



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 4 de febrero de 2022

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Juan Manuel Reina Rivera, con C.C. No. 1075306968,

Roque Muñoz López, con C.C. No. 1075289271,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado COMPORTAMIENTO DEL CO2 EN LA ENTRADA DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE
EN UN POZO PRODUCTOR DE HIDROCARBUROS

presentado y aprobado en el año 2021 como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Juan Manuel Reina

Firma: Juan Manuel Reina

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Roque Muñoz López

Firma: Roque Muñoz López

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: COMPORTAMIENTO DEL CO2 EN LA ENTRADA DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE EN UN POZO PRODUCTOR DE HIDROCARBUROS

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Muñoz López	Roque
Reina Rivera	Juan Manuel

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Galindo Sánchez	Jose Miguel

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Petróleos

CIUDAD: Neiva **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2022 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 119

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas Fotografías ___ Grabaciones en discos ___ Ilustraciones en general ___ Grabados ___
Láminas ___ Litografías ___ Mapas ___ Música impresa ___ Planos ___ Retratos ___ Sin ilustraciones ___ Tablas
o Cuadros



SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Bombeo</u> <u>Electrosumergible</u>	<u>Electro-submersible</u> <u>pumping</u>	6. <u>Ley de Henry</u>	<u>Henry's law</u>
2. <u>Dióxido de carbono</u>	<u>Carbon dioxide</u>	7. <u>Salinidad</u>	<u>Salinity</u>
3. <u>Precipitación</u>	<u>Precipitation</u>	8. <u>Ion bicarbonato</u>	<u>Bicarbonate ion</u>
4. <u>Carbonato de calcio</u>	<u>Calcium carbonate</u>	9. <u>Ion calcio</u>	<u>Calcium ion</u>
5. <u>Oddo-Tomson</u>	<u>Oddo-Tomson</u>	10. <u>Presión de la bomba</u>	<u>Pump pressure</u>

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

En este trabajo de grado se plantea una metodología que permite evaluar y conocer los diferentes factores asociados al bloqueo por incrustaciones inorgánicas en la entrada de la bomba electrosumergible al estar en contacto con un sistema que involucre el dióxido de carbono, partiendo de una revisión bibliográfica de diferentes correlaciones, modelos y fenómenos relacionados a la problemática tratada, para finalmente desarrollar un análisis de sensibilidad de los diferentes parámetros involucrados, como lo son la salinidad, la presión, el contenido de CO₂ en el crudo y la concentración de iones, permitiendo determinar escenarios y parámetros críticos al usar un sistema de bombeo electrosumergible.



ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

In this work, a methodology that allows evaluating and knowing the different factors associated with blockage due to inorganic fouling at the inlet of the electro-submersible pump when in contact with a system that involves carbon dioxide is proposed, based on a bibliographic review of different correlations, models and phenomena related to the problem addressed, to finally develop a sensitivity analysis of the different parameters involved, such as salinity, pressure, CO₂ content in crude oil and ion concentration, allowing to establish scenarios and critical parameters when using an electro-submersible pumping system.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	4 de 4
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

Firma:

Nombre Jurado: Constanza Vargas Castellanos

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla

Firma:

**COMPORTAMIENTO DEL CO₂ EN LA ENTRADA DE LA BOMBA
ELECTROSUMERGIBLE EN UN POZO PRODUCTOR DE HIDROCARBUROS**

Presentado por:

**ROQUE MUÑOZ LOPEZ
JUAN MANUEL REINA RIVERA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**Neiva-Huila
2021**

**COMPORTAMIENTO DEL CO₂ EN LA ENTRADA DE LA BOMBA
ELECTROSUMERGIBLE EN UN POZO PRODUCTOR DE HIDROCARBUROS**

Director de tesis:

JOSE MIGUEL GALINDO SÁNCHEZ

Estudiantes:

**ROQUE MUÑOZ LOPEZ
JUAN MANUEL REINA RIVERA**

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**Neiva-Huila
2021**

Nota de aceptación

Director del proyecto

Firma del jurado

Firma del jurado

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, queremos agradecer a nuestra familia por sus consejos, por la motivación y el apoyo incondicional, que nos permitió avanzar en nuestra formación y culminar este proyecto.

También queremos agradecer a nuestros amigos y compañeros quienes estuvieron siempre dispuestos a prestarnos su ayuda, en especial a Nicole Daniela Latorre, ingeniera de petróleos y a David Fernando Perdomo, ingeniero de petróleos, por sus valiosos consejos y guía durante el desarrollo de este trabajo.

De igual manera queremos agradecer a los profesores y profesoras del programa de Ingeniería de la Universidad Surcolombiana, quienes con sus conocimientos hicieron que podamos crecer día a día como profesionales, gracias a cada uno de ustedes por su paciencia y dedicación. En especial, queremos mencionar a Jairo Antonio Sepúlveda Gaona, ingeniero de petróleos MSc, por su disposición y guía en este proyecto, y a José Miguel Galindo Sánchez, ingeniero de petróleos MSc, por su acompañamiento y ayuda como director de tesis.

Asimismo, agradecemos a Constanza Vargas Castellanos, ingeniera de petróleos MSc, y Luis Fernando Ramón Bonilla Camacho, ingeniero de petróleos MSc, por sus enseñanzas, sus importantes sugerencias, su profesionalismo y su cooperación oportuna en todas las etapas de este proyecto de grado.

Finalmente, agradecemos a Computer Modelling Group LTD. (CMG) por permitirnos utilizar su software WinProp©, cuya licencia nos fue proporcionada mediante su convenio con la Universidad Surcolombiana.

RESUMEN

En este trabajo de grado se plantea una metodología que permite evaluar y conocer los diferentes factores asociados al bloqueo por incrustaciones inorgánicas en la entrada de la bomba electrosumergible al estar en contacto con un sistema que involucre el dióxido de carbono, partiendo de una revisión bibliográfica de diferentes correlaciones, modelos y fenómenos relacionados a la problemática tratada, para finalmente desarrollar un análisis de sensibilidad de los diferentes parámetros involucrados, como lo son la salinidad, la presión, el contenido de CO₂ en el crudo y la concentración de iones, permitiendo determinar escenarios y parámetros críticos al usar un sistema de bombeo electrosumergible.

Palabras claves Dióxido de carbono, sistema de bombeo electrosumergible, comportamiento del CO₂, incrustaciones de carbonatos.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN.....	5
TABLA DE CONTENIDO.....	6
LISTA DE TABLAS.....	8
LISTA DE FIGURAS.....	9
NOMENCLATURA	12
1. Introducción	19
<i>1.1 Objetivos</i>	<i>19</i>
1.1.1 Objetivo General	19
1.1.2 Objetivos específicos.....	20
2. Marco Teórico	21
<i>2.1 Características de los Yacimientos</i>	<i>21</i>
2.2 Dióxido de Carbono (CO ₂).....	22
2.2.1 Propiedades Generales y Aplicación en la Industria	22
2.2.2 Termodinámica General	23
2.3 Agua de Formación.....	29
2.3.1 Parámetros de Estabilidad del Agua de Formación	35
2.3.2 Método de Li-Nghiem	42
2.3.3 Índices de Saturación.....	44
2.4 Bombeo Electrosumergible	48
2.4.1 Generalidades.....	48
2.4.2 Componentes.....	50
2.4.3 Diseño Convencional de una Bomba Electrosumergible	58
2.4.4 Diseño de una Bomba Electrosumergible para Pozos con Gas	64
3. Desarrollo Metodológico	66
3.1 Revisión Bibliográfica	66
3.2 Programación de los Modelos Predictivos de las Incrustaciones	66
3.2.1 Programa WinProp© de CMG.....	66
3.2.2 Programa Desarrollado en Visual Basic	67
3.3 Estudio de Sensibilidad y Análisis de Condiciones Críticas	67

4. Ejemplo de Aplicación	68
4.1 Programa WinProp® de CMG	68
4.2 Programa Desarrollado en Visual Basic.....	77
5. Resultados y Discusión.....	81
5.1 Parámetros que Inciden en el CO ₂	81
5.2 Estudio de Sensibilidad.....	84
5.2.1 Salinidad	84
5.2.2 Proporción de CO ₂ en el Crudo.....	86
5.2.3 Presión	87
5.2.4 Concentración de los Iones Calcio y Bicarbonato	88
5.3 Análisis de Condiciones Críticas	91
6. Conclusiones.....	93
7. Recomendaciones	94
8. Bibliografía.....	95
ANEXOS.....	100
A. PROGRAMACIÓN EN VISUAL BASIC	100
B. COMPOSICIÓN NORMALIZADA DEL CRUDO	105
C. TABLAS DE RESULTADOS.....	106

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Propiedades físicas del Dióxido de carbono. Adaptado de (Gas Processors Suppliers Association, 2004).	23
Tabla 2 Salinidad promedio para aguas connata y agua de formación. Adaptado de (Mathews et al., 2011).	29
Tabla 3 Incrustaciones típicas en yacimientos carbonatados y areniscas. Adaptado de (Kamal et al., 2018).	30
Tabla 4 Diferentes tipos de incrustaciones. Adaptado de (Kamal et al., 2018).	31
Tabla 5 Resumen de componentes y métodos analíticos. Adaptado de (American Petroleum Institute, 1998).	34
Tabla 6 Constantes de la ley de Henry para el CO ₂ para el agua como disolvente a 298.15 Kelvin (25 °C, 77 °F). Adaptado de (Sander, 2015).	37
Tabla 7 Constantes de la ley de Henry para el dióxido de carbono, metano, etano y propano para el agua como disolvente a 298.15 Kelvin (77 °F). Adaptado de (Sander, 2015).	37
Tabla 8 Solubilidad del CO ₂ en función de la salinidad del agua. Adaptado de (Van der Meer, 2019).	39
Tabla 9 Número de puntos de datos para la solubilidad del CO ₂ en agua y en una salmuera de NaCl. Adaptado de (Yan et al., 2011).	39
Tabla 10 Comparación entre los sistemas de levantamiento más importantes. Adaptado de (Dunn, 2007).	48
Tabla 11 Condiciones del pozo USCO-X.	68
Tabla 12 Composición del crudo del pozo USCO-X.	68
Tabla 13 Datos pseudo-experimentales de porcentaje molar de CO ₂ en la fase acuosa.	73
Tabla 14 Análisis fisicoquímico del agua del pozo USCO-X.	78
Tabla 15 Valores de las constantes de equilibrio a 2700 psi y 234 °F del pozo USCO-X.	79
Tabla 16 Condiciones de los escenarios optimista, medio y crítico.	91
Tabla 17 Tipos de variables. Adaptado de (Briones Gil, 2014).	101
Tabla 18 Operadores lógicos. Adaptado de (<i>Los operadores en VBA «Excel Avanzado</i> , 2019).	102
Tabla 19 Operadores de comparación. Adaptado de (<i>Los operadores en VBA «Excel Avanzado</i> , 2019).	102
Tabla 20 Funciones matemáticas. Adaptado de (<i>Funciones matemáticas en VBA</i> , s/f).	104
Tabla 21 Composición normalizada del crudo para diferentes valores de CO ₂ .	105
Tabla 22 Distribución de presiones.	106
Tabla 23 Índices de saturación para diferentes valores de presión, proporción de CO ₂ en el crudo y salinidades.	107
Tabla 24 Índices de saturación para diferentes valores de presión y concentraciones de iones de calcio (Ca ⁺²) y bicarbonato (HCO ₃ ⁻).	115

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Molécula del dióxido de carbono. Tomado de (Hernandez, 2016).....	22
Figura 2 Distribución de proyectos EOR de campo por litologías (1,507 proyectos internacionales). Tomado de (Manrique & Romero, 2010).	23
Figura 3 Diagrama de fases del CO ₂ . Adaptado de (Van der Meer, 2019).	25
Figura 4 Densidad del CO ₂ en función de la presión y la temperatura. Adaptado de (Van der Meer, 2019).	25
Figura 5 Viscosidad del CO ₂ en función de la presión y la temperatura. Adaptado de (Van der Meer, 2019).	26
Figura 6 Efecto de las impurezas en el punto crítico del CO ₂ . Adaptado de (Energy Institute, 2010).....	26
Figura 7 Estructura del clatrato de tipo 1, hidrato de CO ₂ . Adaptado de (Energy Institute, 2010).....	28
Figura 8 Diagrama general para un hidrato de CO ₂ puro. Adaptado de (Energy Institute, 2010).....	28
Figura 9 Acumulación de incrustaciones en la tubería de producción. Adaptado de (Mathews et al., 2011).	30
Figura 10 Solubilidad de diferentes incrustaciones de sulfuros en 1 mol de NaCl a 77 °F. Adaptado de (Kamal et al., 2018).....	32
Figura 11 Solubilidad de diferentes incrustaciones de sulfatos. Adaptado de (Kamal et al., 2018).....	32
Figura 12 Solubilidad de diferentes incrustaciones de carbonatos. Adaptado de (Kamal et al., 2018).....	33
Figura 13 Sobresaturación del sulfato de bario prevista para una salmuera con alto contenido de incrustaciones de sulfato. Adaptado de (Dyer & Graham, 2002).....	33
Figura 14 Sobresaturación prevista de carbonato de calcio para una salmuera con contenido de incrustaciones de carbonato. Adaptado de (Dyer & Graham, 2002).	34
Figura 15 Solubilidad del metano, etano, butano y dióxido de carbono en agua pura a 71 °C (160 °F). Adaptado de (Dhima et al., 1999).	38
Figura 16 Solubilidad del CO ₂ en agua salina en función de la presión y la temperatura. Adaptado de (Van der Meer, 2019).	39
Figura 17 Comparación de la solubilidad del CO ₂ en agua de diferentes autores a 121.7 °F. Adaptado de (Yan et al., 2011).....	40
Figura 18 Comparación de la solubilidad del CO ₂ en agua de diferentes autores 211.7 °F. Adaptado de (Yan et al., 2011).....	41
Figura 19 Solubilidad del CO ₂ en salmueras de alta salinidad. Adaptado de (Yan et al., 2011).....	42
Figura 20 Esquema de los componentes principales del equipo de bombeo electrosumergible. Adaptado de (Takacs, 2018).	50
Figura 21 Motor de inducción. Adaptado de (Takacs, 2018).....	51
Figura 22 Motor de imán permanente. Adaptado de (Magnetic Pumping Solutions, s/f)...	52

Figura 23 Estructura de un motor de inducción vs un motor de imanes permanentes. Adaptado de (Xiao & Lastra, 2018).	52
Figura 24 Sello de una bomba electrosumergible. Adaptado de (Takacs, 2018).	53
Figura 25 Partes de la etapa de una bomba electrosumergible. Adaptado de (Fetoui, s/f).	55
Figura 26 Etapa radial y mixta de una bomba electrosumergible. Adaptado de (Takacs, 2018).	55
Figura 27 Tablero de conexiones o <i>Switchboard</i> . Tomada de (<i>ESP Expert</i> , s/f).	56
Figura 28 Variador de velocidad. Tomado de (Schlumberger, s/f-b).	57
Figura 29 Caja de venteo. Tomado de (Ectricol, s/f).	57
Figura 30 Esquema de organización de los transformadores y el cambio de voltaje y frecuencia desde el suministro de energía hasta el motor de la bomba. Adaptado de (Takacs, 2018).	58
Figura 31 Transformador. Tomado de (Eaton, s/f).	58
Figura 32 Cambio en la solubilidad para cada componente “ <i>Ref. Henry (atm)</i> ”	69
Figura 33 Ingresar la salinidad de la salmuera en CMG	70
Figura 34 Composición normalizada del pozo USCO-X con CMG	71
Figura 35 Cálculo <i>flash</i> realizado en “ <i>OGW/EOS Multiphase Flash</i> ”	72
Figura 36 Resultados del cálculo <i>flash</i> mostrados en “ <i>Simulation Output</i> ”	73
Figura 37 Cálculo del parámetro de solubilidad de los componentes “ <i>Ref. Henry (atm)</i> ”	74
Figura 38 Modificación de “ <i>Ref. Henry (atm)</i> ” para los componentes	74
Figura 39 Parámetros a modificar en la regresión.	75
Figura 40 Modificación del cálculo <i>flash</i> para 500 psia.	75
Figura 41 Dato pseudo-experimental para 500 psia.	76
Figura 42 Estructura de la regresión	76
Figura 43 Resultados de la regresión.	77
Figura 44 Cambio de Variable Bounds	77
Figura 45 Parámetros de entrada para el programa de Visual Basic	78
Figura 46 Datos de salida del programa desarrollado para el ejemplo de aplicación	79
Figura 47 Constante de solubilidad de Henry en función de la salinidad para una presión de 2700 psi y 5% de proporción de CO ₂ en el crudo	82
Figura 48 Índice de saturación vs salinidad para una presión de 2700 psi y 5% de proporción de CO ₂ en el crudo	82
Figura 49 Constante de solubilidad de Henry en función de la presión para una salinidad de 1% y 5% de proporción de CO ₂ en el crudo.	83
Figura 50 Comparación de los diferentes índices de saturación calculados	84
Figura 51 Comportamiento del índice de saturación a diferentes valores de salinidad	85
Figura 52 Comportamiento del índice de saturación en función de la proporción de CO ₂ en el crudo	86
Figura 53 Comportamiento del índice de saturación con respecto a la presión	87
Figura 54 Índice de saturación vs la concentración de iones considerando las presiones límites	89
Figura 55 Comportamiento del índice de saturación vs concentración del ion Calcio	90

Figura 56 Comportamiento del índice de saturación en función de la concentración de HCO_3^-
..... 91

NOMENCLATURA

$[An]$	Concentración molar del anión
$[Me]$	Concentración molar del catión
$\# etapas$	Número de etapas de la bomba electrosumergible
alk	Alcalinidad al metil-naranja
API	Gravedad API del crudo
B_g	Factor volumétrico del gas
B_o	Factor volumétrico del crudo
B_w	Factor volumétrico del agua
$BHP / etapa$	Poder requerido por una etapa de la bomba electrosumergible a la frecuencia base
BHP_{base}	Poder permitido por el eje a la frecuencia base f_{base}
BHP_{pump}	Poder requerido por la bomba electrosumergible
BHP_{sep}	Poder requerido por el separador del sistema de BES
BHP_{shaft}	Poder permitido por el eje a la frecuencia actual f
$BHP_{sistema}$	Potencia requerida por el sistema de BES
c_a	Concentración de una especie en la fase acuosa
$C_{aq}^{CO_2}$	Concentración del CO_2 en la fase acuosa
C_{cl}	Costo mensual de la pérdida de potencia en el cable
Ca	Dureza cálcica
Ca^{+2}	Calcio total
$cabeza / etapa$	Cabeza de presión de una etapa de la bomba electrosumergible
$(cabeza / etapa)_{max}$	Cabeza de presión máxima de una etapa de la bomba electrosumergible
CHP	Presión en el revestimiento o <i>casing</i> en la cabeza del pozo

HCO_3^-	Alcalinidad de bicarbonato
F	Parámetro dependiente de la temperatura definido en EC
f	Frecuencia actual de la bomba electrosumergible
f_{base}	Frecuencia base de la bomba electrosumergible
$f_g^{CO_2}$	Coefficiente de fugacidad del CO_2 en el gas
f_i	Fugacidad parcial del soluto i
$FBHP$	Presión de fondo fluyendo
G_{ai}	Energía molar de Gibbs resultante de la interacción de una molécula de soluto con las moléculas del solvente que la rodean
G_{bi}	Energía de Gibbs requerida para crear una cavidad en el solvente con suficiente tamaño para acoplar una molécula de soluto
GLR	Relación gas-líquido
GOR	Relación gas-crudo
$grad_l$	Gradiente de presión del fluido en el anular
H^{cp}	Constante de solubilidad de Henry definida vía concentración
H_i	Constante de la ley de Henry para el componente i
$H_{i,j}$	Constante de la ley de Henry para un sistema solvente-soluto ($i-j$)
HP_{base}	Potencia en la placa de identificación del motor a la frecuencia base f_{base}
HP_{motor}	Potencia en la placa de identificación del motor a la frecuencia actual f
HP_{np}	Potencia en la placa de identificación del motor
I	Demanda de corriente del motor de la bomba electrosumergible
I_{np}	Corriente en la placa de identificación del motor de la bomba electrosumergible
I_{S1}	Índice de saturación de Oddo-Tomson cuando se tiene presencia de gas
I_{S2}	Índice de saturación de Oddo-Tomson cuando no hay presencia de gas
I_{S3}	Índice de saturación de Oddo-Tomson cuando se conoce el pH

I_{SL}	Índice de saturación de Langelier
I_{SOT}	Índice de saturación de Oddo-Tomson
I_{SOTs}	Índice de Oddo-Tomson para sulfatos
I_{SR}	Índice de saturación de Ryznar
ID_c	Diámetro interno del revestimiento o <i>casing</i>
IP	Índice de productividad
k	Constante de Boltzmann
k_1	Primera constante de ionización del ácido carbónico
k_2	Segunda constante de ionización del ácido carbónico
$k_{aq}^{CO_2}$	Constante de solubilidad del CO ₂ / constante de la ley de Henry
k_{sp}	Producto de solubilidad
L_{dyn}	Nivel dinámico de líquido
L_{perf}	Distancia vertical total de los perforados
L_{set}	Distancia vertical total del asentamiento de la bomba
m_i	Masa del ion i
N	Número de Avogadro
$n_t^{CO_2}$	Millones de pies cúbicos estándar de CO ₂ por día
OD_m	Diámetro externo del motor de la bomba electrosumergible
P	Presión
p_d	Presión de descarga necesaria de la bomba electrosumergible
p_i	Presión parcial del componente i
P_{max}	Presión interna máxima de la bomba
P_{surf}	Potencia requerida en superficie
$pAlk$	Potencial de alcalinidad

pCa	Potencial de calcio
pH_s	pH a condiciones de equilibrio o saturación
PIP	Presión de entrada a la bomba electrosumergible
Q	Caudal
Q'_{fluid}	Caudal total en la entrada de la bomba electrosumergible
Q'_g	Caudal de gas libre en la succión de la bomba
Q'_{ing}	Caudal de gas real que ingresa a la bomba
Q'_l	Caudal de líquido manejado por la bomba electrosumergible
q_{max}	Caudal máximo
R	Constante universal de los gases
R_s	Gas en solución
R_T	Resistencia del cable
$SBHP$	Presión de fondo estática
SG	Sumatoria de la gravedad específica de cada fase multiplicadas por su porcentaje con respecto al flujo total
Si	Fuerza iónica
T	Temperatura
TDH	Cabeza dinámica total
TDS	Sólidos totales disueltos
U_{base}	Voltaje en la placa de identificación del motor a la frecuencia base
f_{base}	
U_{np}	Voltaje en la placa de identificación del motor a la frecuencia actual f
U_{start}	Voltaje del motor al arranque
U_{surf}	Voltaje requerido en superficie
V_{aq}	Volumen de la fase acuosa
v_b	Velocidad terminal de ascenso de burbuja

v_l	Velocidad del líquido alrededor del motor de la bomba electrosumergible
v_s	Volumen molar del solvente puro
v_{sl}	Velocidad superficial del líquido
WHP	Presión en la cabeza del pozo
WOR	Relación agua-crudo
x_i	Fracción molar del componente i en la fase líquida
$y_g^{CO_2}$	Fracción molar del CO ₂ en la fase gaseosa
y_i	Fracción molar del componente i en la fase gaseosa
z_i	Carga del ion i
α_i	Polarizabilidad del soluto i
γ_g	Gravedad específica del gas
γ_l	Gravedad específica del líquido
ΔH_{fr}	Caída de presión por fricción
ΔP_c	Pérdida de potencia a lo largo del cable
Δp_{pump}	Caída de presión vertical en la tubería del pozo
ε_{ij}	Parámetro que caracteriza la intensidad de la fuerza de dispersión entre el soluto i y el solvente j
η_n	Eficiencia de separación natural del gas
η_{sep}	Eficiencia de separación dada por el fabricante del separador
η_w	Definido en la Ecuación (2.9)
θ	Definido en la Ecuación (2.7)
ρ_j	Densidad molar de la especie j en el solvente
ρ_l	Densidad del líquido
μ_w	Momento dipolo del agua
v_s	Volumen molar del solvente puro

σ_i^* Diámetro molecular adimensional del componente i

Φ Función de Turpin

Subíndices

g Gas

o Crudo

w Agua

Unidades

$^{\circ}\text{C}$ Grados Celsius

$^{\circ}\text{F}$ Grados Fahrenheit

%v/v Porcentaje volumen a volumen

atm atmósfera

BOPD Barriles de petróleo por día

bpd Barriles por día

BTU Unidad térmica británica

BWPD Barriles de agua por día

dm decímetro

ft Pie

g Gramo

gal Galón

K Kelvin

kg Kilogramos

M Molar

m Metros

mD miliDarcy

mg	miligramos
MMscf	Millones de pies cúbicos estándar
MPa	Megapascal
L	Litro
lb	Libras
Pa	Pascal
psi	Libras por pulgada cuadrada
psia	Libras por pulgada cuadrada absolutas
scf	Pies cúbicos estándar
seg	Segundos
STB	Barriles estándar
V	Voltio

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, el bombeo electrosumergible (BES) y sus avances tecnológicos son indispensables en la industria del petróleo, pues pueden manejar condiciones difíciles como la alta producción de gas, variadas tasas de producción, crudos viscosos, pozos desviados, etc. Asimismo, las operaciones con BES abarcan alrededor del 10% de la producción de petróleo mundial dentro del 50% de pozos que utilizan algún tipo de sistema de levantamiento artificial (Takacs, 2018). En otras palabras, la versatilidad, el amplio rango de capacidad de levantamiento y la alta eficiencia energética motivan a los operadores a aumentar año tras año la participación de BES sobre las demás tecnologías; tales como, bombeo reciprocante accionado por varillas, bombeo de cavidades progresivas, y bombeo hidráulico.

Por otro lado, de los diferentes problemas que se presentan en el pozo debido a las condiciones del yacimiento, el más común es la precipitación de minerales (Kahrwad et al., 2009), tales como: calcio, magnesio, bario, entre otros, el cual puede ocasionar taponamiento en tuberías, equipos de producción y en la cara del pozo, bajo ciertos factores de presión, temperatura, concentraciones de sales y la presencia del dióxido de carbono (CO_2). Particularmente, este último ha sido de mayor interés en los últimos años, ya que varios investigadores (Mandalaparty et al., 2011; Mohamed et al., 2012; Sepúlveda Gaona & Losada, 2014) describen que cuando el mineral de la roca entra en contacto con salmuera de CO_2 que no estaba en equilibrio con anterioridad, el mineral empieza a disolverse con el fin de alcanzar el equilibrio ocasionando la precipitación de minerales secundarios, tales como: calcita, dolomita, magnesita y siderita.

Con lo mencionado anteriormente, es importante especificar dicho problema es evidenciado también en las fallas de bombas electrosumergibles durante su operación con altas concentraciones de CO_2 (Burleigh et al., 2010). Por lo que, teniendo en cuenta las condiciones de operación de la BES, los fenómenos de precipitación, y el comportamiento del CO_2 , se puede estudiar la sinergia de estos factores y su efecto en la falla del sistema.

Es por ello, que en este trabajo de grado se investiga de forma separada y en conjunto los factores asociados al problema presentado en la entrada de la bomba electrosumergible (presión, salinidad del agua de formación, contenido del CO_2 en el crudo, y concentración de iones en el agua de formación, en especial de los iones calcio y bicarbonato), basándose en el conocimiento de las interacciones físicas y químicas entre el CO_2 , el aceite del yacimiento, y las condiciones de presión y temperatura de la bomba, además del uso de correlaciones, parámetros físicos de los fluidos, modelos de predicción, y modelamiento de caída de presión, con la finalidad de determinar lo que sucede en la entrada del BES y establecer los parámetros que más intervienen en el problema durante la producción.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Modelar el comportamiento del dióxido de carbono (CO_2) a las condiciones de presión y temperatura en la que se encuentra la entrada de la bomba electrosumergible, y a partir de esto

evaluar la sensibilidad de parámetros como salinidad, la presión, la concentración de los iones calcio y bicarbonato, y el contenido de CO₂, con respecto a la precipitación de inorgánicos.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Realizar una revisión bibliográfica de los métodos para calcular el índice de saturación y su relación con las propiedades del dióxido de carbono, en yacimientos con presencia de agua de formación incrustante, para así conocer todos los factores que puede influir en la precipitación de inorgánicos.

Evaluar el comportamiento del CO₂ a diferentes condiciones críticas de zonas cercanas a la entrada de la bomba con un análisis de sensibilidad, para así establecer qué parámetros son los que más intervienen en el problema.

Determinar los posibles problemas que pueda presentar el CO₂ en la entrada de la bomba electrosumergible.

Comparar el comportamiento del CO₂ con los demás fluidos presentes durante la producción de hidrocarburos, teniendo en cuenta parámetros como: salinidad, concentración de iones, solubilidad del CO₂ en el gas, agua y crudo.

Formular una propuesta para el desarrollo de una metodología con el fin de ayudar a conocer y analizar los diferentes parámetros a considerar cuando se implemente bombeo electrosumergible en yacimientos con CO₂.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS

El petróleo se encuentra en yacimientos localizados hasta una profundidad de aproximadamente 20000 ft, y su profundidad en promedio es de 5000 ft. Además del petróleo crudo, los fluidos del yacimiento pueden contener agua (con sales y minerales disueltos) y otros componentes como compuestos de azufre, ácido sulfhídrico, mercaptanos, entre otros; y dichos fluidos pueden también encontrarse como un líquido, como un gas (formado por hidrocarburos livianos, además de vapor de agua, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, nitrógeno, oxígeno, entre otros), como un sólido o como una mezcla entre ellos, dependiendo de su composición y de las condiciones de presión y temperatura a la que se encuentren, las cuales pueden alcanzar hasta los 10000 psi y 350 °F respectivamente (McCain, 1989; Van der Meer, 2019).

Hay diferentes formas de clasificar los yacimientos, entre estas una de las más comunes es según el tipo de fluidos presentes. Según dicha clasificación, se tiene en primer lugar el yacimiento de petróleo negro, el cual está compuesto por moléculas largas, pesadas y no volátiles, es caracterizado por tener una relación gas-aceite menor a 2000 scf/STB y una gravedad API menor a 45°. Luego, se tiene el yacimiento de petróleo volátil, el cual está compuesto por relativamente pocas moléculas pesadas, tiene una relación gas-aceite de entre 2000 y 3300 scf/STB y su gravedad API se encuentra por encima de 40°. También, se tiene el yacimiento de gas retrógrado, el cual tiene una composición molar de C_{7+} menor de 12.5%, presenta una relación gas-aceite mayor a 3300 scf/STB, su gravedad API se encuentra entre 30° y 60°, y su líquido presenta una coloración café, anaranjada, verde o incluso blanco-agua. Además, se tiene el yacimiento de gas húmedo, el cual se encuentra únicamente en fase gaseosa en el yacimiento, y a condiciones de superficie aparece algo de líquido; su relación gas-aceite es mayor a 50000 scf/STB, tiene una gravedad API mayor a 60° y presenta un color similar al blanco. Finalmente, se tiene el yacimiento de gas seco, el cual se encuentra completamente en fase gaseosa tanto en el yacimiento como en la superficie, y más del 90% de su composición es metano, con poca cantidad de etano y trazas de componentes más pesados (McCain, 1989; Paris de Ferrer, 2009).

En cuanto a la roca, el yacimiento cuenta con una parte permeable y porosa, es decir, con una serie de poros interconectados para el almacenamiento y movilidad de los fluidos. Un yacimiento *bueno* tiene una permeabilidad mayor de 10 mD y una porosidad superior a 15%. Para evitar que los fluidos escapen hacia la superficie de forma natural debido a la diferencia de presión y a la diferencia de densidades con respecto al agua de formación, el depósito debe estar cubierto por una capa impermeable (sello) normalmente formada por capas de arcilla, lutitas, evaporitas u otra roca impermeable, y confinado dentro de una estructura cerrada (trampa), normalmente anticlinales, fallas, domos salinos, discordancias, entre otras (Van der Meer, 2019).

2.2 DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂)

2.2.1 PROPIEDADES GENERALES Y APLICACIÓN EN LA INDUSTRIA

El CO₂ (dióxido de carbono), también denominado anhídrido carbónico, es un gas cuyas moléculas están compuestas por dos átomos de oxígeno y uno de carbono. Es soluble en agua cuando la presión se mantiene constante y normalmente se encuentra en la naturaleza en forma gaseosa, pero cuando se le somete a una presión y temperatura considerablemente baja se vuelve líquido y llega a ser sólido formando lo que se denomina *hielo seco* o *nieve carbónica*.

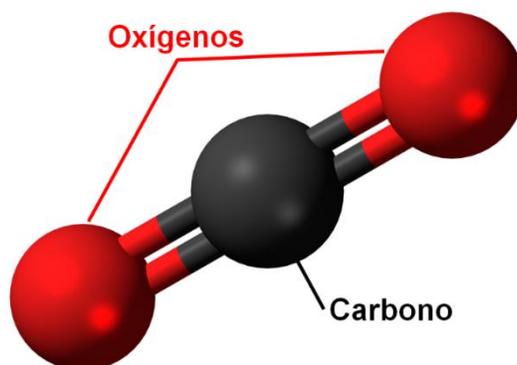


Figura 1 Molécula del dióxido de carbono. Tomado de (Hernandez, 2016).

El gas de dióxido de carbono se encuentra en pequeñas proporciones en la atmósfera (alrededor de 385 partes por millón por volumen); es asimilado por plantas que a su vez producen oxígeno por fotosíntesis. Se produce a partir de la combustión de carbón o hidrocarburos, la fermentación de líquidos y la respiración de humanos y animales. Los seres humanos exhalan dióxido de carbono a aproximadamente 4,4% v/v. El dióxido de carbono también se encuentra debajo de la superficie de la tierra y emerge durante la actividad volcánica, en fuentes termales y otros lugares donde la corteza terrestre es delgada.

El dióxido de carbono comprende dos átomos de oxígeno unidos covalentemente a un solo átomo de carbono, con un ángulo O-C-O de 180° (Figura 1).

En la industria petrolera, el dióxido de carbono es usado para mejorar la recuperación de petróleo de los pozos cuando los métodos primarios y secundarios ya no son rentables por sí mismos (Energy Institute, 2010). En yacimientos con formaciones carbónicas o dolomíticas dominan las tecnologías de recuperación mejorada (EOR del inglés *Enhanced Oil Recovery*) por el método de inyección de gases (ver Figura 2), especialmente la inyección de CO₂ (continua o en esquemas de inyección alternada con agua o WAG) (Manrique & Romero, 2010).

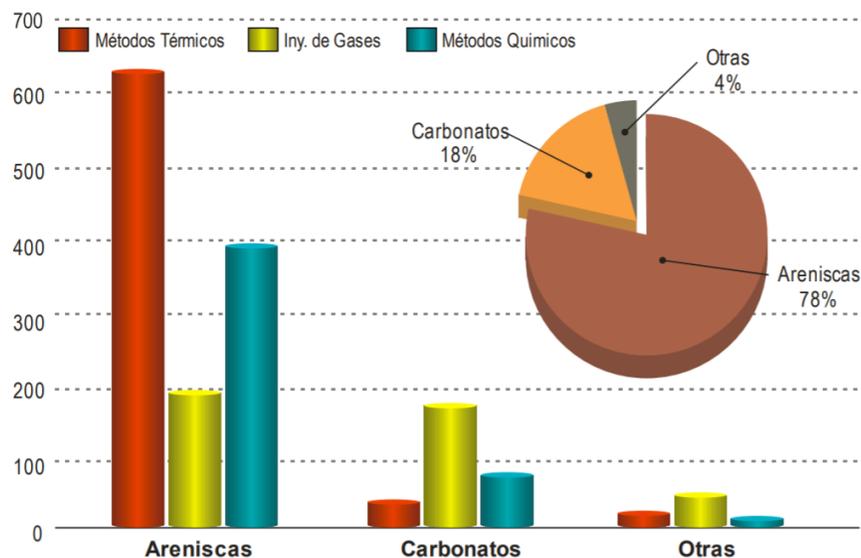


Figura 2 Distribución de proyectos EOR de campo por litologías (1,507 proyectos internacionales). Tomado de (Manrique & Romero, 2010).

Por otro lado, en yacimientos con petróleos pesados y viscosos, que poseen una baja movilidad del aceite y una la alta relación de movilidad entre el fluido desplazante (agua) y el fluido desplazado (petróleo pesado) lo cual genera que el recobro de estos yacimientos se asocie a bajos volúmenes de aceite y altos volúmenes de agua, es común la implementación del método de recobro por inyección de CO₂ para disminuir su viscosidad y así favorecer la producción y mejorar el porcentaje de recobro (Nasehi & Asghari, 2010).

2.2.2 TERMODINÁMICA GENERAL

2.2.2.1 Propiedades Físicas del Dióxido de Carbono.

En la Tabla 1 se presentan las propiedades físicas del dióxido de carbono.

Tabla 1 Propiedades físicas del Dióxido de carbono. Adaptado de (Gas Processors Suppliers Association, 2004).

Componente	Dióxido de carbono
Formula	CO ₂
Masa molar (Peso molecular), mol	44.01
Punto de ebullición @ 14.696 psi, °F	-109.12
Punto de congelación normal en el aire @ 14.696 psi, °F	-69.81
Índice de refracción @ 60°F	1.00048
Temperatura crítica, °F	87.76
Presión crítica, psia	1070
Volumen crítico, ft ³ /lb	0.0343
Densidad relativa* (gravedad especifica) 60°F/60°F	0.82203
* lb/gal (Peso en el vacío)	6.8534

* gal/lb mol	6.4216
Coeficiente de temperatura de densidad, $1/T(K)$	-0.00801
Factor acéntrico, ω	0.2239
Factor de suma, psi-1 60 °F	0.0195
Densidad relativa** (gravedad específica) Aire =1	1.5197
** ft ³ gas/lb	8.6228
Relación de volumen**, ft ³ gas/gal líquido	59.095
Calor específico ideal del gas @ 60°F, c_p , Btu/(lb*°F)	0.19875
Calor de vaporización @ 14.696 psi a punto de ebullición, Btu/lb	246.5

*Considerando la densidad del líquido @ 14.696 psi, 60 °F

** Considerando un gas ideal @ 14.696, 60 °F

En condiciones normales de temperatura y presión, el CO₂ se encuentra en fase gaseosa como se mencionó anteriormente, y a bajas temperaturas se comporta como un sólido, también conocido como *hielo seco*. El estado físico del CO₂ varía con la temperatura y la presión, como se observa en la Figura 3. En calentamiento, si la presión es menor de 0.52 MPa (75.5 psi) el sólido sublimará, es decir, pasará directamente del estado sólido al estado gaseoso. A temperaturas intermedias, entre -56.4 °C y 31.1 °C (entre la temperatura triple y la del punto crítico, -69.52 °F y 87.98 °F), el CO₂ puede cambiar de vapor a líquido comprimiéndolo a presión de licuefacción. Con cada cambio de fase que ocurre a través de los límites sólido-gas, sólido-líquido y líquido-gas, el calor se libera o absorbe (Figura 3). Sin embargo, los cambios de fase que ocurren de supercrítico a líquido o de supercrítico a gas no necesitan absorber o intercambiar calor (Vecchia, 2009).

La temperatura crítica del CO₂ es de 31,1 °C (88 °F) y su presión crítica es de 7,38 MPa (1070.4 psi) (Figura 3). La temperatura y la presión a una profundidad de aproximadamente 800-850 m (2624.67-2788.71 ft) son tales que el CO₂ se encuentra en estado supercrítico, lo que significa que no se puede hacer distinción entre líquido o vapor y que el CO₂ actúa como un fluido compresible similar a un gas que toma la forma de su recipiente, pero tiene una densidad similar a la de un líquido. Por encima de esta profundidad, el CO₂ es un gas y su densidad es demasiado baja para almacenar grandes volúmenes de manera económica (Van der Meer, 2019).

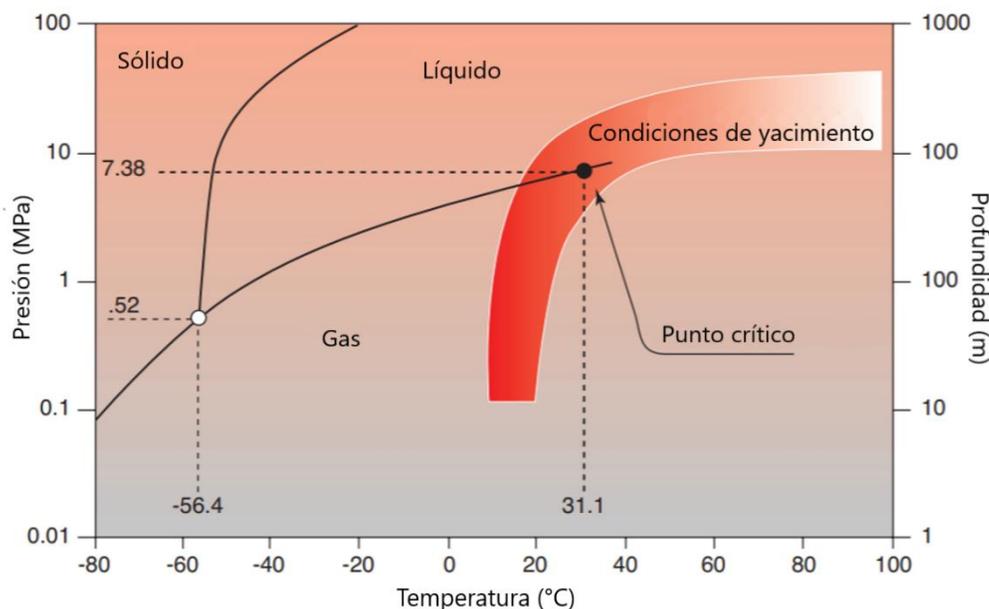


Figura 3 Diagrama de fases del CO₂. Adaptado de (Van der Meer, 2019).

