como mecanismo principal de producción un empuje parcialmente activo de agua acompañado de la expansión de fluidos.

Los Campos A, B, C, D, E y F; fueron descubiertos entre los años de 1963 y del 2009, el Campo A descubierto en 1969 se caracteriza por definir su estructura como un anticlinal elongado en sentido NE-SW y estar limitado al oeste por una falla inversa que genera la presencia de dos domos separados³⁵, el Campo B

³³ GOVEA, C; AGUILERA, H. GEOLOGIA DE LA CUENCA DEL PUTUMAYO. Boletín de Geología. Universidad Industrial de Santander. Vol 14, 1980.

³⁴ OLSSON (AN, A). In JENKS (W.F). Handbook of South American Geology. Colombia, 1956.

³⁵ ECOPETROL S.A. "Auditoría de Reservas Cuenca del Putumayo 2016". Modificado por los autores.

descubierto en el año 1969 define su estructura como un anticlinal fallado y alargado en sentido NW-SE, con buzamiento aproximado 12° , el Campo C descubierto en el año 1963 se define como un anticlinal asimétrico con dirección N-S y el cual limita al oriente con una falla inversa de alto ángulo y fuerte desplazamiento conocida como la Falla de Orito. En esta estructura anticlinal se conocen principalmente dos domos, en donde ambos son productores, el primero se conoce como Domo Norte y el segundo como Domo Sur³⁶, el Campo D descubierto en el 2009 se define como un anticlinal asimétrico, el Campo E descubierto en 1969 se define como una secuencia de transgresiva donde el área de aporte se localizaba al Oriente, por último el campo F descubierto en el año 1969 se caracteriza por ser un anticlinal orientado NE- SW principalmente, limitado al noroeste por una falla inversa con vergencia al suroriente.

El objetivo general del proyecto es caracterizar diferentes sistemas de hidrocarburos en presencia de contenidos inusuales de CO₂ mediante la generación de modelos de fluidos para la formación Caballos en la Cuenca del Putumayo. Para ello, se inicia realizando una descripción de las generalidades geológicas de la Cuenca del Putumayo y los Campos A, B, C, D, E y F y de los diferentes sistemas de fluidos (gas condensado, fluidos súper críticos, aceite volátil y aceite negro) desde la perspectiva del relieve vertical de la estructura, el grado de sub-saturación, el gradiente de propiedades PVT.

Mediante el desarrollo del Control de Calidad, realizado a la información recolectada para cada uno de los Campos, se evalúa la calidad de dicha información, para así seleccionar la información que es representativa y que fue realizada bajo condiciones termodinámicas estables, asegurando la buena calidad de la información, posteriormente se ajustaron los datos PVT mediante el uso de ecuaciones cúbicas de estado, manejando de manera rigurosa la fracción C_{n+} y segundo mediante el uso de softwares como WinProp y EcoPVT+ en donde se ajustaron los parámetros de entrada de la ecuación de estado y se modelará la variación composicional con profundidad.

Una vez ajustados los parámetros de la ecuación de estado se realizará una evaluación de los mecanismos de equilibrio o no equilibrio, tales como tirante gravitacional, difusión térmica, difusión molecular o una combinación de las últimas dos para determinar su efecto sobre el gradiente de las propiedades PVT en los distintos sistemas de fluidos.

Por último, se desarrolla la inicialización del modelo de fluidos en el software WimProp de CMG con el objetivo de establecer el comportamiento del gradiente de las propiedades PVT de tal manera que puedan ser identificados los mecanismos de equilibrio y no equilibrio. Se obtuvo un modelo basado en la ecuación cubica de

³⁶ ECOPETROL S.A. "Auditoria de Reservas Cuenca del Putumayo 2016". Modificado por los autores.

estado (Peng-Robinson de tres parámetros) para modelar las propiedades PVT de la Cuenca del Putumayo con un porcentaje de precisión significativamente razonable, menor al 10 % en las propiedades evaluadas de mayor interés.

Los objetivos específicos por desarrollar en el presente proyecto son:

- Describir las generalidades y geología de la Cuenca del Putumayo.
- Explicar conceptualmente los sistemas de fluidos y el comportamiento de los diferentes sistemas de hidrocarburos en presencia variable de CO₂ originalmente disuelto desde distintas perspectivas.
- Evaluar la calidad y representatividad de la información PVT, gradientes de presión y temperatura disponibles.
- Ajustar datos PVT utilizando el enfoque Ecuación Cúbica de Estado siguiendo metodologías, protocolos rigurosos de caracterización de la fracción C_{n+} y técnicas robustas de regresión multivariable.
- Valorar el efecto de mecanismos de equilibrio o no equilibrio en gradientes de propiedades PVT asociados a sistemas con presencia original y variable de CO₂ disuelto.
- Estimar el comportamiento del gradiente de propiedades PVT a lo largo de la formación Caballos mediante la inicialización del modelo de fluidos.

1. MARCO TEÓRICO

A lo largo del presente capítulo se muestran los conceptos básicos y las principales características sobre un modelo de fluidos, así como conceptos generales dentro de los cuales se mencionan aspectos tales como el muestreo de fluidos, el análisis y pruebas de laboratorio y el modelamiento de los datos.

1.1 MODELO DE FLUIDOS

El modelo de fluidos es una representación matemática que mediante el uso de correlaciones numéricas o el uso de ecuaciones cúbicas de estado, permite describir el comportamiento volumétrico y de fases de los fluidos presentes en el yacimiento a diferentes condiciones PVT. Tiene como fin generar una caracterización del yacimiento y con esto permitir la toma de decisiones en procesos fundamentales.

1.1.1 Ecuación Cúbica de Estado. La ecuación cúbica de estado es una herramienta que permite realizar la predicción de los estados en equilibrio termodinámico de sustancias puras y sus mezclas, y por consiguiente de propiedades PVT.

1.1.1.1 Ecuación Cúbica de Estado de Peng-Robinson de tres parámetros. Ecuación de estado desarrollada en la década de los 60, como resultado a una modificación semiempírica de la ecuación de Van der Waals; la PR EoS busca expresar sus tres parámetros en función de las propiedades críticas y el factor acéntrico permitiendo que su uso sea aplicable a todos los cálculos de todas las propiedades de los fluidos en los procesos naturales. El modelo matemático de Peng Robinson y sus tres factores se muestran a continuación:

Ecuación 1. Ecuación Cúbica de Estado Peng-Robinson

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a(T)}{(V + c)(V + 2c + b) + (b + c)(V - b)}$$

Fuente: WHITSON, C. H. and BRULE, M. R., Phase Behavior, Monograph by Society of Petroleum Engineers INC, 2000. Primera Edición. Capítulo 4. P. 4.

- Parámetro a(T): Representación de las fuerzas de repulsión de Van der Waals en donde se incluye la dependencia de la temperatura.
- Parámetro b: Representación del cambio de volumen en las moléculas.
- Parámetro c: Corrección aplicada al cambio en el volumen (Peneloux³⁷).

³⁷ Peneloux, A. et al.: "A consistent correction for Redlich-Kwong-Soave Volumes". Fluid Phase Equilibria, 1982.

1.2.1 Función Gamma. Función estadística desarrollada a partir del análisis y modelamiento de más de 1000 Assay's; la cual a través de la dependencia de tres parámetros permite realizar una descripción de la distribución molar y el peso molecular de la fracción pesada C7+. La ecuación mostrada a continuación representa esta función:

Ecuación 2. Función Gamma

$$p(M) = \frac{(M - \eta)^{\alpha-1} \exp\{-(M - \eta)/\beta\}}{\beta^{\alpha} \Gamma(\alpha)}$$

Fuente: WHITSON, C. H. and BRULE, M. R., Phase Behavior, Monograph by Society of Petroleum Engineers INC, 2000. Primera Edición. Capítulo 5. P. 6.

Donde $\Gamma(\alpha)$ es la función gamma y β está dado por

Ecuación 3. Factor β

$$\beta = \frac{M_{C7+} - \eta}{\alpha}$$

Fuente: WHITSON, C. H. and BRULE, M. R., Phase Behavior, Monograph by Society of Petroleum Engineers INC, 2000. Primera Edición. Capítulo 5. P. 6.

Los tres parámetros de la función gama son:

- a. Parámetro α : Representación de la forma de la distribución, sus valores se encuentran entre el rango de 0.5 a 2.5.
 - Un $\alpha = 1$ representa una distribución exponencial.
 - Un $\alpha < 1$ representa una distribución exponencial acelerada
 - Un $\alpha > 1$ una distribución log normal.
- b. Parámetro η : Menos peso molecular encontrado en la fracción C7+.
- c. Parámetro M_{C7+} : Peso molecular de la fracción pesada C7.

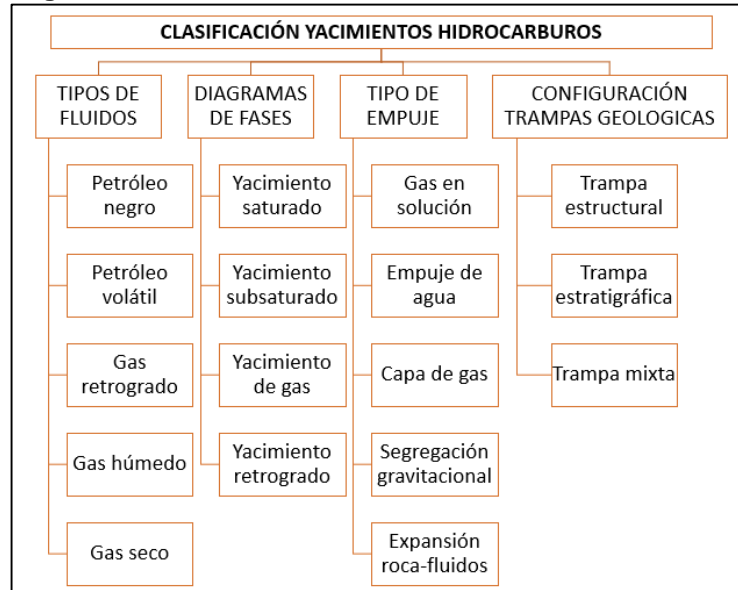
Dependiendo del factor de forma la función gamma describe la distribución composicional de fluidos con densidades API tan diferentes como 10 o 50, o valores intermedios.

1.2 YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Los yacimientos de hidrocarburos son estructuras geológicas complejas que se encuentran conformados por tres elementos: roca madre, roca reservorio y roca sello.

1.2.1 Clasificación de los Yacimientos. Los yacimientos de hidrocarburos se pueden clasificar según el tipo de fluido, los diagramas de presión y temperatura, el tipo de empuje y por la configuración de las trampas geológicas, dicha clasificación se muestra en el siguiente diagrama.

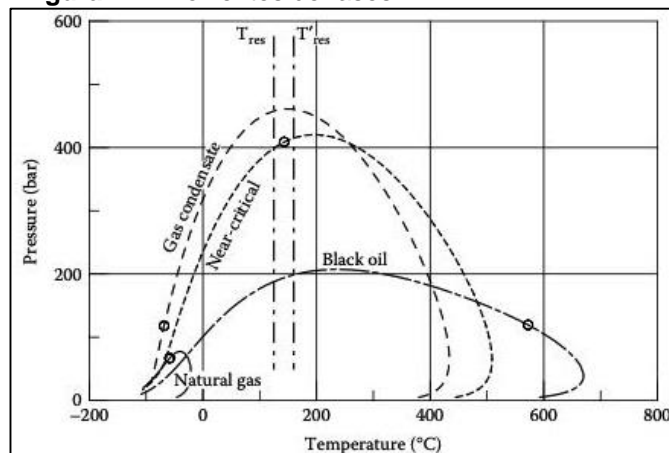
Figura 1. Clasificación Yacimientos de Hidrocarburos



Fuente: elaboración propia.

1.2.1.1 Clasificación de los Yacimientos de Hidrocarburos según el Tipo de Fluidos. Dentro de la presente clasificación encontramos a los yacimientos de Petróleo Negro, Petróleo Volátil, Gas Retrogrado, Gas Húmedo y Gas Seco; la Figura 2 evidencia los diagramas de fases de los tres primeros yacimientos.

Figura 2. Envoltentes de fases



Fuente: PEDERSEN, K. S. and CHRISTENSEN, P. L., Phase Behavior of Petroleum reservoir Fluids, Book by Taylor & Francis Group, LLC, 2007. Capítulo 1. P. 8.

- a. Yacimientos de Petróleo Negro: también llamado Black Oil, consiste en una amplia variedad de especies químicas dentro de las cuales se incluyen moléculas grandes, pesadas y no volátiles (composición molar de C7+ mayor al 30%), las cuales se evidencian en un color oscuro y principalmente en una relación de gas-petróleo menor o igual a 2000 SCF/STB el cual presenta un aumento durante la etapa de producción y un factor volumétrico menor a 2 RB/STB; asimismo tiene una gravedad API menor de 45°. Asociando la descripción mencionada anteriormente con la figura mostrada previamente se evidencia que el punto crítico está localizado hacia la pendiente de la curva; las líneas isovolumétricas (o de calidad) están uniformemente espaciadas y el rango de temperatura es amplio.³⁸
- b. Yacimientos de Petróleo Volátil: consiste en fluidos muy livianos con componentes gaseosos (composición molar de C7+ de entre 12.5 y 30%), los cuales se caracterizan por tener un color café o verde, un valor de relación gas-petróleo entre 2000 y 3300 SCF/STB el cual se incrementa a medida que el yacimiento cae por debajo de la presión de saturación, una gravedad API superior a los 40°, un factor volumétrico mayor a 2.0 RB/STB; en su diagrama de fases las líneas de calidad no están igualmente espaciadas y se encuentran desplazadas hacia el punto de burbuja. Estos también son llamados como crudos de alto encogimiento o crudos cercanos al punto crítico.³⁹
- c. Yacimientos de Gas Condensado: también llamado Gas Retrogrado, consiste en un fluido de color naranja, verde o blanco, con una composición molar de C7+ menor a 12.5%, que a condiciones originales de yacimiento se comporta como fluido monofásico y bajo ciertas condiciones de presión y temperatura se comporta como un fluido separado en dos fases, dicho fluido se caracteriza por tener una relación gas-petróleo mayor a 3300 SCF/STB, una gravedad API entre 40 y 60° (valor que disminuye a medida que cae la presión del yacimiento). En su diagrama de fases el punto crítico se encuentra en la parte baja y a la izquierda de la envolvente.⁴⁰
- d. Yacimientos de Gas Húmedo: es un fluido compuesto por una sola fase gaseosa, que cuando se encuentra en estado líquido presenta un color similar al blanco, se caracteriza por tener un valor de gravedad API mayor a 60° y una relación gas-petróleo de 50000 SCF/STB el cual se mantiene constante a lo largo de la vida productiva del yacimiento. En su diagrama de fases la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura cricondentérmica, la línea de presión

³⁸ McCain, William. The properties of Petroleum fluid. Second Edition, Tulsa, Oklahoma, PennWell Books. P.149.

³⁹ Escobar, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera Edición. Huila, Colombia, Editorial Guadalupe. P. 17-20.

⁴⁰ Ibíd.

no entra en la envolvente explicando por qué no se forma líquido en el yacimiento.⁴¹

- e. Yacimientos de Gas Seco: es un fluido gaseoso que no genera presencia de líquidos ni el yacimiento ni en superficie, está constituido principalmente por metano (aproximadamente 90%) y por algunas trazas de otros componentes más pesados, se caracteriza por tener relaciones de gas – petróleo altas por encima de 100000 SCF/STB. Su diagrama de fases muestra una mezcla de hidrocarburos gaseosos.⁴²

1.3 MODELAMIENTO Y CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS

El modelamiento y caracterización de fluidos es una técnica que permite estimar y predecir de manera rigurosa el comportamiento de las propiedades PVT de los fluidos mediante una Ecuación Cúbica de Estado. Los pasos necesarios para realizar un adecuado modelamiento y caracterización de fluidos, según el trabajo realizado por profesionales para la ExxonMobil Upstream⁴³, son:

- Adquisición de muestras representativas.
- Identificación de servicios de laboratorio confiables para realizar las medidas PVT.
- Implementación de procesos de QA/QC para asegurar la calidad de la data.
- Desarrollo de modelos matemáticos que capturen los cambios de propiedades de los fluidos con precisión como funciones de presión, temperatura y composición.
- Variación en profundidad y lateral de las propiedades de los fluidos definidas en el ítem anterior.

1.3.1 Muestreo de Fluidos. Procedimiento mediante el cual se recolecta una muestra de fluidos representativa, con el objetivo de determinar las propiedades PVT. Un adecuado y representativo muestreo de fluidos según el anteriormente nombrado trabajo de la ExxonMobil debe:

- Evitar el flujo de dos fases dentro del pozo que se está muestreando.
- Minimizar la contaminación ocasionada por los fluidos de perforación y completamiento.

1.3.1.1 Métodos de Muestreo.

- a. Muestreo de Fondo: muestreo realizado en el fondo del pozo o lo más cercano a la profundidad del pozo, en el cual se captura el fluido a las condiciones de yacimiento; para una correcta realización del muestreo de fondo es necesario

⁴¹ Ibíd.

⁴² Escobar, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera Edición. Huila, Colombia, Editorial Guadalupe. P. 23.

⁴³ N.R. Nagarajan, M.M. Honarpour, and K. Sampath, ExxonMobil Upstream Research Company.

controlar el diferencial de presión entre el yacimiento y el fondo del pozo y controlar la contaminación producida por las operaciones de perforación (asegurando una óptima limpieza de la región cercana al pozo).

- b. Muestreo de Superficie: muestreo realizado en la superficie, específicamente en los separadores, mediante la cual se asegura una muestra limpia tomada a condiciones estables de flujo. Este tipo de muestras son tomadas por separado y se debe mantener estable la tasa de producción de gas y aceite, de tal manera que cuando se realice la recombinación de gas y aceite en el laboratorio, se desarrolle un fluido similar al fluido del yacimiento. Una alternativa al muestreo en separador es realizarlo en la cabeza del pozo, esto para evitar la recolección preferencial ya sea de gas o de aceite debido al cambio de densidades y por ende al cambio de velocidades, ocasionando el flujo preferente de una de las dos fases.

1.3.2 Pruebas PVT y Propiedades determinadas en un Análisis de Fluidos.

Procedimiento que mediante la aplicación de pruebas determina las propiedades necesarias para la caracterización de los fluidos permitiendo simular el comportamiento de los mismos dentro de diferentes escenarios como: un yacimiento, una tubería de producción o separadores de superficie.

Las pruebas que han sido establecidas para generar dicho análisis son:

1.3.2.1 Tipos de Pruebas.

- a. Liberación Diferencial (DEL): prueba mediante la cual se tiene como objeto simular el comportamiento de un yacimiento de hidrocarburos, asumiendo que la totalidad del gas que es liberado es producido; Para el desarrollo de dicha prueba la muestra debe ser llevada a la presión de burbuja y a la temperatura de yacimiento. En esta prueba la presión de la celda es reducida y se mantiene una agitación constante de la celda para asegurar el equilibrio de fases, el gas liberado es retirado de la celda manteniendo la presión constante, este gas es cuantificado y su gravedad específica es medida. Este proceso se repite hasta alcanzar la presión atmosférica. Finalmente, la temperatura es reducida hasta 60°F y el volumen remanente de líquido es medido y se conoce como petróleo residual por liberación diferencial.
- b. Expansión a Composición Constante (CCE): prueba que permite simular el comportamiento del fluido dentro de una tubería de producción. Para el desarrollo de la prueba una cantidad conocida de fluido es cargada dentro de una celda visual por encima de la presión inicial de yacimiento. La presión se disminuye incrementando el volumen de la celda. Al gas y al líquido se le reportan los volúmenes de cada etapa. A continuación, se nombran los dos tipos de modelos que se pueden presentar:

- Modelos de Aceite Negro, el punto de burbuja se determina en el momento en que se libera la primera burbuja de gas o en el momento en que se presenta un cambio abrupto en la pendiente en la gráfica de presión contra volumen relativo. Para crudos extrapesados se hace necesario el uso de celdas especiales que permitan la liberación del gas y que permitan que se alcance el equilibrio de fases dentro de la celda.
 - Sistemas de gas condensado, el punto de rocío no se determina mediante el cambio en la pendiente, sino que se determina mediante el monitoreo de los cambios presión – volumen. En las muestras con condensado rico, el punto de rocío se manifiesta con una cantidad considerable de líquido producido.
- c. Expansión a Volumen Constante (CVD): prueba que permite replicar el comportamiento del fluido de un yacimiento de gas condensado. Para el desarrollo de esta prueba se realizan una serie de expansiones seguidas por la extracción del exceso de gas de tal manera que el volumen de la celda permanezca constante. El gas retirado en cada etapa es analizado y su composición, volumen y factor de compresión del gas medido. Como la composición del gas permanece constante durante la depletación, por encima del punto de rocío, la prueba se puede simplificar extrayendo gas hasta alcanzar el punto de rocío.
 - d. Prueba de Separador: prueba en la cual un volumen conocido de gas o líquido es llevado a través de dos etapas donde la última representa el stock tank. La temperatura promedio del Campo es utilizada para los separadores y usualmente la prueba se realiza a varias presiones de separador para optimizar las condiciones de separación. La composición y la gravedad específica del gas son medidas, y el volumen y la gravedad específica del petróleo también. Todos los resultados volumétricos se reportan de manera relativa al stock tank. El mejor método de separación es aquel que produzca mayor cantidad de petróleo en el stock tank.
 - e. Pruebas para determinar Viscosidades: la viscosidad del petróleo es medida en un viscosímetro rolling ball o en un viscosímetro capilar, cada uno utilizado en las etapas de la liberación diferencial. El líquido usado en cada medida es el líquido remanente después de cada extracción del gas. La viscosidad del gas es estimada mediante correlaciones usando los valores de la gravedad específica estimados en cada una de las etapas de la pruebas de liberación diferencial.
 - f. Determinación de medidas composicionales: se realiza una separación instantánea del fluido, lo cual generalmente forma la separación de dos fases estables. Las dos fases son analizadas y posteriormente recombinadas numéricamente usando la relación Gas – Petróleo. El líquido es analizado mediante destilación, los puntos de ebullición son hallados a presión atmosférica. El análisis del gas se realiza mediante cromatografía. El objetivo de

las pruebas realizadas sobre los fluidos de yacimiento es la determinación de las siguientes propiedades necesarias para las ecuaciones de balance de materiales:

- Presión de saturación (Burbuja o Rocío).
 - Factor volumétrico del petróleo.
 - Factor volumétrico del gas.
 - Factor volumétrico de la formación.
 - Coeficiente de compresibilidad del petróleo.
 - Viscosidad del aceite.
 - Viscosidad del gas.
 - Factor de compresión del gas.
 - Gas disuelto.
 - Relación gas – petróleo.
- g. Determinación de Presiones de Formación: las presiones de formación, su monitoreo y medida son esenciales para controlar las operaciones de perforación y para optimizar el recobro. Actualmente las presiones de formación pueden ser medidas en cualquier momento de la vida productiva del pozo.

Previo a las operaciones de perforación, la presión de poro se estima mediante el análisis de registros eléctricos de correlación, mediante parámetros de perforación en pozos vecinos, y mediante el análisis de sísmica en pozos exploratorios. Durante las operaciones de perforación, se monitorean en tiempo real los parámetros de perforación, mediante el MWD y el LWD.

En un yacimiento se pueden presentar presiones anormales y presiones subnormales, las primeras son presiones más altas a las esperadas por el gradiente de presión normal (0.465 psi/ft gradiente de presión del agua). Las presiones subnormales se encuentran por debajo del gradiente y se generan frecuentemente cuando la cota de superficie de un pozo es mucho más elevada que la capa freática del subsuelo o el nivel del mar. Esto se observa cuando se perforan pozos en serranías o en zonas montañosas.⁴⁴

Los analistas usualmente correlacionan cambios en la porosidad con la presencia de presiones anormales. Un aumento en la conductividad durante la corrida de registros indica una presencia de presiones anormales, el mismo efecto se presenta con el tiempo de tránsito.

Schlumberger ha desarrollado técnicas geofísicas que permiten disminuir la falta de certeza en la determinación de la presión de poro, estas técnicas mezclan las medidas tomadas por los registros MWD y LWD y la tomografía sísmica. Esto

⁴⁴ Yves Barriol, Karen Sullivan Glaser, Julian Pop, Bob Bartman, Ramona Corbiell, Kåre Otto Eriksen, Harald Laastad, James Laidlaw, Yves Manin, Kerr Morrison, Colin M. Sayers, Martín Terrazas Romero, Yakov Volokitin. Las presiones de las operaciones de perforación y producción.

ha ayudado a los perforadores a disminuir la falta de exactitud en cuanto al manejo del lodo y a los parámetros de perforación.

Dentro de las pruebas utilizadas para la medición de presiones de formación se encuentran:

- Drill stem testing.
- Wireline Formation testing: Repeat Formation Tester, Repeat Formation Sampler y Formation Multitester.
- Production testing.

La interpretación de la data de estas pruebas es muy útil para el modelamiento de fluidos ya que permite establecer: FWL, OWC y GOC. Adicionalmente proporciona información acerca de la separación física del fluido y/o de la existencia de barreras permeables.

1.4 CONSTRUCCIÓN DE MODELO

Para la inicialización de un modelo de fluidos se requiere realizar una revisión extensiva de los valores obtenidos durante las pruebas de laboratorio, uno de los métodos utilizados para la verificación de las pruebas es la linealidad de la función Y la cual puede ser aplicada a todas las pruebas⁴⁵, pero normalmente es más utilizada para la prueba de expansión a composición constante. Para que la prueba sea válida, la función Y debe ajustarse a una línea recta, en caso de no ajustar se puede determinar si la presión de burbuja esta sobreestimada o subestimada. En caso de no hallarse una linealidad se puede acudir a las correlaciones, pero tienen errores y estos se incrementan a medida que se cambia la región geográfica.

Para el modelamiento se hace necesario la caracterización adecuada de la fracción C7+, lo cual se logra en tres tareas principales:

- Dividiendo la fracción C7+ en un número de fracciones con composición molar conocida.
- Definiendo el peso molecular, gravedad específica y punto de ebullición de cada fracción C7+.
- Estimando las propiedades críticas y el factor acéntrico de cada fracción C7+ y los coeficientes de interacción binarios claves para el uso de la EoS.

La distribución molar de los hidrocarburos puede modelarse mediante distintas funciones probabilísticas, la función exponencial fue uno de los primeros modelos utilizados que describió la distribución de los componentes, tiene varias limitaciones y generalmente no reflejan el comportamiento de los yacimientos. Posteriormente, Curtis H. Whitson planteo la función gamma como modelo para la distribución molar,

⁴⁵ K. Potsch, P. Toplack, T. Gumpenberger. A review and Extension of Existing Consistency Tests for PVT Data from a Laboratory.

esta función tiene la flexibilidad de trabajar modelos desde condensados hasta bitumen.

Para que resulte práctico el modelo de fluidos requiere reducirse el número de componentes del modelo de fluidos, esta reducción se conoce con el nombre de agrupación. Para realizar esta reducción se recomienda en Guidelines for Choosing Compositional and Black-Oil Models for Volatile Oil and Gas-Condensate Reservoirs seguir el siguiente procedimiento⁴⁶:

- a. Utilizando el modelo EoS original, simular experimentos PVT que cubran las presiones y composiciones esperadas en un yacimiento.
- b. Los experimentos PVT incluyeron pruebas de composición, agotamiento, pruebas de separación e inyección de gas.
- c. Las propiedades PVT son los datos de agrupación.
- d. En cada paso de agrupación, se formaron nuevos pseudocomponentes a partir de los existentes.
- e. El procedimiento se repitió varias veces para mejorar la agrupación.

Este procedimiento permite determinar los componentes que mejor se agrupan para las predicciones de la EoS.

Para que el modelo agrupado sea representativo se requieren entre tres y cinco fracciones y puede ser reducido hasta un mínimo de seis a 8 componentes. El modelo será representativo siempre y cuando asegure predicciones volumétricas iguales a las del modelo original no agrupado.⁴⁷

El modelo de fluidos requiere la aplicación e integración de todos los datos obtenidos previamente, con el fin de representar de manera robusta el comportamiento y distribución de los fluidos dentro del yacimiento.

Finalmente, se desarrolla un modelo de gradiente composicional o gradiente de propiedades PVT con variación en profundidad y lateral. Este tipo de modelos se alimentan con ecuaciones de estado calibradas y propiedades PVT de referencias a profundidades específicas en cada bloque o compartimiento del yacimiento. Estos modelos predicen variación de propiedades PVT dominados por gravedad, difusión térmica, difusión molecular, etc.

1.4.1 Gradiente Composicional. Variación vertical de la composición y las propiedades PVT debido a los efectos gravitacionales, energía química y térmicas en el yacimiento, en la cual se asume la existencia de un estado estacionario⁴⁸ en donde no se presenta flujo de masa.

En el estudio de los gradientes composicionales con profundidad encontramos:

⁴⁶ Øivind Fevang, Kameshwar Singh, Curtis H. Whitson. Guidelines for Choosing Compositional and Black-Oil Models for Volatile Oil and Gas-Condensate Reservoirs.

⁴⁷ Whitson, H. Curtis, Trends in modeling reservoir fluid.

⁴⁸ HØIER, L. and WHITSON, C. H., Compositional Grading – Theory and Practice, Paper by Society of Petroleum Engineers INC, 2000. SPE 63085. P 2.

1.4.1.1 Gradiente Isotérmico. El algoritmo termodinámico usado se fundamenta en la modificación del equilibrio termodinámico isotérmico por el efecto que un Campo gravitacional tiene sobre una mezcla compleja de hidrocarburos que tiene componentes con diferente peso molecular:

Ecuación 4. Gradiente Isotérmico

$$f_i^{(1)} = f_i^{(2)} \exp \left[\frac{M_{ig}(h^{(2)} - h^{(1)})}{RT} \right]$$

Fuente: HØIER, L. and WHITSON, C. H., Compositional Grading – Theory and Practice, Paper by Society of Petroleum Engineers INC, 2000. SPE 63085. P 2.

1.4.1.2 Gradiente Difusión Térmica Pasiva. El algoritmo termodinámico usado se fundamenta en el escenario en donde se tiene un gradiente térmico presente pero la difusión térmica del ∇T no se presenta en totalidad, generando que el impacto térmico no sea tan relevante

Ecuación 5. Gradiente Difusión Térmica Pasiva

$$f_i^{(h)} = f_i^{(h^0)} \exp \left[- \frac{M_{ig}(h - h^{(0)}) + S_i(T - T^{(0)})}{RT} \right]$$

Fuente: HØIER, L. and WHITSON, C. H., Compositional Grading – Theory and Practice, Paper by Society of Petroleum Engineers INC, 2000. SPE 63085. P 3.

1.4.1.3 Gradiente Térmico. El algoritmo termodinámico usado se fundamenta la determinación del flujo por difusión térmica dentro de los componentes del fluido de estudio; a continuación, se presentan dos modelos de gradientes térmicos:

- a. Modelo de Haase: Modelo Térmico el cual se fundamenta en los pesos moleculares de los componentes y la mezcla.

Ecuación 6. Gradiente Térmico de Haase.

$$F_{Ti} = \frac{1}{M_m} (M_i H_m - M_m M_i)$$

Fuente: HØIER, L. and WHITSON, C. H., Compositional Grading – Theory and Practice, Paper by Society of Petroleum Engineers INC, 2000. SPE 63085. P 2.

- b. Modelo de Kempers: Modelo térmico el cual se fundamenta en los volúmenes molares parciales.

Ecuación 7. Gradiente Térmico de Kempers.

$$F_{Ti} = \frac{1}{V_m} (ViHm - VmHi)$$

Fuente: HØIER, L. and WHITSON, C. H., Compositional Grading – Theory and Practice, Paper by Society of Petroleum Engineers INC, 2000. SPE 63085.P 2.

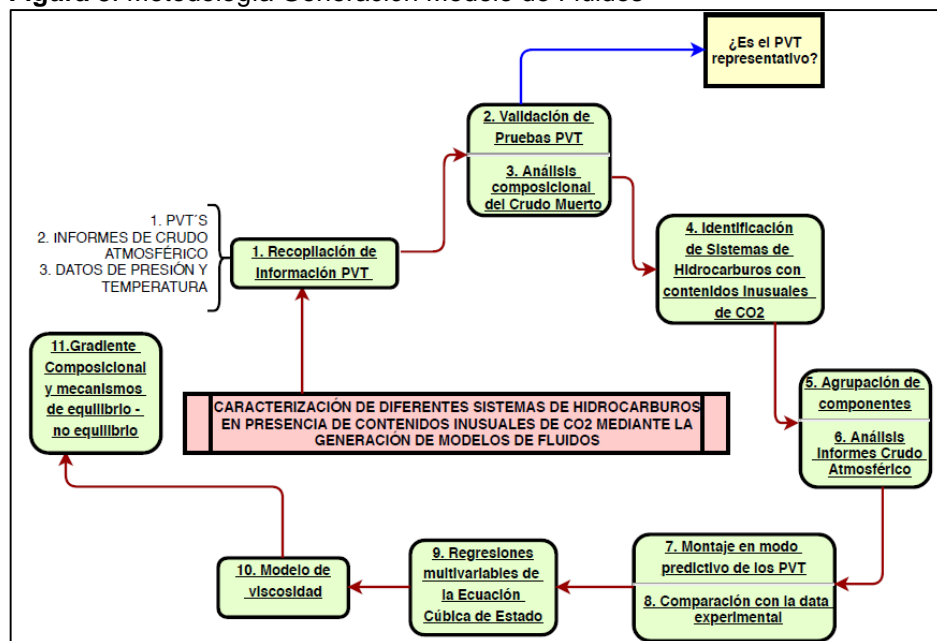
2. METODOLOGÍA

A continuación, se presenta la metodología propuesta para el desarrollo del presente proyecto, la cual inicia realizando una recopilación de la información disponible (data PVT y datos de presión-temperatura) para cada uno de los Campos, seguido de esto se realizó la validación de la data PVT recopilada y un análisis riguroso a la composición del crudo muerto o crudo atmosférico. Posteriormente se evaluaron los sistemas de hidrocarburos presentes en la cuenca de manera independiente y en conjunto. Al concluir esta evaluación se analizó la información de crudo muerto ó atmosférico disponible y se agruparon los componentes del modelo de tal manera que pueda ser posteriormente utilizada en procesos de simulación numérica de yacimientos.

Al tener el conjunto de componentes agrupados, se cargó en el software la información correspondiente a las pruebas PVT realizadas en el laboratorio y se corrieron de manera predictiva todas las pruebas para determinar si era necesario realizar las calibraciones de la ecuación de estado propuesta. Luego se dio lugar a regresiones multivariable para ajustar algunas de las predicciones de la ecuación de estado y se seleccionó y calibro el modelo de viscosidad a utilizar para el modelo de fluidos.

Posteriormente al ajuste de la ecuación de estado y modelo de viscosidad se desarrollaron las inicializaciones del modelo de fluidos utilizando los reportes PVT más representativos y se corrieron los diferentes gradientes composicionales o PVT permitiendo establecer los efectos de mecanismos de equilibrio y no equilibrio.

Figura 3. Metodología Generación Modelo de Fluidos



Fuente: elaboración propia.

2.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN PVT, INFORMES DE CRUDO ATMOSFERICO Y DATOS DE PRESIÓN-TEMPERATURA

Inicialmente se realizó una recopilación de toda la data PVT disponible, dentro de la cual se identificaron pruebas PVT realizadas a los pozos iniciales del Campo, es decir, a las condiciones originales del yacimiento. También se revisó la información de datos PVT de pozos muchos más recientes, los cuales no fueron tenidos en cuenta para el desarrollo del modelo debido a que en algunos casos los yacimientos ya presentaban estados de agotamiento que pueden generar cambios en la composición haciendo que las muestras y las pruebas realizadas no representen las condiciones originales del yacimiento.

Dentro de esta información PVT se encontraron pruebas de liberación diferencial, pruebas de separador, recombinación de fluidos a diferentes relaciones de GOR, prueba de expansión de fluidos a composición constante. Todas estas pruebas se diseñaron con el objetivo de determinar propiedades tales como la presión de saturación, la viscosidad, la densidad, la cantidad de gas disuelto, el porcentaje de CO₂ disuelto en el crudo vivo y en el gas, la gravedad específica del gas y la composición de los fluidos, petróleo y gas; todo esto se realizó a diferentes presiones con el objetivo de representar el comportamiento de los yacimientos a lo largo de la vida productiva de los mismos.

De manera simultánea, se desarrolló un compendio de datos de todas las pruebas de producción realizadas durante la perforación de los pozos, dentro de esta data se lograron identificar tasas de producción tanto de petróleo como de gas, presiones iniciales de yacimiento, gravedades API, datos de GOR, datos de BSW, temperatura reportada y profundidad a la cual se identificaron cada uno de los parámetros anteriormente mencionados.

Posteriormente, se organizó y se analizó toda la información proveniente de estudios y pruebas desarrolladas sobre crudo atmosférico, es decir todas las propiedades físicas primarias reportadas en los análisis de laboratorio Assay's tipo III o ensayos de destilación real del crudo. Estos informes permiten identificar valores de propiedades tales como pesos moleculares de la fracciones, temperaturas de ebullición y gravedades específicas de los diferentes cortes y para el crudo en general, únicos para cada tipo de fluido, los cuales serán posteriormente comparados con los datos teóricos obtenidos mediante la función gamma.

Dentro de la información disponible se encontraron 46 estudios PVT realizados en 16 pozos para los sistemas de fluidos con contenidos inusuales de CO₂ distribuidos de la siguiente manera:

- Tres análisis PVT para el Campo A en tres pozos diferentes, los muestreos de los pozos A1, A2 y A4 fueron hechos en separador.

- Tres análisis PVT para el Campo B en dos pozos diferentes, para el pozo B1 se realizaron un muestreo de fondo y un muestreo de separador y para el pozo B2 un muestreo en separador.
- Treinta y seis análisis PVT para el Campo C, en seis diferentes pozos, en los pozos C7, C13, C15, C22 se realizaron diferentes pruebas a recombinaciones gas – aceite diferentes y temperaturas diferentes, los muestreos para estos pozos se realizaron en separador. En los pozos C2 y C5 los muestreos se realizaron en fondo de pozo.
- Un análisis PVT para el Campo D, el muestreo en el pozo D1 se realizó en fondo de pozo.
- Un análisis PVT para el Campo E y el muestreo de fluidos en el pozo E1 se realizó en separador.
- Dos análisis PVT para el Campo F en un solo pozo, uno de los muestreos se hizo en separador y el otro en fondo de pozo.

Los fluidos mencionados abarcan un rango amplio de tipos de sistemas de hidrocarburos. Desde aceites negros a gases condensados, pasando por aceites volátiles e hidrocarburos cercanos al punto críticos.

Los muestreos en fondo de pozo se hicieron con caídas de presión pequeñas lo cual permite asegurar que en todos los casos los fluidos muestreados con este método son representativos del fluido de yacimiento y se encontraban en una sola fase.

2.2 VALIDACIÓN PRUEBAS PVT Y ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL CRUDO MUERTO

Una vez organizada toda la información disponible se procedió a realizar los controles de calidad correspondientes para cada una de las pruebas PVT reportadas para los diferentes Campos.

Dependiendo del análisis PVT realizado se desarrollaron distintas pruebas para verificar la calidad de los mismos, su consistencia termodinámica y la estabilidad de las fases durante el desarrollo de la prueba.

Para la prueba de expansión a composición constante (CCE) se evaluó la linealidad de la función “Y”, con la cual es posible identificar la estabilidad termodinámica que se alcanzó durante el desarrollo de la prueba, y su inconsistencia o no linealidad genera un factor de alerta sobre el manejo de esta información PVT, en especial la validez de la presión de saturación. La **Ecuación 8** presenta la ecuación con la cual se calcula la Función “Y”.

Ecuación 8. Función “Y”

$$Y = \frac{P_b - P}{P \left(\frac{V_t}{V_{sat}} - 1 \right)}$$

Fuente: Ecopetrol, Auditoria de reservas Campo Sucumbios, Modelo de Fluidos Campo Sucumbios Fase I, 2018

A los valores de densidad reportados en la prueba de liberación diferencial (DEL) se les realizó una comparación con una densidad calculada mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 9. Densidad

$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136\gamma_g R_s}{B_o}$$

Fuente: WHITSON, C. H. and BRULE, M. R., Phase Behavior, Monograph by Society of Petroleum Engineers INC, 2000. Primera Edición. Capítulo 3. P. 13.

Este análisis se desarrolló con el objetivo de identificar la calidad de la información de densidad reportada y de poder verificar que las medidas que se realizaron para la época se acercan a la información teóricamente esperada para este tipo de fluidos. Dependiendo del tipo de muestreo también se realizaron controles de calidad distintos de tal manera que se logre reducir el grado de incertidumbre con respecto a la representatividad de la data.

Para los muestreos de fondo se realizó una comparación entre la presión de saturación de la prueba y la presión de fondo reportada en el PVT, esto con el objetivo de asegurar que el muestreo se desarrolló sobre un fluido que se encontraba en una sola fase, es decir, la muestra es representativa del fluido de yacimiento.

Para los muestreos realizados en los separadores de superficie, se desarrolló la prueba de Hoffman, la cual tiene como objetivo verificar que las recombinaciones de gas y petróleo que se realizaron eran termodinámicamente estables, en el desarrollo de esta prueba se puede identificar si hubo exceso de alguno de los componentes de la mezcla al momento de realizar la recombinación⁴⁹. En caso de que se haya realizado una recombinación con mayor cantidad de alguno de los compuestos se podrá identificar una desviación del valor calculado con respecto al valor esperado de acuerdo con la correlación propuesta para la prueba. Los valores calculados para realizar la gráfica de la prueba anteriormente nombrada se calculan a partir de la ecuación mostrada a continuación.

⁴⁹HOFFMAN, A. E; CRUMP, C. R and HOCOTT, C. R., Equilibrium Constants For A Gas-Condensate System, Paper by Society of Petroleum Engineers INC, 1953. SPE 219-G. P 7.

Ecuación 10. Ecuación de Hoffman

$$\ln \frac{KP}{14.7} = b \left(\frac{1}{T_B} - \frac{1}{T} \right)$$

Fuente: HOFFMAN, A. E; CRUMP, C. R and HOCOTT, C. R., Equilibrium Constants For A Gas-Condensate System, Paper by Society of Petroleum Engineers INC, 1953. SPE 219-G. P 9.

Una vez analizada la estabilidad de las fases y la consistencia termodinámica de las pruebas realizadas, se procedió a estudiar la composición de los fluidos reportada en cada uno de los diferentes muestreos.

Los estudios PVT de la época presentaban una caracterización detallada de los componentes puros (N₂, CO₂, H₂S y los componentes hidrocarburos desde la fracción C1 hasta la fracción C6) y presentan una composición molar, gravedad específica y peso molecular de la fracción pesada C7+. Para el desarrollo del modelo de fluidos es necesario realizar una caracterización detallada del crudo muerto, es decir de la fracción C7+, se requiere expandir esta fracción con el objetivo de asignar propiedades físicas primarias y determinar las propiedades críticas de cada una las fracciones Cn hasta la fracción pesada C30+.

Esta expansión de la fracción C7+ del crudo se va a realizar aplicando la función gamma asumiendo un fluido ancla para determinar el factor de forma alfa que se va a aplicar a todas las fracciones pesadas de los diferentes tipos de crudo. Una vez determinado el factor de forma alfa que mejor se ajusta al crudo muerto de la cuenca, se realizó la determinación de las propiedades físicas primarias y las propiedades críticas mediante la correlación de Kesler – Lee; el cálculo del valor del factor acéntrico mediante la correlación de Edmister⁵⁰ a continuación se muestran las fórmulas que permiten realizar los cálculos anteriormente nombrados.

Ecuación 11. Temperatura Crítica

$$T_c = 341.7 + 811\gamma + (0.4244 + 0.1174\gamma)T_b + (0.4669 - 3.2623\gamma) * 10^5 T_b^{-1}$$

Fuente: HOFFMAN, A. E; CRUMP, C. R and HOCOTT, C. R., Equilibrium Constants For A Gas-Condensate System, Paper by Society of Petroleum Engineers INC, 1953. SPE 219-G. P13.

Ecuación 12. Presión Crítica

$$\ln P_c = 8.3634 - \frac{0.0566}{\gamma} - \left[\left(0.24244 + \frac{2.2898}{\gamma} + \frac{0.11857}{\gamma^2} \right) * 10^{-3} \right] T_B$$

Fuente: HOFFMAN, A. E; CRUMP, C. R and HOCOTT, C. R., Equilibrium Constants For A Gas-Condensate System, Paper by Society of Petroleum Engineers INC, 1953. SPE 219-G. P13.

⁵⁰ WHITSON, C.H.; Effect of C7+ Properties on Equation-of-State Predictions, 1984

Ecuación 13. Factor Acéntrico

$$\omega = \frac{3 \log(P_c/14.7)}{7 [(T_c/T_b) - 1]}$$

Fuente: HOFFMAN, A. E; CRUMP, C. R and HOCOTT, C. R., Equilibrium Constants For A Gas-Condensate System, Paper by Society of Petroleum Engineers INC, 1953. SPE 219-G. P14.

La aplicación del Volume Shift como parámetro para la corrección de la densidad en las Ecuaciones de Estado se realizaron con las siguientes formulas.

Ecuación 14. Volume Shift, si MW < 93

$$V_{\text{shift}} = 0.002128 MW - 0.188$$

Fuente: PEDERSEN, K. S. and CHRISTENSEN, P. L.: Phase Behavior of Petroleum reservoir Fluids, Book by Taylor & Francis Group, LLC, 2007.

Ecuación 15. Volume Shift, si MW > 93

$$V_{\text{shift}} = \left(1 - \left(\frac{2.258}{MW^{0.1823}} \right) \right) * 0.02$$

Fuente: PENELOUX, A. et al.: "A consistent correction for Redlich-Kwong-Soave Volumes". Fluid Phase Equilibria, 1982.

Por último, se realizó el cálculo del factor z crítico mediante la aplicación de la ecuación modificada de Rackett y el Parachor fue estimado en base a los pesos moleculares mediante el uso de la correlación de Firoozabadi et al. De 1988⁵¹.

Ecuación 16. Factor z crítico

$$V_{\text{shift}} = \left(\frac{RT_c}{P_c} \right) Z_{\text{RA}} \left[1 + (1 - T_r)^{2/7} \right]$$

Fuente: COMPUTER MODELLING GROUP LTD. Phase-Behaviour and Fluis Property Program, User's Guide, 2012. P. 52.

2.3 IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE DISTINTOS SISTEMAS DE HIDROCARBURO CON CONTENIDOS INUSUALES DE CO₂ ORIGINALMENTE DISUELTO

Una vez concluido la validación de la información PVT disponible, se adelantó una identificación de los diferentes sistemas de fluidos presentes en la cuenca, la cual

⁵¹ COMPUTER MODELLING GROUP LTD. Phase-Behaviour and Fluis Property Program, User's Guide, 2012. P. 52.

consistió en comparar los resultados de los diferentes análisis PVT con los datos teóricos mencionados en el marco teórico.

De manera simultánea se comparó la data PVT con la información proveniente de las pruebas de presión y producción disponibles y recolectadas para cada uno de los Campos. Esto se hizo buscando asegurar que los sistemas de fluidos que se identificaran fueran representativos de cada Campo.

2.4 AGRUPACIÓN DE COMPONENTES Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE CRUDO ATMOSFÉRICO

Analizada la información PVT e identificados los componentes con mayor relevancia, para el desarrollo del modelo de fluidos se realizó una agrupación de los componentes, esto con el objetivo de que el modelo pueda ser utilizado en modelos de simulación numérica de yacimientos. Modelos de fluidos con el grueso de los componentes generan que el tiempo utilizado en la simulación numérica de yacimientos sea excesivamente largo.

Para realizar la agrupación de los componentes se siguió la propuesta de la empresa, el método de agrupación sugerido está basado en los modelos realizados previamente por la compañía y tiene su sustento teórico y experimental en la similitud de los componentes puros, esto para el agrupamiento hasta la fracción C6, para la fracción pesada, el agrupamiento se hace con base a los cortes obtenidos de la destilación fraccionada del crudo.

