



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERA PETROLERA

P R E S E N T A N:

**CARMEN SUSANA CERÓN MAYO
VIRIDIANA MONJARÁS HERRERA**

DIRECTOR DE TESIS: DR. ENRIQUE SERRANO SALDAÑA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F.



ENERO 2012

AGRADECIMIENTOS

Doy gracias a dios y a Jesucristo por todas las bendiciones que me ha dado, en especial por darme a unos padres maravillosos que me han sabido guiar por un buen camino y que cada día me enseñan a ser una mejor persona y que a pesar de los obstáculos que puedan presentarse en el camino nunca hay que rendirse al contrario hay que enfrentarlos y ver hacia delante hasta alcanzar la meta. Gracias Dios!!!

A la Familia Monjaras: Gracias por su apoyo, por inspirarme a crecer como profesionista y a mi abuelita Engracia Campuzano por su amor.

A la familia Herrera: Gracias por su cariño y estar conmigo en cada momento, por confiar en mí.

A mi abuelita Luisa Ramírez: gracias por darnos el apoyo incondicional, por cuidarnos cuando mis papas salían al trabajo, por preocuparte cuando nos enfermábamos, por estar con nosotros y nunca dejarnos, por ser como una segunda mamá.

A mis amigas Karina Gutiérrez, Adriana Ambríz, Berenice González y Magda Arreola nunca olvidaré todos los momentos que pasamos juntas (risas, tristezas, enojos, desveladas, trabajos); espero que sin importar el camino que tome cada una, nuestra amistad continúe.

A mis amigos Jorge Alejandro Román, Juanjo, Eduardo Vergara aún recuerdo cuando les pasaba los exámenes de lineal como olvidarlo jaja no había un mejor equipo que el de nosotros; y por último a José Antonio Millán (pepe). Gracias por su amistad!!

A Elí y Manuel Coronado gracias por brindarme su amistad sincera, por su apoyo y enseñarme que siempre hay que ver más allá de lo que uno quiere.

A Susana Cerón Mayo: Susi gracias por confiar en mí, ya al fin el último esfuerzo. Recuerda eres una de mis mejores amigas y deseo de todo corazón que tengas éxito en la vida en todos los aspectos. Siempre estaré cuando me necesites, así que nunca dudes en llamarme porque ahí estaré para apoyarte y deseo que esta amistad siga creciendo y perdure por siempre.

A mis sinodales:

Dr. Enrique Serrano, Dr. Erick Luna Rojero, Ing. Manuel Villamar, Ing. Oscar Osorio y Dr. Rafael Rodríguez Nieto: Gracias por su tiempo, sus conocimientos y dedicación para la revisión de este trabajo.

Por último a mi querida Universidad Nacional Autónoma de México en especial a mi Facultad de Ingeniería porque en ella adquirí los mejores conocimientos y aprendizajes para desarrollarme profesionalmente.

DEDICATORIAS

Gracias mi padre celestial (Dios) por darme las fuerzas, la sabiduría para seguir y la oportunidad de llegar hasta este momento especial de mi vida pero sobre todo por darme una bonita familia con la que puedo contar en cualquier momento.

A mi papi Juan Manuel Monjaras Campuzano: Gracias porque siempre has estado al pendiente de mí, gracias por tus regaños, consejos, por tu apoyo porque sin importar las circunstancias has hecho todo por darnos una mejor educación y estudios. Te amo papi.

A mi mamita Norma Herrera Ramírez: Gracias por ser mi confidente, amiga y estar ahí cuando más lo necesitaba, por entenderme y guiarme dándome las herramientas para crecer, por enseñarme los mejores valores para defenderme y por creer en mí. Te amo mamá

A Jorge Enrique Monjaras Herrera: hay mi niño que mejor psicólogo pude haber tenido, gracias por tu apoyo y preocuparte por mí, sabes que cuentas conmigo, que siempre estaré cuando lo necesites y te apoyare.

A Mariana Monjaras Herrera: Hermanita hermosa eres la mejor amiga, quien mejor que tu y mi mamá me conocen, gracias por apoyarme, escucharme, corregirme, aconsejarme por compartir tantas cosas.

A Diego Monjaras Herrera: Eres el niño de mis ojos, la luz que vino a dar alegría a esta familia, mi motivación para salir adelante. Los amo mis niños no imagino mi vida sin ustedes.

DEDICATORIAS

A mi papá José Luis Cerón Escutía, que ha tenido muchas horas de desvelo, cansancio y preocupaciones para poder darme una buena educación, sacrificando horas de compañía con la familia. Quién siempre me ayudó con mis tareas. Esta vida no me bastará para agradecerle todo lo que ha hecho por la familia Cerón Mayo y por mí. Muchas gracias papí, eres el mejor del mundo.

A mi mamá Josefina del Carmen Mayo Boylan, quien siempre me acompañó en mis desvelos, quien siempre creyó en mí, que nunca me abandonó en los momentos difíciles de mi vida, gracias por sus consejos y por su infinita sabiduría, cuyo amor de madre es grande, tan grande como el tamaño de su corazón. Muchas gracias mamá, eres la mejor del mundo.

A mi hermano José Adrián Cerón Mayo, cuyo papel de hermano mayor ha podido desempeñar muy bien a pesar de la distancia. Por ser un excelente hermano mayor, hijo y padre, te quiero.

A mi hermana Ana Rocío Cerón Mayo, la primer amiga que conocí, con quien he compartido momentos de risas y sarcasmo, que muy a nuestra manera nos queremos y aunque no se lo diga, sabe que me importa mucho y que siempre la protegeré. Te quiero.

A mi sobrina Fátima Cerón Lara, por traer alegrías a mi familia y que más que ser una sobrina, es mi hermanita menor. Aunque estemos lejos, siempre la cuidaré y la querré mucho. Te quiero hermanita.

A mis abuelitos Mireya del Carmen Mayo Boylan (abuelita Carmen) y José Mayo Pérez (abuelito Mayo), quienes siempre fueron esos angelitos de la guarda que me cuidaron con sus bendiciones, que han hecho hasta lo imposible por ayudarme a mi familia y a mí. Los adoro.

A mis tíos Mireya Mayo Boylan y Eredi Carlos Ramírez Mina, por ayudar a mi familia en los buenos y malos momentos, por preocuparse por mí y ayudarme de forma directa e indirecta en cada etapa de mi vida; estas palabras no son suficientes para expresar mi gratitud hacia ustedes.

A mis tíos Angélica Sarabia Velasco y Francisco Mayo Boylan, por ser unos excelentes tíos, por cuidarme a pesar de la distancia y por darme su amor incondicional, por brindarme alegrías y risas y gran apoyo en todo momento. Muchas gracias.

AGRADECIMIENTOS

A mi tía María Cristina Cerón Escutía y tío Sergio Cerón Escutía por su apoyo incondicional y palabras de ánimo para seguir adelante, así como las felicitaciones y palabras de aliento que me han hecho sentir orgullosa de ser su sobrina.

A mi mejor amiga y compañera de tesis, Viridiana Monjarás Herrera, por ser ese confidente y gran apoyo moral en toda la etapa universitaria y que gracias a sus palabras de aliento y fortaleza me impulsaron a seguir adelante en la etapa más difícil de mi vida, porque este trabajo fue ameno y menos laborioso gracias a su compañía y contribuciones. Siempre le desearé lo mejor en la nueva etapa que emprenderemos, esperando algún día compartir la alegría y dicha de ser Ingenieras. Te quiero mucho amiga.

Gracias a mi mejor amigo Luis Miguel León Hernández "Pipa" por los momentos de risa, por hacer de la última etapa universitaria un grato recuerdo, por sus consejos y regaños. Su amistad es un algo invaluable y único para mí. Gracias amigo.

A mis amigas y amigos de la carrera y de la facultad: Berenice González Prado, Susana García, Lesly Gutiérrez Sosa, Tere Pedraza Leal, Karla Sánchez Palma, Carlos Avendaño Salazar, Alfredo Chaparro Ponce, Rey Manuel Alvarado, Manuel Coronado Morales, Álvaro Falcón Madrigal, Salvador Flores Sánchez, Juan Mantúfar Barrera, Gustavo Milla, Carlos Moreno Magallanes, José Guadalupe Rodríguez, Ricardo Meza Cortés, Uriel Salazar Verbitzky, Germán Sánchez Medina, Víctor Tejero, Azael Varela, Juan Miguel Ramírez Rocamora y Jesús Montaña, a cada uno de ellos por brindarme su amistad y buenos momentos durante la carrera, y especialmente gracias a Eredi Carlos, por ayudarme al proporcionar hospedaje y que fue una gran ayuda para poder acabar mis tareas y estudiar bien para los exámenes.

Gracias a la Dra. Leticia Flores por su atención, palabras y terapia recibida, por la gran ayuda para lograr ser una mejor persona cada día.

Gracias al Dr. Erick Emanuel Luna Rojero y al Dr. Enrique Serrano Saldaña por el tiempo y las contribuciones a este trabajo, por sus explicaciones y anécdotas compartidas, y por facilitarnos el área de trabajo en el IMP.

Gracias a mis sinodales Dr. Rafael Rodríguez Nieto, Ing. Manuel Juan Villamar Viguera y al Ing. Óscar Osorio Peralta por sus contribuciones y correcciones hechas a este escrito.

Muchas gracias a la preparatoria No. 9 "Pedro de Alba", a la Honorable Facultad de Ingeniería, formadora de excelentes profesionistas, y sobre todo a la gloriosa Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM, mi alma mater, de quien soy orgullosa egresada y de la que algún día espero retribuirle lo mucho que ayudó a mi formación académica. Orgullosamente, UNAM.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

CONTENIDO

CONTENIDO.....	1
RESUMEN.....	3
INTRODUCCIÓN.....	5
CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO.....	8
1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES.....	10
1.2 ACEITE PESADO.....	11
1.3 IMPORTANCIA DE LOS ACEITES PESADOS EN EL MUNDO.....	12
1.4 RECUPERACIÓN PRIMARIA, SECUNDARIA Y MEJORADA.....	13
1.4.1 RECUPERACIÓN PRIMARIA.....	15
1.4.2 RECUPERACIÓN SECUNDARIA.....	16
1.4.3 RECUPERACIÓN MEJORADA.....	16
1.5 CRITERIO DE SELECCIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE ACEITE.....	19
1.5.1 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN PARA LA EVALUACIÓN DE ESCRUTINIO DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE.....	22
1.6 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE LOS FLUIDOS.....	23
1.6.1 MISCIBILIDAD.....	24
1.6.2 PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD (PMM).....	25
1.6.3 DESPLAZAMIENTO MISCIBLE DEL ACEITE DEL YACIMIENTO.....	27
1.7 PROPIEDADES TERMODINÁMICAS DE LOS HIDROCARBUROS.....	30
CAPÍTULO 2: REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE.....	35
2.1 HISTORIA DEL PROCESO VAPEX.....	35
2.2 MECANISMO DEL PROCESO VAPEX.....	38
2.3 MODELO ANALÍTICO DEL PROCESO VAPEX.....	44
2.4 CELDAS DE DESPLAZAMIENTO.....	46
2.4.1 CELDA HELE-SHAW.....	46
2.5 REQUERIMIENTOS DEL SOLVENTE PARA LA RECUPERACIÓN VAPEX.....	47
2.6 PERFIL DE CONCENTRACIÓN DEL SOLVENTE.....	50
2.7 SOLVENTE EN FASE GASEOSA.....	52
2.8 EFECTO DEL ESPACIAMIENTO DE LA FRACTURA SOBRE EL FUNCIONAMIENTO VAPEX EN SISTEMAS FRACTURADOS DE ACEITE PESADO.....	56

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

2.9	LOCALIZACIÓN Y ESPACIAMIENTO DEL POZO.....	59
2.10	FENÓMENO DE ESCALA DEL PORO.....	60
2.11	ASFALTENOS.....	62
2.11.1	VISCOSIDAD Y PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS.....	63
2.12	PROCESO DE DESASFALTACIÓN DE ACEITES.....	65
2.13	SIMULACIÓN NUMÉRICA DE VAPEX.....	68
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE LOS MECANISMOS EN UN YNF.....		70
3.1	TRANSFERENCIA DE MASA.....	70
3.2	PROCESO DE DISPERSIÓN.....	73
3.3	COEFICIENTE DE DIFUSIÓN MOLECULAR.....	76
3.4	DIFUSIÓN MOLECULAR	77
3.5	DRENE GRAVITACIONAL.....	78
3.5.1	EFFECTO DEL MECANISMO DE DIFUSIÓN SOBRE EL DRENE GRAVITACIONAL.....	79
3.6	NÚMERO DE GRAVEDAD.....	83
3.7	NÚMERO CAPILAR.....	84
3.8	NÚMERO DE BOND.....	87
3.9	RAZÓN DE MOVILIDADES.....	90
3.9.1	MÉTODO CUALITATIVO PARA MEDIR LA MOVILIDAD.....	91
3.10	CURVAS DE DESATURACIÓN DE CAPILARIDAD.....	92
3.11	NÚMERO DE ENTRAMPAMIENTO.....	92
3.12	COEFICIENTE DE ESPARCIMIENTO.....	94
CAPÍTULO 4: SIMULACIÓN DEL PROCESO EN UN YNF.....		96
4.1	CLASIFICACIÓN DE LOS YNF.....	96
4.2	CLASIFICACIÓN BASADA EN EL VOLUMEN DE ALMACENAMIENTO.....	97
4.3	SIMULADOR.....	97
4.3	CASO DE ESTUDIO.....	105
CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....		107
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		122
BIBLIOGRAFÍA.....		125
LISTA DE FIGURAS.....		129
LISTA DE TABLAS.....		132
NOMENCLATURA.....		133

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

RESUMEN

El trabajo que se presenta tuvo como tema de estudio el método térmico de recuperación mejorada VAPEX (Vapour Extraction). El proceso consiste en inyectar solventes de hidrocarburos vaporizados (de bajo peso molecular) dentro del yacimiento, a través de un pozo inyector horizontal. Los solventes son disueltos inicialmente en el aceite alrededor del pozo inyector, hasta presentarse la irrupción del aceite diluido en el pozo productor horizontal, colocado verticalmente debajo del inyector.

En la industria petrolera hay distintos métodos térmicos de recuperación mejorada, pero muchos de ellos representan altos costos y el porcentaje de recuperación a veces resulta ser muy bajo. Es por ello la necesidad de estudiar y desarrollar nuevos métodos que sean técnica y económicamente factibles que sean aplicables a distintos campos petroleros en el mundo. Uno de estos métodos nuevos es el proceso VAPEX.

Es vital conocer las propiedades tanto de los fluidos como de la roca y del sistema roca-fluidos, así como el efecto de la temperatura sobre el factor de recuperación, ya que el conocimiento de cómo son afectadas estas propiedades, es la base para alimentar a los simuladores del proceso y para generar criterios de comportamiento para el diseño y optimización del proceso y para la toma de decisiones.

Fue importante realizar una simulación basada en este método de recuperación mejorada, ya que se pudo variar el porcentaje de solvente inyectado y el rango de temperaturas, teniendo una mejor visualización del resultado que tienen estas variables durante el proceso.

En el desarrollo del trabajo se recolectó bibliografía sobre los conceptos básicos del proceso VAPEX, también se identificaron y explicaron los mecanismos de transporte que actúan en el proceso para conocer la interacción entre el solvente inyectado y el aceite del yacimiento, como también se eligió al propano como solvente y un bloque de un yacimiento naturalmente fracturado, con el fin de evaluar su impacto de barrido sobre el aceite en una simulación, obteniendo gráficas para conseguir distintos valores de factor de recuperación, variando la temperatura del yacimiento.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

A partir de los resultados obtenidos se analizó si la temperatura afecta el barrido del propano sobre el aceite y cuánto lo afecta, así como que rangos de temperatura son aptos para tener un buen factor de recobro y conocer la temperatura mínima a la cual el propano comienza a elevar el factor de recuperación. A elevados valores de temperatura el factor de recobro fue alto y la viscosidad disminuyó considerablemente, pero se presenta el efecto de canalización, por lo que fue necesario establecer una temperatura mínima de inyección y descartar valores altos de temperatura.

El proceso resultó ser efectivo para el barrido de aceite pesado en el yacimiento, ya que logra una disminución en la viscosidad, así como un factor de recobro razonable, aunque a altas temperaturas no es efectivo, pero así se tiene un menor gasto comparado con los métodos térmicos como el SAGD y la inyección de vapor, ya que aquí la cantidad de calor no debe ser tan elevada. Siendo una tecnología reciente, aún no se ha aplicado a campos maduros, pero ha demostrado ser efectiva en los experimentos e investigaciones desarrolladas en torno a ella.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

INTRODUCCIÓN

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, los cuales son difíciles y costosos de producir, así como de refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo, menor es su valor económico.

Con la gran demanda y los altos precios del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos petroleros convencionales, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo pesado.

Es por ello que recientemente han sido estudiados los métodos de recuperación mejorada y se está invirtiendo en proyectos para implementarlos en campos maduros donde las cantidades de reservas de aceite pesado son razonables. Debido a la necesidad de disminuir los costos y maximizar la producción, se han desarrollado e investigado nuevos métodos para la recuperación óptima de hidrocarburos con grados API menores a 10.

Uno de estos métodos relativamente nuevos es el proceso Vapex. Aunque existen otros métodos térmicos de Recuperación Mejorada, este método alternativo tiene la variante de que usa vapor solvente para mover el aceite: el vapor solvente se condensa en el aceite pesado y reduce su viscosidad.

Objetivo

El objetivo de este trabajo es explicar los conceptos básicos del método de Recuperación Mejorada conocido como VAPEX (Vapour Extraction), así como los mecanismos de transporte que influyen en el proceso y crear una simulación en donde se observe el barrido de un solvente específico y el efecto de la temperatura en el proceso.

De esta manera, se pretende proporcionar bibliografía reciente y actualizada sobre esta reciente tecnología que se está desarrollando en el países con grandes reservas de aceite pesad para la recuperación de éste, así como explicar el proceso que sucede en un bloque de un yacimiento naturalmente fracturado, el avance del solvente y los resultados obtenidos de la

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

simulación de la inyección del solvente en un determinado tiempo y gasto y obtener valores de factor de recuperación.

Desarrollo

El presente trabajo se encuentra dividido en los siguientes capítulos:

En el Capítulo 1 titulado “Marco Teórico” se describe de manera general la importancia del aceite pesado en el mundo y en la industria petrolera, las propiedades termodinámicas involucradas en el proceso, las propiedades petrofísicas que son de importancia en el proceso VAPEX, así como la clasificación de los métodos de Recuperación de aceite y posteriormente la clasificación de los distintos procesos de Recuperación Mejorada.

En el Capítulo 2, “Revisión del Estado de Arte”, se explica la historia del proceso Vapex, su mecanismo, los conceptos básicos de este método y las características del solvente a inyectar, su selección y el depósito de asfaltenos, ya que al ser aceite pesado se compone principalmente por estos compuestos orgánicos.

En el Capítulo 3, “Análisis de los mecanismos en un YNF”, se describen los mecanismos de transporte que se presentan en el proceso Vapex, así como números adimensionales recientes que son una variable importante para estudiar el efecto de reducción de la viscosidad.

En el Capítulo 4, “Simulación del Proceso en un YNF”, se realiza una simulación en la que se inyecta propano como solvente para observar el barrido que tiene sobre un sistema fracturado, variando la temperatura del yacimiento para saber que valor de temperatura mínima es conveniente para tener un mayor factor de recuperación. Esto se observará mediante la obtención de gráficas de factor de recuperación contra tiempo para distintas temperaturas.

En el Capítulo 5, “Análisis de Resultados”, se redactarán los análisis de los resultados obtenidos en las gráficas, describiendo el efecto que tiene la temperatura sobre el factor de recobro, así como la cantidad de solvente usada en el proceso y que tan efectivo es el propano como solvente propuesto.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Finalmente se darán las conclusiones y recomendaciones respecto a la simulación realizada sobre esta tecnología reciente en la industria petrolera en la rama de recuperación de hidrocarburos, así como la bibliografía usada en el trabajo escrito para proporcionar al lector mayores fuentes de información en caso de profundizar más sobre temas específicos del proceso Vapex.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO

Los petróleos denominados pesados presentan retos de producción especiales. Los petróleos crudos exhiben un amplio espectro de densidades y viscosidades. La viscosidad a la temperatura es generalmente la medida más importante para un yacimiento productor de hidrocarburos, ya que determina la facilidad con la que fluirá el aceite.

Existen varias definiciones para aceite pesado. El Instituto Americano del Petróleo (API) sugiere una definición de aceites basada en su densidad, en la que los aceites pesados son aquellos con densidades entre 22.3 y 10.1 °API, y el aceite extra-pesado es aquel crudo con densidades menores a 10°API.

Los aceites pesados son considerados actualmente una fuente importante de energía alterna, debido a que constituyen una de las reservas más grandes de combustibles fósiles aún no explotados. La extracción in-situ de aceite pesado y bitumen requiere técnicas mejoradas de producción de aceite para reducir en gran medida la viscosidad del aceite para producirlo a gastos económicos.

La recuperación total que puede ser obtenida antes de los métodos IOR generalmente no excede el 6.8% del aceite original en el lugar.

El principal obstáculo para explotar un yacimiento de aceite pesado es su alta viscosidad a condiciones de yacimiento, pero ésta puede ser reducida por medio de métodos térmicos, que consisten básicamente en aumentar la temperatura del yacimiento para la disminución de la viscosidad.

La disminución dramática en la viscosidad del aceite pesado con el aumento de la temperatura hace a los métodos de recuperación térmica, tales como la inyección de vapor, la inyección cíclica, la combustión in-situ y mas procesos de Inyección de Vapor Asistido por Drene Gravitacional (SAGD) las elecciones más provisorias. Sin embargo, los métodos térmicos no son universalmente aplicables a altas viscosidades de yacimientos de aceite pesado.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

La extracción de vapor (VAPEX) es un método de recuperación mejorada de aceite para la obtención de aceite pesado in-situ y bitumen. Un solvente (metano, etano, propano, butano) es inyectado dentro de un pozo inyector horizontal donde se difunde y se mezcla en la fase bitumen/aceite pesado, reduciendo la viscosidad del aceite por la transferencia de masa y los efectos de fase. Adicionalmente al inyectar vapor se genera calor necesario para incrementar la reducción de la viscosidad.

El interés en el proceso de extracción de vapor (VAPEX) para la recuperación de aceite pesado y bitumen ha crecido considerablemente como una alternativa viable. La presencia de capa suprayacente de gas y/o acuífero inferior, zonas de baja productividad, baja conductividad térmica, alta saturación de agua, pérdidas de calor no aceptables para sobrecargar formaciones, etc., son algunas limitaciones en las técnicas térmicas, las cuales pueden ser superadas potencialmente con la implementación de la extracción de vapor.

El proceso básico de VAPEX consiste en inyectar solventes de hidrocarburos vaporizados (de bajo peso molecular) dentro del yacimiento, a través de un pozo inyector horizontal. Los solventes son disueltos inicialmente en el aceite alrededor del pozo inyector, hasta presentarse la irrupción del aceite diluido en el pozo horizontal, colocado verticalmente debajo del inyector.

En términos de consideración de energía, se ha reportado que el VAPEX sólo necesita una fracción de energía utilizada por el SAGD. Además, el VAPEX tiene un pequeño capital inicial de requisitos comparados con el SAGD, en el cual el 30% del capital de inversión va dirigido hacia el equipo de generación de vapor.

Es importante el estudio de nuevas tecnologías y/o el mejoramiento de las técnicas antiguas aplicadas a la extracción de crudos pesados, ya que se debe de redoblar esfuerzos en cuanto a la explotación comercial de hidrocarburos no convencionales, los cuales, por la magnitud de sus acumulaciones representan hoy en día la fuente de energía capaz de compensar la declinación en la producción de hidrocarburos convencionales.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES

Si bien la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan como se comportará un yacimiento, la densidad y la viscosidad del aceite son las propiedades de los fluidos que dictan el enfoque de producción que tomará una compañía petrolera.

Los petróleos crudos exhiben un amplio rango de densidades y viscosidades. La viscosidad a la temperatura del yacimiento es generalmente la medida más importante para una compañía productora de hidrocarburos, ya que es la medida de la facilidad con que fluirá el aceite.

La viscosidad varía en gran medida con la temperatura, mientras que la densidad varía ligeramente al someterse a un calentamiento. Sin embargo, la densidad es el parámetro más utilizado para clasificar los petróleos crudos en la industria petrolera.

La densidad de los aceites usualmente se maneja en grados API (American Petroleum Institute, por sus siglas en inglés) y puede variar desde 4 °API para el bitumen hasta los 70 °API para los condensados.

La densidad API se puede obtener a partir de la densidad relativa del aceite con la siguiente expresión:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (1.1)$$

Donde

γ_o = densidad relativa del aceite a condiciones estándar.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1.2)$$

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

En la tabla 1 se muestra la clasificación de los aceites crudos de acuerdo a su densidad relativa y en grados API.

Clasificación de Aceites Crudos		
Aceite Crudo	Densidad en °API	Densidad en [gr/cm ³]
1. Extra Pesado	<10	>1.0
2. Pesado	10-22.3	1.0-0.92
3. Mediano	22.3-31.1	0.92-0.87
4. Ligero	31.1-39	0.87-0.83
5. Súper Ligero	>39	<0.83

TABLA 1 CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES CRUDOS DE ACUERDO A SU DENSIDAD API.

1.2 ACEITE PESADO

El departamento de energía de los Estados Unidos define al petróleo pesado como aquel que presenta densidades API desde los 10 a los 22.3 °API y al extra pesado al que presenta densidades menores a los 10 °API. El Instituto Americano del Petróleo (API) sugiere una definición de aceites basada en su densidad. Entonces los aceites pesados son aquellos con densidad entre 920 y 1010 kg/m³ (<10 °API). Como se muestra en la figura 1.

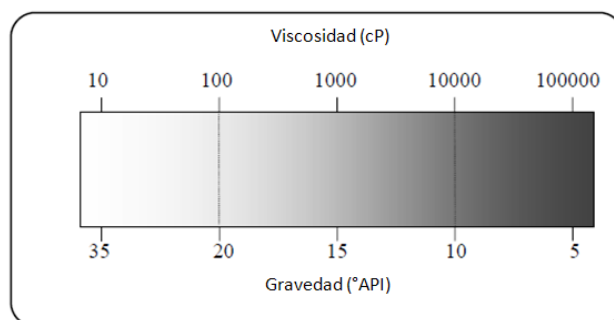


FIGURA 1 CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES CRUDOS.

Para fines prácticos, los aceites pesados también se clasifican de acuerdo a su viscosidad a condiciones de yacimiento como se muestra en la figura 2.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

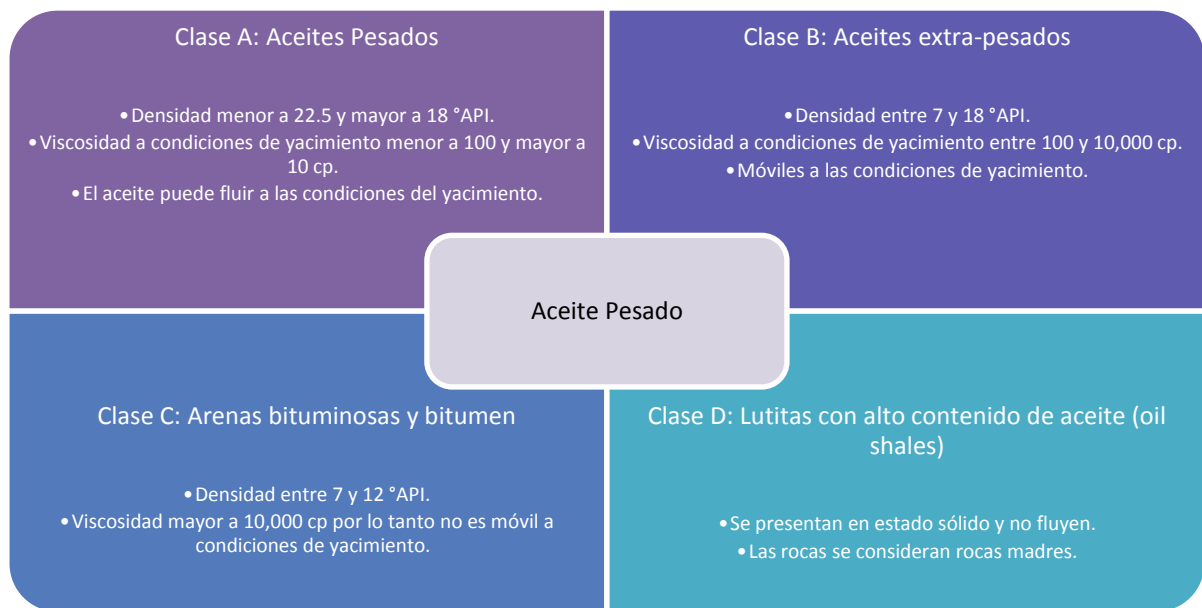


FIGURA 2 DIAGRAMA DE LA CLASIFICACIÓN DE ACEITE PESADO.

1.3 IMPORTANCIA DE LOS ACEITES PESADOS EN EL MUNDO

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y caros de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Las fracciones de crudo más livianas y menos densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas.

Con la demanda y los altos precios del petróleo, y ante la declinación de la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo pesado. El petróleo extrapesado y el bitumen conforman aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales de mundo, que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles, como se muestra en la figura 3.

