

**EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DE LOS FENÓMENOS DE DIFUSIÓN SOBRE
LOS MODELOS DE VARIACIÓN COMPOSICIONAL CON PROFUNDIDAD (CvsD)
EN SISTEMAS DE HIDROCARBUROS CON CONTENIDOS INUSUALES DE CO₂
DISUELTO A CONDICIONES INICIALES**

NICOLÁS AVENDAÑO VÁSQUEZ

LIZETH FERNANDA GUTIÉRREZ HENAO

Proyecto integral de grado para optar el título de:

INGENIERO QUÍMICO

Director

Jaime Eduardo Arturo Calvache

Ingeniero Químico

Codirector

Raúl Osorio Gallego

Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BOGOTÁ D.C.

2021

NOTA DE ACEPTACIÓN

I.Q Jaime Eduardo Arturo Calvache

Firma del Director

Jurado

Nombre

Firma del Presidente

Nombre

Firma del Jurado

Nombre

Firma del Jurado

Bogotá D.C. Julio de 2021

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decano General de la Facultad de Ingeniería

Dr. Julio Cesar Fuentes Arismendi

Director Programa de Ingeniería Química

Dra. Nubia Liliana Becerra Ospina

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 y al ingeniero Jaime Arturo Calvache 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 años.

Nicolás Avendaño Vásquez

Dedico este proyecto a mis padres Angeline Henao Bohórquez y Javier Hernando 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 Felipe por haber estado siempre a mi lado brindándome apoyo incondicional y enseñanzas. A mi coautor y gran amigo Nicolás Avendaño Vásquez, por su amistad, compañía, apoyo y paciencia durante estos años de estudio.

Lizeth Fernanda Gutiérrez Henao

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.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	15
INTRODUCCIÓN	16
OBJETIVOS	18
1. FUNDAMENTOS CONCEPTUALES	19
1.1. Caracterización de fluidos	19
1.2. Modelos de fluidos	20
1.3. Modelo de Ecuación Cúbica de Estado	20
1.3.1. Ecuación Cúbica de Estado de Peng-Robinson	21
1.3.2. Ecuación Cúbica de Estado de Soave-Redlich-Kwong	21
1.4. Inicialización del modelo de fluidos y gradiente de propiedades PVT	21
1.5. Difusión	24
1.5.1. Ecuaciones fenomenológicas	24
1.5.2. Relaciones de Onsager	25
1.5.3. Expresiones de difusión	25
1.5.4. Difusión térmica	26
1.5.5. Difusión por presión	32
1.5.6. Difusión molecular	33
1.5.7. Convección natural	34
1.5.8. Difusión en el punto crítico	34
1.5.9. Modelo de variación composicional ($CvsD$)	35
1.5.10. Modelo isotérmico equilibrio químico/gravitacional ($\nabla T = 0$)	37
1.5.11. Modelos de difusión térmica pasiva ($F\mathbf{T}i = 0, \nabla T = 0$)	38
2. PROCEDIMIENTO PARA GENERAR LOS GRADIENTES DE PROPIEDADES PVT E INICIALIZAR EL MODELO DE FLUIDOS	43
2.1. Modelo de Ecuación cúbica de Estado	43

2.2. Condiciones de referencia	44
2.2.1. <i>Campo A</i>	48
2.2.2. <i>Campo B</i>	49
2.2.3. <i>Campo C</i>	50
2.2.4. <i>Campo D</i>	51
2.2.5. <i>Campo E</i>	52
2.2.6. <i>Campo F</i>	53
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	57
3.1. Gradiente Isotérmico	57
3.1.1. <i>Campo A</i>	57
3.1.2. <i>Campo B</i>	59
3.1.3. <i>Campo C</i>	62
3.1.4. <i>Campo D</i>	64
3.1.5. <i>Campo E</i>	66
3.1.6. <i>Campo F</i>	67
3.2. Modelo Térmico	68
3.2.1. <i>Sistemas de fluidos con alto grado de subsaturación</i>	68
3.2.2. <i>Sistemas de fluidos con contacto gas-aceite saturado</i>	86
3.2.3. <i>Sistemas de fluidos con contacto gas-aceite subsaturados (Sistemas hiperocríticos)</i>	100
3.3. Modelos de variación composicional con profundidad (CvsD) fluidos de la formación Caballos en la cuenca del Putumayo	109
3.3.1. <i>Campo A</i>	109
3.3.2. <i>Campo B</i>	111
3.3.3. <i>Campo C</i>	113
3.3.4. <i>Campo D</i>	115
3.3.5. <i>Campo E</i>	116
3.3.6. <i>Campo F</i>	117

4. CONCLUSIONES	119
BIBLIOGRAFÍA	120
ANEXOS	126

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Condiciones de contorno y frontera de un yacimiento de hidrocarburos.	44
Figura 2. Diagrama generación de gradientes de propiedades PVT.	55
Figura 3. Diagrama generación de gradientes térmicos composicionales.	56
Figura 4. Gradiente Isotérmico del pozo A1.	57
Figura 5. Gradiente Isotérmico del pozo A2.	58
Figura 6. Gradiente Isotérmico del pozo B1.	60
Figura 7. Gradiente Isotérmico del pozo B2.	61
Figura 8. Gradiente Isotérmico del pozo C5.	62
Figura 9. Gradiente Isotérmico del pozo C7.	63
Figura 10. Gradiente Isotérmico del pozo C15-3.	64
Figura 11. Gradiente Isotérmico del pozo D1.	65
Figura 12. Gradiente Isotérmico del pozo E1.	66
Figura 13. Gradiente Isotérmico del pozo F2.	67
Figura 14. Gradiente térmico pasivo Campo A bloque norte.	69
Figura 15. Gradiente térmico pasivo Campo A bloque sur.	69
Figura 16. Gradiente térmico pasivo Campo B bloque norte.	70
Figura 17. Gradiente térmico pasivo Campo C Bloque norte.	70
Figura 18. Gradiente térmico pasivo Campo D.	70
Figura 19. Gradiente térmico pasivo Campo E.	70
Figura 20. °API Modelo Térmico Pasivo Campo E.	71
Figura 21. Composición de C ₇₊ Modelo Térmico Pasivo Campo D.	71
Figura 22. Composición CO ₂ gradiente térmico pasivo campo A bloque sur.	72
Figura 23. GOR térmico pasivo campo A Bloque sur.	72
Figura 24. Gradiente térmico de Haase Campo A bloque norte	73
Figura 25. Gradiente térmico de Haase Campo A bloque sur	73
Figura 26. Gradiente térmico de Haase Campo B bloque norte.	73
Figura 27. Gradiente térmico de Haase Campo C.	73
Figura 28. Gradiente térmico de Haase Campo D.	74
Figura 29. Gradiente térmico de Haase Campo E.	74
Figura 30. °API, Modelo Térmico Haase para el Campo A del Bloque Norte.	75
Figura 31. Composición CO ₂ gradiente térmico Haase campo B Bloque Norte.	76

Figura 32. GOR térmico Haase campo B Bloque Norte.	76
Figura 33. Fracción Molar C ₇₊ del gradiente térmico de Haase Campo D	77
Figura 34. Gradiente térmico de Kempers Campo A bloque norte	78
Figura 35. Gradiente térmico de Kempers Campo A bloque sur	78
Figura 36. Gradiente térmico de Kempers Campo B bloque norte	78
Figura 37. Gradiente térmico de Kempers Campo C bloque norte	78
Figura 38. Gradiente térmico de Kempers Campo D	79
Figura 39. Gradiente térmico de Kempers Campo E	79
Figura 40. Composición CO ₂ gradiente térmico Kempers Campo A – A1.	80
Figura 41. GOR térmico Kempers campo A Bloque Norte.	80
Figura 42. Gravedad API gradiente modelo térmico de Kempers Campo E.	81
Figura 43. Fracción Molar C ₇₊ del gradiente térmico de Haase Campo E.	82
Figura 44. Gradiente térmico de SFG Campo A bloque norte	83
Figura 45. Gradiente térmico de SFG Campo A bloque sur	83
Figura 46. Gradiente térmico de SFG Campo B bloque norte	83
Figura 47. Gradiente térmico de SFG Campo C bloque norte	83
Figura 48. Gradiente térmico de SFG Campo D	84
Figura 49. Gradiente térmico de SFG Campo E	84
Figura 50. Gravedad API del gradiente térmico de SFG Campo B Bloque Norte.	85
Figura 51. Fracción Molar C ₇₊ del gradiente térmico de SFG para el campo C.	85
Figura 52. Composición CO ₂ gradiente térmico Haase campo A Bloque Norte.	86
Figura 53. GOR térmico Haase campo A Bloque Norte.	86
Figura 54. Gradiente térmico pasivo campo B bloque sur	87
Figura 55. Gradiente térmico pasivo campo F	87
Figura 56. °API Gradiente térmico pasivo campo B bloque sur	88
Figura 57. °API Gradiente térmico pasivo campo F	88
Figura 58. Composición CO ₂ gradiente térmico pasivo campo B bloque sur	89
Figura 59. GOR gradiente térmico pasivo campo B bloque sur	89
Figura 60. Composición CO ₂ gradiente térmico pasivo campo F	89
Figura 61. GOR gradiente térmico pasivo campo F	89
Figura 62. Composición C ₇₊ gradiente térmico pasivo campo B bloque sur	90
Figura 63. Composición C ₇₊ gradiente térmico pasivo campo F	90
Figura 64. Gradiente térmico Haase campo B bloque sur	91
Figura 65. Gradiente térmico Haase campo F	91

Figura 66. °API gradiente térmico Haase campo B bloque sur	92
Figura 67. °API gradiente térmico Haase campo F	92
Figura 68. Composición CO ₂ gradiente térmico Haase campo B bloque sur	92
Figura 69. GOR gradiente térmico Haase campo B bloque sur	92
Figura 70. Composición CO ₂ gradiente térmico Haase campo F	93
Figura 71. GOR gradiente térmico Haase campo F	93
Figura 72. Composición C ₇₊ gradiente térmico Haase campo B bloque sur	93
Figura 73. Composición C ₇₊ gradiente térmico Haase campo F	93
Figura 74. Gradiente térmico Kempers campo B bloque sur	94
Figura 75. Gradiente térmico Kempers campo F	94
Figura 76. °API Gradiente térmico Kempers campo B bloque sur	95
Figura 77. °API Gradiente térmico Kempers campo F	95
Figura 78. Composición CO ₂ gradiente térmico Kempers campo B bloque sur	95
Figura 79. GOR gradiente térmico Kempers campo B bloque sur	95
Figura 80. Composición CO ₂ gradiente térmico Kempers campo F	96
Figura 81. GOR gradiente térmico Kempers campo F	96
Figura 82. Composición C ₇₊ gradiente térmico Haase campo B bloque sur	96
Figura 83. Composición C ₇₊ gradiente térmico Haase campo F	96
Figura 84. Gradiente térmico SFG campo B bloque sur	97
Figura 85. Gradiente térmico SFG campo F	97
Figura 86. °API Gradiente térmico SFG campo B bloque sur	98
Figura 87. °API Gradiente térmico SFG campo F	98
Figura 88. Composición CO ₂ gradiente térmico SFG campo B bloque sur	98
Figura 89. GOR gradiente térmico SFG campo B bloque sur	98
Figura 90. Composición CO ₂ gradiente térmico SFG campo F	99
Figura 91. GOR gradiente térmico SFG campo F	99
Figura 92. Composición C ₇₊ gradiente térmico Haase campo B bloque sur	99
Figura 93. Composición C ₇₊ gradiente térmico SFG campo F	99
Figura 94. Gradiente térmico pasivo campo C bloque sur C7	100
Figura 95. Gradiente térmico pasivo campo C bloque sur C15-3	100
Figura 96. °API Gradiente térmico pasivo campo C bloque sur C7	101
Figura 97. °API Gradiente térmico pasivo campo C bloque sur C15-3	101
Figura 98. Composición CO ₂ gradiente térmico pasivo campo C bloque sur C7	102
Figura 99. GOR gradiente térmico pasivo campo C bloque sur C7	102

Figura 100. Composición CO ₂ gradiente térmico pasivo pozo C15-3	102
Figura 101. GOR gradiente térmico pasivo campo C Domo Sur C15-3	102
Figura 102. Composición C ₇₊ gradiente térmico pasivo pozo C7.	103
Figura 103. Composición C ₇₊ gradiente térmico pasivo pozo C15-3.	103
Figura 104. Gradiente térmico Haase campo C bloque sur C7	104
Figura 105. Gradiente térmico Haase campo C bloque sur C15-3	104
Figura 106. °API Gradiente térmico Haase pozo C7	105
Figura 107. °API Gradiente térmico Haase pozo C15-3	105
Figura 108. Gradiente térmico Kempers pozo C7	106
Figura 109. Gradiente térmico Kempers pozo C15-3	106
Figura 110. °API Gradiente térmico Kempers pozo C7	107
Figura 111. °API Gradiente térmico Kempers pozo C15-3	107
Figura 112. Gradiente térmico SFC pozo C7	108
Figura 113. Gradiente térmico SFG pozo C15-3	108
Figura 114. °API Gradiente térmico Kempers pozo C7	109
Figura 115. °API Gradiente térmico Kempers pozo C15-3	109
Figura 116. Gradiente Comparativo Campo A Bloque Norte	110
Figura 117. Gradiente Comparativo Campo A Bloque Sur	111
Figura 118. Gradiente Comparativo Campo B Bloque Norte	112
Figura 119. Gradiente Comparativo Campo B Bloque Sur	113
Figura 120. Gradiente Comparativo Campo C Bloque Norte	114
Figura 121. Gradiente Comparativo Campo C Bloque Sur	115
Figura 122. Gradiente Comparativo Campo D	116
Figura 123. Gradiente Comparativo Campo E	117
Figura 124. Gradiente Comparativo Campo F	118

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Parámetros de la EoS para los campos A, B, D, E, F.	46
Tabla 2. BIC'S utilizados para los campos A, B, D, E, F.	46
Tabla 3. Parámetros de la EoS para el campo C.	47
Tabla 4. BIC'S utilizados para el campo C.	47
Tabla 5. Composiciones Campo A.	48
Tabla 6. Condiciones de Referencia Campo A.	49
Tabla 7. Composiciones Campo B.	49
Tabla 8. Condiciones de Referencia Campo B.	50
Tabla 9. Composiciones Campo C.	51
Tabla 10. Condiciones de Referencia Campo C.	51
Tabla 11. Composiciones Campo D.	52
Tabla 12. Condiciones de Referencia Campo D.	52
Tabla 13. Composiciones Campo E.	53
Tabla 14. Condiciones de Referencia Campo E.	53
Tabla 15. Composiciones Campo F.	54
Tabla 16. Condiciones de Referencia Campo F.	54

RESUMEN

El proceso de caracterización y entendimiento de una cuenca o yacimiento requiere de la generación de un modelo de fluidos composicional, robusto y representativo que permita generar una caracterización de la variación de las propiedades PVT a lo largo del mismo. En la actualidad la cuenca del Putumayo cuenta con un modelo de fluidos que modela las propiedades mencionadas anteriormente con un grado de precisión menor al 10% pero no considera los efectos difusivos y su influencia sobre el modelo de variación con profundidad.

Es por esto por lo que en este documento se presenta como objetivo principal la evaluación de la influencia de los fenómenos de difusión sobre los modelos de variación composicional con profundidad (CvsD) en sistemas de hidrocarburos con contenidos inusuales de CO₂ disuelto a condiciones iniciales. Por lo que se hizo una revisión de los diferentes fenómenos de difusión y mostrando su influencia en los gradientes de propiedades PVT de un yacimiento de hidrocarburos, seguido de esto se determina la influencia de la difusión causada por los efectos de la presión sobre los sistemas de fluidos de la formación Caballos logrando establecer la influencia de los fenómenos de difusión térmica sobre el gradiente de propiedades PVT en sistemas de hidrocarburos con contenidos inusuales de CO₂. Por último se analizan los resultados de los fenómenos de difusión cruzados que tienen una influencia directa sobre el gradiente de propiedades PVT en sistemas de fluidos con contenidos inusuales de CO₂.

PALABRAS CLAVES: Propiedades PVT, Fenómenos Difusivos, Variación Composicional, Contenidos Inusuales CO₂.

INTRODUCCIÓN

La cuenca del Putumayo es una de las 13 cuencas sedimentarias de Colombia, la cual está localizada al sur del país, específicamente entre los departamentos del Putumayo y Nariño, actualmente es operada por Ecopetrol S.A y se caracteriza por presentar una composición muy particular de CO₂ originalmente disuelto, la cual varía en un rango desde el 5% hasta el 90%.

El CO₂ es un compuesto el cual a condiciones de yacimiento de alta temperatura y presión se comporta como un fluido supercrítico y al estar dentro de una mezcla compleja como lo es el hidrocarburo, ocasiona que su modelamiento termodinámico sea más complejo requiriendo de una evaluación a profundidad los efectos difusivos y su influencia sobre el modelo de variación con profundidad.

Actualmente la cuenca del Putumayo cuenta con un modelo de fluidos desarrollado por Avendaño y Gutiérrez presentado en [1] , el cual fue generado mediante el enfoque de Ecuación Cubica de Estado, que permite modelar con un razonable grado de precisión (porcentaje de error menor al 10%) las principales propiedades PVT (°API, Gravedad Especifica del Gas, Presión de Saturación y Relación Gas-Aceite), sin embargo dicho modelo no valora el efecto independiente de cada uno de los efectos de difusión (térmicos, moleculares y de presión).

Es por todo esto que el proyecto de grado *Evaluación de la influencia de los fenómenos de difusión sobre los modelos de variación composicional con profundidad (CvsD) en sistemas de hidrocarburos con contenidos inusuales de CO₂ disuelto a condiciones iniciales*, se ha propuesto evaluar el efecto de cada uno de los fenómenos de difusión presentes en los sistemas de hidrocarburos de la cuenca del Putumayo, permitiendo reducir la incertidumbre existente en el modelo de variación de composición con profundidad existente y con esto determinar la influencia que tendrán dichos fenómenos sobre las propiedades PVT en los sistemas de equilibrio o no equilibrio de fases.

Para ello, se inicia con la descripción teórica de los fenómenos de difusión, en la cual se enfatiza en las leyes termodinámicas y las ecuaciones que permiten modelar el comportamiento de dichos efectos; mediante el desarrollo de simulaciones de modelos isotérmicos se determina la influencia de la difusión causada por los efectos de la presión sobre el sistema de fluidos.

Una vez evaluado los efectos de la presión sobre el sistema de fluidos se valora la influencia de los fenómenos de la difusión térmica por independiente sobre los modelos de variación de composición de profundidad en los sistemas de hidrocarburos existentes, finalizando con el análisis de de los fenómenos de difusión cruzados que tienen una influencia directa sobre el gradiente de propiedades PVT mediante el análisis de fenómenos de difusión molecular asociados a difusión térmica con los modelos generados.

OBJETIVOS

Objetivo General

Evaluar la influencia de los fenómenos de difusión sobre los modelos de variación composicional con profundidad (CvsD) en sistemas de hidrocarburos con contenidos inusuales de CO₂ disuelto a condiciones iniciales.

Objetivos Específicos

- Describir los fenómenos de difusión y cuál es su influencia en los gradientes de propiedades PVT de un yacimiento de hidrocarburos.
- Determinar la influencia de la difusión causada por los efectos de la presión sobre los sistemas de fluidos de la formación Caballos.
- Establecer la influencia de los fenómenos de difusión térmica sobre el gradiente de propiedades PVT en sistemas de hidrocarburos con contenidos inusuales de CO₂.
- Analizar los resultados de los fenómenos de difusión cruzados que tienen una influencia directa sobre el gradiente de propiedades PVT en sistemas de fluidos con contenidos inusuales de CO₂.

1. FUNDAMENTOS CONCEPTUALES

En este capítulo se presentan los conceptos básicos utilizados en la caracterización y modelamiento de los fluidos de yacimiento, adicionalmente se describen las diferentes escuelas termodinámicas que modelan los fenómenos difusivos que se presentan en los yacimientos de hidrocarburos y que influyen de manera directa sobre la variación composicional con profundidad y el gradiente de propiedades PVT.

1.1. Caracterización de fluidos

El análisis y entendimiento de las propiedades de los fluidos son parte fundamental en la caracterización de los yacimientos de hidrocarburos, porque juegan un papel clave en el diseño y optimización de las estrategias de producción/inyección y las facilidades de superficie para una gestión eficiente del yacimiento. [2]

Para realizar una adecuada caracterización de los fluidos es necesario seguir de manera consistente los siguientes pasos: [2]

1. Adquisición de muestras representativas.
2. Identificación de servicios de laboratorio confiables para desarrollar las medidas PVT.
3. Implementar procesos QA/QC que aseguren la calidad de la información.
4. Desarrollar modelos matemáticos que capturen de manera precisa los cambios en las propiedades de los fluidos en función de la presión, composición y temperatura.

El desarrollo de modelos matemáticos, que capturen las propiedades de los fluidos, son necesarios para generar y analizar escenarios de simulación numérica de yacimientos. Para el desarrollo de los modelos de fluidos existen diferentes acercamientos dentro de los cuales se encuentran los modelos Black-Oil hechos a partir de correlaciones, las formulaciones pseudocomposicionales generadas a partir de las modificaciones de los modelos Black-Oil y los modelos completamente composicionales generados utilizando ecuaciones cúbicas de estado (EOS). [2]

1.2. Modelos de fluidos

Los modelos Black-Oil generados a partir de correlaciones realizan la simple suposición de que los componentes del gas tan solo se encuentran presentes en el gas y en el aceite, adicionalmente también se supone que los componentes del aceite únicamente se encuentran disueltos en el aceite, es decir que bajo estas suposiciones el gas que se encuentra en estos yacimientos es un gas seco, el cual no contiene hidrocarburos condensables líquidos. Estos modelos son válidos siempre y cuando la relación gas-aceite inicial sea menor a $100 \text{ m}^3 / \text{m}^3$ y puede ser adecuada hasta relaciones gas-aceite de $150 \text{ m}^3 / \text{m}^3$. [3]

Las formulaciones pseudocomposicionales son generadas a partir de los modelos Black-Oil con el objetivo de representar el comportamiento de fluidos con comportamientos más complejos, con presencia de líquidos condensables dentro de la fase gaseosa del hidrocarburo. La modificación principal de estos modelos consiste en realizar una expansión de los componentes del aceite con el objetivo de representar mejor el comportamiento PVT de gases condensados y aceites volátiles.

1.3. Modelo de Ecuación Cúbica de Estado

Las ecuaciones cúbicas de estado son ecuaciones simples que relacionan presión, volumen y temperatura (PVT). Este conjunto de ecuaciones puede describir de manera precisa el comportamiento volumétrico y de fases de componentes puros y mezclas, requiriendo solo las propiedades críticas y el factor acéntrico de cada componente. [4]

Los modelos de ecuaciones cúbicas de estado fueron desarrollados a partir de los años 1970s y 1980s y proporcionaron una importante herramienta para describir fluidos complejos con comportamientos cercanos al punto crítico, vaporizaciones fuertes y condensación retrograda. [3]

La Ecuación Cúbica de Estado de Peng-Robinson empezó a utilizarse en la industria del petróleo desde el año 1978. La ecuación PREOS es por costumbre, ampliamente utilizada en la industria del petróleo y se utiliza con mucha más frecuencia que la Ecuación Cúbica de Estado de Soave-Redlich-Kwong. [3]

1.3.1. Ecuación Cúbica de Estado de Peng-Robinson

En el año 1976, los científicos Peng y Robinson propusieron una ecuación de dos constantes que creó grandes expectativas en la mejora de las predicciones de las EOS, particularmente en la predicción de la densidad de los líquidos. A continuación, se presenta la ecuación de Peng-Robinson: [4]

Ecuación 1

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

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

El modelamiento de fluidos basado en EOS involucra muchos pasos críticos en su desarrollo, dentro de los cuales se incluye, la selección adecuada de los componentes, la correcta caracterización de la fracción C_{7+} , la incorporación de cálculos robustos de equilibrio de fases (minimización de la energía libre de Gibbs), técnicas de solución que aseguren convergencia y rigurosos métodos de regresión que aseguren que el modelo se ajuste a la data de laboratorio. [2]

1.3.2. Ecuación Cúbica de Estado de Soave-Redlich-Kwong

EOS obtenida a partir de la primera modificación de la forma simple de la ecuación de Redlich-Kwong, en la cual el parámetro (a) presenta una relación dependiente con la temperatura, generando que la curva de presión de vapor pueda ser reproducida correctamente. [5] Esta ecuación requiere del ingreso de tres parámetros por compuesto puro: T_c , P_c y ω . [6] y se caracteriza por brindar mejores resultados para los cálculos de VLE. [3]

1.4. Inicialización del modelo de fluidos y gradiente de propiedades PVT

Ajustada la ecuación de estado del modelo de fluidos, es necesario realizar la inicialización de este, la cual involucra una contextualización geológica y de producción, que involucre todos los datos que permitan robustecer el modelo y disminuir la incertidumbre con respecto al comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento de hidrocarburos.

Posteriormente, con el modelo de EOS ajustado se realizan los escenarios de gradiente composicional o gradiente de propiedades PVT en los cuales es posible observar la variación con profundidad y lateral de estas propiedades. Estos modelos son alimentados con los valores calibrados de las EOS a unas condiciones de profundidad, presión y temperatura de referencia específicas en cada bloque o compartimiento geológico del yacimiento.

Los modelos de variación composicional con profundidad (CvsD) permiten predecir la variación de propiedades PVT, así como la localización del contacto gas-petróleo (GOC). La variación composicional se genera por muchas diferentes razones: [7]

1. La gravedad segrega los componentes pesados hacia la base de la estructura y los componentes livianos hacia el tope de la estructura.
2. La difusión térmica (generalmente) segrega los componentes livianos hacia la base de la estructura, donde se encuentran mayores temperaturas, y los componentes pesados hacia el tope donde se encuentran las menores temperaturas de la estructura.
3. La convección térmica inducida crea sistemas de fluidos mezclados con composiciones más o menos constantes, normalmente asociados a yacimientos fracturados o de muy alta permeabilidad.
4. La migración y distribución en equilibrio de los hidrocarburos no se ha completado aún, ya que el tiempo requerido para la difusión a través de kilómetros puede ser de decenas de millones de años.
5. El flujo dinámico de un acuífero que pasa a través del yacimiento y que contacta tan solo una parte lateral del mismo puede crear una discontinuidad del depletamiento de los componentes livianos como el metano.
6. La precipitación de asfáltenos (a) durante la migración de los hidrocarburos puede ocasionar una variación de la distribución de los tipos de crudo en capas de baja y alta permeabilidad; y (b) en la parte inferior del yacimiento es causada por la termodinámica no ideal y las fuerzas gravitacionales.
7. Distribución variable de los tipos de hidrocarburos (parafinas y aromáticos) dentro de las fracciones C_{7+} .
8. Biodegradación lateral y con profundidad variable puede causar un cambio significativo, por ejemplo, en el contenido de H_2S y la gravedad API.

9. Concentraciones regionales de metano que pueden migrar a yacimientos vecinos teniendo grados de saturación de gas variables, por ejemplo, bloques vecinos fallados con variaciones desde sistemas gas-petróleo saturados hasta sistemas de petróleo altamente subsaturado.
10. Múltiples fuentes de roca migrando de manera diferencial dentro de las diferentes capas y unidades geológicas.

El cálculo de variación de composición con profundidad normalmente se basa en la suposición de que todos los componentes tienen flujo másico cero y existen en un estado estacionario en ausencia de convección. [7]

Para satisfacer la condición de flujo neto composicional cero, se utiliza un balance de ecuaciones de flujo o fuerzas motoras. Las fuerzas motoras consideradas incluyen:

1. Energía química.
2. Gravedad.
3. Gradiente térmico.

La ecuación general que deben satisfacer todos los componentes es:

Ecuación 2

$$\sum_{k=1}^{n-1} \left(\frac{\partial \mu_i}{\partial x_k} \right)_{p,T,x_{j \neq k}} \nabla x_k = F_{Gi} - F_{Ti} \frac{\nabla T}{T}$$

Ecuación 3

$$F_{Gi} = (M_i - \rho V_i) g$$

donde μ_i es el potencial químico, x_i es la fracción molar, V_i es el volumen molar parcial, M_i es el peso molecular del componente i , ρ es la densidad másica y g es la aceleración debido a la gravedad. F_{Ti} es el término utilizado para calcular el flujo debido a la difusión térmica del componente i . [7]

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, la variación composicional está directamente relacionada con la distribución de las especies al interior del yacimiento de hidrocarburos, la cual es afectada, en resumen, por cuatro mecanismos distintos: [8]

1. Difusión térmica.
2. Difusión por presión.

3. Difusión molecular.
4. Convección natural.

1.5. Difusión

Se define como la transferencia o el movimiento molecular individual a través de un fluido por medio de desplazamientos individuales y desordenados de las moléculas. [9] El perfil de concentración de la sustancia tiende a comportarse como una línea recta después de un tiempo t de iniciarse la difusión. [10]

1.5.1. Ecuaciones fenomenológicas

En una mezcla que consta de n componentes ($n \geq 2$), donde no existe generación de calor, disipación viscosa o reacción química, y donde la única fuerza externa es la fuerza de gravedad \vec{F} , la fuerza de producción de entropía σ (producción de entropía por unidad de tiempo y volumen) puede ser escrita como: [11]

Ecuación 4

$$\sigma = -\frac{1}{T^2} \vec{J}_q \cdot \vec{\nabla} T - \frac{1}{T} \sum_{k=1}^n \vec{J}_k \cdot \left(\frac{T}{M_k} \vec{\nabla} \frac{\mu_k}{T} - \vec{F} \right)$$

donde \vec{J}_q es el flujo de calor, T es la temperatura, y M_k , μ_k , \vec{J}_k son el peso molecular, el potencial químico y el flujo de difusión molar relativo a la velocidad promedio molar del componente k , respectivamente.

De acuerdo con la demostración presentada por Ghorayeb y Firoozabadi en [11], se tiene que las ecuaciones fenomenológicas para el flujo de calor y el flujo de difusión son:

Ecuación 5

$$\vec{J}_q = L'_{qq} \frac{\vec{\nabla} T}{T^2} - \frac{1}{T} \sum_{k=1}^{n-1} L_{qk} \cdot \vec{\nabla}_T \left(\frac{\mu_k}{M_k} - \frac{\mu_n}{M_n} \right)$$

Ecuación 6

$$\vec{J}_i = L'_{iq} \frac{\vec{\nabla} T}{T^2} - \frac{1}{T} \sum_{k=1}^{n-1} L_{ik} \cdot \vec{\nabla}_T \left(\frac{\mu_k}{M_k} - \frac{\mu_n}{M_n} \right)$$

respectivamente. En la **Ecuación 5** y **Ecuación 6**, $L'_{qq}, L_{qk}, L'_{iq}, L_{ik}$ son los coeficientes fenomenológicos de Onsager.

1.5.2. Relaciones de Onsager

Las relaciones reciprocas de Onsager establecen que, siempre que se haga una elección adecuada para los flujos y las fuerzas, la matriz de los coeficientes fenomenológicos es simétrica. Se ha demostrado que estas relaciones tienen una implicación en la propiedad de “reversibilidad microscópica”, que es la simetría de todas las ecuaciones mecánicas del movimiento individual de las partículas con respecto al tiempo t . Las relaciones reciprocas de Onsager son el resultado de las mediciones globales de simetría Lagrangiana, la cual está relacionada con la entropía del sistema considerado. [10]

1.5.3. Expresiones de difusión

De acuerdo con la demostración presentada en [11] por Ghorayeb y Firoozabadi, se definen los siguientes vectores columna y matrices:

Ecuación 7-15

$$J \equiv [J_i] \equiv \vec{J}_i \quad i = 1, \dots, n - 1,$$

$$L \equiv [L_{ij}] \equiv L_{ij} \quad i, j = 1, \dots, n - 1,$$

$$D \equiv [D_{ij}] \equiv a_{in} D_{in} \delta_{ij} \quad i, j = 1, \dots, n - 1,$$

$$M \equiv [M_{ij}] \equiv \frac{M_i x_i}{L_{ij}} \delta_{ij} \quad i, j = 1, \dots, n - 1,$$

$$W \equiv [W_{ij}] \equiv \frac{M_j x_j + M_n x_n \delta_{ij}}{M_j} \quad i, j = 1, \dots, n - 1,$$

$$F \equiv [F_{ij}] \equiv \left. \frac{\partial \ln f_i}{\partial x_j} \right|_{x_j, T, P} \quad i, j = 1, \dots, n - 1,$$

$$\nabla x \equiv [\nabla x_i] \equiv \vec{\nabla} x_i \quad i = 1, \dots, n - 1,$$

$$K_T \equiv [K_{Ti}] \equiv M \frac{K_{Ti}}{T} \quad i = 1, \dots, n - 1,$$

$$V \equiv [V_i] \equiv \frac{1}{RT} \left[\sum_{j=1}^{n-1} x_j \bar{V}_j + \frac{M_n x_n}{M_i} \bar{V}_i - \frac{1}{c} \right] \quad i = 1, \dots, n - 1,$$

Para que la difusión de un sistema puede ser presentada de forma vectorial de la siguiente forma:

Ecuación 16

$$J = -c(D \cdot M \cdot L \cdot W \cdot F \cdot \nabla x + D \cdot K_T \vec{\nabla} T + D \cdot M \cdot L \cdot V \vec{\nabla} P)$$

Donde

Ecuación 17

$$D^M = D \cdot M \cdot L \cdot W \cdot F$$

Ecuación 18

$$D^T = D \cdot K_T$$

Ecuación 19

$$D^P = D \cdot M \cdot L \cdot V$$

Entonces la expresión de difusión de flujo en un vector compacto es:

Ecuación 20

$$J = -c(D^M \cdot \nabla x + D^T \cdot \vec{\nabla} T + D^P \cdot \vec{\nabla} P)$$

En el lado derecho de la expresión, el primero, segundo y tercer término representan la difusión molecular, térmica y de presión respectivamente.

1.5.4. Difusión térmica

El análisis de la difusión térmica o efecto Soret es importante para el estudio de la variación composicional en los yacimientos de hidrocarburos y para la separación de mezclas isotópicas, entre otros usos. Estudios previos indican que la difusión térmica es sensible a detalles de interacción moleculares, tamaño y forma de las moléculas, y su magnitud es dominada por condiciones termodinámicas. [12]

En ausencia de gravedad, un gradiente de temperatura puede inducir a un gradiente composicional por difusión térmica. Este efecto normalmente se refiere al efecto Soret, donde la **Ecuación 2** se simplifica en: [7]

Ecuación 21

$$\sum_{k=1}^{n-1} \left(\frac{\partial \mu_i}{\partial x_k} \right)_{p,T,x_{j \neq k}} \nabla x_k = -F_{Ti} \frac{\nabla T}{T}$$

Normalmente, la difusión térmica se expresa en términos de la relación de difusión térmica dimensional k_{Ti} , que se define: [7]

Ecuación 22

$$\nabla x_k = -k_{Ti} \frac{\nabla T}{T}$$

La cual representa el balance de flujos resultantes de gradiente composicional gobernado por la ley de Fick y la difusión térmica.

Muchos acercamientos teóricos han sido sugeridos en la literatura para describir la difusión térmica en mezclas binarias con grados variables de éxito. Entre las teorías más importantes de estos modelos está el modelo de Rutherford basado en la teoría cinética de la termodinámica irreversible, el modelo de Haase de la teoría fenomenológica de la termodinámica irreversible, y el modelo de Kempers de la maximización de la función de partición de las dos bombillas idealizadas.

Estos modelos tan solo realizaron una descripción cualitativa, en mezclas de hidrocarburos binarias, de los fenómenos difusivos porque tenían muchas aproximaciones en sus formulaciones y sus cálculos; adicionalmente solo tenían en cuenta la termodinámica de equilibrio e ignoraban el efecto de la termodinámica de no equilibrio. Es bien conocido que el factor de difusión térmica es una propiedad de no equilibrio y su formulación adecuada requiere del conocimiento de las propiedades de equilibrio y no equilibrio. [12]

Los factores de difusión térmica en mezclas de tres o más componentes pueden diferir significativamente de estos mismos determinados en mezclas binarias. Por ejemplo, data experimental de los factores de difusión térmica en mezclas binarias C₁/C₂, C₁/C₃ y C₁/C₄ muestran que el metano se segrega hacia la región caliente. En contraste, en la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos el metano normalmente ha estado en la región fría. Estos resultados muestran que la

segregación del metano en una mezcla no ideal con más de dos componentes en un proceso no isotérmico no puede ser determinada utilizando los resultados binarios y el signo de los factores de difusión térmica es irrelevante para definir la dirección de la segregación composicional en las regiones fría y caliente. [12]

La difusión térmica, especialmente el término k_{Ti} (relación de difusión térmica), ha sido trabajado en ingeniería desde diferentes enfoques, generando escuelas con perspectivas distintas y resultados que varían entre sí, a continuación, se presenta una explicación de las diferentes escuelas y su modelamiento termodinámico de la difusión térmica.

1.5.4.a Modelo de Haase. El científico Rolf Haase en [13], define el término k_{Ti} en función de la entalpía molar parcial y los pesos moleculares de los componentes y de la mezcla. A continuación, se presenta la ecuación propuesta por Haase para modelar la difusión térmica: [7]

Ecuación 23

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

Donde M_i corresponde al peso molecular del componente i , M_m es el peso molecular de la mezcla, H_i es la entalpía molar parcial del componente i y H_m se define como la entalpía molar parcial de la mezcla. La entalpía molar parcial es calculada por medio de la ecuación cúbica de estado y se requiere conocer una estimación de las capacidades caloríficas ideales y su dependencia de la temperatura por componente C_p . La entalpía molar parcial de la mezcla y el peso molecular de la mezcla se calculan de la siguiente forma: [7]

Ecuación 24

$$H_m = \sum_{i=1} x_i H_i$$

Ecuación 25

$$M_m = \sum_{i=1} x_i M_i$$

Este modelo asume que toda la transferencia de calor se origina del transporte molecular. [14]

1.5.4.b Modelo de Kempers. El modelo matemático presentado en [15] por L. J. T. M. Kempers y que sirve para describir el efecto Soret (difusión térmica), muestra un experimento desarrollado utilizando dos bombillas interconectadas por un tubo lo suficientemente pequeño como para despreciar la convección, en las cuales se varía la temperatura de una de estas y es posible observar la difusión dentro del montaje. La ecuación que describe la difusión térmica es la siguiente: [7]

Ecuación 26

$$k_{Ti} = \frac{1}{V_m} (V_i H_m - V_m H_i)$$

Donde V_i corresponde al volumen molar parcial del componente i , V_m es el volumen molar parcial de la mezcla, H_i es la entalpía molar parcial del componente i y H_m se define como la entalpía molar parcial de la mezcla. El volumen molar parcial es calculado por medio de la ecuación cúbica de estado. El volumen molar parcial de la mezcla se calcula de la siguiente manera: [7]

Ecuación 27

$$V_m = \sum_{i=1} x_i V_i$$

1.5.4.c Modelo de Belery – da Silva. Este modelo parte de una formulación que describe los efectos combinados de la gravedad y la difusión térmica para un sistema con flujo másico neto de cero. Después de varios intentos y aproximaciones. Ellos seleccionaron el método de Dougherty y Drickamer propuesto en [16]. Belery y da Silva extendieron la formulación (originalmente válido solo para sistemas binarios) a sistemas multicomponente. [4] A continuación se presenta la ecuación matemática que representa el modelo: [7]

Ecuación 28

$$k_{Ti} = -\frac{1}{2\bar{V}} (V_i \Delta U_m^* - V_m \Delta U_i^*)$$

Donde el volumen parcial molar de la mezcla se calcula con la **Ecuación 27** y el término \bar{V} de la siguiente manera: [7]

Ecuación 29

$$\bar{V} = \frac{M_m}{\sum_i (M_i/V_i)}$$

Y el peso molecular de la mezcla se calcula con la **Ecuación 25**.

La energía parcial molar de activación para el componente i esta dada por: [7]

Ecuación 30

$$\Delta U_i^* = \left(\frac{\partial \Delta U_m^*}{\partial n_i} \right)_{p,T,n_k}$$

Donde n es el número de moles. El término ΔU_m^* esta en función de la relación viscosidad-densidad, definida por: [7]

Ecuación 31

$$\Delta U_m^* \equiv \left[R \left(\frac{\partial \ln \left(\frac{\mu}{\rho} \right)}{\partial \left(\frac{1}{T} \right)} \right)_{p,x_i} - pT \left(\frac{\partial \ln \left(\frac{\mu}{\rho} \right)}{\partial p} \right)_{T,x_i} \right]$$

1.5.4.d Modelo de Pedersen-Lindeloff. Este modelo termodinámico tiene su fundamento en el modelo de difusión térmica de Haase, previamente descrito, para el cual es necesario conocer el valor de la entalpía molar parcial del componente i , y calcular la entalpía molar parcial de la mezcla H_m , es en el cálculo de esta propiedad que difiere un modelo del otro. La relación de difusión térmica k_{Ti} de Haase puede escribirse también de la siguiente forma: [17]

Ecuación 32

$$k_{Ti} = M_i \left(\frac{H_m}{M_m} - \frac{H_i}{M_i} \right)$$

Para utilizar la **Ecuación 32** es necesario evaluar la entalpía absoluta. Los libros de termodinámica aplicada sugieren no evaluar entalpías absolutas, pero en cambio, evaluar la entalpía (H) relativa a la entalpía (H^0) en algún estado de referencia. [17]

Ecuación 33

$$H^{abs} = H + H^0 \Rightarrow H = H^{abs} - H^0$$

El estado de referencia puede ser, por ejemplo, gas ideal a 273.15 K. El uso de H en lugar de H^{abs} no genera ningún problema en los cálculos de balance de calóricos en componentes puros o mezclas de composición constante. Una mezcla es calentada del estado con entalpía H_1^{abs} a un estado con entalpía H_2^{abs} , el incremento de entalpía puede ser expresado como: [17]

Ecuación 34

$$\Delta H = H_2^{abs} - H_1^{abs} = (H_2 + H^0) - (H_1 + H^0) = H_2 - H_1$$

La entalpía de referencia se cancela y no requiere ser evaluada.

En los yacimientos de hidrocarburos la situación es diferente, la composición cambia con la profundidad y es necesario evaluar las entalpías molares absolutas parciales.

Pedersen y Lindeloff usaron la información obtenida por Rutherford and Roof en 1959 en sus análisis de difusión térmica de la mezcla C₁-nC₄ y los resultados obtenidos de las pruebas realizadas por Haase en 1971 de la mezcla C₁-C₃ y sugirieron entalpías de referencia en estado de gas ideal para los componentes puros N₂, CO₂, C₁-C₆ y C₇₊ [18]. Utilizando estos valores referencia de entalpía y obteniendo las entalpías relativas al estado de referencia, se obtendrá un H_i/M mayor para el C₁ que para el C₃ y el nC₄, generando que el metano se segregue hacia la zona caliente. En una mezcla con alto contenido de C₇₊, el C₁ tendrá un menor valor de H_i/M y de acuerdo con este modelo el metano se segregará hacia la zona fría. [17]

1.5.4.e Modelo de Shukla-Firoozabadi-Ghorayeb. El modelo teórico propuesto en [12], desarrollado para describir la difusión térmica en mezclas multicomponente, involucra un nuevo término en su modelo matemático, un valor semi-empírico denominado $Tao \tau_i$ el cual se utiliza en el cálculo del *Heat of Transport*, el cual surge de mediciones científicas de composiciones en estado estacionario tanto en el lado frío como en el caliente del equipo experimental utilizado sin la influencia del campo gravitacional. La ecuación presentada en el modelo matemático para describir el término k_{Ti} es la siguiente:

Ecuación 35

$$k_{Ti} = \frac{M_i x_i M_n x_n}{MRT} \left(\frac{Q_i^*}{M_i} - \frac{Q_n^*}{M_n} \right)$$

El término *Heat of Transport* Q_k para el componente k , surge de combinar el concepto de la termodinámica irreversible y la teoría cinética molecular y se calcula de la siguiente forma: [12]

Ecuación 36

$$Q_k^* = Q_k - \bar{H}_k$$

donde \bar{H}_k corresponde a la entalpía molar parcial del componente k y Q_k^* se conoce como *Net Heat of Transport* y puede ser calculado mediante la expresión propuesta por Shukla y Firoozabadi generalizada para el componente i th. [12]

Ecuación 37

$$Q_i^* = -\frac{\Delta\bar{U}_i}{\tau_i} + \left[\sum_{j=1}^n \frac{x_j \Delta\bar{U}_j}{\tau_j} \right] \frac{\bar{V}_i}{\sum_{j=1}^n x_j \bar{V}_j}$$

Donde $\Delta\bar{U}_i$ es la salida de energía interna molar parcial del componente i , τ_i se define como:

Ecuación 38

$$\tau_i = \Delta U_i^{vap} / \Delta U_i^{vis}$$

y ΔU_i^{vap} , ΔU_i^{vis} son la energía de vaporización y la energía de flujo viscoso del componente puro i , respectivamente.

Este modelo sugiere que, así como en las mezclas binarias, para mezclas multicomponente donde los coeficientes de difusión molecular cruzada son despreciables, la relación de difusión térmica k_{Ti} no depende de los coeficientes de difusión molecular, estos son función de la temperatura, la composición, el peso molecular y el término mencionado *Net Heat of Transport*. Sin embargo, incluso en este caso, los factores de difusión térmica para mezcla multicomponente difieren de los de mezclas binarias, ya que el valor del *Net Heat of Transport* es diferente para cada componente en mezclas binarias y multicomponente. [12]

1.5.5. Difusión por presión

La difusión generada por la presión (segregación gravitacional) es la separación de los componentes a causa del gradiente de presión, es despreciable en dirección horizontal siempre y cuando exista convección natural, pero puede ser significativa en dirección vertical debido al gradiente de presión vertical. [8]

En los yacimientos de hidrocarburos de un espesor considerable se han observado variaciones composicionales a lo largo de la columna. La fracción molar

de los hidrocarburos livianos decrece, mientras que las fracciones pesadas se incrementan desde el tope hacia la base de la estructura. [19]

De acuerdo con la **Ecuación 20** la difusión generada por la segregación gravitacional D^P puede ser expresado de la siguiente forma: [11]

Ecuación 39

$$D_i^P = a_{in} D_{in} \frac{M_i x_i}{RT L_{ii}} \sum_{k=1}^{n-1} L_{ik} \sum_{k=1}^{n-1} x_j \bar{V}_j + \frac{M_n x_n}{M_k} \bar{V}_k - \frac{1}{c}$$

Donde \bar{V} es el volumen parcial molar, y los parámetros a_{in} y D_{in} se calculan de la siguiente forma:

Ecuación 40

$$a_{in} = \frac{M_i M_n}{M^2}$$

Ecuación 41

$$D_{in} = \frac{M^2 R L_{ii}}{c M_i^2 M_n^2 x_i x_n}$$

En la cual c es la densidad parcial molar, L_{ii} son los coeficientes fenomenológicos, M es el peso molecular y R es la constante de gases ideales.

1.5.6. Difusión molecular

La difusión molecular es un fenómeno de transferencia de masa que cuantifica el transporte neto de las moléculas de una región con mayor concentración a una de menor concentración, debido a un movimiento aleatorio de las partículas que buscan igualar las concentraciones en las regiones. [11]

De acuerdo con la **Ecuación 20** la difusión generada por la variación en concentraciones D^M puede ser expresado de la siguiente forma: [11]

Ecuación 42

$$D_{il}^M = a_{in} D_{in} \frac{M_i x_i}{L_{ii}} \sum_{k=1}^{n-1} L_{ik} \sum_{k=1}^{n-1} \frac{M_j x_j + M_n x_n \delta_{jk}}{M_j} \frac{\partial \ln f_j}{\partial x_l} \Big|_{x,T,P}$$

Se puede afirmar que el flujo de difusión en una mezcla de n componentes es una función de los gradientes fracciones molares y D_{il}^M es función de los coeficientes fenomenológicos y las fracciones molares, deduciendo que la relación entre los

coeficientes fenomenológicos y los coeficientes de difusión molecular está dada de la siguiente manera. [11]

Ecuación 43

$$L = (D \cdot M)^{-1} \cdot D^M \cdot (W \cdot F)^{-1}$$

Ecuación 44

$$D^{M^T} = (W \cdot F)^T \cdot D^M \cdot (W \cdot F)^{-1}$$

Ecuación 45

$$L \cdot W \cdot F = D^{-1} \cdot M^{-1} \cdot D^M$$

Ecuación 45

$$D^{M^T} \cdot W \cdot F = (W \cdot F)^T \cdot D^M$$

De acuerdo con la **Ecuación 43**, la **Ecuación 44** y la **Ecuación 45** se puede observar las relaciones entre D^{M^T} y D^M : [11]

1.5.7. Convección natural

La convección natural, también conocida como difusión convectiva es el transporte de materia generado a partir del movimiento total en un yacimiento y el gradiente de temperatura presente en el mismo, este fenómeno tiene un efecto significativo en la distribución de las especies resultando en una mayor variación horizontal de la composición. [20]

En los yacimientos de hidrocarburos de un espesor considerable se han observado variaciones composicionales a lo largo de la columna, generando una diferencia de concentración entre la parte superior e inferior de la misma, en donde dicha diferencia de composición de la columna aumenta con la permeabilidad hasta que se alcanza una permeabilidad óptima. [21] Esta variación composicional es producto de gradientes de temperatura horizontales que pueden generarse al interior de un yacimiento de hidrocarburos.

1.5.8. Difusión en el punto crítico

Algunos yacimientos de hidrocarburos contienen sistemas de fluidos cercanos al punto crítico. Entonces, la difusión multicomponente y la distribución espacial en el

punto crítico son de interés especial. En el punto crítico $\det(F) = 0$, lo que implica: [11]

Ecuación 47

$$\det(D^M) = 0$$

La **Ecuación 47** proporciona buenos resultados en el punto crítico para mezclas binarias, los coeficientes de difusión molecular D_{11}^M desaparecen, y en una mezcla multicomponente, el determinante de los coeficientes de difusión desaparece en el punto crítico. [11]

Los análisis de difusión de mezclas ternarias en el punto crítico fueron hechos por Taylor y Krishna en 1993, los autores mostraron que en condiciones críticas se establece una relación entre los coeficientes de difusión molecular. La combinación de las condiciones críticas y las relaciones reciprocas de Onsager implica que, para una mezcla ternaria en el punto crítico, tan solo dos coeficientes de difusión son independientes. [11]

Si se considera una mezcla multicomponente en condiciones isotérmicas y se desprecia el gradiente de presión, en estado estacionario se obtiene $D^M \cdot \nabla x = 0$ lo que implica que $\nabla x = 0$ a menos que $D^M = 0$. Esto significa que, en condiciones isotérmicas e isobáricas en el punto crítico, el estado estacionario se puede alcanzar con gradientes composicionales en el sistema. Sin embargo, lejos del punto crítico, la mezcla está en principio, homogénea. [11]

Lejos del punto crítico, las propiedades de transporte de una mezcla varían despacio generalmente con temperatura y composición. Sin embargo, cuando se aproxima al punto crítico, algunas propiedades de transporte exhiben un comportamiento singular. [11]

En el punto crítico, la relación de difusión térmica alcanza un valor finito, y el gradiente de fracción molar alcanza el infinito con el gradiente de presión o temperatura o ambos, esto significa que la fracción molar tiene un punto de inflexión cuando se grafica con la profundidad. [11]

1.5.9. Modelo de variación composicional (CvsD)

Resulta imposible modelar numéricamente todos los complejos fenómenos que se presentan en un yacimiento de hidrocarburos debido a que se carece de un

necesario entendimiento físico y químico del problema, las condiciones de frontera están cambiando continuamente y de manera desconocida y no se tiene toda la información física y geológica necesario para construir los modelos físicos. [7]

Sin embargo, como se mencionó anteriormente, los modelos de variación composicional con profundidad (CvsD) realizan predicciones en el cambio vertical de las propiedades PVT al interior de un yacimiento de hidrocarburos. Høier y Whitson en [7] resumen el estudio de varios casos publicados de gradientes composicionales verticales y muestran que (a) el modelo isotérmico describe cuantitativamente la variación composicional en algunos campos; (b) algunos campos casi no muestran variación composicional, aunque el modelo isotérmico predice extensas variaciones; (c) unos pocos campos tienen variaciones composicionales que son mayores que las predichas con el modelo isotérmico; y (d) algunos campos muestran variación en la composición que no son del todo similares con las predicciones del modelo de cero-flujo.

Para resolver los algoritmos de gradientes composicionales es necesario especificar la siguiente información a las condiciones de referencia:

1. Profundidad.
2. Composición del fluido.
3. Presión.
4. Temperatura.

Para los sistemas no isotérmicos, el gradiente de temperatura dT/dh también debe especificarse. Los resultados del cálculo de los gradientes incluyen composición y presión a cualquier profundidad especificada por el usuario. También es posible resolver la localización del contacto gas-petróleo (GOC). [7]

Los cálculos termodinámicos para el modelo de gradiente son hechos con modelos válidos de ecuaciones de estado, preferiblemente ajustados a la data PVT medida para un amplio rango de muestras del yacimiento. [7]

A continuación, se presentan los modelos de variación composicional con profundidad (CvsD) y algunas conclusiones de los resultados obtenidos con los diferentes modelos.

1.5.10. **Modelo isotérmico equilibrio químico/gravitacional ($\nabla T = 0$)**

En la ausencia de gradientes térmicos, una solución formal del gradiente composicional está dada por Gibbs, quien definió las condiciones del sistema en un equilibrio bajo la influencia de fuerzas externas. Para el modelo isotérmico se asume que: [7]

Ecuación 48

$$\nabla T \mu_i = RT \nabla T (\ln f_i) = M_i g$$

Donde

$$\mu_i = RT \ln f_i + \lambda_i$$

Integrando en la **Ecuación 48** la profundidad de referencia h^0 y la profundidad h de producción se tiene que: [7]

$$f_i(h) = f_i(h^0) \exp \left(- \frac{M_i g (h - h^0)}{RT} \right)$$

Los cálculos realizados con este modelo se caracterizan con el incremento de la fracción molar del C_{7+} y el punto de rocío con profundidad, mientras que la fracción molar del C_1 , GOR y punto de burbuja decrece con profundidad. El gradiente composicional decrece a medida que se incrementa el grado de insaturación. Los gradientes composicionales son más o menos lineales con profundidad a menos que los fluidos del yacimiento sean cercanos al punto crítico. [7]

Los gradientes composicionales predichos mediante el modelo isotérmico GCE son particularmente grandes si (1) las derivadas parciales del potencial químico con respecto a la composición son pequeñas (en condiciones críticas, por ejemplo), o (2) el término gravitacional F_{Gi} es grande (cuando hay presencia de asfáltenos en cantidades sustanciales). [7]

Los aceites ligeramente volátiles y los fluidos tipo aceite negro muestran gradientes composicionales pequeños y aproximadamente lineales, tanto en la zona de gas como en la zona de aceite, y con una distintiva discontinuidad en el GOC saturado. [7]

Para sistemas saturados, la observación general es que los aceites con bajo GOR presentan capas de gas con fluidos pobres, mientras que, para aceites volátiles, la capa de gas contiene ricas mezclas de hidrocarburos. [7]

1.5.11. Modelos de difusión térmica pasiva ($F_{Ti} = 0, \nabla T = 0$)

Este modelo puede ser utilizado para describir una situación hipotética donde el gradiente térmico existe, pero la difusión térmica se desprecia. Dado un ∇T y una temperatura de referencia, $T(h)$ es conocida. Bajo estas condiciones la aproximación para resolver la **Ecuación 2** numéricamente ha sido ajustar $F_{Ti} = 0$ pero incluyendo la dependencia térmica de todos los otros términos. [7]

La aproximación realizada por Padua resulta en la relación [7]

Ecuación 49

$$f_i(h) = f_i(h^0) \exp \left(- \frac{M_i g(h - h^0) + S_i(T - T^0)}{RT} \right)$$

Esta aproximación solo es válida si juntas condiciones (a) $S_i(T - T^0) = \text{constante}$ y (b) $d\lambda_i/dT$ o $d\lambda_i/dh = 0$ son satisfechas. [7]

Los modelos de difusión térmica pasiva muestran comportamientos muy similares a los obtenidos con los modelos térmicos, es decir que la variación composicional no varía significativamente entre los modelos no isotérmicos y el modelo pasivo.

1.5.12. Modelos no isotérmicos

Los modelos de variación composicional con profundidad no isotérmicos están directamente relacionados con el efecto Soret, tal como se presenta en la **Ecuación 21**. La difusión térmica es el efecto principal en este tipo de modelos.

Básicamente existen dos tipos de modelos de gradiente no isotérmico, la estimación de la difusión térmica “basados en termodinámica” o los modelos “basados en viscosidad”. Los modelos de Haase y Kempers son mejor conocidos como los modelos termodinámicos de base. El modelo de Belery-da Silva está basado en la “energía de activación” la cual es estimada mediante una correlación de viscosidad. El modelo de Shukla-Firoozabadi-Ghorayeb requiere el término empírico relacionado con la energía viscosa y de vaporización del fluido. [7] El modelo de Pedersen-Lindeloff tiene como base al modelo de Haase, es decir que se basa en un modelo termodinámico también.

Høier y Whitson encontraron en [7] que los gradientes composicionales se reducen constantemente cuando se comparan con los modelos isotérmicos, para juntos modelos basados en expresiones termodinámicas (Haase y Kempers). De

acuerdo con un ejemplo presentado, el modelo de Belery-da Silva predice un mayor punto de burbuja lo que resulta en un GOC más profundo. En contraste, el modelo de Haase reduce la variación composicional, el GOR y el punto de burbuja, se presenta una variación de 200 m en el GOC. [7]

Este ejemplo demuestra las diferencias significativas entre varios de los modelos de difusión térmica para sistemas de aceite lejos de condiciones críticas. [7]

Cerca al punto crítico, el modelo de Belery-da Silva generalmente contrarresta la gravedad. A medida que el sistema se aleja de las condiciones críticas (a mayores profundidades), el modelo tiende a exagerar el grande más allá de lo que predice el modelo isotérmico. [7]

Cuando la difusión térmica contrarresta la gravedad, se han encontrado muchos ejemplos donde el efecto térmico se opone fuertemente en contra de la segregación gravitacional y resulta potencialmente en condiciones mecánicamente inestables que naturalmente inducen a convección. [7]

En resumen, los modelos térmicos para gradientes composicionales presentan las siguientes características:

1. Los modelos de Haase y Kempers predicen un efecto térmico que se opone a los efectos gravitacionales en sistemas líquidos y gaseosos. [7]
2. El modelo de Belery-da Silva típicamente (a) reduce la variación composicional en sistemas de gas, (b) mejora los gradientes composicionales en sistemas de aceite lejos del punto crítico, y (c) contrarresta la gravedad para sistemas cercanos al punto crítico, que típicamente resulta en soluciones no físicas (mecánicamente inestables).
3. El modelo de Pedersen-Lindeloff simula gradientes de concentración mayores en un yacimiento con un gradiente T-positivo con profundidad que en un yacimiento isotérmico. [14]
4. El modelo Shukla-Firoozabadi-Ghorayeb predice variaciones composicionales con profundidad similares a los modelos de Haase-Kempers, todos contrarrestan la gravedad. [7]

1.5.13. Gradientes composicionales para yacimientos en estado no estacionario

Los modelos de variación composicional con profundidad presentados hasta el momento están establecidos para ajustar data PVT de yacimientos con distribuciones de fluidos convencionales es decir que se encuentran en estado estacionario. Sin embargo, en algunas circunstancias, particularmente en sistemas de fluidos permeables y de maduración reciente, las acumulaciones de hidrocarburos son sujeto de flujos de gas, los cuales pueden conllevar a distribuciones de fluidos no convencionales. [22]

Tal como se ha presentado a lo largo del documento, existen diferentes herramientas y modelos que permiten calcular la contribución gravitacional y de la temperatura en la distribución de las especies al interior del yacimiento. En muchos campos, sin embargo, los perfiles calculados difieren de la realidad. Estas discrepancias son por la entrada de fuerzas externas: el flujo masico de componentes livianos en las propiedades de yacimiento. [23]

Los modelos dominados por la segregación gravitacional permiten calcular en muchas situaciones la variación composicional de los yacimientos y la mayoría de software PVT incluyen la opción para hacerlo. Desafortunadamente en muchos casos, el perfil de composición actual no puede ser calculado con únicamente esta fuerza. Las fuerzas capilares pueden llevar a diferencias significativas en los yacimientos de dos fases y el gradiente térmico es en parte responsable por estas discrepancias, pero la diferencia más notable ciertamente viene de la situación dinámica del yacimiento. [23]

Se ha establecido que el tiempo característico para la redistribución de los componentes dentro de un yacimiento es muy pequeño comparado con la escala de tiempo geológica. Esto se debe a la eficiencia de la convección natural inducida por la heterogeneidad de densidades durante el proceso de llenado o por el gradiente geotérmico. La redistribución puede estar activa durante periodos significativos en dos casos. El primero es observado cuando la presión está incrementándose en una trampa donde el fluido inicialmente estaba separado en dos fases, la segunda puede ser observada en un yacimiento sometido a significativos flujos difusivos de gas combinados con procesos de biodegradación en el contacto agua-petróleo. En

el primer caso, la difusión es el único mecanismo posible para una redistribución de los componentes entre dos fases, y el tiempo de difusión a través de toda la columna de fluido puede ser muy largo.

Si el incremento de presión es significativo durante este periodo, el gradiente composicional será forzado por la transferencia de masa en la interfase de las dos fases. En el segundo caso, si el flujo de gas se mantiene debajo de valores críticos, la columna de fluido alcanzara un estado estacionario, el cual difiere significativamente de la situación de segregación. A continuación, se presentan las ecuaciones utilizadas para modelar de estos fenómenos. [23]

La distribución de vertical de los componentes puede calcularse mediante la solución de las siguientes ecuaciones: [23]

Ecuación 50

$$\frac{\partial \log(x_i P \cdot \phi_i)}{\partial z} - \frac{M_i g}{RT} + \frac{J_{i,z}}{x_i D_i^{eff}} \frac{M}{\rho \cdot M_i} - \frac{L_{iq}}{D_i^{eff}} \frac{\partial T}{\partial z} = 0$$

Ecuación 51

$$\sum_k \left(\frac{\delta_{ik}}{x_k} + \frac{1}{\phi_i} \frac{\partial \phi_i}{\partial x_k} \right) \nabla_z x_k + \frac{(v_i \rho - M_i) g}{RT} + \frac{J_{i,z}}{x_i D_i^{eff}} \frac{M}{\rho \cdot M_i} - \frac{L_{iq}}{D_i^{eff}} \frac{\partial T}{\partial z} = 0$$

Donde $J_{i,z}$ es el componente vertical de flujo de masa externo.

Esta formulación permite calcular el estado estacionario de una columna de fluido y no es necesario modelar los procesos dinámicos que llevan a la distribución composicional observada. El gradiente de presión puede ser escrito de la siguiente manera:

Ecuación 52

$$\nabla_z P = \rho g - \frac{\nabla_z P_{fluxes} + \nabla_z P_{Soret}}{1 + R_p}$$

Donde

Ecuación 53

$$R_p = RT \frac{k \rho}{\mu M} \sum_i \frac{x_i}{D_i^{eff}}$$

Ecuación 54

$$\nabla_z P_{Soret} = RT \frac{\rho}{M} \sum_i x_i \frac{L_{iq}}{D_i^{eff}} \nabla_z T$$

Ecuación 55

$$\nabla_z P_{fluxes} = RT \sum_i \frac{J_{i,z}}{M_i D_i^{eff}}$$

La **Ecuación 52** debe ser utilizada para la corrección del gradiente de presión observado en un medio poroso para calcular la densidad in situ del fluido. La corrección será significativa solo en casos de baja movilidad. [23]

1.6. Procesos de biodegradación

La cantidad relativa de parafinas lineales (desde C₆ hasta C₁₀) que decrecen con profundidad son un buen indicador de la continuidad vertical estática y podría explicarse por degradación biológica en el contacto gas-petróleo compensado con difusión vertical. [23]

Los procesos de biodegradación consumen los componentes hidrocarburos, especialmente livianos y producen metano en el contacto gas-petróleo. La migración de hidrocarburos livianos puede explicarse por la diferencia entre el flujo de metano calculado en las capas de roca y en el yacimiento. [23]

2. PROCEDIMIENTO PARA GENERAR LOS GRADIENTES DE PROPIEDADES PVT E INICIALIZAR EL MODELO DE FLUIDOS

De acuerdo con la recopilación bibliográfica realizada y teniendo en cuenta las recomendaciones realizadas por la empresa soporte, Ecopetrol S.A., se estableció la metodología adecuada para desarrollar la inicialización del modelo de fluidos y generar los diferentes escenarios de gradientes de propiedades PVT.

Adicionalmente se utilizó el software corporativo ecoPVT+, el cual es un software PVT caracterizado por ser una herramienta moderna y útil, diseñada para calibrar un modelo termodinámico disponible con información experimental obtenida en los laboratorios, el cual aplica numerosas técnicas matemáticas, numéricas y experimentales que permiten predecir el comportamiento de fase de los fluidos del yacimiento bajo diferentes escenarios de producción.

2.1. Modelo de Ecuación cúbica de Estado

Para el desarrollo del proyecto en cuestión se revisaron los parámetros sugeridos por Avendaño y Gutiérrez en [1], en el cual se utilizó la Ecuación Cúbica de Estado de Peng-Robinson debido a su ajuste en la predicción de la densidad de los fluidos; el ajuste presentado por los autores en el desarrollo del proyecto se considera que son aceptables para generar los gradientes composicionales para los campos A, B, D, E, F.