El CO₂ supercrítico es no polar y un muy buen disolvente para compuestos orgánicos. Su densidad y viscosidad son función de la temperatura y la presión (Figura 4 y Figura 5). En las condiciones más comunes de temperatura (más de 30 °C, 86 °F) y presión (más de 8 MPa, 1160.3 psi) en el yacimiento, el CO₂ puede adquirir una densidad entre 600 y 800 kg/m³ (37.5 y 50 lb/ft³), como se evidencia en la Figura 4 (Van der Meer, 2019; Vecchia, 2009).

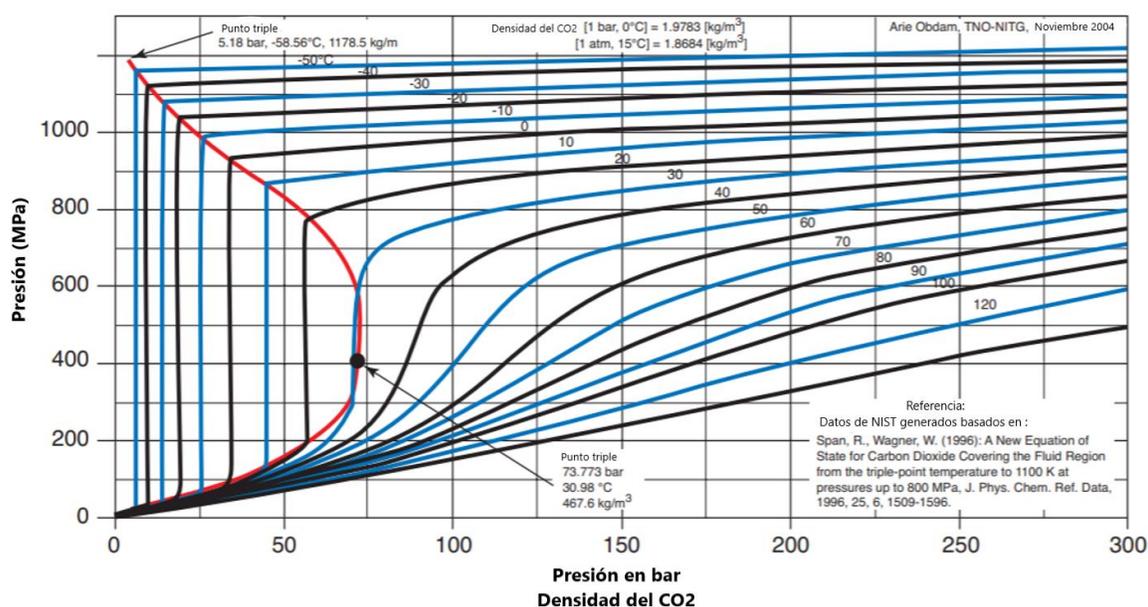


Figura 4 Densidad del CO₂ en función de la presión y la temperatura. Adaptado de (Van der Meer, 2019).

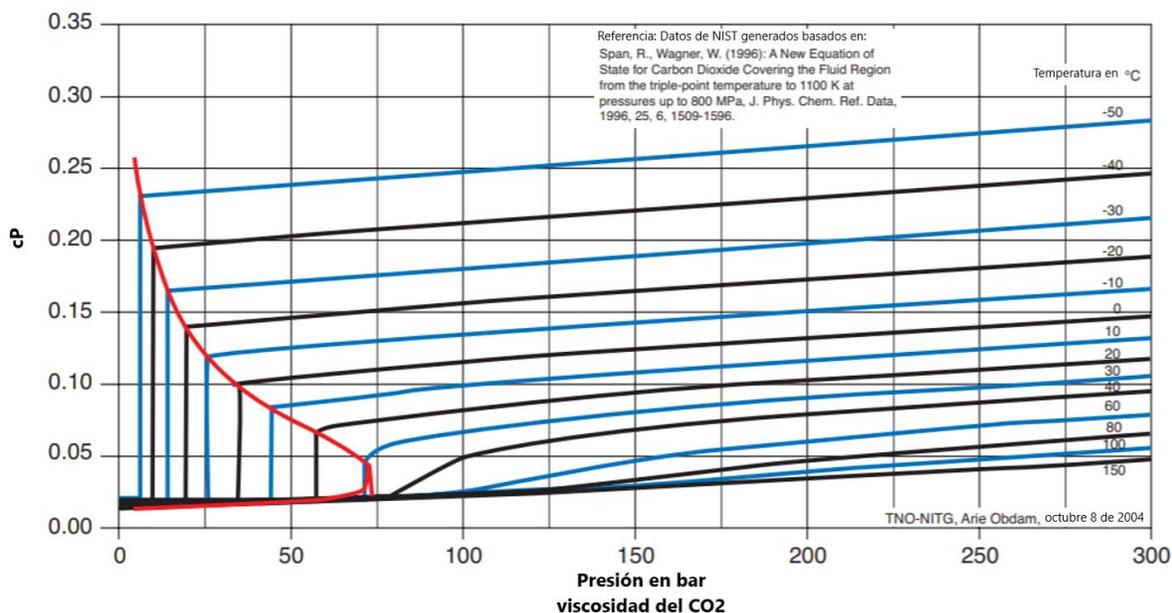


Figura 5 Viscosidad del CO₂ en función de la presión y la temperatura. Adaptado de (Van der Meer, 2019).

Por otro lado, el modelamiento termodinámico ha demostrado que las impurezas dentro del dióxido de carbono afectarán el punto crítico en función de la concentración de estas, como se observa en la Figura 6 (Energy Institute, 2010).

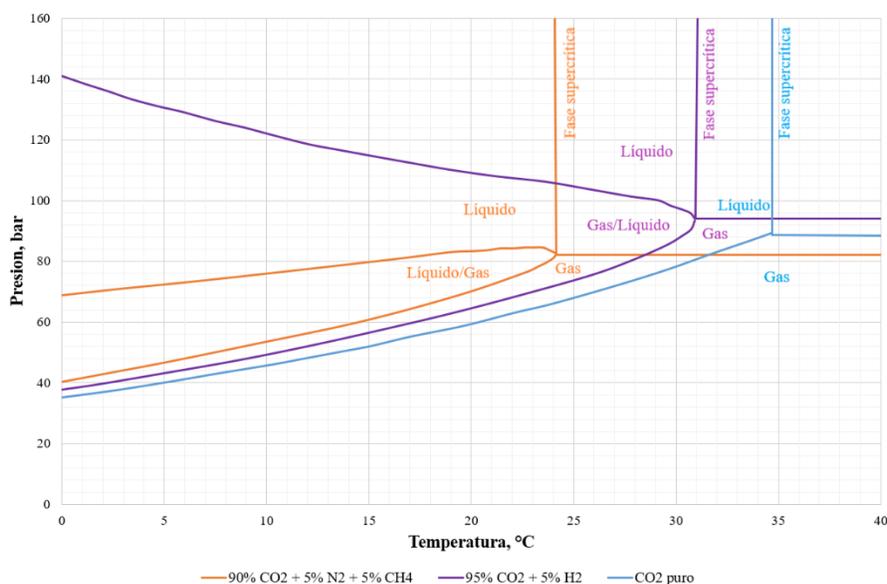


Figura 6 Efecto de las impurezas en el punto crítico del CO₂. Adaptado de (Energy Institute, 2010).

2.2.2.2 Fases del Dióxido de Carbono.

2.2.2.2.1 Fase Gaseosa.

El gas de dióxido de carbono es incoloro, más pesado que el aire (1521 veces más pesado), con una densidad de aproximadamente 0.1236 lb/ft^3 , tiene un olor ligeramente irritante y se congela a $-109.3 \text{ }^\circ\text{F}$ para formar *nieve* de dióxido de carbono (Energy Institute, 2010).

Potencial de corrosión del CO₂: Existen varios tipos de corrosión; para la industria del petróleo y gas, los tipos más comunes son la exposición al dióxido de carbono (CO₂, corrosión dulce), al ácido sulfhídrico (H₂S, corrosión ácida), al oxígeno (O₂), y la corrosión causada por los microbios, aludida como corrosión influenciada microbiológicamente o corrosión microbiológica (MIC) (Asrar et al., 2016).

La corrosión por CO₂ involucra una serie de reacciones o etapas (Fernández, 2011):

1. Inicialmente el CO₂ se hidrata mediante la reacción con el agua para producir ácido carbónico (H₂CO₃); y este ácido obtenido sufre una doble disociación dando lugar a la formación de iones carbonato y bicarbonato. El CO₂ no es un agente corrosivo sin la presencia de agua libre o impurezas.
2. Posteriormente ocurre el transporte de masa desde la solución hacia la superficie del metal.
3. Luego, ocurren reacciones electroquímicas en la superficie del metal; la reacción catódica que comprende la reducción de los iones disociados H⁺. Y la reacción anódica la cual está representada por la reacción de oxidación del hierro.
4. En esta última etapa las especies disueltas se combinan para formar carbonato de hierro (FeCO₃).

La velocidad de corrosión depende de muchos factores incluyendo la concentración de CO₂ en la fase gaseosa, la presión y temperatura del sistema, la presencia de sólidos, las propiedades de la escama producto de la corrosión, el comportamiento de la fase y la velocidad de flujo, el régimen de flujo de dos fases, el pH del medio, las características del material y las concentraciones de los varios iones inorgánicos en el agua de la formación (Fuentes & Peña, 2007).

2.2.2.2.2 Fase Líquida.

El dióxido de carbono no puede existir como líquido a presión atmosférica. A una presión superior a 75 psi (absoluto) y a una temperatura entre $-70 \text{ }^\circ\text{F}$ y $80 \text{ }^\circ\text{F}$, se vuelve líquida (véase la Figura 3) y su densidad aumenta con la temperatura hasta 73.7 lb/ft^3 (Energy Institute, 2010).

Hidratos de CO₂: El dióxido de carbono forma hidratos en presencia de agua (CO₂.6H₂O) y, por lo tanto, el agua que normalmente podría disolverse uniformemente en un líquido puede concentrarse en puntos particulares. Los hidratos son esencialmente pequeñas moléculas no polares *atrapadas* dentro de moléculas de agua unidas por hidrógeno; el dióxido de carbono no está unido a las moléculas de agua, pero sostiene la estructura reticular que lo rodea. El dióxido de carbono es solo una de las muchas moléculas capaces de formar hidratos con agua (Energy

Institute, 2010). La Figura 7 muestra una estructura de hidrato de tipo 1 que exhibe el dióxido de carbono. Físicamente, los hidratos son sólidos y tienen la apariencia de *hielo*.

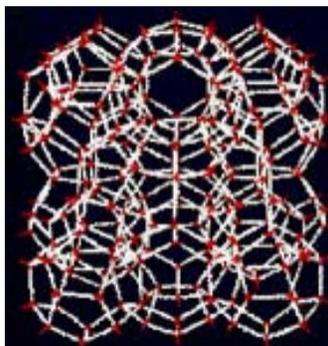


Figura 7 Estructura del clatrato de tipo 1, hidrato de CO_2 . Adaptado de (Energy Institute, 2010).

El diagrama genérico que se presenta en la Figura 8 explica dónde se prevé que existan hidratos para el dióxido de carbono puro. Los cuadrados negros muestran datos experimentales, y los límites de cada fase del dióxido de carbono se calculan de acuerdo con tablas termodinámicas. La región gris oscuro (V-I-H) representa las condiciones en las que el hidrato de dióxido de carbono es estable junto con el dióxido de carbono gaseoso y el *hielo* de agua.

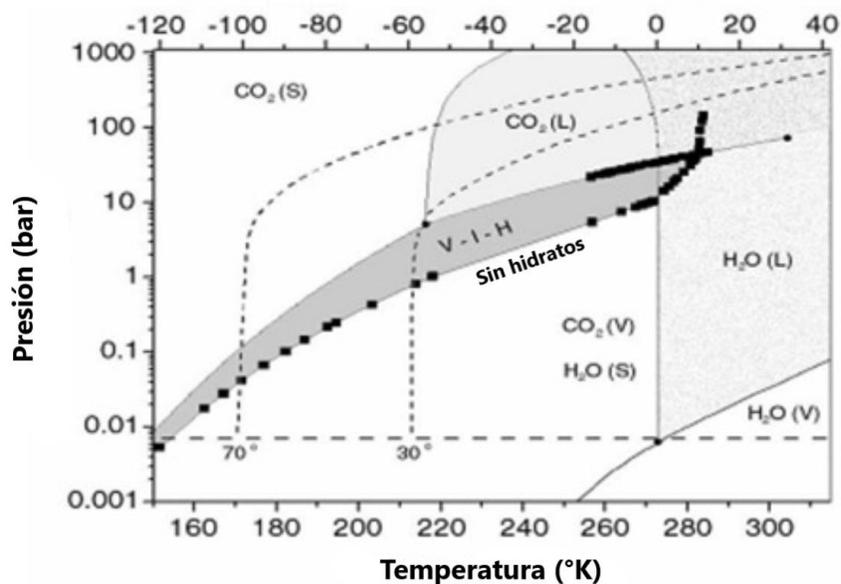


Figura 8 Diagrama general para un hidrato de CO_2 puro. Adaptado de (Energy Institute, 2010).

H: Hidrato. I: Hielo de agua. L: líquido. S: Sólido. V: Vapor.

Los hidratos se pueden formar a temperaturas tanto por debajo como por encima de 32°F y se vuelven más estables al aumentar la presión (Energy Institute, 2010).

2.2.2.2.3 Fase Sólida.

Si la temperatura del dióxido de carbono líquido cae por debajo de $-70\text{ }^{\circ}\text{F}$, se vuelve sólido (ver Figura 3). El dióxido de carbono sólido generalmente tiene una apariencia similar a la de la *nieve* y puede comprimirse en bloques para formar *hielo seco*. Se formará CO_2 sólido en los buques/tuberías cuando las condiciones caigan por debajo del punto triple (Energy Institute, 2010).

2.2.2.2.4 Fase Supercrítica.

El dióxido de carbono por encima del punto crítico (en términos de presión y temperatura) se describe como en fase supercrítica. Las propiedades de los fluidos supercríticos se encuentran entre las de los gases y los líquidos; un fluido supercrítico tiene densidades similares a las de los líquidos, mientras que las viscosidades y difusividades son más cercanas a las de los gases (Energy Institute, 2010).

2.3 AGUA DE FORMACIÓN

Las propiedades del agua de formación varían entre un yacimiento y otro, y dentro de un mismo yacimiento. La composición del agua depende de una serie de parámetros que incluyen el ambiente depositacional, la mineralogía de la formación, su historia de presión y temperatura, y el influjo o la migración de los fluidos. En consecuencia, las propiedades del agua pueden variar a lo largo del tiempo con la interacción entre el agua y la roca, y con la producción y el reemplazo de los fluidos del yacimiento por agua de otras formaciones u otros fluidos inyectados (Mathews et al., 2011).

La mayoría de las rocas del yacimiento se forman en el agua, por tanto, el agua queda atrapada en los poros a medida que los sedimentos se compactan y se unen entre sí (agua connata); esta agua connata varía con el ambiente depositacional. En los sedimentos marinos, se trata de agua de mar. En los depósitos lacustres y fluviales, se trata de agua dulce. En los depósitos o sistemas evaporíticos, el agua intersticial corresponde a una salmuera de alta salinidad y el agua de formación, que es el resultado de la mezcla de agua y de otros procesos físicos y químicos, presenta un amplio rango de salinidades, como se observa en la Tabla 2.

Tabla 2 Salinidad promedio para aguas connata y agua de formación. Adaptado de (Mathews et al., 2011).

Tipo de agua	Salinidad, por partes por mil
Agua fluvial promedio	0.11
Agua de mar	35
Sistemas evaporíticos	35 a 350
Agua de formación	7 a 270

Estas soluciones acuosas contienen componentes iónicos, los cuales incluyen cationes tales como sodio $[\text{Na}^+]$, magnesio $[\text{Mg}^{2+}]$, calcio $[\text{Ca}^{2+}]$, potasio $[\text{K}^+]$, manganeso $[\text{Mn}^{2+}]$, estroncio $[\text{Sr}^{2+}]$, bario $[\text{Ba}^{2+}]$ y hierro $[\text{Fe}^{2+}$ y $\text{Fe}^{3+}]$; aniones tales como el cloruro $[\text{Cl}^-]$, sulfato $[\text{SO}_4^{2-}]$, bicarbonato $[\text{HCO}_3^-]$, carbonato $[\text{CO}_3^{2-}]$, hidróxido $[\text{OH}^-]$, borato $[\text{BO}_3^{3-}]$, bromuro $[\text{Br}^-]$ y fosfato $[\text{PO}_4^{3-}]$; y ácidos débiles no volátiles. El agua también puede contener gases disueltos, tales como dióxido de

carbono [CO₂] y ácido sulfhídrico [H₂S], nitrógeno, ácidos orgánicos, las bacterias sulfato-reductoras, sólidos disueltos y suspendidos, y trazas de compuestos de hidrocarburo.

Por lo tanto, el agua de formación es rica en información referente a la roca en la que reside y puede proporcionar datos cruciales para los análisis en todas las fases de la vida productiva del yacimiento. Un enfoque del análisis del agua de formación es la predicción de precipitación de incrustaciones ya que a medida que se producen los fluidos de yacimiento, la reducción de presión asociada puede causar la liberación de gas, y por esto, la precipitación y depositación de sólidos en los poros del yacimiento y sobre la tubería de producción y el equipamiento de fondo. Por ejemplo, a medida que se reduce la presión, el agua de formación libera gas CO₂, y el pH del agua se incrementa y la solución se sobresatura con carbonato de calcio [CaCO₃], lo que puede producir la depositación de incrustaciones que eventualmente obstruyen el flujo, por ejemplo en la tubería como se evidencia en la Figura 9 (Mathews et al., 2011).



Figura 9 Acumulación de incrustaciones en la tubería de producción. Adaptado de (Mathews et al., 2011).

Los tipos de incrustaciones más comunes que se encuentran en la producción de petróleo y gas incluye sulfatos (Ba, Sr, Ca), óxidos/hidróxidos (Fe, Mg), carbonatos (Ca, Mg, Fe) y sulfuros (Fe). Las composiciones típicas de incrustaciones en depósitos de arenisca y carbonato se presentan en la Tabla 3 , mientras que en la Tabla 4 se indican las incrustaciones más importantes y comunes de los campos petroleros (Kamal et al., 2018).

Tabla 3 Incrustaciones típicas en yacimientos carbonatados y areniscas. Adaptado de (Kamal et al., 2018).

Carbonatadas		Areniscas	
Tipo de incrustación	% en peso	Tipo de incrustación	% en peso
Sulfuro de hierro	29.2	Carbonato de calcio	33.5
Óxido de hierro	28.1	Óxido de hierro	30.3
Óxido de silicio	10.4	Óxido de silicio	28.5
Hidróxido de hierro	9.0	Sulfuro de hierro	1.7
Carbonato de hierro	5.5	Carbonato de hierro	2.5

Dolomita	4.6	Sulfato de bario	1.1
Carbonato de calcio	3.8	Óxido de magnesio	0.6
Sulfato de calcio	3.6	Óxido de aluminio	0.6
Clorito	2.2	Oxido de estroncio	0.5
Clorito de sodio	1.4	Silicato de aluminio	0.4
Sulfato de bario	1.3	Óxido de cromo	0.2
Silicato de aluminio	0.9	Otros	0.1
Óxido de molibdeno	0.2		

Tabla 4 Diferentes tipos de incrustaciones. Adaptado de (Kamal et al., 2018).

Sulfuros		Sulfatos	
Pirrotina	Fe ₇ S ₈	Yeso	CaSO ₄ .2H ₂ O
Troilita	FeS	Anhidrita	CaSO ₄
Mackinawita	Fe ₉ S ₈	Baritina	BaSO ₄
Pirita	FeS ₂	Hemihidrato	CaSO ₄ .5H ₂ O
Marcasita	FeS ₂	Celestita	SrSO ₄
Greigite	Fe ₃ S ₄	Incrustaciones de hierro	
Esfalerita	ZnS	Hidróxido ferroso	Fe(OH) ₂
Galena	PbS	Hidróxido ferroso	Fe(OH) ₃
Carbonatos		Hematites	Fe ₂ O ₃
Calcita	CaCO ₃	Magnetita	Fe ₂ O ₄
Vaterita	CaCO ₃	Akaganeita	α -FeOOH
Aragonito	CaCO ₃	Goethita	β -FeOOH
Siderita	FeCO ₃	Lepidocrocita	γ -FeOOH
Dolomita	CaMg(CO ₃) ₂	Hibbingita	Fe ₂ (OH) ₃ Cl
Variados			
Brucita		Mg(OH) ₂	
Periclasa		MgO	
Ferrita de níquel		NiFe ₂ O ₄	

En la Figura 10 se observa el comportamiento de la solubilidad con respecto al pH de la salmuera de algunos sulfuros usualmente presentes en un yacimiento; los iones se encuentran en 1 mol de cloruro de sodio (NaCl) a una temperatura de 77 °F, donde se puede determinar que a medida que se tiene una salmuera más ácida o con un pH que tiende a 0, su solubilidad será mayor; por otro lado, en la Figura 11 y Figura 12 se observa el comportamiento del producto de la constante de solubilidad para los sulfatos y los carbonatos más comunes respectivamente, en un rango de temperatura de 50 a 300 °F, por lo que es posible precisar qué incrustaciones son posibles a ciertas condiciones de temperatura (Kamal et al., 2018).

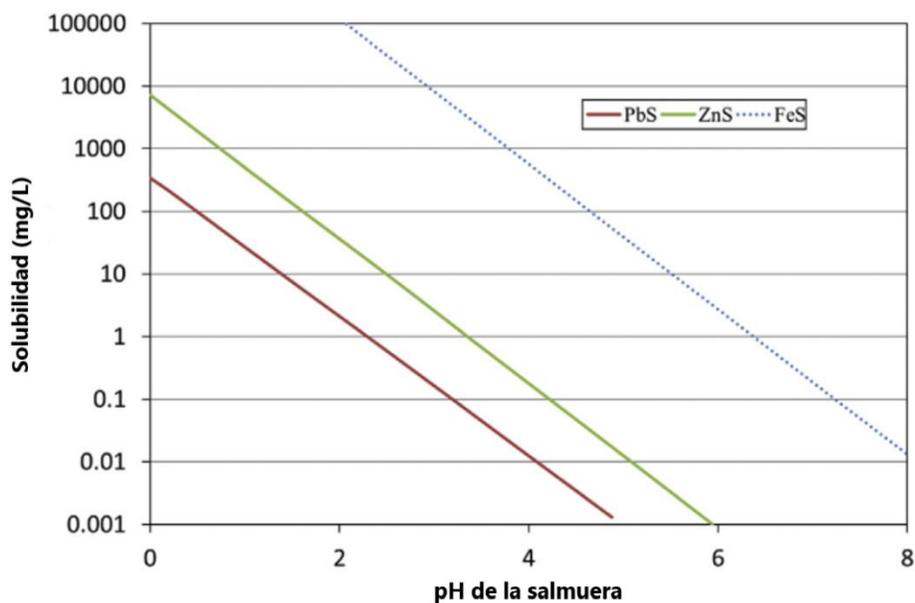


Figura 10 Solubilidad de diferentes incrustaciones de sulfuros en 1 mol de NaCl a 77 °F. Adaptado de (Kamal et al., 2018).

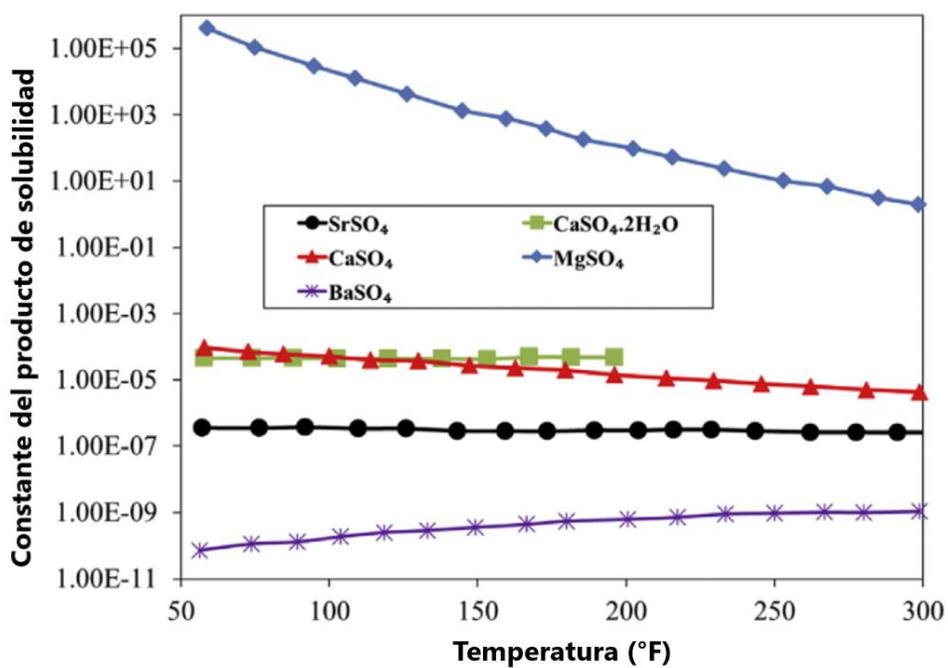


Figura 11 Solubilidad de diferentes incrustaciones de sulfatos. Adaptado de (Kamal et al., 2018).

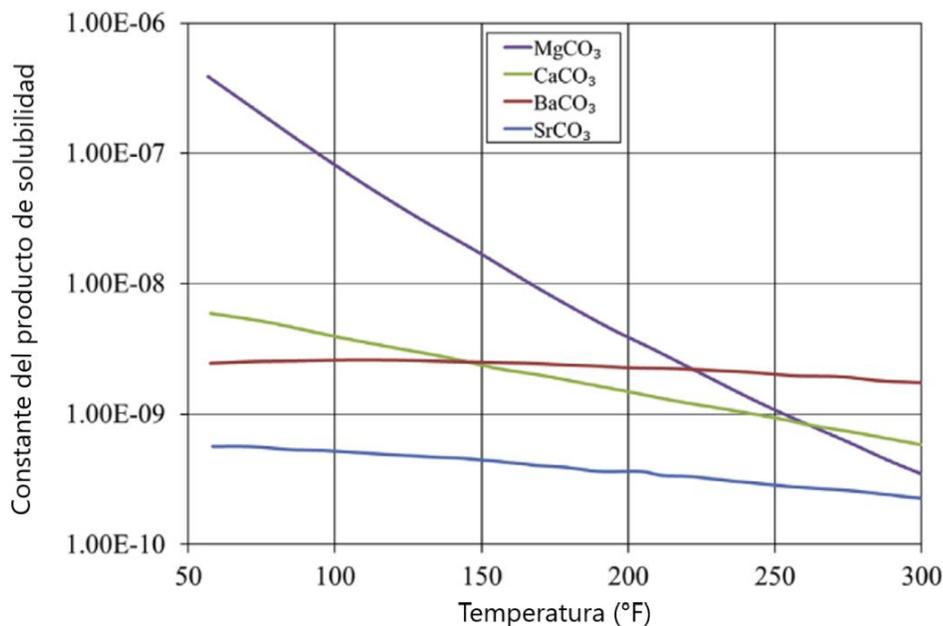


Figura 12 Solubilidad de diferentes incrustaciones de carbonatos. Adaptado de (Kamal et al., 2018).

Por otro lado, se tiene el comportamiento de la sobresaturación del sulfato de bario y carbonato de calcio con respecto a la presión, la cual se hace un parámetro crítico cuando la temperatura constante tiende a ser menor, como se puede apreciar en la Figura 13 y Figura 14: a una temperatura constante de 50 °C (122 °F) la disminución de presión representa un aumento significativo de la sobresaturación (Dyer & Graham, 2002).

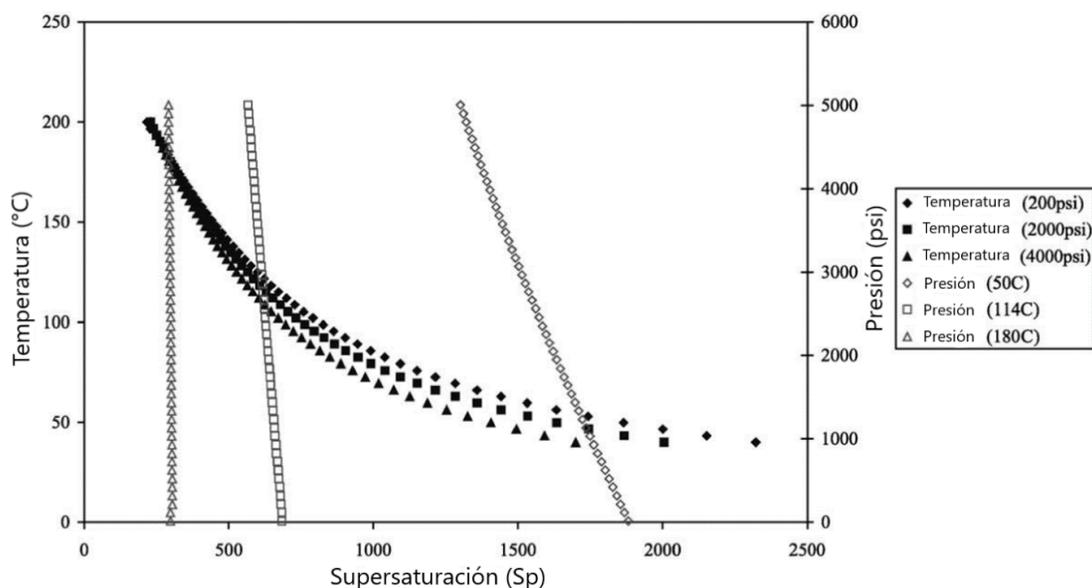


Figura 13 Sobresaturación del sulfato de bario prevista para una salmuera con alto contenido de incrustaciones de sulfato. Adaptado de (Dyer & Graham, 2002).

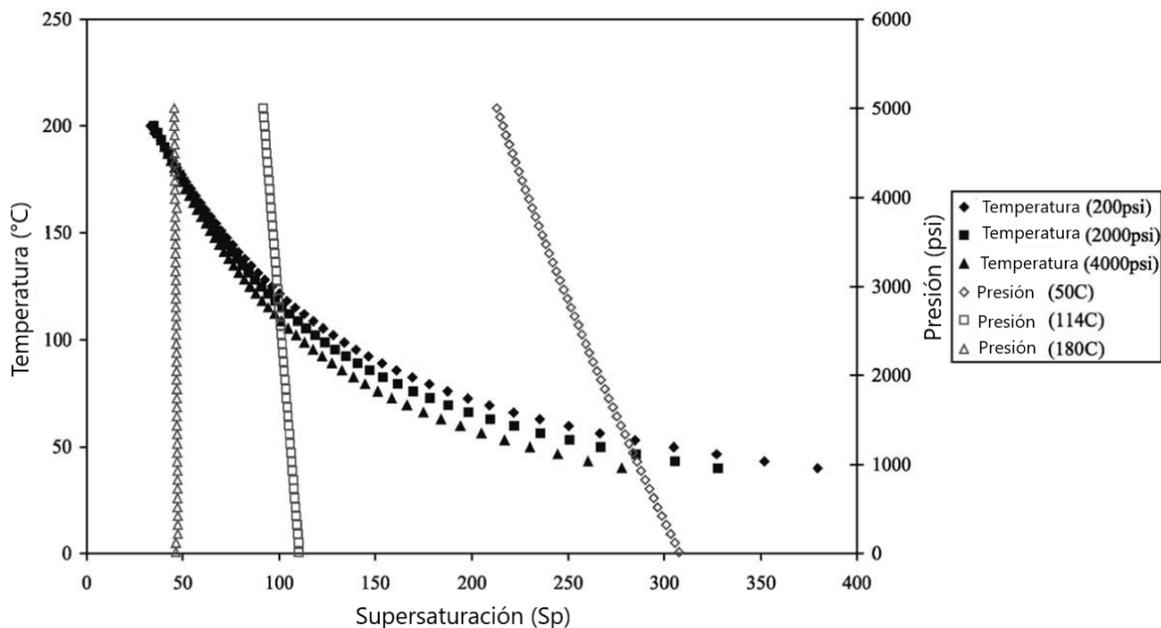


Figura 14 Sobresaturación prevista de carbonato de calcio para una salmuera con contenido de incrustaciones de carbonato. Adaptado de (Dyer & Graham, 2002).

Por lo tanto, si se conoce la química del agua de formación a partir de pruebas de laboratorio, se puede pronosticar la precipitación de incrustaciones mediante el cálculo de diferentes modelos matemáticos como se detallará a más adelante (Mathews et al., 2011). En la norma API RP 45 (American Petroleum Institute, 1998) se desarrolla la caracterización completa del agua de formación: recogida, conservación y etiquetado de muestras, métodos para la determinación de los principales componentes y el reporte de la prueba aplicada. En la Tabla 5 se presentan los principales componentes del agua de formación con su respectivo método en el laboratorio para su determinación (American Petroleum Institute, 1998).

Tabla 5 Resumen de componentes y métodos analíticos. Adaptado de (American Petroleum Institute, 1998).

Componente	Método	Métodos de referencias
Alcalinidad/ Bicarbonato/ Carbonato/ Hidróxido.	Electrométrico	SM 2320-B, ASTM D 1067-92
	Indicador	SM 2320-B
Hierro	Método de fenantrolina	SM 3500-Fe D
	AAS	SM 3500-Fe B
	ICP	SM 3500-Fe C
Magnesio	AAS	ASTM D 511-92, SM 3500-Mg B
	ICP	SM 3500-Mg C
	Valoración EDTA	ASTM D 511-92
Bario	Cálculo	SM 3500-Mg E
	ICP	SM 3500-Ba C

	ASS	SM 3500-Ba B, ASTM D 3651-92
	Turbidimétrico	-
Calcio	ICP	SM 3500-Ca C
	AAS	SM 3500-Ca B, ASTM D 511-92
	Valoración EDTA	SM 3500-Ca D, ASTM D 511-92
Potasio	AAS	SM 3500-K B, ASTM D 3561-77
	ICP	SM 3500-K C
	Llama fotométrica	SM 3500-K D
Sodio	AAS	SM 3500-Na B, ASTM 3561-77
	ICP	SM 3500-Na C
	Llama fotométrica	SM 3500-Na D
	Cálculo	-
Estroncio	AAS	SM 3500-Sr B, ASTM D 3920-92
	ICP	SM 3500-Sr C
Sulfato	Cromatografía iónica	ASTM D 4327-91, SM 4500-SO ₄ B
	Turbidimétrico	SM 4500-SO ₄ E, ASTM D 4130-82
	Gravimétrico	SM 4500-SO ₄ C
Cloruro	Mohr/Colorimétrico	SM 4500-Cl B, ASTM D 4458-85
	Nitrato de mercurio	ASTM D 512-89, SM 4500-Cl C
	Cromatografía iónica	ASTM D 4327-91, SM 4110-B
Total, de Sólidos Disueltos (TDS)	Cálculo	-
	Gravimétrico	SM 2540-C
Dióxido de Carbono	Titrimétrico	SM 4500-CO ₂ C
pH	Medidor de pH	SM 4500-H ⁺ B, ASTM 1293-84

AAS: Espectrometría de absorción atómica de llama.

IPC: Espectroscopia de plasma de acoplamiento inductivo.

2.3.1 PARÁMETROS DE ESTABILIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN

2.3.1.1 Ley de Henry.

La ley de Henry lleva el nombre del químico inglés William Henry, quien estudió el tema a principios del siglo XIX. En su publicación sobre la cantidad de gases absorbidos por el agua (Henry, 1802), se puede describir cómo la cantidad de gas disuelto es proporcional a su presión parcial en la fase gaseosa (Sander, 2015). La ley de Henry relaciona la fugacidad parcial \hat{f}_i de un soluto i con su fracción molar x , usando una constante de proporcionalidad $H_{i,j}$ llamada constante de la ley de Henry, la cual depende del soluto (i) y el solvente (j), según la Ecuación (2.1).

$$f_i = x_i H_{i,j} \quad (2.1)$$

Debido a que permite el uso de diferentes estados de referencia para las fugacidades parciales de los componentes de una solución, la ley de Henry es válida para casos en los que el soluto no puede existir como líquido a las condiciones de la mezcla. Esto la hace muy útil para estimar la solubilidad de gases en líquidos. Por lo tanto, la ley de Henry se puede definir como se indica en la Ecuación (2.2) para un sistema solvente-soluto (i, j) a una temperatura constante dada (Duque Tobón & Carrero Mantilla, 2008).

$$H_{i,j} = \lim_{x_i \rightarrow 0} \frac{f_i}{x_i} \quad (2.2)$$

Sin embargo, la mayoría de las aplicaciones de la ley de Henry utilizan la Ecuación (2.2) sin el límite de dilución infinita y la corrección a la presión real del gas expresada por la fugacidad. Por lo tanto, la constante de Henry se puede calcular de una manera más simple utilizando la Ecuación (2.3) (Pacheco Roman & Hejazi, 2014).

$$H_{i,j} = \frac{y_i P}{x_i} = \frac{p_i}{x_i} \quad (2.3)$$

Hay muchas variantes de las constantes de la ley de Henry que se pueden clasificar en dos tipos fundamentales:

1. La primera clasificación es poner la fase acuosa en el numerador y la fase gaseosa en el denominador, es decir, definir la constante como el cociente A/G. Aquí, A y G son cantidades que describen la composición de equilibrio (en dilución infinita) de la fase acuosa y la fase gaseosa, respectivamente.
2. Alternativamente, la constante de la ley de Henry se puede definir como el cociente G/A, que da como resultado el valor inverso al punto anterior.

No hay ninguna ventaja o desventaja en usar uno u otro, los dos tipos existen puramente por razones históricas. Para tener una terminología coherente, se recomienda el nombre *constante de solubilidad de la ley de Henry* (o *solubilidad de Henry* para concisión) cuando se refiere a A/G y cuando se hace referencia a G/A, se utiliza el nombre *constante de volatilidad de la ley de Henry* (o *volatilidad de Henry*)

Para ambos tipos fundamentales descritos en la sección anterior, existen diferentes variantes. Esto resulta de la multiplicidad de cantidades que se pueden elegir para describir la composición de las dos fases. Las opciones típicas para la fase acuosa son concentración molar (c_a), molalidad (b) y proporción de mezcla molar (x). Para la fase gaseosa, a menudo se utilizan concentración molar (c_g), y presión parcial (p).

La solubilidad de Henry definida por concentración (H^{cp}) se calcula con la Ecuación (2.4), donde c_a es la concentración de una especie en la fase acuosa y p es la presión parcial de esa especie en la fase gaseosa en condiciones de equilibrio. La unidad del S.I. para H^{cp} es $\text{mol} \cdot (\text{m}^3 \cdot \text{Pa})^{-1}$; sin embargo, a menudo se usa la unidad $\text{M} \cdot \text{atm}^{-1}$ ya que c_a generalmente se expresa en M (1 M = 1 $\text{mol} \cdot \text{dm}^{-3}$) y p en atm (1 atm, 101325 Pa) (Sander, 2015).

$$H^{cp} \stackrel{\text{def}}{=} c_a / p \quad (2.4)$$

En la Tabla 6 se presentan diferentes constantes de solubilidad de Henry definida por concentración para el CO₂ y sus respectivas referencias.

Tabla 6 Constantes de la ley de Henry para el CO₂ para el agua como disolvente a 298.15 Kelvin (25 °C, 77 °F). Adaptado de (Sander, 2015).

H^{cp} [mol/(m³Pa)]	Referencia
3.3×10 ⁻⁴	Sander et al. 2011
3.3×10 ⁻⁴	Sander et al. 2006
3.3×10 ⁻⁴	Fernández-Prini et al. 2003
3.4×10 ⁻⁴	Carroll et al. 1991
3.4×10 ⁻⁴	Crovetto 1991
3.4×10 ⁻⁴	Yoo et al. 1986
3.4×10 ⁻⁴	Edwards et al. 1978
3.3×10 ⁻⁴	Wilhelm et al. 1977
3.4×10 ⁻⁴	Weiss 1974
3.6×10 ⁻⁴	Zheng et al. 1997
3.5×10 ⁻⁴	Bohr 1899
3.4×10 ⁻⁴	Chen et al. 1979
3.1×10 ⁻⁴	Chameides 1984
3.5×10 ⁻⁴	Scharlin 1996
3.4×10 ⁻⁴	Perry and Chilton 1973
3.4×10 ⁻⁴	Lelieveld and Crutzen 1991
3.4×10 ⁻⁴	Pandis and Seinfeld 1989
4.5×10 ⁻⁴	Yaws 1999
3.3×10 ⁻⁴	Dean 1992
4.5×10 ⁻⁴	Yaws and Yang 1992
3.4×10 ⁻⁴	Seinfeld 1986
3.3×10 ⁻⁴	Hoffmann and Jacob 1984

En la Tabla 7 se realiza la comparación de diferentes constantes de solubilidad de Henry definida por concentración (H^{cp}) del CO₂ con otros gases presentes en la producción de un yacimiento.