La información proveniente de los informes Assay tipo III, fue analizada de manera muy rigurosa y se realizaron diferentes comparaciones con el objetivo de establecer una relación entre los crudos de los diferentes Campos y poder desarrollar un modelo de fluidos que mediante una sola ecuación de estado pueda modelar el comportamiento termodinámico de los fluidos de la cuenca.

Para este ejercicio de comparación entre los diferentes tipos de crudo, se revisó la gravedad API, el peso molecular y la gravedad específica del crudo muerto, se revisaron y se compararon las mismas propiedades para cada una de las fracciones de la curva de destilación, con el objetivo de tener certeza de que el crudo muerto de la cuenca era similar. Adicionalmente se calcularon los factores de caracterización Watson, Jacoby y Soreide⁵² de tal manera que se pudiera establecer una comparación de los crudos bajo un fundamento teórico. A continuación, se muestra la ecuación con la cual es posible calcular cada uno de los factores anteriormente nombrados.

⁵² WHITSON, C. H. and BRULE, M. R., Phase Behavior, Monograph by Society of Petroleum Engineers INC, 2000. Primera Edición. Capítulo 5. P. 11.

Ecuación 17. Factor de caracterización de Watson

$$K_w = \left[\frac{0.16637 \gamma_{C7+} A_0}{z_{C7+} M_{C7+}} \right]^{-0.84573}$$

Fuente: WHITSON, C. H. and BRULE, M. R., Phase Behavior, Monograph by Society of Petroleum Engineers INC, 2000. Primera Edición. Capítulo 5. P. 11.

Ecuación 18. Factor de caracterización de Jacoby

$$J_a = \frac{\gamma - 0.8468 + (15.8/M)}{0.2456 - (1.77/M)}$$

Fuente: WHITSON, C. H. and BRULE, M. R., Phase Behavior, Monograph by Society of Petroleum Engineers INC, 2000. Primera Edición. Capítulo 5. P. 11.

Ecuación 19. Ecuación de Soreide

$$C_f = \frac{\gamma_i - 0.2855}{(M_i - 66)^{0.13}}$$

Fuente: WHITSON, C. H. and BRULE, M. R., Phase Behavior, Monograph by Society of Petroleum Engineers INC, 2000. Primera Edición. Capítulo 5. P. 12.

Una vez finalizado el análisis de las curvas de destilación, se realizó la agrupación en cinco pseudo-componentes de la fracción C7+, de tal manera que se asegure que esta agrupación estará en capacidad de representar de manera óptima las propiedades de los fluidos, tal como lo hacen cuando no se agrupa en pseudo-componentes.

2.5 MONTAJE EN MODO PREDICTIVO DE LAS PRUEBAS PVT Y COMPARACIÓN CON LA DATA EXPERIMENTAL DISPONIBLE

Después de haber agrupado los componentes, se procedió a realizar el montaje en el software PVT de las mismas pruebas que se realizaron en el laboratorio durante los análisis PVT. Esto con el objetivo de comparar las predicciones de la ecuación de estado propuesta con la data experimental disponible.

Se generaron predicciones de pruebas de liberación diferencial, expansiones a composición constante y pruebas de separador de tal manera que se obtuviese información suficiente para realizar las diferentes comparaciones con la información de laboratorio disponible.

Para realizar la comparación se establecieron cuatro parámetros fundamentales de comparación, ya que se encontraban disponibles en todos los análisis de laboratorio realizados. Como propiedades de comparación se establecieron las presiones de saturación, las relaciones gas aceite, la gravedad API y la gravedad específica del

gas. Adicionalmente, estos parámetros varían fuertemente en función del tipo de fluido, implicando un reto de tipo predictivo cuando se usa una sola ecuación de estado.

Se realizaron gráficos de barras que reflejaran el error presentado, de tal manera que la información sea comprimida y se puedan identificar de manera más clara los parámetros que presentan mayor desviación con respecto a la data experimental de tal manera que se puedan identificar los factores de la ecuación de estado que generan estas desviaciones.

2.6 REGRESIONES MULTIVARIABLE DE LOS PARAMETROS DE LA ECUACIÓN DE ESTADO

Después de identificar las variables que generan mayores porcentajes de error entre la data experimental y la data que predice la ecuación de estado, se procede a realizar en caso de que sea necesario una regresión multivariable de los parámetros que generan esas desviaciones.

Un manejo riguroso de las composiciones y de las propiedades físicas primarias de los fluidos le da mucha más naturalidad y capacidad predictiva al modelo, lo cual hace que no sea necesario realizar regresiones multivariadas.

En caso de realizar regresiones multivariadas, se realizarán sobre la fracción pesada que en el caso del proyecto será la fracción C30+ dada la incertidumbre que poseen los componentes más pesados del petróleo en virtud de la cantidad de isómeros complejos y desconocidos asociados a un número de carbono alto. Para ajustar parámetros que involucren la interacción de las moléculas nuevamente se hará énfasis sobre la fracción pesada C30+ pero en este caso se tendrá en cuenta la interacción con el componente con mayor concentración molar dentro del fluido recombinado, en este caso el CO₂.

2.7 MODELO DE VISCOSIDAD Y AJUSTE DE LOS PARAMETROS QUE INFIEREN SOBRE EL MODELO

Para el desarrollo del modelo de viscosidad se dispone de dos opciones que permitan modelar esta propiedad a condiciones de yacimiento y durante la vida productiva del yacimiento. Se consideraron los modelos de viscosidad de Pedersen⁵³ modificado y el modelo de viscosidad de Lohrenz – Bray – Clark para predecir la viscosidad en el modelo de fluidos.

Los parámetros que gobiernan el comportamiento de la viscosidad son independientes de los ajustes de la ecuación de estado, es por esto por lo que esta es la última propiedad que se modela durante el desarrollo del modelo de fluidos.

⁵³ PEDERSEN, K. S. AND CHRISTENSEN, P. L.: Phase Behavior of Petroleum reservoir Fluids, Book by Taylor & Francis Group, LLC, 2007.

Dependiendo de la complejidad de los fluidos, un modelo o el otro puede representar de mejor manera la viscosidad de los fluidos a lo largo de la vida productiva del yacimiento. Para el desarrollo del modelo de fluidos se tuvieron en cuenta los dos modelos de viscosidad de tal manera que se pudiera tener un parámetro de comparación que permitiera seleccionar el que mejor representara esta propiedad.

Los cinco parámetros de ajuste del modelo de viscosidad de Pedersen modificado son los valores de regresión para este modelo. Para el modelo de viscosidad de Lohrenz-Bray-Clark⁵⁴ es necesario realizar una regresión sobre el volumen crítico, ya que es este valor el que gobierna la viscosidad en este fluido.

2.8 GRADIENTE COMPOSICIONAL E INICIALIZACIÓN DEL MODELO DE FLUIDOS

Al completar el ajuste de la ecuación de estado y terminar de ajustar los parámetros del modelo de viscosidad, se cuenta con los elementos necesarios para desarrollar la inicialización del modelo de fluidos.

Para realizar la corrida de los gradientes composicionales de propiedades PVT se asumió un espesor de yacimiento de 2000 pies es decir 1000 pies hacia el tope de la estructura y 1000 pies hacia el flanco de la misma, estos dos valores tomando como profundidad de referencia el valor reportado en cada uno de los PVT, el cual corresponde a profundidades reales asociadas a intervalos de producción en cada yacimiento; Esta decisión se tomó en virtud de los altos relieves estructurales verticales de los yacimientos que conforman esta cuenca.

El valor de temperatura utilizado como valor de referencia para desarrollar las inicializaciones fue el que se reportó en el informe PVT, a la profundidad de referencia. Para este proyecto no se hizo uso de información proveniente de probadores de formación ya que no se encontró información proveniente de estas pruebas para todos los campos.

La presión de yacimiento utilizada al igual que el valor de la temperatura fue la reportada en los informes PVT, nuevamente registrada a la profundidad de referencia. Las pruebas de presión y producción iniciales de cada Campo registraban presiones iniciales de yacimiento, pero no fueron tenidas en cuenta para este aspecto de la inicialización.

Aunque de las pruebas iniciales de producción no se obtuvieron las presiones iniciales de yacimiento si se utilizó la información allí reportada para dar más o menos peso a cada uno de los reportes PVT. Las pruebas iniciales de producción fueron utilizadas para seleccionar los informes PVT más representativos de cada

⁵⁴ DANESH, A.: PVT And Phases Behavior of Petroleum Reservoir Fluids, Book by ELSEVIER SCIENCE B.V., Vol 4, Cap 9, P 335. 1998

uno de los Campos y de esta manera garantizar la representatividad de los gradientes composicionales.

Para el desarrollo del gradiente composicional se seleccionó el reporte PVT más representativo para cada uno de los Campos de acuerdo con el sistema de fluidos identificados previamente, teniendo en cuenta propiedades como la gravedad API y la relación gas – aceite. En algunos casos se hizo uso de un informe PVT para realizar la inicialización y en otros se hizo uso de dos informes.

Se desarrollaron cuatro inicializaciones distintas para cada uno de los Campos, se corrieron gradientes composicionales isotérmicos, gradientes composicionales no isotérmicos pasivos, gradientes composicionales no isotérmicos mediante el modelo de Hess y gradientes composicionales no isotérmicos haciendo uso del modelo de Kempers.

Dentro de esta etapa del proyecto y con los resultados obtenidos en las inicializaciones se realizó un entendimiento de estos modelos dentro de la estructura geológica de cada uno de los yacimientos.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados y análisis obtenidos durante el desarrollo de cada una de las etapas del presente proyecto.

3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Al realizar la recopilación de la información disponible para los Campos A, B, C, D, E y F, se encontró información de data PVT, pruebas de producción y Assay's Tipo III. El **Cuadro 1**, muestra por pozo la información que fue recuperada de la data PVT disponible; en el **Anexo C** se presenta la data PVT de mayor relevancia, de manera ordenada y clara para el desarrollo del proyecto.

Cuadro 1. Información Data PVT.

Campo	Pozo	Tipo de prueba	Información recopilada
A	A1	SEPARADOR	Profundidad del intervalo Tope-Base en MD y TVDss.
	A2	SEPARADOR	
	A4	SEPARADOR	
B	B1	SEPARADOR	Tipo de fluido.
	B1	FONDO	Presión de yacimiento.
	B2	SEPARADOR	Presión de fondo.
C	C13	5 PRUEBAS DE SEPARADOR	Profundidad del sensor.
	C15-1	4 PRUEBAS DE SEPARADOR	Temperatura de la prueba.
	C15-2	4 PRUEBAS DE SEPARADOR	Presión de saturación.
	C15-3	4 PRUEBAS DE SEPARADOR	GOR.
	C2	FONDO	% CO ₂ .
	C22	13 PRUEBAS DE SEPARADOR	% CO ₂ crudo vivo.
	C5	FONDO	Gravedad específica del gas.
C7	4 PRUEBAS DE SEPARADOR	Gravedad °API	
D	D1	FONDO	MW C7+
E	E1	SEPARADOR	Viscosidad
F	F2	FONDO	Bo
	F2	SEPARADOR	

Fuente: elaboración propia.

El **Cuadro 2**, muestra por pozo la información que fue recuperada para el Campo C a partir de las pruebas de producción; en el **Anexo D** se presenta la información que fue recuperada, de manera ordenada y clara para el desarrollo del proyecto.

Cuadro 2. Información Pruebas de Producción Campo C.

Bloque	Pozo		Información recopilada
SUB-NORTE	C5	C43	Profundidad Tope Base, Choke, BOPD, KPCP, °API, GOR y %BSW

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 2 (continuación).

Bloque	Pozo				Información recopilada
NORTE	C6	C10	C14	C21	
	C24	C34	C35	C36	
	C37	C38	C40		
SUR	C1	C2	C3	C4	Choke
	C7	C8	C9	C12	BOPD
	C13	C15	C16	C18	KPCP
	C19	C20	C22	C25	°API
	C26	C27	C29	C30	GOR
	C31	C32	C33	C41	%BSW
	C72	C90			

Fuente: elaboración propia.

Por último, la **Tabla 1**, muestra por pozo la información organizada de los Assay's Tipo III.

Tabla 1. Compendio de Datos provenientes de Assay's Tipo III

P.	°API	Prop	Fuel Oil	C5	60	107	152	199	249	315	371	427	482	565
				60	107	152	199	249	315	371	427	482	565	+
A5	29.7	SG	0.88	0.64	0.72	0.76	0.79	0.83	0.86	0.89	0.90	0.92	0.94	1.02
		MW	239	77	93	116	136	166	207	261	321	381	505	1135
		% MOL	-	4.18	12.35	12.49	11.78	11.12	15.53	9.85	8.14	6.03	5.27	3.26
B2	28.4	SG	0.88		0.72	0.76	0.79	0.83	0.86	0.88	0.90	0.92	0.94	1.03
		MW	249		93	114	136	166	205	261	330	382	511	1828
		% MOL	-	0.00	8.68	12.25	14.04	14.12	18.88	11.49	8.74	6.46	5.35	2.16
B5	26.2	SG	0.90	0.64	0.72	0.76	0.79	0.82	0.85	0.89	0.90	0.93	0.95	1.04
		MW	258	76	96	114	137	166	207	263	302	371	463	1263
		% MOL	-	5.32	11.47	14.83	12.36	11.36	13.02	8.09	7.21	4.95	5.16	6.25
C105	30.4	SG	0.87	0.64	0.72	0.76	0.79	0.82	0.85	0.88	0.90	0.92	0.94	1.01
		MW	242	76	98	118	138	168	203	263	337	412	592	1104
		% MOL	-	6.14	9.21	14.15	12.30	12.22	15.23	9.38	8.13	5.28	4.64	3.31
C2	33.2	SG	0.86	0.64	0.71	0.75	0.79	0.82	0.85	0.87	0.89	0.91	0.94	1.02
		MW	229	78	96	111	139	162	207	270	314	401	532	1147
		% MOL	-	5.22	12.60	14.28	10.23	14.37	15.65	7.72	7.46	5.66	4.10	2.72
C29	31.5	SG	0.87	0.64	0.72	0.76	0.79	0.83	0.85	0.88	0.90	0.92	0.94	1.02
		MW	233	78	97	116	140	173	217	279	304	418	537	1341
		% MOL	-	5.39	12.28	14.09	12.89	11.90	14.53	9.18	8.37	4.70	4.18	2.50
C21	38.1	SG	0.83	0.63	0.72	0.75	0.79	0.82	0.85	0.87	0.89	0.91	0.94	1.03
		MW	187	77	96	115	138	171	211	275	336	420	557	1330
		% MOL	-	5.59	14.98	17.63	15.82	13.33	14.06	7.95	4.96	2.87	1.79	1.02
C35	38.1	SG	0.83	0.63	0.72	0.76	0.79	0.82	0.85	0.87	0.89	0.91	0.94	1.03
		MW	180	76	93	114	137	168	208	261	304	384	503	1099
		% MOL	-	6.11	17.04	15.84	14.88	12.34	13.61	8.18	5.67	3.00	2.12	1.21
E7	26.2	SG	0.90	0.66	0.73	0.76	0.80	0.83	0.86	0.89	0.90	0.92	0.94	1.04
		MW	265	80	94	114	135	165	205	257	307	385	493	1203
		% MOL	-	1.87	6.63	10.23	12.02	13.12	17.48	11.06	9.98	7.04	6.23	4.33
F5	29.6	SG	0.88	0.66	0.73	0.76	0.80	0.83	0.86	0.88	0.90	0.92	0.94	1.01
		MW	243	80	96	114	135	167	203	259	314	395	521	1217
		% MOL	-	2.03	8.95	13.94	15.10	13.50	16.07	10.62	6.82	5.25	4.68	3.06

Fuente: elaboración propia.

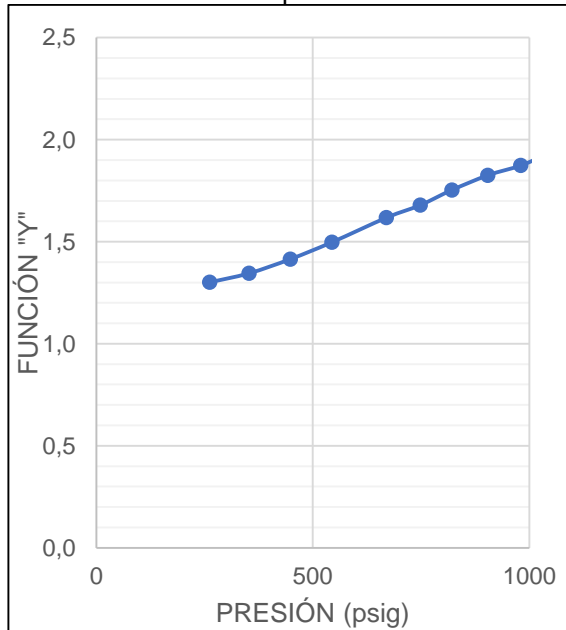
3.2 VALIDACIÓN DE LAS PRUEBAS PVT

Una vez compilada la información disponible, se realizó la validación de la misma; el control de calidad fue aplicado a cada una de las pruebas disponibles con la finalidad de verificar que dichas pruebas hayan sido hechas siguiendo parámetros rigurosos y con esto asegurar que los datos reportados son termodinámicamente correctos.

3.2.1 Linealidad de la Función Y. Dentro de la data PVT disponible, se encontraron reportes en los cuales se habían realizado la prueba de liberación diferencial (DEL) y la prueba de expansión a composición constante (CCE); a estos reportes se le evaluó la linealidad de la función “Y”. Los resultados obtenidos se clasificaron en dos escenarios.

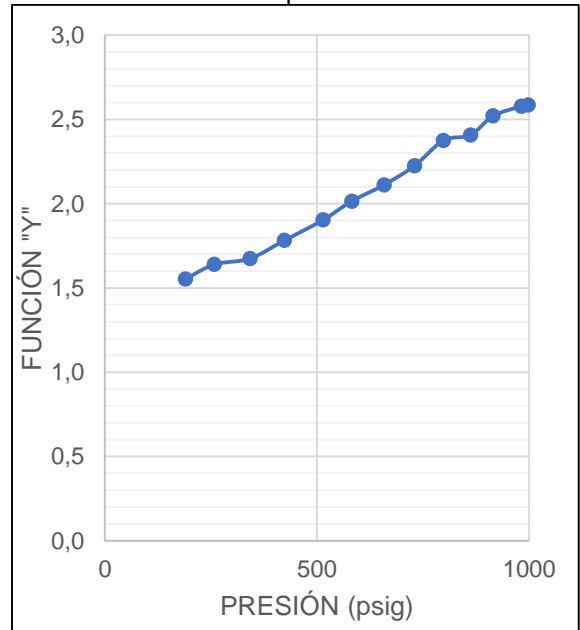
El primer escenario el cual es evidenciado con las **Gráficas 1 a la 14**, se caracteriza por presentar un comportamiento lineal, estableciendo que las pruebas evaluadas en los pozos A1, A2, B1, B2, C13, C15-1, C15-2, C15-3, C2, C22, C5, D1 y E1 fueron realizadas bajo condiciones termodinámicamente estables, es decir que durante el desarrollo de la prueba se esperó el tiempo necesario para que el gas que fue liberado lograra alcanzar un equilibrio con el líquido presente en la celda. Este comportamiento a su vez permite afirmar que los PVT’s analizadas son representativas es decir tienen buena calidad y las presiones de saturación medidas son confiables, sin embargo, es necesario realizar la prueba de Hoffam para verificar que la recombinación realizada se hizo en proporciones termodinámicamente estables.

Gráfica 1. Función “Y” pozo A1



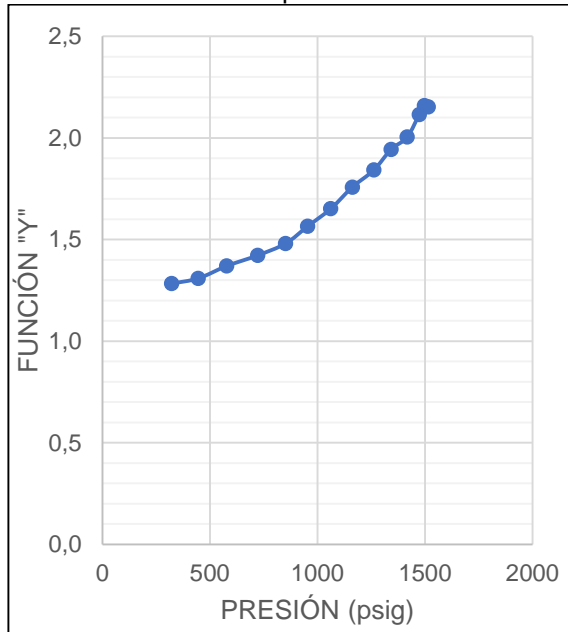
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 2. Función “Y” pozo A2



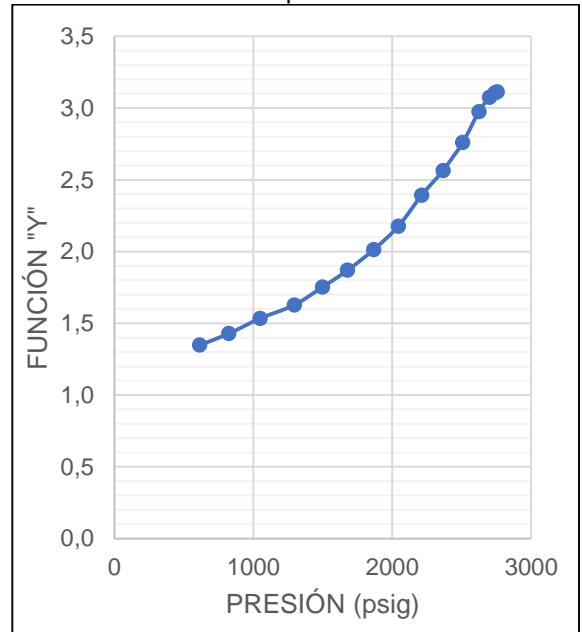
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 3. Función "Y" pozo B1-SEP



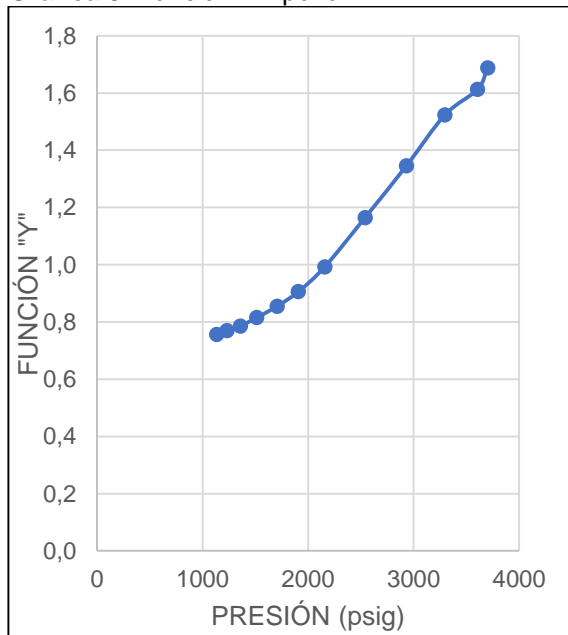
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 4. Función "Y" pozo B1-SUBS



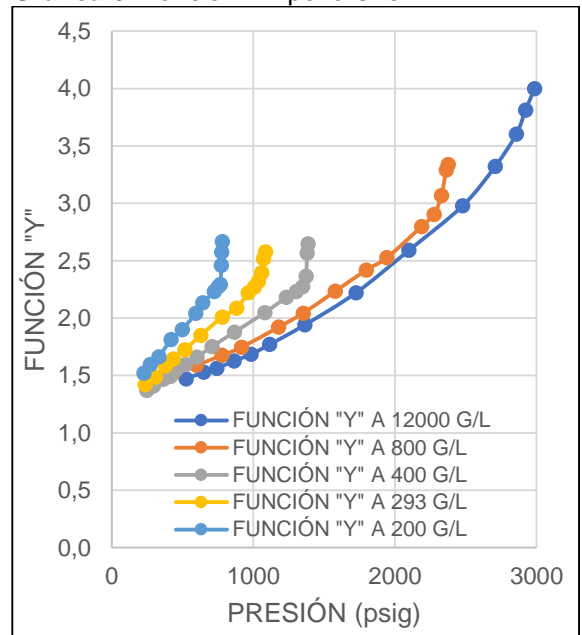
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 5. Función "Y" pozo B2



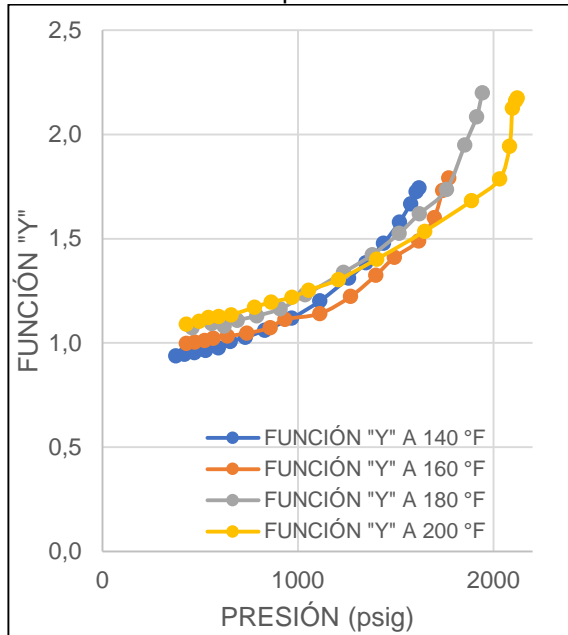
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 6. Función "Y" pozo C13



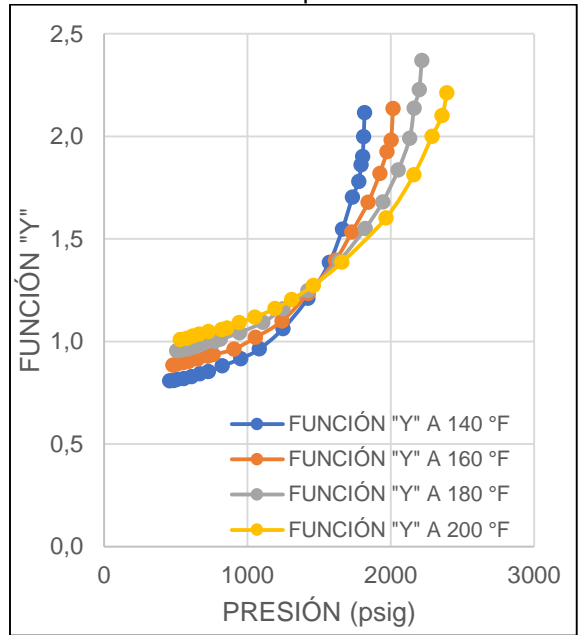
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 7. Función "Y" pozo C15-1



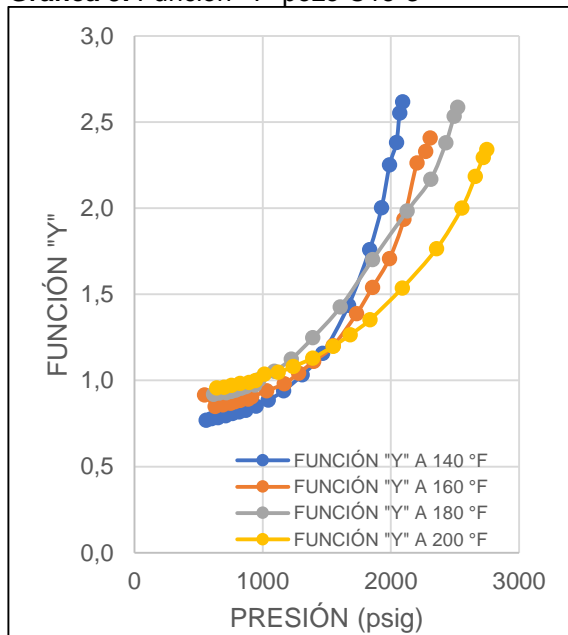
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 8. Función "Y" pozo C15-2



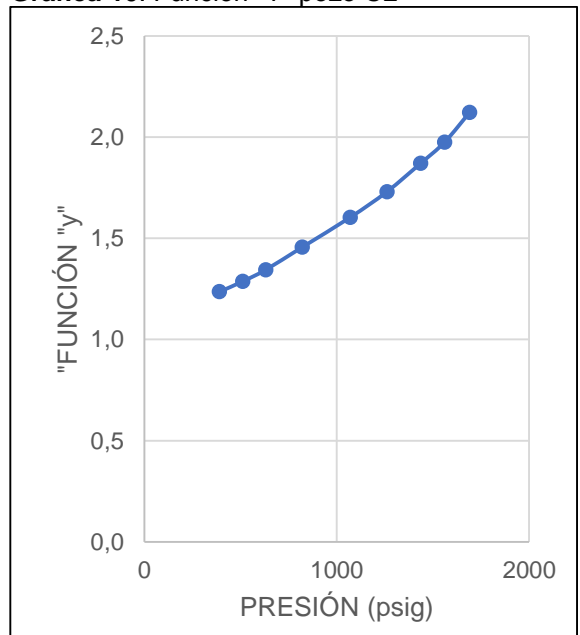
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 9. Función "Y" pozo C15-3



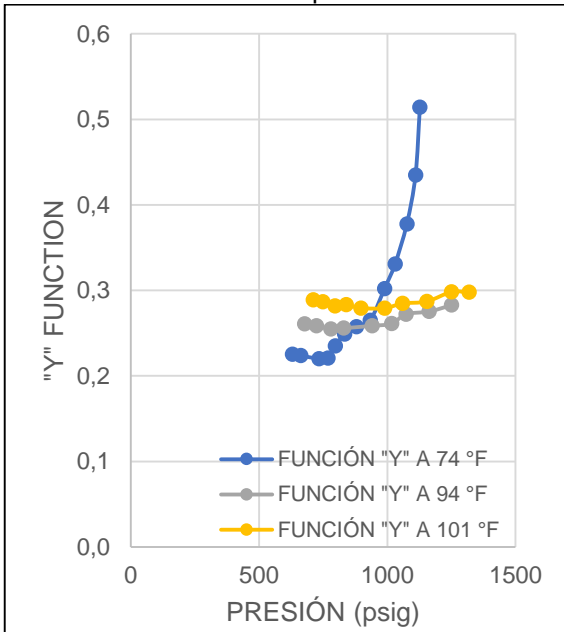
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 10. Función "Y" pozo C2



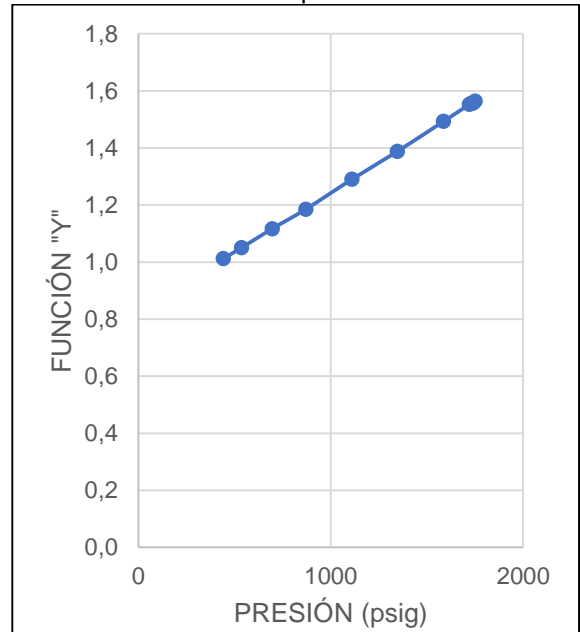
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 11. Función "Y" pozo C22



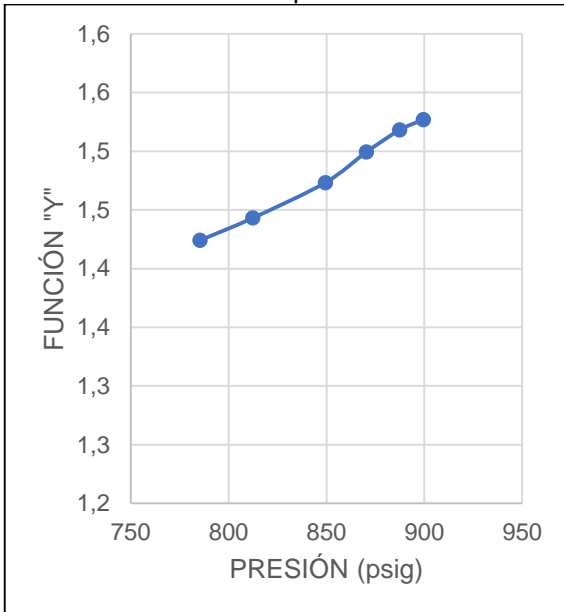
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 12. Función "Y" pozo C5



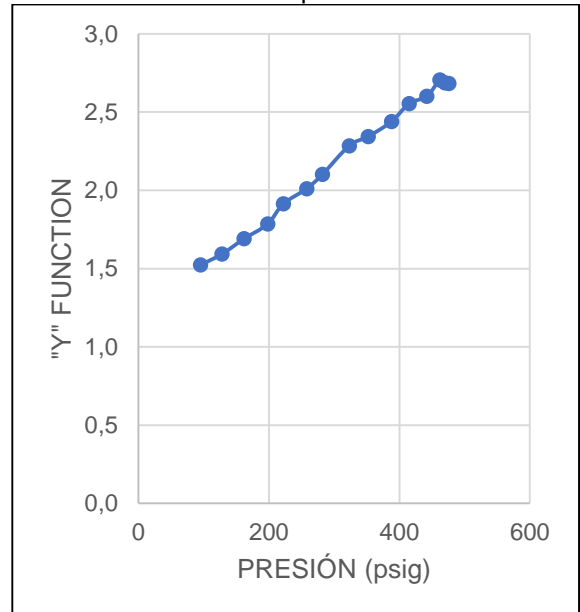
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 13. Función "Y" pozo D1



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 14. Función "Y" pozo E1

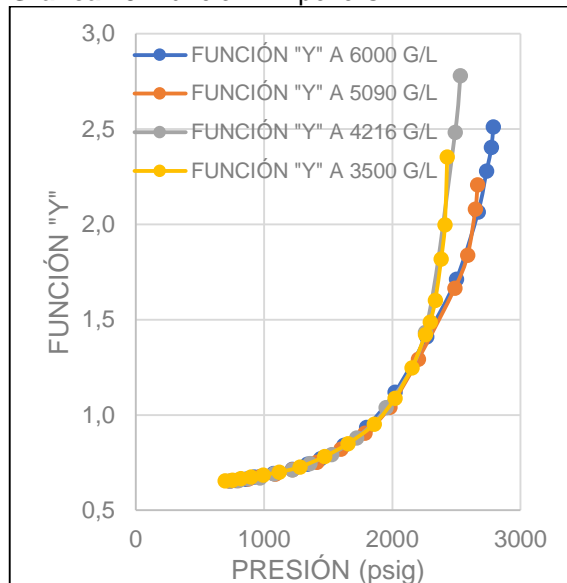


Fuente: elaboración propia.

El segundo escenario el cual es evidenciado con las **Gráficas 15, 16 y 17**, permite observar que la función no presenta el comportamiento lineal esperado. La tendencia no lineal que sigue la función es producto del poco tiempo de separación que se le dio a los fluidos dentro de la celda PVT, lo cual ocasiona que no se alcance el equilibrio de fases durante las distintas etapas de la prueba, generando una

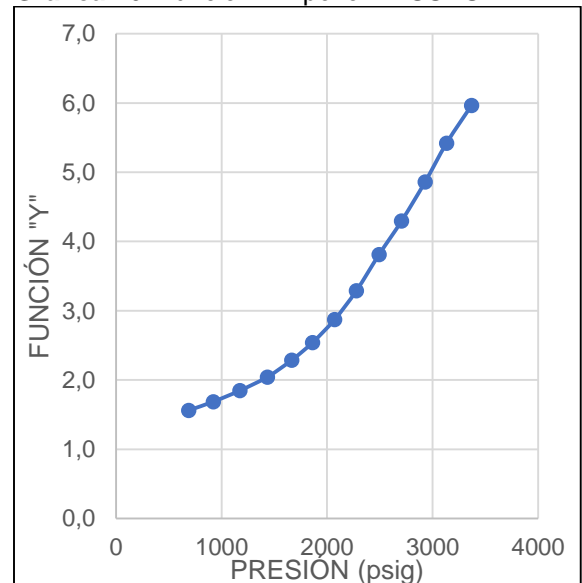
subestimación de los valores allí reportados, en especial de la presión de saturación del fluido. Este control de calidad permite concluir que las pruebas realizadas para los pozos C7 y F2 no fue realizada bajo condiciones de equilibrio y se entiende que la presión de saturación allí reportada esta subestimada. Este resultado en el control de calidad genera que el estudio PVT sea menos representativo para el estudio del yacimiento y las posteriores inicializaciones. Esta prueba no es un único concepto para descartar por completo la información proporcionada por el PVT, habrá que revisar y tener en cuenta el chequeo de densidad por balance de masa y la prueba de Hoffman en este caso por tratarse de un muestreo de separador.

Gráfica 15. Función "Y" pozo C7



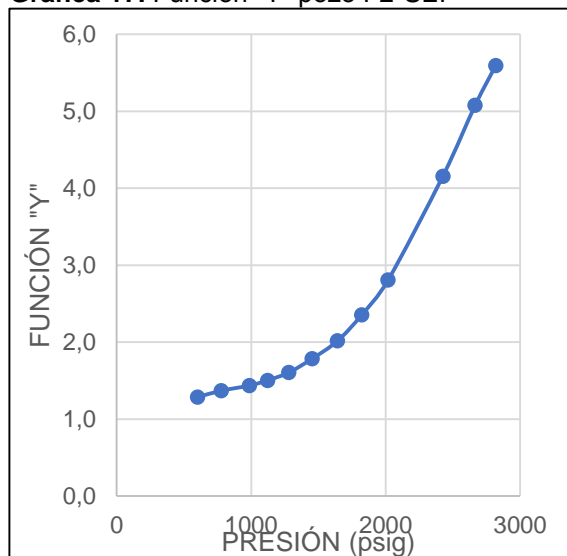
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 16. Función "Y" pozo F2-SUBS



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 17. Función "Y" pozo F2-SEP



Fuente: elaboración propia.

3.2.2 Prueba de Hoffman. Para los muestreos realizados en separador se realiza un control de calidad inicial partiendo de las composiciones de los fluidos reportadas. Este control de calidad se realiza con el objetivo de verificar que las recombinaciones de los fluidos se hicieron bajo condiciones estables y que no se realizó con mayores cantidades de alguno de los fluidos, bien sea gas o líquido.

No todos los muestreos que se realizaron en la cuenca fueron realizados en separador, pero si la mayoría, es decir que este método de control de calidad fue el más aplicado durante el proyecto. Esta prueba se revisa en conjunto con toda la información disponible para evaluar la calidad de los datos de la prueba, pero a diferencia del control de calidad por la función “Y”, este método tiene mucho más peso para descartar o dar como representativo un informe.

A continuación, se presentan dos ejemplos de las pruebas de Hoffman realizadas, el primer ejemplo evidencia el análisis que se realizó a el pozo C22 del Campo C, el análisis de la prueba de Hoffman inicia con el análisis composicional mostrada a continuación en la **Tabla 2**, además de contener las composiciones de los fluidos, también presenta los valores calculados necesarios para evaluar la prueba de Hoffman, los valores de $\log(KP)_c$ se grafican para determinar la estabilidad de la recombinación.

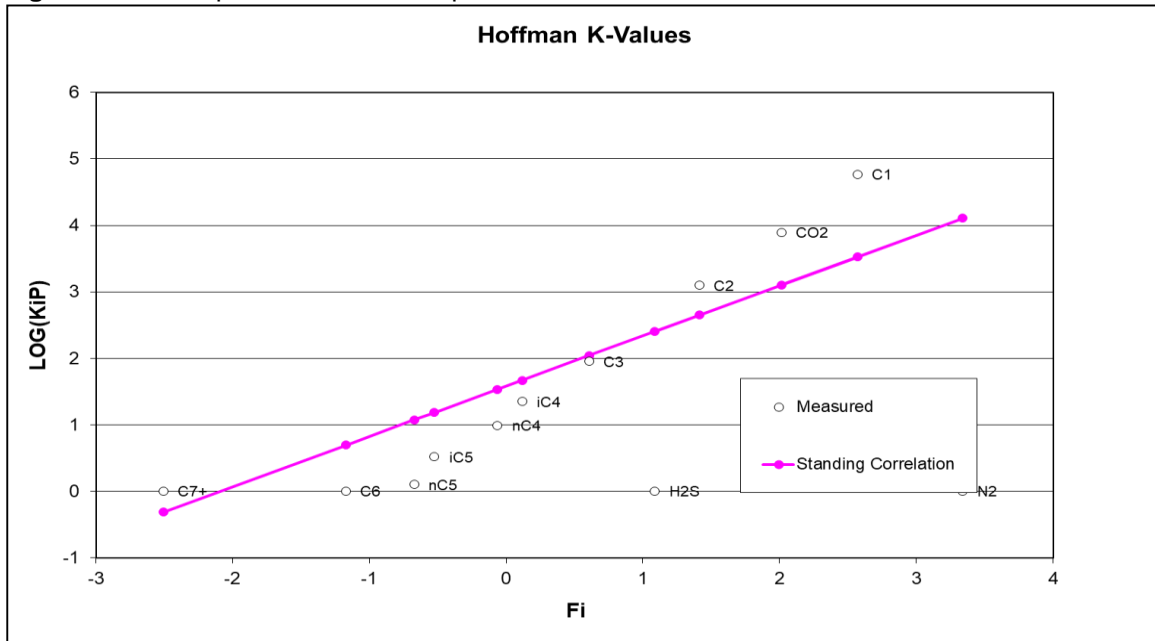
Tabla 2. Valores calculados Prueba de Hoffman pozo C22.

Componente	Composición		Fi	LOG(KiP) _c
	molar del líquido %	molar del gas %		
H2S	0	0	1.0849	0
N2	0	1.22	3.3409	0
CO₂	7.67	87.32	2.0137	3.9037
C1	0.1	8.51	2.5717	4.7259
C2	0.88	1.61	1.4132	3.1493
C3	8.31	1.08	0.6076	1.9637
IC4	2.78	0.09	0.1162	1.3678
NC4	9.85	0.14	-0.0634	1
IC5	4.18	0.02	-0.5236	0.5838
NC5	5.42	0.01	-0.6715	0.0718
C6	7.84	0	-1.1685	0
C7+	52.97	0	-2.5059	0

Fuente: elaboración propia.

A continuación, la **Figura 4**, muestra la gráfica obtenida al aplicar la Prueba de Hoffman.

Figura 4. Grafica prueba de Hoffman pozo C22.



Fuente: elaboración propia.

El resultado de la prueba de Hoffman para este pozo permite observar la desviación de los puntos con respecto a la línea de tendencia esperada para cada uno de los componentes en esta recombinación. Para este proyecto, y en general para este tipo de fluidos es importante verificar la desviación del CO₂ y de la fracción pesada C7+ en este caso, por ser los componentes mayoritarios en el fluido.

Esta desviación de la mayoría de los puntos y en especial de los componentes mayoritarios genera un alto grado de incertidumbre sobre la estabilidad de la recombinación y sobre la representatividad de los valores encontrados en las diferentes pruebas de este análisis PVT.

El segundo ejemplo muestra el análisis realizado para el pozo E1, A este análisis PVT también se le realizó la prueba de Hoffman para verificar la estabilidad de la recombinación. La **Tabla 3**, muestra los resultados composicionales y los valores calculados para realizar la gráfica de Hoffman.

Tabla 3. Valores calculados Prueba de Hoffman pozo E1.

Componente	Composición molar del líquido %	Composición molar del gas %	Fi	LOG(KP) _c
H ₂ S	0	0	1.3476	0
N ₂	0.05	2.04	3.4495	3.6618
CO ₂	2.06	33.59	2.1645	3.1353

Fuente: elaboración propia.

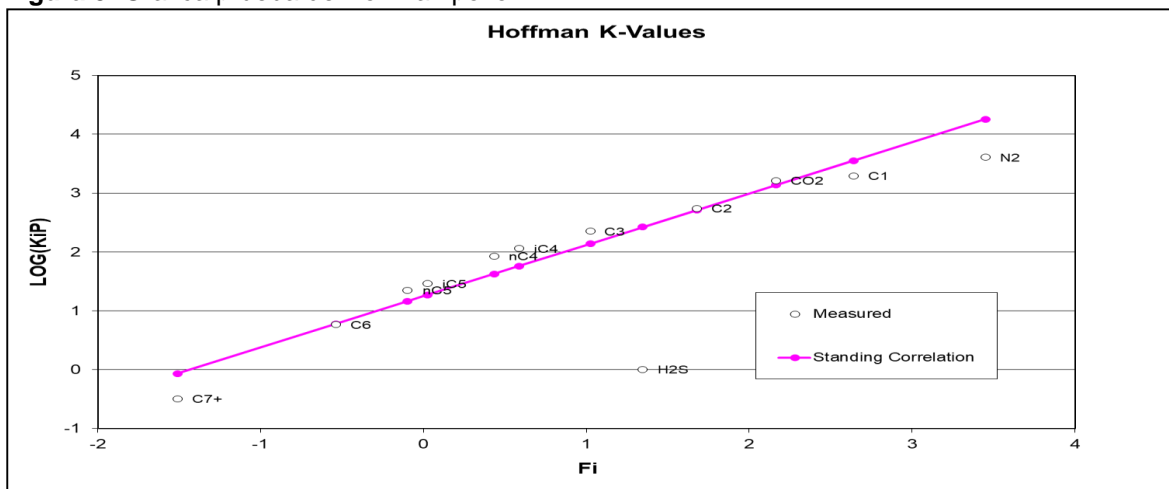
Tabla 3 (Continuación).

Componente	Composición molar del líquido %	Composición molar del gas %	Fi	LOG(KP) _c
C1	1.91	37.56	2.6410	3.2512
C2	1.67	9.24	1.6780	2.7107
C3	4.59	10.31	1.0236	2.4397
IC4	1.39	1.59	0.5872	2.0588
NC4	4.2	3.56	0.4345	1.9255
IC5	2.81	0.81	0.0240	1.4673
NC5	3.23	0.72	-0.0980	1.4308
C6	6.02	0.35	-0.5353	0.9792
C7+	72.07	0.23	-1.5099	-0.4713

Fuente: elaboración propia.

La gráfica de Hoffman para el control de calidad de este pozo es mostrada en la Figura 5.

Figura 5. Grafica prueba de Hoffman pozo E1.



Fuente: elaboración propia.

La desviación de los puntos en esta grafica tiene una apariencia completamente diferente a la prueba de Hoffman del pozo C22. La desviación de estos puntos es mínima para la mayoría de los compuestos. El CO₂ tiene un ajuste perfecto, de acuerdo con lo esperado para estas condiciones de recombinación. La fracción pesada C7+ aunque si presenta una desviación del valor sugerido por la correlación de Standing⁵⁵, se considera una desviación normal por el grado de incertidumbre generado al momento de medir el peso molecular del componente.

⁵⁵ HOFFMAN, A. E; CRUMP, C. R and HOCOTT, C. R., Equilibrium Constants For A Gas-Condensate System, Paper by Society of Petroleum Engineers INC, 1953. SPE 219-G. P 3.

En general la recombinación que se hizo para los fluidos muestreados del pozo E1 se realizó bajo condiciones estables y por ende las pruebas que se realicen sobre este fluido serán representativas del fluido de yacimiento.