Para realizar los gradientes composicionales del campo C fue necesario realizar algunas modificaciones en el peso molecular y los coeficientes de interacción binarios del modelo propuesto por Avendaño y Gutiérrez en [1]. El peso molecular se disminuyó con base en información de Assay tipo III revisada desde otro enfoque y los BIC'S también se disminuyeron debido a que los fluidos están cerca del punto crítico y la interacción entre gas y líquido es menor.

Los parámetros de la Ecuación Cúbica de Peng-Robinson para los campos A, B, D, E y F se presentan en la tabla 1 y los parámetros para el campo C se presentan en la tabla 3, las cuales se presentan en las siguientes páginas del documento.

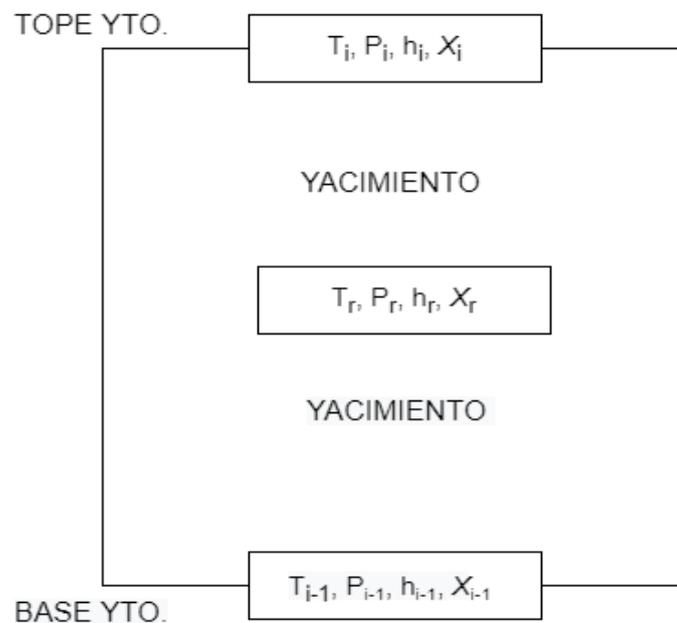
Los coeficientes de interacción binarios se presentan en la tabla 2 y la tabla 4, en las siguientes páginas del documento.

2.2. Condiciones de referencia

Para realizar los diferentes escenarios de gradientes de propiedades PVT es necesario determinar las condiciones de referencia que permitan generar modelos en los cuales sea posible identificar toda la gama de fluidos que se presenta al interior de un yacimiento de hidrocarburos, dichas propiedades se presentan a continuación exhibiendo las condiciones de contorno y frontera para un yacimiento de hidrocarburos.

Figura 1.

Condiciones de contorno y frontera de un yacimiento de hidrocarburos.



Nota. La figura presenta las condiciones de contorno para un yacimiento de hidrocarburos a lo largo de su relieve vertical.

Las condiciones de referencia necesarias para generar los gradientes de variación composicional y de propiedades PVT son una composición de referencia, una presión y temperatura de yacimiento representativas a las cuales fueron realizadas las pruebas PVT y para las cuales se debe contar con una EoS ajustada que prediga de manera razonable los valores experimentales, ya presentada anteriormente.

Adicionalmente, es necesario identificar el tope y la base estructural del yacimiento de tal manera que la información composicional y de propiedades PVT obtenida mediante la generación de los gradientes pueda ser utilizada en los modelos de simulación numérica de yacimientos, la estimación de reservas y los planes de desarrollo y explotación de los yacimientos.

Generalmente, el tope del yacimiento esta dado por la discontinuidad estratigráfica de las capas de roca, es decir, un cambio en las propiedades de la roca en la cual la roca sello, no permite la movilidad de los fluidos a través de ella. La base del yacimiento se encuentra ubicado en la interfaz petróleo-agua, debido a que es este el punto hasta el cual se encuentra hidrocarburo en el yacimiento asumiendo continuidad estratigráfica de las arenas.

Para seleccionar la composición adecuada de cada uno de los yacimientos se revisó la información presentada en [1] y siguiendo las sugerencias de manejo composicional allí presentadas, se procedió a determinar aquellas composiciones que permitieran generar un gradiente de propiedades PVT representativo de los fluidos in situ.

Los parámetros de la EOS de Peng-Robinson utilizados para los campos A, B, D, E, F se presentan en la tabla 1.

Tabla 1.

Parámetros de la EoS para los campos A, B, D, E, F.

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
N ₂ - C ₁	18.71	-272.53	0.37	65.33	-142.75	628.17	0.017	-0.1482	0.45723599	0.077796	1.5629	0.2887
C ₂	30.07	-127.39	0.45	111.00	90.05	707.98	0.099	-0.1240	0.45723599	0.077796	2.3240	0.2789
C ₃ - NC ₄	51.31	-7.95	0.55	171.57	253.09	580.07	0.174	-0.0788	0.45723599	0.077796	3.6201	0.2745
IC ₅ - C ₆	76.13	108.44	0.64	245.23	399.20	473.46	0.255	-0.0260	0.45723599	0.077796	5.2759	0.2710
C ₇ - C ₁₀	116.98	264.62	0.76	333.03	601.96	435.45	0.35	0.0010	0.45723599	0.077796	8.0869	0.2640
C ₁₁ - C ₁₅	180.49	445.51	0.82	481.64	787.25	324.12	0.522	0.0025	0.45723599	0.077796	9.4812	0.2570
C ₁₆ - C ₂₀	250.72	595.91	0.86	645.98	926.59	254.90	0.694	0.0035	0.45723599	0.077796	16.1207	0.2532
C ₂₁ - C ₂₉	343.95	742.15	0.89	864.14	1053.76	205.65	0.892	0.0044	0.45723599	0.077796	23.0159	0.2500
C ₃₀₊	608.88	1001.83	0.94	1484.08	1272.03	148.20	1.326	0.0060	0.45723599	0.077796	38.3884	0.2376

Nota. Se presentan los parámetros de la EoS de Peng-Robinson utilizados en los campos A, B, D, E y F.

Los coeficientes de interacción binarios utilizados para generar los gradientes composicionales para los campos A, B, D, E, F se presentan a continuación en la tabla 2.

Tabla 2.

BIC'S utilizados para los campos A, B, D, E, F.

	CO ₂	N ₂ - C ₁	C ₂	C ₃ - NC ₄	IC ₅ - C ₆	C ₇ - C ₁₀	C ₁₁ - C ₁₅	C ₁₆ - C ₂₀	C ₂₁ - C ₂₉
N ₂ - C ₁	0.0816	0.0000	0.0034	0.0122	0.0216	0.0339	0.0532	0.0708	0.0863
C ₂	0.1200	0.0034	0.0000	0.0027	0.0079	0.0161	0.0306	0.0447	0.0577
C ₃ - NC ₄	0.1200	0.0122	0.0027	0.0000	0.0014	0.0057	0.0154	0.0261	0.0365
IC ₅ - C ₆	0.1200	0.0216	0.0079	0.0014	0.0000	0.0015	0.0076	0.0157	0.0241
C ₇ - C ₁₀	0.1000	0.0339	0.0161	0.0057	0.0015	0.0000	0.0024	0.0076	0.0138
C ₁₁ - C ₁₅	0.1000	0.0532	0.0306	0.0154	0.0076	0.0024	0.0000	0.0015	0.0048
C ₁₆ - C ₂₀	0.1000	0.0708	0.0447	0.0261	0.0157	0.0076	0.0015	0.0000	0.0009
C ₂₁ - C ₂₉	0.1000	0.0863	0.0577	0.0365	0.0241	0.0138	0.0048	0.0009	0.0000
C ₃₀₊	0.0800	0.0959	0.0659	0.0433	0.0298	0.0183	0.0075	0.0024	0.0003

Nota. En la tabla se presentan los coeficientes de interacción binarios utilizados para los campos A, B, D, E y F.

Los parámetros de la EOS de Peng-Robinson utilizados para el campo C se presentan en la tabla 3.

Tabla 3.

Parámetros de la EoS para el campo C.

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
N ₂ - C ₁	18.71	-272.53	0.37	65.33	-142.75	628.17	0.017	-0.1482	0.45723599	0.077796	1.5629	0.2887
C ₂	30.07	-127.39	0.45	111.00	90.05	707.98	0.099	-0.1240	0.45723599	0.077796	2.3240	0.2789
C ₃ - NC ₄	51.31	-7.95	0.55	171.57	253.09	580.07	0.174	-0.0788	0.45723599	0.077796	3.6201	0.2745
IC ₅ - C ₆	76.13	108.44	0.64	245.23	399.20	473.46	0.255	-0.0260	0.45723599	0.077796	5.2759	0.2710
C ₇ - C ₁₀	115.23	264.62	0.76	333.03	601.96	435.45	0.35	0.0010	0.45723599	0.077796	8.0869	0.2640
C ₁₁ - C ₁₅	177.78	445.51	0.82	481.64	787.25	324.12	0.522	0.0025	0.45723599	0.077796	9.4812	0.2570
C ₁₆ - C ₂₀	246.96	595.91	0.86	645.98	926.59	254.90	0.694	0.0035	0.45723599	0.077796	16.1207	0.2532
C ₂₁ - C ₂₉	338.79	742.15	0.89	864.14	1053.76	205.65	0.892	0.0044	0.45723599	0.077796	23.0159	0.2500
C ₃₀₊	599.75	1001.83	0.94	1484.08	1272.03	148.20	1.326	0.0060	0.45723599	0.077796	38.3884	0.2376

Nota. En la tabla se presentan los parámetros de la EoS de Peng-Robinson utilizados para el campo C.

Los coeficientes de interacción binarios utilizados para generar los gradientes composicionales para el campo C se presentan a continuación en la tabla 4.

Tabla 4.

BIC'S utilizados para el campo C.

	CO ₂	N ₂ - C ₁	C ₂	C ₃ - NC ₄	IC ₅ - C ₆	C ₇ - C ₁₀	C ₁₁ - C ₁₅	C ₁₆ - C ₂₀	C ₂₁ - C ₂₉
N ₂ - C ₁	0.0449	0.0000	0.0034	0.0122	0.0216	0.0339	0.0532	0.0708	0.0863
C ₂	0.0660	0.0034	0.0000	0.0027	0.0079	0.0161	0.0306	0.0447	0.0577
C ₃ - NC ₄	0.0660	0.0122	0.0027	0.0000	0.0014	0.0057	0.0154	0.0261	0.0365
IC ₅ - C ₆	0.0660	0.0216	0.0079	0.0014	0.0000	0.0015	0.0076	0.0157	0.0241
C ₇ - C ₁₀	0.0550	0.0339	0.0161	0.0057	0.0015	0.0000	0.0024	0.0076	0.0138
C ₁₁ - C ₁₅	0.0550	0.0532	0.0306	0.0154	0.0076	0.0024	0.0000	0.0015	0.0048
C ₁₆ - C ₂₀	0.0550	0.0708	0.0447	0.0261	0.0157	0.0076	0.0015	0.0000	0.0009
C ₂₁ - C ₂₉	0.0550	0.0863	0.0577	0.0365	0.0241	0.0138	0.0048	0.0009	0.0000
C ₃₀₊	0.0440	0.0959	0.0659	0.0433	0.0298	0.0183	0.0075	0.0024	0.0003

Nota. En la tabla se presentan los coeficientes de interacción binarios utilizados para el campo C.

De acuerdo con las indicaciones suministradas por el equipo de ingeniería de Ecopetrol S.A., las condiciones de referencia seleccionadas para cada uno de los campos se presentan a continuación:

2.2.1. Campo A

El yacimiento del campo A se encuentra dividido en dos bloques distintos, con fluidos de características similares en lo que al tipo de fluido se refiere; sin embargo, la gravedad API de los fluidos es diferente y al tratarse de unidades geológicas separadas es necesario realizar diferentes gradientes composicionales.

Se presentan la composición de referencia para cada uno de los bloques del yacimiento en la tabla 5.

Tabla 5.
Composiciones Campo A.

CAMPO	A	
	NORTE	SUR
BLOQUE		
POZO	A1	A2
TIPO DE FLUIDO	ACEITE NEGRO	ACEITE NEGRO
GRAVEDAD API	33.2	31.2
COMPONENTE	% MOL	% MOL
CO ₂	26.39	17.37
N ₂ -CH ₄	4.74	7.62
C ₂ H ₆	1.60	1.71
C ₃ -NC ₄	9.04	8.53
IC ₅ -C ₆	8.51	8.99
C ₇ -C ₁₀	18.39	18.51
C ₁₁ -C ₁₅	11.70	12.42
C ₁₆ -C ₂₀	7.02	7.89
C ₂₁ -C ₂₉	6.77	8.22
C ₃₀₊	5.85	8.74

Nota. En la tabla se muestran los dos pozos representativos del campo A, indicando el bloque al que pertenece, tipo de fluido, gravedad API y composición de estos.

Los datos de composición utilizados para el campo A fueron los sugeridos en [1] para el campo A. Las condiciones de referencia para el campo A se presentan a continuación en la tabla 6.

Tabla 6*Condiciones de Referencia Campo A.*

CAMPO	A	
	NORTE	SUR
BLOQUE		
POZO	A1	A2
PROFUNDIDAD DE REFERENCIA (ft)	5408	5590
PRESIÓN DE REFERENCIA (psig)	3090	3130
TEMPERATURA DE REFERENCIA (°F)	194	178
TOPE DEL YACIMIENTO (ft)	4408	4590
BASE DEL YACIMIENTO (ft)	6408	6590

Nota. En la tabla se muestran las condiciones de referencia (Profundidad, presión, temperatura, tope y base del yacimiento) para los pozos representativos del campo A.

2.2.2. Campo B

El campo B al igual que el campo A se encuentra dividido en dos compartimentos diferentes. Los fluidos del bloque norte difieren de una manera notoria y significativa con los fluidos del bloque sur, en el bloque norte hay presencia de aceite negro, mientras que en el bloque sur el fluido corresponde a un gas condensado. En la tabla 7 se presentan las composiciones de los fluidos del campo B.

Tabla 7.*Composiciones Campo B.*

CAMPO	B	
	NORTE	SUR
BLOQUE		
POZO	B1	B2
TIPO DE FLUIDO	ACEITE NEGRO	GAS CONDENSADO
GRAVEDAD API	31.1	38.1
COMPONENTE	% MOL	% MOL
CO ₂	51.84	93.29
N ₂ -CH ₄	7.46	2.94
C ₂ H ₆	1.73	0.34
C ₃ -NC ₄	5.23	1.14
IC ₅ -C ₆	4.21	0.74
C ₇ -C ₁₀	10.92	0.98
C ₁₁ -C ₁₅	6.95	0.35
C ₁₆ -C ₂₀	4.17	0.13
C ₂₁ -C ₂₉	4.02	0.07
C ₃₀₊	3.47	0.01

Nota. En la tabla se muestran los dos pozos representativos del campo B, indicando el bloque al que pertenece, tipo de fluido, gravedad API y composición de estos.

Para el pozo B1 los datos de composición utilizados fueron los reportados en [1]. Mientras que, para el pozo B2, la composición tuvo que ser modificada debido a que la recombinación de gas y aceite a la que fue hecha el fluido no era representativa del yacimiento.

La composición presentada para el pozo B2 se obtuvo siguiendo las indicaciones composicionales sugeridas en [1] por Avendaño y Gutiérrez, es decir, un escenario en el cual se utilizará factor de forma alfa de 0.7 y un peso molecular reducido en un 15% para los gases condensados. La nueva composición se obtuvo de realizar una separación flash de la recombinación original, de tal manera que se llegará a una relación gas-aceite menor y por ende una presión de saturación más pequeña con respecto a la que presentaba la recombinación original, permitiendo que a condiciones de yacimiento la muestra de referencia se encuentre en una sola fase y sea posible generar el gradiente composicional.

Las condiciones de referencia utilizadas para los gradientes composicionales del campo B se presentan a continuación en la tabla 8.

Tabla 8.

Condiciones de Referencia Campo B.

CAMPO	B	
	NORTE	SUR
BLOQUE		
POZO	B1	B2
PROFUNDIDAD DE REFERENCIA (ft)	7043	7006
PRESIÓN DE REFERENCIA (psig)	3931	3606
TEMPERATURA DE REFERENCIA (°F)	223	220
TOPE DEL YACIMIENTO (ft)	6043	6006
BASE DEL YACIMIENTO (ft)	8043	8006

Nota. En la tabla se muestran las condiciones de referencia (Profundidad, presión, temperatura, tope y base del yacimiento) para los pozos representativos del campo B.

2.2.3. Campo C

El campo C, al igual que los dos campos mencionados anteriormente presenta dos bloques separados por una falla. En este campo se encuentran los tres fluidos identificados en la cuenca; en el bloque norte del campo se presenta un aceite volátil, mientras que en el bloque sur se encuentra la transición de los fluidos, en donde se tiene presencia de aceite negro hacia el flanco de la estructura y gas

condensado hacia el tope de la estructura. En la tabla 9 se presentan las composiciones de los fluidos del campo B.

Tabla 9.

Composiciones Campo C.

CAMPO	C		
	NORTE	SUR	SUR
BLOQUE			
POZO	C5	C7	C15-3
TIPO DE FLUIDO	ACEITE VOLÁTIL	GAS CONDENSADO	ACEITE VOLÁTIL CERCANO AL PUNTO CRITICO
GRAVEDAD API	42.8	51.2	35.0
COMPONENTE	% MOL	% MOL	%MOL
CO ₂	32.33	75.41	60.38
N ₂ -CH ₄	12.84	7.65	8.42
C ₂ H ₆	4.3	1.47	1.6
C ₃ -NC ₄	12.44	4.3	6.2
IC ₅ -C ₆	9.36	2.82	5.19
C ₇ -C ₁₀	13.22	4.65	8.83
C ₁₁ -C ₁₅	7.28	1.97	4.65
C ₁₆ -C ₂₀	3.73	0.88	2.27
C ₂₁ -C ₂₉	2.93	0.6	1.68
C ₃₀₊	1.56	0.25	0.78

Nota. En la tabla se muestran los tres pozos representativos del campo B.

Los datos de composición utilizados para el campo C fueron los sugeridos en [1] para el campo C; Las condiciones de referencia para el campo C se presentan a continuación en la tabla 10.

Tabla 10.

Condiciones de Referencia Campo C.

CAMPO	C		
	NORTE	SUR	SUR
BLOQUE			
POZO	C5	C7	C15-3
PROFUNDIDAD DE REFERENCIA (ft)	5060	4986	5074
PRESIÓN DE REFERENCIA (psig)	3068	3076	3091
TEMPERATURA DE REFERENCIA (°F)	186	180	179
TOPE DEL YACIMIENTO (ft)	4060	3986	4074
BASE DEL YACIMIENTO (ft)	6060	5986	6074

Nota. En la tabla se muestran las condiciones de referencia para los pozos representativos del campo C.

2.2.4. Campo D

De acuerdo con la información recopilada y el entendimiento del yacimiento del campo D, se identificó un sistema de fluidos que presenta un aceite negro con la gravedad API más alta identificada entre los campos trabajados. El yacimiento se

entiende como una arena continua sin fallas o estratificaciones que generen una división de este en diferentes bloques. La composición del pozo D1 se presentan a continuación en la tabla 11.

Tabla 11.
Composiciones Campo D.

CAMPO	D
POZO	D1
TIPO DE FLUIDO	ACEITE NEGRO
GRAVEDAD API	28.5
COMPONENTE	% MOL
CO₂	22.32
N₂-CH₄	7.35
C₂H₆	1.60
C₃-NC₄	8.48
IC₅-C₆	5.14
C₇-C₁₀	16.22
C₁₁-C₁₅	11.42
C₁₆-C₂₀	7.66
C₂₁-C₂₉	8.55
C₃₀₊	11.26

Nota. En la tabla se muestra el pozo representativo del campo D.

Las condiciones de presión, temperatura y espesor del yacimiento para el campo D se presentan en la tabla 12.

Tabla 12.
Condiciones de Referencia Campo D.

CAMPO	D
POZO	D1
PROFUNDIDAD DE REFERENCIA (ft)	4157
PRESIÓN DE REFERENCIA (psig)	2246
TEMPERATURA DE REFERENCIA (°F)	171
TOPE DEL YACIMIENTO (ft)	3157
BASE DEL YACIMIENTO (ft)	5157

Nota. En la tabla se muestran las condiciones de referencia (Profundidad, presión, temperatura, tope y base del yacimiento) para los pozos representativos del campo D.

2.2.5. Campo E

En el campo E se encuentra un yacimiento con un fluido tipo aceite negro, no dividido en bloques y en la tabla 13 se presenta la composición utilizada para generar los gradientes de variación composicional para el campo E.

Tabla 13.*Composiciones Campo E.*

CAMPO	E
POZO	E1
TIPO DE FLUIDO	ACEITE NEGRO
GRAVEDAD API	32.4
COMPONENTE	% MOL
CO₂	5.12
N₂-CH₄	5.60
C₂H₆	2.40
C₃-NC₄	10.69
IC₅-C₆	11.09
C₇-C₁₀	22.20
C₁₁-C₁₅	14.71
C₁₆-C₂₀	9.22
C₂₁-C₂₉	9.43
C₃₀₊	9.54

Nota. En la tabla se muestra el pozo representativo del campo E, indicando el bloque al que pertenece, tipo de fluido, gravedad API y composición de estos.

Las condiciones de referencia para inicializar el modelo de fluidos para el campo E se presentan a continuación en la tabla 14.

Tabla 14.*Condiciones de Referencia Campo E.*

CAMPO	E
POZO	E1
PROFUNDIDAD DE REFERENCIA (ft)	7684
PRESIÓN DE REFERENCIA (psig)	4089
TEMPERATURA DE REFERENCIA (°F)	190
TOPE DEL YACIMIENTO (ft)	6684
BASE DEL YACIMIENTO (ft)	8684

Nota. En la tabla se muestran las condiciones de referencia para los pozos representativos del campo B.

2.2.6. Campo F

El campo F es el único de los fluidos de la cuenca que a la composición y a las condiciones de referencia se considera como un aceite volátil por la cercanía de la presión de saturación a la presión del yacimiento, tal como lo presentan Avendaño y Gutiérrez en [1]. La composición de referencia del fluido se presenta en la tabla 15.

Tabla 15.*Composiciones Campo F.*

CAMPO	F
POZO	F2
TIPO DE FLUIDO	ACEITE VOLÁTIL
GRAVEDAD API	28.0
COMPONENTE	% MOL
CO₂	63.63
N₂-CH₄	3.19
C₂H₆	0.83
C₃-NC₄	4.00
IC₅-C₆	2.19
C₇-C₁₀	7.98
C₁₁-C₁₅	5.54
C₁₆-C₂₀	3.66
C₂₁-C₂₉	4.01
C₃₀₊	4.97

Nota. En la tabla se muestra el pozo representativo del campo F, indicando el bloque al que pertenece, tipo de fluido, gravedad API y composición de estos.

Las condiciones de referencia utilizadas para el campo F provienen de un muestreo de fondo del cual se obtuvieron los datos de yacimiento, en la tabla 16 se presenta la información de yacimiento utilizada para inicializar el campo F.

Tabla 16.*Condiciones de Referencia Campo F.*

CAMPO	F
POZO	F2
PROFUNDIDAD DE REFERENCIA (ft)	7440
PRESIÓN DE REFERENCIA (psig)	3694
TEMPERATURA DE REFERENCIA (°F)	203
TOPE DEL YACIMIENTO (ft)	6440
BASE DEL YACIMIENTO (ft)	8440

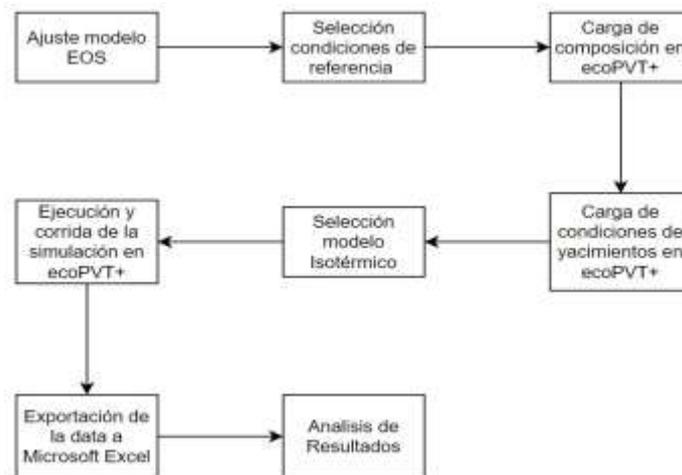
Nota. En la tabla se muestran las condiciones de referencia (Profundidad, presión, temperatura, tope y base del yacimiento) para los pozos representativos del campo B.

Después de seleccionar los pozos con la información PVT más representativa y de identificar las condiciones de referencias de cada una de las composiciones a utilizar se procedió con el desarrollo de los diferentes escenarios de gradientes de variación composicional y de propiedades PVT.

Se realizó una evaluación del impacto de los fenómenos de difusión generados por gradientes de presión y gradientes de temperatura. Adicionalmente, se desarrollaron escenarios en los cuales es posible evidenciar cambios en los diferentes yacimientos a causa del depletamiento y su respectiva repercusión en los gradientes de propiedades PVT. Para evaluar los fenómenos de difusión ocasionados por el gradiente de presión y dominados por el tirante gravitacional, se realizó la corrida de simulación de los diferentes gradientes isotérmicos en el software corporativo, ecoPVT+, para cada uno de los campos. La metodología para la generación de estos gradientes de propiedades PVT se sintetiza en la siguiente figura:

Figura 2.

Diagrama generación de gradientes de propiedades PVT.



Nota. En la figura se muestra la metodología implementada para generar los gradientes de propiedades PVT.

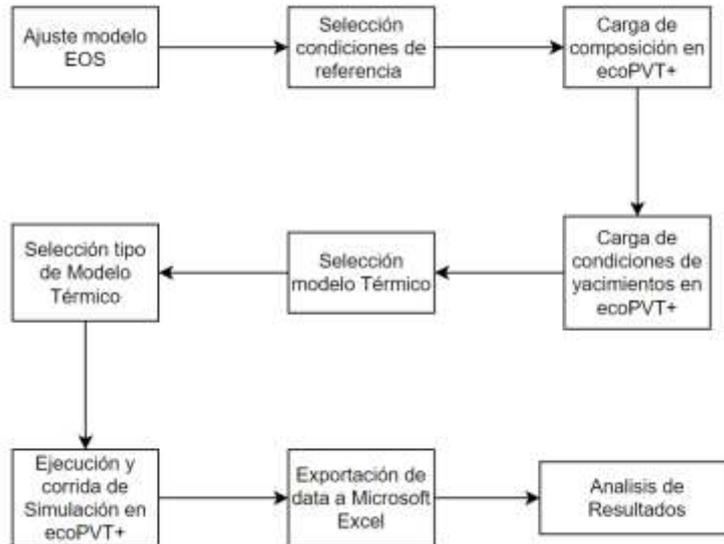
Para evaluar el efecto térmico, es decir la difusión generada por el gradiente de temperatura, se realizaron diferentes escenarios en los cuales fue posible observar diferentes resultados producto de que existen diferentes escuelas para el modelamiento de difusión térmica.

El software ecoPVT+ dispone de tres de las escuelas descritas en el marco teórico para evaluar difusión térmica, la metodología utilizada para la generación de los gradientes térmicos composicionales modelados bajo el principio de difusión

térmica pasiva, difusión de Haase, difusión de Kempers y difusión mediante el modelo de Shukla-Firoozabadi-Ghorayeb se presenta en la siguiente figura:

Figura 3.

Diagrama generación de gradientes térmicos composicionales.



Nota. En la figura se muestra la metodología implementada para generar los gradientes térmicos composicionales modelados bajo el principio de difusión térmica pasiva y las tres escuelas analizadas.

El gradiente de temperatura para los modelos de variación térmica composicional se estima en 0.011°F/ft de acuerdo con los datos de temperatura analizados para la zona. El gradiente de temperatura corresponde a un gradiente de temperatura normal para estas profundidades.

Para evaluar los fenómenos de difusión cruzados que se presentan en un yacimiento de hidrocarburos se realizó un análisis en conjunto de los escenarios de gradientes de variación composicional generados. Además, se realizaron nuevos escenarios, siguiendo las metodologías anteriormente presentadas, en los cuales fuera posible observar los cambios en los gradientes de propiedades PVT que se presentan a causa de las caídas de presión naturales en los yacimientos de hidrocarburos provocados por la explotación de estos.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para cada uno de los campos sujetos al desarrollo del proyecto se realizaron los diferentes de gradientes de variación composicional y de propiedades PVT descritos anteriormente. Tal como se ha mencionado anteriormente, los gradientes isotérmicos permiten identificar y realizar una valoración de los fenómenos de difusión causados por el gradiente de presión. A continuación, se presentan los resultados del gradiente isotérmico obtenidos para cada campo.

3.1. Gradiente Isotérmico

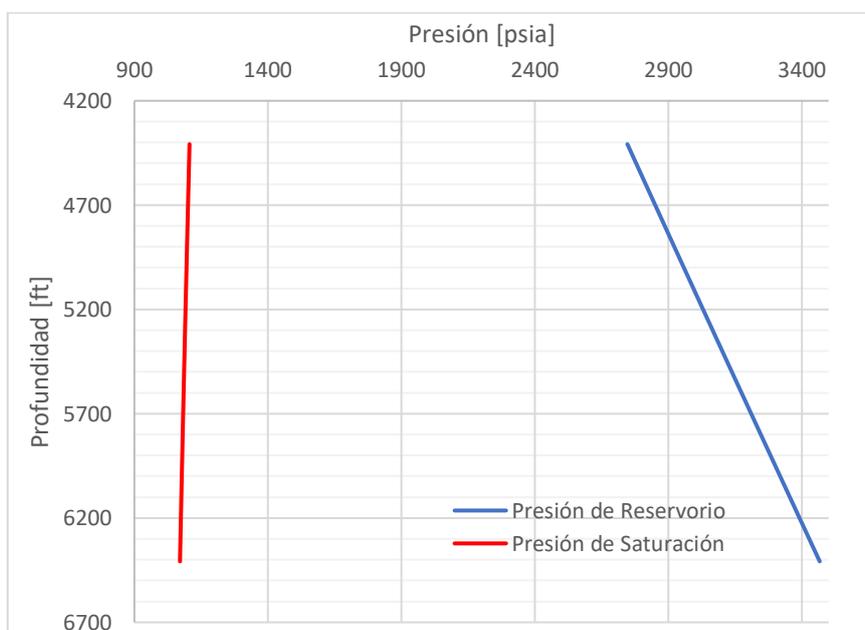
3.1.1. Campo A

El campo A, se encuentra dividido en dos bloques distintos. De acuerdo con las envolventes de fase del yacimiento es posible observar que, a las condiciones de presión y temperatura iniciales de yacimiento, ambos fluidos se consideran tipo aceite negro y se encuentran en una sola fase y con un alto grado de subsaturación.

En la figura 4 se presenta el gradiente isotérmico de propiedades PVT respectivamente de acuerdo con los datos del pozo A1.

Figura 4.

Gradiente Isotérmico del pozo A1.



Nota. Presión de Saturación (línea roja) y presión de reservorio o yacimiento (línea azul) del pozo A1.

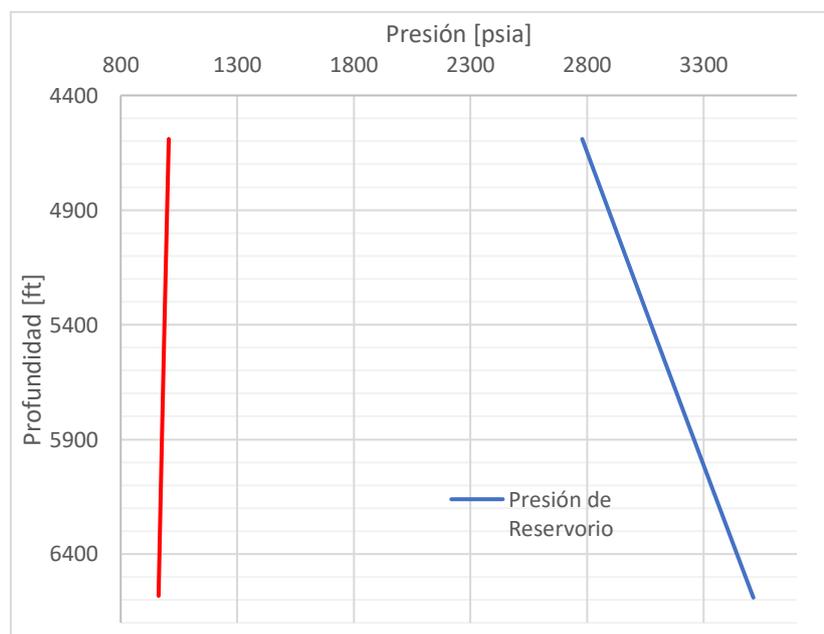
En el bloque norte del yacimiento se encuentra el pozo A1, donde es posible identificar un sistema de fluidos con un alto grado de subsaturación, tal como se puede observar en la figura 4, en la cual la presión de saturación se encuentra significativamente lejos de la presión de yacimiento.

El efecto gravitacional para este pozo no es significativo en la presión de saturación del yacimiento, es por esta razón que en la gráfica no se observa una pendiente acelerada en el cambio de esta propiedad. La concentración de CO₂ en el yacimiento exhibe un comportamiento similar al de la presión de saturación. Sin embargo, si se revisa el comportamiento de la gravedad API, GOR y composición de C₇₊ es posible observar una tendencia más acelerada a lo largo del relieve vertical del yacimiento. Las gráficas de °API, GOR y porcentaje molar de CO₂ y C₇₊ para el pozo A1 se presentan en el ANEXO 2.

Utilizando las condiciones de referencia del pozo A2 ubicado en el bloque sur del yacimiento, se obtuvieron resultados similares a los del pozo A1 en términos de comportamientos y tendencias, pero con variaciones en propiedades como la gravedad API y el GOR. En la figura 5 se presenta el gradiente de propiedades PVT obtenido para el pozo A2.

Figura 5.

Gradiente Isotérmico del pozo A2.



Nota. Presión de Saturación (línea roja) y presión de reservorio o yacimiento (línea azul) del pozo A2.

El bloque norte, al igual que el bloque sur del yacimiento muestra un sistema de fluidos constituido por un aceite negro con un alto grado de subsaturación, en el cual la difusión causada por el gradiente de presión no genera variaciones significativas en la presión de saturación del yacimiento ni en la composición de CO₂ a lo largo del relieve vertical.

La gravedad API, la composición de C₇₊ y la relación gas-aceite (GOR) tienen un comportamiento más acelerado generado por el tirante gravitacional del yacimiento. Las gráficas de °API, GOR y porcentaje molar de CO₂ y C₇₊ para el pozo A2 se presentan el ANEXO 3.

A pesar de que los fluidos del bloque norte y bloque sur del yacimiento tienen comportamientos de subsaturación y características similares en cuanto al tipo de fluido se refiere, es posible identificar diferencias entre los fluidos tales como 100 psia de diferencia en la presión de saturación, 16°F de diferencia de temperatura, 28 psia de diferencia de presión de yacimiento, 1.7°API y 100 scf/stb tomando una profundidad de 5000 ft en TVDss como profundidad de referencia para la comparación, lo cual permite corroborar que existe una separación en bloques del yacimiento y que las propiedades de los fluidos cambian entre sí.

3.1.2. Campo B

Tal como se mencionó en capítulo anterior, el campo B se encuentra dividido en dos bloques distintos con muestras de fluidos que difieren en su naturaleza. En el bloque norte del yacimiento, hay presencia de un aceite negro con un alto grado de subsaturación mientras que en el bloque sur del yacimiento se cuenta con un fluido tipo gas condensado de bajo rendimiento. Estos fluidos de referencia ocasionan gradientes composicionales diferentes.

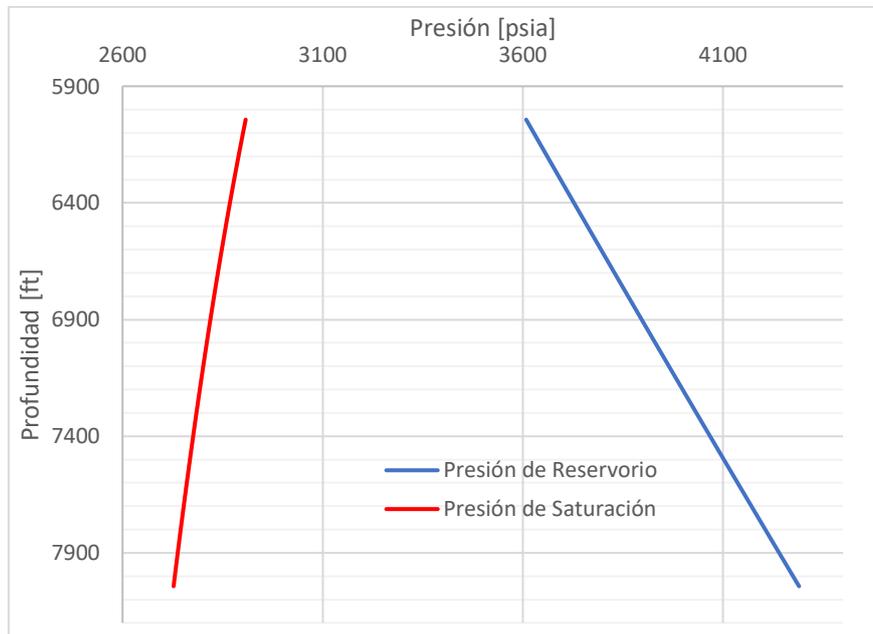
En el bloque norte del yacimiento, es posible identificar como el gradiente de presión no tiene mayor influencia sobre el comportamiento de la presión de saturación del yacimiento, ni en el contenido de CO₂ disuelto en el fluido y es por esto por lo que la tendencia de la recta no presenta un comportamiento significativamente acelerado.

Sin embargo, si permite observar una tendencia más acelerada en términos de gravedad API, relación gas-aceite (GOR) y composición de C₇₊ del fluido de

yacimiento. En la figura 6 se presenta el comportamiento de la presión de saturación y la presión de yacimiento a lo largo del relieve vertical del yacimiento.

Figura 6.

Gradiente Isotérmico del pozo B1.



Nota. Presión de Saturación (línea roja) y presión de reservorio o yacimiento (línea azul) del pozo B1.

Es posible observar que no existe proximidad entre la tendencia de la presión de saturación y la presión de yacimiento, lo cual es un indicador que, de acuerdo con las condiciones de referencia utilizadas, el fluido de yacimiento se encuentra en una sola fase a lo largo del relieve vertical.

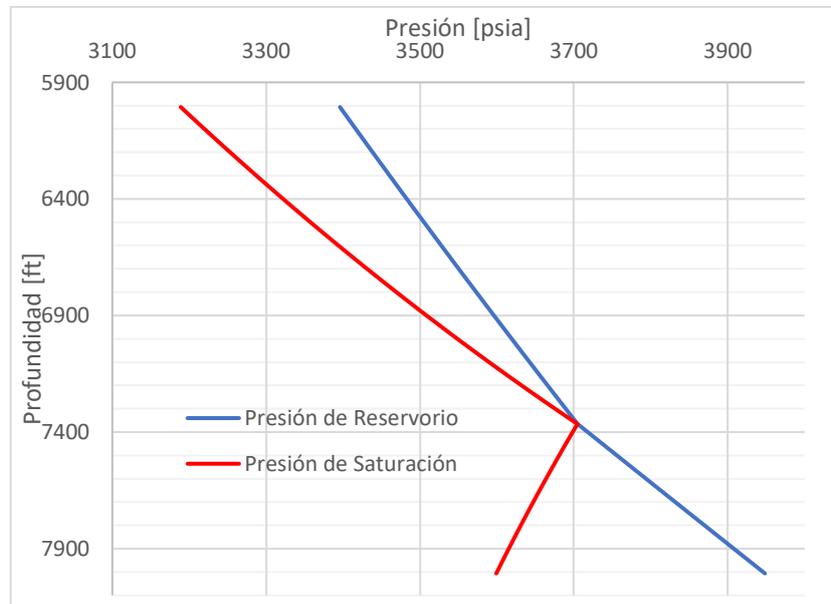
Para el pozo B1, la gravedad API a lo largo del relieve vertical oscila entre 34.5 y 32°API, el GOR varía entre 1142 y 906 scf/stb donde los menores valores se encuentran en el flanco de la estructura y los valores más altos en el tope de esta, la composición porcentual molar de CO₂ varía entre 53% y 51%, con un comportamiento similar al de las propiedades presentadas anteriormente. Mientras que la composición de C₇₊ presenta un comportamiento diferente, donde los mayores valores se encuentran en el flanco de la estructura, la composición varía entre 27 y 31%. Las gráficas de °API, GOR y porcentaje molar de CO₂ y C₇₊ para el pozo B1 se presentan en el ANEXO 4.

El bloque sur del yacimiento cuenta con una muestra de gas condensado, la cual al ser inicializada mediante el modelo isotérmico permite observar un cambio de

fases a lo largo del relieve vertical del yacimiento. La figura 7 muestra el comportamiento de la presión de saturación y la presión de yacimiento.

Figura 7.

Gradiente Isotérmico del pozo B2.



Nota. Presión de Saturación (línea roja) y presión de reservorio o yacimiento (línea azul) del pozo B2.

En contraste con todos los gradientes presentados hasta el momento es posible observar un cambio en la pendiente de la presión de saturación del yacimiento. De acuerdo con el resultado del gradiente isotérmico, el yacimiento tiene un contacto gas-petróleo saturado en 7362 ft TVDss, es a esta profundidad que en la figura 7 la presión de yacimiento contacta la presión de saturación y es allí donde se estima que se produzca el cambio de fase debido al efecto de difusión por presión.

De acuerdo con los resultados obtenidos de variación composicional para el bloque sur del yacimiento B, es decir los datos de °API, GOR y porcentaje molar de CO₂ y C₇₊ del pozo B2 se encuentran en el ANEXO 5, es posible identificar una transición abrupta en las tres propiedades mencionadas. Hay un cambio de más de 18°API, más de 30% en composición molar de CO₂, más de 27% de composición molar de C₇₊ y más de 40000 scf/stb de GOR. La gravedad API en la zona de aceite del yacimiento es menor a 22°API lo cual es extraño en la formación Caballos. Esto indica que el efecto difusional por presión muestra un sistema de fluidos que no se encuentra en equilibrio en el interior del yacimiento, es por esta razón que se

presenta un cambio abrupto en las propiedades del fluido mencionadas anteriormente, sin embargo, es necesario comparar los resultados obtenidos al ser combinados con otros efectos difusionales como se presentará más adelante.

En el campo B, a diferencia del campo A, los sistemas de fluidos que se evidencian entre bloques son de naturaleza diferente y es por esta razón que los gradientes composicionales observados tienen comportamientos tan distintos.

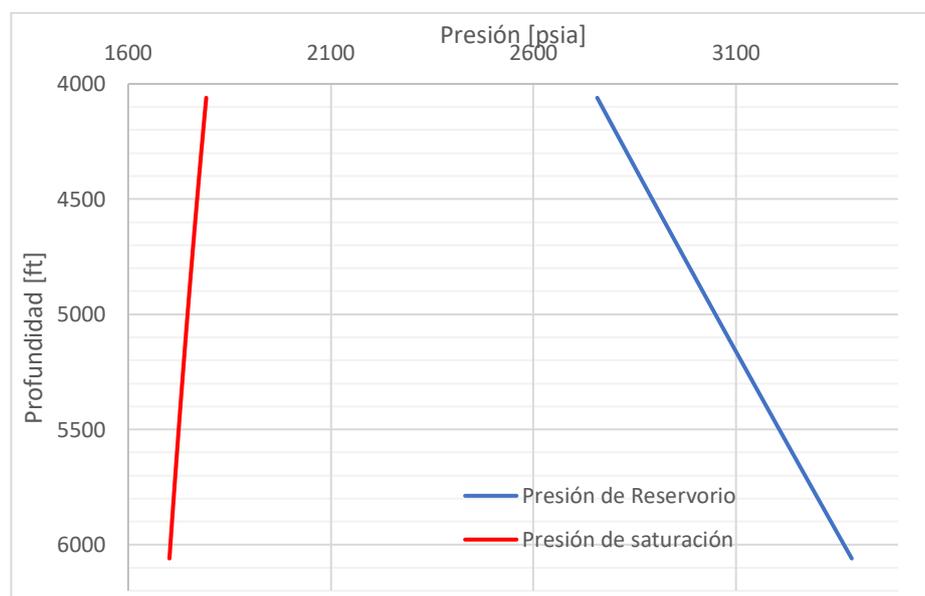
3.1.3. Campo C

El campo C, como se mencionó anteriormente está dividido en dos bloques separados por una falla, ocasionando que se presenten muestras con distintos fluidos que difieren en su naturaleza. En el bloque norte del yacimiento, hay una presencia de un aceite negro con un alto grado de subsaturación mientras que en el bloque sur se presenta un sistema de fluidos con transición gas-aceite saturada cercana al punto crítico.

En la figura 8 se presenta el gradiente isotérmico de propiedades PVT respectivamente de acuerdo con los datos del pozo C5, identificando que el gradiente de presión no genera una mayor influencia sobre el comportamiento de la presión de saturación del yacimiento, ni en la composición molar de CO₂.

Figura 8.

Gradiente Isotérmico del pozo C5.



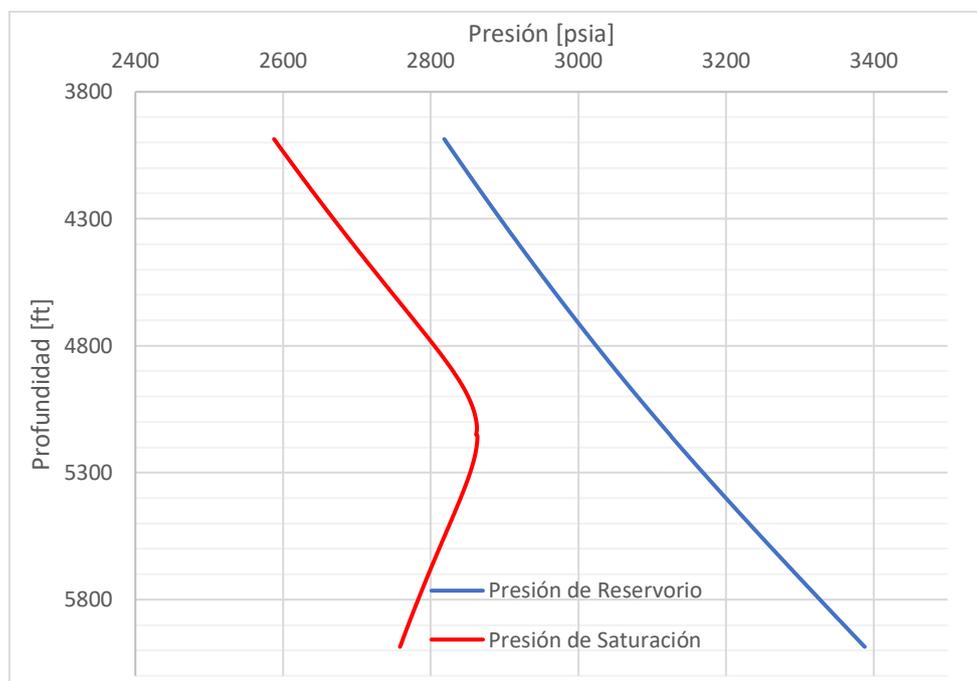
Nota. Presión de Saturación (línea roja) y presión de reservorio o yacimiento (línea azul) del pozo C5.

De acuerdo con las condiciones de referencia utilizadas y el gradiente PVT obtenido, es posible observar como el fluido se encuentra en una sola fase a condiciones de yacimiento. La presión de saturación, gravedad API, el GOR, la composición de C_{7+} y la composición de CO_2 tienen una tendencia acelerada a lo largo del relieve vertical. Las gráficas de $^{\circ}API$, GOR y porcentaje molar de CO_2 y C_{7+} del pozo C5 se presentan en el ANEXO 6.

La figura 9 presenta el gradiente isotérmico de propiedades PVT generado de acuerdo con los datos del pozo C7, el cual es una muestra de gas condensado la cual al ser inicializada bajo el modelo isotérmico genera un cambio de fases a lo largo del yacimiento el cual se observa en el cambio en la pendiente de la presión de saturación del yacimiento. Las gráficas de $^{\circ}API$, GOR y porcentaje molar de CO_2 y C_{7+} del pozo C7 se presentan en el ANEXO 7.

Figura 9.

Gradiente Isotérmico del pozo C7.



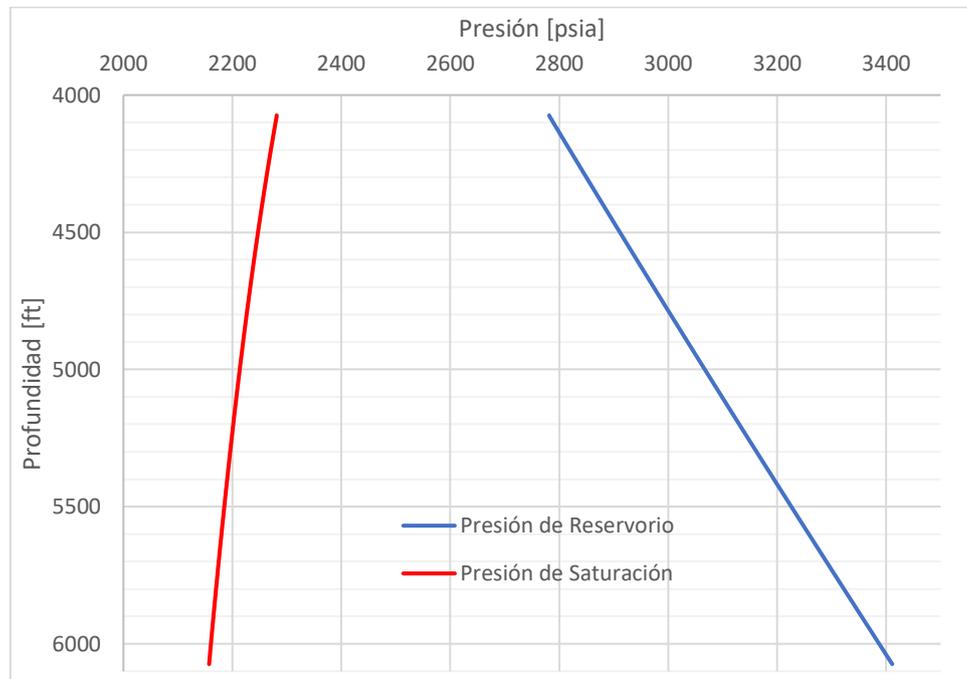
Nota. Presión de Saturación (línea roja) y presión de reservorio o yacimiento (línea azul) del pozo C7.

La figura 10 presenta el gradiente isotérmico de propiedades PVT generado de acuerdo con los datos del pozo C15-3, en el cual se muestra como la zona de transición es subsaturada, lo que se evidencia en el distanciamiento existente entre la presión de saturación y la presión de yacimiento.

Este efecto difusional por presión en el pozo C15-3, es similar al presentado anteriormente en los campos A y B, y en el pozo C5 del presente campo; evidenciando un sistema de fluido con alto grado de subsaturación. El gradiente de presión muestra un comportamiento de pendiente no tan acelerada, las gráficas de °API, GOR y porcentaje molar de CO₂ y C₇₊ se presentan el ANEXO 8.

Figura 10.

Gradiente Isotérmico del pozo C15-3.



Nota. Presión de Saturación (línea roja) y presión de reservorio o yacimiento (línea azul) del pozo C15-3.

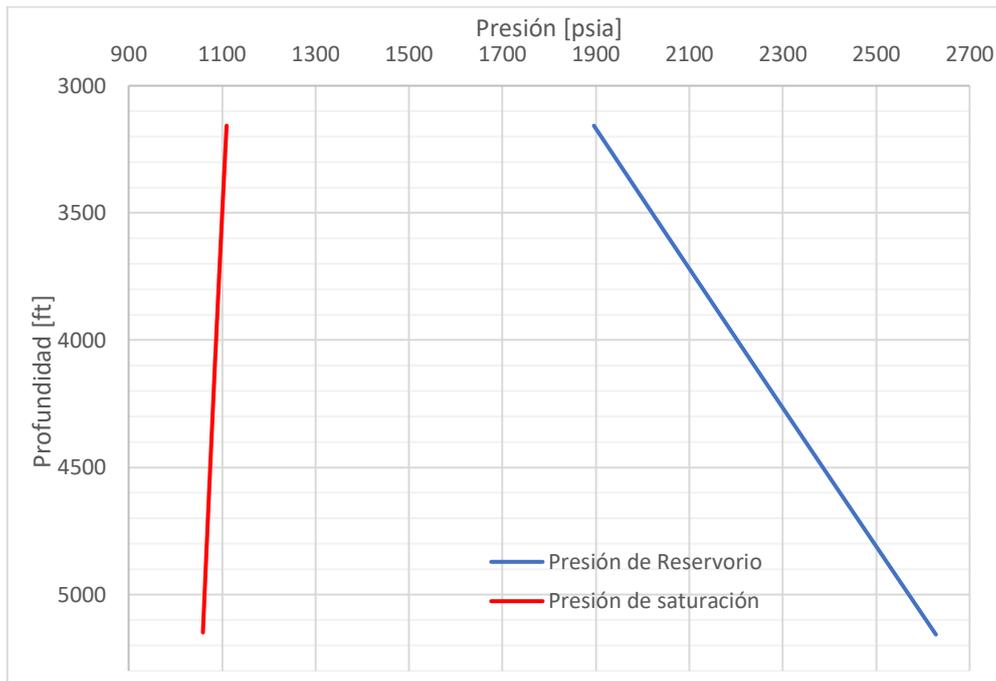
Para el campo C de acuerdo con el efecto difusional por presión en este y las condiciones de referencias utilizadas, es posible observar la presencia de los tres fluidos identificados en toda la cuenca, exhibiendo una transición al largo de la estructura vertical del yacimiento.

3.1.4. Campo D

En el campo D, de acuerdo con la información analizada, es posible identificar el fluido más denso de la zona. El fluido del yacimiento se define como un aceite negro que a las condiciones de referencia se encuentra en un alto grado de subsaturación. En el yacimiento D se entiende que existe continuidad vertical y horizontal de la formación Caballos. En la figura 11 se presenta el comportamiento de la presión de acuerdo con el gradiente isotérmico generado.

Figura 11.

Gradiente Isotérmico del pozo D1.



Nota. Presión de Saturación (línea roja) y presión de reservorio o yacimiento (línea azul) del pozo D1.

El efecto difusional por presión en el campo D, es similar al presentado anteriormente para los sistemas de fluidos con alto grado de subsaturación. Los gradientes de presión y de composición molar de CO₂ muestran un comportamiento de pendiente no tan acelerada.

De acuerdo con las condiciones de referencia utilizadas y el gradiente PVT obtenido, es posible observar como el fluido se encuentra en una sola fase a condiciones de yacimiento y a lo largo de todo el relieve vertical. La gravedad API, el GOR y la composición de C₇₊ tienen una tendencia más acelerada a lo largo del relieve vertical si se compara con la presión de saturación y con la composición de CO₂. Las gráficas de °API, GOR y porcentaje molar de CO₂ y C₇₊ del campo D se presentan el ANEXO 9.

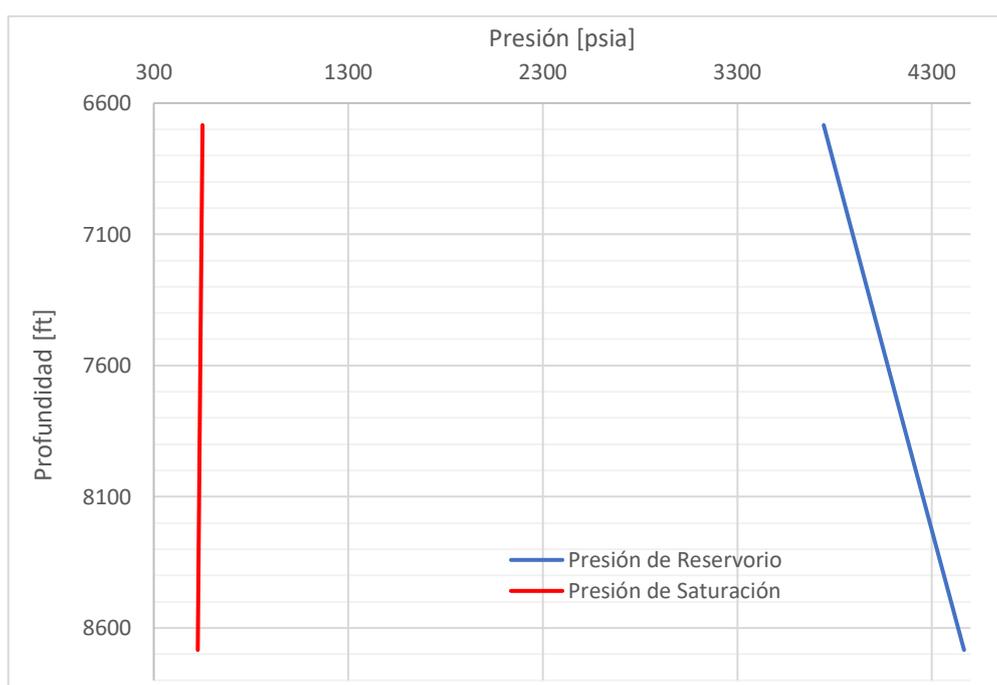
Según el modelo de EOS utilizado para el desarrollo del modelo, el gradiente de variación composicional permite observar variación de la gravedad API entre 30 y 28.3°API, del GOR entre 275 y 245 scf/stb con los valores más altos en el tope del yacimiento. La cantidad porcentual molar de CO₂ se mantiene con valores todos aproximados al 22% mientras que la cantidad molar de C₇₊ oscila entre 54 y 56%.

3.1.5. Campo E

El fluido del campo E es el aceite negro y en general el fluido de la zona que menor cantidad de CO₂ originalmente disuelto presenta. Este yacimiento no se encuentra dividido en bloques y la información PVT utilizada para caracterizar los fluidos de yacimiento corresponden a los fluidos muestreados del pozo E1. En la figura 12 se presentan los resultados del gradiente de presión de acuerdo con el modelo isotérmico.

Figura 12.

Gradiente Isotérmico del pozo E1.



Nota. Presión de Saturación (línea roja) y presión de reservorio o yacimiento (línea azul) del pozo E1.

Es posible observar que el yacimiento E exhibe las presiones de saturación más bajas en la zona. El comportamiento del gradiente no muestra una variación significativa de las propiedades PVT por la tendencia de la presión de saturación y de la cantidad de CO₂ disuelto, la cual presenta una tendencia de pendiente diferente si se compara con los demás fluidos subsaturados de la zona. Sin embargo, el comportamiento de la gravedad API y el GOR es mucho más acelerado en el yacimiento. Las gráficas de °API, GOR y porcentaje molar de CO₂ y C₇₊ del campo E se presentan en el ANEXO 10.

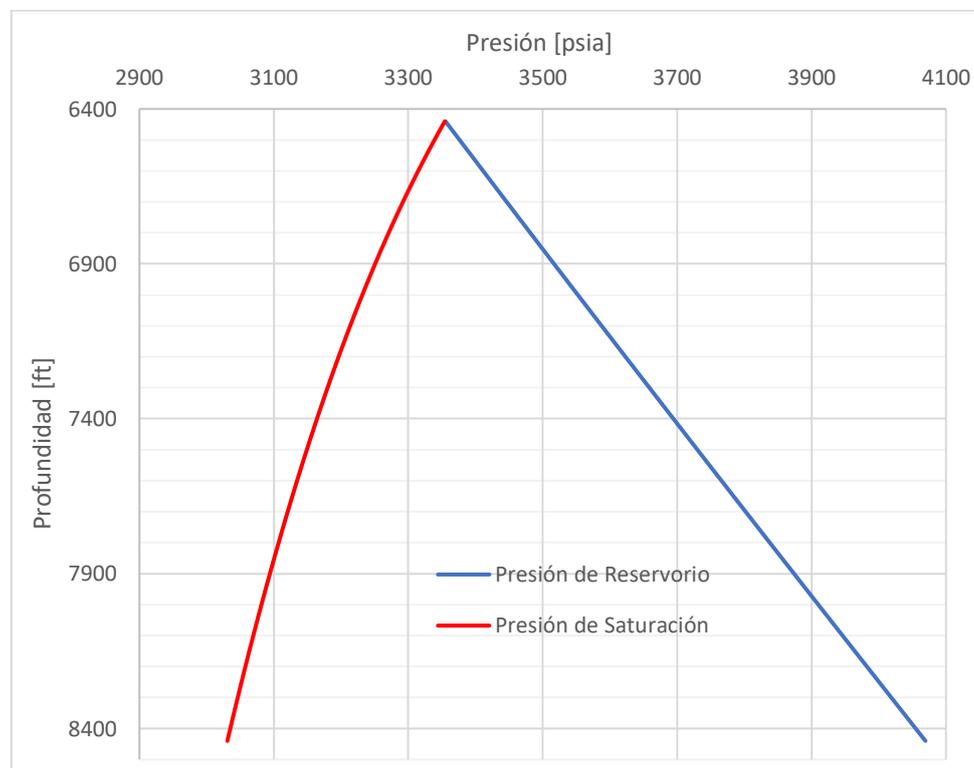
La composición porcentual molar de CO₂ se mantiene prácticamente constante a lo largo del relieve vertical del yacimiento en valores del 5%. La gravedad API varía entre 34 y 32°API, 114 y 101 scf/stb son los valores entre los que oscila el GOR con los valores más altos nuevamente en el tope de la estructura, mientras que para la cantidad de C₇₊ los valores más altos se tienen al flanco de la estructura y oscilan entre 64 y 66%.

3.1.6. Campo F

Tal como presentan Avendaño y Gutiérrez en [1] el sistema de fluidos del campo F es un aceite volátil por la cercanía de la presión de saturación a la presión de yacimiento a las condiciones de la muestra. La figura 13 muestra el comportamiento de la presión de acuerdo con el gradiente de propiedades PVT isotérmico generado.

Figura 13.

Gradiente Isotérmico del pozo F2.



Nota. Presión de Saturación (línea roja) y presión de reservorio o yacimiento (línea azul) del pozo F2.

De acuerdo con la figura 13 es posible identificar un contacto en el tope del yacimiento, sin embargo, no se evidencia un cambio de fases en el relieve vertical del yacimiento.

El gradiente de propiedades PVT presenta un comportamiento acelerado en todas las propiedades analizadas, gravedad API, GOR y composición de CO₂ y C₇₊. Las gráficas de estas propiedades se encuentran en el ANEXO 11.

La composición porcentual molar de CO₂ varía entre 65% y 62% con los valores más altos en el tope del yacimiento. La gravedad API varía entre 30.2 y 27.7°API, y 1327 y 996 scf/stb son los valores entre los cuales varía el GOR con los valores más altos nuevamente en el tope de la estructura. La cantidad de C₇₊ oscila entre 23 y 27%.

De acuerdo con el análisis realizado de los gradientes isotérmicos de variación composicional para los diferentes sistemas de fluidos, es posible identificar como el gradiente isotérmico presenta valores y comportamiento razonables que permiten evidenciar el efecto de los fenómenos difusivos generados por el gradiente de presión y controlados por el tirante gravitacional. Los sistemas de fluidos con un alto grado de subsaturación son los que mejor se modelan mediante este principio termodinámico.

3.2. Modelo Térmico

De acuerdo con los resultados obtenidos mediante la aplicación del gradiente isotérmico, según las condiciones de referencia utilizadas y teniendo en cuenta lo analizado por Avendaño y Gutiérrez en [1] es posible agrupar los sistemas de fluidos en tres conjuntos diferentes, sistemas de hidrocarburos con alto grado de subsaturación, yacimientos inicializados con un fluido cercano a la presión de saturación o inicializados con gas condensado que permiten observar yacimientos con aceite y capa de gas y fue posible identificar un sistema de fluidos con una transición crítica el cual muestra un contacto gas petróleo no saturado.

Los resultados obtenidos según los gradientes térmicos se presentarán agrupados según los sistemas de fluidos identificados y fueron separados de acuerdo con los resultados modelados según las diferentes escuelas de difusión térmica.

3.2.1. Sistemas de fluidos con alto grado de subsaturación

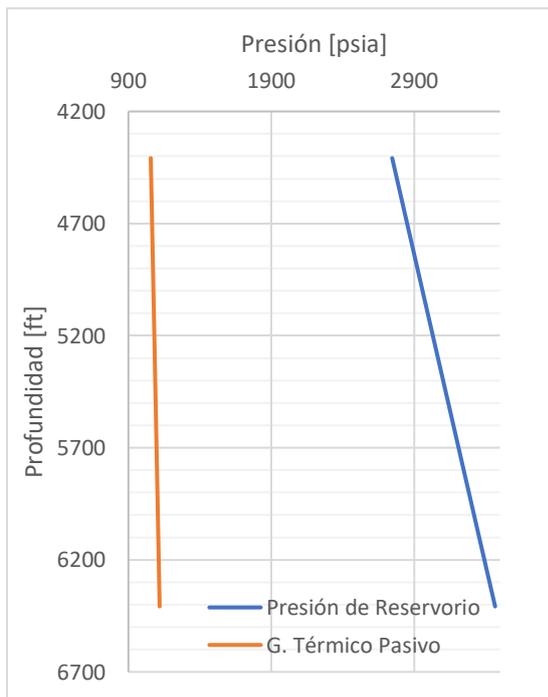
Los campos identificados con un alto grado de subsaturación según lo analizado, son los dos bloques del campo A, el compartimento norte del yacimiento B, el domo norte del campo C, el campo D y el campo E.

3.2.1.a Modelo Térmico Pasivo. El modelo térmico con el fundamento teórico más simple es el modelo de variación composicional térmico pasivo, en el que se considera el gradiente de variación composicional, pero desprecia la difusión. Los resultados del modelo térmico pasivo para sistemas de fluidos con alto grado de subsaturación se presentan a continuación.