Tabla 7 Constantes de la ley de Henry para el dióxido de carbono, metano, etano y propano para el agua como disolvente a 298.15 Kelvin (77 °F). Adaptado de (Sander, 2015).

Año/autor	Dióxido de carbono (CO₂)	Metano (CH₄)	Etano (C₂H₆)	Propano (C₃H₈)
Sander et al. 2011	3.3×10 ⁻⁴	1.4×10 ⁻⁵	1.9×10 ⁻⁵	1.5×10 ⁻⁵
Sander et al. 2006	3.3×10 ⁻⁴	1.4×10 ⁻⁵	1.9×10 ⁻⁵	1.5×10 ⁻⁵
Fernández-Prini et al. 2003	3.3×10 ⁻⁴	1.4×10 ⁻⁵	1.9×10 ⁻⁵	
Crovetto 1991	3.4×10 ⁻⁴	1.4×10 ⁻⁵		
Wilhelm et al. 1977	3.3×10 ⁻⁴	1.4×10 ⁻⁵	1.8×10 ⁻⁵	1.5×10 ⁻⁵
Yaws 1999	4.5×10 ⁻⁴	1.6×10 ⁻⁵		
Dean 1992	3.3×10 ⁻⁴	1.3×10 ⁻⁵	1.8×10 ⁻⁵	
Yaws and Yang 1992	4.5×10 ⁻⁴	1.5×10 ⁻⁵	2.0×10 ⁻⁵	1.4×10 ⁻⁵

La diferencia de la constante Henry con respecto a diferentes fluidos comúnmente presentes en la producción de un yacimiento indica que el CO_2 tiene una mayor afinidad con el agua pura; mientras que la afinidad entre gases como n-butano, etano y metano con el agua es menor, como se observa en la Figura 15.

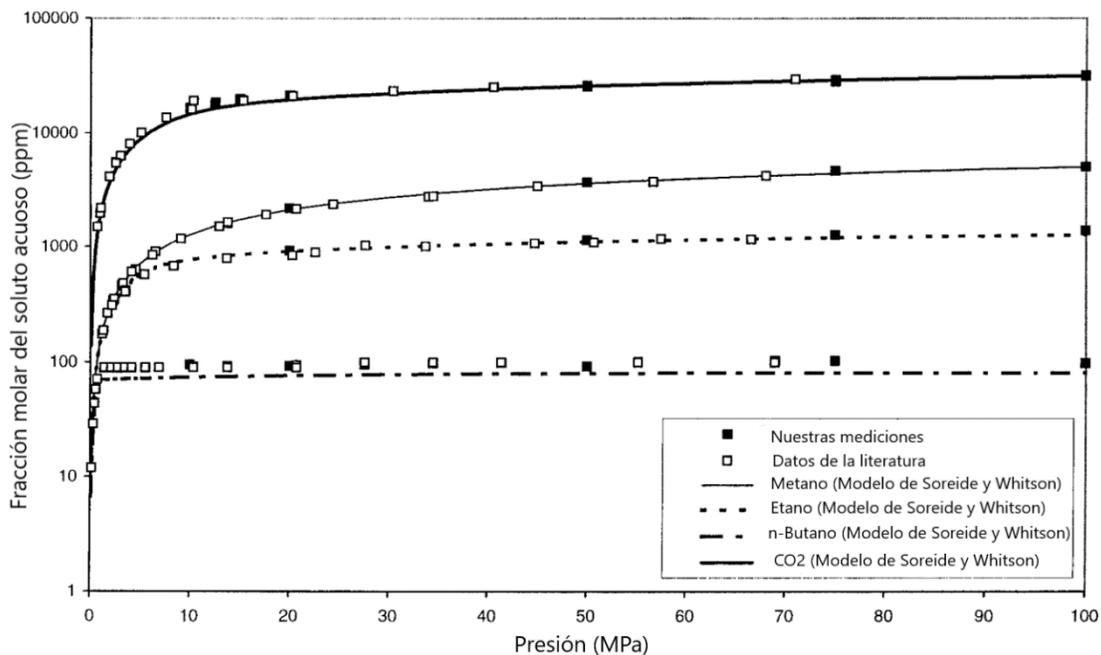


Figura 15 Solubilidad del metano, etano, butano y dióxido de carbono en agua pura a 71 °C (160 °F). Adaptado de (Dhima et al., 1999).

La solubilidad del CO_2 en agua aumenta con la presión y disminuye con la temperatura (Figura 16). Se pueden disolver aproximadamente 5 a 6 g (0.0110231 a 0.0132277 lb) de CO_2 en 100 g (0.220462 lb) de agua dulce en condiciones de yacimiento.

Sin embargo, la solubilidad disminuye con la salinidad (Tabla 8); se pueden disolver 4,5 g (0.0099208 lb) de CO_2 en una solución de NaCl 1 molar y 2 g (0.00440925 lb) en una solución de NaCl 2 molar. El pH del agua de formación disminuirá como consecuencia de la disolución del CO_2 (Van der Meer, 2019).

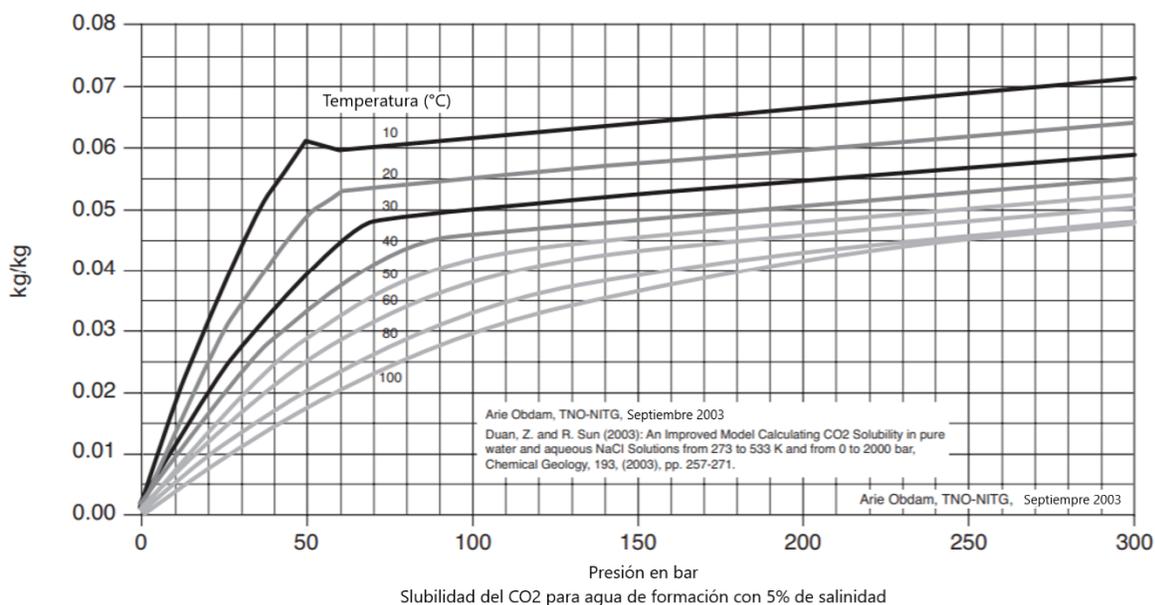


Figura 16 Solubilidad del CO₂ en agua salina en función de la presión y la temperatura. Adaptado de (Van der Meer, 2019).

Tabla 8 Solubilidad del CO₂ en función de la salinidad del agua. Adaptado de (Van der Meer, 2019).

Salinidad del agua en porcentaje de NaCl	Fracción de solubilidad en comparación con agua pura	Desviación Estándar debido a la variación P-T
5	0.838	0.012
10	0.709	0.020
15	0.609	0.032
20	0.525	0.031
25	0.453	0.045

De acuerdo con la investigación realizada por diferentes autores existe una amplia información experimental que indica la solubilidad del CO₂ en agua y en una salmuera de NaCl a una presión y temperatura dada. La cantidad de puntos obtenidos se observa en la Tabla 9.

Tabla 9 Número de puntos de datos para la solubilidad del CO₂ en agua y en una salmuera de NaCl. Adaptado de (Yan et al., 2011).

No. de puntos de solubilidad de CO ₂ en el agua	Todos los puntos de datos	Total, de puntos de datos aceptados	Total, de puntos de datos aceptados en el rango de 273-473 K (31.73- 391.73 °F) y 0-200 MPa (0- 29007.5 psi)
	878	874	671

No. de puntos de solubilidad de CO₂ en una salmuera de NaCl

225

225

169

La Figura 17 y Figura 18 exponen los puntos de datos para la solubilidad del CO₂ en agua de diferentes autores, a una temperatura constante de 121.7 °F y 211.7 °F respectivamente, donde es posible determinar que a una menor temperatura el aumento de la presión representa una mayor influencia en la fracción molar soluble en el agua, especialmente a presiones menores de 30 MPa (4351.13 psi).

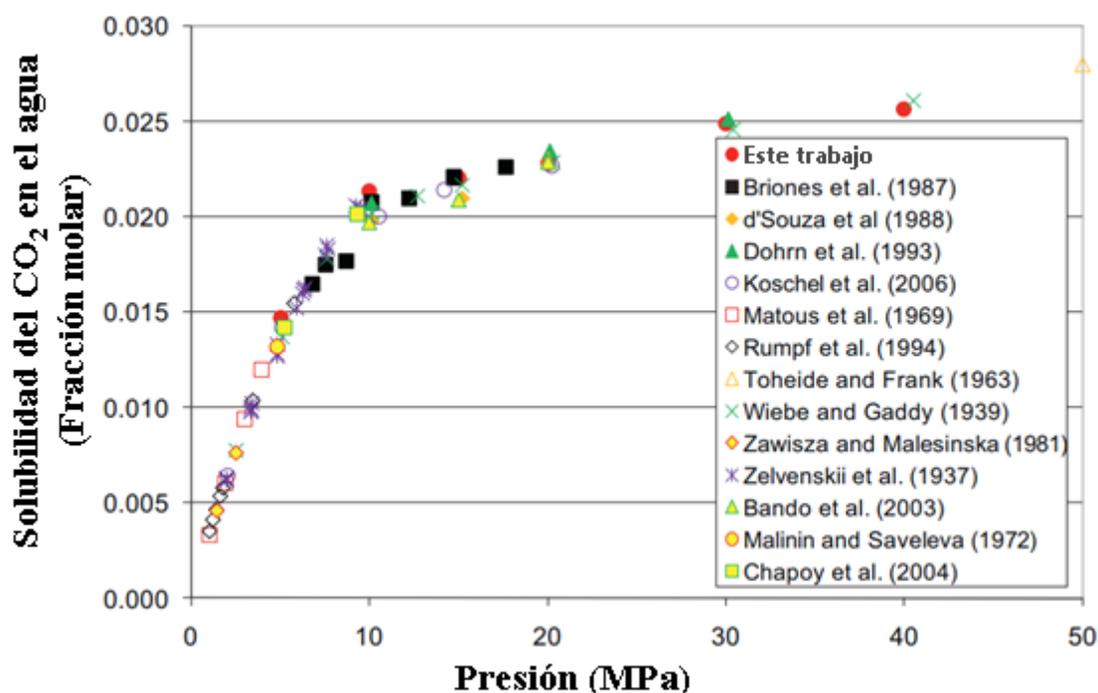


Figura 17 Comparación de la solubilidad del CO₂ en agua de diferentes autores a 121.7 °F. Adaptado de (Yan et al., 2011).

Nota: todas las mediciones están realizadas medidos a 121.7 °F excepto los datos de Chapoy et al., los cuales están a 120 °F.

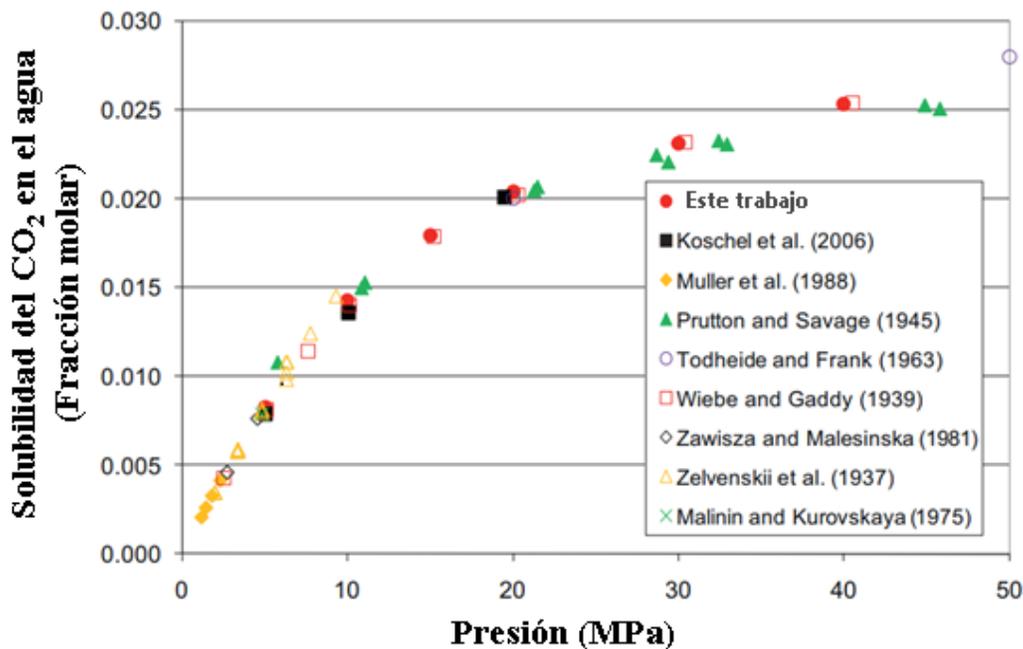


Figura 18 Comparación de la solubilidad del CO₂ en agua de diferentes autores 211.7 °F. Adaptado de (Yan et al., 2011).

Nota: Todas las mediciones están realizadas a 211.7 °F excepto los datos de Prutton y Savage, los cuales están a 213.5 °F.

Por otro lado, la Figura 19 presenta los puntos de datos para la solubilidad del CO₂ en una salmuera de diferentes concentraciones de NaCl (4 y 6 molar) en función de la presión, a una temperatura constante de 313 K (103.7 °F) y 433 K (319.73 °F); donde en primera medida, la solubilidad de CO₂ disminuye en una salmuera con mayor concentración de NaCl (6 molar) a las mismas condiciones de presión y temperatura. En segunda medida, la solubilidad del CO₂ decrece a medida que la temperatura aumenta evidenciado al comparar las curvas de una misma concentración de NaCl (Yan et al., 2011).

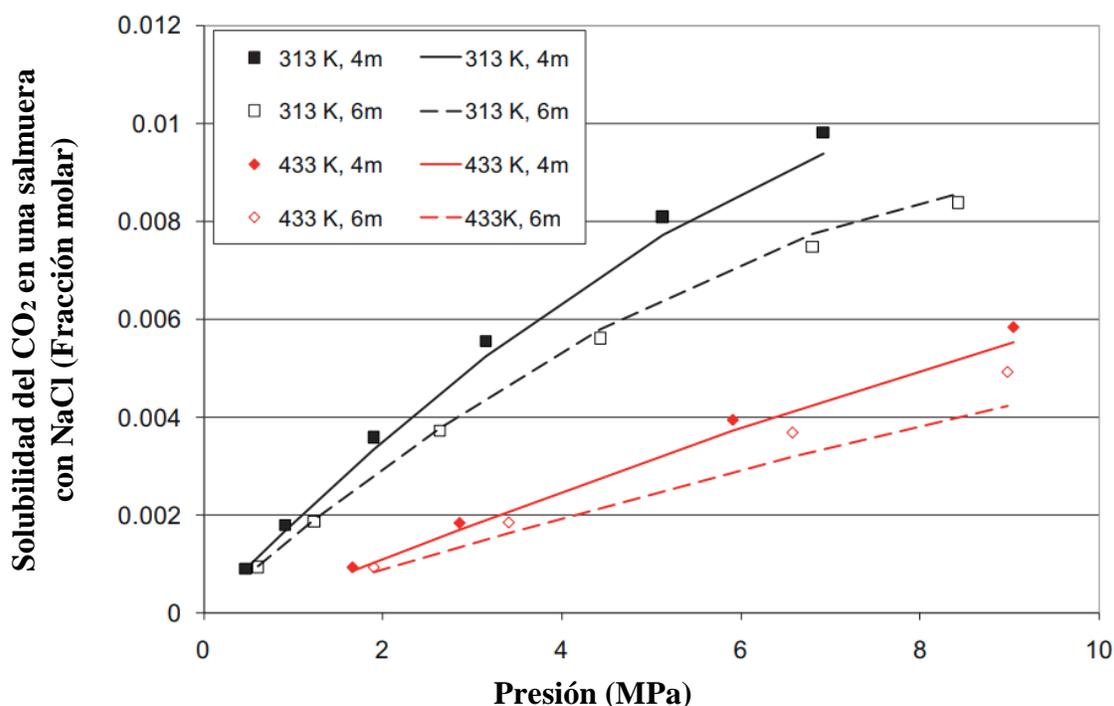


Figura 19 Solubilidad del CO₂ en salmueras de alta salinidad. Adaptado de (Yan et al., 2011).

Nota: Los puntos son los datos experimentales de Rumpf et al. (1994), mientras que las líneas están calculadas con el modelo modificado de Sørense–Whitson.

2.3.2 MÉTODO DE LI-NGHIEM

Para realizar el cálculo de la solubilidad del CO₂ en la fase acuosa, el software Computer Modelling Group (CMG), utilizado para el cálculo de la constante de solubilidad de Henry para el CO₂, recomienda usar el método de Li-Nghiem (Li & Nghiem, 1986), en donde se determina dicha constante ajustada a unas condiciones de presión, temperatura y salinidad del agua determinadas. Este método consiste en el ajuste del cálculo del equilibrio de fases en presencia de agua, pues dicho componente está presente de forma abundante en los yacimientos como agua connata o como agua de inyección, y previo a este estudio, el agua se consideraba despreciable y por ende los resultados no se ajustaban completamente a la realidad del yacimiento pues una buena parte de los componentes más livianos se encontraban disueltos en la fase acuosa.

Para esto, presentan la ecuación general de la constante de Henry para solubilidad de gases en agua pura, la cual depende de la presión y la temperatura, y posteriormente la adaptan para determinar la solubilidad de gases en agua con presencia de sal, utilizando la teoría de escalamiento de partículas desarrollada por Reiss et al. (Reiss et al., 1960), Lebowitz et al. (Lebowitz et al., 1965) y Pierotti (Pierotti, 1963, 1967, 1976). Esta teoría implementa dos términos adicionales en la ecuación de la constante de Henry, el primero es la energía de Gibbs requerida para crear una cavidad en el solvente (salmuera) con suficiente tamaño para acoplar una molécula de soluto (gas), G_{bi} , y el segundo es la energía molar de Gibbs resultante de la interacción de dicha molécula de soluto con las moléculas del solvente que la rodean, G_{ai} . Entonces, la ecuación para calcular la

constante de Henry queda como se evidencia en la Ecuación (2.5), en donde H_i es la constante de la ley de Henry para el componente i , v_s es volumen molar del solvente puro, R es la constante universal de los gases y T es la temperatura.

$$\ln \frac{H_i v_s}{RT} = \left(\frac{G_{bi}}{RT} \right) + \left(\frac{G_{ai}}{RT} \right) \quad (2.5)$$

Para calcular la energía de Gibbs, G_{bi} , se estableció la Ecuación (2.6), en donde σ_i^* es el diámetro molecular adimensional del componente i , y P es la presión.

$$\frac{G_{bi}}{RT} = -\ln(1-\theta_3) + \frac{3\theta_2}{1-\theta_3} \sigma_i^* + \left[\frac{3\theta_1}{1-\theta_3} + \frac{9}{2} \frac{\theta_2^2}{(1-\theta_3)^2} \right] (\sigma_i^*)^2 + \frac{P}{RT} \frac{\pi}{6} \eta_w (\sigma_i^*)^3 \quad (2.6)$$

El valor de θ se obtiene con la Ecuación (2.7), en donde ρ_j es la densidad molar de la especie j en el solvente, n toma el valor de 1, 2 o 3 según se requiera, y el diámetro molecular adimensional σ_j^* se calcula a partir de la Ecuación (2.8) en donde σ_w es el diámetro molecular del agua pura y k representa al soluto i o a las especies j en el solvente según sea el caso; y el valor de η_w se obtiene como se indica en la Ecuación (2.9), en donde N es el número de Avogadro.

$$\theta_n = \frac{\pi}{6} \eta_w \sum_j \rho_j (\sigma_j^*)^n \quad (2.7)$$

$$\sigma_k^* = \sigma_k / \sigma_w \quad (2.8)$$

$$\eta_w = N \sigma_w^3 \quad (2.9)$$

Para calcular la energía molar de Gibbs, G_{ai} , los autores plantean la Ecuación (2.10). En donde μ_w es el momento dipolo del agua, α_i es la polarizabilidad del soluto i y k en este caso representa la constante de Boltzmann.

$$\frac{G_{ai}}{RT} = -\frac{92}{9} \frac{\pi}{T} \eta_w \sum_j \frac{\varepsilon_{ij}}{k} \rho_j (\sigma_{ij}^*)^3 - \frac{4}{3} \frac{\pi}{kT} \frac{\rho_w N \mu_w^2 (N \alpha_i)}{(\sigma_{iw}^*)^3 \eta_w} \quad (2.10)$$

Además, para el cálculo del parámetro que caracteriza la intensidad de la fuerza de dispersión entre el soluto i y el solvente j , ε_{ij} , se utiliza la Ecuación (2.11); y para determinar el valor de σ_{ij}^* se tiene la Ecuación (2.12), en donde F es dependiente de la temperatura (en Kelvin) y se calcula con la Ecuación (2.13).

$$\varepsilon_{ij} = \sqrt{\varepsilon_i \varepsilon_j} \quad (2.11)$$

$$\sigma_{ij}^* = F(\sigma_i^* + \sigma_j^*) / 2 \quad (2.12)$$

$$F(T) = \frac{16280}{T^2} - \frac{141.75}{T} + 1.2978 \quad (2.13)$$

Algunos de estos parámetros se encuentran calculados para diferentes gases en agua y para diferentes iones según sea el caso (Masterton & Lee, 1970; Schulze & Prausnitz, 1981).

2.3.3 ÍNDICES DE SATURACIÓN

Los índices de saturación constituyen una metodología que permite identificar la posibilidad de precipitación en el sistema, y se encuentran soportados en las constantes de equilibrio de solubilidad. Por lo tanto, se fundamentan en que la depositación ocurre una vez el equilibrio es desestabilizado por sobresaturación o por cambios en las propiedades termodinámicas (Oddo & Tomson, 1994). Para su cálculo se tienen diferentes modelos explicados a continuación.

2.3.3.1 Modelo de Langelier (I_{SL}).

Fue formulado en 1936 para la predicción de la precipitación del carbonato de calcio, y ha sido ampliamente utilizado por diversos investigadores (Alipour et al., 2015; Pátzay et al., 1997; Pinzón Torres et al., 2009) con esta finalidad. Este modelo se deriva de un balance estequiométrico que representa la alcalinidad total al metil-naranja, y ecuaciones de constantes de equilibrio, para lo que se requiere como información de entrada, la alcalinidad (alk), dureza cálcica (Ca), sólidos disueltos totales (TDS), pH y temperatura del sistema (en Kelvin).

Este índice proporciona un valor cualitativo sobre la estabilidad del agua; en términos matemáticos constituye la diferencia entre el pH, medido de la solución salina o muestra de agua, y el pHs de equilibrio o saturación, como se indica en la Ecuación (2.14); si el índice de Langelier es igual a cero, el agua está en equilibrio químico, si es positivo es incrustante, y si es negativo es corrosiva.

$$I_{SL} = pH - pH_s \quad (2.14)$$

Para calcular el pH a la saturación, pH_s , se utiliza la Ecuación (2.15).

$$pH_s = \left[9.3 + \frac{\log(TDS) - 1}{10} + (-13.12 \log(T) + 34.55) \right] - [(\log(Ca) - 0.4) + \log(alk)] \quad (2.15)$$

Sin embargo, como reportarían Oddo y Tomson más tarde, la dependencia del valor de pH generalmente no resulta factible (Oddo & Tomson, 1994).

2.3.3.2 Modelo de Ryznar (I_{SR}).

Basándose en este índice se puede hacer una predicción de la corrosión y el comportamiento de incrustación de los sistemas de agua. Es empleado a la par con el índice de Langelier en diversos estudios (Alipour et al., 2015; Müller-Steinhagen & Branch, 1988; Pátzay et al., 1997) desde su desarrollo en 1944, pues su determinación tiene en cuenta los mismos criterios, sólo varía en la operación entre el pH y el pHs, que se realiza como se indica en la Ecuación (2.16).

$$I_{SR} = (2 \times pH_s) - pH \quad (2.16)$$

Sin embargo, en este modelo se considera que el agua es corrosiva cuando el índice excede 7, se forman incrustaciones cuando este índice es menor que 6, y se encuentra en equilibrio cuando está entre ambos valores (Pátzay et al., 1997). Además, el índice de estabilidad de Ryznar le da más importancia al contenido de sólidos disueltos del agua que al estado de saturación, por lo que este se considera más predictivo que el I_{SL} (D. j. Flynn, 2009).

Es importante destacar, que ambos índices se desarrollaron para permitir un mejor control de los ajustes de calcio y alcalinidad en el sistema, por esto se basan en cálculos de la solubilidad del carbonato de calcio dentro de rangos limitados de temperatura y sólidos disueltos.

2.3.3.3 Modelo de Stiff-Davis (I_{sd}).

En 1952, y teniendo en cuenta la concentración de diferentes iones que alteran el equilibrio y producen la precipitación, se desarrolló este modelo que, por medio de la solubilidad para un conjunto dado de condiciones, se puede predecir la tendencia de los iones a formar un precipitado a dichas condiciones (Stiff & Davis, 1952). Por esta razón, se introduce un nuevo término, la fuerza iónica, Si , para el cálculo del pH a la saturación, pH_s , el cual se obtiene según la Ecuación (2.17).

$$pH_s = pCa + pAlk + k(Si, T) \quad (2.17)$$

Los potenciales del calcio y la alcalinidad dependen de la concentración respectiva y se calcula como se indica en las Ecuaciones (2.18) y (2.19) respectivamente.

$$pCa = -0.434 \times \ln(Ca) + 5 \quad (2.18)$$

$$pAlk = -0.434 \times \ln(Ca) + 4.7 \quad (2.19)$$

Una vez determinado el pH a la saturación, se determina el índice con la misma ecuación de Langelier (Ecuación (2.14)); cuando el I_{sd} es menor a 0 su tendencia es corrosiva, y si I_{sd} es mayor a 0 es incrustante.

Mientras que el Langelier se usa únicamente para soluciones de baja concentración de otros iones, este índice se obtuvo para aguas con alto contenido de otros iones y soluciones de alta fuerza iónica, pues el último parámetro de la ecuación que es derivado del producto de solubilidad se reemplaza por una constante empírica k , que depende de la fuerza iónica y la temperatura.

Sin embargo, este como los otros índices, aún tienen un alcance limitado, pues no consideran todos los factores que afectan la solubilidad de los minerales, como la solubilidad de otras especies fuera del $CaCO_3$, los efectos de los complejos solubles (emparejamiento de iones), y la presión del sistema (D. j. Flynn, 2009).

2.3.3.4 Modelo de Oddo-Tomson (I_{sot}).

Este planteamiento permite la determinación del índice de incrustación para el $CaCO_3$, y se deriva de constantes de equilibrio en función de la temperatura, la presión y la fuerza iónica (Si) eliminando la necesidad de emplear coeficientes de actividad, como los modelos anteriores. Para su cálculo se utiliza la Ecuación (2.20).

$$I_{SOT} = \log(m_{Ca} Alk^2) + pH - 2.78 + 1.143 \times 10^{-2} \times T - 4.72 \times 10^{-6} \times T^2 - 4.37 \times 10^{-5} \times P - 2.05 \times Si^{0.5} + 0.72 \times Si \quad (2.20)$$

2.3.3.5 Modelo de Oddo-Tomson modificado.

Fue desarrollado en 1994, este consiste en la introducción de los índices de saturación para los sulfatos de calcio, estroncio y bario, y una modificación del índice de saturación para el carbonato de calcio mediante términos de corrección debido a la fugacidad y a la presencia de CO₂ y de sus cambios en su solubilidad, y no requiere, en contraste al índice de saturación de Langelier, la medición del pH del sistema (Oddo & Tomson, 1994).

Para estos cálculos se requiere la fuerza iónica, la cual depende de la masa de cada ion presente en mol/L, m_i , y la carga de respectivo ion, Z_i , y se calcula con la Ecuación (2.21).

$$Si = \frac{1}{2} \sum m_i z_i^2 \quad (2.21)$$

2.3.3.5.1 Para Sulfatos.

Se tienen índices para diferentes sulfatos, los cuales involucran la temperatura y presión del sistema, y a través de la fuerza iónica considera los otros elementos que se encuentran en la solución. El índice de saturación general se obtiene según la Ecuación (2.22).

$$I_{SOTs} = \log [Me] [An] - \log (K_{sp})(T, P, Si) \quad (2.22)$$

Se tiene en cuenta las concentraciones libres del metal y del anión (sulfato), y a través del producto de solubilidad, k_{sp} , condiciona los demás factores mencionados anteriormente.

2.3.3.5.2 Para Carbonatos.

En el caso del CaCO₃ se incluye calcular la fracción molar de división o cambio de CO₂ con condiciones variables de temperatura y presión, además de hallar la fugacidad del CO₂. El índice de saturación en la forma general se calcula como se indica en la Ecuación (2.23). Y cuando los valores arrojados son mayores a cero indican una condición sobresaturada, donde puede presentarse precipitación; mientras que, si el índice es menor a cero es una condición subsaturada, sin posible precipitación; y cuando es igual a cero la solución está en equilibrio.

$$I_{SOTc} = \log \left[\frac{(Ca^{+2})(HCO_3^-)^2}{P y_g^{CO_2} f_g^{CO_2}} \right] + \log \left(\frac{k_2}{k_{sp} k_1 k_{aq}^{CO_2}} \right) (T, P, Si) \quad (2.23)$$

Por un lado, las dependencias funcionales explícitas de temperatura, presión y fuerza iónica de las constantes de equilibrio (K_1, K_2, K_{sp} y $K_{aq}^{CO_2}$) se obtuvieron mediante el ajuste de curvas de mínimos cuadrados no lineales de los datos respectivos y están dadas por las Ecuaciones (2.24), (2.25), (2.26) y (2.27), mientras que la no idealidad de la fase gaseosa se consideró al incluir un coeficiente de fugacidad adimensional, $f_g^{CO_2}$, que varía con la presión y la composición de la fase gaseosa.

$$\log(K_1) = 6.39 - 1.198 \times 10^{-3} T + 7.94 \times 10^{-6} T^2 - 3.53 \times 10^{-5} P - 1.067 (Si)^{1/2} + 0.599 (Si) \quad (2.24)$$

$$\log(K_2) = 10.70 - 5.19 \times 10^{-3}T + 11.29 \times 10^{-6}T^2 - 3.57 \times 10^{-5}P - 1.332(Si)^{1/2} + 0.496(Si) \quad (2.25)$$

$$\log(K_{sp}) = 7.94 - 4.69 \times 10^{-3}T + 11.90 \times 10^{-6}T^2 - 6.60 \times 10^{-5}P - 3.68(Si)^{1/2} + 1.270(Si) \quad (2.26)$$

$$\log(K_{aq}^{CO_2}) = 2.212 + 6.51 \times 10^{-3}T + 10.19 \times 10^{-6}T^2 - 1.290 \times 10^{-5}P - 0.077(Si)^{1/2} + 0.059(Si) \quad (2.27)$$

Adicionalmente, una de las constantes de equilibrio más importante es la constante de solubilidad del $CO_2(K_{aq}^{CO_2})$, la cual también se puede denominar la constante de Ley de Henry, y está en términos de concentración/presión o solo concentración, dependiendo de sus consideraciones, ver 2.3.1.1 Ley de Henry.

Los autores realizaron un ajuste por mínimos cuadrados de la curva de los coeficientes vs la presión, los coeficientes fueron calculados a diferentes temperaturas, presiones y fracciones molares, a partir de la teoría de Curl y Pitzer (Curl & Pitzer, 1958) y una ecuación de estado de Redlich-Kwong extendida (Jacobs & Kerrick, 1981), obteniendo así la Ecuación (2.28).

$$f_g^{CO_2} = \exp \left[P \left(2.84 \times 10^{-4} - \frac{0.255}{T + 460} \right) \right] \quad (2.28)$$

Finalmente, como la $y_g^{CO_2}$ puede variar con la presión, encontraron que la variación está dada por la Ecuación (2.29), donde la fracción molar de CO_2 está medida a condiciones estándar y los caudales de agua, aceite y gas en BWPD, BOPD y MMscf respectivamente.

$$y_g^{CO_2} = y_i^{CO_2} / \left[1 + \frac{f_g^{CO_2} (5Q_w + 10Q_o) \times 10^{-5} P}{Q_g (T + 460)} \right] \quad (2.29)$$

Con lo anterior entonces se tiene el índice de saturación del $CaCO_3$ para tres casos: cuando se tiene presencia de gas (Ecuación (2.30)), cuando no hay gas porque la presión del sistema se encuentra por encima de la presión de burbuja (Ecuación (2.31)), y cuando se conoce el pH (Ecuación (2.32)), la cuál puede ser aplicada cuando hay o no presencia de gas.

$$I_{S1} = \log \left[\frac{(Ca^{+2})(HCO_3^-)^2}{P y_g^{CO_2} f_g^{CO_2}} \right] + 5.85 + 15.19 \times 10^{-3}T - 1.64 \times 10^{-6}T^2 - 5.27 \times 10^{-5}P - 3.334(Si)^{1/2} + 1.431(Si) \quad (2.30)$$

$$I_{S2} = \log \left[\frac{(Ca^{+2})(HCO_3^-)^2}{k_{aq}^{CO_2} P_{CO_2} f_g^{CO_2}} \right] + 3.63 + 8.68 \times 10^{-3}T + 8.55 \times 10^{-6}T^2 - 6.56 \times 10^{-5}P - 3.42(Si)^{1/2} + 1.373(Si) \quad (2.31)$$

$$I_{S3} = \log \left[(Ca^+) (HCO_3^-) \right] + pH - 2.76 + 9.88 \times 10^{-3}T + 0.61 \times 10^{-6}T^2 - 3.03 \times 10^{-5}P - 2.348(Si)^{1/2} + 0.770(Si) \quad (2.32)$$

Los términos $K_{aq}^{CO_2}, P_{CO_2}, f_g^{CO_2}$ de la Ecuación (2.31) es equivalente a $C_{aq}^{CO_2}$. Así mismo, este término se puede determinar con la Ecuación (2.33).

$$C_{aq}^{CO_2} = \frac{n_i^{CO_2}}{V_{aq} + 3.04 \times BOPD} \quad (2.33)$$

2.4 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

2.4.1 GENERALIDADES

El bombeo electrosumergible (BES) es una técnica de levantamiento artificial que utilizar un motor eléctrico sumergido en el crudo en el fondo del pozo, para accionar una bomba centrífuga multietapa (además de otras partes) y así, llevar el fluido hasta la superficie aprovechando la fuerza centrífuga generada por la rotación a alta velocidad. Este sistema fue inventado y desarrollado por Armais Arutunoff en el año 1910, al desarrollar el primer motor eléctrico capaz de operar sumergido en un pozo petrolero, y luego de años de desarrollo, la primera bomba electrosumergible fue instalada y operada con éxito en el 1926 en el campo El Dorado en Kansas – Estados Unidos (Takacs, 2018). Desde entonces, han venido evolucionando diferentes aspectos del equipo adaptándose a los diferentes problemas que pueden ocurrir en el pozo y a las diferentes condiciones que se pueden tener:

- Los sellos han evolucionado para prolongar la vida útil del motor y mejorar la protección.
- Se han implementado diferentes tecnologías para eliminar el gas del sistema, como el separador de gas rotatorio en los años 70.
- Se implementó el variador de velocidad en 1977, permitiendo mejorar el comportamiento de la bomba modificando la capacidad de levantamiento, y eliminando la necesidad de cambiar la unidad de BES cuando se desconoce la capacidad del pozo.
- Se desarrollaron diferentes tecnologías en el cable, disminuyendo el índice de fallas modificando su forma, entre otras.

Tabla 10 Comparación entre los sistemas de levantamiento más importantes. Adaptado de (Dunn, 2007).

	Bombeo reciprocante accionado por varillas	<i>Gas lift</i>	BES	Bombeo de cavidades progresivas (PCP)	Bombeo hidráulico	Bombeo jet	<i>Plunger lift</i>
Profundidad máxima de operación (ft)	16.000	18.000	15.000	12.000	17.000	15.000	19.000
Caudal máximo de operación (bpd)	6.000	50.000	60.000	6.000	8.000	20.000	400
Temperatura máxima de operación (°F)	550	450	400	250	550	550	550

Manejo de gas	Justa a buena	Excelente	Justa	Buena	Justa	Buena	Excelente
Manejo de corrosión	Buena a excelente	Buena a excelente	Buena	Justa	Buena	Excelente	excelente
Manejo de sólidos	Justa a buena	Buena	Justa	Excelente	Justa	Buena	Justa
Gravedad API del fluido	>8°	>15°	>10°	<40°	>8°	>8°	>15°
Aplicación en offshore	Limitado	Excelente	Excelente	Limitado	Bueno	Excelente	N/A

En la Tabla 10 se presentan algunas de las características principales del bombeo electrosumergible, junto con los demás mecanismos de levantamiento artificial. Actualmente son un mecanismo de levantamiento muy efectivo, utilizado para producir alrededor del 10% del petróleo mundial, muy versátil, con un amplio rango de capacidad de levantamiento y útil tanto en operaciones en tierra (*onshore*) como en operaciones costa afuera (*offshore*).

El sistema BES cuenta con diferentes ventajas:

- Puede manejar hasta un máximo de 60 mil barriles por día, con una eficiencia energética del 50%, relativamente alta comparada con otros métodos de levantamiento.
- Puede operar hasta un máximo de 15 mil ft de profundidad, hasta una temperatura máxima de 400 °F, excelentes para el uso en *offshore*.
- Manejo de crudos desde 10° API.
- Relativamente buen manejo de la corrosión,

Sin embargo, cuenta con algunas limitaciones:

- Presenta falencias en el manejo de gas y de sólidos
- Requiere altos voltajes para su funcionamiento.
- Presenta problemas en el manejo de crudos altamente viscosos pues requiere mayor potencia y el levantamiento se reduce.
- La relativa alta complejidad en el proceso para reparar algún fallo en el sistema de fondo.

Aunque se mencionó el caudal máximo que puede manejar este sistema de levantamiento, hay diferentes factores que condicionan dicha cantidad, como lo es la velocidad de rotación dada por el motor eléctrico, el diámetro de la bomba (condicionada por el diámetro del pozo), el diseño de las etapas de la bomba (tipo, material, tamaños), las propiedades termodinámicas del fluido producido, entre otras. También se debe tener en cuenta que la altura de levantamiento (cabeza) generada, las etapas (cada una de las partes de una bomba electrosumergible, conformada

esencialmente por un impulsor y un difusor. Ver Sección 2.4.2.1.5 Bomba) son aditivas, mientras que el volumen manejado no.

2.4.2 COMPONENTES

El bombeo electrosumergible cuenta con componentes tanto en superficie como en fondo de pozo, como se observa en la Figura 20. En primer lugar, se hablará del equipo en fondo, el cual consta principalmente de un motor eléctrico (9), un sello o protector (8), un *intake* o separador de gas (7) según sea el caso, las bombas centrífugas multietapa (6) y un cable (10). Posteriormente se hablará del equipo de superficie: transformadores (1, 4), variador de velocidad (3), caja de venteo (5) y tablero de conexiones (2) (Takacs, 2018).