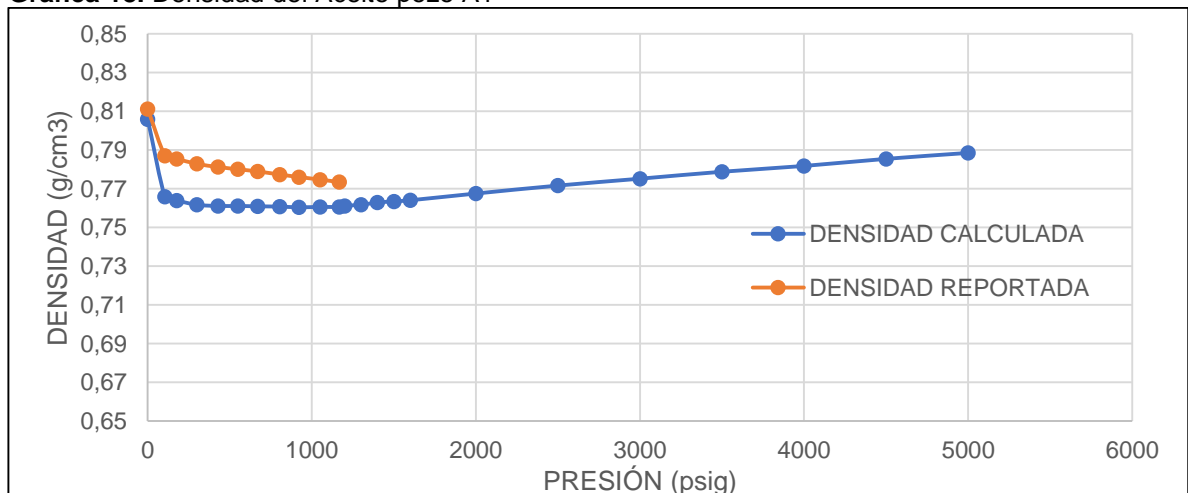
En general la validación de las pruebas de Hoffman, indicaron que la información que se recolecto es representativa, las demás graficas obtenidas en las pruebas de Hoffman se presentan en el **Anexo E**.

3.2.3 Cálculo de Densidad por Balance de Masa. El último método utilizado para verificar la calidad de los análisis PVT disponible consistió en el cálculo de la densidad por medio de un balance de masa, tal como se explicó en la metodología del trabajo. Este método tan solo fue utilizado para la prueba de liberación diferencial ya que era la única prueba en que se contaba con todos los datos necesarios reportados.

La densidad como parámetro de comparación y de control de calidad es el método al que menor peso se le dio para dar como valida la información de los PVT, pero si aporta al momento de dar mayor o menor peso a uno de los informes PVT al momento de seleccionar un PVT para inicializar.

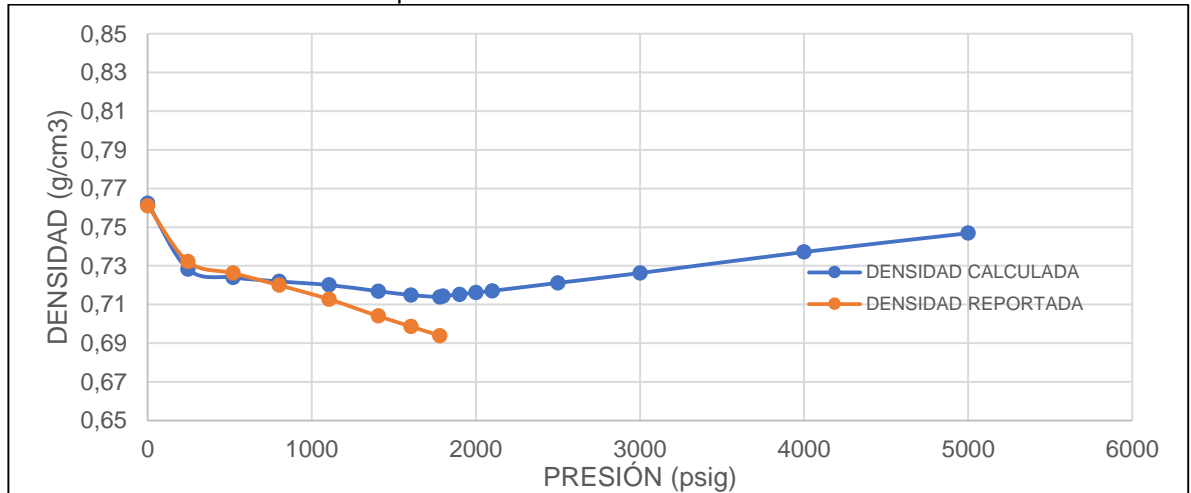
A los pozos A1, A2, B1, C2, C5, E1 y F2; se les realizo la prueba de liberación diferencial y se les midió la densidad del fluido entre otras propiedades. Tal como se explicó en la metodología, la densidad se calculó mediante un balance de masa y fue comparada con la densidad reportada. A continuación, se presentan los resultados obtenidos en la prueba de densidad.

Gráfica 18. Densidad del Aceite pozo A1



Fuente: elaboración propia.

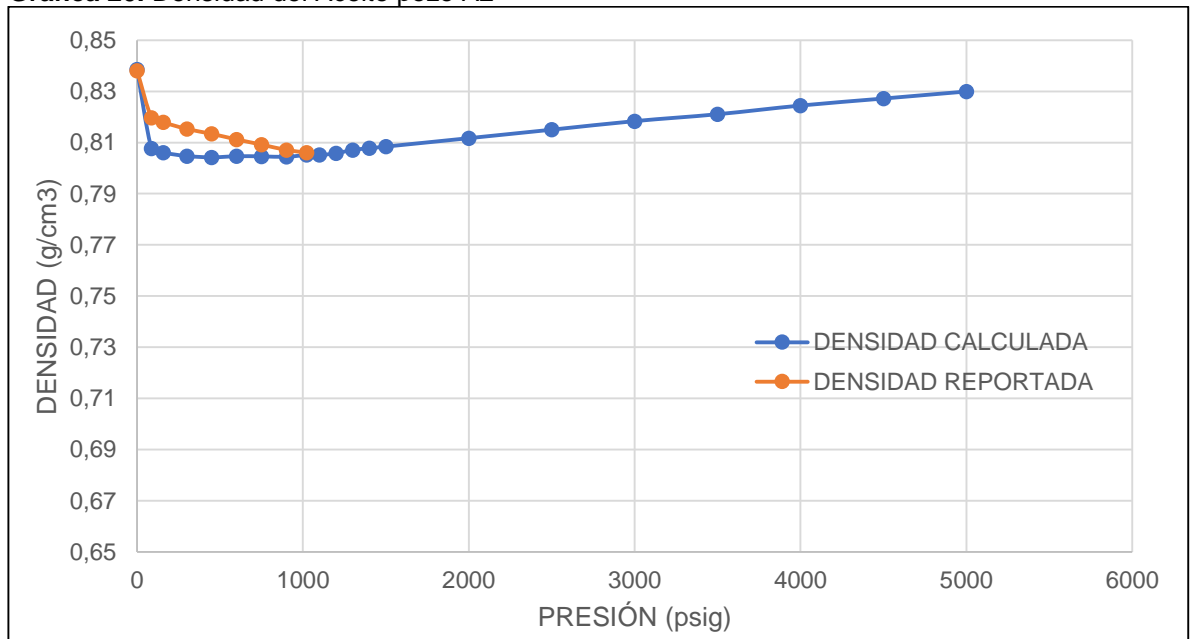
Gráfica 19. Densidad del Aceite pozo C5



Fuente: elaboración propia.

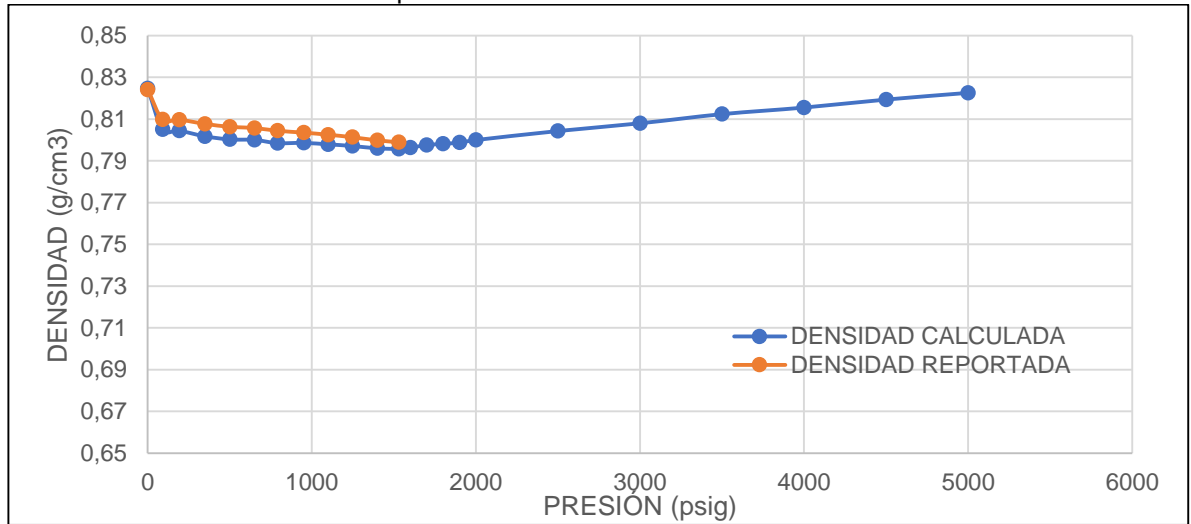
Las **Gráficas 18 y 19**, muestran que para los pozos A1 y A5 la densidad reportada tiene una diferencia significativa con la calculada mediante el balance de masa, especialmente sobre las presiones más cercanas a la presión de saturación del fluido. Esta desviación entre las densidades genera incertidumbre sobre la liberación del gas una vez alcanzada la presión de burbuja en este fluido. Hay que revisar la linealidad de la función “Y” para verificar que si se permitió alcanzar el equilibrio de fases en el fluido.

Gráfica 20. Densidad del Aceite pozo A2



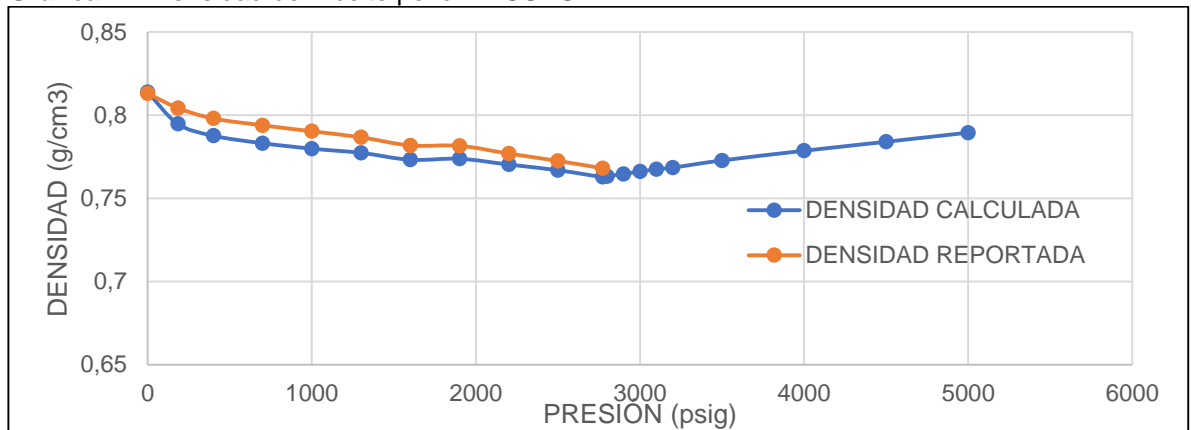
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 21. Densidad del Aceite pozo B1-SEP



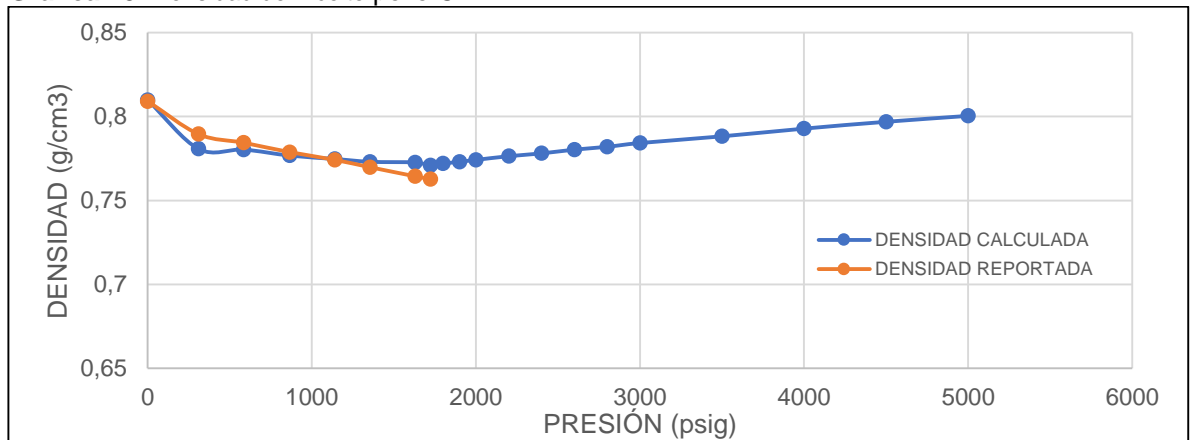
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 22. Densidad del Aceite pozo B1-SUBS



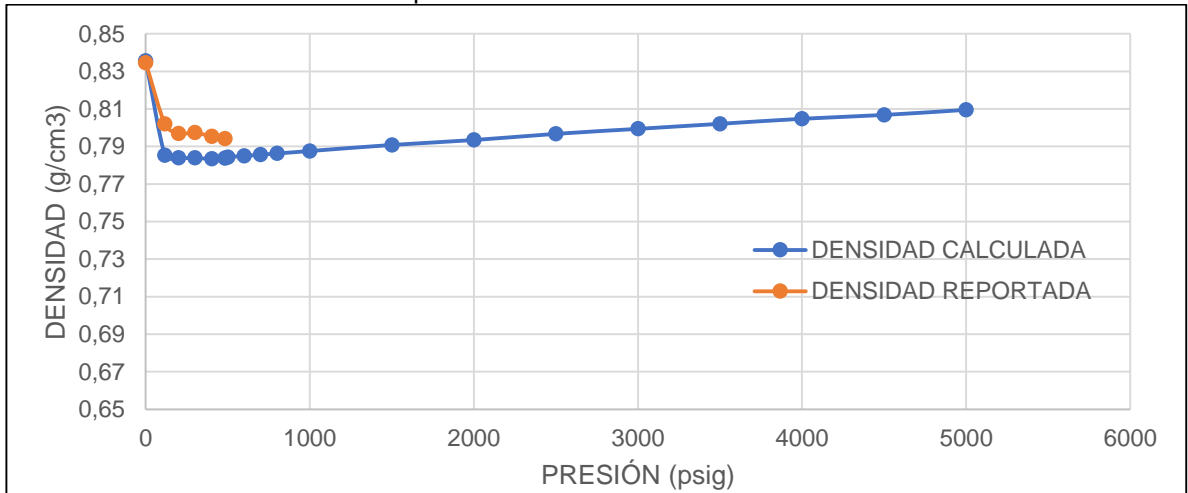
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 23. Densidad del Aceite pozo C2



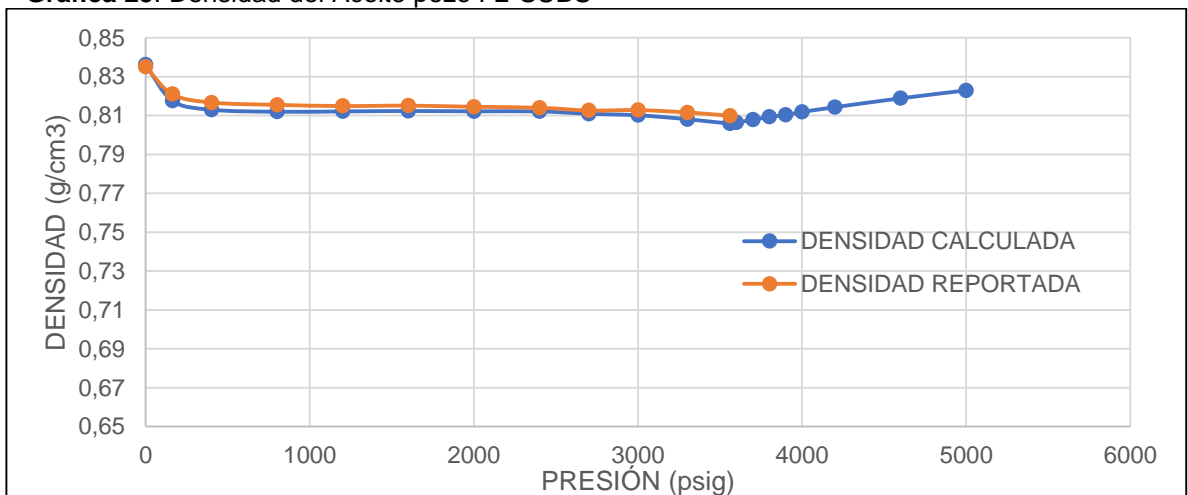
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 24. Densidad del Aceite pozo E1



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 25. Densidad del Aceite pozo F2-SUBS



Fuente: elaboración propia.

Las **Gráficas 20 a la 25**, evidencian un comportamiento diferente al de los pozos A1 y C5, la tendencia de las curvas es muy similar, los puntos difieren muy poco entre si e incluso se sobreponen en algunos valores de presión. En estos casos, y de acuerdo con los valores calculados por el balance de masa es evidente que se alcanzó el equilibrio de fases una vez empezó la liberación del gas y por esta razón los valores de densidad se encuentran muy próximos a los reportados.

Una vez terminado y revisado el conjunto de las diferentes pruebas de control de calidad para los PVT, se pudo determinar que informes y que datos tenían mayor representatividad y podían ser la base para iniciar con el estudio integrado de fluidos. El **Cuadro 3**, presenta un resumen de la información recopilada para cada uno de los Campos.

Cuadro 3. Resultados Análisis de Calidad Campos A, B, C, D, E y F.

Campo	Resultados análisis de calidad								
A	Los tres análisis PVT se hicieron bajo condiciones termodinámicamente estables, la revisión en conjunto sugiere que toda la información allí reportada puede ser utilizada para realizar las diferentes inicializaciones.								
B	Las recombinaciones y el muestreo de fondo realizadas para los pozos cumplen con los parámetros necesarios para afirmar que se hicieron bajo condiciones estables y que se permitió alcanzar el equilibrio de fases al momento de realizar la liberación diferencial o la prueba de expansión a composición constante.								
C	<p>Al contar con tantos análisis PVT requirió de un mayor análisis, en especial para los fluidos que se recombinaron a diferentes relaciones de gas – aceite. En este Campo se encontraron resultados del control de calidad que permitieron darle mayor o menor validez a alguna información con respecto a otra.</p> <table border="1" data-bbox="488 810 1466 1837"> <tbody> <tr> <td data-bbox="488 810 586 1031">C2 - C5</td> <td data-bbox="586 810 1466 1031">Presentan una ligera inconsistencia en la gráfica de densidad, pero la gráfica de la función “Y” exhibe un comportamiento lineal y por esta razón se dice que el equilibrio de fases si se alcanzó dentro de la celda PVT, pero el error puede encontrarse al momento de la medición de la densidad del fluido.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="488 1031 586 1360">C13</td> <td data-bbox="586 1031 1466 1360">Fue un muestreo de separador y se realizaron diferentes recombinaciones variando la relación gas – aceite, para cada una de las recombinaciones se evaluó la función “Y” y se realizó la prueba de Hoffman para verificar la estabilidad de recombinación. Todos los controles de calidad realizados permitieron identificar una buena consistencia termodinámica, la función “Y” sigue una tendencia lineal en todos los casos y la prueba de Hoffman presenta pequeñas desviaciones con respecto a lo esperado.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="488 1360 586 1690">C15</td> <td data-bbox="586 1360 1466 1690">Se tomaron muestras en separador de tres intervalos diferentes, las pruebas que se le realizaron a estos fluidos se hicieron variando la temperatura con la misma composición. Para todas las expansiones a composición constante se verifico la función “Y” y aunque exhibe un comportamiento lineal, se logra percibir en todos los casos una ligera subestimación de la información reportada, lo cual habrá que tenerlo en cuenta al momento de inicializar en caso de seleccionar este pozo.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="488 1690 586 1837">C7 - C22</td> <td data-bbox="586 1690 1466 1837">Producen gas condensado, razón por la cual en la época fueron muestreados en separador y se realizaron varias pruebas sobre estos fluidos variando la relación gas – aceite y en otros casos variando la temperatura de la prueba.</td> </tr> </tbody> </table>	C2 - C5	Presentan una ligera inconsistencia en la gráfica de densidad, pero la gráfica de la función “Y” exhibe un comportamiento lineal y por esta razón se dice que el equilibrio de fases si se alcanzó dentro de la celda PVT, pero el error puede encontrarse al momento de la medición de la densidad del fluido.	C13	Fue un muestreo de separador y se realizaron diferentes recombinaciones variando la relación gas – aceite, para cada una de las recombinaciones se evaluó la función “Y” y se realizó la prueba de Hoffman para verificar la estabilidad de recombinación. Todos los controles de calidad realizados permitieron identificar una buena consistencia termodinámica, la función “Y” sigue una tendencia lineal en todos los casos y la prueba de Hoffman presenta pequeñas desviaciones con respecto a lo esperado.	C15	Se tomaron muestras en separador de tres intervalos diferentes, las pruebas que se le realizaron a estos fluidos se hicieron variando la temperatura con la misma composición. Para todas las expansiones a composición constante se verifico la función “Y” y aunque exhibe un comportamiento lineal, se logra percibir en todos los casos una ligera subestimación de la información reportada, lo cual habrá que tenerlo en cuenta al momento de inicializar en caso de seleccionar este pozo.	C7 - C22	Producen gas condensado, razón por la cual en la época fueron muestreados en separador y se realizaron varias pruebas sobre estos fluidos variando la relación gas – aceite y en otros casos variando la temperatura de la prueba.
C2 - C5	Presentan una ligera inconsistencia en la gráfica de densidad, pero la gráfica de la función “Y” exhibe un comportamiento lineal y por esta razón se dice que el equilibrio de fases si se alcanzó dentro de la celda PVT, pero el error puede encontrarse al momento de la medición de la densidad del fluido.								
C13	Fue un muestreo de separador y se realizaron diferentes recombinaciones variando la relación gas – aceite, para cada una de las recombinaciones se evaluó la función “Y” y se realizó la prueba de Hoffman para verificar la estabilidad de recombinación. Todos los controles de calidad realizados permitieron identificar una buena consistencia termodinámica, la función “Y” sigue una tendencia lineal en todos los casos y la prueba de Hoffman presenta pequeñas desviaciones con respecto a lo esperado.								
C15	Se tomaron muestras en separador de tres intervalos diferentes, las pruebas que se le realizaron a estos fluidos se hicieron variando la temperatura con la misma composición. Para todas las expansiones a composición constante se verifico la función “Y” y aunque exhibe un comportamiento lineal, se logra percibir en todos los casos una ligera subestimación de la información reportada, lo cual habrá que tenerlo en cuenta al momento de inicializar en caso de seleccionar este pozo.								
C7 - C22	Producen gas condensado, razón por la cual en la época fueron muestreados en separador y se realizaron varias pruebas sobre estos fluidos variando la relación gas – aceite y en otros casos variando la temperatura de la prueba.								

Cuadro 3. (Continuación).

Campo	Resultados análisis de calidad
	<p>Los análisis PVT del pozo C7 aunque presentan un buen ajuste para la prueba de Hoffman, no lo exhiben de la misma manera para la linealidad de la función “Y”, en todos los casos la tendencia de esta función se aleja de la linealidad esperada y muestra un comportamiento subestimado.</p> <p>El pozo C22, tal como se observó anteriormente se recombinó bajo condiciones de separación no estables, aunque la gráfica de la función “Y” para las diferentes recombinaciones del fluido mostraba en la mayoría de los casos una tendencia lineal, razón por la cual no se puede descartar por completo la información obtenida en este estudio PVT.</p>
D	Se encontró un muestreo de fondo, y la prueba realizada a este fluido fue una expansión a volumen constante. La gráfica de la función “Y” presenta un ajuste completamente lineal, lo que permite tener en cuenta como válida la información allí reportada.
E	E1, fue ejemplo de los diferentes análisis PVT que se mostraron y en ambos casos se puede observar que las pruebas realizadas para este fluido se hicieron bajo condiciones de recombinación estables y que se esperó el tiempo necesario para alcanzar el equilibrio de fases al momento de la liberación del gas de acuerdo al control de calidad realizado.
F	Se realizaron dos muestreos, uno de superficie y otro de fondo. Para ambos muestreos se realizó una prueba de liberación diferencial y los resultados del control de calidad fueron similares, la función “Y” muestra un comportamiento alejado de la linealidad y tiende a exhibir un comportamiento de subestimación de los datos, la densidad de los fluidos se comporta muy similar a lo esperado de acuerdo con los valores calculados mediante los balances de masa y para el muestreo de superficie, la prueba de Hoffman muestra un buen ajuste para todos los componentes.

Fuente: elaboración propia.

3.3 EXPANSIÓN DE LA FRACCIÓN C7+ HACIENDO USO DE LA FUNCIÓN GAMMA.

El análisis composicional del crudo muerto es parte fundamental en el desarrollo de un modelo de fluidos, ya que se considera la fase más compleja dentro de un sistema de hidrocarburos debido a que presenta mayor cantidad de componentes y mayor complejidad al momento de determinar sus propiedades de manera independiente.

En la metodología se mencionó que los informes PVT de los Campos presentaban la composición de los fluidos hasta la fracción C7+. Para desarrollar un modelo de fluidos robusto y representativo es necesario expandir esta fracción una nueva fracción pesada C30+.

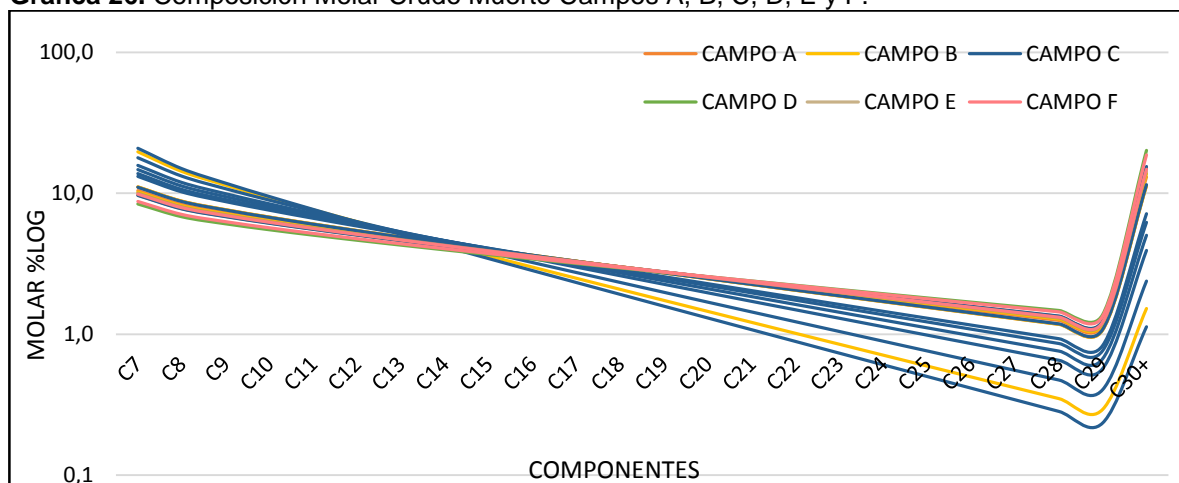
Para desarrollar la expansión de la fracción pesada se hizo uso de la función gamma. A lo largo del desarrollo del proyecto, se varió el factor de forma alfa para determinar el valor que mejor representara las fracciones pesadas del crudo. Los valores obtenidos de las expansiones fueron comparados con información proveniente de cromatografía realizada recientemente.

Para determinar el factor de forma alfa que mejor representara el crudo fue necesario hacer diferentes expansiones realizando variaciones del mismo y evaluando el cambio del peso molecular del C7+ en un 15% tanto en aumento como en disminución. De manera simultánea se evaluó cual factor de forma alfa presentaba el menor porcentaje de error al momento de reproducir las pruebas del laboratorio con la ecuación de estado propuesta.

Después de realizar la comparación con la cromatografía extendida y de evaluar el porcentaje de error para cada uno de los valores propuestos para el factor de forma alfa, se determinó que el factor de forma alfa que mejor modela los aceites negros, los aceites volátiles y los fluidos cercanos al punto crítico es el alfa de 0.8. Para los gases condensados el factor de forma alfa que modela su comportamiento es 0.7, este hallazgo es físicamente consistente con lo esperado debido a que está en función del valor de gravedad °API y el tipo de fluido.

Más adelante en el documento se podrán observar los porcentajes de error con las diferentes variaciones que se realizaron. A continuación se presenta la **Gráfica 26**, en donde se muestra la expansión de crudo muerto para todos los Campos:

Gráfica 26. Composición Molar Crudo Muerto Campos A, B, C, D, E y F.

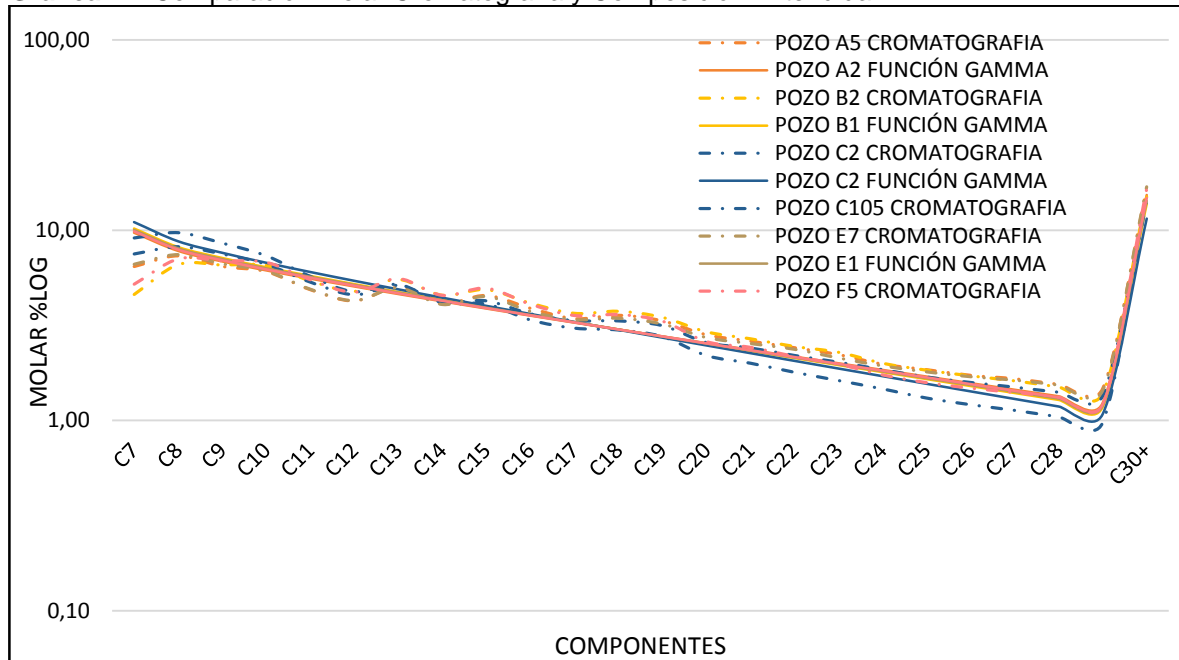


Fuente: elaboración propia.

En esta gráfica se pueden observar tres marcadas tendencias, lo cual será clave al momento de identificar los sistemas de hidrocarburos presentes en cada yacimiento y en la cuenca en general. En el **Anexo F**, se encuentra la gráfica que muestra la composición molar del crudo vivo de los campos A, B, C, D, E y F.

La comparación entre la información obtenida en la cromatografía y lo desarrollado mediante la expansión de la función gamma se encuentra en la siguiente gráfica.

Gráfica 27. Comparación Molar Cromatografía y Composición Extendida.



Fuente: Elaboración propia.

En la **Gráfica 27**, se puede observar como el factor de forma alfa de 0.8 sigue la tendencia de la composición obtenida en la cromatografía gaseosa utilizada para líquidos. Los picos y curvaturas que muestra la data experimental no es el comportamiento usual de fluidos con °API superiores a 30 no biodegradados. Estos comportamientos de presentarse deben ser validados con estudios de geoquímica orgánica. La función gamma de tres parámetros dado que se fundamenta en destilaciones de cientos de crudos ofrece un método analítico con fundamentos físicos para corregir comportamientos no esperados en composiciones de crudo. Por tanto, su uso mejora la predicción de las ecuaciones cúbicas de estado.

Para los gases condensados no se encontró cromatografía extendida, razón por la cual el único punto de comparación para seleccionar el valor del factor de forma alfa fue el porcentaje de error generado al predecir las pruebas y contrastarlas con la data experimental.

En los **Anexo G, H, I, J, K y L**, se encuentran las gráficas resultado de las diferentes variaciones del factor de forma alfa y de las variaciones del peso molecular.

3.4 IDENTIFICACIÓN DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE HIDROCARBUROS, ANÁLISIS DE CRUDO ATMOSÉRICO Y AGRUPACIÓN DE COMPONENTES.

Para empezar con el modelamiento de los fluidos de la cuenca es necesario conocer e identificar las características de los diferentes sistemas de hidrocarburos presentes en los diferentes yacimientos. El trabajo adelantado hasta el momento ha permitido identificar tres tipos de fluidos diferentes en los seis yacimientos comprendidos para el desarrollo del proyecto.

Dentro de esta identificación de los diferentes sistemas de fluidos se hace necesario realizar una comparación entre los mismos de tal manera que se pueda establecer una correlación entre los mismos para poder desarrollar un modelo de fluidos regional que con una misma ecuación de estado pueda reproducir el comportamiento termodinámico de los fluidos.

Para el Campo A, los análisis PVT de los pozos A1 y A2 sugieren un fluido tipo aceite negro con alto grado de subsaturación a las condiciones iniciales de yacimiento, con un porcentaje en composición molar de CO₂ que oscila entre el 17 % y el 27% dependiendo de la profundidad de la que se muestreo el fluido, la gravedad API se encuentra entre 28 y 33 °API.

El Campo B cuenta con tres análisis PVT, dos realizados para el pozo B1 y uno realizado para el pozo B2 dentro de los cuales se pueden identificar dos sistemas de hidrocarburos distintos, un aceite negro con alto grado de subsaturación en el pozo B1 y un gas condensado proveniente del pozo B2. Al revisar en conjunto la información del PVT y la data de producción disponible no se encontró información que le de peso al PVT del pozo B2. Aunque no se encontró información de producción, no se puede descartar por completo el PVT del pozo B2 ya que tampoco se tiene certeza de si existe o no un sello estratigráfico entre las subunidades del Campo. El porcentaje de CO₂ en este Campo oscila entre concentraciones inusualmente altas entre el 40 % y el 93% en composición molar fluido vivo. La gravedad varía entre 30 y 41 °API.

En el Campo C, se encuentran los tres fluidos identificados en toda la cuenca, este yacimiento se encuentra dividido en dos bloques separados por una falla.

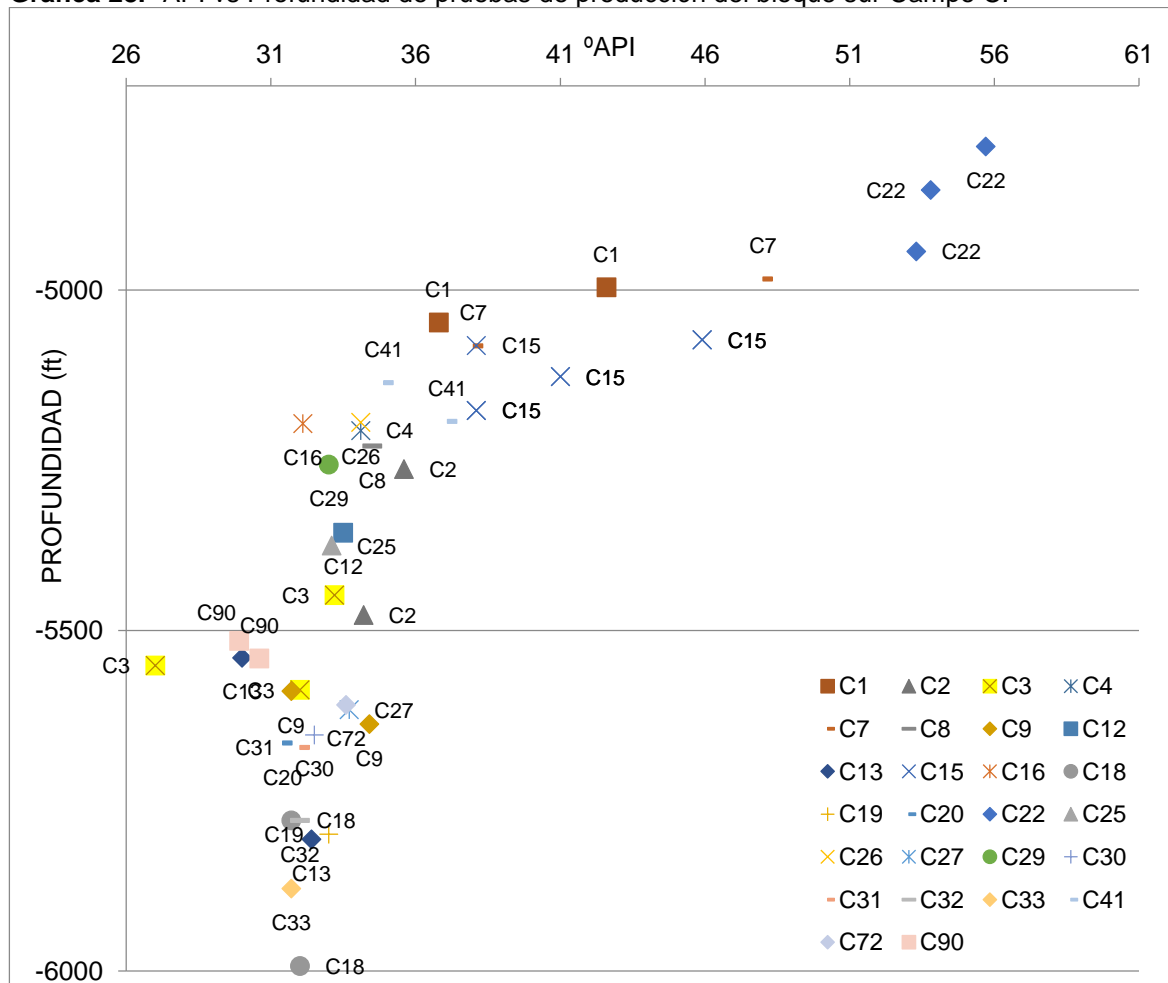
En el bloque sur del Campo C se encuentra la transición de los fluidos, se encuentra aceite negro hacia el flanco de la estructura en el pozo C2 y en el pozo C13. En el pozo C15, en los tres muestreos realizados se puede observar un acelerado cambio de la relación gas – aceite y un cambio significativo de la gravedad API en un pequeño espesor, lo cual es indicador de que este fluido se encuentra en la zona de transición del yacimiento y por sus características es un fluido cercano al punto crítico. Hacia el tope de la estructura se encuentran los pozos C7 y C22 donde los

fluidos muestreados corresponden a un gas condensado con relaciones gas – aceite y gravedades API mucho más altas al resto de los fluidos del yacimiento.

En el bloque norte del Campo C, tan solo se realizó un análisis PVT en el pozo C5 al inicio de producción del Campo. El pozo C5 presenta un aceite volátil con características diferentes a las del bloque sur del Campo C. El pozo C2 presenta una presión de saturación muy similar a la del pozo C5, aun teniendo alrededor de 300 unidades menos de GOR y gravedades °API completamente diferentes, con alrededor de más de 9 °API de diferencia. Esto permite reafirmar que el yacimiento se encuentra dividido en dos bloques y que los sistemas de fluidos son diferentes.

La información de producción recopilada para el bloque sur del Campo C permite identificar la transición de los fluidos a lo largo de la estructura vertical del yacimiento. En la siguiente gráfica se puede observar el comportamiento característico de sistemas de fluidos transicionales, tomando como propiedad de análisis la gravedad API.

Gráfica 28. °API vs Profundidad de pruebas de producción del bloque sur Campo C.



Fuente: Archivo de pruebas de producción Campo C, Ecopetrol S.A.

En la **Gráfica 28**, se observa como el comportamiento de la gravedad API es relativamente constante hacia el flanco de la estructura, como sufre un incremento acelerado en la zona de transición y luego sufre un distanciamiento considerable hacia el tope de la estructura donde se encuentra el gas condensado.

Adicionalmente se pueden observar los diferentes tipos de hidrocarburos del campo C y en general los diferentes tipos de hidrocarburos de la cuenca del Putumayo. En la parte inferior de la **Gráfica 28**, es decir por debajo de los 5500 ft, se encuentran los hidrocarburos tipo aceite negro con gravedades API entre 31 y 35 °API. En la parte intermedia de la **Gráfica 28**, entre 5000 ft y los 5500 ft se encuentran los fluidos transicionales, en esta región del yacimiento se encuentran aceites volátiles, fluidos cercanos al punto crítico e incluso fluidos en el punto crítico, la variación de la gravedad API en esta región del yacimiento tiene un cambio acelerado en un espesor significativamente pequeño. Hacia el tope de la estructura, es decir en la parte superior de la **Gráfica 28**, por encima de 5000 ft se encuentran los gases condensados con gravedades API mucho mayores que las de los demás fluidos del yacimiento.

El sistema de fluidos del bloque sur del Campo C presenta una composición molar de CO₂ en crudo vivo que varía desde el 17% hasta más del 77%, lo que constituye concentraciones de CO₂ inusualmente altas. La gravedad API de acuerdo con la información de laboratorio oscila entre 33 unidades y más de 51 unidades para el gas condensado.

El bloque norte del Campo C exhibe un sistema de fluidos con un aceite volátil con una gravedad API que se encuentra alrededor de los 43 °API y el porcentaje de CO₂ disuelto esta hacia el 33% en composición molar.

El Campo D presenta un sistema de fluidos ligeramente distinto al de los demás Campos de estudio, es un aceite negro y su gravedad API es la menor entre los fluidos de la cuenca, su gravedad API es del orden de 25 unidades y el porcentaje de CO₂ disuelto en el fluido es de 22 %.

El sistema de fluidos del Campo E tiene la menor relación gas – aceite en la cuenca. La gravedad API del Campo esta sobre los 28 °API y el porcentaje de CO₂ originalmente disuelto es el menor en la cuenca, es del orden del 5% en crudo vivo. Este sistema de fluidos tiene características propias de un aceite negro con alto grado de subsaturación.

El Campo F es un sistema de fluidos constituido por un aceite volátil con un grado de subsaturación pequeño, la gravedad API esta entre 27 y 31 unidades y el porcentaje de CO₂ disuelto en el crudo se encuentra en un porcentaje mayor al 60% en composición molar.

3.5 ANÁLISIS DE CRUDO ATMOSFÉRICO Y AGRUPACIÓN DE COMPONENTES

Como se mencionó anteriormente, a pesar de identificar por separado cada uno de los diferentes sistemas de hidrocarburos, es necesario encontrar firmas o características similares dentro de los fluidos que permitan establecer una correlación de los mismos con el fin de desarrollar un único modelo de fluidos para toda la cuenca.

Una de las principales características comunes de los fluidos es el contenido inusual de CO₂ disuelto a condiciones iniciales, esta propiedad es variable y va desde el 5% hasta el 93% en composición molar de crudo vivo. Esta propiedad es el principal factor que permite desarrollar un modelo de fluidos a nivel de cuenca. En la siguiente tabla se encuentran compilados los datos de CO₂ disuelto en el crudo reportados en las pruebas los informes PVT:

Tabla 4. Composición molar de CO₂ en crudo vivo.

Campo	Composición molar de CO₂ en crudo vivo (%molar)
A	17% - 27%
B	40% - 93%
C	17% - 77%
D	22%
E	5%
F	Mayor a 60%

Fuente: elaboración Propia.

Los valores reportados en la **Tabla 5**, corresponden a los rangos reportados en los análisis PVT pero estos valores pueden variar dentro de los Campos dependiendo de la profundidad del pozo y de la relación gas – aceite. Estos datos pueden ser mayores o menores de acuerdo con lo explicado.

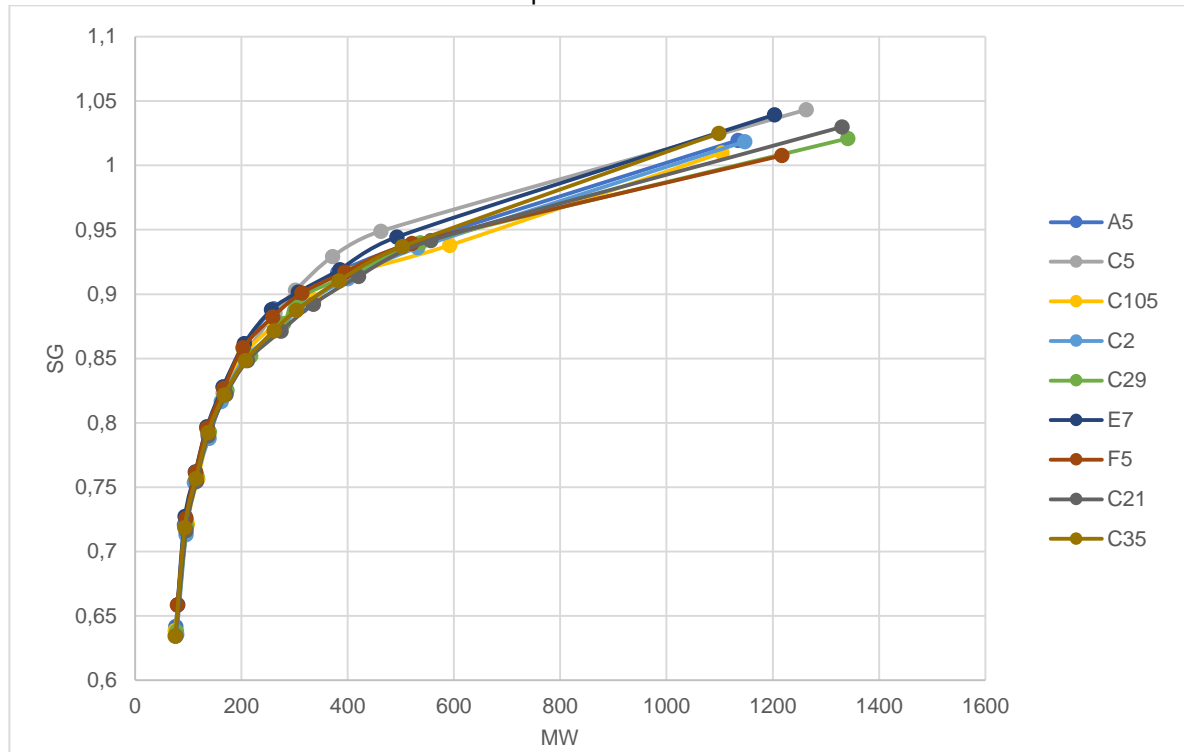
Adicionalmente, para desarrollar el modelo de fluidos es necesario identificar firmas dentro del crudo muerto, ya que es la fase más compleja de los fluidos y es allí donde reside la mayor complejidad al momento de ajustar la ecuación cúbica de estado que modela el comportamiento termodinámico de los fluidos.

Para identificar una relación entre los aceites de los diferentes yacimientos se utilizaron varias fuentes de información y algunas propiedades obtenidas en las pruebas de laboratorio que se han realizado a lo largo de la vida productiva de la cuenca.

Una de las fuentes utilizadas fue la información proveniente de los diferentes Assay tipo III, estos informes reportan las propiedades físicas primarias del crudo obtenidas en el proceso de la destilación fraccionada. Las gráficas que se generan al relacionar las propiedades de cada fracción permiten encontrar características

similares en los crudos muertos. A continuación, se encuentran las gráficas de las propiedades físicas primarias del crudo obtenidas para cada pozo.