Observando que en los gradientes presentados es posible observar como el gradiente térmico pasivo muestra comportamientos no muy acelerados y con resultados similares a los obtenidos con los gradientes isotérmicos.

Figura 14.

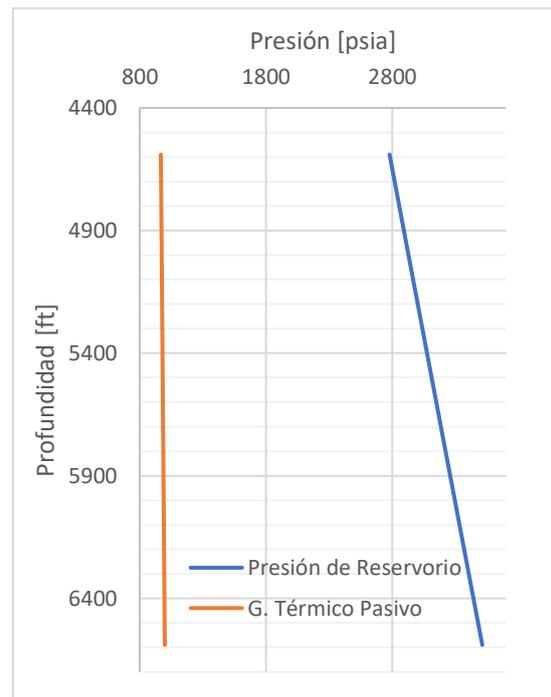
Gradiente térmico pasivo Campo A bloque norte.



Nota. Gradiente Térmico Pasivo y presión de reservorio del pozo A1.

Figura 15.

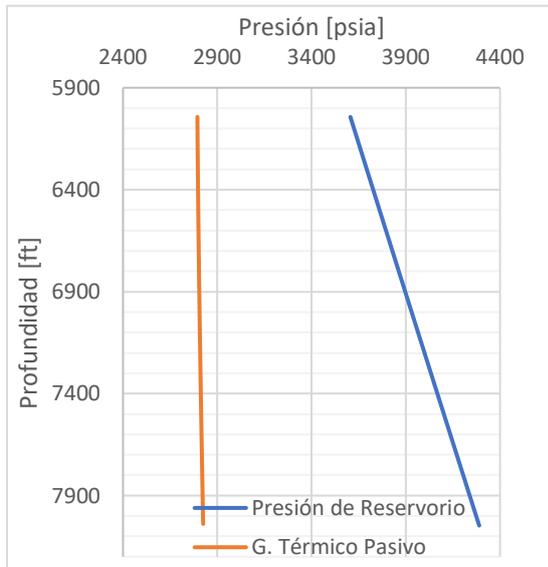
Gradiente térmico pasivo Campo A bloque sur.



Nota. Gradiente Térmico Pasivo y presión de reservorio del pozo A2.

Figura 16.

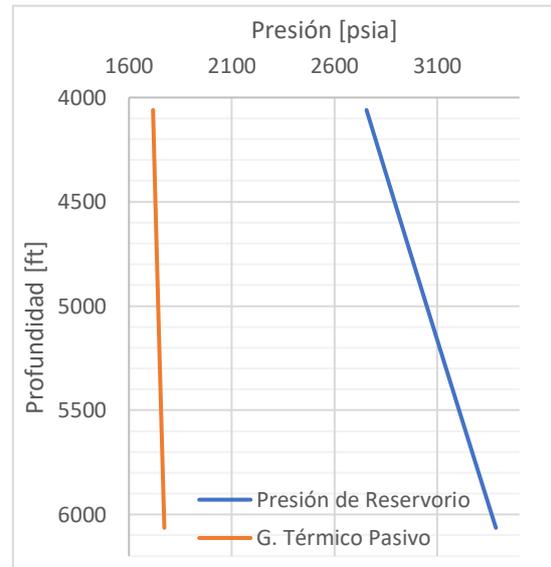
Gradiente térmico pasivo Campo B bloque norte.



Nota. Gradiente Térmico Pasivo del pozo B1.

Figura 17.

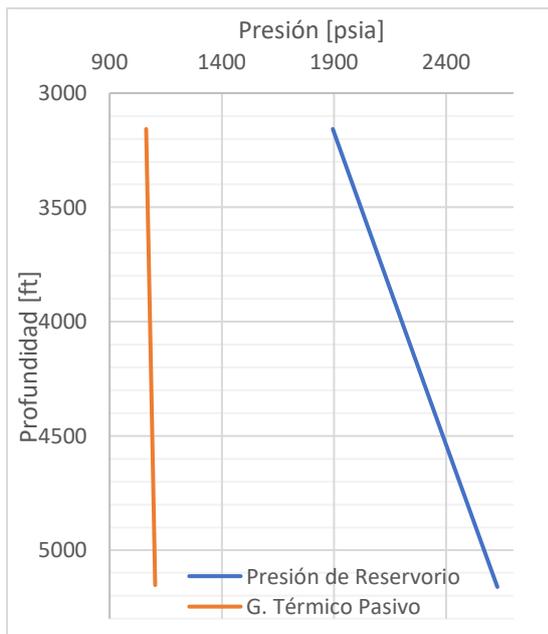
Gradiente térmico pasivo Campo C Bloque norte.



Nota. Gradiente Térmico Pasivo del pozo C5.

Figura 18.

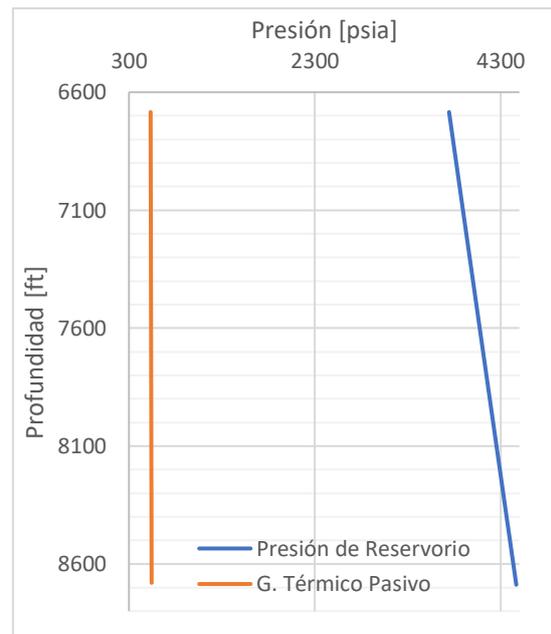
Gradiente térmico pasivo Campo D.



Nota. Gradiente Térmico Pasivo y presión de reservorio del pozo D1.

Figura 19.

Gradiente térmico pasivo Campo E.

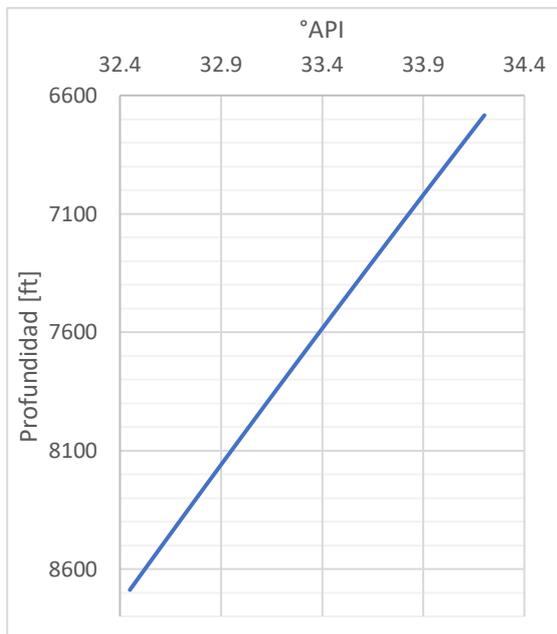


Nota. Gradiente Térmico Pasivo y presión de reservorio del pozo E1.

El comportamiento de la gravedad API presentada en la figura 20 sigue la misma tendencia que pudo observarse en los gradientes isotérmicos y esto se debe a la definición teórica del gradiente ya que no considera la difusión y es por esto por lo que no se observa una variación significativa.

Figura 20.

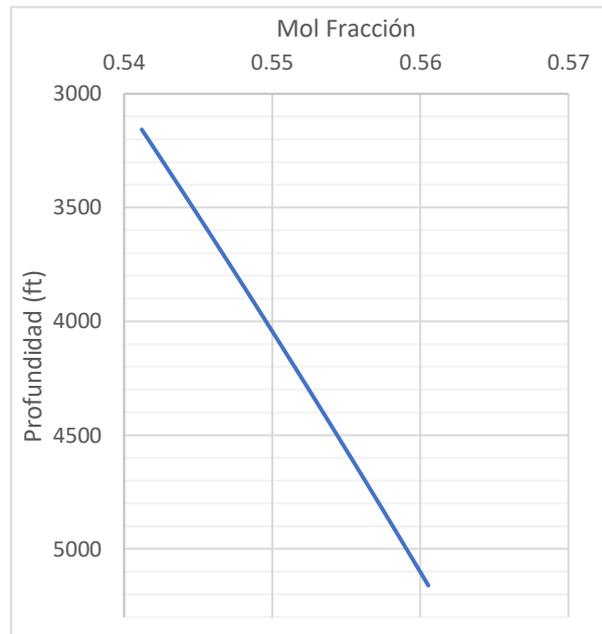
°API Modelo Térmico Pasivo Campo E.



Nota. El grafico presenta el comportamiento de la gravedad API a partir del modelo térmico pasivo del Campo E.

Figura 21.

Composición de C₇₊ Modelo Térmico Pasivo Campo D.



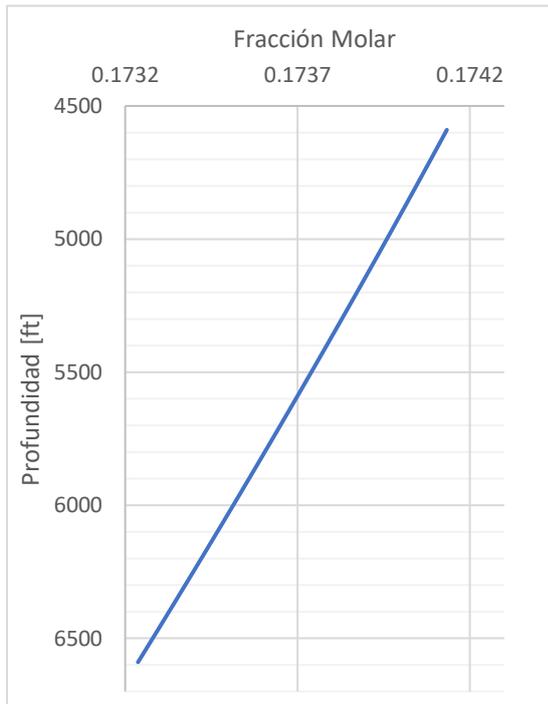
Nota. El grafico presenta el comportamiento de la composición de C₇₊ a partir del modelo térmico pasivo para el Campo D.

La composición de C₇₊ tiene una relación directa con la gravedad API de los fluidos y los resultados del gradiente térmico pasivo al igual que el gradiente isotérmico permiten comprobar la tendencia de comportamiento similar.

El GOR y la composición de CO₂ tienen un comportamiento variable entre los campos tal como se presentó en los gradientes isotérmicos. Sin embargo, la tendencia de todos los sistemas de fluidos es similar y en la figura 22 y en la figura 23 se presentan ejemplos de la tendencia de CO₂ y GOR.

Figura 22.

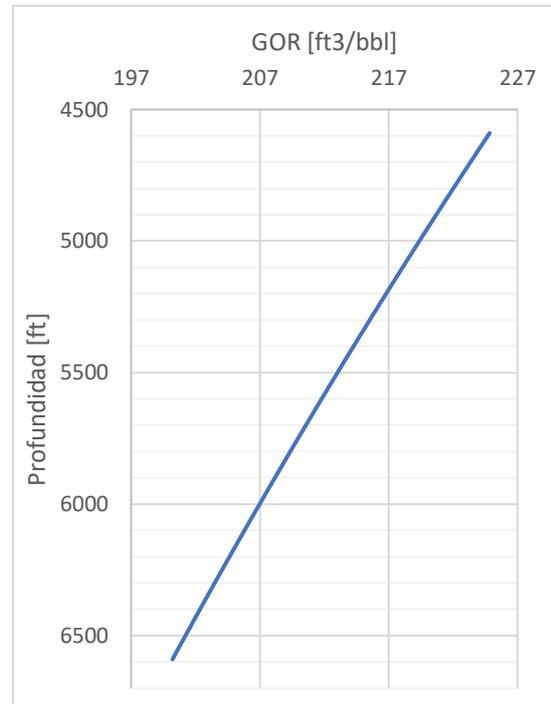
Composición CO₂ gradiente térmico pasivo campo A bloque sur.



Nota. Composición CO₂ gradiente térmico pasivo pozo A1.

Figura 23.

GOR térmico pasivo campo A Bloque sur.



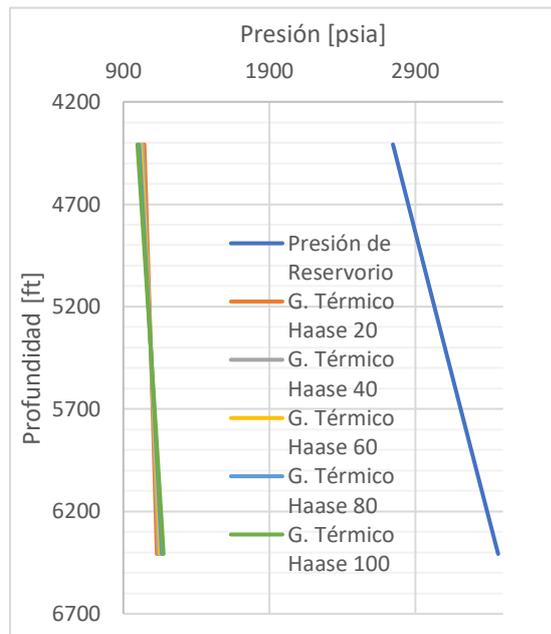
Nota. Comportamiento GOR – gradiente térmico pasivo pozo A2.

Las gráficas de °API, GOR y composiciones de CO₂ y C₇₊ para los resultados obtenidos en el modelo térmico pasivo para los campos con alto grado de subsaturación se presentan en los ANEXO 12.

3.2.1.b Modelo Térmico de Haase. Los resultados para estos sistemas de fluidos de acuerdo con el gradiente térmico de Haase se presentan en el siguiente conjunto de gráficas de variación de presión de saturación y variación de presión de yacimiento en el relieve vertical.

Figura 24.

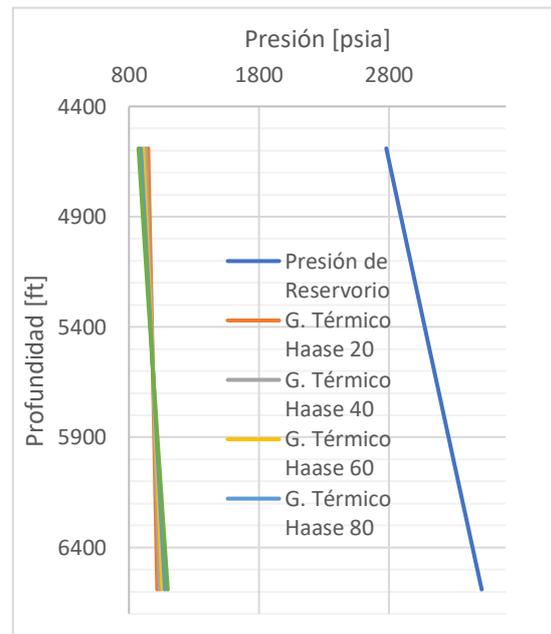
Gradiente térmico de Haase Campo A bloque norte



Nota. Gradiente térmico de Haase para el pozo A1.

Figura 25.

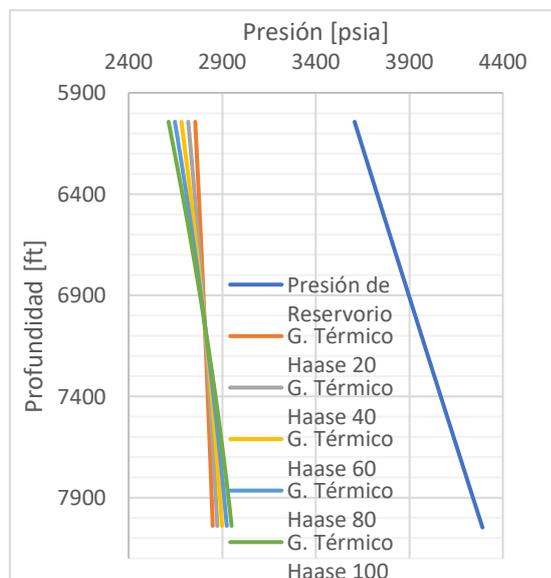
Gradiente térmico de Haase Campo A bloque sur



Nota. Gradiente térmico de Haase para el pozo A2.

Figura 26.

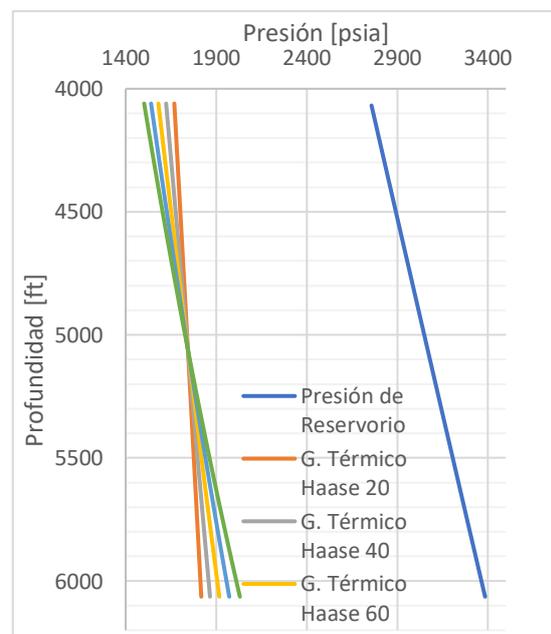
Gradiente térmico de Haase Campo B bloque norte.



Nota. Gradiente térmico de Haase para el pozo B1.

Figura 27.

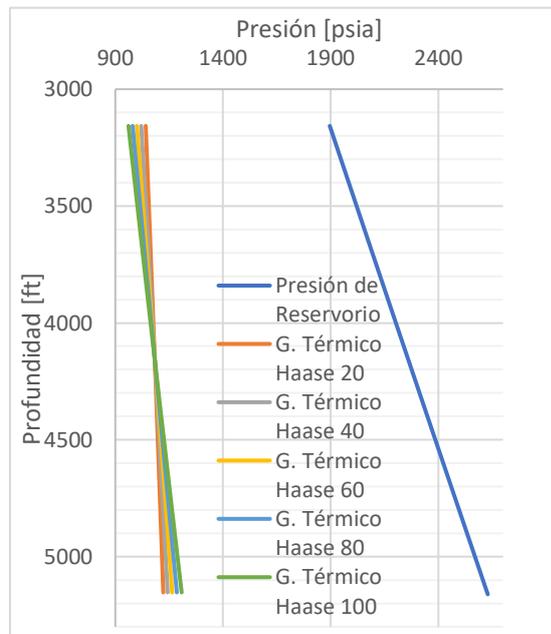
Gradiente térmico de Haase Campo C.



Nota. Gradiente térmico de Haase para el pozo C5.

Figura 28.

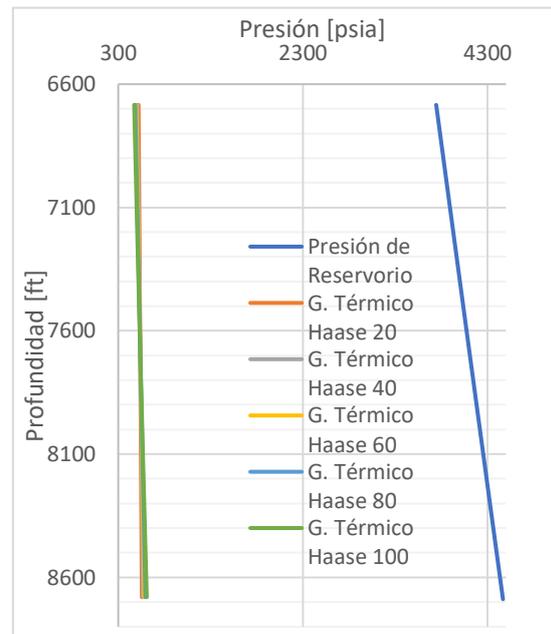
Gradiente térmico de Haase Campo D.



Nota. Gradiente térmico de Haase para el pozo D1.

Figura 29.

Gradiente térmico de Haase Campo E.



Nota. Gradiente térmico de Haase para el pozo E1.

De acuerdo con los resultados de los gradientes térmicos de Haase para los sistemas de fluidos saturados es posible observar que el cambio en los gradientes de la presión de saturación es mínimo, incluso en los sistemas de fluidos con mayor grado de subsaturación no es posible observar un cambio grande ya que las líneas de tendencia se sobreponen, tal como ocurre en los campos A y E. En los yacimientos de los campos B, C y D es posible observar cambios en la tendencia más acelerados, sin ser significativas las variaciones en términos de la distribución de fluidos al interior del yacimiento.

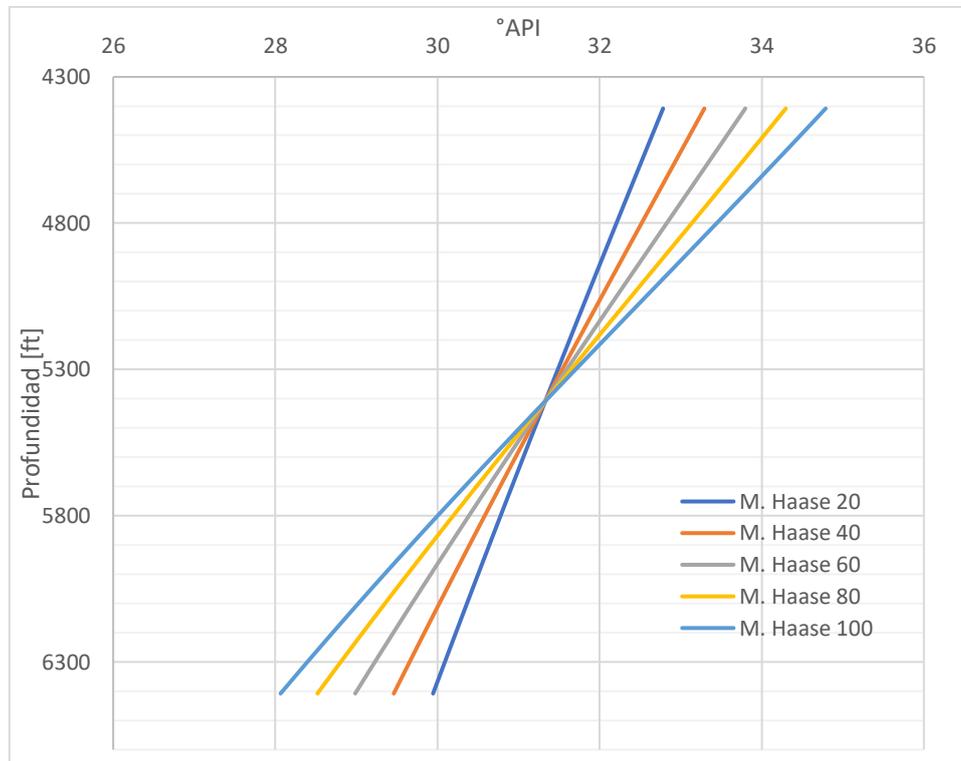
En ninguno de los sistemas de fluidos con alto grado de subsaturación es posible observar la aparición de una capa de gas y el modelo de Haase genera un efecto de aceleración no significativo en la presión de saturación del yacimiento, alcanzando variaciones de 100 psia en el caso más extremo analizado.

En términos de gravedad API el modelo térmico de Haase si ocasiona variaciones con un mayor grado de aceleración si se compara la tendencia de las gráficas con los resultados de la presión de saturación. En la figura 30 que se presenta a

continuación es posible observar variaciones de alrededor de 12 °API entre los fluidos de flanco y resultados similares de presentan en el tope de la estructura.

Figura 30.

°API, Modelo Térmico Haase para el Campo A del Bloque Norte.



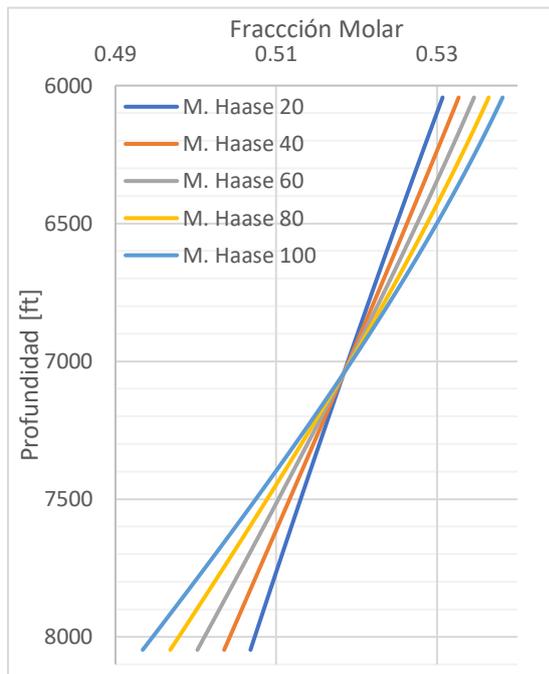
Nota. La figura muestra el comportamiento presentado por la °API Para el pozo A1, simulado utilizando el modelo térmico de Haase.

En términos composicionales fue posible observar resultados con tendencias diferentes a lo analizado anteriormente, el CO₂ responde de manera significativa a los efectos térmicos y a medida que se incrementa la contribución térmica del modelo es posible observar cómo se incrementa la aceleración en la composición del CO₂. En la figura 31 se presentan los resultados del campo B en la composición de CO₂.

El GOR tiene una relación directa con la cantidad de CO₂ disuelto en el fluido y en la figura 32 que se presenta a continuación es posible observar como la tendencia de las gráficas es similar para un mismo yacimiento. Lo mismo ocurre en todos los sistemas de fluidos con alto grado de subsaturación.

Figura 31.

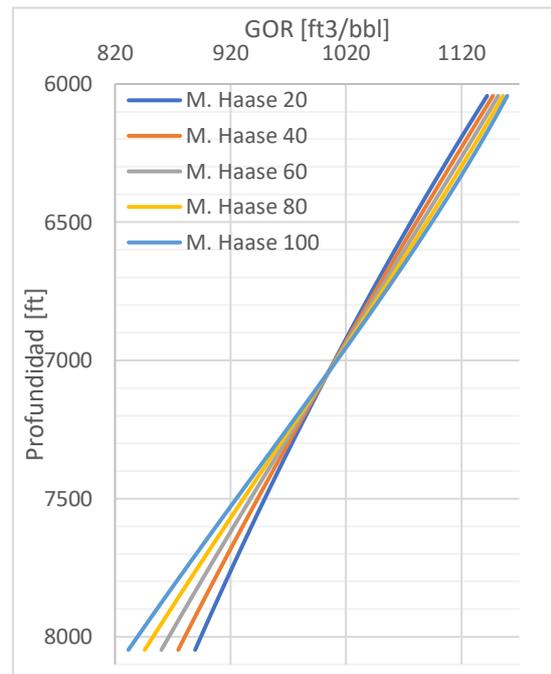
Composición CO₂ gradiente térmico Haase campo B Bloque Norte.



Nota. Composición CO₂ desarrollado mediante el gradiente térmico de Haase del pozo B1.

Figura 32.

GOR térmico Haase campo B Bloque Norte.

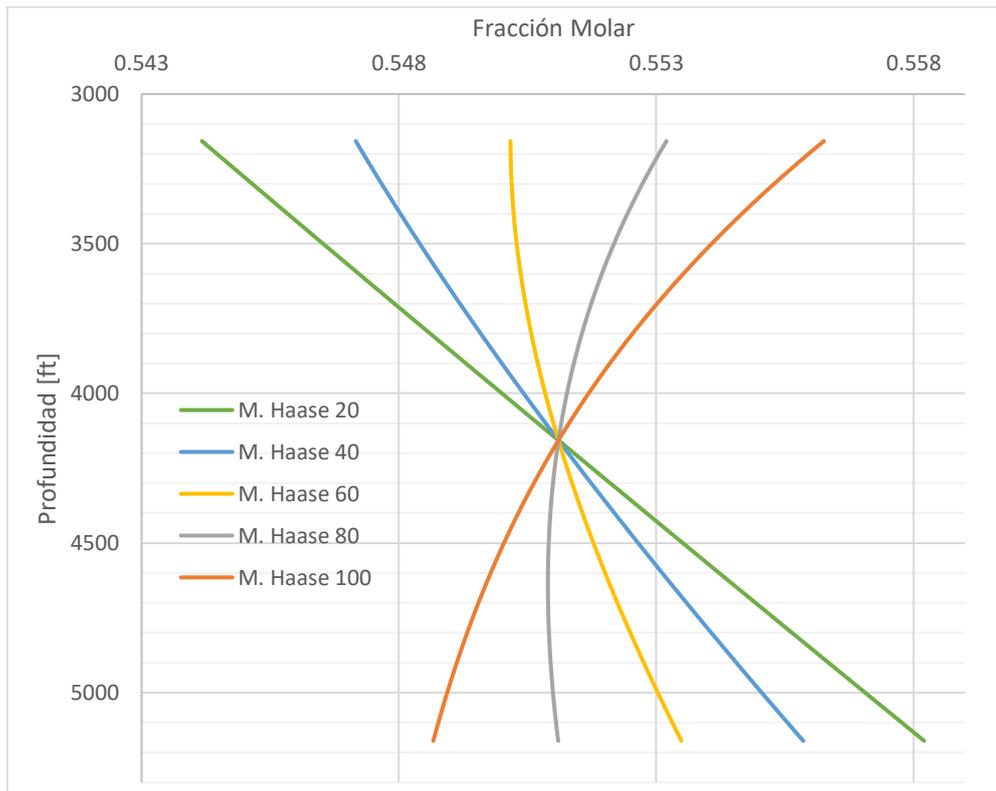


Nota. Composición GOR desarrollado mediante el gradiente térmico de Haase del pozo B1.

La composición de C₇₊ mostro diferentes resultados en cada uno de los campos, lo cual es producto del efecto térmico aplicado a los gradientes y tal como se menciona en [11] y en [12], la difusión térmica tiene un efecto contrario a la difusión por presión generando de que los componentes más pesados se segreguen hacia la parte fría del sistema que en los yacimientos de hidrocarburos se encuentra en el tope de la estructura, es por esto que la tendencia de la gráfica tiene variaciones tan significativas y cuando la contribución térmica se aumenta al 100% es posible observar cómo se evidencia el efecto teórico descrito.

Figura 33.

Fracción Molar C_{7+} del gradiente térmico de Haase Campo D



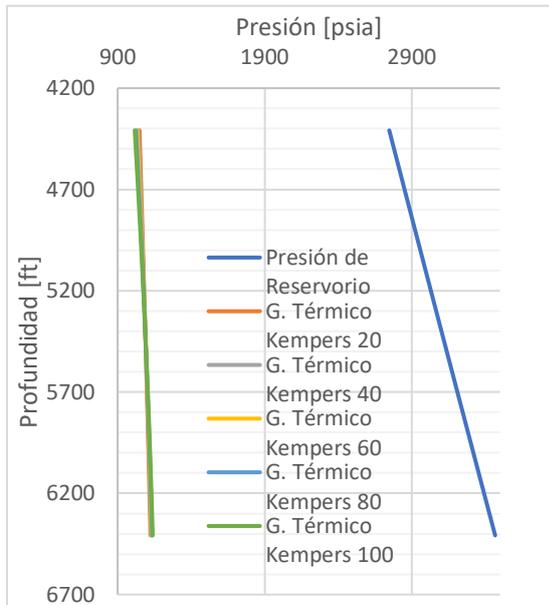
Nota. La figura muestra el comportamiento presentado por la fracción molar del C_{7+} para el pozo D1, simulado utilizando el modelo térmico de Haase.

Las gráficas de °API, GOR y composiciones de CO_2 y C_{7+} simuladas con el modelo térmico de Haase para los campos con alto grado de subsaturación se presentan en los ANEXO 13.

3.2.1.c Modelo Térmico de Kempers. El gradiente térmico de Kempers tiene fundamentos teóricos diferentes, presentados en el marco teórico del proyecto y en los resultados y posteriores análisis que se presentan a continuación es posible observar algunas de las diferencias entre las predicciones de los gradientes.

Figura 34.

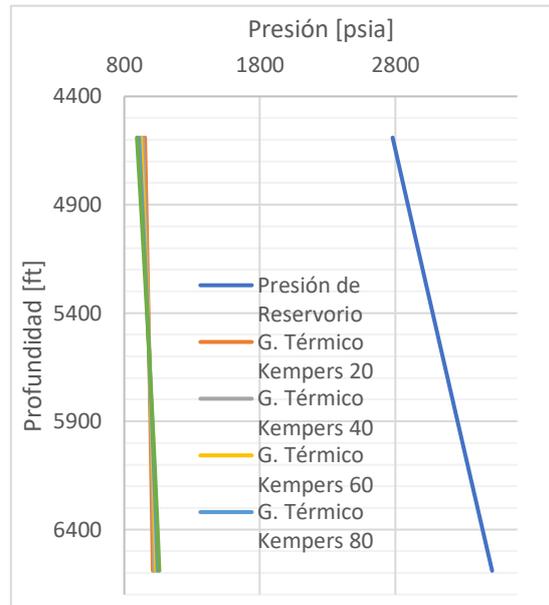
Gradiente térmico de Kempers Campo A bloque norte



Nota. Gradiente térmico de Kempers del pozo B1.

Figura 35.

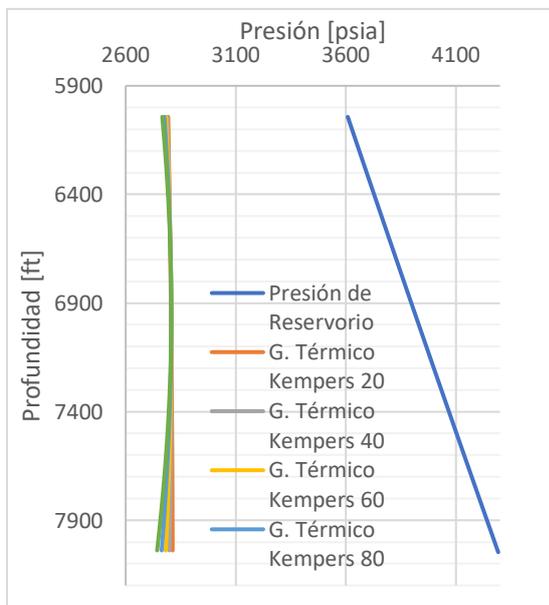
Gradiente térmico de Kempers Campo A bloque sur



Nota. Gradiente térmico de Kempers del pozo B2.

Figura 36.

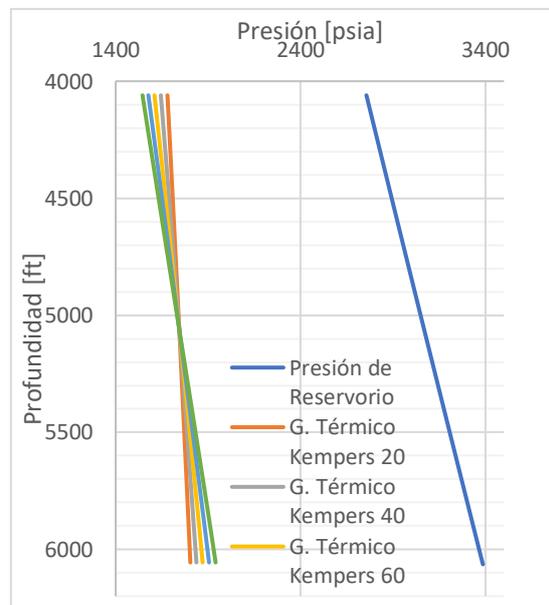
Gradiente térmico de Kempers Campo B bloque norte



Nota. Gradiente térmico de Kempers del pozo B1.

Figura 37.

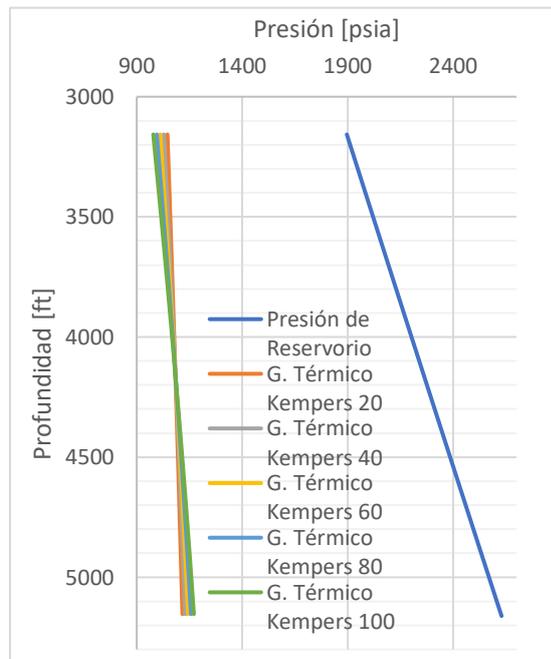
Gradiente térmico de Kempers Campo C bloque norte



Nota. Gradiente térmico de Kempers del pozo C5.

Figura 38.

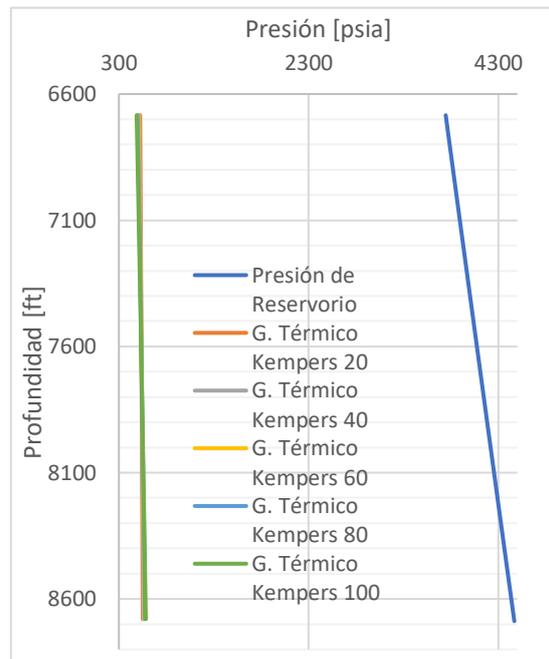
Gradiente térmico de Kempers Campo D



Nota. Gradiente térmico de Kempers del pozo D1.

Figura 39.

Gradiente térmico de Kempers Campo E



Nota. Gradiente térmico de Kempers del pozo E1.

En los sistemas de fluidos con un alto grado de subsaturación de la formación Caballos comprendidos en el proyecto en cuestión, el modelo térmico de Kempers mostro algunas pequeñas diferencias en el comportamiento de las presiones de saturación del yacimiento, el efecto es menos acelerado que el generado mediante el modelo térmico de Haase.

En el gradiente de presiones del campo B es posible observar una pequeña curvatura en la presión de saturación, lo cual normalmente es un indicador de cambio de fase en el yacimiento, sin embargo, se analizaron en conjunto los demás parámetros tales como °API, GOR y composiciones de CO₂ y C₇₊ para determinar si se presentaba un contacto gas-aceite y se logró comprobar que solo hay una fase al interior del yacimiento. Este comportamiento es particular para sistemas de fluidos de esta naturaleza y puede ser un indicador de no representatividad del gradiente generado, lo cual se analizará posteriormente.

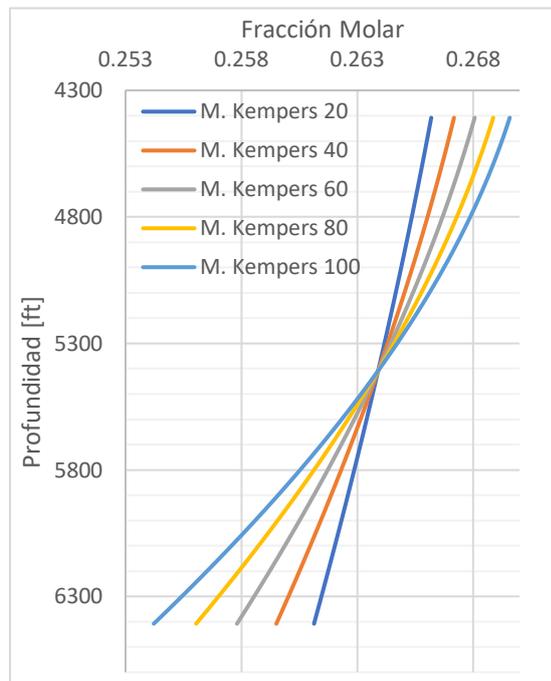
El modelo térmico de Kempers permite comprobar la respuesta que tiene el CO₂ al ser sometido a efectos térmicos, el comportamiento es similar al que se obtuvo

con el gradiente térmico de Haase, al incrementarse la contribución del efecto térmico se observa cómo se acelera la tendencia en la composición de CO₂ a lo largo del relieve vertical del yacimiento.

En la figura 40 y en la figura 41 se presentan los resultados de composición de CO₂ y GOR para el bloque norte del campo B.

Figura 40.

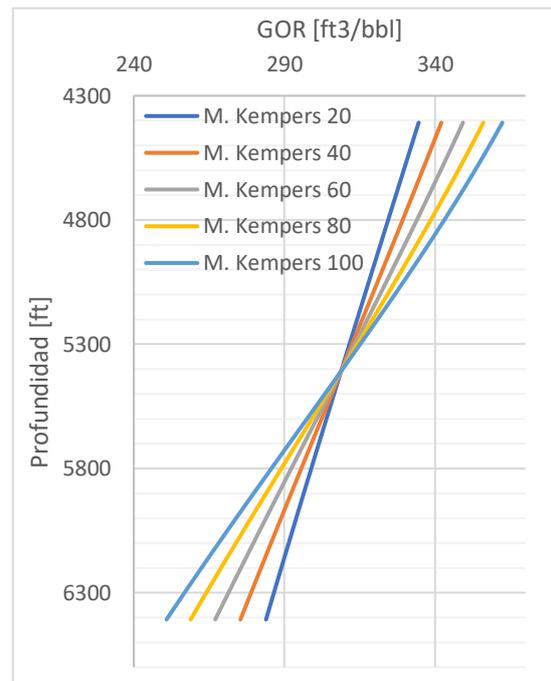
Composición CO₂ gradiente térmico Kempers Campo A – A1.



Nota. Composición CO₂ gradiente térmico Kempers pozo A1

Figura 41.

GOR térmico Kempers campo A Bloque Norte.

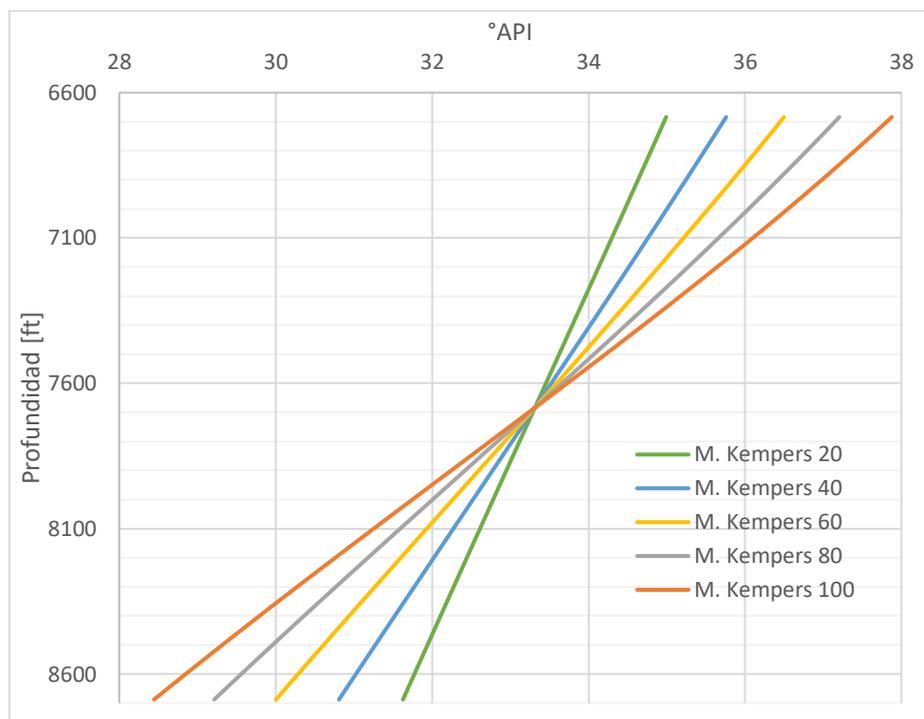


Nota. Comportamiento GOR gradiente térmico de Kempers pozo B1

Al igual que con los resultados obtenidos con la composición de CO₂ y GOR, en el modelo térmico de Kempers, la gravedad API tiene un comportamiento similar a la del gradiente térmico de Haase, la distribución de densidad de los fluidos al interior del yacimiento presenta un comportamiento similar, es decir con una variación de alrededor 2°API en los fluidos de flanco y tope tal como se puede observar en la figura 42.

Figura 42.

Gravedad API gradiente modelo térmico de Kempers Campo E.

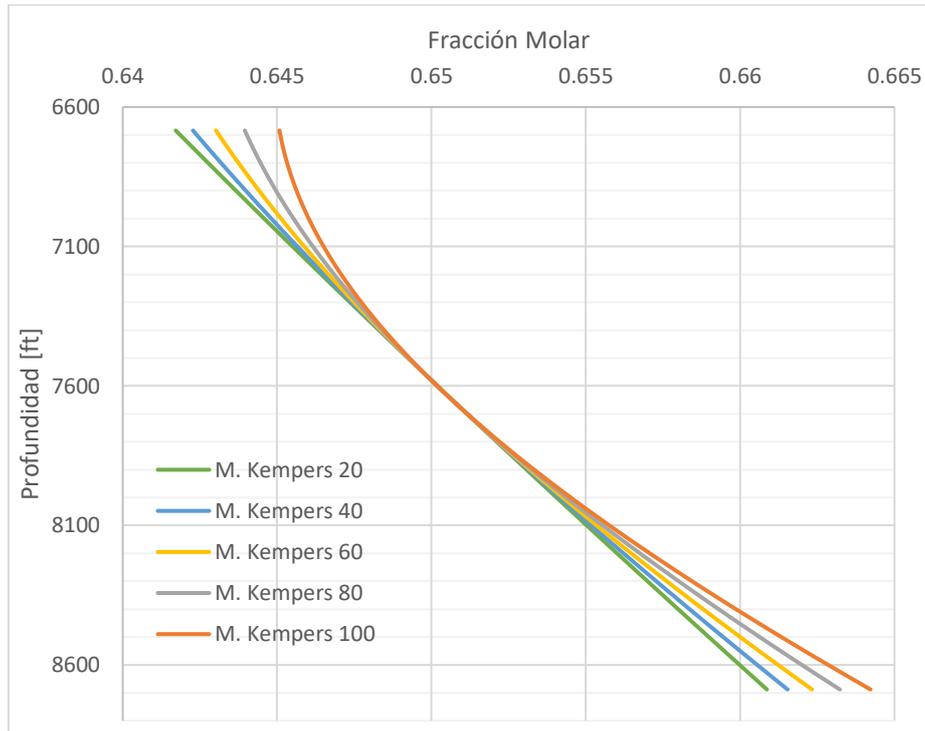


Nota. La figura muestra el comportamiento presentado por la gravedad API para el pozo E1, simulado utilizando el modelo térmico de Kempers.

La composición de C_{7+} a lo largo del relieve vertical según los gradientes realizados con el modelo térmico de Kempers, tienen un comportamiento similar para todos los campos analizados. La tendencia del campo E que se presenta en la figura 43 del campo E se repite en todos los yacimientos.

En esta gráfica es posible observar como a medida que se incrementa el efecto térmico se acelera o se retarda el gradiente de composición en el yacimiento.

Figura 43. Fracción Molar C_{7+} del gradiente térmico de Haase Campo E.



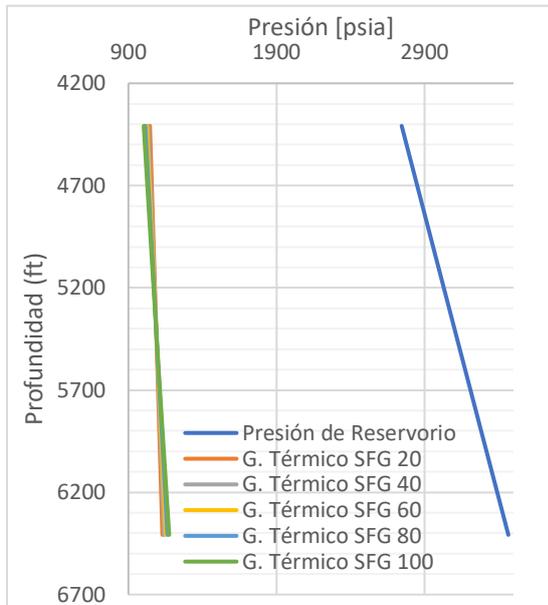
Nota. La figura muestra el comportamiento presentado por la fracción molar simulado utilizando el modelo térmico de Kempers del pozo E1.

Las gráficas de °API, GOR y composiciones de CO_2 y C_{7+} para los campos con alto grado de subsaturación se presentan en los ANEXO 14.

3.2.1.d Modelo Térmico de Shukla-Firoozabadi-Ghorayeb. El modelo térmico de Shukla-Firoozabadi-Ghorayeb tiene un fundamento teórico semi-empírico que no fue modificado para el desarrollo del proyecto y que se encuentra ajustado en el software. Los resultados de gradiente composicional generados mediante el modelo de Shukla-Firoozabadi-Ghorayeb se presentan a continuación.

Figura 44.

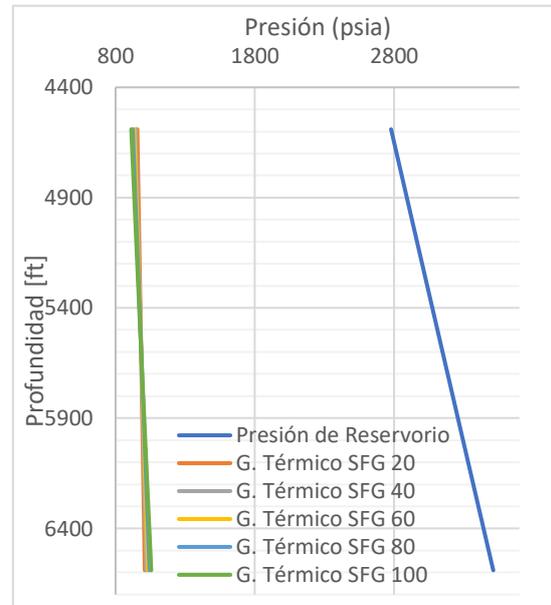
Gradiente térmico de SFG Campo A bloque norte



Nota. Gradiente térmico de SFG del pozo A1.

Figura 45.

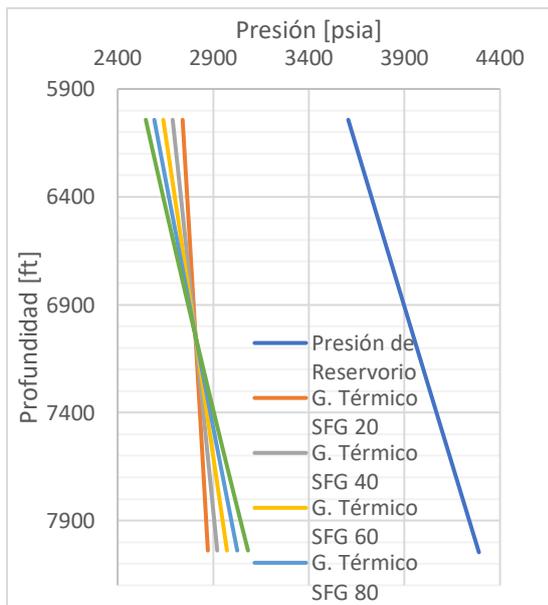
Gradiente térmico de SFG Campo A bloque sur



Nota. Gradiente térmico de SFG del pozo A2.

Figura 46.

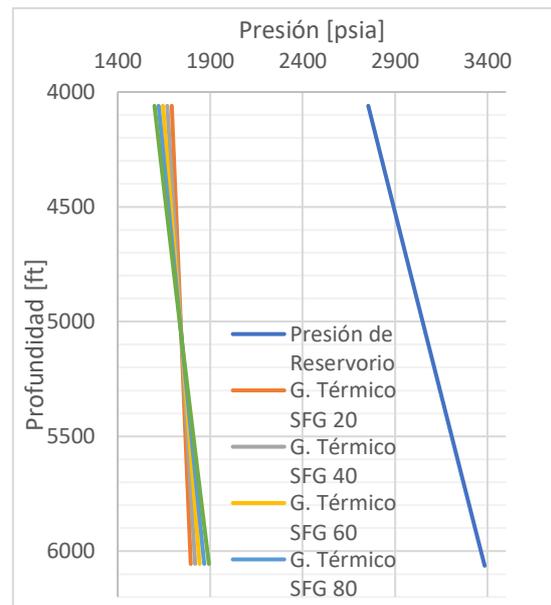
Gradiente térmico de SFG Campo B bloque norte



Nota. Gradiente térmico de SFG del pozo B1.

Figura 47.

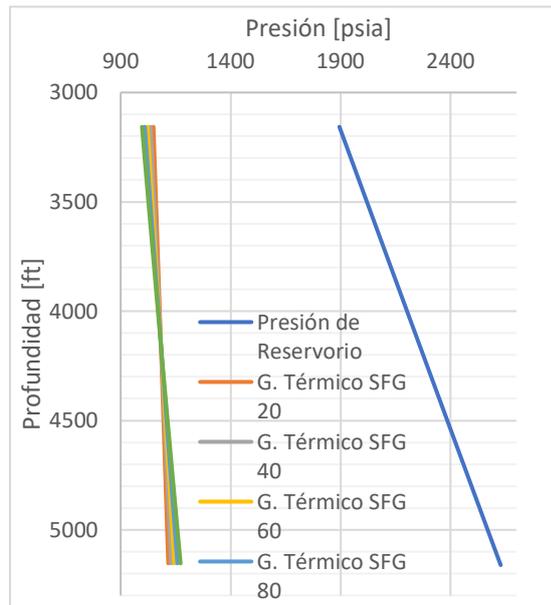
Gradiente térmico de SFG Campo C bloque norte



Nota. Gradiente térmico de SFG del pozo C5.

Figura 48.

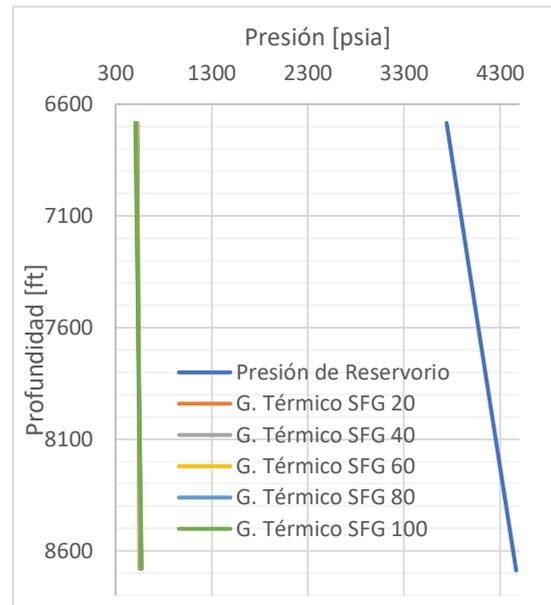
Gradiente térmico de SFG Campo D



Nota. Gradiente térmico de SFG del pozo D1

Figura 49.

Gradiente térmico de SFG Campo E



Nota. Gradiente térmico de SFG del pozo E1

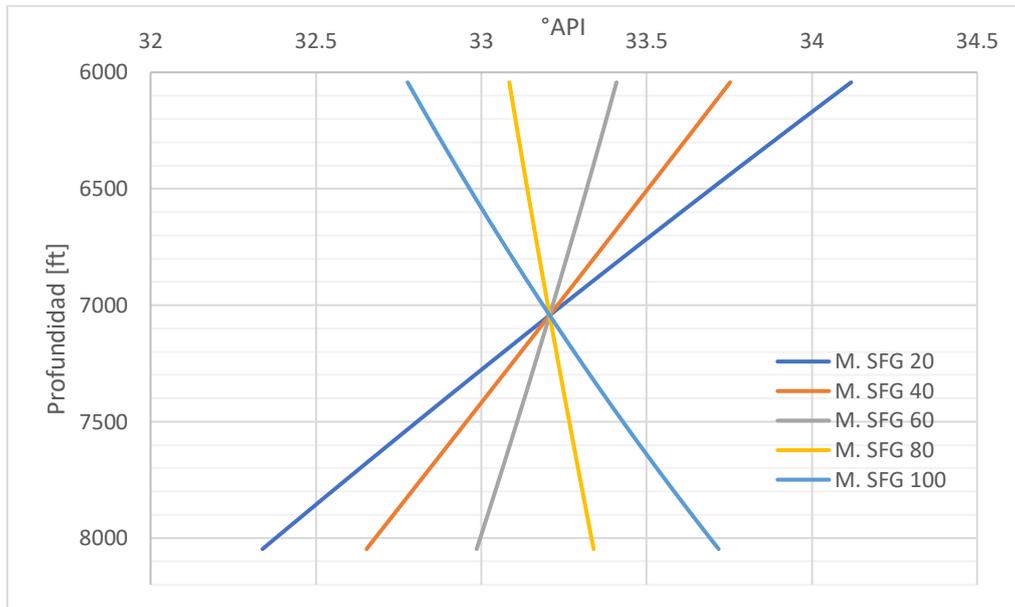
Los resultados de gradiente composicional generados con el modelo de Shukla-Firoozabadi-Ghorayeb en términos de presión de saturación muestra un comportamiento similar a los generados con el modelo de Haase, es posible observar tendencias similares cuando se comparan los diferentes gradientes del mismo campo. Entre mayor grado de subsaturación es menor la cantidad de aceleración en términos de la presión de saturación.

La gravedad API, tiene un comportamiento diferente a lo analizado hasta ahora, es posible observar como el efecto térmico contrarresta el efecto gravitacional y genera que los compuestos de mayor densidad se segreguen hacia el tope de la estructura, lugar más frío en el yacimiento y que está sujeto al menor efecto de la difusión por presión en el yacimiento. En la figura 50 y es posible observar el comportamiento anteriormente descrito.

La composición de C_{7+} tiene un comportamiento similar al de la gravedad API, debido a que tienen una relación directamente proporcional, es posible observar como la tendencia es similar y el efecto térmico produce más cantidad de C_{7+} en el tope de la estructura. En la gráfica 51 se presentan los resultados composicionales de C_{7+} para el campo C.

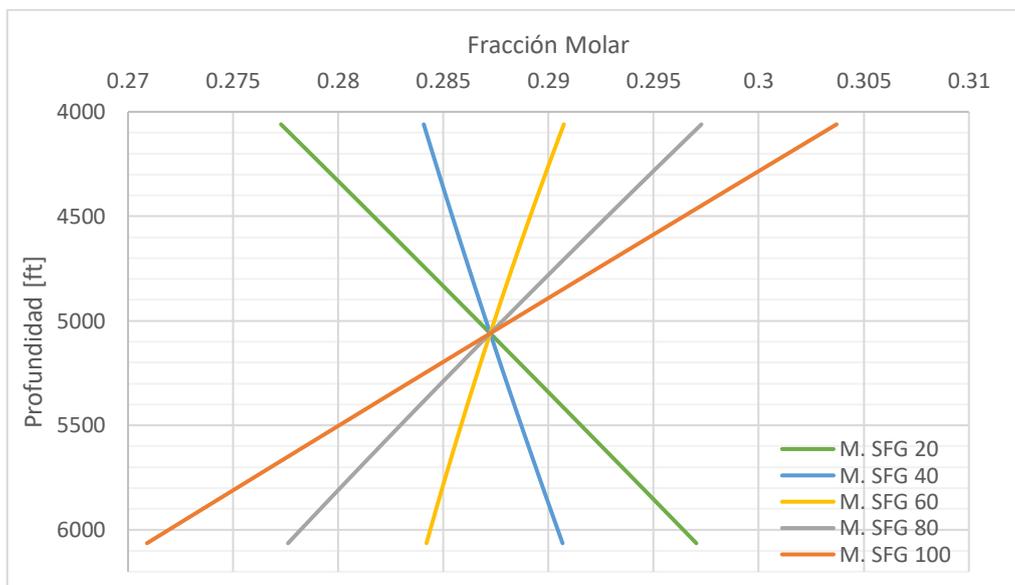
Figura 50.

Gravedad API del gradiente térmico de SFG del Campo B Bloque Norte.



Nota. La figura muestra el comportamiento presentado por la gravedad API simulado utilizando el modelo térmico de SFG del pozo B1.

Figura 51. *Fracción Molar C₇₊ del gradiente térmico de SFG para el campo C.*

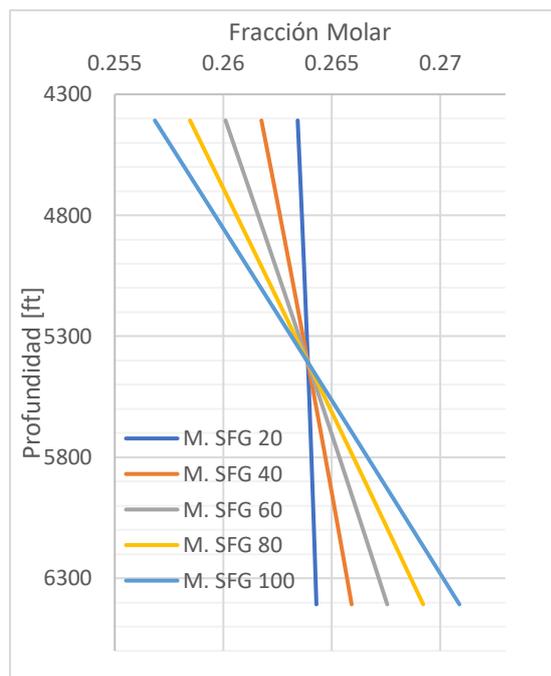


Nota. La figura muestra el comportamiento presentado por la fracción molar del C₇₊ simulado utilizando el modelo térmico de SFG del pozo C5.

El comportamiento del GOR y la composición de CO₂ tienen un comportamiento similar al de la gravedad, en los dos parámetros es posible identificar como la contribución máxima del efecto térmico generado con el modelo de Shukla-Firoozabadi-Ghorayeb puede contrarrestar por completo la gravedad y generar zonas de más gas y por ende mayor cantidad de CO₂ en el flanco de la estructura. En la figura 52 y figura 53 es posible observar el comportamiento descrito anteriormente.

Figura 52.

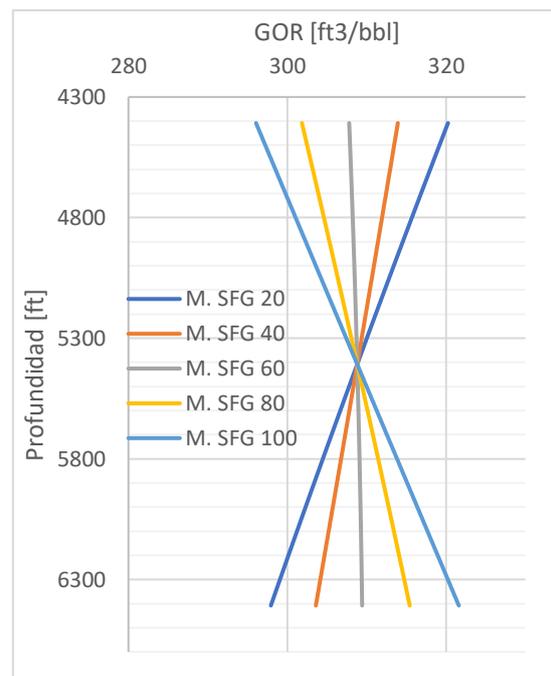
Composición CO₂ gradiente térmico Haase campo A Bloque Norte.



Nota. Composición CO₂ gradiente térmico Haase pozo A1.

Figura 53.

GOR térmico Haase campo A Bloque Norte.



Nota. GOR gradiente térmico Haase pozo A1.

Las gráficas de °API, GOR y composiciones de CO₂ y C₇₊ para los campos con alto grado de subsaturación se presentan en los ANEXO 15.

3.2.2. *Sistemas de fluidos con contacto gas-aceite saturado*

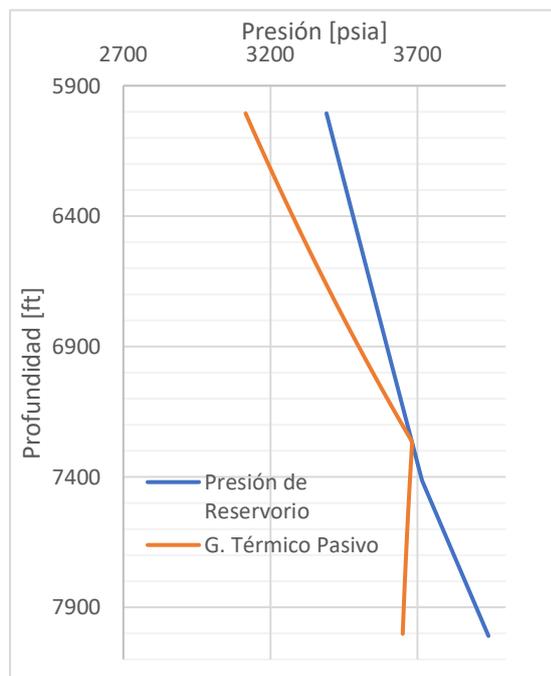
Dentro de los sistemas de fluidos de la formación Caballos trabajados y de acuerdo con la información analizada y los escenarios de gradiente composicional generados, fue posible identificar dos diferentes sistemas en los que se encontró capa de gas y zona de aceite con un contacto gas-aceite subsaturado. Los dos modelos de gradiente composicional obtenidos para este sistema de fluidos fueron

obtenidos a partir de fluidos de naturaleza diferente, un gas condensado para el bloque sur del campo B y un aceite volátil para el campo F.