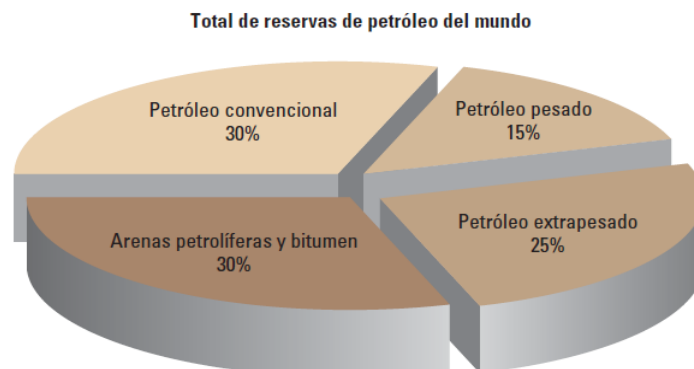


FIGURA 3 TOTAL DE RESERVAS DE PETRÓLEO DEL MUNDO.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

El aceite pesado promete desempeñar un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera y muchos países están tendiendo a incrementar su producción, revisar las estimaciones de reservas, comprobar las nuevas tecnologías e invertir en infraestructura, para asegurarse de no dejar atrás sus recursos de petróleo pesado.

El bitumen se localiza en varias partes del mundo, como Canadá, Venezuela, y Rusia, siendo los principales países con reservas de aceite pesado. Sin embargo, existen más países productores de petróleo que cuentan con menor número de reservas de aceite pesado, como lo muestra el siguiente mapa (figura 4).



FIGURA 4 MAPA DE RESERVAS DE ACEITE PESADO.

1.4 RECUPERACIÓN PRIMARIA, SECUNDARIA Y MEJORADA¹

La vida productiva de un yacimiento se puede clasificar en tres etapas, dependiendo de la energía que éste tenga. Al inicio de la explotación, el yacimiento tiene la energía suficiente para producir por sí solo, sin embargo, con el tiempo sufre un abatimiento de presión, es decir, una pérdida de energía. Para continuar con la explotación del yacimiento es necesario proporcionarle energía adicional, ya sea al pozo para elevar el fluido a la superficie, o bien al yacimiento por medio de la inyección de algún fluido para el mantenimiento de presión.

¹ Paris de Ferrer, Magdalena. "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos". 2ª edición, Ediciones Astro Dala. Maracaibo, Venezuela, 2001.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Cuando la energía se aplica al pozo, se tiene un sistema artificial de producción. En cambio cuando se le proporciona energía al yacimiento se llama recuperación secundaria.

Los procesos de recuperación mejorada surgieron de la necesidad de incrementar la eficiencia de recuperación de hidrocarburos, que por medios convencionales y de recuperación secundaria logran extraer entre 20 y 50% del aceite contenido en el volumen poroso, lo cual indica que un gran porcentaje de aceite queda en la formación.

El criterio utilizado para realizar la clasificación de los métodos de recuperación de aceite es el de fuente de energía, utilizando un análisis detallado de las reservas producidas del yacimiento.

- *Recuperación Primaria.* Resulta de la utilización de las fuentes de energía natural presentes en los yacimientos para el desplazamiento del aceite hacia los pozos productores.
- *Recuperación Secundaria.* Se inyecta un fluido al yacimiento para proporcionarle la energía necesaria para producir, el objetivo principal es mantenimiento de presión, en esta etapa no se alteran las propiedades del sistema roca-fluidos.
- *Recuperación Terciaria o Mejorada.* En esta etapa se aplica algún método para cambiar las propiedades del sistema roca-fluido, y obtener una recuperación adicional.

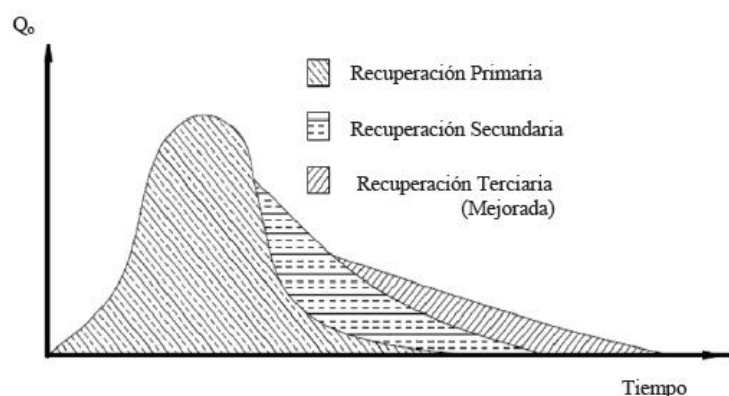


FIGURA 5 DIAGRAMA DE RECUPERACIÓN MEJORADA.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

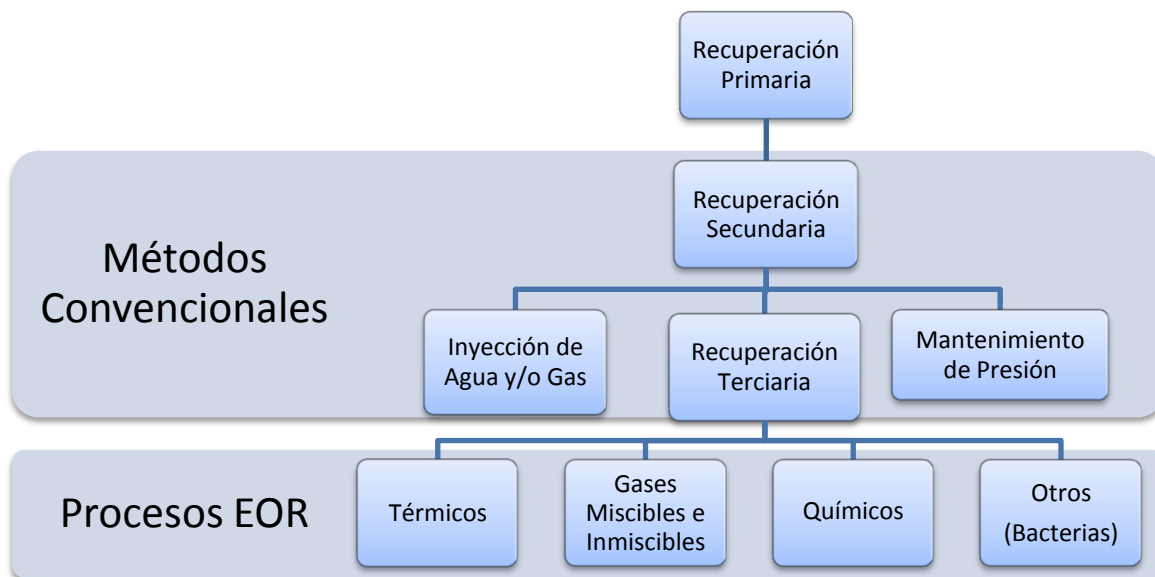


FIGURA 6 DIFERENTES PROCESOS DE RECUPERACIÓN DE ACEITE (SEGÚN SATTER Y THAKUR).

1.4.1 RECUPERACIÓN PRIMARIA

La eficiencia del desplazamiento del aceite en la etapa de recuperación primaria depende de las propiedades del sistema roca-fluidos y de los mecanismos de empuje que existan en el yacimiento petrolero. Estos mecanismos son: (1) Expansión del gas disuelto, (2) Fuerzas gravitacionales, (3) Empuje hidráulico, y (4) Fuerza expulsiva debida a la compactación de las rocas del yacimiento pobremente consolidadas (Expansión de la roca y de los fluidos). Estos mecanismos en el yacimiento pueden actuar simultáneamente o en forma secuencial, dependiendo de la composición y de las propiedades del yacimiento.

Un aspecto común en todos los mecanismos de recuperación primaria es el hecho de que para que los mismos actúen debe existir una reducción de presión en el yacimiento; por esta razón, cuando en algún momento de la vida de un yacimiento se inicia un proceso de inyección de fluidos que mantiene total o parcialmente según el grado de mantenimiento de presión, un mecanismo primario por uno de recuperación secundaria o adicional, basado principalmente en el desplazamiento inmiscible del fluido en el yacimiento por el fluido inyectado.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

1.4.2 RECUPERACIÓN SECUNDARIA

El mecanismo general de la recuperación secundaria de aceite es el desplazamiento de los hidrocarburos a los pozos productores y es debido a la diferencia de presión entre el yacimiento y la presión de los pozos productores.

La recuperación secundaria puede consistir en el mantenimiento de presión o en un barrido de aceite por inyección de agua y/o gas en un arreglo de pozos, las operaciones efectuadas a escala de pozo, no se consideran como procesos de recuperación mejorada.

El decaimiento de la presión en el yacimiento durante la recuperación primaria puede ser restaurado parcialmente inyectando gas al yacimiento. Los métodos de inyección de gas pueden ser subdivididos en tres categorías: (a) Restauración de presión, (b) Mantenimiento de presión y (c) Manejo de gas, dependiendo del camino a elegir, el gas se inyecta al yacimiento.

1.4.3 RECUPERACIÓN MEJORADA

La recuperación mejorada de aceite, EOR (Enhanced Oil Recovery) se refiere a todos los procesos utilizados para recuperar más aceite de un yacimiento del que se lograría por métodos primarios. En su mayoría consisten en inyección de gases o químicos líquidos y/o en el uso de energía térmica. Entre los primeros, los más utilizados son: los hidrocarburos gaseosos, el CO₂, el nitrógeno y los gases de combustión. Entre los químicos líquidos se incluyen polímeros, surfactantes e hidrocarburos solventes y, finalmente, los procesos térmicos típicos se refieren al uso de vapor o agua caliente, o bien, a la generación in situ de energía térmica mediante la combustión de aceite en la roca del yacimiento.

Los objetivos de la Recuperación Mejorada (Enhanced Oil Recovery, EOR) son adicionar energía al yacimiento, además de incrementar la movilidad del aceite a través de la reducción de su viscosidad o disminuir la tensión interfacial entre los fluidos desplazantes y el aceite.

Los fluidos inyectados y los procesos de inyección complementan la energía natural presente en el yacimiento para desplazar el aceite hacia un pozo productor. Además, los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca-fluido, debido, posiblemente, a mecanismos físicos y químicos y a la inyección o producción de energía térmica, a fin de crear condiciones

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

favorables para la recuperación del aceite. Tales interacciones pueden dar lugar a una disminución de la tensión interfacial, hinchamiento del aceite, reducción de su viscosidad, modificación de la mojabilidad o comportamiento favorable de las fases.

Los procesos EOR se han usado como una continuación de la recuperación secundaria, por lo que se les ha denominado procesos de recuperación terciaria. Sin embargo, en el caso de aceites muy viscosos y lutitas, con muy poca o ninguna recuperación primaria ni secundaria, EOR se referirá a las técnicas de recuperación de aceite empleadas desde el comienzo de la vida productiva del yacimiento, es decir, que no se restringen a una fase en particular: primaria, secundaria o terciaria. En otras palabras, el término se utiliza para eliminar la confusión entre el mantenimiento de presión, la recuperación secundaria y la recuperación terciaria. La clasificación de los métodos de recuperación mejorada se muestra en la siguiente figura 7.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

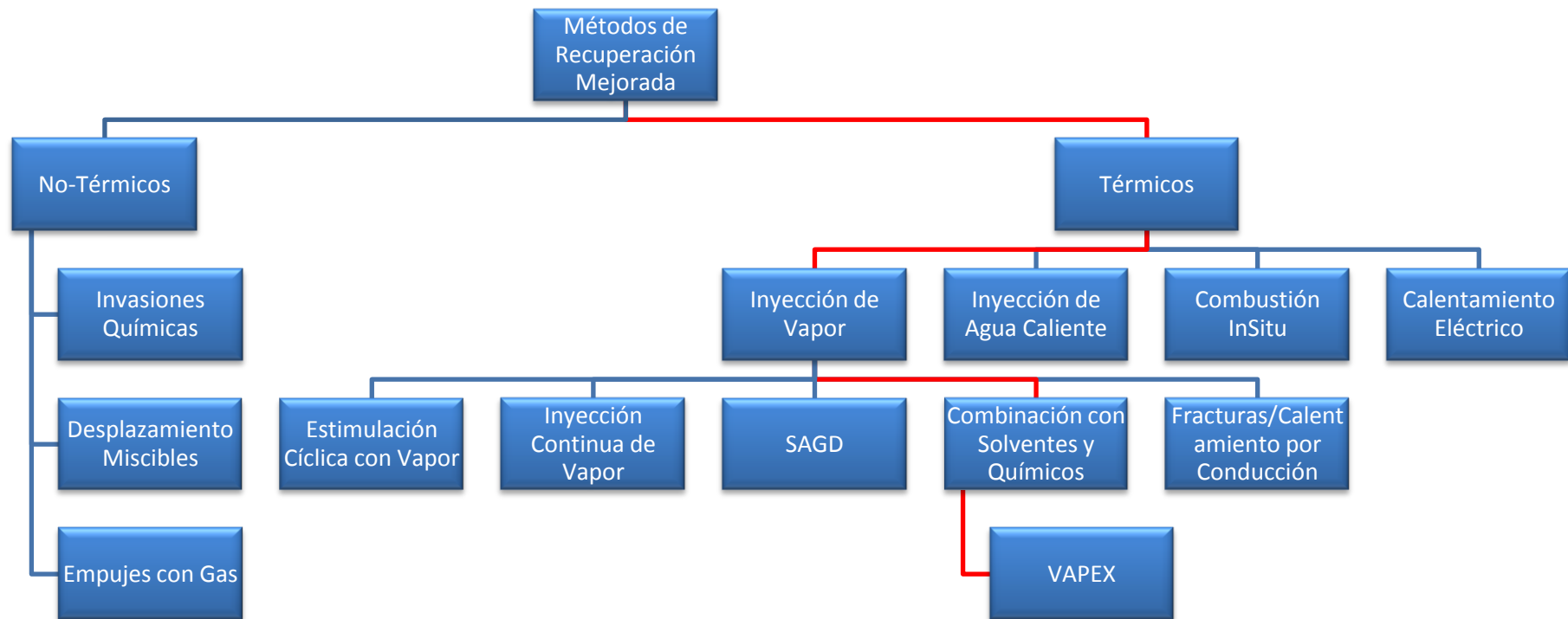


FIGURA 7 CLASIFICACIÓN LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

1.5 CRITERIO DE SELECCIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE ACEITE

El *Criterio de Selección* es una lista de condiciones que se requiere conocer para determinar si el yacimiento cumple con los requisitos para la aplicación de un proceso de recuperación de aceite. Este método ha sido sugerido para todos los métodos de recuperación mejorada de aceite. Datos de proyectos de recuperación mejorada de aceite de todo el mundo han sido examinados y las características del yacimiento y de los aceites óptimos de los proyectos exitosos han sido recopiladas. Se analizaron los resultados y se recopilaron los rangos de densidad °API de los aceites utilizados en los métodos de recuperación mejorada. Estudios realizados en recuperación mejorada concluyeron que la inyección de vapor es el método dominante y que los métodos químicos han declinado, pero el gel y polímeros están siendo usados exitosamente para mejorar el barrido y aislar el agua. Solo la inyección de CO₂ se incrementa continuamente.

De acuerdo a su densidad API, depende la aplicación de los métodos de recuperación, ya sean térmicos, miscibles, polímeros, inyección de gas, vapor, agua, etc., como se muestra en la figura 8.

El criterio de selección es útil para el reconocimiento rápido de yacimientos candidatos antes de hacer costosas descripciones del yacimiento y evaluaciones económicas. Por ejemplo, se ha utilizado el criterio screening de CO₂ para estimar la capacidad de los yacimientos de aceite del mundo en la aplicación de algún tipo de inyección con CO₂. Si solo se considera la profundidad y la densidad del aceite (°API), se obtuvo que el 80% de los yacimientos del mundo sólo calificaron para algún tipo de inyección de CO₂ para incrementar la producción de aceite.

El criterio está basado en el mecanismo de desplazamiento del aceite y resultados de proyectos de campo de recuperación mejorada de aceite. La profundidad, la densidad del aceite y la producción de cientos de proyectores fueron analizadas en gráficas para observar su importancia y distribución relativa de cada método.

Aunque generalmente se encuentran estas etapas en la vida productiva del yacimiento, no es necesario que se presenten en ese orden, es decir, puede haber una recuperación mejorada sin que antes se haya aplicado una recuperación secundaria.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

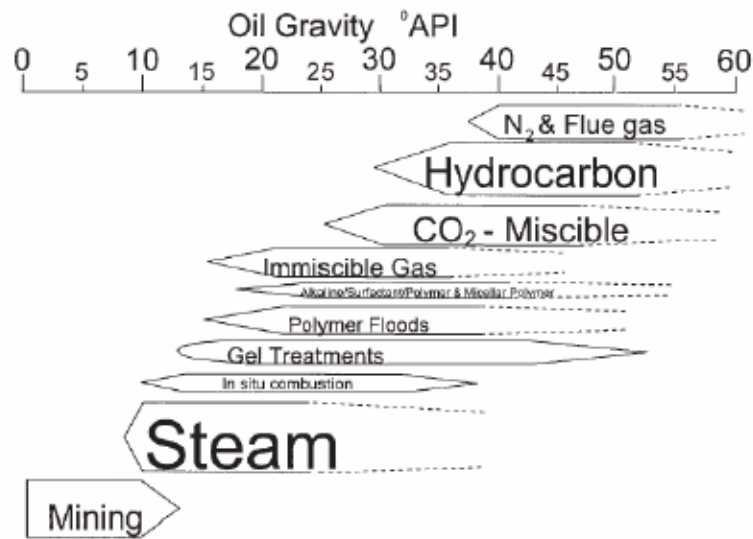


FIGURA 8 SCREENING CRITERIA USADO PARA LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN.

La selección del esquema de recuperación será fuertemente gobernada por las características del yacimiento. Uno de los principales parámetros es la porosidad de la formación, a partir de esta se determinará la cantidad de aceite inicial y por consiguiente la recuperación de aceite. Una manera conveniente de mostrar estos métodos es clasificándolos por su aplicabilidad de acuerdo a la gravedad de los fluidos a producir. La tabla 2 muestra las propiedades del aceite y características del yacimiento que se toman en cuenta para la selección de algún método de recuperación.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA									
	Propiedades del aceite			Características del yacimiento					
Método	Densidad (°API)	Viscosidad (cp)	Composición	Saturación de aceite (%)	Tipo de formación	Espesor Neto (ft)	K Promedio (md)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Métodos de Inyección de Gas (Miscible)									
Nitrógeno y gases de combustión	>35-48	<0.4'-0.2'	Alto % de C1 a C7	>40-75	Arenas o Carbonatos	Delgado a menos exista inclinación	NC	>8 000	NC
Hidrocarburos	>23-41	<3'-0.5'	Alto % de C2 a C7	>30-80	Arenas o Carbonatos	Delgado a menos exista inclinación	NC	>4 000	NC
Dióxido de Carbono	>22-38	<10'-1.5'	Alto % de C5 a C12	>20-55	Arenas o Carbonatos	Amplio Rango	NC	>2 500	NC
Gases inmiscibles	>12	<800	NC	>35-70	NC	NC si es inclinado y/o existe una buena Kv	NC	>1 800	NC
Flujo de Agua (Mejorada)									
Micelar/Polímeros, ASP y Flujo Alcalino	>20-35	<35'-13'	Ligeros, intermedios, algunos ácidos orgánicos para flujos alcalinos	>35-53	Preferible Arenas	NC	>10-450	>9 000-3250'	>200-80'
Flujo de Polímeros	>15	<150 >10	NC	>50-80	Preferible Arenas	NC	>10-800'	<9 000	>200-140'
Térmico/Mecánicos									
Combustión	>10-18	<5 000-1 200	Algunos componentes asfálticos	>50-72	Arenas de alta porosidad	>10	>50	<11 500-3 500'	>100-135
Vapor	>8-13.5	<200 000-4 700	NC	>40-68	Arenas de alta porosidad	>20	>200-2 540	<4 500-1 500'	NC
NC = No Crítico, * =3 md de algunos yacimientos carbonatados si la intención es barrer solo el sistema de fracturas.									

TABLA 2 RESUMEN DE CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Cada aceite pesado, extrapesado y bitumen posee su propia relación de temperatura-viscosidad, pero todos siguen la tendencia mostrada en la figura 9, reduciéndose la viscosidad al aumentar la temperatura.

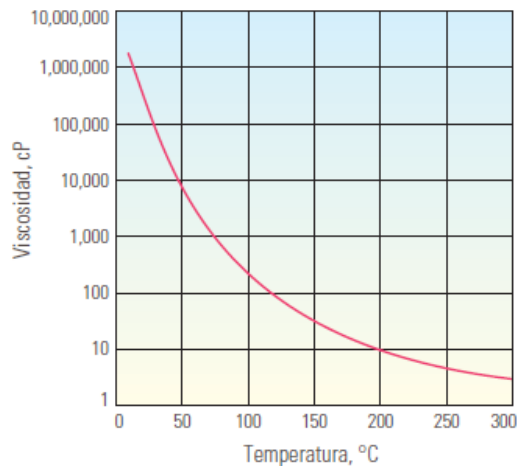


FIGURA 9 RELACIÓN ENTRE LA VISCOSIDAD Y LA TEMPERATURA DE LOS ACEITES PESADOS.

1.5.1 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN PARA LA EVALUACIÓN DE ESCRUTINIO DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Hoy en día, existen diferentes softwares en la industria petrolera que, además de seleccionar la técnica más apropiada de procesos EOR, pueden ser usadas para obtener predicciones, estimaciones de factor de recuperación, etc². Algunos de los softwares mencionados son:

- 1) EORgui
- 2) Sword
- 3) SelectEOR™
- 4) Screening 2.0
- 5) IORSys

La metodología de selección incluye 4 aspectos principales:

- Técnica binaria de Escrutinio

Está basada en la comparación de ciertas propiedades de los fluidos y del yacimiento de un campo en estudio con el criterio propuesto por diversos autores a través del tiempo, con el

² Trujillo, M., Mercado D., et. al. "Selection Methodology for Screening Evaluation of Enhanced-Oil-Recovery Methods". SPE 139222. Diciembre, 2010.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

objetivo de determinar cuales métodos de recuperación secundaria son técnicamente factibles para aplicar en este campo.

- Analogías

La evaluación de analogías permite por medio de un razonamiento (basado en la existencia de atributos similares entre dos campos diferentes) definir una aplicación potencial de un proceso de recuperación determinado.

- Estudio de Mercadeo

Permite determinar la probabilidad de la aplicación exitosa de un método particular de recuperación en un campo.

- Predicción Analítica

La metodología usa los modelos analíticos de diferentes autores para determinar los gastos de producción de aceite y el factor de recuperación como resultado del proceso de inyección de vapor.

1.6 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE LOS FLUIDOS

Es necesario realizar un buen análisis de los yacimientos para conocer el comportamiento que se tiene tanto en la roca como el fluido que se encuentra (agua, gas o petróleo) con la finalidad de establecer una mejor alternativa de explotación ya que el objetivo principal de un ingeniero petrolero es recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos.

Para obtener estas propiedades es necesario realizar pruebas de laboratorio PVT (análisis de presión, volumen y temperatura) de los fluidos de formación y de los núcleos que son cortados durante la perforación, así como la utilización de registros geofísicos. Las propiedades de la roca y de los fluidos que son importantes para el diseño de estrategias de EOR se muestran en la figura 10.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

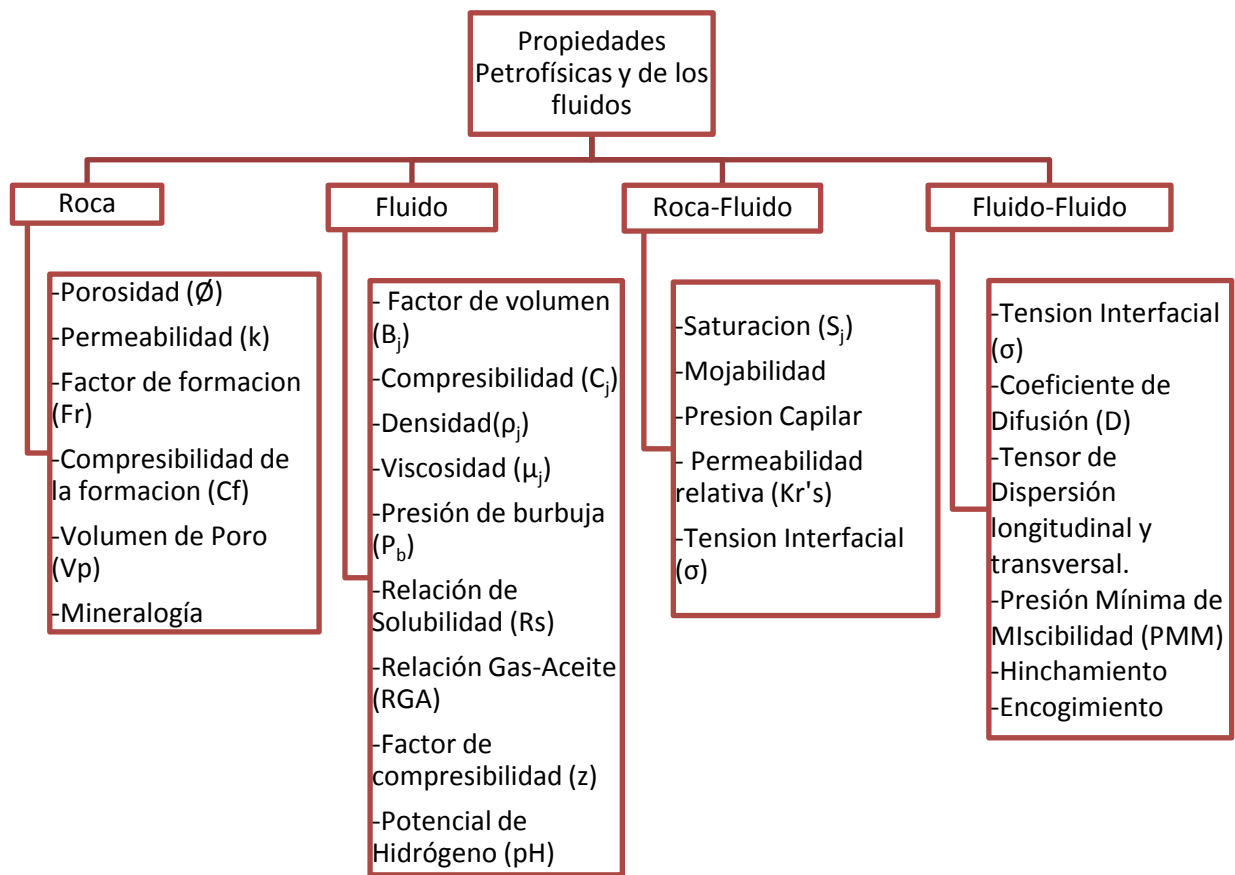


FIGURA 10 CUADRO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE LOS FLUIDOS INVOLUCRADAS EN EL PROCESO VAPEX.

Dentro de las propiedades de los fluidos, la miscibilidad es de vital importancia en el proceso VAPEX, ya que al inyectarse un solvente en fase gaseosa éste se mezclará con el hidrocarburo presente en el yacimiento.³

1.6.1 MISCIBILIDAD

Se dice que dos fluidos son miscibles cuando se pueden mezclar en todas proporciones y todas las mezclas permanecen en una sola fase. Debido a que solo resulta una fase de la mezcla de los fluidos miscibles, no existe una interfase entre ellos y consecuentemente no existe tensión interfacial (TIF) entre los fluidos.

³ Para mayor referencia, consultar "The Properties of Petroleum Fluids", McCain, W.D., 2ª edición, PennWell Books, 1990.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Algunos fluidos de inyección para desplazamientos miscibles se mezclan directamente con los aceites del yacimiento completamente formando una sola fase por lo que se les da el nombre de miscibles de primer contacto.

Otros fluidos usados para la inyección miscible al mezclarse con los fluidos del yacimiento forman dos fases, por lo tanto, no son miscibles de primer contacto. Sin embargo, con estos fluidos existe una transferencia de masa in-situ entre ellos formando una fase desplazante con una zona de transición de composición de fluido de rangos de aceite a composición de fluido inyectado, y todas las composiciones dentro de la zona de transición son miscibles contiguas.

La miscibilidad alcanzada mediante transferencia in-situ de componentes, resultado de contactos repetidos de fluido inyectado y de aceite durante el flujo es llamado de “contactos múltiples” o miscibilidad dinámica.

1.6.2 PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD (PMM)

Al considerar la inyección de un gas, por ejemplo el solvente gaseoso, como método de recuperación mejorada en un yacimiento, la primera propiedad que debe calcularse es la presión mínima de miscibilidad. Esta presión determinará si el gas que se está considerando para inyectarse alcanzará la miscibilidad con el aceite del yacimiento a la presión que éste presenta actualmente. Si la presión actual del yacimiento es mayor a la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) se tendrá un desplazamiento miscible al primer contacto.⁴

Para calcular la PMM se pueden utilizar tanto métodos experimentales como correlaciones matemáticas. Los primeros de ellos la obtienen a través de la medición directa por medio de aparatos de laboratorio que simulan las condiciones del yacimiento. Estos experimentos suelen ser costosos, por lo cual, diversos investigadores han desarrollado correlaciones que permiten obtener una buena aproximación del valor de la PMM en poco tiempo y a un bajo costo.

⁴ Rodríguez Manzo, Luis Enrique. “Inyección de un bache de gas hidrocarburo miscible como proceso de Recuperación Mejorada”. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM. México, D.F. 2009.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Dentro de los métodos experimentales se encuentran los aparatos Slim-Tube y Rising-Bubble. El principal elemento del aparato Slim-Tube es un tubo de acero inoxidable de diámetro pequeño y una longitud grande, en el cual se coloca un empacamiento de arena y otro material sintético que simula la roca del yacimiento. Por otro lado, el aparato Rising-Bubble tiene como característica esencial un tubo de cristal montado verticalmente en una celda a alta presión y con temperatura controlada, que permite visualizar el comportamiento de las fases en dicha celda.

