



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Proceso de Recuperación Mejorada,
Mediante un Proceso Híbrido Vapor-
Metano, en un Yacimiento
Homogéneo de Aceite Extra pesado**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Beatriz Brambilla Gonzalez

DIRECTORA DE TESIS

Dra. Silvia María Chávez Morales



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Todos estamos en la cloaca, pero algunos estamos mirando a las estrellas.

Oscar Wilde.

Agradecimientos

A la *Universidad Nacional Autónoma de México*, mi alma máter, por abrirme las puertas de sus instalaciones y permitirme adentrarme a un nuevo mundo de conocimientos.

A la *Facultad de Ingeniería*, por formarme como profesional y como un mejor ser humano.

A la *Dra. Silvia María Chávez Morales*, por todo su tiempo, dedicación y apoyo brindado en el desarrollo de este trabajo, es una profesional y un ser humano admirable.

A mis sinodales; *Dr. Rodolfo Camacho, Dr. Simón López Ramírez, M. I Ricardo Suárez, Ing. Martín Velazco e Ing. Julio Trejo*, por su tiempo y comentarios para enriquecer este trabajo.

A mis compañeros y amigos del *Programa Fundación UNAM-ENALLT Tlalnepantla* por brindarme su amistad y enseñarme diferentes formas de ver las cosas.

A todas las personas por las que he sido alentada, apoyada, inspirada y tolerada.

Dedicatorias

A **Dios** por la vida y todas las bendiciones con las que me ha dotado. Ya te lo he ordenado: ¡Sé fuerte y valiente! ¡No tengas miedo ni te desanimas! Porque el Señor tu Dios te acompañará dondequiera que vayas. (Josué 1:9)

A mis padres, **Beatriz y Gilberto**, no tengo palabras para agradecer todos y cada uno de sus esfuerzos para sacarnos adelante, gracias por tanto amor y por todos sus consejos. Los Amo.

A mi hermana, **Mariana**, por su apoyo y cariño incondicional. Tenerte en mi vida ha sido una gran bendición.

A mis tíos **Porfirio y Teresa**, por abrirme las puertas de su casa, pero sobre todo, por integrarme a su familia, por preocuparse por mí durante todos estos años. Son el mayor ejemplo de amor incondicional y amor a la vida.

A mis abuelos **Elías, Beatriz (Q.E.P.D) y Natalia (Q.E.P.D)**, quienes han sido un ejemplo de trabajo duro, que sin su esfuerzo han sacado adelante a su familia y seguirán presentes aunque ya no estén con nosotros.

A los mejores amigos que pude tener, **Berenice Flores y Carlos Correa**, gracias por apoyarme en todo momento, por animarme, escucharme y acompañarme en todo este camino, sin ustedes la vida no sería igual. Los amito.

A mi amiga **Macrina** por escucharme, tenerme paciencia, pero sobre todo por mostrarme que la vida tiene muchos matices, ha sido un gusto poder compartir contigo las tardes de sábado y formar parte de tu vida y crecimiento profesional.

A mi tío **Odilón**, por ser un ejemplo a seguir.

A *Odalys y Odilón*, por ser un motivo de sonrisas, con su inocencia han llegado a ser una bocanada de aire fresco en medio de la vida cotidiana. Ustedes van a llegar lejos.

A mi pequeña *Arenita*, por llegar a mi vida en el momento adecuado, y llenarla de luz y amor a base de lengüetazos.

*Este rayo tiene la virtud de hacer que aquel que lo haya visto no pueda jamás equivocarse en las cosas del corazón; su aparición destruye las mentiras; y el que ha tenido la dicha de verlo sólo una vez, ya puede ver claro en su corazón. **Rayleigh Scattering (1871) | Green Ray (1882)***

CONTENIDO

NOMENCLATURA.....	XII
RESUMEN	1
ABSTRACT	3
INTRODUCCIÓN.....	4
CAPÍTULO 1 “HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO”	7
Periodo I: nacimiento de la industria petrolera (1869-1937).....	8
Periodo II: nacionalización de la industria petrolera. (1938-1958)	9
Periodo III: inicio de la exploración marina (1959-1976)	9
Periodo IV: grandes descubrimientos (1977-1996)	10
Periodo V: declinación de los grandes campos y cenit de la producción (1997-2004)	10
Periodo VI: declinación de la producción y reforma energética (2005-2015).....	11
Periodo VII: escenario actual (2016- actualidad)	11
CAPÍTULO 2 “GENERALIDADES DEL ACEITE PESADO Y EXTRA PESADO”	16
Definición e importancia de aceite pesado y extra pesado	16
Componentes hidrocarburos.....	16
Componentes no hidrocarburos.....	17
Estructura química de los asfaltenos.	19
Componentes organometálicos y sales inorgánicas	20
Definición de aceite pesado y extra pesado	21
Origen de aceite pesado	22
Valorización del aceite pesado y extra pesado.	24
Yacimientos de aceite pesado y extra pesado en el mundo y en México.	25
Métodos de recuperación para aceite pesado y extra pesado.....	28

Métodos térmicos.....	30
Combustión in situ (ISC)	30
Estimulación cíclica de vapor (CSS).....	31
Drene gravitacional asistido por vapor (SAGD).....	32
SAGD asistido de espuma (FA-SAGD):	34
Vapor alternado con solvente (SAS):	34
Expansión con solvente (ES-SAGD):.....	35
Empuje de vapor y gas (SAGP):	35
SAGD rápido (Fast SAGD):.....	36
Sistema híbrido (HSAGD):	37
Pozo vertical SAGD:	37
THAI	38
Métodos no térmicos.....	39
CHOPS	39
VAPEX.....	40
CAPÍTULO 3 “PROCESOS HÍBRIDOS VAPOR -NCG PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS”	41
Revisión literaria de los métodos híbridos térmicos-NCG.	41
Generación de la cámara de vapor	43
Región de vapor	44
Región de gas	45
Requerimientos de temperatura para la cámara de vapor.	48
Modificación de la velocidad de transferencia de calor.....	50
Concentración de gas no condensable	52
Saturación de aceite	57

CAPÍTULO 4: “SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR Y METANO”	59
Construcción del modelo de simulación	60
Modelo del fluido.....	61
Determinación de la presión mínima de miscibilidad (PMM).....	70
Construcción del modelo del yacimiento.....	74
Antecedentes del yacimiento.....	74
CAPÍTULO 5: “PRONÓSTICOS”	75
CAPÍTULO 6: “APORTES, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES”	83
REFERENCIAS	86
ANEXO I.....	92
Transferencia de calor.....	92
Transferencia de calor por conducción	92
Transferencia de calor desde el pozo	94
Transferencia de calor por convección:	95
Calor transferido al yacimiento	98
Zona creciente de vapor	99
Transferencia de calor delante del frente de condensación.....	101
ANEXO II	103
Transferencia de masa	103
ANEXO III	107
Presión mínima de miscibilidad.....	107
La miscibilidad por vaporización	108
Miscibilidad por condensación	109
Anexo IV	110

Ecuaciones de estado cúbicas	110
Ecuación de Van der Waals	111
Ecuación de Soave- Redlich-Kwong.....	111
Ecuación de Peng-Robinson.....	112
Ecuación de estado cúbica general de cinco términos (EDECT).....	112
Reglas de Mezclado	114

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Producción nacional de aceite crudo nacional durante la historia de la industria petrolera en México (Martínez., 2017).....	8
Ilustración 2 de Producción nacional de aceite crudo nacional durante la historia de la industria petrolera en México a partir de 2016 (recuperado de http://ebdi.pemex.com el 30/09/2019).....	12
Ilustración 3 Reservas totales de aceite por tipo de aceite.....	14
Ilustración 4 Producción de hidrocarburos líquidos en México 2017-2019 (recuperado de http://ebdi.pemex.com el 30/09/2019).....	15
Ilustración 5 Ejemplos de compuestos hidrocarburos (de izq. a der: alcano, ciclo-parafina, aromático).....	17
Ilustración 6 Modelo coloidal para el aceite. (Alvarez Mayen & Miranda Trejo, 2004) ...	19
Ilustración 7 Estructura molecular de los asfaltenos.....	20
Ilustración 8 Distribución de reservas de aceite por tipo en miles de millones de barriles In Situ. (Modificada de Meyer & Attanisi, 2003).....	25
Ilustración 9 Producción de aceite por tipo en México para el año 2019	27
Ilustración 10 Producción de Aceite Pesado en el mundo y los principales métodos utilizados. (Chopra, Lines, Schmitt, & Batzle, 2010).....	29
Ilustración 11 Clasificación de los métodos de recuperación para aceite pesado. (Chopra, Lines, Schmitt, & Batzle, 2010)	30
Ilustración 12 Proceso de combustión in situ (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012)	31
Ilustración 13 Diagrama de inyección cíclica de vapor (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012).....	32
Ilustración 14 Diagrama método SAGD (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012) ...	33
Ilustración 15 Diagrama del método THAI (Chopra, Lines, Schmitt, & Batzle, 2010)	39
Ilustración 16 Comparativo de cámara de vapor	42
Ilustración 17 Modelo esquemático de la cámara de vapor (Sharma & Mehta, 2011).....	44
Ilustración 18 Esquema de la cámara de vapor con un gas no condensable (Yuan, y otros, 2010).....	46

Ilustración 19 Corte seccional de la cámara de vapor, detalle de la zona móvil (Sharma & Mehta, 2011).....	47
Ilustración 20 Esquema de la cámara de vapor (Butler , Jiang, & Yee, 1999)	48
Ilustración 21 Metodología del proceso de simulación numérica de coinyección de vapor- metano.	61
Ilustración 22 Distribución gráfica por pseudo componentes del aceite SM.....	62
Ilustración 23 Envolvente de Fases para el fluido SM	63
Ilustración 24 Resultados del cálculo de la presión de saturación	63
Ilustración 25 Diagrama de flujo para el manejo de datos PVT	66
Ilustración 26 Comportamiento de las constantes de equilibrio K, para la validación de datos PVT	67
Ilustración 27 Gráfico volumen relativo vs presión resultante del fluido analizado	67
Ilustración 28 En rojo: gráfico factor volumétrico del aceite vs presión	68
Ilustración 29 Gráfico viscosidad del aceite vs presión	69
Ilustración 30 Gráfico viscosidad del aceite a presión constante de 14.6969 psi (1 atmosfera de presión) vs temperatura.....	69
Ilustración 31 Resultados de PMM para la inyección de metano	71
Ilustración 32 Diagrama ternario para un proceso inmisible de gas metano	72
Ilustración 33 Diagrama ternario para un proceso miscible por primer contacto de butano	72
Ilustración 34 Diagrama ternario para un proceso miscible por múltiple contacto de butano	73
Ilustración 35 Comparativo producción de aceite diaria	77
Ilustración 36 Comparativo producción acumulada de aceite	77
Ilustración 37 Comparativo factor de recuperación	78
Ilustración 38 Comparativo de crecimiento de la cámara de vapor	80
Ilustración 39 Comparativo de pérdidas de energía.....	81
Ilustración 40 Comparativo de la temperatura promedio.....	81
Ilustración 41 Esquema de pozo	94
Ilustración 42 Tipos de miscibilidad (Lake, 1989)	108
Ilustración 43 Miscibilidad por vaporización y condensación	109

Lista de Tablas

Tabla 1 Reservas de Crudo en México 2019 (PEMEX, 2019).....	13
Tabla 2 Distribución regional de aceite pesado y extra pesado (Meyer & Attanasi, 2003) 26	
Tabla 3 Ecuaciones utilizadas para obtener el Coeficiente de Difusión para el metano	56
Tabla 4 Constantes de EDE'S	113
Tabla 5 Coeficientes de corrección por el factor acéntrico	113

NOMENCLATURA

Símbolo	Definición	Unidades
A_H	Área horizontal	m^2
A_S	Área de la zona calentada	m^2
A_T	Área transversal	m^2
C	Capacidad calorífica	$\frac{J}{K}$
C_{min}	Concentración mínima bajo la cual es aceite es considerado inmóvil	Fracción de volumen
C_{max}	Concentración mínima bajo la cual es aceite es considerado inmóvil	Fracción de volumen
C_{gas}	Concentración del gas no condensable	$\frac{mol}{m^3}$
$D_{gas,eff}$	Coefficiente de difusividad efectiva del gas	$\frac{m^2}{s}$
$D_{g,metano}$	Coefficiente de difusividad intrínseca del metano en la fase gas	$\frac{m^2}{s}$
$D_{g,oil}$	Coefficiente de difusividad intrínseca del gas no condensable en la fase aceite	$\frac{m^2}{s}$
E_n	Fracción de calor que pertenece al yacimiento	Fracción
$erfc$	Función de error complementaria	
f_a	Coefficiente para el aceite	
g	Coefficiente de gravedad	$\frac{m}{s^2}$
h	Altura del yacimiento	m
h_1	Altura de inyección	m
H_o	Gasto total de calor inyectado	m^3

K	Constante de Equilibrio	
$k_{v1}, k_{v2}, k_{v3}, k_{v4}, k_{v5}$	Constantes de Raoult	
K_T	Conductividad Térmica	$\frac{W}{mK}$
k	Permeabilidad, Coeficiente de transferencia de masa	$\mu m^2, \frac{g}{cm^2 s}$
k_r	Permeabilidad relativa	Fracción
k_{rcw}	Permeabilidad relativa del gas en saturación de agua connata	Fracción
k_{rg}	Permeabilidad relativa del gas	Fracción
k_{rw}	Permeabilidad relativa del agua connata	Fracción
k_{rwro}	Permeabilidad relativa del agua en saturación de aceite residual	Fracción
L	Longitud horizontal del pozo	m
L_v	Calor molar latente de vaporización	
m	Parámetro de viscosidad del aceite	
N_A	Tasa de difusión de masa	$\frac{m}{s}$
OSR	Relación Aceite- Vapor	
P	Presión	Psia
P_e	Número adimensional de Peclet	
P_i	Presión de inyección	Psia
P_s	Presión de parcial del vapor	Psia
P_V	Presión de vapor	Psia
P_{VR}	Presión de vapor reducida	
Q	Gasto de aceite Flujo de calor	$m^3 W$
q	Tasa de producción de aceite	$\frac{m^3}{s}$

q_t	Producción acumulada	m^3
q_{yt}	Producción acumulada para una altura específica	m^3
r_w	Radio del pozo	m
R	Constante de gases Radio	$\frac{J}{molK}$ m
S_g	Saturación de gas	m^3/m^3
S_{gi}	Saturación de gas inicial	m^3/m^3
S_o	Saturación de aceite	m^3/m^3
S_{or}	Saturación de aceite residual	m^3/m^3
S_{wir}	Saturación de agua irreductible	m^3/m^3
T	Temperatura	K, °C
T^*	Temperatura adimensional	
T_{sy}	Temperatura de la cámara de vapor	K, °C
T_R	Temperatura del yacimiento	K, °C
T_s	Temperatura del vapor	K, °C
t	Tiempo	s
t_D	Tiempo adimensional	
T_r	Temperatura reducida	
U	Velocidad no específica de la interface	$\frac{m}{s}$
V_f	Velocidad de flujo	$\frac{m}{s}$
V_g	Volumen de gas en la cámara de solvente	m^3
w	Ancho del pozo	m
W_a	Peso de aceite producido	kg
W_c	Peso del solvente vaporizado	kg

W_s	Peso del solvente Gasto de Vapor	$kg m^3$
X_c	Tiempo crítico adimensional	
X_g	Fracción mol del gas no condensable en fase aceite	Fracción
X_v	Calidad de vapor	%
y_g	Fracción mol del gas no condensable en fase gas	Fracción
α	Fracción de solvente vaporizado Difusividad Térmica	Fracción $\frac{m^2}{s}$
γ	Densidad relativa	
ΔG	Diferencial de energía libre	
ΔP	Diferencial de presión	kPa; psia
ΔS_a	Diferencial de saturación de aceite	
$\Delta \rho$	Diferencial de densidad	$\frac{kg}{m^3}$
λ	Calor latente movilidad	$\frac{kJ}{kg} \frac{m^3 s}{kg}$
μ	Viscosidad	$mPa * s$
μ_a	Viscosidad del aceite	$mPa * s$
v	Volumen específico	$\frac{m^3}{kg}$
v_s	Viscosidad cinética	$\frac{m^2}{s}$
ρ	Densidad	$\frac{kg}{m^3}$
ρ_a	Densidad del aceite	$\frac{kg}{m^3}$
ρ_{mix}	Densidad de la mezcla aceite-solvente	$\frac{kg}{m^3}$
ρ_s	Densidad del solvente	$\frac{kg}{m^3}$
σ	Tensión interfacial	$\frac{dina}{cm}$

ϕ	Porosidad	Fracción
ξ	Distancia	m
ξ_{max}	Espesor de la capa de difusión	m
π	Constante	
τ	Tortuosidad	
ω	Fracción de masa	

RESUMEN

Las reservas de aceite pesado y extra pesado representan un gran desafío económico pero sobre todo tecnológico para la industria petrolera, si bien, se trata de un recurso energético abundante, producir un aceite viscoso, generalmente resulta poco atractivo, porque no puede ser producido mediante recuperación primaria. Sin embargo, la demanda actual de energéticos a nivel mundial ha despertado el interés de la explotación de aceite pesado y extra pesado, para lo cual, es necesario el desarrollo de nuevas tecnologías que permita la explotación de este tipo de recursos de forma redituable. La correcta selección de método a emplear y las condiciones de operación, garantizaran el éxito del desarrollo del yacimiento.

Actualmente, los métodos basados en el uso de vapor, son los principales para la explotación de aceite pesado y extra pesado a nivel mundial, pero la mayoría de los yacimientos que están siendo explotados mediante la implementación de vapor, han llegado a un punto de decadencia, debido al decline de la producción de aceite y los altos porcentajes de agua producida, por lo que resulta de suma importancia buscar nuevas alternativas que permitan continuar con la explotación de aceites pesados y extra pesados y que a su vez busquen reducir los consumos hídricos y calóricos y, en consecuencia reducir costos de producción, al aprovechar las condiciones previas de inyección de vapor en el yacimiento.

En el presente trabajo de tesis, propone una alternativa a la inyección de vapor para un yacimiento sicliclástico de aceite extra pesado, en el cual, mediante la coinyección de un gas no condensable, en este caso, metano, se busca mejorar las condiciones de producción y reducir los consumos de agua con la finalidad de alargar la vida productiva del yacimiento

sin incrementar significativamente los costos. Adicionalmente mediante el uso del software CMG como herramienta para la simulación de los procesos de inyección en un yacimiento de aceite extra pesado, se presentan posibles escenarios a los cuales se podría explotar el yacimiento y que sirven como base para la toma de decisiones.

ABSTRACT

Heavy and extra heavy oil reserves represent a great economic challenge but especially technological for the oil industry, although it is an abundant energy resource, producing viscous oil is generally unattractive, because it cannot be produced by primary recovery. However, the current global energy demand has aroused the interest of the exploitation of heavy and extra heavy oil. Therefore the development of new technologies that allow the exploitation of this type of resources in a profitable way is necessary. The correct selection of the method to be used and the operating conditions guarantee the success of the reservoir development.

Currently, the methods based on the use of steam, are the main methods for the exploitation of heavy and extra heavy oil worldwide, but most of the reservoirs that are being exploited through the implementation of steam have reached a point of declination Therefore, it is very important to look for new alternatives would continue exploitation of heavy and extra heavy oils and, in turn, seek to reduce water and caloric consumption and consequently reduce production costs, from the previous conditions of steam injection in the reservoir.

In this work, an alternative to steam injection is presented for an extra heavy oil, in which, by co-injection of a non- condensable gas, in this case, methane, it is sought to improve production conditions, reduce consumption of water and energy to generate steam, to extend the productive life of the reservoir without significantly increasing costs. Additionally, through the use of CMG software as a tool for the simulation of the injection processes in an extra heavy oil field, possible scenarios are presented to which the reservoir could be exploited and which serve as a basis for decision making.

INTRODUCCIÓN

El aceite pesado se encuentra presente y con una gran distribución en varios países, entre ellos México, pero este aceite pesado, debido a su alta viscosidad, representa un importante desafío económico y tecnológico, ya que requiere un mayor esfuerzo para ser producido de una forma económicamente redituable.

Existen diversos métodos de extracción de aceite pesado, los cuales se pueden clasificar de forma muy generalizada, en métodos térmicos y no térmicos, sin embargo, la diversidad y complejidad de los campos hacen que no todos los métodos sean totalmente funcionales y no ofrezcan los mejores resultados.

Los retos actuales, ya no solamente contemplan las complejidades técnicas del aceite, si no que ahora se busca que estos métodos sean más eficientes, y al menor costo posible.

En los últimos años, la implementación de gases no condensables como alternativa de recuperación mejorada para aceites pesados y extra pesados ha sido altamente estudiada, ya que representa una alternativa atractiva para los yacimientos en los cuales se busca mejorar los resultados obtenidos mediante la implementación en conjunto con la inyección de vapor, ya que la implementación de este tipo de gases, reducen las pérdidas de calor.

El objetivo principal de esta tesis es proponer la técnica de inyección de vapor- metano para un yacimiento de aceite extra pesado como alternativa a la inyección de vapor en un yacimiento siliciclástico, ya que demuestra aumentar la producción de aceite durante un mayor periodo de producción.

Los objetivos específicos abordados en este trabajo de tesis, los cuales son mencionados en los párrafos siguientes, buscan proporcionar la información necesaria para que el lector a través de los capítulos comprenda la teoría que involucra la inyección de vapor en conjunto con la inyección de un gas no condensable en un yacimiento de aceite extra pesado, y así considerar a este método como una alternativa para continuar con la explotación de este recurso.

Los objetivos específicos que son abordados en este trabajo son:

- Definir las características e importancia del aceite pesado y extra pesado para la industria petrolera.
- Analizar los conceptos involucrados en la coinyección de vapor y un gas no condensable cómo método de recuperación mejorada de aceite extra pesado.
- Generar un modelo que permita realizar la simulación de la coinyección de vapor y metano para un yacimiento del sureste mexicano.
- Examinar los resultados obtenidos del modelo de simulación para la toma de decisiones relacionados a la coinyección de vapor y metano.

La presente tesis, consta de 5 capítulos, los cuales son descritos a continuación y que desarrollan los conceptos más relevantes para la inyección de vapor y metano, cumpliendo con los objetivos arriba mencionados.

Capítulo 1, contextualiza la importancia de la producción de hidrocarburos en México, en el cual, desde un punto de vista histórico, se da una idea general del potencial de la industria petrolera mexicana.

Capítulo 2, presenta los conceptos básicos que definen al aceite pesado y extra pesado y la importancia de este tipo de recursos no convencionales.

Capítulo 3, realiza una revisión de la literatura para los procesos que involucran la coinyección de vapor y gases no condensables como método de recuperación mejorada de aceites pesados y extra pesados, con la finalidad de exponer los mecanismos involucrados en esta alternativa de métodos de recuperación mejorada.

En el capítulo 4 se presenta el desarrollo del modelo de simulación usando las herramientas Winprop y Stars de CMG, al igual que pruebas de presión mínima de miscibilidad, para determinar la composición óptima del fluido a inyectar en el proceso de recuperación mejorada para el caso de estudio.

Finalmente, en el capítulo 5 se presentan los resultados obtenidos del modelo de simulación y los pronósticos del método de recuperación de aceite extra pesado para diversos escenarios propuestos.

CAPÍTULO 1 “HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO”

La industria petrolera resulta ser un sector estratégico en los países que disponen de este recurso energético, entre ellos México, proporcionando desarrollo, estabilidad económica y social al país, por lo que resulta de importancia revisar las características de la evolución de la industria petrolera desde sus inicios hasta el presente con la finalidad de contextualizar la situación actual y futura de la industria.

La producción mexicana ha sido variada durante toda la historia desde el uso de *chapotli* por las culturas mesoamericanas hasta llegar a ser una de las producciones más importantes a nivel mundial. British Petroleum en su publicación anual *BP Statistical Review of World Energy* correspondiente al año 2019, muestra que la producción de aceite en 2018 en México fue de 2068 miles de barriles diarios, lo equivalente al 2.2% de la producción global de aceite en 2018. (BP Statistical Review of World Energy, 2019)

El comportamiento de la producción de aceite en México, está estrictamente ligado a los cambios y avances tecnológicos en la industria, pero los eventos políticos y económicos también se ven reflejados en la producción nacional e internacional.

La **Ilustración 1** muestra el comportamiento de la curva de producción de aceite en el periodo de 1901 a 2015, y en complemento con la **Ilustración 2** se pueden observar claramente siete periodos característicos de la industria petrolera, los cuales serán detallados a continuación, de acuerdo a los eventos más relevantes que involucran el comportamiento de la producción nacional durante estos periodos.

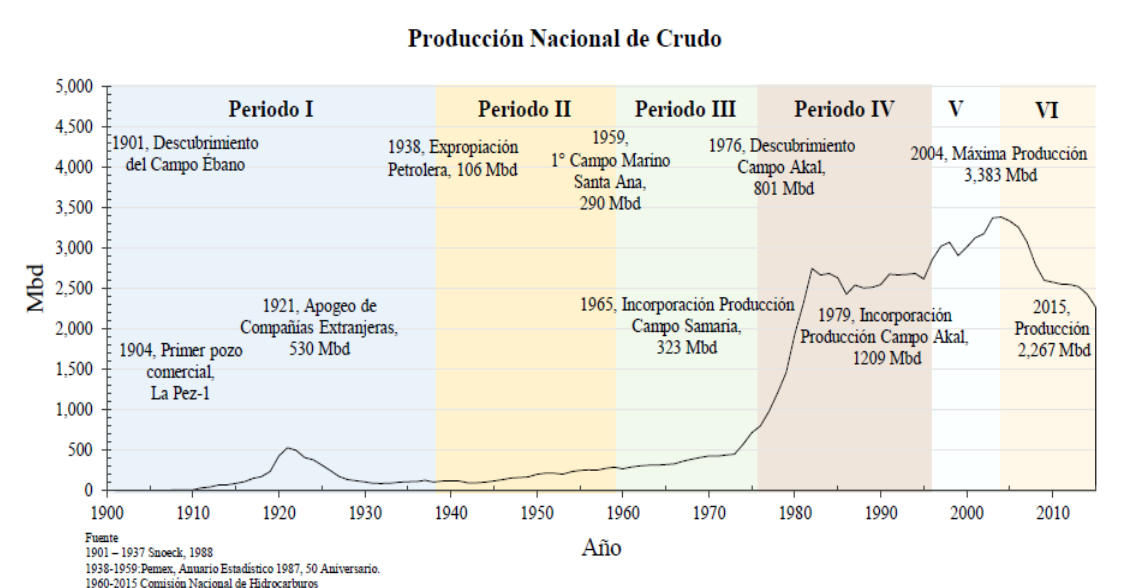


Ilustración 1 Producción nacional de aceite crudo nacional durante la historia de la industria petrolera en México (Martínez., 2017)

Periodo I: nacimiento de la industria petrolera (1869-1937)

Los antecedentes de la industria petrolera datan de épocas prehispánicas, pero su uso a nivel industrial y comercial se da en el siglo XIX. La industria petrolera moderna llegó a México en 1868 con el primer equipo de perforación y la perforación del primer pozo petrolero en 1969 por Adolfo Autrey en Furbero, Papantla, Veracruz.

Este primer periodo se caracteriza por el descubrimiento del campo Ébano en San Luis Potosí, con una producción de 3000 barriles diarios, el apogeo de la producción durante este primer periodo llega en 1921 con una producción de 530,000 barriles diarios, la tasa de crecimiento anual fue del 59% durante la primera etapa de este periodo.

Como consecuencia de la inadecuada explotación, ya que los pozos productores fueron sobreexplotados en muy poco tiempo, se observa una caída de la producción en 1922. De 1921 a 1938 a caída anual fue del 9%, terminando con una producción de 106,000 barriles diarios. (Martínez., 2017)

Periodo II: nacionalización de la industria petrolera. (1938-1958)

La caída de la producción nacional por declinación de algunos campos, la baja en los precios del aceite, reformas constitucionales, gravámenes fiscales, y una serie de conflictos laborales culminaron en 1938 con la expropiación petrolera y la creación de Petróleos Mexicanos como compañía paraestatal y única operadora petrolera en México. (Martínez., 2017)

En 1939, con tan solo un año de creación, Pemex alcanza una producción de 290,000 barriles diarios y la tasa de crecimiento fue del 4% anual, finalizando este periodo con 276,000 barriles diarios de aceite.

Periodo III: inicio de la exploración marina (1959-1976)

Este periodo inicia con la perforación y terminación del primer pozo marino de aguas someras en el campo Santa Ana, de la Provincia Salina del Istmo. La producción de aceite en este periodo comienza en 1959 con 290,000 barriles diarios y cierra en 1976 con 801,000 barriles por día, lo que significa un crecimiento anual del 6% anual. Este periodo se caracteriza por la aportación a la producción de la cuenca del Sureste y con la incorporación del Campo Samaria, descubierto en 1957 y puesto en producción hasta 1965, para 1976 con un aporte de 240,000 barriles lo que significaba un 30% de la producción nacional. (Martínez., 2017)

Periodo IV: grandes descubrimientos (1977-1996)

Este periodo comienza con la perforación y terminación del pozo Cantarell-1 del campo Akal perteneciente al complejo Cantarell y se caracteriza por el descubrimiento de campos importantes como lo son Ku, Maloob, Zaap.