3.2.2.a Modelo Térmico Pasivo. Los resultados del gradiente de presión obtenidos según el modelo térmico pasivo para los sistemas de fluidos saturados se presentan en la figura 54 y en la figura 55.

Figura 54.

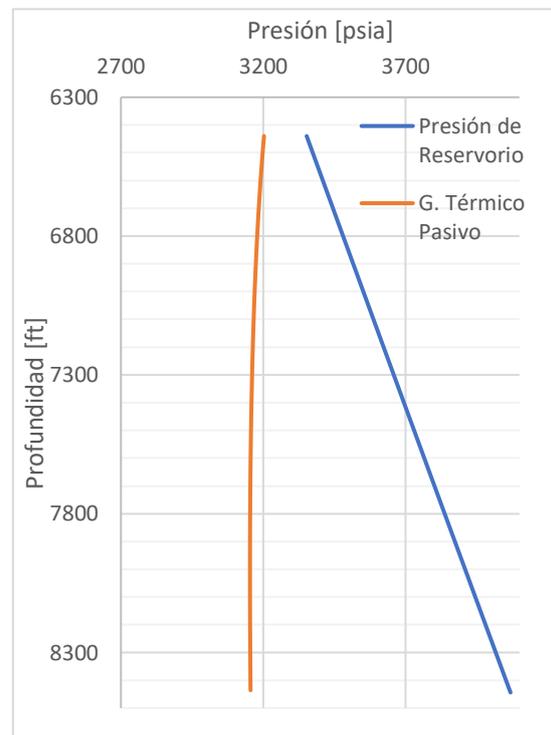
Gradiente térmico pasivo campo B bloque sur



Nota. Gradiente térmico pasivo pozo B2.

Figura 55.

Gradiente térmico pasivo campo F



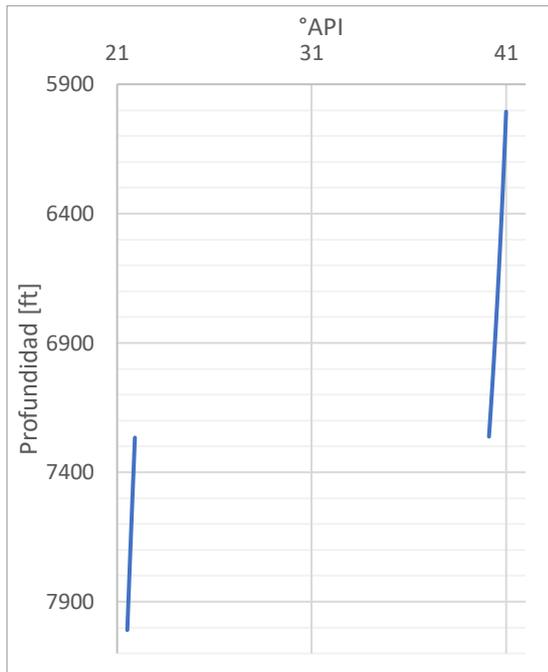
Nota. Gradiente térmico pasivo pozo F2.

El modelo térmico pasivo genera una variación del GOC de alrededor de 100 ft entre este escenario y el modelo isotérmico. La variación en la profundidad del contacto genera un impacto directo en la estimación de reservas, en el cálculo de barriles y en el modelamiento del yacimiento. En el campo F el gradiente térmico genera una desaparición del contacto y muestra al yacimiento como un sistema de fluidos con un pequeño grado de subsaturación.

El comportamiento de la gravedad API, es diferente entre los dos sistemas de fluidos, producto de que los sistemas de fluidos que predice este gradiente son diferentes. En la figura 56 y figura 57 se muestra el comportamiento de la gravedad API en los diferentes sistemas de fluidos.

Figura 56.

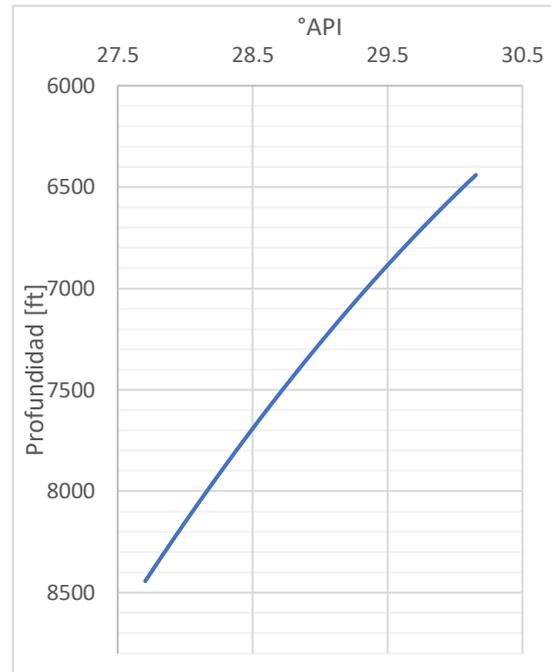
°API Gradiente térmico pasivo campo B bloque sur



Nota. °API gradiente térmico pasivo pozo B2.

Figura 57.

°API Gradiente térmico pasivo campo F



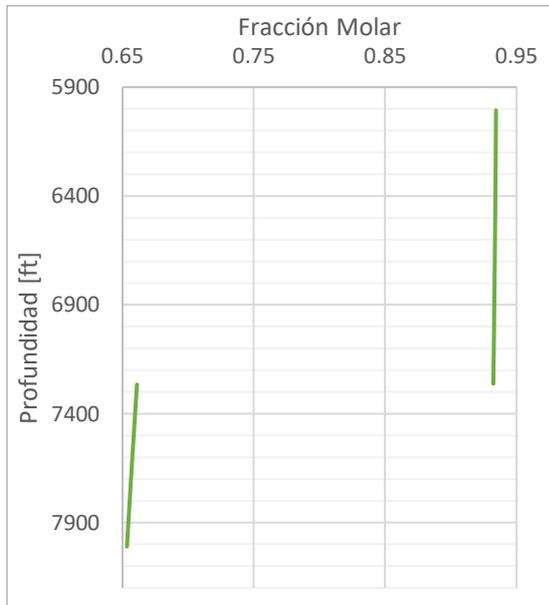
Nota. °API gradiente térmico pasivo pozo F2.

El comportamiento de la gravedad API en el campo B permite identificar un sistema de fluidos en no equilibrio, por lo cual se puede observar un cambio abrupto en la densidad del fluido entre la zona de gas y la zona de aceite. La tendencia de la gravedad API para el campo F es similar a las analizadas en los yacimientos con alto grado de subsaturación.

El comportamiento del GOR y la composición de CO₂ permiten observar un sistema de fluidos que no está en equilibrio, como es el caso del campo B, mientras que para el campo F es posible observar un sistema sin transición de fluidos, es decir una sola fase a lo largo de todo el relieve vertical.

Figura 58.

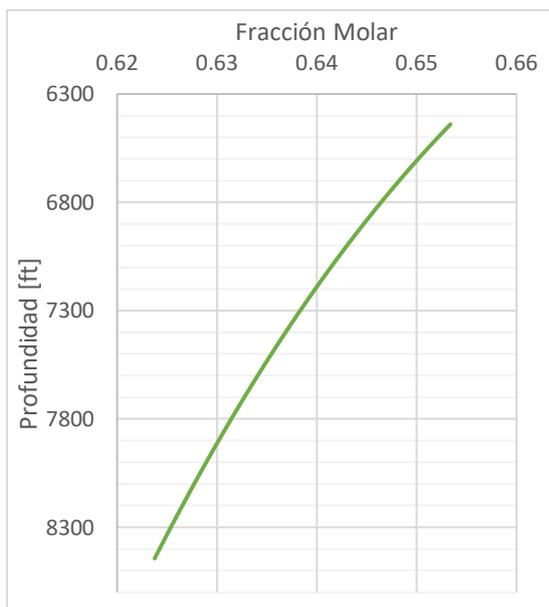
Composición CO₂ gradiente térmico pasivo campo B bloque sur



Nota. Composición CO₂ gradiente térmico pasivo pozo B2.

Figura 60.

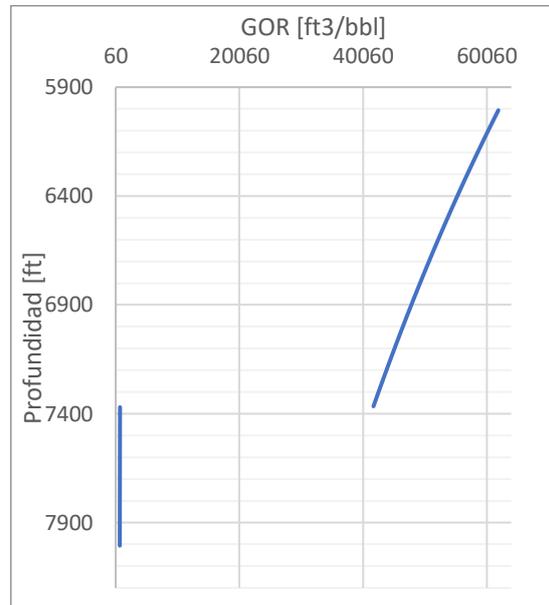
Composición CO₂ gradiente térmico pasivo campo F



Nota. Composición CO₂ gradiente térmico pasivo pozo F2

Figura 59.

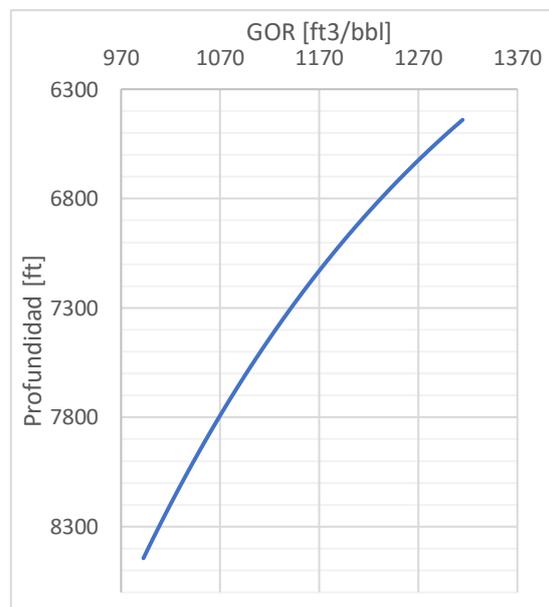
GOR gradiente térmico pasivo campo B bloque sur



Nota. GOR gradiente térmico pasivo pozo B2.

Figura 61.

GOR gradiente térmico pasivo campo F

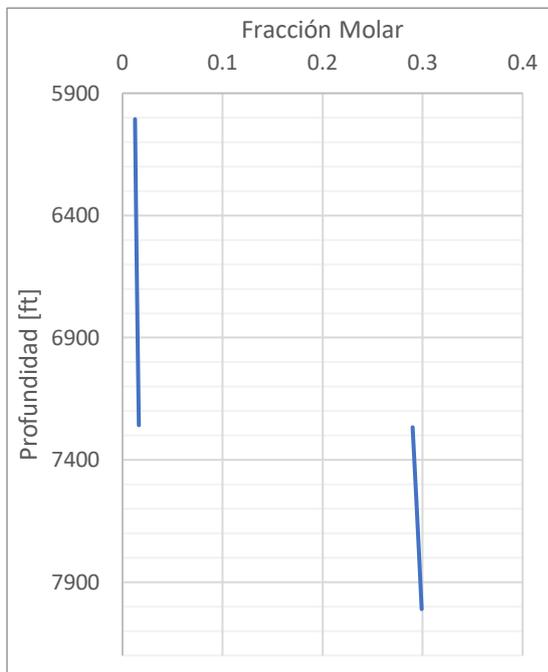


Nota. GOR gradiente térmico pasivo pozo F2.

La composición de C_{7+} está directamente relacionada con la gravedad API de los fluidos, tal como se mencionó anteriormente. En la figura 62 y en la figura 63 es posible observar el comportamiento descrito.

Figura 62.

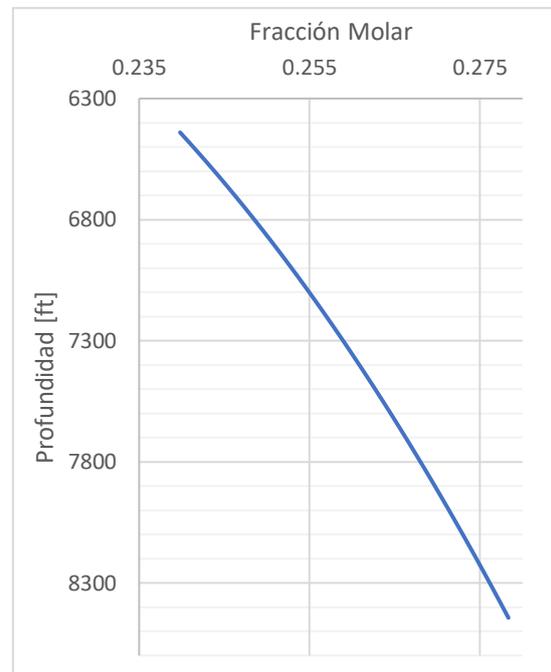
Composición C_{7+} gradiente térmico pasivo campo B bloque sur



Nota. Composición C_{7+} gradiente térmico pasivo pozo B2

Figura 63.

Composición C_{7+} gradiente térmico pasivo campo F



Nota. Composición C_{7+} gradiente térmico pasivo pozo F2

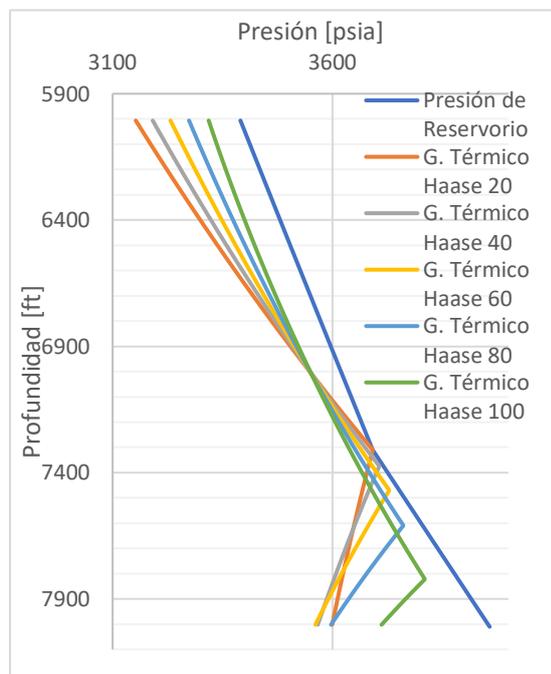
3.2.2.b Modelo Térmico de Haase. El gradiente térmico de Haase generó resultados diferentes para los dos campos. En el campo F el gradiente genera un sistema de fluidos con un ligero grado de subsaturación, como los analizados anteriormente, en este sistema de fluidos ninguno de los escenarios generados contrarresta el efecto gravitacional y tampoco permite observar ninguna transición de fluidos.

En el gradiente de presión del bloque sur del campo B, se observa un efecto interesante en los contactos y en el comportamiento de los fluidos a lo largo del relieve vertical a medida que se incrementa la contribución del efecto térmico. Es posible observar como la contribución total del efecto térmico de Haase produce una transición saturada correspondiente a un sistema de fluidos cercano al punto crítico, mientras que el efecto térmico en proporciones menores, del 20% por ejemplo muestra un contacto gas aceite más somero y subsaturado. La variación de 500 ft

entre el escenario con menor y mayor efecto térmico tiene una repercusión directa en los modelos de estimación de reservas y producción del yacimiento, lo cual tendrá un impacto en la estimación de utilidades y gestión de los planes de desarrollo. En la figura 64 y en la figura 65 es posible observar los comportamientos descritos.

Figura 64.

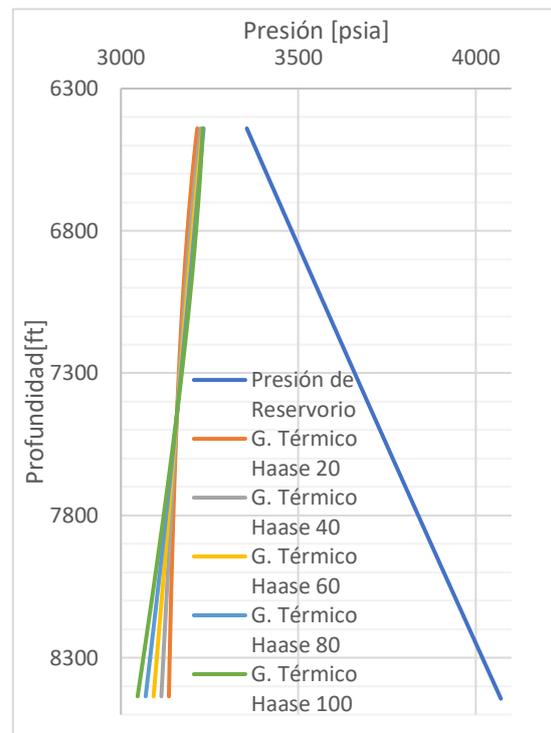
Gradiente térmico Haase campo B bloque sur



Nota. Gradiente térmico Haase campo B pozo B2

Figura 65.

Gradiente térmico Haase campo F



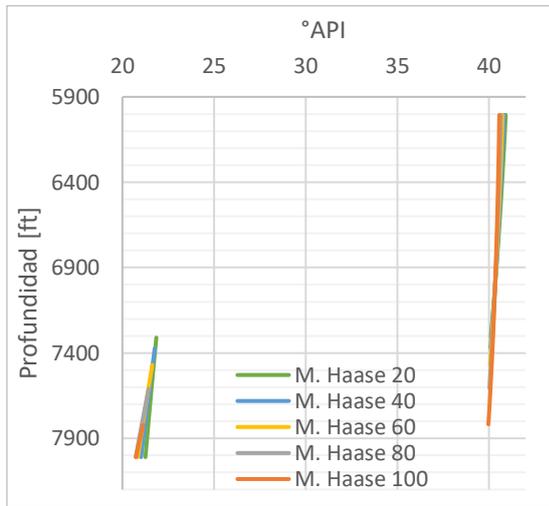
Nota. Gradiente térmico Haase campo F pozo F2

En el comportamiento de la gravedad API es posible observar un sistema en no equilibrio para el campo F con una diferencia de alrededor de 20°API entre la zona de gas y aceite sin una zona de transición entre los fluidos. En el campo F la tendencia es continua, propia de un sistema subsaturado y que se acelera a medida que se incrementa el efecto térmico.

El comportamiento de la composición de CO₂ y GOR en el campo B permiten corroborar que se genera un sistema de fluidos que no se encuentra en equilibrio. Para el campo F la tendencia es similar a la de la gravedad API, a medida que se incrementa la contribución térmica se acelera el gradiente de propiedades, en este caso GOR y composición de CO₂.

Figura 66.

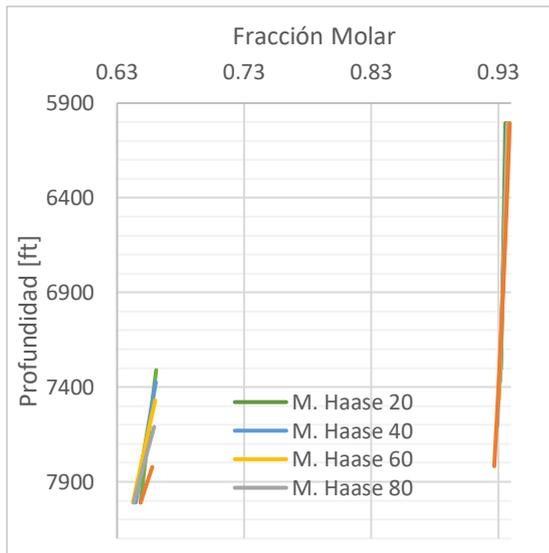
°API gradiente térmico Haase campo B bloque sur



Nota. °API gradiente térmico Haase campo B pozo B2

Figura 68.

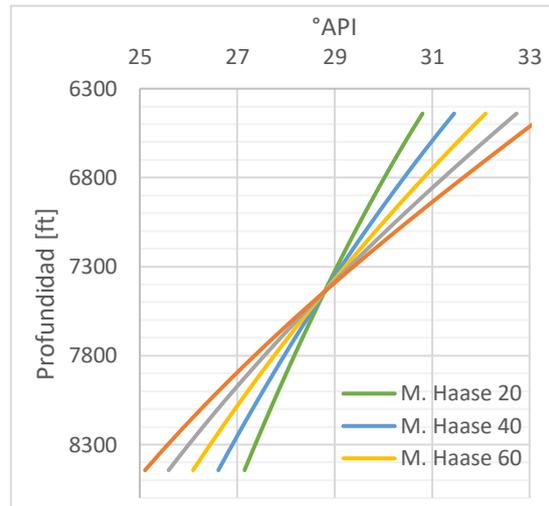
Composición CO₂ gradiente térmico Haase campo B bloque sur



Nota. Composición CO₂ gradiente térmico Haase campo B pozo B2

Figura 67.

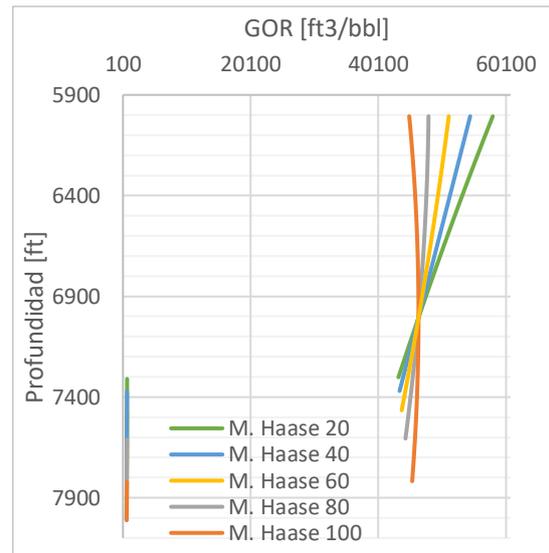
°API gradiente térmico Haase campo F



Nota. °API gradiente térmico Haase campo F pozo F2

Figura 69.

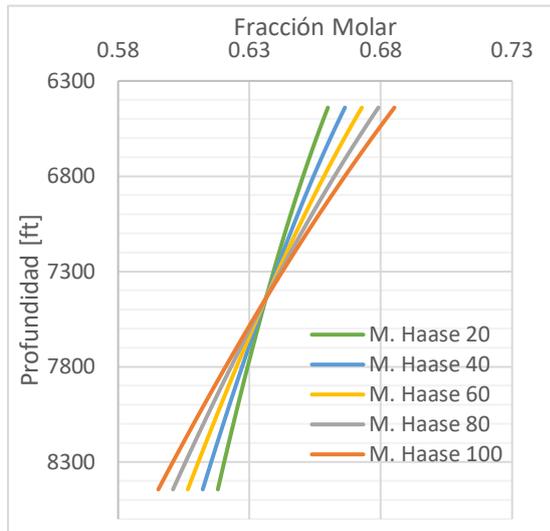
GOR gradiente térmico Haase campo B bloque sur



Nota. ° GOR gradiente térmico Haase campo B pozo B2

Figura 70.

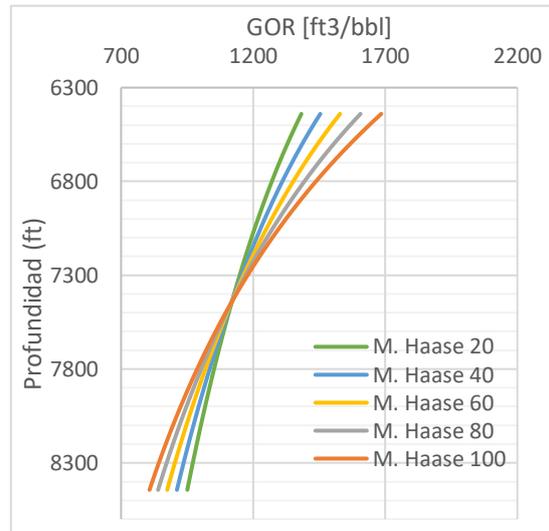
Composición CO₂ gradiente térmico Haase campo F



Nota. Composición CO₂ gradiente térmico Haase campo F pozo F2

Figura 71.

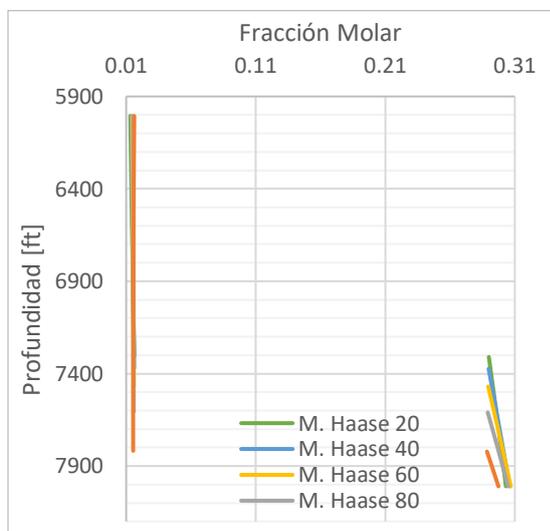
GOR gradiente térmico Haase campo F



Nota. Composición CO₂ gradiente térmico Haase campo F pozo F2

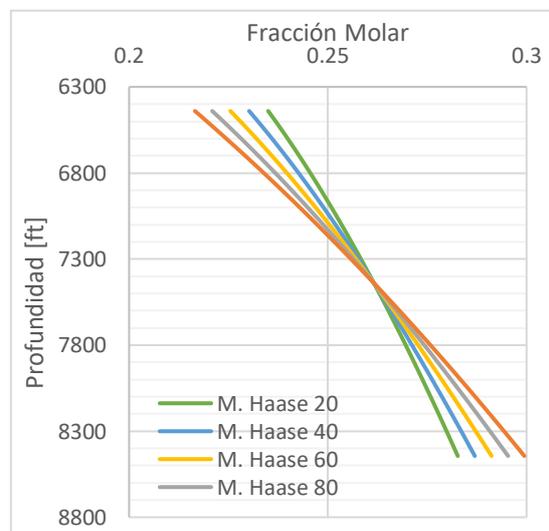
La concentración de C₇₊ está directamente relacionada con la gravedad API de los fluidos, en la figura 72 y en la figura 73 es posible observar que sigue la tendencia inversa de la gravedad API, lo cual significa que a mayor gravedad API menor cantidad de C₇₊.

Figura 72. *Composición C₇₊ gradiente térmico Haase campo B bloque sur*



Nota. Composición C₇₊ gradiente térmico Haase campo B pozo B2

Figura 73. *Composición C₇₊ gradiente térmico Haase campo F*



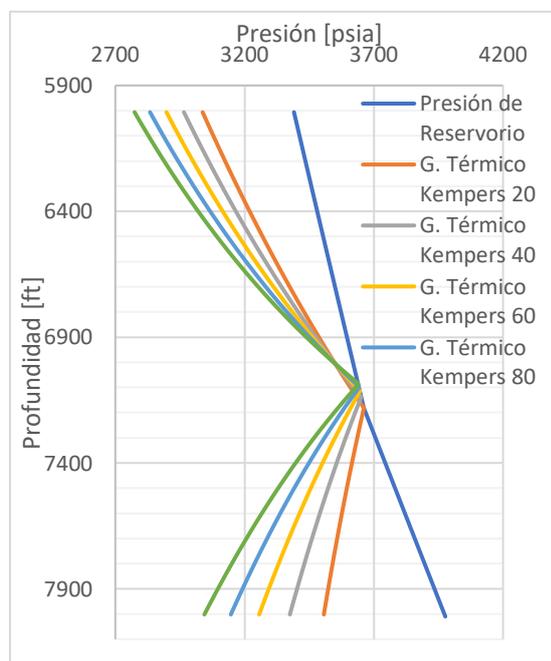
Nota. Composición C₇₊ gradiente térmico Haase campo F pozo F2

3.2.2.c Modelo Térmico de Kempers. El gradiente térmico de Kempers es el modelo térmico que produce los escenarios más acelerados. Es por medio de este gradiente que se puede observar el contacto subsaturado del campo F que por la naturaleza del fluido se presume que hace parte del yacimiento. Se producen escenarios con cuatro contactos diferentes en un intervalo de 300 ft dependiendo de la contribución térmica aplicada.

Para el campo B se producen cinco contactos diferentes comprendidos en un intervalo de 200 ft, mucho más próximos entre si con respecto a los escenarios generados en el modelo de Haase. Sin embargo, este modelo produce un conjunto de gradientes mucho más acelerados para el campo B lo cual se reflejará en el comportamiento de las propiedades.

Figura 74.

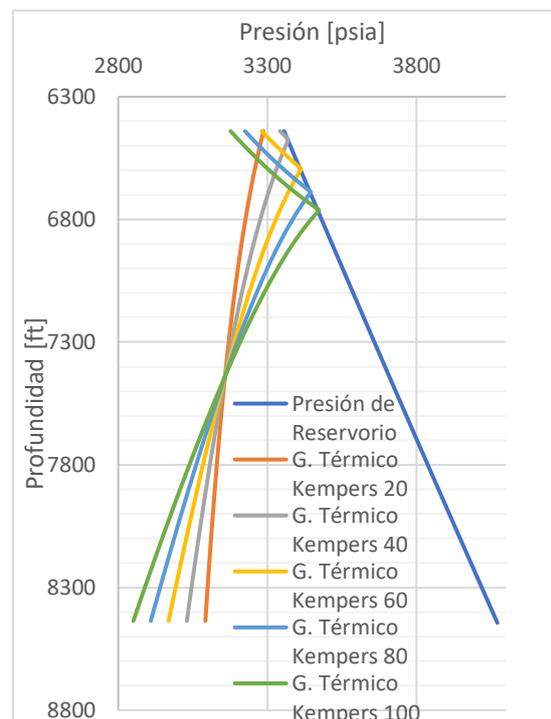
Gradiente térmico Kempers campo B bloque sur



Nota. Gradiente térmico Kempers campo B pozo B2

Figura 75.

Gradiente térmico Kempers campo F

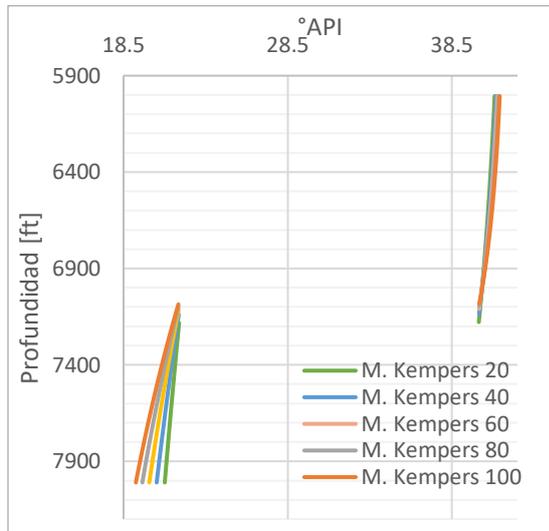


Nota. Gradiente térmico Kempers campo F pozo F2

El comportamiento de la gravedad API de los dos fluidos muestra sistemas de hidrocarburos que no se encuentran en equilibrio y por esta razón las interrupciones de las propiedades en el contacto.

Figura 76.

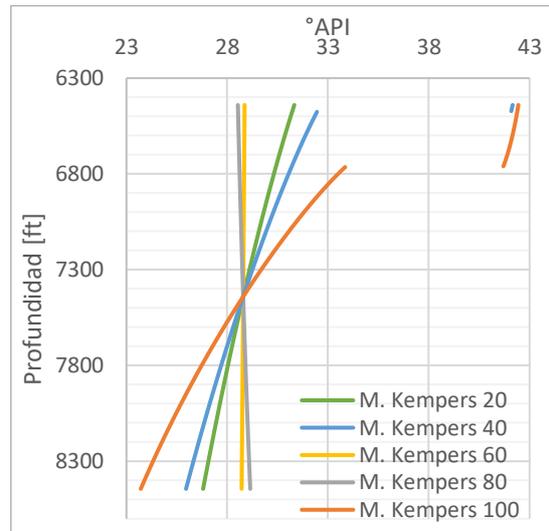
°API Gradiente térmico Kempers campo B bloque sur



Nota. °API Gradiente térmico Kempers campo B pozo B2

Figura 77.

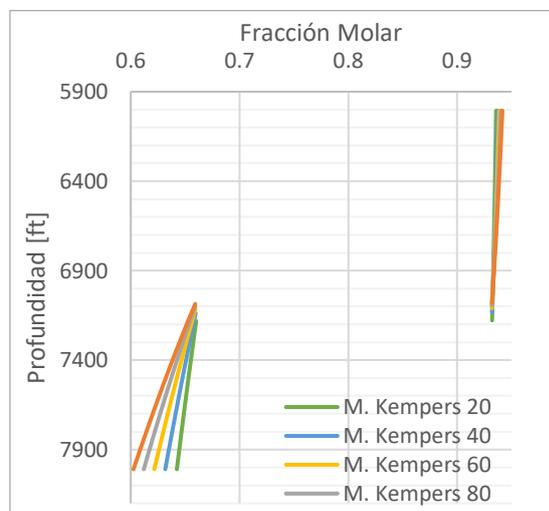
°API Gradiente térmico Kempers campo F



Nota. °API Gradiente térmico Kempers campo F pozo F2

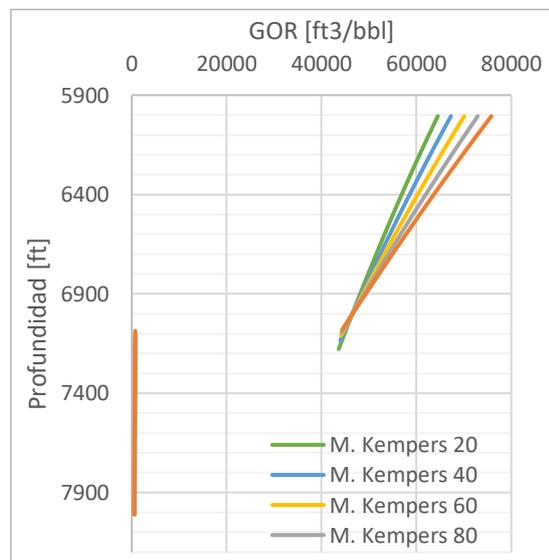
El comportamiento composicional del CO₂ y el GOR muestran sistemas de fluidos en no equilibrio, lo cual es un comportamiento que concuerda con los datos de gravedad API presentados anteriormente para este gradiente.

Figura 78. *Composición CO₂ gradiente térmico Kempers campo B bloque sur*



Nota. Composición CO₂ gradiente térmico Kempers campo B pozo B2

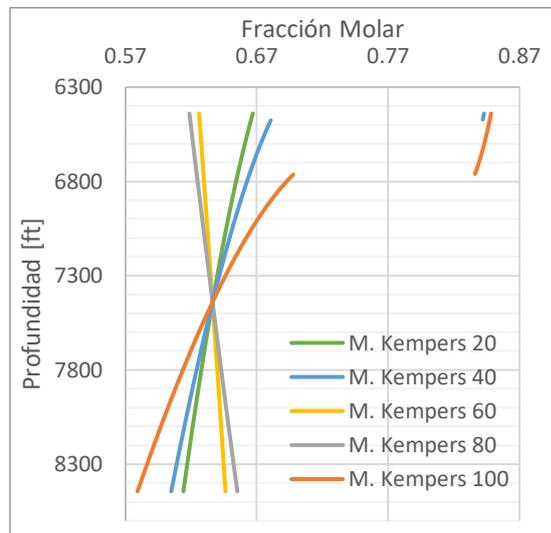
Figura 79. *GOR gradiente térmico Kempers campo B bloque sur*



Nota. GOR gradiente térmico Kempers campo B pozo B2

Figura 80.

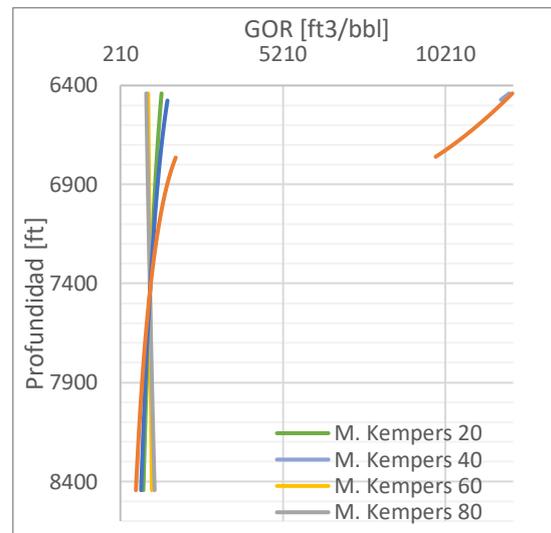
Composición CO₂ gradiente térmico Kempers campo F



Nota. Composición CO₂ gradiente térmico Kempers campo F pozo F2

Figura 81.

GOR gradiente térmico Kempers campo F

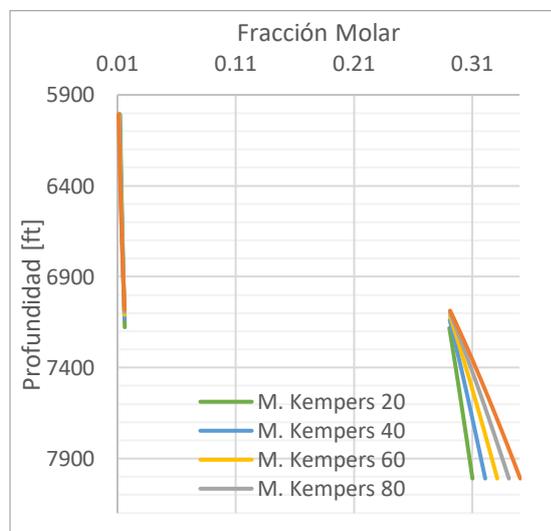


Nota. GOR gradiente térmico Kempers campo F pozo F2

La composición de C₇₊ es un indicador directo de la gravedad API de los hidrocarburos, y en la figura 82 y en la figura 83 es posible observar la misma tendencia de la gravedad API, pero en función de la cantidad de C₇₊.

Figura 82.

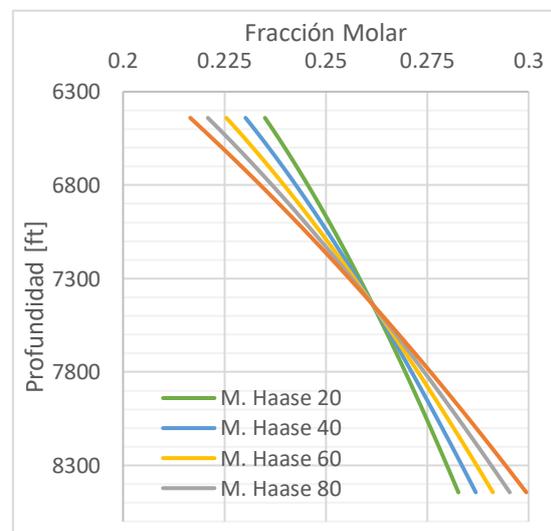
Composición C₇₊ gradiente térmico Haase campo B bloque sur



Nota. Composición C₇₊ gradiente térmico Haase campo B pozo B2

Figura 83.

Composición C₇₊ gradiente térmico Haase campo F



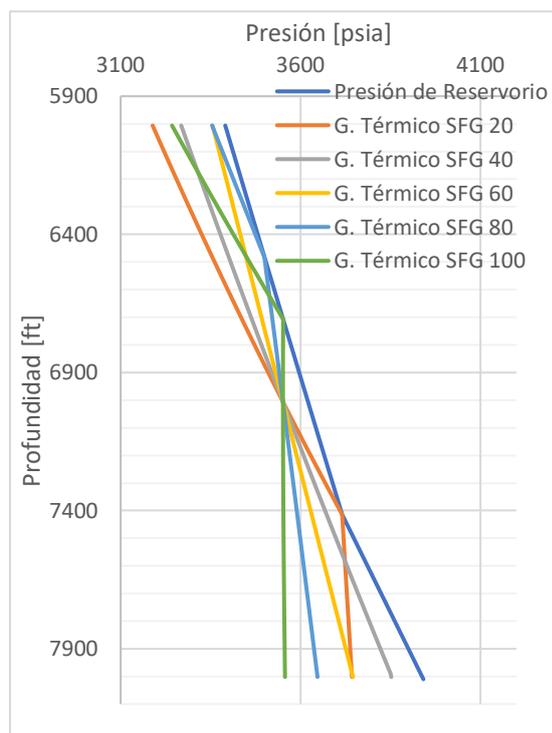
Nota. Composición C₇₊ gradiente térmico Haase campo F pozo F2

3.2.2.d Modelo Térmico de Shukla-Firoozabadi-Ghorayeb. El gradiente térmico de Shukla-Firoozabadi-Ghorayeb muestra variación en los contactos de más de 1000 ft en el campo B, un comportamiento particular y que muestra la sensibilidad del sistema al momento de calcular la difusión térmica mediante el uso del término semi-empírico τ_i .

En el escenario generado para el campo F es posible observar como la máxima contribución térmica del gradiente de Shukla-Firoozabadi-Ghorayeb genera un efecto que contrarresta por completo el tirante gravitacional.

Figura 84.

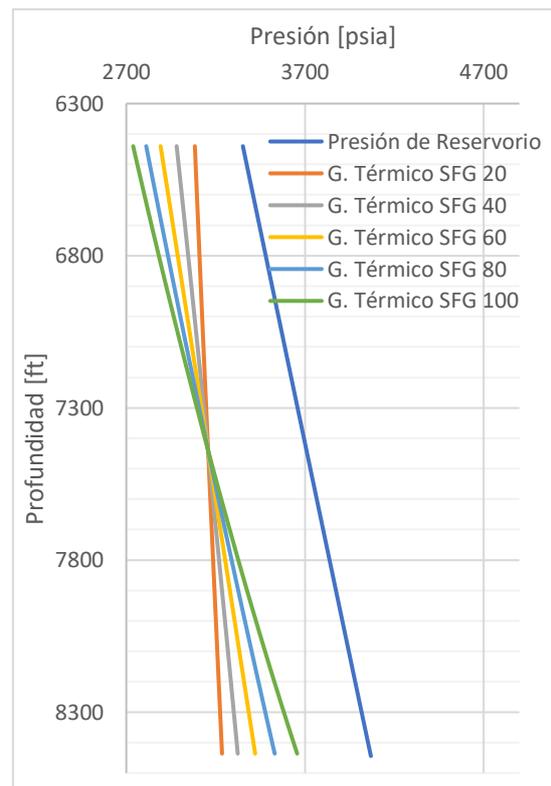
Gradiente térmico SFG campo B bloque sur



Nota. Composición C₇₊ gradiente térmico Haase campo B pozo B2

Figura 85.

Gradiente térmico SFG campo F

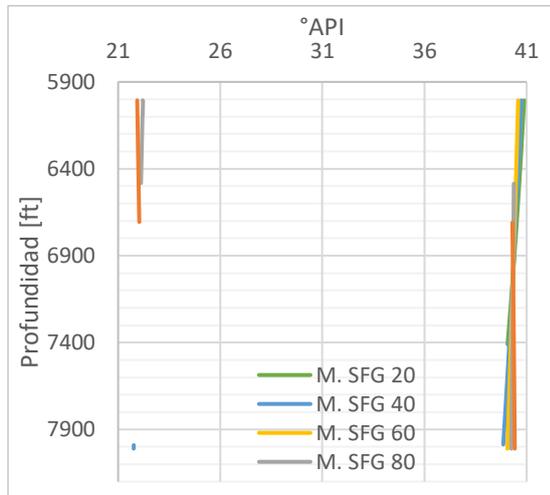


Nota. Composición C₇₊ gradiente térmico Haase campo B pozo B2

El comportamiento de la gravedad API para el campo F es similar al de los sistemas de fluidos ya presentados, mientras que para el campo B es posible identificar nuevamente un sistema de fluidos que no se encuentra en equilibrio de fases.

Figura 86.

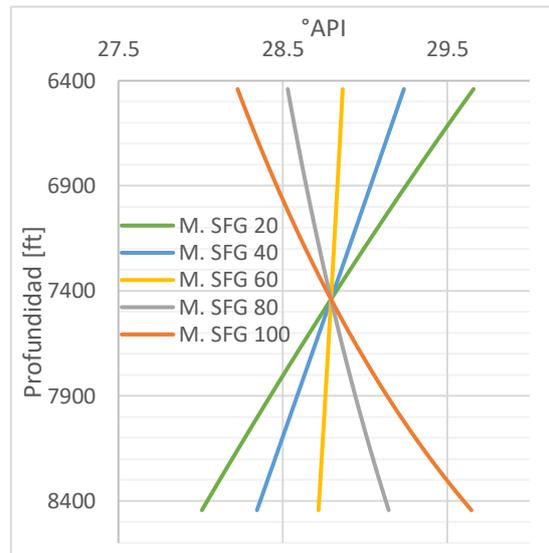
°API Gradiente térmico SFG campo B bloque sur



Nota. °API Gradiente térmico SFG campo B pozo B2

Figura 87.

°API Gradiente térmico SFG campo F

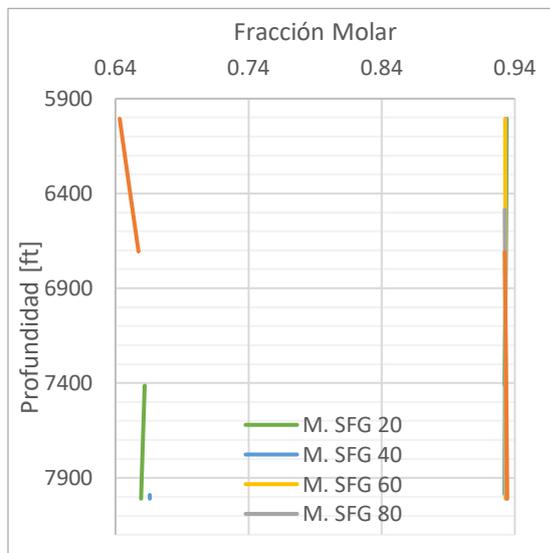


Nota. °API Gradiente térmico SFG campo F pozo F2

La cantidad de CO₂ y el GOR de los dos sistemas de fluido que se encuentran en análisis muestran comportamientos que permiten identificar el mismo comportamiento.

Figura 88.

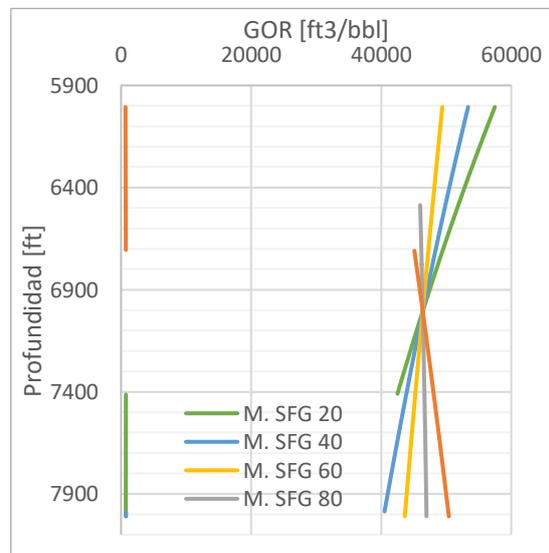
Composición CO₂ gradiente térmico SFG campo B bloque sur



Nota. Composición CO₂ gradiente térmico SFG campo B pozo B2

Figura 89.

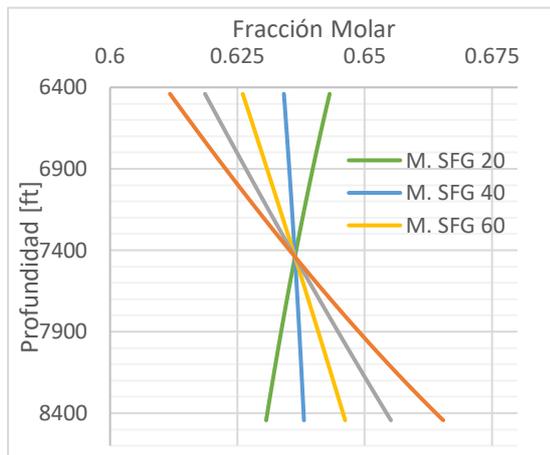
GOR gradiente térmico SFG campo B bloque sur



Nota. GOR gradiente térmico SFG campo B pozo B2

Figura 90.

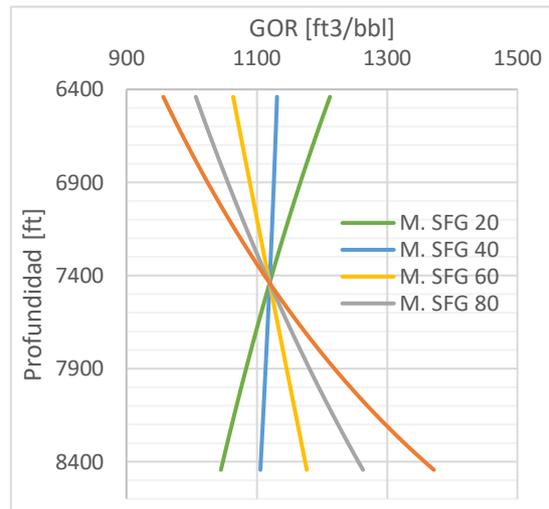
Composición CO₂ gradiente térmico SFG campo F



Nota. Composición CO₂ gradiente térmico SFG campo F pozo F2

Figura 91.

GOR gradiente térmico SFG campo F

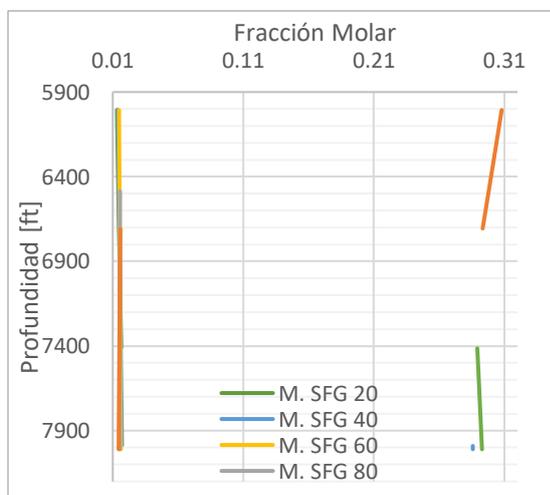


Nota. GOR gradiente térmico SFG campo F pozo F2

La composición de C₇₊ tiene la misma tendencia de la gravedad API, porque tal como se mencionó anteriormente es dependiente la una de la otra con un comportamiento inversamente proporcional. En la figura 92 y la figura 93 se presenta la tendencia de la composición C₇₊ de acuerdo con el modelo generado con el gradiente de Shukla-Firoozabadi-Ghorayeb.

Figura 92.

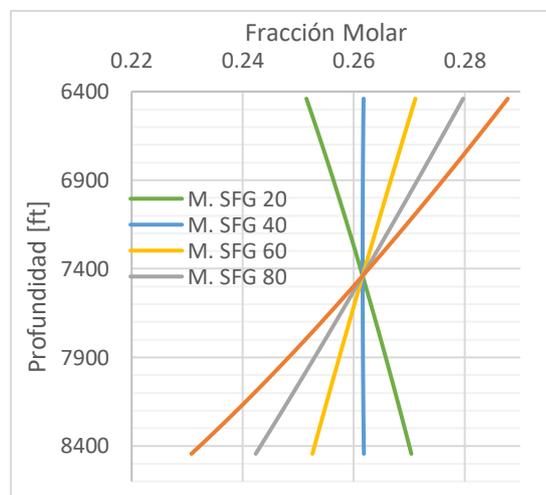
Composición C₇₊ gradiente térmico Haase campo B bloque sur



Nota. Composición C₇₊ gradiente térmico Haase campo B pozo B2

Figura 93.

Composición C₇₊ gradiente térmico SFG campo F



Nota. Composición C₇₊ gradiente térmico Haase campo F pozo F2

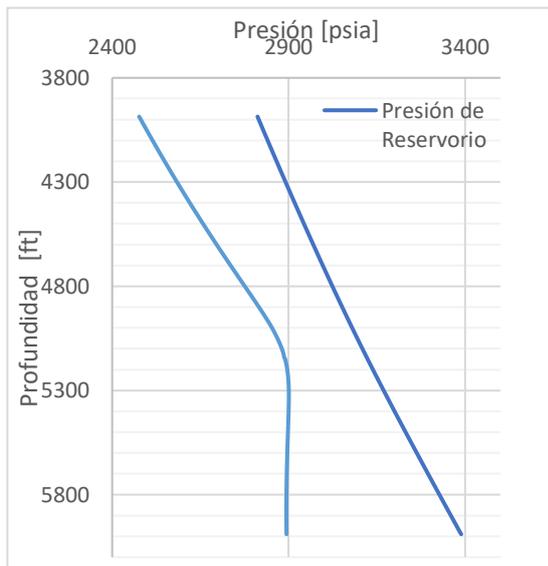
3.2.3. Sistemas de fluidos con contacto gas-aceite subsaturados (Sistemas hipercríticos)

Dentro de los sistemas de fluidos de la formación Caballos trabajados y de acuerdo con la información analizada y los escenarios de gradiente composicional generados, fue posible identificar un sistema en el que se encontró capa de gas y zona de aceite saturado cercana al punto crítico. Los dos modelos de gradiente composicional obtenidos para este sistema de fluidos fueron obtenidos a partir de fluidos de naturaleza diferente, pero ambos pertenecientes al domo sur del campo C, un gas condensado para el pozo C7 característico por exhibir una inversión de fases dentro del sistema, aclarando que esto no es extraño y se reportan casos en la literatura con la misma inversión como es el caso del campo Yufutso presentado en [24] y un aceite volátil cercana al punto crítico para el pozo C15-3.

3.2.3.a Modelo Térmico Pasivo. Los resultados del gradiente de presión obtenidos según el modelo térmico pasivo para los sistemas de fluidos saturados se presentan en la figura 94 y en la figura 95.

Figura 94.

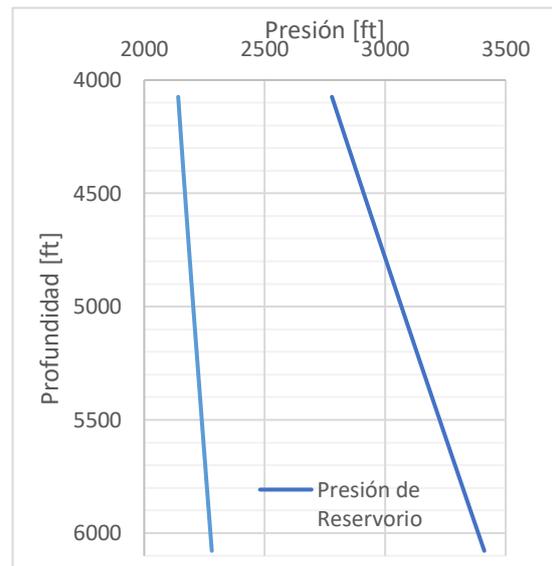
Gradiente térmico pasivo campo C bloque sur C7



Nota. Gradiente térmico pasivo campo C bloque sur C7

Figura 95.

Gradiente térmico pasivo campo C bloque sur C15-3



Nota. Gradiente térmico pasivo campo C bloque sur C15-3

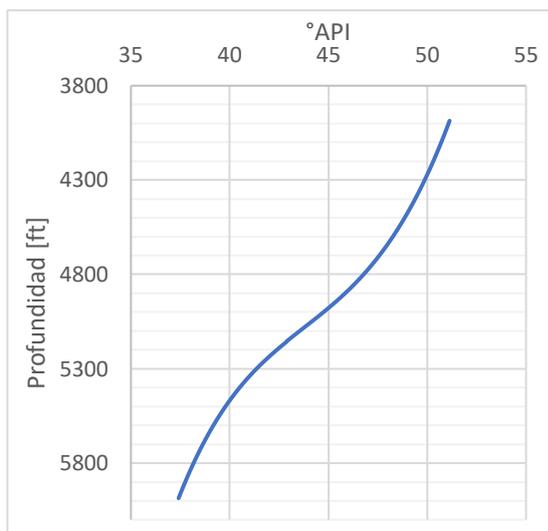
El modelo térmico pasivo genera una variación del GOC de alrededor de 40 ft entre este escenario y el modelo isotérmico para el pozo C7. La variación en la

profundidad del contacto genera un impacto directo en la estimación de reservas, en el cálculo de barriles y en el modelamiento del yacimiento. En el pozo C15-3 el gradiente térmico exhibe un comportamiento subsaturado, lo que implica que no exhibe a cabalidad el comportamiento conocido del fluido presente

El comportamiento de la gravedad API, es diferente entre los dos sistemas de fluidos, producto de que los sistemas de fluidos que predice este gradiente son diferentes. En la figura 96 y en la figura 97 se muestra el comportamiento de la gravedad API en los diferentes sistemas de fluidos.

Figura 96.

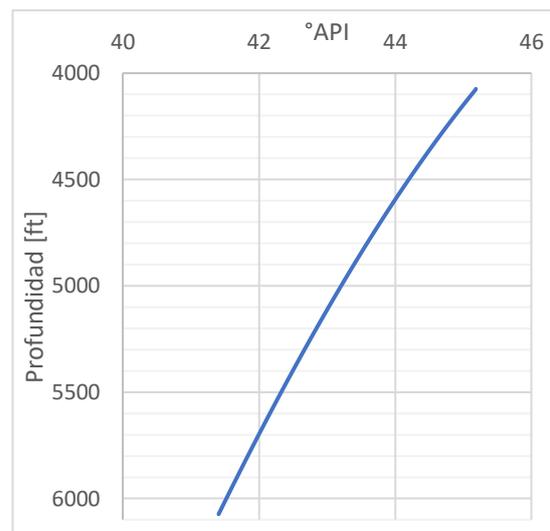
°API Gradiente térmico pasivo campo C bloque sur C7



Nota. °API Gradiente térmico pasivo campo C bloque sur C7

Figura 97.

°API Gradiente térmico pasivo campo C bloque sur C15-3



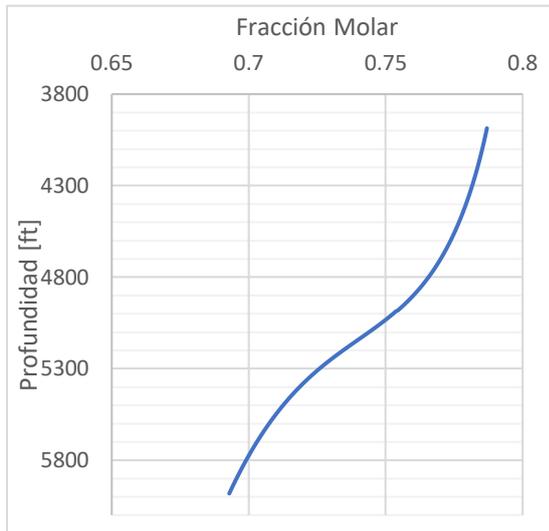
Nota. ° API Gradiente térmico pasivo campo C pozo C15-3

El comportamiento de la gravedad API en el domo sur del campo C permite identificar cambios en la tendencia y pendiente en la densidad del fluido entre la zona de gas y la zona de aceite, mientras que la tendencia de la gravedad API para el pozo C15-3 es similar a las analizadas en los yacimientos con alto grado de subsaturación.

El comportamiento del GOR y la composición de CO₂ permiten evidenciar la variación en pendiente y tendencia del comportamiento para el pozo C7 y un comportamiento similar para el pozo C15-3 que presenta un comportamiento similar a un fluido subsaturado.

Figura 98.

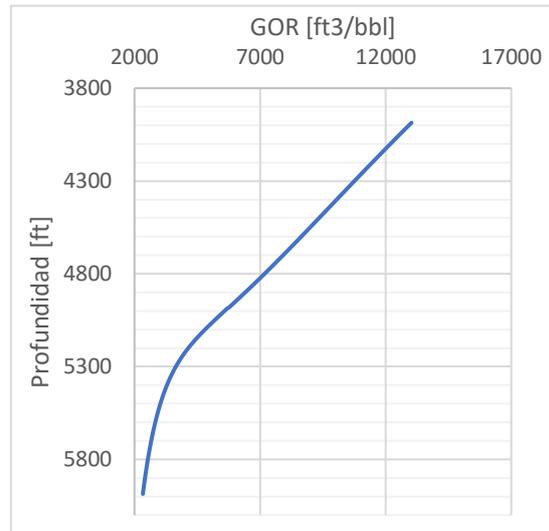
Composición CO₂ gradiente térmico pasivo campo C bloque sur C7



Nota. Composición CO₂ gradiente térmico pasivo campo C bloque sur C7

Figura 99.

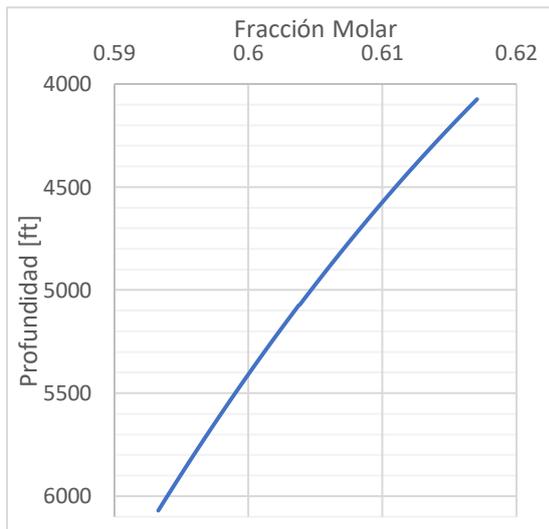
GOR gradiente térmico pasivo campo C bloque sur C7



Nota. GOR gradiente térmico pasivo campo C bloque sur C7

Figura 100.

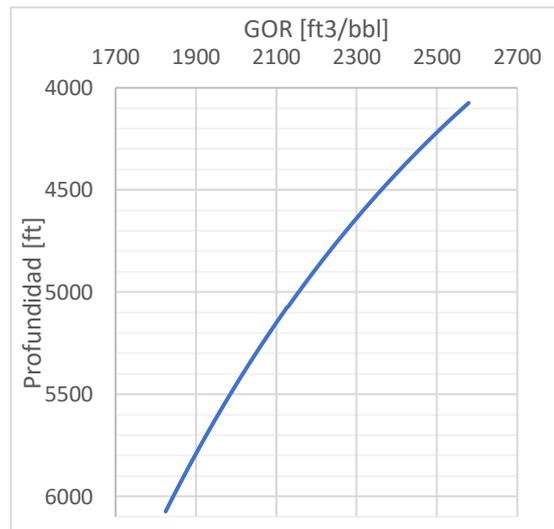
Composición CO₂ gradiente térmico pasivo pozo C15-3



Nota. Composición CO₂ gradiente térmico pasivo pozo C15-3

Figura 101.

GOR gradiente térmico pasivo campo C Domo Sur C15-3

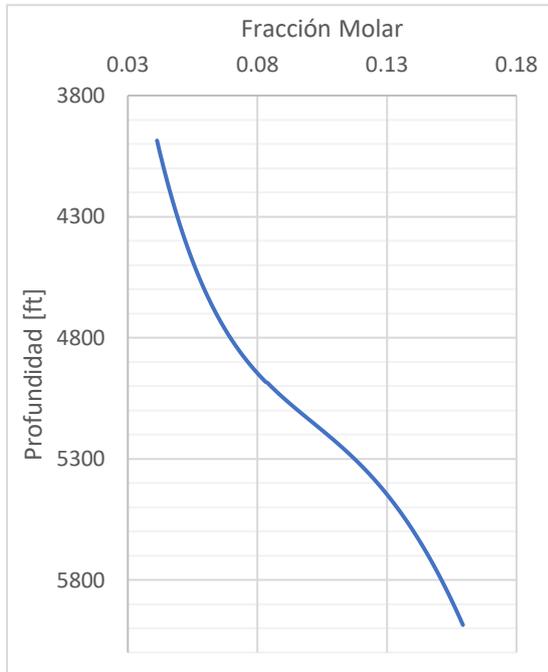


Nota. Composición CO₂ gradiente térmico pasivo pozo C15-3

La composición de C_{7+} está directamente relacionada con la gravedad API de los fluidos, tal como se mencionó anteriormente. En la figura 102 y en la figura 103 es posible observar el comportamiento descrito.

Figura 102.

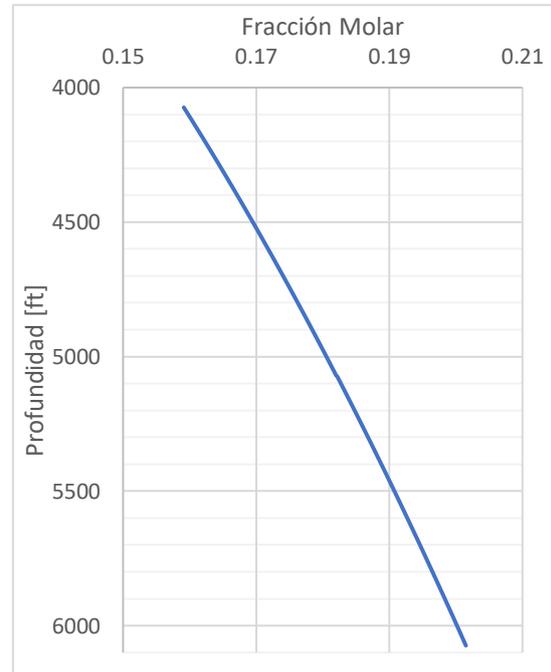
Composición C_{7+} gradiente térmico pasivo pozo C7.