Dado que los procedimientos experimentales son costosos y se requiere de un tiempo considerable para determinar la PMM, varios investigadores han propuesto correlaciones que permiten obtener dicha presión en un tiempo corto y así tener un criterio para determinar inicialmente que yacimientos pueden ser considerados para aplicarles un desplazamiento miscible por inyección de gas.

Existen muchas correlaciones para determinar la PMM, la mayoría de ellas para CO₂ como gas de inyección, pero otras correlaciones son adecuadas para la inyección de gas hidrocarburo como lo son las de Benham, Glaso, Firoozabadi y Eakin.⁵

La figura 11 muestra los valores de PMM para distintas mezclas de baches de hidrocarburos para diferentes temperaturas y presiones.

⁵ Para mayor referencia sobre la Presión Mínima de Miscibilidad, consultar la tesis "Inyección de un bache de gas hidrocarburo miscible como proceso de recuperación mejorada", del autor Luis Enrique Rodríguez Manzo, 2009.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

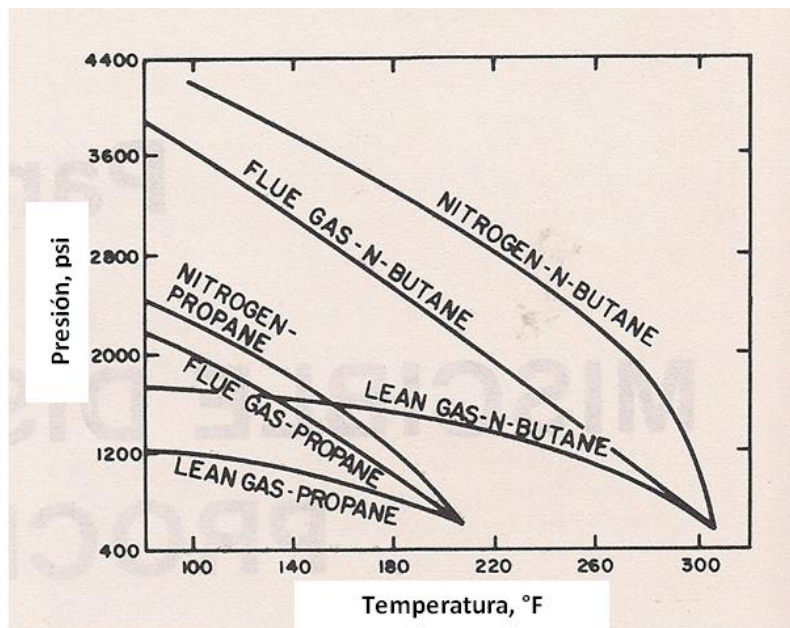


FIGURA 11 VALORES DE PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD PARA COMBINACIONES DE BACHES DE GAS.

1.6.3 DESPLAZAMIENTO MISCIBLE DEL ACEITE DEL YACIMIENTO

Debido a que la mezcla en el aceite y en la zona de transición permanece en una sola fase, tanto en la miscibilidad de primer contacto como en la miscibilidad de contactos múltiples no hay efecto de la permeabilidad relativa entre el solvente y el aceite sobre la eficiencia de recuperación de un desplazamiento miscible. El desplazamiento miscible es igualmente efectivo en rocas mojadas por aceite o por agua, en el volumen del yacimiento donde ambos fluidos entran en contacto.

En el desplazamiento miscible se presenta una zona de transición en el frente de desplazamiento, esta zona de transición se debe a que se presentan las condiciones de miscibilidad entre los fluidos desplazantes y desplazado.

La saturación de los fluidos del yacimiento no desplazados, atrás del frente de desplazamiento, disminuye mucho más rápidamente en el caso de un desplazamiento inmisible. Esta acción es el resultado de la disminución del cociente de viscosidades (viscosidad de fluidos de yacimiento / viscosidad del fluido desplazante).

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Este cociente disminuye mayormente a causa de que el gas llega a ser más viscoso y consecuentemente es un mejor agente desplazante. El aceite en el frente de desplazamiento, también disuelve algo de gas, lo cual disminuye su viscosidad.

También muestra que atrás del frente, el aceite no desplazado, se está enriqueciendo continuamente de componentes intermedios, y como resultado de este intercambio, resulta una disminución de la saturación; este proceso continua por alguna distancia atrás del frente, hasta que esencialmente todos los intermedios son evaporados, y lo que se queda en la fase aceite son los componentes pesados.

Existen algunas ventajas del desplazamiento miscible sobre el inmisible:

- En el primero se presentan un desplazamiento más eficiente en el frente a causa de la mejor razón de viscosidad.
- El enriquecimiento de componentes intermedios, un poco mas allá del frente de desplazamiento, causa que fluya mas aceite y deje una menos cantidad de los fluidos originales.
- Existe un encogimiento del aceite no desplazado, debido al cambio de componentes intermedios al fluido desplazante.

Dependiendo de la composición del fluido del yacimiento y del de inyección, así como de la presión de inyección, la miscibilidad dinámica se divide en tres procesos de desplazamiento figura 12.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

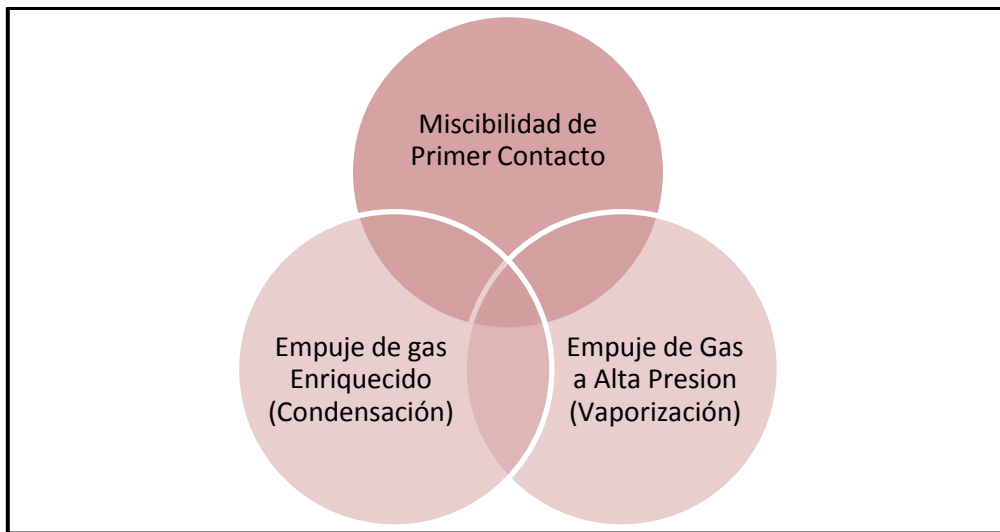


FIGURA 12 PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO DE LA MISCIBILIDAD.

Es importante considerar algunos aspectos que beneficien el desplazamiento de aceite con fluidos a condiciones miscibles como:

- Hinchamiento de aceite al disolverse el gas de inyección
- Reducción de viscosidad del aceite
- Disminución de efectos capilares
- Disminución de efectos capilares

Como efectos adversos en un desplazamiento miscible se pueden mencionar:

- Dispersión
- Digitización
- Canalización del gas de inyección

El concepto de PMM explica la eficiencia de desplazamiento mediante la inyección de gases (CO_2 , N_2 , o gas natural). Entre más cerca este la presión del yacimiento de la PMM, la recuperación de aceite será más alta. En general, la menor PMM se obtiene con CO_2 y la mayor con N_2 .

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

1.7 PROPIEDADES TERMODINÁMICAS DE LOS HIDROCARBUROS

Durante el proceso VAPEX la termodinámica de los fluidos se ve alterada, por lo que es importante conocer el comportamiento de nuestros fluidos dentro del yacimiento (aceite crudo, condensado y agua); en esta sección se dará una breve descripción del comportamiento de fase en la cual se describe las condiciones de temperatura y presión para la cual pueden existir las diferentes fases.

El comportamiento termodinámico de una mezcla natural de hidrocarburos se puede utilizar para poder clasificarlos; tomando como base su diagrama de fases, el cual es una grafica o diagrama (por ejemplo de presión contra temperatura, presión contra volumen específico, densidad contra temperatura, presión contra composición, temperatura contra composición, etc.) que presentan las condiciones bajo las cuales pueden presentarse las diferentes fases de una sustancia.

- **SISTEMA DE UN SOLO COMPONENTE (SUSTANCIA PURA)**

Un componente es el número molecular o especies atómicas que se encuentran presentes en una sustancia. Un sistema de un solo componente está formado totalmente de una clase de átomos o moléculas

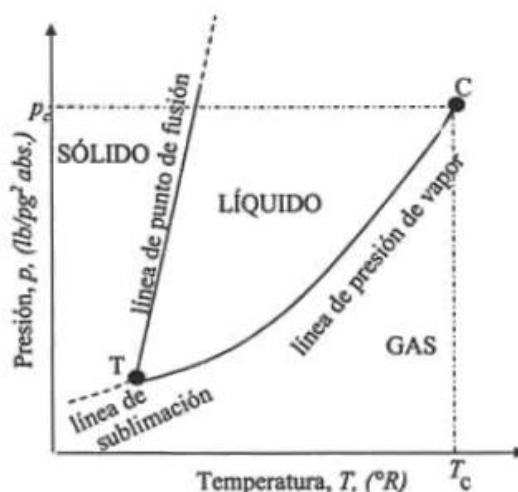


FIGURA 13 DIAGRAMA DE FASE PARA UNA SUSTANCIA PURA.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

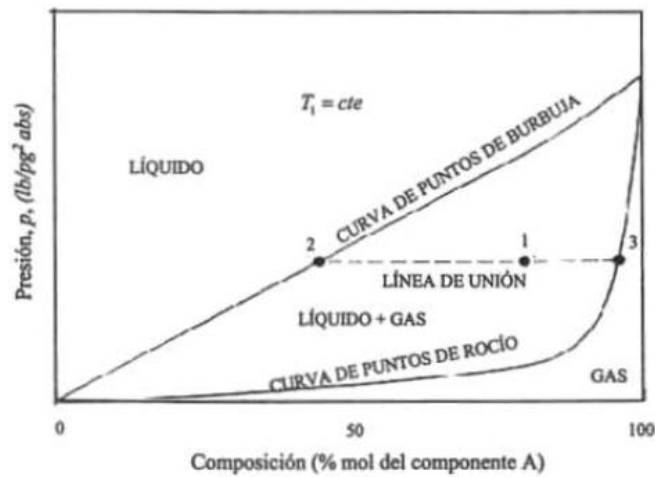


FIGURA 14 DIAGRAMA DE FASE PARA UNA MEZCLA DE DOS COMPONENTES.

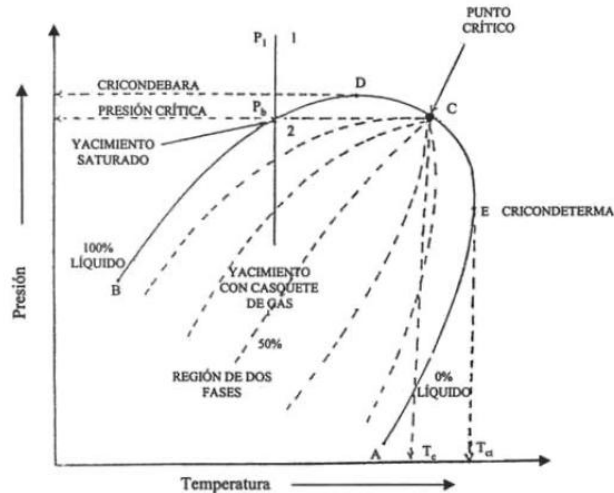


FIGURA 15 DIAGRAMA DE FASE PARA UN SISTEMA MULTICOMPONENTE.

- **CALORES DE TRANSFORMACION Y ENTALPIA.**⁶

Si consideramos una porción de un proceso isotérmico en la región solido-liquido, en la liquido-vapor o en la solido- vapor y hagamos que la transformación se realice en el sentido en que una masa m se transforma de solido a liquido, de liquido a vapor o solido a vapor. El sistema, entonces absorbe calor y el calor latente de transformación se define como la razón del calor absorbido a la masa m que experimenta el cambio de fase.

⁶ F.W.Sears, G.L. Salinger "Termodinámica, teoría cinética y termodinámica estadística" Segunda Edición. Editorial Reverte S.A. 1978

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

(Podemos también definir el calor latente molar de transformación como la razón del calor absorbido al número de moles n que se transforman).

Los cambios de fase están siempre asociados con cambios de volumen, de modo que un cambio de fase siempre el sistema entrega o recibe trabajo (excepto en el punto crítico en que el volumen específico del líquido y del vapor son iguales). Si el cambio de produce a temperatura constante, la presión es constante y el trabajo específico que realiza el sistema es, por lo tanto,

$$w = P(v_2 - v_1) \quad (1.3)$$

Donde v_1 y v_2 son los volúmenes específicos final e inicial. Entonces, por el primer principio, la variación de energía específica es

$$u_2 - u_1 = l - P(v_2 - v_1) \quad (1.4)$$

Esta ecuación puede describirse en la forma

$$l = (u_2 + Pv_2) - (u_1 + Pv_1) \quad (1.5)$$

Como u , P y v son todas propiedades de un sistema, la suma será también una propiedad del sistema y se denomina entalpía específica, designándose con la letra h :

$$h = u + Pv \quad (1.6)$$

La unidad de h es también 1 joule por kilogramo o 1 joule por kilomol. Por consiguiente,

$$l = h_2 - h_1 \quad (1.7)$$

El calor de transformación en cualquier cambio de fase es, por lo tanto, igual a la diferencia entre las entalpías del sistema en las dos fases.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

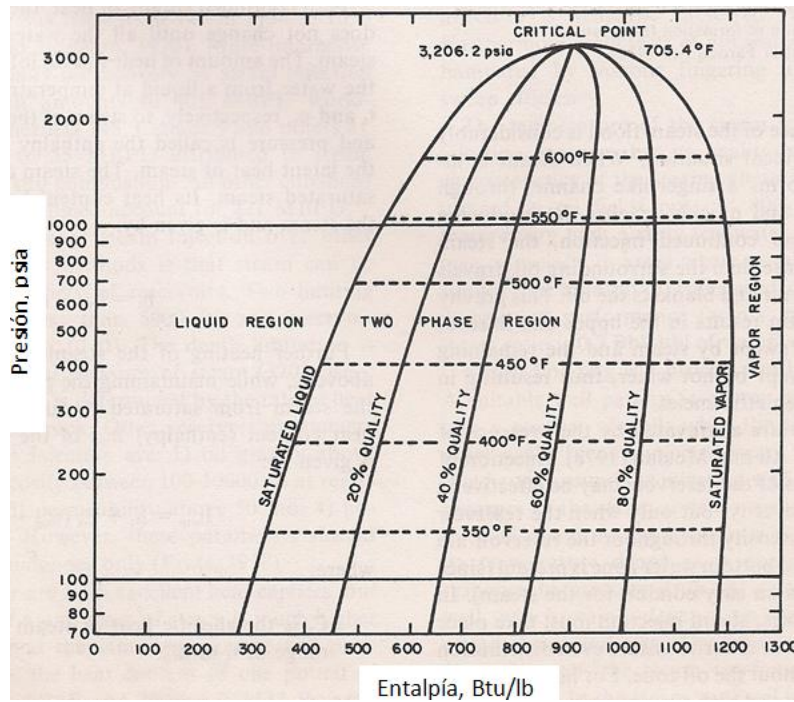


FIGURA 16 CUADRO PRESIÓN-ENTALPÍA PARA VAPOR SATURADO MOSTRANDO LAS LÍNEAS DE CALIDAD DEL VAPOR.

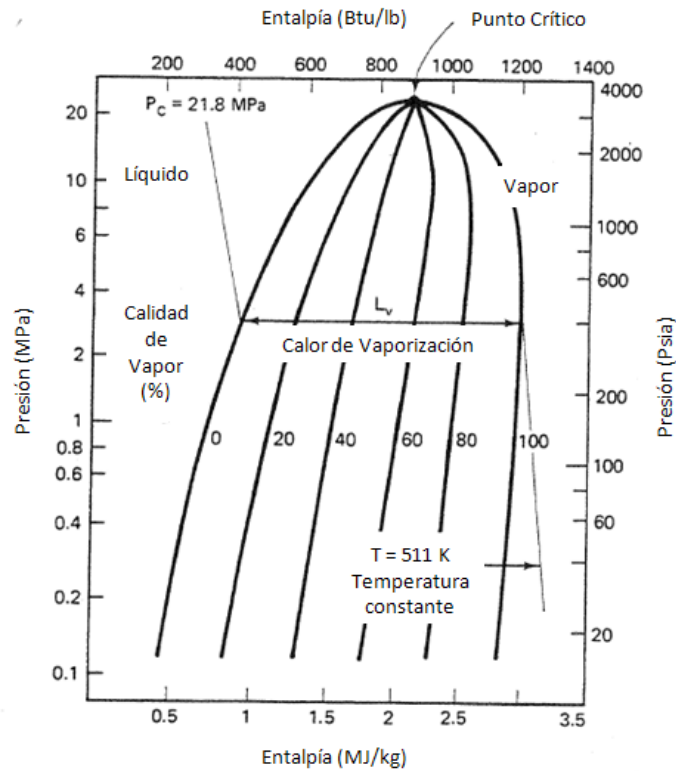


Figura 17 Diagrama Entalpía-Presión para el agua.⁷

⁷ Lake, Larry W. "Enhanced Oil Recovery". Prentice Hall, Nueva Jersey, 1989.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

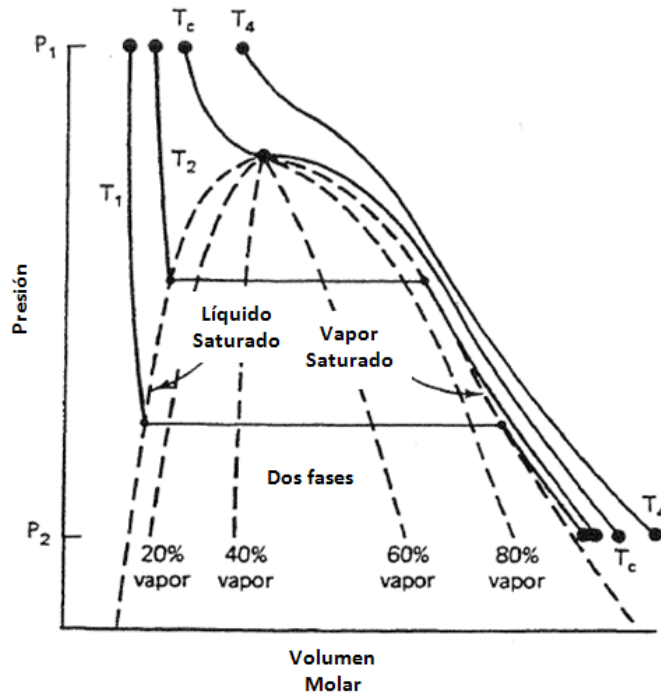


FIGURA 18 DIAGRAMA PRESIÓN-VOLUMEN MOLAR.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

CAPÍTULO 2: REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE

2.1 HISTORIA DEL PROCESO VAPEX

VAPEX (Vapour Extraction, por sus siglas en inglés) o extracción por vapor es el proceso de inyectar un solvente dentro de un yacimiento de aceite pesado (a través de un pozo horizontal) para reducir la viscosidad del aceite pesado vía transferencia de calor.

La idea de usar solvente para producir aceite pesado se deriva de los años 1970 cuando Allen varió el proceso “huff and puff” al alternar vapor y solventes tales como butano y propano. En el año de 1974 Allen y Redford también usaron solvente líquido junto con un gas no condensable y lo inyectaron al yacimiento. En 1979 Nenniger patentó la inyección de gas puro o mezcla de gases en o debajo de la presión de vapor de la mezcla de gases con el fin de recuperar el aceite pesado en el lugar. En ese tiempo él estaba pensando en el dióxido de carbono y el etano como las mejores opciones para el solvente debido a su disponibilidad y su bajo costo. Sin embargo, los gastos de producción desalentadores de estos productos demostraron no ser económicos en la investigación y por lo tanto nunca se trataron en el campo. Faroud Ali en 1973 y Awang en 1980 sugirieron el desplazamiento miscible caliente usando solventes.

Butler y Mokrys publicaron su primer trabajo sobre un solvente para el proceso VAPEX en 1989, en donde propusieron el concepto del proceso e investigaron la recuperación de aceite del Norte del campo Tangleflags en un modelo laboratorio-escala. Desde entonces, se han llevado a cabo extensos experimentos y numerosos estudios para investigar varios aspectos de este proceso. Dichos autores en el mismo año desarrollaron un modelo analítico para la predicción de gastos de drene en el proceso Vapex basado en la suposición de flujo de aceite a lo largo de la interface en la capa delgada de difusión. En este modelo, hay proporcionalidad entre los gastos de drene observados y la raíz cuadrada de la permeabilidad y la altura de drene.

Durante la década de 1990 la investigación del proceso VAPEX se enfocó en realizar experimentos a escala de laboratorio en modelos no porosos (celdas Hele-Shaw) y en el medio

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

poroso (arenas no consolidadas o granos de cristal empaquetados en varios modelos dimensionados). Das y Butler usaron la celda Hele-Shaw para estudiar los efectos de diferentes parámetros (tipo de solvente, permeabilidad, proceso de desasfaltación) en la eficiencia del proceso y gastos de drene estabilizados para sistemas de aceite pesado y bitumen. En 2001 Boustani y Maini usaron la misma propuesta experimental para investigar los roles de difusión y dispersión de convección en este proceso usando la celda Hele-Shaw.

Das y Butler modificaron el modelo propuesto por Butler y Mokrys para incluir el efecto del medio poroso. Confirmaron la necesidad de utilizar alta efectividad de difusión para la predicción de gastos de drene en medio poroso. El modelo modificado conservó la proporcionalidad de raíz cuadrada de los gastos de drene estabilizados con la permeabilidad y altura de drene del medio poroso.

Butler y Jiang en 2000 y Karnaker y Maini en 2003 examinaron el efecto de un aumento en la temperatura de yacimiento. Frauenfeld comparó el proceso VAPEX caliente e híbrido con el proceso VAPEX normal y estableció que el objetivo de aplicar calor fue para establecer comunicación más rápidamente entre los pozos de inyección y de producción así como reducir la viscosidad del aceite cerca del pozo.

Para investigar los efectos de la altura de drene y el tamaño de grano en el desempeño del proceso Vapex, Yazdani y Maini crearon una nueva propuesta para desarrollar un modelo 2D tipo vertical con una geometría cilíndrica en vez de la geometría común rectangular usada previamente por algunos investigadores. La nueva configuración experimental pudo ser usada sobre un rango más amplio de presiones comparadas con los modelos físicos en forma rectangular. A pesar de la diferencia en geometría de la nueva configuración, el procedimiento de operación de los experimentos de Yazdani-Maini fue similar a los estudios previos.

El proceso VAPEX híbrido, donde el vapor y el solvente son co-inyectados o inyectados alternativamente, también se han estudiado. Farouq Alí introdujo la idea en 1976 y Mokrys y Butler compararon el SAGD al solvente añadido con inyección asistida por drene gravitacional con un 30% de reducción en los requisitos de vapor y 99% de recuperación de propano. Debido a los altos puntos de rocío comparados con los hidrocarburos ligeros, Morkrys y Butler también observaron entrapamiento de vapor, a través de un mecanismo denominado auto-sellado, el cual es favorable al reducir la proporción de vapor en el aceite y consecuentemente

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

los requerimientos de energía. Los investigadores en la Universidad de Texas A&M usaron vapor para crear una región caliente limitada a temperaturas de 160-170°C y el vapor fue co-inyectado con propano como solvente. Los resultados muestran que al adicionar algo de propano en el vapor, la capacidad de inyectar vapor es mejorada, los tiempos de inicio disminuyen, la producción aumenta y los requerimientos de energía disminuyen considerablemente.

Desde 2001, ha existido un interés renovado en explorar combinaciones VAPEX, tales como VAPEX caliente y VAPEX híbrido. El VAPEX caliente es aquel proceso donde el solvente se calienta tanto que se condensa en in-situ y el líquido esencialmente altera el aceite pesado/bitumen; también se refiere como un solvente termal de reflujo. El proceso VAPEX híbrido, conocido como VAPEX húmedo, es cuando el solvente se combina con vapor. Ambos procesos aprovechan la transferencia de masa y calor para minimizar la viscosidad tan rápido como sea posible para maximizar los gastos de producción.

Una alternativa al antes mencionado VAPEX-híbrido fue propuesta por Zhao en 2004. Él expuso un proceso híbrido SAGD-VAPEX en el cual el vapor y el solvente fueron inyectados alternativamente, con la misma configuración de proceso del SAGD. En la alternación vapor-solvente (SAS, por sus siglas en inglés *steam alternating solvent*) Zhao encontró que para el mismo gasto de producción de aceite la energía de entrada disminuyó un 18% comparado al SAGD. Él usó un simulador de yacimiento comercial (STARS, CMG S.L.) para simular a condiciones de yacimiento y para comparar el rendimiento del SAS y del SAGD. También encontró que los gastos de producción con el SAS fueron tan altos o aún más altos que un proyecto convencional de SAGD.¹

En las dos pasadas décadas, el proceso VAPEX ha sido estudiado extensivamente en experimentos a escala en laboratorios en modelos no porosos (celdas Hele-Shaw) y modelos con medios porosos (arenas no consolidadas o modelos de grava). En la actualidad, se están trabajando con modelos 3D para estudiar el comportamiento del método en direcciones longitudinal y radial.

¹ James, L.A., Rezaei, N. y Chatzis, I. "VAPEX, Warm VAPEX, and Hybrid VAPEX-The State of Enhanced Oil Recovery for In Situ Heavy Oils in Canada". Petroleum Society 2007-200. Calgary, Alberta, Canadá, 2007.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

2.2 MECANISMO DEL PROCESO VAPEX

El proceso consiste en inyectar solventes de hidrocarburos vaporizados (de bajo peso molecular) dentro del yacimiento, a través de un pozo inyector horizontal, como lo muestra la figura 19.a. Los solventes son disueltos inicialmente en el aceite alrededor del pozo inyector, hasta presentarse la irrupción del aceite diluido en el pozo productor horizontal, colocado verticalmente debajo del inyector (figura 19.b).

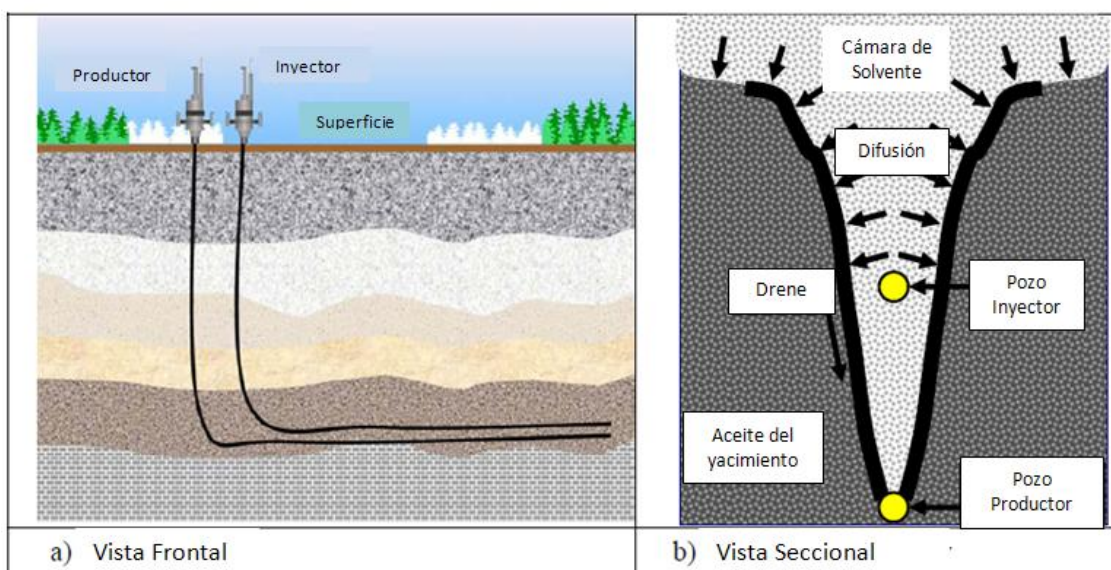


FIGURA 1 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LOS POZOS HORIZONTALES USADOS EN EL PROCESO VAPEX.

El solvente asciende lentamente para formar una cámara de vapor en la matriz de roca agotada sobre el pozo inyector, y se disuelve en el aceite en la interface solvente-aceite diluyendo la mayor parte. Por último, el aceite diluido drena al pozo productor por gravedad. Cuando la cámara alcanza la capa de roca superior, se distribuye hacia los lados hasta alcanzar las fronteras del sistema, entonces, la interface aceite-vapor comienza a descender. El proyecto se continúa hasta caer los ritmos de producción por debajo del límite económico de operación.

El mecanismo del proceso VAPEX se ilustra en la figura 20. Después de la inyección de agua/propano caliente en el yacimiento, se forma una cámara de solvente vapor inicialmente vertical entre el pozo inyector y el pozo productor. Dentro de esta cámara el solvente es

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

reciclado mediante evaporación del aceite diluido drenado el cual es calentado por el agua caliente. El vapor de propano caliente asciende contracorriente al agua drenada y aumenta su temperatura, ya que entra en contacto con el agua caliente cerca de la cima del yacimiento. Entonces se mueve a los extremos de la cámara donde se disuelve en el aceite frío no diluido.