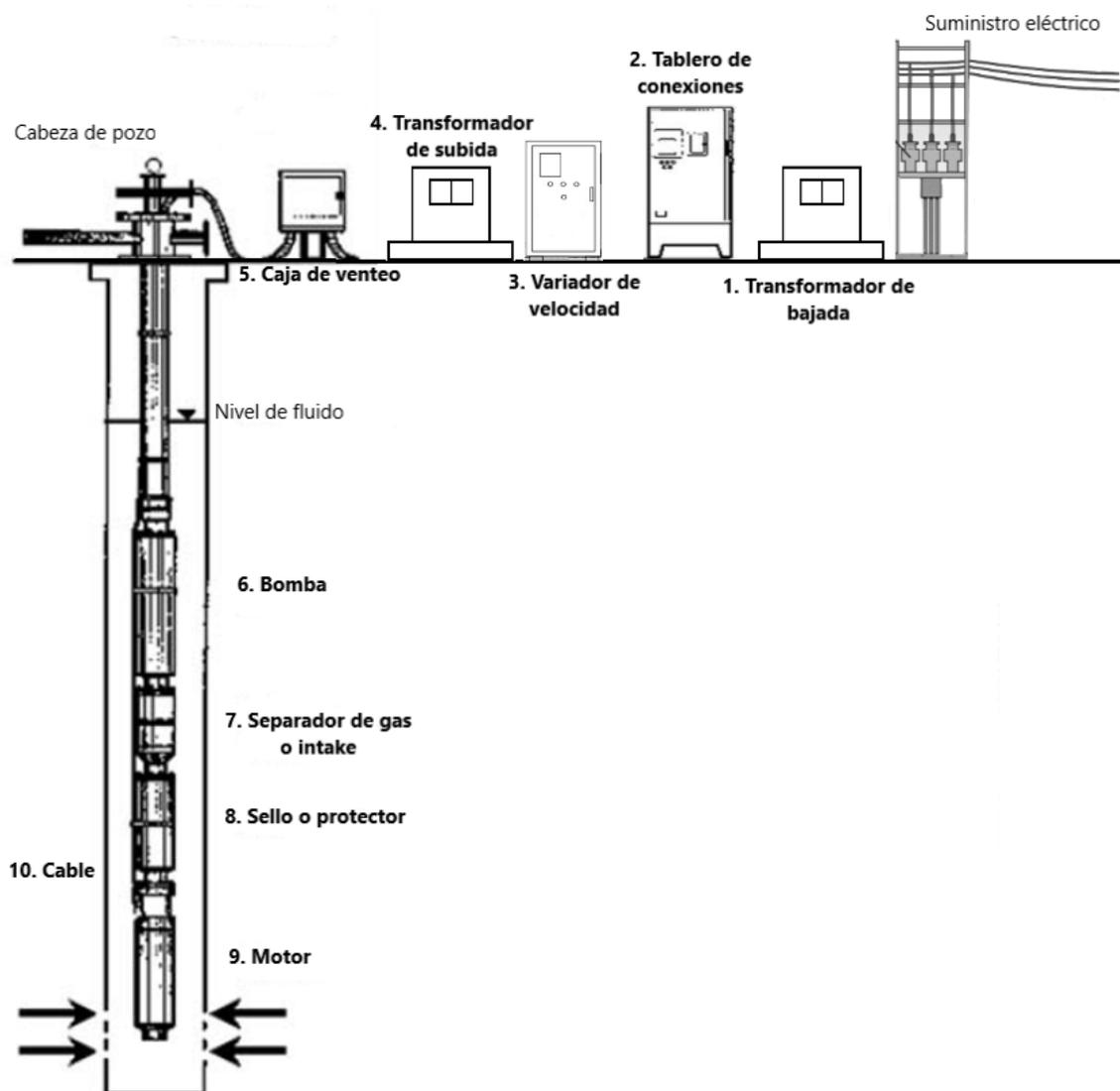


Figura 20 Esquema de los componentes principales del equipo de bombeo electrosumergible. Adaptado de (Takacs, 2018).

2.4.2.1 Equipo de Fondo.

2.4.2.1.1 Motor (Takacs, 2018).

El motor es un elemento fundamental, pues es el que se encarga de dar la potencia requerida por el sistema para su funcionamiento. En general hay dos tipos de motores: los motores de inducción y los motores de imanes permanentes. Los motores de inducción son los más comunes y los usados desde su creación; utilizan el principio de inducción electromagnética en donde se tiene la parte móvil (rotor) y la parte fija (estator), y se crea un campo electromagnético en el estator, el cual gira y esto induce al rotor a girar indefinidamente debido a la atracción y repulsión continua con los polos del estator.

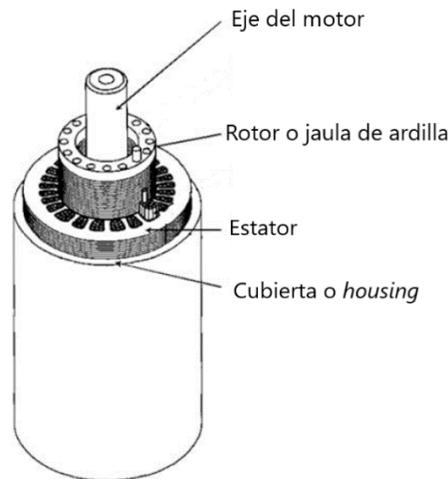


Figura 21 Motor de inducción. Adaptado de (Takacs, 2018).

El otro tipo son los motores de imanes permanentes (Figura 22), los cuales se diferencian de los motores de inducción en que su rotor, en lugar de contener una jaula de ardilla, contiene imanes permanentes (Figura 23) hechos de una aleación de neodimio, hierro y boro que crean un campo magnético constante y sin requerimientos de energía externa, disminuyendo el riesgo a fallas a excepción de desmagnetización por sobrecalentamiento, aunque dicha temperatura es muy alta (alrededor de 500 °F), así que pueden ser usados sin riesgo de falla. El estator funciona de igual manera que en el motor de inducción, generando un campo magnético giratorio con la fuente de corriente, el cual interactúa con el rotor de imanes permanentes generando la rotación.

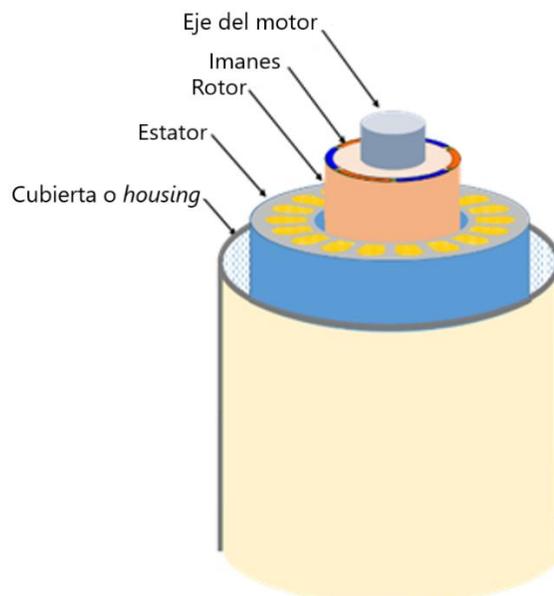


Figura 22 Motor de imán permanente. Adaptado de (Magnetic Pumping Solutions, s/f).

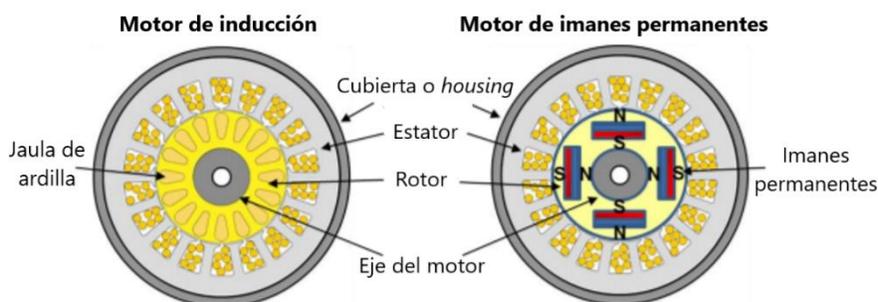


Figura 23 Estructura de un motor de inducción vs un motor de imanes permanentes. Adaptado de (Xiao & Lastra, 2018).

El funcionamiento del motor de una bomba electrosumergible requiere del llenado completo por un aceite altamente refinado, de gravedad específica entre 0.8 y 0.83. Este aceite tiene como objetivo lubricar las piezas del motor, brindarle la fuerza dieléctrica suficiente para prevenir cortos circuitos entre las partes del motor, y al ser buen conductor térmico, servir de refrigerante ayudando a eliminar del sistema el calor generado por el funcionamiento del motor.

La temperatura es un aspecto importante en el funcionamiento del motor, pues contiene partes de diferentes materiales con un límite máximo de temperatura admisible. Por ejemplo, en los materiales aislantes se usa como regla que cada 18°F de temperatura de operación disminuye su vida útil en un 50%. Para controlar esto, se utiliza el aceite en el interior del motor el cual debe estar bien seleccionado por el fabricante, y se ubica el motor debajo de los perforados del pozo para utilizar los fluidos de producción como refrigerantes al fluir alrededor de él hacia la superficie;

para este mecanismo también se tiene una regla, en donde un enfriamiento adecuado ocurre si la velocidad del flujo de fluidos del pozo es mayor a 1 ft/seg.

2.4.2.1.2 Sello (Takacs, 2018).

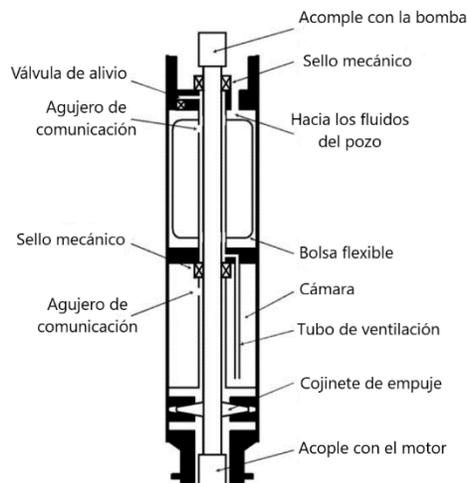


Figura 24 Sello de una bomba electrosumergible. Adaptado de (Takacs, 2018).

El motor por sí mismo no es suficiente para asegurar su limpieza y cuidado, por lo cual se hace necesario tener una unidad de sello o de protección (Figura 24) que facilite esta tarea, ubicada directamente sobre este. Sus funciones principales son proteger el motor del ingreso de fluidos de producción (los cuales contaminan el aceite dieléctrico y pueden generar cortos circuitos y quemar el motor), garantizar que no se transmitirá carga axial de las etapas de la bomba hasta el eje del motor, permitir la expansión y contracción del aceite dieléctrico del motor generada por los cambios de temperatura del pozo y por el calor generado en la operación normal del motor, equilibrar la presión interior del motor y la exterior, y brindar conexión mecánica entre el motor y la bomba para transmitir el torque generado al eje de la bomba.

2.4.2.1.3 Separador de Gas.

Las bombas centrífugas no son adecuadas para el manejo de gas libre en el fluido, debido a la gran diferencia entre la gravedad específica del líquido y del gas, por lo cual se pierde eficiencia y puede dañarse el equipo. Por esto, se hace necesario separar el gas libre del caudal de líquido que ingresa a la bomba y para eso se diseñó un separador de gas que se ubica justo antes de las etapas de la bomba centrífuga. Hay dos tipos de separadores de gas: estáticos y dinámicos (Takacs, 2018).

- Los separadores estáticos obligan al fluido a cambiar de dirección, dirigiéndolo hacia el inferior del separador, en donde el gas, al ser menos denso, continuará subiendo y no entrará al conducto por donde se dirige el líquido. Este separador es útil cuando se tienen bajos caudales de líquido y gas.
- Los separadores dinámicos utilizan energía generada por el motor para impartirla sobre el fluido y así lograr su separación. De manera general hay dos tipos de separadores dinámicos: *los separadores rotativos*, que se han usado tradicionalmente, y en donde la

fuerza centrífuga hará que el líquido se mantenga sobre la pared interior del separador; y *los separadores de vórtice*, que es una tecnología desarrollada en los últimos años, los cuales como su nombre lo indica, utilizan la acción de un vórtice para separar el gas del líquido forzando a que este último se mantenga en la región exterior por su densidad (Schlumberger, s/f-c).

Es posible reemplazar este equipo si no se hace necesario tenerlo, por un *intake*, el cual simplemente conducirá el fluido a la bomba; este maneja una eficiencia de separación entre 0 y 20% (Lackner et al., 2002).

2.4.2.1.4 Cable de potencia (Takacs, 2018).

El motor requiere de energía eléctrica para su funcionamiento, por lo cual se necesita de un medio para conducir la electricidad desde la superficie hasta el fondo del pozo, donde se ubica el motor. Para esto, se utiliza un cable trifásico (de forma plana o redonda dependiendo del espacio que se disponga en el pozo) que soporta duras condiciones, y debe cumplir algunos requerimientos especiales: debe tener un diámetro pequeño pues debe pasar por el anular a lo largo del pozo con suficiente espacio para no dañarse, debe soportar las duras condiciones que se manejan (temperatura, gases, etc.), mantener sus propiedades dieléctricas, y debe estar bien protegido contra el daño mecánico al que se expone en la operación normal de la BES.

2.4.2.1.5 Bomba.

Para el bombeo electrosumergible se utilizan bombas dinámicas multietapas, las cuales incrementan la energía cinética del fluido, y la transforman en energía de presión para llevarlo hasta la superficie. Su tamaño debe ser seleccionado de manera adecuada pues condiciona el caudal y la cabeza generada, y a su vez está condicionado por el diámetro del pozo; esto último se refleja en el número de serie de las bombas, el cual generalmente representa su diámetro exterior (por ejemplo, una bomba de serie 400 significa que tiene 4.00” de diámetro exterior).

Una etapa de la bomba es un elemento simple compuesto por un impulsor y un difusor, como se observa en la Figura 25; el primero es la parte móvil de la etapa, la parte giratoria que acelera el fluido, y el segundo es la parte fija, la cual recibe el fluido de la etapa anterior y lo direcciona hacia la siguiente a mayor presión por la acción del impulsor. Estas bombas se pueden clasificar según la dirección en que los difusores descargan en fluido: radial (Figura 26 parte izquierda), axial o mixta (Figura 26 parte derecha), aunque la axial no es utilizada en este sistema pues tiene una baja altura de elevación (Takacs, 2018).

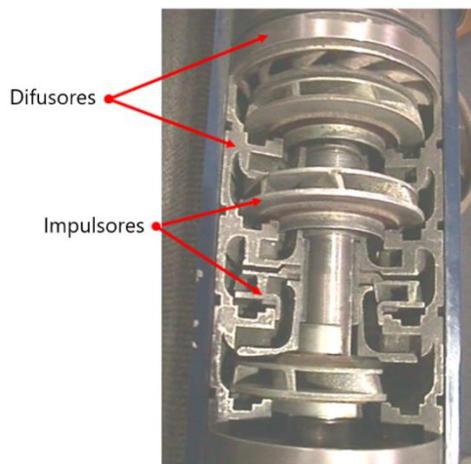


Figura 25 Partes de la etapa de una bomba electrosumergible. Adaptado de (Fetoui, s/f).

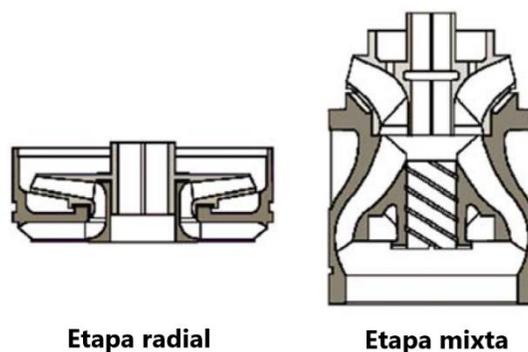


Figura 26 Etapa radial y mixta de una bomba electrosumergible. Adaptado de (Takacs, 2018).

El caudal que pueda producir la bomba depende de la velocidad de rotación, el diámetro y diseño del impulsor y las propiedades termodinámicas del fluido que se requiere producir. Según esto, se determina qué tipo de bomba se va a utilizar, pues las etapas de flujo radial generan mayor altura de levantamiento, pero por el cambio brusco de dirección, el caudal que manejan se reduce (entre 1500 y 3500 bpd); lo contrario ocurre con las etapas de flujo mixto en donde el cambio de dirección es más suave, permitiéndole manejar mayores caudales, pero desarrollando menor altura de levantamiento (Schlumberger, s/f-a).

2.4.2.2 Equipos de Superficie.

2.4.2.2.1 Tablero de Conexiones (switchboard).

La actividad del sistema de bombeo electrosumergible requiere de un centro de control en donde se pueda manejar el funcionamiento y monitorear lo que sucede con cada parte del equipo; para esto se tiene el tablero de conexiones o *switchboard* (Figura 27), el cual tiene como funciones controlar el encendido y apagado del suministro de poder al equipo electrosumergible, proteger los equipos de superficie y subsuelo de diferentes problemas (como sobrecarga del motor, número

excesivo de arranques, voltajes muy altos o muy bajos, entre otros) y monitorear los parámetros de operación más importantes (Takacs, 2018).



Figura 27 Tablero de conexiones o *Switchboard*. Tomada de (*ESP Expert*, s/f).

2.4.2.2.2 Variador de Velocidad.

Inicialmente el bombeo electrosumergible funcionaba a una velocidad constante, lo cual le hacía perder eficiencia y generar fallas en el equipo. Por esto, se desarrollaron los variadores de velocidad, los cuales pueden cambiar la frecuencia de operación del motor, esto a su vez modifica la velocidad de dicho motor y, por ende, la velocidad de la bomba cambia. Entonces, al aumentar la frecuencia, la velocidad de la bomba aumentará y de igual forma, aumenta el caudal de fluido que se puede manejar. Esto es útil para ajustar la operación de la bomba a las condiciones óptimas teniendo en cuenta costos, requerimientos de potencia y caudal, y eficiencia. En el arreglo de equipos de superficie, el variador de velocidad (Figura 28) se ubica entre el transformador de baja y el transformador de alta.



Figura 28 Variador de velocidad. Tomado de (Schlumberger, s/f-b).

2.4.2.2.3 Caja de Conexiones o Caja de Venteo.

La caja de venteo (Figura 29) es un elemento que conecta el cable que viene del fondo de pozo al tablero de conexiones o *switchboard*. Además, la caja de venteo libera gases a la atmósfera que puedan venir en el cable y así evitar el riesgo de explosión o fuego, y sirve de punto de acceso fácil para verificar eléctricamente el equipo de subsuelo. Debe estar ubicada mínimo a 15 ft de distancia de la cabeza de pozo y 2 o 3 ft sobre el suelo.



Figura 29 Caja de venteo. Tomado de (Ectricol, s/f).

2.4.2.2.4 Transformadores.

Normalmente el voltaje disponible en superficie (6000 V o más) no es el mismo que se requiere para el funcionamiento del equipo de bombeo electrosumergible, por lo cual se hace necesario el uso de transformadores (Figura 31). Generalmente se tienen dos transformadores, los cuales se ubican como se indica en la Figura 30 , donde el primero, que se conecta a la fuente de poder, baja

el voltaje para luego modificar la frecuencia en el variador de velocidad, y posteriormente otro transformador que aumenta el voltaje hasta lo requerido para el funcionamiento del equipo de subsuelo (entre 250 y 4000 V).

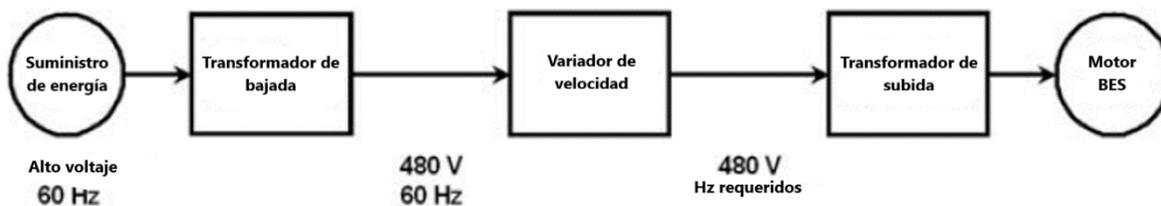


Figura 30 Esquema de organización de los transformadores y el cambio de voltaje y frecuencia desde el suministro de energía hasta el motor de la bomba. Adaptado de (Takacs, 2018).



Figura 31 Transformador. Tomado de (Eaton, s/f).

2.4.3 DISEÑO CONVENCIONAL DE UNA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

Como se vio en las partes de la bomba, su funcionamiento depende de diferentes variables, las cuales deben conocerse y tenerse en cuenta para seleccionar el mejor material/marca/tipo/rangos de operación/tamaños de cada una de las partes del sistema. A continuación, se presenta una lista de los datos requeridos (Takacs, 2018):

- 1 Datos físicos del pozo
 - a) Tamaños del revestimiento y *liner*, pesos y profundidades de asentamiento.
 - b) Tamaño de la tubería de producción, tipo, peso y rosca.
 - c) Profundidad total del pozo.
 - d) Profundidad de los perforados o el intervalo de hueco abierto.
 - e) Datos de desviación de pozo.
- 2 Datos de operación del pozo.

- a) Presión de cabeza de la tubería de producción al caudal deseado.
 - b) Presión de cabeza del revestimiento.
 - c) Caudal de producción de líquido deseado.
 - d) Presión estática de fondo de pozo o nivel estático de líquido.
 - e) Presión de fondo fluyendo o nivel dinámico de líquido.
 - f) Datos de productividad (IP o caudal máximo para el modelo de Vogel).
 - g) GOR, WOR.
 - h) Temperatura de fondo de pozo al caudal de líquido deseado.
- 3 Propiedades del fluido.
- a) API o gravedad específica del crudo.
 - b) Gravedad específica del agua y del gas.
 - c) Densidad máxima del fluido para matar el pozo
 - d) Presión de burbuja.
 - e) Viscosidad del crudo.
 - f) Datos PVT del fluido de producción.
- 4 Parámetros de suministro de poder en superficie.
- a) Voltaje primario disponible en el lugar del pozo.
 - b) Frecuencia del suministro de poder.
 - c) Capacidad disponible de suministro de poder.
- 5 Condiciones de operación inusuales.
- a) Producción de abrasivos, en especial arena.
 - b) Depositación de parafinas.
 - c) Formación de emulsiones.
 - d) Tipo y severidad de la corrosión.
 - e) Temperaturas de pozo extremadamente altas.

Se supone que el pozo sólo produce líquido, sólo crudo, sólo agua o ambas, que la cantidad libre de gas es baja hasta el punto de necesitar sólo un separador estático, la viscosidad del fluido es baja, y la unidad electrosumergible es alimentada con corriente alterna a una frecuencia constante.

2.4.3.1 Cálculo de la Presión de Entrada a la Bomba (PIP).

En primer lugar, se deben realizar cálculos para determinar el comportamiento del flujo en la bomba electrosumergible. Para esto se requiere del resultado de una prueba de pozo reciente, de donde se obtiene el índice de productividad (IP) o el caudal máximo (q_{max}) para determinarlo con Vogel. Luego se aplica la Ecuación (2.34) para calcular la presión de fondo fluyendo ($FBHP$) y con este se utiliza la Ecuación (2.35) para calcular la presión de entrada a la bomba (PIP).

$$FBHP = SBHP - \frac{Q}{IP} \quad (2.34)$$

$$PIP = FBHP - (L_{perf} - L_{set}) \cdot grad_l \quad (2.35)$$

2.4.3.2 Cálculo de Propiedades a la Presión de Entrada a la Bomba.

Conociendo la presión a la cual los fluidos entrarán a la bomba electrosumergible (PIP), se puede determinar la existencia de gas libre comparando el gas en solución (R_s) y la relación gas/aceite (GOR).

$$R_s = \gamma_g \cdot \left(\frac{PIP}{18 \cdot 10^{(0.000917 - 0.0125 API)}} \right)^{1.205} \quad (2.36)$$

También se debe calcular el caudal de fluido a bombear (Q'_l) utilizando la Ecuación (2.37), en donde el factor volumétrico del agua (B_w) usualmente es 1, y el factor volumétrico del crudo (B_o) se calcula con la correlación de Standing.

$$Q'_l = Q_o B_o + Q_w B_w \quad (2.37)$$

Para condiciones de gas se realiza de manera diferente (ver 2.4.4.2 Cálculo del caudal de gas libre). Puede ser útil calcular el caudal de flujo máximo posible del pozo para tener en cuenta posibles escenarios que puedan presentarse.

2.4.3.3 Cabeza Dinámica Total (TDH).

El siguiente paso es realizar los cálculos para determinar la cabeza dinámica total (TDH) que debe ser superada por la bomba, como se indica en la Ecuación (2.38).

Este valor es la suma entre la presión en cabeza de pozo al caudal de producción deseado, la presión hidrostática neta actuando sobre la bomba y la caída de presión por fricción (ΔH_{fr}) que ocurre en la tubería. El término de la presión hidrostática neta actuando sobre la bomba es equivalente a la profundidad total verdadera del nivel dinámico de líquido (L_{dyn}), que se calcula a partir de la PIP , CHP y el gradiente.

$$TDH = \frac{2.31}{\gamma_l} \cdot WHP + L_{dyn} + \Delta H_{fr} \quad (2.38)$$

2.4.3.4 Selección de la Bomba.

Para seleccionar la bomba que se va a utilizar se debe escoger la serie de la bomba (OD), el tipo, el número de etapas y finalmente verificar la resistencia mecánica de la bomba seleccionada.

Con los datos físicos del pozo, normalmente se busca seleccionar la bomba con el mayor diámetro exterior (serie) que pueda usarse en el pozo, pues a medida que aumenta el diámetro de la bomba, la eficiencia aumenta y el requerimiento de poder disminuye.

Como se mencionó previamente, las bombas son de diferentes tipos, variando en la forma, número, altura, peso, longitud y ángulo de las paletas (partes del impulsor de cada etapa de la bomba que impulsan el fluido). Todo esto se selecciona según el caudal de líquido requerido para que maneje la bomba, comparándolo con los rangos de capacidades de líquido recomendadas para cada tipo de bomba. Una buena selección va a ofrecer una alta eficiencia, una expectativa de vida larga, y esto se puede mejorar comparando al detalle las bombas que sean adecuadas, según la potencia que requieran, la cabeza que generen, etc.

De la bomba seleccionada se va a requerir las curvas de comportamiento hechas por el fabricante, en donde se plasma la cabeza desarrollada, la eficiencia y la potencia requerida, en función del caudal de bombeo. Esta información permite saber cuántas etapas de la bomba se requieren para alcanzar la cabeza dinámica total (*TDH*); si la frecuencia de operación de la bomba es igual a la frecuencia base de las curvas de comportamiento, se utiliza la Ecuación (2.39), y si son diferentes se utiliza la Ecuación (2.40). Según el resultado se selecciona el *housing* o cubierta del catálogo ofrecido por el fabricante, utilizando etapas *dummy* o falsas si el número de etapas del *housing* es mayor del que se requiere realmente.

$$\#etapas = \frac{TDH}{cabeza / etapa} \quad (2.39)$$

$$\#etapas = \frac{TDH}{cabeza / etapa_{base}} \cdot \left(\frac{f_{base}}{f} \right)^2 \quad (2.40)$$

Luego, se calcula el poder total requerido para accionar la bomba multietapas (BHP_{pump}) a cualquier frecuencia utilizando la Ecuación (2.41).

$$BHP_{pump} = \frac{BHP}{etapa} \cdot \#etapas \cdot \gamma_l \cdot \left(\frac{f}{f_{base}} \right)^3 \quad (2.41)$$

El último paso para tener definida la bomba es verificar que la carga en el eje y *housing* de la bomba no excedan la resistencia mecánica estipulada por el fabricante.

Para la resistencia mecánica del *housing*, los fabricantes dan la presión de ruptura y esta se debe comparar con la presión interna máxima (P_{max}) que ocurre cuando la bomba genera la cabeza máxima (obtenida de las curvas de comportamiento dadas por el fabricante) a determinada frecuencia, calculada con la Ecuación (2.42).

$$P_{\max} = \left(\frac{\text{cabeza}}{\text{etapa}} \right)_{\max} \cdot (\# \text{ etapas}) \cdot (\text{grad}_1) \cdot \left(\frac{f}{f_{\text{base}}} \right)^2 \quad (2.42)$$

2.4.3.5 Selección del Sello.

Se estableció que el sello de la bomba es una parte sencilla pero extremadamente importante en una bomba electrosumergible; por esto, su selección es igual de importante y se debe tener en cuenta que absorba la carga axial generada por la bomba (F_{TB}), y esto se calcula considerando si se trata de una bomba con impulsor flotante o con impulsor fijo; y corrigiendo el resultado a la frecuencia con la que se va a operar la bomba.

Además, se debe elegir un tamaño o serie que sea compatible con el motor y bomba ya seleccionadas, y que tenga un eje capaz de transferir la potencia requerida (BHP_{shaft}), para lo cual se corrige la potencia del eje permitida (especificado por el fabricante) a la frecuencia de operación con la Ecuación (2.43) y este valor debe ser superior que el calculado con la Ecuación (2.41).

$$BHP_{\text{shaft}} = BHP_{\text{base}} \cdot \left(\frac{f}{f_{\text{base}}} \right) \quad (2.43)$$

2.4.3.6 Selección del Motor.

El motor se determina seleccionando su diámetro exterior, potencia y combinación de voltaje y amperaje adecuados. Previamente se habló del diámetro del motor, el cuál preferiblemente se utiliza el máximo valor posible pues son más económicos. Sin embargo, este diámetro debe asegurar una velocidad de flujo mínima de 1ft/seg para un enfriamiento apropiado, y una velocidad máxima de 12 ft/seg para fluidos libres de abrasivos o en caso contrario, de 7ft/seg, para evitar la erosión del *housing*; para determinar dicha velocidad alrededor del motor (v_l) se utiliza la Ecuación (2.44).

$$v_l = 0.0119 \frac{q'_l}{ID_c^2 - OD_m^2} \quad (2.44)$$

En cuanto a la potencia, el motor debe ser capaz de cumplir con los requerimientos de potencia de la bomba, del sello y del separador de gas si es el caso, por lo cual esta debe estar a penas por encima de la suma total de las potencias mencionadas. Para comprobar esto, la potencia dada por el fabricante del motor se corrige a la frecuencia de operación con la Ecuación (2.45) y se procede a compararla con la potencia requerida.

$$HP_{\text{motor}} = HP_{\text{base}} \left(\frac{f}{f_{\text{base}}} \right) \quad (2.45)$$

Para el voltaje, se debe tener en cuenta la profundidad a la que va a operar el motor, pues a mayor profundidad, mayor longitud de cable y, por lo tanto, mayores pérdidas de voltaje, entonces sería más óptimo usar motores con voltajes bajos en donde se pueda garantizar que a pesar de las pérdidas en el cable, se va a contar con el voltaje requerido a la frecuencia de operación del motor

(calculado con la Ecuación (2.46)); sin embargo, a menor voltaje, mayor es el requerimiento de corriente del motor, el cual se calcula con la Ecuación (2.47), y esta dependencia entre voltaje y corriente le permite al diseñador optimizar la selección para maximizar la economía del levantamiento.

$$U_{np} = U_{base} \left(\frac{f}{f_{base}} \right) \quad (2.46)$$

$$I = I_{np} \frac{BHP_{sistema}}{HP_{np}} \quad (2.47)$$

2.4.3.7 Selección del Cable.

Aunque parezca simple, el cable es un elemento importante y uno de los elementos más costosos del sistema, por lo cual una correcta selección va a influir económicamente de forma importante. Hay tres aspectos para tener en cuenta: su longitud pues debe ser capaz de llegar desde superficie hasta el fondo del motor, agregando 100 ft para una conexión segura; el tipo de cable, pues se tienen diferentes materiales, diferentes cubiertas, etc., que dependen de las condiciones del pozo y de las propiedades del fluido; y el tercer aspecto es el tamaño del cable, pues debe asegurarse que encaje en el espacio anular disponible a lo largo del pozo y que la caída de voltaje a lo largo de este no afecte la alimentación de energía requerida por el motor.

Se tienen dos reglas generales para seleccionar el cable: la caída de voltaje debe ser menor de 30 voltios por cada 1000 ft de longitud de cable, y la caída de voltaje total debe ser menor al 5% del voltaje requerido por el motor según el fabricante. Para calcular esto, se debe primero determinar la resistencia del cable (R_T) a temperatura de fondo de pozo, y a partir de este valor se puede determinar las pérdidas de potencia a lo largo del cable (ΔP_c). Esto se puede traducir en dinero pues se considera el costo mensual por dichas pérdidas de potencia (C_{cl}).

Se debe verificar que el voltaje sea suficiente para arrancar el motor, pues en esta operación se requieren 5 veces más de corriente instantánea y por esto, las caídas de voltaje son altas. Esto se puede estimar rápidamente a partir de la relación entre el voltaje del motor en el arranque y el voltaje estipulado por el fabricante (U_{start}/U_{np}), como se indica en la Ecuación (2.48), y en donde se establece que el tamaño del cable es adecuado si la relación es mayor a 0.5.

$$\frac{U_{start}}{U_{np}} = \frac{U_{np} - 4I \cdot R_T}{U_{np}} \quad (2.48)$$

2.4.3.8 Selección de la Caja de Conexiones y del Transformador.

Conociendo el voltaje requerido en fondo de pozo y las pérdidas de voltaje en el cable, se debe calcular el voltaje requerido en superficie (U_{surf}) con la Ecuación (2.49); este voltaje condiciona la selección de la caja de conexiones (*switchboard*), la cual debe manejar un voltaje superior al voltaje en superficie. También se requiere la potencia requerida en superficie (P_{surf}) para seleccionar el transformador adecuado (de subida o de bajada) que maneje la misma potencia, calculada con la Ecuación (2.50).

$$U_{surf} = U_{np} + 1.732R_f \cdot I \quad (2.49)$$

$$P_{surf} = 0.001732U_{surf} \cdot I \quad (2.50)$$

2.4.4 DISEÑO DE UNA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS CON GAS

En el caso estudiado, el gas juega un papel fundamental y por esto, en pozos con gas, el cálculo de algunos parámetros tratados previamente varía (Takacs, 2018).

2.4.4.1 Cálculo de la Presión de Entrada a la Bomba (PIP).

En primer lugar, no se puede calcular la presión de entrada a la bomba a partir del flujo de una fase si la *FBHP* está por debajo de la presión de burbuja, pues se tendría gas libre. Por esto, Baker Hughes (Baker Hughes Centrilift, s/f) propone calcular la *PIP* con la Ecuación (2.51), en donde la gravedad específica (*SG*) es la suma de las gravedades específicas de cada fase multiplicadas por su porcentaje con respecto al flujo total.

$$PIP = FBHP - \frac{(L_{perf} - L_{set}) \cdot SG}{2.31 \text{ ft/psi}} \quad (2.51)$$

2.4.4.2 Cálculo del Caudal de Gas Libre, Eficiencia de Separación Natural y Caudal de Gas que Entra a la Bomba.

Lo siguiente es calcular el caudal volumétrico de gas libre *in-situ* (Q'_g) a partir de la Ecuación (2.52).

$$Q'_g = Q_o \cdot (GOR - R_s) \cdot B_g \quad (2.52)$$

Ahora se debe determinar cuánto de ese caudal de gas libre va a ingresar a la bomba, pues el anular actúa como separador natural. Para esto se debe calcular la eficiencia de separación natural de gas (η_n) mediante el modelo de Alhanati (Alhanati, 1993), el cual requiere calcular la velocidad superficial del líquido (v_{sl}), la velocidad terminal de ascenso de burbuja (v_b), y la densidad del gas y del líquido respectivamente.

Con la eficiencia de separación natural del gas calculada, se puede determinar el caudal de gas que ingresa realmente a la bomba (Q'_{ing}), asumiendo que no se tiene un separador de gas; esto se hace con la Ecuación (2.53). Para el caudal de líquido que ingresa a la bomba (Q'_l) se utiliza la Ecuación (2.54) y la suma de los dos caudales calculados dan como resultado el caudal total en la entrada a la bomba (Q'_{fluid}).

$$Q'_{ing} = \frac{Q'_g}{5.61} \cdot \left(1 - \frac{\eta_n}{100}\right) \quad (2.53)$$

$$Q'_l = Q_o (B_o + B_w \cdot WOR) \quad (2.54)$$

Para determinar si la operación de la bomba es estable con los caudales de gas libre obtenidos, se calcula la función de Turpin (Turpin et al., 1986) con la Ecuación (2.55). Si el valor obtenido es menor a 1, se puede esperar una operación estable de la bomba, lo contrario si el valor obtenido es

mayor de 1, en donde habrá interferencia de gas y deterioro de la bomba y, por lo tanto, se hace necesario el uso de un separador de gas dinámico.

$$\Phi = \frac{2000 \frac{Q'_{ing}}{Q'_l}}{3 \cdot PIP} \quad (2.55)$$

En caso de que sea necesario un separador, el fabricante publica la eficiencia de separación del equipo (η_{sep}), por lo cual aún con el separador va a ingresar parte del gas a la bomba. Por lo tanto, debe corregirse el caudal de gas libre que ingresa a la bomba calculado con la Ecuación (2.53), utilizando la Ecuación (2.56) y nuevamente hacer el cálculo del caudal total de fluido que ingresa a la bomba (Q'_{fluid}) y de la función de Turpin para verificar que sea suficiente para tener una operación estable de la bomba o sea necesario agregar equipos especiales para manejo de gas.

$$Q'_{ing} = \frac{Q'_g}{5.61} \cdot \left(1 - \frac{\eta_n}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{\eta_{sep}}{100}\right) \quad (2.56)$$

2.4.4.3 Cabeza Dinámica Total (TDH).

Para calcular la cabeza dinámica total (TDH), es necesario ahora calcular la caída de presión vertical en la tubería del pozo (Δp_{pump}), la cual representa la diferencia entre la presión de descarga necesaria de la bomba (P_d) y la presión de entrada a la bomba (PIP). La caída de presión vertical en la tubería del pozo (Δp_{pump}) se calcula mediante programas de computador los cuales ofrecen diferentes modelos, y para los cuales se requiere del cálculo de la relación gas/líquido de producción (GLR) como se observa en la Ecuación (2.57). Con esto, se calcula la cabeza dinámica total (TDH) como se indica en la Ecuación (2.58) teniendo en cuenta que un resultado aproximado depende del cálculo de la densidad del fluido.

$$GLR = \frac{\frac{5.61Q'_{ing}}{B_g} + R_s Q_o}{Q_l} \quad (2.57)$$

$$TDH = \frac{144 \cdot \Delta p_{pump}}{\rho_l} = \frac{144 \cdot (P_d - PIP)}{\rho_l} \quad (2.58)$$

El resto de procedimiento de cálculos para el dimensionamiento del sistema es igual al convencional, teniendo en cuenta que ahora el requerimiento de potencia del sistema no sólo depende del requerimiento de potencia del motor, sino también del separador de gas, como se indica en la Ecuación (2.59).

$$BHP_{sistema} = BHP_{pump} + BHP_{sep} \quad (2.59)$$

3. DESARROLLO METODOLÓGICO

El estudio se desarrolla desde un frente investigativo y matemático, aplicando modelos de simulación, teniendo en cuenta un esquema planteado al inicio del trabajo que permite una ejecución consecuente del mismo, además de ayudar a la comprensión de lo que realmente ocurre en el proceso, para determinar claramente la relación causa-efecto entre las variables.

3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

En la primera fase se realiza una revisión completa de la literatura básica y avanzada en cuanto a documentos, publicaciones periódicas, normas y trabajos anteriores relacionados con el fenómeno que ocurre en la entrada de la bomba electrosumergible en presencia de CO₂; se investiga sobre los diferentes modelos que describen la predicción de incrustaciones, seleccionando los mejores modelos en función del empleo que se va a realizar. A su vez, se estudia el manejo del paquete comercial de Excel, Visual Basic y del paquete académico CMG.

Simultáneamente se realiza la búsqueda de datos de campo y experimentales para la validación de las simulaciones a realizar, como: información de PVT, datos de producción, estado mecánico del pozo, cromatografía de gases y también análisis fisicoquímico del agua de producción, en donde se puede encontrar la concentración de diferentes iones y pH.

3.2 PROGRAMACIÓN DE LOS MODELOS PREDICTIVOS DE LAS INCRUSTACIONES

A partir de la revisión bibliográfica se recopilan los modelos de predicción de incrustaciones, y se selecciona uno en función del propósito y de las variables de entrada, puesto que lo más importante para el caso es que se tenga en cuenta la cantidad o concentración de CO₂.

Una vez definido este modelo, se inicia con la ejecución de la metodología planteada para analizar y simular las condiciones, que pueden contribuir a la formación de incrustaciones por presencia de CO₂ en la tubería de un pozo productor con sistema de levantamiento BES. Considerando que lo anterior se realiza de la siguiente manera:

3.2.1 PROGRAMA WINPROP© DE CMG

Esta etapa consiste, primero en un estudio descriptivo en el cual se identifica las condiciones actuales del pozo de producción y del yacimiento, obteniendo la información de entrada para la caracterización, tales como: datos de producción y datos de análisis PVT.

Luego, para observar y corregir el impacto que tiene la presión y la salinidad en el modelo predictivo, es necesario calcular el parámetro de solubilidad de Henry, que es la constante de solubilidad del CO₂, $K_{aq}^{CO_2}$, necesario para hallar el índice de saturación. Para este cálculo, se parte de los datos de composición molar del yacimiento (crudo, agua y CO₂), y se realiza un cálculo Flash que determine la cantidad de CO₂ presente en la fase acuosa a diferentes presiones y salinidades. Para finalmente, con estos datos de composición de CO₂ en la fase

acuosa se realiza a una regresión a la presión y temperatura deseada, obteniendo la constante de Henry en estas condiciones.

3.2.2 PROGRAMA DESARROLLADO EN VISUAL BASIC

Para esta sección se requiere adicionalmente el estado mecánico con las profundidades de los perforados, presión, temperatura, la profundidad del *intake* o entrada del sistema de levantamiento artificial, datos de producción y análisis fisicoquímico del agua.

Con toda la información requerida lista, se realiza el cálculo de la presión desde los perforados hasta la entrada de la bomba del equipo BES a partir del concepto de columna hidrostática, realizando esto a diferentes presiones y salinidades para después aplicar el modelo de Oddo-Tomson para determinar el índice de saturación, y así establecer si existe la posibilidad de que se precipiten carbonatos bajo estas condiciones.

3.3 ESTUDIO DE SENSIBILIDAD Y ANÁLISIS DE CONDICIONES CRÍTICAS

Una vez desarrollado el índice de saturación, se realiza un estudio de sensibilidad con la finalidad de predecir los diferentes escenarios críticos que pueden contribuir a la formación de incrustaciones, y así ayudar a comprender las limitaciones y los alcances del modelo.