La producción en este periodo comienza con 981,000 barriles, llegando a 1, 209,000 barriles en 1980, este incremento significativo se debió a la producción de los campos en desarrollo Samaria, Cunduacán, Oxiacaque, Sitio Grande e Íride. (Martínez., 2017)

Para la recta final de este periodo, se implementa el Proyecto Estratégico de Explotación, Modernización y Optimización de Cantarell (PEEMOC) con el objetivo de inyectar Nitrógeno para mantener la presión del yacimiento, e intensificar la perforación de pozos productores (Lozada, 2015), marcando el inicio de una nueva fase en la explotación de campos productores de México, reflejándose una pequeña recuperación del 1% para cerrar en 2, 858,000 barriles diarios. En este periodo la mayor parte de la producción se concentraba en solo seis campos: Akal, Abkatún, Ku, Caan y Pol.

Periodo V: declinación de los grandes campos y cenit de la producción (1997-2004)

Se presenta una producción acelerada en el campo Cantarell por la implementación de recuperación secundaria, en 2004 se alcanza una producción histórica de 3, 383, 000 barriles diarios, con una tasa de crecimiento anual de 1%. (Martínez., 2017)

Periodo VI: declinación de la producción y reforma energética (2005-2015)

Este periodo se caracteriza por una caída en la producción anual del 3%, registrando en 2015 una producción diaria de 2, 267,000 barriles de aceite. Los principales campos productores son Ku, Maloob, Zaap, Akal, Xanab, Tsimín y Xux, que en conjunto producen el 51% de la producción nacional. (Martínez., 2017).

Las reformas a las leyes que regulan la producción de hidrocarburos que dieron como resultado la Reforma Energética de 2013 en la cual se expide la Ley de Hidrocarburos, en la cual Pemex deja de ser una compañía paraestatal y pasa a ser una empresa productiva del estado y permite la exploración y explotación por parte de otras compañías nacionales e internacionales.

Periodo VII: escenario actual (2016- actualidad)

Actualmente la industria petrolera mexicana se enfrenta a nuevos retos para mantener su producción, si bien se tiene conocimiento de un considerable volumen de reservas en México, es necesario contar con las tecnologías adecuadas para su explotación y producción.

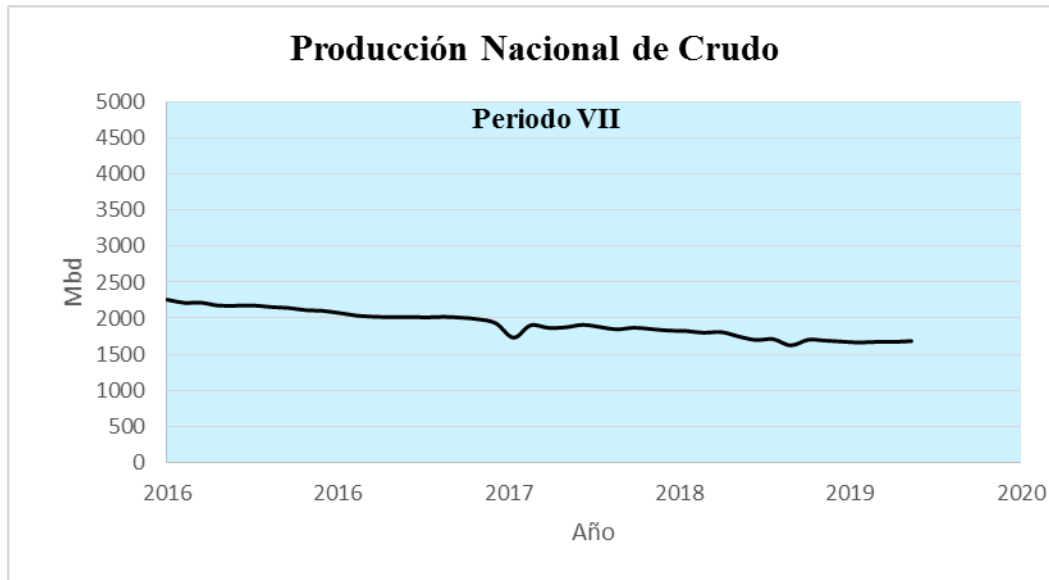


Ilustración 2 de Producción nacional de aceite crudo nacional durante la historia de la industria petrolera en México a partir de 2016 (recuperado de <http://ebdi.pemex.com> el 30/09/2019)

De la información proporcionada por Pemex, en su base de datos institucional, se tiene la siguiente estimación de reservas a inicios de 2019 (**Tabla 1**), dando una idea del potencial de producción con que cuenta el país.

Tabla 1 Reservas de Crudo en México 2019 (PEMEX, 2019)

<i>Reservas de Crudo [MMbpce]</i>	
Total	15,292
Bloques Aguas Someras AS01	7,207
Bloques Aguas Someras AS02	2,140
Bloque Norte	4,975
Bloque Sur	971
Probadas	5,333
Bloques Aguas Someras AS01	3,253
Bloques Aguas Someras AS02	630
Bloque Norte	839
Bloque Sur	611
Probables	4,832
Bloques Aguas Someras AS01	2,172
Bloques Aguas Someras AS02	661
Bloque Norte	1,835
Bloque Sur	164
Posibles	5,128
Bloques Aguas Someras AS01	1,782
Bloques Aguas Someras AS02	849
Bloque Norte	2,301
Bloque Sur	196

De las reservas arriba mostradas, estas a su vez se dividen en aceite pesado, ligero y superligero, las cuales son mostradas en la **Ilustración 3**, en la cual se puede observar el potencial de explotación para los aceites pesados en México, siendo una gran área de oportunidad para la implementación de técnicas de recuperación mejorada.

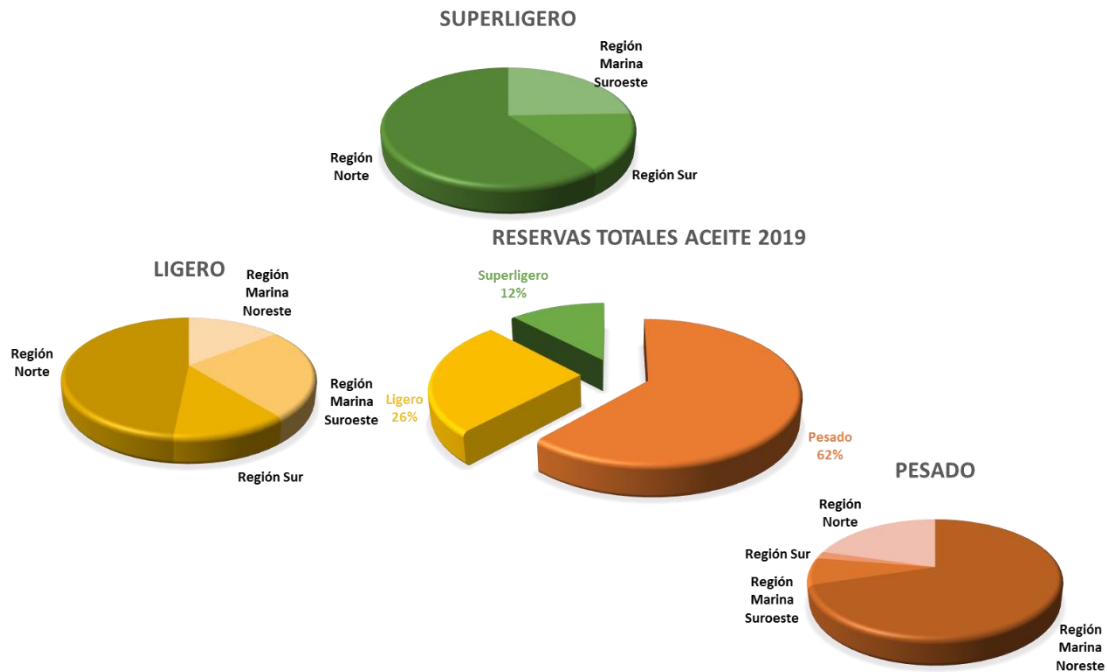


Ilustración 3 Reservas totales de aceite por tipo de aceite

La producción de aceite en México ha decrecido con respecto a años pasados, por lo que resulta de suma importancia implementar métodos de recuperación de hidrocarburos capaces de incrementar la producción de aceite con la finalidad de abastecer la demanda del mismo.

De la **Ilustración 4**, se observa la producción en México de aceite durante los últimos años, de acuerdo a la clasificación por tipo de aceite producido, se observa que el de mayor producción es el clasificado como aceite pesado, dejando claro la importancia en la producción de este tipo de aceite.

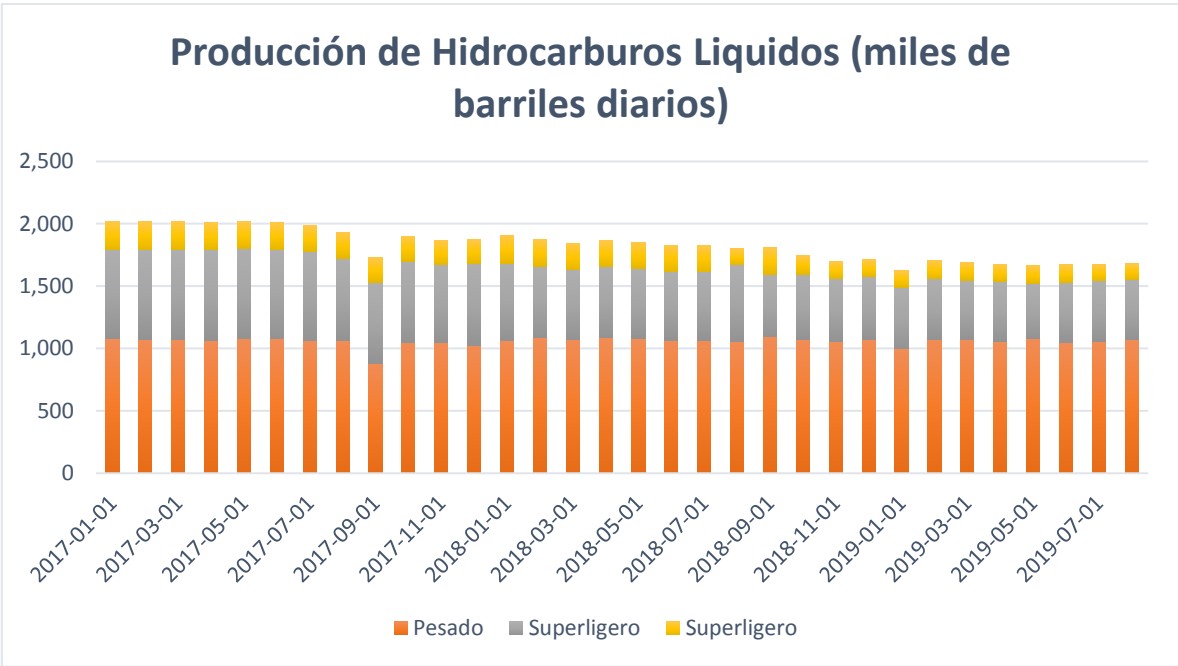


Ilustración 4 Producción de hidrocarburos líquidos en México 2017-2019 (recuperado de <http://ebdi.pemex.com> el 30/09/2019)

CAPÍTULO 2 “GENERALIDADES DEL ACEITE PESADO Y EXTRA PESADO”

Definición e importancia de aceite pesado y extra pesado

El término petróleo proviene del latín *Petroleum* que significa *Aceite de Piedra*, es una mezcla de compuestos hidrocarburos constituidos de átomos de carbono e hidrógeno y pequeñas proporciones de múltiples compuestos no hidrocarburos como Nitrógeno, Azufre, Oxígeno y algunos metales. El aceite es formado por organismos (animales y plantas) que fueron acumulados en el fondo de lagos y mares, estos organismos fueron sujetos a condiciones de presión, temperatura y actividad bacteriana transformándolos en componentes más simples como hidrocarburos, agua, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico entre otros.

El aceite contiene mezclas complejas de cadenas de hidrógeno y carbono con una mínima cantidad de azufre, nitrógeno, oxígeno y metales en forma de sales inorgánicas o compuestos organometálicos (Matar & Hatch, 1994).

La composición del aceite se divide en los siguientes grupos:

Componentes hidrocarburos

Representan la fracción dominante del aceite, conformados por cadenas de hidrógeno y carbón, que a su vez se agrupan en Alcanos, Ciclo – Parafinas y Aromáticos. Algunos ejemplos comunes de esta clasificación se muestran en la **Ilustración 5**:

Alcanos o Parafinas: se trata de hidrocarburos saturados, lineales o isómeros ramificados cuya fórmula general es C_nH_{2n+2} , siendo el ejemplo más ligero el metano (CH_4).

Ciclo-Parafinas o Naftas: son hidrocarburos cíclicos saturados, donde los anillos de carbono son saturados con hidrógeno, la porción presente en el crudo depende del tipo de aceite. Su fórmula general es C_nH_{2n} .

Compuestos Aromáticos: contiene uno o más anillos de 6 carbonos insaturado, teniendo alternancia de doble enlace, la fórmula general para anillos de 6 carbonos es C_nH_{2n-6} .

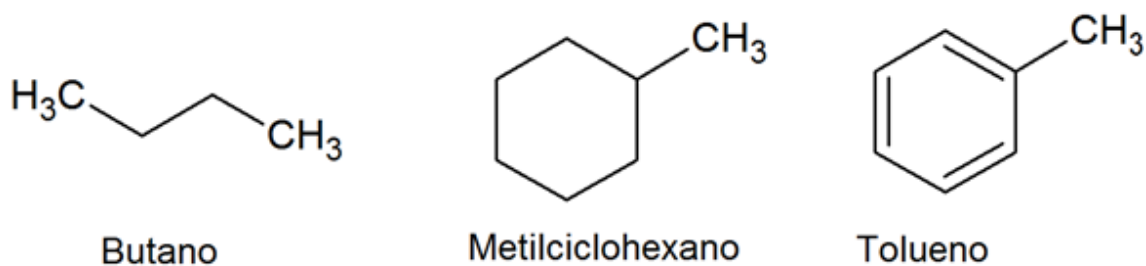


Ilustración 5 Ejemplos de compuestos hidrocarburos (de izq. a der: alcano, ciclo-parafina, aromático)

Componentes no hidrocarburos

Son compuestos químicos presentes en el aceite crudo, por ejemplo; azufre, nitrógeno, oxígeno, y metales altamente concentrados en las resinas y asfaltenos.

Usualmente los sólidos precipitados del aceite crudo contienen resinas, las cuales son definidas como la fracción del aceite muerto constituidas por agregados de anillos aromáticos fusionados entre sí, la cual es insoluble en propano pero soluble en n-Heptano. Su estructura química es similar a la de los asfaltenos pero con menor peso molecular.

Los asfaltenos son conocidos en términos generales como la fracción de crudo soluble en tolueno o benceno e insoluble en n-alcano, constituidos principalmente por anillos aromáticos ligados con cadenas alquílicas y cicloalcanos, además compuestos heterocíclicos (N, S, O). Son moléculas complejas de alto peso molecular y baja relación H/C, polares y con altos niveles de aromáticos polinucleares, constituidos por moléculas amontonadas y condensadas de anillos aromáticos unidos y de sus orillas por cadenas alifáticas (saturados) o sistemas de anillos nafténicos complejos.

Los asfaltenos, se presentan en forma de micelas y forman una suspensión coloidal estable al rodearse de moléculas de menor tamaño (resinas) las cuales a su vez se rodean del resto de moléculas (saturados y aromáticos) para constituir una fase continua. **(Ilustración 6)**. La estabilidad de las dispersiones depende de la relación entre las moléculas de resina y los asfaltenos.

Las proporciones SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos) desempeñan un papel importante en la solubilidad de los asfaltenos, ya que se ha observado que los aceites con un alto contenido de saturados y bajos contenidos de aromáticos y resinas son más propensos a la precipitación de asfaltenos.

Los crudos mexicanos considerados como aceites pesados contienen una gran proporción de asfaltenos y resinas, que con el aumento de la explotación de aceites pesados han cobrado una gran importancia, sin embargo, las características fisicoquímicas de los aceites mexicanos no han sido completamente estudiadas.

Los asfaltenos presentan similitudes estructurales al kerógeno del cual son generados, por lo tanto, contienen información relativa a su composición original y los productos que pueden generarse de él.

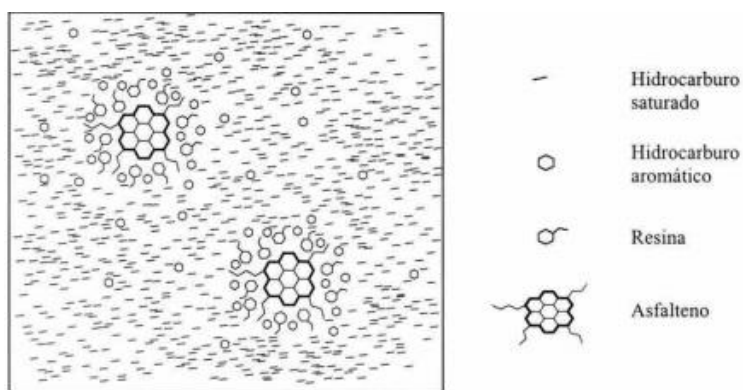


Ilustración 6 Modelo coloidal para el aceite. (Alvarez Mayen & Miranda Trejo, 2004)

Estructura química de los asfaltenos.

Su estructura es muy variada y depende del aceite, en general se considera que la estructura consiste de un núcleo aromático condensado de cadenas alquílicas laterales y heteroátomos., tal y como se muestra en la **Ilustración 7** la cual constituye una clase de moléculas compuestas de anillos aromáticos agrupados con cadenas de alcanos y cicloalcanos conocidas como anillos fusionados, lo que implica que comparten al menos uno de sus lados. Los heteroátomos, pueden residir en los anillos aromáticos. (Granados Carrasco & González Méndez, 2014)

Un análisis composicional de los asfaltenos muestra que su composición promedio está compuesta por carbono e hidrógeno en una relación aproximada de 1 a 1.2, además los asfaltenos habitualmente contienen una cantidad considerable de heteroátomos.

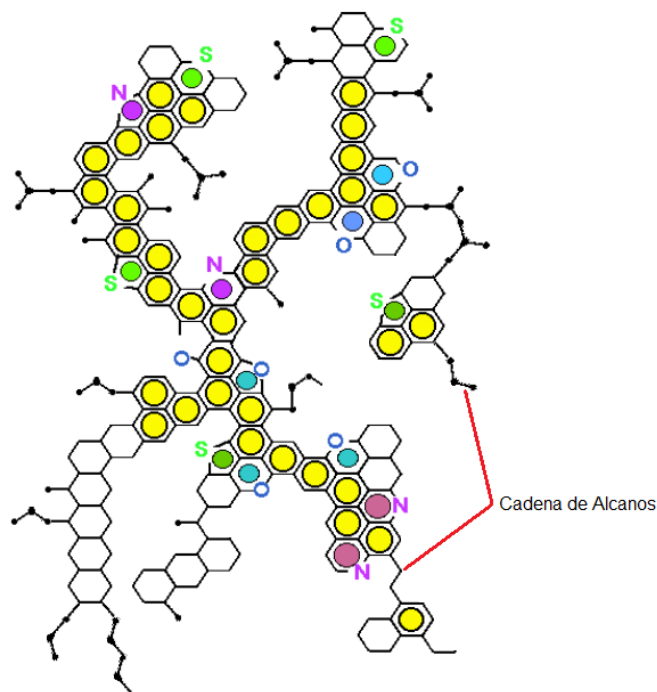


Ilustración 7 Estructura molecular de los asfaltenos

Componentes organometálicos y sales inorgánicas

Los compuestos organometálicos son aquellos en los que los átomos de carbono forman un enlace covalente con un átomo metálico, los metales presentes en el aceite crudo se pueden clasificar en dos grupos. El primero contiene metales ligeros presentes en la salmuera que es producida a la par que el aceite. El segundo grupo está presente en mayor abundancia conformado por Cobalto, Aluminio, Hierro, Vanadio y Níquel, estos son producidos en las fracciones del aceite cuyo punto de ebullición es más alto. La presencia de este tipo de metales causa muchos problemas en la producción ya que son causa de corrosión de la tubería y envenenamiento por metales pesados.

Definición de aceite pesado y extra pesado

El término *aceite pesado y extra pesado* son nombres triviales que no definen precisamente las propiedades físicas, químicas y geológicas, sin embargo, se tienen las siguientes consideraciones generales para identificar yacimientos de aceite pesado y algunos autores hacen diferencia entre los aceites pesados y extra pesados. (Tissot & Welte , 1984)

Aceite Pesado:

- Viscosidad: 100 a 10000 centipoises a condiciones de yacimiento.
- Gravedad Específica: 0.93 a 1.00 $g\ cm^{-3}$ (10° a 20° API)

Aceite Extra Pesado:

- Viscosidad: >10000 centipoises a condiciones de yacimiento.
- Gravedad Específica: > 1.00 $g\ cm^{-3}$ (<10° API)

Los aceites pesados están compuestos por los mismos elementos que todos los tipos de aceite, sin embargo, las proporciones de varios componentes varían entre los aceites pesados y el aceite convencional. Los aceites pesados contienen menor cantidad de componentes hidrocarburos, especialmente alcanos, y en mayor cantidad contienen componentes aromáticos, resinas y asfaltenos, estas diferencias en la composición son las que controlan las propiedades fisicoquímicas de los aceites pesados.

En resumen, los componentes hidrocarburos saturados usualmente son menores al 25% , en promedio 16% comparado con el 57% en los aceites convencionales, los hidrocarburos aromáticos y derivados del benceno frecuentemente representan el 30%, finalmente las

resinas son frecuentemente un 25-35% mientras que los asfaltenos varían entre el 10- 50% de la composición.

La proporción H/C de las resinas y asfaltenos es comparable a la existente de los mismos componentes para un aceite convencional, sin embargo, la abundancia de resinas y asfaltenos en los aceites pesados provoca una deficiencia de Hidrógeno a comparación de los crudos convencionales.

Los aceites pesados se clasifican en dos tipos; aromáticos- nafténicos y aromáticos- asfalténicos, la distribución entre estas dos clases depende de la composición original del aceite y de la naturaleza y grado de la degradación sufrida.

Los aceites aromáticos intermedios cuando son degradados se convierten en aceites pesados aromáticos- asfálticos, mientras que los aceites parafínicos o parafínicos-nafténicos son convertidos por procesos de biodegradación en aceites pesados aromáticos-nafténicos.

Origen de aceite pesado

La mayoría de los aceites pesados se originan de aceites que son degradados subsecuentemente en el yacimiento mediante uno o varios de los siguientes procesos; biodegradación, lavado por agua, oxidación, desasfaltado/evaporación y migración preferencial de los componentes ligeros. (Chopra, Lines, Schmitt, & Batzle, 2010) Estos procesos resultan en la disminución de los compuestos ligeros y en el incremento de resinas y asfaltenos.

El resultado de estas alteraciones da como resultado un aceite pesado y altamente viscoso. La degradación se asocia con la invasión de agua de formación meteóricas derivadas

de la superficie, por lo que la degradación se relaciona a parámetros de profundidad, la proximidad al contacto con el aire y la salinidad del agua de formación. (Tissot & Welte , 1984)

La biodegradación cambia la composición y propiedades físicas del aceite, varios microorganismos están presentes en los sedimentos de los yacimientos de aceite que utilizan a los compuestos hidrocarburos como fuente de carbón en los procesos metabólicos que pueden ser aeróbicos o anaeróbicos, típicamente, los hidrocarburos son oxidados por alcoholes y ácidos.

La biodegradación resulta en la pérdida de saturados y aromáticos, acumulando resinas y asfaltenos provocando una reducción en los grados API por el incremento de la densidad. Este proceso solo puede ocurrir mientras la temperatura del yacimiento que no exceda 80-82°C. (Chopra, Lines, Schmitt, & Batzle, 2010). La biodegradación es la causa principal de la formación del aceite pesado, los microorganismos degradan los componentes ligeros e intermedios, produciendo la oxidación del aceite, reduciendo la relación Gas/Aceite (RGA) con un notable incremento de densidad, acidez, viscosidad y contenido de azufre y metales. (Head, Martin Jones, & Larter, 2003). Para que ocurra la biodegradación se requiere de un acuífero activo que pueda transportar los nutrientes inorgánicos a las bacterias, oxígeno al aceite y para eliminar subproductos tóxicos como el ácido sulfhídrico (Baker, 1979).

El lavado de agua, la oxidación y la migración de desasfaltado ocurren dentro de los yacimientos, pero sus efectos son difíciles de evaluar, sin embargo, el desasfaltado y los procesos de migración subsecuentes disminuyen los residuos en crudos más ligeros. La precipitación de asfaltenos es otro mecanismo para la formación de aceite pesado, al igual que los cambios de presión y temperatura, inclusive la mezcla de diferentes tipos de aceite

puede causar que los componentes pesados sean precipitados. (Chopra, Lines, Schmitt, & Batzle, 2010).

Valorización del aceite pesado y extra pesado.

Los aceites Pesados son todavía móviles bajo las condiciones de yacimiento y pueden ser producidos por métodos convencionales con muy baja eficiencia y con un bajo factor de recuperación. Los aceites extra pesados generalmente son inmóviles bajo condiciones de yacimiento por lo que no pueden ser producidos con técnicas convencionales.

El aceite pesado constituye una fuente abundante de energía, pero es más caro de producir que los llamados aceites convencionales. Además, los altos costos de refinación provocan que se pague menos por el aceite pesado que por un aceite convencional. Los altos costos de refinación se deben a las siguientes características:

- Alto contenido de sulfuros, nitrógeno y metales como Vanadio y Níquel.
- Baja relación H/C.
- Alto contenido de asfaltenos, responsable de altas viscosidades causando inestabilidad de algunos productos refinados (Tissot & Welte , 1984).

No obstante, en los últimos años, el incremento de la demanda energética mundial y las innovaciones tecnológicas han convertido el aceite pesado en un recurso viable. (Faergstad, 2016)

Yacimientos de aceite pesado y extra pesado en el mundo y en México.

La mayoría del aceite pesado se encuentra en los márgenes de las cuencas geológicas y se cree que es el residuo del aceite anteriormente ligero que ha perdido sus componentes de peso molecular ligero a través de la degradación por bacterias, lavado con agua y evaporación.

El volumen estimado de aceite pesado técnicamente recuperable es de 434 mil millones de barriles y de aceite extra pesado 651 mil millones de barriles en acumulaciones conocidas, como se muestra en la **Ilustración 8**. (Meyer & Attanasi, 2003)

DISTRIBUCIÓN DE RESERVAS DE ACEITE POR TIPO (EN MILES DE MILLONES DE BARRILES IN SITU).

■ Aceite Convencional ■ Aceite Pesado ■ Aceite Extra Pesado

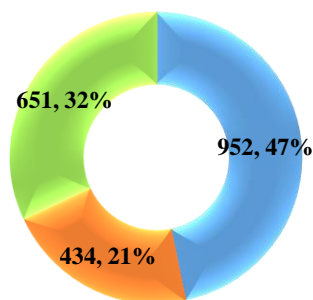


Ilustración 8 Distribución de reservas de aceite por tipo en miles de millones de barriles In Situ.
(Modificada de Meyer & Attanasi, 2003)

El hemisferio occidental tiene el 69% del aceite pesado técnicamente recuperable del mundo y el 82% de aceite extra pesado técnicamente recuperable.

El aceite pesado y extra pesado están presentes en todo el mundo (**Tabla 2**), cada categoría está dominada por una única acumulación extraordinaria que es la acumulación de

la faja de Orinoco en Venezuela la cual contiene el 90% del aceite extra pesado in situ. El 81% del aceite pesado recuperable conocido en el mundo se encuentra en la acumulación de Alberta, Canadá, juntos estos dos yacimientos contienen alrededor de 3600 millones de barriles de aceite in situ.

Además del aceite extra pesado de Orinoco, América del Sur tiene aproximadamente 40 mil millones de barriles de aceite pesado técnicamente recuperable, por lo que, en total, el 61% del aceite pesado técnicamente recuperable conocido se encuentra en América del Sur. De los 35 mil millones de barriles de aceite pesado que se estiman en América del Norte, aproximadamente 7 mil millones de barriles están asignados en la vertiente norte de Alaska. (Meyer & Attanasi, 2003).

Tabla 2 Distribución regional de aceite pesado y extra pesado (Meyer & Attanasi, 2003)

<i>Región</i>	<i>Aceite Pesado</i>		<i>Aceite Extra-Pesado</i>	
	<i>Factor de Recuperación</i>	<i>Miles de millones de barriles técnicamente recuperables</i>	<i>Factor de Recuperación</i>	<i>Miles de millones de barriles técnicamente recuperables</i>
<i>Norteamérica</i>	0.19	35.3	0.32	530.9
<i>Sudamérica</i>	0.13	265.7	0.09	0.1
<i>Hemisferio Oeste</i>	0.13	301	0.32	531
<i>África</i>	0.18	7.2	0.1	43
<i>Europa</i>	0.15	4.9	0.14	0.2
<i>Medio Este</i>	0.12	78.2	0.1	0
<i>Asia</i>	0.14	29.6	0.16	42.8
<i>Rusia</i>	0.13	13.4	0.13	33.7
<i>Hemisferio Este</i>	0.13	133.3	0.13	119.7

Los yacimientos de aceite pesado en México fueron generados por fenómenos de biodegradación encontrados en los bloques de producción de la región Norte, Sur y Aguas Someras, las características cromatográficas típicas observadas en los aceites biodegradados de México son una desaparición de n-alcenos y aromáticos y un incremento de compuestos pesados, estos aceites pesados provienen de rocas generadoras del Tithoniano, Cretácico y Cenozoico, siendo el primero el de mayor distribución en yacimientos someros.

El aceite que se tiene en México es aproximadamente un 60% de aceite pesado, que da por resultado una alta producción de residuos que empobrecen la calidad y cantidad de los productos petroquímicos como resultado de las concentraciones de asfaltenos. Los datos producción de aceite pesado para el año en curso, de acuerdo a la base de datos institucional de Pemex son mostrados en la **Ilustración 9**. El área más importante en la producción de aceite pesado, se encuentra localizada en la sonda de Campeche destacando los campos del complejo Cantarell y Ku-Maloob-Zaap.