Nota. Composición C_{7+} gradiente térmico pasivo campo C bloque sur C7

Figura 103.

Composición C_{7+} gradiente térmico pasivo pozo C15-3.



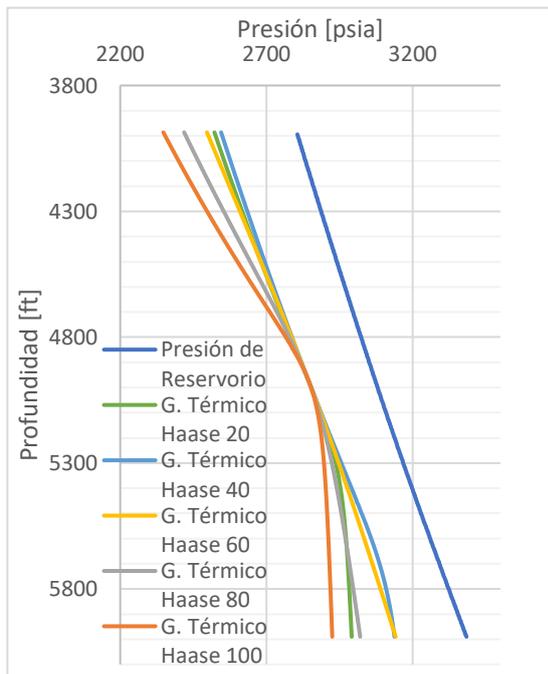
Nota. Composición C_{7+} gradiente térmico pasivo pozo C15-3

3.2.3.b Modelo Térmico de Haase. El gradiente térmico de Haase generó resultados diferentes para los dos pozos, para el pozo C7 se evidencia un cambio en el comportamiento en la curvatura de cada uno de los gradientes generando que el Modelo térmico de Haase más adecuado es el modelo que considera el 100% del efecto gravitacional. Adicionalmente es preciso decir que todos los escenarios elaborados no presentan una variación en la profundidad a la cual se establece el contacto.

En la figura 104 y en la figura 105 es posible observar los comportamientos descritos.

Figura 104.

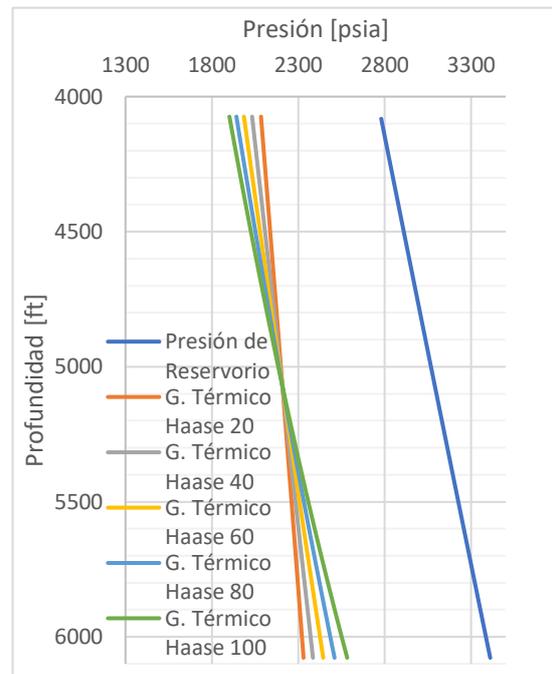
Gradiente térmico Haase campo C bloque sur C7



Nota. Gradiente térmico Haase campo C bloque sur C7.

Figura 105.

Gradiente térmico Haase campo C bloque sur C15-3

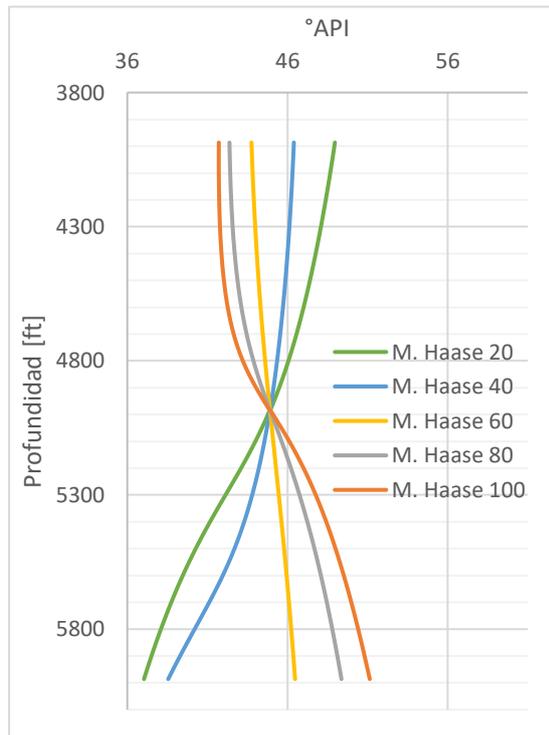


Nota. Gradiente térmico Haase campo C bloque sur C15-3.

En el comportamiento de la gravedad API es posible observar la tendencia es continua que se acelera a medida que se incrementa el efecto térmico. En la figura 106 y la figura 107 se muestra el comportamiento de la gravedad API en los diferentes sistemas de fluidos. El comportamiento de la composición de CO₂ y GOR, así como la concentración de C₇₊ exhibe el comportamiento típico esperado, las gráficas de estas propiedades se muestran en el ANEXO 16.

Figura 106.

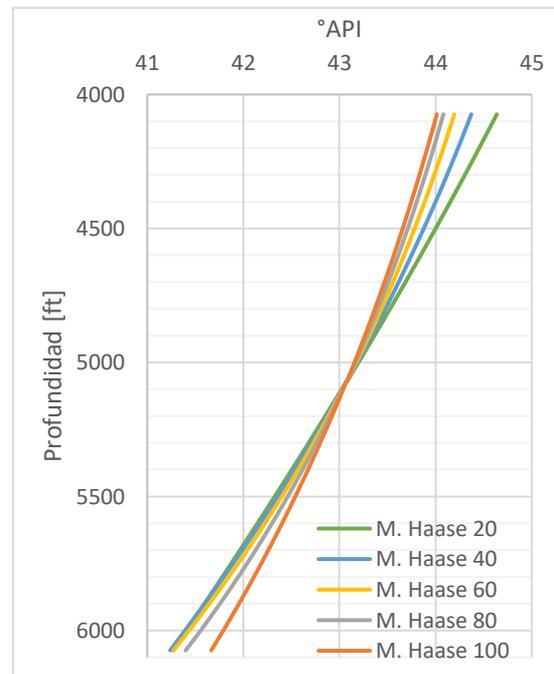
°API Gradiente térmico Haase pozo C7



Nota. °API gradiente térmico pasivo pozo B2.

Figura 107.

°API Gradiente térmico Haase pozo C15-3

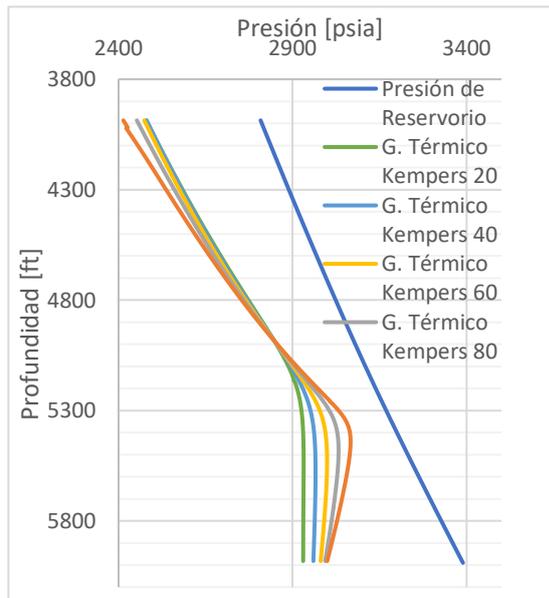


Nota. °API gradiente térmico pasivo pozo F2.

3.2.3.c Modelo Térmico de Kempers. A partir del gradiente térmico de Kempers fue posible evidenciar que en ambos escenarios no se presenta un contacto definido con la presión de reservorio, para el pozo C7, se presenta una variación en la profundidad de la zona de transición con respecto a los diferentes escenarios de contribución de efecto térmico, mientras que para el pozo C15-3, se evidencia un comportamiento ligeramente con respecto al grado de subsaturación presente. En la figura 108 y en la figura 109 es posible observar los comportamientos descritos.

Figura 108.

Gradiente térmico Kempers pozo C7

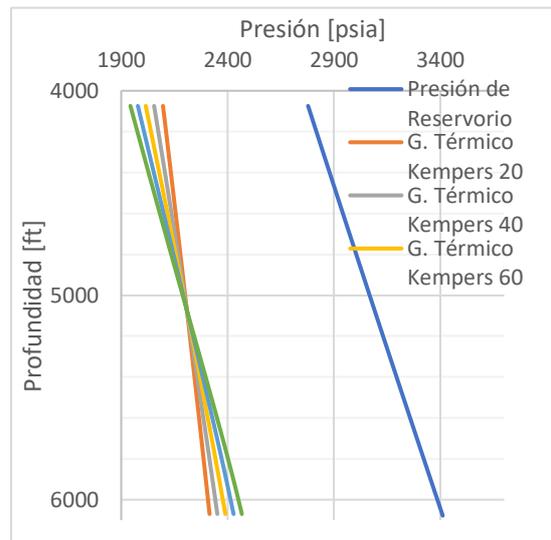


Nota. Gradiente térmico Kempers campo B pozo B2

Figura 109.

Gradiente térmico Kempers pozo C15-

3

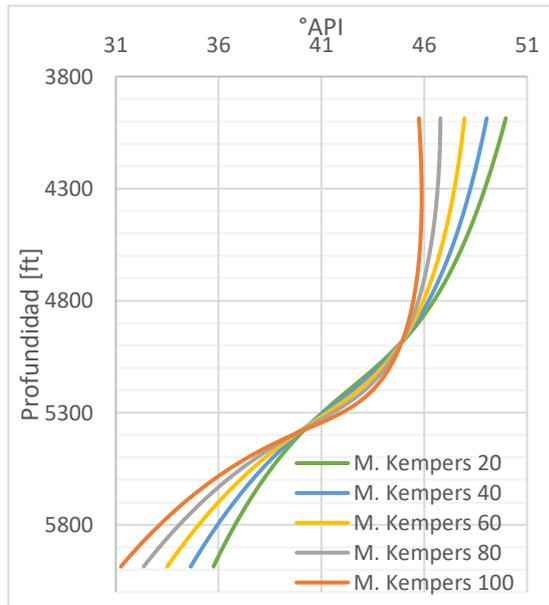


Nota. Gradiente térmico Kempers campo F pozo F2

En el comportamiento de la gravedad API es posible observar como el comportamiento para el pozo C7 presenta una variación considerable en la tendencia y aumento del efecto térmico. En la figura 110 y la figura 111 se muestra el comportamiento de la gravedad API en los diferentes sistemas de fluidos. El comportamiento de la composición de CO₂ y GOR, así como la concentración de C₇₊ exhibe el comportamiento típico esperado, las gráficas de estas propiedades se muestran en el ANEXO 17.

Figura 110.

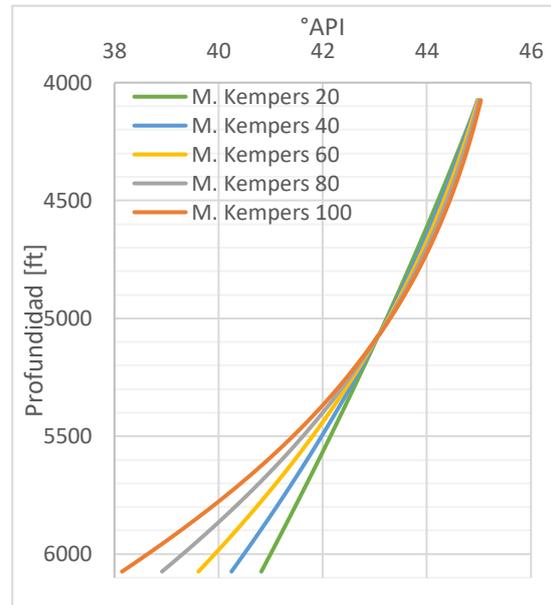
°API Gradiente térmico Kempers pozo C7



Nota. °API gradiente térmico pasivo pozo B2.

Figura 111.

°API Gradiente térmico Kempers pozo C15-3

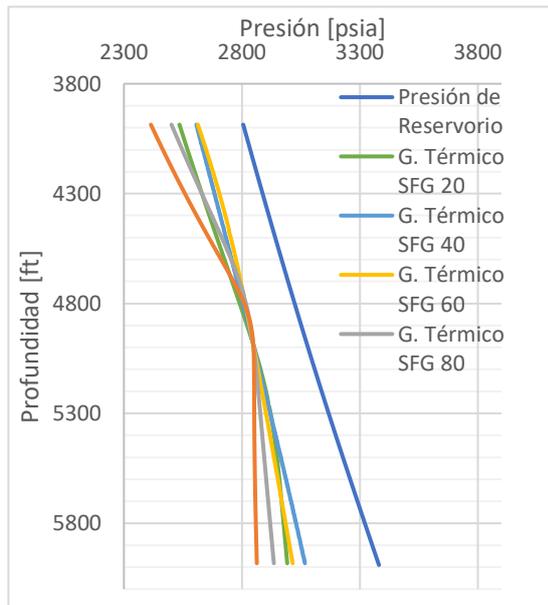


Nota. °API gradiente térmico pasivo pozo F2.

3.2.3.d Modelo Térmico de Shukla-Firoozabadi-Ghorayeb. A partir del gradiente térmico de Shukla-Firoozabadi-Ghorayeb, fue posible evidenciar como para el pozo C15-3 no se presenta una influencia por el aporte del efecto térmico, lo cual se evidencia en que los diferentes resultados no tienen variación significativa en su pendiente y tienden a sobreponerse entre sí, por otra parte para el pozo C7 se observa la variación de profundidad de la zona de transición al evaluar los efectos contributivos del efecto térmico. En la figura 112 y en la figura 113 es posible observar los comportamientos descritos.

Figura 112.

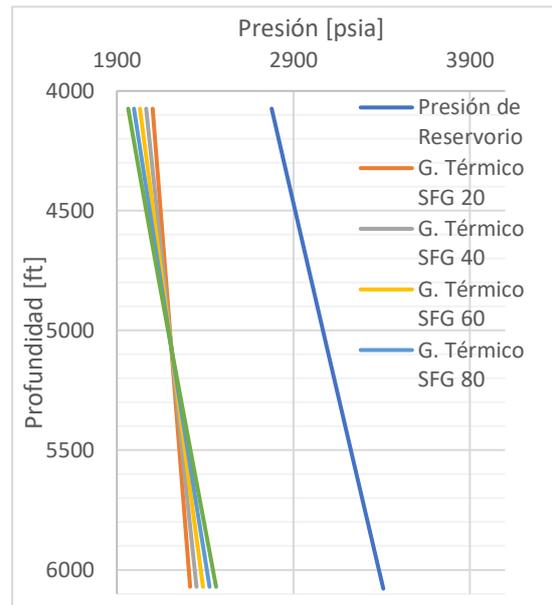
Gradiente térmico SFC pozo C7



Nota. Gradiente térmico Kempers campo B pozo B2

Figura 113.

Gradiente térmico SFG pozo C15-3

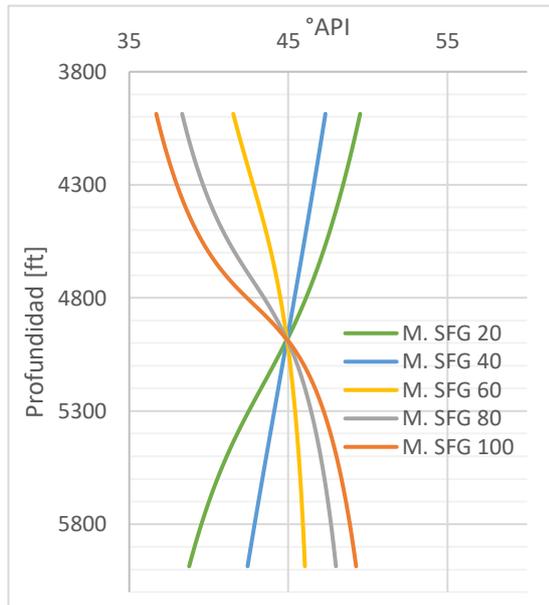


Nota. Gradiente térmico Kempers campo F pozo F2

En el comportamiento de la gravedad API es posible observar la tendencia es continua que se acelera a medida que se incrementa el efecto térmico. En la figura 114 y la figura 115 se muestra el comportamiento de la gravedad API en los diferentes sistemas de fluidos. El comportamiento de la composición de CO₂ y GOR, así como la concentración de C₇₊ exhibe el comportamiento típico esperado, las gráficas de estas propiedades se muestran en el ANEXO 18.

Figura 114.

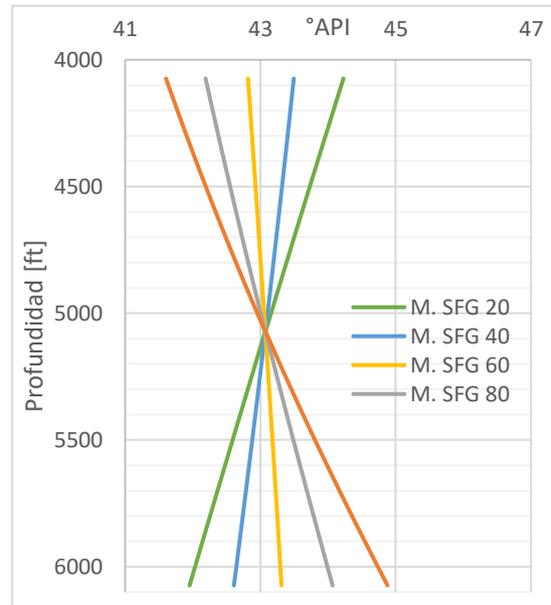
°API Gradiente térmico Kempers pozo C7



Nota. °API gradiente térmico pasivo pozo B2.

Figura 115.

°API Gradiente térmico Kempers pozo C15-3



Nota. °API gradiente térmico pasivo pozo F2.

3.3. Modelos de variación composicional con profundidad (CvsD) fluidos de la formación Caballos en la cuenca del Putumayo

La selección más precisa del gradiente de variación composicional con profundidad que mejor representa el sistema de fluidos de un yacimiento de hidrocarburos se desarrolla teniendo en cuenta los diferentes escenarios generados, realizando una comparación entre ellos y en caso de disponer de más información PVT y de fluidos se realiza una comparación y un acople de esta información con los gradientes generados para determinar cuál es el más representativo de los fluidos in situ.

A continuación, se muestran los modelos de comparación donde es posible identificar cuál de los dos escenarios generados representa el comportamiento PVT de los fluidos y su variación composicional con profundidad.

3.3.1. Campo A

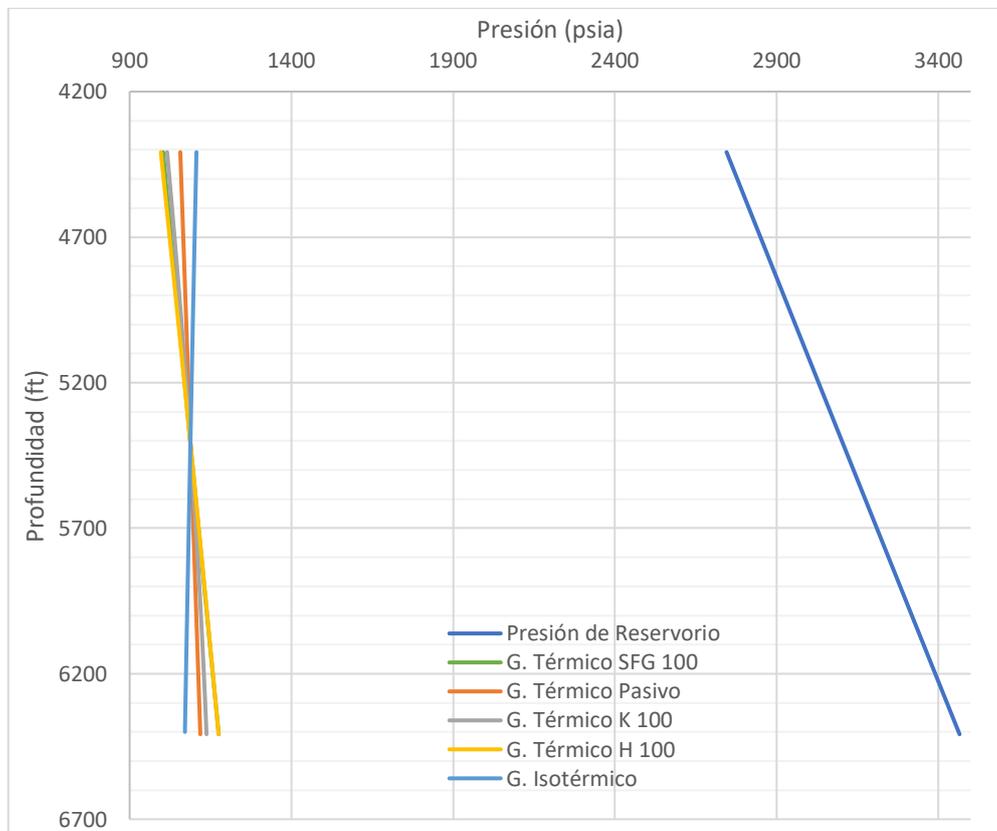
El campo A, tal como se ha mencionado a lo largo del desarrollo del documento, corresponde a dos sistemas de fluidos compartimentalizados en bloque diferentes,

pero de naturaleza similar, dos fluidos tipo aceite negro con un alto grado de subsaturación.

La figura de comparación de los diferentes gradientes de propiedades PVT se presenta a continuación para el bloque norte.

Figura 116.

Gradiente Comparativo Campo A Bloque Norte



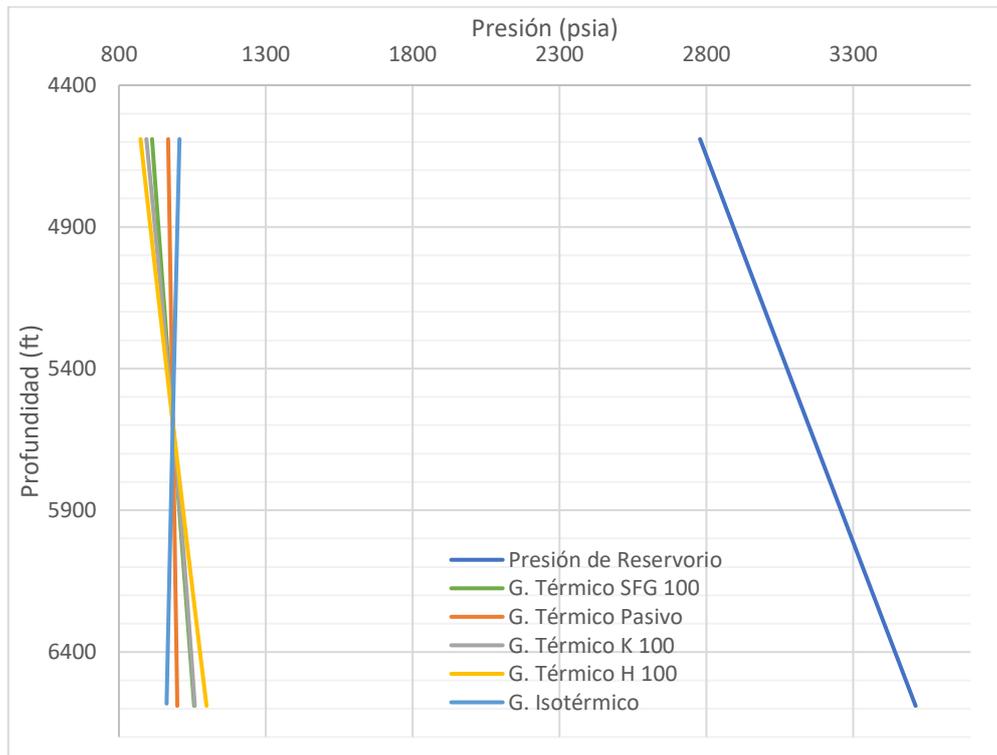
Nota. La figura muestra las comparaciones del modelo isotérmico, junto con los diferentes modelos térmicos generados para el campo A – pozo A1.

En la figura 116 se muestran los diferentes escenarios de variación composicional generados para el bloque norte del campo A. El modelo del que se obtiene la predicción de mayor representatividad corresponde al modelo isotérmico. Lo cual permite afirmar que el tirante gravitacional permite describir la variación de propiedades PVT en el yacimiento de hidrocarburos con un buen grado de precisión.

El gráfico de comparación de los diferentes gradientes de propiedades PVT del bloque sur es el siguiente:

Figura 117.

Gradiente Comparativo Campo A Bloque Sur



Nota. La figura muestra las comparaciones del modelo isotérmico, junto con los diferentes modelos térmicos generados para el campo A – pozo A2.

Al igual que para el domo norte del yacimiento, el bloque sur también se puede modelar de manera representativa mediante el gradiente isotérmico, lo cual permite observar que al analizar los fenómenos de difusión cruzada y en conjunto, el tirante gravitacional permite modelar los fluidos del campo A de manera razonablemente representativa.

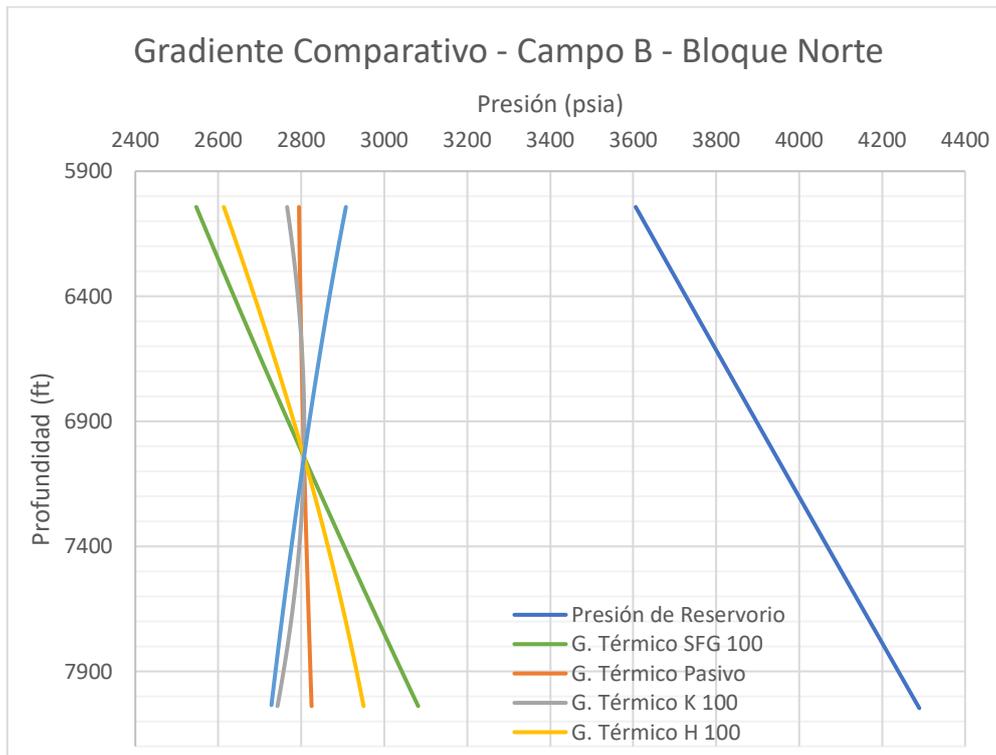
3.3.2. Campo B

El campo B se encuentra dividido en dos bloques y de acuerdo con la información PVT disponible se identifica que uno de los bloques contiene un yacimiento con dos fases en su interior mientras que el otro bloque tan solo posee un sistema de fluidos de una sola fase.

La figura 118 muestra la comparación de los diferentes gradientes de propiedades PVT para el bloque norte del yacimiento.

Figura 118.

Gradiente Comparativo Campo B Bloque Norte



Nota. La figura muestra las comparaciones del modelo isotérmico, junto con los diferentes modelos térmicos generados para el campo B – pozo B1.

En el campo B es posible observar cómo algunos gradientes llevan la misma dirección que la presión de yacimiento, debido a los fenómenos de difusión cruzados utilizados en el modelo y que generan inversión de fases y en este caso, no representatividad del yacimiento. Se determinó que el gradiente isotérmico cumple las condiciones para modelar el bloque norte del campo B.

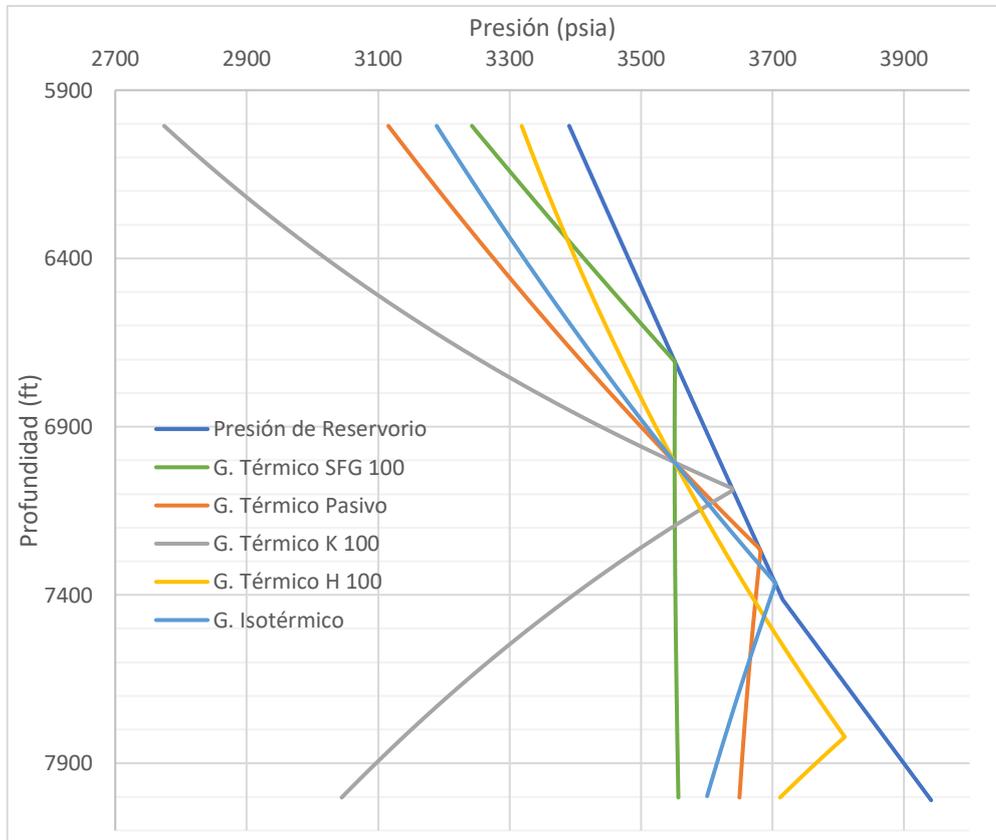
El bloque sur del campo B corresponde a un sistema de fluidos bifásico que según lo analizado es un yacimiento en el que sus fases no se encuentran en equilibrio y por esto la transición abrupta en las propiedades de los fluidos a la altura del contacto. De acuerdo con los escenarios que se presentan a continuación es posible identificar como el gradiente térmico pasivo realiza una predicción razonable de las propiedades del fluido a lo largo del relieve vertical del yacimiento.

Es clave en este escenario la selección adecuada del modelo correcto ya que la ubicación del contacto más arriba o más abajo impactará de manera directa en los

modelos de simulación numérica de yacimientos y por ende en el cálculo y estimación de reservas, lo cual repercutirá de manera directa en las utilidades calculadas para el activo.

Figura 119.

Gradiente Comparativo Campo B Bloque Sur



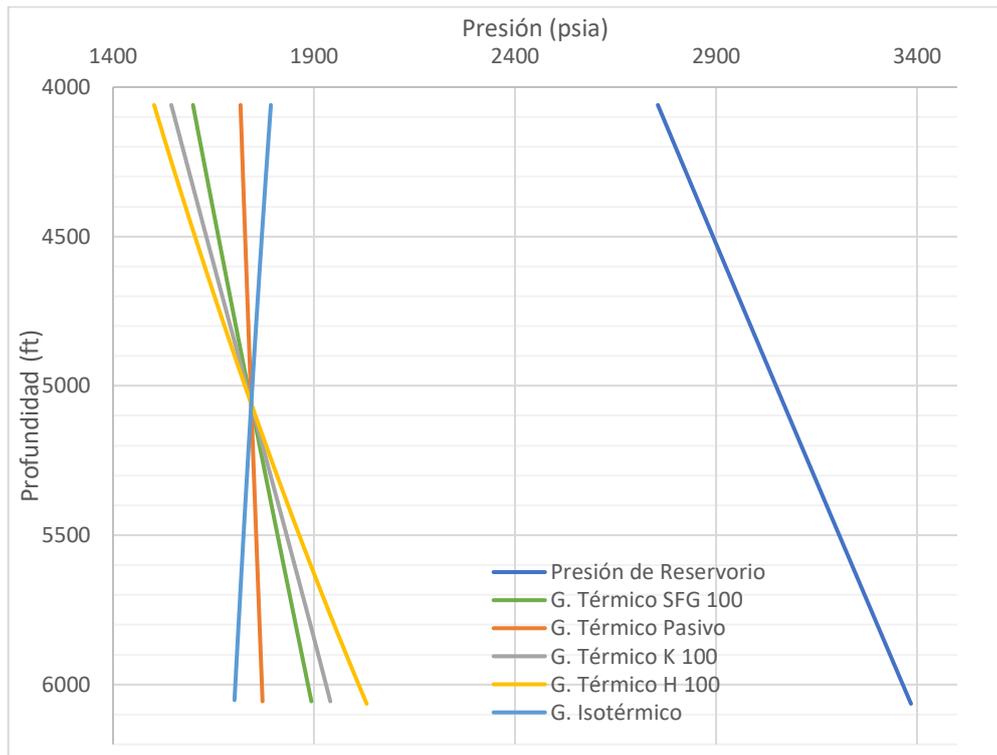
Nota. La figura muestra las comparaciones del modelo isotérmico, junto con los diferentes modelos térmicos generados para el campo B – pozo B2.

3.3.3. Campo C

Tal como se ha descrito, el campo C se encuentra dividido en dos bloques separados por una falla, exhibiendo la presencia de aceite volátil en el domo norte del yacimiento y en el domo sur una zona de transición a lo largo de la estructura vertical del yacimiento. La figura 120 de comparación de los diferentes gradientes de propiedades PVT se presenta a continuación para el bloque norte.

Figura 120.

Gradiente Comparativo Campo C Bloque Norte



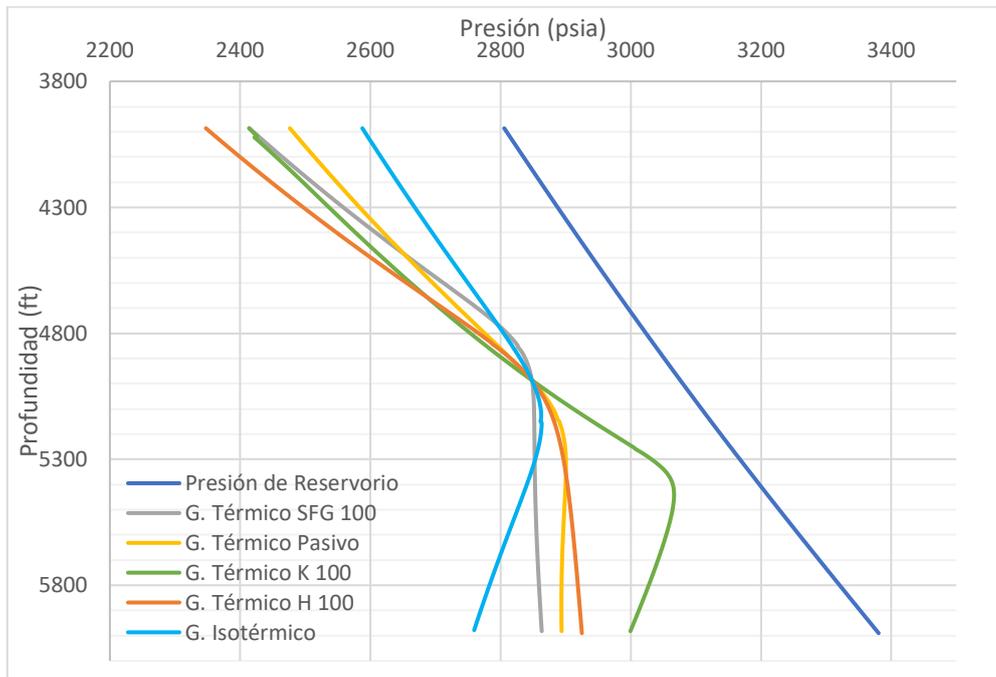
Nota. La figura muestra las comparaciones del modelo isotérmico, junto con los diferentes modelos térmicos generados para el campo C – pozo C5.

La grafica 120 presenta los escenarios generados para analizar la variación composicional para el pozo C5. Observando que el modelo que logra predecir con mayor representatividad es el modelo isotérmico, reafirmando que solo el tirante gravitacional permite describir el comportamiento de las propiedades PVT del yacimiento.

La figura 121 de comparación de los diferentes gradientes de propiedades PVT se presenta a continuación para el bloque sur.

Figura 121.

Gradiente Comparativo Campo C Bloque Sur



Nota. La figura muestra las comparaciones del modelo isotérmico, junto con los diferentes modelos térmicos generados para el campo C – pozo C7.

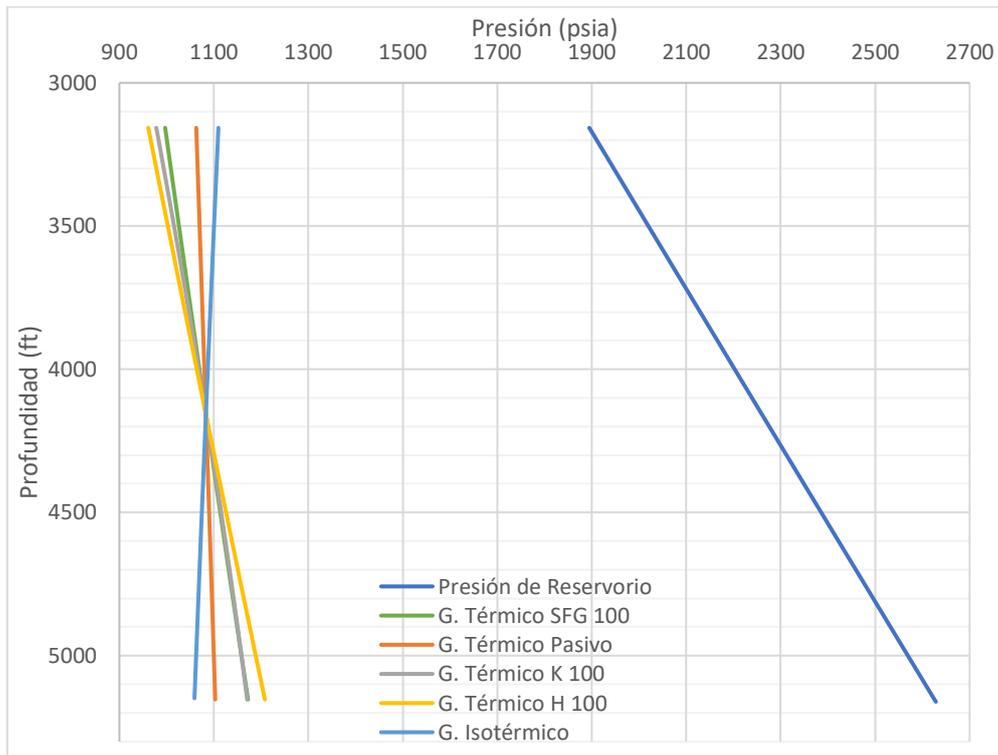
La grafica 121 presenta los escenarios generados para analizar la variación composicional para el domo sur del campo C, el cual permite observar que a pesar de que todos los modelos predicen la zona de gas y líquido, el modelo de Kempers es el más representativo de los fluidos in situ.

3.3.4. Campo D

Después de analizar los fenómenos de difusión cruzados que se presentan en el campo D, fue posible identificar que el modelo isotérmico representa de manera razonable el comportamiento de propiedades PVT que se encuentra en este campo de acuerdo con la información analizada para el pozo D1. En la figura 122 se presenta la comparación de los diferentes gradientes generados para el campo D.

Figura 122.

Gradiente Comparativo Campo D

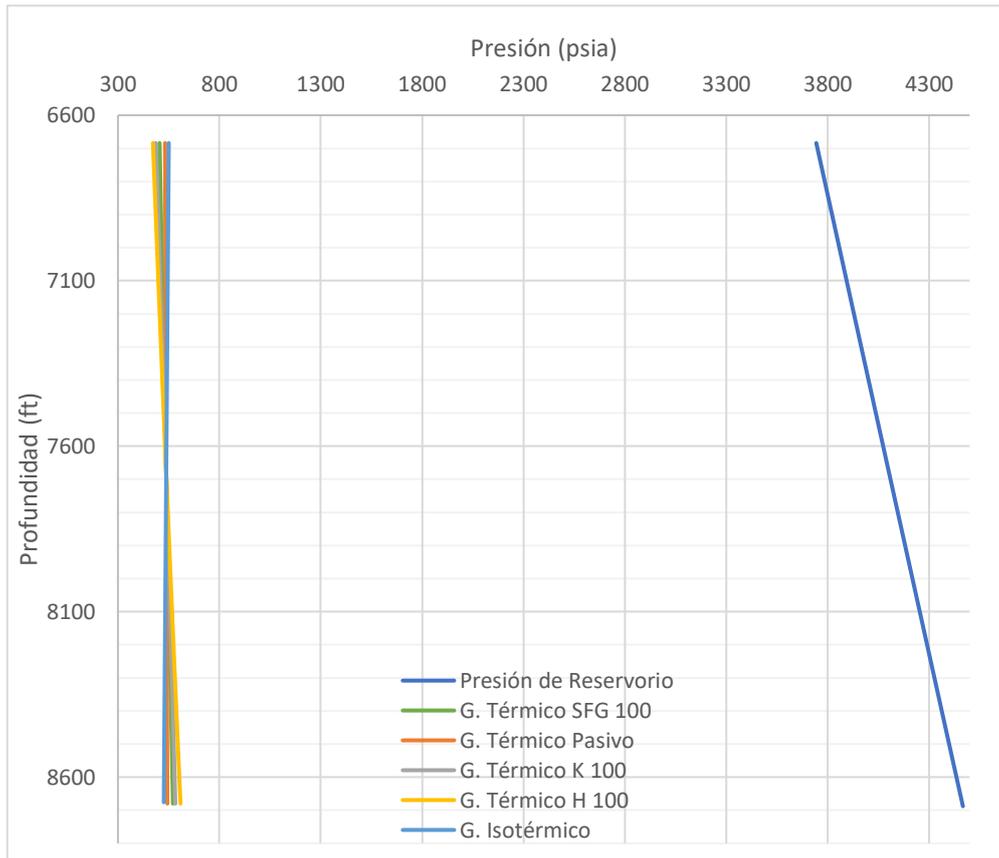


Nota. La figura muestra las comparaciones del modelo isotérmico, junto con los diferentes modelos térmicos generados para el campo D – pozo D1.

3.3.5. Campo E

El campo E es un sistema de fluidos con un alto grado de subsaturación, y después de realizar una evaluación y posterior comparación de los fenómenos de difusión que pueden darse al interior del yacimiento, fue posible identificar que el solo efecto del tirante gravitacional puede describir el comportamiento del yacimiento.

Figura 123. Gradiente Comparativo Campo E



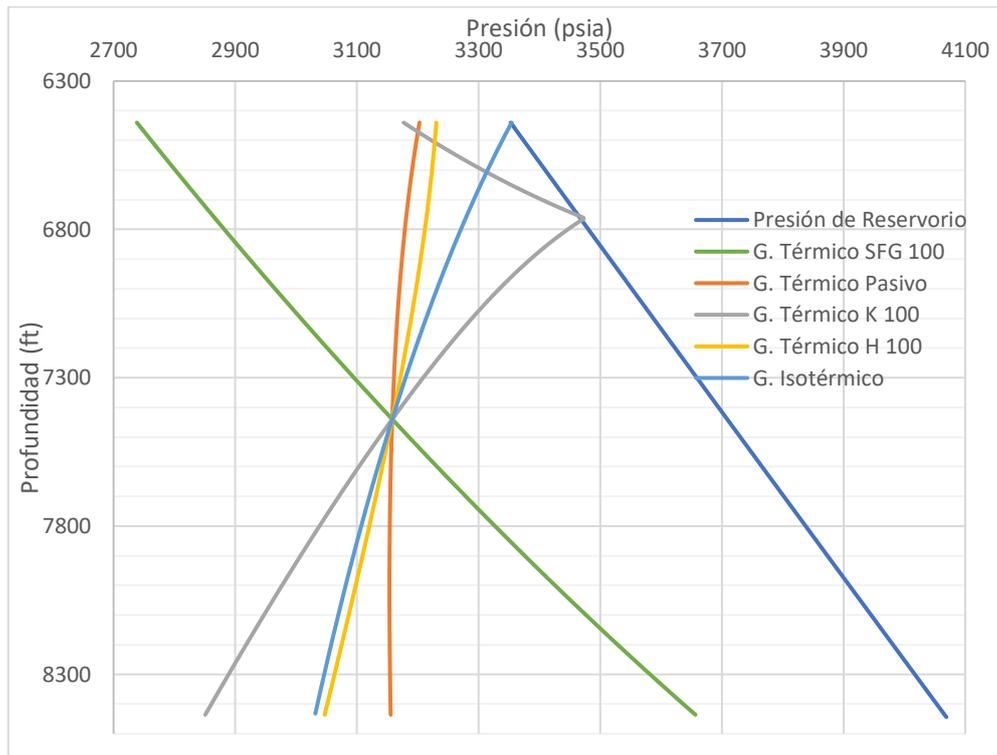
Nota. La figura muestra las comparaciones del modelo isotérmico, junto con los diferentes modelos térmicos generados para el campo E – pozo E1.

3.3.6. Campo F

El campo F es otro de los yacimientos que cuenta con un sistema de fluidos bifásico en su interior. Como se ha visto a lo largo del análisis del documento, no todos los modelos predicen zona de gas y líquido en el interior del yacimiento y esta razón que se seleccionó el modelo de Kempers como el más representativo de los fluidos in situ. En la figura 124 se observan los escenarios generados para el campo F.

Figura 124.

Gradiente Comparativo Campo F



Nota. La figura muestra las comparaciones del modelo isotérmico, junto con los diferentes modelos térmicos generados para el campo F – pozo F2.

La ubicación del contacto es clave y es por esta razón que dentro de los escenarios de Kempers debe concertarse en equipo la mejor ubicación de este de tal manera que se logre representar el yacimiento de la manera más razonable.

4. CONCLUSIONES

La distribución vertical de los componentes en los yacimientos de hidrocarburos está fuertemente ligada a la difusión por presión (tirante gravitacional) especialmente en aquellos que tiene mayor cantidad de componentes pesados en el seno del fluido.

El CO₂ es un componente que responde de manera significativa y en gran medida a los fenómenos de difusión térmica que se presentan al interior de los yacimientos de hidrocarburos, a medida que el efecto térmico es mayor la aceleración composicional de este componente se incrementa.

Los sistemas de fluidos con alto grado de subsaturación de la formación Caballos en la cuenca del Putumayo (Campos A, B bloque norte, C bloque norte, D y E) se modelan de manera razonable con los modelos isotérmicos de variación composicional con profundidad (CvsD).

Los fluidos cercanos al punto crítico (Campo C domo sur) requieren de efectos térmicos que generen una aceleración mayor de las propiedades a lo largo de la zona de transición del yacimiento, obtenida para este yacimiento con el modelo de Kempers, de tal manera que se logre una mejor predicción del comportamiento particular que se encuentra en estos sistemas de fluidos.

Los sistemas de fluidos inicializados con un fluido de referencia tipo gas condensado, en la cuenca del Putumayo en la formación Caballos (Campo B bloque sur) son más sensibles a las variaciones de efecto térmico debido a su cantidad inusualmente disuelta de CO₂, componente que mejor responde a efectos térmicos.

La ubicación del GOC es de mucha importancia en los procesos de modelamiento de los yacimientos, en la estimación de reservas y en la gestión de los planes de desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos, por esta razón es que debe determinarse de la manera que menor incertidumbre genere y que permita integrar todos los fenómenos termodinámicos que ocurren al interior de un yacimiento de hidrocarburos.

Los GOC de un mismo sistema de fluidos inicializado mediante la misma escuela termodinámica con diferentes contribuciones térmicas pueden tener variaciones de hasta 1000 ft dentro de un mismo yacimiento, siendo los casos más extremos y acelerados los que se producen con el modelo de Kempers.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] N. Avendaño y L. Gutiérrez, 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, Bogotá: Fundación Universidad de América, 2020.
- [2] N. Nagarajan, M. Honarpour y K. Sampath, «Reservoir-Fluid Sampling and Characterization-Key to Efficient Reservoir Management,» *SPE Anual International Petroleum Exhibition & Conference*, pp. 80-91, 2007.
- [3] C. H. Whitson, «Trends in Modeling Reservoir Fluids,» Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Trondheim, Noruega, 1995.
- [4] C. H. Whitson y M. R. Brule, Phase Behavior, Richardson, Texas: SPE Inc., 2000.
- [5] K. Mashiro , W. K. Chung y C. L. Benjamin , «Binary Interaction Coefficients Of The Redlich-Kwong Equation Of State,» *Chemical Engineering Scienc*, vol. 31, pp. 733-736, 1976.
- [6] O. Redlich y J. N. S. Kwong, «An Equation Of State. Fugacities Of Gaseous Solutions,» *On the thermodynamics of Solutions*, vol. 5, pp. 233-244, 1948.
- [7] L. Høier y C. H. Whitson, «Compositional Grading - Theory and Practice,» *SPE ATCE*, 2000.
- [8] H. Nasrabadi y A. Firoozabadi, «Reservoir Initialization in Two-Phase Hydrocarbon Reservoirs From Well PVT Data,» *SPE ATCE*, 2005.
- [9] C. J. Geankoplis, Transport Processes and Unit Operations Third Edition, New Jersey, USA: Prentice Hall International, 1993.
- [10] Y. Demirel, Nonequilibrium Thermodynamics Transport and Rate Processes in Physical, Chemical and Biological Systems Thrid Edition, Lincoln, USA: Elsevier, 2013.
- [11] K. Ghorayeb y A. Firoozabadi, «Molecular, Pressure, and Thermal Diffusion in Nonideal Multicomponent Mixtures,» *AIChE Journal*, vol. 46, n^o 5, pp. 883 - 891, 2000.
- [12] A. Firoozabadi, K. Ghorayeb y K. Shukla, «Theoretical Model of Thermal Diffusion Factors in Multicomponent Mixtures,» *AIChE Journal*, vol. 46, n^o 5, pp. 892 - 900, 2000.
- [13] R. Haase, Thermodynamics of Irreversible Processes, London: Dover, 1990.
- [14] K. S. Pedersen y H. P. Hjermsstad, «Modeling of Compositional Variation with Depth for Five North Sea Reservoirs,» *SPE ATCE*, 2015.
- [15] L. J. T. M. Kempers, «A thermodynamic theory of the Soret effect in a multicomponent liquid,» *The Journal of Chemical Physics*, vol. 90, n^o 11, pp.

6541 - 6548, 1989.

- [16] E. L. J. Dougherty y H. G. Drickamer, «Thermal Diffusion and Molecular Motion in Liquids,» *Journal Physical and Chemical*, pp. 443 - 449, 1955.
- [17] K. S. Pedersen y P. L. Christensen, *Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids*, Sollerod: Taylor & Francis Group, 2007.
- [18] K. S. Pedersen y L. N., «Simulations of Compositional Gradients in Hydrocarbon Reservoirs Under the Influence of a Temperature Gradient,» *SPE ATCE*, 2003.
- [19] A. M. Schulte, «Compositional Variations Within a Hydrocarbon Column due to Gravity,» *SPE ATCE*, 1980.
- [20] K. Ghorayeb y A. Firoozabadi, «Modeling Multicomponent Diffusion and Convection in Porous Media,» *SPE Journal* 5 (2), vol. 5, nº 2, pp. 158-171, 2000.
- [21] H. Nasrabadi, K. Ghorayeb y A. Firoozabadi, «Two-Phase Multicomponent Diffusion and Convection for Reservoir Initialization,» *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, pp. 530 - 542, 2006.
- [22] F. Montel, J. Bickert, G. Caillet y C. Le Goff, «Modeling the Effect of External Gas Flux on Reservoir Fluid Distribution,» *SPE ATCE*, 2002.
- [23] F. Montel, J. Bickert, J. Hy-Billiot y M. Royer, «Pressure and Compositional Gradients in Reservoirs,» *SPE ATCE*, 2003.
- [24] K. Ghorayeb, A. Firoozabadi y T. Anraku, «Interpretation of the Unusual Fluid Distribution in the Yufutsu Gas-Condensate Field,» *SPE Journal*, pp. 114-123, 2003.
- [25] W. D. Mc Cain, *The Properties of Petroleum Fluids*, Tulsa: PennWell Publishing Company, 1990.
- [26] R. Oliveira Esposito, P. H. Rodrigues Alijo, J. A. Scilipoti y F. W. Tavares, *Compositional Grading in Oil and Gas Reservoirs*, Rio de Janeiro: Gulf Professional Publishing, 2017.
- [27] W. G. Riemens, A. M. Schulte y L. N. de Jong, «Birba Field PVT Variations Along the Hydrocarbon Column and Confirmatory Field Tests,» *SPE Journal of Petroleum Technology*, pp. 83-88, 1988.
- [28] M. Crotti, G. Fernandez y M. Terrado, «Improving Reserves and Production Using a CO₂ Fluid Model in El Trapial Field, Argentina,» *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, 2007.
- [29] S. Daungkaew, O. Mullins, J. Zalily, E. Lehne, J. Zuo, S. Sinnappu, T. Pfeiffer, T. Giok Lin, T. Muthalib, T. Yat Hong, H. Rameli y J. Ludwig, «Validating of the Reservoir Connectivity and Compartmentalization with the CO₂ Compositional Gradient and Mass Transportation Simulation Concepts,» *SPE ATCE*, 2011.
- [30] C. Cundar, R. Osorio, C. Saavedra, L. Rueda y C. Rodriguez, «Un Modelo de gradiente de propiedades PVT para un yacimiento maduro. Campo La Cira (Arenas C), Colombia,» *ACIPET Congreso Colombiano de Petróleo*, 2017.

- [31] K. Pedersen y N. Lindeloff, «Simulations of Compositional Gradients in Hydrocarbon Reservoirs Under the Influence of a Temperature Gradient,» *SPE ATCE*, 2003.
- [32] K. Temeng, M. Al-Sadeg y W. Al-Mulhim, «Compositional Grading in the Ghawar Khuff Reservoirs,» *SPE ATCE*, 1998.
- [33] A. H. Mobaraki, K. A. Mudalair, N. H. Salleh y R. D. Tewari, «Challenges of the Fluid Modeling and Initialization of a Non-Equilibrium Oil Reservoir: Case Study for Field S in Malaysia,» *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, 2019.
- [34] G. Carpio, F. Rodriguez, K. Khan, A. Contreras, L. Campos, C. Idrogo y E. Labastida, «Fluid Distribution Model for Structurally Complex Reservoirs in El Carito-Mulata and Santa Bárbara Fields, Venezuela,» *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, 2007.
- [35] F. Montel y P. L. Gouel, «Prediction of Compositional Grading in a Reservoir Fluid Column,» *SPE ATCE*, 1985.
- [36] R. Alvarez y D. Marcano, «Characterization of an Oil Segregation Column,» *SPE LAPEC*, 1992.
- [37] Ø. Fevang, K. Singh y C. H. Whitson, «Guidelines for Choosing Compositional and Black-Oil Models for Volatile Oil and Gas-Condensate Reservoirs,» *SPE ATCE*, 2000.
- [38] K. Potsch, P. Toplack y T. Gumpenberger, «A Review and Extension of Existing Consistency Tests for PVT Data From a Laboratory,» *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2016.
- [39] S. A. Alavian, C. H. Whitson y S. O. Martinsen, «Global Component Lumping for EOS Calculations,» *SPE ATCE*, 2014.
- [40] A. E. Hoffman, J. S. Crump y C. R. Hocott, «Equilibrium Constants for a Gas-Condensate System,» *Petroleum Transactions, AIME*, vol. 198, 1953.
- [41] C. H. Whitson, «Effect of C7+ Properties on Equation-of-State Predictions,» *SPE Journal*, pp. 685-696, 1984.
- [42] O. M. Barrios, C. Olivera-Fuentes y F. L. Figueira, «Generalized Correlation of Binary Interaction Parameters in Cubic Equation of State for Hydrocarbon/CO₂, Hydrocarbon/H₂S and CO₂/H₂S Systems,» *Chemical Engineering Transactions*, vol. 24, pp. 589-594, 2011.
- [43] F. A. Furtado, A. J. Silveira, C. R. Abreu y F. W. Tavares, «Non-Equilibrium Molecular Dynamics Used to Obtain Soret Coefficients of Binary Hydrocarbon Mixtures,» *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, vol. 32, n° 3, pp. 683-698, 2015.
- [44] G. Galliero, H. Bataller, F. Croccolo, R. Vermorel, P.-A. Artola, B. Rousseau, V. Vesovic, M. Bou-Ali, J. M. Ortiz de Zarate, S. Xu, K. Zhang y F. Montel, «Impact of Thermodiffusion on the Initial Vertical Distribution of Species in Hydrocarbon Reservoirs,» *Microgravity Sci. Technol.*, 2015.

- [45] J. S. Tsau y G. P. Willhite, «Swelling/Extraction Test of a Small Sample Size for Phase Behavior Study,» *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, 2010.
- [46] N. Lindeloff, K. Mogensen, K. S. Pedersen, P. Tybjerg y R. Noman, «Investigation of Miscibility Behavior of CO₂ rich Hydrocarbon Systems-With Application for Gas Injection EOR,» *SPE ATCE*, 2013.
- [47] S. U. Ibeh y S. E. Chubueze, «PVT Analysis: Validity Checks and EOS Tuning Techniques for Retrograde Gas Condensate Reservoirs,» *SPE Annual International Petroleum Conference & Exhibition*, 2016.
- [48] D. G. Reyes, L. D. Piper, W. D. Mc Cain Jr. y S. W. Poston, «Two-Phase Compressibility Factors for Retrograde Gases,» *SPE Formation Evaluation*, pp. 87-92, 1992.

GLOSARIO

CAMPO: acumulación o conjunto de acumulaciones de petróleo localizadas en el subsuelo.

COMPOSICIÓN MOLAR: cantidad de moles de un componente/elemento específico que está presente en una mezcla.

CUENCA: Depresión de la corteza terrestre generado por la actividad de las placas tectónicas.

DENSIDAD: relación existente entre la masa de un cuerpo y el volumen ocupado por el mismo.

EcoPVT+: software PVT corporativo que permite calibrar un modelo termodinámico, que permite predecir adecuadamente la variación en el comportamiento de las fases en un sistema de fluidos.

ECUACIÓN DE ESTADO: ecuación que a partir de la relación de variables de estado que describen un sistema, logra caracteriza los fluidos.

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

FACTOR ACÉNTRICO: desviación del valor de esfericidad de una molécula con respecto a una molécula ideal.

FASE: región de un espacio, dentro del cual todas las propiedades físicas son uniformes.

FORMACIÓN: unidad lito-estratigráfica que contiene unos cuerpos de rocas caracterizados por presentar propiedades litológicas comunes.

GRAVEDAD API: escala utilizada para medir la densidad relativa de los líquidos del petróleo, desarrollada a partir de una escala de gravedad específica. Esta se expresa en grados.

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

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

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

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

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.

ANEXOS

ANEXO 1

RECOMENDACIONES

Vincular a los gradientes de variación composicional con profundidad (CvsD) generados información de producción del yacimiento que permita realizar y determinar ajustes aún más robustos de lo aquí propuesto.

Integrar estudios de viscosidad que permitan vincular esta propiedad a los gradientes PVT propuestos con el objetivo de robustecer el modelo (en un rango amplio de concentraciones de CO₂ desde aceite negro a gas condensado pasando por aceite volátil) y evaluando los modelos de viscosidad disponibles basados en estados correspondientes.

Ajustar los gradientes composicionales del modelo de cuenca generado con algoritmos de modelos no isotérmicos en los que sea posible realizar una variación de los coeficientes de difusión térmica por componente o pseudocomponente buscando analizar el efecto térmico en la variación de las propiedades PVT, especialmente en sistemas con transición cercana al punto crítico.

Explorar modelos de variación composicional para sistemas de fluidos en no equilibrio (presencia de convección) de tal manera que se generen escenarios comparativos basados en algoritmos termodinámicos diferentes a los convencionales.

Evaluar variaciones del parámetro semi-empírico τ_i que hace parte de la ecuación de transporte de calor utilizado en el modelo de Shukla-Firoozabadi-Ghorayeb, y la cual relaciona la energía interna de vaporización con la energía interna de flujo viscoso, buscando uno para sistemas de fluidos con contenidos inusuales de CO₂.

Incorporar sistemas líquido-líquido-gas en presencia de CO₂, no capturados en este trabajo, evaluando los efectos en propiedades PVT en sistemas de variación composicional con profundidad.

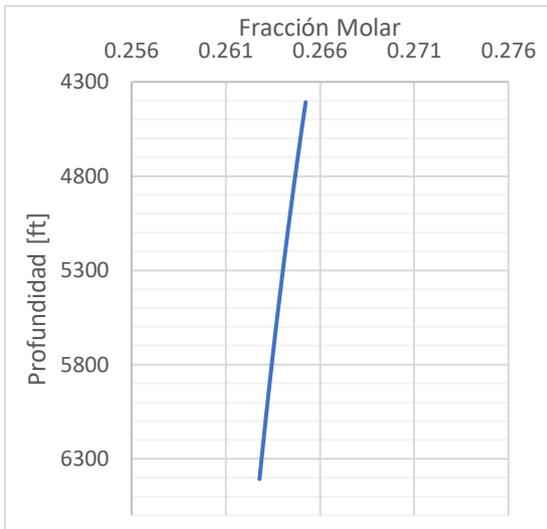
Integrar sistemas sólido-líquido-gas en presencia de CO₂, no capturados en este trabajo, y relacionados con una fase rica con asfáltenos.

ANEXO 2

PROPIEDADES VOLUMÉTRICAS DEL CAMPO A BLOQUE NORTE GENERADAS A PARTIR DEL GRADIENTE ISOTÉRMICO

Figura 1.

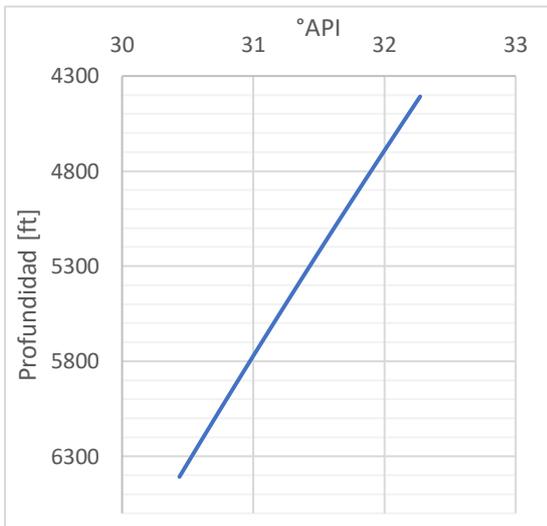
Composición CO₂ gradiente isotérmico Pozo A1



Nota. Se presenta la composición del CO₂ gradiente isotérmico Pozo A1.

Figura 3.

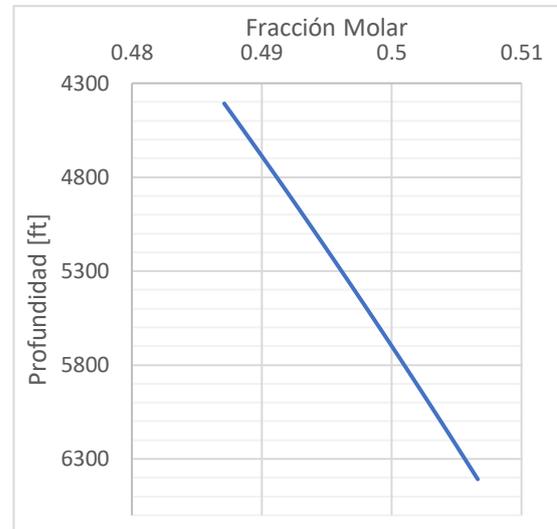
°API gradiente isotérmico Pozo A1



Nota. Se presenta la gravedad API para gradiente isotérmico Pozo A1.

Figura 2.

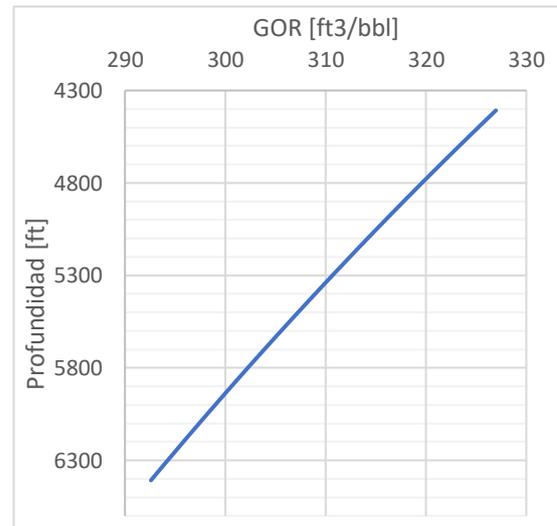
Composición C₇₊ gradiente isotérmico Pozo A1



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ gradiente isotérmico Pozo A1.