Gráfica 29. Peso molecular vs Gravedad específica de las fracciones de crudo muerto.

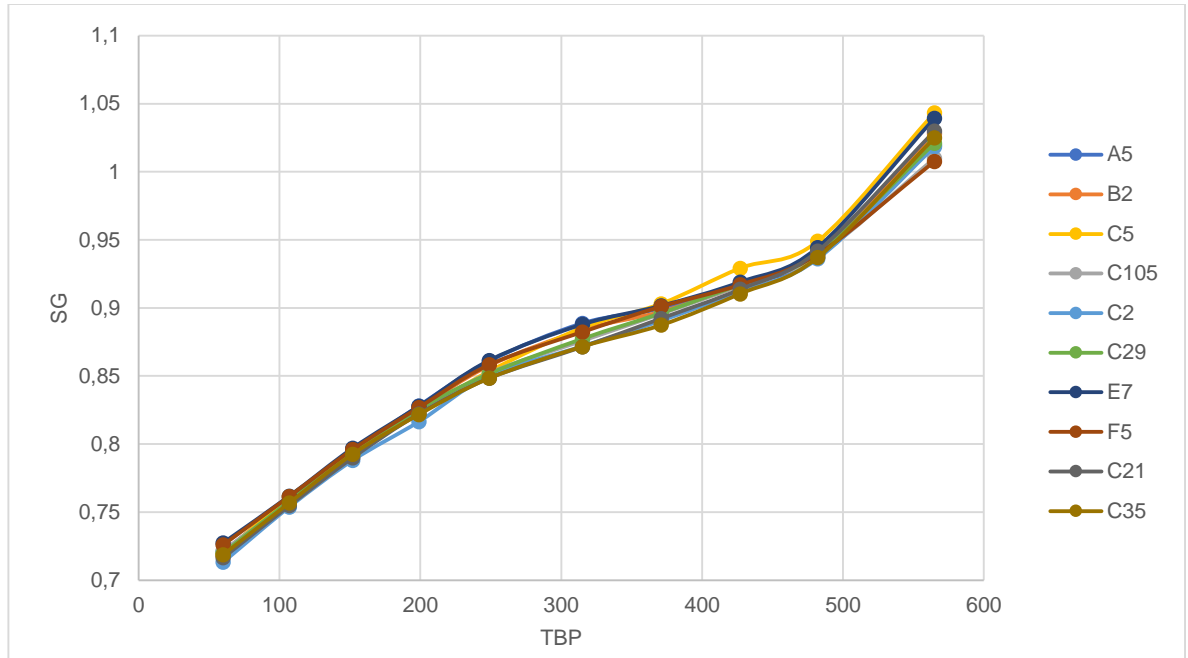


Fuente: elaboración propia.

La **Grafica 30**, muestra como el peso molecular y la gravedad específica de cada una de las fracciones de crudo permiten observar un comportamiento muy similar para todos los tipos de crudo estudiados en estos Assay's. Se presenta una diferencia en la última fracción de crudo, conocido como residuo de la destilación y se debe a la diferencia en la gravedad API de los diferentes tipos de crudo, pero en general la tendencia es la misma para los diferentes Campos.

Este hallazgo es de alta importancia porque permite establecer la factibilidad de obtener una sola ecuación de estado válida para toda la data PVT y la diferencia en el residuo permite sustentar regresiones en la fracción más pesadas de los crudos para mejorar el carácter predictivo del modelo.

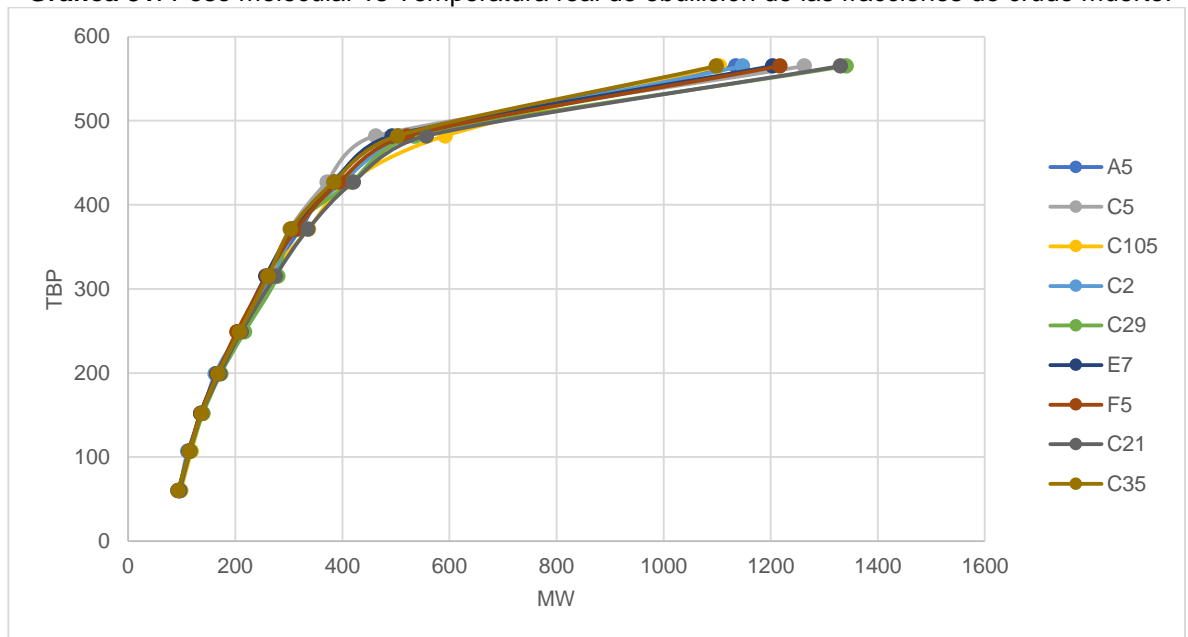
Gráfica 30. Temperatura real de ebullición vs Gravedad específica de las fracciones de crudo muerto.



Fuente: elaboración propia.

La temperatura real de ebullición contrastada con la gravedad específica muestran una tendencia similar en los diferentes tipos de crudo destilados, este comportamiento evidenciado en la **Gráfica 31**, es característico en sistemas de hidrocarburos de fluidos similares.

Gráfica 31. Peso molecular vs Temperatura real de ebullición de las fracciones de crudo muerto.



Fuente: elaboración propia.

En la **Gráfica 31**, nuevamente se puede observar una diferencia en la fracción pesada y se presenta por el fenómeno de la gravedad API ya explicado. Las demás fracciones de la destilación tienen un comportamiento similar y siguen una misma tendencia.

Estas tres gráficas son un indicador claro de que los diferentes sistemas de fluidos trabajados en el proyecto presentan características comunes tanto en el gas como en líquido.

Adicionalmente, se recopiló y se organizó toda la información de gravedad API y peso molecular de crudo muerto disponible de laboratorio con el fin de distinguir los diferentes sistemas de hidrocarburos y a la vez de encontrar una similitud entre los mismos. A continuación, se muestra la información recopilada.

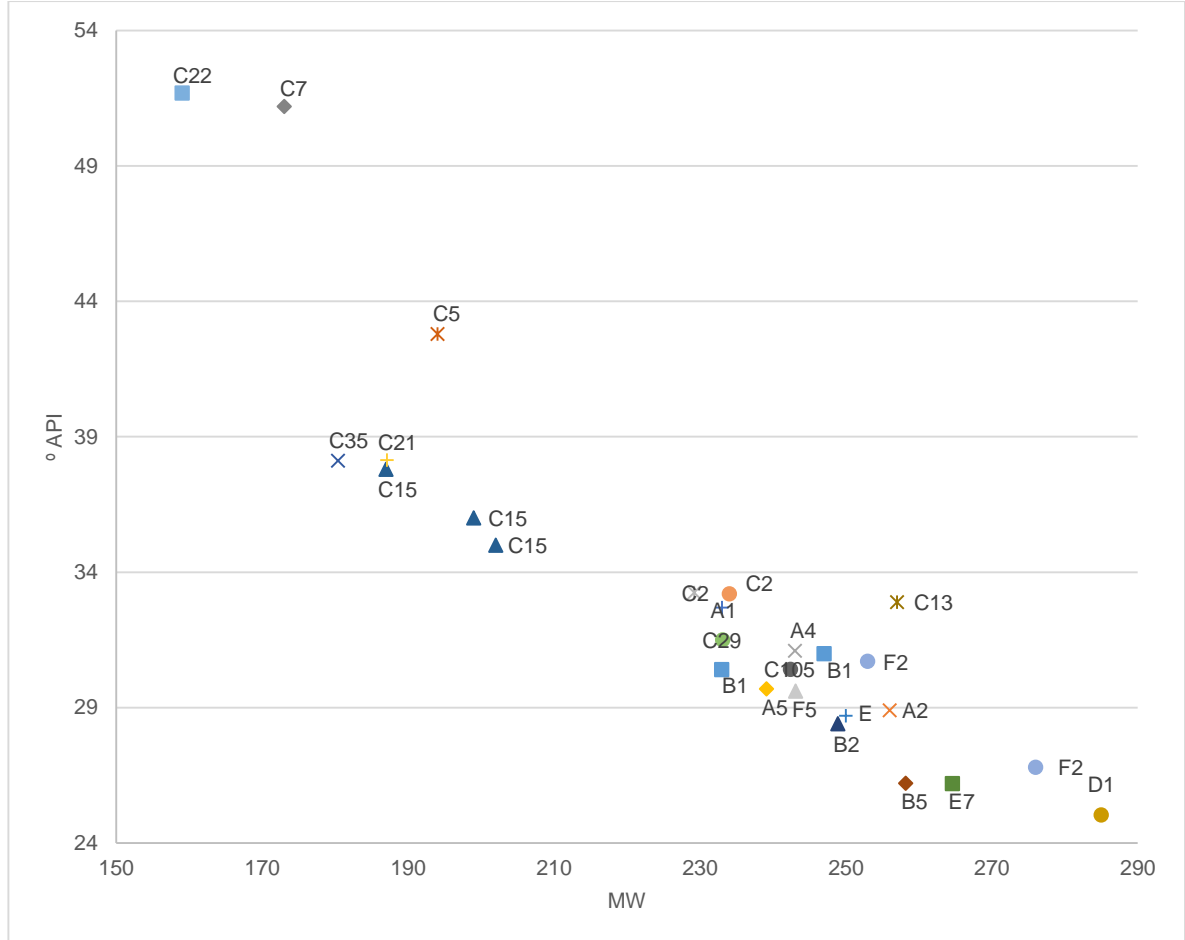
Tabla 5. Recopilación de peso molecular y gravedad API.

Pozo	Fuente	MW (g/mol)	Gravedad API
A1	PVT	233	32.70
A2	PVT	256	28.90
A4	PVT	243	31.10
A5	ASSAY	239	29.70
B1	PVT	247	31.00
B1	PVT	233	30.40
B2	ASSAY	249	28.41
B5	ASSAY	258	26.21
C105	ASSAY	242	30.42
C13	PVT	257	32.90
C15	PVT	202	35.00
C15	PVT	199	36.00
C15	PVT	187	37.80
C2	PVT	234	33.20
C2	ASSAY	229	33.25
C21	ASSAY	187	38.14
C22	PVT	159	51.70
C29	ASSAY	233	31.50
C35	ASSAY	180	38.12
C5	PVT	194	42.80
C7	PVT	173	51.20
D1	PVT	285	25.04
E1	PVT	250	28.70
E7	ASSAY	265	26.20
F2	PVT	276	26.80
F2	PVT	253	30.70
F5	ASSAY	243	29.61

Fuente: elaboración propia.

Esta información se graficó para observar los diferentes sistemas de hidrocarburos y para mirar la relación de estas dos propiedades en los crudos muertos de la cuenca.

Gráfica 32. Peso molecular Vs. Gravedad API.



Fuente: elaboración propia.

En la **Gráfica 32**, se puede observar la cercanía de los puntos y la relación que existe entre los diferentes tipos de crudo con gravedades API menores a 34. Esto es otro de los factores que permite afirmar que los diferentes sistemas de hidrocarburos de la cuenca presentan una relación entre si, lo cual permite modelar los diferentes sistemas de hidrocarburos con una misma ecuación de estado.

La **Gráfica 32**, así como la **Gráfica 28**, obtenida con las pruebas de producción del Campo C, permite observar la transición de fluidos que se presenta dentro de la cuenca, en la parte inferior de la **Gráfica 32** se encuentran los aceites negros con mayor peso molecular y por ende menor gravedad API. En la parte intermedia de la **Gráfica 32** se encuentran los fluidos de transición o cercanos al punto crítico y en la parte superior de la **Gráfica 32**, están los gases condensados con mayor gravedad API, esto indica que al utilizar el peso molecular adecuado para cada

composición a usar en la EoS se obtendrán buenas predicciones del °API y del tipo de fluido.

Como parte del análisis de los Assay tipo III, se calcularon los factores de caracterización de Jacoby, Soreide y Watson. Los valores calculados permiten establecer también un punto de amarre entre los diferentes sistemas de hidrocarburos de la cuenca. La siguiente tabla presenta los datos calculados para los factores mencionados.

Tabla 6. Propiedades físicas de crudo muerto y factores caracterización de Watson, Jacoby y Soreide.

Pozo	° API	Propiedades	Kw	Ja	Cf	
A5	29.70	SG	0.8815	11.64	0.42	0.30
		MW	239.1			
B2	28.41	SG	0.8844	11.68	0.42	0.30
		MW	248.9			
C5	26.21	SG	0.8967	11.61	0.47	0.31
		MW	258.2			
C105	30.42	SG	0.8734	11.76	0.39	0.30
		MW	242.4			
C2	33.25	SG	0.8584	11.83	0.34	0.30
		MW	229.2			
C29	31.50	SG	0.8675	11.76	0.37	0.30
		MW	233.1			
E7	26.20	SG	0.8968	11.65	0.46	0.31
		MW	264.6			
F5	29.61	SG	0.8824	11.66	0.42	0.30
		MW	243.1			
C21	38.14	SG	0.8337	11.76	0.30	0.29
		MW	187.1			
C35	38.12	SG	0.8338	11.69	0.32	0.30
		MW	180.4			

Fuente: elaboración propia.

El factor de caracterización de Watson que se encuentra en la columna 4 de la **Tabla 6**, permite identificar un crudo con tendencia parafínica y de características similares entre sí, el rango en el que oscilan los diferentes tipos de crudo analizado es de 0.23, un valor pequeño y similar en los diferentes sistemas de hidrocarburos.

El factor de caracterización de Jacoby que se encuentra en la columna 5 de la **Tabla 6**, al igual que el factor de caracterización de Watson muestra diferentes tipos de crudo con características similares entre sí, los valores del factor de caracterización de Jacoby están en un rango de ± 0.15 .

El factor de caracterización de Soreide reportado en la columna 6 de la **Tabla 6**, tiene un rango mucho más pequeño de variación con respecto al factor de caracterización de Watson y Jacoby y es con este factor de Soreide que se termina

de confirmar que los diferentes sistemas de hidrocarburos presentan características similares y se encuentran en un mismo modelo composicional separados en diferentes yacimientos y con algunas variaciones de gravedad API.

Todos los parámetros anteriormente analizados permitieron identificar un conjunto de diferentes sistemas de hidrocarburos que presentan características similares entre sí a pesar de variaciones en el API. Este factor es clave al momento de proponer y ajustar una ecuación de estado para desarrollar un modelo de cuenca. De acuerdo a los resultados obtenidos en la caracterización del crudo se modelará el comportamiento termodinámico de los fluidos con una sola ecuación de estado y con dos modelos de composición como se mostró anteriormente el análisis composicional.

Una vez concluido el análisis de los diferentes sistemas de hidrocarburos, se realizó la agrupación de los componentes en diez pseudo-componentes. Los primeros cinco pseudo-componentes representan a los componentes puros y los otros cinco pseudo-componentes son la fracción pesada del fluido.

La agrupación de los componentes se hace con el objetivo de que el modelo pueda ser utilizado en modelos de simulación numérica de yacimientos sin generar tiempos excesivos en las corridas de simulación.

El método de agrupación utilizado para el proyecto se hizo siguiendo la filosofía de la empresa. En esta metodología los componentes puros se agrupan de acuerdo a su similitud en las propiedades físicas.

La fracción pesada se agrupa de acuerdo al análisis de las curvas de destilación y mediante este método se logra que las composiciones agrupadas representen las propiedades del fluido de la misma manera como lo hacen los componentes expandidos.

Para este proyecto los componentes se agruparon de la siguiente manera:

- CO₂
- N₂ – C₁
- C₂
- C₃ – NC₄
- IC₅ – C₆
- C₇ – C₁₀
- C₁₁ – C₁₅
- C₁₆ – C₂₀
- C₂₁ – C₂₉
- C₃₀₊

A continuación, se presenta un ejemplo de la agrupación composicional que se hizo para las composiciones obtenidas haciendo uso de la función gamma para el pozo A2.

Tabla 7. Composición expandida pozo A2

Componente	%Molar
CO ₂	26.39
N ₂	0.82
C ₁	3.92
C ₂	1.6
C ₃	3.94
IC ₄	1.22
NC ₄	3.88
IC ₅	2.02
NC ₅	2.35
C ₆	4.14
C ₇	6.7
C ₈	4.58
C ₉	3.81
C ₁₀	3.29
C ₁₁	2.9
C ₁₂	2.57
C ₁₃	2.3
C ₁₄	2.07
C ₁₅	1.86
C ₁₆	1.69
C ₁₇	1.53
C ₁₈	1.39
C ₁₉	1.26
C ₂₀	1.15
C ₂₁	1.05
C ₂₂	0.96
C ₂₃	0.87
C ₂₄	0.8
C ₂₅	0.73
C ₂₆	0.67
C ₂₇	0.61
C ₂₈	0.56
C ₂₉	0.51
C ₃₀₊	5.85

Fuente: elaboración propia.

Tabla 8. Composición agrupada pozo A2.

Componente	%Molar
CO ₂	26.39
N ₂ - C ₁	4.74
C ₂	1.60
C ₃ - NC ₄	9.04
IC ₅ - C ₆	8.51
C ₇ - C ₁₀	18.39
C ₁₁ - C ₁₅	11.70
C ₁₆ - C ₂₀	7.02
C ₂₁ - C ₂₉	6.77
C ₃₀₊	5.85

Fuente: elaboración propia.

Las composiciones agrupadas serán utilizadas para el desarrollo de la ecuación de estado y para realizar las predicciones de la misma. El ejemplo presentado en la **Tabla 7** y en la **Tabla 8** muestra las agrupaciones realizadas.

3.6 ECUACIÓN DE ESTADO, MONTAJE EN MODO PREDICTIVO DE LAS PRUEBAS PVT Y COMPARACIÓN CON LA DATA EXPERIMENTAL DISPONIBLE

Una vez agrupados los componentes, asignadas las propiedades físicas primarias, determinadas las propiedades críticas de los fluidos mediante las correlaciones de Kesler – Lee, calculado el factor acéntrico con la correlación de Edmister, el volume shift mediante las correlaciones propuestas en la metodología, el volumen crítico de acuerdo a la correlación de Jossi, Steel y Thodos, el factor Z crítico mediante la correlación de Rackett y el parachor de acuerdo a la correlación de Firoozabadi, se procedió a organizar y analizar los parámetros de la ecuación de estado.

Lo anterior con el objetivo de asegurar que lo propuesto tuviera sentido físico y termodinámico, los parámetros para la ecuación cúbica de estado de Peng – Robinson propuesta se presenta a continuación:

Tabla 9. Parámetros de la Ecuación Cúbica de Estado de Peng – Robinson.

Componente	MW (g/mol)	Tb (°F)	S.G	Parachor	Tc (°F)	Pc (psia)	ω	Volume Shift	Omega A	Omega B	Vc (ft ³ /mol)	Z (Rackett)
CO ₂	44.01	-108.67	0.50	82.00	87.71	1070.67	0.239	-0.0943	0.45723599	0.077796	1.5011	0.2736
N2 – C1	18.71	-272.53	0.37	65.33	-142.75	628.17	0.017	-0.1482	0.45723599	0.077796	1.5629	0.2887
C2	30.07	-127.39	0.45	111.00	90.05	707.98	0.099	-0.1240	0.45723599	0.077796	2.3240	0.2789
C3 - NC4	51.31	-7.95	0.55	171.57	253.09	580.07	0.174	-0.0788	0.45723599	0.077796	3.6201	0.2745
IC5 - C6	76.13	108.44	0.64	245.23	399.20	473.46	0.255	-0.0260	0.45723599	0.077796	5.2759	0.2710
C7 - C10	116.98	264.62	0.76	333.03	601.96	435.45	0.35	0.0010	0.45723599	0.077796	8.0869	0.2640
C11 - C15	180.49	445.51	0.82	481.64	787.25	324.12	0.522	0.0025	0.45723599	0.077796	9.4812	0.2570
C16 - C20	250.72	595.91	0.86	645.98	926.59	254.90	0.694	0.0035	0.45723599	0.077796	16.1207	0.2532
C21 - C29	343.95	742.15	0.89	864.14	1053.76	205.65	0.892	0.0044	0.45723599	0.077796	23.0159	0.2500
C30+	608.88	1001.83	0.94	1484.08	1272.03	148.20	1.326	0.0060	0.45723599	0.077796	38.3884	0.2376

Fuente: elaboración propia.

Los coeficientes de interacción binarios son parámetros de la ecuación cúbica de estado y son utilizados para generar el cálculo de la presión de saturación de los fluidos, la siguiente tabla muestra los coeficientes de interacción binarios para esta ecuación.

Tabla 10. Coeficiente de Interacción Binarios para la Ecuación Cúbica de Estado de Peng – Robinson.

	CO ₂	N2 – C1	C2	C3 - NC4	IC5 - C6	C7- C10	C11 - C15	C16 - C20	C21 - C29
N2 – C1	0.0816	0.0000	0.0034	0.0122	0.0216	0.0339	0.0532	0.0708	0.0863
C2	0.1200	0.0034	0.0000	0.0027	0.0079	0.0161	0.0306	0.0447	0.0577
C3 - NC4	0.1200	0.0122	0.0027	0.0000	0.0014	0.0057	0.0154	0.0261	0.0365
IC5 - C6	0.1000	0.0216	0.0079	0.0014	0.0000	0.0015	0.0076	0.0157	0.0241
C7 - C10	0.1000	0.0339	0.0161	0.0057	0.0015	0.0000	0.0024	0.0076	0.0138
C11 - C15	0.1000	0.0532	0.0306	0.0154	0.0076	0.0024	0.0000	0.0015	0.0048
C16 - C20	0.1000	0.0708	0.0447	0.0261	0.0157	0.0076	0.0015	0.0000	0.0009
C21 - C29	0.1000	0.0863	0.0577	0.0365	0.0241	0.0138	0.0048	0.0009	0.0000
C30+	0.0800	0.0959	0.0659	0.0433	0.0298	0.0183	0.0075	0.0024	0.0003

Fuente: elaboración propia.

Se debe verificar que la presión crítica de los componentes de la fracción C7+ disminuya a medida que el peso molecular aumenta, que propiedades calculadas como la temperatura crítica, el volumen crítico, factor acéntrico y volume shift aumenten a medida que aumenta el peso molecular. Los volumen shift deben ser negativos para ciertos componentes con peso molecular bajo y positivos para otros componentes con peso molecular más altos dado que la corrección de densidad planteada para la ecuación de estado de Peng-Robinson requiere dicho enfoque físico.

Estos parámetros antes verificados deben mantener el mismo comportamiento en caso de realizarse ajustes sobre la ecuación de estado propuesta, de tal manera que se físicamente se respeten los comportamientos observados inicialmente.

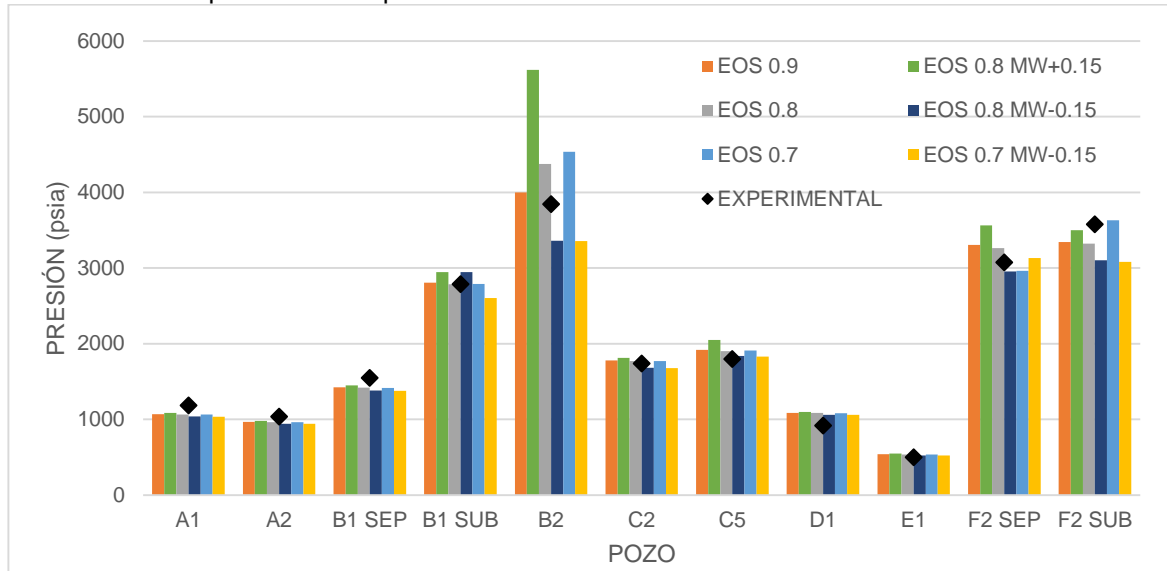
Una vez cargada la ecuación de estado se procedió a montar en el software las mismas pruebas que se realizaron en el laboratorio con el objetivo de verificar la predicción de la ecuación de estado antes de realizar algún ajuste sobre los parámetros de la misma.

Una vez obtenidos los resultados de los montajes predictivos de estas pruebas, se procedió a realizar una comparación con la información de la data experimental. Esta comparación con la data experimental se desarrolla con dos objetivos, el primero busca verificar que el manejo composicional genera resultados cercanos a la data experimental, el segundo objetivo permite identificar problemas de estabilidad con los parámetros propuestos para la ecuación de estado.

Dentro de la data experimental reportada se pueden encontrar diferentes propiedades tales como factor volumétrico del aceite, volumen relativo, viscosidad, densidad, entre otras; pero al ser diferentes todas las pruebas realizadas en el laboratorio las propiedades evaluadas no fueron las mismas en todos los casos, razón por la cual fue necesario tomar como punto de referencia 4 propiedades reportadas. El desarrollo de esta comparación se hará teniendo en cuenta la presión de saturación, la gravedad API de los fluidos, la relación gas – aceite y la gravedad específica del gas. Además, variables no reportadas dependen primariamente de las variables comparadas, por ejemplo, el factor volumétrico del aceite, la compresibilidad del fluido (volumen relativo) y densidad del crudo vivo dependen fuertemente de la relación gas-aceite y gravedad °API.

Para evaluar las diferentes comparaciones y los diferentes porcentajes de error obtenidos se desarrollaron gráficos de barras en donde se pueden percibir los resultados de la comparación de la información. A continuación, se encuentran los gráficos por propiedad.

Gráfica 33. Comparación de la presión de saturación.

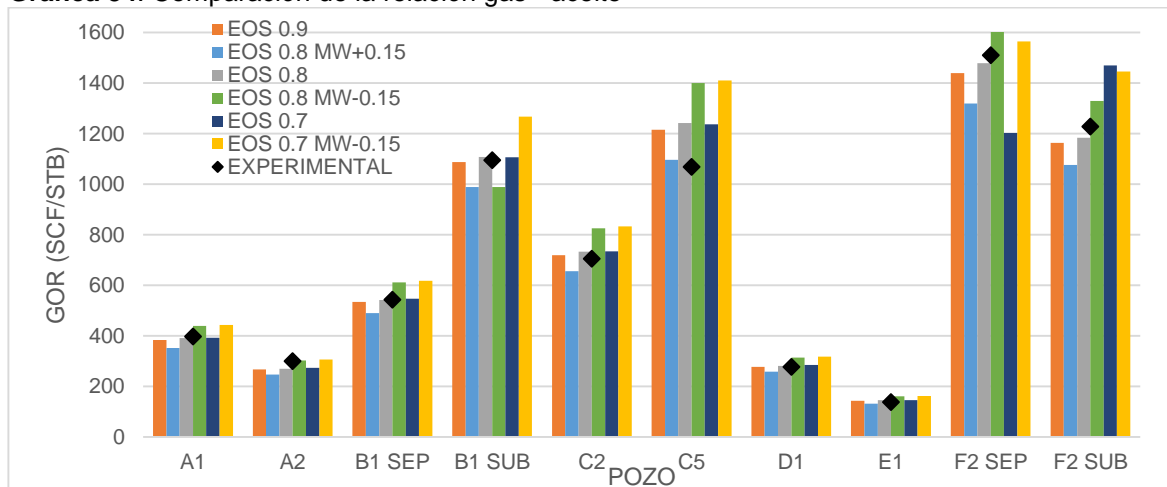


Fuente: elaboración propia.

La presión de saturación es la propiedad a la que se le dio mayor importancia al momento de seleccionar el factor de forma alfa, en la **Gráfica 33** se pueden observar ajustes razonables para cada uno de los Campos, el mejor de los ajustes para todos los sistemas de fluidos con la ecuación de estado propuesta se logra con el factor de forma alfa de 0.8. En esta grafica únicamente se están comparando los aceites volátiles y los aceites negros y el gas condensado del pozo B2, los fluidos transicionales y los gases condensados del Campo C se analizarán más adelante.

La relación gas – aceite utilizada para realizar las comparaciones fue la reportada en las pruebas de separador realizadas en los PVT disponibles de estos pozos. La gráfica generada para analizar la comparación se encuentra a continuación.

Gráfica 34. Comparación de la relación gas - aceite

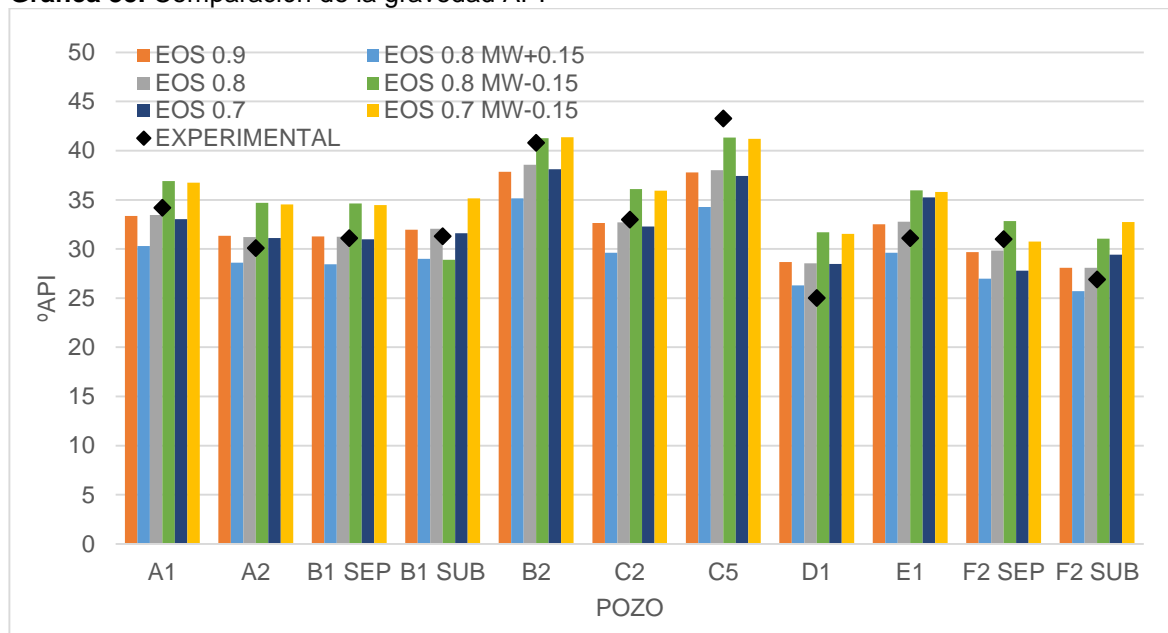


Fuente: elaboración propia.

La relación gas – aceite es la propiedad con mayor dificultad al momento de evaluar la predicción de la ecuación de estado, es el parámetro que presenta en algunos casos la mayor diferencia con respecto a la información experimental, tal como es el caso del pozo C5, pero a la vez presenta un ajuste razonable para los demás pozos, lo cual implica que no sea necesario realizar regresiones sobre la ecuación de estado propuesta. El análisis de esta propiedad nuevamente sugiere que la composición sea manejada con el factor de forma alfa de 0.8 para estos fluidos. En la **Gráfica 33** a diferencia con la **Gráfica 32** de la presión de saturación no se realiza una comparación para el pozo B2 por su relación gas – aceite tan alta, superior a los 30,000 SCF/STB que dificulta el análisis de los demás pozos. El ajuste de esta propiedad para el pozo B2 es razonablemente bueno, no excede el 10% de porcentaje de error.

La gravedad API de los fluidos depende del proceso de separación de los mismos, separaciones instantáneas generan valores de gravedad API con algunos grados más en comparación a cuando se realiza mediante una separación por etapas. En este caso, se utilizó la gravedad API reportada en las pruebas de separador para realizar la comparación con la data generada por medio de la ecuación de estado, la comparación de este parámetro genera el siguiente resultado.

Gráfica 35. Comparación de la gravedad API



Fuente: elaboración propia.

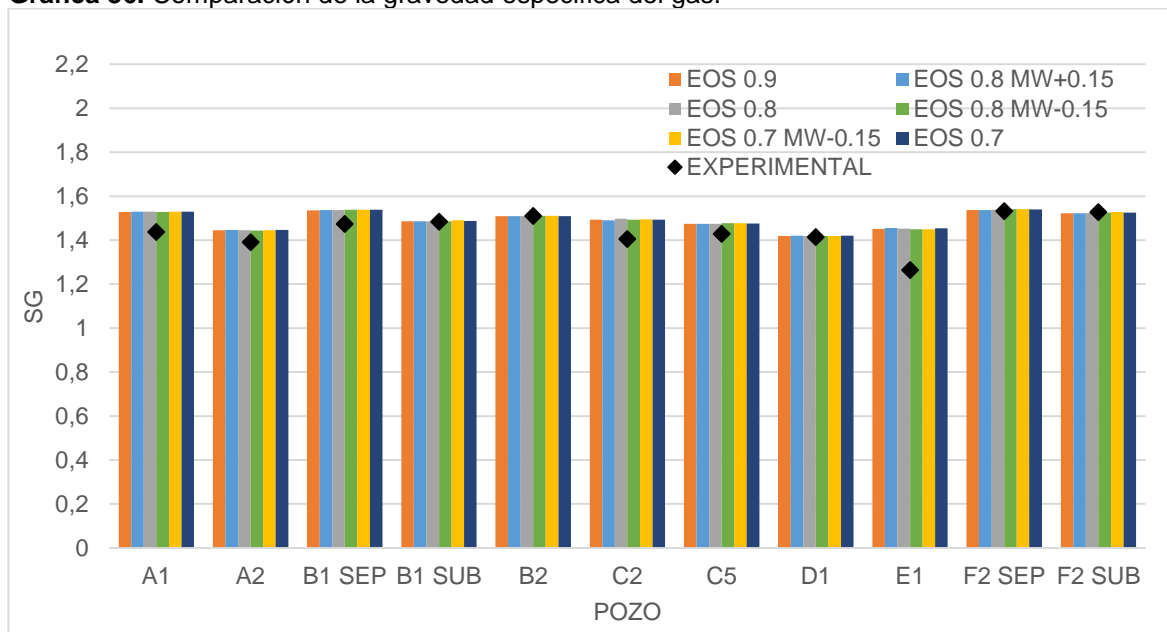
Como se puede observar en la **Gráfica 35**, con el factor de forma alfa de 0.8 se logran los mejores resultados al momento de predecir la gravedad API de los fluidos, el aceite volátil del pozo C5 y el gas condensado del pozo B2 presentan una diferencia mayor en comparación a los otros pozos. Estos fluidos más livianos no son tan sensibles a la variación del factor de forma alfa como lo son a la variación

del peso molecular utilizado para realizar la expansión mediante el uso de la función gamma.

La **Gráfica 35**, es uno de los factores que permite confirmar que los fluidos más livianos de la cuenca deben ser modelados con un factor de forma alfa de 0.7 para lograr un mejor ajuste de las propiedades del fluido.

La última propiedad utilizada para comparar los datos experimentales con la predicción de la ecuación de estado fue la gravedad específica del gas. En este proyecto la gravedad específica del gas es un parámetro característico que por la cantidad inusual de CO₂ genera restricción al momento de utilizar correlaciones sintéticas para determinar las propiedades del fluido. La comparación entre la información experimental y la predicción de la ecuación de estado es la siguiente.

Gráfica 36. Comparación de la gravedad específica del gas.

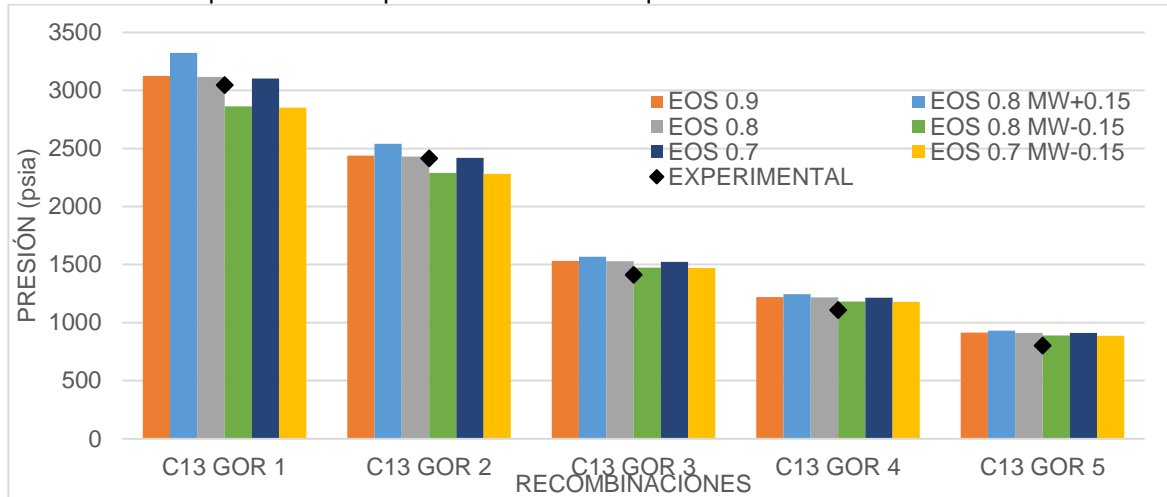


Fuente: elaboración propia.

El parámetro de la relación gas - aceite tiene un ajuste mucho más próximo que el de todas las propiedades previamente comparadas. A pesar de que los resultados aparentemente son mucho más cercanos sin importar el factor de forma alfa seleccionado, el que mejor ajuste tiene es el de 0.8.

El pozo C13 a pesar de encontrarse en la zona de aceite negro del yacimiento del Campo C, fue sometido a pruebas variando la relación gas - aceite y la propiedad utilizada para seleccionar el factor de forma alfa y determinar el mejor ajuste de la data generada con la ecuación de estado con respecto a la información experimental fue la presión de saturación del fluido, los resultados obtenidos fueron los siguientes.

Gráfica 37. Comparación de la presión de saturación pozo C13.



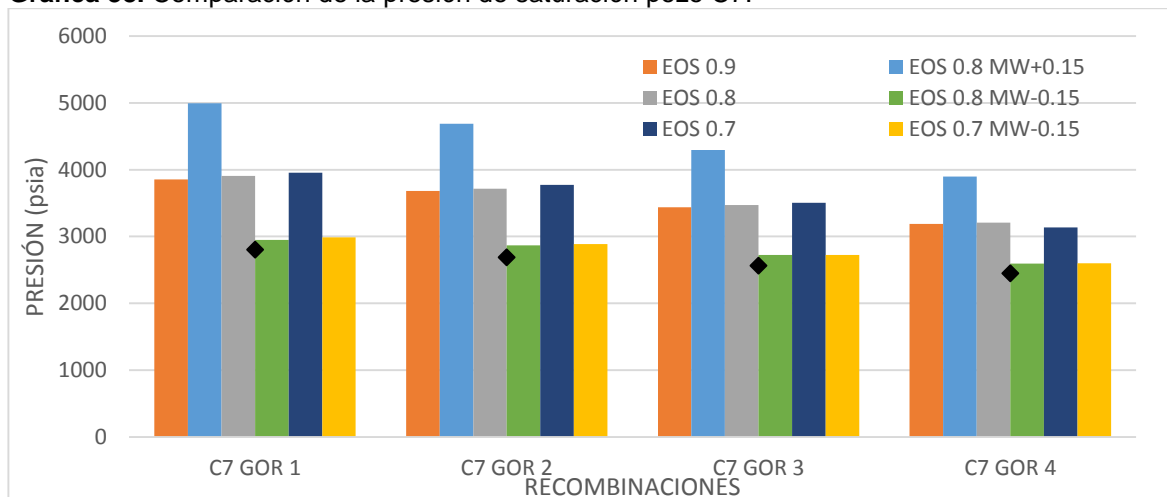
Fuente: elaboración propia.

Este fluido presento el mejor ajuste con la composición generada con el factor de forma alfa de 0.8, tal como se observa en la **Gráfica 37**.

Para los análisis PVT cercanos al punto crítico y en el cual las pruebas que se hicieron consistían en varias recombinaciones a diferentes relaciones gas – aceite, la comparación realizada fue diferente y únicamente se tuvo en cuenta el ajuste de las presiones de saturación para determinar el factor de forma alfa que mejor modelaba el comportamiento termodinámico de estos fluidos.

El pozo C7 presenta un sistema de hidrocarburos con presencia de un gas condensado y la comparación entre la información experimental y la información generada mediante la ecuación de estado propuesta es la siguiente.

Gráfica 38. Comparación de la presión de saturación pozo C7.

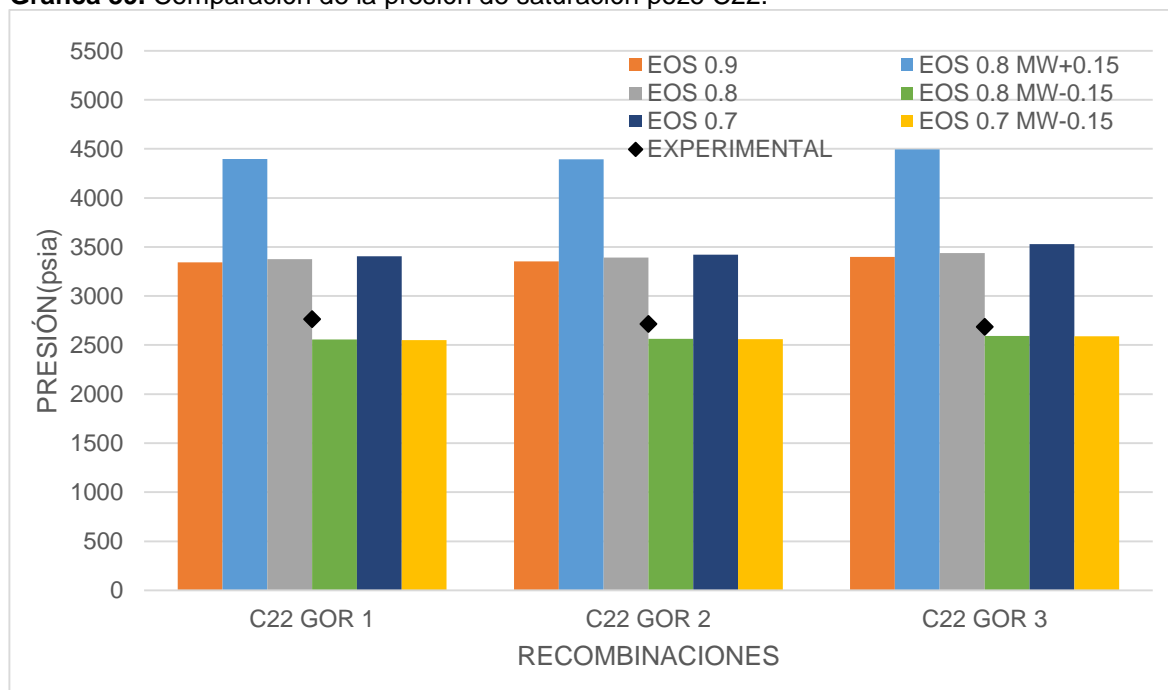


Fuente: elaboración propia.

Los gases condensados fueron mucho más sensibles a la variación del peso molecular de la fracción C7+ utilizado al momento de realizar la expansión mediante el uso de la función gamma que a la modificación del factor de forma alfa, en este caso la variación del 15% en disminución del peso molecular con un factor de forma alfa de 0.7 presento el mejor ajuste de la información tal como se puede apreciar en la **Gráfica 38**.

El pozo C22 exhibe un fluido de características similares al del pozo C7, las pruebas que se realizaron en el laboratorio fueron también a distintas recombinaciones gas – aceite y los resultados de la comparación de la presión de saturación es la siguiente.

Gráfica 39. Comparación de la presión de saturación pozo C22.

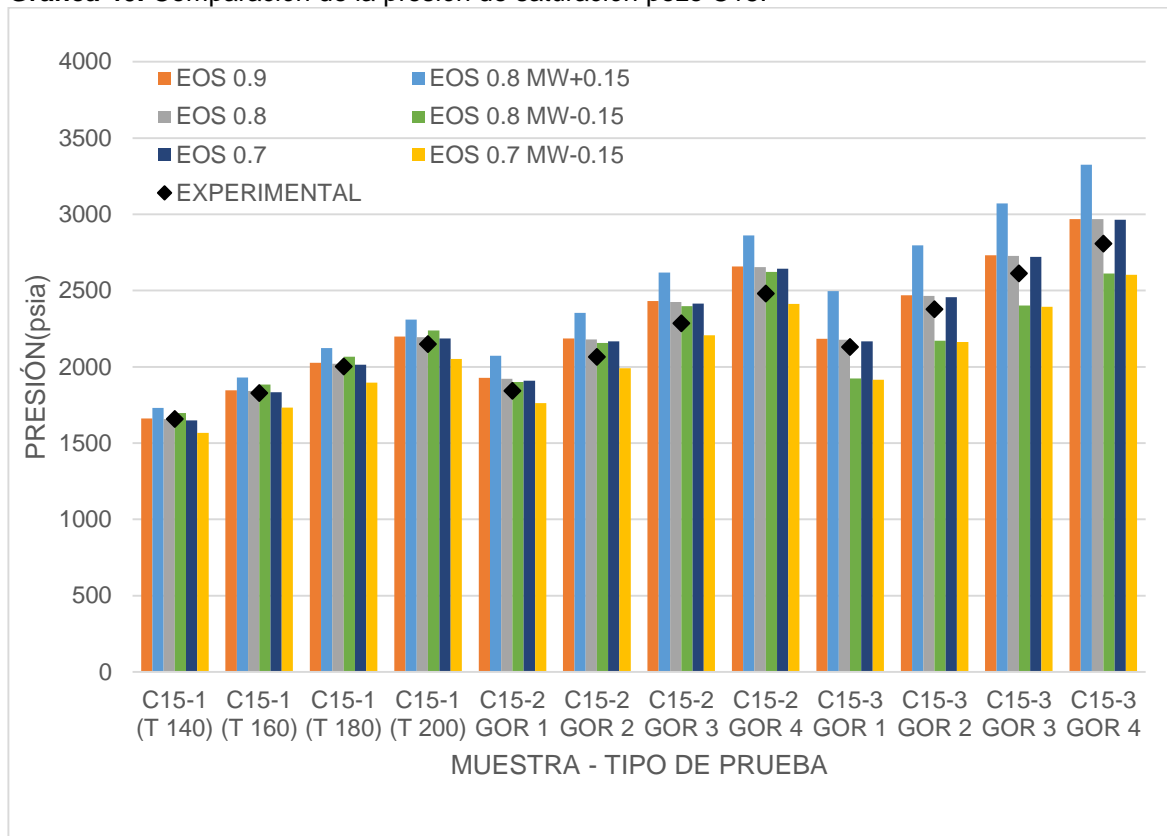


Fuente: elaboración propia.