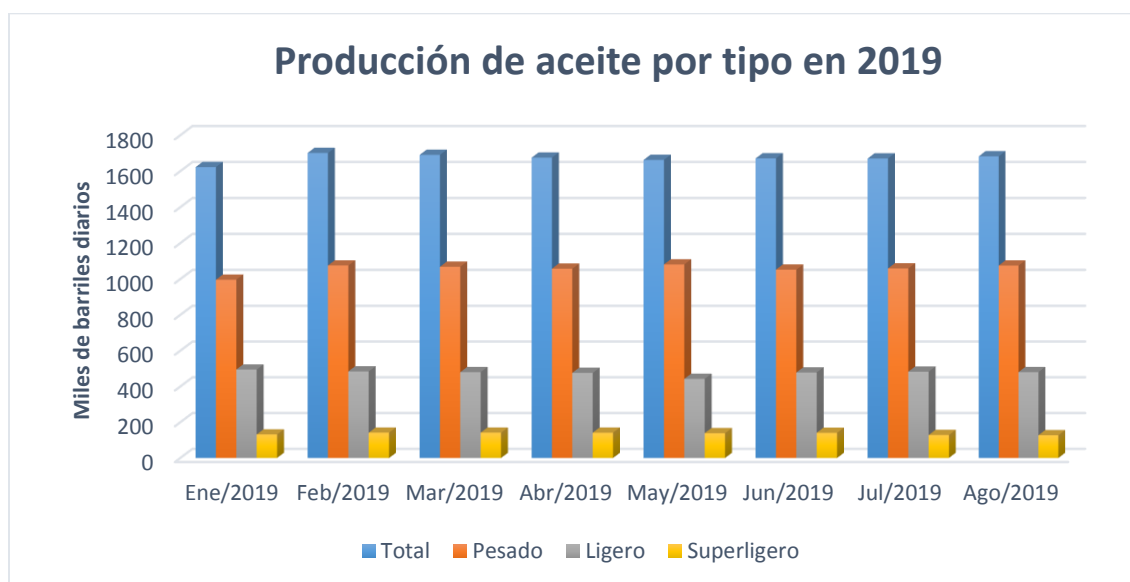


Ilustración 9 Producción de aceite por tipo en México para el año 2019

Métodos de recuperación para aceite pesado y extra pesado

Antes de 1985, la producción de aceite pesado se basó principalmente en la estimulación térmica para reducir la viscosidad y en grandes caídas de presión para inducir el flujo utilizando los siguientes métodos. ¹

- Estimulación cíclica de vapor (huff 'n' puff).
- Inyección de vapor.
- Combustión húmeda o seca con inyección de aire u oxígeno.
- Combinación de los métodos mencionados.

Países como Canadá, Venezuela, Indonesia entre otros extraen aceite pesado (**Ilustración 10**) mediante técnicas de recuperación in situ, estas técnicas se clasifican en dos grandes grupos; métodos térmicos y métodos no térmicos. (**Ilustración 11**)

¹ http://petrowiki.org/Heavy_oil

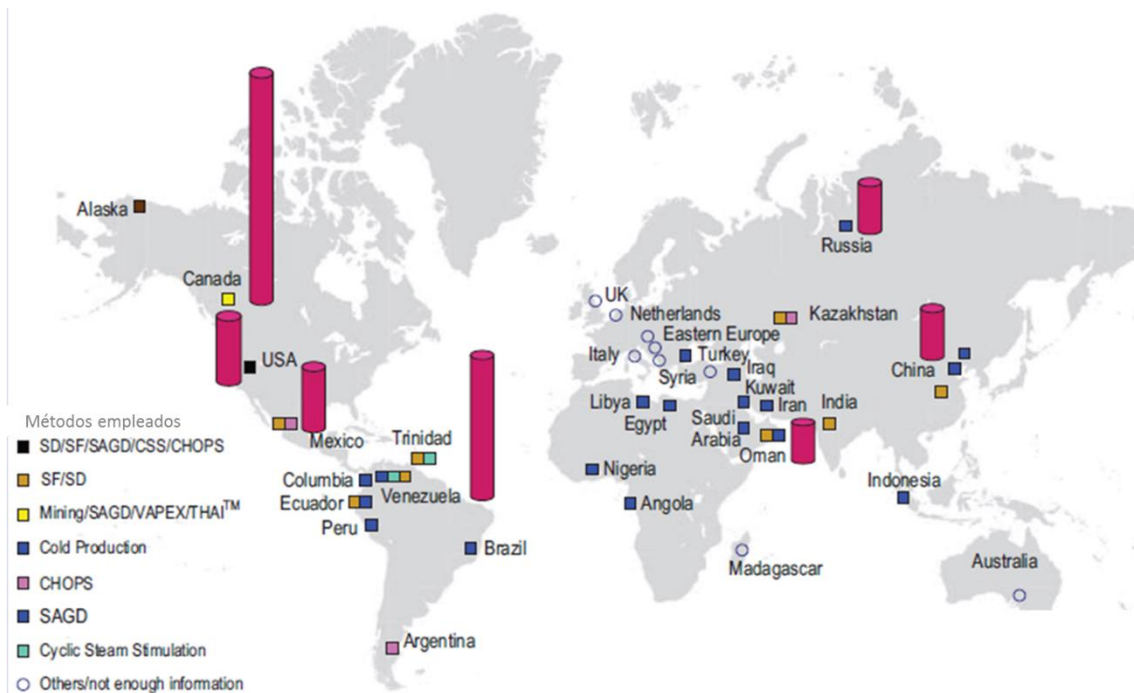


Ilustración 10 Producción de Aceite Pesado en el mundo y los principales métodos utilizados. (Chopra, Lines, Schmitt, & Batzle, 2010)

Los métodos térmicos se aplican al suministrar calor para reducir la viscosidad del aceite pesado para poder movilizarlo hasta superficie. Mientras que los métodos no térmicos son generalmente adecuados para aceites moderadamente viscosos (menos de 200 cP), al igual que para formaciones delgadas no mayores de 10 metros y con profundidades menores a 1000 metros, los métodos no térmicos tienen como objetivo reducir la viscosidad y la tensión interfacial. (Chopra, Lines, Schmitt, & Batzle, 2010)

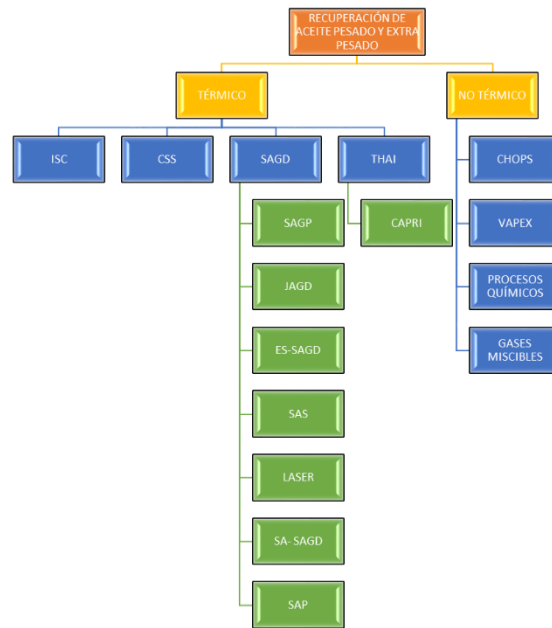


Ilustración 11 Clasificación de los métodos de recuperación para aceite pesado. (Chopra, Lines, Schmitt, & Batzle, 2010)

Métodos térmicos

Combustión in situ (ISC)

Consiste en la combustión de una cantidad de aceite dentro del yacimiento para desplazar el resto más cerca de los pozos, para llevar esto a cabo, es necesario una mezcla de gas rica en oxígeno como el aire, la cual puede precalentarse o ser inyectada dentro del yacimiento, donde se genera una reacción de tipo exotérmica, conforme avanza la combustión y la temperatura aumenta, las fracciones ligeras comienzan a vaporizarse y se combina con el vapor del agua congénita, avanzando a través del medio poroso. A medida que el frente de combustión avanza, entra en contacto con las partes más frías del yacimiento, condensando los vapores, transfiriendo calor al aceite con la finalidad de movilizarlo (**Ilustración 12**). Este proceso continúa mientras el suministro de aire sea suficiente para

mantener la reacción exotérmica en el aceite residual. Este método es el más adecuado para yacimientos con un espesor mayor a 3-4 metros y con densidades de 10 a 20 grados API y una permeabilidad mayor a 100 mD. (Chopra, Lines, Schmitt, & Batzle, 2010).

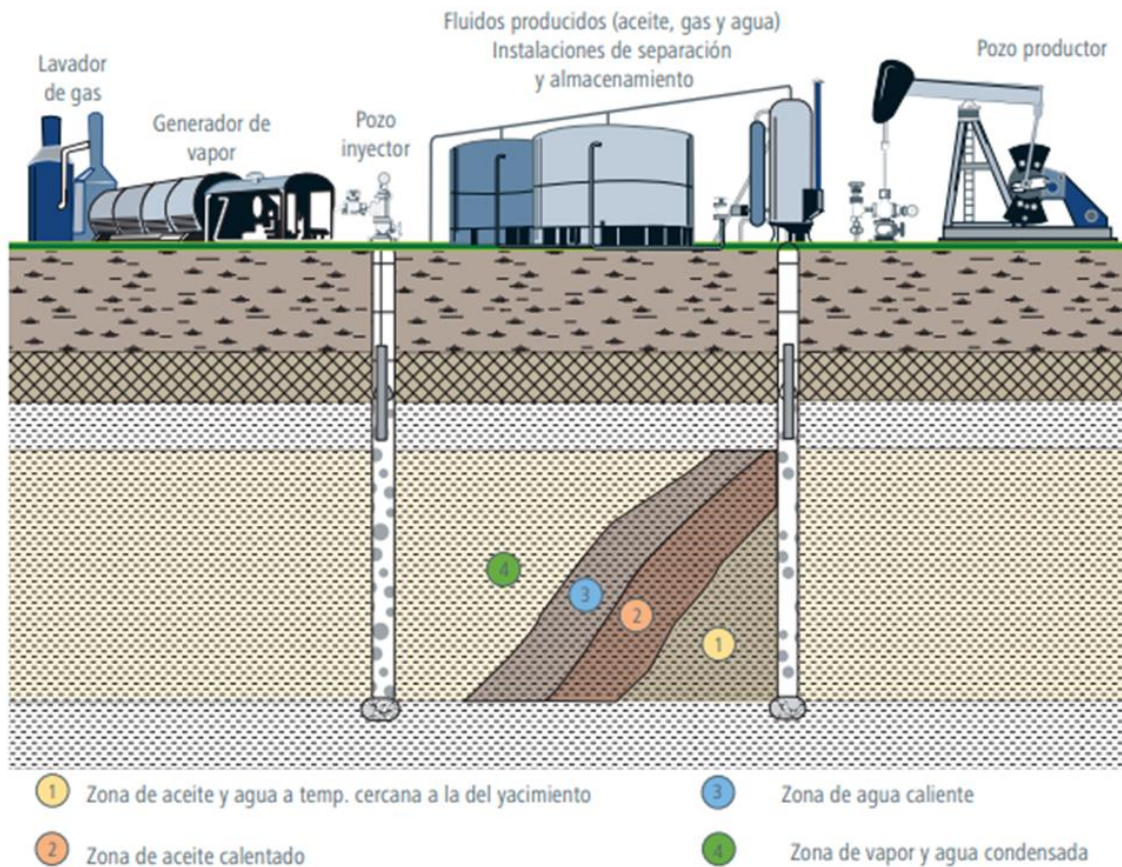


Ilustración 12 Proceso de combustión in situ (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012)

Estimulación cíclica de vapor (CSS)

También llamado “Huff and Puff”, es la inyección de vapor en el pozo para posteriormente después de un tiempo de remojo, el pozo sea puesto en producción. Durante varias semanas el yacimiento es calentado bajando la viscosidad del fluido, después de estas semanas el pozo es cerrado para que el calor se disperse alrededor del pozo (remojo),

finalmente el pozo es puesto a producción para recuperar el aceite móvil, hasta que se reduce la producción considerablemente después de varias semanas (**Ilustración 13**). El pozo es sometido en repetidas ocasiones (hasta más de 20 veces) a un periodo de inyección, remojo y producción mientras que la producción sea rentable para los costos de inyección de vapor. Este método es recomendado para yacimientos cuyo espesor sea de alrededor de 15 metros, una alta densidad y con ausencia de acuíferos llegando a alcanzar un factor de recuperación del 20%.

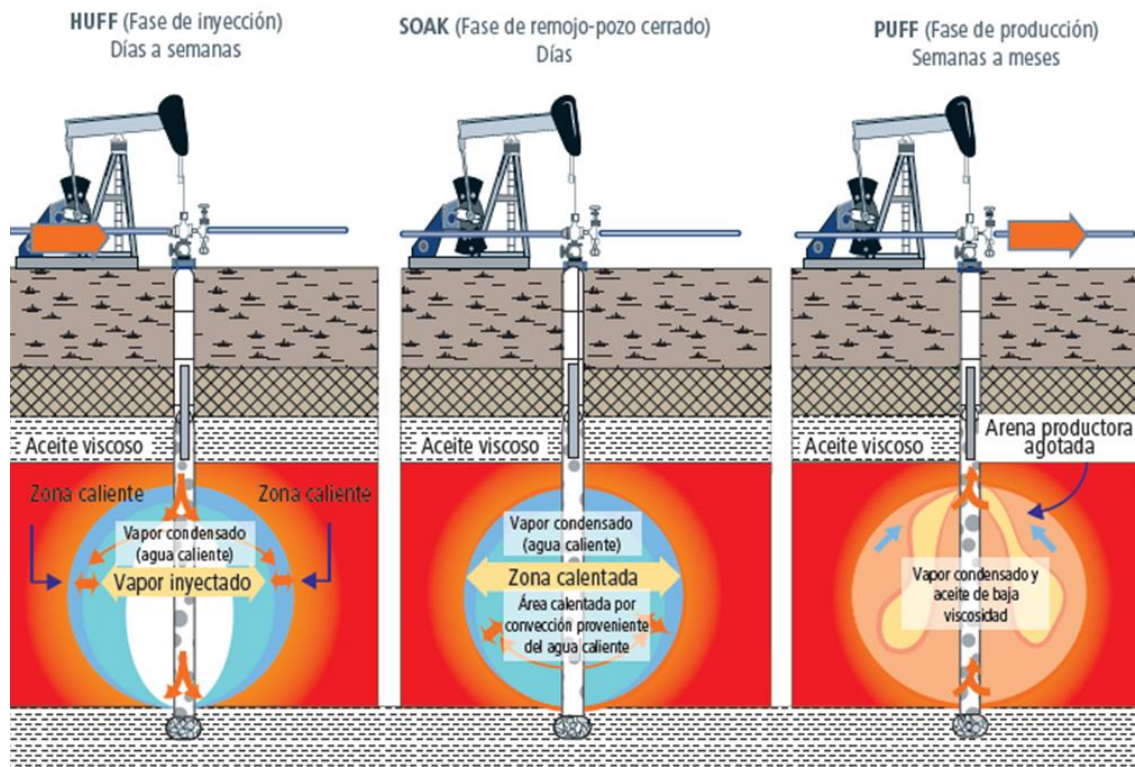


Ilustración 13 Diagrama de inyección cíclica de vapor (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012)

Drene gravitacional asistido por vapor (SAGD)

Este proceso se basa en la inyección de vapor cerca del fondo del yacimiento, este vapor se acumula en la parte superior y condensa junto al aceite, reduciéndole la viscosidad

a la vez que cae al fondo por efecto de la gravedad para ser producido, por lo que se requiere que la permeabilidad vertical sea alta. El espacio poroso, inicialmente saturado por aceite ahora es saturado por vapor. En este método la transferencia de energía a la formación y al aceite ocurre por la condensación del vapor en la llamada cámara de vapor. El calor latente liberado por el vapor se transfiere a la formación por conducción. (Ilustración 14).

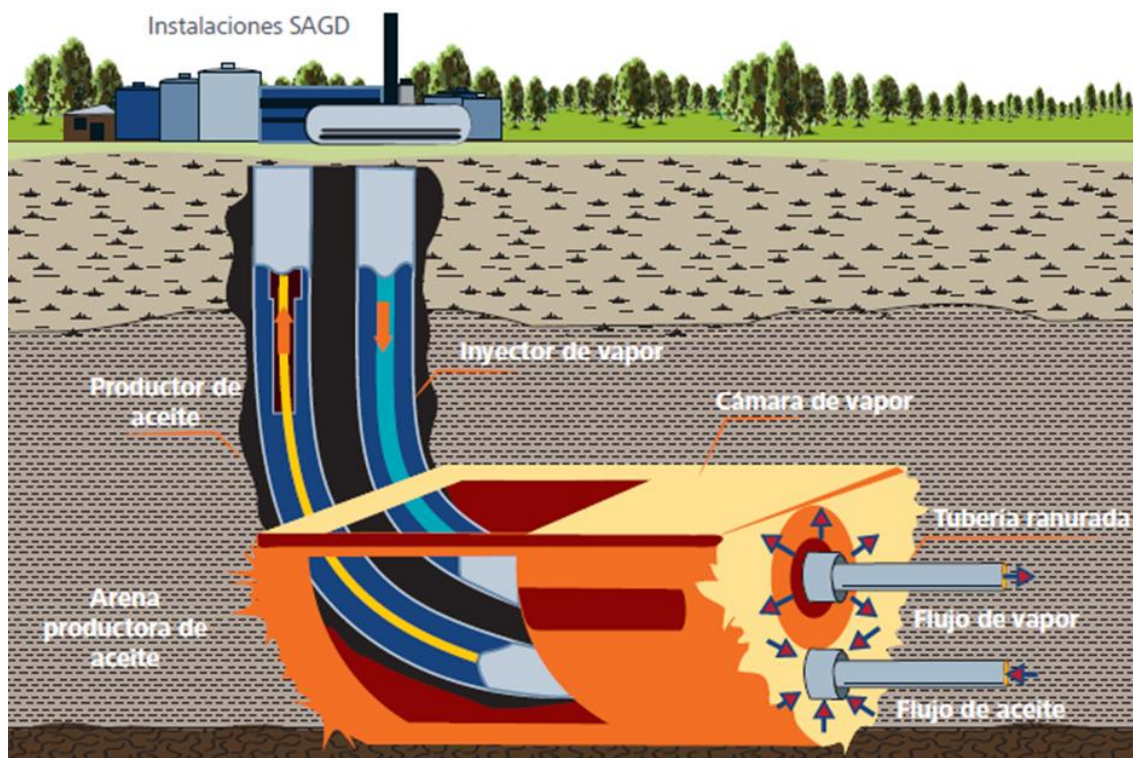


Ilustración 14 Diagrama método SAGD (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012)

Este método es recomendable para yacimientos de arenas someras, con alta porosidad, alta permeabilidad vertical y para aceites altamente viscosos. Consiste en dos pozos horizontales paralelos perforados en la misma formación con una distancia promedio de 5 metros entre cada uno, el pozo superior es utilizado como el pozo inyector mientras que el inferior como pozo productor. Es recomendado para yacimientos con espesores menores a 40 metros.

El método SAGD presenta varias desventajas entre las cuales destacan el alto consumo de agua, uso de instalaciones de aguas residuales, alto gasto de combustibles para la generación de vapor, y las emisiones de gases invernadero por lo cual se han desarrollado procesos híbridos adicionales para superar las desventajas antes mencionadas, algunos de estas hibridaciones son;

SAGD asistido de espuma (FA-SAGD):

El propósito de coinyectar espuma de manera continua o intermitente, es evitar que el vapor se condense y sea producido, además de que la espuma desvía el vapor a la zona de baja permeabilidad. Este proceso exhibe una menor eficiencia de energía debido a la espuma entre los pozos, lo que retrasa la irrupción de vapor y reduce la cantidad de vapor producido.

Vapor alternado con solvente (SAS):

Este proceso es la combinación de SAGD y VAPEX, con la finalidad de reducir la absorción de energía por barril de aceite producido, es un método prometedor para la producción de aceites pesados y extra pesados en donde un solvente o la mezcla de varios son inyectados alternadamente con vapor. El objetivo de este método es reemplazar una gran cantidad de vapor inyectado en el proceso SAGD tradicional, por una cantidad de solvente, en donde al mismo tiempo parte del solvente inyectado es reciclado debido a la acumulación de este alrededor de la cámara. Este proceso comienza con la inyección de vapor puro, para precalentar el yacimiento,

posteriormente se detiene la inyección de vapor para comenzar con la inyección de solventes hasta que la cámara de vapor este estabilizada, es decir que las pérdidas de calor a través de las capas adyacentes sean insignificantes. Posteriormente, cuando la temperatura de la cámara comienza a decrecer, se cambia de inyección de solvente a vapor. Este proceso conforma un ciclo de inyección, el cual es repetido hasta llegar al límite económico.

Expansión con solvente (ES-SAGD):

Al igual que el método anterior, este método es la combinación del proceso SAGD y VAPEX, mediante la coinyección de vapor (en su mayoría) y solvente o una mezcla de varios solventes, busca disminuir la energía proporcionada al yacimiento y en conjunto, vapor y solvente logran reducir la viscosidad, mejorando la calidad del aceite producido. Es necesario determinar correctamente el tipo y concentración del solvente, debido a que se debe garantizar que este se encuentre vaporizado, permitiendo la disolución con el aceite, sin embargo, el solvente es costoso, volviéndose en una limitante para el método. Las principales ventajas de este método son la reducción de consumo de agua y energía en hasta un 45% adicionalmente a la reducción de emisiones de CO_2 .

Empuje de vapor y gas (SAGP):

El método Steam and Gas Push, es mostrado por primera vez por (Butler R. , 1999), a partir de la necesidad de que la cámara de vapor mantenga una temperatura uniforme, ya que la parte inferior es la que necesita mantener una temperatura más alta, justamente en la zona donde se presenta con mayor frecuencia la conificación del gas inyectado. Este método presenta la inyección conjunta de vapor y un gas no condensable (GNC), es decir metano, nitrógeno o dióxido de carbono. Cuando una pequeña cantidad de gas no condensable es coinyectada con vapor, la presión

es mantenida dentro de la cámara, se reducen los consumos de vapor y proporciona aislamiento térmico que reduce las pérdidas de calor, debido a que el GNC se acumula en el frente de condensación y en la parte superior de la cámara de vapor, la acumulación de GNC en el frente de condensación, inhibe la difusión de vapor, debido a que se reducen los coeficientes de transferencia de calor y de masa, ya que el gas actúa como un amortiguador entre el vapor y la capa de condensado.

SAGD rápido (Fast SAGD):

Este método representa la combinación de inyección cíclica y SAGD, cuyo objetivo principal es lograr que las cámaras de vapor queden conectadas para así propagar el frente de condensación de manera horizontal, aumentando así el área de drene. Consta de dos parejas de pozos con la configuración SAGD y se añade un pozo horizontal a los que se les denomina offset well. Entre sus principales ventajas esta la reducción de costos, debido a la reducción de consumos de vapor mientras que el factor de recuperación es mayor, a comparación de la implementación de los métodos involucrados de manera individual. De forma general, el proceso se puede dividir en tres etapas, las cuales consisten en un precalentamiento de los pozos SAGD, los cuales son los primeros en comenzar a operar. Posteriormente comienza la operación de inyección cíclica en los pozos a excepción de los pozos productores SAGD. Finalmente son cerrados los pozos inyectores SAGD y los pozos de inyección cíclica son abiertos a producción en conjunto con el pozo productor SAGD. Es necesario destacar que la presión de los pozos de inyección cíclica es superior a comparación de los pozos SAGD.

Sistema híbrido (HSAGD):

Este método cuenta con una configuración similar al método anterior, pero a diferencia, los pozos de inyección cíclica son colocados en un patrón escalonado, son operados a la misma presión y puestos en operación antes que los pozos SAGD, el vapor es inyectado a una presión mayor que la presión de fractura, forzando al vapor y al condensado a entrar al yacimiento, aumentando la movilidad del aceite y evidentemente la permeabilidad de la formación. Los ciclos de inyección – producción culminan cuando las cámaras de vapor entran en contacto, marcando el inicio de la etapa final con la implementación del proceso SAGD en todos los pozos.

Las variaciones del método SAGD también abarcan modificaciones en las configuraciones de los pozos, buscando hacer al método más eficiente y adaptable a los casos de campo. Una de estas variaciones y la de mayor interés en este trabajo es:

Pozo vertical SAGD:

Debido a las características específicas del método SAGD tradicional, muchas veces no es óptima la perforación de los pozos horizontales con el debido espaciamiento entre los pozos, por lo cual no resulta viable el método, una configuración de pozos alternativa para estos casos, consta de un pozo vertical simple de SAGD o bien un pozo vertical simple rodeado de múltiples pozos productores verticales, lo que mejora el rendimiento por encima del proceso SAGD convencional para la recuperación de aceite pesado en arenas no consolidadas, siendo este factor el de mayor importancia en este método, ya que no se tiene como limitante la profundidad pero si la dureza de la formación. En este método el vapor es inyectado en la cima de la zona de interés y el aceite es extraído en el fondo del pozo. La cámara de vapor se desarrolla inmediatamente en la parte superior de la zona de interés con un mejor comportamiento debido al efecto de la gravedad sobre el área

de drene y un favorable gradiente de vapor. (Hocking & Walters, 2013). Una de las principales ventajas es la reducción de la relación vapor-aceite en comparación al SAGD tradicional y la reducción de costos que implica la perforación de pozos horizontales.

THAI

El método THAI o llamado *inyección de aire de pie a talón*, combina la producción con pozos horizontales con un pozo vertical de inyección de aire, los pozos horizontales son perforados cerca de la base de la inyección vertical de aire, se lleva a cabo un pre calentamiento (pie) aumentando la región calentada formando el frente de combustión, al llegar el frente de combustión a los pozos horizontales se desplaza hasta el llamado talón iniciando así la producción de aceite menos viscoso (**Ilustración 15**). El frente de combustión formado y que se desplaza a lo largo del pozo horizontal permite el drene por gravedad del aceite y mantiene temperaturas superiores a 370° C. Entre los beneficios del método THAI incluyen bajos costos, alta recuperación de recursos de hasta 70%, reducción en el consumo de agua y en la emisión de gases de efecto invernadero. Una variante de este método es aquella que utiliza catalizadores llamada CAPRI, en la cual el catalizador es empaquetado entre el interior y el exterior del liner ranurado del pozo horizontal de producción, el aceite que fluye del método THAI pasa a través del catalizador mejorando la calidad del aceite. La ventaja del método CAPRI radica en que las instalaciones requeridas son similares a las instalaciones del método THAI, por lo cual no implica un costo extra.

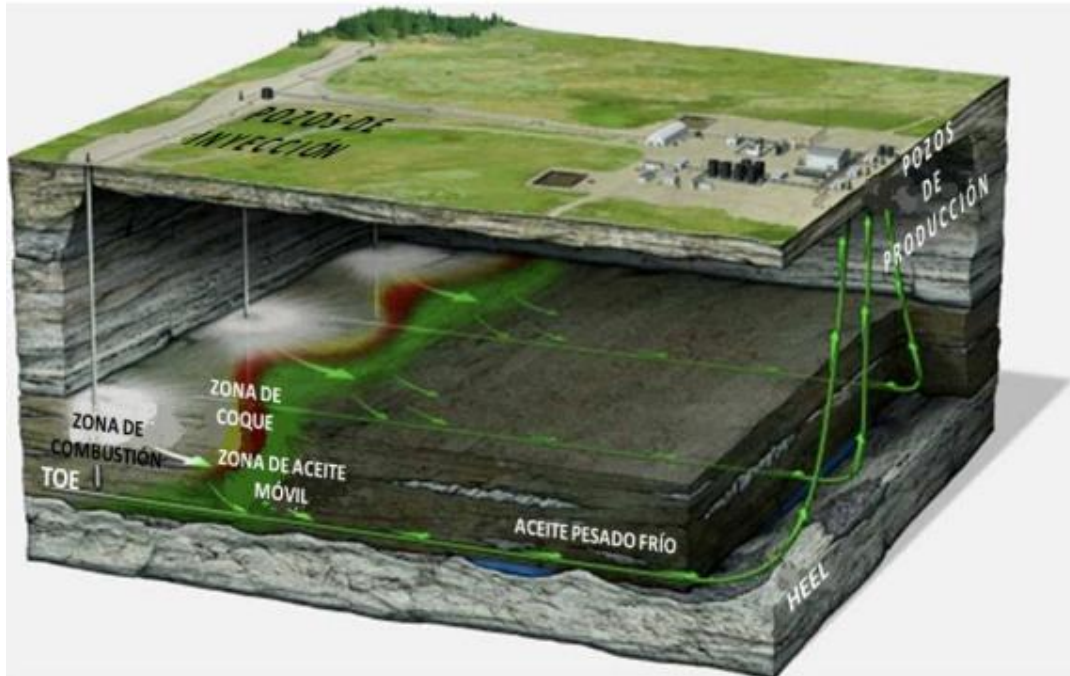


Ilustración 15 Diagrama del método THAI (Chopra, Lines, Schmitt, & Batzle, 2010)

Métodos no térmicos

CHOPS

Producción de Aceite pesado frío con arena, este método permite la producción de aceite pesado en arenas, permitiendo la afluencia de arena durante la terminación del pozo, manteniendo la cantidad de arena en la producción para ser llevadas a superficie mediante bombas de cavidades progresivas diseñadas para los cortes de arena, la extracción simultánea de aceite y arena se genera en canales de alta porosidad llamados “agujeros de gusano”, estos canales tienen un efecto de permeabilidad en el yacimiento, la presión del yacimiento cae por debajo del punto de burbuja provocando que el gas disuelto se libere formando un aceite espumoso. El factor de recuperación de este método va del 5 al 10%, además de ser rentable, con amplio rango de aplicación en cuestión de viscosidad, y de ser amigable con el medio ambiente.