El vapor de la cámara se propaga lateralmente. La interface aceite-solvente se estabiliza por gravedad y adquiere su forma característica de letra "S" para cada mitad de la cámara. El drene es controlado mediante difusión molecular en el aceite a través de los poros irregulares y desviados de la matriz.

La función del agua caliente es doble: calienta al yacimiento y reduce la viscosidad del aceite en el proceso; este calor también libera el propano vapor del aceite caliente drenado para su re-uso en la parte superior de la cámara de vapor.

Aunque el calor es usado en el proceso, la cantidad es pequeña comparada con la requerida para un proceso de inyección de vapor; debido a que las temperaturas son bajas, las pérdidas de calor son inferiores y esto permite las operaciones económicas en el solvente del yacimiento.

El esparcimiento lateral de la cámara de vapor es posible mediante la combinación de transporte continuo de calor al perímetro de la cámara a través del mecanismo de evaporación de solvente y condensación con la remoción continua de aceite diluido por drene gravitacional. La función del solvente (por ejemplo propano) también es doble: diluye el aceite en los extremos de la cámara de solvente y distribuye el calor lateralmente lejos del plano del pozo inyector y productor. Como resultado, una gran extensión de yacimiento puede ser drenado desde un par de pozos inyectores y productores.

El proceso de ebullición de algunos solventes del aceite diluido crea un pequeño gradiente de presión en la fase vapor el cual es suficiente para conducir el solvente re-vaporizado hacia el aceite frío no diluido en el perímetro de la cámara de vapor. Una parte del solvente eventualmente deja la cámara de vapor como gas en solución y gas libre.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Con el fin de maximizar el contacto del solvente vapor con el yacimiento, y por lo tanto el gasto con el cual el aceite puede ser recuperado, ambos pozos deben ser perforados horizontalmente, con el pozo inyector localizado encima del productor.

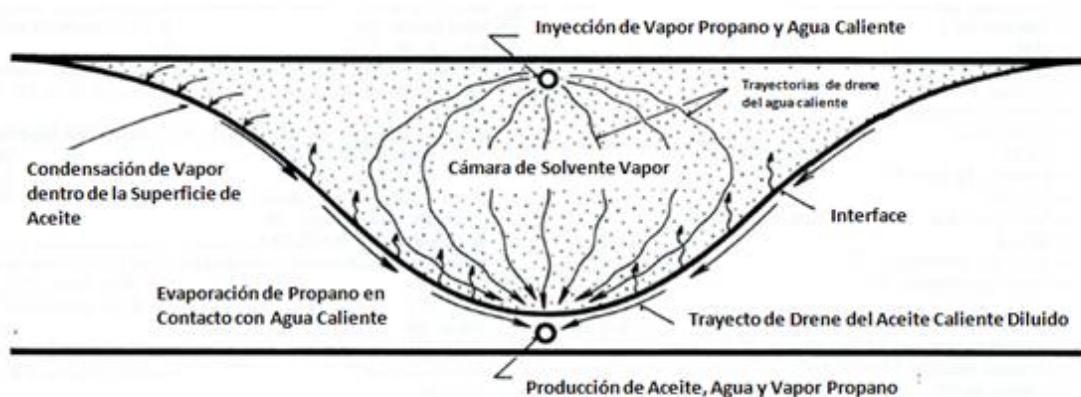


FIGURA 2 MECANISMO DEL PROCESO VAPEX.

El proceso VAPEX es un solvente análogo del SAGD. Usa hidrocarburos ligeros como solvente en vez de calor para reducir la viscosidad del bitumen. Ambos procesos comparten conceptos y configuraciones similares. Usan pozos horizontales, uno para la inyección de solvente o vapor y uno para la producción de aceite. En VAPEX, los hidrocarburos son inyectados para la reducción de la viscosidad del aceite y reemplazo de la porosidad.

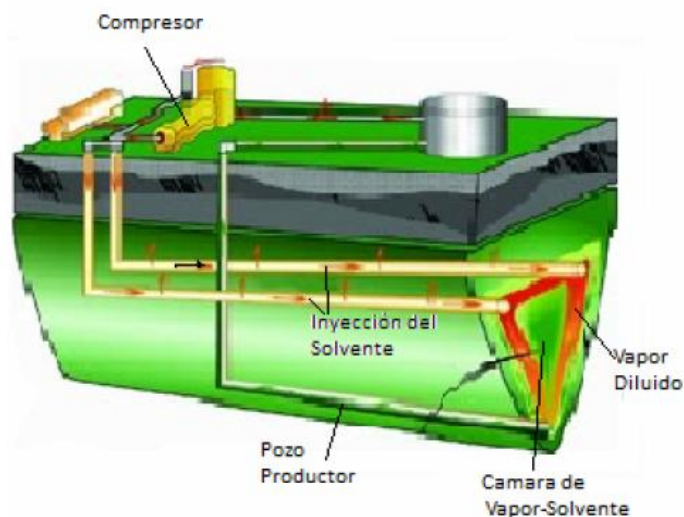


FIGURA 3 ESQUEMA DE LA EXTRACCIÓN DE ACEITE ASISTIDA CON VAPOR (VAPEX).

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

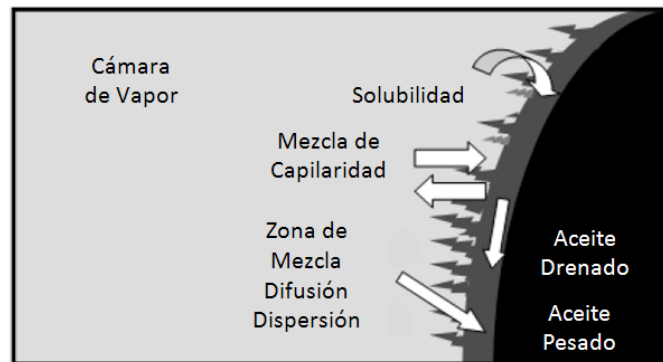


FIGURA 4 ESQUEMA DEL CONCEPTO DEL PROCESO VAPEX.

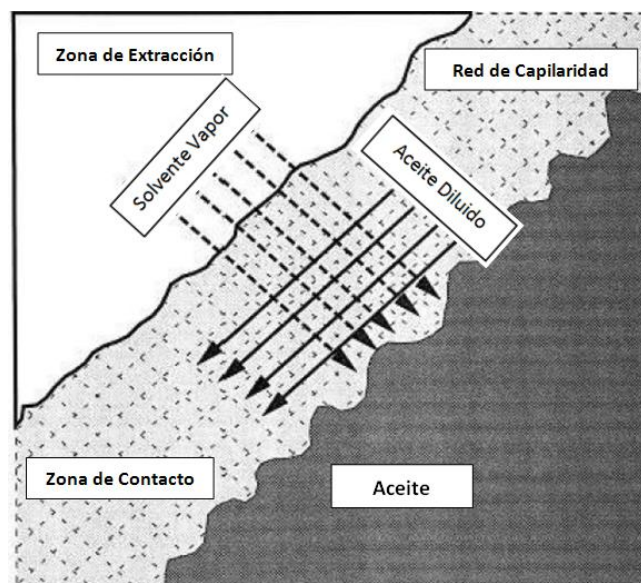


FIGURA 5 VISTA CERCANA DE LA CAPA LÍMITE FORMADA DURANTE EL PROCESO VAPEX.

Teóricamente, el proceso VAPEX puede ser separado en cuatro fases²:

a) *Trayecto de comunicación*

El primer paso en VAPEX es crear comunicación entre los pozos inyector y productor. Esto puede lograrse de diferentes maneras, incluyendo: 1) mediante el calentamiento del aceite alrededor de los pozos, 2) mediante la inyección de solvente dentro de los pozos para diluir el aceite a su alrededor, y/o 3) al circular vapor entre los dos pozos.

²Yin Tam, Sindy Pui. "VAPEX Experiments in an Annular Packing of Glass Beads and the Numerical Simulation of VAPEX using Comsol®". Tesis, Universidad de Waterloo, Ontario, Canadá, 2007.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

b) Fase de aumento de cámara

Después de que se establece la comunicación entre los dos pozos, el solvente es inyectado dentro del yacimiento a través del pozo inyector. El solvente inyectado penetra el aceite viscoso a medida que se eleva a la parte superior del yacimiento y lo diluye. El aceite diluido es entonces drenado mediante la gravedad contra la corriente del solvente vapor. El flujo contracorriente del solvente y el aceite resulta en un alto gasto de producción.

El flujo contracorriente de VAPEX se aplica a yacimientos libres de agua inferior. La idea es tener tanto pozo inyector y productor perforados dentro de la zona de agua y utilizar la alta movilidad del agua para distribuir el solvente vapor a lo largo de la interface agua-aceite. Esto resulta en mantener el flujo contracorriente del aceite y del solvente en todo el ciclo de producción de VAPEX.

c) Fase de esparcimiento en la cámara

Una vez que el solvente alcanza la cima de la formación, la interface aceite-solvente comienza a esparcirse hacia los costados a una velocidad constante. El gasto de producción de aceite es constante durante este periodo de tiempo mientras el proceso VAPEX entra a un estado pseudo-estacionario. Se ha observado que el gasto de producción durante la fase de esparcimiento de la cámara fue 2-3 veces más bajo que la fase de aumento de cámara. La fase de esparcimiento en la cámara es muy importante para el VAPEX ya que aporta el 80-90% del tiempo de producción en VAPEX. Este fenómeno termina una vez que la interface alcanza la frontera del yacimiento y la fase de disminución de la cámara comienza.

d) Fase de disminución de la cámara

Mientras la interface de aceite-solvente alcanza la frontera del yacimiento, el yacimiento se agota verticalmente. El gasto de producción comienza a declinar lentamente hasta que la producción no sea económicamente viable.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

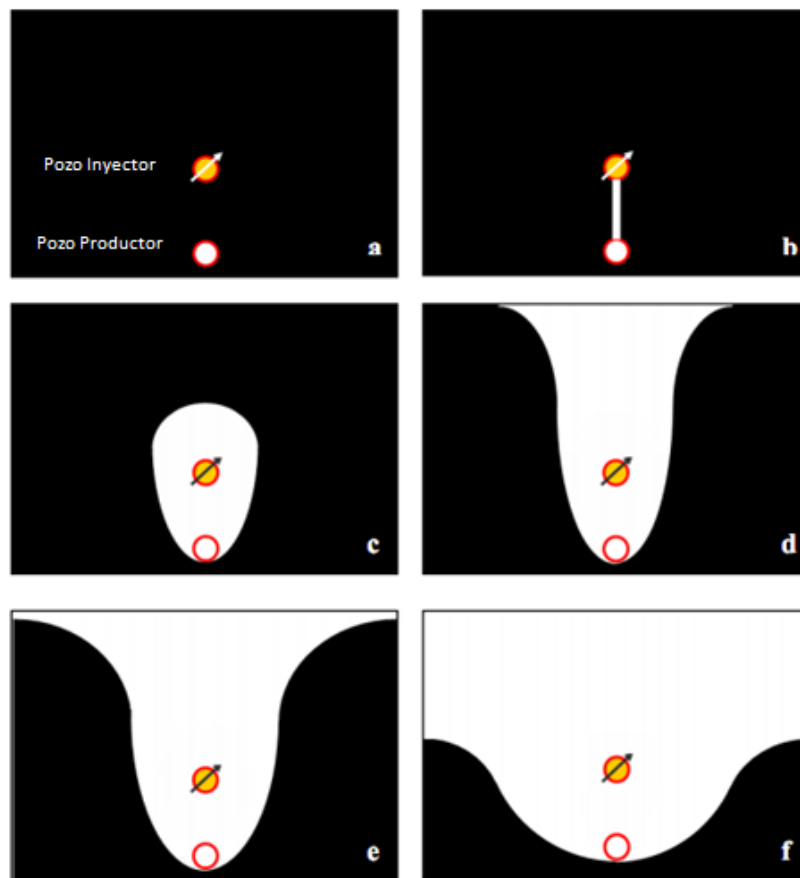


FIGURA 6 ESQUEMA DEL PROGRESO EN UN PROCESO TÍPICO VAPEX: (A) CONFIGURACIONES DEL POZO, (B) FASE DE COMUNICACIÓN, (C) AUMENTO DE CÁMARA, (D) ESPARCIMIENTO EN LA CÁMARA, (E) DISMINUCIÓN DE LA CÁMARA, Y (F) YACIMIENTO AGOTADO.

El fenómeno ocurrido dentro del yacimiento, cuando se inyecta el solvente es similar al proceso ya existente de desasfaltación de aceites, empleado en refinerías petroleras para recuperar fracciones bastante pesadas de crudo. Al inyectar solventes de hidrocarburos livianos (tales como etano, propano, butano, etc.), éste se disuelve con los hidrocarburos que le son afines. Los asfaltenos que componen el crudo pesado son insolubles a éste, y por lo tanto precipitan. Como resultado se obtiene un crudo mejorado mezclado con un solvente que es volátil a condiciones ambientales, y por lo tanto se separan fácilmente para reciclar el solvente.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

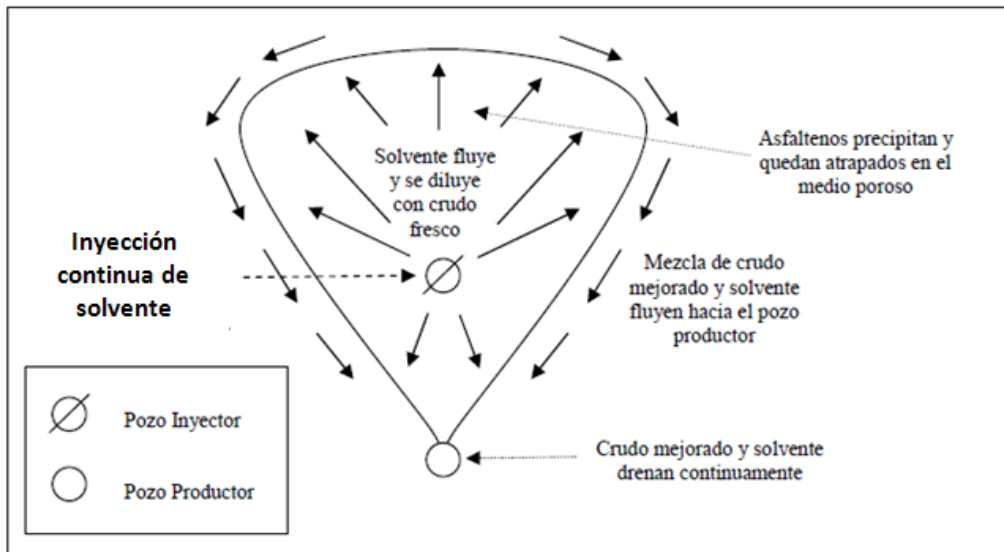


FIGURA 7 ANALOGÍA DEL PROCESO VAPEX A LA CÁMARA DE VAPOR DEL PROCESO SAGD.

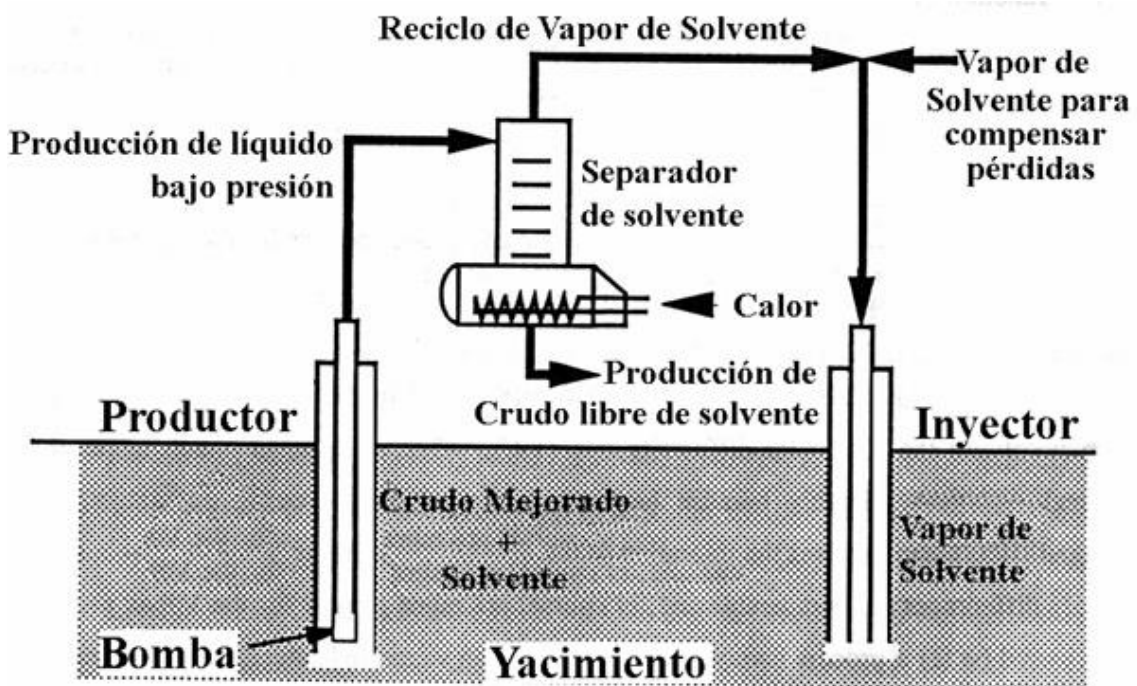


FIGURA 8 DIAGRAMA DEL PROCESO VAPEX.

2.3 MODELO ANALÍTICO DEL PROCESO VAPEX

Basado en la teoría de flujo-película, análogo al proceso SAGD, Butler y Mokrys (1989) elaboraron el primer modelo analítico para determinar el gasto de drene estabilizado en el proceso Vapex. Este modelo fue desarrollado al combinar la segunda ley de Fick de difusión y

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

la ecuación de Darcy de flujo en las ecuaciones de balance de masa y momento. En el desarrollo de este modelo, se supuso que la transferencia de masa del solvente en el aceite ocurre bajo una condición de estado pseudo-estacionario, y que la interface soluto-solvente se mueve a una velocidad constante en la dirección x. El gasto de drene estabilizado en este modelo fue definido como el gasto de aceite, el cual ocurre después de que la cámara de solvente es completamente creada.

$$Q = \sqrt{2kg\phi\Delta S_o h N_s} \quad (2.1)$$

donde

$$\Delta S_o = S_{oi} - S_{or} \quad (2.2)$$

$$N_s = \int_{c_{\min}}^{c_{\max}} \frac{\Delta\rho(1-c_s)D}{\mu c_s} dc_s \quad (2.3)$$

N_s = número Vapex adimensional el cual depende de las propiedades físicas del sistema solvente-aceite y el coeficiente de transferencia de masa.

q = gasto estabilizado de drene por unidad de espesor (cm^2/s).

k = permeabilidad (cm^2).

g = aceleración debida a la gravedad (cm/s^2).

h = espesor de la zona productora (cm).

ϕ = porosidad, fracción.

ΔS_o = cambio de saturación de aceite de la saturación inicial de aceite en el yacimiento con la saturación de aceite residual en la cámara de vapor, fracción.

C_s = concentración de solvente en cualquier localización en la zona de transición, en fracción volumen.

C_{\min} = mínima concentración de solvente en fracción volumen en la interface entre la zona de transición y la zona virgen de aceite.

C_{\max} = máxima concentración de solvente en fracción volumen en la interface entre la cámara de vapor y la zona de transición.

$\Delta\rho$ = diferencia de densidad entre el solvente puro y la mezcla con concentración C_s (g/cm^3).

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

D_s = coeficiente de difusión del solvente en la mezcla con concentración C_s (cm^2/s).

μ = viscosidad de la mezcla con concentración C_s (cp).

Das y Butler (1998) reemplazaron el término de difusión con el coeficiente de difusión efectiva para la predicción de gastos de drene estabilizados del proceso Vapex en el medio poroso.³

$$D = D_0 \phi^\Omega \quad (2.4)$$

2.4 CELDAS DE DESPLAZAMIENTO

Las celdas de desplazamientos delimitan el volumen de control del proceso. En ellas se empaqueta la arena y se satura, según sea el caso, con crudo, agua y gas, a condiciones de yacimiento. En los ensayos experimentales se intenta simular únicamente el volumen contactado de un yacimiento y no el yacimiento entero.

2.4.1 CELDA HELE-SHAW

Desde su invención (a comienzos siglo XX), las celdas Hele-Shaw han permitido estudiar con profundidad los fenómenos de desplazamiento de los fluidos a través de medios porosos. Este tipo de celda consiste básicamente de dos láminas de vidrio, acrílico u otro material rígido transparente, pegadas herméticamente a ambas caras de un marco delgado de igual tamaño, separadas por una pequeña distancia. La lámina superior tiene un pequeño orificio en su centro por donde se introducen los líquidos a estudiar. Este dispositivo facilita el análisis cualitativo de estos fenómenos debido a que se pueden observar los caminos preferenciales del fluido y apreciar los gradientes de concentración internos en cualquier instante, a diferencia de las celdas convencionales que sólo permiten el análisis de caja negra (es decir, sólo se conocen las entradas y salidas, pero no lo que ocurre adentro).

Es así como cobra interés el desarrollo de un montaje experimental que permita realizar pruebas de inyección de solventes en una celda Hele-Shaw, incluyendo por supuesto, el diseño

³ Ahmadloo, F., Asghari, K., Henni, A., Freitag, N.P. "New Experimental Model Design for Systematic Investigation of Capillarity and Drainage Height Roles in Vapor Extraction Process". SPE Western North American Regional Meeting, Anchorage, Alaska, EUA, 7-11 Mayo, 2011.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

y construcción de la celda. Deben tenerse en cuenta varias consideraciones para el diseño, las cuales incluyen materiales resistentes a la acción de solventes y a las temperaturas y presiones de trabajo. De aquí puede deducirse que el mayor inconveniente se debe a la obtención de un vidrio resistente a la presión de trabajo.

Debido al elevado factor de riesgo y a la complejidad del diseño y construcción de dichos equipos, se establece un procedimiento de desarrollo de la prueba que consta básicamente de dos fases. La primera fase incluye el diseño, construcción y evaluación del montaje experimental y de una celda de baja presión, además del diseño de una celda de alta presión. La segunda fase incluye el resto del desarrollo, que es la construcción y evaluación de la celda de alta presión.

La celda de Hele-Shaw fue diseñada por el ingeniero inglés Henry S. Hele-Shaw a comienzos del siglo XX. Hay un espaciador delgado a lo largo de los bordes internos de las placas para mantenerlas separadas y evitar que el fluido se salga. La idea primordial de este diseño es visualizar a trasluz el fenómeno estudiado.

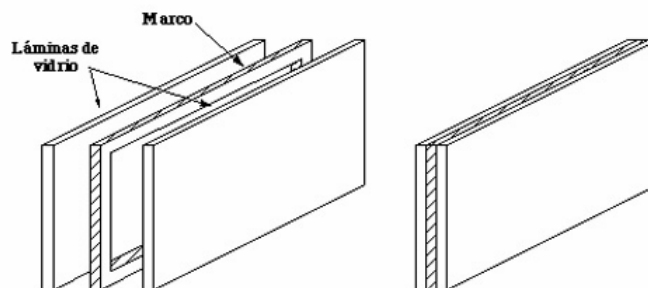


FIGURA 9 PRINCIPIO DE LA CELDA HELE-SHAW.

2.5 REQUERIMIENTOS DEL SOLVENTE PARA LA RECUPERACIÓN VAPEX

La presión y temperatura del yacimiento son las principales consideraciones en las cuales está basada la selección del solvente en el proceso Vapex. A una temperatura dada, la máxima solubilidad del solvente vaporizado en el aceite pesado sucede cerca de su vapor de presión (Das, 1998). A condiciones de campo, para mantener el solvente en fase gaseosa, la presión debe ser menor que la presión de vapor en la temperatura prevaleciente. Esto puede imponer una seria limitación en la presión de operación y aplicabilidad del proceso Vapex en

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

yacimientos con altas presiones. Para superar esta limitación, una mezcla de solvente y un gas no condensable pueden ser inyectados. La composición de los gases inyectados debe ajustarse de manera que la presión parcial del solvente permanezca debajo de su presión de vapor. Bajo estas condiciones, el solvente se diluye en el aceite mientras el gas no condensable mantiene la presión de operación. Se han reportado mezclas de propano/butano como solvente y metano/etano/CO₂/N₂ como gases no condensables.

Al tener una alta presión de vapor, se inyectó etano como solvente en algunos experimentos Vapex. El comportamiento de fase de este solvente bajo ciertas condiciones causó algunos problemas en el desempeño del proceso Vapex. El problema sucede cuando se forman fases líquidas de dos hidrocarburos y la mayoría de los componentes pesados del aceite permanecen en una fase rica de aceite que contiene una porción limitada de etano.

El aceite producido durante la inyección de propano y butano bajo ciertas operacionales resultó ser menos viscoso debido a la desasfaltación. En el caso de la inyección de etano no se reportó este fenómeno.

La función más importante del solvente es reducir la viscosidad del aceite. La transferencia de masa del solvente en el aceite ocurre tanto por difusión y convección en una zona en la cual el aceite se diluye lo bastante para moverse, conocida como la frontera o capa de difusión. La concentración de vapor en aceite estará a un valor máximo en la interface solvente-bitumen.

Detrás de la capa límite, el aceite pesado acumulado tiene una concentración de solvente insignificante y es incapaz para fluir. A lo largo de esta interface, una película de aceite vivo fluye con gravedad. En el medio poroso, el fenómeno poro-escala se complica para la transferencia de masa y el drene gravitacional.

La selección del solvente depende del tipo de componente que se desea remover y de las características de la carga. Los aspectos básicos a considerar son:

1. Selectividad.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

La selectividad mide la afinidad del disolvente con el soluto y con el disolvente. En la medida que tenga más afinidad por el soluto y menos por el solvente, la selectividad será mayor y la separación será más efectiva.

2. Coeficiente de distribución.

Este coeficiente es la relación entre fracción de soluto presente en el refino y fracción de soluto presente en el extracto, durante el equilibrio. Mientras que no es necesario que el coeficiente de distribución sea mayor que 1, los valores más grandes resultan más adecuados, puesto que se requerirá menos disolvente para la extracción.

3. Insolubilidad del solvente.

De la figura 28, para los dos sistemas que se muestran, sólo las mezclas de A y C comprendidas entre D y A se pueden separar mediante el uso de los disolventes B o B', puesto que las mezclas más ricas en C no forman dos fases líquidas con los disolventes. Es claro que el disolvente en la figura (a), el más insoluble de los dos, será el más útil.

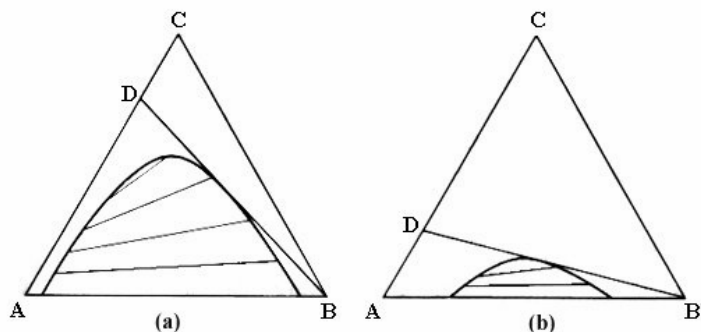


FIGURA 10 INFLUENCIA DE LA SOLUBILIDAD DEL SOLVENTE DE EXTRACCIÓN PARA EL PROCESO.

4. Recuperabilidad.

Siempre es necesario recuperar el disolvente para volverlo a utilizar; generalmente, la recuperación se hace mediante otra de las operaciones de transferencia de masa, con frecuencia por destilación. Si se va a utilizar la destilación, el disolvente no debe formar un azeótropo (mezcla líquida de dos o más componentes que posee un único punto de ebullición constante y fijo, y que al pasar al estado gaseoso se comporta como un compuesto puro, o sea como si fuese un solo componente) con el soluto extraído, las mezclas deben presentar elevada volatilidad relativa, para que la recuperación no sea cara. La sustancia en el extracto,

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

ya sea disolvente o soluto, que está presente en la menor cantidad, debe ser la más volátil, con el fin de reducir los costos de calor. Si el disolvente se debe volatilizar, su calor latente de vaporización debe ser pequeño.

5. Densidad.

Es necesaria una diferencia entre las densidades de las fases líquidas saturadas, cuanto mayor sea la diferencia tanto mejor.

6. Tensión interfacial.

Cuanto mayor sea la tensión interfacial, más rápidamente ocurrirá la coalescencia de las emulsiones, pero será mayor la dificultad para la dispersión de un líquido en el otro.

Generalmente, la coalescencia es muy importante; por lo tanto, la tensión interfacial debe ser alta.

7. Reactividad química.

El disolvente debe ser estable e inerte químicamente frente a los demás componentes del sistema y frente a los materiales comunes de construcción.

8. Viscosidad, presión de vapor y punto de congelamiento.

Deben ser bajos, para facilitar el manejo y el almacenamiento.

El disolvente debe ser no tóxico, no inflamable y de bajo costo.⁴

2.6 PERFIL DE CONCENTRACIÓN DEL SOLVENTE⁵

La distribución de solvente en las fases líquido y gas como función de la posición se puede observar en la figura 29. Con un solvente puro, la concentración de solvente en la cámara de

⁴ Hau Orozco, Jorge Luis. "Diseño, Desarrollo y Evaluación de un Montaje Experimental para Pruebas del Proceso VAPEX en Celdas de Desplazamiento Hele-Shaw". Tesis Universidad Simón Bolívar, 1998.