Al igual que en el pozo C7, los mejores resultados de ajuste se obtuvieron con el factor de forma alfa de 0.7 y la variación del 15% en disminución del peso molecular de la fracción C7+ utilizada para realizar la expansión mediante el uso de la función gamma.

El pozo C15 se encuentra en la zona de transición del yacimiento y para lograr obtener diferente información del mismo se realizaron tres muestreos diferentes y las pruebas que se hicieron en el laboratorio se desarrollaron variando la temperatura en algunos casos y variando la relación gas – aceite en otros. Al igual que para los gases condensados la propiedad utilizada para evaluar el mejor ajuste fue la presión de saturación de los fluidos.

Gráfica 40. Comparación de la presión de saturación pozo C15.



Fuente: elaboración propia.

Los fluidos del pozo C15 que se encuentran en el punto crítico o muy cercano a este presentaron el mejor ajuste con la expansión de la composición con un factor de forma alfa de 0.8.

Estos gráficos fueron analizados de manera simultánea con el trabajo realizado para obtener el factor de forma alfa que modelara la composición molar de los fluidos de la cuenca. La variación del factor de forma alfa y del peso molecular de la fracción C7+ utilizado para realizar la expansión de la función gamma genera un impacto directo sobre los resultados de las pruebas realizadas, especialmente sobre los fluidos más complejos, es decir sobre los gases condensados y los fluidos cercanos al punto crítico tal como se evidencia en la información presentada.

La predicción de los aceites negros muestra menor sensibilidad al variar el factor de forma alfa en el rango en que se hizo, es por esta razón que los porcentajes de error se mantienen en un rango pequeño.

La variación que se hizo al peso molecular en un 15% en aumento y disminución si presenta efecto sobre todos los diferentes sistemas de hidrocarburos de la cuenca, tal como se presentó en las diferentes comparaciones realizadas, la variación del

15% en disminución sobre el peso molecular de la fracción C7+ utilizando un factor de forma alfa de 0.7 permite obtener el mejor ajuste para los gases condensados.

Esta variación sobre el peso molecular se hace teniendo en cuenta el porcentaje de error que presenta la información de laboratorio de la época.

El análisis de esta información presentada, tal como se mencionó anteriormente, permitió seleccionar el factor de forma alfa de 0.8 para los aceites volátiles y los aceites negros y el factor de forma alfa de 0.7 para modelar la composición de los gases condensados.

3.7 MODELO DE VISCOSIDAD

Los fluidos de la cuenca presentan viscosidades relativamente pequeñas, por lo cual la selección del modelo de viscosidad no presenta mayor dificultad al momento de su selección. La determinación de la viscosidad para los modelos de simulación numérica de yacimientos realizados hasta el momento han sido realizados mediante el uso del modelo de Lohrenz – Bray – Clark, en el software EcoPVT+.

Para este proyecto y siguiendo los lineamientos trabajados hasta el momento se seleccionó este mismo modelo para generar los valores de esta propiedad. Este modelo únicamente requiere ajustar el volumen crítico para generar cambios sobre la viscosidad de los fluidos.

La información de viscosidad disponible presenta alto grado de incertidumbre por los dispositivos que fueron utilizados en la época para la medición de la misma. En esa época la viscosidad se midió con viscosímetros de bola, los cuales no ofrecen mucha precisión y menos para fluidos con viscosidades bajas como los manejados para este proyecto, razón por la cual no se realizaron comparaciones con toda la información disponible.

Durante la recopilación de información se encontraron datos de viscosidad mucho más recientes medidos con viscosímetro electromagnético para el Campo F y fue con base a este informe que se realizó el ajuste de esta propiedad. Los resultados obtenidos una vez ajustado el volumen crítico se presentan a continuación.

Tabla 11. Comparación del modelo de viscosidad para el Campo F.

Presión (psia)	Viscosidad Experimental @200°F (cp)	Viscosidad Calculada @200°F (cp)	%Error
4023	1.582	1.528	3.40
3017	1.436	1.395	2.85
2515	1.377	1.329	3.49
2315	1.350	1.303	3.50

Fuente: elaboración propia.

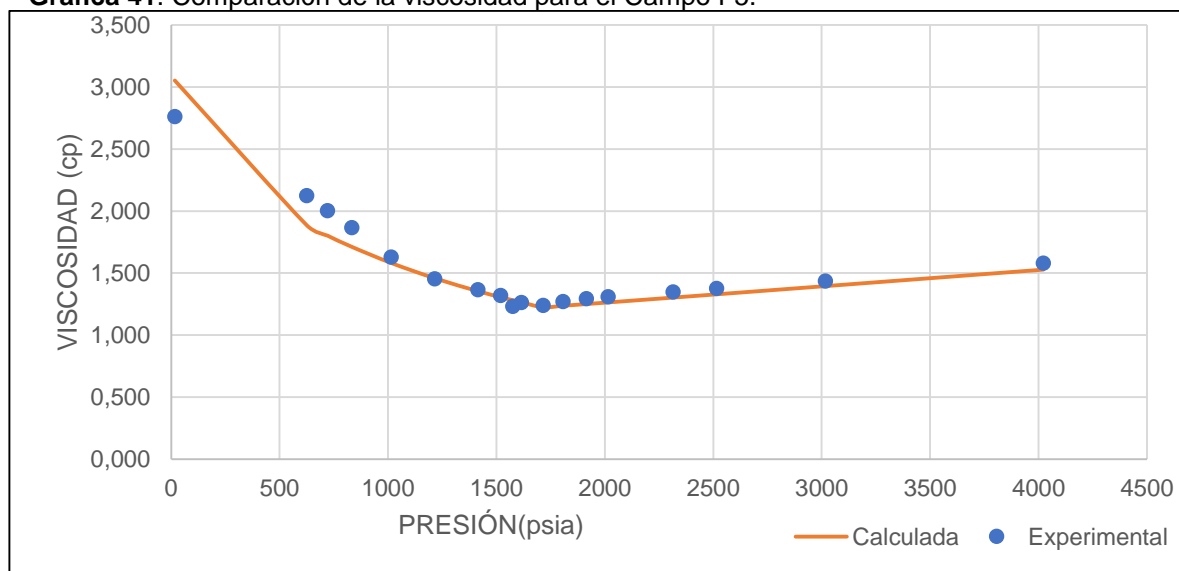
Tabla 11. (Continuación)

Presión (psia)	Viscosidad Experimental @200°F (cp)	Viscosidad Calculada @200°F (cp)	%Error
2015	1.310	1.264	3.53
1915	1.295	1.251	3.42
1807	1.273	1.237	2.85
1715	1.242	1.225	1.34
1615	1.263	1.265	0.18
1575	1.233	1.282	3.98
1519	1.320	1.307	1.02
1415	1.368	1.355	0.98
1215	1.456	1.459	0.21
1015	1.630	1.582	2.98
833	1.868	1.712	8.37
721	2.003	1.802	10.03
625	2.125	1.886	11.24
17	2.761	3.052	10.53
%ERROR PROM			4.11

Fuente: elaboración propia.

La información presentada en la **Tabla 11**, fue graficada para mirar y comparar el ajuste del modelo de viscosidad propuesto para el modelo de fluidos.

Gráfica 41. Comparación de la viscosidad para el Campo F5.



Fuente: elaboración propia.

El ajuste alcanzado es significativamente razonable ya que se alcanza un porcentaje de error promedio menor al 5% tal como se presenta en la **Gráfica 41**. Los valores

ajustados del volumen crítico de acuerdo a estos datos de viscosidad serán utilizados para toda la cuenca debido a que no se utilizó más información para robustecer el modelo.

3.8 REGRESIÓN MULTIVARIABLE

Durante la comparación de la información disponible con la data obtenida por medio de la predicción de la ecuación de estado y en caso de no tener ajustes razonables se hace necesario realizar regresiones multivariable que permitan acercar los dos puntos de comparación.

El manejo riguroso de la composición y la selección adecuada de las propiedades físicas primarias genera que las regresiones que se deban hacer sobre la ecuación de estado sean mínimas y en algunas ocasiones incluso ninguna.

Durante el desarrollo de este proyecto, se dio mucha importancia al manejo composicional y a la determinación del factor de forma alfa que modelara los diferentes sistemas de hidrocarburos de la cuenca y se asignaron las propiedades físicas primarias de acuerdo con los resultados del análisis de las curvas de destilación.

Los resultados obtenidos con la ecuación de estado en modo predictivo fueron muy razonables, razón por la cual no fue necesario realizar ningún ajuste sobre los parámetros de la ecuación de estado. Para el modelo de viscosidad fue necesario realizar una sola regresión sobre el volumen crítico, a continuación, se muestran los valores iniciales de la propiedad y los valores una vez finalizada la regresión.

Tabla 12. Regresión del Volumen Crítico.

Volumen Crítico Inicial (ft³/mol)	Volumen Crítico final (ft³/mol)
2.6618	1.5011
2.7031	1.5629
4.1909	2.3240
6.6390	3.6201
9.1177	5.2759
12.3334	8.0869
18.5101	9.4812
24.6373	16.1207
31.7008	23.0159
48.9985	38.3884

Fuente: elaboración propia.

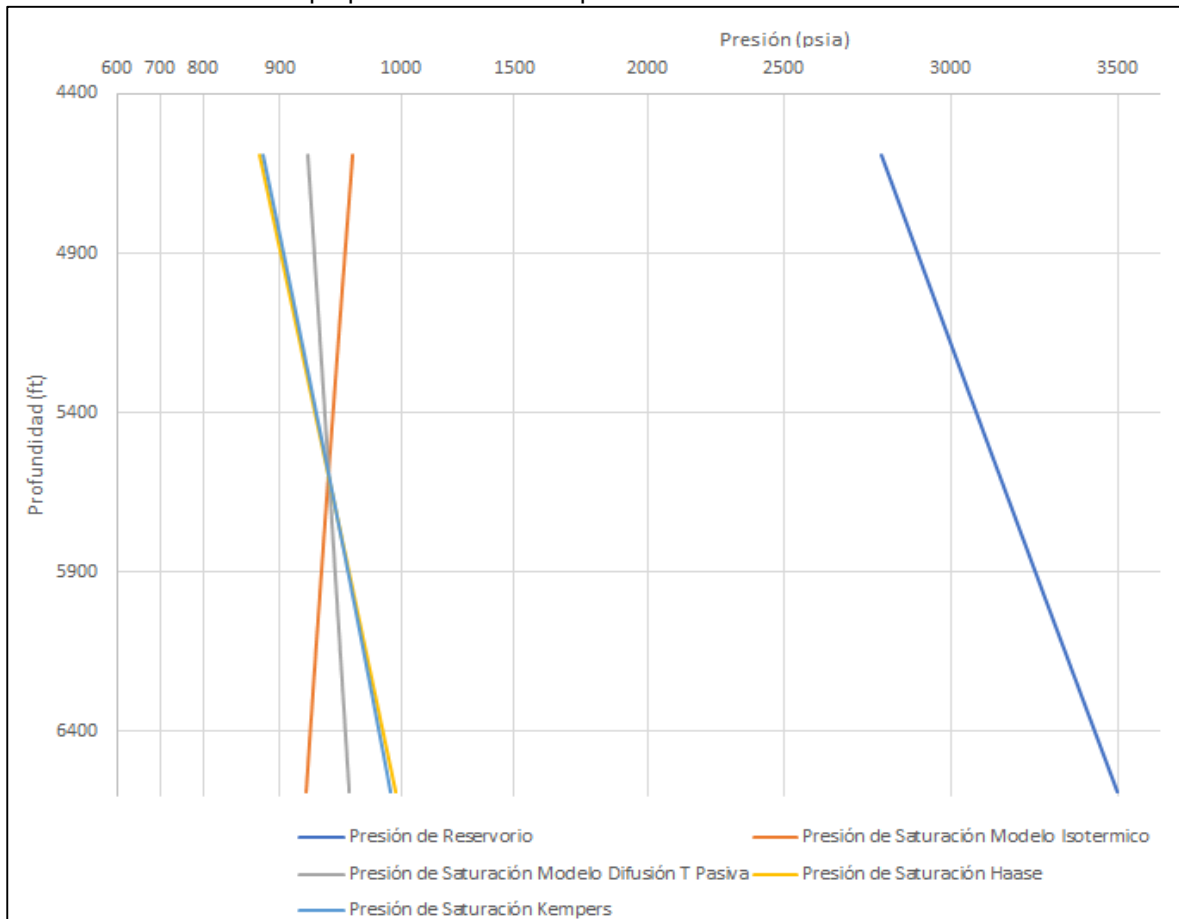
3.9 GRADIENTE COMPOSICIONAL, INICIALIZACIÓN DEL MODELO FLUIDOS Y ANALISIS DE MECANISMOS DE EQUILIBRIO NO EQUILIBRIO.

Para desarrollar la inicialización del modelo de fluidos, se seleccionó uno o dos pozos por Campo. El pozo seleccionado fue aquel que presentaba la información más representativa de los Campos de acuerdo con las pruebas iniciales de producción y haciendo una revisión de los históricos de producción por Campo. El gradiente de temperatura utilizado fue de 0.011°F/ft para todos los escenarios planteados.

Para los Campos que exhibían más de un sistema de hidrocarburos, fue necesario seleccionar un pozo que permitiera observar al desarrollar el gradiente de propiedades PVT los diferentes fluidos presentes en cada yacimiento.

Para el Campo A de acuerdo con la información analizada se seleccionó la composición del pozo A2 para desarrollar la inicialización del modelo fluidos. El gradiente de propiedades PVT se encuentra a continuación.

Gráfica 42. Gradiente de propiedades PVT Campo A.



Fuente: elaboración propia.

El sistema de fluidos de este Campo corresponde a un aceite negro con alto grado de subsaturación. En el gradiente de propiedades PVT se puede observar una variación mínima de las propiedades lo cual es producto del alto grado de subsaturación del yacimiento y del sistema de hidrocarburos presente. A condiciones iniciales, el yacimiento no presenta capa de gas, el contenido de CO₂ disminuye a medida que aumenta la profundidad, situación contraria a la cantidad de C7+ que aumenta a medida que se incrementa la profundidad.

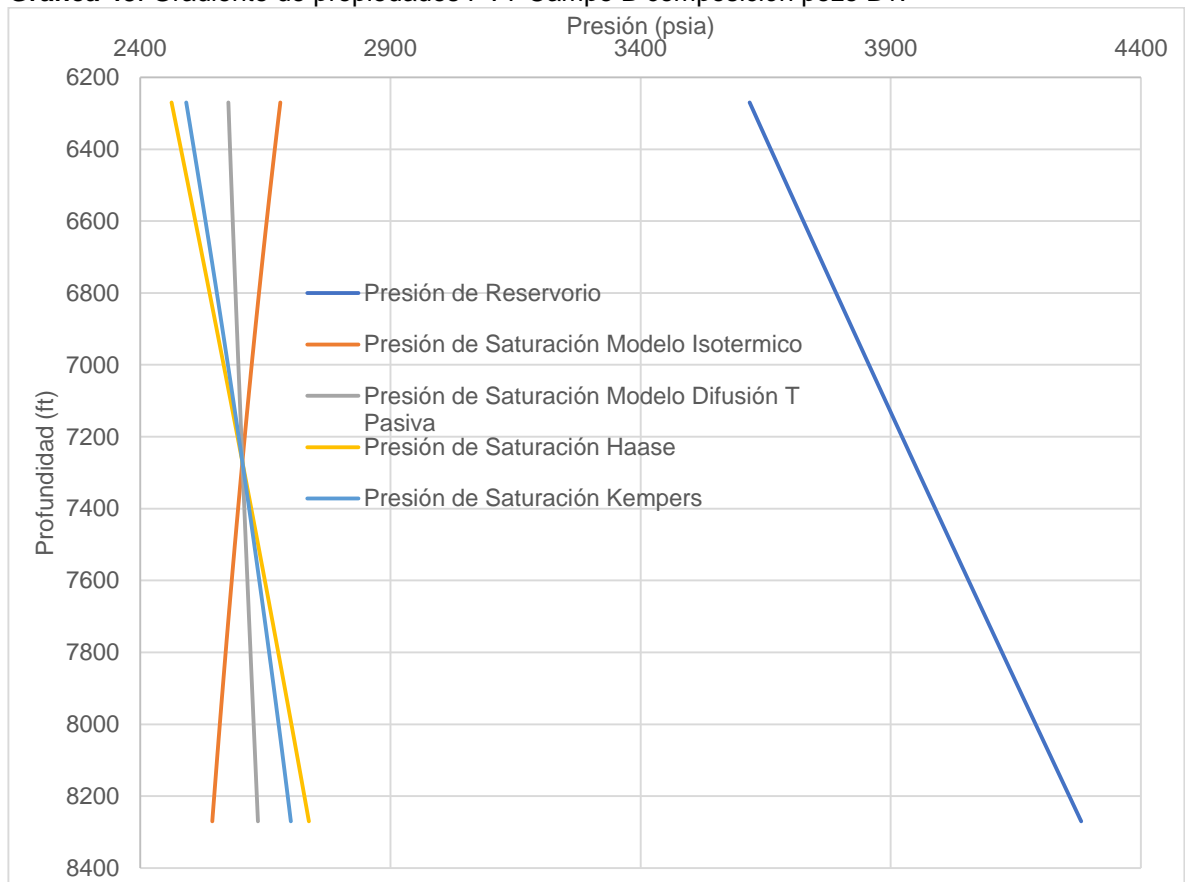
Este sistema de fluidos presenta un sistema en equilibrio dominado en gran medida por el tirante gravitacional. Los modelos no isotérmicos no presentan efecto de difusión térmica o molecular, es por esta razón que el modelo del gradiente de propiedades PVT no isotérmico presenta un comportamiento similar al del modelo isotérmico, este comportamiento es resultado del alto grado de subsaturación del fluido.

El Campo B presenta un sistema de hidrocarburos que de acuerdo con la información PVT analizada está compuesto por dos tipos de fluidos, por esta razón para evidenciar los dos fluidos al inicializar el modelo fue necesario seleccionar dos pozos de tal manera que en el gradiente de propiedades PVT se plantearan los dos escenarios.

Para este Campo la inicialización se hizo de esta manera debido a que el grado de incertidumbre de la información de producción es alto y no se tiene certeza de si existe o no una capa de gas dentro del Campo o de si existe un sello estratigráfico entre las subunidades del yacimiento.

El gradiente de propiedades PVT para el Campo B tomando como composición la del pozo B1 es el siguiente.

Gráfica 43. Gradiente de propiedades PVT Campo B composición pozo B1.



Fuente: elaboración propia.

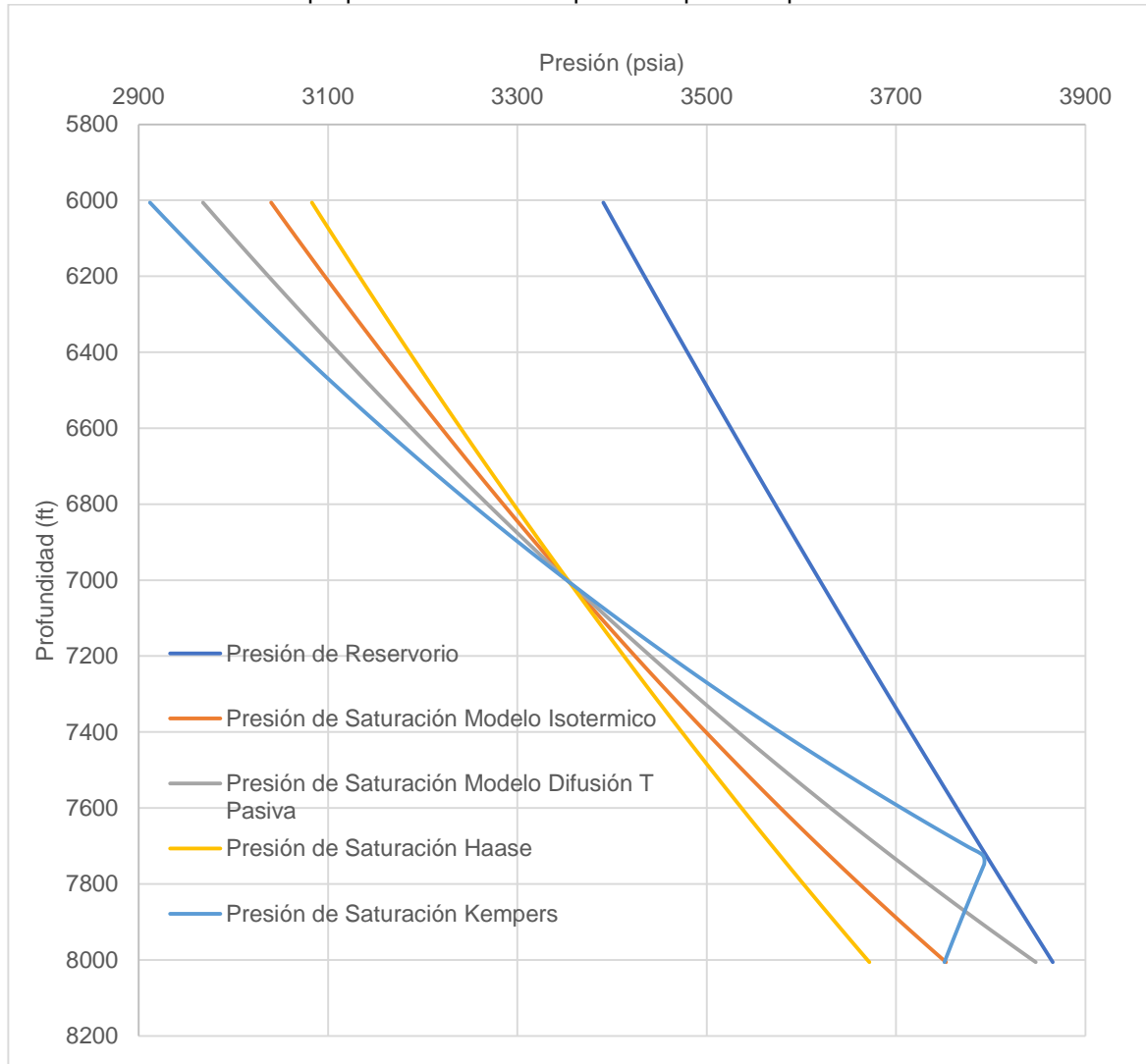
Este escenario sugiere un yacimiento en el cual el gradiente de propiedades PVT presenta una variación mayor con respecto a la del Campo A, sin embargo esta variación no es significativa ya que el grado de subsaturación de los datos reportados en este informe PVT es alto.

En este Campo se puede evidenciar como los fenómenos de difusión térmica y molecular presentan un mayor efecto sobre la variación del gradiente de propiedades PVT, los modelos no isotérmicos de Haase y Kempers presenta un comportamiento distinto y alejado del modelo isotérmico lo cual es producto de la difusión térmica que se presenta en el yacimiento.

A las condiciones iniciales de presión y temperatura y bajo la composición analizada a esa profundidad el yacimiento no presenta capa de gas original ni un fluido transicional con presencia de gases condensados.

El segundo escenario se generó con base a la composición reportada para el gas condensado del pozo B2, el resultado de los diferentes modelos de gradientes de propiedades PVT es el siguiente.

Gráfica 44. Gradiente de propiedades PVT Campo B composición pozo B2.



Fuente: elaboración propia.

De acuerdo a este escenario, el yacimiento B presenta dos fases a condiciones iniciales, gas condensado hacia el tope de la estructura y una zona de aceite volátil hacia el flanco de la misma, con una zona de transición saturada y un GOC ubicado a 7726 ft de acuerdo al modelo no isotérmico de Kempers. En este caso la zona de transición saturada se evidencia porque el cambio de composiciones de los componentes claves CO_2 y $C7+$ es abrupto al momento de llegar al GOC, esto se puede ver en el **Anexo M**.

Los demás modelos generados para el Campo B utilizados para la inicialización muestran yacimientos de gas condensado sin presencia de hidrocarburos líquidos dentro del yacimiento a condiciones iniciales.

En este modelo del Campo B se puede evidenciar el efecto significativo de los fenómenos de difusión térmica que se dan dentro del yacimiento y su repercusión sobre el equilibrio que se presenta dentro del yacimiento.

En todos los casos generados para el Campo B el gas condensado que se encuentra en el yacimiento es pobre, debido a que las cantidades de C7+ son bajas.

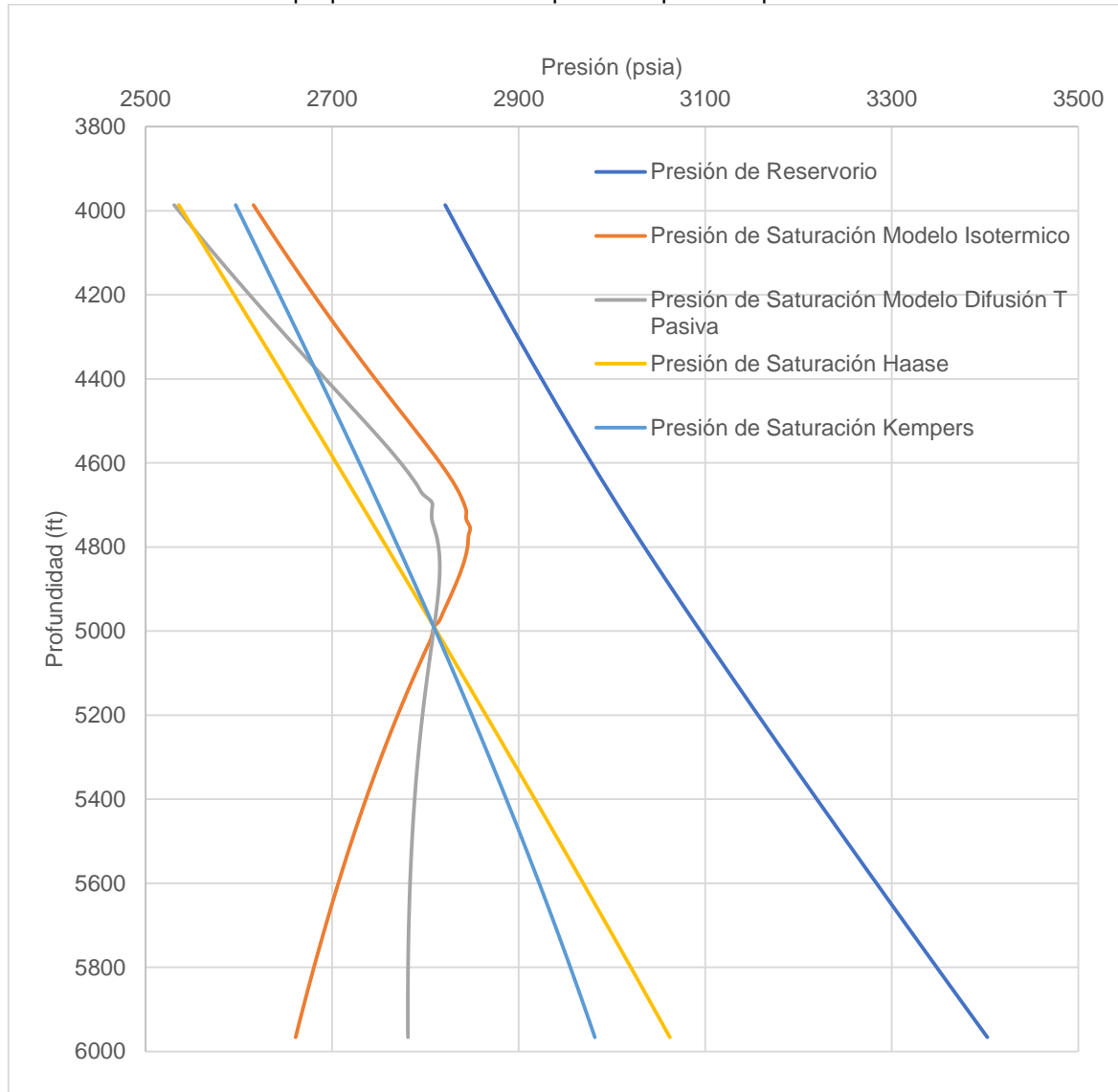
Para el Campo B, los dos escenarios generados mediante la inicialización del modelo repercuten de manera directa sobre los modelos de simulación numérica e implicara una diferencia significativa al momento de determinar el OOIP.

Como se ha mencionado a lo largo del documento, dentro del proyecto se identificó una transición de fluidos para el Campo C. Dentro de este sistema de hidrocarburos se logró identificar gas condensado, fluidos transicionales cercanos al punto crítico, aceites volátiles y gases condensados. Por la complejidad de este yacimiento fue necesario identificar los pozos que mostraran la amplia gama de fluidos al desarrollar la inicialización.

Para el Campo C se seleccionaron los pozos C7 y C15, el primero se encuentra ubicado en la zona de gas condensado y el segundo está ubicado en la zona de transición del yacimiento. La inicialización del modelo con la composición de ambos pozos permite observar las zonas de transición del Campo.

El gradiente de propiedades PVT generado con la composición del pozo C7 se muestra a continuación.

Gráfica 45. Gradiente de propiedades PVT Campo C composición pozo C7



Fuente: elaboración propia.

Este gradiente composicional se encuentra balanceado por mecanismos de equilibrio como el tirante gravitacional (zonas de gas condensado en cresta y aceite en flanco) y dada la presencia de CO₂ pueden existir efectos difusionales a fin de representar el comportamiento composicional esperado para el yacimiento

En este caso la zona de transición es subsaturada, por esto el distanciamiento que se presenta entre la presión de saturación y la presión de yacimiento. Esta zona de transición es propia de sistemas no controlados enteramente por un tirante gravitacional y por esta razón se presenta la subsaturación de la misma. Esta zona de transición es diferente a la que se presenta en el Campo B, porque al acercarse

al GOC ubicado en 4754 ft no se presenta cambio notorio en las composiciones, tal como se muestra en el **Anexo N**.

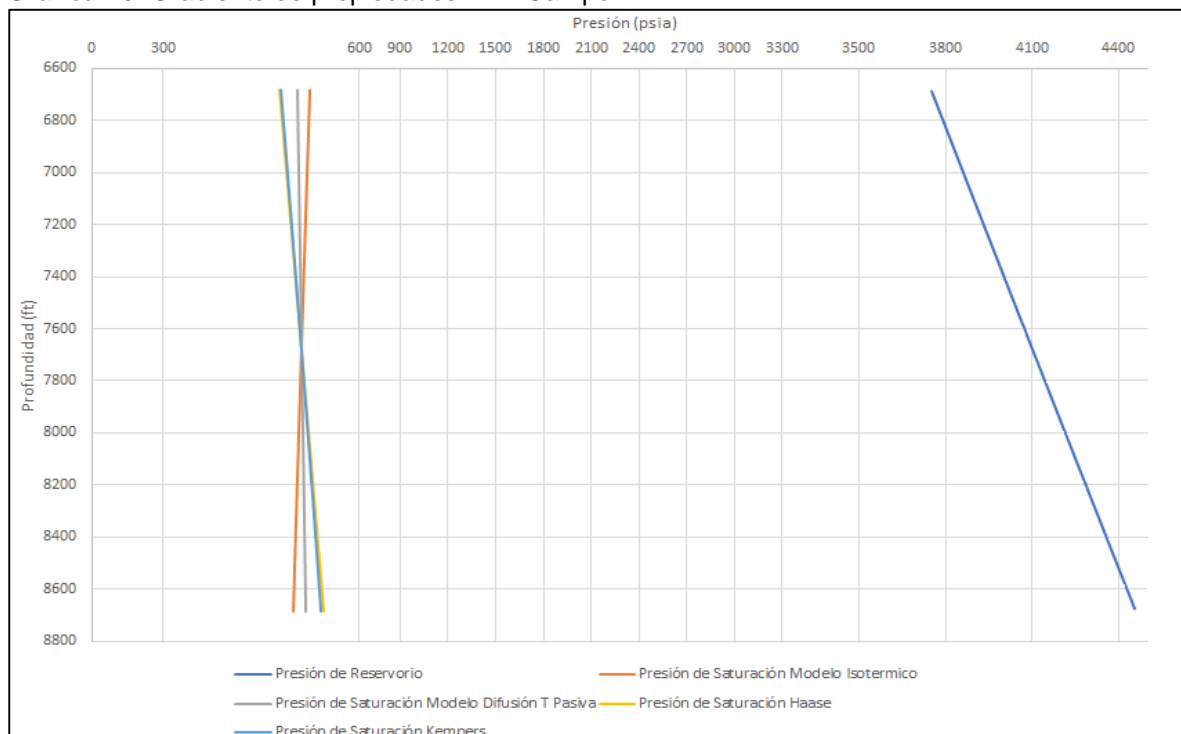
La zona de transición de este yacimiento se denomina supercrítica debido al complejo sistema de fluidos cercanos o en el punto crítico que allí se encuentran y se denominan así por su grado de subsaturación.

Los modelos no isotérmicos de Haase y Kempers no permiten observar un fluido transicional dentro del yacimiento lo cual no es representativo porque se cuenta con información suficiente y de calidad que ha permitido identificar la variedad de fluidos presentes dentro en este sistema de hidrocarburos, es decir el modelo no es sensible a los fenómenos de difusión térmica que se presentan.

Para el Campo D, no se realizó una inicialización del modelo porque la información de presión y temperatura disponibles para el Campo presentaban un alto grado de incertidumbre, adicionalmente el aceite negro que se presenta en este yacimiento tiene características de un crudo pesado con alto grado de subsaturación, de lo cual se infiere que el gradiente de propiedades PVT del yacimiento será mínimo.

El Campo E solo conto con información PVT del pozo E1, por esta razón este fue el pozo utilizado para desarrollar la inicialización del modelo de fluidos. El gradiente de propiedades PVT para este yacimiento presenta el siguiente comportamiento.

Gráfica 46. Gradiente de propiedades PVT Campo E.



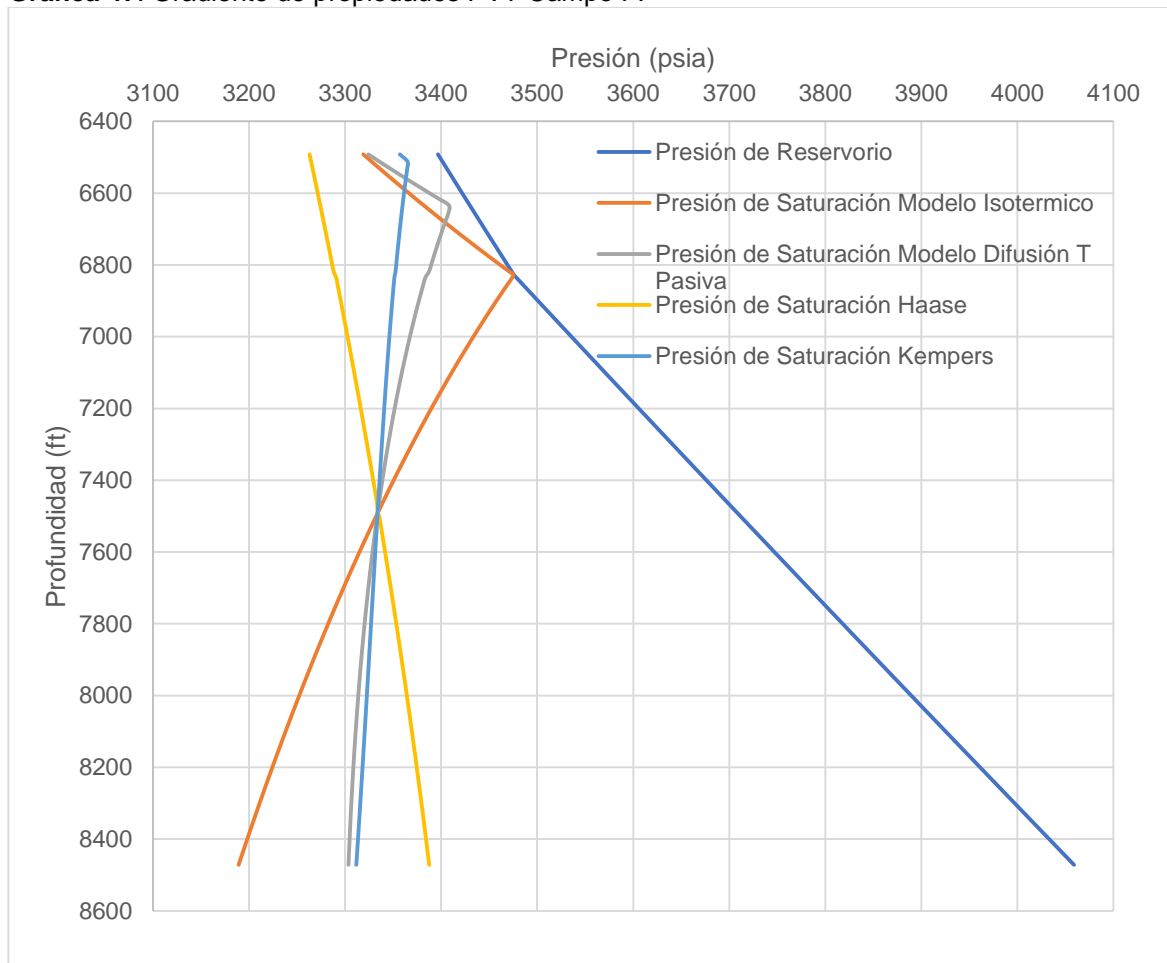
Fuente: elaboración propia.

Este sistema de fluidos del Campo E al igual que el del Campo A, presenta un alto grado de subsaturación, se encuentra en un equilibrio dominado por efectos gravitacionales, no se observa efecto de efectos de difusión térmica o molecular debido al alto grado de subsaturación en el yacimiento.

Es un fluido tipo aceite negro que se extiende a lo largo de toda la columna estratigráfica dentro del yacimiento, la relación gas – aceite disminuye a medida que aumenta la profundidad y la cantidad de C7+ aumenta a medida que se aumenta la profundidad, tal como en el Campo A.

El Campo F cuenta con dos muestreos realizados para el pozo F2, uno de fondo y uno de superficie. Después de revisados los controles de calidad y la información de producción para evaluar la representatividad de la data, se seleccionó la composición del muestreo de fondo. El gradiente de propiedades PVT para este yacimiento es el siguiente.

Gráfica 47. Gradiente de propiedades PVT Campo F.



Fuente: elaboración propia.

Este yacimiento presenta un grado de subsaturación pequeño a las condiciones iniciales de presión y temperatura. Este yacimiento es el más sensible a los efectos de difusión térmica y molecular, es por esta razón que los modelos tienen un comportamiento tan diferente entre sí.

El modelo isotérmico muestra un sistema en equilibrio dominado por efectos gravitacionales en el cual se puede evidenciar un GOC a 6835 ft y con una zona de transición saturada.

El modelo no isotérmico con difusión térmica pasiva muestra un sistema en no equilibrio con una zona de transición subsaturada y con un GOC ubicado en 6653 ft. El modelo de Kempers presenta un sistema con un GOC ubicado en 6532 ft y con una zona de transición subsaturada.

Los modelos no isotérmicos para este yacimiento muestran un sistema en no equilibrio que es altamente sensible a efectos de difusión térmica.

4. CONCLUSIONES

- Después de haber realizado la revisión de la información recolectada para los Campos A, B, C, D, E y F se logró determinar que los valores de presiones de saturación, GOR, gravedad API, gravedad específica del gas y composiciones provenientes de los 46 PVT realizados y los 10 informes de crudo atmosférico son representativos y fueron realizados bajo condiciones termodinámicas estables y tienen calidad, asegurando el uso de la mejor data para el desarrollo del modelo composicional de cuenca.
- La recopilación de información geológica y estructural no permitió establecer si existen o no compartimientos dentro la formación Caballos en los Campos A, B, C, D, E y F ni la profundidad de los contactos, entre otras características geológicas tales como sellos estratigráficos o fallas efectivas dentro de los yacimientos y fue necesario asumir una interconexión de todas las subunidades para todos los yacimientos.
- Se encontró que el rango para el factor de forma alfa para la expansión de la función gamma debe estar entre 0.7 para gases condensados y 0.8 para aceites negros, porque son los valores que permiten modelar todas las propiedades físicas primarias de los diferentes sistemas de hidrocarburos de los Campos A, B, C, D, E y F de la cuenca del Putumayo y generan las mejores predicciones con los parámetros propuestos de la Ecuación de Estado. Los valores para el factor alfa encontrados son físicamente consistentes con el API y tipo de fluido que representan.
- Se identificaron los diferentes sistemas de hidrocarburos, compuestos por una variedad amplia de fluidos que incluyen aceites negros en los pozos A1, A2, A4, A5, B1, B2, B5, C2, C13, C29, C105, D1, E7 y F2; fluidos de transición para los pozos C15, C21 y C35 y gases condensados en los pozos C7 y C22 adicionalmente se identificaron sus características a las condiciones iniciales de yacimiento.
- Se obtuvo un modelo basado en la ecuación cubica de estado (Peng-Robinson de tres parámetros) con la que se pudo predecir las propiedades PVT de la Cuenca del Putumayo con un porcentaje de precisión significativamente razonable, menor al 10 % en las propiedades evaluadas de mayor interés, producto de las pequeñas inconsistencias termodinámicas encontradas en algunos de los análisis PVT utilizados para la calibración de la ecuación cubica de estado.
- Se encontró la existencia de una relación directa entre los pesos moleculares para los fluidos de los Campos A, B, C, D, E y F con su gravedad API. Así

mismo, se identificaron patrones similares de la química del crudo tales como MW, Gravedad a través de similitudes de sus factores de caracterización para un rango amplio de gravedad API. Ambos hallazgos permitieron generar un modelo de fluidos para toda la cuenca.

- Se identificaron mecanismos de equilibrio y no equilibrio, tales como zonas de transición gas-aceite saturadas para los campos B y F y no saturadas para el campo C, dentro de los sistemas de hidrocarburos dominados por efectos gravitacionales y por fenómenos de difusión térmica y molecular.
- Se generaron los escenarios de Gradiente Isotérmico, Gradiente de Difusión Térmica Pasiva, Gradiente Térmico de Haase y Gradiente Térmico de Kempers a cada uno de los yacimientos, para evaluar los efectos de difusión térmica ya que el CO₂ es el componente que mejor responde a efectos térmicos y difusionales en los yacimientos de hidrocarburos.

5. RECOMENDACIONES

- Extender el modelo mediante la calibración de pruebas de inyección de gas y/o CO₂ al modelo de fluido generado para la Cuenca del Putumayo con la finalidad de extender el alcance del mismo hacia proyectos de recobro mejorado.
- Explorar algoritmos termodinámicos avanzados y su efecto en el comportamiento del GOR para evaluar equilibrios líquido – líquido y líquido – vapor que se generan al realizar procesos de inyección de CO₂ en sistemas originales con altos contenidos de CO₂.
- Integrar estudios de viscosidad futuros que permitan robustecer el modelo de viscosidad propuesto.
- Realizar la inicialización del modelo con más escenarios de menor incertidumbre geológica que permitan verificar con mayor precisión la ubicación de los GOC.
- Evaluar el desempeño de los modelos para generar BIC's (Coeficientes de Interacción Binaria) con variación de temperatura mediante el uso de GCM (Group Contribution Methods) con alto potencial en sistemas dominados por contenidos importantes de CO₂.
- Dada que la variación observada en la cuenca no es teórica (100% térmica/difusional o 100% gravitacional) se recomienda explorar modelos avanzados de gradiente no isotérmicos, no disponibles en piezas de software comercial, que permitan controlar la contribución térmica/difusional de tal manera que no sea ni 100% térmica/difusional ni 100% gravitacional en los gradientes composicionales.
- Ajustar gradientes composicionales de la cuenca con algoritmos de modelos no isotérmicos que permitan la variación de los coeficientes de difusión térmica individualmente por componente ó pseudocomponentes a fin de analizar el efecto térmico en la distribución de las propiedades PVT, especialmente en aquellos sistemas que exhiben zonas de transición gas-aceite críticas y no críticas, saturadas y subsaturadas en presencia alta de CO₂.
- Debido a que algunos procesos de inyección de CO₂ generan precipitación de asfáltenos, es necesario ajustar, utilizar y evaluar el desempeño de la Ecuación Cubica de Estado obtenida haciendo uso de modelos CPA (Cubic Plus Association) diseñadas para predecir el comportamiento de sustancias polares como los asfáltenos.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Open Roud Colombia 2010

ANH – Agencia Nacional de Hidrocarburos. “Geovisor – Mapa de tierra”. Modificado por los autores. [Consultado en Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://geovisor.anh.gov.co/tierras/>

COMPUTER MODELLING GROUP LTD. Phase-Behaviour and Fluis Property Program, User´s Guide, 2012.

CROTTI, M.A.; FERNANDEZ, G.; TERRADO, M. “Improving Reserves and Production Using a CO2 Fluid Model in El Trapial Field, Argentina” CHEVRON ENERGY TECHNOLOGY CO., 2007. SPE 107732.

C. CUNDAR, R. OSORIO, C. M. SAAVEDRA, Ecopetrol S. A., L. A. Rueda, C. Rodriguez. Un Modelo de gradiente de propiedades PVT para un yacimiento maduro. Campo La Cira (Arenas C), Colombia. Acipet.

DANESH, A.: PVT And Phases Behavior of Petroleum Reservoir Fluids, Book by ELSEVIER SCIENCE B.V., Vol 4. 1998

DAUNGKAEW, S.; MULLINS, O.; JOHAN, Z.; LEHNE, E.; ZUO, J.; SINNAPPU, S.; PFEIFFER, T.; LIN, T.G.; INDRA B, T.; MUTHALIB, T.; HONG, T. Y.; RAMELI, H.B.; LUDWIG, J.T. “Validating of the Reservoir Connectivity and Compartmentalization with the CO2 Compositional Gradient and Mass Transportation Simulation Concepts.” SCHLUMBERGER.; TEXAS A&M UNIVERSITY, PETRONAS CARIGALI SDN. BHD; CHULALONGKORN UNIVERSITY. 2011. SPE 146110.

ECOPETROL S.A. “Auditoria de reservas Campo Sucumbios, Modelo de Fluidos Campo Sucumbios Fase I”. 2018

ECOPETROL S.A. “Auditoria de reservas Cuenca del Putumayo” 2016

ECOPETROL S.A “Infraestructura Petrolera” 2015

ESCOBAR, FREDDY H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera Edición. Huila, Colombia, Editorial Guadalupe

GOVEA, C; AGUILERA, H. GEOLOGIA DE LA CUENCA DEL PUTUMAYO. Boletín de Geología. Universidad Industrial de Santander. Vol 14, 1980.

HOFFMAN, A. E; CRUMP, C. R and HOCOTT, C. R., Equilibrium Constants For A Gas-Condensate System, Paper by Society of Petroleum Engineers INC, 1953. SPE 219-G

HØIER, L. and WHITSON, C. H., Compositional Grading – Theory and Practice, Paper by Society of Petroleum Engineers INC, 2000. SPE 63085.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajo escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9889588585673 153 p.

K. POTSCH, P. TOPLACK, T. GUMPENBERGER. A review and Extension of Existing Consistency Tests for PVT Data from a Laboratory.

MONTENEGRO, G; CEDIEL, F. “Petroleum Geology of Colombia, Caguán and Putumayo Basins”. Libro. Fondo editorial Universidad EAFIT. Primera edición. 2011.

MCCAIN, WILLIAM. The properties of Petroleum fluid. Second Edition, Tulsa, Oklahoma, PennWell Books.

N.R. NAGARAJAN, M.M. HONARPOUR, AND K. SAMPATH, ExxonMobil Upstream Research Company.

OLSSON (AN, A). In JENKS (W.F). Handbook of South American Geology. Colombia, 1956.