Este estudio de sensibilidad también permite determinar cómo los diferentes valores de una variable independiente, como salinidad, CO₂, presión y concentración de los iones calcio y bicarbonato pueden afectar a una variable dependiente, como lo es el índice de saturación, considerando la cantidad de CO₂ en la fase acuosa como variable más importante. Finalmente, la información obtenida y los resultados finales se representan en tablas y graficas.

4. EJEMPLO DE APLICACIÓN

Considerando que se va a realizar un análisis de sensibilidad con diferentes valores de las variables que pueden afectar el índice de saturación, se presenta la aplicación de la metodología propuesta para un pozo hipotético llamado USCO-X con las siguientes condiciones generales:

Tabla 11 Condiciones del pozo USCO-X

Temperatura (°F)	234
Presión del yacimiento (psi)	2700
Proporción de CO ₂ (%)	25
Fracción de CO ₂ (mol)	12,5
Caudal Salmuera (BWPD)	500
Caudal Aceite (BOPD)	500
Caudal Gas (MMscf)	203.79
Salinidad (%)	1

Adicionalmente, este ejemplo de aplicación se realiza para un crudo de composición conocida (Tabla 12), y con el análisis fisicoquímico del agua de formación (Tabla 14). Sin embargo, para el estudio de sensibilidad se van a variar distintas variables de manera controlada, por lo tanto, no se tienen los mismos parámetros de entrada que en este ejemplo de aplicación. Cambia: la proporción de CO₂ en el crudo y por tanto la composición de este (ver Anexo B COMPOSICIÓN NORMALIZADA DEL CRUDO); las presiones, la salinidad y los iones Ca⁺² y HCO₃⁻ (ver Anexo C TABLAS DE RESULTADOS).

4.1 PROGRAMA WINPROP© DE CMG

Es necesario mencionar que este programa permite determinar y ajustar el parámetro de Henry, llamado también constante de solubilidad del CO₂, $K_{aq}^{CO_2}$, que es uno de los parámetros más importantes que considera el índice de saturación de Oddo-Tomson.

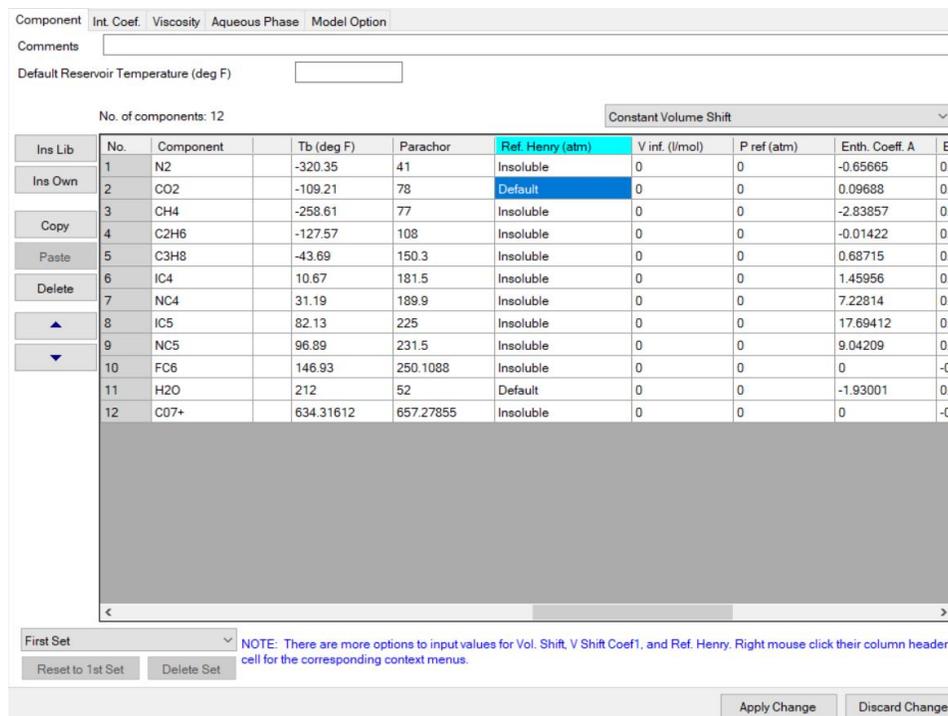
Para llegar a esto, en primer lugar, se debe establecer los componentes presentes de la Tabla 12 en el programa en el módulo de selección de componentes.

Tabla 12 Composición del crudo del pozo USCO-X

Componentes	Mol %
Nitrógeno	0.937
Dióxido de Carbono	25
Metano	11.836
Etano	2.862
Propano	4.435

Isobutano	1.128
Normal Butano	3.136
Isopentano	1.654
Normal Pentano	1.810
Hexano	2.611
C7+	44.586

Como se mencionó, el objetivo es modelar la solubilidad del CO₂ en la fase acuosa, por lo cual se debe modificar la solubilidad en la fase acuosa de los demás componentes. Para esto, en el mismo modulo se busca la columna de la constante de Henry, se establece como sin solubilidad acuosa y se cambia el valor de Insoluble a 0.0 (default) para el CO₂ y el H₂O, quedando como se observa en la Figura 32.



Component	Int. Coef.	Viscosity	Aqueous Phase	Model Option					
Comments									
Default Reservoir Temperature (deg F)									
No. of components: 12									
Constant Volume Shift									
Ins Lib	No.	Component	Tb (deg F)	Parachor	Ref. Henry (atm)	V inf. (l/mol)	P ref (atm)	Enth. Coeff. A	E
Ins Own	1	N2	-320.35	41	Insoluble	0	0	-0.65665	0.1
	2	CO2	-109.21	78	Default	0	0	0.09688	0.1
	3	CH4	-258.61	77	Insoluble	0	0	-2.83857	0.1
Copy	4	C2H6	-127.57	108	Insoluble	0	0	-0.01422	0.1
Paste	5	C3H8	-43.69	150.3	Insoluble	0	0	0.68715	0.1
Delete	6	IC4	10.67	181.5	Insoluble	0	0	1.45956	0.1
	7	NC4	31.19	189.9	Insoluble	0	0	7.22814	0.1
	8	IC5	82.13	225	Insoluble	0	0	17.69412	0.1
	9	NC5	96.89	231.5	Insoluble	0	0	9.04209	0.1
	10	FC6	146.93	250.1088	Insoluble	0	0	0	-0.1
	11	H2O	212	52	Default	0	0	-1.93001	0.1
	12	C07+	634.31612	657.27855	Insoluble	0	0	0	-0.1

NOTE: There are more options to input values for Vol. Shift, V Shift Coef1, and Ref. Henry. Right mouse click their column header cell for the corresponding context menus.

Buttons: First Set, Reset to 1st Set, Delete Set, Apply Change, Discard Change

Figura 32 Cambio en la solubilidad para cada componente “Ref. Henry (atm)”

El siguiente paso es especificar la salinidad de la salmuera; esto se modifica en la pestaña de fase acuosa del mismo módulo, en donde se seleccionan las unidades de la salinidad en términos de concentración de NaCl. Además, se selecciona la correlación para la constante de la ley de Henry, la cual por defecto es calculada para agua pura y se modifica mediante la salinidad ingresada.

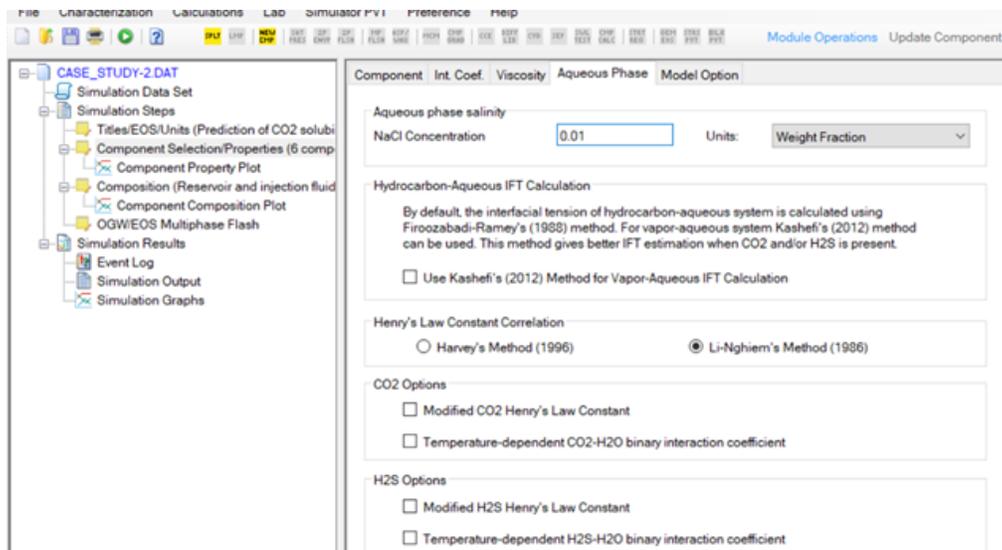


Figura 33 Ingresar la salinidad de la salmuera en CMG

Para ingresar la composición de los fluidos del yacimiento en el programa, es necesario contemplar que en este caso el CO_2 NO se considera fluido de inyección, sino como parte de los fluidos del yacimiento. Para esta consideración, se establece que la proporción de agua será constante teniendo en cuenta el caudal de producción de agua, y la proporción de crudo será dividida entre la composición del crudo y la cantidad de CO_2 presente. En este primer caso la proporción de agua es de 50%, y del 50% de la proporción del crudo va a estar dividido en 75% crudo y 25% de CO_2 , como se observa en la Tabla 12.

Con lo anterior en mente, se ingresa la composición de la Tabla 12 en el módulo correspondiente, para después normalizarla. Finalmente, la composición queda como se observa en la Figura 34 para el ejemplo de aplicación, con 25% de CO_2 .

Para las demás condiciones de CO_2 establecidas para el análisis de sensibilidad, se tienen las composiciones mostradas en el Anexo B COMPOSICIÓN NORMALIZADA DEL CRUDO.

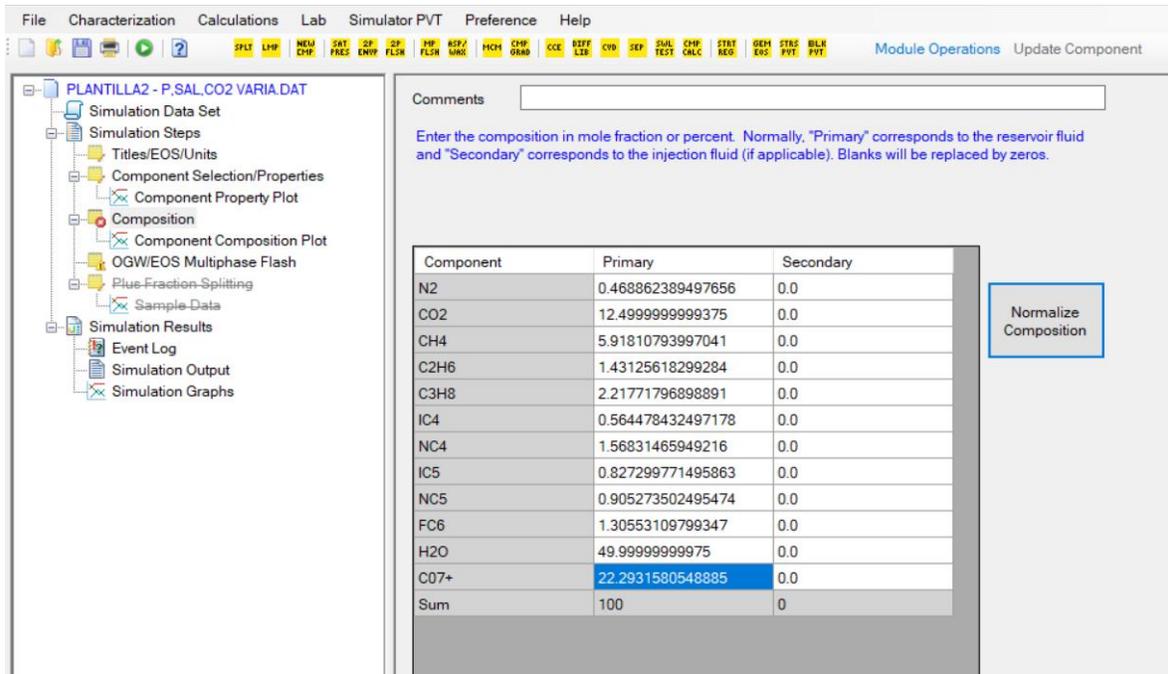


Figura 34 Composición normalizada del pozo USCO-X con CMG

Posteriormente se realiza un cálculo *flash* para generar valores de solubilidad del CO₂ en la salmuera, y ser utilizados luego como datos pseudo-experimentales.

Para este proceso se requiere de la temperatura del yacimiento (234°F), y se selecciona el rango de presiones en los cuales se realizarán los *flashes*, siendo para este caso de 500 psia a 4500 psia, en intervalos de 1000 psia.

Además, se debe especificar la fracción molar primaria, la cual en este caso es 1, representando así que el 100% molar corresponde al flujo de aceite, agua y CO₂ de yacimiento combinados. Por último, se debe establecer el tipo de flash como *OGW* (oil-gas-water). El cálculo *flash* queda como se indica en la Figura 35 y el paso a seguir es guardar el archivo y correr el programa.

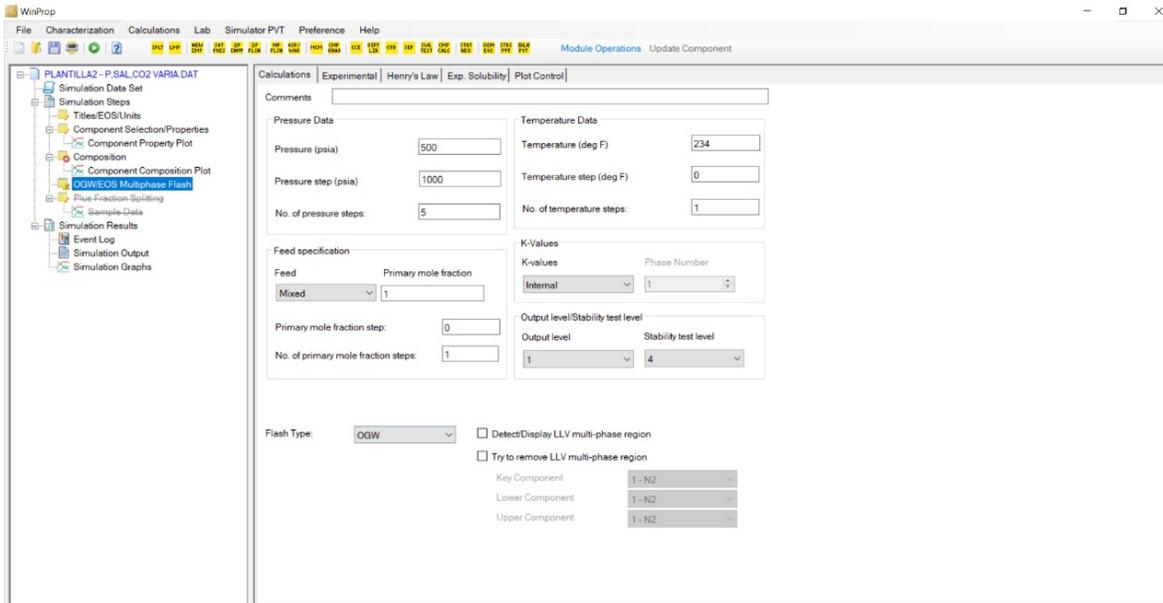


Figura 35 Cálculo *flash* realizado en “OGW/EOS Multiphase Flash”

En el módulo de salida de simulación se encuentran los resultados de la ejecución del programa; el punto de interés son los resultados del cálculo *flash*, el cual tendrá una sección similar a la Figura 36 para cada uno de los 5 intervalos de presión ingresados. La fase acuosa, la cual es la fase de interés se denomina *Phase01*, y de ahí se obtiene el porcentaje molar del CO₂ para cada presión de cálculo, pues estos serán los datos pseudo-experimentales utilizados para la regresión. En nuestro caso, para 500 psia se obtuvo 0.86354%. Los resultados de las demás presiones se encuentran en la Tabla 13.

```

*****
*
*           WINPROP  2015.10
*           2015-May-22  09:59:51
* Computer Modelling Group Ltd., Calgary, Canada
*           1
*****
Multiphase flash calculation
3-Phase General Flash with Water

Equilibrium Properties at 500.000 psia and 234.000 deg F
Peng-Robinson Equations of State

      mole percent
-----
component  Feed  Phase01  Phase02  Phase03
N2          0.46886  0.00000  0.10353  2.24557
CO2         12.50000  0.86354  7.92360  49.32682
CH4          5.91811  0.00000  2.54075  26.34697
C2H6         1.43126  0.00000  1.39797  5.10364
C3H8         2.21772  0.00000  3.47418  5.79083
IC4          0.56448  0.00000  1.13273  1.07181
NC4          1.56831  0.00000  3.38283  2.59631
IC5          0.82730  0.00000  2.07804  0.89440
NC5          0.90527  0.00000  2.34378  0.86558
FC6          1.30553  0.00000  3.70208  0.72707
H2O          50.00000  99.13646  1.04063  5.01986
CO7+        22.29316  0.00000  70.87987  0.01113

component  ln (fug, atm)      K-values w.r.t. phase 2 (Note 1)
-----
Phase01      Phase03/01      Phase03
N2            -2.22891E-01      7.07193E-18      3.06697E+18      2.16894E+01
CO2           2.74337E+00      1.08983E-01      5.71216E+01      6.22530E+00
CH4           2.18402E+00      3.20809E-18      3.23237E+18      1.03698E+01
C2H6          4.39685E-01      1.04858E-18      3.48160E+18      3.65074E+00
C3H8          4.81296E-01      4.30777E-19      3.86934E+18      1.66682E+00
IC4           -1.27607E+00      2.23161E-19      4.24005E+18      9.46215E-01
NC4           -4.09596E-01      1.77730E-19      4.31833E+18      7.67497E-01
IC5           -1.54435E+00      9.11300E-20      4.72300E+18      4.30407E-01
NC5           -1.59269E+00      7.67800E-20      4.80998E+18      3.69310E-01
FC6           -1.83106E+00      3.78104E-20      5.19417E+18      1.96394E-01
H2O           4.07818E-01      1.04970E-02      5.06359E-02      4.82385E+00
CO7+         -6.79784E+00      1.09446E-23      1.43486E+19      1.57040E-04

      aqueous      liquid      vapour
Z-factor      0.24907      0.0205      0.2524      0.9187
Molar vol, m3/kmol      0.01909      0.23459      0.85393
MW, g/mol      76.268      18.36      191.82      35.62
Ideal H, BTU/lbmol      13134.974      5567.73      29152.87      6339.54
Enthalpy, BTU/lbmol      -4068.779      -14593.44      6194.38      5927.52

```

Figura 36 Resultados del cálculo *flash* mostrados en “Simulation Output”

Tabla 13 Datos pseudo-experimentales de porcentaje molar de CO₂ en la fase acuosa

Presión (psia)	500	1500	2500	3500	4500
% molar CO ₂ en la fase acuosa	0.86354	3.32898	6.08326	9.13761	12.39117

Para realizar la regresión se requiere que haya valores iniciales válidos en los parámetros de la tabla de componentes, por lo cual dentro de la sección de selección de componentes se ubica la columna de la constante de Henry, se establece como “calcular los parámetros de solubilidad de los componentes” utilizando la presión y temperatura a la cual son calculados dichos parámetros iniciales, como se observa en la Figura 37.

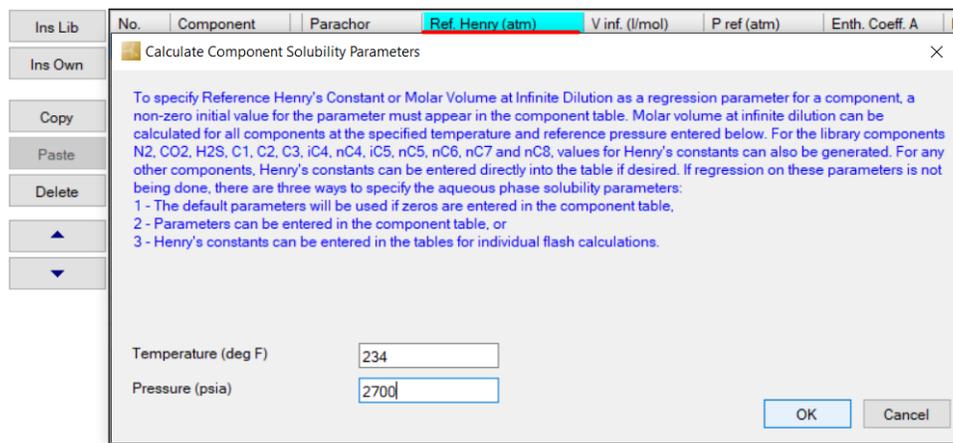


Figura 37 Cálculo del parámetro de solubilidad de los componentes “*Ref. Henry (atm)*”

Con esto, se modifican los valores para diferentes parámetros; sin embargo, como sólo es de interés el cálculo para el CO₂, el resto se reemplazan por “insoluble”, obteniendo como resultado lo que se presenta en la Figura 38, y finalmente dar clic en aplicar cambios.

Component		Int. Coef.	Viscosity	Aqueous Phase	Model Option				
Comments									
Default Reservoir Temperature (deg F)									
No. of components: 12									
Constant Volume Shift									
Ins Lib	No.	Component	ity	Omega A	Omega B	SG	Tb (deg F)	Parachor	Ref. Henry (atm)
	1	N2		0.45723553	0.077796074	0.809	-320.35	41	Insoluble
Ins Own	2	CO2		0.45723553	0.077796074	0.818	-109.21	78	6331.19506403059
	3	CH4		0.45723553	0.077796074	0.3	-258.61	77	Insoluble
Copy	4	C2H6		0.45723553	0.077796074	0.356	-127.57	108	Insoluble
Paste	5	C3H8		0.45723553	0.077796074	0.507	-43.69	150.3	Insoluble
Delete	6	iC4		0.45723553	0.077796074	0.563	10.67	181.5	Insoluble
	7	NC4		0.45723553	0.077796074	0.584	31.19	189.9	Insoluble
	8	iC5		0.45723553	0.077796074	0.625	82.13	225	Insoluble
	9	NC5		0.45723553	0.077796074	0.631	96.89	231.5	Insoluble
	10	FC6		0.45723553	0.077796074	0.69	146.93	250.1088	Insoluble
	11	H2O		0.45723553	0.077796074	1	212	52	1.68009954785535
	12	C07+	29	0.45723553	0.077796074	0.885	634.31612	657.27855	Insoluble

Figura 38 Modificación de “*Ref. Henry (atm)*” para los componentes

Dentro del mismo modulo, en la pestaña de fase acuosa se cambia la salinidad a cero.

Ahora se procede a realizar la regresión, utilizando el módulo de caracterización. Aquí se procede a establecer el caso para la regresión y posteriormente a copiarla tantas veces como se tengan datos pseudoexperimentales. Entonces, el primer paso es seleccionar los parámetros que se van a cambiar en la regresión, para lo cual en la pestaña de propiedades de los componentes en el mismo modulo, se busca y marca la constante de Henry y “*V inf*”, como se observa en la Figura 39.

Component	Ace. factor	Mol. W	Vol. shift	V Shift Coef1 (1/deg F)	Omega A	Omega B	Henry const.	V inf. (l/mol)
CO2							X	X
C1								
C3								
C6								
C10								
C15								
C20								
H2O								

Figura 39 Parámetros a modificar en la regresión.

Lo siguiente es agregar los datos pseudo-experimentales para la primera presión calculada, es decir, 500 psia. Para esto, se modifica el cálculo *flash* como se indica en la Figura 40. También, en la pestaña indicada, se agrega el dato pseudo-experimental obtenido en el cálculo *flash* inicial teniendo en cuenta que se debe ingresar la fracción molar del CO₂, como se observa en la Figura 40.

Calculations | Experimental | Henry's Law | Exp. Solubility | Plot Control

Comments

Pressure Data

Pressure (psia) 500

Pressure step (psia) 0

No. of pressure steps: 1

Temperature Data

Temperature (deg F) 234

Temperature step (deg F) 0

No. of temperature steps: 1

Feed specification

Feed Primary mole fraction

Mixed 1

Mole fraction step: 0

No. of mole fraction steps: 1

K-Values

K-values Phase Number

Internal 1

Output level/Stability test level

Output level Stability test level

1 4

Figura 40 Modificación del cálculo *flash* para 500 psia.

Component	Solubility	Mol. Frac. (Liquid)	Mol. Frac. (Vapor)	K (gas/water)	K (water/liquid)
N2					
CO2	0.0086354				
CH4					
C2H6					
C3H8					
IC4					
NC4					
IC5					
NC5					
FC6					
H2O					
C07+					
Weight	1	1	1	1	1

Figura 41 Dato pseudo-experimental para 500 psia.

Finalmente se agrega el cálculo *flash* y dentro de la regresión tantas veces como el número de datos pseudo-experimentales que se tengan; según la Tabla 13, se tienen 5 datos, por lo cual se pega en la regresión 5 veces como se observa en la Figura 42. Además, el cálculo *flash* inicial ya no se necesita, por lo cual se elimina.

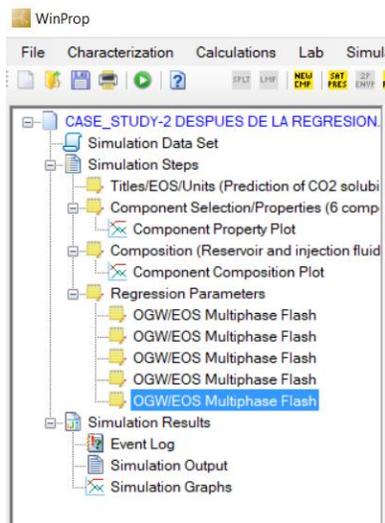


Figura 42 Estructura de la regresión

Ahora, en cada uno de los cálculos *flash* pegados en la regresión se modifica la presión en la y la fracción molar del CO₂. Finalmente se guarda el archivo y se corre el programa.

En el módulo de salida de simulación, cerca al final del resumen se encuentra la sección de predicción de la solubilidad del CO₂ en la salmuera (Figura 43), en donde se observa el valor

final del parámetro de Henry (HEN), obteniendo para el caso desarrollado un valor de 1384.6 atm.

Este valor del parámetro de Henry es la constante de solubilidad del CO_2 ($K_{aq}^{\text{CO}_2}$), necesaria para hallar el índice de saturación, pero se debe tener en cuenta las unidades que arroja el programa y las que se considera en la ecuación de Oddo-Tomson, ver 2.3.3.5.2 Para carbonatos. Puede ayudarse con las conversiones de (Sander, 2015).

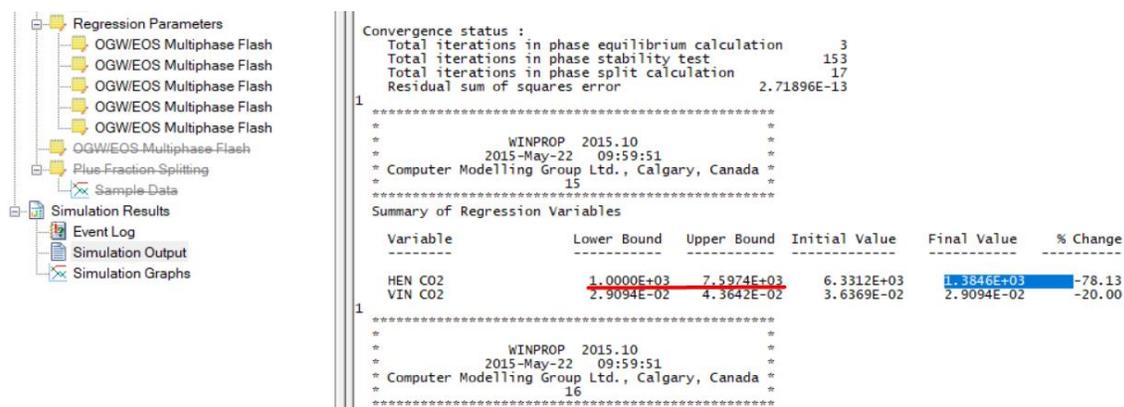


Figura 43 Resultados de la regresión.

Nota: cuando el valor final del parámetro de Henry arrojado por el programa sea igual a alguno de los límites mostrados en los resultados, se debe ir al módulo de la regresión y en la pestaña de los límites de las variables se cambia el valor del límite que esté dando igual, por valores más bajos o altos dependiendo del límite. Repitiendo estos cambios hasta que el valor final no sea igual al límite.

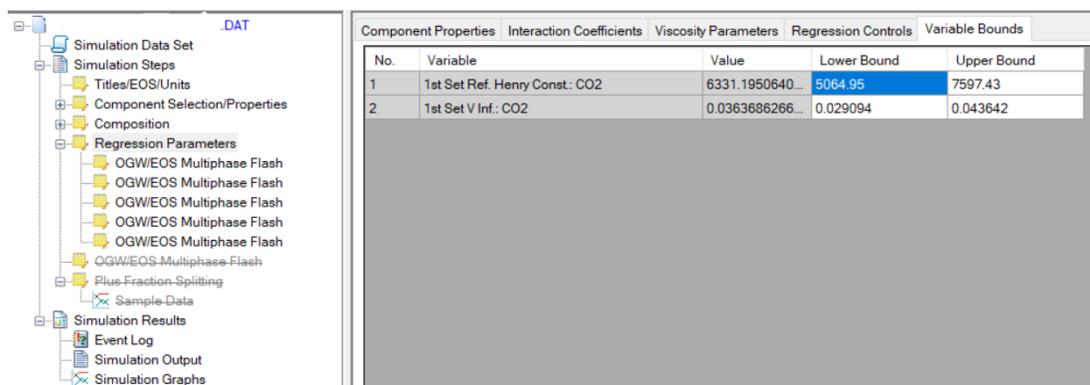


Figura 44 Cambio de Variable Bounds

4.2 PROGRAMA DESARROLLADO EN VISUAL BASIC

Una vez ejecutado todo el procedimiento del CMG se procede a calcular el índice de saturación, el cual se realiza con la Ecuación (2.23), teniendo en cuenta que las constantes de equilibrio (K_1, K_2, K_{sp}) se calculan con las Ecuaciones (2.24)(2.25)(2.26), exceptuando por la

constante de solubilidad del CO_2 ($K_{aq}^{CO_2}$), la cual se obtiene previamente con el programa WinProp©.

Para realizar los cálculos mencionados anteriormente, se debe conocer las condiciones generales del pozo, Tabla 11, además de la concentración de los iones presentes en el agua, Tabla 14.

Tabla 14 Análisis fisicoquímico del agua del pozo USCO-X

Iones	Concentración (mg/L)
HCO_3^-	891
Ca^{+2}	4450
SO_4^{-2}	4
CO_3^{-2}	0
Cl^-	19670
Na^+	7770
K^+	228.4
Ba^{+2}	5.7
Mg^{+2}	259.4
Sr^{+2}	225.3
Fe^{+3}	8.22

A continuación, Figura 45, se presenta el formato de los parámetros de entrada empleado para evaluar el índice de saturación de Oddo-Tomson, a través de lo programado en *Visual Basic*, en este caso con los datos previamente establecidos para el ejemplo de aplicación. Como se mencionó anteriormente la constante de solubilidad del CO_2 ($K_{aq}^{CO_2}$) sería un dato de entrada pues se halla con WinProp©, pero en unidades de concentración/presión.

Datos variables de entrada															
Sal.	Presión	CO ₂	K _{aq} CO ₂ Winprop	HCO ₃ ⁻	Ca ⁺²	SO ₄ ⁻²	CO ₃ ⁻²	Cl ⁻	Na ⁺	K ⁺	Ba ⁺²	Mg ⁺²	Sr ⁺²	Fe ⁺³	
%	psia	%	M/psi	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	
1	2700	12.5	0.002719	891	4450	4	0	19670	7770	228.4	5.7	259.4	225.3	8.22	

Ejecutar

Presencia de gas

Ausencia de gas

pH conocido

Eliminar todos los datos

Eliminar los datos de salida

Datos de entrada	
Temperatura (°F)	234
Caudal de agua (BWPD)	500
Caudal de agua (BWPD)	500
Caudal de gas (MMscf)	203.79

Figura 45 Parámetros de entrada para el programa de Visual Basic

El programa desarrollado expone, además del índice de saturación calculado, las diferentes variables que se requieren para hallarlo, como se observa en la Figura 46. También halla dos

índices de saturación; el primero con la constante de Henry arrojada por WinProp®; y el segundo calculando esta constante con la ecuación de Oddo-Tomson (2.27). Los cálculos se realizan como se explica más adelante.

Datos de salida						
Si	f_g CO2	y_g CO2	pH	I.S, Winprop	k_g CO2, Oddo-Tomson	I.S, Oddo-Tomson
M					M/psi	
0.7059	0.7982	0.1248	5.026	-0.1575	0.0004983	0.5793

Figura 46 Datos de salida del programa desarrollado para el ejemplo de aplicación

Primero, es necesario hallar (si no se conoce) el valor de la fuerza iónica, Si , con la Ecuación (2.21); considerando que depende de la masa de cada ion (mol/L), no de la concentración, obteniendo que para el agua del pozo USCO-X la fuerza iónica es de 0.706.

Luego, se calcula el coeficiente de fugacidad del gas ($f_g^{CO_2}$), y su fracción molar ($y_g^{CO_2}$) en la fase gaseosa, con las ecuaciones (2.28) y (2.29), respectivamente, bajo la condición de temperatura de yacimiento (234 °F), variando la presión y la concentración de CO₂, $y_t^{CO_2}$. A continuación, se indica el cálculo para los datos de la Tabla 11, con 25% de proporción de CO₂ y salinidad de 1%.

$$f_g^{CO_2} = \exp \left[2700 \left(2.84 \times 10^{-4} - \frac{0.255}{234 + 460} \right) \right] = 0.798 \quad (4.1)$$

$$y_g^{CO_2} = 0.25 / \left[1 + \frac{0.798 * ((5 * 500) + (10 * 500)) * 2700 \times 10^{-5}}{203.79(234 + 460)} \right] = 0.124 \quad (4.2)$$

Una vez obtenido estos valores, y conociendo la temperatura del yacimiento y la presión requerida, se pueden hallar las constantes de equilibrio K_1, K_2, K_{sp} con las Ecuaciones (2.24)(2.25)(2.26), teniendo para este caso los resultados presentados en la Tabla 15.

Tabla 15 Valores de las constantes de equilibrio a 2700 psi y 234 °F del pozo USCO-X

Constantes de equilibrio	Valor
Primera constante de ionización del carbonato, K_1	1.93591×10^{-06}
Primera constante de ionización del carbonato, K_2	7.99997×10^{-10}
Producto de solubilidad, K_{sp}	1.92553×10^{-08}

Finalmente, leyendo el dato de la constante de solubilidad del CO₂, $K_{aq}^{CO_2}$, obtenido previamente con WinProp® (considerando las unidades), ver 4.1 PROGRAMA WINPROP® DE CMG, se determina el índice de Saturación de Oddo y Tomson, con la Ecuación (2.23), así:

$$I_{sor_c} = \log \left[\frac{(0.11125) * (0.01485)^2}{(2700 * 0.124 * 0.798)} \right] + \log \left(\frac{7.99997 \times 10^{-10}}{(1.92553 \times 10^{-8} * 1.93591 \times 10^{-6} * 0.00271)} \right) = -0.157 \quad (4.3)$$

5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En esta sección se presentan los resultados obtenidos en este trabajo de investigación de acuerdo con la metodología planteada, con la finalidad de llevar a cabo los objetivos expuestos y su respectiva discusión.

Partiendo de la revisión bibliográfica realizada de los distintos modelos predictivos de incrustaciones, ver 2.3.3 ÍNDICES DE SATURACIÓN, los cuales requieren parámetros fisicoquímicos diferentes, se encontró que el Índice de Oddo-Tomson es el único que calcula el índice de saturación para el carbonato de calcio considerando la presencia de CO₂. Por lo que, es este el que se debe usar para contemplar cambios por la fugacidad del CO₂, la concentración presente de CO₂, y sus cambios en su solubilidad.

5.1 PARÁMETROS QUE INCIDEN EN EL CO₂

En primer lugar, y antes de pasar al análisis de las condiciones críticas de precipitación de carbonatos, fue necesario establecer cuáles de los parámetros utilizados en los distintos modelos predictivos son los que más influyen en los cambios de solubilidad del CO₂ en la fase acuosa.

Entre las condiciones fisicoquímicas relacionadas con la formación de incrustaciones se encuentran las siguientes: concentración de sales, pH y fuerza iónica; pero de acuerdo con la literatura, es la salinidad la que más influye, disminuyendo la solubilidad del CO₂ (Tabla 8). Es decir, que se puede disolver menos CO₂ cuando la concentración de sal sea mayor.

Considerando varios pozos (6) con la misma presión y concentración de CO₂, pero con agua de formación de diferentes salinidades (1,3,5,7,10,15%) generalizando los iones presentes, se encontró que el CO₂ se solubiliza menos a la concentración más alta de sal (15%), mostrado en la siguiente figura. Esto bajo la condición de que la constante de Henry o constante de solubilidad del CO₂ ($K_{aq}^{CO_2}$) está en unidades de fracción molar/presión.

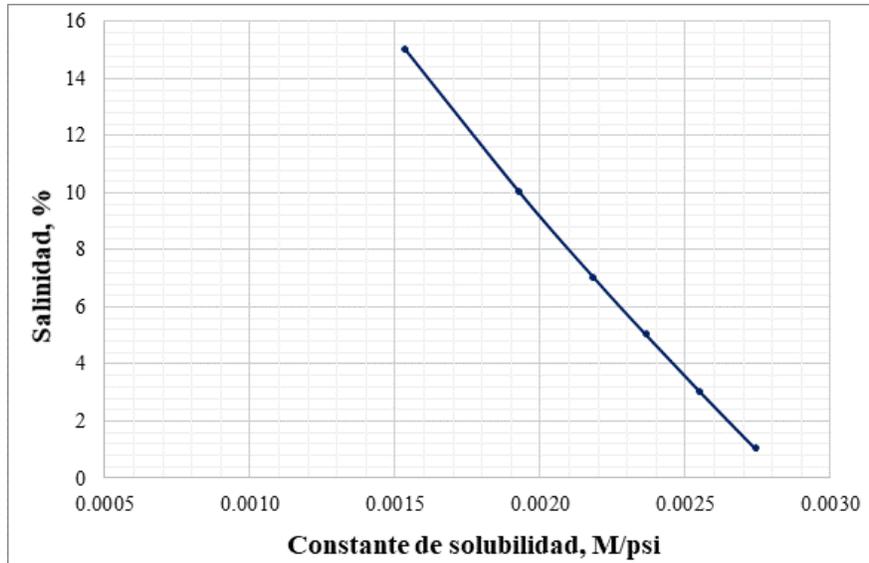


Figura 47 Constante de solubilidad de Henry en función de la salinidad para una presión de 2700 psi y 5% de proporción de CO₂ en el crudo

Adicionalmente, realizando el cálculo del índice de saturación bajo estas mismas condiciones, se puede evidenciar que la salinidad tiene un impacto directo, indicando que a mayor salinidad más posibilidad de precipitación de incrustaciones carbonatadas. Esto último debido a que la sal disminuye la capacidad que tiene el CO₂ de solubilizarse en el agua y, por tanto, el agua puede ser ocupado por más iones carbonatos que pueden precipitarse.

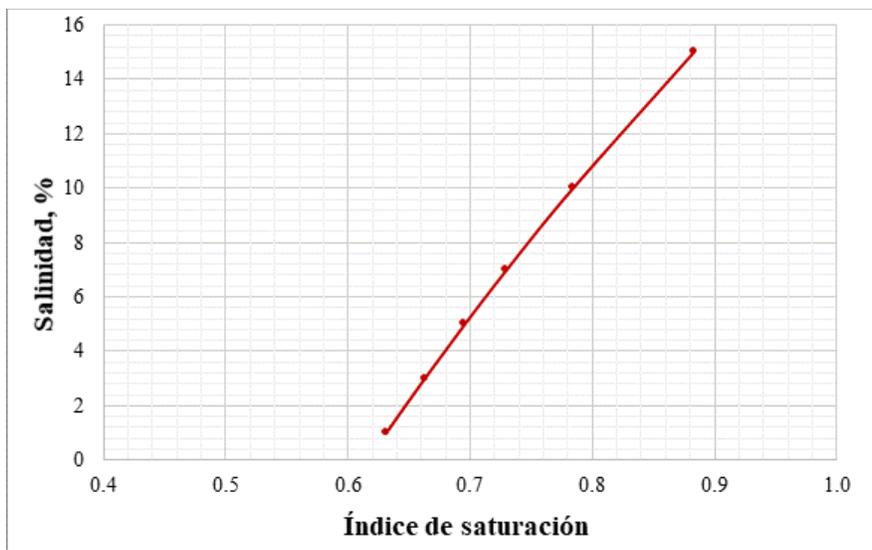


Figura 48 Índice de saturación vs salinidad para una presión de 2700 psi y 5% de proporción de CO₂ en el crudo

Por otro lado, otro de los parámetros por el cual, de acuerdo con la literatura, la solubilidad del CO₂ se ve afectada es la presión, pues la constante de solubilidad o constante de Ley de Henry así lo contempla, ver 2.3.1.1 Ley de Henry y Ecuación (2.3).