VAPEX

El método **VAPEX**; *Extracción con Vapor de Solvente*, es similar al método SAGD pero se destaca por utilizar hidrocarburos livianos en lugar de vapor para reducir la viscosidad del aceite pesado, los gases hidrocarburo como etano, propano, butano o mezclas de estos se inyectan en el pozo horizontal superior, estos solventes diluyen el aceite pesado alrededor del pozo formando una cámara de solvente, permitiendo que el aceite fluya al pozo inferior para ser producido.

El método VAPEX se lleva a cabo bajo condiciones de frío, por lo que implica un mayor tiempo que los métodos térmicos, la reducción de viscosidad del aceite no se lleva a cabo por difusión térmica sino por difusión molecular y dispersión mecánica. El gas solvente se inyecta a condiciones del punto de rocío, para que el solvente este en fase gaseosa y así generar la cámara de solvente. Sus principales ventajas es la reducción de costos al no requerir de plantas de tratamiento de agua y por tener un impacto ambiental menor, a comparación de los métodos térmicos, eliminando la emisión de grandes cantidades de gases de tipo invernadero.

CAPÍTULO 3 “PROCESOS HÍBRIDOS VAPOR -NCG PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS”

Revisión literaria de los métodos híbridos térmicos-NCG.

La mayor parte de los recursos de aceites pesados y extra pesados son explotados mediante técnicas in situ, como lo son SAGD y CSS, estas técnicas in situ, son basadas en la reducción de la viscosidad del aceite por efecto de la inyección de vapor.

Por otro lado, los gases no condensables, abreviados como NCG, por sus siglas en inglés, es uno de los aditivos más comunes en los procesos de recuperación térmica para aceites pesados y extra pesados, siendo los más comunes de utilizar: nitrógeno, dióxido de carbono, aire y metano.

Debido a los considerables requerimientos de calor y las grandes pérdidas del mismo debido a la profundidad de los yacimientos, los métodos in situ son limitados por el aspecto económico, porque los resultados obtenidos son bajos, de aproximadamente el 10% debido a la disminución de la presión, por lo que la inyección de vapor para mantener la presión resulta ser insuficiente. Sin embargo, la coinyección de un gas no miscible permite mantener la temperatura en la región del pozo, y en consecuencia obtener una mayor tasa de producción sin conificación del gas no miscible al mismo tiempo y la cámara de vapor resultante de la coinyección de vapor y gas no miscible está a temperatura menor a comparación de la cámara resultante de la inyección de vapor. (Butler R. , 1999).

El vapor, el cual es inyectado de manera continua, fluye de forma convectiva hacia los estratos adyacentes del yacimiento que aún no han sido calentados para la generación de la cámara de vapor. En el borde de esta cámara, el vapor se condensa y calienta el aceite que se encuentra en

contacto con la cámara de vapor, como resultado, la viscosidad del aceite se reduce, movilizándolo el aceite para ser producido por efecto de la gravedad.

La finalidad de coinyectar gases no condensables es la de mantener la presión de la cámara, aprovechando la compresibilidad del gas al utilizar de una manera más eficiente la energía en forma de calor suministrada, reducir los consumos de vapor y proporcionar aislamiento térmico por las pérdidas de calor a los estratos adyacentes y superiores.

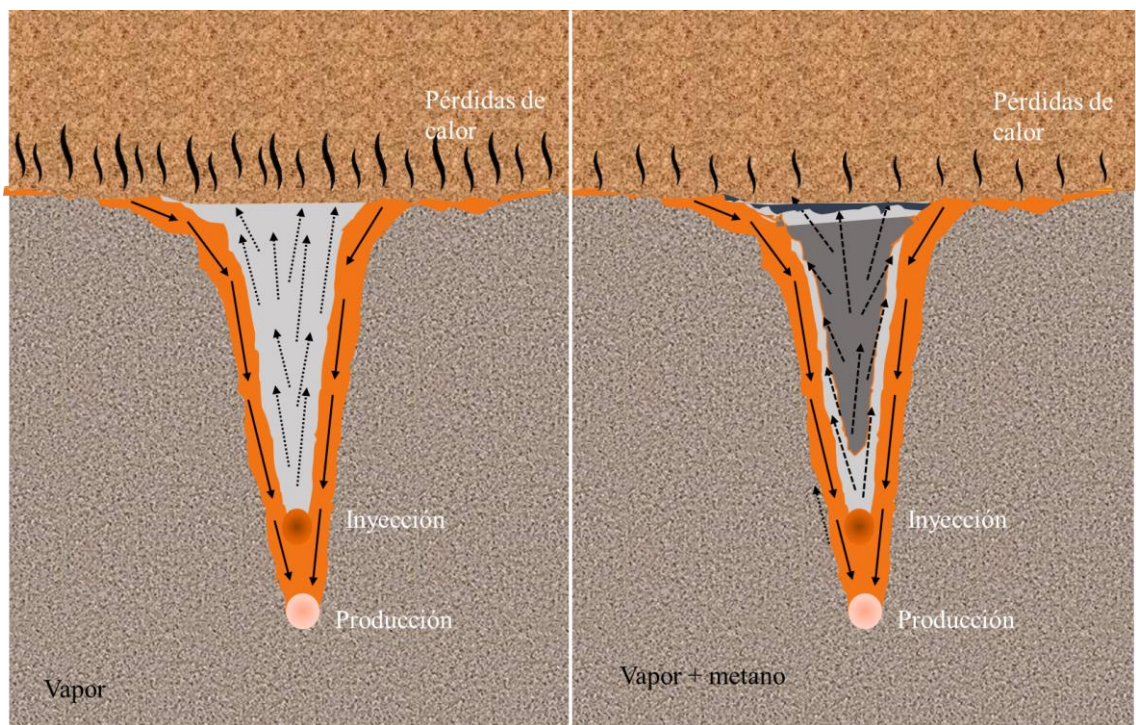


Ilustración 16 Comparativo de cámara de vapor

El gas no condensable, se acumula cerca del borde de la cámara y en la parte superior, dando como resultado una cámara de vapor con una temperatura promedio más baja, en la cual la pérdida de calor a las cercanías del pozo es menor, resultando en una baja relación gas-aceite.

(Ilustración 16)

Todos los experimentos y simulaciones realizadas a lo largo de los últimos años, coinciden en que el gas no condensable tiende a acumularse en el frente de condensación y funciona como amortiguador a las pérdidas de calor hacia los estratos superiores.

Los gases no condensables, siempre están presentes en los métodos de recuperación térmica. Estos gases pueden estar presentes en mayor o menor proporción en la composición inicial del aceite, formados por reacciones bioquímicas y adicionalmente son inyectados de forma intencional para el mantenimiento de la presión del yacimiento, mediante la implementación de sistemas artificiales de producción previos a la aplicación de métodos térmicos de recuperación mejorada de aceite.

Generación de la cámara de vapor

La acumulación particular de los gases no condensables en la cima de la cámara, la reducción de las pérdidas de calor a los estratos superiores, y el mantenimiento de la presión dentro de la cámara de vapor **Ilustración 17**, son puntos de interés para el estudio de la coinyección de NCG.

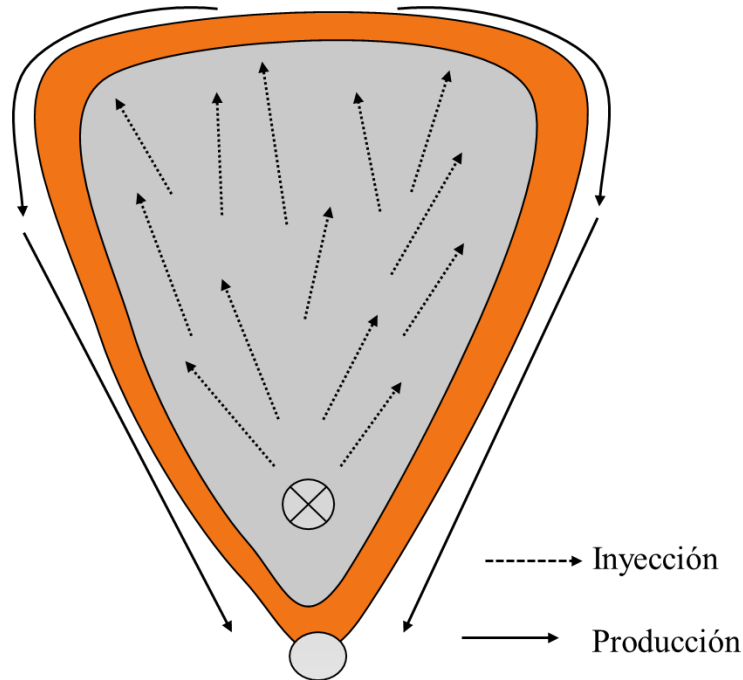


Ilustración 17 Modelo esquemático de la cámara de vapor (Sharma & Mehta, 2011)

Se definen dos regiones en la cámara de vapor que son críticas en el flujo del NCG, las cuales son descritas a continuación.

Región de vapor

Donde el vapor y el gas están mezclados por difusión/dispersión, la mayor parte del gas inyectado es condensado en esta región y el gas no condensable se mezcla con el resto del vapor, fluyendo hacia la cima a través del frente de condensación que llena el espacio desocupado por el aceite producido. El exceso de gas fluye con el condensado para ser producido y tiene una mayor concentración de gas no condensable que la cámara de vapor debido a que la temperatura es menor. Esta zona también puede ser conocida como zona de agotamiento de líquidos. La presión en esta zona sería aproximadamente una constante, mientras que la temperatura varía respecto a la

fracción molar del vapor, a menor fracción de vapor, es decir mayor concentración de gas no condensable, da como resultado una temperatura menor.

Región de gas

Cuando el gas no condensable es coinyectado con vapor, se mueve hacia la parte superior de la cámara de vapor y luego se extiende lateralmente a lo largo de la superficie superior del yacimiento como una capa delgada. Este fenómeno ocurre porque el gas no condensable sube en forma de dedos hacia la parte superior de la cámara de vapor. Estos dedos desplazan el aceite y llevan presión a la parte superior de la cámara empujando el aceite hacia la parte inferior.

La distribución de la temperatura no es la representación más fiel de la cámara de vapor, en especial cuando se tienen cantidades significativas de gas no condensable, por lo que una mejor forma de representar a la cámara de vapor, podría ser mediante una distribución de densidad, la cual, en combinación con un perfil de temperatura, que en conjunto, demuestran si existe la presencia de gas libre en la cámara de vapor y como se distribuye. (**Ilustración 18**).

Cuando existe presencia de un gas, ya sea por la generación in situ o por la coinyección junto al vapor, este gas se mueve con el vapor como una sola fase dentro de la cámara de vapor hasta el frente de condensación. La temperatura de la cámara corresponde a la presión parcial del vapor, por lo cual, se reduce proporcionalmente a la cantidad de NCG inyectado. A medida que el gas se condensa, la concentración del volumen crea un vacío parcial que conduce a un aumento de la concentración del gas condensable en la interfaz de condensación.

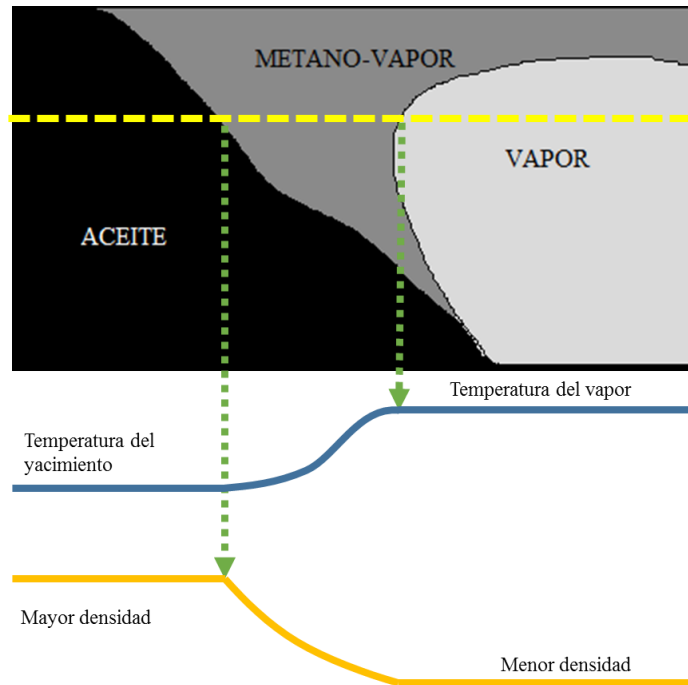


Ilustración 18 Esquema de la cámara de vapor con un gas no condensable (Yuan, y otros, 2010)

Por otro lado, el gradiente de concentración del gas no condensable, conduce a la difusión del gas a contracorriente hacia la cámara de vapor, que se opone a una mayor acumulación de gas condensable cerca de la interfaz de condensación. Simultáneamente, el gas no condensable se difunde en la fase de aceite adyacente.

La concentración de equilibrio de gas presente cerca de la interfaz de la cámara está dictada por la interacción entre efectos de difusión, dispersión y disolución.

De la **Ilustración 19**, se define a la zona móvil como la zona estrecha que va más allá del frente de condensación del vapor, donde tiene lugar el flujo multifásico del aceite, agua y gas. El borde de la cámara es definido como la interfaz vapor. Aceite más allá de la cual la temperatura cae por debajo de la mezcla vapor- gas no condensable.

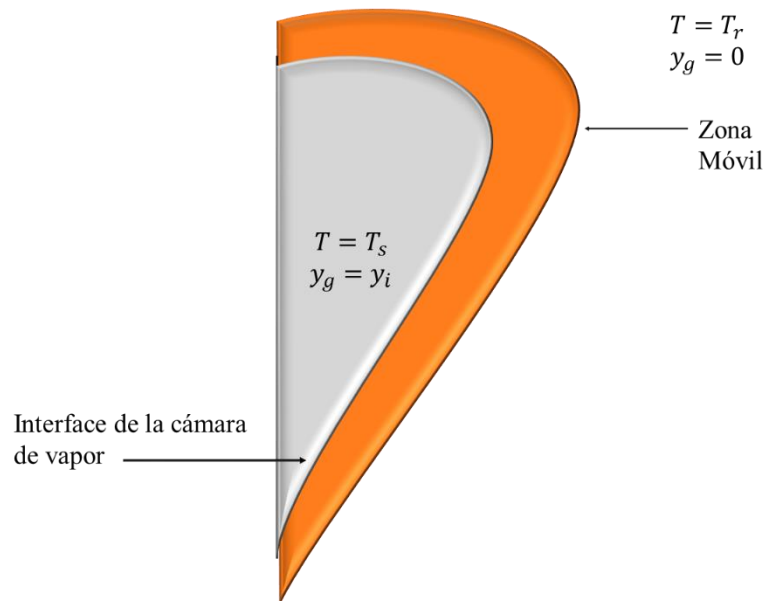


Ilustración 19 Corte seccional de la cámara de vapor, detalle de la zona móvil (Sharma & Mehta, 2011)

Requerimientos de temperatura para la cámara de vapor.

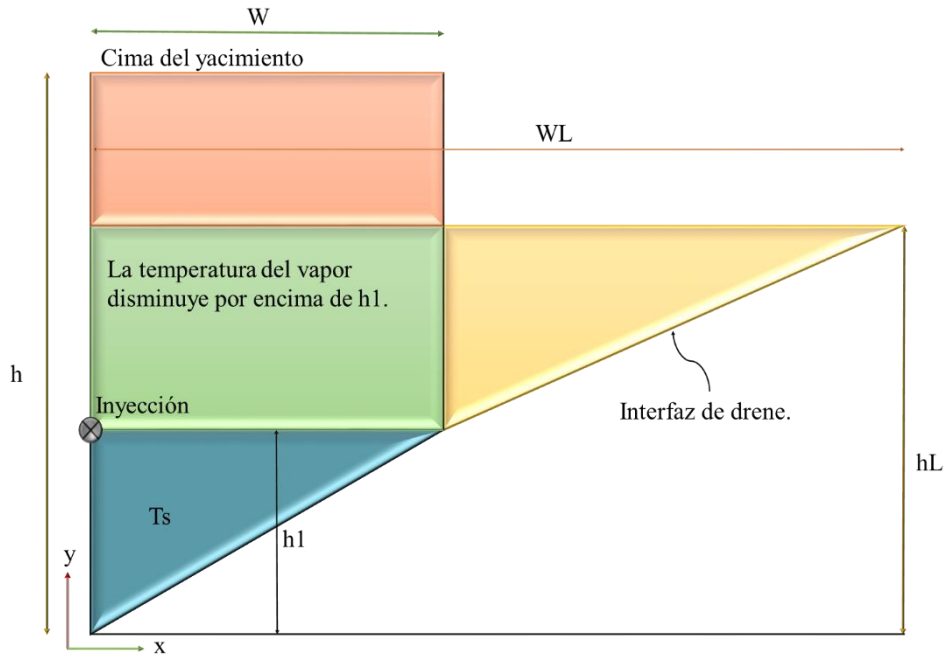


Ilustración 20 Esquema de la cámara de vapor (Butler , Jiang, & Yee, 1999)

Partiendo de la **Ecuación 1** para predecir el gasto de aceite para SAGD, considerando que la cámara de vapor sigue el mismo patrón al coinyectar un gas no condensable (Butler R. , 1999)

$$q = L \sqrt{\frac{1.3kg\alpha\phi\Delta S_o h}{mv_s}} \quad \text{Ecuación 1}$$

El volumen de la cámara de vapor queda definida por

$$\text{Volumen} = (h - h_1)WL + h_1 \frac{WL}{2} \quad \text{Ecuación 2}$$

Y la producción acumulada de aceite está dada por:

$$qt = \left(h - \frac{h_1}{2}\right) WL\phi\Delta S_o \quad \text{Ecuación 3}$$

En la región superior al punto h_1 , el flujo acumulativo es

$$q_y t = (h - y)WL\phi\Delta S_o = \frac{h - y}{h - \frac{h_1}{2}} q t \quad \text{Ecuación 4}$$

O

$$q_y = \frac{h - y}{h - \frac{h_1}{2}} q \quad \text{Ecuación 5}$$

El gasto de aceite detrás de la interfaz se estima a partir de

$$q_y = \frac{Lkg \alpha}{UmV_{sy}} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde U es:

$$U = \frac{W}{t} = \frac{q}{\left(h - \frac{h_1}{2}\right) \phi \Delta S_o L} \quad \text{Ecuación 7}$$

Por lo tanto, la viscosidad requerida del aceite, medida a la temperatura del vapor queda como

$$\frac{1}{v_{sy}} = \frac{h - y}{\left(h - \frac{h_1}{2}\right)^2} \frac{m}{kg \alpha \phi \Delta S_o} \left(\frac{q}{L}\right)^2 \quad \text{Ecuación 8}$$

$$\frac{1}{v_{sy}} = \left(\frac{T_{Sy} - T_R}{T_S - T_R}\right)^m \quad \text{Ecuación 9}$$

Entonces, para dada temperatura requerida para una altura dada es:

$$T_{Sy} = T_R + (T_S - T_R) \left[\frac{h - y}{\left(h - \frac{h_1}{2}\right)^2} \frac{m}{kg \alpha \phi \Delta S_o} \left[\frac{q}{L}\right]^2 \right]^{\frac{1}{m}} \quad \text{Ecuación 10}$$

De la **Ilustración 20** se puede deducir que el flujo podría ser el mismo para una sección menor a una temperatura constante en la cámara de vapor, quedando entonces que

$$h_L = \sqrt{(2h - h_1)h_1}$$

Ecuación 11

Al sustituir la **Ecuación 11** en la **Ecuación 1**, se puede obtener el valor de q .

Modificación de la velocidad de transferencia de calor.

Los gases no condensables, tienen un efecto inhibitorio sobre la condensación del vapor y la transferencia de calor. La presencia de inclusive una pequeña cantidad de gas no condensable en el vapor de condensación conduce a una reducción significativa en la transferencia de calor durante la condensación. La acumulación de gases no condensables cerca de zona de condensación inhibe la difusión del vapor. El efecto neto de la presencia de gas no condensable es reducir los mecanismos de transferencia de calor y masa (Othmer, 1929). Para mayor información referente a los mecanismos de transferencia de calor y masa, véase **ANEXO I & ANEXO II**.

El uso de gas no condensable, puede reducir la tasa de transferencia de calor por condensación en aproximadamente 50% (Butler R. , 1997), debido a que el vapor se mezcla con un gas no condensable, en este caso, metano, el cual permanece cerca de la capa de condensación, actuando como una barrera entre el vapor y la capa de condensado dificultando que el vapor llegue a superficie, debido a que ahora el vapor debe difundirse a través del gas no condensable antes de llegar a superficie, reduciendo la efectividad de la transferencia de calor.

Se espera que a una mayor concentración de gas no condensable se obstaculizaría la transferencia de calor conductivo y convectivo del vapor al aceite, siendo en algunos casos un efecto positivo, ya que limitaría las pérdidas de calor.

La transferencia de calor al frente de la cámara de vapor se rige por la ecuación de Fourier la cual puede ser escrita como (Carslaw & Jaeger, 1959):

$$\alpha \frac{\partial^2 T}{\partial \xi^2} - U \frac{\partial T}{\partial \xi} = \frac{\partial T}{\partial t} \quad \text{Ecuación 12}$$

En la **Ecuación 12**, el gradiente de temperatura en dirección paralela a la interfaz de la cámara y a lo largo de la dirección del pozo se considera mucho más pequeña que el gradiente perpendicular a la interfaz y por lo tanto no es considerado. (Butler, McNab, & Lo, 1981), supone que el borde de la cámara de vapor para SAGD experimenta una expansión casi estacionaria y que la transferencia de calor es solo por conducción, al derivar la **Ecuación 12** se obtiene el perfil de temperatura para la zona adyacente a la interfaz:

$$\frac{T - T_r}{T_s - T_r} = e^{\frac{-U\xi}{\alpha}} \quad \text{Ecuación 13}$$

Dentro de la cámara de vapor, el vapor y el gas no condensable coexisten en la fase gaseosa y, por lo tanto, la presión de la cámara de vapor es dictada por la presión parcial, que está en función de la fracción molar del gas inyectado de acuerdo a la ley de Dalton.

$$p_s = (1 - y_g)p_i \quad \text{Ecuación 14}$$

En la zona móvil, más allá del borde de la cámara de vapor, a medida que la temperatura disminuye, la presión parcial del vapor saturado comienza a caer, en consecuencia, la fracción molar del vapor en la fase gaseosa, de acuerdo a la **Ecuación 14** comienza a disminuir, dando como resultado que la fracción molar del gas no condensable en la fase gaseosa aumente continuamente, creando un gradiente de concentración más allá de la superficie de condensación. Este gradiente conduce a la difusión a contracorriente del gas no condensable a la cámara de vapor, lo que limita su mayor acumulación cerca del borde de la cámara debido a la condensación del vapor.

El movimiento del gas no condensable en la zona móvil depende de la tasa de difusión del gas no condensable en contracorriente de la fase gaseosa versus la tasa de condensación del vapor. Siempre que la velocidad de difusión en contracorriente permanezca por debajo de la velocidad de condensación del vapor, la concentración del gas no condensable en la fase gaseosa continúa aumentando, mientras siga siendo inyectada de forma continua. Una vez que la difusión se convierte en el efecto dominante, la concentración del gas no condensable en la fase gaseosa no será incrementada y la saturación de la fase gas más allá de ese punto se volverá cero.

Concentración de gas no condensable

Partiendo del marco de referencia del borde de la cámara de vapor, considerando una velocidad constante, la tasa de cambio de una cantidad física con el tiempo será directamente proporcional a su tasa de cambio con respecto a la distancia medida desde el borde de la cámara. La tasa de cambio de la fracción molar del gas no condensable en la fase gaseosa es dada por:

$$\frac{dy_g(\xi, t)}{dt} = \frac{\partial y_g}{\partial \xi} \frac{d\xi}{dt} + \frac{\partial y_g}{\partial t} \frac{dt}{dt} \quad \text{Ecuación 15}$$

Considerando que la cámara de vapor experimenta una expansión casi estacionaria, la **Ecuación 15**, se convierte en:

$$\frac{dy_g(\xi, t)}{dt} = \frac{\partial y_g}{\partial \xi} U \quad \text{Ecuación 16}$$

$$\frac{dy_g}{dt} \propto \frac{\partial y_g}{\partial \xi} \quad \text{Ecuación 17}$$

La tasa de concentración de vapor se puede obtener evaluando la tasa de cambio de la presión parcial de vapor en la zona móvil. La evaluación del perfil de presión parcial de vapor, a

partir del perfil de temperatura derivado de la **Ecuación 13** se realiza mediante la correlación presión –temperatura para vapor saturado. (Butler R. , 1997)

$$\log_{10} p_s = 9.8809 - \left[2.42223 + \frac{326.57}{T + 273.15} \right]^2 \quad \text{Ecuación 18}$$

En los procesos SAGD, la gravedad, en lugar del gradiente de presión, es el principal mecanismo de producción, por lo tanto, las presiones operativas a menudo se mantienen cerca a las presiones de yacimiento, en consecuencia, los gradientes de presión a través del borde de la cámara de vapor son pequeños. Por lo tanto, dentro de la zona inmóvil, para una cámara de vapor completamente desarrollada, se asume una presión constante, lo que partiendo de **Ecuación 14** y la **Ecuación 18** se tiene que la tasa de acumulación de gas no condensable cerca de las paredes de la cámara, debido a la condensación de vapor, es dada por:

$$\frac{dy_g}{d\xi} = - \frac{\partial}{\partial \xi} \left(\frac{p_s}{p_i} \right) \quad \text{Ecuación 19}$$

El gradiente de concentración de gas no condensable creado debido a la condensación de vapor coincide a su difusión en contracorriente hacia la cámara, lo cual es descrito cuantitativamente por la primera ley de Fick. (Bird, Stewart, & Lightfoot, 2001).

$$\frac{\partial C_{gas}}{\partial t} = D_{gas,eff} \frac{\partial^2 C_{gas}}{\partial x^2} \quad \text{Ecuación 20}$$

Donde $D_{gas,eff}$ es el coeficiente de difusión efectiva de la fase gas, que incluye la contribución de la difusión molecular y la dispersión hidrodinámica (Perkins & Johnston, 1963).

Al transformar el marco de referencia a la interfaz de la cámara de vapor en movimiento, y suponiendo que el sistema se encuentra en una expansión de estado casi estacionario, la ecuación de difusión puede derivarse a la **Ecuación 13** como:

$$U \frac{\partial C_{gas}}{\partial \xi} = -D_{gas,eff} \frac{\partial^2 C_{gas}}{\partial x^2} \quad \text{Ecuación 21}$$

La concentración de gas no condensable aumenta más allá del borde de la cámara de vapor, su difusión se dirige hacia la cámara de vapor y se tendrá a su mayor acumulación en la interfaz. El coeficiente de difusión en la fase gaseosa es una función de la temperatura, porosidad y tortuosidad y por lo tanto varía con la distancia desde el borde de la cámara, por lo que la **Ecuación 21**, se discretiza utilizando aproximaciones de diferencias finitas.

$$C_{gas}^{n+1} = C_{gas}^n e^{-\frac{U\Delta\xi}{D_{gas,eff}^n}} \quad \text{Ecuación 22}$$

La tasa de cambio de la concentración de gas no condensable en la fase gaseosa debido a la difusión se obtiene mediante la diferenciación de la **Ecuación 22**, quedando como:

$$\left. \frac{dC_{gas}^n}{d\xi} \right|_{\Delta\xi \rightarrow 0} = -\frac{C_{gas}^n U}{D_{gas,eff}^n} \quad \text{Ecuación 23}$$

Cuando la tasa de difusión de contracorriente se vuelve mayor que la tasa de condensación de vapor, se detiene la acumulación de gas no condensable cerca del borde de la cámara de vapor y la saturación de la fase gaseosa más allá de esa distancia se convierte en cero. La distancia medida desde el borde de la cámara a la cual, la concentración de gas no condensable se convierte en cero es definida como ξ^*

La división del gas no condensable entre las fases de aceite y gas se obtiene al existir equilibrio entre fases. En la interfaz de condensación, la fracción molar del gas no condensable que se disuelve en la fase oleosa que está determinada por los valores de equilibrio K, los cuales son definidos por.

$$K = y_g/x_g \quad \text{Ecuación 24}$$

Generalmente los valores K de equilibrio a menudo son correlaciones empíricas en función de la presión y la temperatura (Reid, Praunsnitz, & Sherwood, 1977).

$$K = \left(\frac{k_{v1}}{p_i} + k_{v2}p_i + k_{v3} \right) e^{\frac{k_{v4}}{T - k_{v5}}} \quad \text{Ecuación 25}$$

Para el caso de metano en disolución en aceite, los valores de las constantes de equilibrio, para cuando la temperatura está en °C y la presión en kPa son:

$$k_{v1} = 5.4 * 10^5$$

$$k_{v2} = k_{v3} = 0$$

$$k_{v4} = -879.84$$

$$k_{v5} = -265.99$$

En la zona móvil, la presión total permanece casi constante y el mayor impacto de la solubilidad resulta de los gradientes de temperatura derivados de la **Ecuación 12**. En la zona móvil, a medida que cae la temperatura y la solubilidad del gas condensable en el aceite, así como aumenta su fracción molar en la fase gaseosa hasta alcanzar el valor de ξ^* , es decir que, para una distancia mayor de este valor, el gas no condensable disuelto en el aceite se mezcla con la fase aceite por el transporte dispersivo y difusivo, lo que puede describirse mediante la siguiente ecuación.

$$U \frac{\partial C_{oil}}{\partial \xi} = -D_{oil,eff} \frac{\partial^2 C_{oil}}{\partial \xi^2} \text{ para } \xi > \xi^* \quad \text{Ecuación 26}$$

El coeficiente de difusión molecular del metano en la fase aceite es una función de temperatura, viscosidad, peso molecular y concentración de gas, y puede ser obtenido mediante

las siguientes ecuaciones que han sido propuestas de forma experimental por diversos autores. Para la determinación de los coeficientes de difusión del metano, se empleó una celda de difusión de alta presión y alta temperatura, la cual fue modelada utilizando el método de límite móvil de dominio finito (Jamialahmadi, Emadi, & Müller-Steinhagen, 2006). (Tabla 3)

Tabla 3 Ecuaciones utilizadas para obtener el Coeficiente de Difusión para el metano

Ecuación	Constantes	Autor
$D_{g,metano}(T^{\circ}C)$ $= D_{g,metano}(20^{\circ}C) \left[\frac{T + 273.15}{20 + 273.15} \right]^{1.8}$	$D_{g,metano}(20^{\circ}C)$ $= 3 * 10^{-6}$	Butler & Yee (1986)
$D_{g,oil}(T^{\circ}C)$ $= D_{g,oil}(20^{\circ}C) \left[\frac{T + 273.15}{20 + 273.15} \right] \left[\frac{\mu_o@20^{\circ}C}{\mu_o@T^{\circ}C} \right]^{0.545}$	$D_{g,metano}(20^{\circ}C)$ $= 1 * 10^{-8}$	Jamialahmadi et. Al. (2006) Das and Butler (1996)
$D_{gas,eff} = \frac{D_{g,metano} \phi}{\tau} + \alpha_x U$ $D_{oil,eff} = \frac{D_{g,oil} \phi}{\tau} + \alpha_x U$ $D \text{ en } \frac{m^2}{s}, T \text{ en } ^{\circ}C, \mu \text{ en cP}$	$\tau = 1.414$ $\alpha_x = 0.0001m$	Butler & Yee (1986) Perkins & Johnston (1963)

Para este trabajo, se consideran los siguientes puntos, por lo cual se supone que la variación del coeficiente de difusión con la concentración de gas no condensable es despreciable.