ØIVIND FEVANG, KAMESHWAR SINGH, CURTIS H. WHITSON. Guidelines for Choosing Compositional and Black-Oil Models for Volatile Oil and Gas-Condensate Reservoirs.

PEDERSEN, K. S. AND CHRISTENSEN, P. L.: Phase Behavior of Petroleum reservoir Fluids, Book by Taylor & Francis Group, LLC, 2007.

PENELOUX, A. ET AL.: “A consistent correction for Redlich-Kwong-Soave Volumes”. Fluid Phase Equilibria, 1982.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary [en línea]. Houston; [Consultado en Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>.

SMITH, J.S; VAN NESS, H.C y ABBOTT, M.M. Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics, 2010. Séptima Edición.

YVES BARRIOL, KAREN SULLIVAN GLASER, JULIAN POP, BOB BARTMAN, RAMONA CORBIELL, KÅRE OTTO ERIKSEN, HARALD LAASTAD, JAMES LAIDLAW, YVES MANIN, KERR MORRISON, COLIN M. SAYERS, MARTÍN

TERRAZAS ROMERO, YAKOV VOLOKITIN. Las presiones de las operaciones de perforación y producción.

WHITSON, C. H. and BRULE, M. R., Phase Behavior, Monograph by Society of Petroleum Engineers INC, 2000. Primera Edición.

WHITSON, C.H.; Effect of c7+ Properties on Equation-of-State Predictions. 1984

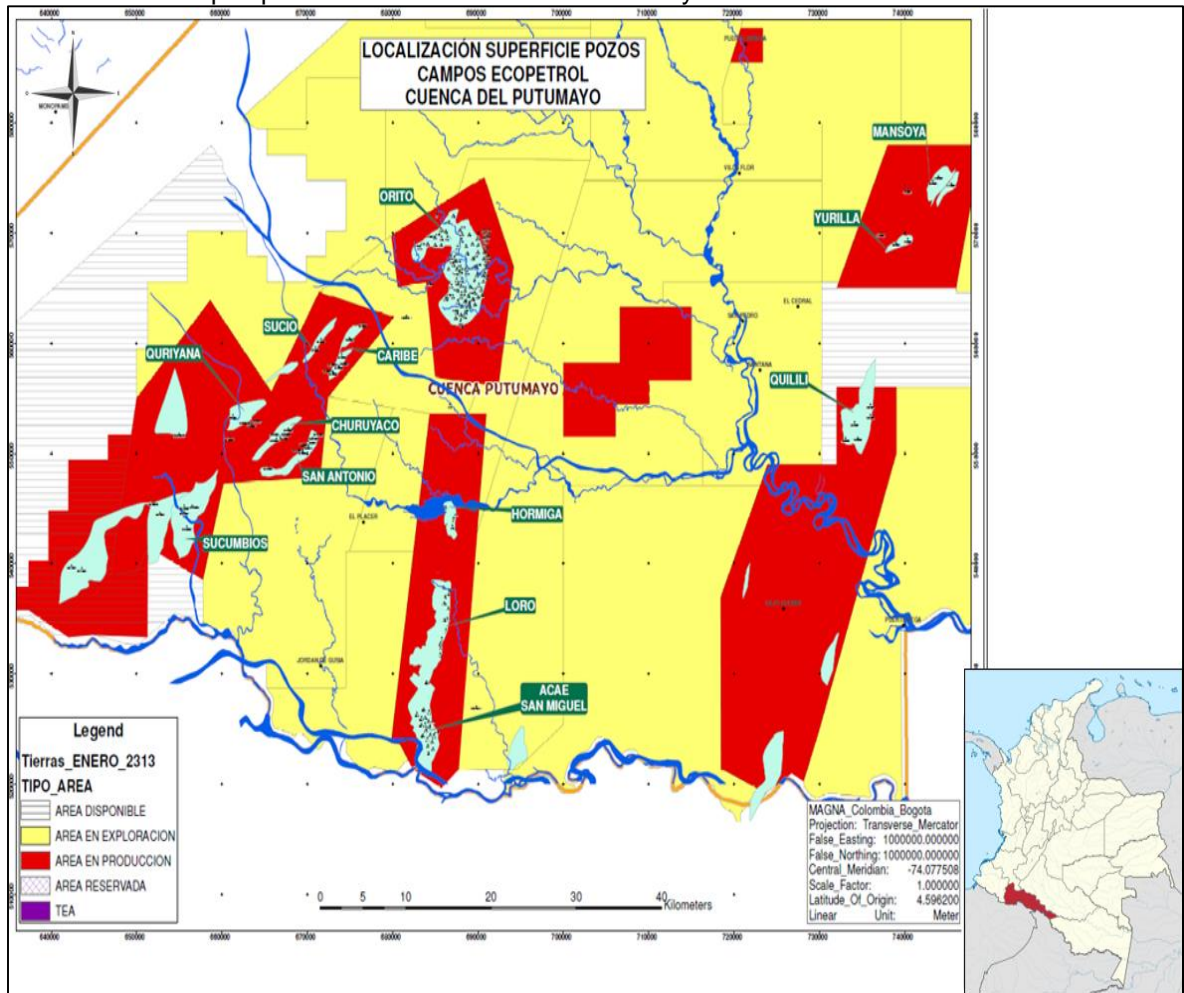
WHITSON, H. CURTIS, Trends in modeling reservoir fluid.

ANEXOS

ANEXO A

LOCALIZACIÓN CAMPOS PETROLEROS EN LA CUENCA DEL PUTUMAYO

Localización campos petroleros en la cuenca del Putumayo

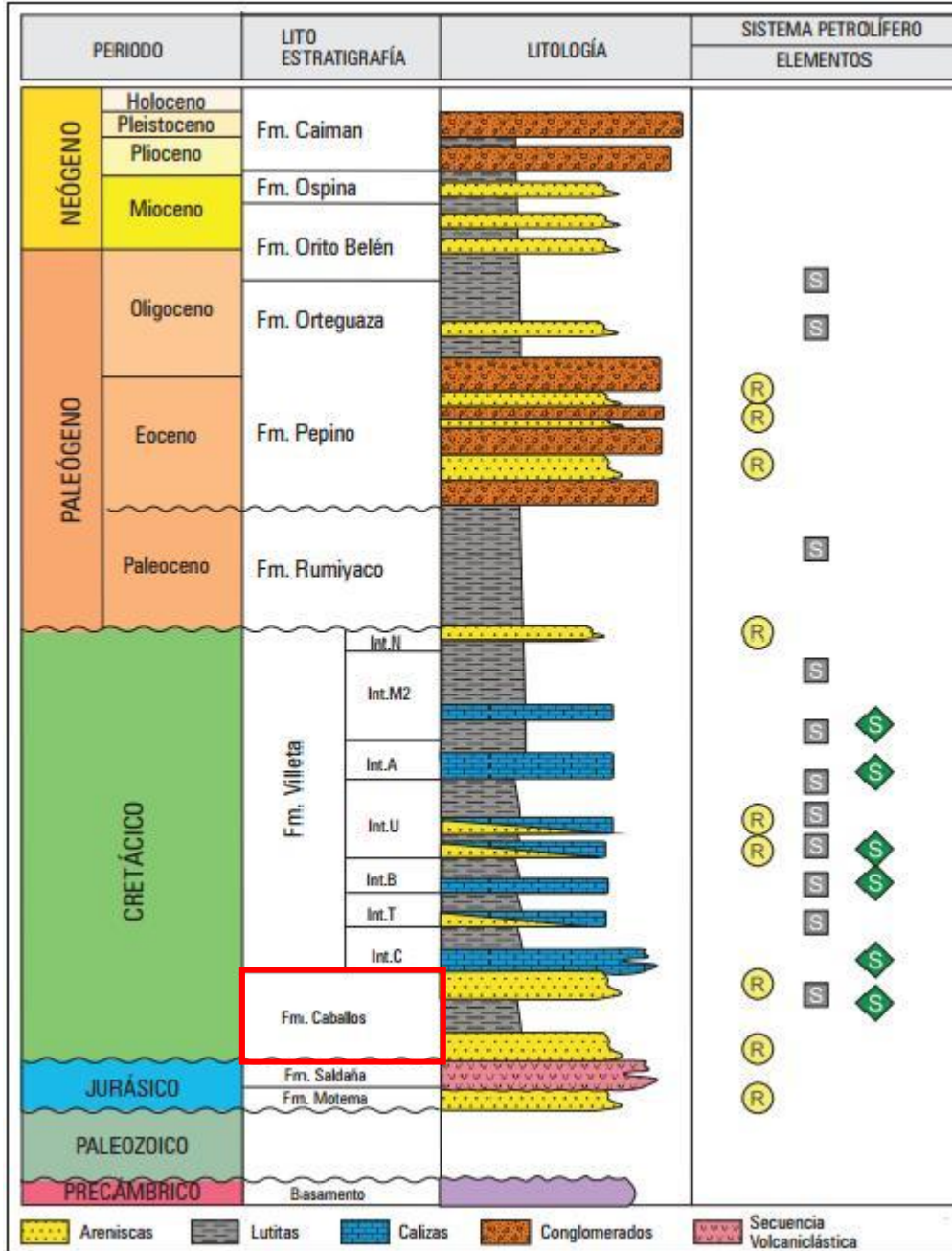


Fuente: ANH – Agencia Nacional de Hidrocarburos. “Geovisor – Mapa de tierra”. Modificado por los autores. [Consultado en Noviembre de 2019]. Disponible en: <https://geovisor.anh.gov.co/tierras/>

ANEXO B

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA CUENCA PUTUMAYO

Columna estratigráfica generalizada cuenca Putumayo



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. "Open Round Colombia 2010. Cuenca Cagúan-Putumayo". Modificado por los autores.

ANEXO C

INFORMACIÓN PVT DISPONIBLE DE LOS CAMPOS A, B, C, D, E Y F

Información PVT Disponible

Pozo	Tipo de muestra	Profundidad intervalo tope-base md (ft)	Profundidad intervalo tope tvdss (ft)	Profundidad intervalo base tvdss (ft)	Tipo de fluido	Presion yacimiento (psig)	Presion de fondo (psig)	Temperatura (°f)	Profundidad del sensor (ft)	Temperatura de la prueba (°f)	Presion de saturacion (psig)	GOR (SCF/STB)	%CO ₂ gas	%CO ₂ crudo vivo	Gravedad especifica gas	Gravedad API	MW C7+ (g/mol)	Viscosidad @ Pb (cp)	Bo @ Pb (SCF/STB)
A1	SEP	7501 - 7628	-5345	-5471	BLACK OIL	3090	3090	194	-	194	1168	462	71.33	26.39	1.438	32.7	233	0.85	1.328
A2	SEP	7740 - 7746	-5587	-5593	BLACK OIL	3130	3130	178	7743	178	1022	341	60.8	17.37	1.397	28.9	256	1.72	1.238
A4	SEP	7620 - 7664	-5537	-5581	BLACK OIL	3222	3090	173	7730	173	-	947	68.94	45.18	1.366	31.1	243	-	-
B1	SEP	8979 - 9175	-7172	-7367	BLACK OIL	3931	3931	184	9110	184	1530	552	84.76	40.94	1.474	31.0	247	0.860	1.318
B1	SUBS	8979 - 9175	-7172	-7367	BLACK OIL	3931	3732	223	8850	223	2772	1133	-	51.84	1.484	30.4	233	0.430	1.627
B2	SEP	8680 - 8862	-6915	-7097	GAS CONDENSADO	3606	-	220	8770	220	3827	29082	95.23	93.13	1.510	40.8	172	-	-
C13	SEP	7108 - 7114	-5806.5	-5812.5	BLACK OIL	3372	3372	200	7111	200	3030	1200	49.03	34.04	1.318	-	257	-	-
C13	SEP	7108 - 7114	-5806.5	-5812.5	BLACK OIL	3372	3372	200	7111	200	2398	800	49.03	29.58	1.318	-	257	-	-
C13	SEP	7108 - 7114	-5806.5	-5812.5	BLACK OIL	3372	3372	200	7111	200	1397	400	49.03	21.33	1.318	-	257	-	-
C13	SEP	7108 - 7114	-5806.5	-5812.5	BLACK OIL	3372	3372	200	7111	200	1093	293	49.03	17.78	1.318	32.9	257	-	-
C13	SEP	7108 - 7114	-5806.5	-5812.5	BLACK OIL	3372	3372	200	7111	200	786	200	49.03	13.88	1.318	-	257	-	-
C15-1	SEP	6659 - 6662	-5180.1	-5183.1	FLUIDO CRITICO	3099	3119	181	6661	140	1643	850	78.26	44.82	1.411	-	202	-	-
C15-1	SEP	6659 - 6662	-5180.1	-5183.1	FLUIDO CRITICO	3099	3119	181	6661	160	1813	850	78.26	44.82	1.411	-	202	-	-

Pozo	Tipo de muestra	Profundidad intervalo tope-base md (ft)	Profundidad intervalo tope tvdss (ft)	Profundidad intervalo base tvdss (ft)	Tipo de fluido	Presion yacimiento (psig)	Presion de fondo (psig)	Temperatura (°F)	Profundidad del sensor (ft)	Temperatura de la prueba (°F)	Presion de saturacion (psig)	GOR (SCF/STB)	%CO ₂ gas	%CO ₂ crudo vivo	Gravedad especifica gas	Gravedad API	MW C7+ (g/mol)	Viscosidad @ Pb (cp)	Bo @ Pb (SCF/STB)
C15-1	SEP	6659 - 6662	-5180.1	-5183.1	FLUIDO CRITICO	3099	3119	181	6661	180	1987	850	78.26	44.82	1.411	35	202	-	-
C15-1	SEP	6659 - 6662	-5180.1	-5183.1	FLUIDO CRITICO	3099	3119	181	6661	200	2134	850	78.26	44.82	1.411	-	202	-	-
C15-2	SEP	6606 - 6610	-5127	-5131.1	FLUIDO CRITICO	3105	3105	180	6608	140	1828	1260	81.34	55.46	1.420	-	199	-	-
C15-2	SEP	6606 - 6610	-5127	-5131.1	FLUIDO CRITICO	3105	3105	180	6608	160	2050	1260	81.34	55.46	1.420	-	199	-	-
C15-2	SEP	6606 - 6610	-5127	-5131.1	FLUIDO CRITICO	3105	3105	180	6608	180	2269	1260	81.34	55.46	1.420	36	199	-	-
C15-2	SEP	6606 - 6610	-5127	-5131.1	FLUIDO CRITICO	3105	3105	180	6608	200	2465	1260	81.34	55.46	1.420	-	199	-	-
C15-3	SEP	6551 - 6554	-5072.6	-5075.5	FLUIDO CRITICO	3091	3091	179	6552	140	2115	1775	82.67	60.31	1.417	-	187	-	-
C15-3	SEP	6551 - 6554	-5072.6	-5075.5	FLUIDO CRITICO	3091	3091	179	6552	160	2362	1775	82.67	60.31	1.417	-	187	-	-
C15-3	SEP	6551 - 6554	-5072.6	-5075.5	FLUIDO CRITICO	3091	3091	179	6552	180	2597	1775	82.67	60.31	1.417	37.8	187	-	-
C15-3	SEP	6551 - 6554	-5072.6	-5075.5	FLUIDO CRITICO	3091	3091	179	6552	200	2792	1775	82.67	60.31	1.417	-	187	-	-
C2	SUBS	6373 - 6562	-5262.5	-5479	BLACK OIL	3168	-	192	6438	192	1723	682	-	35.74	1.406	33.2	234	0.519	1.410
C22	SEP	6217-6224	-4975	-4982	GAS CONDENSADO	3075	3075	172	6200	172	2673	5675	87.32	77.01	1.424	51.7	159	-	-
C22	SEP	6217-6224	-4975	-4982	GAS CONDENSADO	3075	3075	172	6200	172	2673	5737	87.32	77.11	1.424	51.7	159	-	-
C22	SEP	6217-6224	-4975	-4982	GAS CONDENSADO	3075	3075	172	6200	172	2750	6242	87.32	77.84	1.424	-	159	-	-
C22	SEP	6217-6224	-4975	-4982	GAS CONDENSADO	3075	3075	172	6200	172	2703	6008	87.32	77.51	1.424	-	159	-	-
C22	SEP	6217-6224	-4975	-4982	GAS CONDENSADO	3075	3075	172	6200	74	1146	6008	87.32	77.51	1.424	-	159	-	-

Pozo	Tipo de muestra	Profundidad intervalo tope-base md (ft)	Profundidad intervalo tope tvdss (ft)	Profundidad intervalo base tvdss (ft)	Tipo de fluido	Presion yacimiento (psig)	Presion de fondo (psig)	Temperatura (°F)	Profundidad del sensor (ft)	Temperatura de la prueba (°F)	Presion de saturacion (psig)	GOR (SCF/STB)	%CO ₂ gas	%CO ₂ crudo vivo	Gravedad especifica gas	Gravedad API	MW C7+ (g/mol)	Viscosidad @ Pb (cp)	Bo @ Pb (SCF/STB)
C22	SEP	6217-6224	-4975	-4982	GAS CONDENSADO	3075	3075	172	6200	79	1228	6008	87.32	77.51	1.424	-	159	-	-
C22	SEP	6217-6224	-4975	-4982	GAS CONDENSADO	3075	3075	172	6200	86	1414	6008	87.32	77.51	1.424	-	159	-	-
C22	SEP	6217-6224	-4975	-4982	GAS CONDENSADO	3075	3075	172	6200	101	1609	6008	87.32	77.51	1.424	-	159	-	-
C22	SEP	6217-6224	-4975	-4982	GAS CONDENSADO	3075	3075	172	6200	111	1790	6008	87.32	77.51	1.424	-	159	-	-
C22	SEP	6217-6224	-4975	-4982	GAS CONDENSADO	3075	3075	172	6200	145	2326	6008	87.32	77.51	1.424	-	159	-	-
C22	SEP	6217-6224	-4975	-4982	GAS CONDENSADO	3075	3075	172	6200	172	2703	6008	87.32	77.51	1.424	-	159	-	-
C22	SEP	6217-6224	-4975	-4982	GAS CONDENSADO	3075	3075	172	6200	242	3393	6008	87.32	77.51	1.424	-	159	-	-
C22	SEP	6217-6224	-4975	-4982	GAS CONDENSADO	3075	3075	172	6200	303	3764	6008	87.32	77.51	1.424	-	159	-	-
C5	SUBS	6217 - 6390	-4973.2	-5146	ACEITE VOLATIL	3068	-	186	6303	186	1779	958	-	32.33	1.429	42.8	194	0.207	1.585
C7	SEP	6100 - 6106	-4983.5	-4989.4	GAS CONDENSADO	3076	-	180	6103	180	2739	6000	87.12	76.96	1.435	-	173	-	-
C7	SEP	6100 - 6106	-4983.5	-4989.4	GAS CONDENSADO	3076	-	180	6103	180	2675	5090	87.12	75.41	1.435	-	173	-	-
C7	SEP	6100 - 6106	-4983.5	-4989.4	GAS CONDENSADO	3076	-	180	6103	180	2550	4216	87.12	73.40	1.435	51.2	173	-	-
C7	SEP	6100 - 6106	-4983.5	-4989.4	GAS CONDENSADO	3076	-	180	6103	180	2436	3500	87.12	71.15	1.435	-	173	-	-
D1	SUBS	6230	-4157		ACEITE VOLÁTIL	2246	2246	171	6230	171	900	276	49.84	22.32	1.414	25.0	285	2.432	1.192
E1	SEP	9317 - 9543	-7571	-7797	ACEITE VOLÁTIL	4089	4089	190	9461	190	482	223	33.59	5.12	1.151	28.7	250	1.990	1.223
F2	SUBS	8855 - 8916	-7461	-7522	ACEITE VOLÁTIL	3694	3639	218	8724	218	3561	1280	-	63.63	1.528	26.8	276	0.629	1.639

Pozo	Tipo de muestra	Profundidad intervalo tope-base md (ft)	Profundidad intervalo tope tvdss (ft)	Profundidad intervalo base tvdss (ft)	Tipo de fluido	Presion yacimiento (psig)	Presion de fondo (psig)	Temperatura (°F)	Profundidad del sensor (ft)	Temperatura de la prueba (°F)	Presion de saturacion (psig)	GOR (SCF/STB)	%CO ₂ gas	%CO ₂ crudo vivo	Gravedad especifica gas	Gravedad API	MW C7+ (g/mol)	Viscosidad @ Pb (cp)	Bo @ Pb (SCF/STB)
F2	SEP	8855 - 8916	-7461	-7522	ACEITE VOLÁTIL	3694	-	189	8811	189	3056	1509	93.29	68.68	1.533	30.7	253	0.492	1.733

Fuente: elaboración propia.

ANEXO D
INFORMACIÓN PRODUCCIÓN CAMPO C

Recopilación Pruebas de Producción Campo C, Bloque Norte

P.	FECHA	TOPE TVDss (ft)	BASE TVDss (ft)	CHOKE (in)	BOPD (BNPD)	KPCD (MSCFD)	°API	GOR (SCF/STB)	% BSW
C6	16/12/1964	-5040.7	-5046.7	32/64	202		41	420	
C6	22/12/1964	-5184	-5272.8	24/64	1008	360	39	355	0.1
C10	2/01/1969	-5170.2	-5176.1						100
C14	24/03/1965	-5332.1	-5338		63.5		39	216	
C14	1/02/1969	-5176	-5316	26/46	500	220	37.4	440	0
C21	17/09/1966	-5043	-5281.5	24/64	970	530	41.3	546	1
C21	8/05/1966	-5237.7	-5247.7	32/64	992.5	187.5	41	170	
C21	6/09/1966	-5306.5	-5314.4	32/64	192		41.1	408	12
C21	8/09/1966	-5043	-5053	32/64	355		42.6	1890	1
C24	14/09/1972	-5300	-5375.5		9		40		80
C34	15/01/1969	-5217	-5434.5	32/64	1240	435	35	266	65
C35	11/12/1968	-5077	-5341.2	24/64	2210	532	40.3	241	0.3
C36	22/06/1988	-5068	-5078	1/2	1280	580	41.2	453	0.3
C36	18/07/1968	-4989	-5199.5	24/64	1040	1370	43.2	1317	1
C37	30/10/1968	-5190	-5377	32/64	2480	514	39.9	207	0.2
C38	21/07/1968	-5217.3	-5401	32/64	1925	272	39	141	0.4
C40	19/03/1969	-5015	-5039	32/64	3045	1314	43.7	432	
C40	19/03/1969	-5065	-5089	24/64	1678	756	43.5	450	

Fuente: Archivo de pruebas de producción Campo C, Ecopetrol S.A.

Recopilación Pruebas de Producción Campo C, Bloque Sub-Norte

P.	FECHA	TOPE TVDss (ft)	BASE TVDss (ft)	CHOKE (in)	BOPD (BNPD)	KPCD (MSCFD)	°API	GOR (SCF/STB)	% BSW
C5	14/10/1964	-5164	-5170	32/64	1880	462	42.5	246	
C5	23/01/1964	-4973.2	-5146	32/64	1656	1445	43.3	873	0.1
C43	23/2/1970	-5004.5	-5132	32/64	1394	388	38.8	278	
C43	23/2/1970	-5004.5	-5132	24/64	970	280	41	290	
C43	23/2/1970	-5004.5	-5132	32/64	1300	309	41	238	
C43	23/2/1970	-5004.5	-5132	32/64	1300	309	41	238	
C43	25/02/1970	-5118.2	-5132	32/64	1100	550	39.5	460	
C43	27/02/1970	-5086.5	-5132	32/64	950	278	38.4	293	

Fuente: Archivo de pruebas de producción Campo C, Ecopetrol S.A.

Recopilación Pruebas de Producción Campo C, Bloque Sur

P.	FECHA	TOPE TVDss (ft)	BASE TVDss (ft)	CHOKE (in)	BOPD (BNPD)	KPCD (MSCFD)	°API	GOR (SCF/STB)	% BSW
C1	17/06/1963	-5047.5	-5230.6	1/2	270		36.8		
C1	25/06/1963	-4995.5	-5014.9		11		42.6		
C2	1/02/1969	-5262.5	-5263.5		10.4		35.6		0.3
C2	1/02/1969	-5477	-5479	34/64	470	676	34.2	480	0.2
C3	29/05/1964	-5448	-5592	32/64	495	196	33.2	275	
C3	31/03/1964	-5586.8	-5592		112		32		0.08
C3	4/01/1964	-5551	-5557		5		27		0
C3	4/03/1964	-5508	-5514		63		34		0.26
C4	13/11/1964	-5206	-5245	24/64	640	1091	34.1	1299	
C7	18/09/1964	-4983.5	-4989.4	32/64	200	1100	48	5000	
C7	18/09/1964	-5081.5	-5183.6	32/64 - 16/64	700	1733	38	2500	
C8	23/01/1968	-5229	-5470	24/64	1145	856	34.5	748	0.2
C9	6/12/1964	-5637	-5654	32/64	295		34.4		0
C9	2/10/1965	-5589	-5654	24/64	983	591	31.7	601	0.1
C12	26/01/1968	-5356	-5611	32/64	2070	1140	33.5	550	0.3
C13	15/05/1965	-5806.5	-5812.5	32/64	1615	426.4	32.4	264	
C13	16/05/1965	-5539.8	5540.8	32/64	392.7	103.7	30	800	
C15	19/11/1966	-5081	-5210.5	32/64	1614		38.1	740	0.1
C15	20/11/1966	-5072.6	-5075.5	32/64	1424		45.9	1920	
C15	20/11/1966	-5127	-5131.1	32/64	1360		41	1315	
C15	20/11/1966	-5176.6	-5210.5	32/64	1614		38.1	895	0.1
C15	20/11/1966	-5176.6	-5210.5	16/64	502		38.1	878	0.1
C15	22/11/1966	-5127	-5131.1	32/64	1360		41	1350	
C15	23/11/1966	-5072.6	-5075.5	32/64	1424		45.9	1920	
C16	11/12/1965	-5196	-5413.3	24/64	1109	1153	32.1	1039	0.1
C18	29/9/1965	-5992.5	-5998.5		235	166	32	119	
C18	10/02/1965	-5778.5	-5958.5	24/64	1160	377	31.7	325	0.2
C19	7/05/1968	-5799	-5805		20		33		1
C19	25/02/1968	-5828	-5838						100
C20	26/10/1966	-5665	-5851.3	24/64	1063	616	31.4	579	0.4
C22	17/02/1966	-4789	-4878		121	1132	55.7	9520	0
C22	17/02/1966	-4853	-4950		140	1083	53.8	7738	0
C22	17/02/1966	-4943	-4982		189	1162	53.3	6148	0
C25	31/01/1968	-5375	-5653	32/64	1960	1590	33.1	812	0.5
C26	10/04/1968	-5194	-5440	24/64	1236		34.1	719	0.5

Recopilación Pruebas de Producción Campo C, Bloque Sur

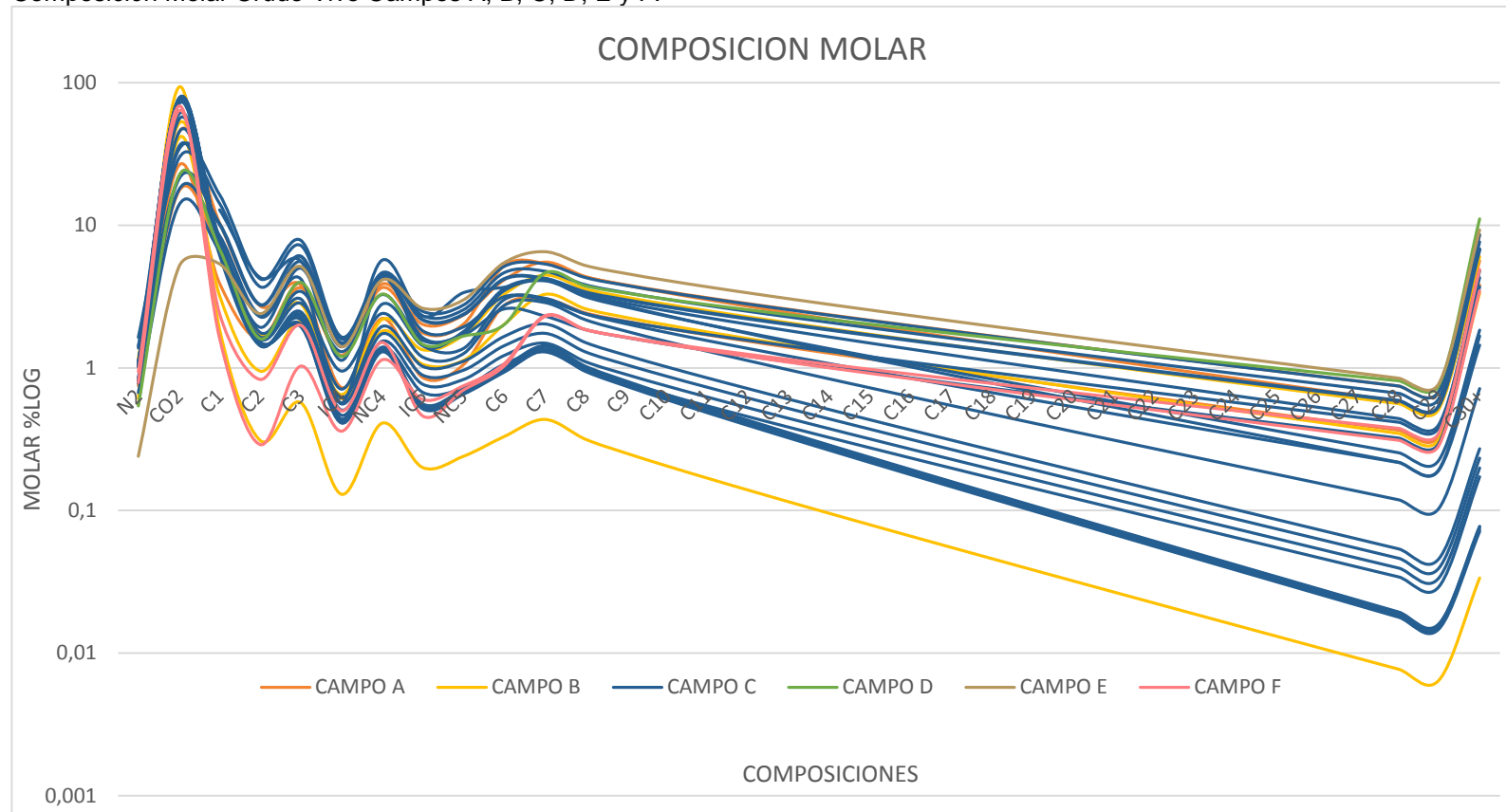
P.	FECHA	TOPE TVDss (ft)	BASE TVDss (ft)	CHOKE (in)	BOPD (BNPD)	KPCD (MSCFD)	°API	GOR (SCF/STB)	% BSW
C27	13/03/1968	-5616	-5861	24/64	1536	830	33.7	540	0.4
C29	5/02/1968	-5256	-5471	24/64	1300	1280	33	985	0
C30	28/05/1968	-5653	-5907	24/64	1700	383	32.5	225	0
C31	23/05/1968	-5671.5	-5895	32/64	2500	937	32	375	1
C32	13/07/1968	-5778.7	-5978.7	24/64	1600	480	32	300	0.5
C33	13/07/1968	-5878.7	-6007	24/64	1000	220	31.7	220	0.2
C41	5/09/1968	-5135.7	-5145.6	24/64	1056	1840	34.9	1743	
C41	9/09/1968	-5192.5	-5252	24/64	1450	1742	37.1	1201	0
C72	24/05/1977	-5609	-5802.1		584	889	33.6	716	
C90	2/07/1983	-5515	-5523		333	465	29.9	1396	
C90	2/04/1983	-5541	-5573		147	319	30.6	2155	

Fuente: Archivo de pruebas de producción Campo C, Ecopetrol S.A.

ANEXO E

COMPOSICIÓN MOLAR CRUDO VIVO CAMPOS A, B, C, D, E Y F.

Composición Molar Crudo Vivo Campos A, B, C, D, E y F.

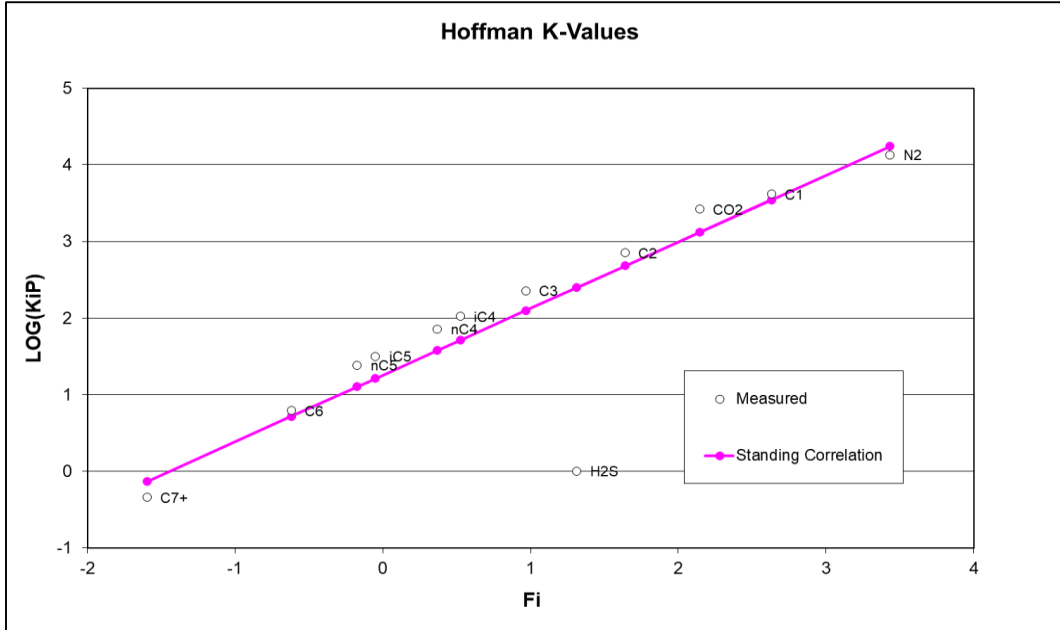


Fuente: elaboración propia.

ANEXO F

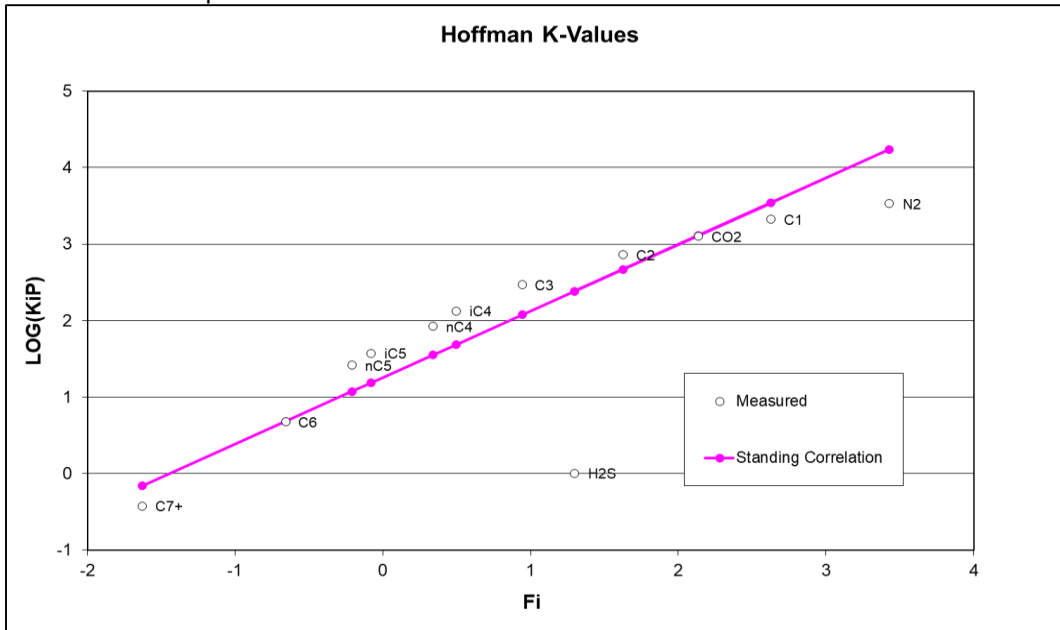
CONTROL DE CALIDAD CAMPOS A, B, C, D, E Y F.

Prueba Hoffman pozo A1



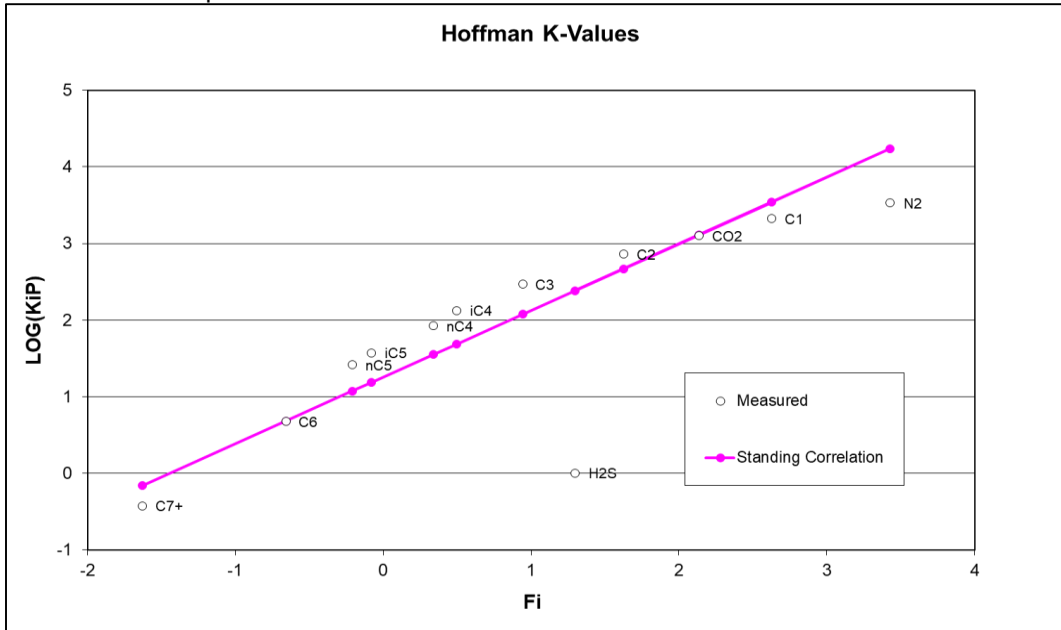
Fuente: elaboración propia.

Prueba Hoffman pozo A2



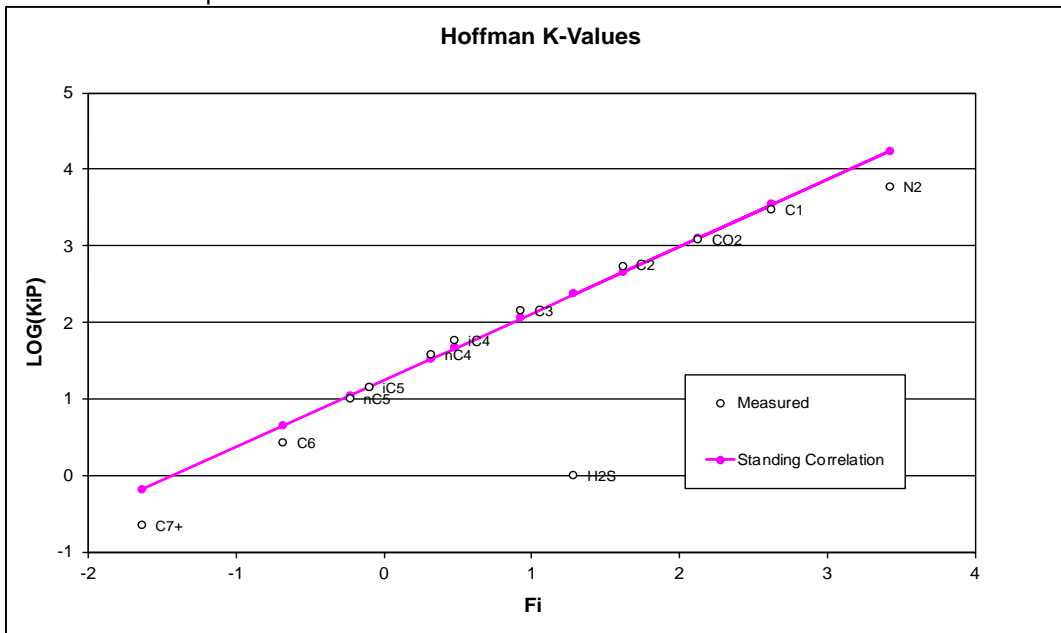
Fuente: elaboración propia.

Prueba Hoffman pozo A4



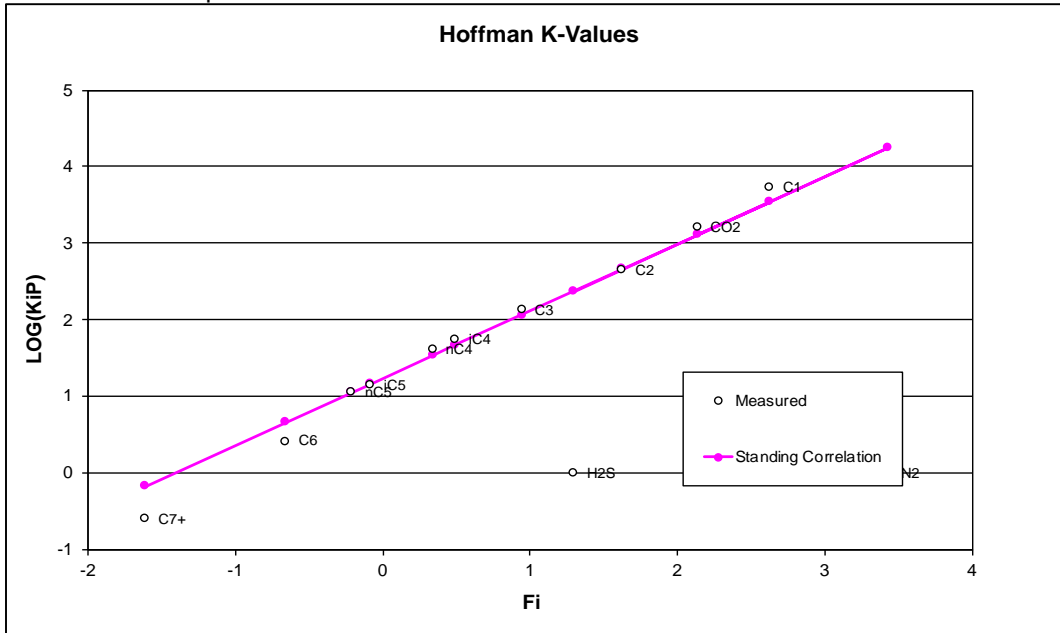
Fuente: elaboración propia.

Prueba Hoffman pozo B1-SEP



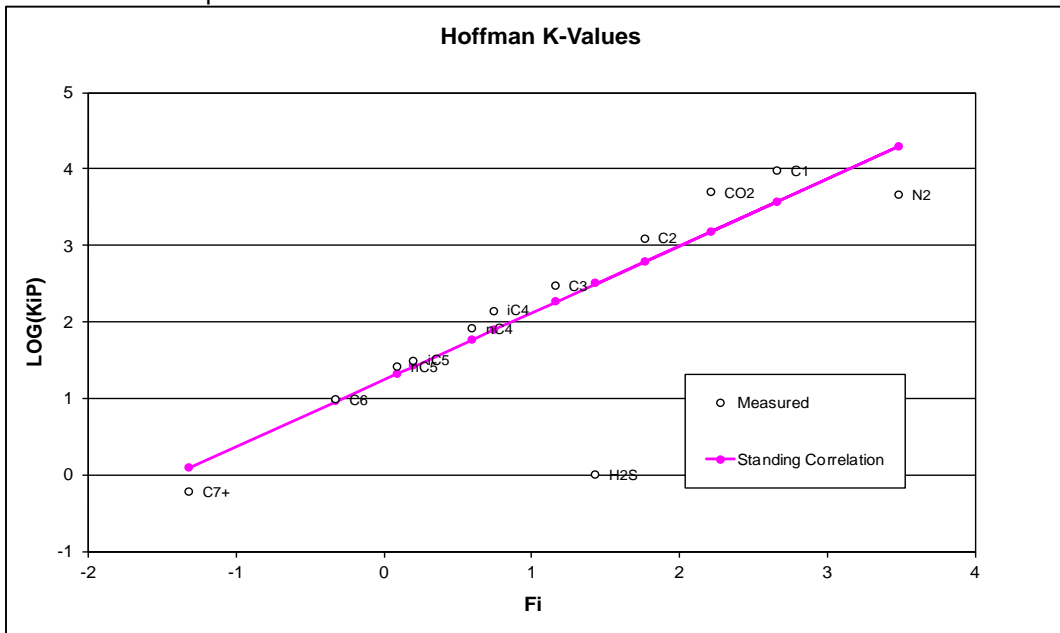
Fuente: elaboración propia.

Prueba Hoffman pozo A2



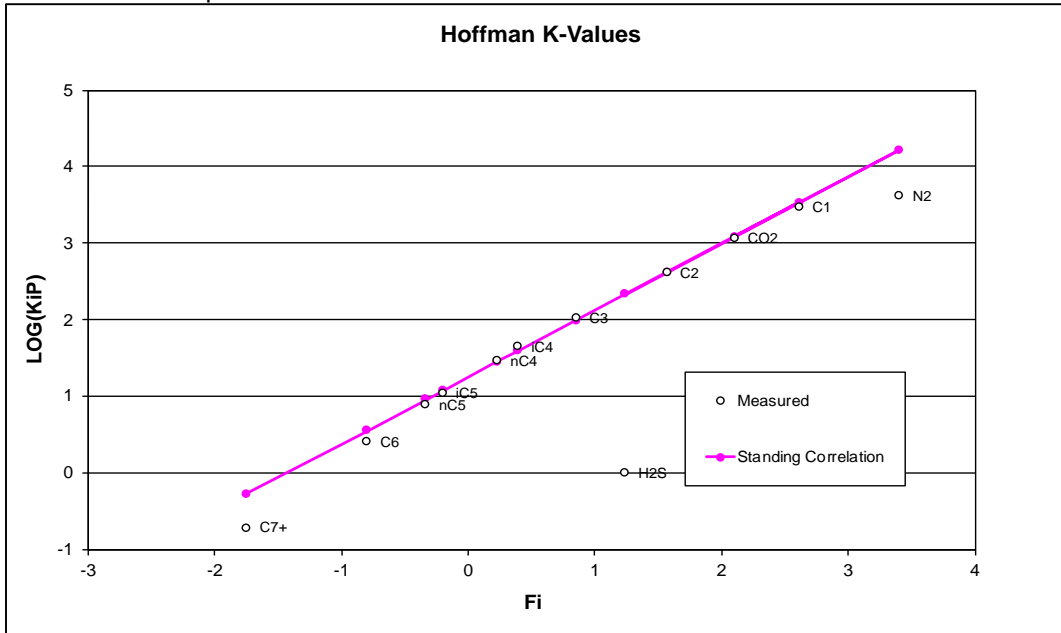
Fuente: elaboración propia.