⁵ Friedrich, K. "Effects of a Non-Condensable Gas on the Vapex Process". Tesis, Universidad de Waterloo, Ontario, Canadá, 2005.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

solvente es constante y su valor máximo, $C_{s, \max}$. Sin embargo, con la presencia de un gas no condensable, la concentración de solvente en la cámara de solvente es función de la posición horizontal (y disminuye mientras z aumenta). En el aceite pesado, detrás del límite de la interface aceite-capa, la concentración de solvente es insignificante. La viscosidad de aceite mínima ocurrirá en el borde de la capa límite, $z = i$. Mientras la viscosidad del aceite disminuye, también lo hace su resistencia al flujo. Por lo tanto, la velocidad máxima de aceite vivo ocurre donde la viscosidad es un mínimo.

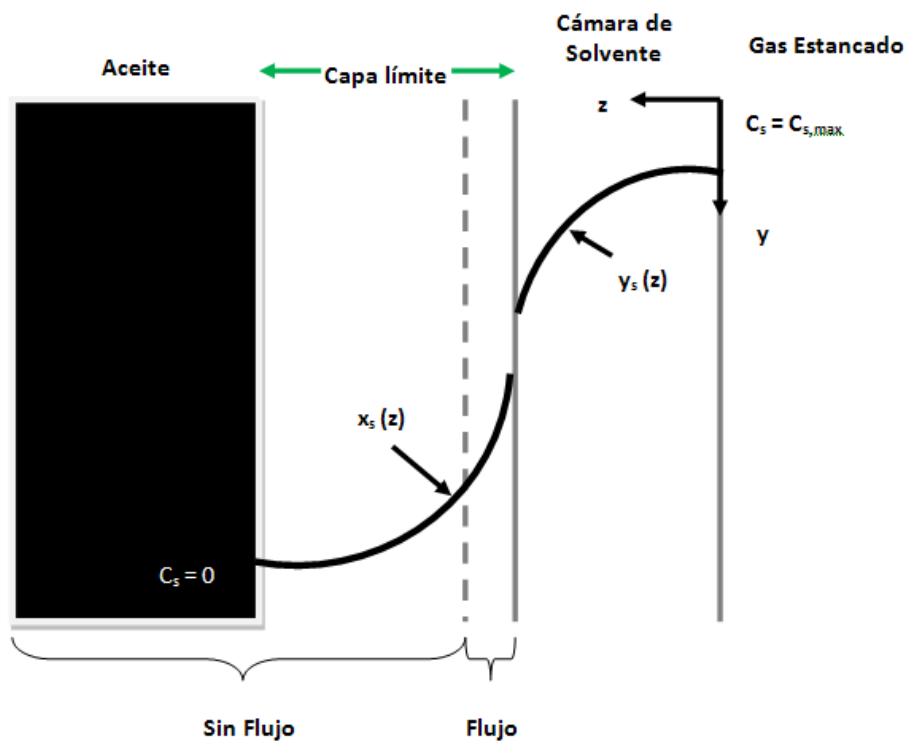


FIGURA 11 DISTRIBUCIÓN DEL SOLVENTE EN FASES LÍQUIDA Y GAS.

El área superficial para la transferencia de masa relativamente es grande mientras la absorción de gas puede ocurrir en los cuerpos de poro, en las gargantas de poro y en las esquinas de los poros de solvente invadidas donde permanecen las películas de aceite, como lo muestra la figura 30.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

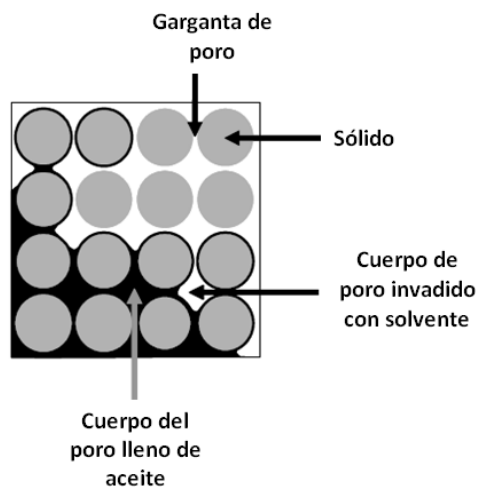


FIGURA 12 ESQUEMA DE LA RED POROSA INCLUYENDO GARGANTAS DE PORO, CUERPOS DE PORO, ACEITE Y SOLVENTE.

El proceso Vapex puede ser descrito como un sistema multifásico binario en el cual un solvente gaseoso se difunde en aceite pseudo-sólido causando al aceite que pueda fluir, y por lo tanto permitiéndolo fluir a lo largo de la interface.

2.7 SOLVENTE EN FASE GASEOSA

Hay muchos beneficios en mantener el solvente como gas: minimiza los requisitos del solvente, mantiene altos gastos de difusión y mantiene altas diferencias de densidad para condiciones de drene gravitacional. Cuando el aceite vivo escurre desde un poro, el volumen de aceite será reemplazado con el fluido inyectado, solvente para Vapex y agua para SAGD. Los dos mecanismos claves en Vapex son la transferencia de masa y el drene gravitacional. En Vapex, el solvente es transferido al aceite a través de difusión. Por lo tanto, un alto gasto de difusión lleva a un alto gasto de producción. La fuerza impulsora para el segundo proceso, drene gravitacional, es diferencias en densidades. Hay una gran diferencia de densidad entre el solvente vapor y el aceite que en el solvente líquido y el aceite. La diferencia en densidad permite al solvente vapor ascender rápidamente en la cámara mientras el aceite vivo fluye hacia abajo al pozo productor. Un solvente vapor alcanza la máxima solubilidad en o cerca de su presión de vapor (para una temperatura dada). Se evita la condensación si la presión de yacimiento está debajo de la presión de vapor del solvente. El butano generalmente es usado en experimentos de Vapex, sin embargo tiene un valor relativo bajo de presión de punto de rocío de 150 kPa a 10°C y condensaría en la mayoría de los yacimientos. Sin embargo, la

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

condensación puede prevenirse con la adición de un gas no condensable. Pero la adición de dicho gas tiene dos desventajas. Primero, las moléculas del solvente necesitarán difundirse por medio del gas hasta alcanzar el aceite. Segundo, la transferencia de masa puede ser perjudicada debido a la reducción en la concentración causada por una aglomeración en la cámara de solvente.

Tanto en el proceso VAPEX como en el de SAGD, los agentes recuperantes son introducidos dentro del yacimiento y éstos desplazan el aceite a pozos horizontales localizados en la base. En cada proceso es deseable inyectar a una presión igual o ligeramente baja a la presión del yacimiento circundante, para así prevenir el flujo de fluidos hacia afuera del patrón de recuperación.

La presión en el patrón de recuperación se reduce al permitir la producción para dirigir casi todo el vapor al pozo productor. El agente recuperante que es producido es líquido (agua condensada o solvente disuelto). Este agente es separado y reciclado. La cantidad reciclada es cerca de 2-6 toneladas por toneladas de aceite producido por SAGD (t/t) y de 0.3 a 0.5 t/t producido por VAPEX. Reciclar es mucho más simple para VAPEX.

El volumen de poro que contiene el aceite producido es llenado con agente recuperante ya sea vaporizado (vapor o solvente vapor) o líquido (agua o solvente disuelto). El requerimiento neto de agente recuperante es igual al suministrado al sistema para mantener la operación.

Para VAPEX, es esta la cantidad de solvente que determina la relación solvente-aceite neto acumulado (NCSOR, por sus siglas en inglés) antes del purgado. Subsecuentemente, durante el purgado, una fracción considerable de este solvente neto es recuperada.

En un extremo el NCSOR es el peso del solvente vapor que tiene el mismo volumen como el del aceite producido. Este valor es generalmente muy pequeño, por ejemplo 0.02 toneladas de propano por tonelada de aceite producido. En el otro extremo es el peso del volumen correspondiente de solvente líquido y este es mucho más grande, por ejemplo, cerca de 0.5 toneladas de propano por tonelada de aceite.

En la práctica el solvente en el yacimiento es parcialmente vaporizado y disuelto en el líquido drenado y, como resultado, el NCSOR se encuentra entre los dos extremos.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

El costo del solvente es una variable extremadamente importante en la economía del proceso Vapex. En los experimentos descritos en la literatura, se reportan mediciones de la cantidad de solvente propano y/o etano empleado. En algunos casos, estos son erróneos por las pérdidas de solvente, que se deben a las filtraciones y mediciones incompletas.

R.M. Butler et. al. utilizaron el sistema cerrado de solvente-reciclado, mostrado en la siguiente figura, para el balance de materia del solvente. La cantidad de solvente empleado, como función del tiempo, fue medido mediante ponderación continuamente, usando un calibrador de tensión, el solvente suministrado al yacimiento. Este solvente, fluyendo dentro del sistema, fue utilizado para cumplir con varios requerimientos individuales, figura 31.

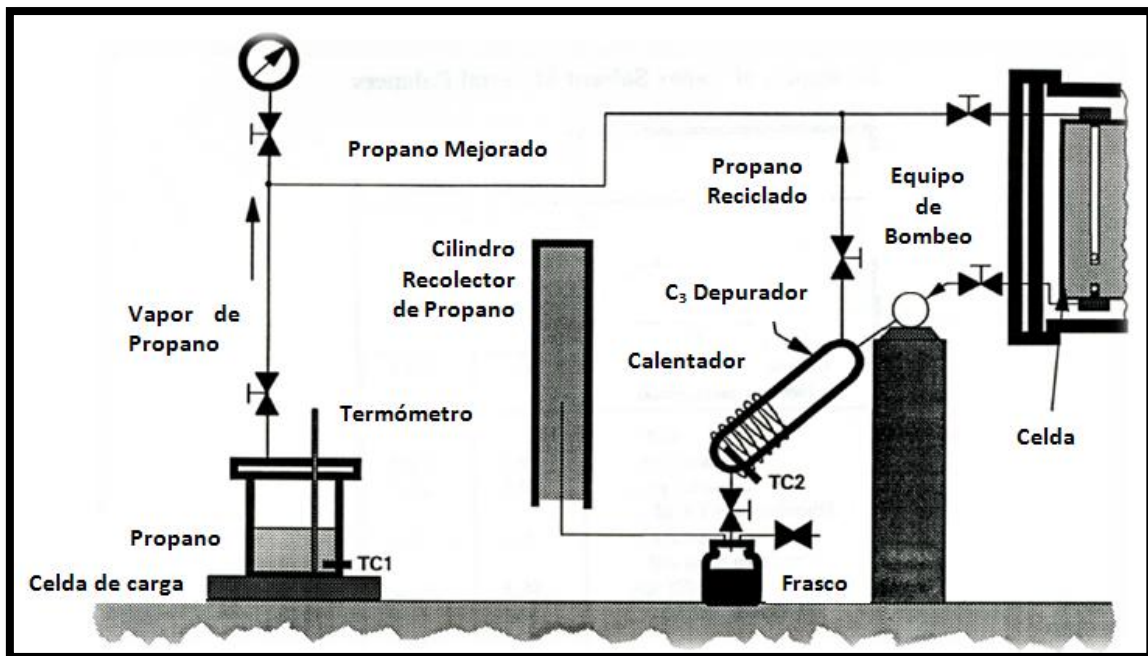


FIGURA 13 APARATO EXPERIMENTAL.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

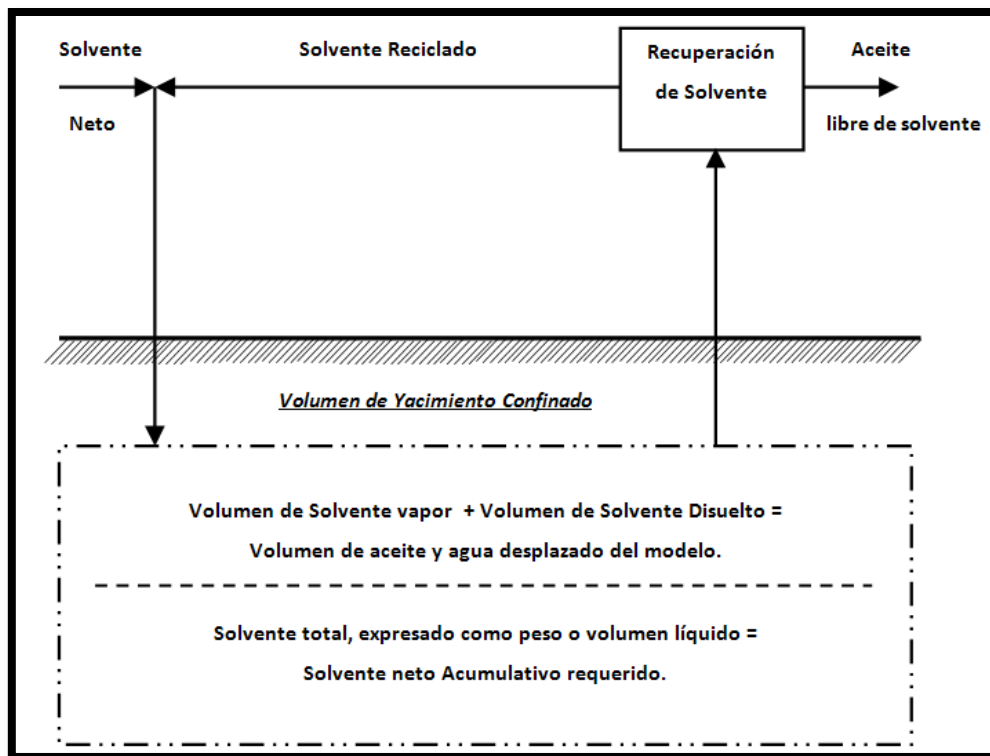


FIGURA 14 BALANCE DE SOLVENTE PARA EL PROCESO VAPEX.

Hay límites teóricos de la cantidad de solvente requerido.

Sea

V = volumen específico del solvente vapor (ml/g)

v = volumen específico del solvente líquido (ml/g)

W_o = peso del aceite producto (g)

W_s = peso neto del solvente purgado (g)

ρ_o = densidad del aceite recuperado (g/ml)

W_c = peso del solvente vaporizado en la cámara (g), entonces $(W_s - W_c)$ es el peso disuelto.

Suponiendo que no hay cambio de volumen en la mezcla, entonces el volumen del aceite recuperado puede ser fijado igual al volumen de la cámara más el volumen del solvente disuelto,

$$\frac{W_o}{\rho_o} = W_c V + (W_s - W_c) v \quad (2.5)$$

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Esta expresión puede ser reordenada de la siguiente para permitir al peso del solvente dentro de la cámara poder ser calculado a partir de las cantidades experimentales:

$$W_c = \frac{\frac{w_o}{\rho_o} - W_s v}{V - v} \quad (2.6)$$

La relación solvente-aceite puede ser calculada como función de la fracción del solvente el cual permanece vaporizado en el yacimiento. La relación de volumen inyectado neto de solvente (expresado como volumen líquido) con el volumen del aceite desplazado es

$$SOR = \frac{1}{1 + \alpha \left(\frac{V}{v} - 1 \right)} \quad (2.7)$$

donde α es la fracción del solvente vaporizado. La relación solvente-radio, SOR, varía desde un valor de 1 cuando α es cero a v/V cuando α es igual a 1.⁶

A partir de los resultados experimentales, se observó que el requerimiento neto de agente recuperante es igual al mejorado administrado al sistema para mantener la operación. Mucho de este agente mejorado después es recuperado durante la purga. El volumen del yacimiento que contiene el aceite producido se llenó con solvente vaporizado o, a alta presión, con solvente líquido. Los resultados mostraron que valores prácticos de la relación solvente-aceite neto acumulativo están entre 0.06 y 0.15 tonelada/tonelada (0.12 y 0.3 m³/m³).

2.8 EFECTO DEL ESPACIAMIENTO DE LA FRACTURA SOBRE EL FUNCIONAMIENTO VAPEX EN SISTEMAS FRACTURADOS DE ACEITE PESADO

Estudios previos de simulación del proceso VAPEX en sistemas fracturados incluyeron sistemas de un solo bloque y de múltiples bloques en los cuales los bloques de la matriz fueron rodeados por las redes de fractura. Los resultados de estos estudios mostraron que la red de

⁶ Butler, R.M., Mokrys, I.J. y Das, S.K. "The Solvent Requirements for Vapex Recovery". SPE 30293. Calgary, Alberta, Canadá, 1995.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

fractura proporciona una gran área para el solvente que se distribuye en el yacimiento. Esto puede ser alentador en la aplicación del proceso VAPEX en yacimientos carbonatados de baja permeabilidad, donde la red de fractura facilita los caminos de flujo potencial al flujo del solvente dentro del yacimiento.

En general, las fracturas tienden a optimizar el proceso mediante el mejoramiento del contacto entre el solvente y el aceite contenido en los bloques de la matriz. Esto es representando en la figura 33 esquemáticamente para un bloque de matriz rodeado por fracturas laterales, superiores e inferiores.

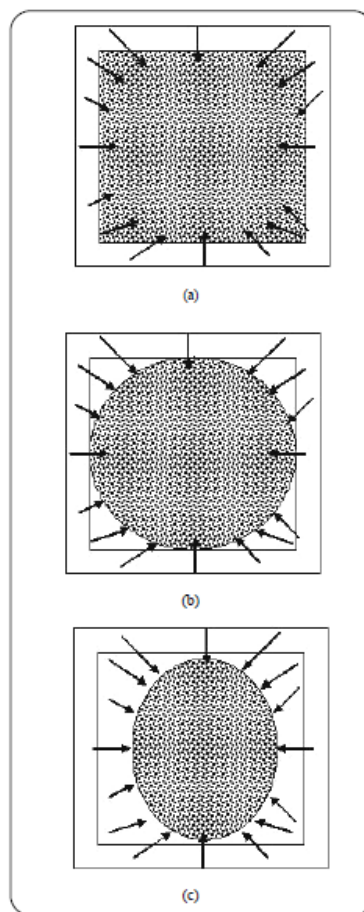


FIGURA 15 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LA DIFUSIÓN DEL SOLVENTE Y DEL ACEITE PESADO Y DEL FLUJO EN UN SISTEMA FRACTURADO. A) DIFUSIÓN TEMPRANA DE SOLVENTE; (B) ÁREA DE LA SUPERFICIE EXTENDIDA PARA LA DIFUSIÓN DEL SOLVENTE; (C) FLUJO CONTRA-CORRIENTE DE SOLVENTE.

De acuerdo a esta figura, el solvente fluye y se difunde desde todos los lados dentro de la matriz, y no solo a través del pozo horizontal. El flujo cruzado de solvente y aceite mejorado proporciona puntos de contacto adicionales entre el aceite y el solvente. Además, las fracturas tienden a mejorar el proceso al incrementar la permeabilidad vertical total en el sistema. El

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

asunto importante en este proceso cuando es aplicado a yacimientos fracturados es el principio de avance del solvente a través de la red de fractura sin contacto eficiente con el aceite pesado, el cual puede reducir la eficiencia del proceso y dejar escapar al solvente fuera del yacimiento. La presencia de zonas ladronas en el yacimiento también puede afectar al proceso, en donde el solvente fluirá fuera del yacimiento sin contacto suficiente con el aceite pesado.

Algunos investigadores estudiaron el proceso VAPEX usando un simulador composicional en un número de bloque simple y múltiple bloques de sistemas fracturados. Se usaron los datos PVT de un aceite pesado iraní para ajustar la ecuación de estado. Además se estudió el efecto de la red de fractura sobre el desempeño del proceso en un número de modelos, la distribución del solvente en el yacimiento, la producción de aceite (gasto y acumulativo), ONSET del avance del solvente, y la producción acumulativa de gas, y el rendimiento del proceso con diferentes localizaciones de pozos inyectores y productores y el espaciamiento entre ellos.

En el desarrollo experimental, se realizaron simulaciones en cuatro sistemas fracturados. El primer modelo fue de un solo bloque rodeado por fracturas. El segundo modelo constó de 9 bloques, el tercero de 25 y finalmente el cuarto modelo de 49 bloques. Al aumentar el número de bloques, disminuía el espaciamiento de la fractura. Las propiedades de la roca y los fluidos fueron las mismas en todos los modelos, así como el volumen de poro. La permeabilidad de la matriz y de la fractura se estableció de 10 md y 10,000 md, respectivamente. La diferencia entre estos modelos fue la extensión de la red de fractura en el sistema y el espaciamiento de fractura. El simulador usado en el estudio fue CMG-versión 2003 del grupo modelado de computación. Estos modelos se muestran en la figura 34.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

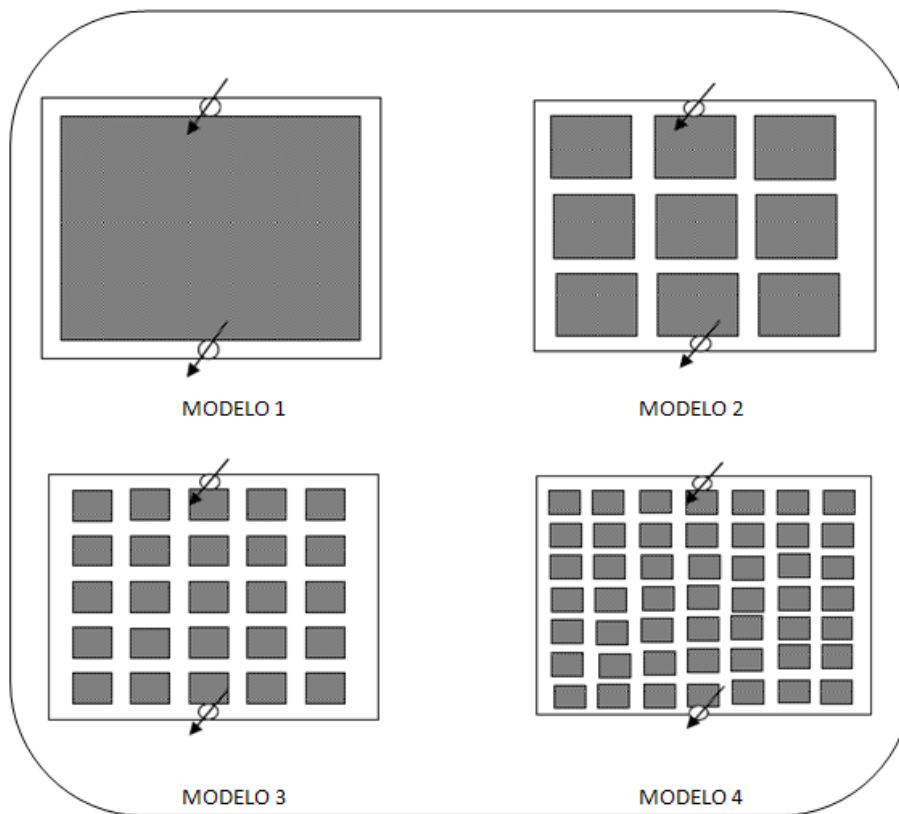


FIGURA 16 CUATRO MODELOS DISTINTOS USADOS PARA EL ESTUDIO DEL EFECTO DE LA RED DE FRACTURA SOBRE EL DESARROLLO DEL PROCESO VAPEX.

2.9 LOCALIZACIÓN Y ESPACIAMIENTO DEL POZO

En el proceso VAPEX, los pozos inyectores y productores normalmente se consideran cercanos uno del otro. Esto es porque dicho proceso se aplica a yacimientos de aceite pesado donde es necesario movilizar el aceite altamente viscoso mediante la disolución del solvente, de modo que está listo para producir. Si los pozos se localizan lejos entre sí, el aceite pesado necesita ser producido mediante desplazamiento, el cual no es factible en yacimientos de aceite pesado y extra-pesado. Por otro lado, si los pozos se localizan demasiado cercanos uno del otro, hay un riesgo de que el solvente avance tempranamente sin contacto eficiente con el aceite pesado.

Esto es más importante en el caso de yacimientos fracturados, ya que existe un riesgo de un acceso directo entre los pozos inyectores y productores a través de la red de fractura.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

A partir de ese estudio en los efectos del espaciamiento de fractura sobre el desempeño del proceso VAPEX se concluyó que la red de fractura reduce las inestabilidades en la presión del sistema y la presión húmeda que surge en el sistema durante el proceso. Bajo condiciones controladas, la existencia de la red de fractura en sistemas de baja permeabilidad contribuye y mejora la producción de aceite pesado, además de que es importante la localización del pozo cuando se aplica este proceso.⁷

Jiang y Butler (1996) estudiaron el efecto de la configuración del pozo y el espaciamiento en el desarrollo Vapex. Concluyeron que en yacimientos heterogéneos un amplio espaciamiento de pozo conduce a altos gastos de producción debido a la facilidad de establecimiento de comunicación entre los estratos múltiples. Por la misma razón la presencia de fracturas verticales pueden ser benéficas en estos yacimientos. Sin embargo, en yacimientos homogéneos, una pequeña distancia entre el pozo inyector y productor puede acelerar la comunicación inicial la cual resulta en altos gastos iniciales de producción. Pero el gasto total de producción depende del gasto de transferencia de masa del solvente a través del área de contacto solvente-aceite. Se encontró que al aumentar el espacio lateral entre los pozos conduce a altos gastos de producción de aceite acumulado siempre que la movilidad del aceite no sea muy baja y la comunicación inicial pueda ser establecida. Este aumento en la producción puede ser atribuido al aumento del área de contacto de difusión y el mejoramiento de la mezcla. Más investigaciones hechas por Karmaker y Maini (2003) mostraron que en yacimientos con capa de gas aumentar el espacio lateral entre pozo inyector y productor no parece ser efectivo en el mejoramiento de gasto. De hecho, el área de contacto gas-aceite es menos dependiente en el espacio lateral en la presencia de la capa de gas debido a la distribución rápida del solvente en la capa de gas.

2.10 FENÓMENO DE ESCALA DEL PORO

El fenómeno microscópico involucrado en VAPEX fue dado a conocer por Jin (1999), Chatzis (2002), James y Chatzis (2004), y Friedrich (2006), los cuales usaron micromodelos de vidrio para examinar el fenómeno de escala del poro en el proceso VAPEX.

⁷ Azin, R., Kharrat, R., Ghotbi, C. Vossoughi, S. "Effect of Fracture Spacing on VAPEX Performance in Heavy Oil Fracture Systems". Irán, J. Chem. Chem. Eng. Volumen 27, No. 1, 2008.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Chatzis en 2002, James y Chatzis en 2004 investigaron dicho fenómeno usando diferentes configuraciones de estos micromodelos de vidrio. Concluyeron que el gasto de avance de la interface fue constante en todos los experimentos y la velocidad de este avance fue función de las configuraciones del cuerpo de poro, tales como la longitud de la garganta de poro, relación de apariencia y orientación de las gargantas de poro. El aceite diluido escurrió en la dirección de la gravedad alrededor del grano. El movimiento del flujo de aceite diluido mejoró la mezcla de aceite. Además, el drene ocurrió en uno o dos poros a un tiempo. Si el poro debajo fue llenado con vapor, en vez de ser drenado al poro inferior como una película continua, el aceite diluido aumentaría y escurriría en la dirección opuesta a la invasión del poro. Otros mecanismos observados en los micromodelos de vidrio fueron el quiebre y la formación de películas de aceite localizadas lejos de la interface bitumen-solvente. Los mecanismos de quiebre ocurrieron debido a la inestabilidad capilar en la interface de avance (Chatzis y Dullien, 1983). El quiebre puede causar pequeñas burbujas de vapor que pueden quedar atrapadas por el aceite. Las interacciones entre la burbuja de vapor y el aceite envolvente mejora la escala de poro de la mezcla.

Las películas de aceite localizadas (como un circuito cerrado), formadas lejos de la interfaz, no podrían escurrir hasta que el aceite supere las fuerzas capilar y viscosa. Se observó que tanto la película de aceite drenada como la concentración de solvente aumentaron. Aunque la contribución a la producción de aceite vivo de las películas de aceite cerradas fue pequeña comparada con la producción de la extensión de la superficie, este fenómeno no puede omitirse.

James y Chatzis dirigieron experimentos usando micromodelos de vidrio y butano como solvente, para investigar el efecto de la condensación de solvente sobre la velocidad de avance de la interfaz horizontal de VAPEX. Observaron que la velocidad de interfaz horizontal en el experimento con la condensación de solvente es cuatro veces más rápida que en VAPEX sin condensación de solvente. Propusieron que la mejora es por la escala de poro de la mezcla entre butano líquido y bitumen.⁸

⁸ Yin Tam, Sindy Pui. "VAPEX Experiments in an Annular Packing of Glass Beads and the Numerical Simulation of VAPEX using Comsol®". Tesis, Universidad de Waterloo, Ontario, Canadá, 2007.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

2.11 ASFALTENOS

El aceite es una mezcla de hidrocarburos de diferentes pesos moleculares y volatilidades. Los asfaltenos son definidos como el componente de aceite que es soluble en n-heptano o n-pentano pero insoluble en tolueno (Sheu & Storm, 1995). Los asfaltenos son moléculas complejas con un alto peso molecular, con un rango de 1,000 a 2,000 g/mol. Los asfaltenos son las fracciones más pesadas encontradas en el aceite, y en el bitumen representan del 16 al 22% de su peso. Contienen anillos aromáticos y oxígeno, nitrógeno y sulfuro y metales pesados, especialmente vanadio, níquel y hierro (O, N, S, V, Ni, y Fe respectivamente).