- El coeficiente de difusión molecular de un gas ligero, como lo es el metano, es mucho más alto que el del aceite.

- El efecto de la temperatura es mucho más fuerte que la concentración de gas disuelto.
- La concentración depende no linealmente de la temperatura, aumentando la complejidad sin representar un beneficio significativo, razón por lo cual no es tomada en cuenta.

Saturación de aceite

En la zona móvil, la saturación de aceite varía desde la saturación de aceite residual en el borde de la cámara de vapor y aumenta hasta la saturación de aceite original de las capas adyacentes del yacimiento. Suponiendo que la saturación de aceite varía linealmente con la temperatura normalizada (Sharma & Gates, 2010a), se tiene que:

$$S_o = (1 - T^*)(1 - S_g - S_{wir}) + S_{or} \quad \text{Ecuación 27}$$

Donde la T^* se define como

$$T^* = \left(\frac{T - \frac{T_s}{2}}{T_s - \frac{T_s}{2}} \right) \quad \text{Ecuación 28}$$

La saturación de aceite aumenta linealmente con la disminución de la temperatura. (Ito, Ichikawa, & Hirata, 2001). Dentro de la cámara, la saturación de aceite estará cercana a la saturación residual del aceite, y la saturación de agua puede ser aproximada por la saturación irreductible de agua. Considerando lo anterior, se tiene que la saturación de gas dentro de la cámara es dada por:

$$S_g = S_{gi} \left(1 - \frac{\xi}{\xi^*} \right) \quad \text{Ecuación 29}$$

El movimiento de las fases de aceite, agua, gas en el yacimiento está controlado por sus respectivas movilidades de fases, las cuales son definidas como la relación entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de la fase.

$$\lambda = \frac{k_r k}{\mu} \quad \text{Ecuación 30}$$

La permeabilidad relativa depende de la saturación de la fase. El flujo multifásico de gas, aceite y condensado en la zona móvil requiere el uso de la permeabilidad relativa trifásica.

En la publicación de (Naar, Wygal, & Henderson, 1962), se presenta el concepto de flujo en capilares rectos con interconexiones aleatorias entre poros y una capacidad de almacenamiento que hace posible la captura de la fase, para el caso de la imbibición trifásica, resultando en las siguientes ecuaciones

$$k_{ro} = k_{rocw} \frac{S_o^3(1 - S_g + S_w - 2S_{wir})}{(1 - S_{wir})^4} \quad \text{Ecuación 31}$$

$$k_{rw} = k_{rwro} \frac{(S_w - S_{wir})^4}{(1 - S_{wir})^4} \quad \text{Ecuación 32}$$

$$k_{rg} = k_{rgcw} \frac{S_g^3(2 - S_g - 2S_{wir})}{(1 - S_{wir})^4} \quad \text{Ecuación 33}$$

La dependencia de la viscosidad cinemática de la temperatura se modela a partir de

$$\frac{\nu_o}{\nu_s} = \left(\frac{T - T_s}{T_s - T_r} \right)^m \quad \text{Ecuación 34}$$

Al conocer los valores de viscosidad y permeabilidad relativa, la movilidad de cada fase se puede utilizar mediante la **Ecuación 30** y a partir de los perfiles de movilidad, se pueden evaluar los caudales de aceite en presencia de un gas no condensable.

CAPÍTULO 4: “SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR Y METANO”

La herramienta utilizada para la simulación del proceso de coinyección de vapor-metano es STARS, de CMG (Computer Modeling Group). STARS es una herramienta útil para el modelado de procesos de recuperación mejorada que involucren vapor, solventes, aire y productos químicos. Las posibilidades de procesos que se pueden modelar utilizando esta herramienta incluyen los procesos SAGD, Combustión In Situ, Inyección de Agua, ASP, Inyección de vapor cíclica, Inyección de trazadores, Inyección de polímeros, VAPEX.

La construcción del modelo en STARS se realiza a través del pre procesador BUILDER, esta herramienta simplifica la creación de modelos de simulación al proporcionar una interfaz sencilla que permite al usuario incorporar de manera rápida y eficiente los datos necesarios para la construcción del modelo de simulación. Las secciones principales para la construcción del modelo mediante BUILDER son:

- I/O Control: se definen nombre del archivo, títulos y unidades con las que contará el modelo.
- Reservoir Properties: en esta sección se ingresan los datos característicos del medio poroso y del mallado de simulación, entre las características de interés están; cimas y bases, espesores, porosidades, permeabilidades (i, j, k), transmisibilidades, coeficientes de difusión y dispersión.
- Components: en esta sección se definen los datos característicos del aceite, la herramienta permite al usuario importar datos de WINPROP, que es una herramienta de caracterización

de propiedades de los fluidos, permite la generación de valores de K (constantes de equilibrio térmico) fundamentales para el modelado en STARS.

- Rock Fluid: define las propiedades del sistema roca-fluido como son las curvas de permeabilidad relativa, presión capilar y mojabilidad.
- Initial Condition: se definen las condiciones iniciales del modelo, definiendo si se consideran o no cálculos de equilibrio gravitacional.
- Numerical: se definen los parámetros que controlan la parte numérica, como lo son los intervalos de tiempo, tolerancia de error, entre otras cosas
- Geomechanics: en esta selección se selecciona una de las siguientes opciones; modelo de deformación plástica y elástico no lineal o modelo de descarga de límites para un solo pozo.
- Well and Recurrent: el usuario ingresa los datos y especificaciones de los pozos de inyección y producción, además de definir los tiempos de simulación.

Construcción del modelo de simulación

El objetivo de la simulación se concentra en predecir el comportamiento de flujo de fluidos en el yacimiento seleccionado al coinyectar vapor-metano, sus efectos en la calidad del aceite producido y el porcentaje (%) de corte de agua en comparación con los resultados obtenidos mediante la inyección de vapor en el mismo yacimiento.

El proceso de construcción del modelo de simulación se resume en la **Ilustración 21**, en la cual se observa que antes de comenzar la construcción del modelo en STARS es necesario el cálculo y validación de las propiedades de los fluidos petroleros del yacimiento, lo cual es realizado mediante WINPROP.

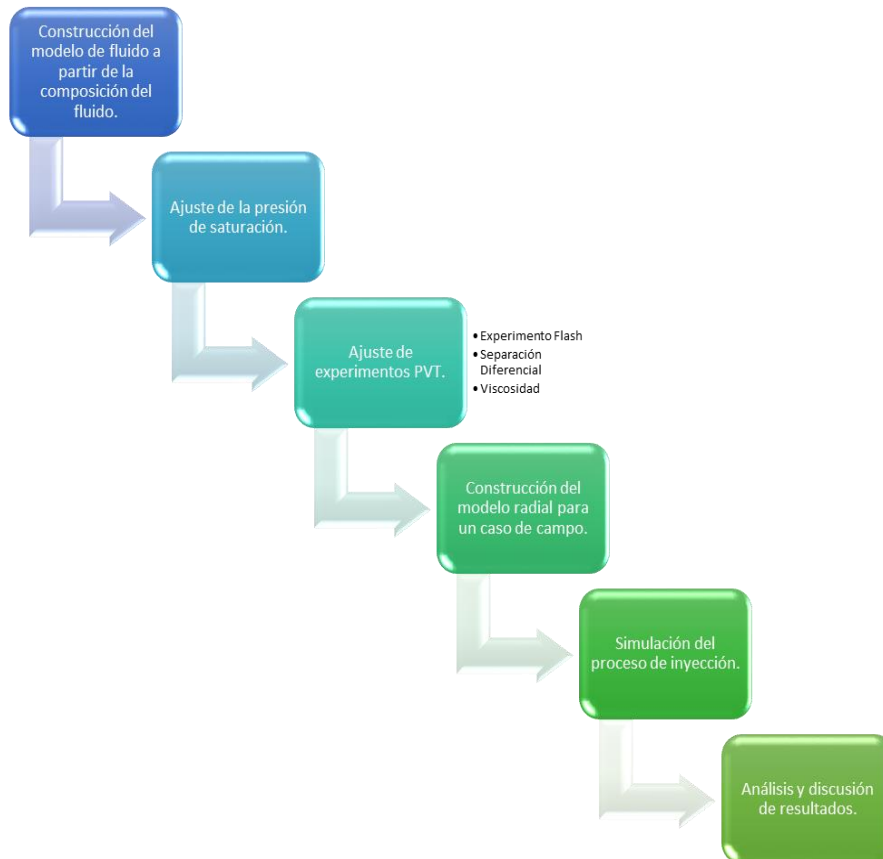


Ilustración 21 Metodología del proceso de simulación numérica de coinyección de vapor-metano.

Modelo del fluido

A partir de la composición, se construyó el modelo del fluido en la herramienta WINPROP, el cual es un simulador de comportamiento de fases y propiedades de los fluidos que permite modelar y ajustar los resultados del comportamiento de los fluidos, simular experimentos PVT y obtener los parámetros necesarios para el ajuste de ecuaciones de estados, buscando minimizar el error entre el valor medido y el valor calculado por el simulador. Los resultados obtenidos son mostrados a continuación.

La composición del aceite utilizada para este trabajo, denominada como *aceite SM*, fue agrupada en 11 pseudo componentes propuestos de acuerdo a sus pesos moleculares. La **Ilustración 22** muestra la distribución de cada pseudo componente de la muestra, la alta concentración de compuestos pesados, graficados del lado derecho de la imagen, confirma que la muestra de aceite SM es una muestra de aceite extra pesado. La envolvente de fases del aceite SM mostrada en la

Ilustración 23, corresponde a un aceite extra pesado debido a la posición del punto crítico en el cuadrante derecho inferior de la envolvente.

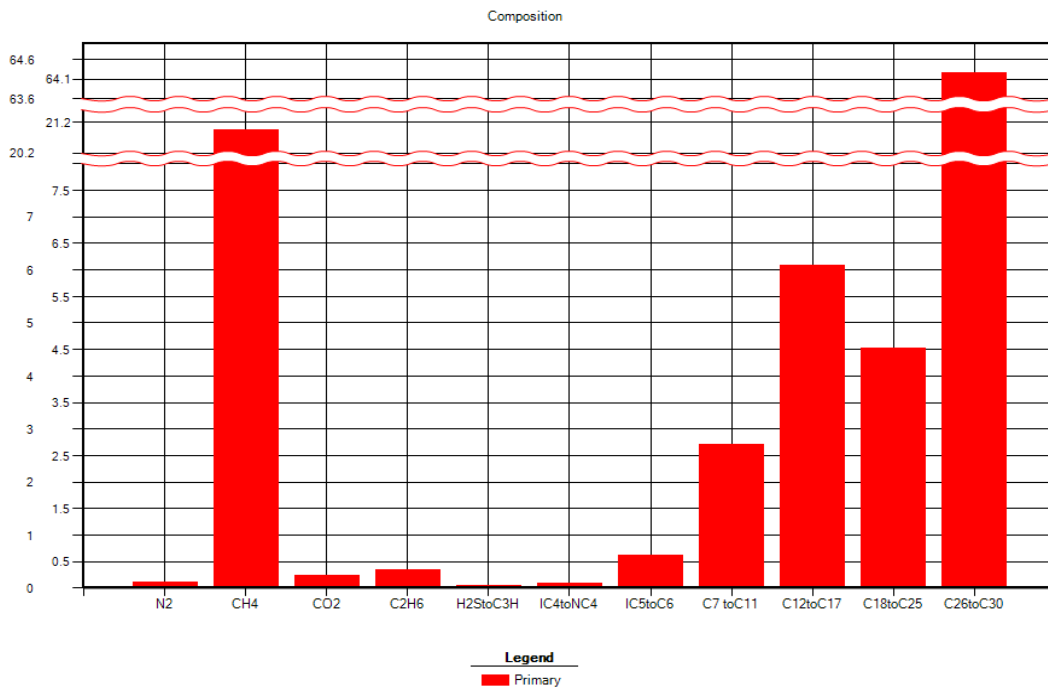


Ilustración 22 Distribución gráfica por pseudo componentes del aceite SM

El porcentaje de metano presente en el aceite SM, corresponde a metano de tipo biogénico, producto del proceso de biodegradación durante la degradación y migración del aceite

propulsor que dio como resultado al aceite SM, adicionalmente se observa la ausencia de los compuestos intermedios, característica de los aceites mexicanos extra pesados .

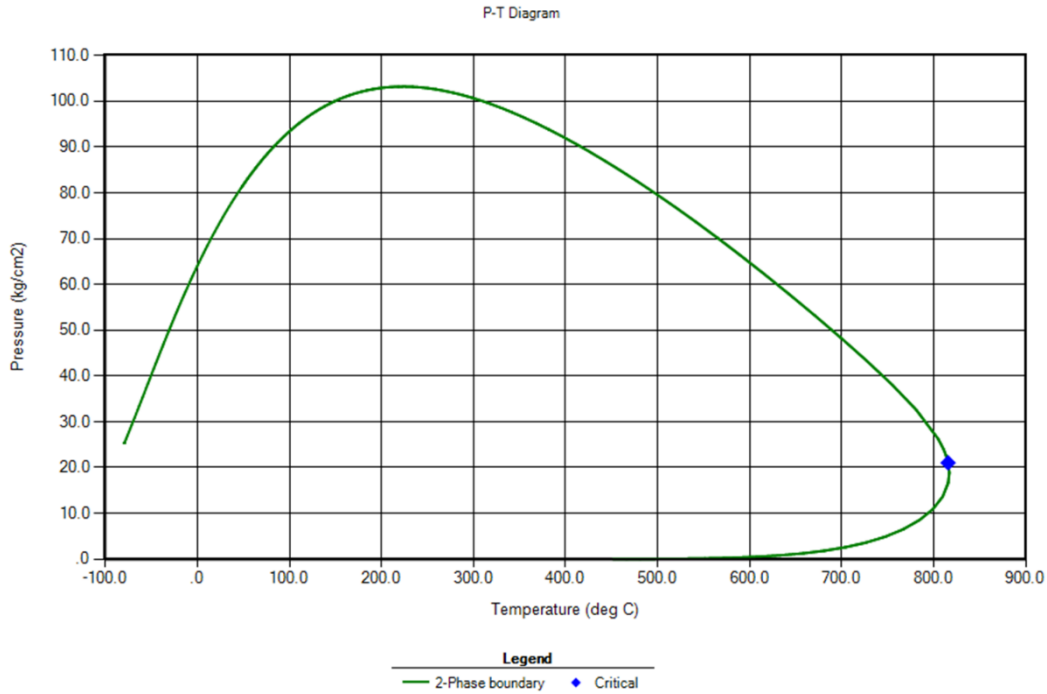


Ilustración 23 Envoltante de Fases para el fluido SM

Posterior al conocimiento de la composición del aceite, fue necesario determinar la presión de saturación a condiciones de yacimiento, los resultados obtenidos de WINPROP son mostrados en la **Ilustración 24**.

Summary of Regression Results

Calculation option	Data type	Pressure (MF-SWELL)	Experimental data	Before regression	After regression	ERROR reduction	ERROR after	weight factor
5	PRESSAT		3.6400E+01	8.1251E+01	3.6420E+01	1.2316E+00	5.5540E-04	1.6000E+02
	PSAT		1.0840E+03	4.4898E+03	1.0839E+03	3.1418E+00	5.6791E-05	1.0000E+02
	MUL							

Ilustración 24 Resultados del cálculo de la presión de saturación

La herramienta WINPROP permite simular experimentos PVT, los cuales permiten estimar los valores de las propiedades de los fluidos, tal y como lo son presión de saturación, relación gas-aceite, factor de volumen del aceite, la viscosidad, para obtener información necesaria para la toma de decisiones en la vida productiva del yacimiento. Para mayor precisión en los resultados finales, se utiliza la forma *Regression Parameters* para ajustar los valores de las propiedades de los componentes y los exponentes de interacción binaria entre los componentes, de tal forma que los componentes con mayor grado de sensibilidad son aquellos con mayor efecto en el cálculo. El procedimiento generalizado para la realización del ajuste de las propiedades de los fluidos es mostrado en la **Ilustración 25**.

Antes de comenzar a simular el comportamiento de las propiedades de los fluidos en WinProp, es necesario validar los datos disponibles, para que los resultados obtenidos sean significativos y la simulación sea correcta, ya que de lo contrario, podrían existir incongruencias en los resultados que muestren pronósticos alejados a la realidad, afectando la correcta toma de decisiones.

Una forma de validar los datos PVT es mediante el gráfico de los valores para las constantes de equilibrio K, mostrados en un eje logarítmico vs presión (**Ilustración 26**). De este gráfico se debe de observar que las curvas se acomodan de modo ascendente de acuerdo al peso molecular, quedando el compuesto más ligero en la parte superior mientras que el de mayor peso molecular queda en la parte inferior del gráfico, además, las curvas no deben de cruzarse entre ellas, pueden llegar a empalmarse, pero no cruzarse. De cumplir con los puntos anteriores se da por validados los valores PVT y se procede a la realización de la simulación de las propiedades del aceite SM.

El experimento Flash ó Expansión a masa constante se inicia introduciendo la muestra del fluido en una celda PVT a la temperatura del yacimiento, la cual se mantiene constante a lo largo

del experimento y con una presión por arriba de la presión inicial. El experimento consiste en reducir la presión para el incremento del volumen de la mezcla en diversas etapas, la composición y por ende la masa se mantiene constante.

Los resultados del volumen relativo son presentados en la **Ilustración 27** en la que se puede observar que los datos experimentales son representados con cuadrados, mientras que los valores previos a la regresión son representados mediante una línea punteada y finalmente la línea continua representa los resultados posteriores a la regresión en el simulador.

El experimento de separación diferencial se lleva a cabo en tres etapas con una presión por debajo de la presión de saturación a una temperatura constante, la temperatura del yacimiento, en cada etapa, todo el gas liberado es extraído mientras la presión se mantiene constante al reducir el volumen de la celda. Las propiedades de la fase aceite medidas son; el factor volumétrico y la relación gas aceite en disolución y los resultados son mostrados en la **Ilustración 28**, donde al igual que el caso anterior, los puntos dispersos representan los datos experimentales, las líneas punteadas los resultados previos a la regresión y las líneas continuas representan los datos posteriores a la regresión.

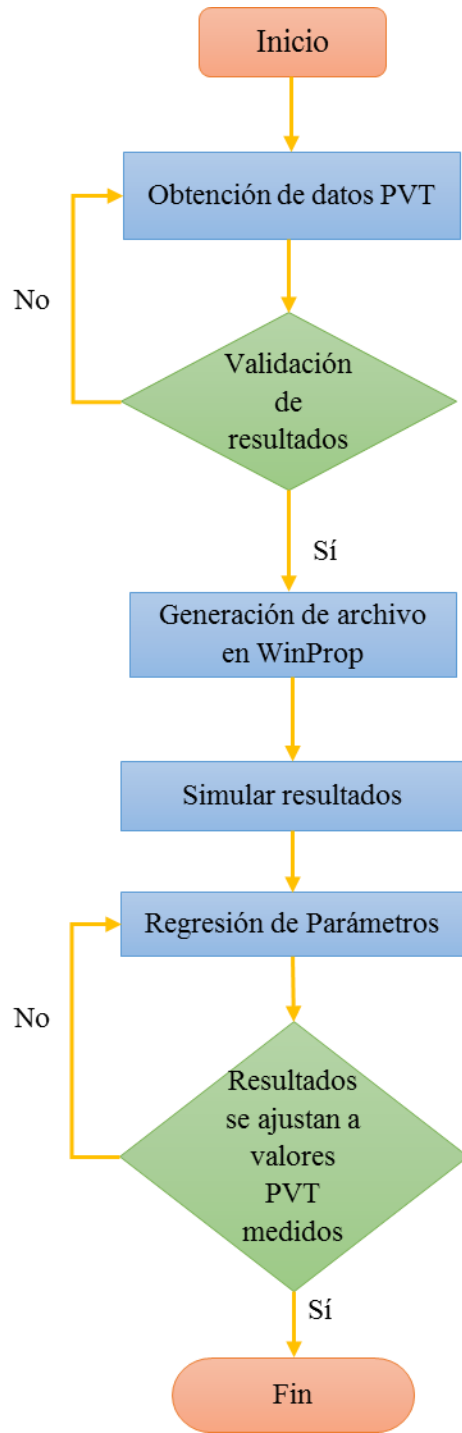


Ilustración 25 Diagrama de flujo para el manejo de datos PVT

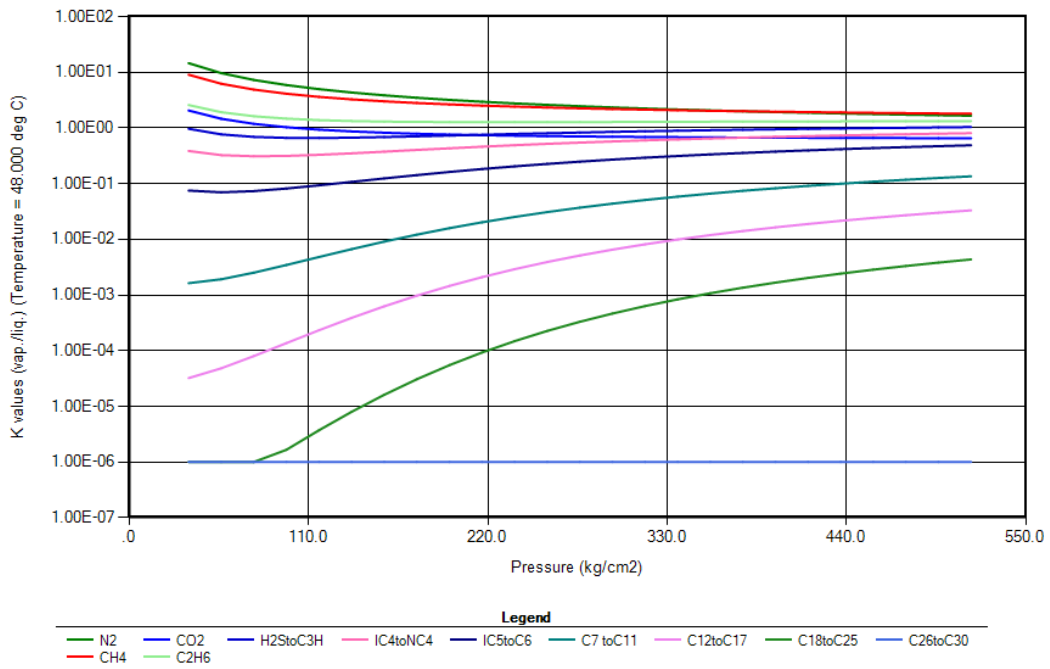


Ilustración 26 Comportamiento de las constantes de equilibrio K, para la validación de datos PVT

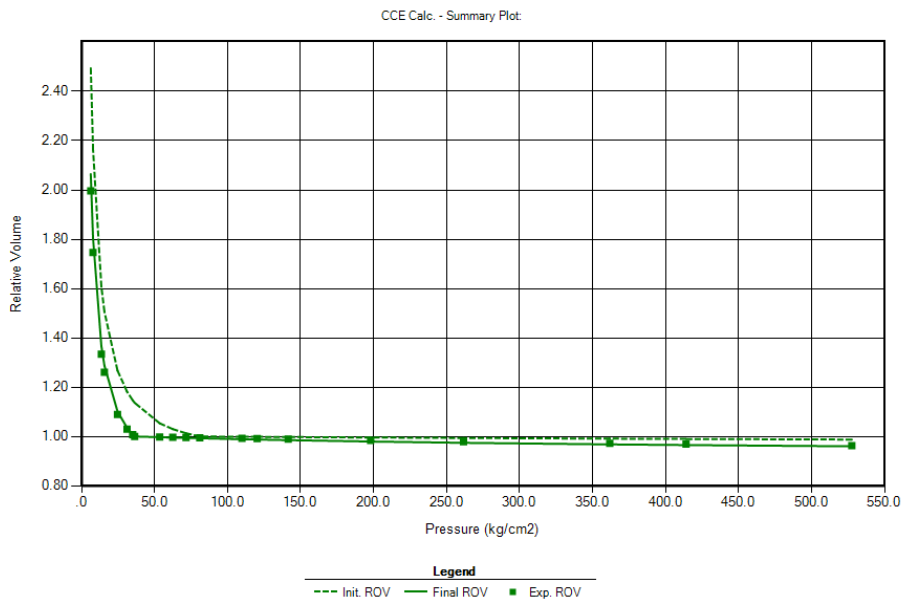


Ilustración 27 Gráfico volumen relativo vs presión resultante del fluido analizado

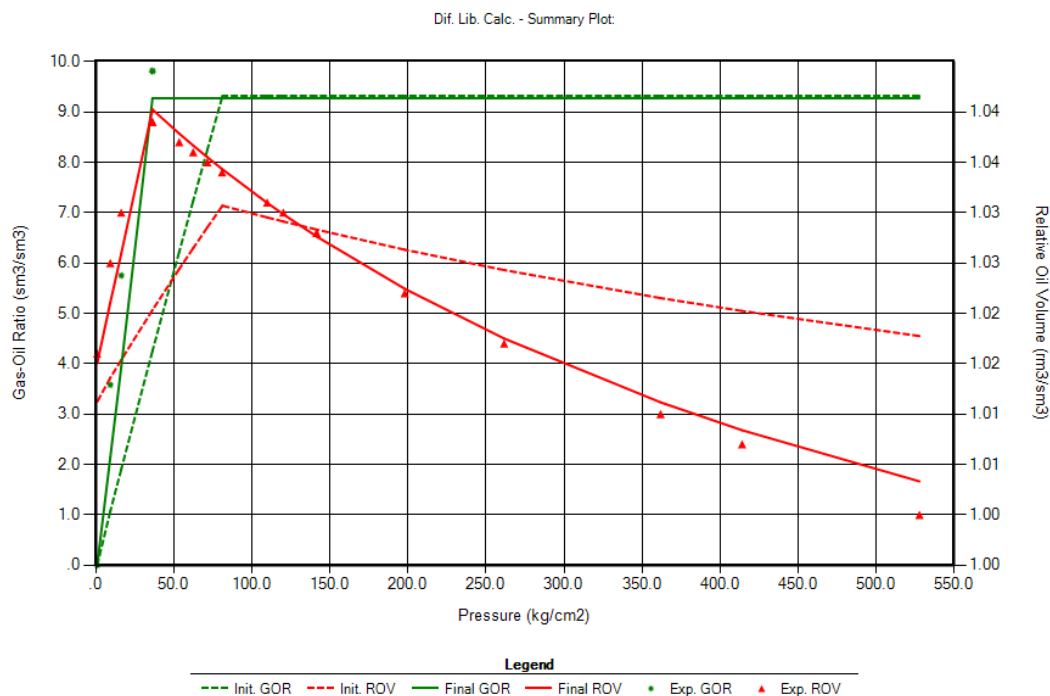


Ilustración 28 En rojo: gráfico factor volumétrico del aceite vs presión

En verde: gráfico relación gas-aceite en disolución vs presión

La viscosidad fue medida mediante un viscosímetro electromagnético a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, este instrumento consiste en una celda cilíndrica que contienen la muestra del fluido y un pistón dentro del cilindro, el pistón es movido hacia adelante y hacia atrás a través del fluido, impartiendo una fuerza electromagnética en el pistón, la viscosidad es medida por el movimiento del pistón que es impedido por el flujo viscoso alrededor de la pieza anular entre el pistón y el contenedor de la muestra. El resultado obtenido por la simulación fue de *1083.9384 cp*, los resultados son mostrados de forma gráfica en la **Ilustración 29**.

La **Ilustración 30** muestra el comportamiento de la viscosidad del aceite a presión atmosférica conforme aumenta la temperatura, se puede observar que conforme aumenta la temperatura la viscosidad se reduce de forma considerable.