Prueba Hoffman pozo C13



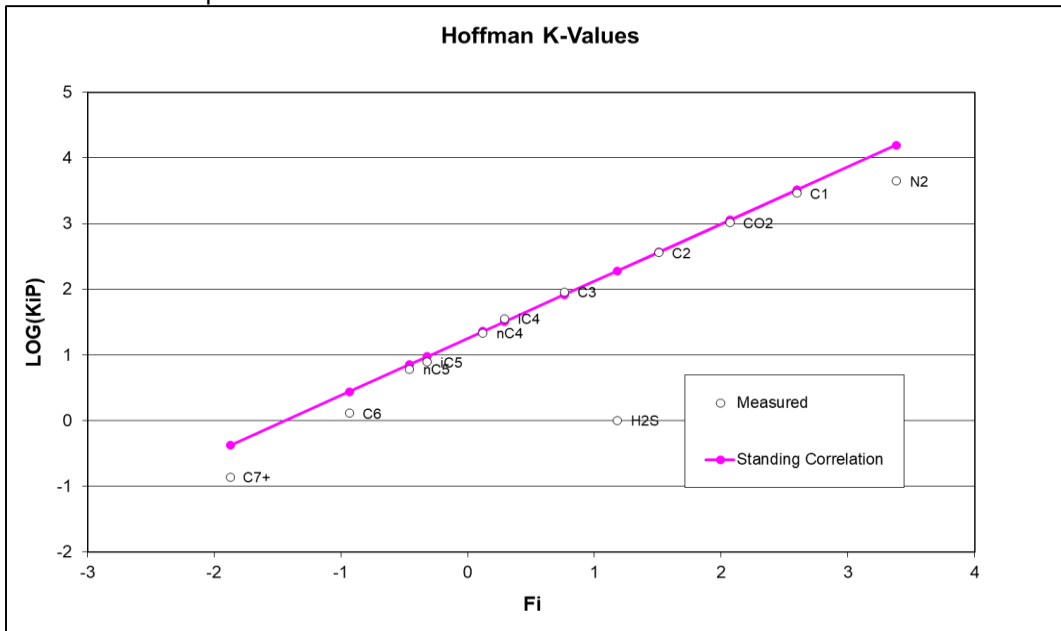
Fuente: elaboración propia.

Prueba Hoffman pozo C15-1



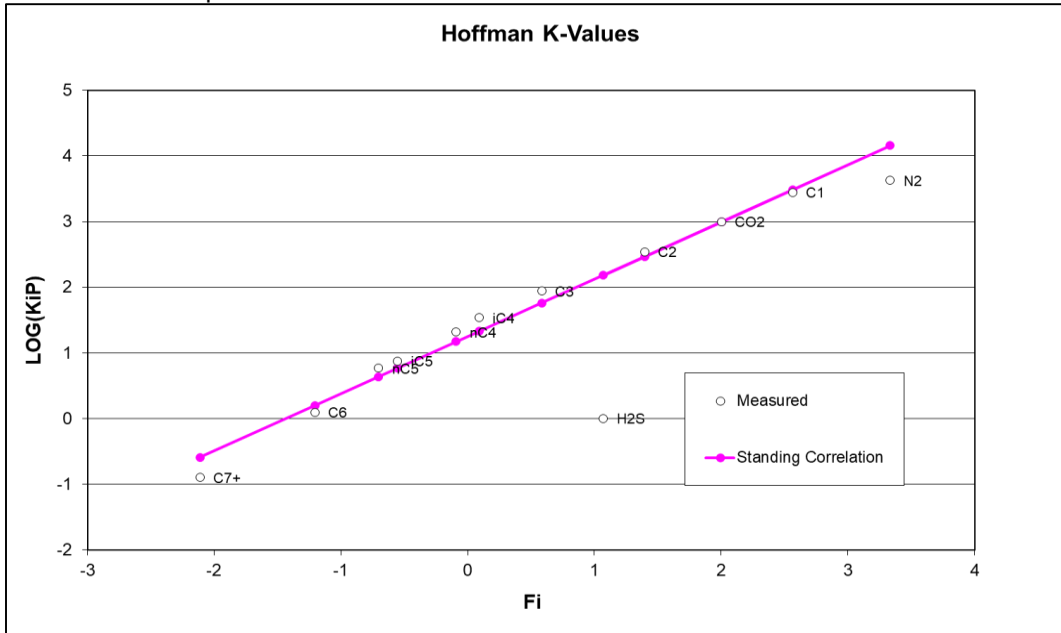
Fuente: elaboración propia.

Prueba Hoffman pozo C15-2



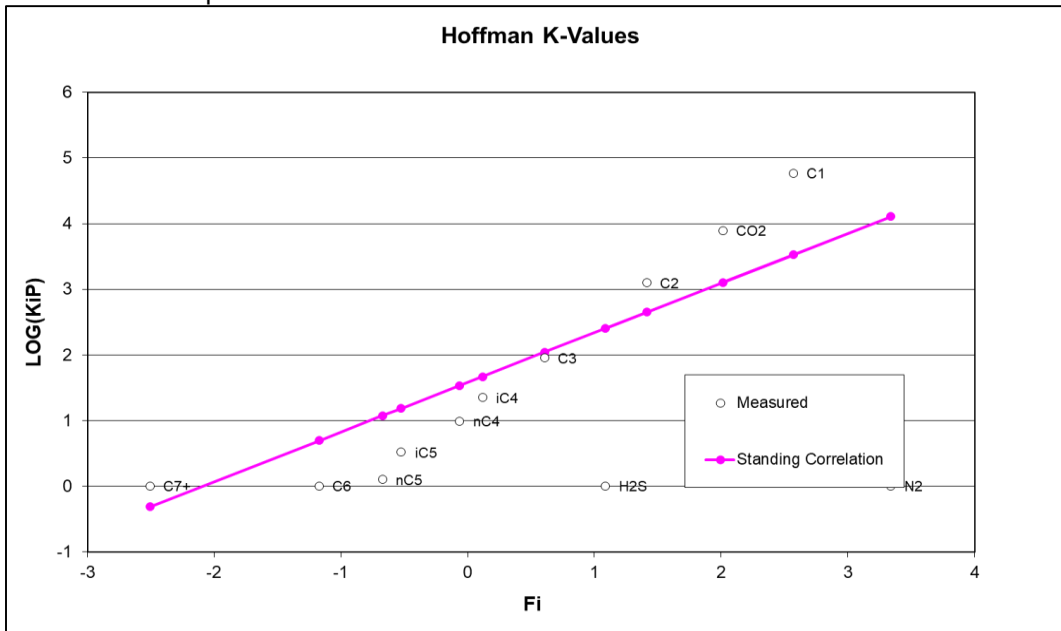
Fuente: elaboración propia.

Prueba Hoffman pozo C15-3



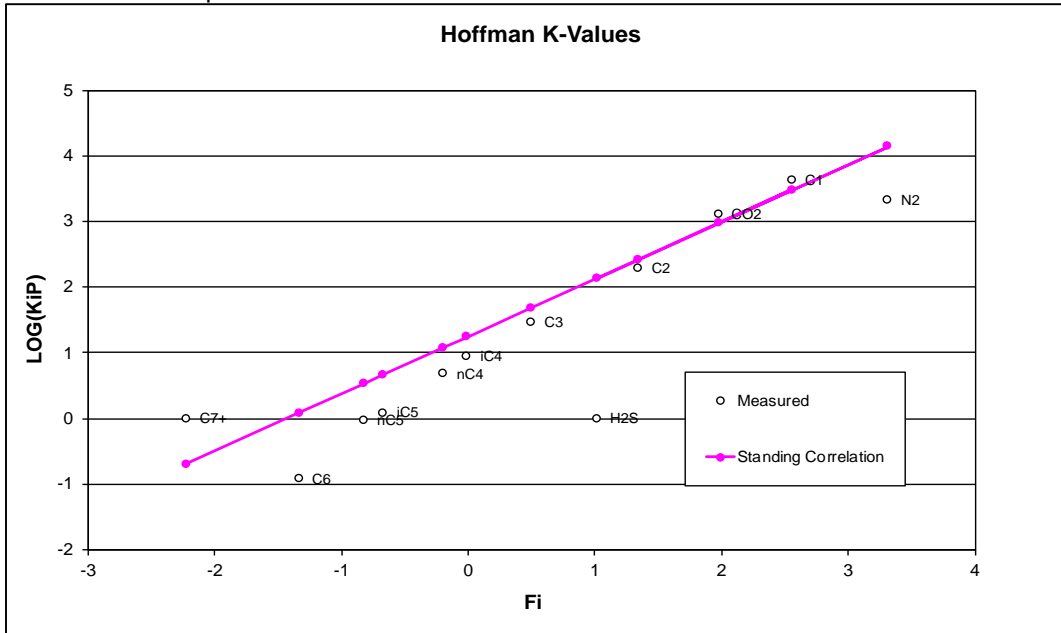
Fuente: elaboración propia.

Prueba Hoffman pozo C22



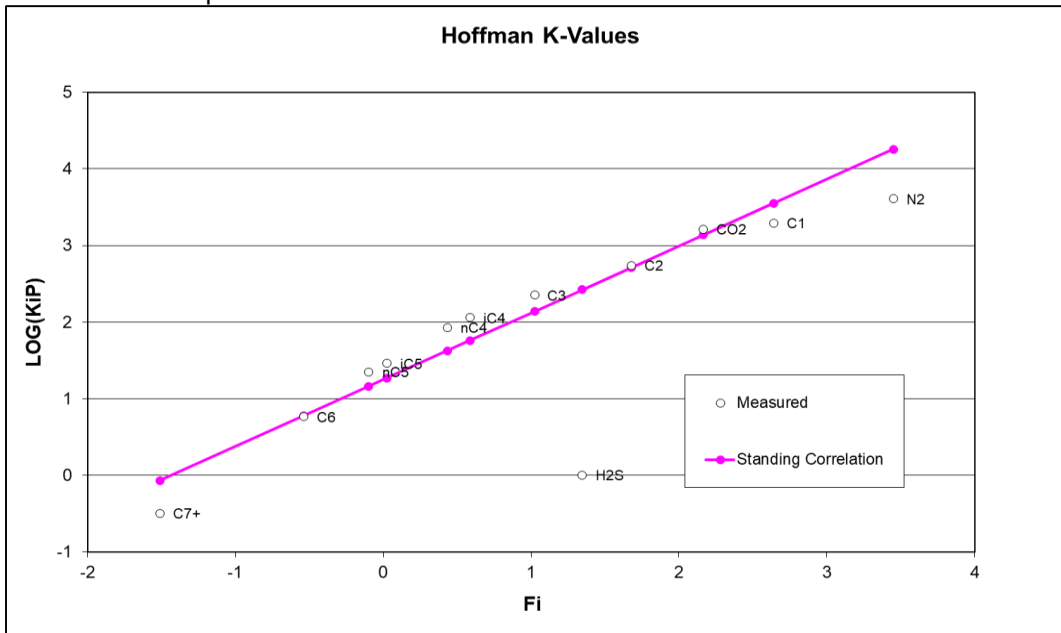
Fuente: elaboración propia.

Prueba Hoffman pozo C7



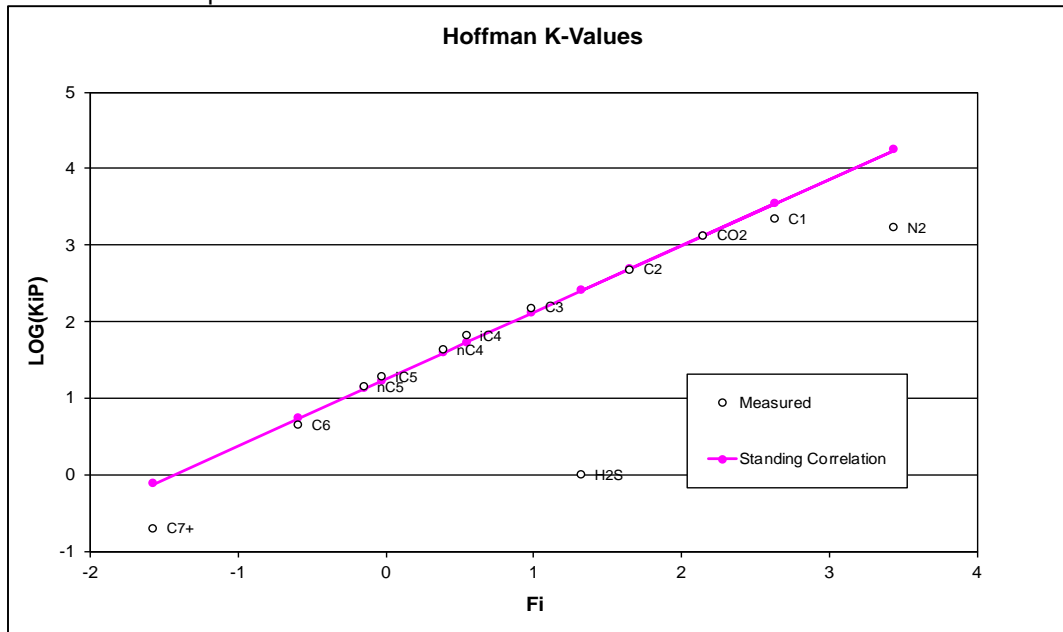
Fuente: elaboración propia.

Prueba Hoffman pozo E1



Fuente: elaboración propia.

Prueba Hoffman pozo F2-SEP

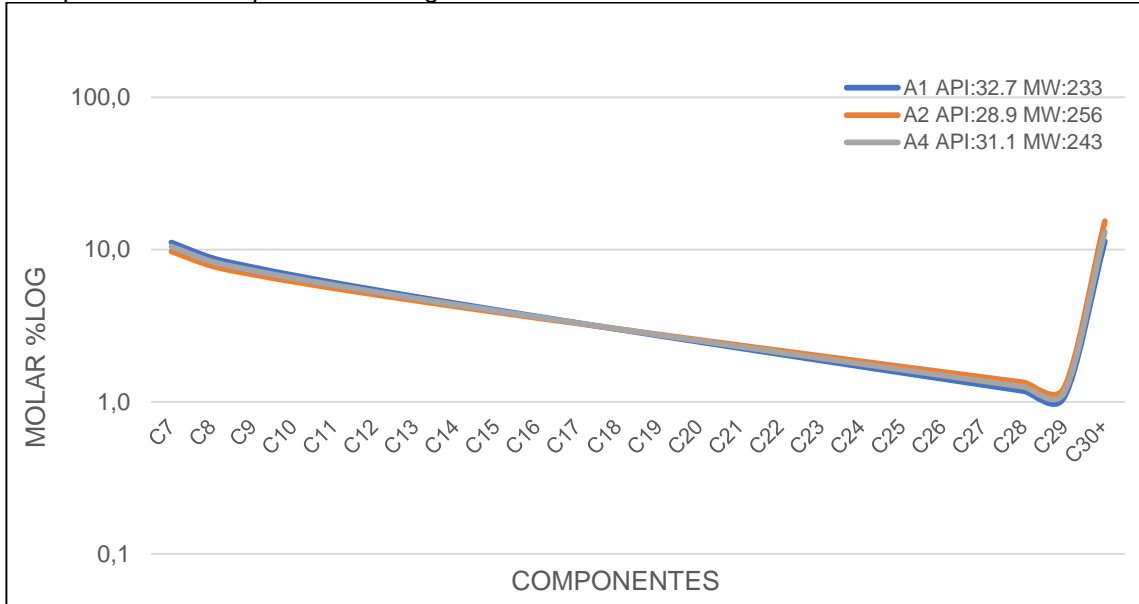


Fuente: elaboración propia.

ANEXO G

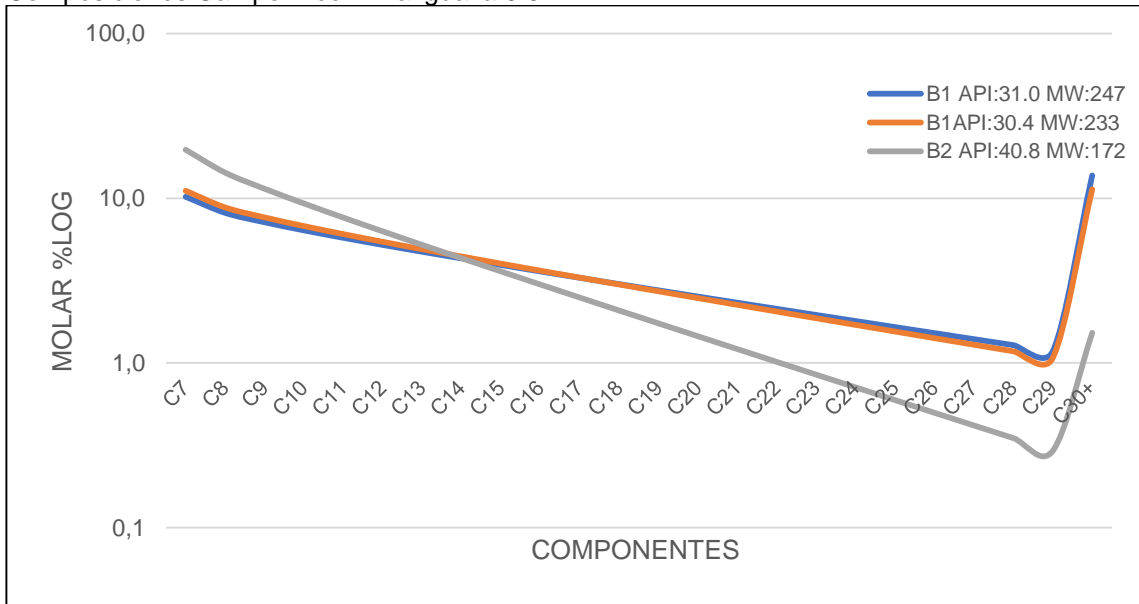
COMPOSICIONES CAMPOS A, B, C, D, E Y F CON FACTOR DE FORMACIÓN ALFA IGUAL A 0.9.

Composiciones Campo A con Alfa igual a 0.9



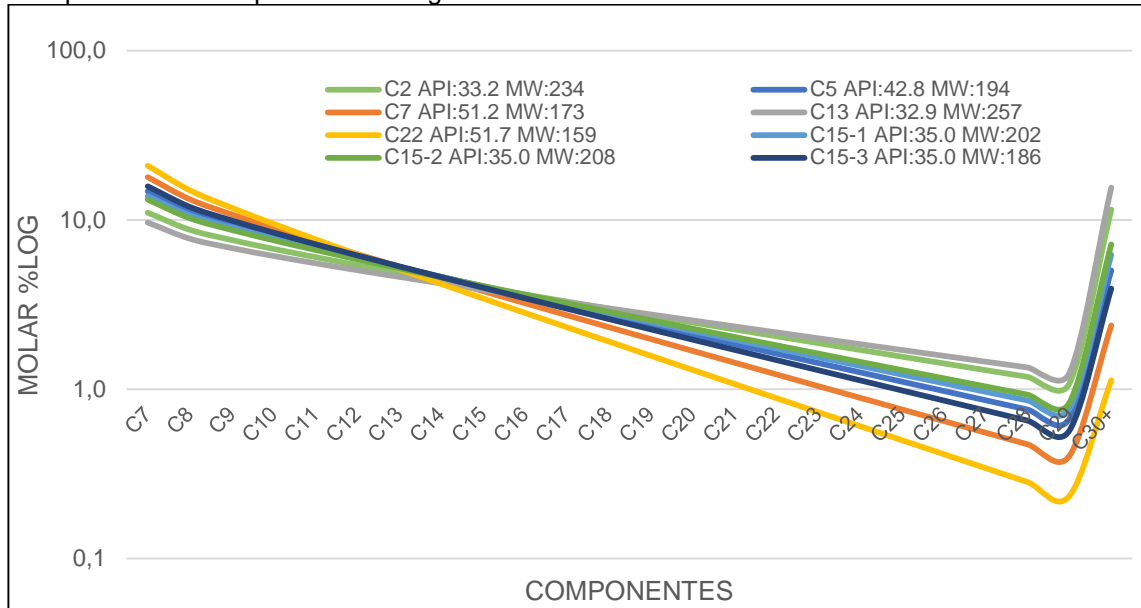
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo B con Alfa igual a 0.9



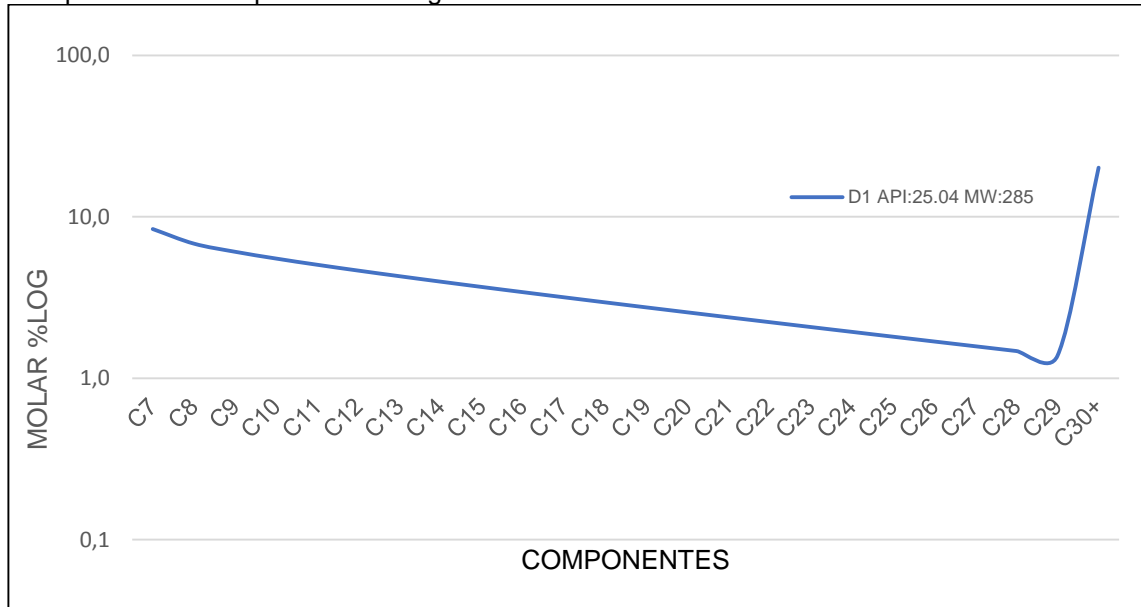
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo C con Alfa igual a 0.9



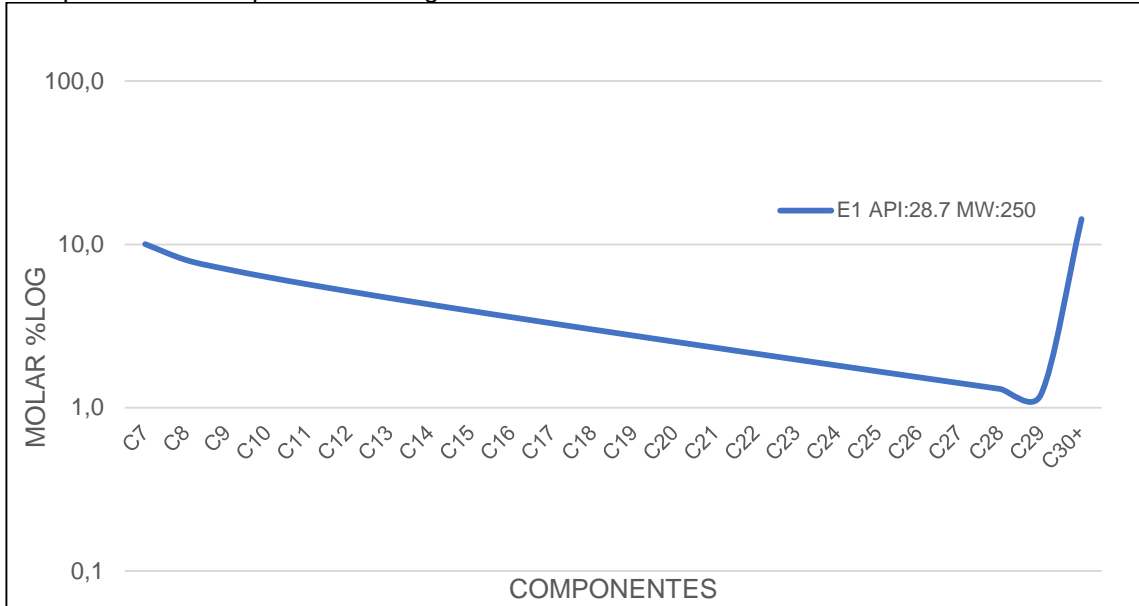
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo D con Alfa igual a 0.9



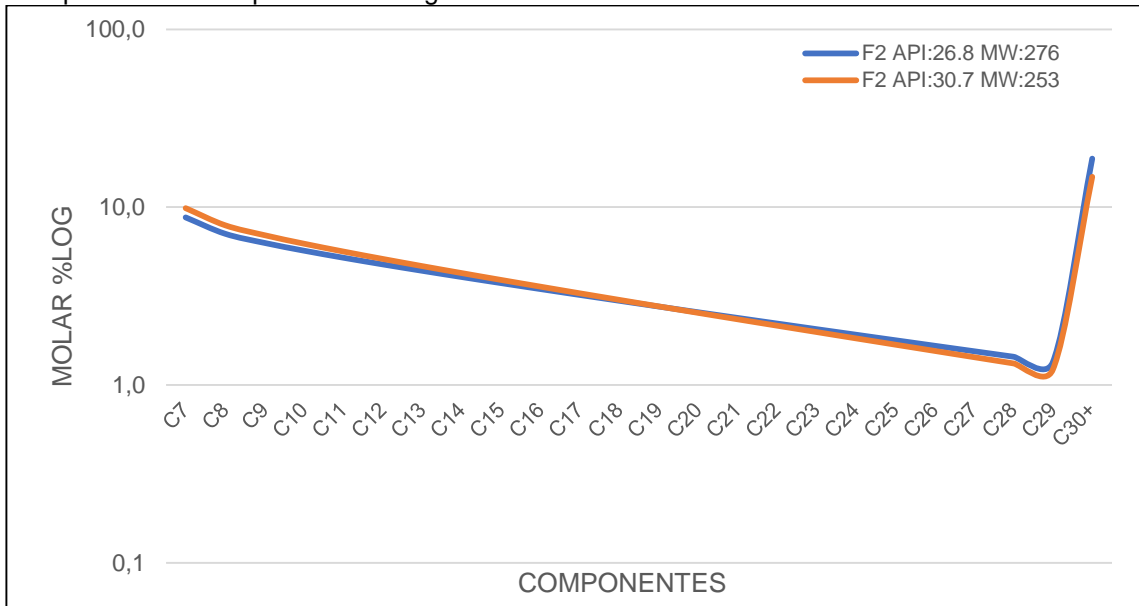
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo E con Alfa igual a 0.9



Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo E con Alfa igual a 0.9

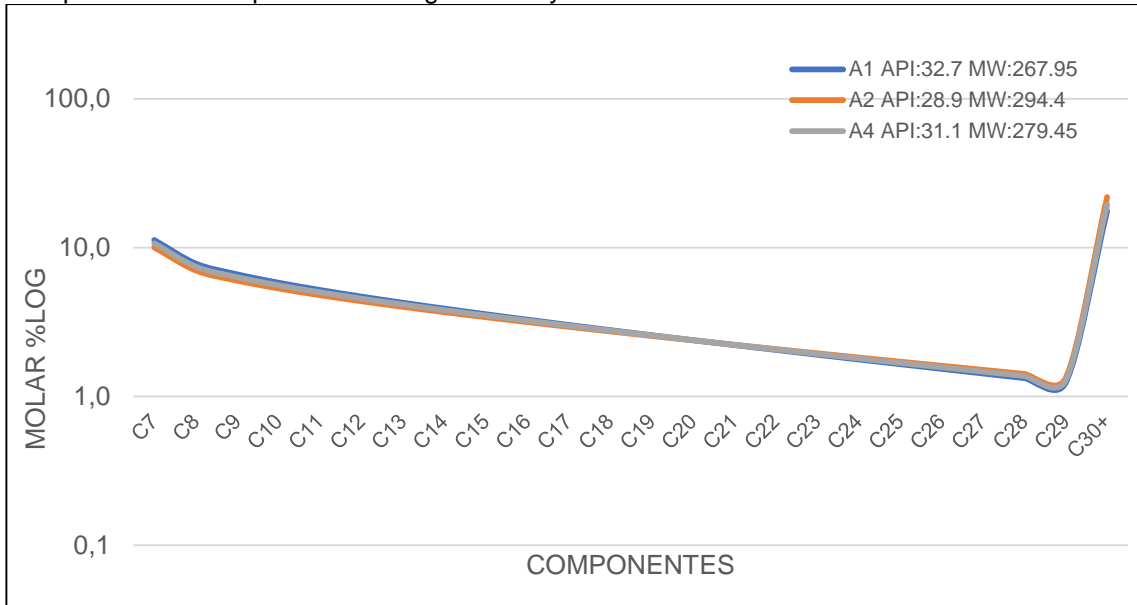


Fuente: elaboración propia.

ANEXO H

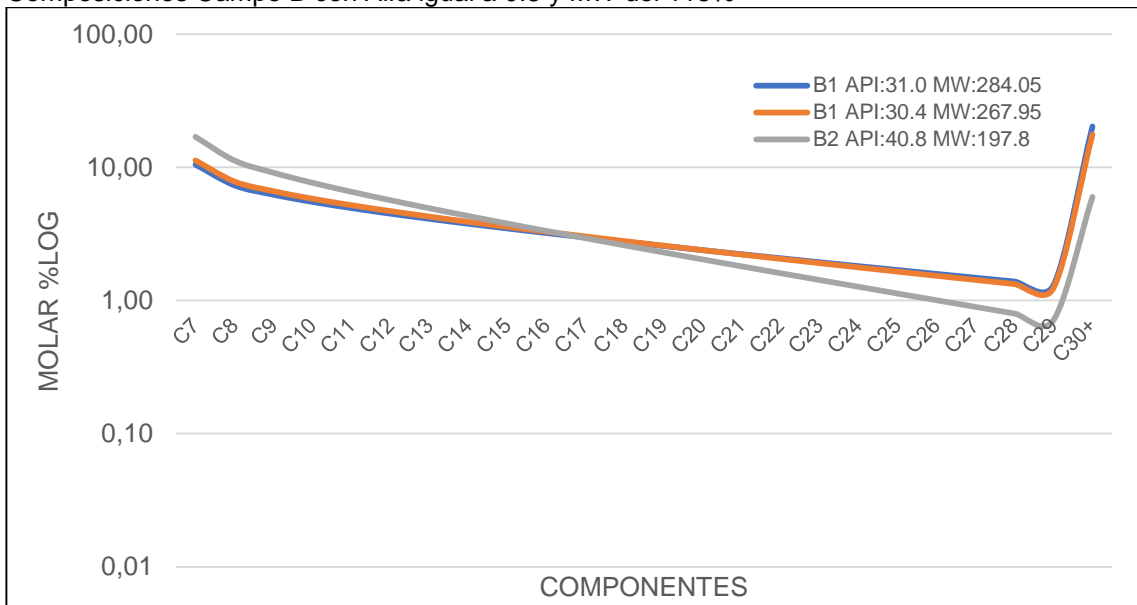
COMPOSICIONES CAMPOS A, B, C, D, E Y F CON FACTOR DE FORMACIÓN ALFA IGUAL A 0.8 Y UN MW DEL 115%.

Composiciones Campo A con Alfa igual a 0.8 y MW del 115%



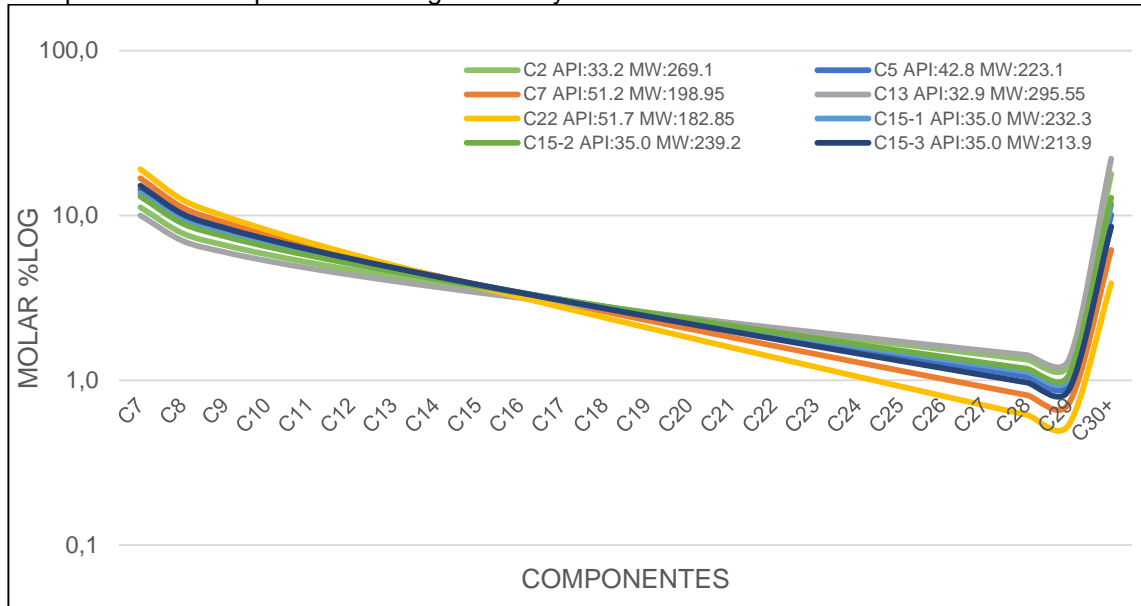
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo B con Alfa igual a 0.8 y MW del 115%



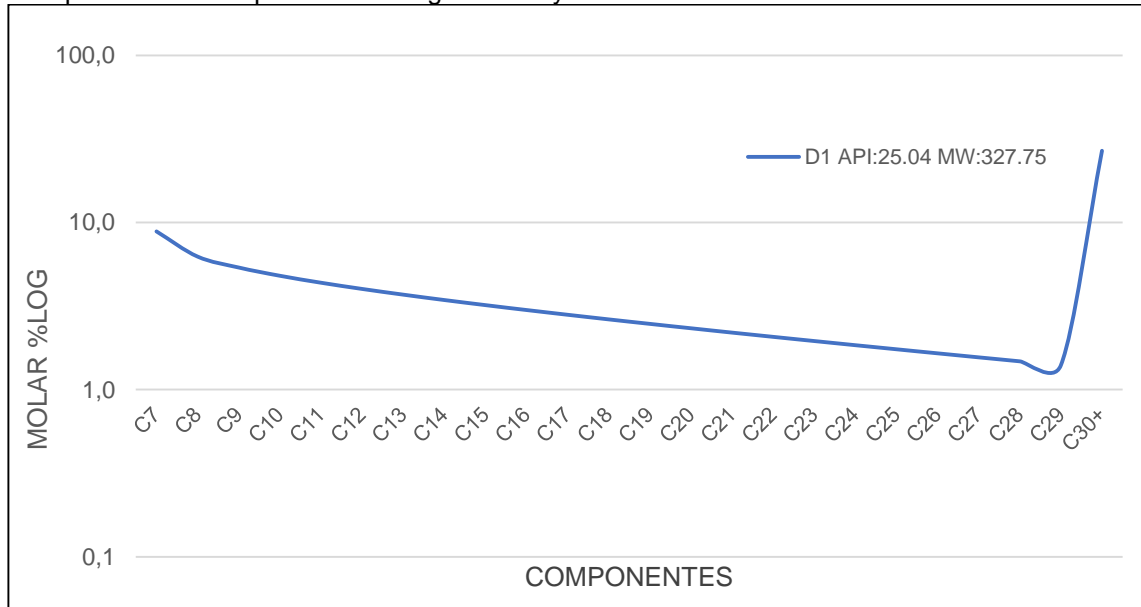
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo C con Alfa igual a 0.8 y MW del 115%



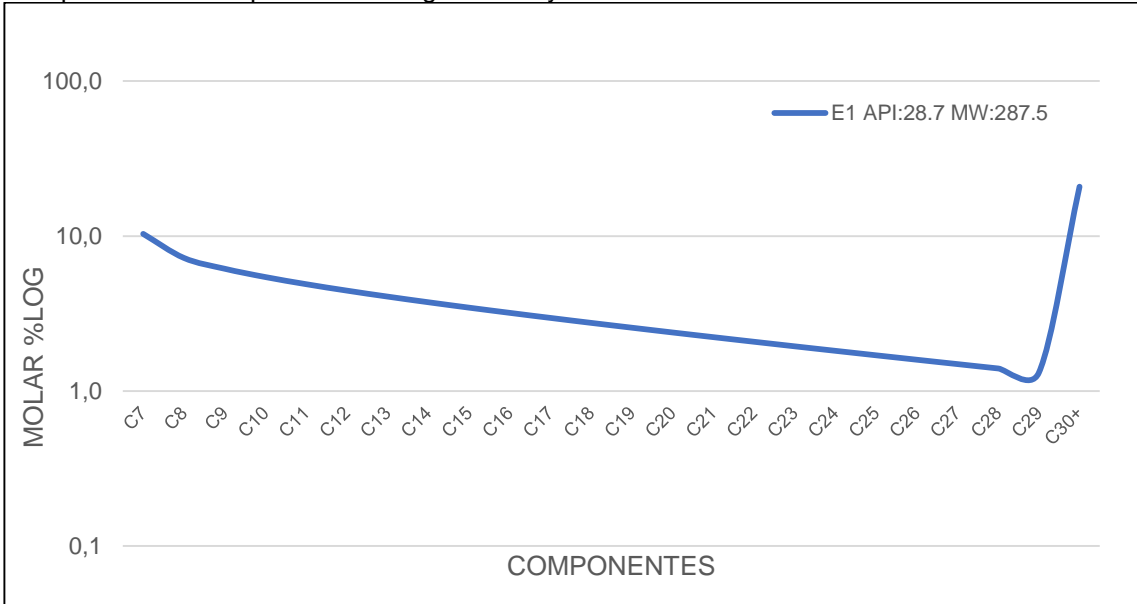
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo D con Alfa igual a 0.8 y MW del 115%



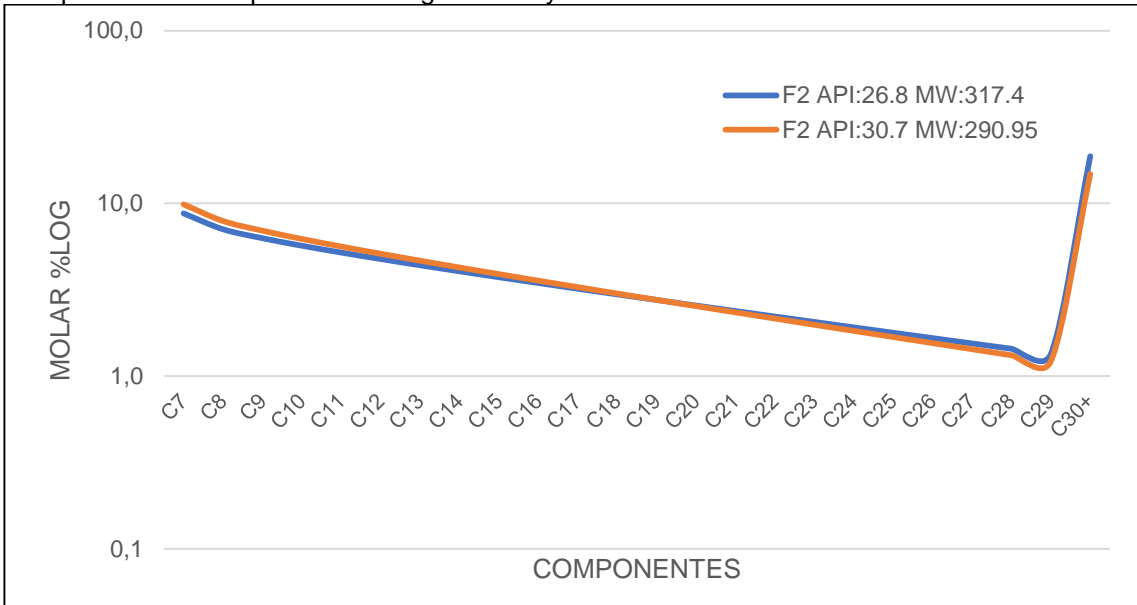
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo E con Alfa igual a 0.8 y MW del 115%



Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo F con Alfa igual a 0.8 y MW del 115%

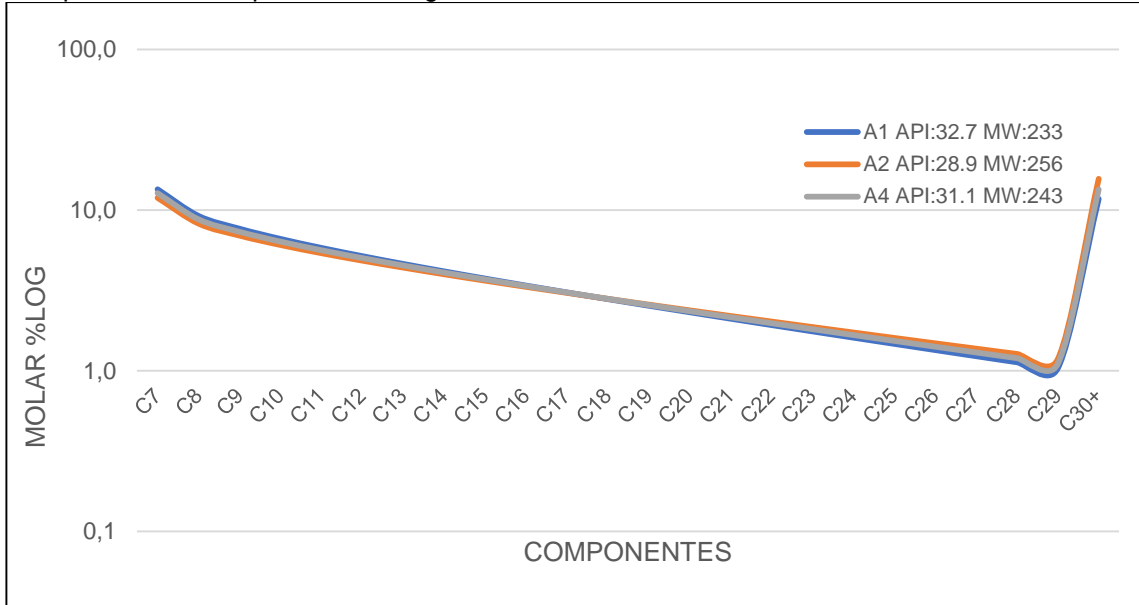


Fuente: elaboración propia.

ANEXO I

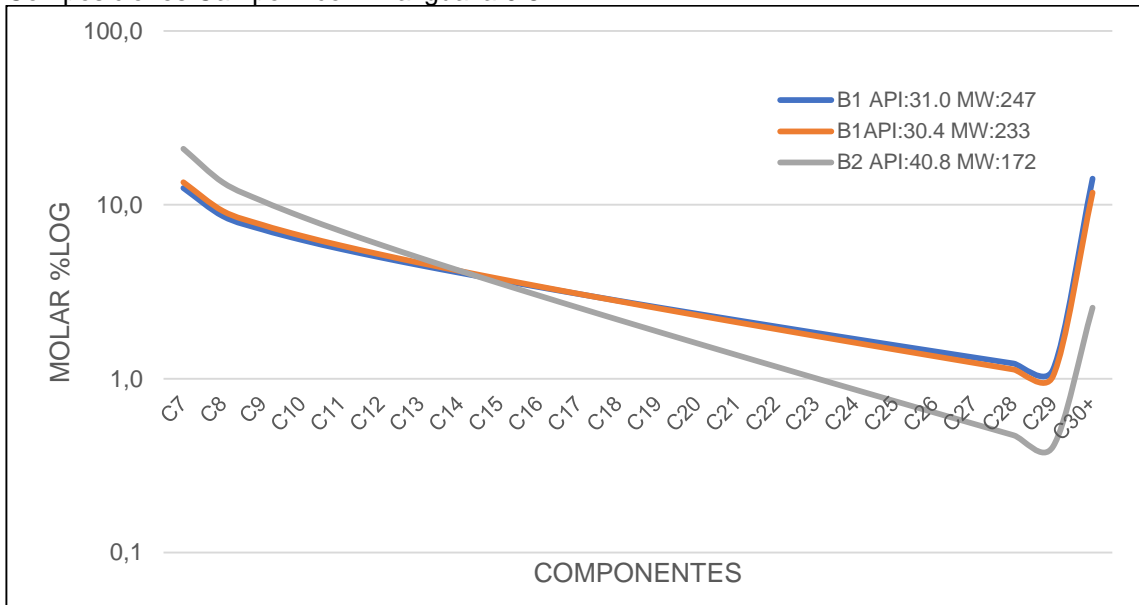
COMPOSICIONES CAMPOS A, B, C, D, E Y F CON FACTOR DE FORMACIÓN ALFA IGUAL A 0.8.