Los asfaltenos son insolubles en solventes no polares con una tensión superficial menor a 25 dina/cm a 25 °C. Los solventes tales como el n-heptano y n-pentano son usados comúnmente para remover los asfaltenos del crudo. La cantidad de precipitación depende del solvente usado, la temperatura, la concentración de solvente y el tiempo de contacto. Un parámetro de solubilidad para los solventes no-polares relaciona la presión interna del solvente con su fuerza, la cual puede ser definida como la relación de tensión superficial, con la raíz cúbica del volumen molar, V

$$\beta = \frac{\gamma}{V^{1/3}} \quad (2.15)$$

El parámetro de solubilidad, β , describe la capacidad de un solvente para disolver asfaltenos, por lo tanto cuanto mayor sea el parámetro de solubilidad menor será la cantidad de asfaltenos precipitados. Para hidrocarburos normales (desde pentano hasta decano), el parámetro de solubilidad aumenta con el número de átomos de carbono.

La precipitación de asfaltenos es crítica a la reducción de la viscosidad del bitumen. En una muestra de bitumen el contenido de asfaltenos puede ser tan alto como 22 wt%. La desasfaltación toma lugar cuando la concentración de solvente excede las condiciones críticas cerca del punto de rocío del solvente vapor. Los asfaltenos contienen una alta concentración de metales pesados como V, Ni, Fe. La desasfaltación mueve el metal pesado en el yacimiento.

Luo y Guo estudiaron el efecto de los asfaltenos sobre la viscosidad del bitumen al medir ésta viscosidad a diferentes concentraciones de asfaltenos. Primero, crearon una mezcla de una

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

muestra de bitumen con un contenido de asfaltenos original de 14.5 wt%. Se agregaron cantidades diferentes de asfaltenos a la mezcla. La viscosidad de las muestras preparadas fueron medidas a presión y temperatura atmosférica usando un cono un viscosímetro. Llegaron a la conclusión que la viscosidad del bitumen aumentó exponencialmente mientras el contenido de asfaltenos se elevaba. Además, encontraron que la concentración de equilibrio de propano disminuyó mientras el wt% de asfaltenos aumentaba. Los asfaltenos macromolecular presentes en el aceite pesado previnieron las moléculas pequeñas de propano desde su entrada al aceite pesado.

Las desventajas de la desasfaltación incluye la posible reducción de la permeabilidad y restricción del flujo de aceite diluido por bloqueos de la trayectoria de flujo de los asfaltenos precipitados. Das mostró, usando una Celda Hele Shaw, que la precipitación de asfaltenos no restringía el flujo de aceite diluido. Estableció que la desasfaltación ocurría en la interfaz bitumen solvente donde la concentración de solvente estaba en su máximo. Los asfaltenos precipitados formaron franjas en la pared de los platos de vidrio y el gasto de producción del aceite vivo no fue afectado. Los resultados experimentales mostraron que la desasfaltación aumentó el gasto de producción un 30-52%, indicando que la precipitación de asfaltenos es benéfica en la operación VAPEX.

2.11.1 VISCOSIDAD Y PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

La idea clave en VAPEX es reducir la viscosidad del aceite usando un solvente en fase gaseosa. Esto puede ser logrado de dos maneras, 1) mediante el aumento de la concentración de solvente en el aceite y 2) mediante la precipitación de asfaltenos. La reducción teórica de la viscosidad del aceite como resultado de un aumento en la concentración de solvente puede ser calculada usando la ecuación de Ladiner:

$$\mu_{mix} = \mu_S^{f_S} \mu_B^{f_B} \quad (2.16)$$

donde

$$f_B = \frac{\alpha C_{VB}}{\alpha C_{VB} + \alpha C_{VS}} \quad (2.17)$$

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

$$f_S + f_B = 1$$

$$C_{VS} + C_{VB} = 1$$

donde μ_{om} , μ_S y μ_B son la viscosidad de la mezcla del aceite, del solvente y del bitumen, respectivamente. C_{VS} y C_{VB} son la fracción de volumen del solvente y del bitumen, respectivamente. α es un parámetro empírico que puede ser calculado usando la correlación de Shu para mezcla de bitumen con hidrocarburo ligero:

$$\alpha = \frac{17.04 \Delta \rho^{0.5237} \rho_B^{3.2745} \rho_S^{1.6316}}{\ln\left(\frac{\mu_B}{\mu_S}\right)} \quad (2.18)$$

donde

$$\Delta \rho = \rho_B - \rho_S \quad (2.19)$$

ρ_B y ρ_S son la densidad del bitumen y del solvente, respectivamente.

Jin (1999) y Ramakrishnan (2003) midieron experimentalmente la viscosidad del aceite diluido y propusieron una correlación empírica para la viscosidad del bitumen usando butano y propano como solventes respectivamente. La correlación solo es aplicable a concentraciones de solvente mayores a 0.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

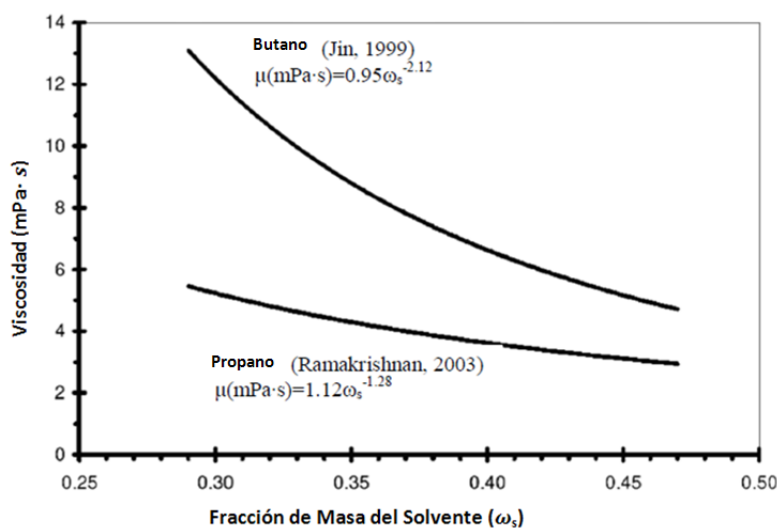


FIGURA 17 EFECTO DE LA FRACCIÓN DE MASA DEL SOLVENTE SOBRE LA VISCOSIDAD DEL BITUMEN.

Wen y Kantzas usaron cuatro muestras diferentes de bitumen: Peace River, Cold Lake, Edam, y Altene Bufflo (670, 130, 14 y 6 kg/m s) para medir la viscosidad de la mezcla como función de la concentración de solvente a 25°C usando Resonancia Nuclear Magnética (RNM). El queroseno, tolueno, nafta, hexano y pentano fueron agregados al bitumen en diferentes concentraciones. Las mediciones de la viscosidad fueron comparadas con los valores teóricos calculados usando la correlación de Cragoe y de Shu. Wen y Kantzas concluyeron que los valores calculados usando la correlación de Shu relacionaron los datos de viscosidad medidos por el RNM, el cual es más exacto que los valores calculados del modelo de Cragoe.

2.12 PROCESO DE DESASFALTACIÓN DE ACEITES

La desasfaltación es un proceso de extracción por solvente. Un solvente parafínico liviano disuelve y extrae los aceites del crudo o residuo y rechaza la fracción asfáltica. Así, los productos principales de este proceso son dos: una fracción libre de asfaltos, denominada aceite de desasfaltado y una fracción asfáltica formada principalmente por asfaltenos y resinas.

Los asfaltenos son la fracción más pesada del residuo de vacío. Están formados por moléculas orgánicas, de naturaleza principalmente aromática policondensada y con sustituyentes nafténicos y parafínicos. Algunos autores señalan que en los bitúmenes asfálticos, los asfaltenos son centros de micelas rodeados por compuestos de menor peso molecular y de

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

naturaleza nafteno-aromática, denominados resinas. Estas resinas sirven de compuestos estabilizadores entre la fase aceite y la fase asfáltica. Así, los asfaltenos se encuentran localizados en el centro de la micela, rodeados de la fracción resina y éstas, a su vez, están rodeadas por fracciones cada vez menos aromáticas y más livianas, hasta llegar gradualmente a la fase aceite.

Cuando un crudo pesado o un residuo es puesto en contacto con suficiente cantidad de un solvente parafínico, el solvente extrae del crudo aquella fracción miscible en él; es decir, el aceite desasfaltado. La cantidad de aceite extraído depende del solvente utilizado y de las condiciones de operación, las cuales se seleccionan para obtener una determinada calidad de producto.

La selección del solvente usado en la desasfaltación afecta la calidad y rendimiento del aceite desasfaltado. Los solventes parafínicos de bajo peso molecular, tales como el propano y los butanos, extraen menor cantidad de aceite desasfaltado (debido a que por su menor peso molecular sólo son miscibles con los aceites más livianos de la carga), por lo que dan lugar a un rendimiento menor en el proceso. Por otro lado, los aceites desasfaltados obtenidos con estos solventes tienen menor contenido de contaminantes, principalmente metales.

La desasfaltación con propano existe a escala comercial desde hace unos cincuenta años. Este proceso ha sido empleado ampliamente en la refinación de aceites lubricantes y en la producción de cargas para craqueo catalítico. Existen dos razones por la que se utiliza propano puro como base para estos solventes, éstas son:

- ◆ El propano es un solvente más selectivo, que da origen a un producto desasfaltado con menor contenido de metales y carbón Conradson. Los procesos de obtención de lubricantes y producción de cargas para craqueo catalítico son muy exigentes en los niveles de concentración de contaminantes. Por ello se prefiere sacrificar rendimientos para obtener mayor calidad.
- ◆ Los asfaltos obtenidos a partir de la desasfaltación con solventes de bajo peso molecular, tales como propano y butanos tienen un mayor contenido de resinas y un menor punto de ablandamiento, los cuales hacen más manejables en fase líquida, que es como se maneja la fase asfáltica en los procesos convencionales de desasfaltación.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Cuando el contenido de asfaltenos en el crudo se expone al agua, las emulsiones se forman debido a que los asfaltenos son la fracción más polar del aceite. Las emulsiones son difíciles de separar en presencia de agua en destilación. La temperatura elevada durante la refinación aumenta la conversión de crudo a más ligero y fracciones más, sin embargo la cantidad de materia sucia también aumenta. Cuando se calientan por encima de los 300°C, los asfaltenos se descomponen en carbón y componentes volátiles. El carbón y los metales pesados entonces se depositan en el equipo causando obstrucción el cual resulta en reducción de flujo, aumento de presión, disminución de transferencia de calor, incremento de mantenimiento y la necesidad de reemplazar catalizadores de yacimiento.

Cuando un hidrocarburo ligero se difumina en aceite pesado, la composición y el comportamiento de fase del aceite se altera. Como resultado el cambio físico puede formar la precipitación de asfaltenos de una solución una vez que la concentración crítica de solvente se alcanza. Butler y Jiang observaron que la concentración crítica es de 20 a 30 wt% para propano para el onset de la precipitación de asfaltenos. En el trabajo de Ramakrishnan del 2003, no se reportó precipitación de asfaltenos significativa aunque el contenido de propano en el aceite vivo fue mayor a 30 wt%.

En Vapex, aunque la concentración de solvente en el aceite pesado es más alta en la interface solvente-aceite, los asfaltenos tenderán a precipitar en esta interface. Un ejemplo de precipitación de asfaltenos en una celda Hele-Shaw se muestra en la figura 36. En este ejemplo, mientras la interface se mueve lejos, la precipitación puede ser vista en un patrón de franjas con la micro-capas perpendicular a la franja.

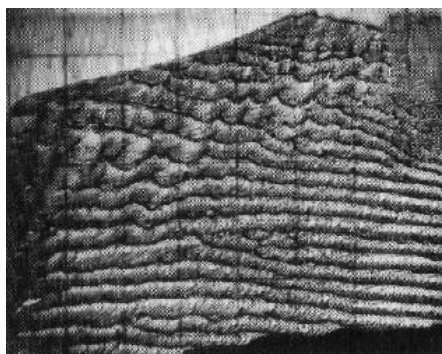


FIGURA 18 DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS EN UNA CELDA HELE-SHAW.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Se esperaba que la precipitación de asfaltenos provocara un bloqueo de los poros e impediría el flujo al aceite vivo. En la celda Hele-Shaw, el gasto de flujo del aceite no se vio afectado por dicha precipitación. En vez de eso, el solvente vapor pareció evitar la precipitación y continuar difundándose en el aceite vivo.

En un material poroso se supone que la precipitación de asfaltenos reduciría el gasto de producción de aceite vivo hasta cierto punto. Aunque la arcilla y los minerales sillicos tienden a absorber los asfaltenos, la precipitación permanecerá en los poros, reduciendo la permeabilidad hasta en un 20%. El solvente vapor aun será capaz de evitar los asfaltenos para continuar contactando al aceite negro.

Además de prevenir problemas durante el transporte y la refinación, la remoción de asfaltenos del aceite pesado ha reducido drásticamente la viscosidad. La precipitación de asfaltenos reduce aun más la viscosidad del aceite y por lo tanto aumenta el gasto de aceite. Incluso después de que el solvente es removido del aceite (para reciclaje), la viscosidad del aceite permanece más baja que la del aceite muerto debido a la remoción de asfaltenos. La reducción de la viscosidad por remoción de asfaltenos puede permitir al aceite fluir a través de las tuberías para la refinería sin la agregación de fracciones ligeras. Junto con los asfaltenos, componentes no deseados tales como metales pesados que están depositados en los asfaltenos y también dejados en el yacimiento.⁹

2.13 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE VAPEX

Varias investigaciones han intentado modelar el proceso VAPEX usando diferentes herramientas numéricas. La herramienta más común es un software comercial que está especializado en simulación de yacimientos, CMG-STARs®. Es un software líder para procesos térmicos en simulaciones de yacimientos. Las desventajas de la simulación de VAPEX usando software de simulación son la falta de control y la falta de entendimiento de las ecuaciones del sistema que lo rigen. Esto resulta en valores de entrada no reales con el fin de relacionar la historia de producción de los experimentos.

⁹ Friedrich, K. "Effects of a Non-Condensable Gas on the Vapex Process". Tesis, Universidad de Waterloo, Ontario, Canadá, 2005.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Azin y colaboradores, en el 2005, desarrollaron un modelo mecanístico en la simulación del proceso VAPEX en el medio poroso. El modelo consistió de la ecuación 2-D convectiva-difusión para un sistema variable constante y la ecuación 2-D simplificada de Brinkmann para el flujo de aceite diluido. Las dos ecuaciones fueron unidas mediante la ecuación de continuidad. La ecuación Brinkmann es una extensión de la ley de Darcy que incluye la disipación de la energía cinética por corte viscoso en el flujo de medio poroso. El sistema de ecuaciones omite el efecto capilar y la permeabilidad relativa dentro del sistema. Explicaron el cálculo del coeficiente de dispersión usando la correlación Perkins-Johnson. Sin embargo, no añadieron la condición de frontera para el sistema, la correlación usada para la reducción de viscosidad, o el coeficiente de difusión molecular usando en la simulación. El modelo mecanístico desarrollado por Azin et. al nunca fue usado en la simulación numérica. La simulación numérica fue simplemente presentada usando CMG-STARs. Verificaron el modelo numérico al comparar los resultados de la simulación con los datos de producción de Butler y Jiang; sin embargo, no agregaron el avance de la interface y la forma de la interface bitumen-solvente.

Kapadia y colaboradores usaron una aproximación diferente en el modelado del proceso VAPEX. Dividieron el sistema en bloques de bitumen. Mientras los bloques absorbían el solvente, el aceite vivo drenó de la parte inferior del bloque y los bloques se redujeron. Usaron la ecuación 2-D de difusión convección para un sistema de saturación constante para describir el mecanismo de transferencia de masa en VAPEX y la ley de Darcy para el drene gravitacional del aceite diluido. El modelo matemático suponía 1) densidad constante en todo el sistema, 2) no transferencia de masa en dirección horizontal, 3) no fusión en dirección vertical, y 4) omisión del efecto capilar y permeabilidad relativa. Usaron la correlación de Jin para la reducción de la viscosidad y omitieron el efecto de la velocidad en el coeficiente de dispersión.

El modelo fue comparado con los resultados experimentales de Oduntan. Aunque el modelo igualó el gasto de producción de los resultados experimentales de Oduntan, aún hay algunos problemas fundamentales con los valores de entrada usados y con los resultados numéricos producidos. El coeficiente de dispersión usado fue un valor constante de $0.0194 \text{ cm}^2/\text{s}$ a $1.39 \text{ cm}^2/\text{s}$, el cual fue altamente irrazonable para un sistema de transferencia de masa gas líquido. Segundo, el peso del bloque contra el ancho (bitumen e interfaz solvente) de los resultados de la simulación numérica contradujo la forma de la interfaz VAPEX observados en experimentos de laboratorio a escala.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE LOS MECANISMOS EN UN YNF

3.1 TRANSFERENCIA DE MASA

La combinación de las condiciones de operación, las propiedades termodinámicas del solvente y el método de inyección determinan la fase del solvente (líquido o vapor). Si el solvente se condensa en el medio poroso en la interface aceite pesado/bitumen, la transferencia de masa así como el fenómeno de escala de poro toman lugar. Los mecanismos a escala de poro afectan la mezcla del solvente, el aceite pesado y el drene gravitacional del aceite vivo.

Los mecanismos de transporte involucrados en el proceso VAPEX son la transferencia de masa del solvente en el aceite pesado y el drene gravitacional del solvente que mejora el aceite “vivo”. El solvente se transfiere suficientemente, vía difusión, para reducir la viscosidad del aceite pesado a fin de que las fuerzas de gravedad superen las fuerzas capilares, lo que permite el drene del petróleo directo al pozo de producción. El objetivo del VAPEX híbrido y warm VAPEX es aumentar la reducción de la viscosidad con el fin de elevar el gasto de producción de aceite. Esto se logra a través de la mezcla convectiva/capilaridad y la transferencia de calor.

El mecanismo de transferencia de masa se explica en la figura 37.¹ Para el proceso VAPEX se usa un solvente puro (metano, etano, propano, butano o mezclas de cualquier de éstos gases hidrocarburos), la concentración del solvente es constante dentro de la cámara de solvente. El solvente vapor se difumina en el bitumen en la interface bitumen-solvente, generando un gradiente de concentración. El aceite diluido es entonces drenado y revela una nueva interface bitumen-solvente. Ocasionalmente, el gas no condensable se mezcla con solvente para evitar la condensación del solvente. El mecanismo de transferencia de masa del gas no condensado VAPEX es muy similar al del VAPEX con solvente puro, con la excepción de la concentración del solvente en la cámara de solvente, la cual es una función de la localización horizontal.

¹ Yin Tam, Sindy Pui. “VAPEX Experiments in an Annular Packing of Glass Beads and the Numerical Simulation of VAPEX using Comsol®”. Tesis, Universidad de Waterloo, Ontario, Canadá, 2007.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

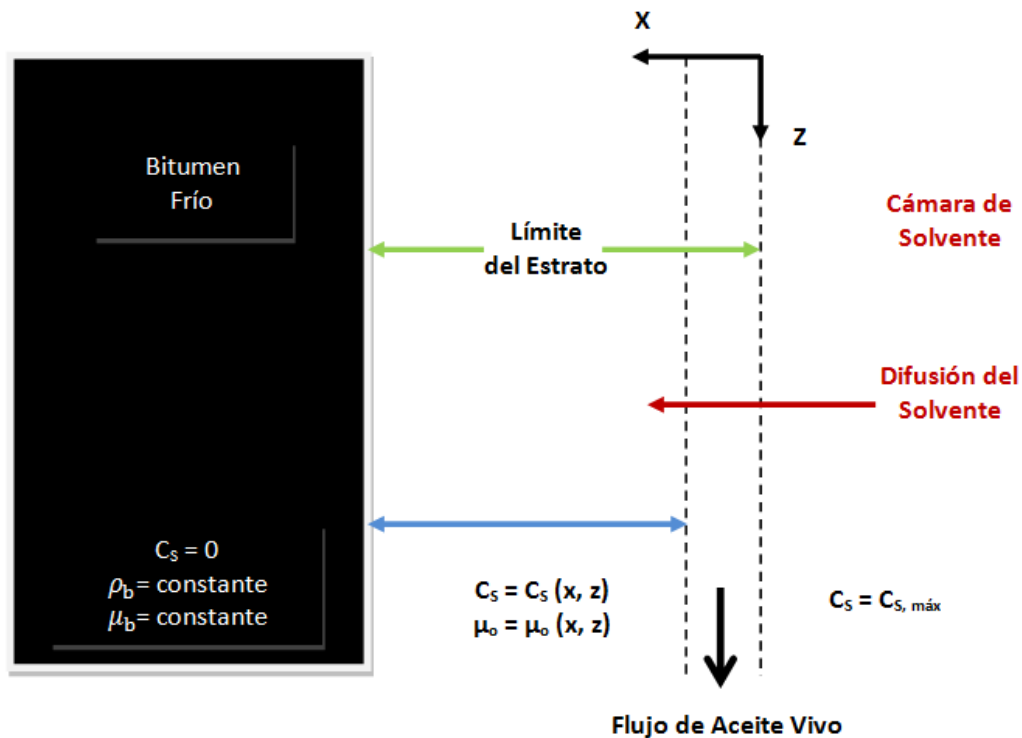


FIGURA 1 ESQUEMA DEL MECANISMO VAPEX.

De la figura:

c_s = concentración del solvente.

ρ_o y μ_o = densidad y viscosidad del aceite, respectivamente.

Los coeficientes de transferencia de masa² son una medida de la cantidad de masa transferida de una fase a otra a través de un área efectiva basada en el gradiente de concentración de la fuerza gobernante. La siguiente ecuación muestra los coeficientes de transferencia de masa (k) como una función de flujo de masa (N_A) y especies A de la fracción de masa. En términos de encontrar los coeficientes de transferencia de masa del bitumen (k_B) en el solvente, la relación se da por el gasto de masa transferida (m_B , g/s).

$$k = \frac{N_A}{\Delta\omega_A} = \frac{\dot{m}_B}{A_{yz}(\omega_{Bz} - \omega_{B0})} \left(\frac{g}{cm^2 s} \right) \quad (3.1)$$

² James, L.A., Chatzis, I. "Mass Transfer Coefficients in Vapour Extraction (VAPEX)". *Petroleum Society*, Junio 12-14, 2007.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Los coeficientes de transferencia de masa incluyen todos los mecanismos de transferencia de masa; mezcla difusión/dispersión y fuerzas convección/advección. Los coeficientes de transferencia de masa pueden ser derivados en numerosas maneras y la elección es arbitraria. Sin embargo, las dimensiones deben ser consideradas cuando se comparan coeficientes. Pueden derivarse de transferencia de masas local (microscópico) o en conjunto (macroscópico). En el caso del VAPEX, la propuesta de transferencia de masa es muy similar al problema clásico de la disolución de sólido en una película, donde el bitumen se asume un pseudo sólido. El problema es más complejo debido al medio poroso y la disminución exponencial de la viscosidad del aceite mientras aumenta la concentración de solvente.

En conjunto, los coeficientes de transferencia de masa son sistemas dependientes y generalmente se correlacionan como función de números adimensionales para más aplicaciones generales. Generalmente, la transferencia de masa se expresa en términos de los números Pécelet (N_{Pe}), Schmidt (N_{Sc}), y Sherwood (N_{Sh}).

$$N_{Pe} = \frac{v_{Darcy} L}{D_{SB}} \Big|_{macroscópico} \rightarrow N_{Pe} = \frac{v_{poro} \delta}{D_{SB}} = \frac{v_{Darcy} \delta \tau}{\phi D_{SB}^0} \Big|_{microscópico} \quad (3.2)$$

$$N_{Sc} = \frac{\mu}{\rho D_{SB}} \quad (3.3)$$

$$N_{Sh} = \frac{kL}{\rho D_{SB}} \quad (3.4)$$

donde

D_{SB} = Difusividad Efectiva (cm^2s^{-1})

D_{SB}^0 = Difusividad Molecular (cm^2s^{-1})

k = Coeficiente de Transferencia de Masa ($\text{g cm}^{-2} \text{s}^{-1}$)

L = Longitud (cm)

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

μ = Viscosidad (cP)

ρ = densidad (g/cm³)

δ = Profundidad de drene del aceite vivo (cm)

τ = Tortuosidad

ϕ = Porosidad

3.2 PROCESO DE DISPERSIÓN

Un fenómeno importante que contribuye al proceso Vapex es la convección. El aceite drenado hacia el pozo de producción horizontal ayudará a la dispersión de las moléculas del solvente en el aceite pesado.

La transferencia de masa por dispersión en el Vapex se compone de 2 elementos: la dispersión longitudinal y transversal. La dispersión longitudinal se desarrolla a lo largo de la dirección de flujo másico en sistemas donde tanto el soluto y el solvente están fluyendo en la misma dirección. El flujo hacia abajo del aceite diluido a lo largo de la interface causará dispersión longitudinal en la misma dirección y dispersión transversal, perpendicular a la dirección del flujo másico y en el aceite másico.

El coeficiente de dispersión longitudinal (D_L) es la dispersión en la dirección del flujo de fluido, mientras que el coeficiente de dispersión transversal (D_T) es la dispersión perpendicular a la dirección del flujo de fluido. La medición experimental de la dispersión es descrita usando (D_L/D_m) contra el número Peclet. El número 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.

$$P_e = \frac{v_{pv} D_p}{D_m} \quad (3.5)$$

$$D_L = \alpha_L v_{pv} \quad (3.6)$$

donde v_{pv} es la velocidad del fluido de poro, D_m es la difusión molecular y D_p es el diámetro promedio de las partículas. En 1962 Blackwell encontró que la relación típica de la dispersión

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

longitudinal a la dispersión transversal es aproximadamente de 24. La dispersión en sistema de flujo 2-D es expresada mediante las siguientes ecuaciones:

$$D_{xx} = \frac{\alpha_L \vec{u} + \alpha_T \vec{v}}{\sqrt{u+v}} + D_m \quad (3.7)$$

$$D_{yy} = \frac{\alpha_L \vec{v} + \alpha_T \vec{u}}{\sqrt{u+v}} + D_m \quad (3.8)$$

$$D_{xy} = \frac{(\alpha_L - \alpha_T)}{\sqrt{u+v}} + D_m \quad (3.9)$$

donde α_L y α_T son las dispersividades para la dispersión longitudinal y la dispersión transversal. D_{xx} es el coeficiente de dispersión en la dirección x, D_{yy} es el coeficiente de dispersión en la dirección y y D_{xy} es el coeficiente de dispersión en la dirección xy. A velocidad baja, la difusión domina y a velocidad alta, domina la dispersión.

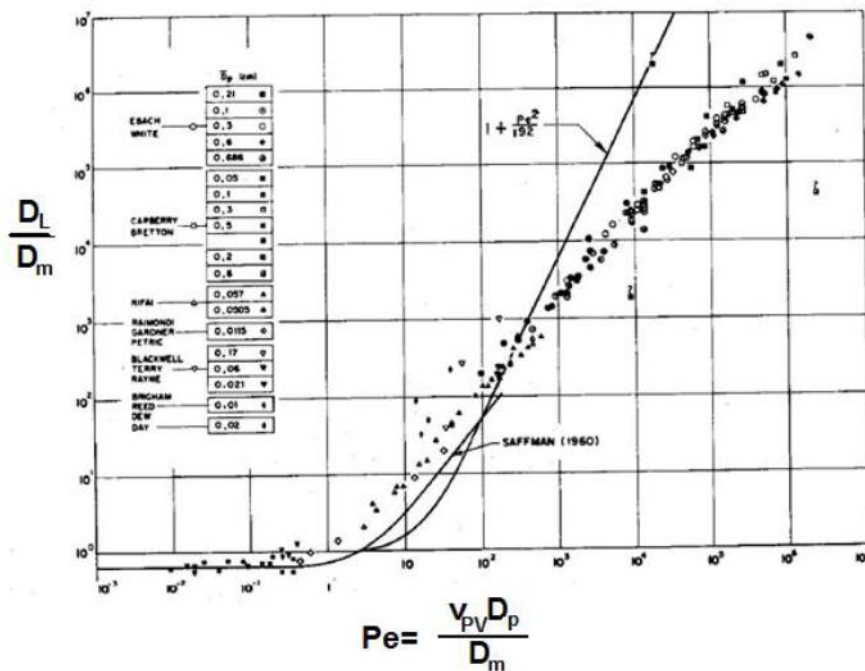


FIGURA 2 CORRELACIÓN (DL/DM) CONTRA EL NÚMERO PECKET (DULLIEN, 1992).

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

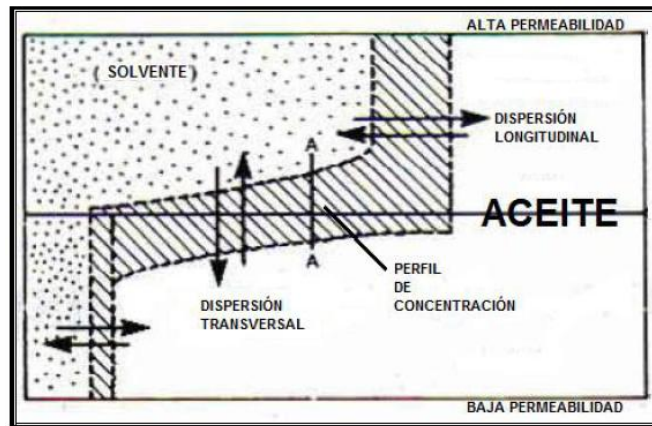


FIGURA 3 ZONA DE MEZCLADO, DISTRIBUCIÓN LONGITUDINAL Y TRANSVERSAL.