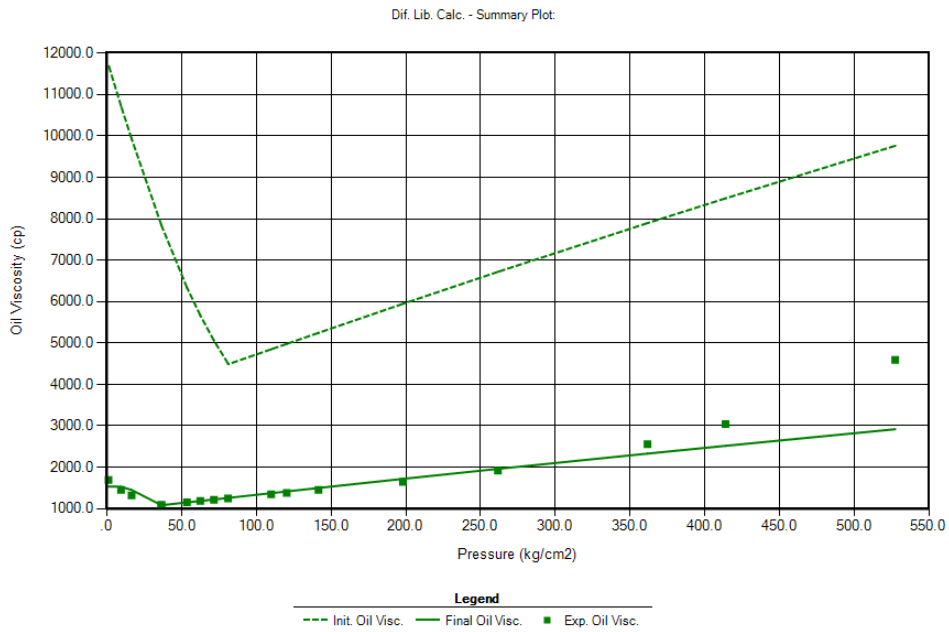


Ilustración 29 Gráfico viscosidad del aceite vs presión

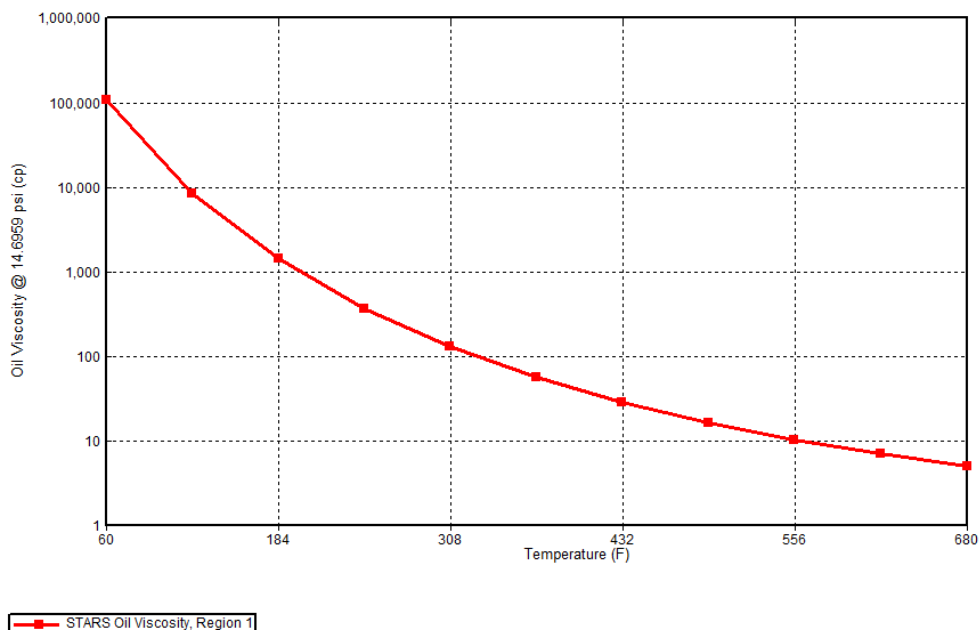


Ilustración 30 Gráfico viscosidad del aceite a presión constante de 14.6969 psi (1 atmosfera de presión) vs temperatura

Determinación de la presión mínima de miscibilidad (PMM).

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de WINPROP para determinar la presión mínima de miscibilidad para la inyección de metano y butano, este último, es mostrado con fines ilustrativos de un fluido miscible. El cálculo de PMM está generalmente relacionado con los métodos de recuperación mejorada, en la cual, se inyecta un fluido a una presión suficiente para ser miscible con el aceite y como resultado, reducir la viscosidad y la tensión interfacial, logrando que el aceite aumente su movilidad y sea fácilmente producido.

Se define como PMM, la presión más baja, a temperatura y composición constantes, a la cual, se puede alcanzar la miscibilidad de primer o de múltiple contacto, es decir la presión a la cual, la tensión interfacial es cero, y no existe interfaz entre los fluidos. Para información adicional sobre miscibilidad, consulte **ANEXO III**.

WINPROP, permite implementar el cálculo de la presión mínima de miscibilidad mediante la opción de *Multiple Contacts*, en la cual, se definen las condiciones de composición y temperatura. Se considera composición primaria, a la composición del aceite SM, la composición secundaria, corresponde al fluido a inyectar.

Se deben de agrupar los componentes para la construcción del diagrama ternario, siendo los compuestos más ligeros ubicados en la parte superior del diagrama, los componentes intermedios van de lado derecho inferior y finalmente, los compuestos pesados en el lado inferior izquierdo del diagrama.

Se realizaron los cálculos de PMM para el metano, observando que los resultados de PMM por primer y múltiple contacto son superiores a las 790 pisa, (

Ilustración 31)


```

*****
*
*           WINPROP 2012.10
*           2012-Aug-24 08:15:08
* Computer Modelling Group Ltd., Calgary, Canada
*           137
*****
metano
Multiple contact calculations

SUMMARY OF MULTIPLE CONTACT MISCIBILITY
CALCULATIONS AT TEMPERATURE = 48.000 deg C

FIRST CONTACT MISCIBILITY ACHIEVED
AT PRESSURE 0.79437E+03kg/cm2
MAKE UP GAS MOLE FRACTION = 0.50000E+00

MULTIPLE CONTACT MISCIBILITY ACHIEVED
AT PRESSURE = 0.79288E+03kg/cm2
MAKE UP GAS MOLE FRACTION = 0.50000E+00
BY BACKWARD CONTACTS - CONDENSING GAS DRIVE

WinProp 2012.10
Total EOS calls without derivatives = 886766
Total EOS calls with derivatives = 11196
Total calculations performed = 4

Date and Time at End of Run : 2019 Jun 5, 00:14:06
CPU seconds used : 11.19

```

Ilustración 31 Resultados de PMM para la inyección de metano

Los diagramas ternarios representativos para el metano y el butano, ilustran a un proceso inmisible y miscible, respectivamente.

Los procesos inmiscibles se dan a cualquier composición de aceite que se encuentre fuera de la zona miscible (zona sombreada), en la cual independientemente del número de contactos que se tenga con el gas, en este caso, metano, este no será miscible. **Ilustración 32**

El proceso de miscibilidad por primer contacto (**Ilustración 33**) se da en los casos en el que la trayectoria de unión entre el fluido a inyectar y el aceite no atraviesa la región de dos fases, mientras que el proceso de miscibilidad por múltiple contacto se da por condensación (**Ilustración 34**), este mecanismo de miscibilidad se da entre aceite pesado y un gas rico en componentes intermedios, tal es el caso del butano. El enriquecimiento del gas se da por la adición de componentes intermedios, una vez que estos componentes intermedios se condensan dentro de la fase líquida.

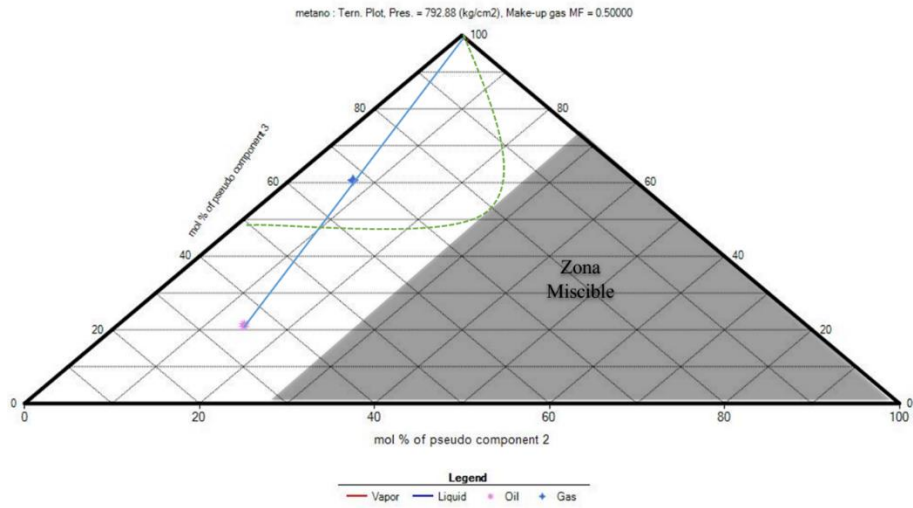


Ilustración 32 Diagrama ternario para un proceso inmisible de gas metano

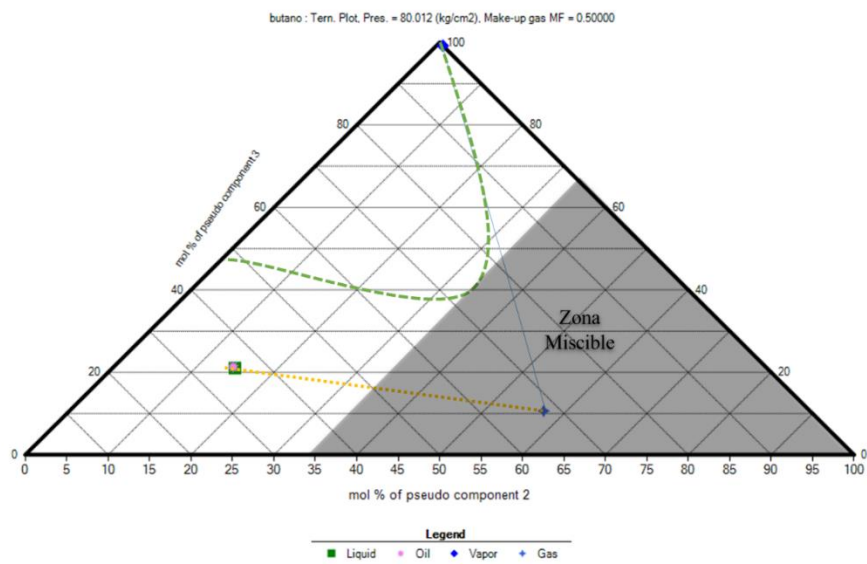


Ilustración 33 Diagrama ternario para un proceso miscible por primer contacto de butano

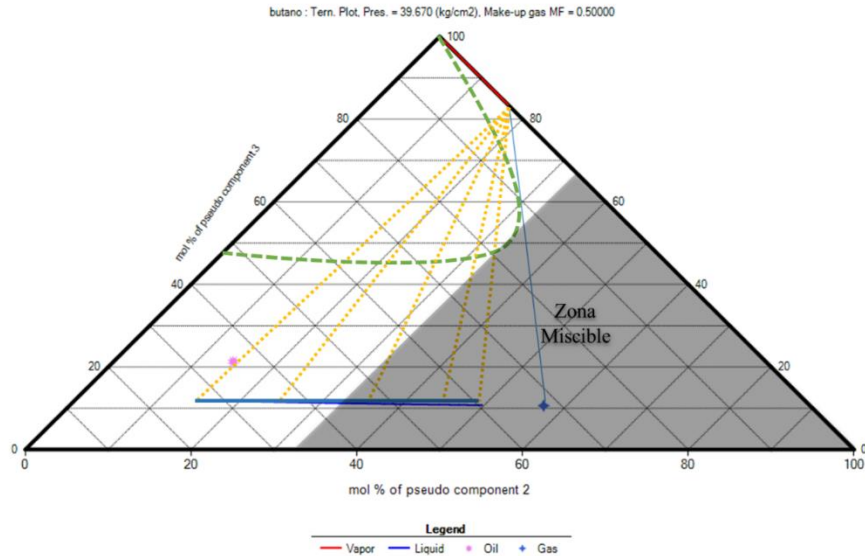


Ilustración 34 Diagrama ternario para un proceso miscible por múltiple contacto de butano

Cualquier método de recuperación empleado para la obtención de aceite pesado y extra pesado se ve limitado por el factor económico, ya que las condiciones de operación son diferentes a los yacimientos convencionales, por eso los aceites pesados y extra pesados son considerados no convencionales, la complejidad de las condiciones de producción y de refinamiento aumentan considerablemente los costos del proyecto.

Para efectos de este trabajo se propone la coinyección de vapor-metano como alternativa viable para la producción del aceite SM. El uso de metano como gas no miscible, reduce las pérdidas de calor debido a que actúa como amortiguador al acumularse en el frente de condensación de la cámara de vapor, permitiendo una distribución más eficiente del vapor, además de alargar los tiempos de condensación a consecuencia de la reducción de la velocidad de transferencia de calor, reduce la canalización de agua y mantiene la presión en la cámara de vapor. Adicionalmente, todo lo anterior se traduce en una reducción de costos, debido a que se reducen

los consumos de energía para la generación de vapor, adicionalmente que los costos del metano son menores a comparación de otro tipo de fluidos, como es el caso de butano, pentano y hexano.

Finalmente la disponibilidad del metano es mucho mayor, ya que se tiene asegurada la entrega de metano para bombeo neumático terrestre y marino que permita la operación de los pozos de manera continua.

Construcción del modelo del yacimiento.

Antecedentes del yacimiento.

El yacimiento bajo estudio (SM), comprende pozos productores de aceite extra pesado localizado a profundidades de 550 a 1250 m en formaciones arenosas poco consolidadas, con porosidades en el rango de 25 a 35 % y permeabilidades superiores a 1 darcie. La densidad del aceite se encuentra entre 5 y 12 °API, la temperatura de la formación tiene valores de 45 a 65 °C. A condiciones de superficie el aceite alcanza viscosidades del orden de 20,000 a 40,000 cp.

Este yacimiento se explota mediante los métodos térmicos conocidos como “Inyección Cíclica de Vapor” e Inyección “Cíclica de Agua Caliente” en conjunto con los sistemas artificiales de producción.

El aceite SM corresponde a un aceite extra pesado, el cual se caracteriza por tener de 6 a 10 °API y una viscosidad a condiciones estándar que varía de 2,000 a 89,000 cp.

CAPÍTULO 5: “PRONÓSTICOS”

Para finalidad de este trabajo, se presentan los siguientes casos de inyección de vapor para el yacimiento SM, los cuales tienen como objetivo reducir la viscosidad del aceite SM, el cual, como se mencionó anteriormente es un aceite extra pesado. La reducción de viscosidad es debida a la transferencia de calor entre el vapor y el aceite extra pesado, dicha transferencia de calor se ve mejorada por la coinyección de un gas no condensable.

En términos generales, las condiciones de inyección para los diferentes casos presentados a continuación son ciclos de inyección continua. Los eventos previos al inicio de la inyección, no son considerados para este trabajo de tesis, por simplificación, pero en un caso real, deberán de ser considerados.

El pozo seleccionado para la simulación, es representado por medio de un modelo radial, homogéneo e isotrópico y con terminación selectiva, lo anterior, por viabilidad del análisis de los resultados a nivel de pozo.

Se presentan tres casos de inyección; inyección continua de vapor, coinyección continua de vapor-metano al 5% y coinyección continua de vapor-metano al 10%.

De la **Ilustración 35** se observa el comparativo de la producción diaria de aceite vs tiempo, durante el periodo de simulación, claramente se puede observar que al inyectar únicamente vapor, la producción de aceite es menor, pero sobre todo esta decae en un menor lapso de tiempo a comparación con las curvas referentes a los casos en los cuales se inyecta una mezcla de vapor-metano, esto es debido a la reducción de las pérdidas de calor a los estratos adyacentes. Conforme se incrementa la concentración de metano en la mezcla a inyectar, la producción de aceite se incrementa y se mantiene durante un mayor periodo de tiempo antes de comenzar a declinar. Al

inicio del periodo de inyección, se observa que prácticamente la producción es mínima y similar para los tres casos, debido a que en este periodo, la cámara de vapor comienza a formarse, y la distribución del metano aun no comienza a ser evidente, pero conforme avanza el tiempo, los efectos de la implementación del metano se ven reflejados con un aumento de la producción.

El comportamiento anterior también se ve reflejado en la **Ilustración 36**, donde se observa la producción acumulada de aceite, en la cual, nuevamente se presenta que a una mayor concentración de metano, la producción de aceite se incrementa. El incremento de la producción acumulada de aceite, se traduce en un incremento del factor de recuperación, dicho valor se obtiene al dividir el valor de la producción acumulada de aceite (N_p) entre el valor del volumen original de aceite (N), el comportamiento del factor de recuperación queda expuesto por la **Ilustración 37** en la cual se observa que el valor del factor de recuperación de la inyección de vapor es bajo debido a que se trata de un yacimiento de aceite extra pesado, lo que demuestra el potencial del yacimiento a la implementación de otras alternativas que incrementen el factor de recuperación.

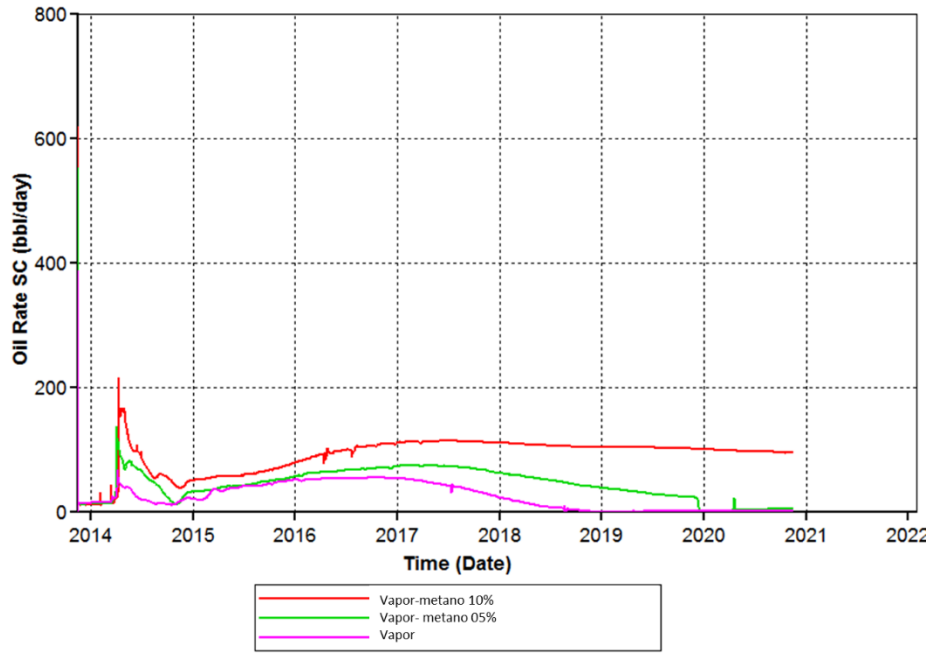


Ilustración 35 Comparativo producción de aceite diaria

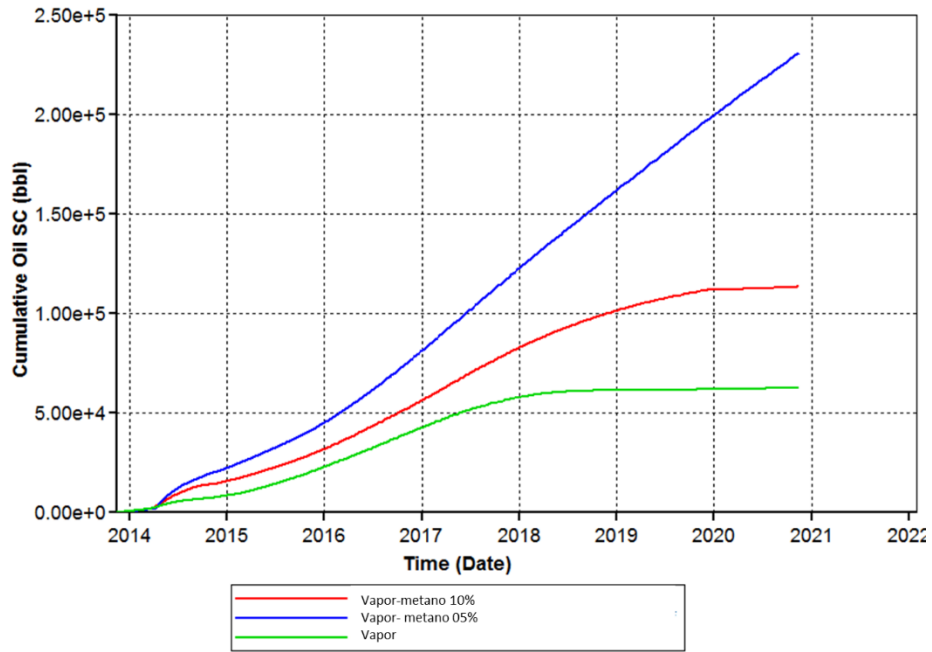


Ilustración 36 Comparativo producción acumulada de aceite

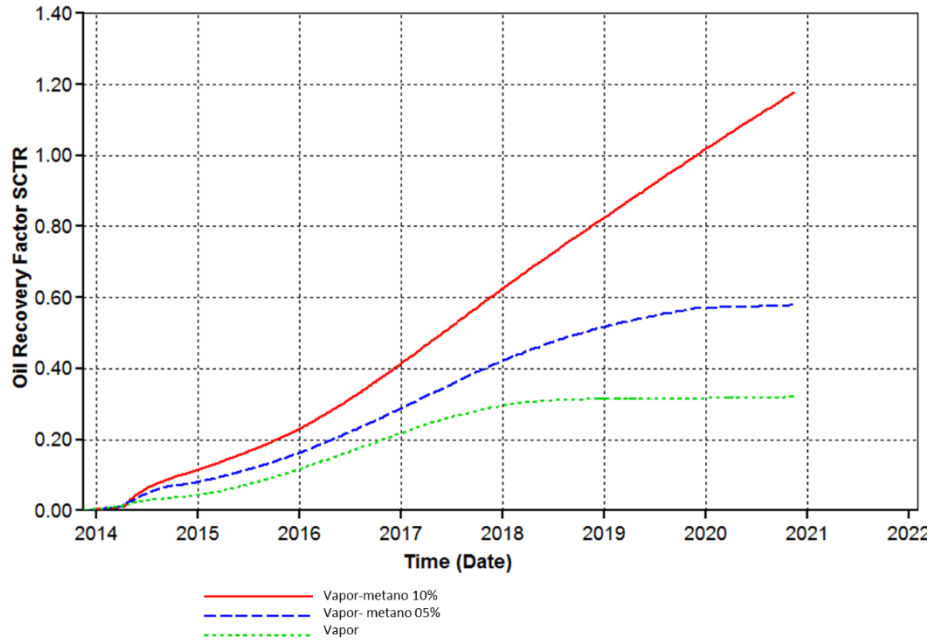


Ilustración 37 Comparativo factor de recuperación

Al inyectar una mezcla de vapor-metano, este gas no condensable se acumula en el frente de condensación y en la parte superior de la cámara de vapor, reduciendo las pérdidas de calor y manteniendo la presión, ya que funciona como un casquete de gas local. El vapor contenido en la cámara transfiere calor al aceite, reduciendo así su viscosidad y volviéndolo móvil para poder ser producido, dicho aceite, por efecto de gravedad es producido, permitiendo que la cámara de vapor entre en contacto con otra porción de aceite adyacente, y así sucesivamente durante el periodo de inyección.

Lo anterior es mostrado en la **Ilustración 38**, en la cual se observa el crecimiento de la cámara de vapor para los casos de estudio, de lado superior izquierdo, se muestra la inyección de vapor, del lado superior derecho, se tiene la cámara correspondiente a la inyección vapor-metano al 5% y finalmente se muestra la cámara para el caso de vapor-metano al 10%. De las imágenes

anteriores se observa que existe una mejor distribución de temperatura en los caso de inyección de vapor-metano, adicionalmente es visible que conforme comienza a formarse la cámara de vapor, el frente de condensación de la cámara tiene una menor temperatura para los casos que involucra una mezcla vapor-metano, debido a una mayor concentración de metano. El metano, se acumula en la parte superior debido a la diferencia de densidad con el vapor, para colocarse en esta posición, el metano se mueve en forma de dedos o pequeños baches hacia la parte superior y desplazando el aceite, lo anterior puede ser observado claramente en el caso de la cámara correspondiente al caso de coinyección de vapor-metano al 10%.

La **Ilustración 39**, reafirma lo mencionado en los párrafos de arriba, representando de forma gráfica las pérdidas de energía para los tres casos en cuestión, donde nuevamente es evidente que el caso de inyección continua de vapor tiene una mayor pérdida de energía a comparación con los casos donde se inyecta una mezcla de vapor-metano, lo cual ratifica el beneficio obtenido de la inyección de vapor-metano, ya que al tener una menor cantidad de pérdidas de energía, esta puede ser aprovechada para la reducción de la viscosidad del aceite mediante la transferencia de calor, lo que finalmente se traduce en una mayor producción de aceite, y una mayor producción de aceite va ligado a una mayor ganancia económica, resultando en una mayor rentabilidad para el proyecto.