Figura 4.

GOR gradiente isotérmico Pozo A1



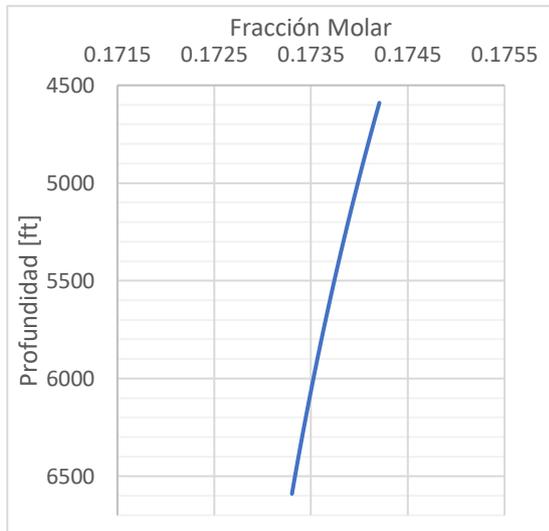
Nota. Se presenta el GOR para el gradiente isotérmico Pozo A1.

ANEXO 3

PROPIEDADES VOLUMÉTRICAS DEL CAMPO A BLOQUE SUR GENERADAS A PARTIR DEL GRADIENTE ISOTÉRMICO

Figura 5.

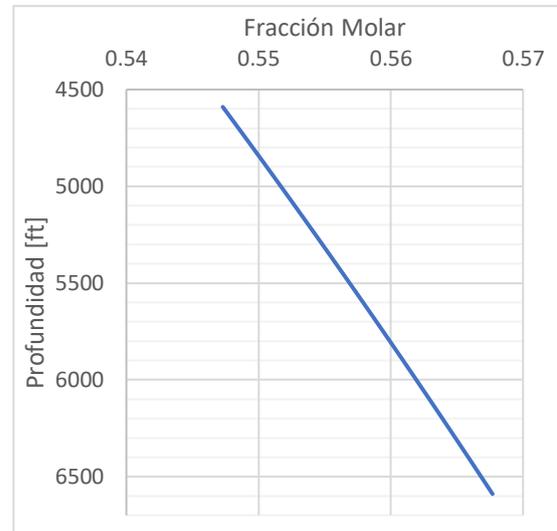
Composición CO₂ gradiente isotérmico
Pozo A2



Nota. Se presenta la composición del CO₂ gradiente isotérmico Pozo A2.

Figura 6.

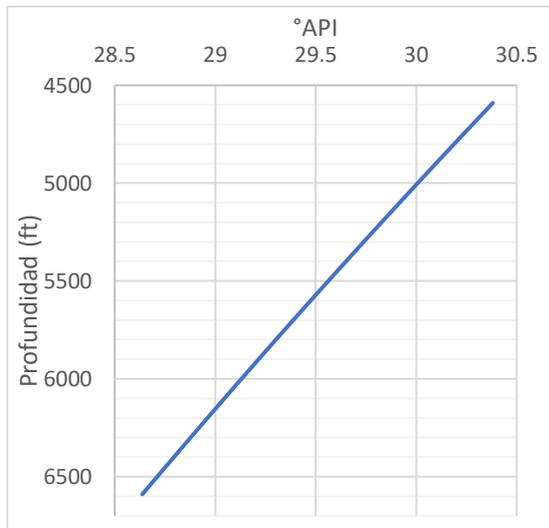
Composición C₇₊ gradiente isotérmico
Pozo A2



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ gradiente isotérmico Pozo A2.

Figura 7.

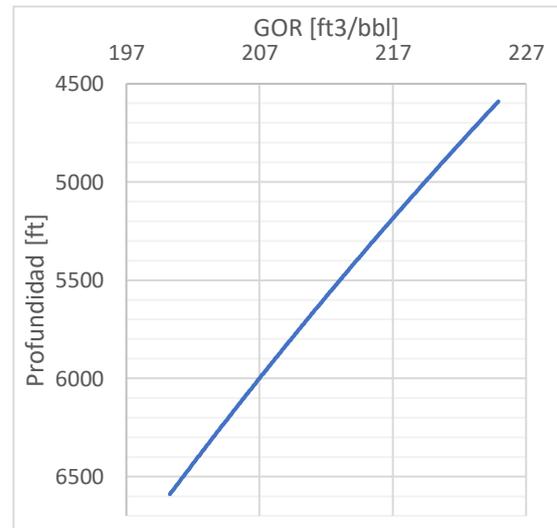
°API gradiente isotérmico Pozo A2



Nota. Se presenta la gravedad API para gradiente isotérmico Pozo A2.

Figura 8.

GOR gradiente isotérmico Pozo A2



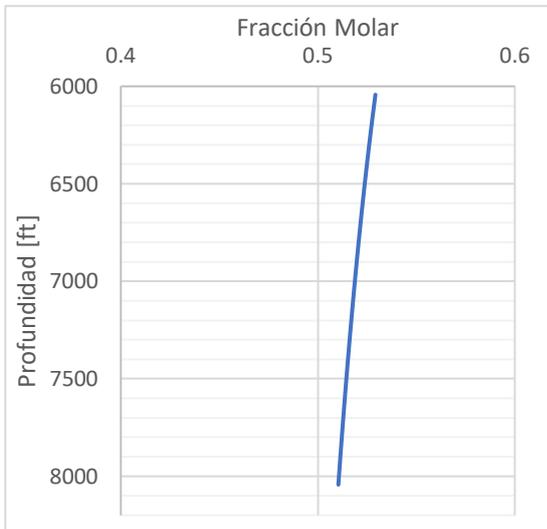
Nota. Se presenta el GOR para gradiente isotérmico Pozo A2.

ANEXO 4

PROPIEDADES VOLUMÉTRICAS DEL CAMPO B BLOQUE NORTE GENERADAS A PARTIR DEL GRADIENTE ISOTÉRMICO

Figura 9.

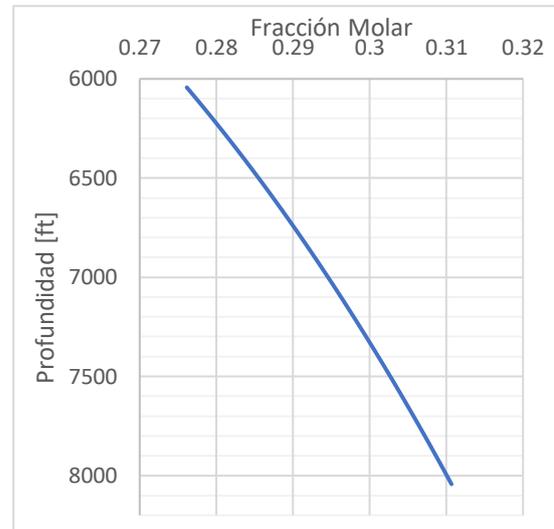
Composición CO₂ gradiente isotérmico Pozo B1



Nota. Se presenta la composición del CO₂ gradiente isotérmico Pozo B1.

Figura 10.

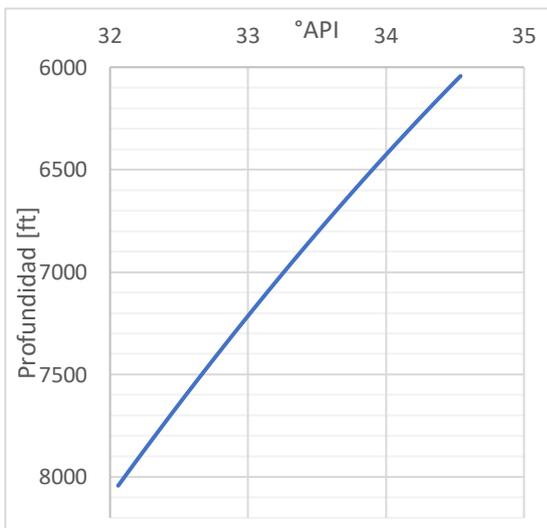
Composición C₇₊ gradiente isotérmico Pozo B1



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ gradiente isotérmico Pozo B1.

Figura 11.

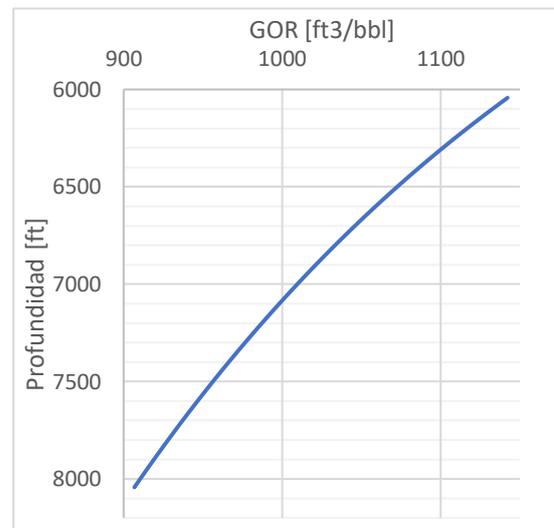
°API gradiente isotérmico Pozo B1



Nota. Se presenta la gravedad API para gradiente isotérmico Pozo B1.

Figura 12.

GOR gradiente isotérmico Pozo B1



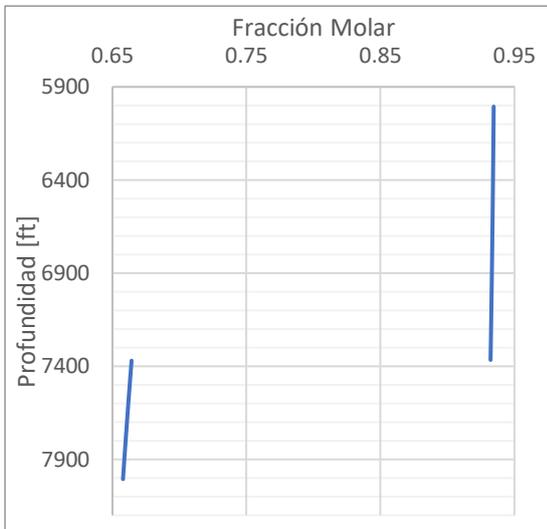
Nota. Se presenta el GOR para gradiente isotérmico Pozo B1.

ANEXO 5

PROPIEDADES VOLUMÉTRICAS DEL CAMPO B BLOQUE SUR GENERADAS A PARTIR DEL GRADIENTE ISOTÉRMICO

Figura 13.

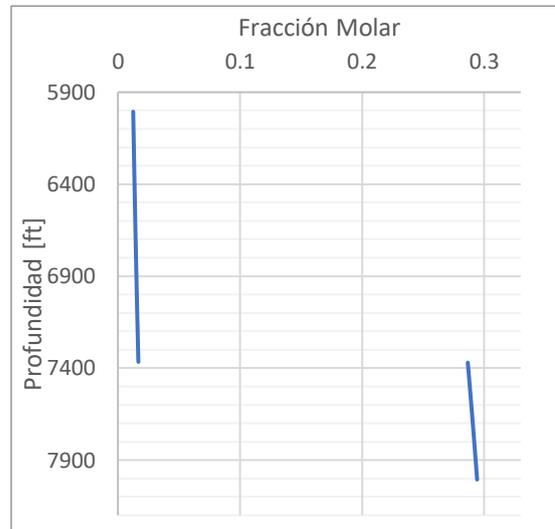
Composición CO₂ gradiente isotérmico Pozo B2



Nota. Se presenta la composición del CO₂ gradiente isotérmico Pozo B2.

Figura 14.

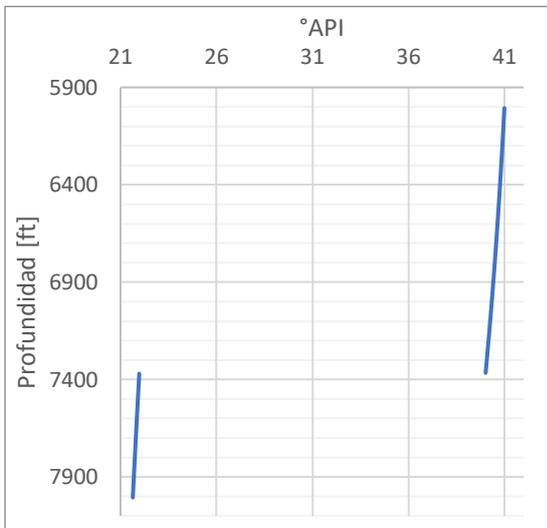
Composición C₇₊ gradiente isotérmico Pozo B2



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ gradiente isotérmico Pozo B2.

Figura 15.

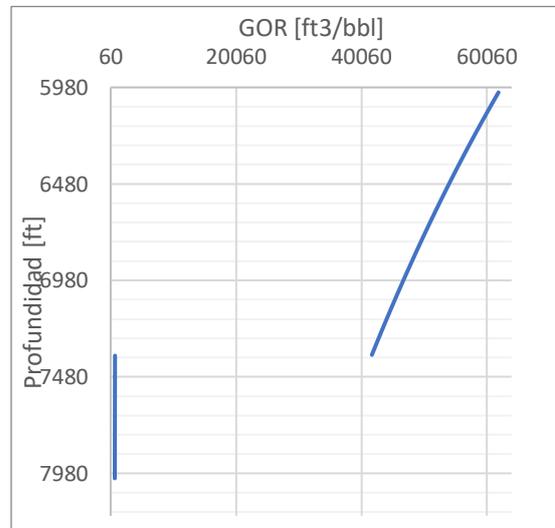
°API gradiente isotérmico Pozo B2



Nota. Se presenta la gravedad API para gradiente isotérmico Pozo B2.

Figura 16.

GOR gradiente isotérmico Pozo B2



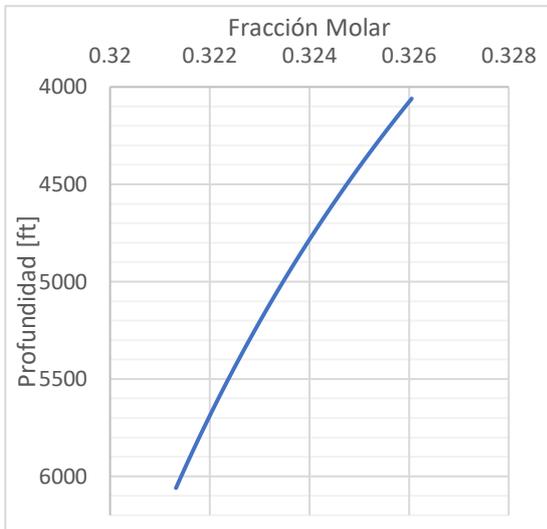
Nota. Se presenta el GOR para gradiente isotérmico Pozo B2.

ANEXO 6

PROPIEDADES VOLUMÉTRICAS DEL CAMPO C BLOQUE NORTE GENERADAS A PARTIR DEL GRADIENTE ISOTÉRMICO

Figura 17.

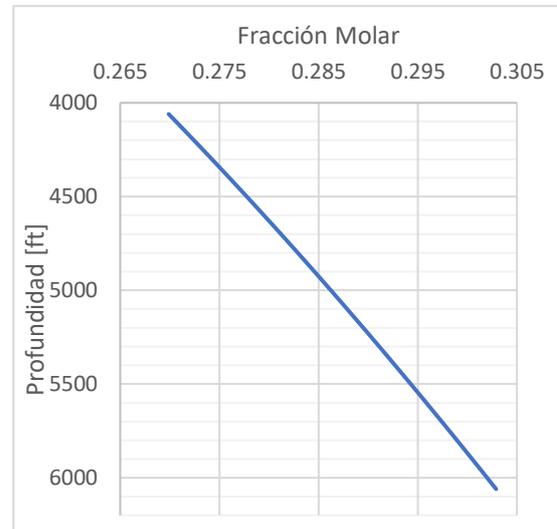
Composición CO₂ gradiente isotérmico Pozo C5



Nota. Se presenta la composición del CO₂ gradiente isotérmico Pozo C5.

Figura 18.

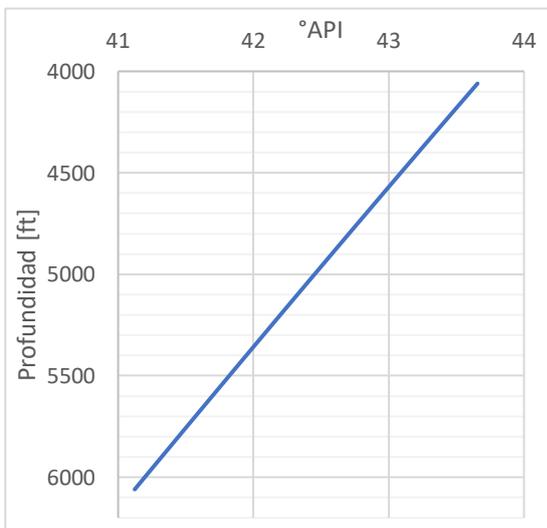
Composición C₇₊ gradiente isotérmico Pozo C5



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ gradiente isotérmico Pozo C5.

Figura 19.

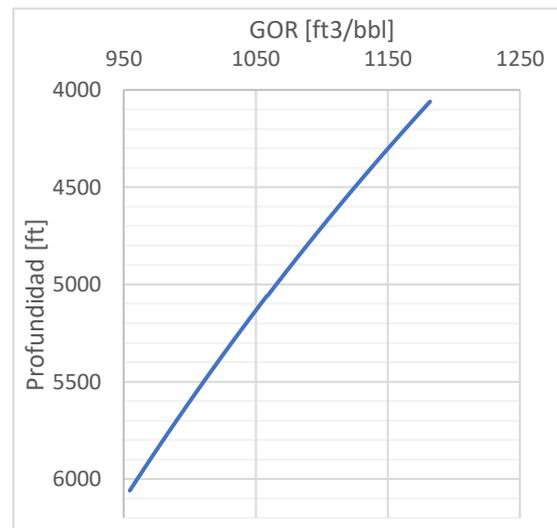
°API gradiente isotérmico Pozo C5



Nota. Se presenta la gravedad API para gradiente isotérmico Pozo C5.

Figura 20.

GOR gradiente isotérmico Pozo C5



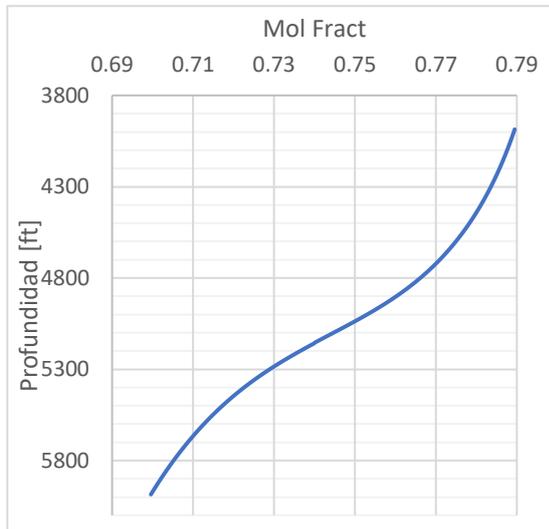
Nota. Se presenta el GOR para gradiente isotérmico Pozo C5.

ANEXO 7

PROPIEDADES VOLUMÉTRICAS DEL CAMPO C BLOQUE SUR POZO C7 GENERADAS A PARTIR DEL GRADIENTE ISOTÉRMICO

Figura 21.

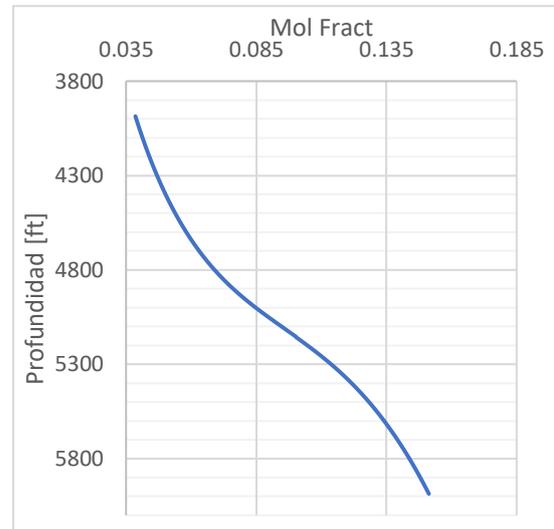
Composición CO₂ gradiente isotérmico Pozo C7



Nota. Se presenta la composición del CO₂ gradiente isotérmico Pozo C7.

Figura 22.

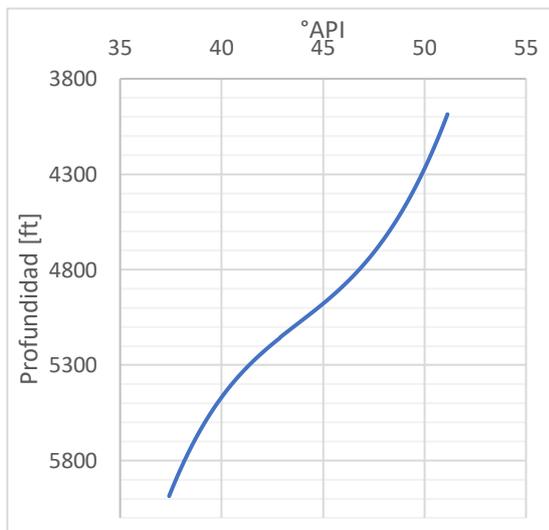
Composición C₇₊ gradiente isotérmico Pozo C7



Nota. Se presenta la gravedad API para gradiente isotérmico Pozo C7.

Figura 23.

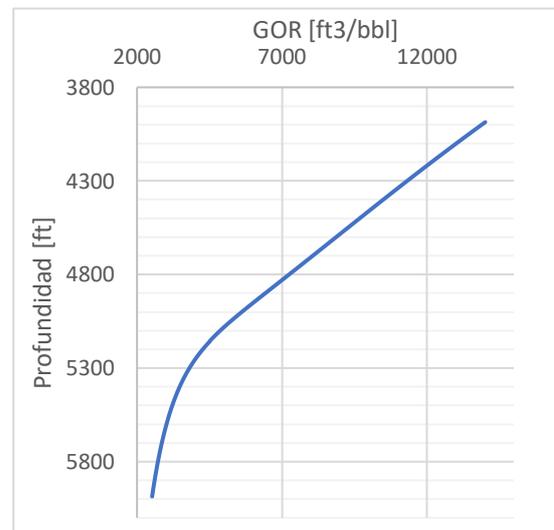
°API gradiente isotérmico Pozo C7



Nota. Se presenta la gravedad API para gradiente isotérmico Pozo C7.

Figura 24.

GOR gradiente isotérmico Pozo C7



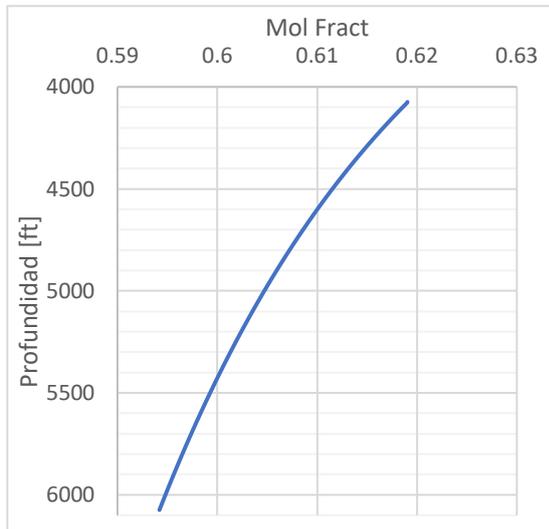
Nota. Se presenta el GOR para gradiente isotérmico Pozo C7.

ANEXO 8

PROPIEDADES VOLUMÉTRICAS DEL CAMPO C BLOQUE SUR POZO C15-3 GENERADAS A PARTIR DEL GRADIENTE ISOTÉRMICO

Figura 25.

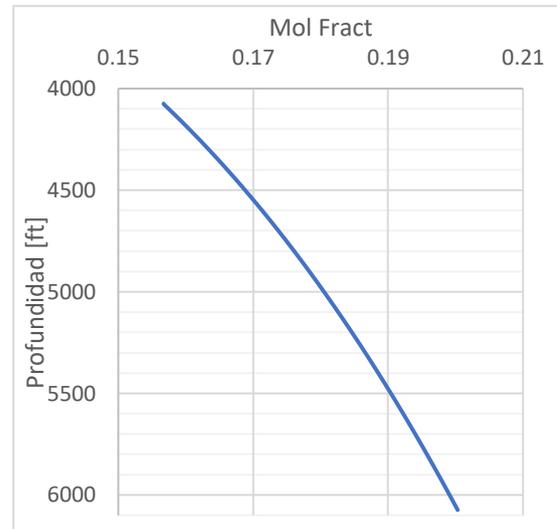
Composición CO₂ gradiente isotérmico Pozo C15-3



Nota. Se presenta la composición del CO₂ gradiente isotérmico P. C15-3.

Figura 26.

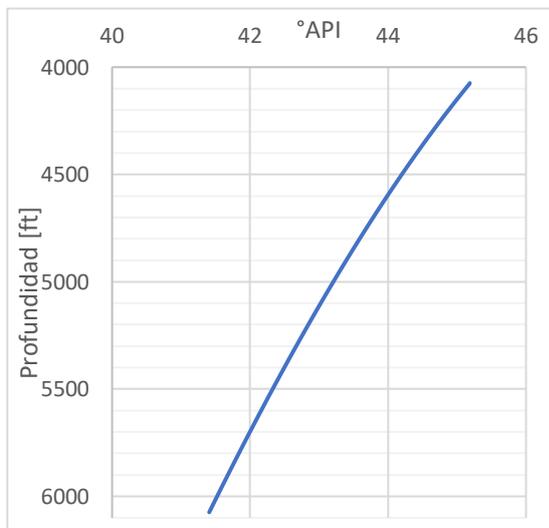
Composición C₇₊ gradiente isotérmico Pozo C15-3



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ gradiente isotérmico P. C15-3.

Figura 27.

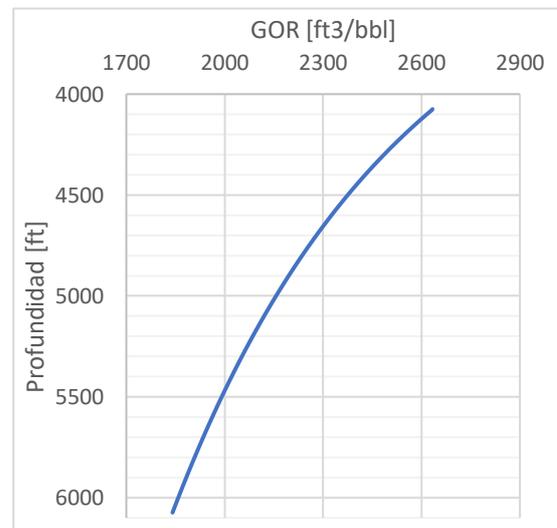
°API gradiente isotérmico Pozo C15-3



Nota. Se presenta la gravedad API para gradiente isotérmico P C15-3.

Figura 28.

GOR gradiente isotérmico P. C15-3



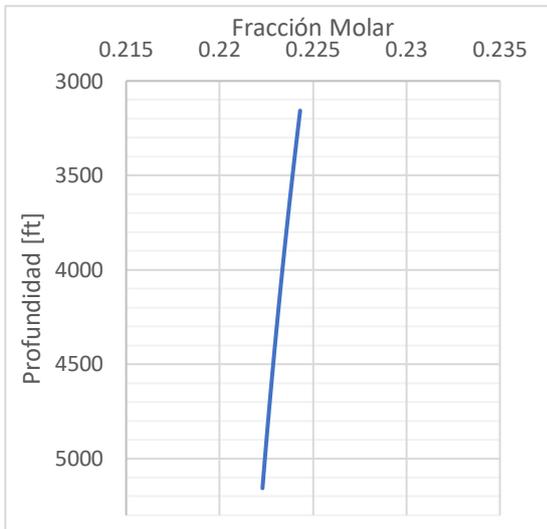
Nota. Se presenta el GOR para gradiente isotérmico P C15-3.

ANEXO 9

PROPIEDADES VOLUMÉTRICAS DEL CAMPO D GENERADAS A PARTIR DEL GRADIENTE ISOTÉRMICO

Figura 29.

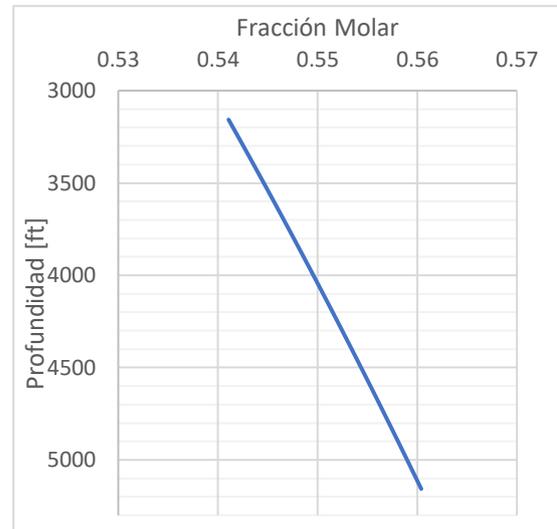
Composición CO₂ gradiente isotérmico Pozo D1



Nota. Se presenta la composición del CO₂ gradiente isotérmico Pozo D1.

Figura 30.

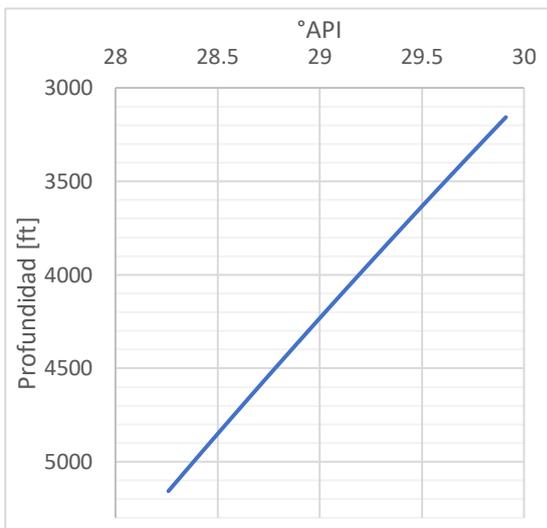
Composición C₇₊ gradiente isotérmico Pozo D1



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ gradiente isotérmico Pozo D1.

Figura 31.

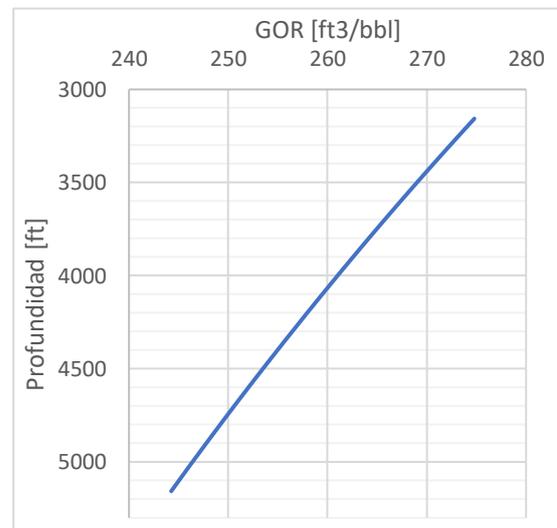
°API gradiente isotérmico Pozo D1



Nota. Se presenta la gravedad API para gradiente isotérmico Pozo D1.

Figura 32.

GOR gradiente isotérmico Pozo D1



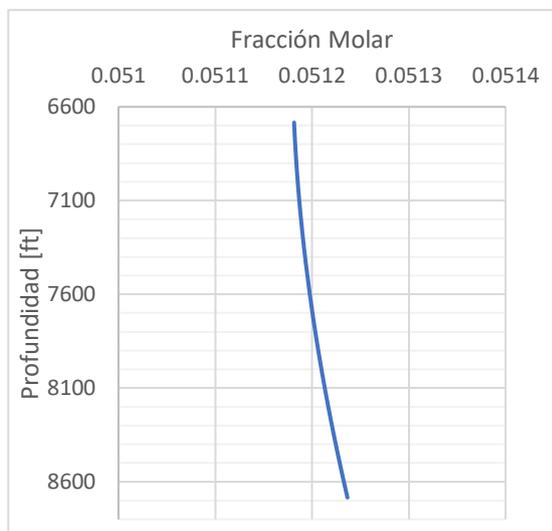
Nota. Se presenta el GOR para el gradiente isotérmico Pozo D1.

ANEXO 10

PROPIEDADES VOLUMÉTRICAS DEL CAMPO E GENERADAS A PARTIR DEL GRADIENTE ISOTÉRMICO

Figura 33.

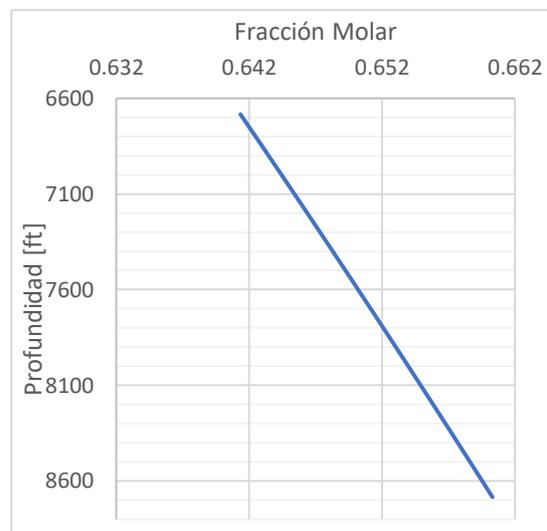
Composición CO₂ gradiente isotérmico Pozo E1



Nota. Se presenta la composición del CO₂ gradiente isotérmico Pozo E1.

Figura 34.

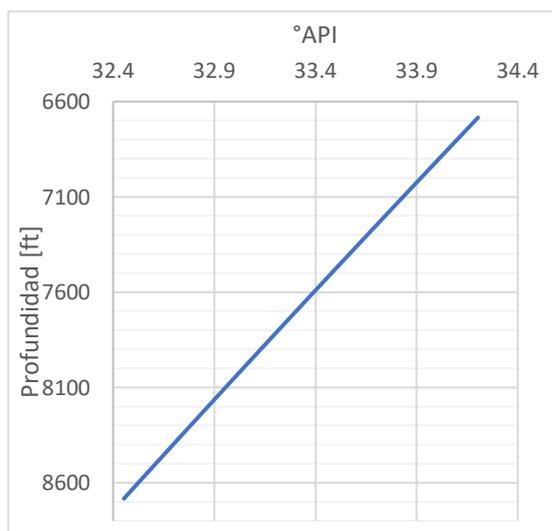
Composición C₇₊ gradiente isotérmico Pozo E1



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ gradiente isotérmico Pozo E1.

Figura 35.

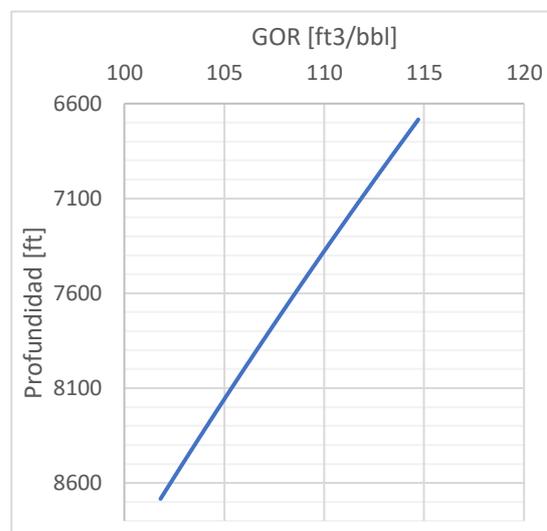
°API gradiente isotérmico Pozo E1



Nota. Se presenta la gravedad API para gradiente isotérmico Pozo E1.

Figura 36.

GOR gradiente isotérmico Pozo E1



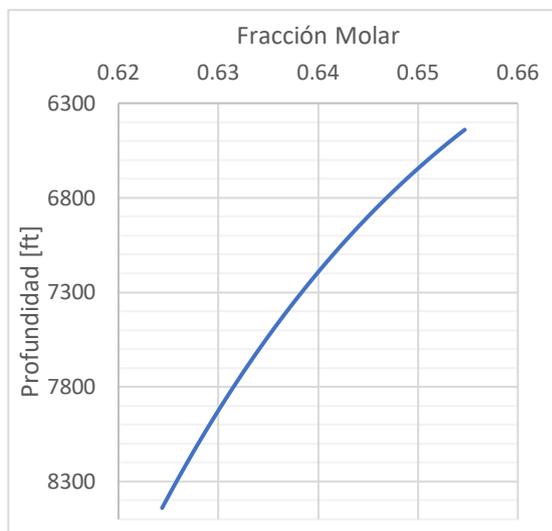
Nota. Se presenta el GOR para el gradiente isotérmico Pozo E1.

ANEXO 11

PROPIEDADES VOLUMÉTRICAS DEL CAMPO F GENERADAS A PARTIR DEL GRADIENTE ISOTÉRMICO

Figura 37.

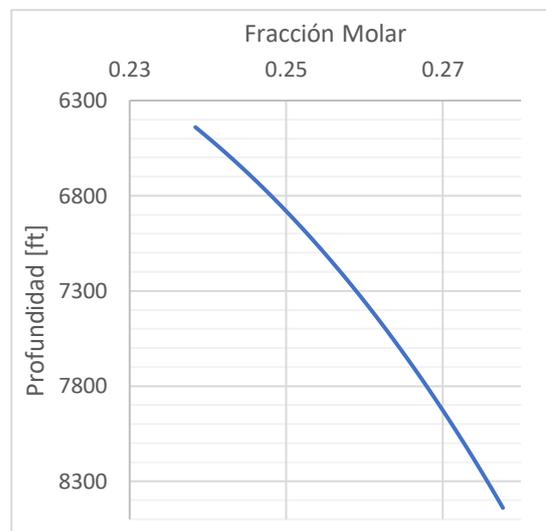
Composición CO₂ gradiente isotérmico Pozo F2



Nota. Se presenta la composición del CO₂ gradiente isotérmico Pozo F2.

Figura 38.

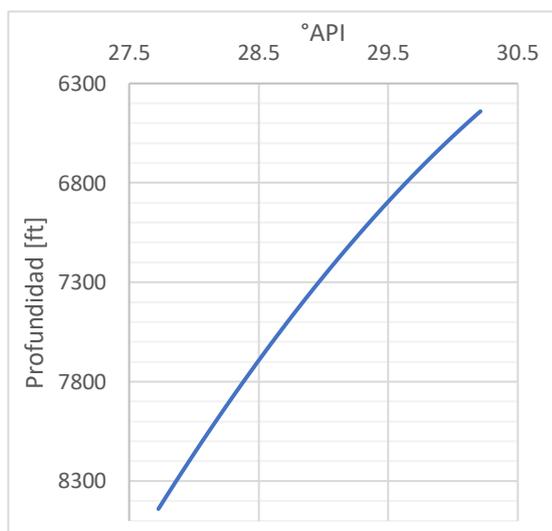
Composición C₇₊ gradiente isotérmico Pozo F2



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ gradiente isotérmico Pozo F2.

Figura 39.

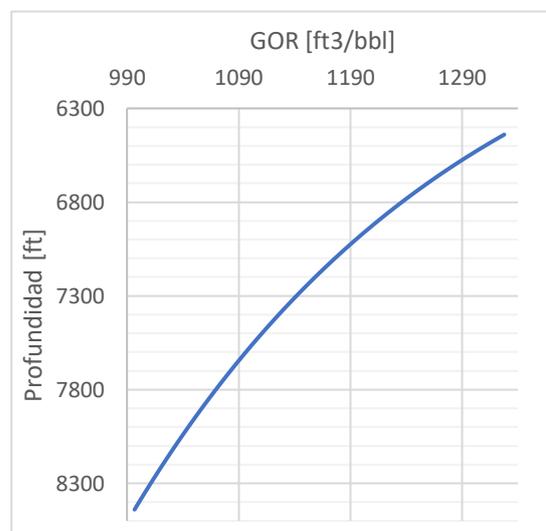
°API gradiente isotérmico Pozo F2



Nota. Se presenta la gravedad API para gradiente isotérmico Pozo F2.

Figura 40.

GOR gradiente isotérmico Pozo F2



Nota. Se presenta el GOR para el gradiente isotérmico Pozo F2.

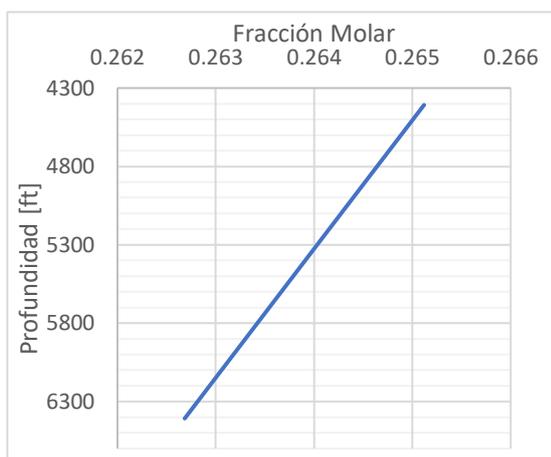
ANEXO 12

PROPIEDADES VOLUMÉTRICAS DE LOS CAMPOS A, B, C, D, E Y F GENERADAS A PARTIR DEL MODELO TÉRMICO PASIVO

- CAMPO A BLOQUE NORTE**

Figura 41.

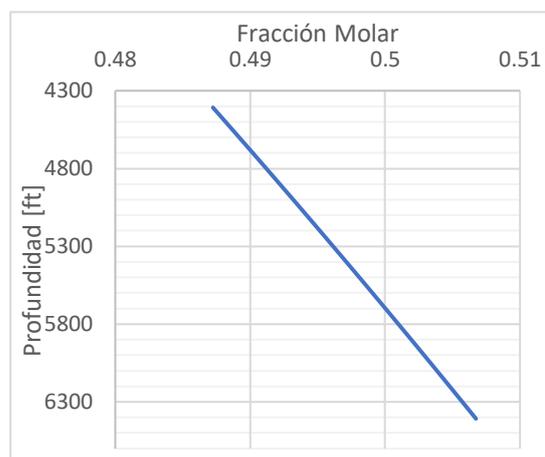
Composición CO₂ gradiente térmico pasivo Pozo A1



Nota. Se presenta la composición del CO₂ grad. térmico pasivo Pozo A1.

Figura 42.

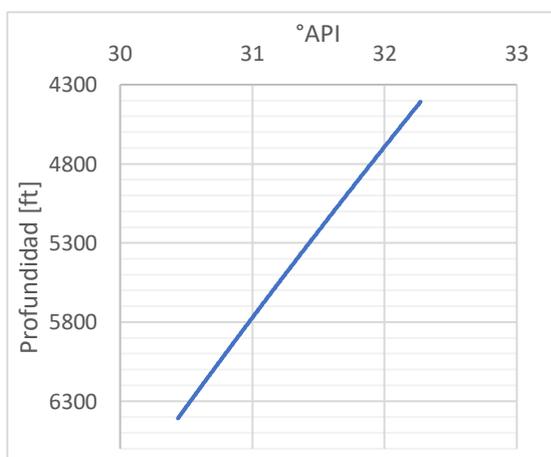
Composición C₇₊ gradiente térmico pasivo Pozo A1



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ grad. térmico pasivo Pozo A1.

Figura 43.

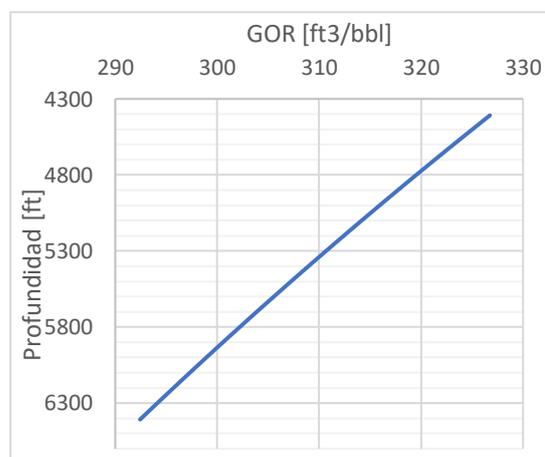
°API gradiente térmico pasivo Pozo A1



Nota. Se presenta la gravedad API para grad. térmico pasivo Pozo A1.

Figura 44.

GOR gradiente térmico pasivo Pozo A1

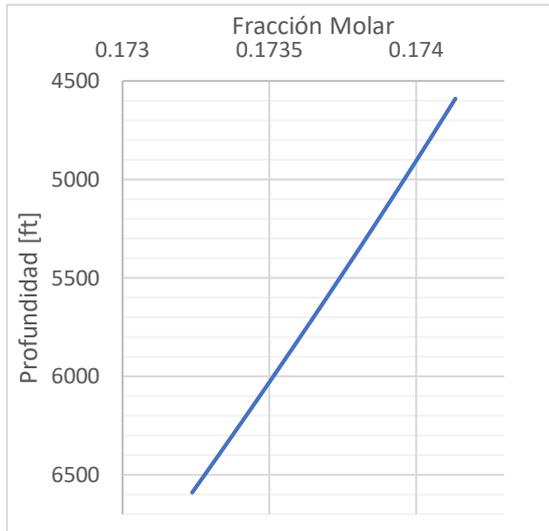


Nota. Se presenta el GOR para el grad. térmico pasivo Pozo F2.

• CAMPO A BLOQUE SUR

Figura 45.

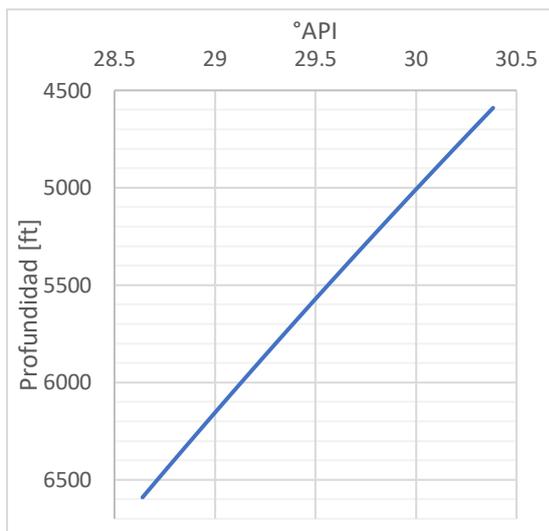
Composición CO₂ gradiente térmico pasivo Pozo A2



Nota. Se presenta la composición del CO₂ grad. térmico pasivo Pozo A2.

Figura 47.

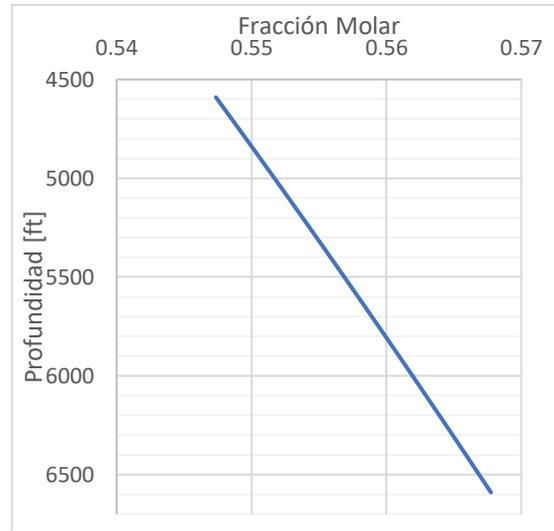
°API gradiente térmico pasivo Pozo A2



Nota. Se presenta la gravedad API para grad. térmico pasivo Pozo A2.

Figura 46.

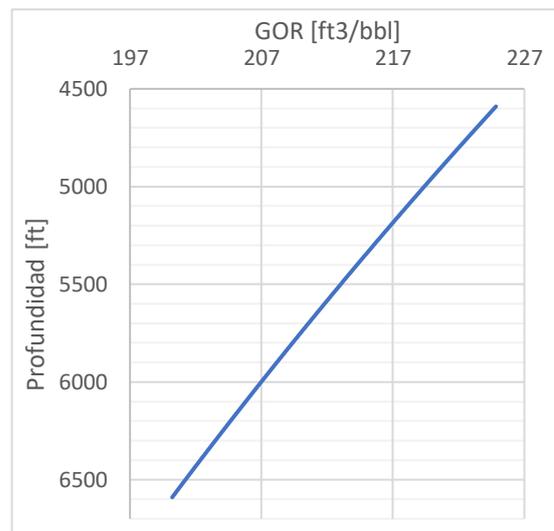
Composición C₇₊ gradiente térmico pasivo Pozo A2



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ grad. térmico pasivo Pozo A2.

Figura 48.

GOR gradiente térmico pasivo isotérmico Pozo A2

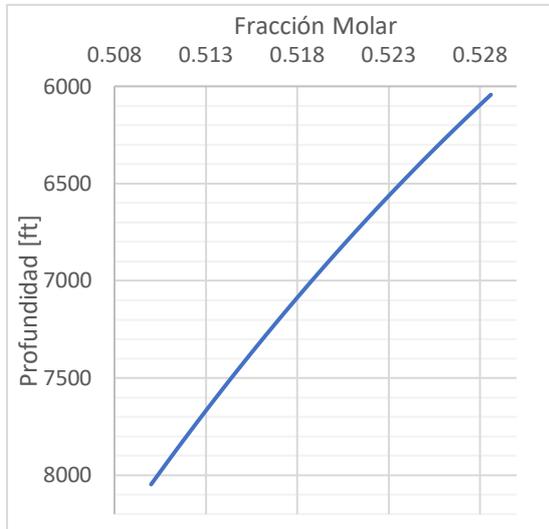


Nota. Se presenta el GOR para el grad. térmico pasivo Pozo A2.

• CAMPO B BLOQUE NORTE

Figura 49.

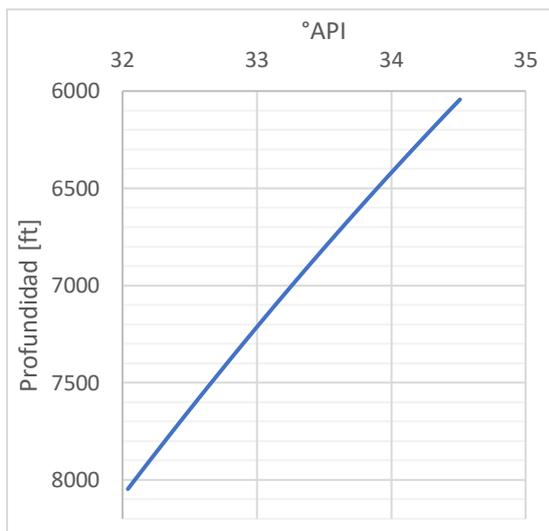
Composición CO₂ gradiente térmico pasivo Pozo B1



Nota. Se presenta la composición del CO₂ grad. térmico pasivo Pozo B1.

Figura 51.

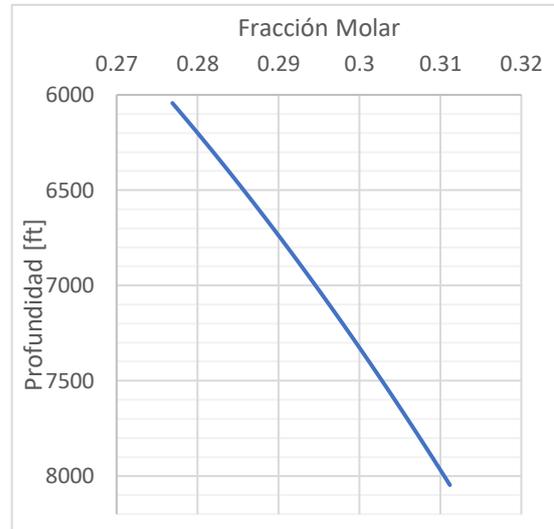
°API gradiente térmico pasivo Pozo B1



Nota. Se presenta la gravedad API para grad. térmico pasivo Pozo B1.

Figura 50.

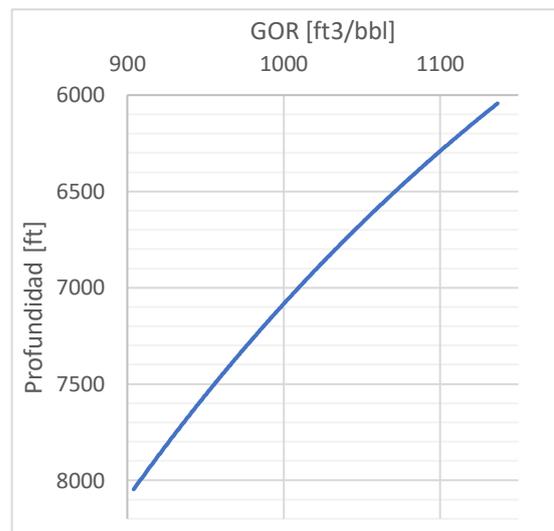
Composición C₇₊ gradiente térmico pasivo Pozo B1



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ grad. térmico pasivo Pozo B1.

Figura 52.

GOR gradiente térmico pasivo Pozo B1

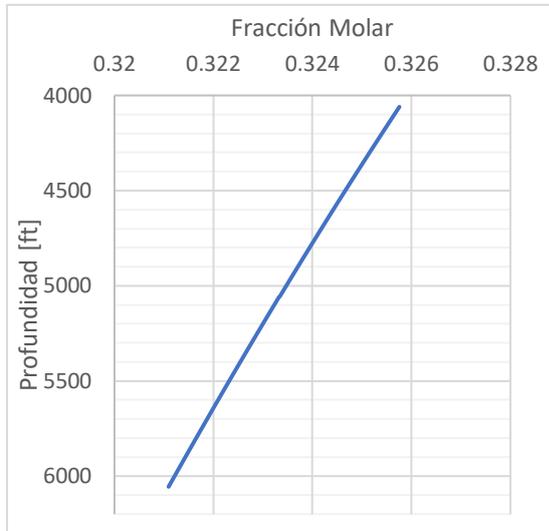


Nota. presenta el GOR para el grad. térmico pasivo Pozo B1.

• CAMPO C BLOQUE NORTE

Figura 53.

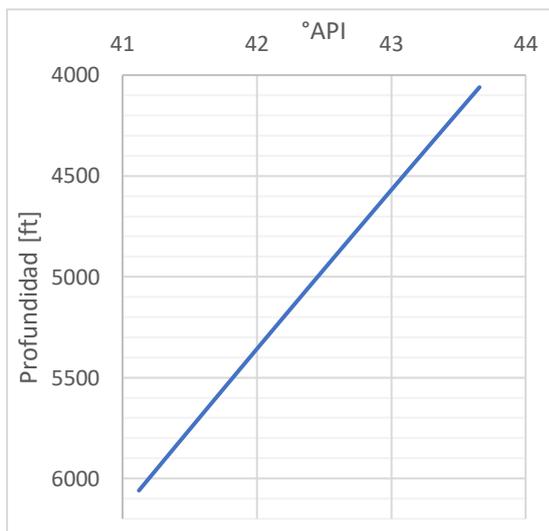
Composición CO₂ gradiente térmico pasivo Pozo C5



Nota. Se presenta la composición del CO₂ grad. térmico pasivo Pozo C5.

Figura 55.

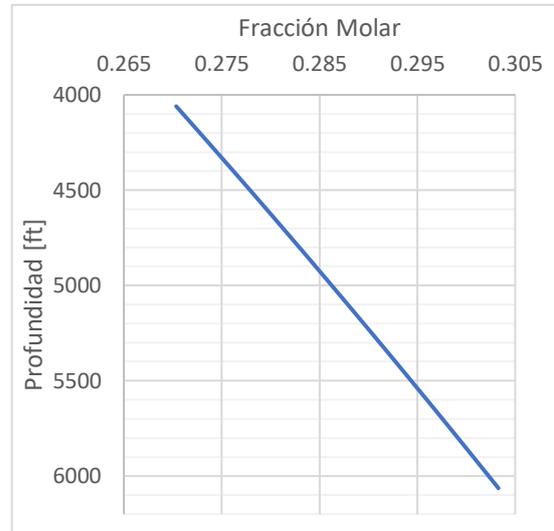
°API gradiente térmico pasivo Pozo C5



Nota. Se presenta la gravedad API para grad. térmico pasivo Pozo C5.

Figura 54.

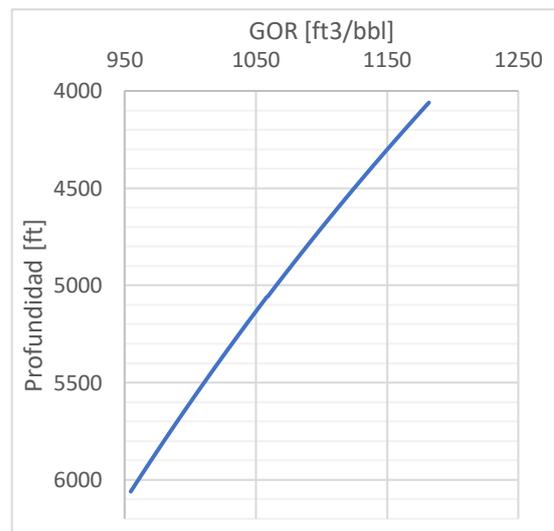
Composición C₇₊ gradiente térmico pasivo Pozo C5



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ grad. térmico pasivo Pozo C5.

Figura 56.

GOR gradiente térmico pasivo Pozo C5

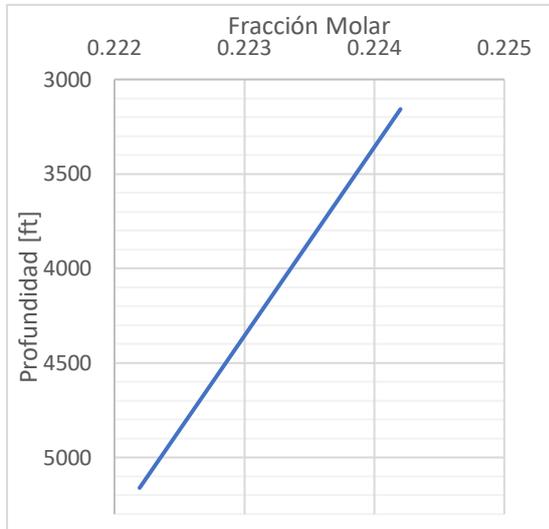


Nota. Se presenta el GOR para el grad. térmico pasivo Pozo C5.

• CAMPO D

Figura 57.

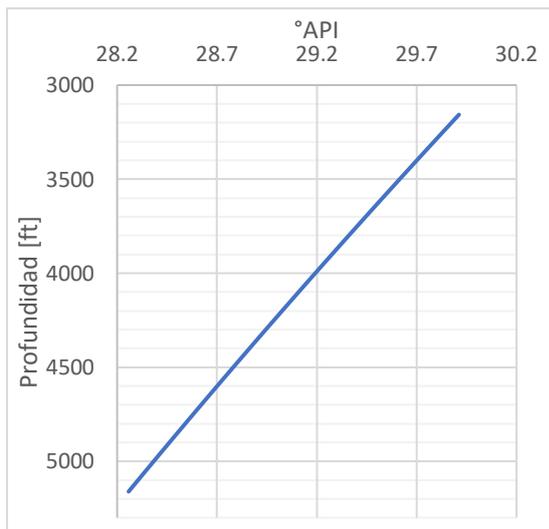
Composición CO₂ gradiente térmico pasivo Pozo D1



Nota. Se presenta la composición del CO₂ grad. térmico pasivo Pozo D1.

Figura 59.

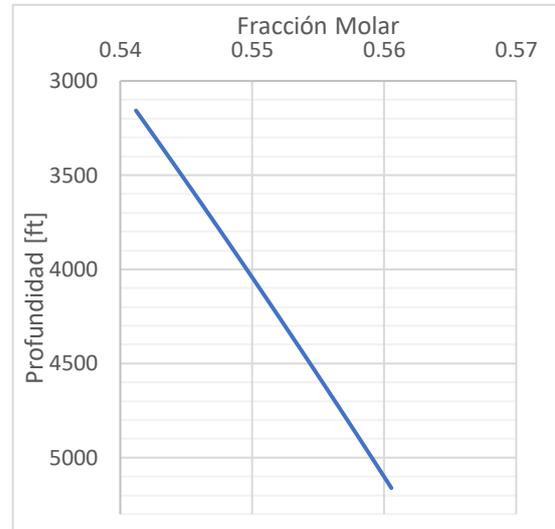
°API gradiente isotérmico Pozo D1



Nota. Se presenta la gravedad API para grad. térmico pasivo Pozo D1.

Figura 58.

Composición C₇₊ gradiente térmico pasivo Pozo D1



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ grad. térmico pasivo Pozo D1.

Figure 60.

GOR gradiente isotérmico Pozo D1

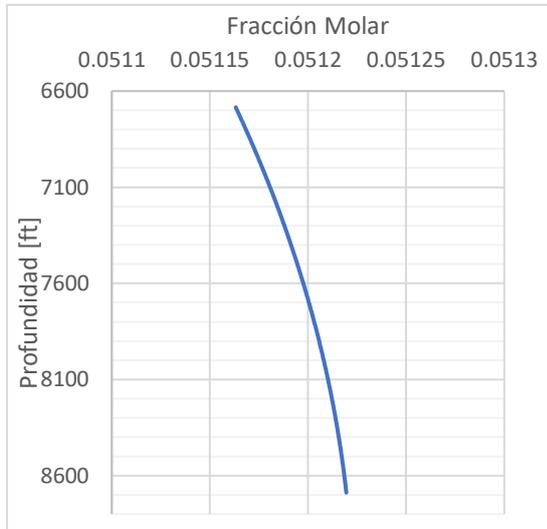


Nota. Se presenta el GOR para el grad. térmico pasivo Pozo D1.

• CAMPO E

Figura 61.

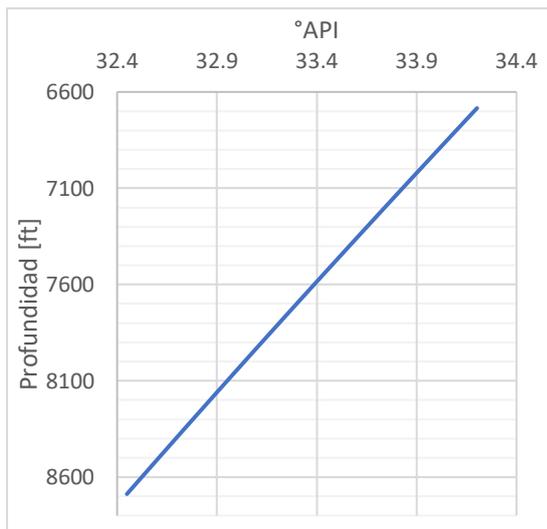
Composición CO₂ gradiente isotérmico
Pozo E1



Nota. Se presenta la composición del CO₂ grad. térmico pasivo Pozo E1.

Figura 63.

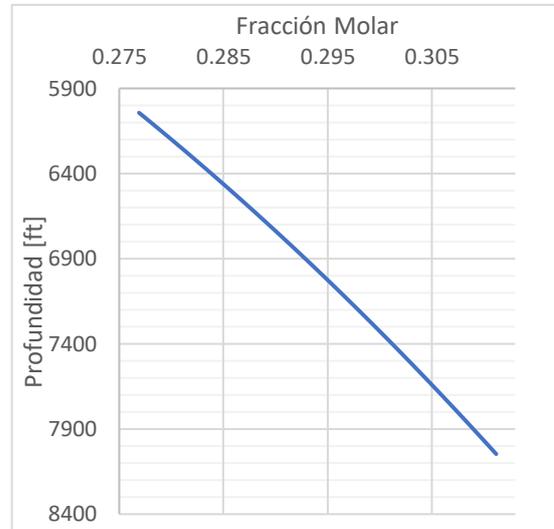
°API gradiente isotérmico Pozo E1



Nota. Se presenta la gravedad API para grad. térmico pasivo Pozo E1.

Figura 62.

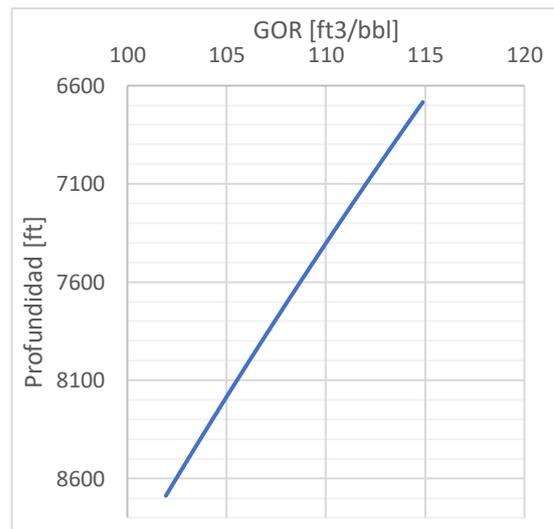
Composición C₇₊ gradiente isotérmico
Pozo E1



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ grad. térmico pasivo Pozo E1.

Figura 64.

GOR gradiente isotérmico Pozo E1



Nota. Se presenta el GOR para el grad. térmico pasivo Pozo E1.

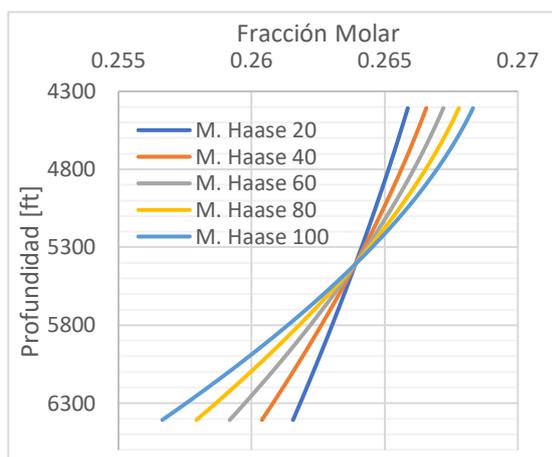
ANEXO 13

PROPIEDADES VOLUMÉTRICAS DE LOS CAMPOS A, B, C, D, E Y F GENERADAS A PARTIR DEL MODELO TÉRMICO DE HAASE

• CAMPO A BLOQUE NORTE

Figura 65.