Cuando dos mecanismos de transferencia de masa tanto por difusión como de convección están activos, la dispersión total es la suma de ambos componentes. Perkins y Johnston presentaron relaciones para la estimación de la transferencia total de masa bajo la influencia de la dispersión longitudinal y transversal, como lo muestran las siguientes ecuaciones

$$\frac{k_l}{D_o} = \frac{1}{F\phi} + 0.5 \frac{Vd_p\sigma}{D_o} \quad (3.10)$$

donde $\frac{Vd_p\sigma}{D_o} < 50$

$$\frac{k_t}{D_o} = \frac{1}{F\phi} + 0.0157 \frac{Vd_p\sigma}{D_o} \quad (3.11)$$

donde $\frac{Vd_p\sigma}{D_o} < 10^4$

donde

k_l = coeficiente de dispersión longitudinal, (m²/s)

k_t = coeficiente de dispersión transversal, (m²/s)

σ = factor de heterogeneidad

d_p = diámetro de la partícula, (m)

V = velocidad del fluido en la dirección del flujo másico (m/s)

ϕ = porosidad

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

En la ausencia de los términos de velocidad, los coeficientes de dispersión (k_l y k_t) deberían reducirse a sus mínimos valores, equivalente al coeficiente de difusión molecular en el medio poroso. Con el fin de estimar los valores de k_l y k_t , el cálculo de la velocidad de drene es importante. Para calcular la velocidad de drene del aceite, las ecuaciones de continuidad y momento deben resolverse simultáneamente. El valor de la velocidad de drene depende de la posición en la interface.

3.3 COEFICIENTE DE DIFUSIÓN MOLECULAR

El coeficiente de difusión de masa es un parámetro importante en el proceso Vapex. La estimación del proceso de difusión de masa es un gran requerimiento ya que precisamente este parámetro es función de la concentración del solvente en la solución.

En la literatura, hay varias teorías para la estimación de los coeficientes de difusión. La mayoría de estas estimaciones se caracterizan por un gran número de simplificaciones y muchas de ellas solamente son válidas para casos especiales. Por ejemplo, la expresión de Einstein para la constante de difusión molecular es válida para moléculas largas y para el mismo tamaño de molécula de soluto y solvente. Este no es el caso del proceso Vapex.

La correlación de Hayduk-Minhas se derivó para soluto hidrocarburo y pares de solvente. La correlación es:

$$D_{diff} = 13.3 \times 10^{-8} V_a^{0.71} \mu^{\left(\frac{10.2}{V_a} - 0.791\right)} \quad (3.12)$$

donde

D_{diff} = Coeficiente de Difusividad, (m²/s)

V_a = volumen molar a presión de ebullición normal (cm³/mol)

μ = viscosidad de la solución, (cp)

Como se puede observar en la correlación, el coeficiente de difusividad de masa es función de la viscosidad de la solución y a su vez, función de la concentración de solvente en la solución.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Las figuras 40 y 41 muestran la variación de la viscosidad y el coeficiente de difusión de masa vs la concentración de solvente.³

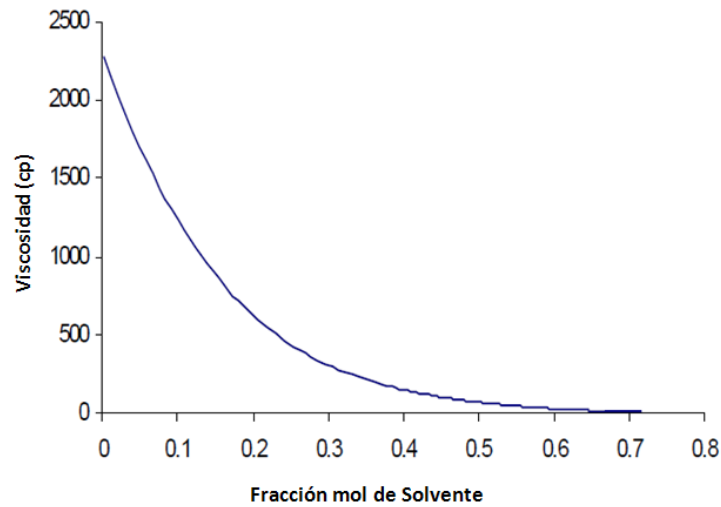


FIGURA 4 VARIACIÓN DE LA VISCOSIDAD CONTRA LA FRACCIÓN MOL DE SOLVENTE EN ACEITE PESADO.

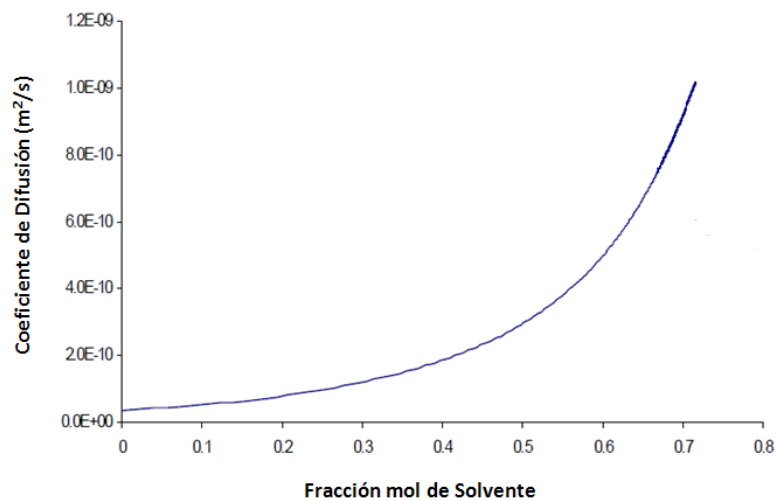


FIGURA 5 VARIACIÓN DEL COEFICIENTE DE DIFUSIÓN CONTRA LA FRACCIÓN MOL DE SOLVENTE EN ACEITE PESADO.

3.4 DIFUSIÓN MOLECULAR

La ecuación que rige los procesos difusivos cuando no hay convección y se considera un modelo de dos pseudo-componentes es (segunda ley de Fick en un medio poroso):

³ Takbiri Borujeni, A. "A Closer Look at Applying Dispersion Coefficient in Conventional Simulators".

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

$$\frac{\partial C}{\partial t} = \frac{D}{\tau} \frac{\partial^2 C}{\partial y^2} \quad (3.13)$$

donde

D = coeficiente de difusión binario libre.

τ = tortuosidad del medio poroso.

C = concentración de la especie a difundir.

t = tiempo.

Es necesario señalar que en un proceso de recuperación mejorada, la difusión no es un mecanismo que movilice al aceite pesado, más bien actúa como un mecanismo activador del proceso. Para explicar esto, suponga que se inyecta un gas que reduce la tensión superficial, para que el gas penetre al aceite es necesario un proceso difusivo, este proceso actuará de manera relativamente rápida en las vecindades de la superficie líquido-gas, pero una vez allí la modificación en la tensión superficial (y otras propiedades) movilizará a esta pequeña capa de líquido.

Se ha encontrado que la tensión interfacial de un sistema aceite pesado-solvente se reduce cuando un solvente es inyectado a un yacimiento. La tensión interfacial reducida altera la fuerza de balance gravedad-capilaridad y por lo tanto reduce la saturación de aceite residual.

3.5 DRENE GRAVITACIONAL

Para un medio libre o un medio poroso los gradientes de presión debidos a las fuerzas de gravedad son:

$$\frac{dp}{dy} = \Delta\rho g \quad (3.14)$$

En órdenes de magnitud

$$\frac{\Delta p_g}{L} \approx \Delta\rho g \quad (3.15)$$

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Las velocidades características para drene gravitacional en la matriz se pueden obtener a partir de la ley de Darcy en un campo gravitatorio y despreciando los gradientes de presión convectivos:

$$v_p = -\frac{k}{\phi\mu} \Delta\rho g \quad (3.16)$$

3.5.1 EFECTO DEL MECANISMO DE DIFUSIÓN SOBRE EL DRENE GRAVITACIONAL⁴

El mecanismo fundamental del proceso es el drene gravitacional causado por la diferencia de densidad entre la fase líquido-aceite y la fase de vapor inyectado. El flujo de drene de la fase aceite sucede sólo a partir de la reducción de viscosidad debido al impacto del solvente inyectado (o calor en el caso del SAGD). De acuerdo a la ley de Fick, un balance de material a través de una distancia diferencial, dx , puede ser expresada como una ecuación de continuidad para el cambio de concentración (fracción volumen), C , con el tiempo, t , con el uso del coeficiente de difusión, D :

$$\left(\frac{\partial C}{\partial t}\right) = \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial C}{\partial x} \right) \quad (3.17)$$

Si la interface de drene con una concentración fija se mueve a una velocidad, U , en una dirección normal a la interface a una condición de estado estacionario, la concentración de solvente invadido, C , no cambia con el tiempo a una profundidad dada desde la interface, ξ (un eje de movimiento con la interface, $\xi = x - U \cdot t$; entonces

$$-U \left(\frac{\partial}{\partial \xi} \right) = \left(D \frac{\partial C}{\partial \xi} \right) \quad (3.18)$$

El drene se debe a la reducción de la viscosidad mediante la disolución del solvente gaseoso en la interface. Con un coeficiente de difusión constante y las condiciones de frontera:

⁴ Okazawa, T. "Impact of Concentration-Dependence of Diffusion Coefficient on VAPEX Drainage Rates". Journal of Canadian Petroleum Technology, Volumen 48, No. 2, Febrero 2009.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

$$\begin{cases} C = C_s, \text{ en } \xi = 0 \\ C = 0, \text{ en } \xi = \infty \end{cases}$$

entonces la solución del estado estacionario bien conocida para el perfil de la fracción volumen es:

$$\left(\frac{c}{c_s} \right) = \exp\left(-\frac{\xi}{\xi_0} \right) \quad (3.19)$$

donde $\xi_0 = D/U$ es la distancia deteriorada, es decir, el indicador de espesor de la zona de flujo. El gasto de avance, U , debe disminuir porque ξ_0 debe acomodar el flujo volumétrico del drene el cual aumenta desde cero en la cima de la formación. La situación sigue siendo la misma en el caso de la dependencia de concentración del coeficiente de difusión. La figura 42 muestra el proceso de drene en el Vapex.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

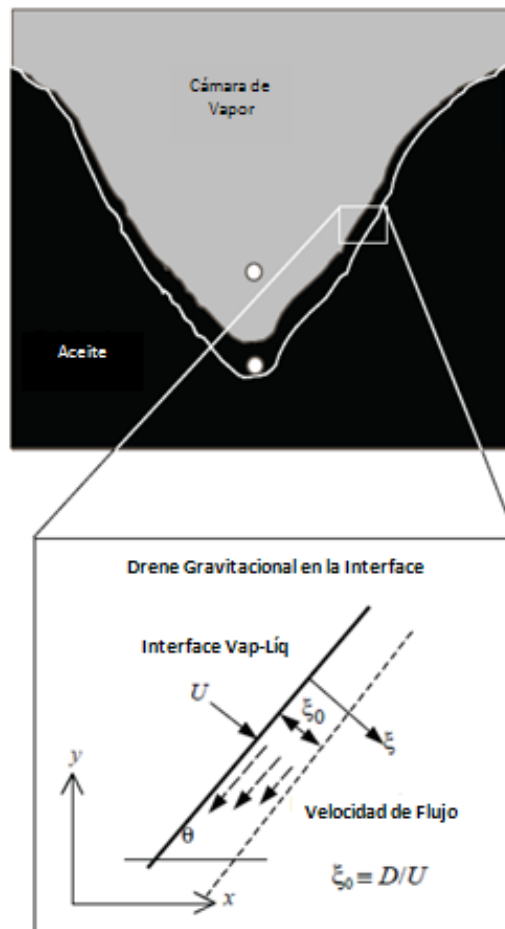


FIGURA 6 PROCESO DE DRENE GRAVITACIONAL.

Es difícil derivar los perfiles de concentración del estado estacionario analíticamente de la ecuación 3.17 si el coeficiente de difusión depende de la concentración, por lo que se asume que el solvente solamente es distribuido entre la interface y a una profundidad ξ_0 en la forma:

$$\left(\frac{c}{c_s}\right) = \left(1 - \frac{\xi}{\xi_0}\right)^{1/n} \quad (3.20)$$

El término se define de manera similar como en la ecuación 3.19, $\xi_0 = A/U$, el tamaño de la longitud de difusión es inversamente proporcional al gasto de avance de la interface. Aunque el significado del símbolo, A , es diferente del coeficiente de difusión, D , comparten la misma dimensionalidad.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

La forma diferencial de la ecuación 3.20 es:

$$\left(\frac{dC}{c_s}\right) = -\frac{1}{n} \left(1 - \frac{\xi}{\xi_0}\right)^{\frac{1}{n}-1} \frac{d\xi}{\xi_0} \quad (3.21)$$

la cual puede ser reordenada como

$$-UC = nA \left(\frac{c}{c_s}\right)^n \left(\frac{dC}{d\xi}\right) \quad (3.22)$$

Comparando esta ecuación con la integración de ξ de la ecuación 3.18, la dependencia de concentración del coeficiente de difusión, D , en la ecuación 3.18 debe ser:

$$D(C) = nA \left(\frac{c}{c_s}\right)^n \quad (3.23)$$

Siguiendo la convención empezada por Butler para el efecto de la temperatura sobre la viscosidad del aceite, y modificado por Dunn, para el efecto de concentración, la viscosidad cinemática de la mezcla, ν , es:

$$\frac{1}{\nu} = \frac{1}{\nu_s} \left(\frac{c}{c_s}\right)^m \quad (3.24)$$

donde ν_s es la viscosidad cinemática en la interface. La ecuación (3.24) implica que el aceite es inmóvil con cero concentración de solvente, aunque en realidad, el aceite tiene valores de viscosidad finitos. Esta formulación está justificada porque la movilidad de la mezcla aceite-solvente a la concentración del solvente en la interface, C_s , es algunos órdenes de magnitud más grande que la del mismo aceite; por lo tanto, la contribución del drene gravitacional del aceite es solo de las mezclas aceite-solvente.

Al combinar las ecuaciones, el coeficiente de difusión puede ser expresado como función de la viscosidad cinemática:

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

$$D(v) = \left(nAv \frac{m}{s} \right)^{\frac{n}{m}} \cdot v^{\frac{n}{m}} \quad (3.25)$$

Por lo tanto, la ecuación y, a su vez, la ecuación satisfacen la ley Stokes-Einstein donde $n=m$, o la ley más general fraccional Stokes-Einstein donde $n < m$.

3.6 NÚMERO DE GRAVEDAD

La gravedad es un mecanismo de transporte significativo solo cuando los fluidos de interés tienen diferentes densidad y el proceso de desplazamiento tiene pequeñas fuerzas viscosas.

$$N_G = \frac{k k_{ro} g \Delta \rho}{\mu_o u} \quad (3.26)$$

Como se puede ver en la ecuación, con muy bajas velocidades el número de gravedad será muy alto y las fuerzas de gravedad serán importantes.

Con este número adimensional, además de incorporar se puede incluir el efecto de la velocidad de inyección.

$$N_G = \frac{k k_{rw}^* \Delta \gamma}{\mu_w u_t} \frac{\partial H_D}{\partial z_D} \quad (3.27)$$

siendo

$$H_D = \frac{H}{L}$$

$$z_D = \frac{z}{L}$$

donde

k = permeabilidad absoluta (L^2).

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

k_{rw}^* = permeabilidad relativa en su punto final.

$\Delta\gamma$ = diferencias de pesos específicos ($M L^{-2} T^{-2}$).

μ_w = viscosidad del agua ($M T^{-1} L^{-1}$).

u_t = velocidad total (LT^{-1}).

H_D = función de posición adimensional.

z_D = distancia adimensional.

La definición de N_G muestra que en el desplazamiento vertical las fuerzas gravitacionales incrementan cuando el medio poroso tiene alta permeabilidad y cuando la diferencia de densidades entre los fluidos aumenta. También se puede deducir que cuando el gasto de inyección y la viscosidad del fluido aumentan dicho número adimensional disminuye.⁵

3.7 NÚMERO CAPILAR

Dentro del medio poroso, las fuerzas que principalmente actúan son las fuerzas capilares y viscosas. Varios autores han sugerido un parámetro adimensional, el cual relacione estas propiedades. Dicho parámetro se le conoce como número capilar.

$$N_C = \frac{\mu v}{\sigma \cos\theta} \quad (3.28)$$

donde

μ = viscosidad dinámica del líquido.

v = velocidad.

σ = tensión superficial entre la fase agua y la fase aceite.

θ = ángulo de contacto.

⁵ Rosado Vázquez, Francisco Javier. "Dinámica de Flujo de Fluidos en un Proceso de Desplazamiento Inmiscible de Dos Fases en Medios Porosos". Tesis de Maestría. Facultad de Ingeniería, UNAM. México, D.F. Septiembre de 2007.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Generalmente se reconoce que al final de la inyección de agua o de gas, el valor del número capilar es de alrededor de 10^{-6} .⁶

Una definición frecuentemente usada del número capilar depende de la viscosidad, μ , la velocidad Darcy, v y la tensión interfacial σ :

$$N_c = \frac{\mu v}{\sigma} \quad (3.29)$$

Algunos autores han incluido la porosidad y algunos el ángulo de contacto dejando otras definiciones del número capilar.

$$N_c = \frac{\mu v}{\phi \sigma} \quad (3.20)$$

Al sustituir la velocidad Darcy usando la ley de Darcy se obtiene

$$N_c = \frac{\mu v}{\sigma} = \frac{k_{r,w} K \Delta P / l}{\sigma} \quad (3.31)$$

En ocasiones, el término de permeabilidad relativa es excluido en la parte superior de la ecuación. Otras definiciones para los números capilares encontrados en la literatura son

$$N_c = \sqrt{\frac{k \nabla p}{\phi p_c}} \quad (3.32)$$

$$N_c = k \frac{|\nabla p + \rho g|}{\sigma \cos \theta} \quad (3.33)$$

$$N_c = k \frac{|\nabla p|}{\sigma} \quad (3.34)$$

⁶ Almeida García, Ingrid Dévora. "Estudio Experimental para determinar la Factibilidad Técnica de Inyectar Surfactantes en Yacimientos Fracturados para la Recuperación del Aceite Remanente en el Casquete de Gas". Tesis de Maestría. Facultad de Ingeniería, UNAM. México, D.F., 2008.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

En la siguiente figura se muestra una relación entre el número capilar y la recuperación de aceite, en la cual se observa que mientras aumenta el número capilar, se obtiene un mayor porcentaje de aceite recuperado.⁷

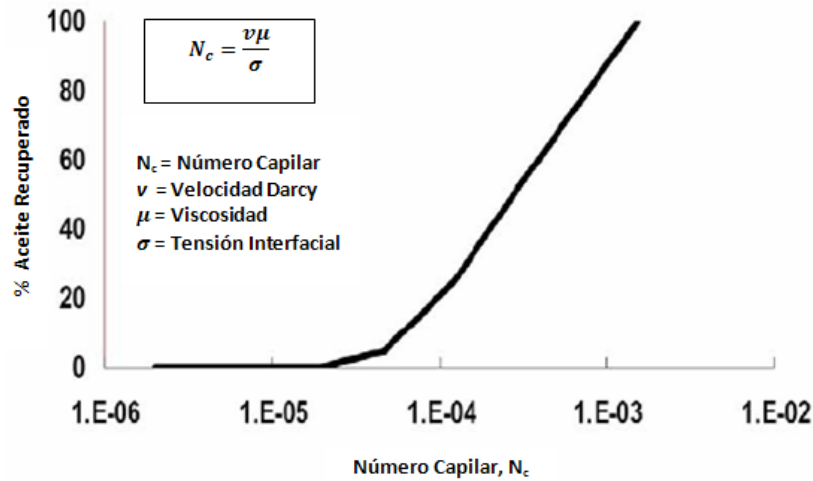


FIGURA 7 RELACIÓN ENTRE EL NÚMERO CAPILAR Y LA RECUPERACIÓN DE ACEITE.

En 1969, Taber señala todas las implicaciones del número capilar sobre la disminución del aceite residual. Después, otros autores han presentado correlaciones entre estas dos variables, tal como la reportada por Hagoort, que se muestra la figura 14.

⁷ Aslam, Usman. "Numerical Simulation of Surfactant Flooding in Mixed Wet Reservoirs". Tesis de Maestría. Universidad de Stavanger, Noruega. 2010.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

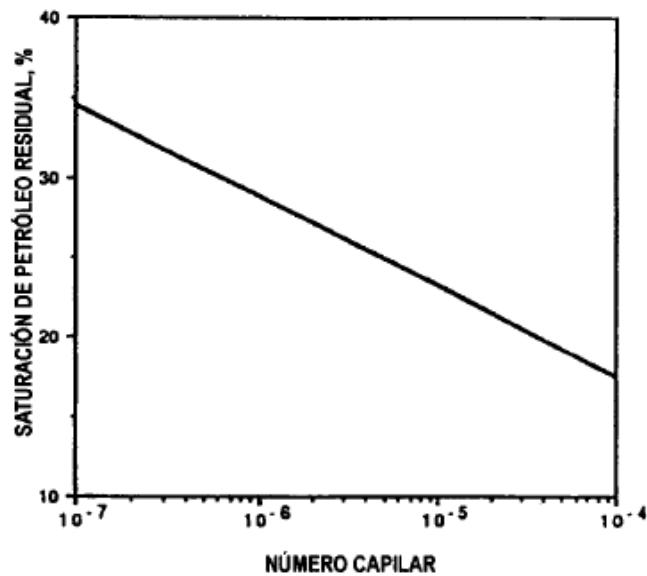


FIGURA 8 ACEITE RESIDUAL EN FUNCIÓN DEL NÚMERO CAPILAR (SEGÚN FAROUQ Y THOMAS).

Se observa que a medida que aumenta el número capilar, disminuye la saturación del aceite residual; esto se logra reduciendo la viscosidad del aceite o aumentando el gradiente de presión y más aún disminuyendo la tensión interfacial. En sus primeros trabajos, Reed mostró que la saturación de aceite residual se disminuye significativamente sólo cuando se alcanzan tensiones interfaciales muy bajas, en el orden de 10^{-2} dinas/cm.

3.8 NÚMERO DE BOND

En el proceso VAPEX, el mecanismo de recuperación principal es el drene del solvente-aceite pesado diluido mediante gravedad. En general, las fuerzas de gravedad, capilaridad y viscosidad controlan el flujo de drene gravitacional en un medio poroso. Las relaciones entre dos fuerzas diferentes pueden ser expresadas como números adimensionales. Estos números adimensionales pueden ser usados para caracterizar la influencia de diferentes fuerzas en el proceso. Uno de esos números es el Número de Bond, el cual se define se define como la razón entre fuerzas gravitacionales y capilares:

$$N_B = \frac{\Delta p_g}{\Delta p_c} \quad (3.35)$$

$$N_B = \frac{kg\Delta\rho}{\sigma} \quad (3.36)$$

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

El número de Bond estará dado de forma siguiente para el sistema matriz:

$$N_B = \frac{\Delta\rho g L}{2\gamma \cos\theta} \quad (3.37)$$

rp

donde

$\Delta\rho$ = diferencia de densidades entre el fluido original y el inyectado.

g = aceleración de la gravedad.

L = tamaño del bloque.

γ = tensión superficial.

$\cos\theta$ = mojabilidad.

rp = tamaño de poro característico de la matriz.

Se pueden definir las siguientes observaciones para el número de Bond en el sistema matriz:

- a) $B_o > 1$ Ganan las fuerzas gravitacionales y hay flujo de fluido de la matriz hacia la fractura, ocurre un proceso de drene gravitacional.
- b) $B_o = 1$ Hay equilibrio de fuerzas en el medio poroso. Por lo tanto, no existen flujos asociados a drene en la matriz.
- c) $B_o < 1$ Ganan las fuerzas capilares del sistema; es decir, no hay flujo de la matriz hacia la fractura, por el contrario hay imbibición hacia la matriz. La matriz imbebe al fluido que está en la fractura.

En un proceso de inyección de gases, la condición más favorable es el caso a), de hecho entre más grande sea el Número de Bond más eficiente será el proceso.⁸

Para una gota de aceite atrapada en un poro circular en presencia de un solvente inyectado, el número de Bond puede ser definido como:

⁸ Barrios Rojas, Saulo. "Estudio del número adimensional de Bond usado en procesos de recuperación de hidrocarburos en Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF)". Tesis Profesional. Facultad de Ingeniería, UNAM. México, D.F. Junio 2011

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

$$N_B = \frac{(\rho_o - \rho_s)gr^2}{2\gamma_{os}} \quad (3.38)$$

donde:

ρ_o = densidad del aceite pesado.

ρ_s = densidad del solvente.

g = aceleración de gravedad.

r = radio del poro circular.

γ_{os} = tensión interfacial entre el aceite pesado y el solvente inyectado.

En la figura 45 se aprecia que el número de Bond aumenta con la presión para cuatro diferentes solventes. Esto se debe a que el equilibrio de tensión interfacial del sistema aceite pesado-solvente se reduce mientras la presión aumenta.

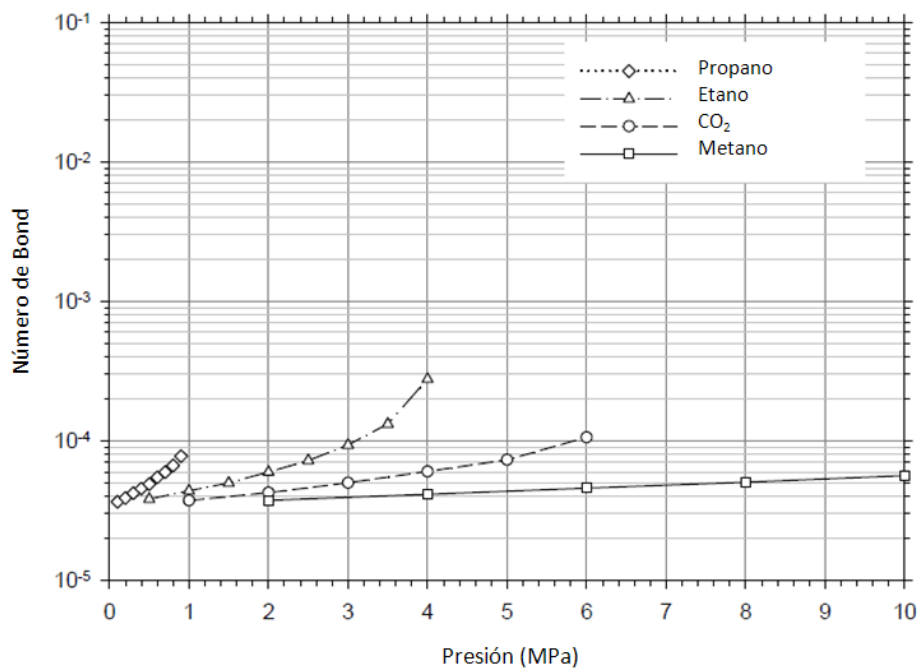


FIGURA 9 NÚMEROS DE BOND CALCULADOS PARA EL PROCESO VAPEX EN UN YACIMIENTO DE ACEITE PESADO CON PERMEABILIDAD $K = 3$ Y POROSIDAD = 32% AL INYECTAR DIFERENTES SOLVENTES A DIFERENTES PRESIONES Y $T = 23.9$ °C.⁹

⁹ Yang, C., Gu, Y. "Effects of Heavy-Oil/Solvent Interfacial Tension on Gravity Drainage in the Vapor Extraction (Vapex) Process". SPE, Calgary, Alberta, Canadá, Noviembre, 2005.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

3.9 RAZÓN DE MOVILIDADES

La razón de movilidades, M , generalmente se define como la movilidad de la fase desplazante, λ_D , dividida entre la movilidad del fluido desplazado, λ_d . Este factor influye en la eficiencia de desplazamiento, es decir, en la eficiencia microscópica de desplazamiento del aceite dentro de los poros. Si $M > 1$, el fluido desplazante, por ejemplo agua en una inyección de agua, se mueve más fácil que el fluido desplazado, el aceite. Esto no es deseable, porque el fluido desplazante fluirá, sobrepasando al fluido desplazado y, como consecuencia, producirá un desplazamiento ineficiente, fenómeno conocido como canalización viscosa. Para que ocurra un desplazamiento óptimo, debe darse que $M < 1$, relación definida generalmente como razón de movilidad favorable. Si $M > 1$, significa que se debe inyectar más fluido para alcanzar una determinada saturación de aceite residual en los poros. Al igual que la eficiencia de desplazamiento, tanto la eficiencia de barrido areal como la de conformación (o eficiencia de barrido vertical) decrecen a medida que la razón de movilidad aumenta. En otras palabras, si el fluido desplazante fluye más rápidamente que el aceite, el desplazamiento es ineficiente también desde un punto de vista macroscópico.

La razón de movilidad se puede mejorar bajando la viscosidad del aceite, aumentando la permeabilidad efectiva al aceite y disminuyendo la permeabilidad efectiva de la fase desplazante.

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} \quad (3.39)$$

donde

λ_D = movilidad del fluido desplazante.

λ_d = movilidad del fluido desplazado.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

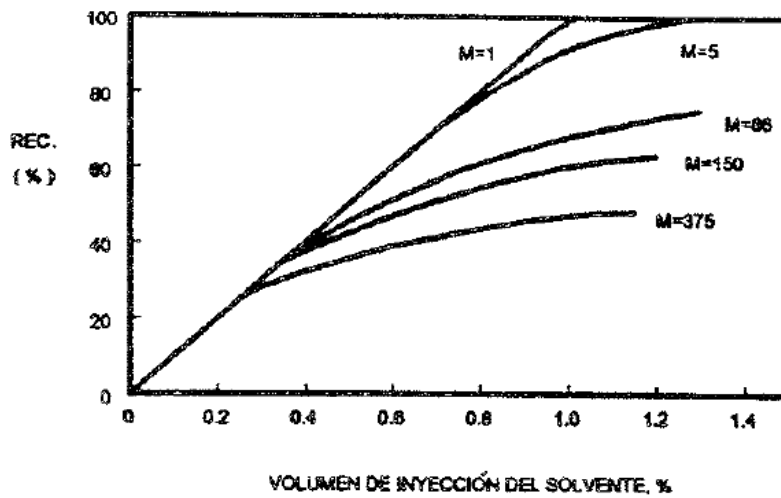


FIGURA 10 EFECTO DE LA RAZÓN DE MOVILIDAD SOBRE LA RECUPERACIÓN.