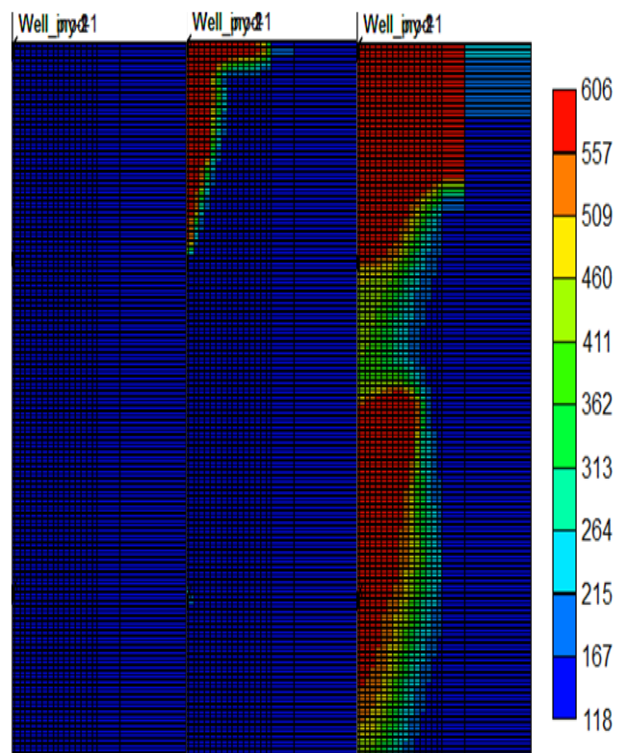
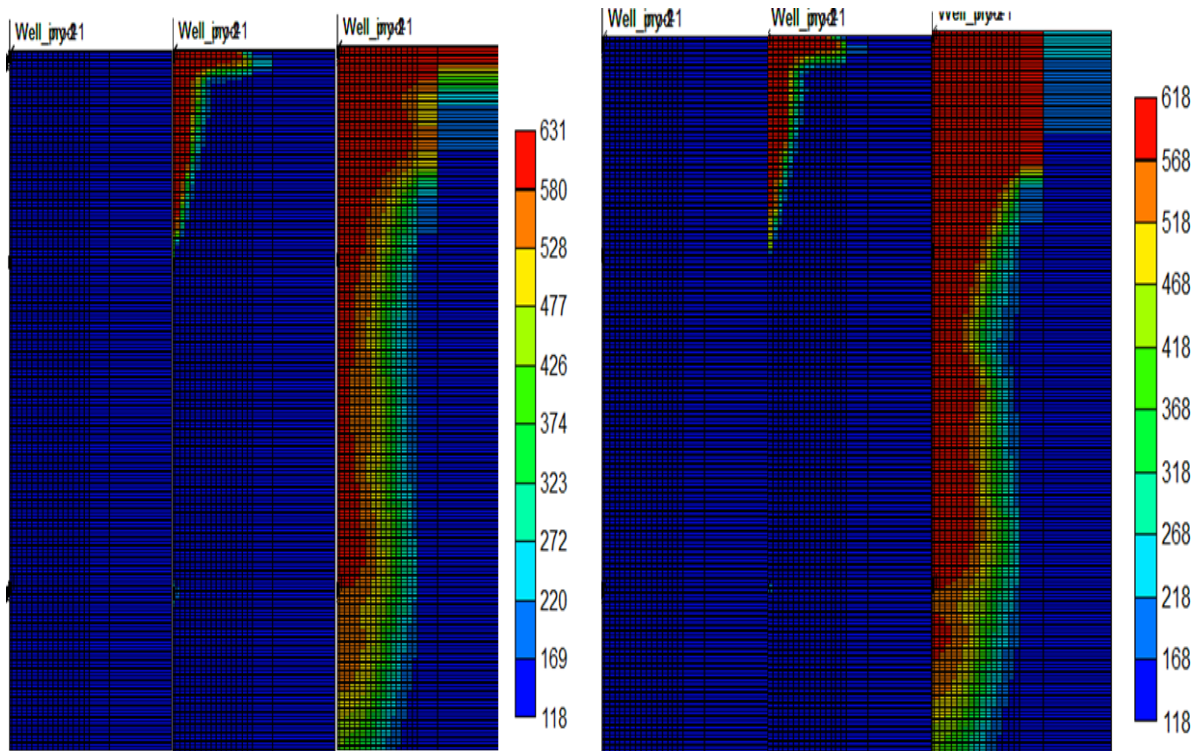


Ilustración 38 Comparativo de crecimiento de la cámara de vapor

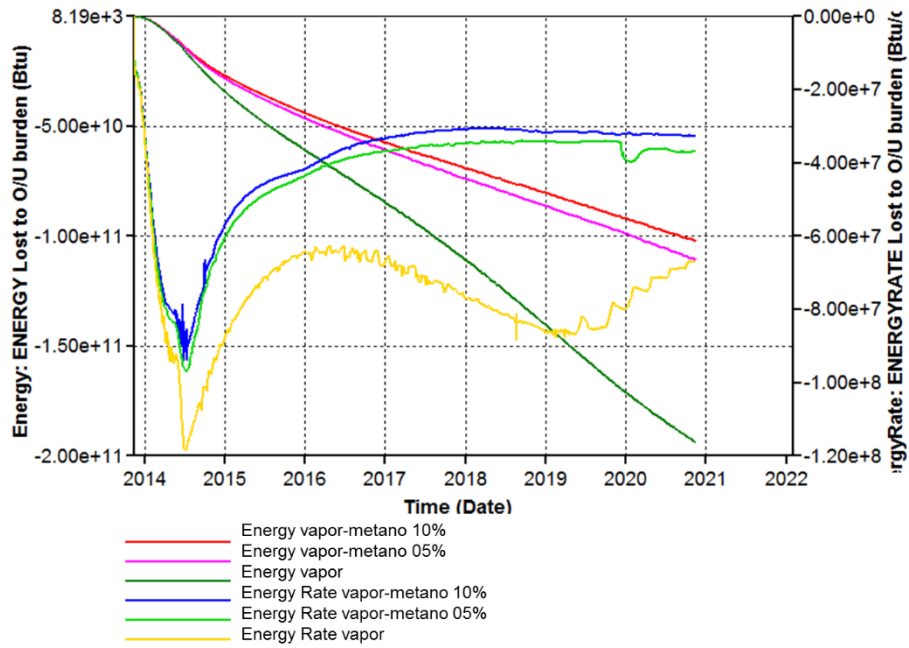


Ilustración 39 Comparativo de pérdidas de energía

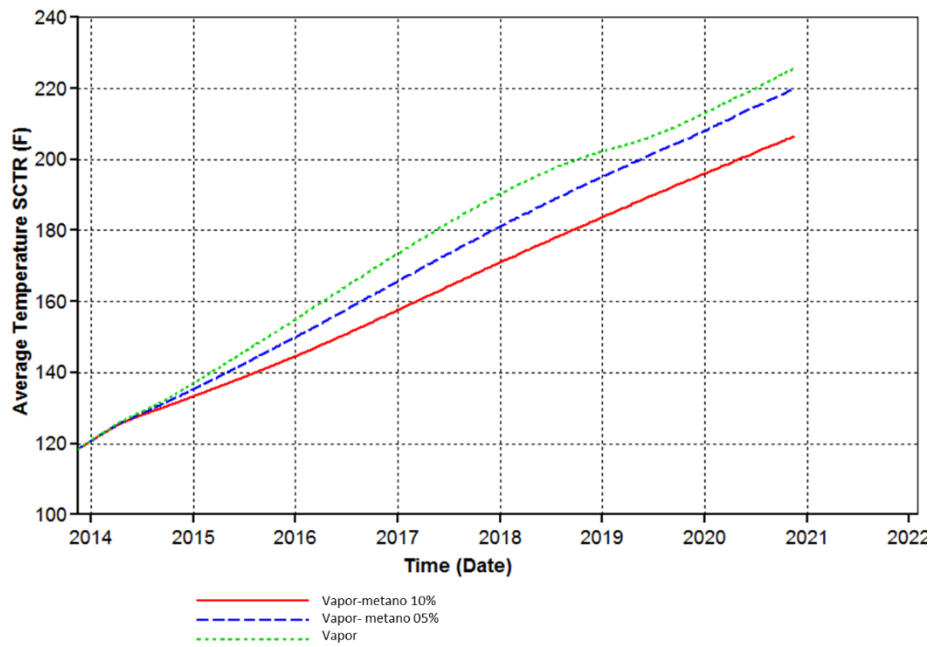


Ilustración 40 Comparativo de la temperatura promedio

Es importante definir la concentración de metano, ya que se debe asegurar que la temperatura en la cámara de vapor sea la suficiente para reducir la viscosidad del aceite extra pesado de manera eficiente, ya que la presencia de metano reduce la temperatura, por lo que a mayor concentración de metano, menor temperatura en la cámara (**Ilustración 40**).

La inyección continua de vapor conforme avanza el tiempo, comienzan a presentar condiciones adversas, afectando a la producción futura, debido a la condensación del vapor, razón por la cual se comienza a presentar un mayor corte de agua conforme avanza el tiempo de producción, restando rentabilidad económica del proyecto, si estos efectos no son visualizados desde un inicio, se pueden presentar limitantes para el manejo de agua, provocando un cierre de producción. Sin embargo, la coinyección de un gas no condensable, en términos generales, reduce las velocidades de transferencia de calor, retrasando estos efectos negativos y alargando la vida productiva del yacimiento.

CAPÍTULO 6: “APORTES, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES”

El aporte principal de esta tesis es la propuesta de la técnica de inyección de vapor- metano para un yacimiento de aceite extra pesado como alternativa a la inyección de vapor en un yacimiento siliciclástico, ya que demuestra aumentar la producción de aceite durante un mayor periodo de producción.

Como aporte adicional se presenta una revisión conceptual, realizada en los primeros capítulos que sirve como base para comprender la complejidad que involucran los procesos utilizados en aceites extra pesados, en específico aquellos que involucran transferencia de calor para la reducción de viscosidad del aceite extra pesado.

Con base en el trabajo realizado, se llegó a las siguientes conclusiones.

1. El aceite pesado y extra pesado representa un recurso de suma importancia para la industria petrolera nacional e internacional, por lo cual es importante encontrar y aplicar métodos que permitan su extracción de forma eficiente y de esta manera cubrir las demandas actuales de energéticos.
2. La implementación de la inyección de vapor como un proceso de recuperación mejorada de aceite extra pesado, ha sido durante muchos años una alternativa viable para la explotación de este recurso, sin embargo, dado que este proceso es finito y después de un periodo de inyección considerable, la producción de aceite disminuye e incrementa el corte de agua, por lo que la aplicación de los métodos híbridos permiten no solo mantener los ritmos de producción, sino maximizar la producción.

3. La correcta comprensión de los mecanismos de transporte permite predecir el comportamiento de la coinyección de vapor y metano, lo cual, se ve reflejado en la reducción de la viscosidad del aceite extra pesado haciéndolo móvil para su producción.
4. El mayor beneficio de la coinyección de vapor y metano es el incremento significativo en la producción de aceite, comparándolo con la inyección cíclica de vapor.
5. La simulación numérica es una herramienta que permite predecir el comportamiento del proceso bajo estudio, sin embargo, la veracidad del modelo dependerá de la calidad y cantidad de información empleada. Por lo que se debe considerar que la toma de información antes, durante y después de la aplicación de un proceso es vital, toda vez que con esta información se llevará a cabo un plan de explotación certero.

El desarrollo continuo en las nuevas tecnologías relacionadas a la producción de recursos no convencionales tendrá un gran impacto para el futuro próximo por lo que resulta de suma importancia considerar las siguientes recomendaciones.

1. Profundizar los conocimientos en el entendimiento de los mecanismos de transferencia de calor y masa involucrados en los procesos de recuperación térmica de calor, lo anterior permitirá llevar a cabo la implementación del proceso en forma eficaz.
2. La toma de información es de vital importancia para la simulación numérica y la toma de decisiones.
3. Los datos aquí mostrados, muestran que la inyección de vapor en conjunto con la inyección de metano, es un método que podría incrementar la producción de aceite, por lo que sería recomendable llevar a cabo análisis de laboratorio y modelado numérico más a detalle, a fin de poder estimar el impacto real de este proceso.

4. Es necesario contar con experimentos PVT con el nuevo integrante en la composición (metano) para poder calibrar de una forma más confiable la ecuación de estado
5. Los resultados de los experimentos de laboratorio deben de ser validados por las diferentes técnicas disponibles antes de su uso en simuladores comerciales, esta actividad dará mayor certidumbre en los pronósticos obtenidos.

REFERENCIAS

- Abbas Naqvi, S. (2012). *Enhanced Oil Recovery of Heavy Oil by Using Thermal and Non-Thermal Methods*. Halifax, Nova Scotia: Dalhousie University .
- Aherne, A., & Birrell, G. (2015). Enhanced Mass Transfer in the Vapex Process Using Non-Condensable Gas Fingering. *AAPG*.
- Alvarez Mayen, E., & Miranda Trejo, R. (2004). *Coeficientes de transferencia de masa, una revisión actualizada*. Edo. Mex.: UNAM FESC.
- Angulo Perez, L. (2016). *Implementación en STARS y Validación a Escala de Laboratorio de la Inyección de un Trazador Químico No Reactivo Para La Determinación de la Heterogeneidad de Medios Porosos*. . México D.F: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Ardali , M., Barrufet, M., & Mamora, D. (2012). A Critical Review of Hybrid Steam- Solvent Processes to Recover Heavy Oil . *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Baker, C. (1979). *Organic Chemistry in Petroleum exploration*. American Association of Petroleum Geologist .
- Bird, R., Stewart, W., & Lightfoot, E. (2001). *Transport Phenomena (Second Edition)*. John Wiley & Sons.
- Boustani, A., & Maini, B. (2001). The Role of Diffusion and Convective dispersion in Vapour Extraction Process. *Journal of Canadian Petroleum Technology*.
- BP Statistical Review of World Energy. (2019).
- Butler , R., Jiang, Q., & Yee, C.-T. (1999). Steam and Gas Push (SAGP)-3; Recent Theoretical Developments and Laboratory Results. *Petroleum Society Joint Convention*.
- Butler, R. (1985). New Interpretation of the Meaning of the Exponent "m" in the Gravity Drainage Theory for Continuously Steamed Wells. *AOSTRA Journal of Research 2*.
- Butler, R. (1991). *Thermal Recovery of Oil and Bitumen*. Englewood Cliffs: Prentice Hall.

- Butler, R. (1994). *Horizontal Wells for the Recovery of Oil, Gas and Bitumen*. Calgary: Petroleum Society Monograph No.2, Canadian Institute of Mining Metallurgy & Petroleum.
- Butler, R. (1997). *Thermal Recovery of oil and Bitumen*. Calgary: GravDrain Inc.
- Butler, R. (1999). The Steam and Gas Push (SAGP). *Journal of Canadian Petroleum Technology* .
- Butler, R., & Mokrys, I. (1991). A new process (VAPEX) for recovering heavy oils using hot water and hydrocarbon vapour . *The Journal of Canadian Petroleum Technology*.
- Butler, R., & Stepnens, D. (1981). The Gravity Drainage of Steam- heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells. *J. Can. Pet. Tech.*, 90-96.
- Butler, R., McNab, G., & Lo, H. (1981). Theoretical Studies in the Gravity of Heavy Oil during Steam Heating. *Can. J. Chem. Eng*, 455-460.
- Carslaw, H., & Jaeger, J. (1959). *Conduction of Heat in Solids*. Oxford: Oxford University Press.
- Cerón Mayo, C., & Monjarás Herrera, V. (2012). *Análisis del Proceso VAPEX para la Recuperación Mejorada de Aceite*. México DF: UNAM.
- Chang, J., Ivory, J., & Beaulieu, G. (2014). Pressure Maintenance at post-CHOPS Cyclic Solvent Injection (CSI) Well Using Gas Injection at Offset Well. *SPE Heavy Oil Conference - Canada*.
- Chang, J., Ivory, J., Forshner, K., & Feng, Y. (2013). Impact of Solvent Loss during Solvent Injection Processes. *SPE Heavy Oil Conference* .
- Chopra, S., Lines, L., Schmitt, D., & Batzle, M. (2010). *Heavy Oils: Reservoir Characterization and Production Monitoring*. Tulsa, Oklahoma: Society of Exploration Geophysicists.
- CMG. (2011). *Introduction to STARS, Tutorial*.
- CMG. (2011). *WinProp, Tutorial*.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2012). *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada. IOR-EOR*. CNH.

- Corona Hérnandez, A. (2013). *The Effects of Heterogeneities on SAGD Performance in the Samaria Tertiary Field*. Calgary, Alberta.
- Domínguez Evaristo, G. (2009). *Recuperación de Aceites Pesados por Inyección Cíclica de Vapor*. México DF: Facultad de Ingeniería UNAM.
- Dong, X., Liu, H., & Wu, K. (2018). Eor Potential in the Post Steam Injection Era: Current and Future Trends. *Society of Petroleum Engineers*.
- Dorador Rodríguez , E., & González Gutiérrez , I. (2014). *Nuevas Tecnologías Aplicadas a SAGD Para Mejorar La Recuperación de Hidrocarburos*. México D.F: Facultad de Ingeniería. UNAM.
- Faergestad, I. (2016). Petróleo Pesado. *Oilfield Review, Schlumberger*.
- Farouq Ali , S. (2016). Life After SAGD- 20 Years Later. *Society of Petroleum Engineers*.
- Friedrich, K. (2005). *Effects of the a Non- Condensable Gas on the VAPEX Process*. Ontario: Universidad de Waterloo.
- Ghasemi, M., & Whitson, C. (2015). Compositional Variation in SAGD. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Granados Carrasco, E., & González Méndez , L. (2014). *Caracterización PVT para Aceites Pesados y Extra-Pesados en México* . México : UNAM.
- Head, I., Martin Jones, D., & Larter, S. (2003). Biological activity in the deep subsurface and the origin of heavy oil. *Nature* .
- Hocking, G., & Walters, A. (2013). Vertical Single-Well SAGD with Multiple Producers. *SPE Heavy Oil Conference* .
- Ito, Y., Ichikawa, M., & Hirata, T. (2001). The Effect of Gas Injection on Oil Recovery During SAGD Projects. *Journal Of Canadian Petroleum Technology* , 47-53.
- James , L. (2019). *Mass Transfer Mechanisms during the Solvent Recovery of Heavy Oil*. Waterloo, Ontario, Canada: University of Waterloo.

- Jamialahmadi, M., Emadi, M., & Müller-Steinhagen, H. (2006). Diffusion coefficients of methane in liquid hydrocarbons at high pressure and temperature . *J. Pet. Sci. Eng*, 47-60.
- Khan, R., & Awotunde, A. (2017). Optimal parameters selection for SAGD and VAPEX processes. *J Petrol Explor Prod Technol*.
- Lake, L. (1989). *Enhanced oil recovery*. New Jersey: Prentice Hall.
- Li, Q., & Chen, Z. (2015). A New Analysis on the Convective Heat Transfer at the Edge of the SAGD Chamber . *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* .
- Lozada, A. (2015). *El futuro de los campos maduros en México: un reto y una oportunidad*. . México: Academia de Ingeniería. Especialidad: Ingeniería Petrolera.
- Maldonado Cruz, E. (2016). *Análisis del comportamiento termodinámico del proceso miscible a múltiple contacto*. México, CdMx: UNAM.
- Martínez., D. H. (2017). *La Producción Petrolera Mexicana: Análisis Histórico y Escenario Futuro*. México, D.F: UNAM.
- Matar, S., & Hatch, L. (1994). *Chemistry of Petrochemical Processes*. Houston, Texas, USA: Gulf Publishing Company.
- Mendoza Cadavid, A. (2018). *Investigation of Flow Mechanisms of Non-Condensable Gases Co-Injection in Steam Assisted Gravity Drainage*. Calgary, Alberta: University of Calgary.
- Meyer, R., & Attanasi, E. (2003). Heavy Oil and Natural Bitumen Strategic Petroleum Resources. *U.S Geological Survey*.
- Mohammadzadeh Shanehsaz, O. (2012). *Experimental Studies Focused on the Pore- Scale Aspects of Heavy Oil and Bitumen Recovery Using the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) and Solvents- Aided SAGD (SA-SAGD) Recovery Processes*. Waterloo, Ontario, Canada: University of Waterloo.
- Mokrys, I., & Butler , R. (1993). The Rise of interfering solvents chambers: solvent analog model of steam-assisted gravity drainage. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*.

- Moslem, H. (2014). *Experimental and Numerical Investigation of Hydrocarbon Co-Injection with Steam in the Steam Assisted Gravity Drainage Process for In-Situ Heavy Oil and Bitumen Recovery*. Calgary, Alberta: University of Calgary.
- Naar, J., Wygal, R., & Henderson, J. (1962). Imbibition relative permeability in unconsolidated porous media. *Soc. Petrol.Eng. J.*
- Nourozieh, H., Ranjbar, E., & Kumar, A. (2015). Modelling of Non-Condensable gas Injection In SAGD Process-Important Mechanisms And Their Impact On Field Scale Simulation Models. *SPE Canada Heavy Oil Technical Conference*.
- Othmer, D. (1929). The Condensation of Steam . *Industrial and Engineering Chemistry*, 576-583.
- Passut, C., & Danner, R. (1973). Acentric Factor. A Valuable Correlating Parameter for the Properties of Hydrocarbons. *Ind. Eng. Chem. Process Des. Develop.* , 365-368.
- PEMEX. (2019). *Anuario Estadístico 2018*. Ciudad de México.
- Perkins , T., & Johnston, O. (1963). A Review of Diffusion and Dispersion in Porous Media. *SPE Journal* , 70-84.
- Quevedo , L. (2013). *Evaluación de la inyección cíclica de solventes (ICS) para el incremento de la producción de crudos pesados y extrapesados de la faja petrolífera del Orinoco.* . Caracas .
- Reid, R., Praunsnitz, J., & Sherwood, T. (1977). *The Properties of Gases and Liquids*. New York: McGraw-Hill Book Company.
- Reza Etminan, S., Haghghat, P., B, B., & Chen, Z. (2011). Molecular Diffusion and Dispersion Coefficient in a Propane- Bitumen System: Case of Vapour Extraction (VAPEX) Process. *SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition* .
- Sharma , J., & Gates, I. (2010). Steam Solvent Coupling at the Chamber Edge in an In Situ Bitumen Recovery Process. . *SPE Oil & Gas India Conference* .
- Sharma , J., & Gates, I. (2010a). Convection at the Edge of SAGD Steam Chamber. *Society of Petroleum Engineering Journal* .

- Sharma, J., & Gates, I. (2010). Multiphase Flow at the Edge of Steam Chamber. *Canadian Journal of Chemical Engineering* , 312-332.
- Sharma, J., & Mehta, R. (2011). Effect of Methane Co-injection in SAGD- Analytical and Simulation Study. *Canadian Unconventional Resources Conference*.
- Soh, Y., Rangriz-Shokri, A., & Babadagli, T. (2016). A New Modeling Approach to Optimize Methane- Propane Injection in a Field After CHOPS. *SPE Annual Technical Conference*.
- Sun, X., & Dong, M. (2016). A New Foamy Oils- Assisted Methano Huff-N-Puff Method for Enhanced Heavy Oil Recovery in Thin Reservoirs . *SPE Canada Heavy Oil Technical Conference*.
- Tissot, B., & Welte , D. (1984). *Petroleum Formation and Ocurrence. Second Revised and Enlarged Edition*. Berlin.
- Wang, J., & Ezeuko, C. (2012). Energy (Heat) Distribution and Trnasformation in the SAGP Process. *SPE Heavy Oil Conference*.
- Xiaofei, S., Mingzhe, D., Yangyu , Z., & Mingzhong, L. (2016). A New Foamy Oil-Assisted Methane Huff-N-Puff Method for Enhanced Heavy Oil Recovery in Thin Reservoirs. *SPE Canada Heavy Oil Technical Conference* .
- Yongrong, G., Erpeng, G., Yunjun, Z., Dehuang, S., & Junhui, S. (2017). Research on the Selection of NCG in Improving SAGD Recovery for Super- Heavy Oil Reservoir With Top- Water. *SPE Kuwait Oil & Gas*.
- Young Jae, K. (2010). *Canada ´s Oil Sands: Strategic Decisions to Make Canada and Energy Superpower*. Waterloo, Ontario, Canada: University of Waterloo.
- Yuan, J.-Y., Chen, J., Pierce, G., Wiwchar, B., Golbeck, H., Wang, X., . . . Cameron, S. (2010). Non-Condensable Gas Distribution in SAGD Chamber. *Canadian Unconventional Resources*.

ANEXO I

Transferencia de calor

La transferencia de calor hace referencia al movimiento de energía térmica de un punto a otro, mediante 3 mecanismos de transferencia; radiación, conducción y convección, siendo de importancia para la inyección de vapor los últimos dos. Los principios de transferencia por conducción y convección son similares a los descritos para transferencia de masa, pero resulta de suma importancia entender la transferencia de calor en el yacimiento, ya que de esto depende la cantidad de vapor necesaria para el proceso de inyección ya sea mediante inyección cíclica, SAGD o como previo a la inyección de solventes con la finalidad de conectar el pozo inyector con el productor.

Transferencia de calor por conducción

La transferencia de calor por conducción se da entre dos superficies en contacto, igualando la temperatura de la formación y los fluidos. Por definición la conductividad térmica es la habilidad de un material para transmitir la energía térmica (movimiento cinético de las moléculas) en una unidad de tiempo a través de una unidad de área. Esta propiedad depende de la composición de la roca, la porosidad, la saturación de fluidos y la composición de los mismos, la presión y temperatura del yacimiento.

La ley que rige la conducción de calor es la ley de Fourier, la cual establece que la cantidad de flujo de calor por conducción es proporcional al gradiente de temperatura, en otras palabras, el flujo de calor es directamente proporcional a la disminución de la temperatura con la distancia y la constante de proporcionalidad K_T .

$$Q = -K_T A_T \frac{\partial T}{\partial x} \quad \text{Ecuación 35}$$

Considerando que la energía calorífica que entra no es la misma que sale debido a que una parte de la energía es requerida para el incremento de la temperatura del cuerpo, se tiene que

$$Q - Q' = -\frac{dQ}{dx} dx \quad \text{Ecuación 36}$$

Al combinar las dos últimas ecuaciones tenemos

$$\frac{dQ}{dx} = -K_T A_T \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} \right) \quad \text{Ecuación 37}$$

Considerando que la energía necesaria para incrementar la temperatura de un cuerpo por unidad de tiempo es igual al producto de la masa por el calor específico y por la variación de la temperatura, tenemos:

$$Q - Q' = -\frac{dQ}{dx} dx = \rho C A_T dx \left(\frac{\partial T}{\partial t} \right) \quad \text{Ecuación 38}$$

$$\frac{dQ}{dx} = K_T A_T \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} \right) = \rho C A_T dx \left(\frac{\partial T}{\partial t} \right) \quad \text{Ecuación 39}$$

Sí la difusividad térmica tiene la siguiente forma

$$\alpha = \frac{K_T}{\rho C} \quad \text{Ecuación 40}$$

La Ecuación 39 queda como

$$\left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} \right) = \frac{1}{\alpha} \left(\frac{\partial T}{\partial t} \right) \quad \text{Ecuación 41}$$

Expandiendo la ecuación anterior a tres dimensiones para un medio homogéneo e isótropo, se obtiene la ecuación de Fourier, la cual permite el cálculo de las pérdidas de calor por

conducción, así como la cantidad de calor trasferida al yacimiento a partir del gasto de vapor en un determinado intervalo de tiempo (Domínguez Evaristo, 2009).

$$\left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2}\right) + \left(\frac{\partial^2 T}{\partial y^2}\right) + \left(\frac{\partial^2 T}{\partial z^2}\right) = \frac{1}{\alpha} \left(\frac{\partial T}{\partial t}\right) \quad \text{Ecuación 42}$$

Transferencia de calor desde el pozo

Partiendo de la **Ilustración 41** en la cual se considera un cilindro como representación esquemática del pozo, el cual tiene un radio R , con una longitud L y el flujo de calor Q va parte del centro del cilindro.

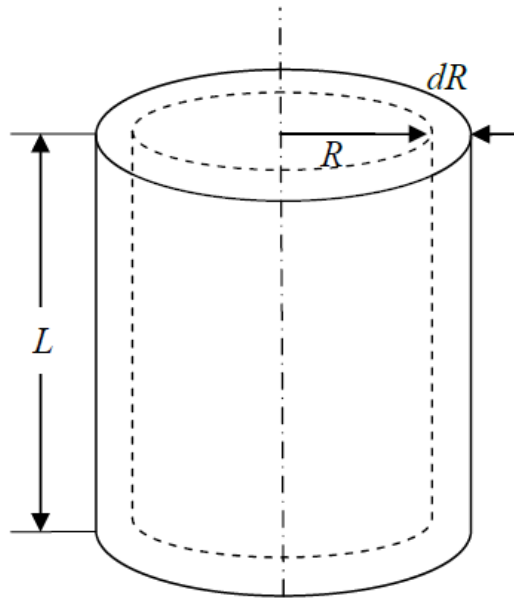


Ilustración 41 Esquema de pozo

Para el caso de transferencia de calor a lo largo de la cara del pozo hacia las formaciones superiores se determinan las siguientes condiciones iniciales y de frontera: $R = R_w$ y temperatura inicial en R_w es igual a la temperatura de la formación T_r y es elevada a la temperatura del vapor T_v .

$$Q = -K_T A_T \frac{\partial T}{\partial R} = -2\pi R L K_T \frac{\partial T}{\partial R} \quad \text{Ecuación 43}$$

$$-\frac{\partial Q}{\partial R} = 2\pi R L \rho C \frac{\partial T}{\partial t} = 2\pi R L K_T \frac{\partial T}{\partial R} + 2\pi R L K_T \frac{\partial^2 T}{\partial t^2} \quad \text{Ecuación 44}$$

$$\frac{\partial^2 t}{\partial R^2} + \frac{1}{R} \frac{\partial T}{\partial R} = \frac{1}{\alpha} \left(\frac{\partial T}{\partial t} \right) \quad \text{Ecuación 45}$$

La solución a las condiciones de frontera arriba mencionadas mediante la implementación de la transformada de Laplace, da por resultado:

$$\frac{T - T_R}{T_v - T_R} = 1 + \frac{2}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} e^{-\left(\frac{\alpha t}{R^2 w}\right) w^2} \frac{[J_0\left(W \frac{R}{R_w}\right) Y_0(W) - Y_0\left(W \frac{R}{R_w}\right) J_0(W)]}{[J_0^2(W) + Y_0^2(W)]} d \ln(W) \quad \text{Ecuación 46}$$

J_0 & Y_0 Son funciones de Bessel de orden cero y de primer y segundo tipo respectivamente. (Domínguez Evaristo, 2009)

Transferencia de calor por convección:

Para que exista transferencia por convección es necesario que los fluidos se encuentren en movimiento, este mecanismo de transferencia se puede clasificar de dos formas; forzada y libre, en la primera de estas, la convección forzada, se obliga al fluido a estar en movimiento mediante agentes externos como lo puede ser una bomba, por otro lado, en la convección natural, el movimiento del fluido es resultado de causas naturales, como lo son las corrientes de convección, producidas por las diferencias de temperatura y densidad, de manera que los fluidos con mayor temperatura pesan menos y ascienden, mientras que los fluidos con menor temperatura son más densos y pesados por lo que descienden, al igual que las corrientes de convección que originan el movimiento de las placas tectónicas.

Los aspectos importantes que intervienen en la transferencia de calor por convección son: la viscosidad del fluido, la conductividad térmica, la densidad, el tipo de flujo, ya sea laminar o turbulento influye en la velocidad de transferencia de calor.

Al hablar de convección natural como mecanismo de transferencia producido por la diferencia de densidad en el fluido que a su vez, es producida por el gradiente de temperatura impuesto se considera que el fluido recibe calor, aumentando su temperatura, reduciendo su densidad y elevándose respecto a la masa de fluido con densidad mayor, al elevarse la masa, el fluido de mayor densidad ocupa el lugar de la masa del fluido de menor densidad y al pensar en convección se piensa en las ecuaciones de Navier- Stokes.

Estas ecuaciones describen como se relacionan la velocidad, la presión, la temperatura y la densidad de un fluido en movimiento. Las ecuaciones son extensiones de las ecuaciones de Euler e incluyen los efectos de la viscosidad en el flujo.

Las ecuaciones de Navier-Stokes consisten en una ecuación de continuidad dependiente del tiempo para la conservación de la masa, tres ecuaciones de conservación del momento dependientes del tiempo y una ecuación de conservación de la energía dependiente del tiempo. Hay cuatro variables independientes: las coordenadas espaciales x,y,z y el tiempo. Las variables dependientes son seis: presión, densidad, temperatura y los tres componentes del vector de la velocidad (u,v,w) , todas las variables dependientes son funciones de las cuatro variables independientes. La **Ecuación 47** representa la ecuación de continuidad, mientras que, **Ecuación 48**, **Ecuación 49**, **Ecuación 50**, están en términos en x,y,z respectivamente y finalmente la **Ecuación 51** es la ecuación de conservación de la energía².

² <https://www.grc.nasa.gov/WWW/k-12/airplane/nseqs.html> 03-10-2019.