Composiciones Campo A con Alfa igual a 0.8



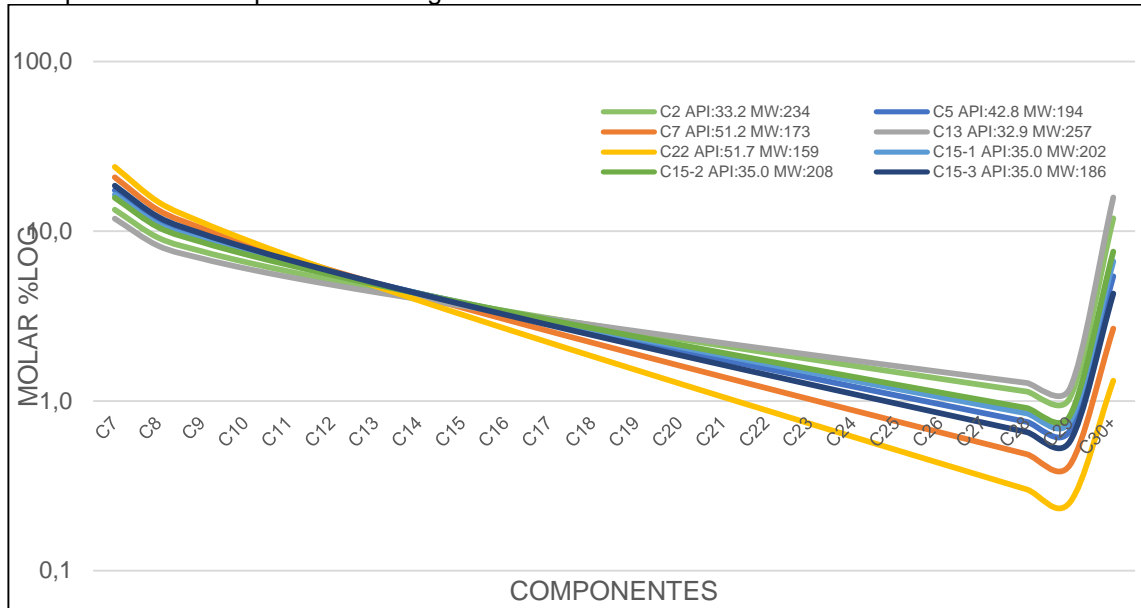
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo B con Alfa igual a 0.8



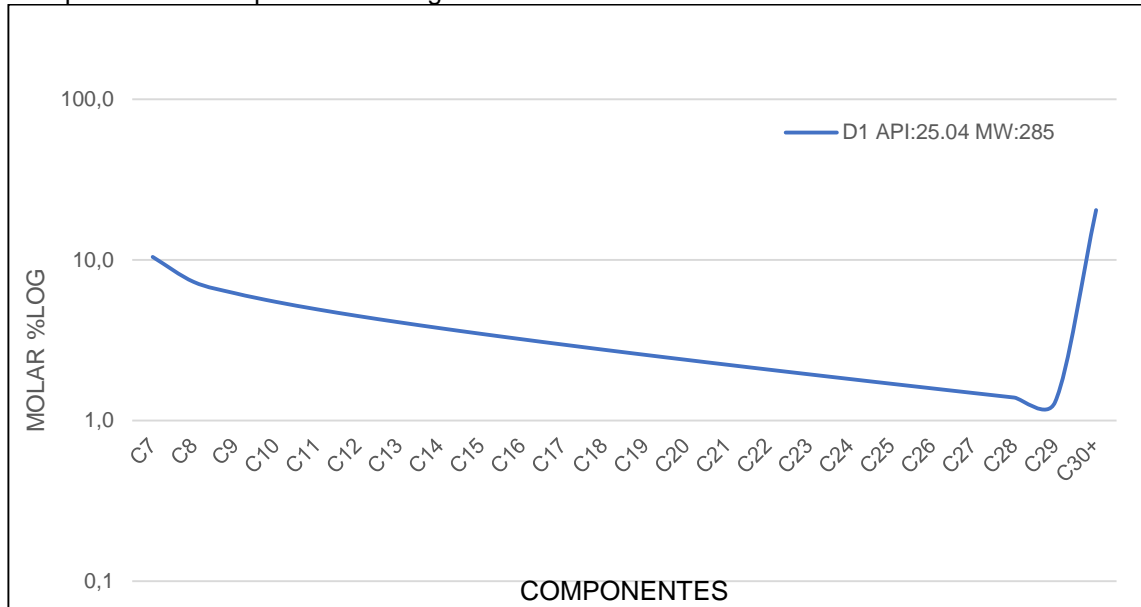
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo C con Alfa igual a 0.8



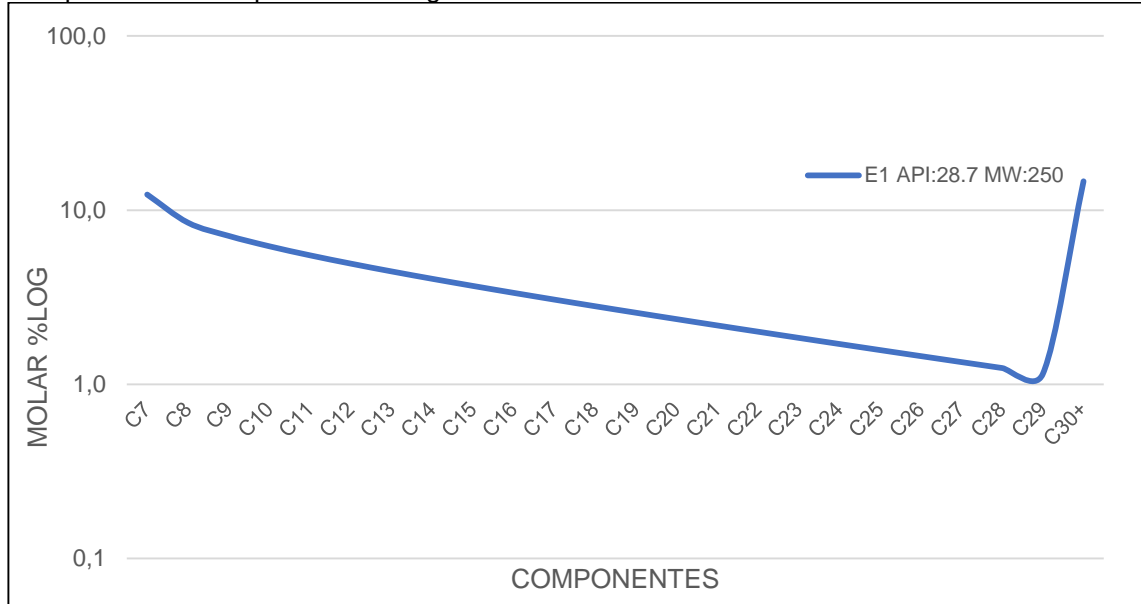
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo D con Alfa igual a 0.8



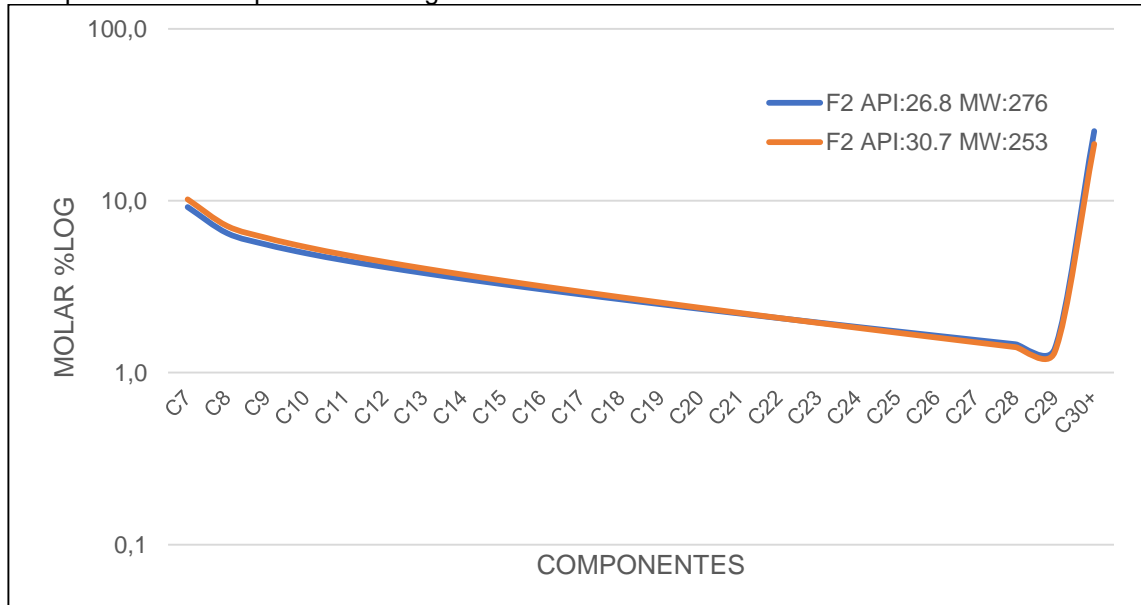
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo E con Alfa igual a 0.8



Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo F con Alfa igual a 0.8

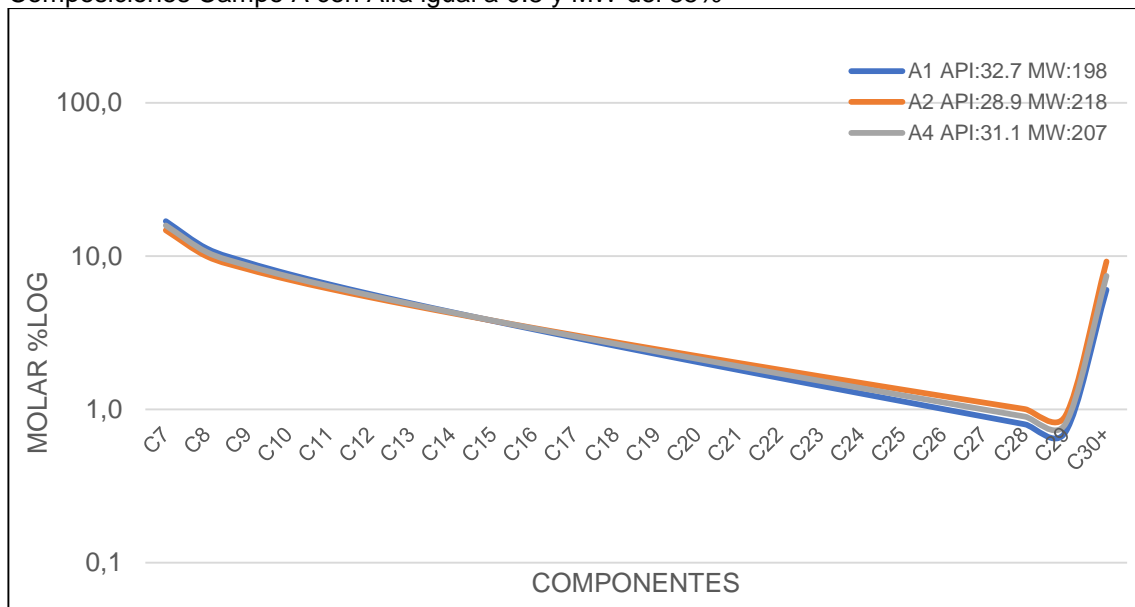


Fuente: elaboración propia.

ANEXO J

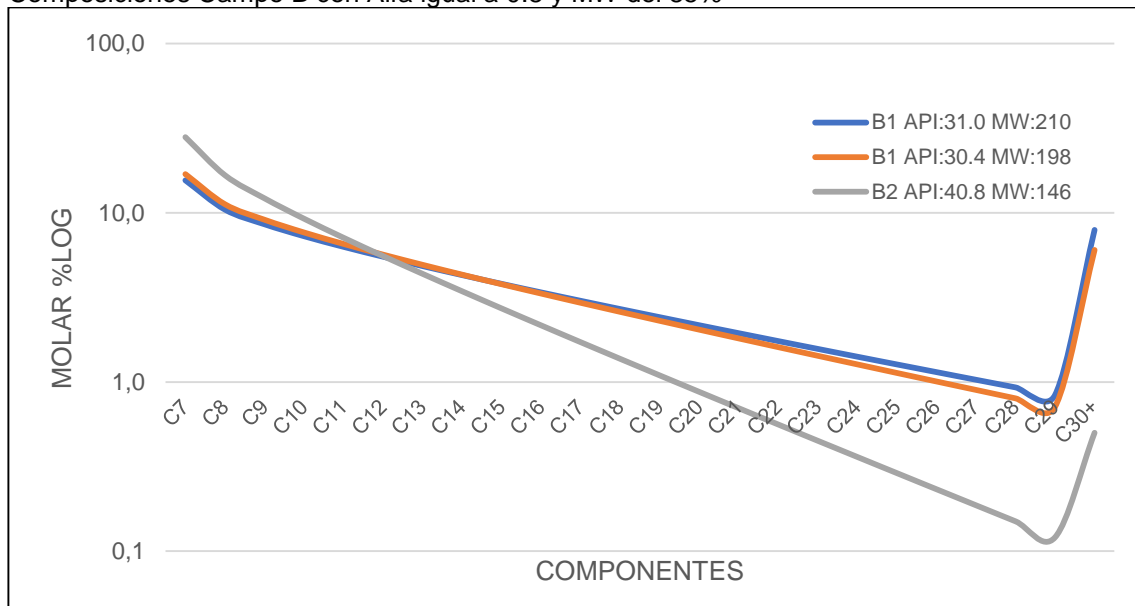
COMPOSICIONES CAMPOS A, B, C, D, E Y F CON FACTOR DE FORMACIÓN ALFA IGUAL A 0.8 Y UN MW DEL 85%.

Composiciones Campo A con Alfa igual a 0.8 y MW del 85%



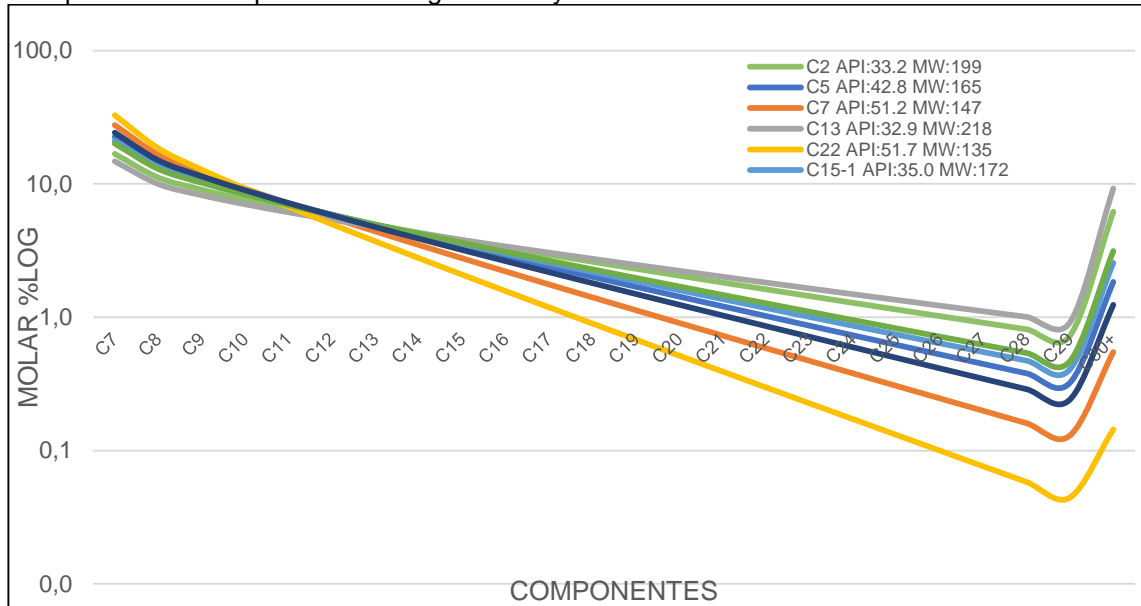
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo B con Alfa igual a 0.8 y MW del 85%



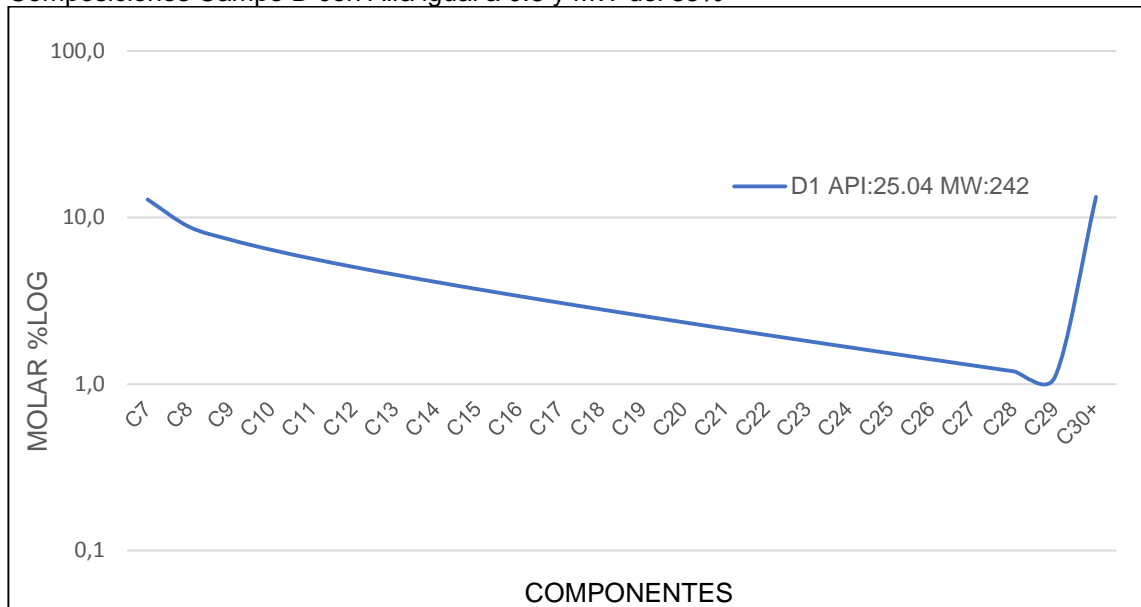
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo C con Alfa igual a 0.8 y MW del 85%



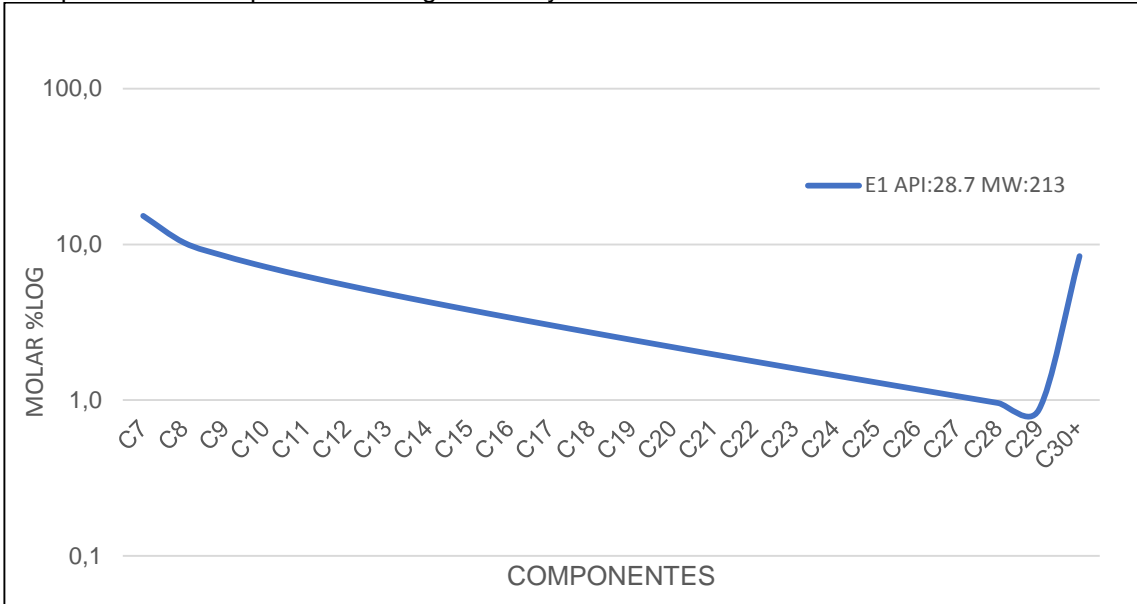
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo D con Alfa igual a 0.8 y MW del 85%



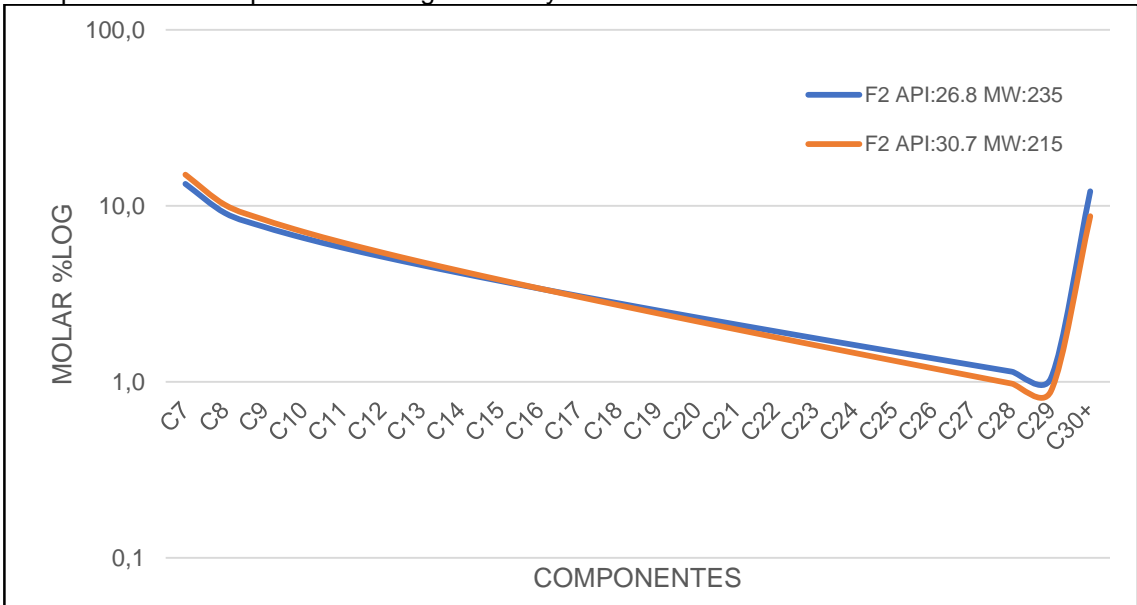
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo E con Alfa igual a 0.8 y MW del 85%



Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo F con Alfa igual a 0.8 y MW del 85%

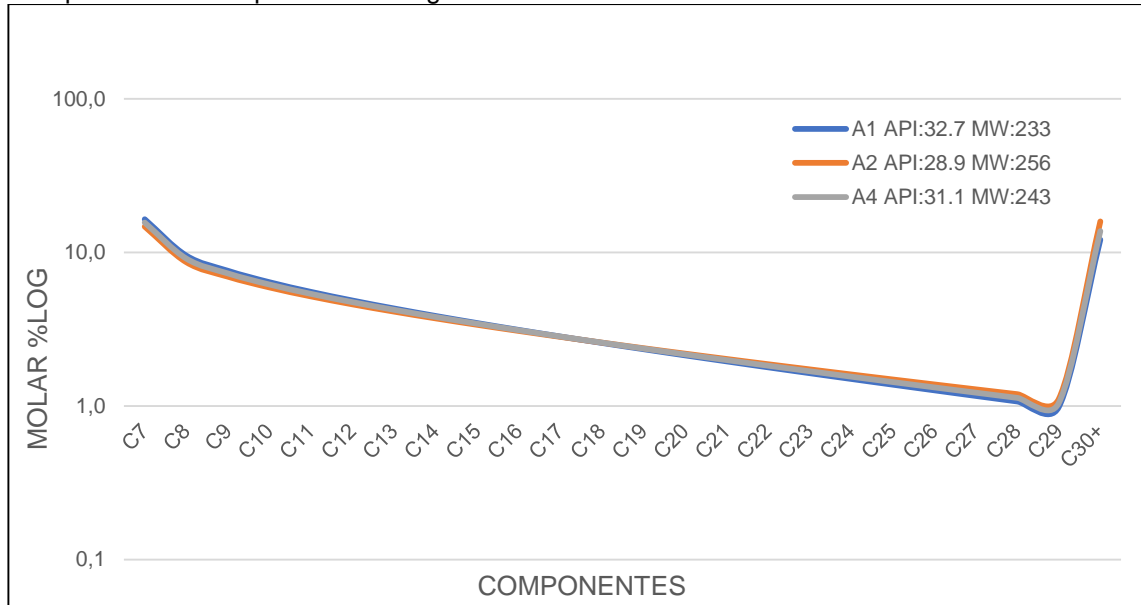


Fuente: elaboración propia.

ANEXO K

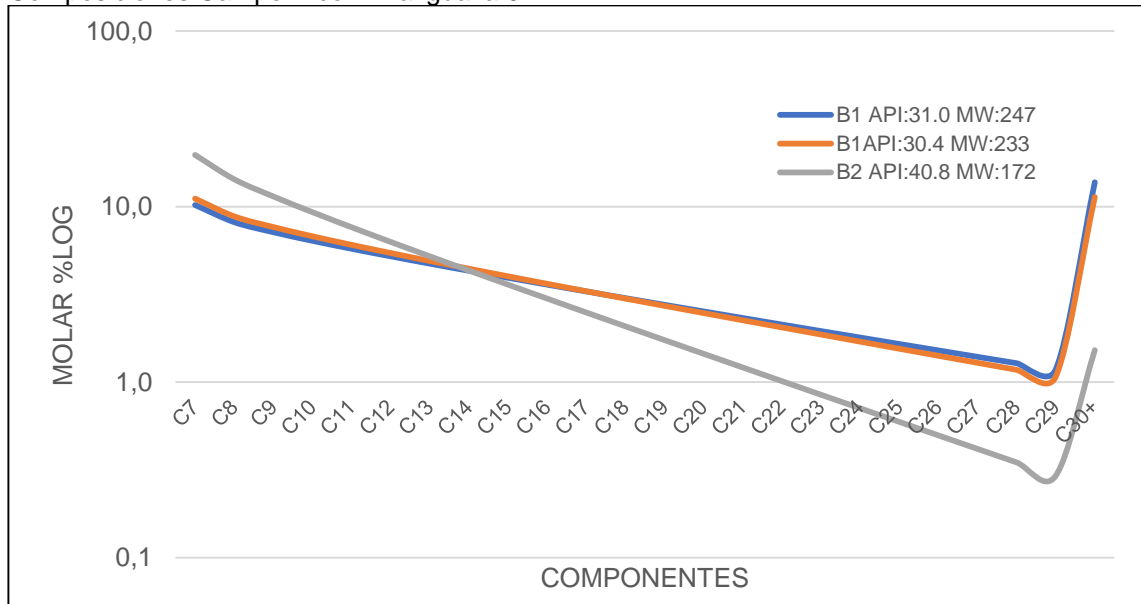
COMPOSICIONES CAMPOS A, B, C, D, E Y F CON FACTOR DE FORMACIÓN ALFA IGUAL A 0.7.

Composiciones Campo A con Alfa igual a 0.7



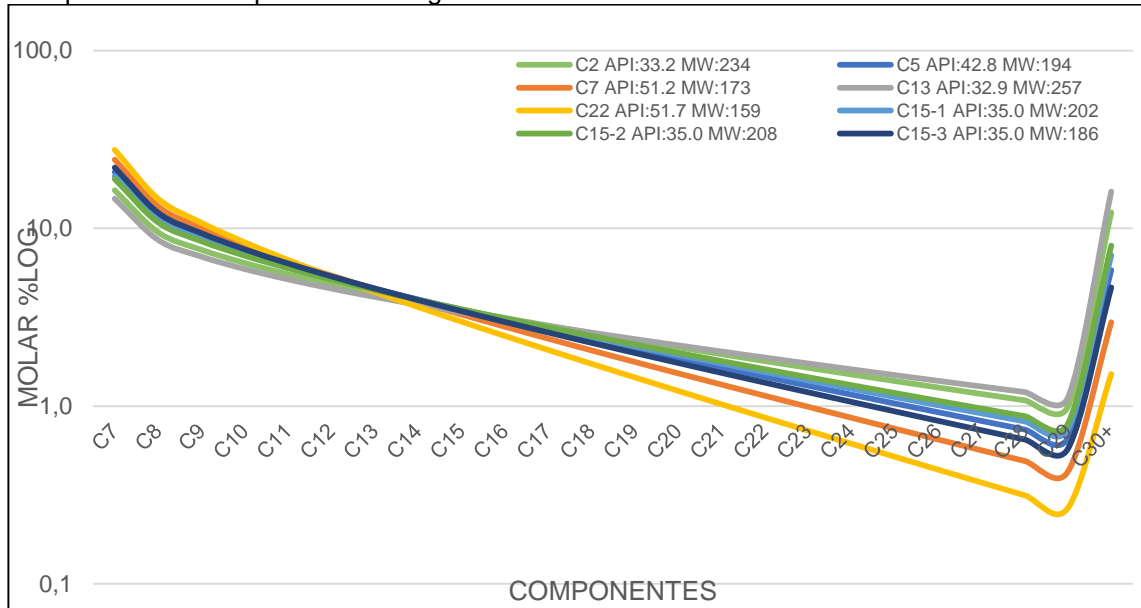
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo B con Alfa igual a 0.7



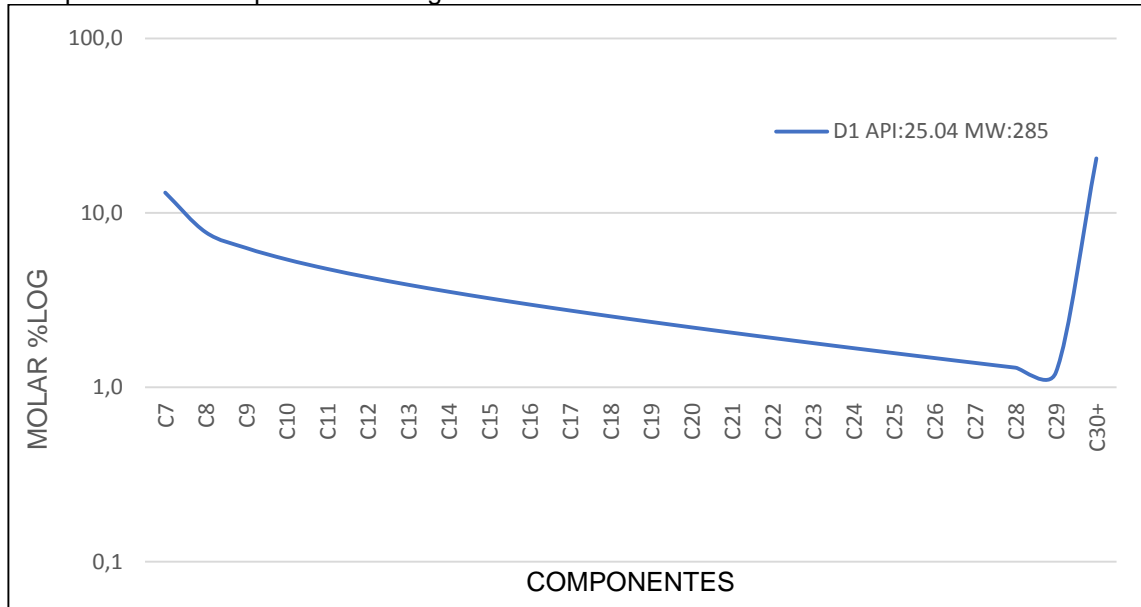
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo C con Alfa igual a 0.7



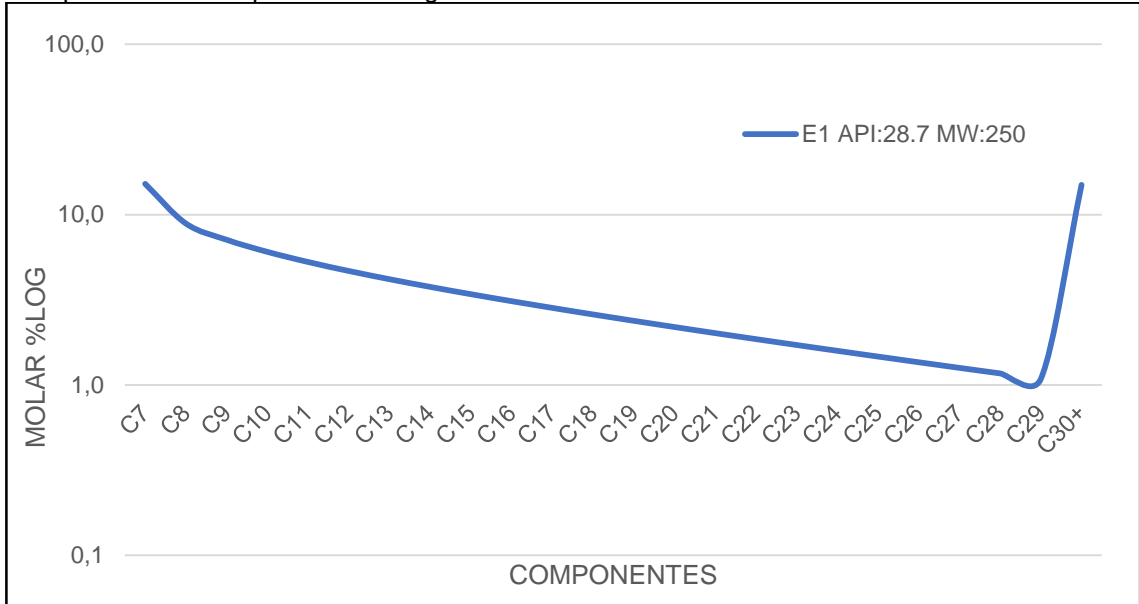
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo D con Alfa igual a 0.7



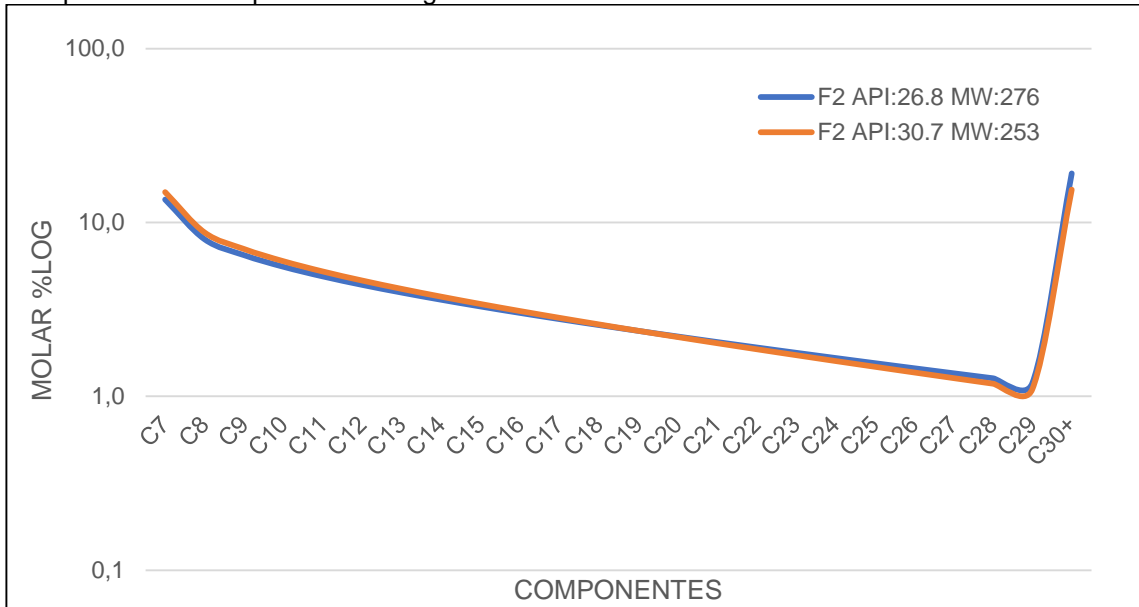
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo E con Alfa igual a 0.7



Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo F con Alfa igual a 0.7

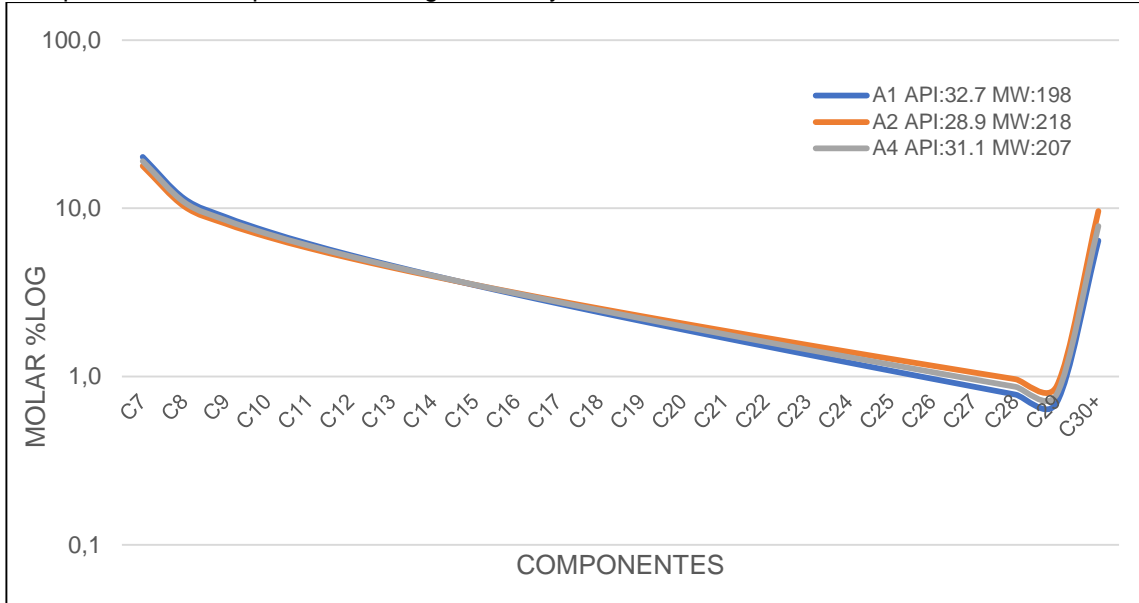


Fuente: elaboración propia.

ANEXO L

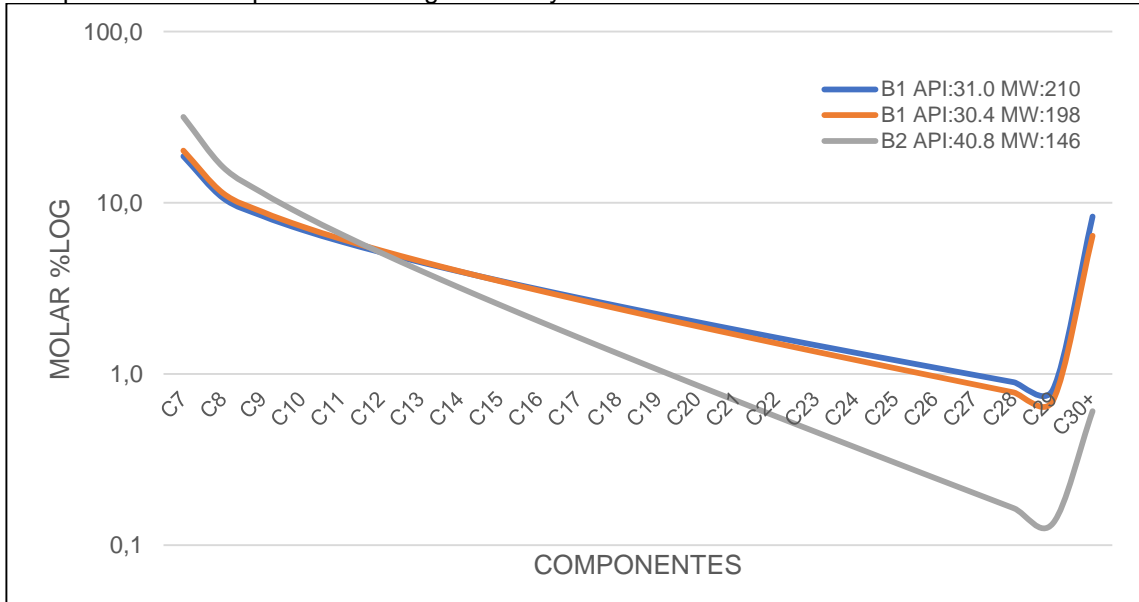
COMPOSICIONES CAMPOS A, B, C, D, E Y F CON FACTOR DE FORMACIÓN ALFA IGUAL A 0.7 Y UN MW DEL 85%.

Composiciones Campo A con Alfa igual a 0.7 y MW del 85%



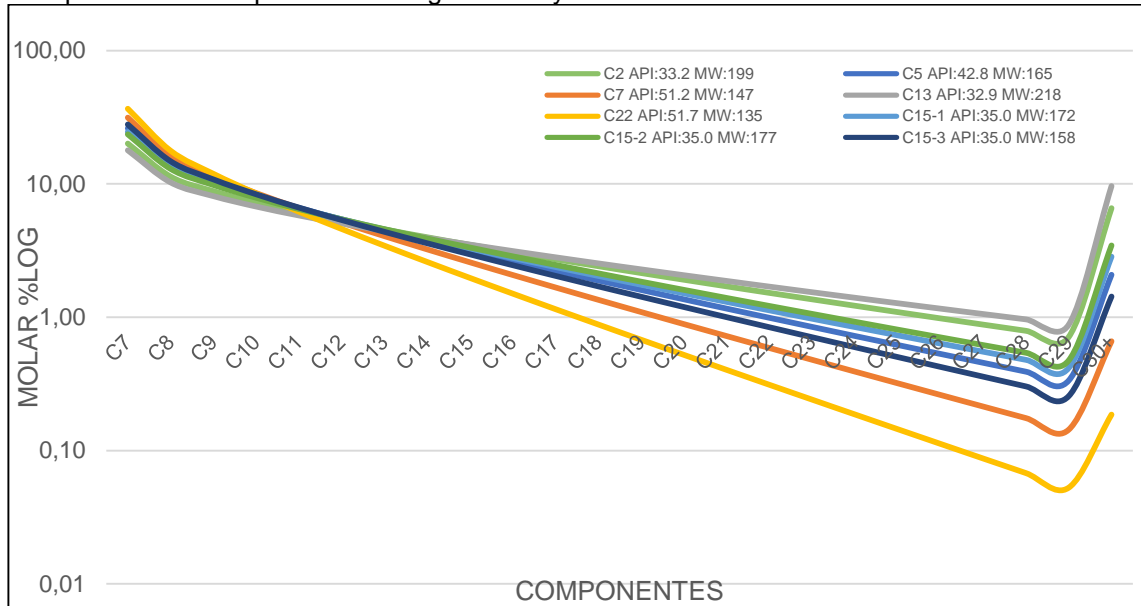
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo B con Alfa igual a 0.7 y MW del 85%



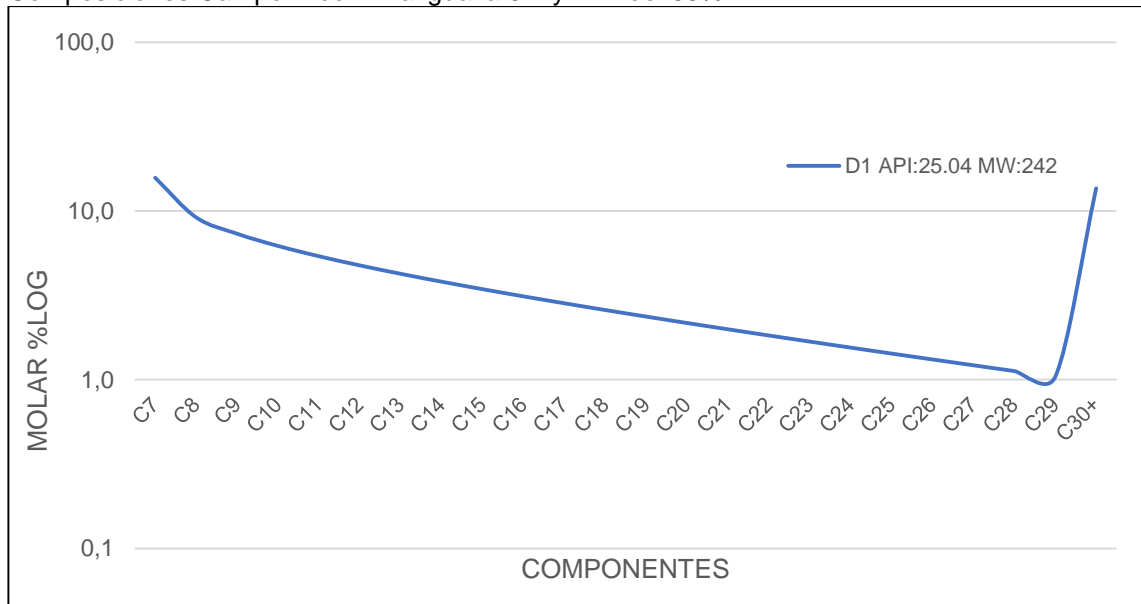
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo C con Alfa igual a 0.7 y MW del 85%



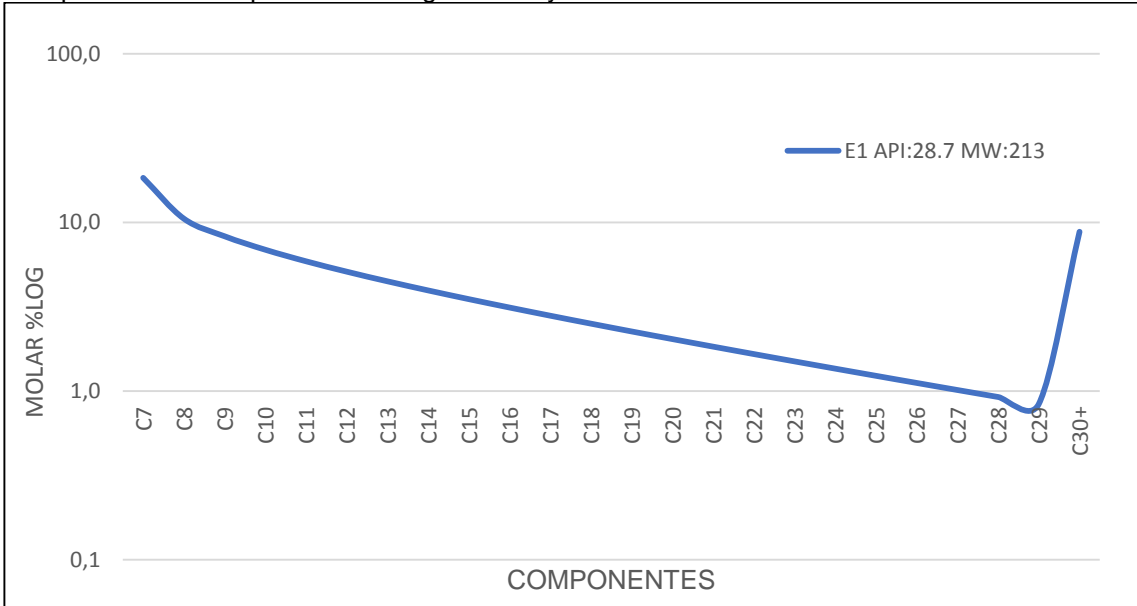
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo D con Alfa igual a 0.7 y MW del 85%



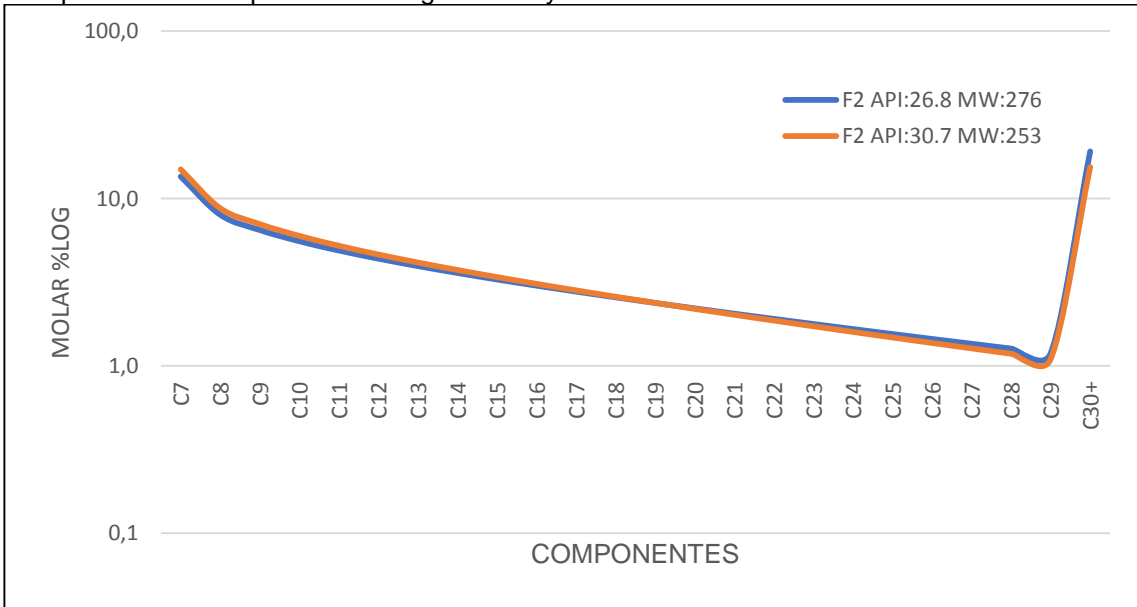
Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo E con Alfa igual a 0.7 y MW del 85%



Fuente: elaboración propia.

Composiciones Campo F con Alfa igual a 0.7 y MW del 85%



Fuente: elaboración propia.

ANEXO M

COMPOSICIONES MOLAR DE CO₂ VS. PROFUNDIDAD DEL POZO B2.

Composición molar de CO₂ vs profundidad pozo B2.

	PROFUNDIDAD (ft)	COMPOSICIÓN MOLAR CO₂ %
	7460.55	0.9289
	7480.75	0.9287
	7500.95	0.9286
	7521.15	0.9285
	7541.35	0.9283
	7561.56	0.9282
	7581.76	0.9281
	7601.96	0.9279
	7622.16	0.9278
	7642.36	0.9277
	7662.57	0.9275
	7682.77	0.9274
	7702.97	0.9273
	7723.17	0.9271
GOC	7726.50	0.6762
	7743.37	0.6758
	7763.58	0.6754
	7783.78	0.6749
	7803.98	0.6745
	7824.18	0.6740
	7844.38	0.6736
	7864.59	0.6731
	7884.79	0.6727
	7904.99	0.6722
	7925.19	0.6718
	7945.39	0.6713
	7965.60	0.6709
	8006.00	0.6700

Fuente: elaboración propia.

ANEXO N

COMPOSICIONES MOLAR DE CO₂ VS. PROFUNDIDAD DEL POZO C7.

Composición molar de CO₂ vs profundidad pozo C7.

	PROFUNDIDAD (ft)	COMPOSICIÓN MOLAR CO₂ %
	4491.5	0.7384
	4511.7	0.7366
	4531.9	0.7347
	4552.11	0.7327
	4572.31	0.7305
	4592.51	0.7281
	4612.71	0.7256
	4632.91	0.7228
	4653.12	0.7199
	4673.32	0.7167
	4693.52	0.7134
	4713.72	0.7099
	4733.92	0.7063
	4733.92	0.7063
GOC	4754.13	0.7027
	4774.33	0.6992
	4794.53	0.6958
	4814.73	0.6926
	4834.93	0.6897
	4855.14	0.6869
	4875.34	0.6843
	4895.54	0.6818
	4915.74	0.6795
	4935.94	0.6774
	4956.15	0.6754
	4976.35	0.6735
	4986.45	0.6726
	4996.55	0.6717

Fuente: Elaboración propia.