Para lo anterior se considera la columna hidrostática de un pozo con BES, desde la presión a la profundidad de los perforados, 2700 psi, hasta la presión a la entrada de la bomba del sistema (PIP), 2200 psi, realizando una distribución de presión cada 10 ft con los límites mencionados, ver Anexo C TABLAS DE RESULTADOS, Tabla 22.

De esta manera se obtuvo que la constante de solubilidad del CO_2 ($K_{aq}^{\text{CO}_2}$) a la profundidad de la entrada de la bomba es menor, teniendo en cuenta que las unidades arrojadas por WinProp© es atm, es decir que la relación entre la constante de Henry y la presión es directa.

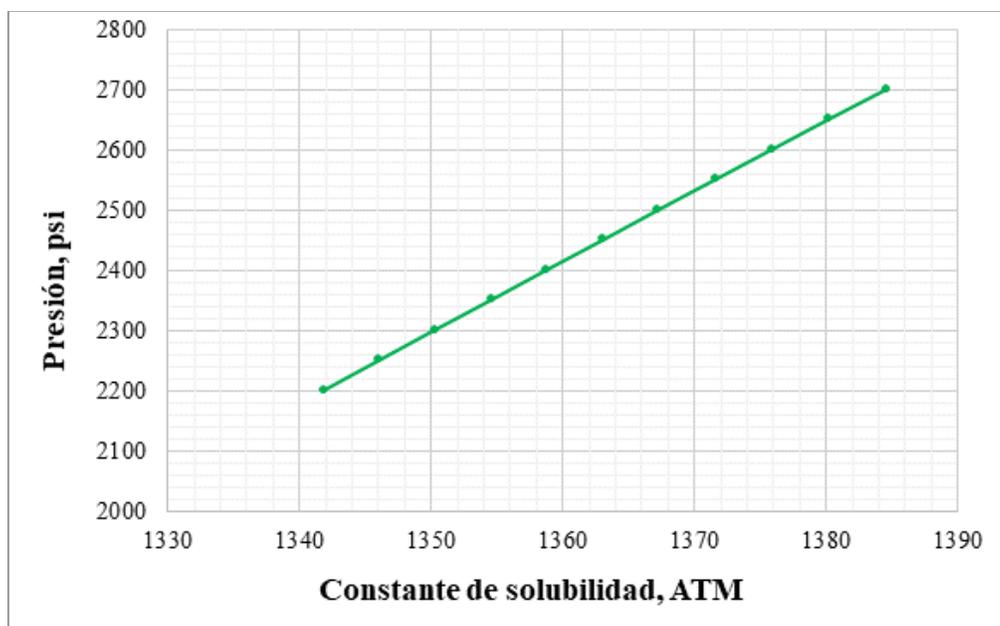


Figura 49 Constante de solubilidad de Henry en función de la presión para una salinidad de 1% y 5% de proporción de CO_2 en el crudo

Por último, se realizó una comparación entre los datos de índice de saturación calculados empleando el dato de constante de Henry, $K_{aq}^{\text{CO}_2}$, arrojado y ajustado por el programa de CMG, WinProp©; y la constante $K_{aq}^{\text{CO}_2}$ calculada con la fórmula planteada por Odde-Tomson, Ecuación (2.27). Los resultados se pueden observar en la Figura 50, para 45% de CO_2 en la proporción de crudo y 1% de salinidad, con una diferencia promedio entre 0.5 a 0.7 en los valores. Esta diferencia se puede considerar grande pues el índice bajo las mismas condiciones me puede indicar comportamientos distintos: si hay precipitación (Odde-Tomson), o, no hay precipitación (WinProp©).

Posiblemente, la diferencia significativa entre el índice de saturación calculado con la constante de solubilidad de WinProp© y con Odde-Tomson (2.27), se presenta porque el programa WinProp© realiza un ajuste de comportamiento de la fase del CO_2 en una mezcla a condiciones de presión, temperatura y salinidad, es decir, que considera la cantidad de CO_2 presente en la fase acuosa, esto empleando el modelo de Li-Nghiem explicado en la sección 2.3.2 MÉTODO DE LI-NGHIEM. Mientras, que la ecuación de Odde-Tomson es un ajuste

cuadrado realizado para los datos que los investigadores establecieron, es decir, empíricamente, y probablemente dependiente a cierta cantidad de datos.

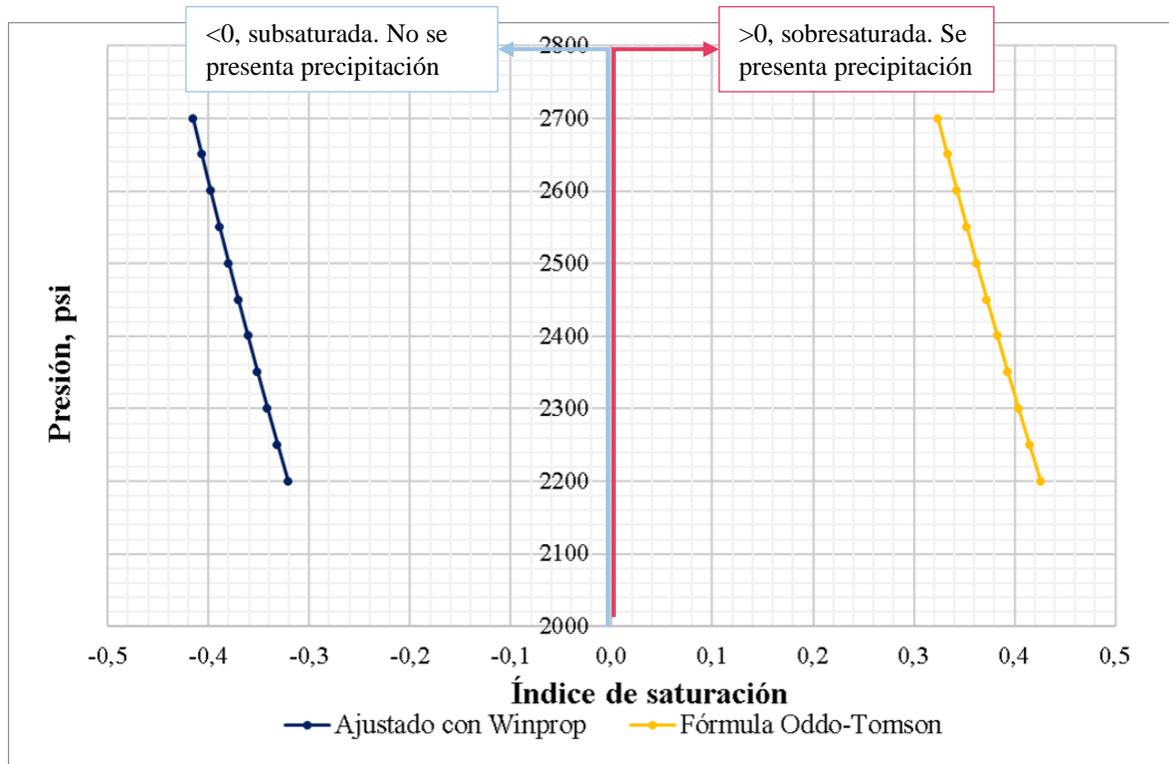


Figura 50 Comparación de los diferentes índices de saturación calculados

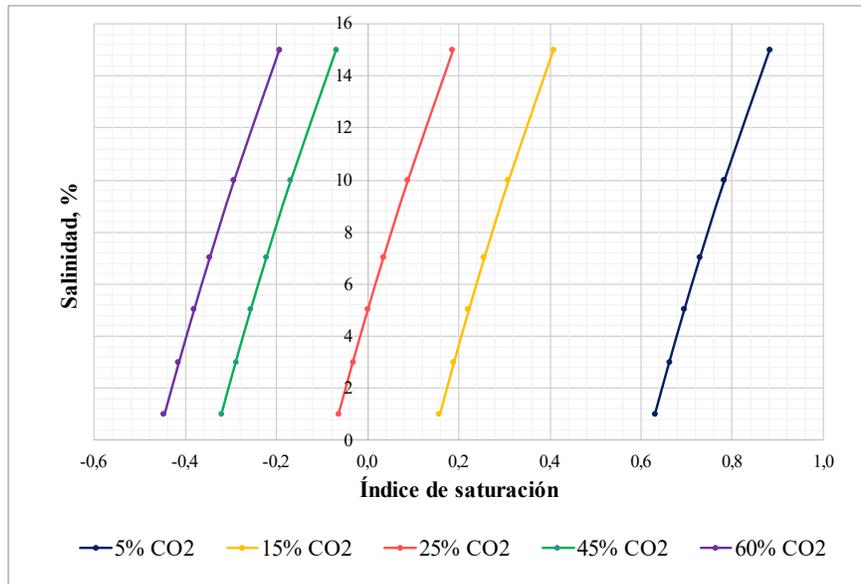
5.2 ESTUDIO DE SENSIBILIDAD

Para determinar las condiciones críticas a las que se puede presentar precipitación de carbonatos en la entrada de la bomba BES es necesario conocer e identificar los comportamientos de las diferentes variables presentes en el pozo y yacimiento.

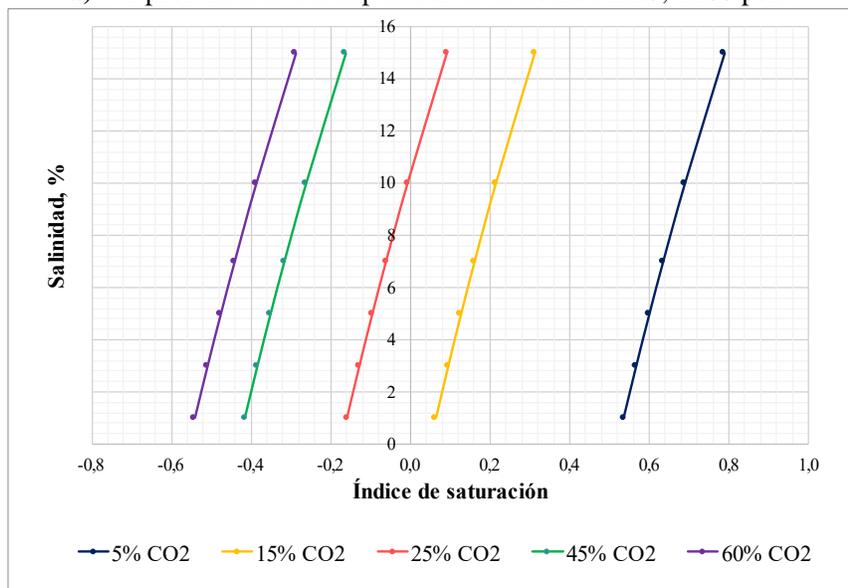
Considerando que el índice de saturación es afectado por diferentes parámetros de acuerdo con la Ecuación (2.23) desarrollada por Oddo -Tomson, se realiza un estudio de sensibilidad para determinar cómo los diferentes valores de salinidad, CO_2 , presión y concentración del ion calcio (Ca^{+2}) y del ion bicarbonato (HCO_3^-) pueden afectar a dicha variable dependiente.

5.2.1 SALINIDAD

En este escenario se analizaron los diferentes porcentajes de salinidad que se pueden encontrar en los pozos estudiados, el objetivo fue encontrar aquellos valores de salinidad en los cuales el índice de saturación se viera influenciado críticamente. Esto además, nos permite ver como los demás parámetros, CO_2 y presión, influyen en conjunto. Para esto último se tuvo en cuenta únicamente las condiciones de presión en los límites: entrada de la bomba del BES (2200 psi) y los perforados (2700 psi).



a) A profundidad del separador de la bomba BES, 2200 psia



b) A profundidad de los perforados, 2700 psia

Figura 51 Comportamiento del índice de saturación a diferentes valores de salinidad

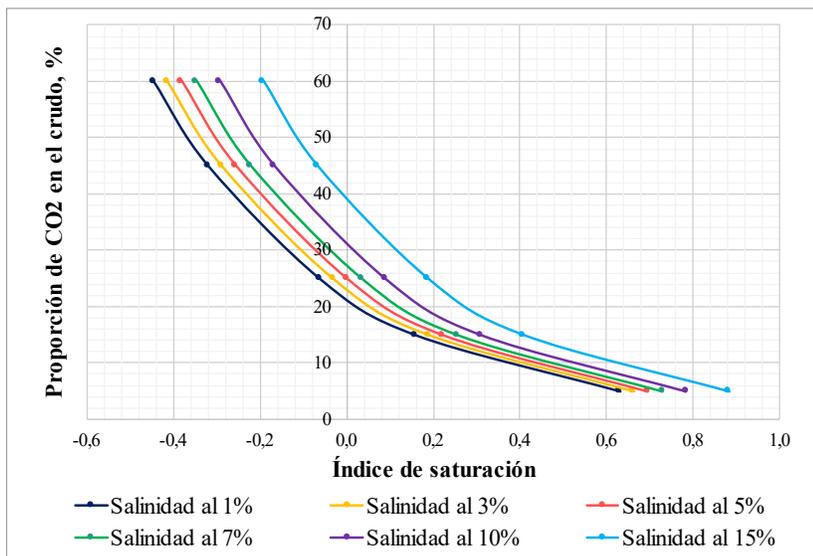
En cada escenario, tanto de presión (a y b) variable como de proporción CO₂ en el crudo (morado, verde, rojo, amarillo y azul), se puede observar que el comportamiento es el mismo, donde a mayor salinidad el índice de saturación aumenta, dado que la salinidad disminuye la solubilidad del CO₂ y queda más propensa a que el agua quede saturada por los iones de calcio (Ca⁺²) y bicarbonato (HCO₃⁻) presentes, como ya se mencionó, ver ítem 5.1 PARÁMETROS QUE INCIDEN EN EL CO₂.

Entonces, las condiciones de salinidad alta pueden ayudar a que se presente un escenario crítico para la precipitación de carbonatos. Si se enfoca en la curva roja de la Figura 51, se

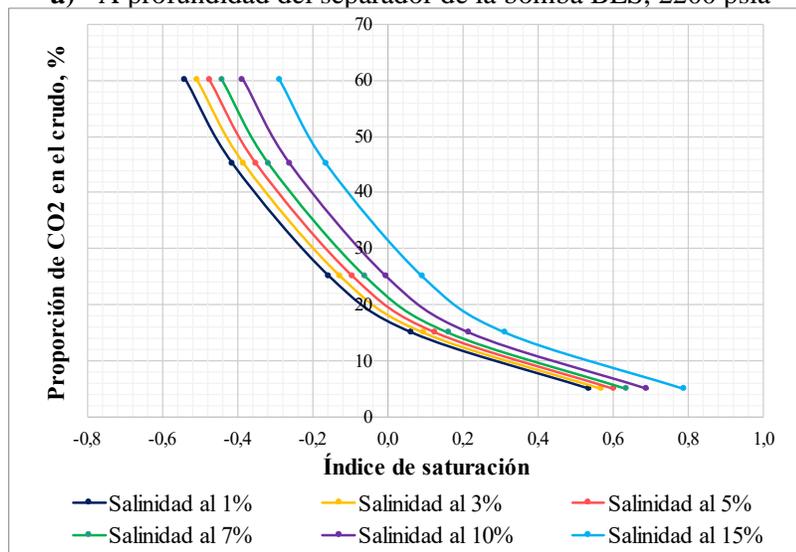
puede observar que con sólo el aumento de la salinidad se pasa de condición subsaturada a sobresaturada.

5.2.2 PROPORCIÓN DE CO₂ EN EL CRUDO

Dentro de la identificación de las diferentes variables que generan condiciones críticas, se hace necesario realizar una comparación entre las salinidades y la presión a diferentes proporciones de CO₂ en el crudo, de tal manera que se pueda establecer una correlación entre los mismos, además de cómo afectan el índice de saturación y con esto la precipitación de carbonatos. Para esto se empleó salinidades del 1 al 15% y nuevamente, las presiones límites del sistema (entrada de la bomba y perforados).



a) A profundidad del separador de la bomba BES, 2200 psia



b) A profundidad de perforados, 2700 psia

Figura 52 Comportamiento del índice de saturación en función de la proporción de CO₂ en el crudo

Como se puede observar en la Figura 52 el índice de saturación de Oddo-Tomson disminuye, haciéndose negativo para estas condiciones, cuando la proporción de CO₂ presente en el crudo aumenta (se acerca al valor más alto 60%), indicando que el CO₂ inhibe la precipitación de carbonato de calcio y así, el sistema permanece subsaturado en condiciones altas de CO₂. Esto mismo se puede sustentar con la Figura 51, pues las curvas se corren hacia la izquierda (hacia valores negativos) a condiciones menos incrustantes.

Igualmente, lo mencionado en la sección 5.2.1 SALINIDAD, de que a mayor salinidad las condiciones se hacen más incrustantes pues aumenta el índice de saturación, se confirma a partir de las gráficas de la Figura 52, en donde las curvas se van corriendo hacia la derecha.

5.2.3 PRESIÓN

Como se mencionó anteriormente, ver 5.1 PARÁMETROS QUE INCIDEN EN EL CO₂, al identificar por separado los diferentes parámetros que influyen en la solubilidad del CO₂, la presión en el sistema de levantamiento BES varía conforme a la profundidad, siendo necesario valorar el índice de saturación dentro de las profundidades a las que se ubica el sistema. Para esta finalidad, se considera tres valores de contenido de CO₂ en proporción disuelto en el crudo, y la presión variable desde 2200 psi hasta 2700 psi, pero la salinidad constante a 1% (valor mínimo de los establecidos a la que se precipita los carbonatos).

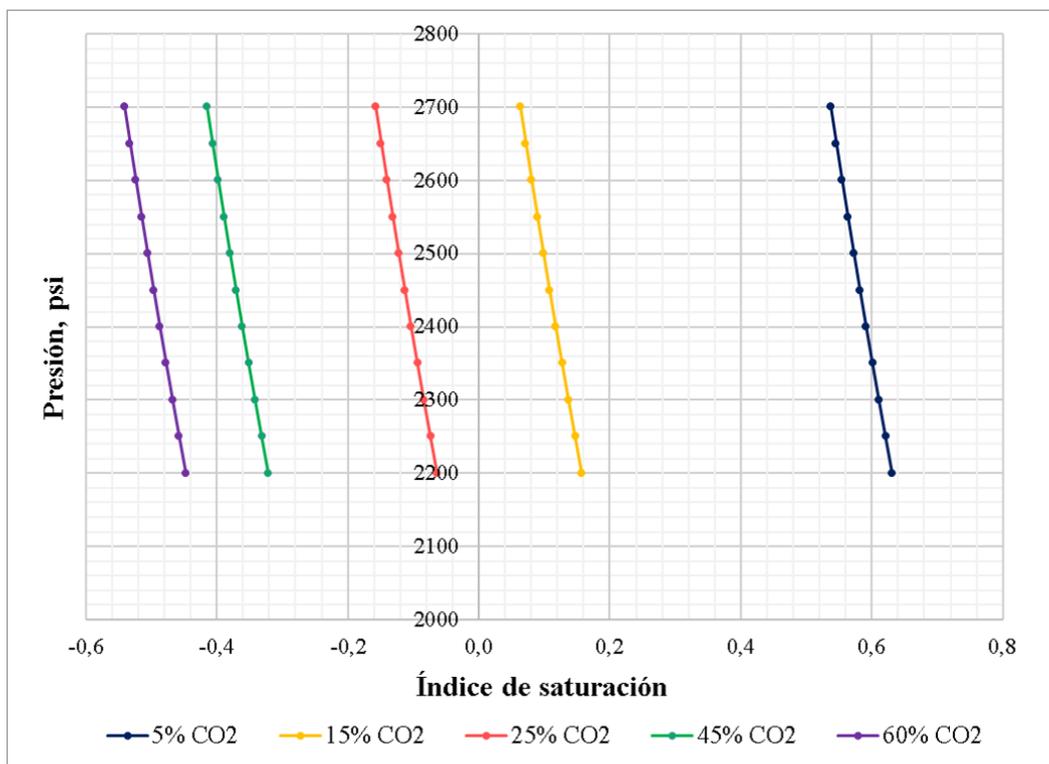


Figura 53 Comportamiento del índice de saturación con respecto a la presión

En la figura anterior las líneas azul, amarillo, rojo, verde y morado representan las simulaciones a 5%, 15%, 25%, 45% y 60% proporción de CO₂ en el crudo, respectivamente.

La gráfica, en general, demuestra un aumento lineal del índice de saturación en cuanto se disminuye la presión del sistema.

Considerando que el índice de saturación es una medida indirecta de la calidad del agua de formación, pues valores positivos señalan que esta solución presenta mayores probabilidades de precipitación de carbonatos bajo ciertas condiciones; la Figura 53 presenta que una disminución paulatina de la presión, desde los perforados hasta la entrada de la bomba, trae consigo un desplazamiento a la derecha de la curva del índice de saturación aumentando la tendencia de tener condiciones de precipitación.

Lo mencionado anteriormente se debe principalmente a que, a medida que se reduce la presión, el agua de formación libera gas CO_2 , permitiendo una mayor posibilidad de que la solución se sobresature con carbonato de calcio, lo que a su vez puede producir la precipitación y por ende formación de incrustaciones que eventualmente obstruyen el flujo, esto mencionado por Mathews y Keefe, ver (Mathews et al., 2011); es decir, que a mayores presiones, cuando el CO_2 se encuentra en solución, este inhibe condiciones de sobresaturación.

De igual manera, el comportamiento de las curvas de índice de saturación en la Figura 53 es similar al mencionado anteriormente, ver 5.2.2 PROPORCION DE CO_2 EN EL CRUDO; cuando se dan aumentos significativos de la proporción de CO_2 en el crudo (5%, 25%, 60%) el índice de saturación disminuye. La figura refleja este hecho, pues las curvas se desplazan hacia la izquierda a medida que esto sucede.

5.2.4 CONCENTRACIÓN DE LOS IONES CALCIO Y BICARBONATO

Dado que se tomó como base el modelo Odco y Tomson para la determinación del índice de saturación, y este considera que el cambio en la concentración de los iones bicarbonato (HCO_3^-) y calcio (Ca^{+2}) afecta -ver Ecuación (2.23)-, es importante considerar diferentes valores de estas variables para ver cómo se reflejan los cambios en la curva, para lo cual se mantienen los parámetros de presión (2200 psi y 2700 psi), 10% de salinidad y 5% CO_2 constantes.

En la Figura 54 las curvas azules representan las simulaciones del índice de saturación en la entrada de la bomba (PIP de 2200 psi) y las curvas naranjas representan los valores a la profundidad de los perforados (2700 psi). La apreciación general es la relación inversa entre la presión y el índice de saturación, ya estudiada en la sección 5.2.3 PRESIÓN. A medida que la presión es menor, la curva se desplaza hacia la derecha, indicando que el sistema puede presentar condiciones de precipitación (zona roja).

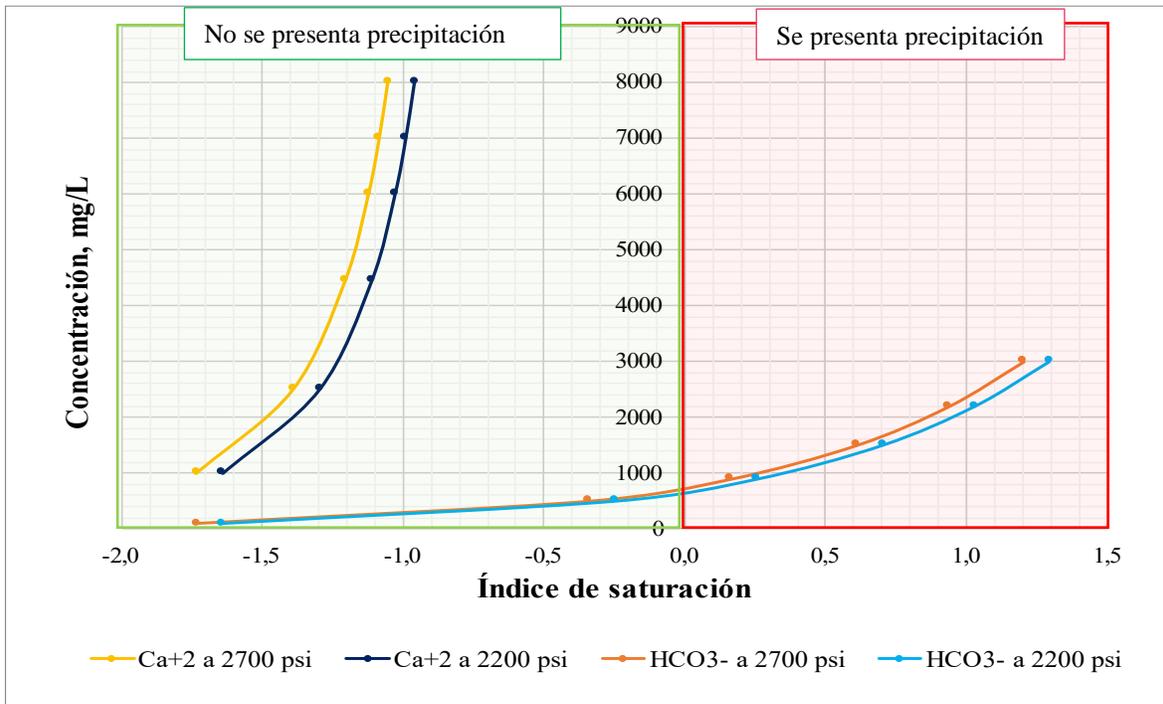


Figura 54 Índice de saturación vs la concentración de iones considerando las presiones límites

Adicionalmente, la figura de arriba permite observar que, de los iones estudiados, el HCO_3^- es el que más influye o afecta el índice de saturación, pues las curvas obtenidas por la variación del ion calcio (tonos oscuros) tienen una pendiente mayor, indicando que requiere de más concentración (8000 mg/L) para que se evidencie el aumento del índice, que no alcanza la zona de equilibrio (de -1.6 a -0.9 para 2200 psi). Mientras que las curvas de bicarbonato (tonos claros), con menor pendiente, demuestran un mayor impacto en el índice a menor concentración (3000 mg/L). Estas últimas pasan a condiciones de precipitación (de -1.6 a 1.3 para 2200 psi), pasando por la zona de equilibrio, bajo las mismas condiciones de salinidad, presión, y CO_2 .

Paralelamente, con las simulaciones realizadas variando únicamente la concentración de los iones: bicarbonato y calcio, se realizaron curvas de índice de saturación vs concentración. En la Figura 55, índice en función de concentración del ion calcio, las curvas las curvas azul oscuro, amarillo, rojo, verde, morado y azul claro representan los valores a 100, 500, 891, 1500, 2200 y 3000 mg/L de HCO_3^- respectivamente. En tanto que en la Figura 56, índice vs concentración de ion bicarbonato, las curvas azul oscuro, amarillo, rojo, verde, morado y azul claro representan los valores a 1000, 2500, 4450, 6000, 7000 y 8000 mg/L de Ca^{+2} .

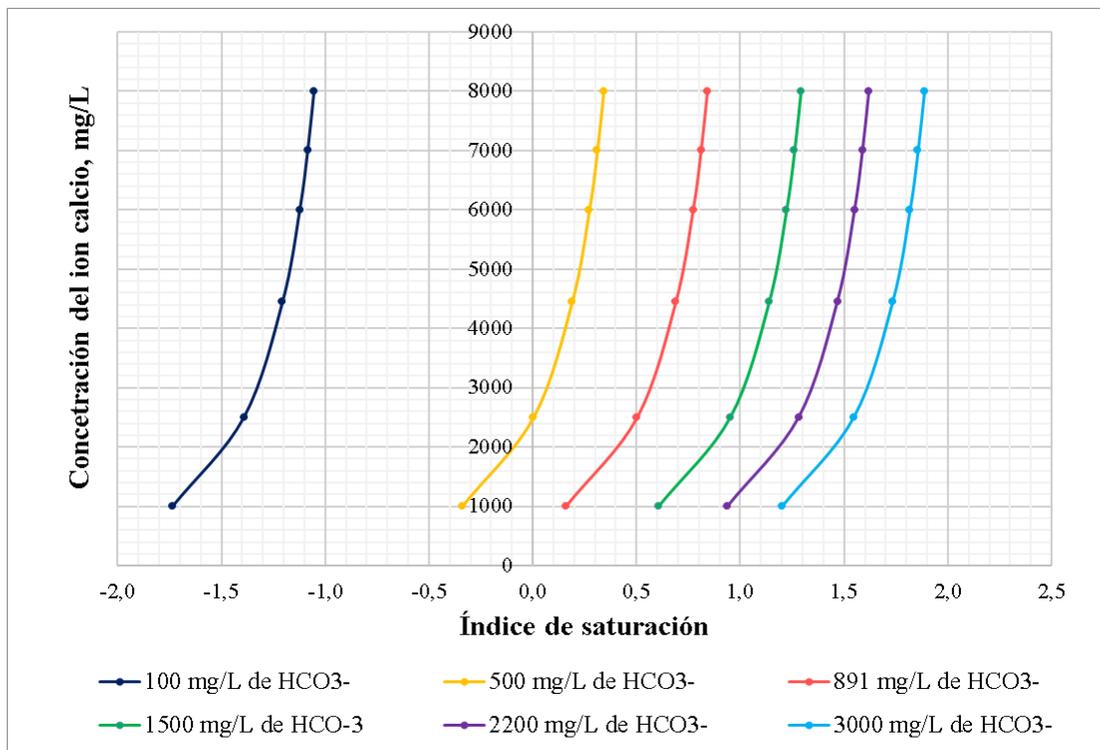


Figura 55 Comportamiento del índice de saturación vs concentración del ion Calcio

Por una parte, la Figura 55 y la Figura 56, indican que la concentración trae una incidencia sobre los valores del índice de saturación. La concentración de iones, independiente del tipo de ion (catión o anión), tiene su efecto primordial en el aumento del índice, su incidencia es directa, a mayor concentración mayor tendencia a la precipitación.

Por otra parte, comparando ambas figuras, se puede evidenciar que la proporción en la que aumenta el índice cuando varía la concentración de HCO_3^- es diferente, mayor que cuando varía la concentración del ion Ca^{+2} . Las curvas de la Figura 55 son más separadas entre sí, sólo con el incremento en la concentración HCO_3^- . Entonces, la concentración alta de ion bicarbonato trae consigo un aumento drástico en el índice de saturación, moviendo la curva hacia la derecha, hacia la zona de posible precipitación, bajo las mismas condiciones de presión, salinidad y CO_2 . Este aumento no es tan considerable cuando se observa la Figura 56, pues las curvas se mueven en poca proporción a diferentes concentraciones del ion calcio.

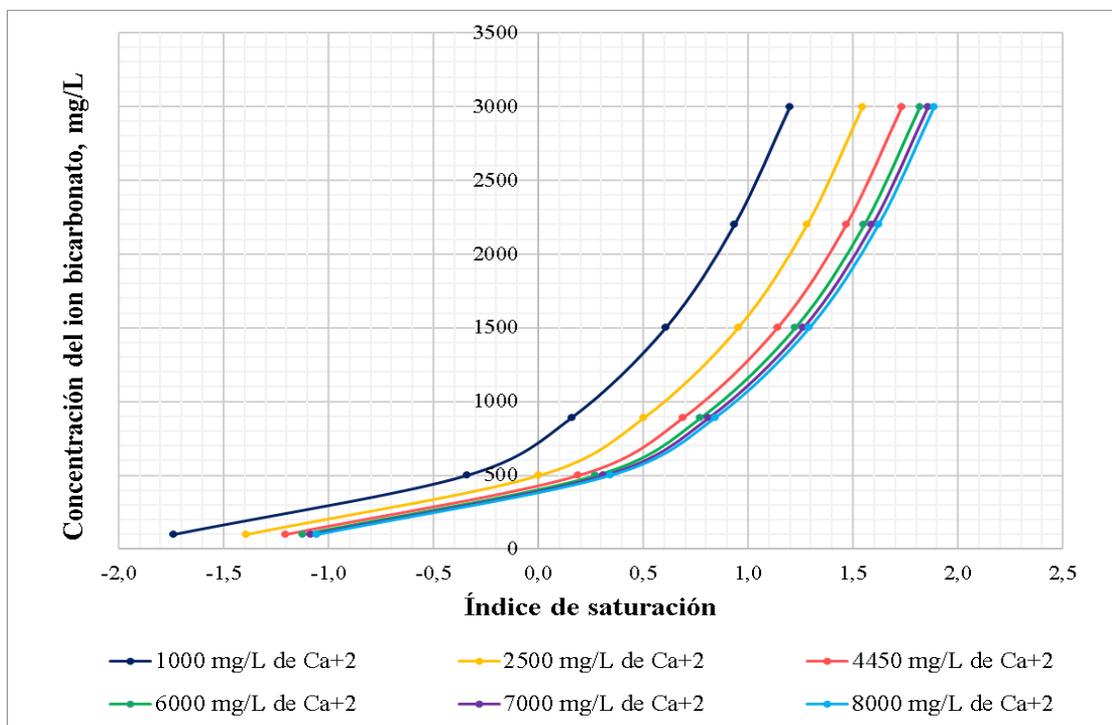


Figura 56 Comportamiento del índice de saturación en función de la concentración de HCO_3^-

5.3 ANÁLISIS DE CONDICIONES CRÍTICAS

Basado en el estudio de sensibilidad realizado anteriormente se establecieron tres (3) escenarios: optimista, medio y crítico o pesimista, considerando los diferentes factores influyentes en la variación del índice de saturación de Oddo -Tomson, ya estudiados, ver 5.2 ESTUDIO DE SENSIBILIDAD.

Tabla 16 Condiciones de los escenarios optimista, medio y crítico

Escenario	Sal.*	CO ₂ **	Presión	Concentración de ion Ca ⁺²	Concentración de ion HCO ₃ ⁻	Índice de saturación
	%	%	psi	mg/L	mg/L	
Optimista	1	60	2700	1000	100	-2.9660
Medio	7	25	2450	4450	891	-0.015034
Pesimista	15	5	2200	8000	3000	2.0803

*Salinidad del agua de formación

**Proporción de CO₂ en el crudo

Bajo las condiciones a las cuales se realizaron las simulaciones para determinar cómo los diferentes parámetros afectaban el índice de saturación, se obtuvieron diversos valores del índice expuestos en la Tabla 23 y Tabla 24 en el Anexo C TABLA DE RESULTADOS, que van desde -2.966 hasta 2.0803. A partir de estos datos se pudo analizar las condiciones de los diferentes escenarios que se pueden tener en un yacimiento.

Como se mencionó anteriormente, al identificar por separado cada uno de los diferentes parámetros dentro del sistema yacimiento-pozo y como afectaban el índice de saturación, se encontraron ciertas relaciones entre estos, estableciendo que:

- A la profundidad de perforados, donde la presión es mayor, hay menor posibilidad de que se presente precipitación, y esto bajo una mínima concentración de sal en el agua (en este caso 1%), alto valor de CO₂ presente en el crudo (60% en lo establecido), y bajas concentraciones de iones, el índice de saturación es el mínimo: -2.966. Con un valor negativo indica que no se presenta precipitación en estas condiciones límites.
- A la profundidad de entrada de la bomba y zonas cercanas, donde la presión es denominada PIP (con el menor valor del rango), hay mayor probabilidad de que se tengan condiciones de precipitación dado que el índice se hace mayor. Esta presión con condiciones de salinidad alta (15% para el caso), proporción de CO₂ mínima (en este caso 5%), y máximas concentraciones de iones, el índice de saturación es el más alto, igual a 2.0803.

6. CONCLUSIONES

Se logró modelar el comportamiento del CO₂ a la entrada de la bomba electrosumergible, demostrando una mayor afinidad y solubilidad en el agua. Además, se realizó un análisis de sensibilidad de parámetros que influyen en la precipitación de inorgánicos como la salinidad del agua de formación, la presión, el contenido de CO₂ en el crudo y la concentración de los iones calcio y bicarbonato.

De la revisión bibliográfica se obtuvieron diferentes modelos que existen para calcular el índice de saturación, de los cuales el único que considera la presencia de CO₂, además de sus propiedades como solubilidad y fugacidad, es el modelo de Oddo-Tomson.

A partir de un estudio de sensibilidad se determinó que la zona de entrada de la bomba es la condición más crítica. Adicional a esto, si se tiene salinidad alta (mayor a 7%), concentraciones de ion calcio y ion bicarbonato altas (4500 mg/l y 900 mg/L, respectivamente) y proporción de CO₂ baja (menor del 25%), hay mayor probabilidad de que se presente precipitación de inorgánicos.

Se encontró que la zona de la tubería en donde hay mayor posibilidad de presentarse incrustaciones es en la entrada de la bomba electrosumergible, lo cual podría taponar el flujo. Esto ocurre debido a la caída de presión que se tiene en la zona, pues a medida que la presión disminuye, el gas se libera (incluido el CO₂) y permite que el fluido se sobresature con carbonato de calcio, favoreciendo su precipitación.

Se identificó que el comportamiento del CO₂ no es igual en los diversos fluidos presentes durante la producción de hidrocarburos, pues tiene más afinidad y solubilidad en el agua, interviniendo también su salinidad, demostrado con su comportamiento en las pruebas realizadas con el software WinProp© y con la constante de solubilidad de Henry obtenida.

Se presenta una propuesta de metodología que permite estudiar los diferentes parámetros a considerar cuando se implemente bombeo electrosumergible en yacimientos con CO₂ y aguas incrustantes, empleando WinProp© y Visual Basic de Excel.

7. RECOMENDACIONES

Realizar una validación de la metodología propuesta aplicando a diferentes pozos donde se presenten problemas de incrustaciones de carbonatos en presencia de alto contenido de CO₂.

Expandir el alcance de este estudio, ampliando los escenarios evaluados, aumentando los rangos en que se varían los parámetros analizados y buscando otros parámetros nuevos que afecten el proceso y sean de interés en el proceso de precipitación de carbonatos.

Profundizar en el estudio de Oddo y Tomson con el fin de mejorar la ecuación propuesta, especialmente en la sección del cálculo del parámetro de Henry o constante de solubilidad del CO₂, $K_{aq}^{CO_2}$, para recortar la diferencia entre el valor obtenido de esta forma y el obtenido mediante el software CWINPROP©, pues este margen de error que puede tener la ecuación sería suficiente para pasar de una condición subsaturada a saturada.