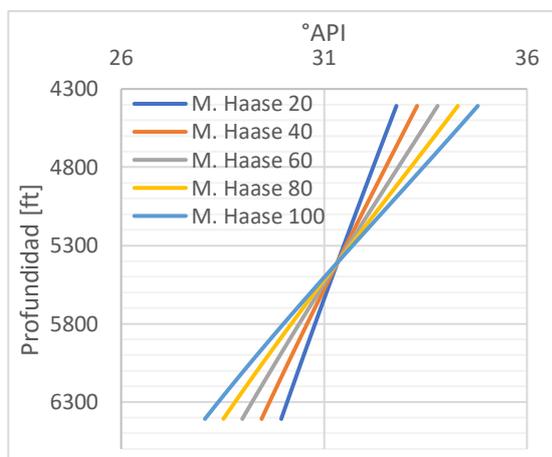
Composición CO₂ M. Térmico de Haase Pozo A1



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Haase Pozo A1.

Figura 67.

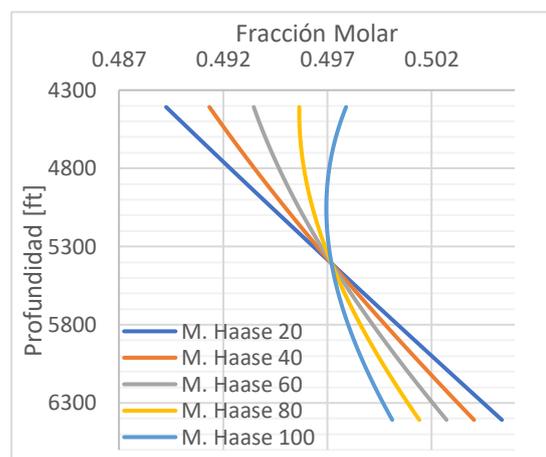
°API M. Térmico de Haase Pozo A1



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Haase Pozo A1.

Figura 66.

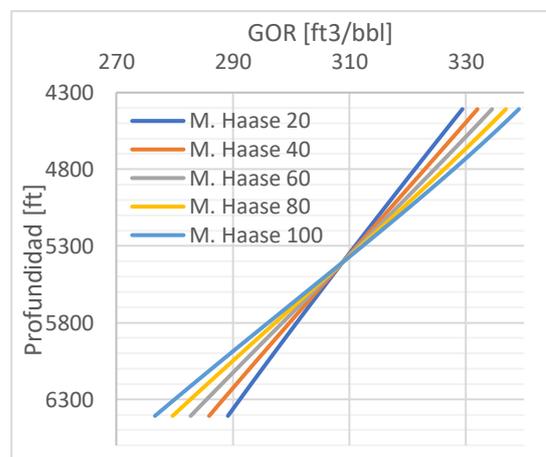
Composición C₇₊ M. Térmico de Haase Pozo A1



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Haase Pozo A1.

Figura 68.

GOR M. Térmico de Haase Pozo A1

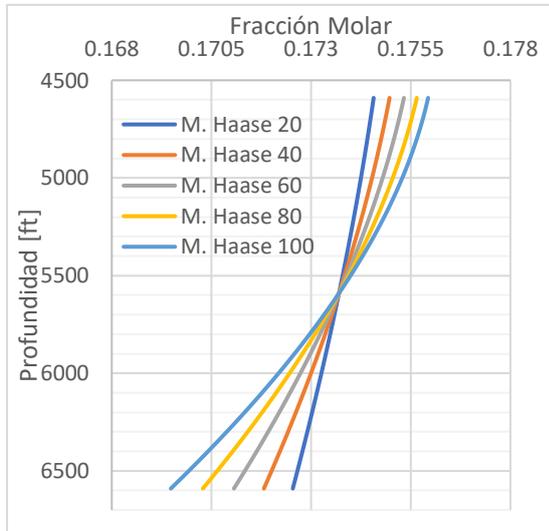


Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Haase Pozo A1.

• CAMPO A BLOQUE SUR

Figura 69.

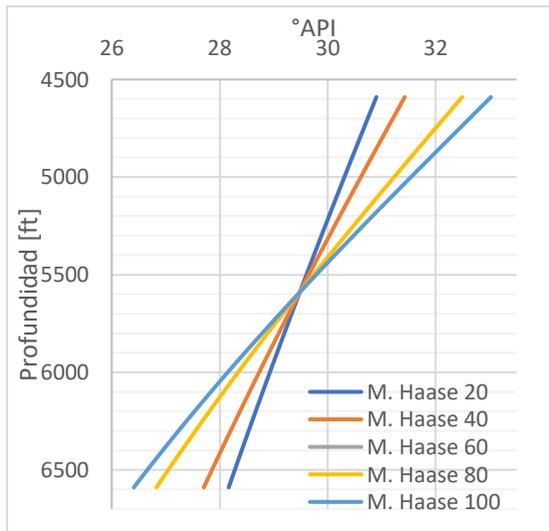
Composición CO₂ M. Térmico de Haase Pozo A2



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Haase Pozo A2.

Figura 71.

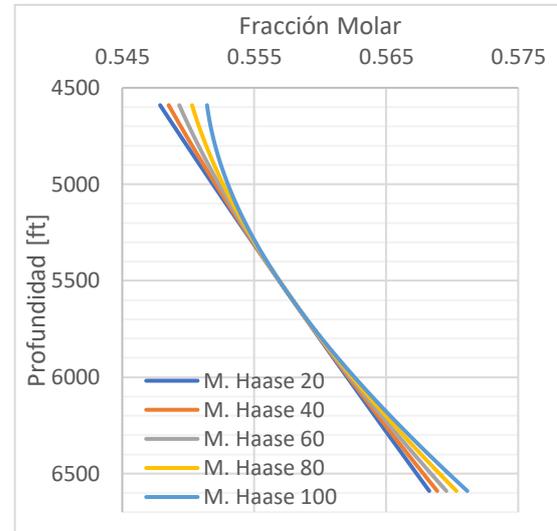
°API M. Térmico de Haase Pozo A2



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Haase Pozo A2.

Figura 70.

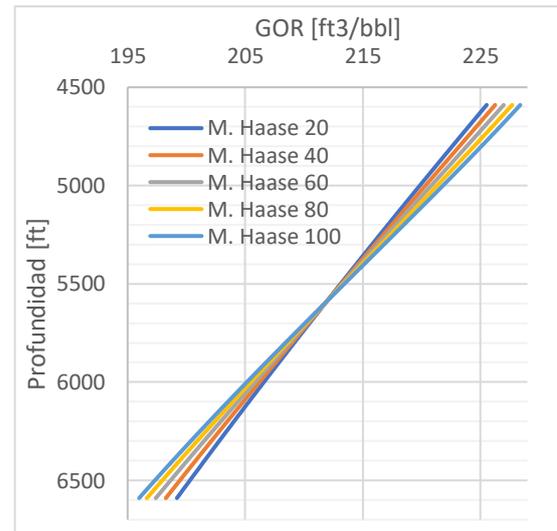
Composición C₇₊ M. Térmico de Haase Pozo A2



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Haase Pozo A2.

Figura 72.

GOR M. Térmico de Haase Pozo A2

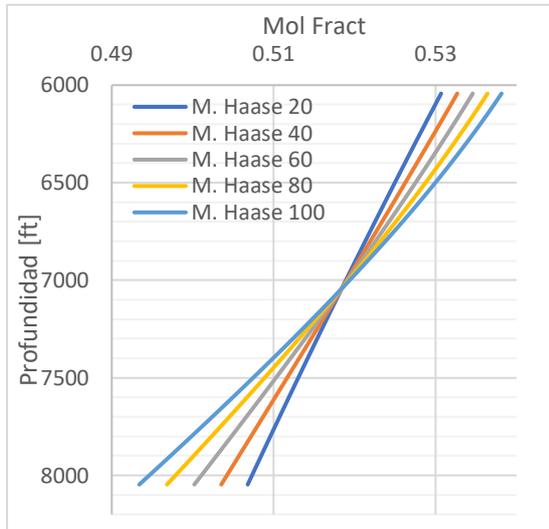


Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Haase Pozo A2.

• CAMPO B BLOQUE NORTE

Figura 73.

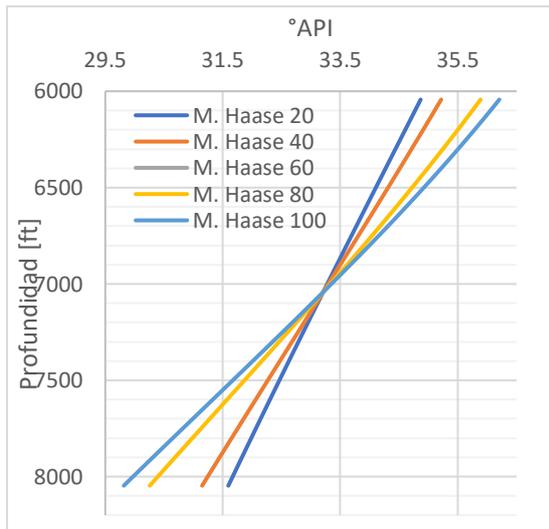
Composición CO₂ M. Térmico de Haase Pozo B1



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Haase Pozo B1.

Figura 75.

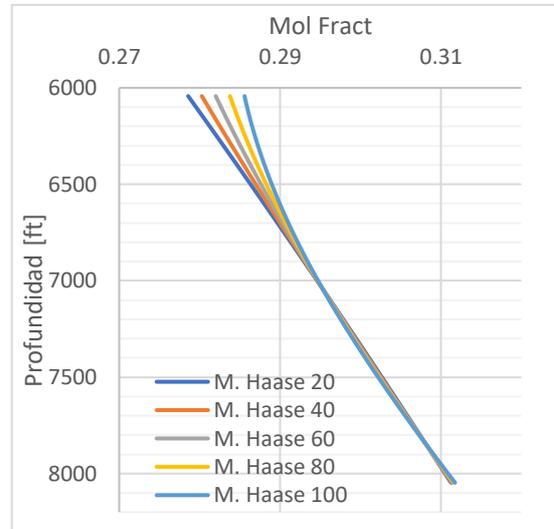
°API M. Térmico de Haase Pozo B1



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Haase Pozo B1.

Figura 74.

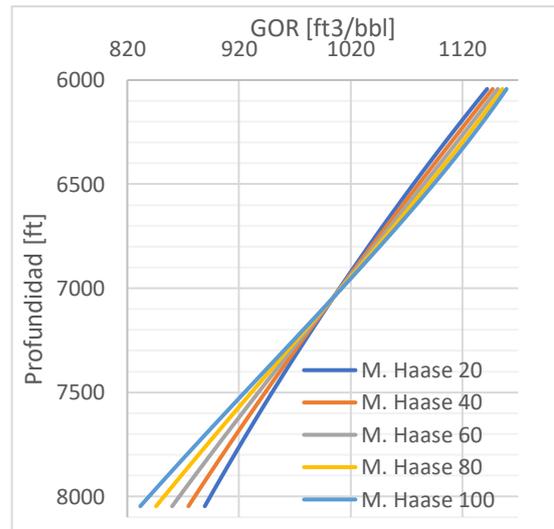
Composición C₇₊ M. Térmico de Haase Pozo B1



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Haase Pozo B1.

Figura 76.

GOR M. Térmico de Haase Pozo B1

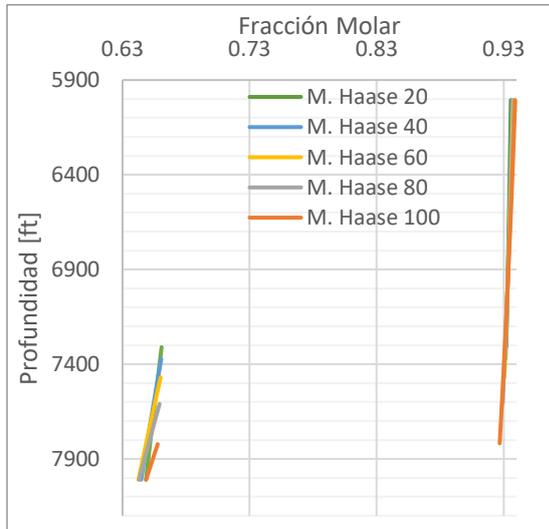


Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Haase Pozo B1.

• CAMPO B BLOQUE SUR

Figura 77.

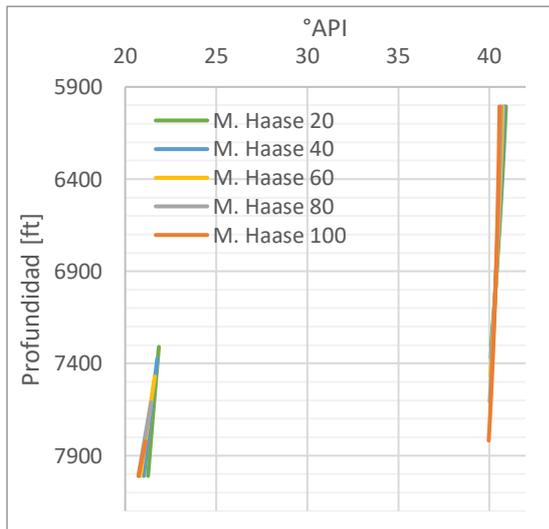
Composición CO₂ gradiente isotérmico
Pozo B2



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Haase Pozo B2.

Figura 79.

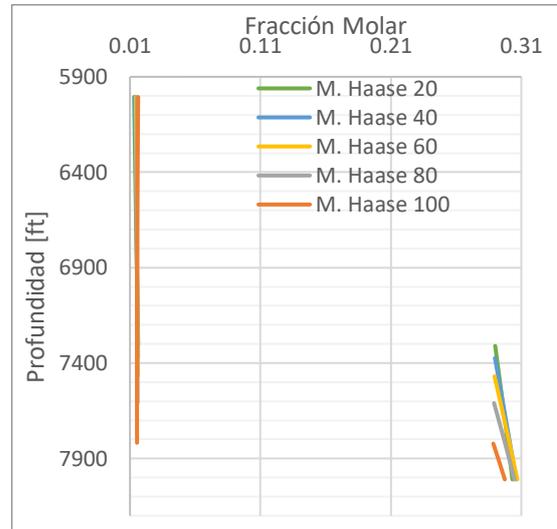
°API gradiente isotérmico Pozo B2



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Haase Pozo B2.

Figura 78.

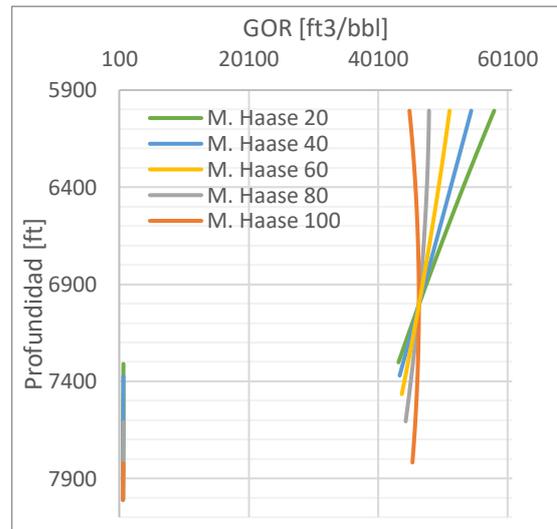
Composición C₇₊ gradiente isotérmico
Pozo B2



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Haase Pozo B2.

Figura 80.

GOR gradiente isotérmico Pozo B2

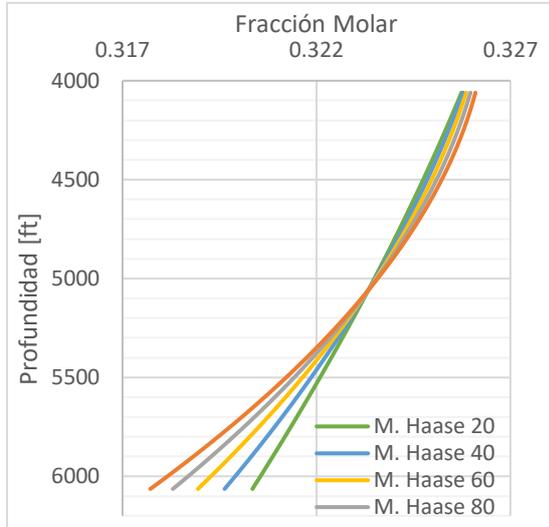


Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Haase Pozo B2.

• CAMPO C BLOQUE NORTE

Figura 81.

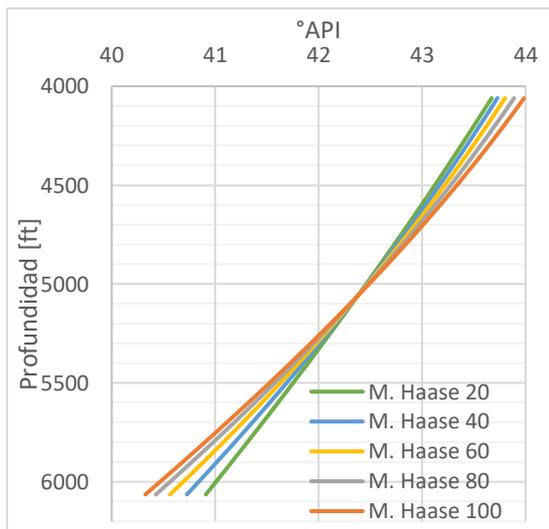
Composición CO₂ gradiente isotérmico
Pozo C5



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Haase Pozo C5.

Figura 83.

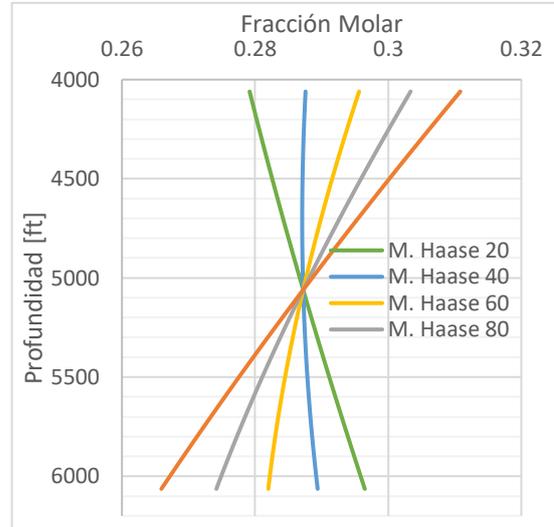
°API gradiente isotérmico Pozo C5



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Haase Pozo C5.

Figura 82.

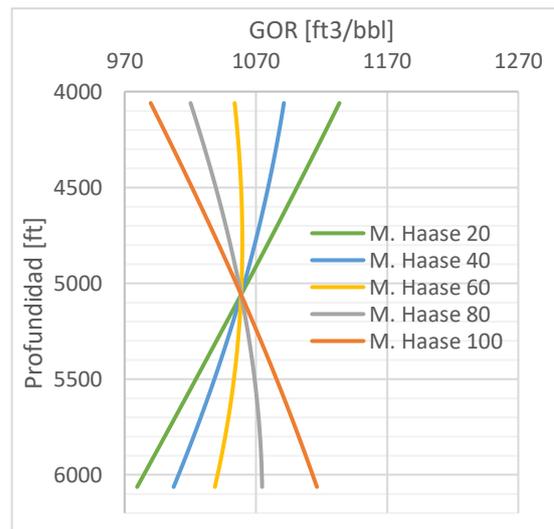
Composición C₇₊ gradiente isotérmico
Pozo C5



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Haase Pozo C5.

Figura 84.

GOR gradiente isotérmico Pozo C5

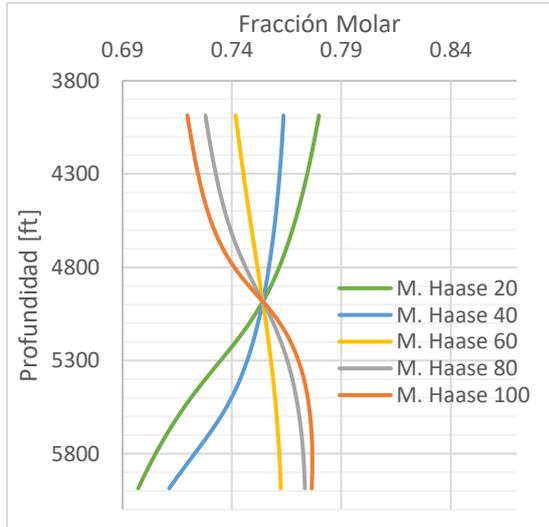


Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Haase Pozo C5.

• CAMPO C BLOQUE SUR

Figura 85.

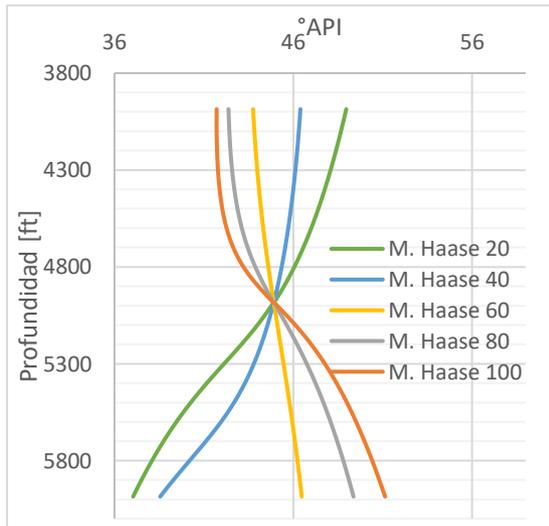
Composición CO₂ gradiente isotérmico
Pozo C7



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Haase Pozo C7.

Figura 87.

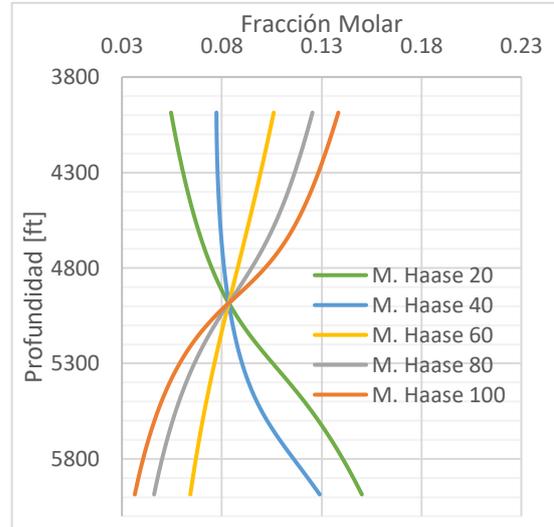
°API gradiente isotérmico Pozo C7



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Haase Pozo C7.

Figura 86.

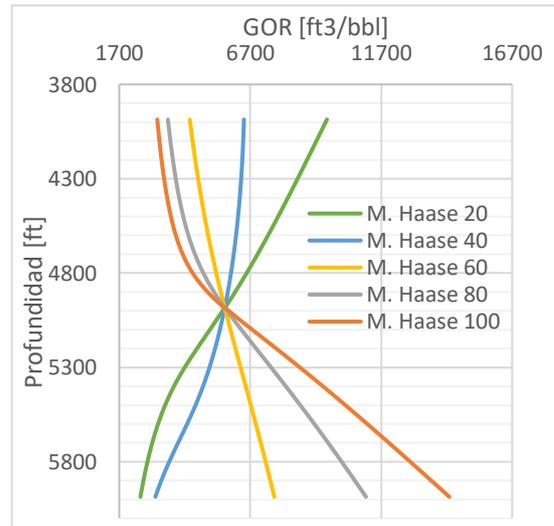
Composición C₇₊ gradiente isotérmico
Pozo C7



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Haase Pozo C7.

Figura 88.

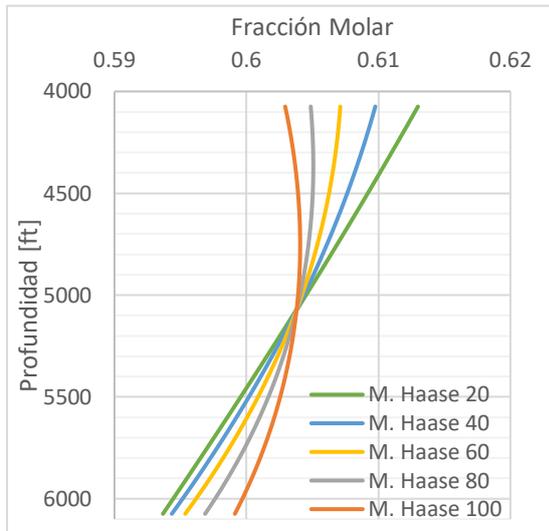
GOR gradiente isotérmico Pozo C7



Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Haase Pozo C7.

Figura 89.

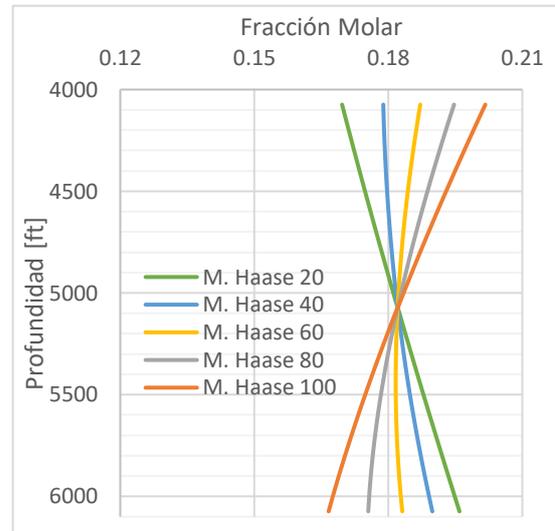
Composición CO₂ gradiente isotérmico
Pozo C15-3



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Haase Pozo C15-3.

Figura 90.

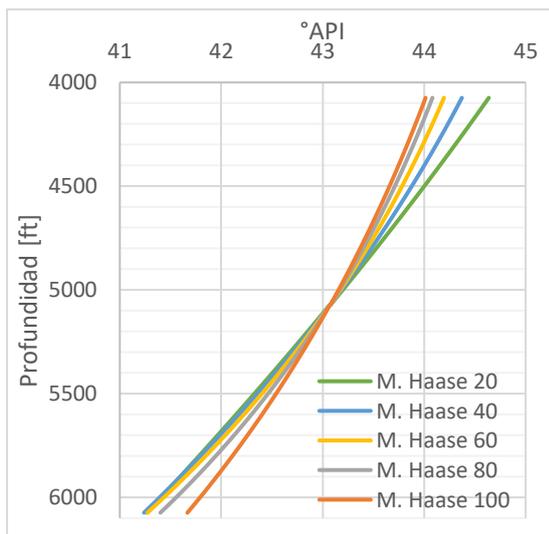
Composición C₇₊ gradiente isotérmico
Pozo C15-3



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Haase Pozo C15-3.

Figura 91.

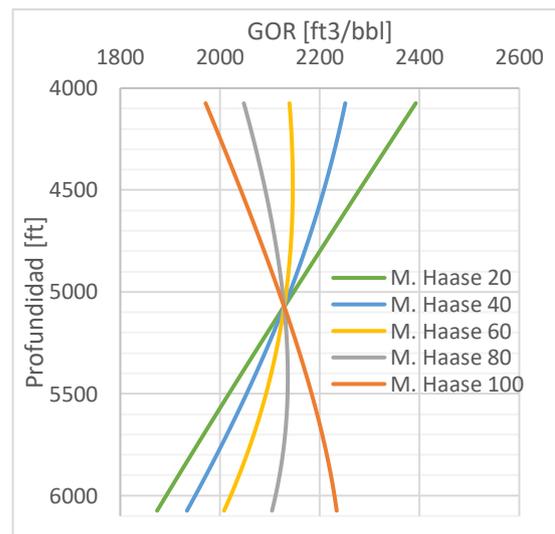
°API gradiente isotérmico Pozo C15-3



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Haase P. C15-3.

Figura 92.

GOR gradiente isotérmico Pozo C15-3

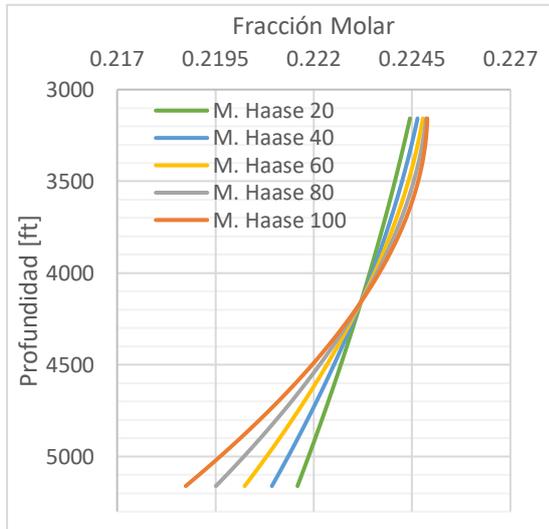


Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Haase Pozo C15-3.

• CAMPO D

Figura 93.

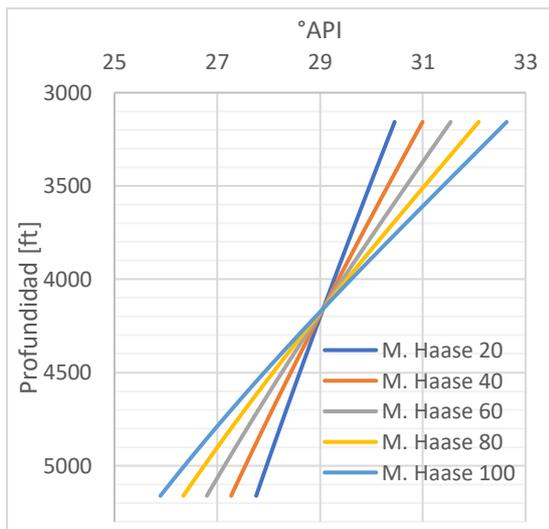
Composición CO₂ gradiente isotérmico
Pozo D1



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Haase Pozo D1.

Figura 95.

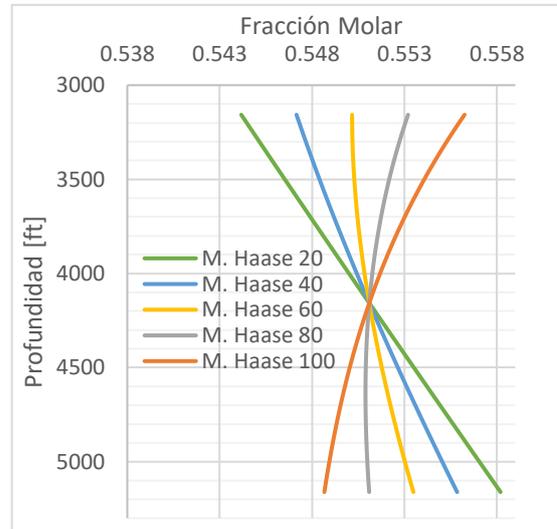
°API gradiente isotérmico Pozo D1



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Haase Pozo D1.

Figura 94.

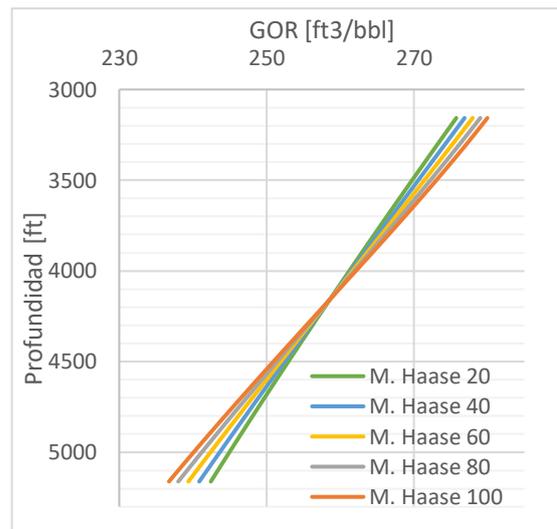
Composición C₇₊ gradiente isotérmico
Pozo D1



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Haase Pozo D1.

Figura 96.

GOR gradiente isotérmico Pozo D1

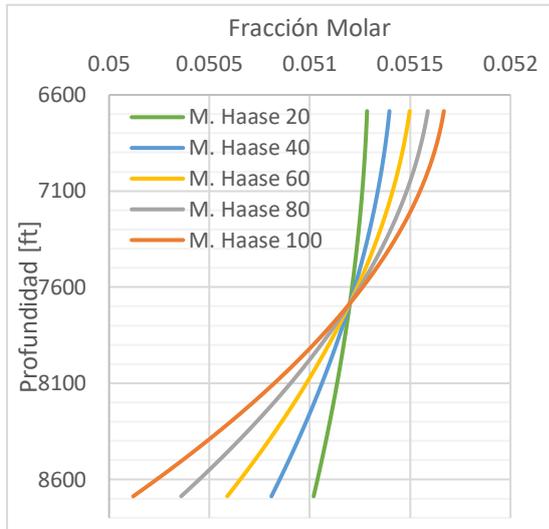


Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Haase Pozo D1.

• CAMPO E

Figura 97.

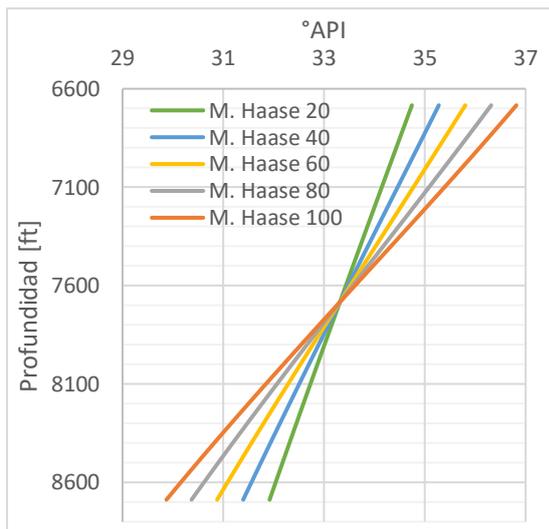
Composición CO₂ gradiente isotérmico
Pozo E1



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Haase Pozo E1.

Figura 99.

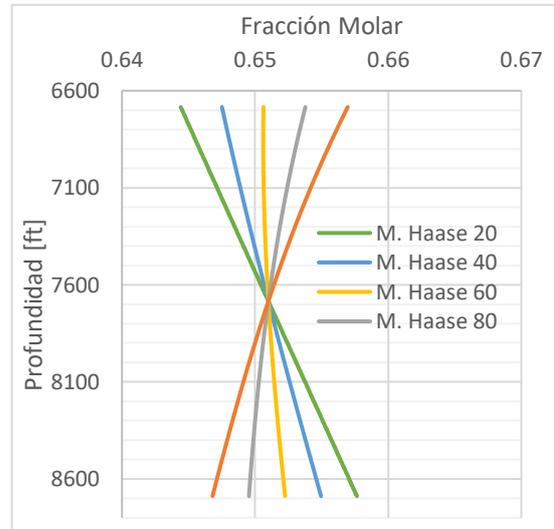
°API gradiente isotérmico Pozo E1



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Haase Pozo E1.

Figura 98.

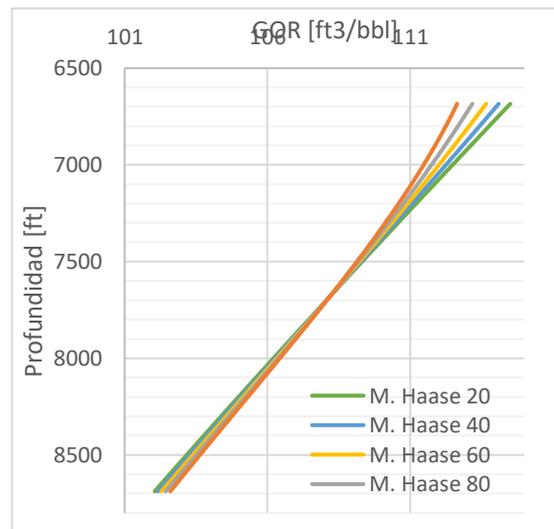
Composición C₇₊ gradiente isotérmico
Pozo E1



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Haase Pozo E1.

Figura 100.

GOR gradiente isotérmico Pozo E1

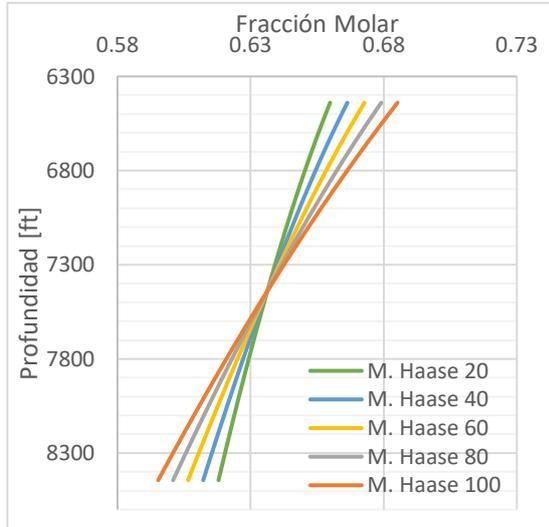


Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Haase Pozo E1.

• CAMPO F

Figura 101.

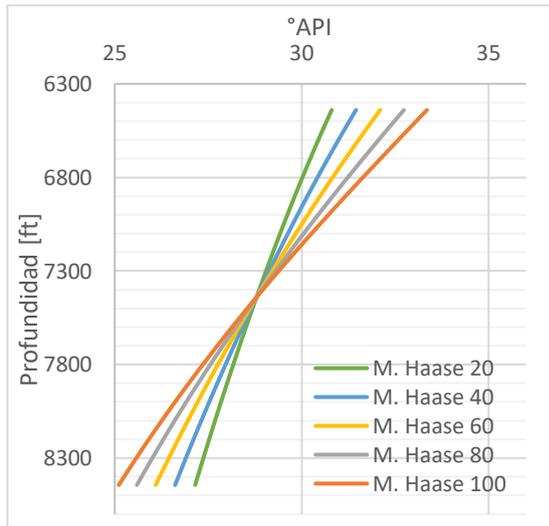
Composición CO₂ gradiente isotérmico Pozo F2



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Haase Pozo F2.

Figura 103.

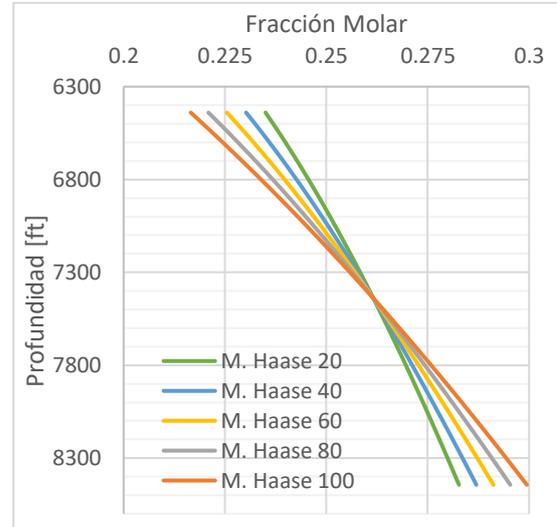
°API gradiente isotérmico Pozo F2



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Haase Pozo F2.

Figura 102.

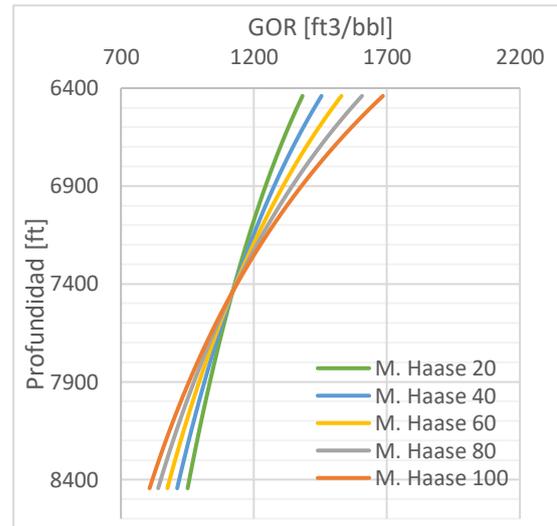
Composición C₇₊ gradiente isotérmico Pozo F2



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Haase Pozo F2.

Figura 104.

GOR gradiente isotérmico Pozo F2



Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Haase Pozo F2.

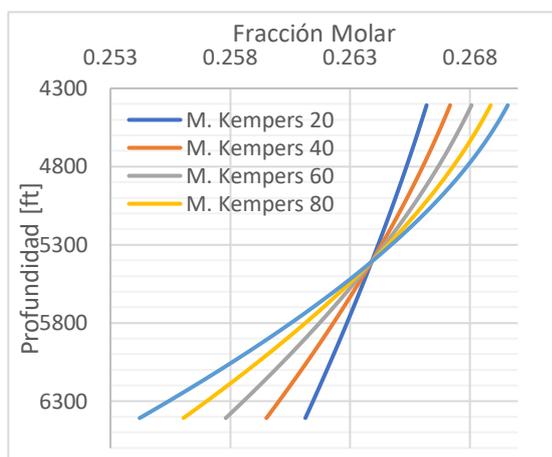
ANEXO 14

PROPIEDADES VOLUMÉTRICAS DE LOS CAMPOS A, B, C, D, E Y F GENERADAS A PARTIR DEL MODELO TÉRMICO DE KEMPERS

• CAMPO A BLOQUE NORTE

Figura 105.

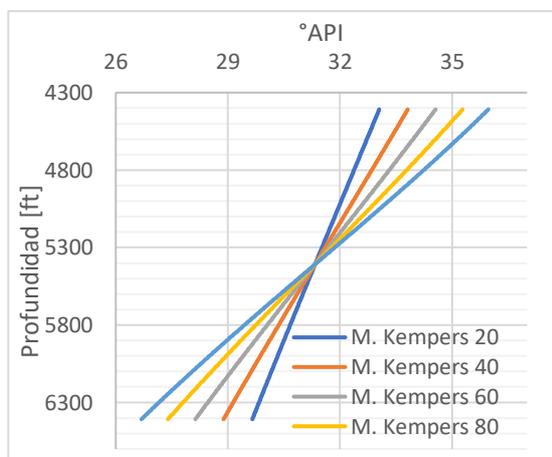
Composición CO₂ M. Térmico de Kempers Pozo A1



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Kempers Pozo A1.

Figura 107.

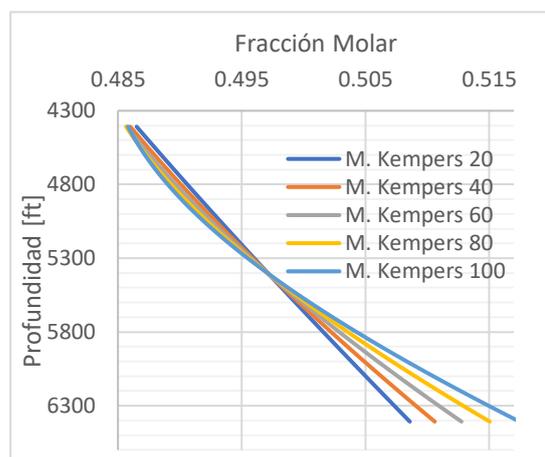
°API M. Térmico de Kempers Pozo A1



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Kempers Pozo A1.

Figura 106.

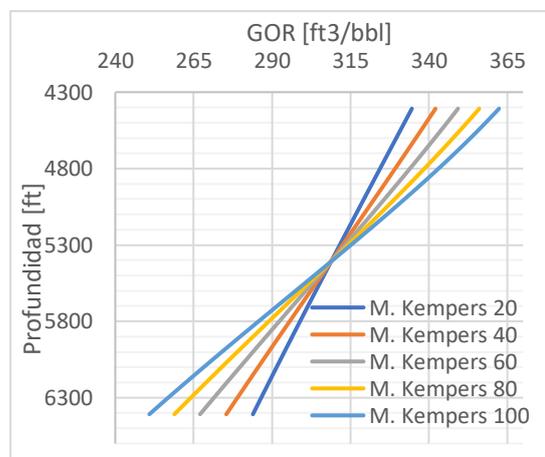
Composición C₇₊ M. Térmico de Kempers Pozo A1



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Kempers Pozo A1.

Figura 108.

GOR M. Térmico de Kempers P. A1

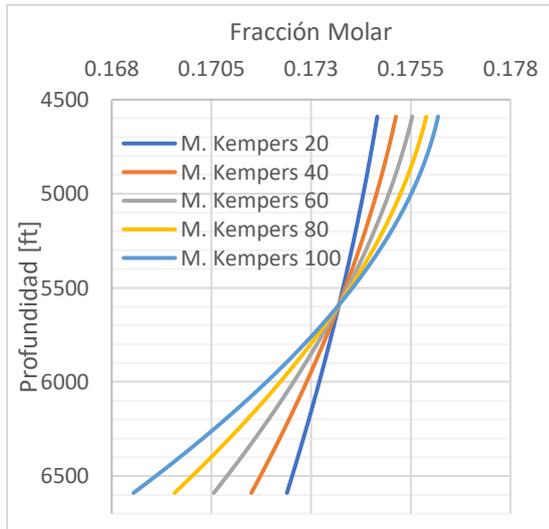


Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Kempers Pozo A1.

• CAMPO A BLOQUE SUR

Figura 109.

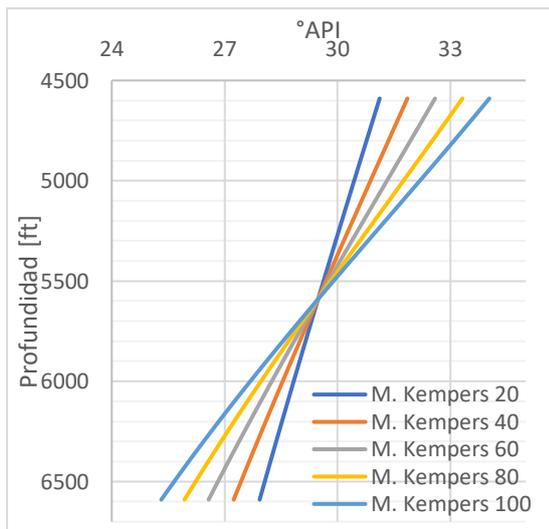
Composición CO₂ M. Térmico de Kempers Pozo A2



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Kempers Pozo A2.

Figura 111.

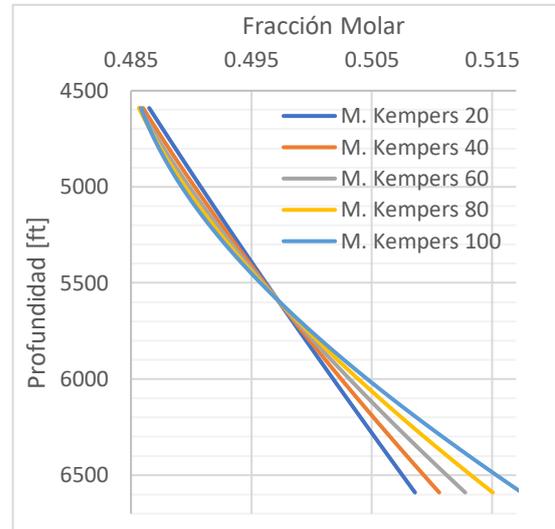
°API M. Térmico de Kempers Pozo A2



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Kempers Pozo A2.

Figura 110.

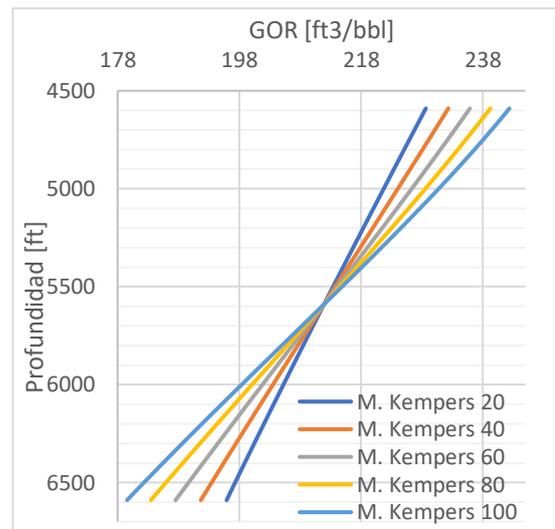
Composición C₇₊ M. Térmico de Kempers Pozo A2



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Kempers Pozo A2.

Figura 112.

GOR M. Térmico de Kempers pozo A2

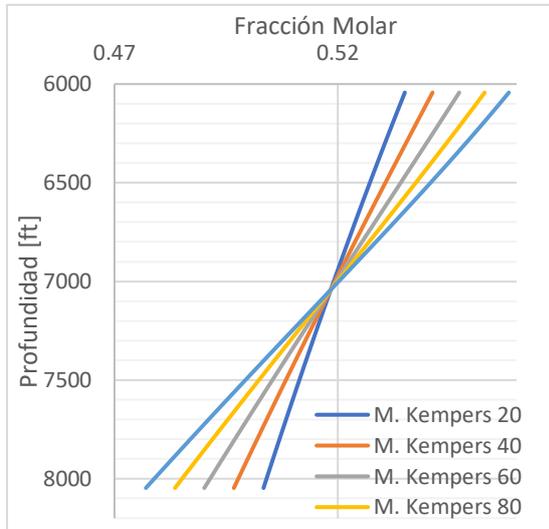


Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Kempers Pozo A2.

• CAMPO B BLOQUE NORTE

Figura 113.

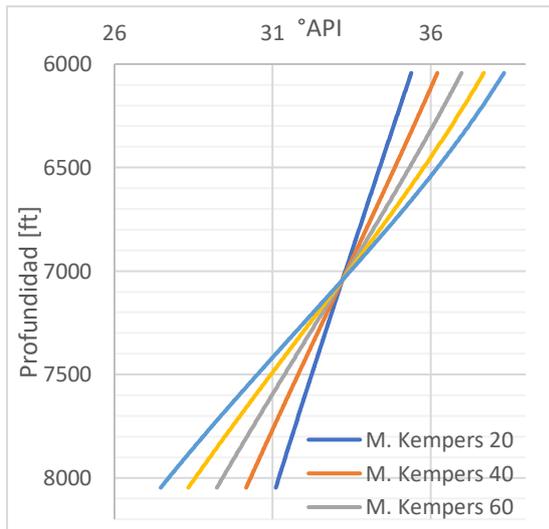
Composición CO₂ M. Térmico de Kempers Pozo B1



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Kempers Pozo B1.

Figura 115.

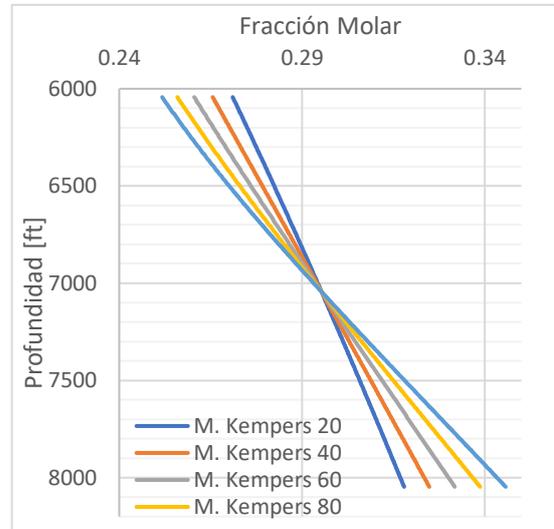
°API M. Térmico de Kempers Pozo B1



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Kempers Pozo B1.

Figura 114.

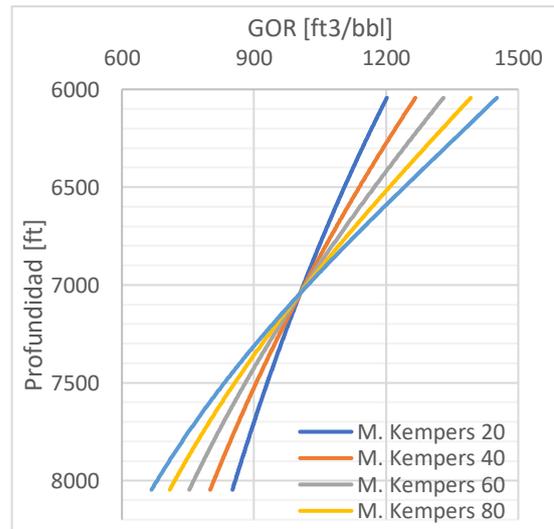
Composición C₇₊ M. Térmico de Kempers Pozo B1



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Kempers Pozo B1.

Figura 116.

GOR M. Térmico de Kempers pozo B1

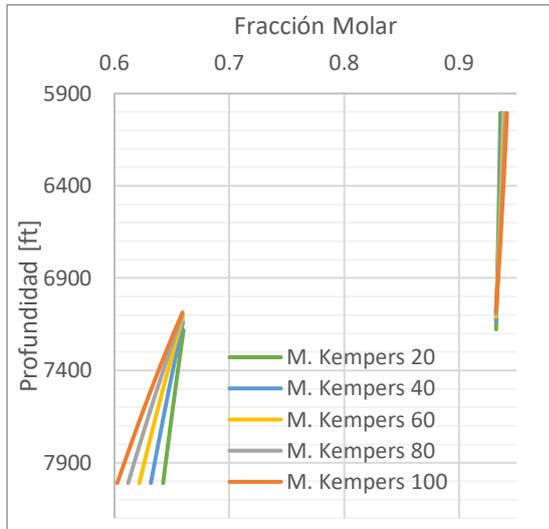


Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Kempers Pozo B1.

• CAMPO B BLOQUE SUR

Figura 117.

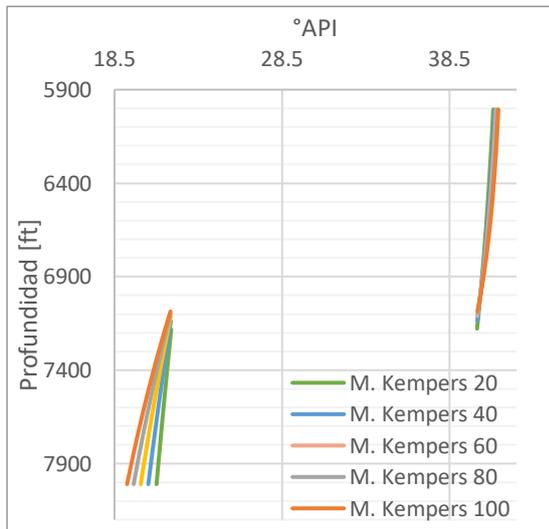
Composición CO₂ M. Térmico de Kempers Pozo B2



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Kempers Pozo B2.

Figura 119.

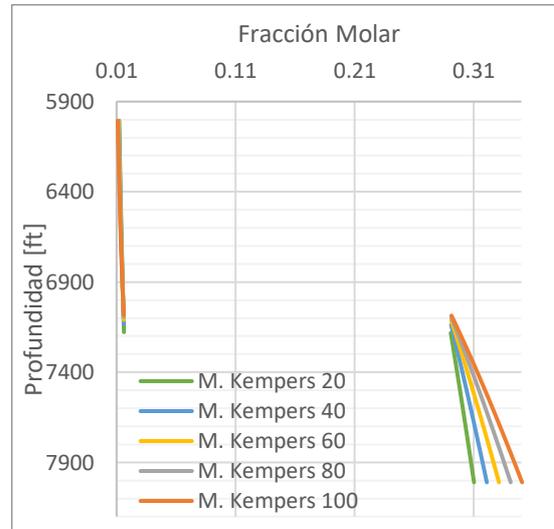
°API M. Térmico de Kempers Pozo B2



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Kempers Pozo B2.

Figura 118.

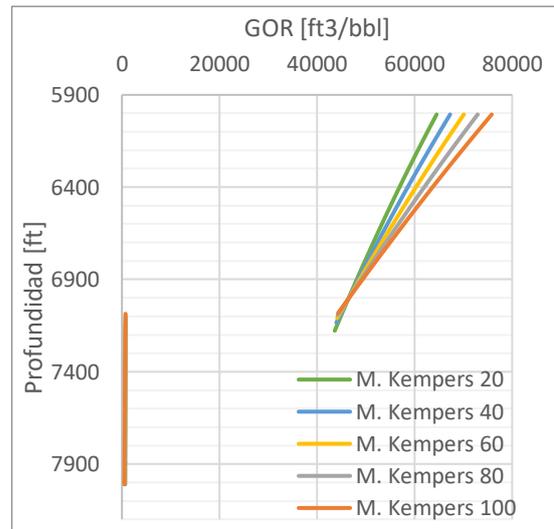
Composición C₇₊ M. Térmico de Kempers Pozo B2



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Kempers Pozo B2.

Figura 120.

GOR M. Térmico de Kempers pozo B2

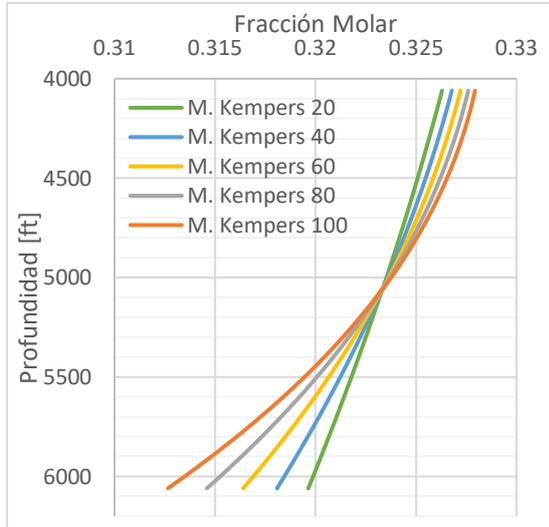


Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Kempers Pozo B2.

• CAMPO C BLOQUE NORTE

Figura 121.

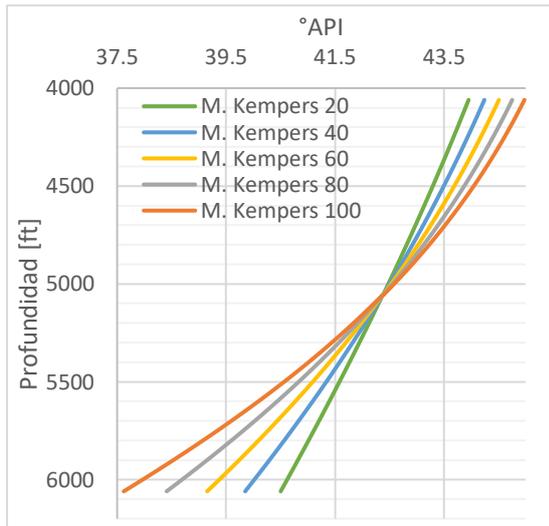
Composición CO₂ M. Térmico de Kempers Pozo C5



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Kempers Pozo C5.

Figura 123.

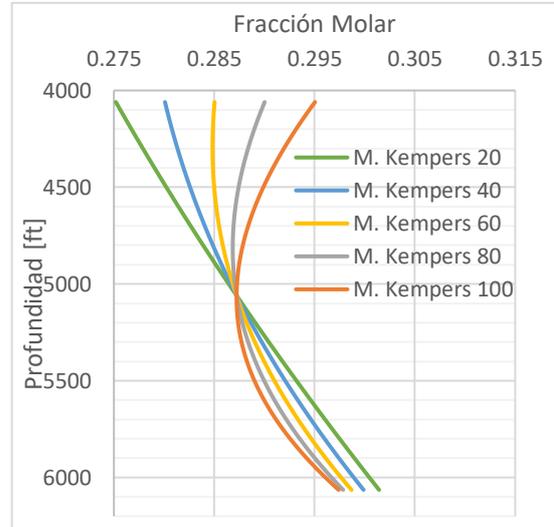
°API M. Térmico de Kempers Pozo C5



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Kempers Pozo C5.

Figura 122.

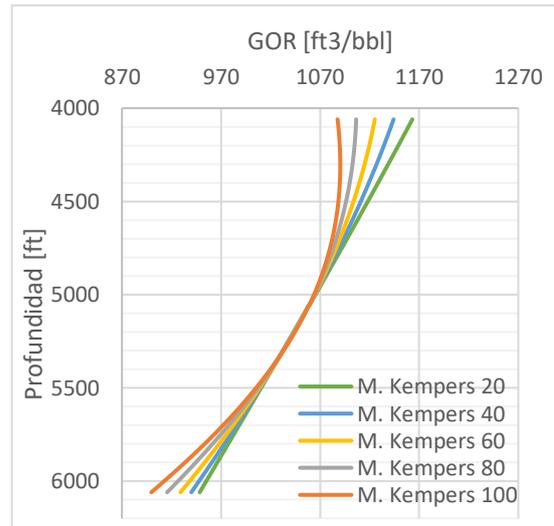
Composición C₇₊ M. Térmico de Kempers Pozo C5



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Kempers Pozo C5.

Figura 124.

GOR Térmico de Kempers pozo C5

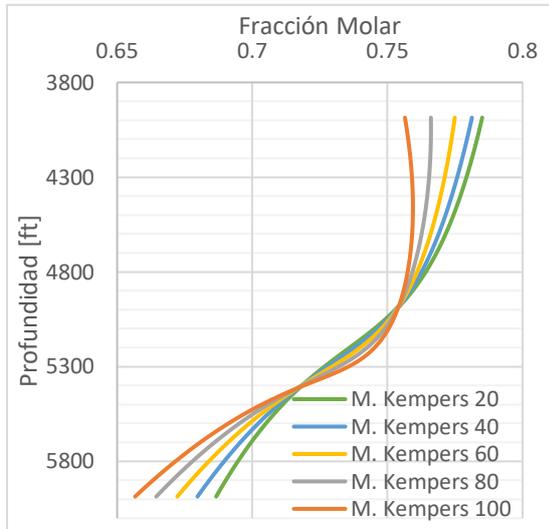


Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Kempers Pozo C5.

• CAMPO C BLOQUE SUR

Figura 125.

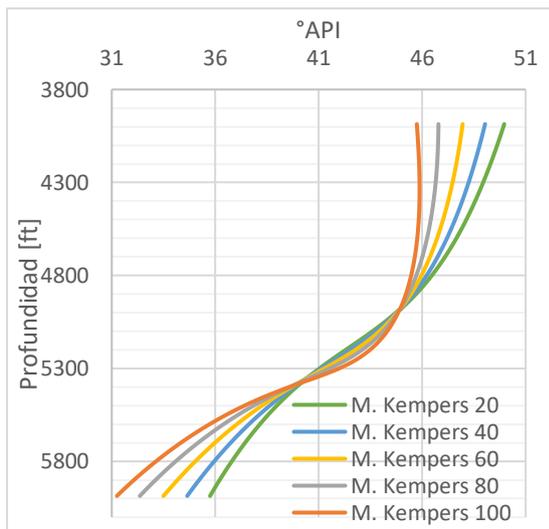
Composición CO₂ M. Térmico de Kempers Pozo C7



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Kempers Pozo C7.

Figura 127

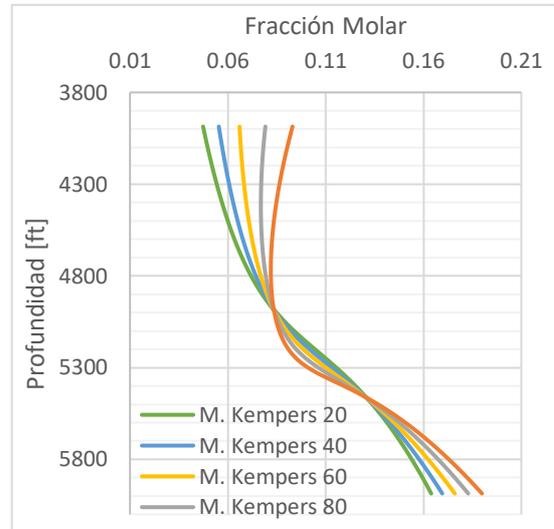
°API M. Térmico de Kempers Pozo C7



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Kempers Pozo C7.

Figura 126.

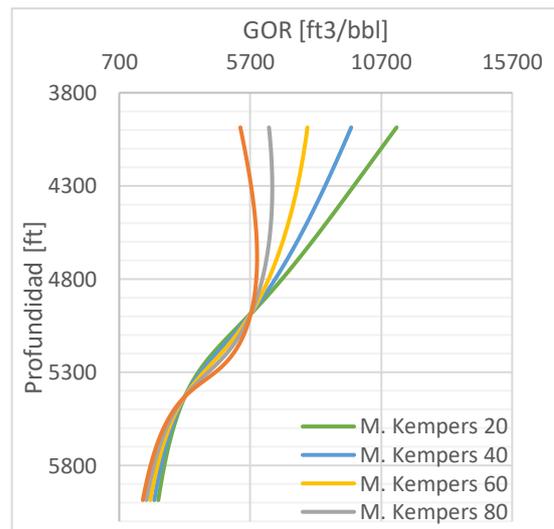
Composición C₇₊ M. Térmico de Kempers Pozo C7



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Kempers Pozo C7.

Figura 128.

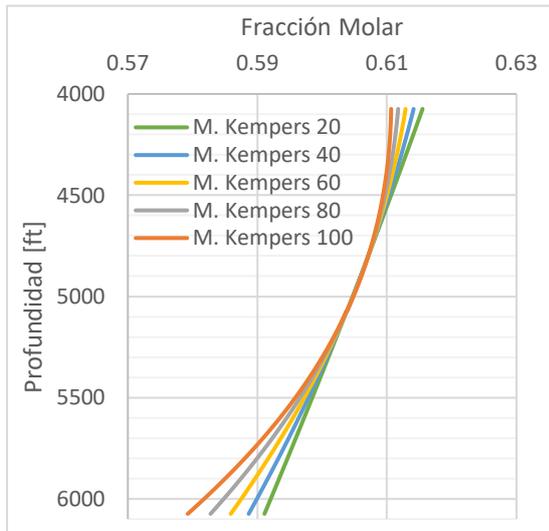
GOR Térmico de Kempers pozo C7



Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Kempers Pozo C7.