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho w)}{\partial z} = 0$$

Ecuación 47

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho u)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u^2)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho uv)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho uw)}{\partial z} \\ = -\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{1}{Re} \left[\frac{\partial \tau_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{xz}}{\partial z} \right] \end{aligned}$$

Ecuación 48

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho uv)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v^2)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho vw)}{\partial z} \\ = -\frac{\partial p}{\partial y} + \frac{1}{Re} \left[\frac{\partial \tau_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yy}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial z} \right] \end{aligned}$$

Ecuación 49

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho uw)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho vw)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho w^2)}{\partial z} \\ = -\frac{\partial p}{\partial z} + \frac{1}{Re} \left[\frac{\partial \tau_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zz}}{\partial z} \right] \end{aligned}$$

Ecuación 50

$$\begin{aligned} \frac{\partial(E_T)}{\partial t} + \frac{\partial(uE_T)}{\partial x} + \frac{\partial(vE_T)}{\partial y} + \frac{\partial(wE_T)}{\partial z} \\ = -\frac{\partial(up)}{\partial x} - \frac{\partial(vp)}{\partial y} - \frac{\partial(wp)}{\partial z} \\ - \frac{1}{Re * Pr} \left[\frac{\partial q_x}{\partial x} + \frac{\partial q_y}{\partial y} + \frac{\partial q_z}{\partial z} \right] \\ + \frac{1}{Re} \left[\frac{\partial}{\partial x} (u\tau_{xx} + v\tau_{xy} + w\tau_{xz}) \right. \\ \left. + \frac{\partial}{\partial y} (u\tau_{xy} + v\tau_{yy} + w\tau_{yz}) + \frac{\partial}{\partial z} (u\tau_{xz} + v\tau_{yz} + w\tau_{zz}) \right] \end{aligned}$$

Ecuación 51

Donde Re es el número de Reynolds, que es un parámetro de similitud que es la relación de la escala de la inercia del flujo a las fuerzas viscosas en el flujo. Las variables q son los componentes del flujo de calor y Pr es el número de Prandtl, que es un parámetro de similitud

que relaciona los esfuerzos viscosos y los esfuerzos térmicos. Las variables τ son componentes del tensor de estrés. Cada componente del tensor es en sí mismo una segunda derivada de los componentes de velocidad.

Los términos en el lado izquierdo de las ecuaciones se denominan términos de convección, mientras que los términos en el lado derecho de las ecuaciones de momento que se multiplican por el número inverso de Reynolds se denominan términos de difusión.

Calor transferido al yacimiento

Para realizar un correcto balance de energía calorífica que es cedida por el vapor, es necesario considerar que el agua transfiere esta energía mediante dos formas; calor latente, el cual es debido al cambio de fase a una temperatura constante, mientras que el calor sensible, es el calor cedido por el cambio de temperatura del agua en estado líquido. Considerando que el gasto de vapor por unidad de área es W_s , el calor latente λ , calidad del vapor x_v , el balance de energía queda de la siguiente manera.

$$W_s h(x_v \lambda + (T_s - T_R)C_w)(t_1 - t_0) = h(x_1 - x_0)\{(\rho_1 C_1)_s(T_s - T_R) + \lambda \phi \rho_s S_s\} \quad \text{Ecuación 52}$$

El término $\lambda \phi \rho_s S_s$ representa el calor latente, cuyo valor es despreciable, por lo que la velocidad del avance del frente de condensación queda como:

$$V_f = \frac{(x_1 - x_0)}{(t_1 - t_0)} = \frac{W_s(x_v \lambda + (T_s - T_R)C_w)}{(\rho_1 C_1)_s(T_s - T_R) + \lambda \phi \rho_s S_s} = \frac{H_0}{(\rho_1 C_1)_s(T_s - T_R) + \lambda \phi \rho_s S_s} \quad \text{Ecuación 53}$$

El numerador representa el gasto total de calor inyectado por unidad de área y el denominador es el calor transferido al yacimiento por unidad de volumen, en la zona de vapor saturado.

Zona creciente de vapor

Para describir una zona creciente de vapor limitada por las pérdidas de calor a las capas superiores e inferiores de la formación así como por el gasto de vapor inyectado, Max y Langenheim, consideraron que el vapor que se inyecta a gasto constante en la zona de vapor, y que crece de forma lateral, sin considerar transferencia de calor delante del frente de condensación, donde la temperatura en la zona de vapor es justamente la del vapor y en la zona delante del frente de condensación es la del yacimiento.

Las pérdidas de calor a los estratos adyacentes se consideran mayores en el frente de condensación, lo que se representa mediante la siguiente ecuación.

$$\delta Q_L = 2\delta A_H \frac{K_2(T_S - T_R)}{\sqrt{\pi\alpha_2(t - t_0)}} \quad \text{Ecuación 54}$$

El gasto total de las pérdidas de calor se obtiene integrando la ecuación anterior considerando que el área es función del tiempo t_0 y realizando un cambio de variable:

$$Q_L = 2 \int_0^{A_H} \frac{K_2(T_S - T_R)}{\sqrt{\pi\alpha_2(t - t_0)}} dA_H = 2 \int_0^{t_0} \frac{K_2(T_S - T_R)}{\sqrt{\pi\alpha_2(t - t_0)}} \left(\frac{dA_H}{dt_0}\right) dt_0 \quad \text{Ecuación 55}$$

El calor sensible almacenado en el yacimiento se puede calcular mediante

$$Q_s = \rho_1 C_1 h (T_S - T_R) \frac{dA_H}{dt} \quad \text{Ecuación 56}$$

Realizando un balance de energía se obtiene

$$H_0 = Q_L + Q_s \quad \text{Ecuación 57}$$

Aplicando transformada de Laplace

$$H_0 = 2 \int_0^{t_0} \frac{K_2(T_S - T_R)}{\sqrt{\pi\alpha_2(t - t_0)}} \left(\frac{dA_H}{dt_0} \right) dt_0 + \rho_1 C_1 h (T_S - T_R) \frac{dA_H}{dt_0} \quad \text{Ecuación 58}$$

$$A_H(t) = \frac{H_0 \rho_1 C_1 h}{4k_2 \rho_2 C_2 (T_S - T_R)} \left(e^{x^2} \operatorname{erfc}(X) + \frac{2X}{\sqrt{\pi}} - 1 \right) \quad \text{Ecuación 59}$$

Donde

$$X = \frac{2K_2}{\rho_1 C_1 h \sqrt{\alpha_2}} \sqrt{t} \quad \text{Ecuación 60}$$

$$\frac{dA_H}{dt} = \frac{H_0 e^{x^2} \operatorname{erfc}(X)}{\rho_1 C_1 h (T_S - T_R)} \quad \text{Ecuación 61}$$

Multiplicando la variación del volumen de la zona con respecto del tiempo por la porosidad y por el cambio de saturación.

$$q_0 = h\phi(S_o - S_{or}) \frac{dA_H}{dt} \quad \text{Ecuación 62}$$

Al aplicar la función de tiempo adimensional, se puede determinar la fracción de calor inyectada que permanece en el yacimiento con la siguiente ecuación

$$E_h = \frac{1}{t_D} \left[e^{t_D} \operatorname{erfc}(\sqrt{t_D}) + 2 \sqrt{\frac{t_D}{\pi}} - 1 \right] \quad \text{Ecuación 63}$$

Donde

$$t_D = X^2 = \frac{4K_2^2 t}{(\rho_1 C_1 h)^2 \alpha_2} = \frac{4K_2 \rho_2 C_2 t}{(\rho_1 C_1 h)^2} \quad \text{Ecuación 64}$$

Cuando las capacidades caloríficas son iguales se reduce a

$$t_D = \frac{4\alpha_2 t}{h^2} \quad \text{Ecuación 65}$$

De lo anterior se observa que el factor de mayor impacto es el espesor del yacimiento h por lo que para yacimientos con un espesor pequeño, las pérdidas de calor son mayores.

Se puede determinar la relación aceite-vapor a partir del calor acumulativo inyectado, es decir la cantidad acumulada de aceite desplazado.

$$OSR = \frac{h_s \phi (S_o - S_{OR})}{\rho_1 C_1 (T_s - T_R)} \left(\frac{1}{1 + \frac{8}{3} \frac{K_2}{\rho_1 C_1 h} \sqrt{\frac{t}{\pi \alpha_2}}} \right) \quad \text{Ecuación 66}$$

$$OSR = OSR_{m\acute{a}x} \left(\frac{1}{1 + \frac{8}{3} \frac{K_2}{\rho_1 C_1 h} \sqrt{\frac{t}{\pi \alpha_2}}} \right) \quad \text{Ecuación 67}$$

Donde $OSR_{m\acute{a}x}$ corresponde a la relación aceite- vapor máxima requerida en un balance de calor sin pérdidas de calor. Sí se considera que las propiedades térmicas del yacimiento y las capas adyacentes son iguales se reduce a:

$$OSR = OSR_{m\acute{a}x} \left(\frac{1}{1 + \frac{8}{3} \sqrt{\frac{\alpha t}{\pi h^2}}} \right) \quad \text{Ecuación 68}$$

Transferencia de calor delante del frente de condensación

A medida que el frente de condensación avanza, el vapor se comienza a condensar antes de alcanzar el frente, ya que esta continua avanzando pero el calor transferido es el calor sensible. Para entender este fenómeno es necesario determinar el tiempo a cual ocurre, es decir el tiempo crítico. Partiendo de la Ecuación 56, se reduce a la siguiente ecuación, donde H_0 & H_λ representa al calor total inyectado y al calor latente respectivamente (Domínguez Evaristo, 2009).

$$1 - \frac{H_\lambda}{H_0} = H_0 e^{x_c^2} \operatorname{erfc}(X_c) \quad \text{Ecuación 69}$$

El tiempo crítico se obtienen despejando el valor de X_c que corresponde al valor del tiempo adimensional.

Las pérdidas de calor verticales en la zona de vapor están dadas por

$$H_\lambda = \int_0^{A_s} \frac{2K_2(T_s - T_R)}{\sqrt{\pi\alpha_2(t - t_A)}} dA \quad \text{Ecuación 70}$$

$$A(t_A) = \frac{H_0\rho_1C_1h}{4K_2\rho_2C_2(T_s - T_R)} f(X) \quad \text{Ecuación 71}$$

$$f(X) = \left(e^{X^2} \operatorname{erfc}(X) + \frac{2X}{\sqrt{\pi}} - 1 \right) \quad \text{Ecuación 72}$$

Es necesario determinar H_λ en función de A_s , lo que se puede realizar mediante la siguiente ecuación.

$$A_s = \frac{H_0\rho_1C_1h}{4K_2^2(T_s - T_R)} F\left(X, \frac{H_\lambda}{H_0}\right) = \frac{H_0\rho_1C_1h}{4K_2\rho_2C_2(T_s - T_R)} F\left(X, \frac{H_\lambda}{H_0}\right) \quad \text{Ecuación 73}$$

La fracción de calor total que permite el yacimiento en la zona de vapor puede ser calculada por

$$E_h = \frac{A_s h \rho_1 C_1 (T_s - T_R)}{H_{0t}} = \left(\frac{1}{X^2} \right) * F\left(X, \frac{H_\lambda}{H_0}\right) \quad \text{Ecuación 74}$$

ANEXO II

Transferencia de masa

El coeficiente de transferencia de masa en función del flujo de masa y la fracción de masa, así como la relación dada por el gasto de masa transferida de aceite pesado en la mezcla de vapor y gas no condensable, están dados por la siguiente ecuación.

$$k = \frac{N_A}{\Delta\omega_A} = \frac{\dot{m}_O}{A_{yz}(\omega_{OZ} - \omega_{O0})} \quad \text{Ecuación 75}$$

El coeficiente de transferencia de masa engloba todos los mecanismos de transferencia de masa, dichos mecanismos se pueden clasificar en; transporte molecular (Difusión) y transporte convectivo (Convección). El transporte molecular, se refiere a la transferencia debida al comportamiento de las moléculas, debido al movimiento aleatorio de cambiar de posición constantemente pasando de una fase de mayor concentración a otra de menor concentración. El transporte convectivo requiere de un fluido en movimiento pero involucra una interfase, es la combinación del transporte molecular con el transporte advectivo, el transporte advectivo, es la transferencia de una propiedad que se atribuye al movimiento global del fluido en cuestión, la convección puede afectar la distribución de los componentes en algunos yacimientos dependiendo de las mezclas del fluido. La convección natural es la circulación debida al gradiente de densidad, el cual es establecido debido a la temperatura y gradientes de concentración. (Quevedo , 2013)

El mecanismo de transferencia de masa por dispersión convectiva produce la extensión de la mezcla de fluidos al moverse en el medio poroso. Consta de dos mecanismos que ocurren de manera simultánea y que son claramente identificables; la dispersión mecánica y la difusión molecular. La dispersión mecánica ocurre como consecuencia de las variaciones de velocidades

locales alrededor con la velocidad media del flujo, siendo un proceso de tipo advectivo y no de tipo químico y se compone de dos elementos, la dispersión longitudinal y transversal, la primera se desarrolla a lo largo de la dirección del flujo másico en sistemas donde el soluto en este caso el aceite pesado y el solvente fluyen en la misma dirección y la dispersión transversal es perpendicular a la dirección del flujo másico.

La difusión molecular y la dispersión transversal están presentes en todas partes de la cámara de vapor, pero los mecanismos que predominan en la interface son la tensión interfacial y las fuerzas capilares, mientras que en el frente principal, la transferencia de masa se produce exclusivamente en un entorno monofásico, por lo que los parámetros que lo controlan son la difusión molecular y la dispersión. (Boustani & Maini, 2001)

La medición de la dispersión es dada por la relación de la dispersión longitudinal entre la dispersión transversal contra el número de Peclet. El número de Peclet es un número adimensional que describe la relación del gasto de transferencia de masa mediante convección con el gasto de transferencia de masa mediante difusión molecular.

$$P_e = \frac{v_{pv} D_p}{D_m} \quad \text{Ecuación 76}$$

$$D_l = \alpha_l v_{pv} \quad \text{Ecuación 77}$$

La dispersión en sistema de flujo 2D es expresada mediante las siguientes ecuaciones:

$$D_{xx} = \frac{\alpha_L \vec{u} + \alpha_T \vec{v}}{\sqrt{\vec{u} + \vec{v}}} + D_m \quad \text{Ecuación 78}$$

$$D_{yy} = \frac{\alpha_L \vec{v} + \alpha_T \vec{u}}{\sqrt{\vec{u} + \vec{v}}} + D_m \quad \text{Ecuación 79}$$

$$D_{xy} = \frac{\alpha_L - \alpha_T}{\sqrt{\vec{u} + \vec{v}}} + D_m \quad \text{Ecuación 80}$$

A velocidades bajas, la difusión molecular domina y a velocidad alta, domina la dispersión

El método SAGD se rige por los procesos difusivos, considerando lo anterior la ecuación que rige los procesos difusivos es la segunda ley de Fick para un medio poroso **Ecuación 81**. De hecho el modelo desarrollado por Butler & Mokrys se basa en la combinación de la segunda ley de Fick y la ecuación de flujo de Darcy.

$$\frac{\partial C}{\partial t} = \frac{D}{\tau} \frac{\partial^2 C}{\partial y^2} \quad \text{Ecuación 81}$$

La difusividad normalmente se define como la constante de proporcionalidad en la ecuación de velocidad para la transferencia de masa unidireccional.

$$N_A = -D \frac{dC_A}{dz} \quad \text{Ecuación 82}$$

Donde D es el coeficiente de difusión de masa, este coeficiente está en función de la concentración del gas. Wilke and Chang proponen una modificación empírica de la relación hidrodinámica para la ecuación de Stokes-Einstein ya que esta solo aplica para moléculas largas y del mismo tamaño tanto para el aceite como la mezcla de vapor y gas no condensable.

$$D = 7.4 \times 10^{-8} \frac{(xM)^{\frac{1}{2}} T}{\mu V^{0.6}} \quad \text{Ecuación 83}$$

El valor de x para el agua el valor es de 2.6.

Dentro del método SAGD y sus variantes, no solo actúa el proceso de transferencia de masa, ya que este solamente se encarga de la reducción de la viscosidad del aceite, para que el aceite ya diluido sea producido es necesario el drene gravitacional, donde el aceite pasa de la cámara de vapor al pozo inferior para ser producido por efectos de la reducción de la viscosidad.

Chatzis en 1995 describe un proceso denominado Inyección de gas asistido por gravedad GAIM por sus siglas en inglés, cuyo concepto es derivado del método SAGD al igual que el método VAPEX, para este proceso se define al número de gravedad como:

$$N_{gv} = \frac{k\Delta\rho_{og}g}{\mu_o V_{pg}} \quad \text{Ecuación 84}$$

Donde k es la permeabilidad absoluta, V_{pg} es la velocidad experimental en el poro de la interfase gas-liquido, μ_o es la viscosidad del aceite. Si el valor del número de gravedad es menor a 20 el aceite no fluye por drene gravitacional, por lo que hay que considerar que conforme los gastos de inyección y la viscosidad aumentan el número adimensional disminuye.

La difusividad molecular es menor que la difusividad térmica y el gradiente potencial de flujo efectivo es menor porque la diferencia de densidades entre el aceite diluido y el solvente es menor que entre el aceite calentado y el vapor. (Butler & Mokrys, 1991)

Se sabe que para el flujo a través del medio poroso el valor del número Capilar es de aproximadamente $N_c = 10^{-6}$ en especial al final de la inyección de agua o gas.

La definición del número capilar a partir de la viscosidad, la velocidad Darcy y la tensión interfacial está dada por la siguiente ecuación:

$$N_c = \frac{\mu v}{\sigma} \quad \text{Ecuación 85}$$

ANEXO III

Presión mínima de miscibilidad

Se define a la presión mínima de miscibilidad a la presión más baja, a una temperatura y composición constantes, a la cual se puede alcanzar la miscibilidad de primer contacto o de múltiple contacto, a dicha presión la tensión interfacial es nula, por lo cual la existe interfaz entre los fluidos, alcanzando la miscibilidad entre los fluidos.

Para comprender la inyección miscible, generalmente se utilizan diagramas ternarios, donde, cada vértice del diagrama representa una composición determinada, mientras que las aristas del diagrama es la mezcla de los dos compuestos involucrados. Dentro del diagrama ternario se ubica la envolvente de fases.

En la **Ilustración 42**, se representan los diversos tipos de miscibilidad dentro de un diagrama ternario. La trayectoria $I_2 - J_3$ no cruza la región de dos fases, de hecho, cruza la región de una fase, también llamada zona miscible, y representa un proceso de miscibilidad por primer contacto. La trayectoria $I_1 - J_1$ atraviesa la región de dos fases, pero adicionalmente no cruza la línea crítica de conexión por lo que representa un proceso inmiscible. Cuando la trayectoria cruza la zona de dos fases, se trata de un proceso miscible, la cual se puede dar por vaporización o por condensación, trayectoria $I_2 - J_1$ y $I_1 - J_2$ respectivamente. (Lake, 1989)

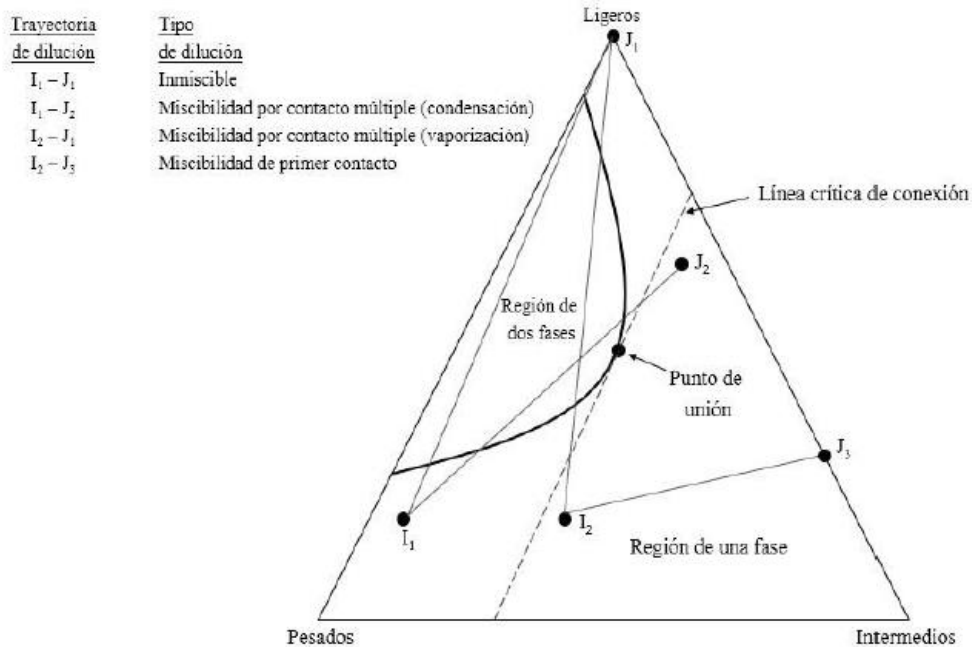


Ilustración 42 Tipos de miscibilidad (Lake, 1989)

La miscibilidad por vaporización

Se da entre un compuesto ligero y el aceite, lo cual crea una trayectoria que atraviesa la región de dos fases formado la mezcla M_1 , la cual, tiene una composición una de gas y líquido específica y es determinada por las líneas de equilibrio entre fases, al tener una mayor movilidad el gas que el líquido, el gas continua moviéndose hasta tener contacto con el aceite del yacimiento formando una nueva mezcla, M_2 , la cual tiene una nueva composición de gas y líquido, la nueva composición de gas, contacta nuevamente aceite del yacimiento formando una nueva composición M_3 , y así sucesivamente. El proceso se hace miscible por el enriquecimiento del compuesto ligero debido a la vaporización de los componentes intermedios del aceite.

Miscibilidad por condensación

Este tipo de miscibilidad se da entre un aceite de tipo pesado con un una mezcla de componentes intermedios, el primer contacto crea la mezcla M_1 , con una composición específica de gas y líquido, el gas se desplaza y el líquido se mezcla formando una nueva mezcla M_2 , con una nueva composición específica de gas y líquido, y así sucesivamente hasta que el líquido sea lo suficientemente rico en componentes intermedios para lograr la miscibilidad con el fluido de inyección. El proceso del enriquecimiento del gas se da por la adición de componentes intermedios al fluido de inyección una vez que estos componentes intermedios se condensan dentro de la fase líquida, este proceso es llamado condensación del gas. (Lake, 1989).

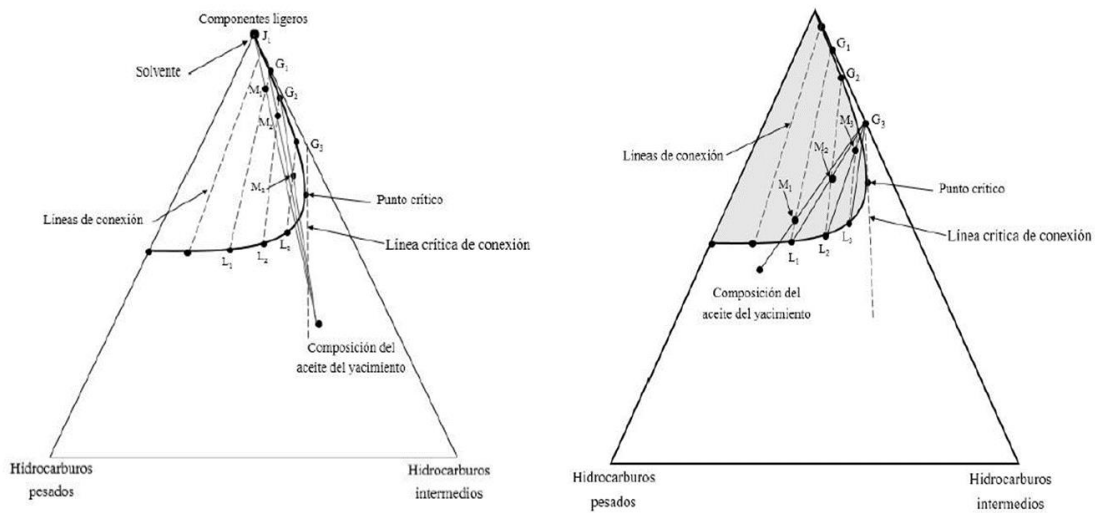


Ilustración 43 Miscibilidad por vaporización y condensación

Anexo IV

Ecuaciones de estado cúbicas

Las ecuaciones de estado cúbicas, abreviado como EDE's, son expresiones matemáticas que involucran condiciones; presión, volumen y temperatura de la materia, lo que permite describir el comportamiento volumétrico y de fases.

La EDE más básica es la Ley General de gases ideales, la cual es expresada como:

$$pV = nRT \quad \text{Ecuación 86}$$

Y considera los siguientes puntos:

- El gas se compone de una cantidad de moléculas del mismo tamaño.
- El volumen de las moléculas es insignificante en comparación al volumen que ocupa la masa de gas.
- Las fuerzas de atracción y repulsión son despreciables.
- La energía se conserva debido a las colisiones elásticas entre las moléculas.

El comportamiento ideal de los gases puede corregirse mediante el factor de desviación Z y mediante forma aditiva considerando los efectos moleculares.

El desarrollo de las EDEC's se fundamentan en el trabajo presentado por Van de Waals en 1873, quien propuso la corrección del comportamiento ideal de los gases en forma aditiva al incluir los efectos de las fuerzas de atracción – repulsión y el volumen de las moléculas. (Maldonado Cruz, 2016)

$$\left(p + \frac{n^2 a}{V^2}\right)(V - nb) = nRT \quad \text{Ecuación 87}$$

Los efectos de fuerzas de atracción- repulsión y el volumen de las moléculas fueron corregidos mediante los términos a y b respectivamente.

Ecuación de Van der Waals

La formulación de 1873, propuesta por Van der Waals (VDW), se basa en el comportamiento de la presión respecto al volumen a diferentes temperaturas. VDW planteó las condiciones en el punto crítico como:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial v}\right)_{PC} = 0 \quad \text{Ecuación 88}$$

$$\left(\frac{\partial^2 p}{\partial v^2}\right)_{PC} = 0 \quad \text{Ecuación 89}$$

La limitante de la ecuación de VDW es la pérdida de precisión considerable conforme aumenta la presión y temperatura.

Ecuación de Soave- Redlich-Kwong

Redlich-Kwong modifican la ecuación de VDW e incluyeron un factor de ajuste α en términos de la temperatura, con lo cual se obtienen mejores estimaciones.

Posteriormente, Soave, ajustó el comportamiento de α al incluir el factor acéntrico de Pitzer ω .

El factor acéntrico está definido en términos de la presión de saturación reducida, como:

$$\omega = -\log(P_r)_{T_r=0.7} - 1 \quad \text{Ecuación 90}$$

Por definición el factor acéntrico para Argón, Cripton y Xenón es cero. (Passut & Danner, 1973)

Considerando lo anterior, la ecuación resultante es conocida como Soave- Redlich-Kwong. (SRK).

$$\left(p + \frac{\alpha a}{v(v+b)}\right)(v-b) = RT \quad \text{Ecuación 91}$$

Donde:

$$\alpha = \left[1 + (0.48508 + 1.5517\omega - 0.15613\omega^2)(1 - \sqrt{T_r})\right]^2 \quad \text{Ecuación 92}$$

Ecuación de Peng-Robinson

Su propuesta en 1976 mejora las predicciones en sistemas compuestos de moléculas más complejas, mediante el ajuste del factor α .

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{\alpha a}{v^2 + 2bv - b^2} \quad \text{Ecuación 93}$$

Ecuación de estado cúbica general de cinco términos (EDECT)

Los trabajos anteriores pueden ser generalizados mediante la EDECT

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{\alpha a}{(v + \delta_1 b)(v + \delta_2 b)} \quad \text{Ecuación 94}$$

Donde δ_1 , δ_2 y α son factores de ajuste para cada autor. Los valores de a, b y α , son determinadas por:

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{p_c} \quad \text{Ecuación 95}$$

$$b = \Omega_b \frac{RT_c}{p_c} \quad \text{Ecuación 96}$$

$$\alpha = [1 + m (1 - \sqrt{T_r})]^2 \quad \text{Ecuación 97}$$

Las constantes Ω_a y Ω_b tienen valores diferentes para cada autor, las cuales son mostradas a continuación.

Tabla 4 Constantes de EDE'S

EDE	δ_1	δ_2	Ω_a	Ω_b
VDW	0	0	0.42188	0.12500
SRK	1	0	0.42748	0.08664
PR	$1+\sqrt{2}$	$1-\sqrt{2}$	0.45724	0.07780

Tabla 5 Coeficientes de corrección por el factor acéntrico

EDE	m_k
VDW	0
SRK	$0.480 + 1.574\omega - 0.176\omega^2$
PR	$0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2$ sí $\omega \leq 0.49$ $0.3796 + 1.1485\omega - 0.1644\omega^2 + 0.01667\omega^3$ sí > 0.49

En general, el comportamiento volumétrico de una sustancia se calcula mediante la resolución de una EDEC en la forma:

$$Z^3 + (\delta_1\delta_2B^\beta + 1)Z^2 + [A^\beta - (\delta_1 + \delta_2)B^\beta - (1 - 2\delta_1\delta_2)B^{\beta^2}]Z - [A^\beta B^\beta + \delta_1\delta_2(B^{\beta^3} + B^{\beta^2})]=0$$

Ecuación 98

Donde

$$A^\beta = \frac{a^\beta p}{(RT)^2} \alpha$$

Ecuación 99

$$B^\beta = \frac{b^\beta p}{RT}$$

Ecuación 100

Reglas de Mezclado

Al tratarse de mezclas multi componentes, los factores a y b de la mezcla son calculados mediante reglas de mezclado, estas reglas permiten obtener un promedio ponderado de las propiedades de los componentes de acuerdo a diferentes criterios estadísticos. Las siguientes ecuaciones son derivadas de la forma trivial de las ecuaciones de estado.

$$a^\beta = \sum_i^N \sum_j^N X_i X_j \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - d_{ij})$$

Ecuación 101

$$b^\beta = \sum_i^N X_i b_i$$

Ecuación

102

Donde X representa la fracción mole de líquido (x) o vapor (y), N el número de componentes de la mezcla y d_{ij} los parámetros de interacción binaria entre los componentes i y j , donde $d_{ii} = 0$ y $d_{ij} = d_{ji}$, asumiendo $d_{ij} = 0$ para la interacción de moléculas de la misma especie. El superíndice β representa la fase.