8. BIBLIOGRAFÍA

- Alhanati, F. (1993). *Bottomhole gas separation efficiency in electrical submersible pump installations*. University of Tulsa.
- Alipour, V., Dindarloo, K., Mahvi, A. H., & Rezaei, L. (2015). Evaluation of corrosion and scaling tendency indices in a drinking water distribution system: A case study of Bandar Abbas city, Iran. *Journal of Water and Health*, 13(1), 203–209. <https://doi.org/10.2166/wh.2014.157>
- American Petroleum Institute. (1998). Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters. En *American Petroleum Institute*.
- Arranz, Q. (s/f-a). *Bucle do while en VBA - Excel y VBA*. Recuperado el 9 de septiembre de 2021, de <https://excelyvba.com/bucle-en-vba/>
- Arranz, Q. (s/f-b). *El bucle for next en VBA - Excel y VBA*. Recuperado el 9 de septiembre de 2021, de <https://excelyvba.com/el-bucle-for-next/>
- Arranz, Q. (s/f-c). *Usar condicional if en VBA - Excel y VBA*. Recuperado el 9 de septiembre de 2021, de <https://excelyvba.com/usar-condicional-if-en-vba/>
- Asrar, N., MacKay, B., Birketveit, Ø., Stipaničev, M., Jackson, J. E., Jenkins, A., Melot, D., Scheie, J., & Vittonato, J. (2016). La corrosión: La lucha más extensa. *Oilfield Review*, 28(2), 36–51. https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish16/may16/03-corrosion.pdf
- Baker Hughes Centrilift. (s/f). *The 9 step* (p. 31). Baker Hughes Centrilift.
- Briones Gil, L. (2014). *Programación de macros de excel utilizando visual basic for applications*. [https://www.cartagena99.com/recursos/alumnos/apuntes/TEMA_6_Programacion de Macros de Excel utilizando VBA.pdf](https://www.cartagena99.com/recursos/alumnos/apuntes/TEMA_6_Programacion_de_Macros_de_Excel_utilizando_VBA.pdf)
- Burleigh, L. H., SPE, & Baker Hughes. (2010). ESPs Successfully meet challenges of CO₂ use in tertiary oil recovery. *Journal of Petroleum Technology*, 62(09), 24–27. <https://doi.org/10.2118/0910-0024-jpt>
- Curl, R. F., & Pitzer, K. (1958). Volumetric and thermodynamic properties of fluids—Enthalpy, free energy, and entropy. *Industrial & Engineering Chemistry*, 50(2), 265–274. <https://doi.org/10.1021/ie50578a047>
- Dhima, A., de Hemptinne, J.-C., & Jose, J. (1999). Solubility of hydrocarbons and CO₂ mixtures in water under high pressure. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 38(8), 3144–3161. <https://doi.org/10.1021/ie980768g>
- Dunn, J. (2007). *Petroleum engineering handbook: production operations engineering: Vol. IV*. Society of Petroleum.
- Duque Tobón, S., & Carrero Mantilla, J. I. (2008). Una implementación abierta y

- generalizada del método predictivo de Soave-Redlich-Kwong para el cálculo de la constante de la ley de Henry. *INGENIERÍA Y COMPETITIVIDAD*, 10(2), 9–28. <https://doi.org/10.25100/iyc.v10i2.2471>
- Dyer, S. ., & Graham, G. . (2002). The effect of temperature and pressure on oilfield scale formation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 35(1–2), 95–107. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(02\)00217-6](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(02)00217-6)
- Eaton. (s/f). *Multi-tap substation transformer | submersible pump*. Recuperado el 1 de octubre de 2020, de <https://www.eaton.com/us/en-us/catalog/medium-voltage-power-distribution-control-systems/multi-tap-substation-transformer.html>
- Ectricol. (s/f). *Caja de venteo*. Recuperado el 1 de octubre de 2020, de <https://www.ectricol.com/caja-de-venteo/>
- Energy Institute. (2010). Good plant design and operation for onshore carbon capture installations and onshore pipelines. En *The Energy Institute, London* (First edit). Energy Institute.
- ESP Expert. (s/f). Recuperado el 1 de octubre de 2020, de <http://www.espexpert.com/pages.asp?id=26>
- Fernández, M. (2011). *Corrosión en la industria petrolera*. Universidad del Zulia.
- Fetoui, I. (s/f). *ESP: Pump Stage - Production Technology*. Recuperado el 1 de octubre de 2020, de <https://production-technology.org/esp-pump-stage/>
- Flynn, D. j. (2009). *The Nalco water handbook* (D. J. Flynn & D. E. Fogarty (Eds.); Thrid edit). McGraw-Hill.
- Fuentes, C., & Peña, D. (2007). Predicción de la corrosión por CO₂ + H₂S en tuberías de acero al carbono. *Scientia et Technica*, 36, 881–886.
- Funciones matemáticas en VBA*. (s/f). Recuperado el 9 de septiembre de 2021, de <https://www.excel-avanzado.com/funciones-vba/funciones-matematicas-en-vba>
- Gas Processors Suppliers Association. (2004). *Engineering data book: Vols. I & II* (Twelfth ed). Gas Processors Suppliers Association. <http://www.wlv.com/products/thermal-management-databooks.html>
- Henry, W. (1802). Experiments on the quantity of gases absorbed by water, at different temperatures, and under different pressures. *The royal society*, 93(795), 18. <https://doi.org/10.1098/rstl.1803.0004>
- Hernandez, D. (2016). *El CO₂, ¿amigo o enemigo?* <https://geologicalmanblog.wordpress.com/2016/04/26/co2/>
- Jacobs, G. K., & Kerrick, D. M. (1981). Methane: An equation of state with application to the ternary system H₂O-CO₂-CH₄. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 45(5), 607–614. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(81\)90035-1](https://doi.org/10.1016/0016-7037(81)90035-1)
- Kahrwad, M., Sorbie, K. S., & Boak, L. S. (2009). Coupled adsorption/precipitation of scale

- inhibitors: Experimental results and modeling. *SPE Production and Operations*, 24(3), 481–491. <https://doi.org/10.2118/114108-PA>
- Kamal, M. S., Hussein, I., Mahmoud, M., Sultan, A. S., & Saad, M. A. S. (2018). Oilfield scale formation and chemical removal: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171(January), 127–139. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.037>
- Lackner, G., Doty, D. R., Shirazi, S. A., & Schmidt, Z. (2002). Effect of viscosity on downhole gas separation in a rotary gas separator. *SPE Production & Facilities*, 17(03), 184–191. <https://doi.org/10.2118/79076-PA>
- Lebowitz, J. L., Helfand, E., & Psaestgaakd, E. (1965). Scaled particle theory of fluid mixtures. *The Journal of Chemical Physics*, 43(3), 774–779. <https://doi.org/10.1063/1.1696842>
- Li, Y.-K., & Nghiem, L. X. (1986). Phase equilibria of oil, gas and water/brine mixtures from a cubic equation of state and Henry's law. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 64(3), 486–496. <https://doi.org/10.1002/cjce.5450640319>
- Los operadores en VBA «Excel Avanzado»*. (2019). <https://www.excel-avanzado.com/39382/los-operadores-en-vba.html>
- Magnetic Pumping Solutions. (s/f). *MPS Permanent magnet motors*. Recuperado el 1 de octubre de 2020, de <https://www.magneticpumpingsolutions.com/pmmotor.php>
- Mandalaparty, P., Deo, M., & Moore, J. (2011). Gas-compositional effects on mineralogical reactions in carbon dioxide sequestration. *SPE Journal*, 16(04), 949–958. <https://doi.org/10.2118/124909-PA>
- Manrique, E., & Romero, J. (2010). Estatus de la recuperación mejorada de petróleo en colombia. *the science of enhanced oil recovery*, 1–4.
- Masterton, W. L., & Lee, T. P. (1970). Salting coefficients from scaled particle theory. *Journal of Physical Chemistry*, 74(8), 1776–1782. <https://doi.org/10.1021/j100703a020>
- Mathews, S. G., Keefe, M. O., Abdou, M., Carnegie, A., Raghuraman, B., Wei, W., & Gang Xian, C. (2011). Valor de agua de formación. *Oilfiled Review*, 23(1), 26–39.
- McCain, W. D. J. (1989). The properties of petroleum fluids. En *PennWell Corp* (Second edi).
- Mohamed, I. M., He, J., & Nasr-El-Din, H. A. (2012). Carbon dioxide sequestration in sandstone aquifers: how does it affect the permeability? *Carbon Management Technology Conference*, 20. <https://doi.org/10.7122/149958-MS>
- Mora, W. F., & Luis Espinoza, J. B. (s/f). *Programación Visual Basic (VBA) para Excel y Análisis Numérico*.
- Müller-Steinhagen, H. M., & Branch, C. A. (1988). Comparison of indices for the scaling and corrosion tendency of water. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 66(6), 1005–1007. <https://doi.org/10.1002/cjce.5450660617>

- Nasehi, M., & Asghari, K. (2010). Use of CO₂ in heavy-oil waterflooding. *All Days, November*, 474–486. <https://doi.org/10.2118/139672-MS>
- Oddo, J. E., & Tomson, M. B. (1994). Why scale forms in the oil field and methods to predict it. *SPE Production & Facilities*, 9(01), 47–54. <https://doi.org/10.2118/21710-PA>
- Pacheco Roman, F. J., & Hejazi, S. H. (2014). Graphical determination of the Henry's constant and the diffusion coefficient of gases in heavy oils using late-time pressure-decay data. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 7, 1–21. <https://doi.org/10.2118/170957-MS>
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos* (Primera ed). Ediciones Astro Data S. A.
- Pátzay, G., Stáhl, G., Kármán, F. H., & Kálmán, E. (1997). Modeling of scale formation and corrosion from geothermal water. *Electrochimica Acta*, 43(1–2), 137–147. [https://doi.org/10.1016/S0013-4686\(97\)00242-9](https://doi.org/10.1016/S0013-4686(97)00242-9)
- Pierotti, R. A. (1963). The solubility of gases in liquids. *The Journal of Physical Chemistry*, 67(9), 1840–1845. <https://doi.org/10.1021/j100803a024>
- Pierotti, R. A. (1967). Scaled-particle theory of dilute aqueous solutions. *The Journal of Physical Chemistry*, 71(7), 2366–2367. <https://doi.org/10.1021/j100866a070>
- Pierotti, R. A. (1976). A scaled particle theory of aqueous and nonaqueous solutions. *Chemical Reviews*, 76(6), 717–726. <https://doi.org/10.1021/cr60304a002>
- Pinzón Torres, C., García Ortiz, L. S., & Rodríguez Osorio, D. F. (2009). Modelamiento termodinámico para la inhibición de incrustaciones de carbonato de calcio en sistemas Hidrocarburos. *Ingeniería y Región*, 6, 33–43. <https://doi.org/10.25054/22161325.809>
- Propergol, S. (s/f). *¿Qué tipos de variables puedo encontrar en VBA Excel?* Recuperado el 9 de septiembre de 2021, de <https://ayudaexcel.com/tipos-variables-puedo-encontrar-vba-excel/>
- Reiss, H., Frisch, H. L., Helfand, E., & Lebowitz, J. L. (1960). Aspects of the statistical thermodynamics of real fluids. *The Journal of Chemical Physics*, 32(1), 119–124. <https://doi.org/10.1063/1.1700883>
- Sander, R. (2015). Compilation of Henry's law constants (version 4.0) for water as solvent. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 15(8), 1–563. <https://doi.org/10.5194/acp-15-4399-2015>
- Schlumberger. (s/f-a). *Curso de operaciones con bombas electrosumergibles* (p. 119).
- Schlumberger. (s/f-b). *SpeedStar | Variable Speed Drives*. Recuperado el 1 de octubre de 2020, de <https://www.slb.com/completions/artificial-lift/power-systems-and-cables/surface-electrical-equipment-and-services/speedstar-vsds>
- Schlumberger. (s/f-c). *VGSA vortex gas separator assembly for ESPs*. Recuperado el 1 de octubre de 2020, de <https://www.slb.com/completions/artificial-lift/electrical->

submersible-pumps/esp-gas-devices/vgsa-vortex-gas-separator-assembly

- Schulze, G., & Prausnitz, J. M. (1981). Solubilities of gases in water at high temperatures. *Lawrence Berkeley National Laboratory*. <https://escholarship.org/uc/item/5mh9r75z>
- Sepúlveda Gaona, J. A., & Losada, J. D. (2014). Evaluación de las propiedades petrofísicas debido a la interacción entre el CO₂ - fluidos y la roca del yacimiento. *Ingeniería y Región*, 12(2), 69–78. <https://doi.org/10.25054/22161325.732>
- Stiff, H. A., & Davis, L. E. (1952). A Method for Predicting the Tendency of Oil Field Waters To Deposit Calcium Carbonate. *Journal of Petroleum Technology*, 4(09), 213–216. <https://doi.org/10.2118/952213-g>
- Takacs, G. (2018). Electrical submersible pumps manual. En *Antimicrobial Agents and Chemotherapy* (Second edi). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/C2017-0-01308-3>
- Turpin, J. L., Lea, J. F., & Bearden, J. L. (1986). *Gas-liquid flow through centrifugal pumps - correlation of data* (pp. 13–20). Turbomachinery Laboratories, Department of Mechanical Engineering, Texas A&M University.
- Van der Meer, B. (2019). Carbon dioxide storage in natural gas reservoir. En *Oil & Gas Science and Technology* (Vol. 60, Número 3, pp. 527–536). <https://doi.org/10.2516/ogst:2005035>
- Vecchia, F. D. (2009). *Evaluation of degradation process on class G cement employed in oil wells in the presence of supercritical CO₂*. Pontificia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.
- Xiao, J. J., & Lastra, R. (2018). Induction versus permanent magnet motors for ESP applications. *All Days*, 23–26. <https://doi.org/10.2118/192177-MS>
- Yan, W., Huang, S., & Stenby, E. H. (2011). Measurement and modeling of CO₂ solubility in NaCl brine and CO₂-saturated NaCl brine density. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5(6), 1460–1477. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2011.08.004>

ANEXOS

A. PROGRAMACIÓN EN VISUAL BASIC

PROCEDIMIENTOS

En *Visual Basic* Excel se pueden crear y ejecutar diferentes procedimientos para interactuar con los datos de cada hoja y obtener resultados a partir de ellos. Esto se realiza mediante líneas de código que determinan un conjunto de instrucciones llamadas macros; estas macros forman procedimientos que pueden ser funciones (*Function*) y subrutinas (*Sub*).

Las funciones son procedimientos más simples, los cuales aceptan constantes, variables o expresiones y están limitadas a devolver un resultado en particular. Su estructura tiene la siguiente forma:

```
Function NombreFunción(argumentos)
    Instrucciones
    NombreFunción = Valor de retorno
End Function
```

A partir de esto, la función recibe los argumentos que se planteen, luego realiza el procedimiento de acuerdo con las instrucciones que se establecieron, y finalmente se determina el valor que va a retornar la función. Este valor puede ir a la celda en donde se escribe la función o a la subrutina en donde se llamó la función.

Por otro lado, las subrutinas son procedimientos más complejos, los cuales aceptan constantes, variables o expresiones, pueden llamar funciones y no están limitados a entregar un resultado a no ser que se dé la instrucción de ello. Su estructura tiene la siguiente forma:

```
Sub NombreSubrutina(argumentos)
    Instrucciones
End Sub
```

Además, hay dos tipos principales de subrutinas las cuales determinan quién puede llamar a dicha subrutina. Esto se establece de manera opcional agregando la palabra *Private* o *Public* antes de la palabra *Sub* en la primera línea de la estructura, haciendo que para el primer caso la subrutina pueda ser llamada por cualquier otra subrutina, y para el segundo caso, haciendo que sólo pueda ser llamada por otras subrutinas que se encuentren dentro del mismo módulo o espacio de código (Mora & Luis Espinoza, s/f).

VARIABLES

Las variables almacenan valores (datos, constantes, nombres, etc.) y permiten realizar procedimientos con dichos valores. Pueden ser de diferentes tipos según sea la información

que se quiera almacenar, como se observa en la Tabla 17 en donde están los principales tipos de variables.

Tabla 17 Tipos de variables. Adaptado de (Briones Gil, 2014).

Tipo de variable	Prefijo	Descripción
String	str	Almacena cadenas de caracteres desde uno hasta aproximadamente 2 mil millones y el espacio ocupado en la memoria depende de su tamaño.
Integer	int	Almacena números enteros desde -32.768 hasta 32.767.
Long	lng	Almacena números enteros desde -2.147.483.648 hasta 2.147.483.647.
Single	sng	Almacena números fraccionarios periódicos en un rango desde -3,4028235E+38 a -1,401298E-45 para números negativos y 1,401298E-45 a 3,4028235E+38 para números positivos. Ocupa 4 bytes en la memoria.
Double	dbl	Almacena números fraccionarios periódicos en un rango desde -1,79769313486231570E+308 a -4,94065645841246544E-324 para los valores negativos y desde 4,94065645841246544E-324 a 1,79769313486231570E+308 para los valores positivos. Ocupa 8 bytes en la memoria.
Boolean	bln	Sólo almacena dos valores: verdadero (1) o falso (2), y ocupa 2 bytes en la memoria.
Byte	byt	Almacena números enteros positivos desde 0 a 255 y ocupa 1 byte en la memoria.
Currency	cur	Almacena valores de monedas en un rango de -922.334.203.685.477,5808 hasta 922.337.203.685.477,5807 y ocupa 8 bytes en la memoria.
Date	dtm	Almacena fechas y horas como números de serie.
Object	obj	Almacena cualquier referencia a objetos.
Variant	vnt	Almacena cualquier tipo de variable (números, fechas, caracteres, etc). Su tamaño depende del valor que se almacene más un valor fijo de 22 bytes.

En caso de que se requiera utilizar una variable que represente un vector o una matriz, se debe primero declarar como se indica a continuación:

Dim Variable(x,y) as TipoDeVariable.

Si se requiere modificar una variable declarada, se realiza utilizando la siguiente estructura:

ReDim Variable(x,y) as TipoDeVariable (Briones Gil, 2014; Propergol, s/f).

OPERADORES

Para la elaboración de diferentes estructuras lógicas, *Visual Basic* cuenta con diferentes operadores. En primer lugar, están los operadores matemáticos (+, -, *, /, ^), los cuales sirven para realizar cálculos matemáticos. Luego están los operadores lógicos, los cuales permiten condicionar expresiones o establecer alguna relación entre ellas. En la Tabla 18 se encuentran los operadores lógicos principales. Finalmente están los operadores de comparación los cuales sirven para comparar dos cantidades y arrojar como resultado verdadero o falso; algunos operadores de comparación se observan en la Tabla 19 (*Los operadores en VBA « Excel Avanzado, 2019*).

Tabla 18 Operadores lógicos. Adaptado de (*Los operadores en VBA « Excel Avanzado, 2019*).

Operador lógico	Símbolo	Descripción
Conjunción	And	El resultado es verdadero si todas las expresiones que conecta son verdaderas.
Disyunción	Not	El resultado es verdadero si al menos una de las expresiones que conecta es verdadera.
Disyunción exclusiva	Xor	El resultado es verdadero si sólo una de las expresiones que conecta es verdadera.
Negación	Not	El resultado es el inverso de la expresión, es decir que, si la expresión es verdadera, el resultado será falso y viceversa.

Tabla 19 Operadores de comparación. Adaptado de (*Los operadores en VBA « Excel Avanzado, 2019*).

Operador de comparación	Símbolo	Descripción
Mayor que	>	Su valor es verdadero si el valor a la izquierda es mayor que el valor a la derecha.
Menor que	<	Su valor es verdadero si el valor a la izquierda es menor que el valor a la derecha.
Igual a	=	Su valor es verdadero si los valores comparados son exactamente iguales.
Distinto de	<>	Su valor es verdadero si los valores comparados son distintos.
Mayor o igual que	>=	Su valor es verdadero si el valor a la izquierda es mayor o igual al valor de la derecha.
Menor o igual que	<=	Su valor es verdadero si el valor a la izquierda es menor o igual al valor de la derecha.

CONDICIONALES

Para elaborar estructuras condicionales, *Visual Basic* cuenta con el elemento *if*, el cual declara una prueba lógica que, en caso de ser verdadera, se ejecutará la instrucción deseada. Además, en caso de necesitar agregar más condiciones, se tiene el complemento *else* y *elseif*; el primero simplemente ejecuta otra instrucción en caso de que la prueba lógica del *if* anterior arroje como resultado falso, y el último se ejecuta si la prueba lógica del condicional anterior arroja como resultado falso y si la nueva prueba lógica que declara es verdadera. Las estructuras condicionales se escriben como se indica a continuación(Arranz, s/f-c):

If PruebaLógica1 Then

Instrucción que se ejecuta si la PruebaLógica1 es verdadera

Elseif PruebaLógica2 Then

Instrucción que se ejecuta si la PruebaLógica1 es falsa y la PruebaLógica2 es verdadera

Else

Instrucción que se ejecuta si la PruebaLógica1 y PruebaLógica2 son falsas

End if

CICLOS

Otra estructura fundamental es el ciclo o bucles, las cuales permiten ejecutar instrucciones repetidamente y sólo se detiene cuando se cumpla cierta condición establecida inicialmente.

El tipo de ciclo más común es el For, el cual ejecuta una instrucción el número de veces que indica un contador que va a moverse entre el rango establecido. Se escribe como se indica a continuación:

For Contador=ValorInicial to ValorFinal Step ValorDeCambio

Instrucciones

Next

Aquí, el contador indica cuántas veces se va a repetir la instrucción, el cual va a variar desde ValorInicial hasta ValorFinal y va a tener un incremento según indique ValorDeCambio, el cual es un valor entero positivo o negativo. Como estructura opcional, se puede agregar la línea Exit For en cualquier parte del ciclo para terminarlo y continuar con el código posterior al next(Arranz, s/f-b).

El otro tipo de ciclo es el Do, el cual va a repetir una instrucción tantas veces como sea necesario mientras que la condición puesta sea verdadera, y en cuando dicha condición devuelva falso, el ciclo finalizará. Su estructura tiene la siguiente forma:

Do While Condición

Instrucción

Loop

El término Condición se evalúa en cada repetición, y si su resultado es verdadero, se realizará una vez más el ciclo. Como alternativa, se puede mover la condición al final de la estructura, eliminando el While Condición de la primera línea y modificando la última línea a Loop While Condición. Otra alternativa es reemplazar en cualquier caso el While por Until, y en este caso el ciclo se repetirá mientras que la condición sea falsa, y en el momento en que su resultado sea verdadero, el ciclo terminará. De forma similar al ciclo For, se puede agregar la línea Exit Do para finalizar el ciclo inmediatamente y continuar con el código posterior al Loop(Arranz, s/f-a).

FUNCIONES MATEMÁTICAS

Para facilitar el desarrollo de cálculos matemáticos, *Visual Basic* contiene diferentes funciones integradas, presentadas en la Tabla 20, y, además, es posible utilizar las funciones integradas en Excel mediante la forma “*Application.WorksheetFunction.*”(Funciones matemáticas en VBA, s/f).

Tabla 20 Funciones matemáticas. Adaptado de (*Funciones matemáticas en VBA, s/f*)

Función	Descripción
Abs(x)	Devuelve el valor absoluto de un número x
Int(x)	Devuelve la parte entera de un número x
Sqr(x)	Devuelve la raíz cuadrada de un número x
Round(x,n)	Devuelve un número x redondeado con n decimales
Sin(x)	Devuelve el seno de x
Cos(x)	Devuelve el coseno de x
Tan(x)	Devuelve la tangente de x
EXP	Calcula el valor de la constante “e” elevada a una potencia dada
Log(x)	Devuelve el logaritmo natural de x

B. COMPOSICIÓN NORMALIZADA DEL CRUDO

Para el análisis de sensibilidad realizado se tuvo que variar la proporción de CO₂ presente en el crudo, el cual se ingresa al programa WINPROP© junto con la composición del crudo.

Como se mostró en el ejemplo de aplicación 4.1 PROGRAMA WINPROP© DE CMG, el programa realiza una normalización de la composición ingresada, teniendo diferentes valores dependiendo de la proporción de CO₂ establecida. En la siguiente tabla se presentan estas composiciones.

Tabla 21 Composición normalizada del crudo para diferentes valores de CO₂

Componente	Proporción CO ₂ en el crudo				
	5% CO ₂ %mol	15% CO ₂ %mol	25% CO ₂ %mol	45% CO ₂ %mol	60% CO ₂ %mol
N ₂	0.59389236	0.53137737	0.46886239	0.34383242	0.25005994
CO ₂	2.5	7.5	12.5	22.5	30
CH ₄	7.49627006	6.707189	5.91810794	4.33994582	3.15632423
C ₂ H ₆	1.8129245	1.62209034	1.43125618	1.04958787	0.76333663
C ₃ H ₈	2.80910943	2.5134137	2.21771797	1.62632651	1.18278292
IC ₄	0.71500601	0.63974222	0.56447843	0.41395085	0.30105516
NC ₄	1.9865319	1.77742328	1.56831466	1.15009742	0.83643449
IC ₅	1.04791304	0.93760641	0.82729977	0.6066865	0.44122655
NC ₅	1.14667977	1.02597664	0.9052735	0.66386723	0.48281253
FC ₆	1.65367272	1.47960191	1.3055311	0.95738947	0.69628325
H ₂ O	50	50	50	50	50
C ₀₇₊	28.2380002	25.2655791	22.2931581	16.3483159	11.8896843
Total	100	100	100	100	100

C. TABLAS DE RESULTADOS

Determinación de las presiones desde la profundidad de los perforados hasta la profundidad donde se encuentra ubicada la bomba.

Tabla 22 Distribución de presiones

Profundidad, ft	Presión, psi	Profundidad, ft	Presión, psi	Profundidad, ft	Presión, psi
11430.13	2700	11020.13	2531.96082	10610.13	2363.922
11420.13	2695.901	11010.13	2527.8623	10600.13	2359.823
11410.13	2691.803	11000.13	2523.76379	10590.13	2355.725
11400.13	2687.704	10990.13	2519.66527	10580.13	2351.626
11390.13	2683.606	10980.13	2515.56675	10570.13	2347.528
11380.13	2679.507	10970.13	2511.46824	10560.13	2343.429
11370.13	2675.409	10960.13	2507.36972	10550.13	2339.331
11360.13	2671.310	10950.13	2503.2712	10540.13	2335.232
11350.13	2667.212	10940.13	2499.17269	10530.13	2331.134
11340.13	2663.113	10930.13	2495.07417	10520.13	2327.035
11330.13	2659.015	10920.13	2490.97565	10510.13	2322.936
11320.13	2654.916	10910.13	2486.87714	10500.13	2318.838
11310.13	2650.818	10900.13	2482.77862	10490.13	2314.739
11300.13	2646.719	10890.13	2478.6801	10480.13	2310.641
11290.13	2642.621	10880.13	2474.58159	10470.13	2306.542
11280.13	2638.522	10870.13	2470.48307	10460.13	2302.444
11270.13	2634.424	10860.13	2466.38455	10450.13	2298.345
11260.13	2630.325	10850.13	2462.28604	10440.13	2294.247
11250.13	2626.227	10840.13	2458.18752	10430.13	2290.148
11240.13	2622.128	10830.13	2454.089	10420.13	2286.050
11230.13	2618.030	10820.13	2449.99049	10410.13	2281.951
11220.13	2613.931	10810.13	2445.89197	10400.13	2277.853
11210.13	2609.833	10800.13	2441.79345	10390.13	2273.754
11200.13	2605.734	10790.13	2437.69494	10380.13	2269.656
11190.13	2601.636	10780.13	2433.59642	10370.13	2265.557
11180.13	2597.537	10770.13	2429.4979	10360.13	2261.459
11170.13	2593.439	10760.13	2425.39939	10350.13	2257.360
11160.13	2589.340	10750.13	2421.30087	10340.13	2253.262
11150.13	2585.242	10740.13	2417.20235	10330.13	2249.163
11140.13	2581.143	10730.13	2413.10384	10320.13	2245.065
11130.13	2577.045	10720.13	2409.00532	10310.13	2240.966
11120.13	2572.946	10710.13	2404.9068	10300.13	2236.868
11110.13	2568.847	10700.13	2400.80829	10290.13	2232.769

11100.13	2564.749	10690.13	2396.70977	10280.13	2228.671
11090.13	2560.650	10680.13	2392.61125	10270.13	2224.572
11080.13	2556.552	10670.13	2388.51274	10260.13	2220.474
11070.13	2552.453	10660.13	2384.41422	10250.13	2216.375
11060.13	2548.355	10650.13	2380.3157	10240.13	2212.277
11050.13	2544.256	10640.13	2376.21719	10230.13	2208.178
11040.13	2540.158	10630.13	2372.11867	10220.13	2204.079
11030.13	2536.059	10620.13	2368.02016	10210.13	2199.981

La Tabla 23 expone los valores de los diferentes índices de saturación calculados con el ajuste de WINPROP© y la ecuación de Oddo-Tomson a diferentes condiciones de presión, proporción de CO₂ en el crudo (5, 15, 25, 45, 60%) y salinidades (1, 3, 5, 7, 10, 15%) a una concentración de iones constante.

Tabla 23 Índices de saturación para diferentes valores de presión, proporción de CO₂ en el crudo y salinidades

Datos de entrada-variables							Datos de salida					
Sal.	Presión	CO ₂	kaq CO ₂ , WINPROP	HCO ₃ ⁻	Ca ⁺²	Si	f _g CO ₂	y _g CO ₂	pH	I.S, WINPROP	kaq CO ₂ , Oddo- Tomson	I.S, Oddo- Tomson
%	psia	%	M/psi	mg/L	mg/L	M					M/psi	
1	2700		0.002746192	891	4450	0.706	0.7983	0.02497	5.725	0.537109	0.000498302	1.278347
1	2650		0.002754833	891	4450	0.706	0.8016	0.02497	5.732	0.545753	0.000499011	1.287739
1	2600		0.002763326	891	4450	0.706	0.8050	0.02497	5.74	0.554580	0.00049972	1.297285
1	2550		0.002772075	891	4450	0.706	0.8084	0.02497	5.748	0.563530	0.000500431	1.306991
1	2500		0.002780674	891	4450	0.706	0.8117	0.02497	5.756	0.572676	0.000501142	1.316865
1	2450	5	0.002789534	891	4450	0.706	0.8151	0.02497	5.764	0.581958	0.000501855	1.326912
1	2400		0.002798242	891	4450	0.706	0.8185	0.02497	5.772	0.591450	0.000502568	1.337140
1	2350		0.002807005	891	4450	0.706	0.8220	0.02497	5.78	0.601126	0.000503283	1.347557
1	2300		0.002815823	891	4450	0.706	0.8254	0.02497	5.789	0.610993	0.000503998	1.358170
1	2250		0.002824696	891	4450	0.706	0.8288	0.02498	5.798	0.621062	0.000504715	1.368988
1	2200		0.002833412	891	4450	0.706	0.8323	0.02498	5.807	0.631374	0.000505432	1.380021
1	2700		0.002724924	891	4450	0.706	0.7983	0.07491	5.248	0.063365	0.000498302	0.801226
1	2650		0.002733630	891	4450	0.706	0.8016	0.07492	5.255	0.071988	0.000499011	0.810617
1	2600		0.002742192	891	4450	0.706	0.8050	0.07492	5.263	0.080793	0.00049972	0.820163
1	2550		0.002750606	891	4450	0.706	0.8084	0.07492	5.271	0.089786	0.000500431	0.829870
1	2500		0.002759275	891	4450	0.706	0.8117	0.07492	5.279	0.098910	0.000501142	0.839744
1	2450	15	0.002767999	891	4450	0.706	0.8151	0.07492	5.287	0.108203	0.000501855	0.849791
1	2400		0.002776573	891	4450	0.706	0.8185	0.07492	5.295	0.117705	0.000502568	0.860019
1	2350		0.002785406	891	4450	0.706	0.8220	0.07492	5.303	0.127359	0.000503283	0.870435
1	2300		0.002794089	891	4450	0.706	0.8254	0.07492	5.312	0.137237	0.000503998	0.881049
1	2250		0.002802825	891	4450	0.706	0.8288	0.07493	5.321	0.147317	0.000504715	0.891867
1	2200		0.002811617	891	4450	0.706	0.8323	0.07493	5.33	0.157607	0.000505432	0.902900

1	2700		0.002719020	891	4450	0.706	0.7983	0.12486	5.026	-0.157542	0.000498302	0.579377
1	2650		0.002727688	891	4450	0.706	0.8016	0.12486	5.034	-0.148916	0.000499011	0.588769
1	2600		0.002736213	891	4450	0.706	0.8050	0.12486	5.041	-0.140108	0.00049972	0.598315
1	2550		0.002744791	891	4450	0.706	0.8084	0.12486	5.049	-0.131144	0.000500431	0.608021
1	2500		0.002753423	891	4450	0.706	0.8117	0.12487	5.057	-0.122017	0.000501142	0.617895
1	2450	25	0.002761907	891	4450	0.706	0.8151	0.12487	5.065	-0.112689	0.000501855	0.627942
1	2400		0.002770647	891	4450	0.706	0.8185	0.12487	5.073	-0.103216	0.000502568	0.638170
1	2350		0.002779237	891	4450	0.706	0.8220	0.12487	5.081	-0.093527	0.000503283	0.648587
1	2300		0.002788088	891	4450	0.706	0.8254	0.12487	5.09	-0.083678	0.000503998	0.659200
1	2250		0.002796787	891	4450	0.706	0.8288	0.12488	5.099	-0.073595	0.000504715	0.670018
1	2200		0.002805541	891	4450	0.706	0.8323	0.12488	5.108	-0.063303	0.000505432	0.681051
1	2700		0.002732836	891	4450	0.706	0.7983	0.22474	4.771	-0.415016	0.000498302	0.324105
1	2650		0.002741393	891	4450	0.706	0.8016	0.22475	4.778	-0.406365	0.000499011	0.333496
1	2600		0.002750004	891	4450	0.706	0.8050	0.22475	4.786	-0.397564	0.00049972	0.343042
1	2550		0.002758669	891	4450	0.706	0.8084	0.22475	4.794	-0.388607	0.000500431	0.352749
1	2500		0.002767388	891	4450	0.706	0.8117	0.22476	4.801	-0.379487	0.000501142	0.362622
1	2450	45	0.002775959	891	4450	0.706	0.8151	0.22476	4.81	-0.370165	0.000501855	0.372670
1	2400		0.002784788	891	4450	0.706	0.8185	0.22477	4.818	-0.360700	0.000502568	0.382898
1	2350		0.002793467	891	4450	0.706	0.8220	0.22477	4.826	-0.351017	0.000503283	0.393314
1	2300		0.002802200	891	4450	0.706	0.8254	0.22477	4.835	-0.341143	0.000503998	0.403927
1	2250		0.002810987	891	4450	0.706	0.8288	0.22478	4.844	-0.331067	0.000504715	0.414746
1	2200		0.002819830	891	4450	0.706	0.8323	0.22478	4.853	-0.320782	0.000505432	0.425778
1	2700		0.002740395	891	4450	0.706	0.7983	0.29966	4.646	-0.541154	0.000498302	0.199166
1	2650		0.002749000	891	4450	0.706	0.8016	0.29966	4.653	-0.532507	0.000499011	0.208557
1	2600		0.002757658	891	4450	0.706	0.8050	0.29967	4.661	-0.523710	0.00049972	0.218103
1	2550		0.002766168	891	4450	0.706	0.8084	0.29967	4.669	-0.514725	0.000500431	0.227810
1	2500		0.002774936	891	4450	0.706	0.8117	0.29968	4.677	-0.505608	0.000501142	0.237684
1	2450	60	0.002783553	891	4450	0.706	0.8151	0.29968	4.685	-0.496291	0.000501855	0.247731
1	2400		0.002792224	891	4450	0.706	0.8185	0.29969	4.693	-0.486796	0.000502568	0.257959
1	2350		0.002801157	891	4450	0.706	0.8220	0.29969	4.701	-0.477150	0.000503283	0.268375
1	2300		0.002809938	891	4450	0.706	0.8254	0.2997	4.71	-0.467279	0.000503998	0.278989
1	2250		0.002818774	891	4450	0.706	0.8288	0.2997	4.719	-0.457207	0.000504715	0.289807
1	2200		0.002827454	891	4450	0.706	0.8323	0.29971	4.728	-0.446893	0.000505432	0.300840
3	2700		0.002554281	891	4450	0.706	0.7983	0.02497	5.725	0.568571	0.000498302	1.278347
3	2650		0.002562278	891	4450	0.706	0.8016	0.02497	5.732	0.577222	0.000499011	1.287739
3	2600		0.002570325	891	4450	0.706	0.8050	0.02497	5.74	0.586024	0.00049972	1.297285
3	2550		0.002578423	891	4450	0.706	0.8084	0.02497	5.748	0.594981	0.000500431	1.306991
3	2500	5	0.002586394	891	4450	0.706	0.8117	0.02497	5.756	0.604131	0.000501142	1.316865
3	2450		0.002594593	891	4450	0.706	0.8151	0.02497	5.764	0.613421	0.000501855	1.326912
3	2400		0.002602665	891	4450	0.706	0.8185	0.02497	5.772	0.622917	0.000502568	1.337140
3	2350		0.002610787	891	4450	0.706	0.8220	0.02497	5.78	0.632597	0.000503283	1.347557

3	2300		0.002619142	891	4450	0.706	0.8254	0.02497	5.789	0.642440	0.000503998	1.358170
3	2250		0.002627184	891	4450	0.706	0.8288	0.02498	5.798	0.652544	0.000504715	1.368988
3	2200		0.002635460	891	4450	0.706	0.8323	0.02498	5.807	0.662827	0.000505432	1.380021
3	2700		0.002535872	891	4450	0.706	0.7983	0.07491	5.248	0.094592	0.000498302	0.801226
3	2650		0.002543925	891	4450	0.706	0.8016	0.07492	5.255	0.103223	0.000499011	0.810617
3	2600		0.002551857	891	4450	0.706	0.8050	0.07492	5.263	0.112034	0.00049972	0.820163
3	2550		0.002559839	891	4450	0.706	0.8084	0.07492	5.271	0.121001	0.000500431	0.829870
3	2500		0.002567871	891	4450	0.706	0.8117	0.07492	5.279	0.130131	0.000501142	0.839744
3	2450	15	0.002575953	891	4450	0.706	0.8151	0.07492	5.287	0.139431	0.000501855	0.849791
3	2400		0.002584086	891	4450	0.706	0.8185	0.07492	5.295	0.148907	0.000502568	0.860019
3	2350		0.002592092	891	4450	0.706	0.8220	0.07492	5.303	0.158597	0.000503283	0.870435
3	2300		0.002600328	891	4450	0.706	0.8254	0.07492	5.312	0.168449	0.000503998	0.881049
3	2250		0.002608436	891	4450	0.706	0.8288	0.07493	5.321	0.178533	0.000504715	0.891867
3	2200		0.002616594	891	4450	0.706	0.8323	0.07493	5.33	0.188826	0.000505432	0.902900
3	2700		0.002530758	891	4450	0.706	0.7983	0.12486	5.026	-0.126380	0.000498302	0.579377
3	2650		0.002538779	891	4450	0.706	0.8016	0.12486	5.034	-0.117746	0.000499011	0.588769
3	2600		0.002546679	891	4450	0.706	0.8050	0.12486	5.041	-0.108932	0.00049972	0.598315
3	2550		0.002554628	891	4450	0.706	0.8084	0.12486	5.049	-0.099962	0.000500431	0.608021
3	2500		0.002562627	891	4450	0.706	0.8117	0.12487	5.057	-0.090830	0.000501142	0.617895
3	2450	25	0.002570676	891	4450	0.706	0.8151	0.12487	5.065	-0.081527	0.000501855	0.627942
3	2400		0.002578776	891	4450	0.706	0.8185	0.12487	5.073	-0.072048	0.000502568	0.638170
3	2350		0.002586927	891	4450	0.706	0.8220	0.12487	5.081	-0.062386	0.000503283	0.648587
3	2300		0.002594951	891	4450	0.706	0.8254	0.12487	5.09	-0.052500	0.000503998	0.659200
3	2250		0.002603205	891	4450	0.706	0.8288	0.12488	5.099	-0.042444	0.000504715	0.670018
3	2200		0.002611330	891	4450	0.706	0.8323	0.12488	5.108	-0.032148	0.000505432	0.681051
3	2700		0.002542036	891	4450	0.706	0.7983	0.22474	4.771	-0.383584	0.000498302	0.324105
3	2650		0.002550129	891	4450	0.706	0.8016	0.22475	4.778	-0.374956	0.000499011	0.333496
3	2600		0.002558100	891	4450	0.706	0.8050	0.22475	4.786	-0.366148	0.00049972	0.343042
3	2550		0.002566120	891	4450	0.706	0.8084	0.22475	4.794	-0.357184	0.000500431	0.352749
3	2500		0.002574192	891	4450	0.706	0.8117	0.22476	4.801	-0.348058	0.000501142	0.362622
3	2450	45	0.002582137	891	4450	0.706	0.8151	0.22476	4.81	-0.338732	0.000501855	0.372670
3	2400		0.002590309	891	4450	0.706	0.8185	0.22477	4.818	-0.329259	0.000502568	0.382898
3	2350		0.002598354	891	4450	0.706	0.8220	0.22477	4.826	-0.319572	0.000503283	0.393314
3	2300		0.002606630	891	4450	0.706	0.8254	0.22477	4.835	-0.309723	0.000503998	0.403927
3	2250		0.002614776	891	4450	0.706	0.8288	0.22478	4.844	-0.299643	0.000504715	0.414746
3	2200		0.002622974	891	4450	0.706	0.8323	0.22478	4.853	-0.289353	0.000505432	0.425778
3	2700		0.002546679	891	4450	0.706	0.7983	0.29966	4.646	-0.509315	0.000498302	0.199166
3	2650		0.002554628	891	4450	0.706	0.8016	0.29966	4.653	-0.500660	0.000499011	0.208557
3	2600		0.002562627	891	4450	0.706	0.8050	0.29967	4.661	-0.491855	0.00049972	0.218103
3	2550	60	0.002570676	891	4450	0.706	0.8084	0.29967	4.669	-0.482893	0.000500431	0.227810
3	2500		0.002578776	891	4450	0.706	0.8117	0.29968	4.677	-0.473769	0.000501142	0.237684
3	2450		0.002586927	891	4450	0.706	0.8151	0.29968	4.685	-0.464475	0.000501855	0.247731