Figura 129.

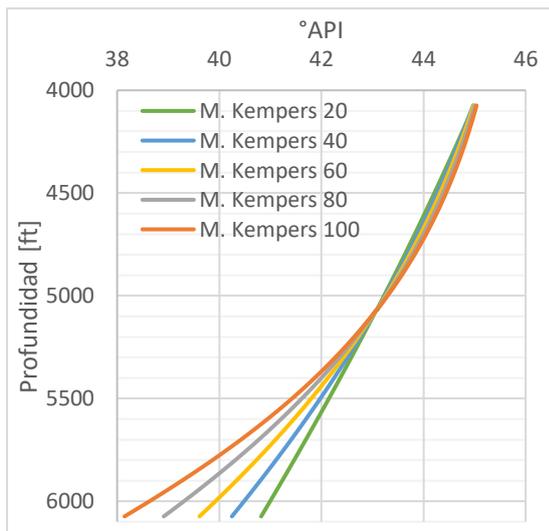
Composición CO₂ M. Térmico de Kempers Pozo C15-3



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Kempers P. C15-3.

Figura 131.

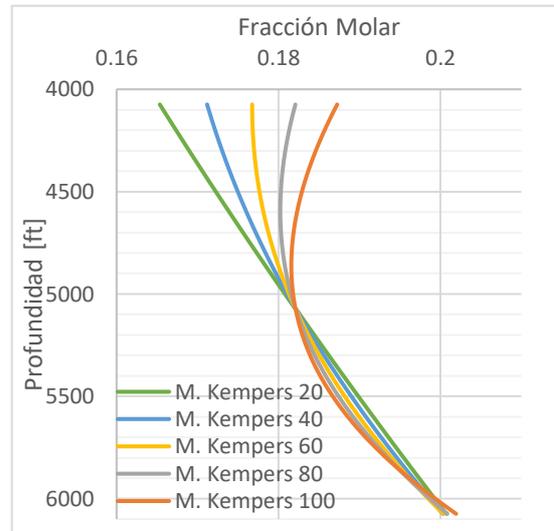
°API M. Térmico de Kempers Pozo C15-3



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Kempers P. C15-3.

Figura 130.

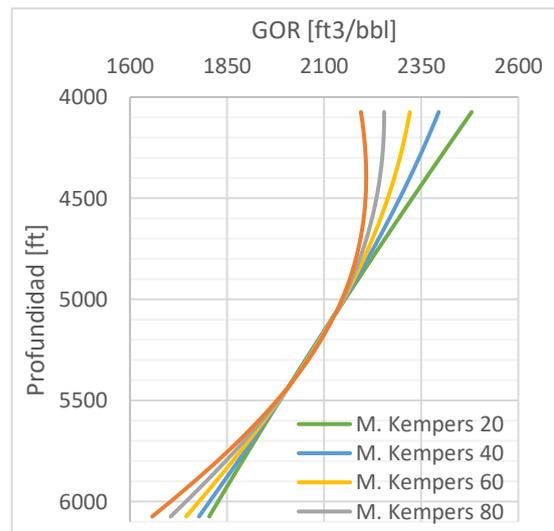
Composición C₇₊ M. Térmico de Kempers Pozo C15-3



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Kempers P. C15-3.

Figura 132.

GOR M. Térmico de Kempers Pozo C15-3

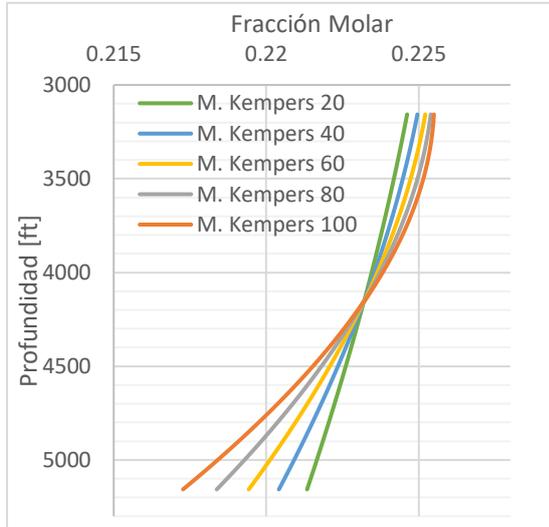


Nota. Se presenta el GOR para el mod. Térmico Kempers Pozo C15-3.

• CAMPO D

Figura 133.

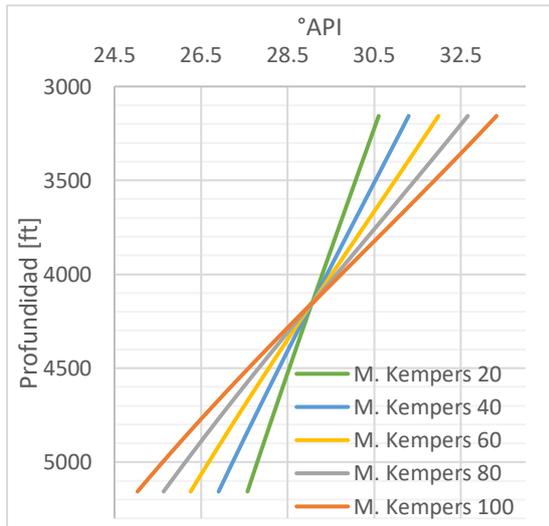
Composición CO₂ M. Térmico de Kempers Pozo D1



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. Térmico Kempers Pozo D1.

Figura 135.

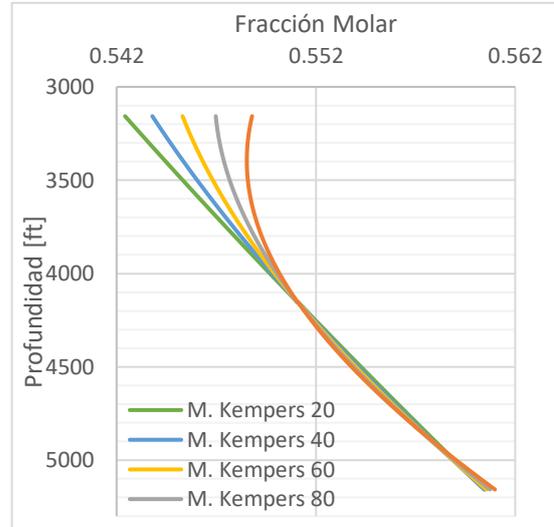
°API M. Térmico de Kempers Pozo D1



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Kempers Pozo D1.

Figura 134.

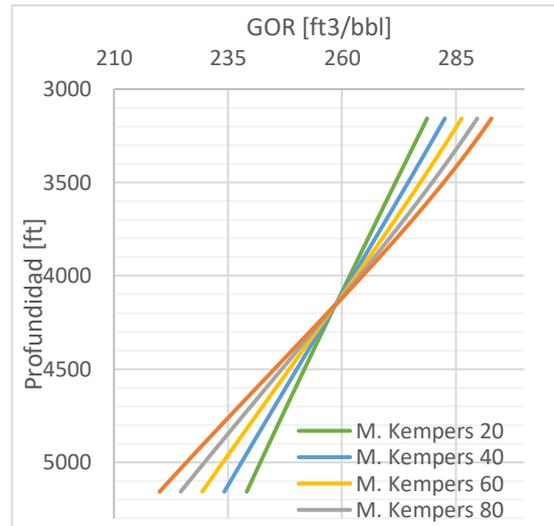
Composición C₇₊ M. Térmico de Kempers Pozo D1



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Kempers Pozo D1.

Figura 136.

GOR Térmico de Kempers Pozo D1

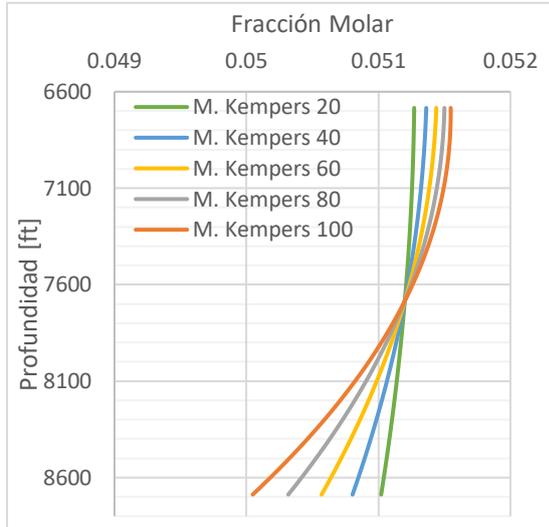


Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Kempers Pozo D1.

• CAMPO E

Figura 137.

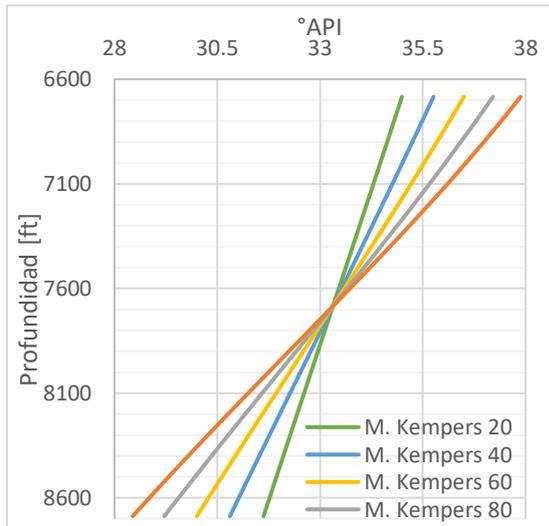
Composición CO₂ M. Térmico de Kempers Pozo E1



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Kempers Pozo E1.

Figura 139.

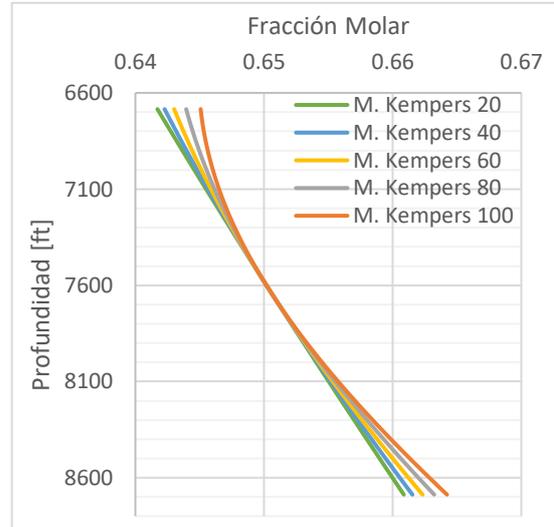
°API M. Térmico de Kempers Pozo E1



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Kempers Pozo E1.

Figura 138.

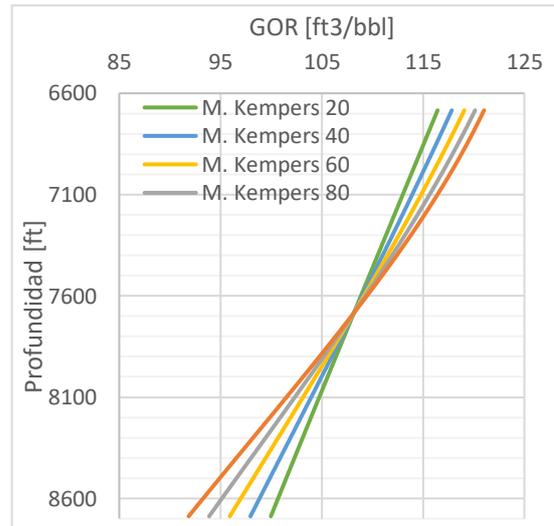
Composición C₇₊ M. Térmico de Kempers Pozo E1



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. Térmico Kempers Pozo E1.

Figura 140.

GOR Térmico de Kempers Pozo E1

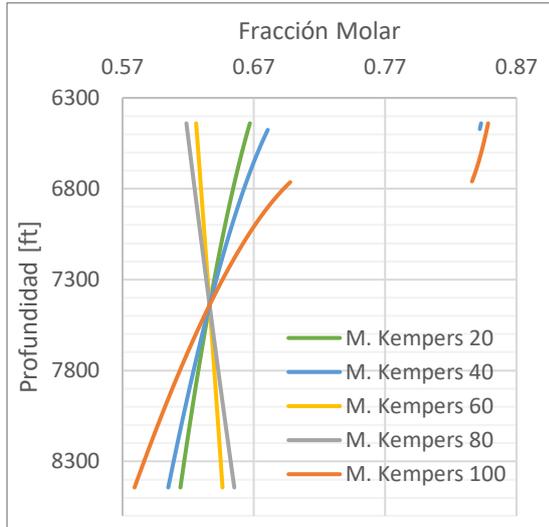


Nota. Se presenta el GOR para el mod. Térmico Kempers Pozo E1.

• CAMPO F

Figura 141.

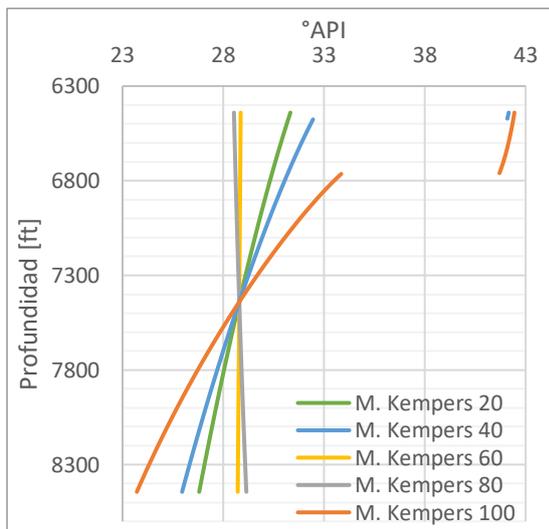
Composición CO₂ M. Térmico de Kempers Pozo F2



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Kempers Pozo F2.

Figura 143.

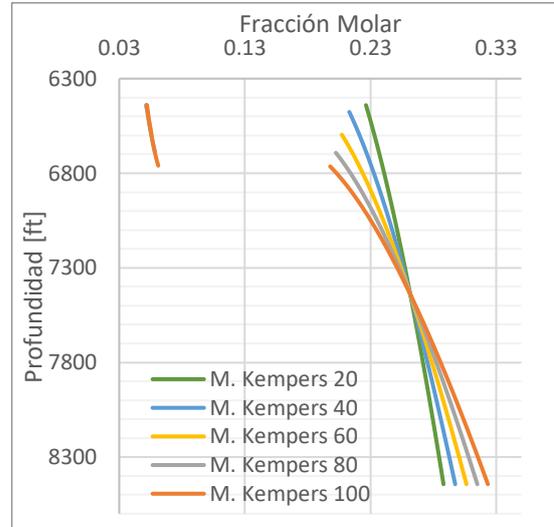
°API M. Térmico de Kempers Pozo F2



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Kempers Pozo F2.

Figura 142.

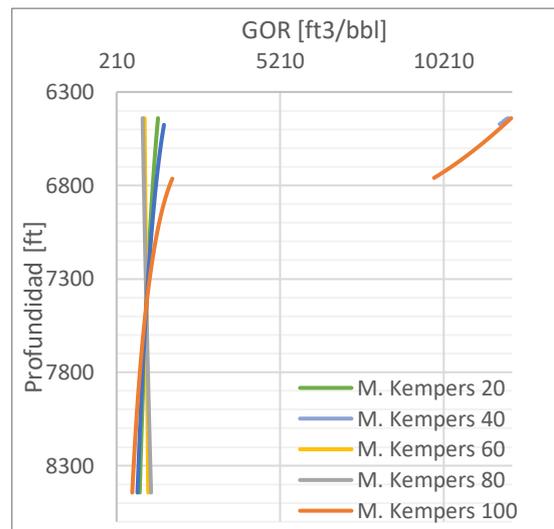
Composición C₇₊ M. Térmico de Kempers Pozo F2



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Kempers Pozo F2.

Figura 144.

GOR Térmico de Kempers Pozo F2



Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Kempers Pozo F2.

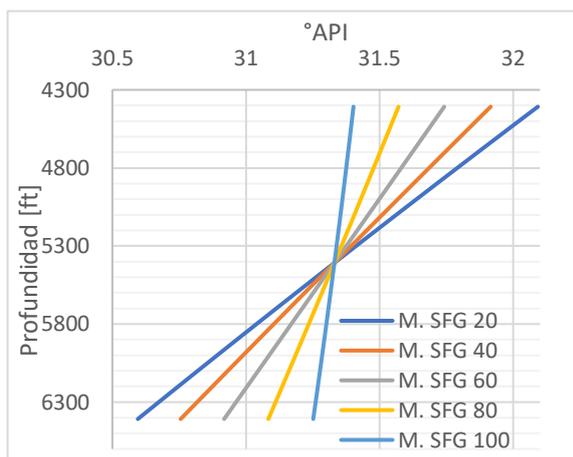
ANEXO 15

PROPIEDADES VOLUMÉTRICAS DE LOS CAMPOS A, B, C, D, E Y F GENERADAS A PARTIR DEL MODELO TÉRMICO DE SHUKLA-FIROOZABADI- GHORAYEB

• CAMPO A BLOQUE NORTE

Figura 145.

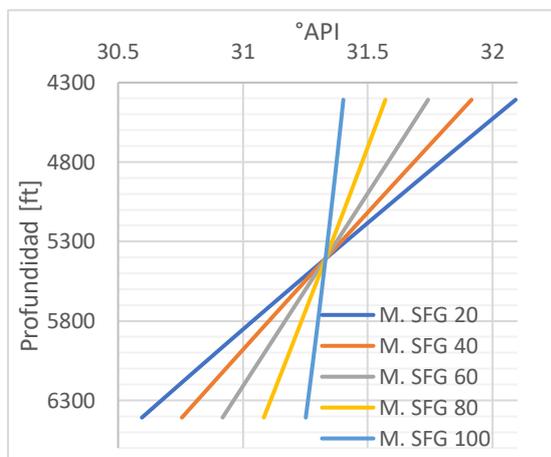
Composición CO₂ M. Térmico SFG
Pozo A1



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico SFG Pozo A1.

Figura 147.

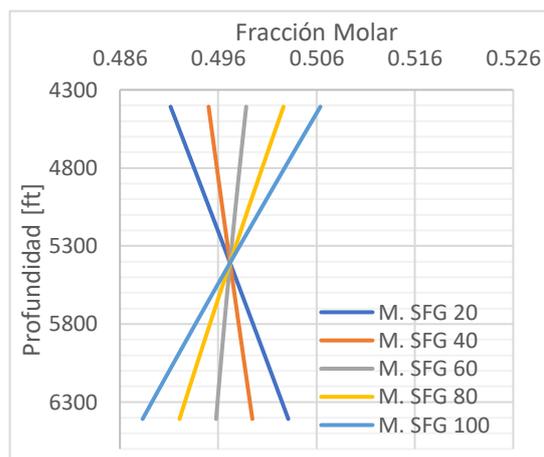
°API M. Térmico SFG Pozo A1



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico SFG Pozo A1.

Figura 146.

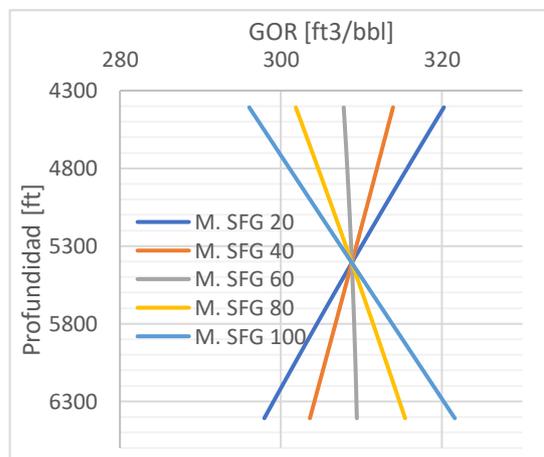
Composición C₇₊ M. Térmico SFG
Pozo A1



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico SFG Pozo A1.

Figura 148.

GOR M. Térmico SFG Pozo A1

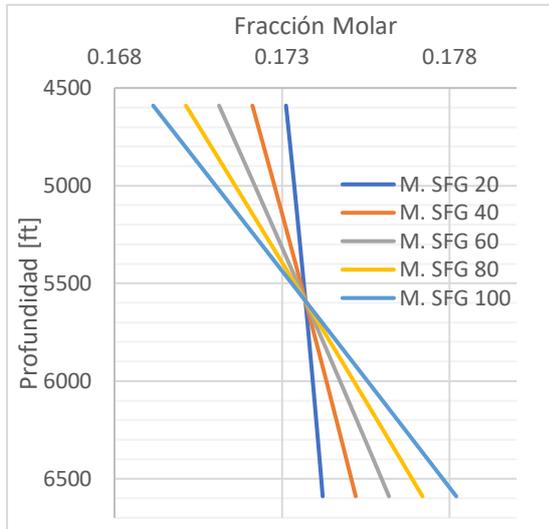


Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico SFG Pozo A1.

• CAMPO B BLOQUE NORTE

Figura 149.

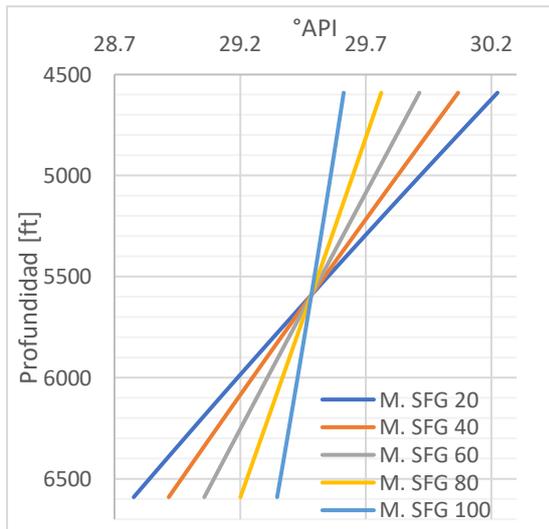
Composición CO₂ M. Térmico de SFG
Pozo A2



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico SFG Pozo B1.

Figura 151.

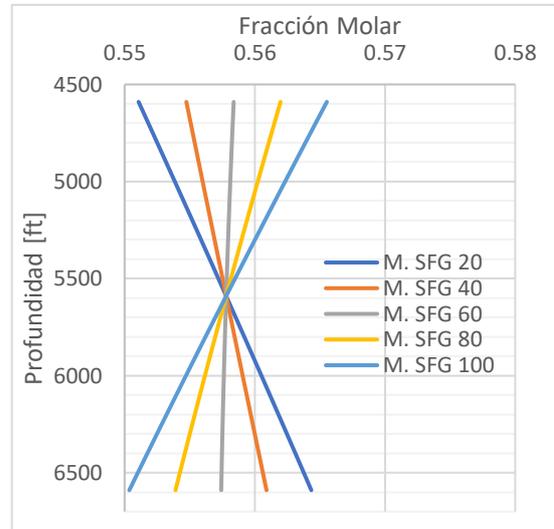
°API M. Térmico de SFG Pozo A2



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico SFG Pozo B1.

Figura 150.

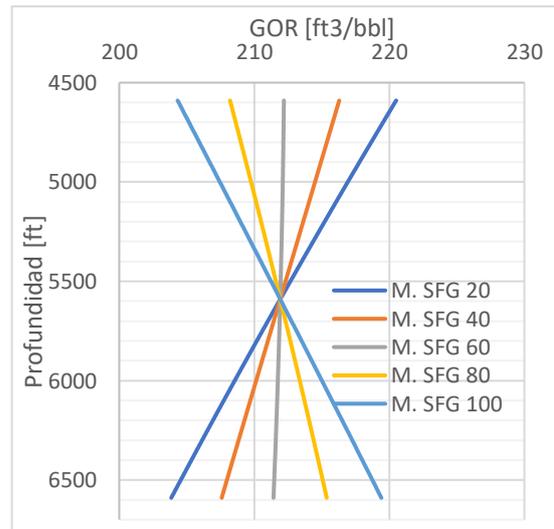
Composición C₇₊ M. Térmico de SFG
Pozo A2



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico SFG Pozo B1.

Figura 152.

GOR Térmico de SFG Pozo A2

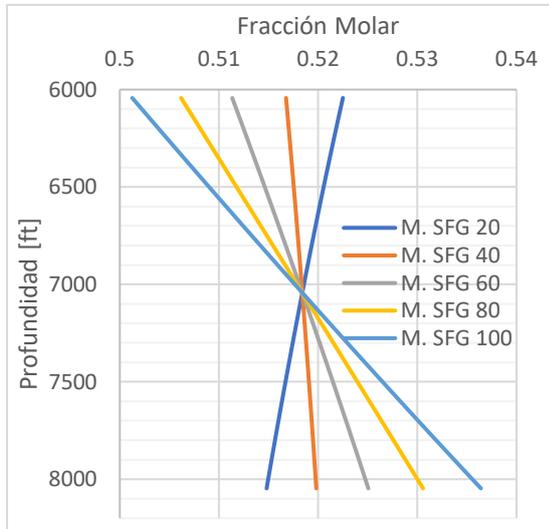


Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico SFG Pozo B1.

• CAMPO B BLOQUE SUR

Figura 153.

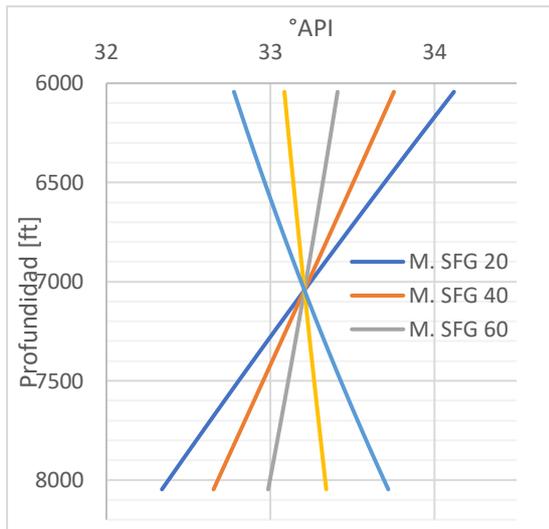
Composición CO₂ M. Térmico de SFG
Pozo B2



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico SFG Pozo B2.

Figura 155.

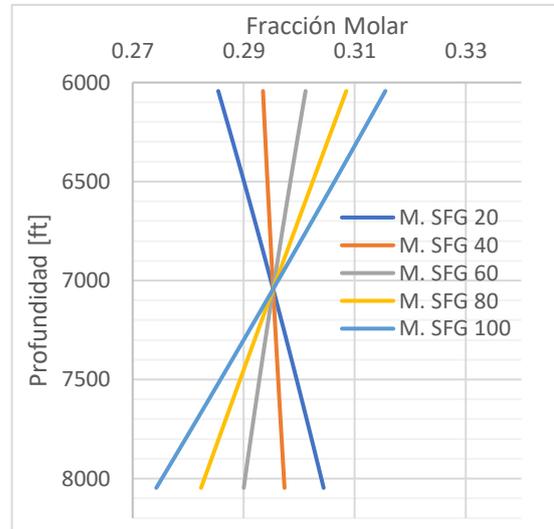
°API M. Térmico de SFG Pozo B2



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico SFG Pozo B2.

Figura 154.

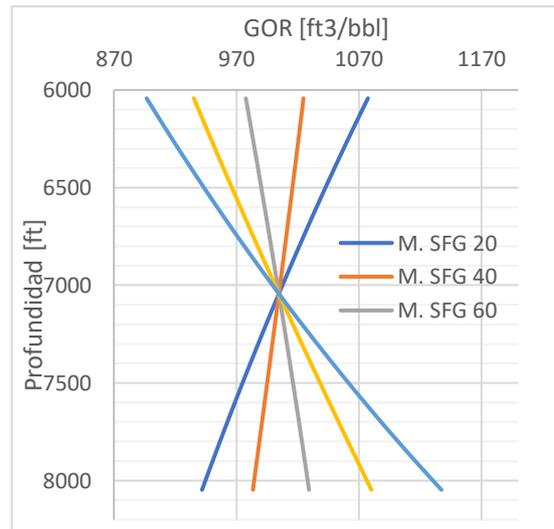
Composición C₇₊ M. Térmico de SFG
Pozo B2



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico SFG Pozo B2.

Figura 156.

GOR Térmico de SFG Pozo B2

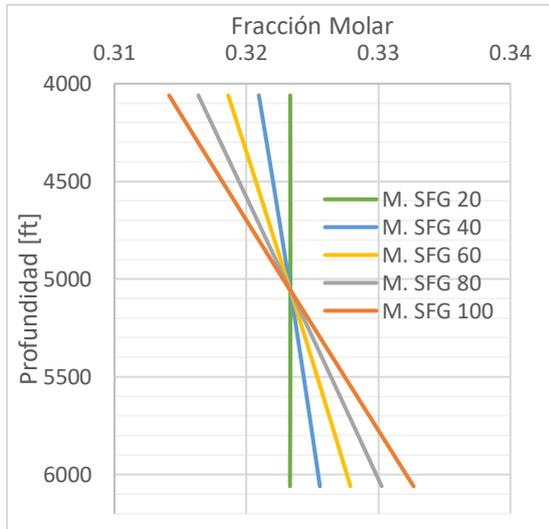


Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico SFG Pozo B2.

• CAMPO C BLOQUE NORTE

Figura 157.

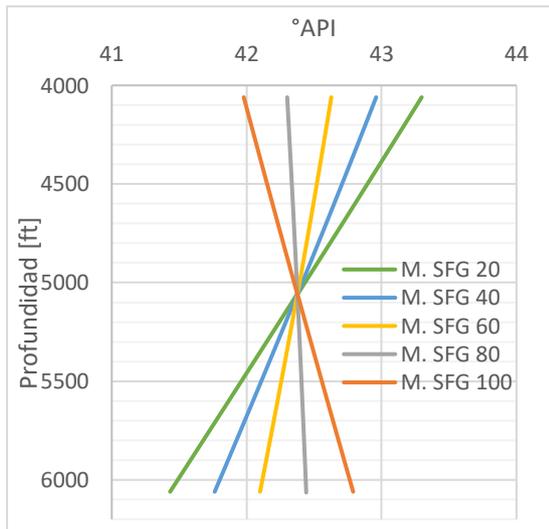
Composición CO₂ M. Térmico de SFG
Pozo C5



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico SFG Pozo C5.

Figura 159.

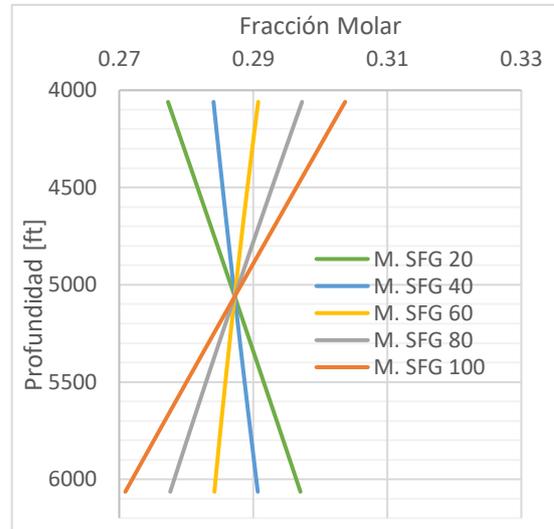
°API M. Térmico de SFG Pozo C5



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico SFG Pozo C5.

Figura 158.

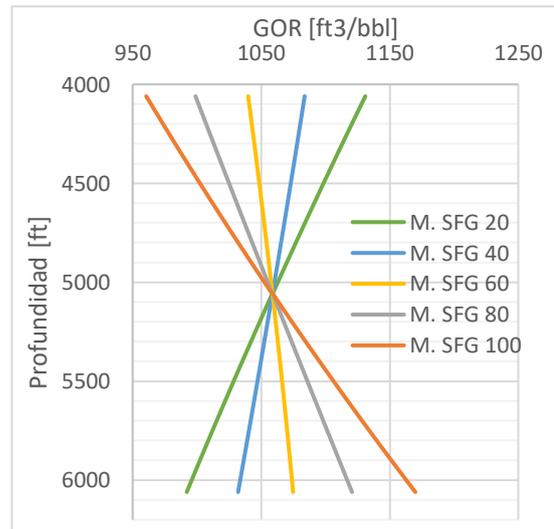
Composición C₇₊ M. Térmico de SFG
Pozo C5



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico SFG Pozo C5.

Figura 160.

GOR Térmico de SFG Pozo C5

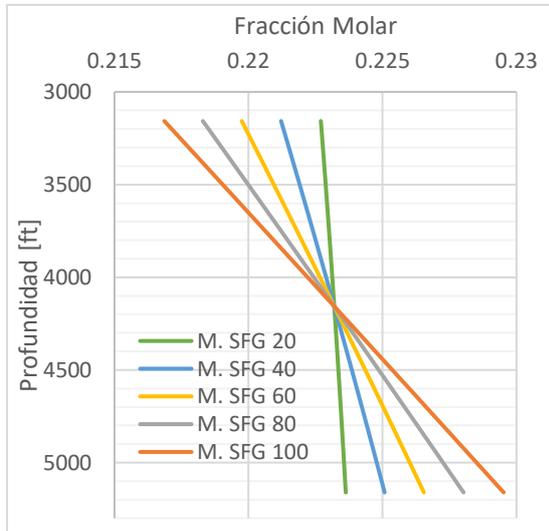


Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico SFG Pozo C5.

• CAMPO D

Figura 161.

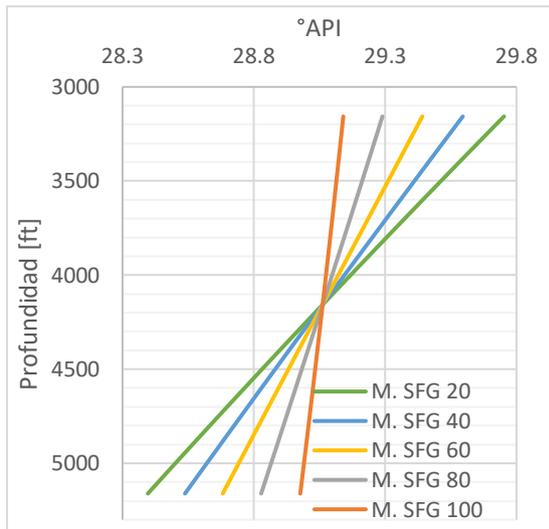
Composición CO₂ M. Térmico de SFG Pozo D1



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico SFG Pozo D1.

Figura 163.

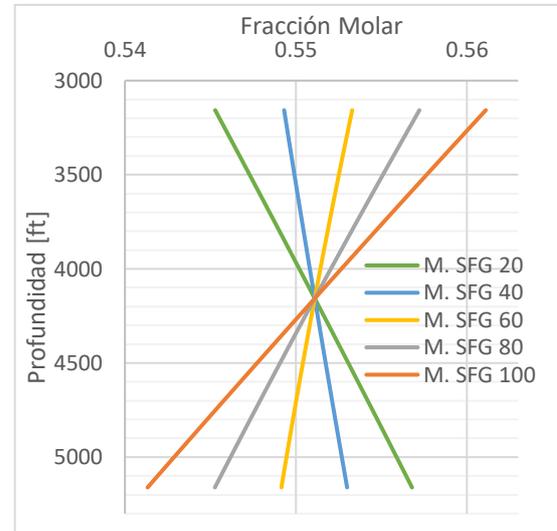
°API M. Térmico de SFG Pozo D1



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico SFG Pozo D1.

Figura 162.

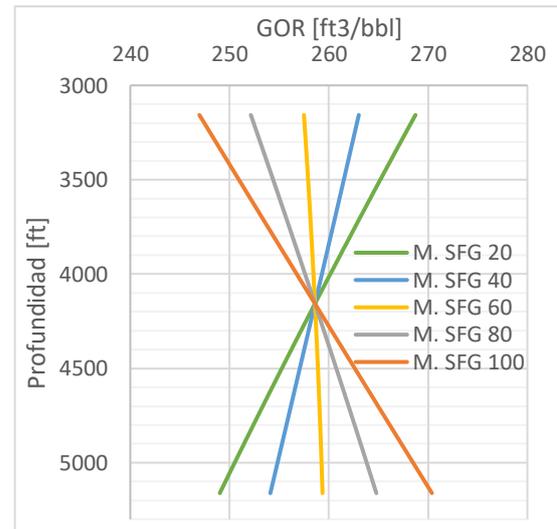
Composición C₇₊ M. Térmico de SFG Pozo D1



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico SFG Pozo D1.

Figura 164.

GOR Térmico de SFG Pozo D1

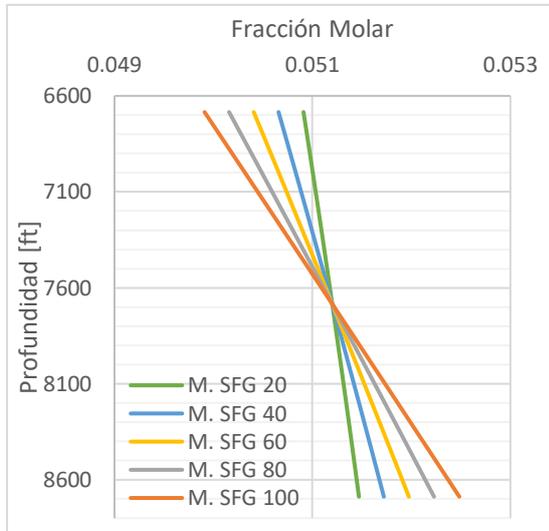


Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico SFG Pozo D1.

• CAMPO E

Figura 165.

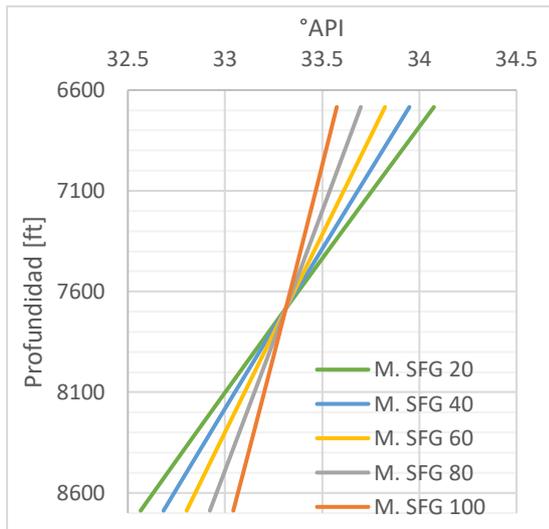
Composición CO₂ M. Térmico de SFG
Pozo E1



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico SFG Pozo E1.

Figura 167.

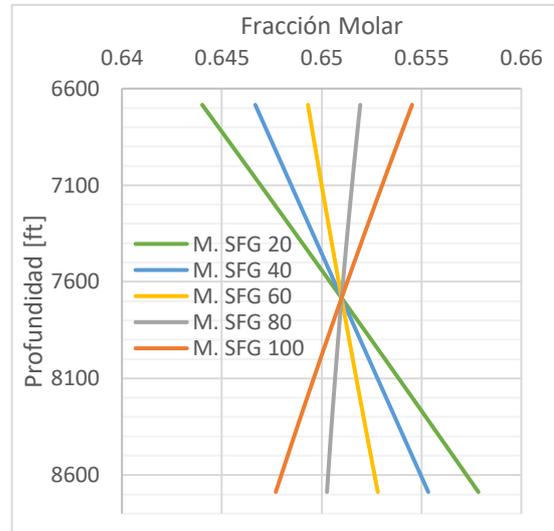
°API M. Térmico de SFG Pozo E1



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico SFG Pozo E1.

Figura 166.

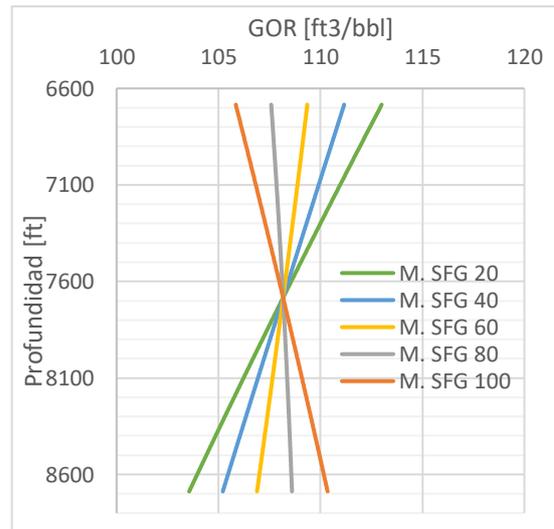
Composición C₇₊ M. Térmico de SFG
Pozo E1



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico SFG Pozo E1.

Figura 168.

GOR Térmico de SFG Pozo E1



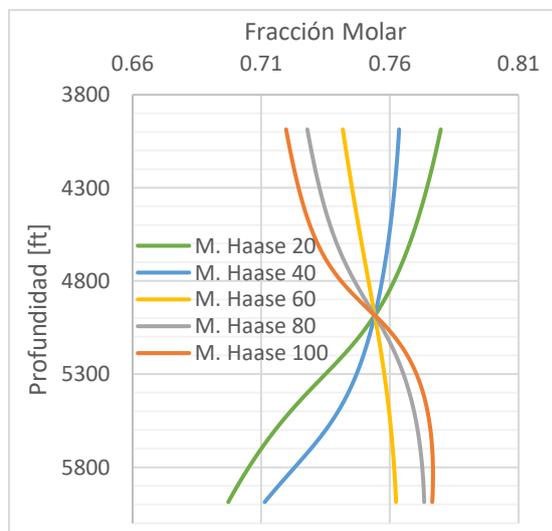
Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico SFG Pozo E1.

ANEXO 16

PROPIEDADES VOLUMÉTRICAS DE LOS CAMPO C BLOQUE SUR GENERADAS A PARTIR DEL MODELO TÉRMICO DE HAASE

Figura 169.

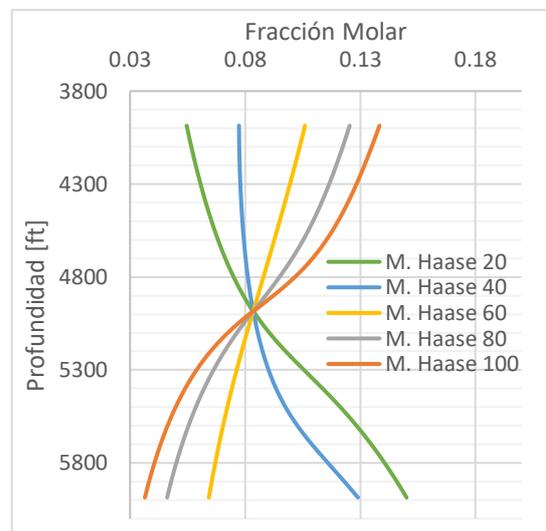
Composición CO₂ M. Térmico Haase
Pozo C7



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. Térmico Haase Pozo C7.

Figura 170.

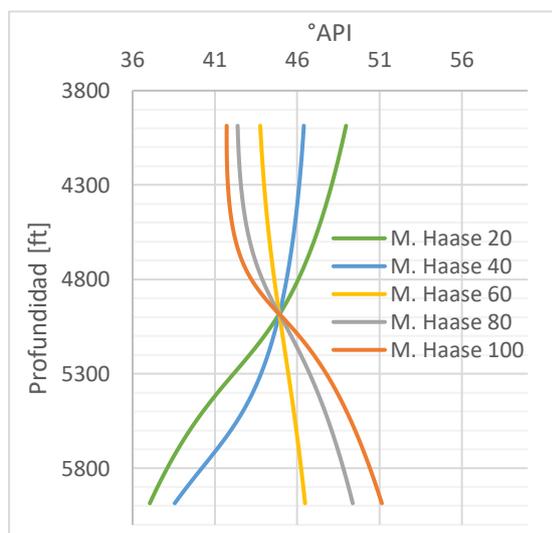
Composición C₇₊ M. Térmico Haase
Pozo C7



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Haase Pozo C7.

Figura 171.

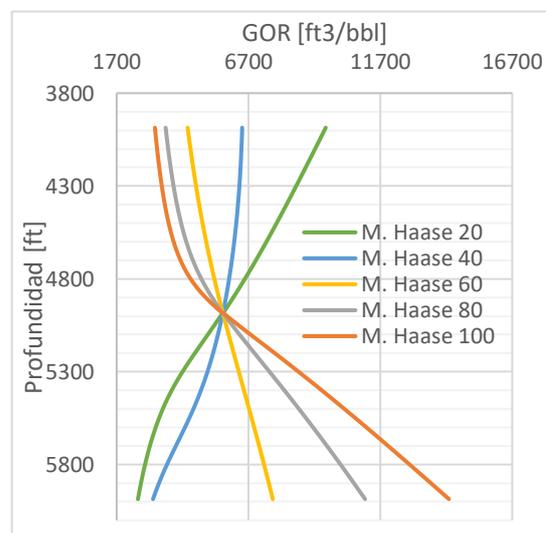
°API M. Térmico Haase Pozo C7



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Haase Pozo C7.

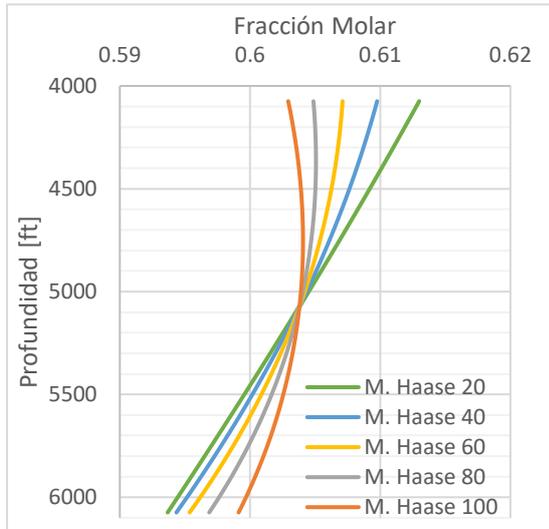
Figura 172.

GOR M. Térmico Haase Pozo C7



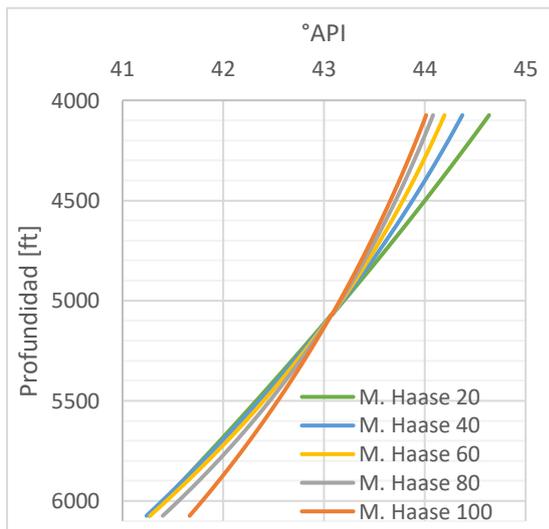
Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Haase SFG C7.

Figura 173.
Composición CO₂ M. Térmico de Haase Pozo C15-3



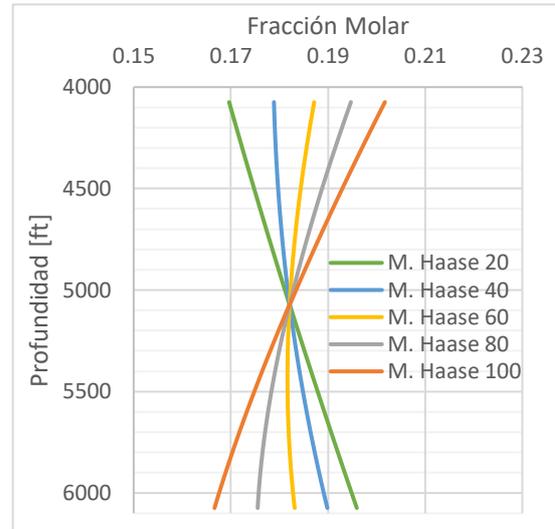
Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Haase Pozo C15-3.

Figura 175.
°API M. Térmico Haase Pozo C15-3



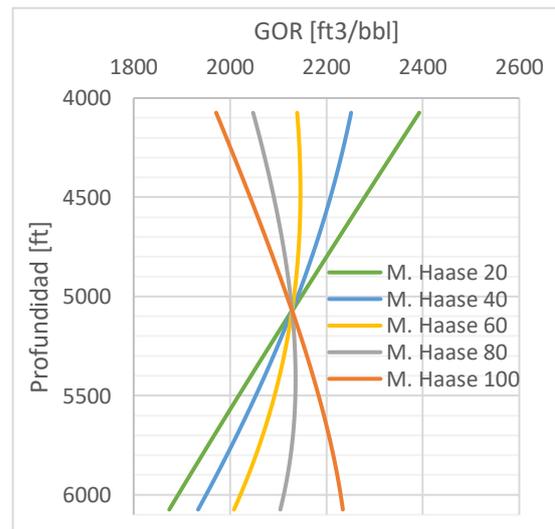
Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Haase P C15-3.

Figura 174.
Composición C₇₊ M. Térmico de Haase Pozo C15-3



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Haase Pozo C15-3.

Figura 176.
GOR Térmico de Haase Pozo C15-3



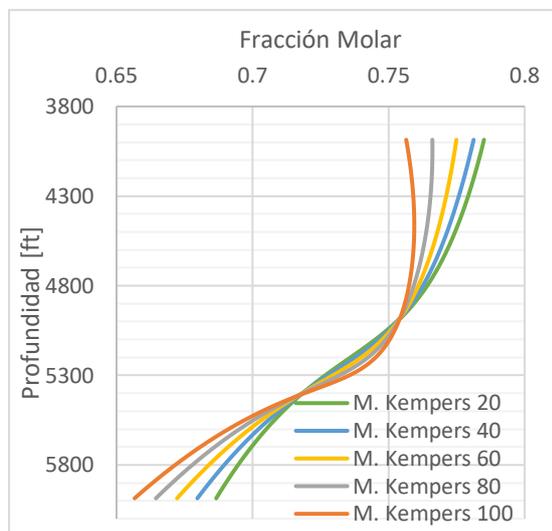
Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Haase P C15-3.

ANEXO 17

PROPIEDADES VOLUMÉTRICAS DE LOS CAMPO C BLOQUE SUR GENERADAS A PARTIR DEL MODELO TÉRMICO DE KEMPERS

Figura 177.

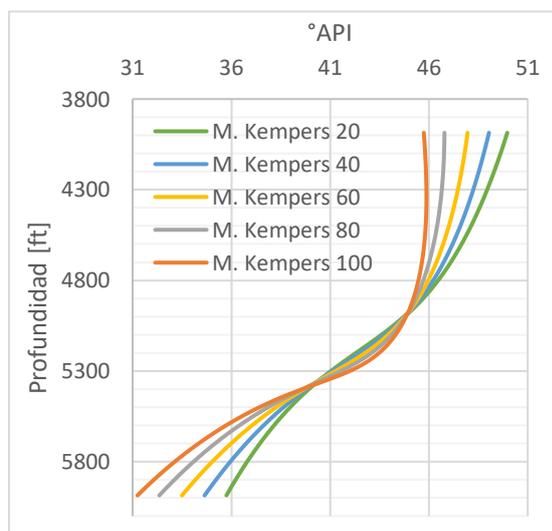
Composición CO₂ M. Térmico
Kempers Pozo C7



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Kempers Pozo C7.

Figura 179.

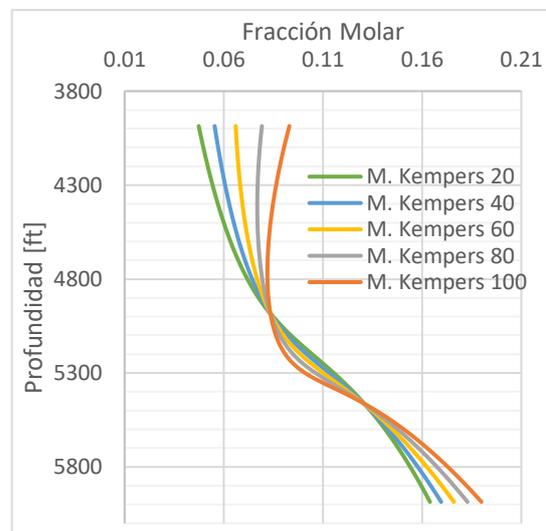
°API M. Térmico Kempers Pozo C7



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Kempers Pozo C7.

Figura 178.

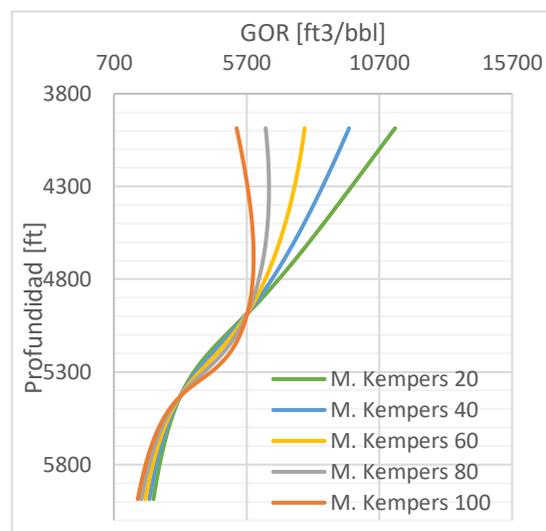
Composición C₇₊ M. Térmico Kempers
Pozo C7



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Kempers Pozo C7.

Figura 180.

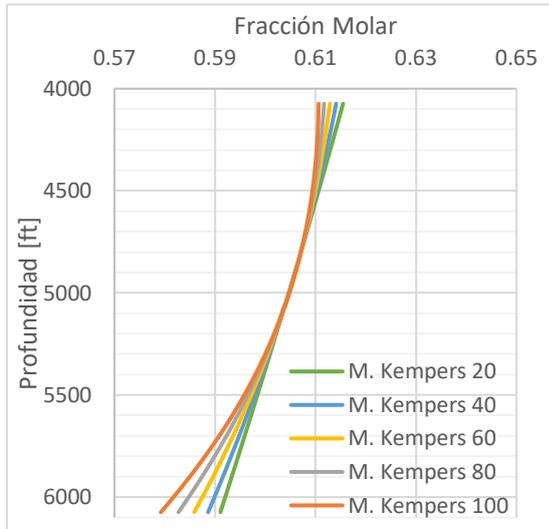
GOR M. Térmico Kempers Pozo C7



Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Kempers Pozo C7.

Figura 181.

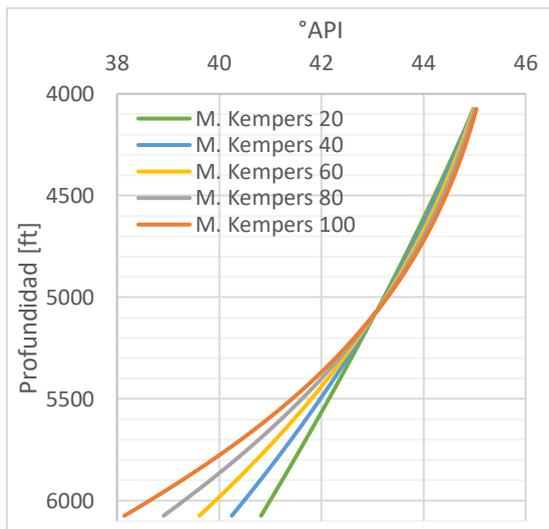
Composición CO₂ M. Térmico de Kempers Pozo C15-3



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. térmico Kempers P. C15-3.

Figura 183.

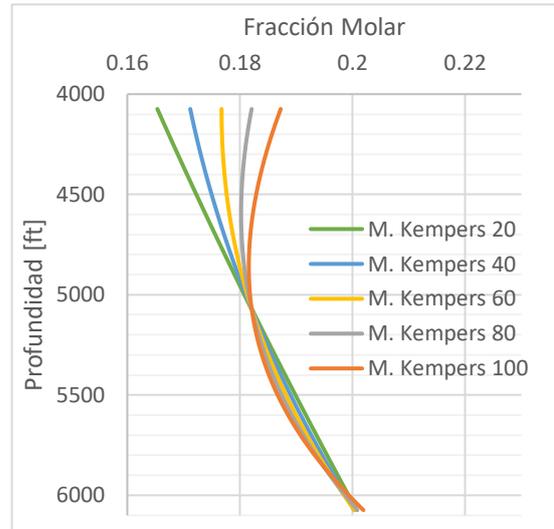
°API M. Térmico Kempers Pozo C15-3



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico Kempers P C15-3.

Figura 182.

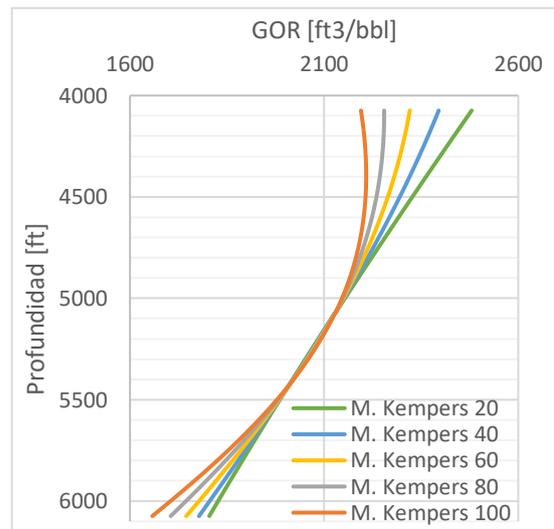
Composición C₇₊ M. Térmico de Kempers Pozo C15-3



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico Kempers P. C15-3.

Figura 184.

GOR Térmico Kempers Pozo C15-3



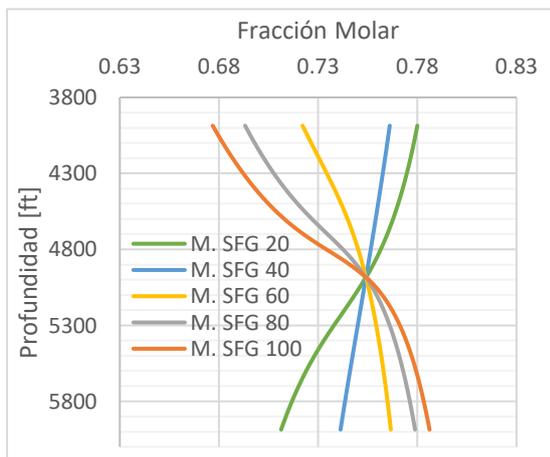
Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico Kempers Pozo C15-3.

ANEXO 18

PROPIEDADES VOLUMÉTRICAS DE LOS CAMPO C BLOQUE SUR GENERADAS A PARTIR DEL MODELO TÉRMICO DE SHUKLA-FIROOZABADI- GHORAYEB

Figura 185.

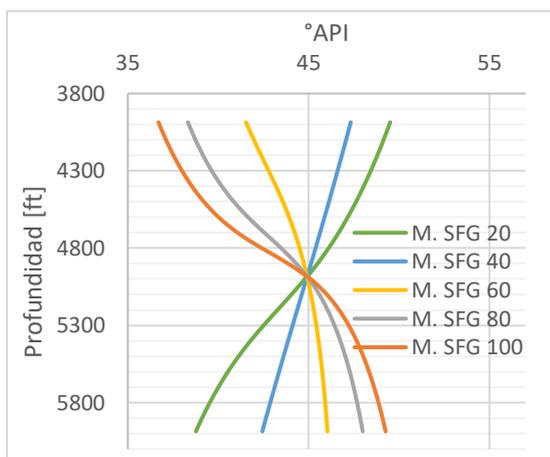
Composición CO₂ M. Térmico SFG
Pozo C7



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. Térmico SFG Pozo C7.

Figura 187.

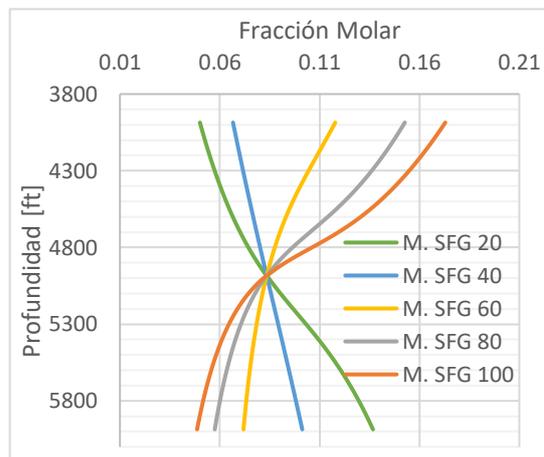
°API M. Térmico SFG Pozo C7



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico SFG Pozo C7.

Figura 186.

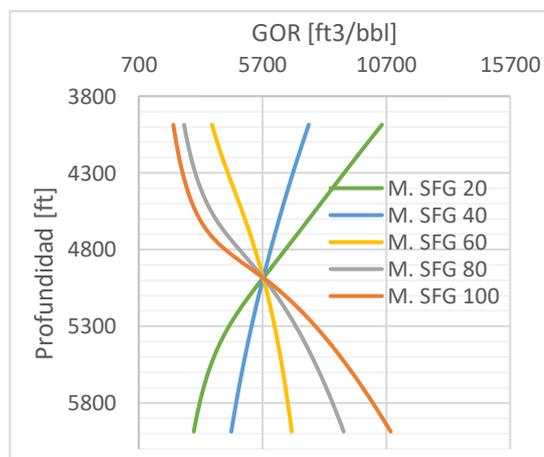
Composición C₇₊ M. Térmico SFG
Pozo C7



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico SFG Pozo C7.

Figura 188.

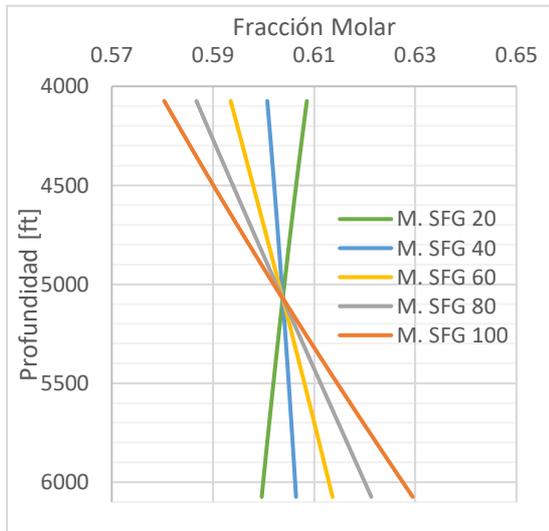
GOR M. Térmico SFG Pozo C7



Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico SFG Pozo C7.

Figura 189.

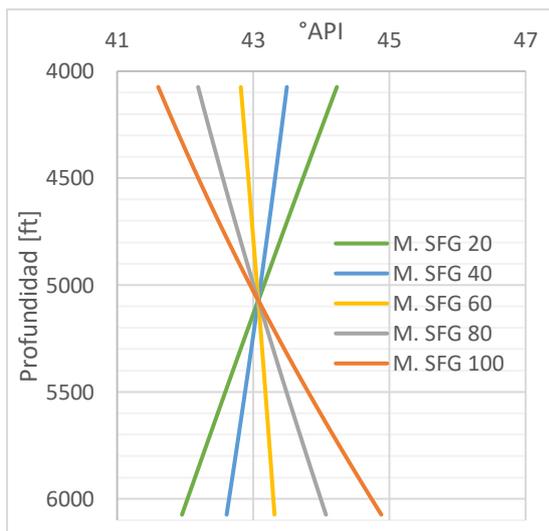
Composición CO₂ M. Térmico de SFG
Pozo C15-3



Nota. Se presenta la composición del CO₂ mod. Térmico SFG Pozo C15-3.

Figura 191.

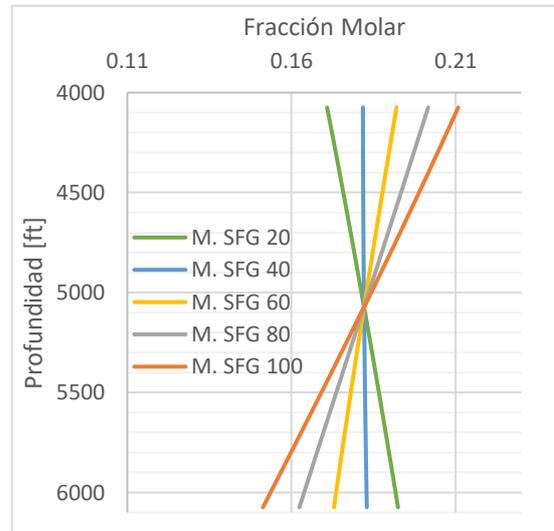
°API M. Térmico de SFG Pozo C15-3



Nota. Se presenta la gravedad API para mod. térmico SFG Pozo C15-3.

Figura 190.

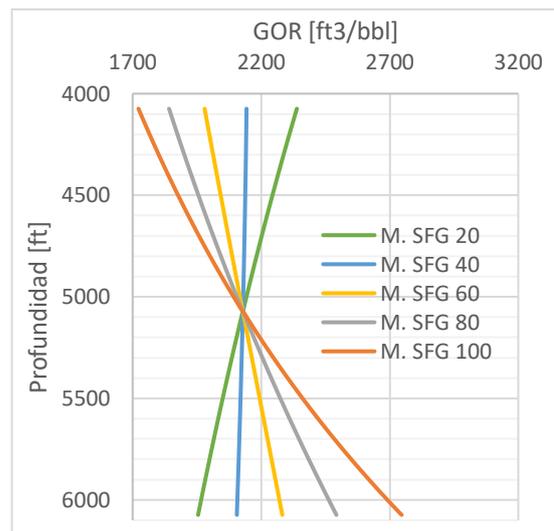
Composición C₇₊ M. Térmico de SFG
Pozo C15-3



Nota. Se presenta la composición del C₇₊ mod. térmico SFG Pozo C15-3.

Figura 192.

GOR Térmico de SFG Pozo C15-3



Nota. Se presenta el GOR para el mod. térmico SFG Pozo C15-3.