3	2400		0.002594951	891	4450	0.706	0.8185	0.29969	4.693	-0.454975	0.000502568	0.257959
3	2350		0.002603025	891	4450	0.706	0.8220	0.29969	4.701	-0.445291	0.000503283	0.268375
3	2300		0.002611330	891	4450	0.706	0.8254	0.2997	4.71	-0.435444	0.000503998	0.278989
3	2250		0.002619507	891	4450	0.706	0.8288	0.2997	4.719	-0.425367	0.000504715	0.289807
3	2200		0.002627734	891	4450	0.706	0.8323	0.29971	4.728	-0.415079	0.000505432	0.300840
5	2700		0.002368366	891	4450	0.706	0.7983	0.02497	5.725	0.601391	0.000498302	1.278347
5	2650		0.002375839	891	4450	0.706	0.8016	0.02497	5.732	0.610032	0.000499011	1.287739
5	2600		0.002383360	891	4450	0.706	0.8050	0.02497	5.74	0.618822	0.00049972	1.297285
5	2550		0.002390776	891	4450	0.706	0.8084	0.02497	5.748	0.627796	0.000500431	1.306991
5	2500		0.002398239	891	4450	0.706	0.8117	0.02497	5.756	0.636933	0.000501142	1.316865
5	2450	5	0.002405748	891	4450	0.706	0.8151	0.02497	5.764	0.646240	0.000501855	1.326912
5	2400		0.002413305	891	4450	0.706	0.8185	0.02497	5.772	0.655723	0.000502568	1.337140
5	2350		0.002420909	891	4450	0.706	0.8220	0.02497	5.78	0.665390	0.000503283	1.347557
5	2300		0.002428561	891	4450	0.706	0.8254	0.02497	5.789	0.675250	0.000503998	1.358170
5	2250		0.002436104	891	4450	0.706	0.8288	0.02498	5.798	0.685338	0.000504715	1.368988
5	2200		0.002443694	891	4450	0.706	0.8323	0.02498	5.807	0.695637	0.000505432	1.380021
5	2700		0.002352678	891	4450	0.706	0.7983	0.07491	5.248	0.127156	0.000498302	0.801226
5	2650		0.002360052	891	4450	0.706	0.8016	0.07492	5.255	0.135806	0.000499011	0.810617
5	2600		0.002367473	891	4450	0.706	0.8050	0.07492	5.263	0.144605	0.00049972	0.820163
5	2550		0.002374790	891	4450	0.706	0.8084	0.07492	5.271	0.153589	0.000500431	0.829870
5	2500		0.002382304	891	4450	0.706	0.8117	0.07492	5.279	0.162707	0.000501142	0.839744
5	2450	15	0.002389714	891	4450	0.706	0.8151	0.07492	5.287	0.172023	0.000501855	0.849791
5	2400		0.002397322	891	4450	0.706	0.8185	0.07492	5.295	0.181487	0.000502568	0.860019
5	2350		0.002404826	891	4450	0.706	0.8220	0.07492	5.303	0.191164	0.000503283	0.870435
5	2300		0.002412377	891	4450	0.706	0.8254	0.07492	5.312	0.201032	0.000503998	0.881049
5	2250		0.002419819	891	4450	0.706	0.8288	0.07493	5.321	0.211130	0.000504715	0.891867
5	2200		0.002427465	891	4450	0.706	0.8323	0.07493	5.33	0.221410	0.000505432	0.902900
5	2700		0.002348129	891	4450	0.706	0.7983	0.12486	5.026	-0.093852	0.000498302	0.579377
5	2650		0.002355475	891	4450	0.706	0.8016	0.12486	5.034	-0.085200	0.000499011	0.588769
5	2600		0.002362866	891	4450	0.706	0.8050	0.12486	5.041	-0.076397	0.00049972	0.598315
5	2550		0.002370305	891	4450	0.706	0.8084	0.12486	5.049	-0.067439	0.000500431	0.608021
5	2500		0.002377790	891	4450	0.706	0.8117	0.12487	5.057	-0.058318	0.000501142	0.617895
5	2450	25	0.002385172	891	4450	0.706	0.8151	0.12487	5.065	-0.049000	0.000501855	0.627942
5	2400		0.002392751	891	4450	0.706	0.8185	0.12487	5.073	-0.039532	0.000502568	0.638170
5	2350		0.002400226	891	4450	0.706	0.8220	0.12487	5.081	-0.029854	0.000503283	0.648587
5	2300		0.002407748	891	4450	0.706	0.8254	0.12487	5.09	-0.019982	0.000503998	0.659200
5	2250		0.002415317	891	4450	0.706	0.8288	0.12488	5.099	-0.009910	0.000504715	0.670018
5	2200		0.002422778	891	4450	0.706	0.8323	0.12488	5.108	0.000400	0.000505432	0.681051
5	2700		0.002357244	891	4450	0.706	0.7983	0.22474	4.771	-0.350807	0.000498302	0.324105
5	2650		0.002364499	891	4450	0.706	0.8016	0.22475	4.778	-0.342133	0.000499011	0.333496
5	2600	45	0.002371948	891	4450	0.706	0.8050	0.22475	4.786	-0.333336	0.00049972	0.343042
5	2550		0.002379443	891	4450	0.706	0.8084	0.22475	4.794	-0.324383	0.000500431	0.352749

5	2500		0.002386835	891	4450	0.706	0.8117	0.22476	4.801	-0.315239	0.000501142	0.362622
5	2450		0.002394273	891	4450	0.706	0.8151	0.22476	4.81	-0.305926	0.000501855	0.372670
5	2400		0.002401911	891	4450	0.706	0.8185	0.22477	4.818	-0.296464	0.000502568	0.382898
5	2350		0.002409443	891	4450	0.706	0.8220	0.22477	4.826	-0.286791	0.000503283	0.393314
5	2300		0.002416868	891	4450	0.706	0.8254	0.22477	4.835	-0.276897	0.000503998	0.403927
5	2250		0.002424495	891	4450	0.706	0.8288	0.22478	4.844	-0.266830	0.000504715	0.414746
5	2200		0.002432169	891	4450	0.706	0.8323	0.22478	4.853	-0.256552	0.000505432	0.425778
5	2700		0.002359460	891	4450	0.706	0.7983	0.29966	4.646	-0.476154	0.000498302	0.199166
5	2650		0.002366877	891	4450	0.706	0.8016	0.29966	4.653	-0.467508	0.000499011	0.208557
5	2600		0.002374191	891	4450	0.706	0.8050	0.29967	4.661	-0.458685	0.00049972	0.218103
5	2550		0.002381701	891	4450	0.706	0.8084	0.29967	4.669	-0.449733	0.000500431	0.227810
5	2500		0.002389107	891	4450	0.706	0.8117	0.29968	4.677	-0.440591	0.000501142	0.237684
5	2450	60	0.002396712	891	4450	0.706	0.8151	0.29968	4.685	-0.431307	0.000501855	0.247731
5	2400		0.002404212	891	4450	0.706	0.8185	0.29969	4.693	-0.421819	0.000502568	0.257959
5	2350		0.002411759	891	4450	0.706	0.8220	0.29969	4.701	-0.412146	0.000503283	0.268375
5	2300		0.002419197	891	4450	0.706	0.8254	0.2997	4.71	-0.402254	0.000503998	0.278989
5	2250		0.002426839	891	4450	0.706	0.8288	0.2997	4.719	-0.392188	0.000504715	0.289807
5	2200		0.002434371	891	4450	0.706	0.8323	0.29971	4.728	-0.381884	0.000505432	0.300840
7	2700		0.002188938	891	4450	0.706	0.7983	0.02497	5.725	0.635607	0.000498302	1.278347
7	2650		0.002195833	891	4450	0.706	0.8016	0.02497	5.732	0.644249	0.000499011	1.287739
7	2600		0.002202771	891	4450	0.706	0.8050	0.02497	5.74	0.653042	0.00049972	1.297285
7	2550		0.002209623	891	4450	0.706	0.8084	0.02497	5.748	0.662017	0.000500431	1.306991
7	2500		0.002216518	891	4450	0.706	0.8117	0.02497	5.756	0.671155	0.000501142	1.316865
7	2450	5	0.002223456	891	4450	0.706	0.8151	0.02497	5.764	0.680462	0.000501855	1.326912
7	2400		0.002230437	891	4450	0.706	0.8185	0.02497	5.772	0.689945	0.000502568	1.337140
7	2350		0.002237463	891	4450	0.706	0.8220	0.02497	5.78	0.699613	0.000503283	1.347557
7	2300		0.002244533	891	4450	0.706	0.8254	0.02497	5.789	0.709473	0.000503998	1.358170
7	2250		0.002251513	891	4450	0.706	0.8288	0.02498	5.798	0.719560	0.000504715	1.368988
7	2200		0.002258537	891	4450	0.706	0.8323	0.02498	5.807	0.729857	0.000505432	1.380021
7	2700		0.002175405	891	4450	0.706	0.7983	0.07491	5.248	0.161179	0.000498302	0.801226
7	2650		0.002182214	891	4450	0.706	0.8016	0.07492	5.255	0.169830	0.000499011	0.810617
7	2600		0.002189066	891	4450	0.706	0.8050	0.07492	5.263	0.178632	0.00049972	0.820163
7	2550		0.002195961	891	4450	0.706	0.8084	0.07492	5.271	0.187589	0.000500431	0.829870
7	2500		0.002202771	891	4450	0.706	0.8117	0.07492	5.279	0.196735	0.000501142	0.839744
7	2450	15	0.002209752	891	4450	0.706	0.8151	0.07492	5.287	0.206025	0.000501855	0.849791
7	2400		0.002216648	891	4450	0.706	0.8185	0.07492	5.295	0.215517	0.000502568	0.860019
7	2350		0.002223587	891	4450	0.706	0.8220	0.07492	5.303	0.225193	0.000503283	0.870435
7	2300		0.002230569	891	4450	0.706	0.8254	0.07492	5.312	0.235062	0.000503998	0.881049
7	2250		0.002237596	891	4450	0.706	0.8288	0.07493	5.321	0.245131	0.000504715	0.891867
7	2200		0.002244533	891	4450	0.706	0.8323	0.07493	5.33	0.255437	0.000505432	0.902900
7	2700	25	0.002171515	891	4450	0.706	0.7983	0.12486	5.026	-0.059893	0.000498302	0.579377
7	2650		0.002178300	891	4450	0.706	0.8016	0.12486	5.034	-0.051239	0.000499011	0.588769

7	2600		0.002185127	891	4450	0.706	0.8050	0.12486	5.041	-0.042435	0.00049972	0.598315
7	2550		0.002191997	891	4450	0.706	0.8084	0.12486	5.049	-0.033475	0.000500431	0.608021
7	2500		0.002198911	891	4450	0.706	0.8117	0.12487	5.057	-0.024352	0.000501142	0.617895
7	2450		0.002205739	891	4450	0.706	0.8151	0.12487	5.065	-0.015034	0.000501855	0.627942
7	2400		0.002212610	891	4450	0.706	0.8185	0.12487	5.073	-0.005540	0.000502568	0.638170
7	2350		0.002219654	891	4450	0.706	0.8220	0.12487	5.081	0.004113	0.000503283	0.648587
7	2300		0.002226612	891	4450	0.706	0.8254	0.12487	5.09	0.013984	0.000503998	0.659200
7	2250		0.002233481	891	4450	0.706	0.8288	0.12488	5.099	0.024082	0.000504715	0.670018
7	2200		0.002240526	891	4450	0.706	0.8323	0.12488	5.108	0.034364	0.000505432	0.681051
7	2700		0.002178426	891	4450	0.706	0.7983	0.22474	4.771	-0.316545	0.000498302	0.324105
7	2650		0.002185254	891	4450	0.706	0.8016	0.22475	4.778	-0.307896	0.000499011	0.333496
7	2600		0.002192125	891	4450	0.706	0.8050	0.22475	4.786	-0.299096	0.00049972	0.343042
7	2550		0.002199039	891	4450	0.706	0.8084	0.22475	4.794	-0.290140	0.000500431	0.352749
7	2500		0.002205868	891	4450	0.706	0.8117	0.22476	4.801	-0.280996	0.000501142	0.362622
7	2450	45	0.002212870	891	4450	0.706	0.8151	0.22476	4.81	-0.271708	0.000501855	0.372670
7	2400		0.002219785	891	4450	0.706	0.8185	0.22477	4.818	-0.262218	0.000502568	0.382898
7	2350		0.002226743	891	4450	0.706	0.8220	0.22477	4.826	-0.252544	0.000503283	0.393314
7	2300		0.002233746	891	4450	0.706	0.8254	0.22477	4.835	-0.242677	0.000503998	0.403927
7	2250		0.002240659	891	4450	0.706	0.8288	0.22478	4.844	-0.232584	0.000504715	0.414746
7	2200		0.002247749	891	4450	0.706	0.8323	0.22478	4.853	-0.222306	0.000505432	0.425778
7	2700		0.002179056	891	4450	0.706	0.7983	0.29966	4.646	-0.441609	0.000498302	0.199166
7	2650		0.002185888	891	4450	0.706	0.8016	0.29966	4.653	-0.432961	0.000499011	0.208557
7	2600		0.002192635	891	4450	0.706	0.8050	0.29967	4.661	-0.424136	0.00049972	0.218103
7	2550		0.002199553	891	4450	0.706	0.8084	0.29967	4.669	-0.415180	0.000500431	0.227810
7	2500		0.002206515	891	4450	0.706	0.8117	0.29968	4.677	-0.406062	0.000501142	0.237684
7	2450	60	0.002213390	891	4450	0.706	0.8151	0.29968	4.685	-0.396749	0.000501855	0.247731
7	2400		0.002220309	891	4450	0.706	0.8185	0.29969	4.693	-0.387259	0.000502568	0.257959
7	2350		0.002227270	891	4450	0.706	0.8220	0.29969	4.701	-0.377585	0.000503283	0.268375
7	2300		0.002234276	891	4450	0.706	0.8254	0.2997	4.71	-0.367719	0.000503998	0.278989
7	2250		0.002241326	891	4450	0.706	0.8288	0.2997	4.719	-0.357652	0.000504715	0.289807
7	2200		0.002248286	891	4450	0.706	0.8323	0.29971	4.728	-0.347349	0.000505432	0.300840
10	2700		0.001932130	891	4450	0.706	0.7983	0.02497	5.725	0.689804	0.000498302	1.278347
10	2650		0.001938098	891	4450	0.706	0.8016	0.02497	5.732	0.698473	0.000499011	1.287739
10	2600		0.001944203	891	4450	0.706	0.8050	0.02497	5.74	0.707270	0.00049972	1.297285
10	2550		0.001950347	891	4450	0.706	0.8084	0.02497	5.748	0.716223	0.000500431	1.306991
10	2500		0.001956428	891	4450	0.706	0.8117	0.02497	5.756	0.725362	0.000501142	1.316865
10	2450	5	0.001962548	891	4450	0.706	0.8151	0.02497	5.764	0.734670	0.000501855	1.326912
10	2400		0.001968705	891	4450	0.706	0.8185	0.02497	5.772	0.744154	0.000502568	1.337140
10	2350		0.001974902	891	4450	0.706	0.8220	0.02497	5.78	0.753823	0.000503283	1.347557
10	2300		0.001981033	891	4450	0.706	0.8254	0.02497	5.789	0.763707	0.000503998	1.358170
10	2250		0.001987307	891	4450	0.706	0.8288	0.02498	5.798	0.773769	0.000504715	1.368988
10	2200		0.001993516	891	4450	0.706	0.8323	0.02498	5.807	0.784064	0.000505432	1.380021

10	2700		0.001921382	891	4450	0.706	0.7983	0.07491	5.248	0.215105	0.000498302	0.801226
10	2650		0.001927382	891	4450	0.706	0.8016	0.07492	5.255	0.223760	0.000499011	0.810617
10	2600		0.001933420	891	4450	0.706	0.8050	0.07492	5.263	0.232564	0.00049972	0.820163
10	2550		0.001939496	891	4450	0.706	0.8084	0.07492	5.271	0.241525	0.000500431	0.829870
10	2500		0.001945610	891	4450	0.706	0.8117	0.07492	5.279	0.250649	0.000501142	0.839744
10	2450	15	0.001951662	891	4450	0.706	0.8151	0.07492	5.287	0.259964	0.000501855	0.849791
10	2400		0.001957853	891	4450	0.706	0.8185	0.07492	5.295	0.269434	0.000502568	0.860019
10	2350		0.001963981	891	4450	0.706	0.8220	0.07492	5.303	0.279110	0.000503283	0.870435
10	2300		0.001970148	891	4450	0.706	0.8254	0.07492	5.312	0.288979	0.000503998	0.881049
10	2250		0.001976249	891	4450	0.706	0.8288	0.07493	5.321	0.299071	0.000504715	0.891867
10	2200		0.001982493	891	4450	0.706	0.8323	0.07493	5.33	0.309351	0.000505432	0.902900
10	2700		0.001918151	891	4450	0.706	0.7983	0.12486	5.026	-0.006013	0.000498302	0.579377
10	2650		0.001924131	891	4450	0.706	0.8016	0.12486	5.034	0.002644	0.000499011	0.588769
10	2600		0.001930149	891	4450	0.706	0.8050	0.12486	5.041	0.011451	0.00049972	0.598315
10	2550		0.001936204	891	4450	0.706	0.8084	0.12486	5.049	0.020414	0.000500431	0.608021
10	2500		0.001942297	891	4450	0.706	0.8117	0.12487	5.057	0.029540	0.000501142	0.617895
10	2450	25	0.001948429	891	4450	0.706	0.8151	0.12487	5.065	0.038835	0.000501855	0.627942
10	2400		0.001954499	891	4450	0.706	0.8185	0.12487	5.073	0.048330	0.000502568	0.638170
10	2350		0.001960606	891	4450	0.706	0.8220	0.12487	5.081	0.058008	0.000503283	0.648587
10	2300		0.001966751	891	4450	0.706	0.8254	0.12487	5.09	0.067879	0.000503998	0.659200
10	2250		0.001972935	891	4450	0.706	0.8288	0.12488	5.099	0.077951	0.000504715	0.670018
10	2200		0.001979158	891	4450	0.706	0.8323	0.12488	5.108	0.088233	0.000505432	0.681051
10	2700		0.001922657	891	4450	0.706	0.7983	0.22474	4.771	-0.262304	0.000498302	0.324105
10	2650		0.001928666	891	4450	0.706	0.8016	0.22475	4.778	-0.253651	0.000499011	0.333496
10	2600		0.001934711	891	4450	0.706	0.8050	0.22475	4.786	-0.244847	0.00049972	0.343042
10	2550		0.001940795	891	4450	0.706	0.8084	0.22475	4.794	-0.235887	0.000500431	0.352749
10	2500		0.001946817	891	4450	0.706	0.8117	0.22476	4.801	-0.226742	0.000501142	0.362622
10	2450	45	0.001952978	891	4450	0.706	0.8151	0.22476	4.81	-0.217450	0.000501855	0.372670
10	2400		0.001959075	891	4450	0.706	0.8185	0.22477	4.818	-0.207959	0.000502568	0.382898
10	2350		0.001965211	891	4450	0.706	0.8220	0.22477	4.826	-0.198283	0.000503283	0.393314
10	2300		0.001971386	891	4450	0.706	0.8254	0.22477	4.835	-0.188415	0.000503998	0.403927
10	2250		0.001977599	891	4450	0.706	0.8288	0.22478	4.844	-0.178347	0.000504715	0.414746
10	2200		0.001983747	891	4450	0.706	0.8323	0.22478	4.853	-0.168045	0.000505432	0.425778
10	2700		0.001923247	891	4450	0.706	0.7983	0.29966	4.646	-0.387376	0.000498302	0.199166
10	2650		0.001929357	891	4450	0.706	0.8016	0.29966	4.653	-0.378745	0.000499011	0.208557
10	2600		0.001935408	891	4450	0.706	0.8050	0.29967	4.661	-0.369942	0.00049972	0.218103
10	2550		0.001941396	891	4450	0.706	0.8084	0.29967	4.669	-0.360960	0.000500431	0.227810
10	2500	60	0.001947522	891	4450	0.706	0.8117	0.29968	4.677	-0.351838	0.000501142	0.237684
10	2450		0.001953586	891	4450	0.706	0.8151	0.29968	4.685	-0.342524	0.000501855	0.247731
10	2400		0.001959789	891	4450	0.706	0.8185	0.29969	4.693	-0.333055	0.000502568	0.257959
10	2350		0.001965930	891	4450	0.706	0.8220	0.29969	4.701	-0.323381	0.000503283	0.268375
10	2300		0.001972005	891	4450	0.706	0.8254	0.2997	4.71	-0.313490	0.000503998	0.278989

10	2250		0.001978222	891	4450	0.706	0.8288	0.2997	4.719	-0.303422	0.000504715	0.289807
10	2200		0.001984479	891	4450	0.706	0.8323	0.29971	4.728	-0.293144	0.000505432	0.300840
15	2700		0.001538582	891	4450	0.706	0.7983	0.02497	5.725	0.788720	0.000498302	1.278347
15	2650		0.001543375	891	4450	0.706	0.8016	0.02497	5.732	0.797377	0.000499011	1.287739
15	2600		0.001548263	891	4450	0.706	0.8050	0.02497	5.74	0.806167	0.00049972	1.297285
15	2550		0.001553117	891	4450	0.706	0.8084	0.02497	5.748	0.815131	0.000500431	1.306991
15	2500		0.001558002	891	4450	0.706	0.8117	0.02497	5.756	0.824258	0.000501142	1.316865
15	2450	5	0.001562852	891	4450	0.706	0.8151	0.02497	5.764	0.833572	0.000501855	1.326912
15	2400		0.001567733	891	4450	0.706	0.8185	0.02497	5.772	0.843063	0.000502568	1.337140
15	2350		0.001572711	891	4450	0.706	0.8220	0.02497	5.78	0.852720	0.000503283	1.347557
15	2300		0.001577588	891	4450	0.706	0.8254	0.02497	5.789	0.862605	0.000503998	1.358170
15	2250		0.001582561	891	4450	0.706	0.8288	0.02498	5.798	0.872674	0.000504715	1.368988
15	2200		0.001587500	891	4450	0.706	0.8323	0.02498	5.807	0.882970	0.000505432	1.380021
15	2700		0.001531571	891	4450	0.706	0.7983	0.07491	5.248	0.313582	0.000498302	0.801226
15	2650		0.001536384	891	4450	0.706	0.8016	0.07492	5.255	0.322228	0.000499011	0.810617
15	2600		0.001541164	891	4450	0.706	0.8050	0.07492	5.263	0.331042	0.00049972	0.820163
15	2550		0.001546037	891	4450	0.706	0.8084	0.07492	5.271	0.339994	0.000500431	0.829870
15	2500		0.001550877	891	4450	0.706	0.8117	0.07492	5.279	0.349127	0.000501142	0.839744
15	2450	15	0.001555748	891	4450	0.706	0.8151	0.07492	5.287	0.358430	0.000501855	0.849791
15	2400		0.001560585	891	4450	0.706	0.8185	0.07492	5.295	0.367926	0.000502568	0.860019
15	2350		0.001565517	891	4450	0.706	0.8220	0.07492	5.303	0.377590	0.000503283	0.870435
15	2300		0.001570415	891	4450	0.706	0.8254	0.07492	5.312	0.387463	0.000503998	0.881049
15	2250		0.001575343	891	4450	0.706	0.8288	0.07493	5.321	0.397538	0.000504715	0.891867
15	2200		0.001580303	891	4450	0.706	0.8323	0.07493	5.33	0.407822	0.000505432	0.902900
15	2700		0.001529207	891	4450	0.706	0.7983	0.12486	5.026	0.092404	0.000498302	0.579377
15	2650		0.001534005	891	4450	0.706	0.8016	0.12486	5.034	0.101052	0.000499011	0.588769
15	2600		0.001538833	891	4450	0.706	0.8050	0.12486	5.041	0.109850	0.00049972	0.598315
15	2550		0.001543692	891	4450	0.706	0.8084	0.12486	5.049	0.118805	0.000500431	0.608021
15	2500		0.001548517	891	4450	0.706	0.8117	0.12487	5.057	0.127940	0.000501142	0.617895
15	2450	25	0.001553373	891	4450	0.706	0.8151	0.12487	5.065	0.137244	0.000501855	0.627942
15	2400		0.001558260	891	4450	0.706	0.8185	0.12487	5.073	0.146725	0.000502568	0.638170
15	2350		0.001563112	891	4450	0.706	0.8220	0.12487	5.081	0.156409	0.000503283	0.648587
15	2300		0.001567995	891	4450	0.706	0.8254	0.12487	5.09	0.166284	0.000503998	0.659200
15	2250		0.001572908	891	4450	0.706	0.8288	0.12488	5.099	0.176361	0.000504715	0.670018
15	2200		0.001577852	891	4450	0.706	0.8323	0.12488	5.108	0.186648	0.000505432	0.681051
15	2700		0.001530948	891	4450	0.706	0.7983	0.22474	4.771	-0.163363	0.000498302	0.324105
15	2650		0.001535757	891	4450	0.706	0.8016	0.22475	4.778	-0.154716	0.000499011	0.333496
15	2600		0.001540596	891	4450	0.706	0.8050	0.22475	4.786	-0.145920	0.00049972	0.343042
15	2550	45	0.001545403	891	4450	0.706	0.8084	0.22475	4.794	-0.136949	0.000500431	0.352749
15	2500		0.001550239	891	4450	0.706	0.8117	0.22476	4.801	-0.127815	0.000501142	0.362622
15	2450		0.001555106	891	4450	0.706	0.8151	0.22476	4.81	-0.118512	0.000501855	0.372670
15	2400		0.001560003	891	4450	0.706	0.8185	0.22477	4.818	-0.109033	0.000502568	0.382898

15	2350		0.001564866	891	4450	0.706	0.8220	0.22477	4.826	-0.099351	0.000503283	0.393314
15	2300		0.001569760	891	4450	0.706	0.8254	0.22477	4.835	-0.089477	0.000503998	0.403927
15	2250		0.001574684	891	4450	0.706	0.8288	0.22478	4.844	-0.079402	0.000504715	0.414746
15	2200		0.001579640	891	4450	0.706	0.8323	0.22478	4.853	-0.069117	0.000505432	0.425778
15	2700		0.001529953	891	4450	0.706	0.7983	0.29966	4.646	-0.288019	0.000498302	0.199166
15	2650		0.001534755	891	4450	0.706	0.8016	0.29966	4.653	-0.279372	0.000499011	0.208557
15	2600		0.001539525	891	4450	0.706	0.8050	0.29967	4.661	-0.270556	0.00049972	0.218103
15	2550		0.001544388	891	4450	0.706	0.8084	0.29967	4.669	-0.261602	0.000500431	0.227810
15	2500		0.001549218	891	4450	0.706	0.8117	0.29968	4.677	-0.252468	0.000501142	0.237684
15	2450	60	0.001554078	891	4450	0.706	0.8151	0.29968	4.685	-0.243164	0.000501855	0.247731
15	2400		0.001558905	891	4450	0.706	0.8185	0.29969	4.693	-0.233666	0.000502568	0.257959
15	2350		0.001563826	891	4450	0.706	0.8220	0.29969	4.701	-0.224001	0.000503283	0.268375
15	2300		0.001568713	891	4450	0.706	0.8254	0.2997	4.71	-0.214126	0.000503998	0.278989
15	2250		0.001573631	891	4450	0.706	0.8288	0.2997	4.719	-0.204050	0.000504715	0.289807
15	2200		0.001578580	891	4450	0.706	0.8323	0.29971	4.728	-0.193764	0.000505432	0.300840

La Tabla 24 expone los valores de los diferentes índices de saturación calculados con el ajuste de WINPROP© y con la ecuación de Oddo-Tomson a diferentes condiciones de presión y concentraciones de iones de calcio (Ca^{+2}) y bicarbonato (HCO_3^-) a una proporción de CO_2 en el crudo de 5% y una salinidad de 10%.

Tabla 24 Índices de saturación para diferentes valores de presión y concentraciones de iones de calcio (Ca^{+2}) y bicarbonato (HCO_3^-)

Datos de entrada-variables				Datos de salida					
Presión	HCO_3^-	Ca^{+2}	kaq CO_2 , WINPROP	$f_g \text{CO}_2$	$y_g \text{CO}_2$	pH	I.S., WINPROP	kaq CO_2 , Oddo- Tomson	I.S., Oddo- Tomson
psia	mg/L	mg/L	M/psi					M/psi	
2700	100	1000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	4.771	-1.735075	0.000517	-1.162501
2700	500	1000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	5.469	-0.339634	0.000517	0.233236
2700	891	1000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	5.720	0.159749	0.000516	0.732907
2700	1500	1000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	5.946	0.608407	0.000516	1.182014
2700	2200	1000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	6.113	0.936767	0.000515	1.510891
2700	3000	1000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	6.247	1.201285	0.000514	1.775998
2700	100	2500	0.0019321	0.798296715	0.02497146	4.770	-1.391822	0.000509	-0.812525
2700	500	2500	0.0019321	0.798296715	0.02497146	5.470	0.003837	0.000509	0.583427
2700	891	2500	0.0019321	0.798296715	0.02497146	5.720	0.503431	0.000508	1.083307
2700	1500	2500	0.0019321	0.798296715	0.02497146	5.947	0.952414	0.000508	1.532735
2700	2200	2500	0.0019321	0.798296715	0.02497146	6.113	1.281142	0.000507	1.861975
2700	3000	2500	0.0019321	0.798296715	0.02497146	6.248	1.546073	0.000507	2.127490
2700	100	4450	0.0019321	0.798296715	0.02497146	4.775	-1.205888	0.000499	-0.617920

2700	500	4450	0.0019321	0.798296715	0.02497146	5.474	0.189994	0.000499	0.778253
2700	891	4450	0.0019321	0.798296715	0.02497146	5.725	0.689804	0.000498	1.278347
2700	1500	4450	0.0019321	0.798296715	0.02497146	5.952	1.139119	0.000498	1.728106
2700	2200	4450	0.0019321	0.798296715	0.02497146	6.118	1.468224	0.000497	2.057719
2700	3000	4450	0.0019321	0.798296715	0.02497146	6.254	1.733578	0.000497	2.323656
2700	100	6000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	4.781	-1.123099	0.000491	-0.528251
2700	500	6000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	5.480	0.272924	0.000491	0.868063
2700	891	6000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	5.732	0.772871	0.000490	1.368294
2700	1500	6000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	5.958	1.222397	0.000490	1.818265
2700	2200	6000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	6.125	1.551742	0.000489	2.148119
2700	3000	6000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	6.261	1.817366	0.000489	2.414326
2700	100	7000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	4.786	-1.084818	0.000486	-0.485523
2700	500	7000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	5.486	0.311283	0.000486	0.910870
2700	891	7000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	5.737	0.811306	0.000485	1.411178
2700	1500	7000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	5.964	1.260950	0.000485	1.861267
2700	2200	7000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	6.131	1.590428	0.000484	2.191256
2700	3000	7000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	6.266	1.856202	0.000484	2.457615
2700	100	8000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	4.792	-1.054357	0.000481	-0.450602
2700	500	8000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	5.492	0.341814	0.000481	0.945862
2700	891	8000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	5.743	0.841905	0.000481	1.446239
2700	1500	8000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	5.970	1.291654	0.000480	1.896435
2700	2200	8000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	6.137	1.621251	0.000479	2.226545
2700	3000	8000	0.0019321	0.798296715	0.02497146	6.273	1.887161	0.000479	2.493041
2600	100	1000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	4.786	-1.717608	0.000518	-1.143563
2600	500	1000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	5.484	-0.322168	0.000518	0.252173
2600	891	1000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	5.735	0.177215	0.000518	0.751845
2600	1500	1000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	5.961	0.625873	0.000517	1.200952
2600	2200	1000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	6.128	0.954233	0.000517	1.529828
2600	3000	1000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	6.262	1.218751	0.000516	1.794935
2600	100	2500	0.0019442	0.804985180	0.02497228	4.785	-1.374356	0.000510	-0.793587
2600	500	2500	0.0019442	0.804985180	0.02497228	5.484	0.021303	0.000510	0.602365
2600	891	2500	0.0019442	0.804985180	0.02497228	5.735	0.520897	0.000510	1.102244
2600	1500	2500	0.0019442	0.804985180	0.02497228	5.962	0.969880	0.000509	1.551673
2600	2200	2500	0.0019442	0.804985180	0.02497228	6.128	1.298608	0.000509	1.880912
2600	3000	2500	0.0019442	0.804985180	0.02497228	6.263	1.563539	0.000508	2.146427
2600	100	4450	0.0019442	0.804985180	0.02497228	4.790	-1.188421	0.000500	-0.598982
2600	500	4450	0.0019442	0.804985180	0.02497228	5.489	0.207460	0.000500	0.797191
2600	891	4450	0.0019442	0.804985180	0.02497228	5.740	0.707270	0.000500	1.297285
2600	1500	4450	0.0019442	0.804985180	0.02497228	5.967	1.156585	0.000499	1.747043
2600	2200	4450	0.0019442	0.804985180	0.02497228	6.133	1.485690	0.000499	2.076657
2600	3000	4450	0.0019442	0.804985180	0.02497228	6.269	1.751044	0.000498	2.342593
2600	100	6000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	4.796	-1.105633	0.000493	-0.509314

2600	500	6000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	5.495	0.290390	0.000492	0.887000
2600	891	6000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	5.747	0.790337	0.000492	1.387232
2600	1500	6000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	5.973	1.239863	0.000491	1.837202
2600	2200	6000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	6.140	1.569208	0.000491	2.167057
2600	3000	6000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	6.276	1.834832	0.000490	2.433264
2600	100	7000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	4.801	-1.067352	0.000488	-0.466586
2600	500	7000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	5.501	0.328749	0.000487	0.929807
2600	891	7000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	5.752	0.828772	0.000487	1.430116
2600	1500	7000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	5.979	1.278416	0.000486	1.880204
2600	2200	7000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	6.146	1.607894	0.000486	2.210193
2600	3000	7000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	6.281	1.873668	0.000485	2.476553
2600	100	8000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	4.807	-1.036891	0.000483	-0.431665
2600	500	8000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	5.507	0.359281	0.000482	0.964799
2600	891	8000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	5.758	0.859371	0.000482	1.465177
2600	1500	8000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	5.985	1.309121	0.000481	1.915372
2600	2200	8000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	6.152	1.638718	0.000481	2.245483
2600	3000	8000	0.0019442	0.804985180	0.02497228	6.288	1.904627	0.000480	2.511979
2400	100	1000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	4.818	-1.680724	0.000521	-1.103708
2400	500	1000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	5.516	-0.285283	0.000521	0.292029
2400	891	1000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	5.767	0.214099	0.000521	0.791700
2400	1500	1000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	5.993	0.662757	0.000520	1.240807
2400	2200	1000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	6.160	0.991117	0.000520	1.569684
2400	3000	1000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	6.294	1.255635	0.000519	1.834791
2400	100	2500	0.0019687	0.818530696	0.02497398	4.817	-1.337472	0.000513	-0.753732
2400	500	2500	0.0019687	0.818530696	0.02497398	5.516	0.058187	0.000513	0.642220
2400	891	2500	0.0019687	0.818530696	0.02497398	5.767	0.557781	0.000513	1.142100
2400	1500	2500	0.0019687	0.818530696	0.02497398	5.994	1.006765	0.000512	1.591528
2400	2200	2500	0.0019687	0.818530696	0.02497398	6.160	1.335493	0.000512	1.920768
2400	3000	2500	0.0019687	0.818530696	0.02497398	6.295	1.600424	0.000511	2.186283
2400	100	4450	0.0019687	0.818530696	0.02497398	4.822	-1.151537	0.000503	-0.559127
2400	500	4450	0.0019687	0.818530696	0.02497398	5.521	0.244345	0.000503	0.837046
2400	891	4450	0.0019687	0.818530696	0.02497398	5.772	0.744154	0.000503	1.337140
2400	1500	4450	0.0019687	0.818530696	0.02497398	5.999	1.193470	0.000502	1.786899
2400	2200	4450	0.0019687	0.818530696	0.02497398	6.165	1.522574	0.000501	2.116512
2400	3000	4450	0.0019687	0.818530696	0.02497398	6.301	1.787929	0.000501	2.382449
2400	100	6000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	4.828	-1.068749	0.000495	-0.469458
2400	500	6000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	5.527	0.327274	0.000495	0.926856
2400	891	6000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	5.779	0.827221	0.000495	1.427087
2400	1500	6000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	6.005	1.276748	0.000494	1.877058
2400	2200	6000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	6.172	1.606092	0.000494	2.206912
2400	3000	6000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	6.308	1.871716	0.000493	2.473119
2400	100	7000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	4.833	-1.030467	0.000490	-0.426730

2400	500	7000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	5.533	0.365634	0.000490	0.969663
2400	891	7000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	5.784	0.865657	0.000490	1.469971
2400	1500	7000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	6.011	1.315301	0.000489	1.920060
2400	2200	7000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	6.178	1.644778	0.000489	2.250049
2400	3000	7000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	6.313	1.910553	0.000488	2.516408
2400	100	8000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	4.839	-1.000006	0.000485	-0.391810
2400	500	8000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	5.539	0.396165	0.000485	1.004655
2400	891	8000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	5.790	0.896256	0.000485	1.505032
2400	1500	8000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	6.017	1.346005	0.000484	1.955228
2400	2200	8000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	6.184	1.675602	0.000484	2.285338
2400	3000	8000	0.0019687	0.818530696	0.02497398	6.320	1.941511	0.000483	2.551834
2300	100	1000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	4.835	-1.661171	0.000523	-1.082678
2300	500	1000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	5.533	-0.265731	0.000523	0.313058
2300	891	1000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	5.784	0.233652	0.000522	0.812730
2300	1500	1000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	6.010	0.682310	0.000522	1.261837
2300	2200	1000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	6.177	1.010670	0.000521	1.590713
2300	3000	1000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	6.311	1.275188	0.000520	1.855821
2300	100	2500	0.0019810	0.825388690	0.02497486	4.834	-1.317919	0.000515	-0.732702
2300	500	2500	0.0019810	0.825388690	0.02497486	5.534	0.077740	0.000514	0.663250
2300	891	2500	0.0019810	0.825388690	0.02497486	5.785	0.577334	0.000514	1.163130
2300	1500	2500	0.0019810	0.825388690	0.02497486	6.011	1.026317	0.000514	1.612558
2300	2200	2500	0.0019810	0.825388690	0.02497486	6.177	1.355046	0.000513	1.941797
2300	3000	2500	0.0019810	0.825388690	0.02497486	6.312	1.619977	0.000512	2.207312
2300	100	4450	0.0019810	0.825388690	0.02497486	4.839	-1.131984	0.000505	-0.538097
2300	500	4450	0.0019810	0.825388690	0.02497486	5.538	0.263897	0.000504	0.858076
2300	891	4450	0.0019810	0.825388690	0.02497486	5.789	0.763707	0.000504	1.358170
2300	1500	4450	0.0019810	0.825388690	0.02497486	6.016	1.213023	0.000503	1.807928
2300	2200	4450	0.0019810	0.825388690	0.02497486	6.182	1.542127	0.000503	2.137542
2300	3000	4450	0.0019810	0.825388690	0.02497486	6.318	1.807481	0.000502	2.403478
2300	100	6000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	4.845	-1.049196	0.000497	-0.448429
2300	500	6000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	5.544	0.346827	0.000496	0.947885
2300	891	6000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	5.796	0.846774	0.000496	1.448117
2300	1500	6000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	6.022	1.296301	0.000496	1.898087
2300	2200	6000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	6.189	1.625645	0.000495	2.227942
2300	3000	6000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	6.325	1.891269	0.000494	2.494149
2300	100	7000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	4.850	-1.010915	0.000492	-0.405701
2300	500	7000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	5.550	0.385186	0.000491	0.990693
2300	891	7000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	5.801	0.885209	0.000491	1.491001
2300	1500	7000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	6.028	1.334853	0.000491	1.941090
2300	2200	7000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	6.195	1.664331	0.000490	2.271079
2300	3000	7000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	6.330	1.930105	0.000489	2.537438
2300	100	8000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	4.856	-0.980454	0.000487	-0.370780

2300	500	8000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	5.556	0.415718	0.000486	1.025685
2300	891	8000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	5.807	0.915809	0.000486	1.526062
2300	1500	8000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	6.034	1.365558	0.000486	1.976257
2300	2200	8000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	6.201	1.695155	0.000485	2.306368
2300	3000	8000	0.0019810	0.825388690	0.02497486	6.337	1.961064	0.000484	2.572864
2200	100	1000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	4.852	-1.640814	0.000524	-1.060827
2200	500	1000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	5.551	-0.245374	0.000524	0.334909
2200	891	1000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	5.802	0.254009	0.000524	0.834581
2200	1500	1000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	6.028	0.702667	0.000523	1.283688
2200	2200	1000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	6.195	1.031027	0.000522	1.612565
2200	3000	1000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	6.329	1.295545	0.000522	1.877672
2200	100	2500	0.0019935	0.832304143	0.02497575	4.852	-1.297562	0.000516	-0.710851
2200	500	2500	0.0019935	0.832304143	0.02497575	5.551	0.098097	0.000516	0.685101
2200	891	2500	0.0019935	0.832304143	0.02497575	5.802	0.597691	0.000516	1.184981
2200	1500	2500	0.0019935	0.832304143	0.02497575	6.029	1.046674	0.000515	1.634409
2200	2200	2500	0.0019935	0.832304143	0.02497575	6.195	1.375403	0.000514	1.963648
2200	3000	2500	0.0019935	0.832304143	0.02497575	6.330	1.640334	0.000514	2.229163
2200	100	4450	0.0019935	0.832304143	0.02497575	4.857	-1.111627	0.000506	-0.516246
2200	500	4450	0.0019935	0.832304143	0.02497575	5.556	0.284254	0.000506	0.879927
2200	891	4450	0.0019935	0.832304143	0.02497575	5.807	0.784064	0.000505	1.380021
2200	1500	4450	0.0019935	0.832304143	0.02497575	6.034	1.233380	0.000505	1.829779
2200	2200	4450	0.0019935	0.832304143	0.02497575	6.200	1.562484	0.000504	2.159393
2200	3000	4450	0.0019935	0.832304143	0.02497575	6.335	1.827838	0.000504	2.425329
2200	100	6000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	4.863	-1.028839	0.000498	-0.426578
2200	500	6000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	5.562	0.367184	0.000498	0.969737
2200	891	6000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	5.814	0.867131	0.000497	1.469968
2200	1500	6000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	6.040	1.316658	0.000497	1.919938
2200	2200	6000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	6.207	1.646002	0.000496	2.249793
2200	3000	6000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	6.343	1.911626	0.000496	2.516000
2200	100	7000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	4.868	-0.990558	0.000493	-0.383850
2200	500	7000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	5.568	0.405544	0.000493	1.012544
2200	891	7000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	5.819	0.905566	0.000492	1.512852
2200	1500	7000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	6.046	1.355210	0.000492	1.962941
2200	2200	7000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	6.213	1.684688	0.000491	2.292930
2200	3000	7000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	6.348	1.950462	0.000491	2.559289
2200	100	8000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	4.874	-0.960097	0.000488	-0.348929
2200	500	8000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	5.574	0.436075	0.000488	1.047536
2200	891	8000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	5.825	0.936166	0.000487	1.547913
2200	1500	8000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	6.052	1.385915	0.000487	1.998109
2200	2200	8000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	6.219	1.715512	0.000486	2.328219
2200	3000	8000	0.0019935	0.832304143	0.02497575	6.355	1.981421	0.000486	2.594715