3.9.1 MÉTODO CUALITATIVO PARA MEDIR LA MOVILIDAD

El método Amott combina la imbibición y el desplazamiento forzado para medir el promedio de la mojabilidad de un núcleo.

$$I_w = \frac{VOSP}{V_{ot}} - \frac{VWSP}{V_{wt}} = \delta_w - \delta_o \quad (3.40)$$

donde

I_w = índice relativo de mojabilidad o índice de mojabilidad de Amott.

VOSP = volumen de aceite desplazado por la imbibición espontánea del agua.

V_{ot} = volumen total de aceite desplazado en la prueba.

VWSP = volumen de agua desplazada por la imbibición espontánea del aceite.

V_{wt} = volumen total de agua desplazado en la prueba.

δ_w = proporción de desplazamiento por agua.

δ_o = proporción de desplazamiento por aceite.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

3.10 CURVAS DE DESATURACIÓN DE CAPILARIDAD

La eficiencia de un fluido desplazando a otro a través de un medio permeable depende en gran parte de la dinámica en la escala de poro en el frente principal de mojabilidad. La Curva de Desaturación de Capilaridad relaciona las fases residuales mojante o no mojante y el número capilar. La Curva de Desaturación de Capilaridad (CDC) muestra que con el aumento del número capilar la saturación residual de la fase no mojante, aceite (S_{or}), disminuye.

En particular, muchas técnicas de recuperación mejorada tienen el objetivo de disminuir la saturación del aceite residual (S_{or}) mediante el uso de las CDC. Estas curvas son gráficas del número capilar (N_c) en el eje x con escala logarítmica contra el porcentaje de la fase mojante o no mojante de la saturación residual (S_r).

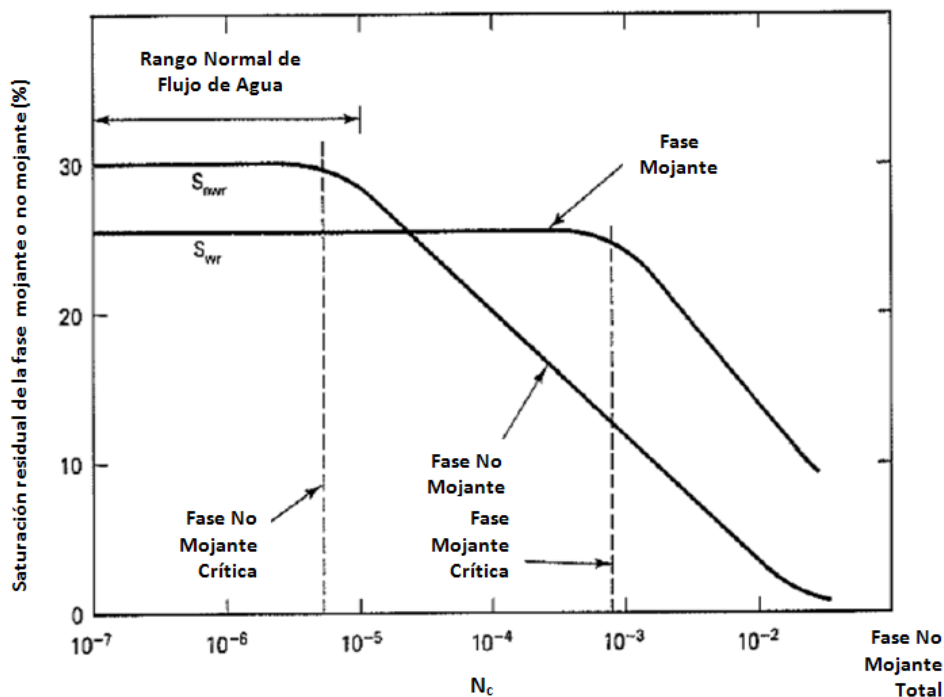


FIGURA 11 ESQUEMA DE LA CURVA DE DESATURACIÓN CAPILAR.

3.11 NÚMERO DE ENTRAMPAMIENTO

El número de entrampamiento¹⁰ es una combinación del número de capilaridad y el número de bond. El número capilar (N_c) se deriva de un balance de fuerza entre las fuerzas viscosas y

¹⁰ Pope, G.A., Wu, W. et. al. "Modeling Relative Permeability Effects in Gas-Condensate Reservoirs". SPE 49266. Septiembre, 1998.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

capilares. El número de Bond (N_b) se deriva de un balance de fuerza entre las fuerzas gravitacionales y capilares. De hecho, las fuerzas viscosas son más a menudo casi horizontales y la fuerza gravitacional es vertical, por lo que una suma escalar sería completamente incorrecto.

Las saturaciones residuales de fase son funciones de la tensión interfacial a través de este número adimensional, el cual está definido por:

$$N_n = \frac{\bar{k}(\nabla\Phi_i + g\Delta\rho\nabla D)}{\sigma_{ll'}} \quad (3.41)$$

$$\nabla\Phi_{l'} = \nabla P_{l'} - g\rho_{l'}\nabla D \quad (3.42)$$

donde

l = fase desplazada.

l' = fase desplazante.

$\nabla\Phi_{l'}$ = gradiente de flujo potencial.

\bar{k} = tensor de permeabilidad.

g = aceleración de la gravedad.

$\Delta\rho$ = diferencia de densidades.

D = profundidad.

$\sigma_{ll'}$ = tensión interfacial entre las fases l y l' .

$P_{l'}$ = presión de la fase l' .

Esta definición no considera explícitamente los efectos de esparcimiento y mojabilidad sobre el atrapamiento de la fase residual. Sin embargo, correlaciona la saturación residual de ambos efectos con una amplia variedad de fases de diferentes mojabilidades y un gran número de tipos de roca, por lo que es muy útil para modelar un conjunto particular de condiciones de roca y fluido si han sido medidos datos para establecer la correlación.

La saturación residual basada en el número de atrapamiento se define como

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

$$S_{lr} = \min \left(S_l, S_{lr}^{\text{sup}} + \frac{S_{lr}^{\text{inf}} - S_{lr}^{\text{sup}}}{1 + T_l (N_T)^{\tau_l}} \right) \quad (3.43)$$

S_{lr} = saturación residual de la fase desplazada.

S_l = saturación de la fase desplazada.

$S_{lr}^{\text{sup}}, S_{lr}^{\text{inf}}$ = saturación residual de a fase l en el número de entrapamiento N_T superior e inferior.

T_l = parámetro de entrapamiento para la fase l .

τ_l = parámetro de modelo de entrapamiento.

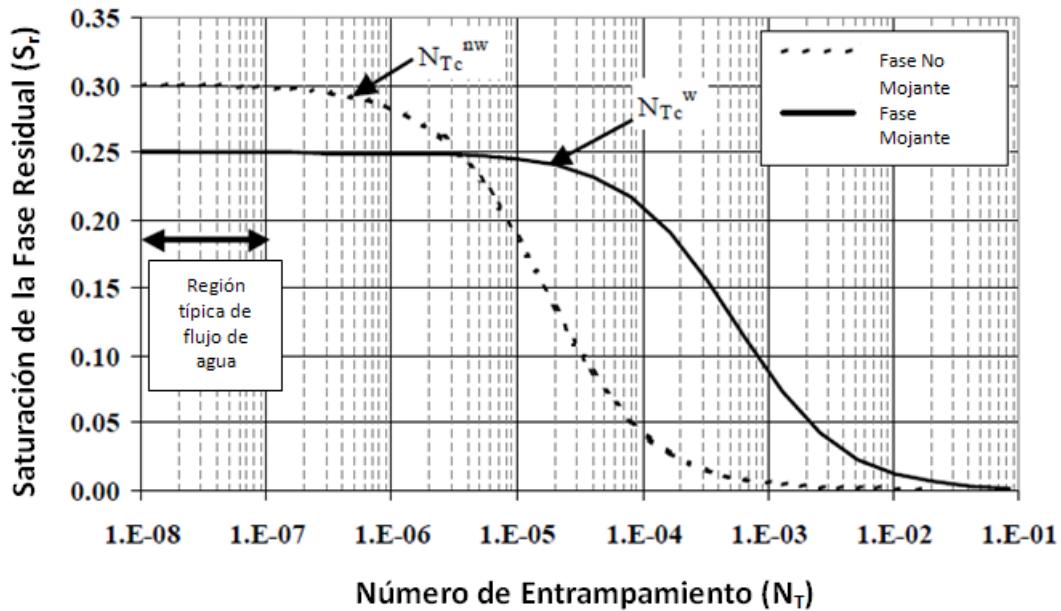


FIGURA 12 EJEMPLO DE CURVA DE DESATURACIÓN CAPILAR.

3.12 COEFICIENTE DE ESPARCIMIENTO¹¹

El coeficiente de esparcimiento se ha definido como un balance de tensión interfacial:

$$S = \gamma_{wg} - (\gamma_{wo} - \gamma_{og}) \quad (3.44)$$

donde

¹¹ Araujo, Y.C., Araujo, M., et.al. "Effect of the Spreading Coefficient on Two-Phase Relative Permeability". SPE 65385. Febrero, 2001.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

γ_{wg} = tensión interfacial agua-gas.

γ_{wo} = tensión interfacial agua-aceite.

γ_{og} = tensión superficial aceite-gas.

Los coeficientes de esparcimiento pueden tener valores positivos o negativos de acuerdo a la naturaleza de la superficie de la roca y los líquidos presentes en el sistema. Un coeficiente de esparcimiento positivo indica que una delgada película de fluido se vuelve en una fase continua a través del sustrato. En el caso de un sistema agua/aceite/gas, la fase aceite es capaz de esparcirse sobre el agua en la presencia de gas. Este proceso favorece la continuidad hidráulica del aceite, y por lo tanto conduce a una baja saturación residual de aceite.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

CAPÍTULO 4: SIMULACIÓN DEL PROCESO EN UN YNF

Los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) en su mayoría son grandes productores de aceite en el mundo, debido a que aportan más del 80% de la producción de hidrocarburos a nivel nacional y más del 50% a nivel mundial.

Este tipo de yacimiento puede ser definido como un sistema formado por poros y canales intercomunicados, donde los poros forman el sistema de matriz y los canales el sistema de fracturas. En su sistema multiporoso se pueden encontrar microfracturas, mesofracturas, macrofracturas, canales de disolución, microvúgulos, macrovúgulos, cavernas, presencia de varios tamaños de poro y redes de fracturas, los cuales son saturados por hidrocarburos u otros fluidos.

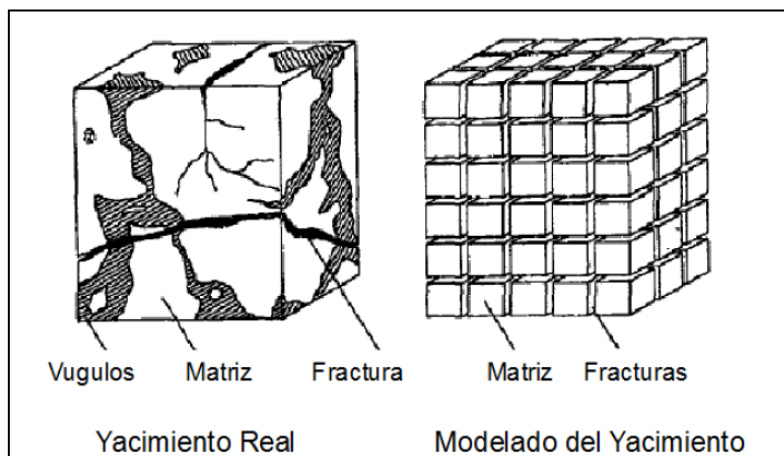


FIGURA 1 IDEALIZACIÓN DE UN MEDIO POROSO HETEROGÉNEO.

En este trabajo se presenta la simulación de inyección de propano sobre un pequeño bloque de un yacimiento naturalmente fracturado.

4.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YNF

En la tabla 3 se muestra una clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) basada en las propiedades de la matriz y de la fractura.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Tipo	Descripción de la Matriz	Descripción de la Fractura
I	Baja K y ϕ	Alta K y ϕ
II	Baja K y Mediana ϕ	Alta K y Mediana ϕ
III	Baja K y Alta ϕ	Alta K y Baja ϕ
IV	Alta K y ϕ	Alta K y ϕ

TABLA 1 CLASIFICACIÓN DE LOS YNF.

Los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) en México en forma general se consideran que son del tipo I y II.

4.2 CLASIFICACIÓN BASADA EN EL VOLUMEN DE ALMACENAMIENTO

Yacimientos tipo A: el mayor volumen está en la porosidad de la matriz y en pequeñas cantidades en las fracturas.

Yacimientos tipo B: aproximadamente la mitad de los hidrocarburos se almacena en la matriz y la otra mitad en las fracturas. Las fracturas son mucho más permeables que la matriz.

Yacimientos tipo C: todos los hidrocarburos están en las fracturas con ninguna contribución de la matriz. En este caso las fracturas dan tanto el almacenamiento como la permeabilidad necesaria para llevar a cabo la producción comercial.

4.3 SIMULADOR

La elección del simulador dependió principalmente de la temperatura. En simuladores térmicos como STARS uno de los limitantes para usarlo fue que usa modelos de doble porosidad, los cuales usan funciones de transferencia de calor y que no están ajustados a ciertos casos. Por esa razón se eligió utilizar el simulador Reri, ya que supone que la temperatura es constante, y así poder variar las condiciones del yacimiento.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

En el simulador STARS una desventaja es que las funciones de transferencia son desconocidas, por lo que no es posible simular el proceso VAPEX. El simulador Reri por otra parte no utiliza estas funciones de transferencia, es decir, resuelve acopladas la matriz y la fractura.

Para el caso de estudio se utilizó el simulador FRSG V2.0 (Fractured Reservoir Simulator for Gas Injection, versión 2.0), el cual simula flujo composicional en 2D de yacimientos fracturados debido a la difusión de Fickian con efectos gravitacionales y composicionales.

El programa se compone de dos partes independientes, cada una con diferentes datos de entrada y salida, como lo muestra el siguiente diagrama:

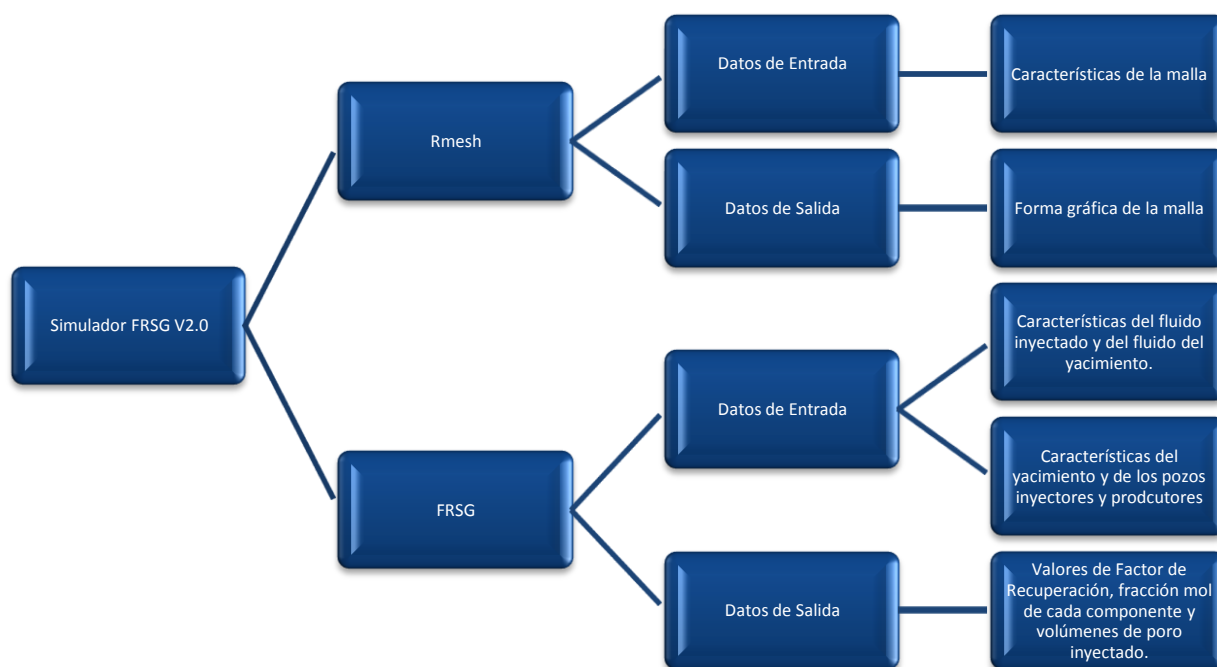


FIGURA 2 DIAGRAMA DE LAS PRINCIPALES PARTES DEL SIMULADOR.

A continuación se describe específicamente los datos de entrada y salida de cada parte del simulador.

1. **Rmesh**: es un generador de malla 2D para dominios fracturados usando elementos rectangulares. Los archivos de entrada y salida son:

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

- Archivo de entrada:

<name>.mesh: en este archivo se introducen los datos necesarios para crear la malla.

L_x = Longitud (m) del dominio rectangular en la dirección x.

L_y = Altura (m) o espesor (m) del dominio rectangular en la dirección z (con efecto gravitacional) o en la dirección y (sin el efecto gravitacional).

N_x = Número de bloques en la dirección x.

N_y = Número de bloques en la dirección y.

m_x = Parámetro de malla en la dirección x.

m_y = Parámetro de malla en la dirección y.

Los parámetros de malla describen que tan finos son los elementos de la malla cercanos a las fracturas.

N_f = Número de elementos de fractura en el dominio.

D_f = espesor (m) del bloque de matriz

El valor recomendado es de 0.25 m para bloques de matriz en el orden de más de 2 m de altura.

I_f = número de fracturas.

$(x_1, y_1), (x_2, y_2)$ = coordenadas (m) de las fracturas.

La siguiente figura muestra un ejemplo de cómo se genera la malla con valores de parámetro de malla igual a cero (figura izquierda) y con valores de parámetro de malla igual a uno (figura derecha).

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

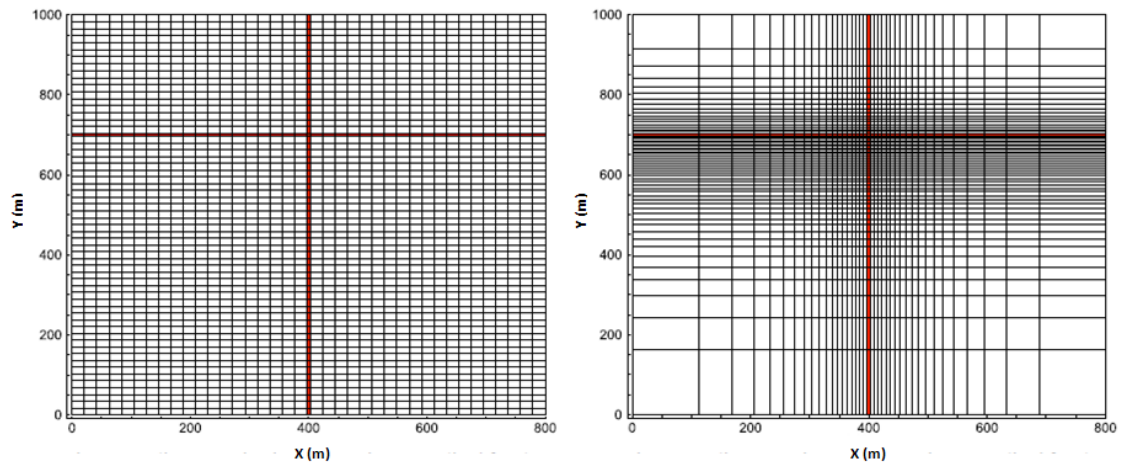


FIGURA 3 EJEMPLO DE LA GENERACIÓN DE MALLA.

Como se observa en el ejemplo, la figura con $m_x, m_y = 0$ muestra las divisiones de bloques de mismo tamaño. La malla con valores de $m_x, m_y = 1$ muestra los tamaños de bloques más finos conforme se van acercando a las fracturas, representadas con las líneas rojas.

```

%-----
% Lx(m)      Ly(m)
%-----
% 20.0              20.0
%-----
% Nx          Ny
%-----
% 50          50
%-----
% mx          my
%-----
% 1.          1.
%-----
% Nf          Df
%-----
% 6          0.25
%-----
% If          (x1, z1)          (x2, z2)
%-----
% 1  0.000    0.000          20.000    0.000
% 2  0.000   10.000          20.000   10.000
% 3  0.000   20.000          20.000   20.000
% 4  0.000    0.000          0.000   20.000
% 5  10.000   0.000          10.000   20.000
% 6  20.000   0.000          20.000   20.000

```

FIGURA 4 ARCHIVO <NAME>.MESH QUE CONTIENE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA MALLA.

- Archivos de salida:

<name>-io_mesh: contiene la descripción de la malla (conectividad de la matriz) necesaria para el FRSG.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

<name>_mesh.plt: es un archivo TecPlot/VisIt que muestra la forma gráfica de la malla creada.

2. **FRSG**: contiene el código fuente para resolver las ecuaciones de flujo de difusión-convección.

- Archivos de Entrada:

<name>.io_mesh: es el archivo de malla creada por Rmesh.

<name>.in_fluid: en este archivo los datos de entrada corresponden a los datos del fluido. Estos datos son:

- ✓ Número de diferentes componentes en el yacimiento y número de diferentes composiciones de gas inyectadas a diferentes intervalos.
- ✓ Composición inicial del fluido del yacimiento (fracción mol).
- ✓ Composición de los gases de inyección (fracción mol).
- ✓ Propiedades de los componentes:
 - factor acéntrico,
 - temperatura crítica (K),
 - presión crítica (bar)
 - peso molecular (g/mol),
 - volumen crítico (m³/kg)
 - volumen desplazado,
 - multiplicador de volumen y de volumen de difusión: este proporciona una medida del tamaño de las moléculas en cada componente y es usado en el cálculo de los coeficientes de difusión. El multiplicador de volumen permite ajustar los componentes pesados.
- ✓ Parámetros binarios de interacción.
- ✓ Viscosidad de los componentes puros (o establecer el valor de -1 para calcular internamente).
- ✓ Viscosidad de las fases líquida y gaseosa, ya sea poniendo NA para el cálculo consistente interno o proporcionar los dos valores constantes.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

```

Fracciones mol del fluido inicial y del fluido inyectado
#-----#
8 1 #      Núm. de componentes ; Núm. de diferentes gases inyectados
#-----#
index  Fluido inicial  Fluido inyectado  Componentes
#-----#
1      0.02680000067  0.0              Carbon Dioxide
2      0.01244         0.0              H2S
3      0.0852          0.0              C2
4      0.07045        1.0              C3
5      0.3243999863   0.0              Methane
6      0.1028999996   0.0              C4-C6
7      0.2744499969   0.0              C7+
8      0.1061499977   0.0              C7++
#-----#
Multiplicador de volumen de difusión
#-----#
1
#-----#
Acéntrico      Tc(K)      Pc(bar)      Mw(g/mole)  Vc(m**3/kg)  Volume shift  SumV
#-----#
0.231          304.2      73.98        44.01       0.002169197  0.000003      26.9      Dióxido de Carbono
0.081          373.20     89.40        34.08       0.00290529   -0.238784     52         H2S
0.099          305.32     48.72        30.07       0.00483881   -0.1002       52         C2
0.153          369.83     42.48        44.10       0.00453554   -0.08501      52         C3
0.011          190.58     46.04        16.04       0.00617284   -0.154        25.14     Metano
0.239125365   459.191   34.36045     70.2562131  0.004261093  -0.035965135  102.9211218  C4+C5+C6
0.526681316   661.8107  21.34347     185         0.003609812  -0.001637905  248.316     C7+
0.657184941   1133.422  12.64244     600         0.003786117  -0.003142444  824.751     C7++
#-----#
Parámetros binarios de interacción
#-----#
0.0000000
0.0000000  0.0000000
0.1500000  0.1000000  0.00000000
0.1500000  0.1000000  0.00000000  0.0000000
0.1500000  0.1000000  0.03400000  0.0360000
0.1500000  0.1000000  0.00000000  0.0000000  0.0000000
0.1500000  0.1000000  0.00000000  0.0000000  0.0410000  0.0000000
0.1000000  0.1000000  0.00000000  0.0000000  0.0450000  0.0000000  0.0000000
0.1000000  0.1000000  0.00000000  0.0134900  0.06752091  0.0000000  0.0000000
#-----#
Viscosidad de cada componente en milliPa.S (cp)
#-----#
-1      Carbon_Dioxide
-1      H2S
-1      C2
-1      C3
-1      Methane
-1      C4+c5+C6
-1      C7+
-1      C7++
#-----#
Viscosidad de las fases líquida y gas in milliPa.S (cp)
#-----#
NA
    
```

FIGURA 5 ARCHIVO <NAME>.IN_FLUID QUE CONTIENE LAS CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO INYECTADO Y DEL YACIMIENTO.

<name>.in_init: contiene los datos del yacimiento y las opciones de la corrida. Los datos que deben proporcionarse son:

M_g = Es un multiplicador para los coeficientes de difusión molecular del gas.

M_l = Es un multiplicador para los coeficientes de difusión molecular del líquido.

t = Tiempo de simulación en años (la corrida termina cuando el tiempo de simulación se vuelve mayor que t).

L_{pvi} = Límite de la inyección del volumen de poro en porcentaje.

Δt = Tiempo inicial en días.

Δt_{max} = Tiempo máximo permitido en días.

f_{prt} = frecuencia.

k_m = permeabilidad de la matriz (mD).

ϕ = porosidad de la matriz (fracción).

k_f = permeabilidad de la fractura (mD).

ε = apertura de fractura (m) (la porosidad se supone como 1).

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

p = presión inicial en el fondo del yacimiento (bar).

T = temperatura del yacimiento (K).

Fase = especifica el estado inicial del yacimiento; una fase igual a 1 implica vapor y una fase igual a 2, agua.

g = aceleración de la gravedad ($= 9.8 \text{ m/s}^2$). Para un dominio horizontal se establece g igual a cero.

$nb_{injcell}$ = número de pozos inyectoros.

$nb_{prodcell}$ = número de pozos productores.

$(x_{inj,i}, y_{inj,i})$ = coordenadas (m) del pozo inyector. Los pozos inyectoros pueden estar dentro o alrededor del dominio.

$(x_{prod,i}, y_{prod,i})$ = coordenadas (m) del pozo productor.

nb_{injchg} = número de inyecciones.

t_{inj} = tiempo para iniciar una nueva inyección (en días).

q_{inj} = gasto de inyección ($\text{m}^3/\text{día}$) a condiciones estándar ($p = 1 \text{ atm}$, $T = 60 \text{ °F}$).

r_{prod} = especifica el método de producción (y las condiciones de frontera correspondientes).

$S_{rg,frac}$ = saturación crítica de gas (yacimiento de aceite) o saturación residual de gas (yacimiento de gas y condensados) en la fractura.

$S_{ro,frac}$ = saturación residual de aceite (yacimiento de aceite) o saturación de condensados crítica (yacimiento de gas y condensados) en la fractura.

$k_{rw,frac}^0, k_{ro,frac}^0$ = puntos finales de las permeabilidades relativas para la fase gas y líquida en la fractura.

$S_{rg,matriz}$ = saturación crítica de gas (yacimiento de aceite) o saturación residual de gas (yacimiento de gas y condensados) en la matriz.

$S_{ro,matriz}$ = saturación residual de aceite (yacimiento de aceite) o saturación de condensados crítica (yacimiento de gas y condensados) en la matriz.

index = especifica el método para calcular la permeabilidad relativa en la matriz. Si index = 0, las permeabilidades relativas son calculadas internamente con una dependencia de baja-potencia sobre las saturaciones. Si index = 1, las permeabilidades relativas están basadas en una tabla que proporciona k_{rg} y k_{ro} contra la saturación de gas.

k_{rg}^0, k_{ro}^0 = puntos finales de las permeabilidades relativas del gas y del aceite en la matriz.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

m_g, m_o = potencia en las fórmulas de permeabilidades relativas de gas y aceite.

```

# Multiplicadores del coeficiente de difusión
#-----#
# 1 1 # gas, liquido
#-----#
# Tiempo(años) PVI(%)
#-----#
# 0.05d0 100.0
#-----#
# DT inicial(dias) DT máximo(dias)
#-----#
# 1.d-3 1.0d0
#-----#
# Frecuencia en PVI(%)
#-----#
# 0.2
#-----#
Propiedades de la roca
#-----#
# 2.57d0 0.13d0 # permeabilidad de la matriz(md,1md = 9.86923 10**-16) y porosidad (adimensional) de la roca
# 2.9d3 5.d-4 # permeabilidad de la fractura(md) y apertura(m)
#-----#
Condiciones iniciales
#-----#
# 130.4264 # Presión en el fondo del yacimiento (bar)
# 400.0 # Temperatura (K)
# 2 # Gas (=1) or Liquido (=2)
#-----#
Gravedad
#-----#
# 9.8d0
#-----#
Número de inyectores Número de productores
#-----#
# 1 1
#-----#
Posición del pozo inyector (x,y)
#-----#
# 0.0 20.0
#-----#
Posición del pozo productor (x,y)
#-----#
# 20.0 0.0
#-----#
Número de inyecciones
#-----#
# 1
#-----#
Tiempo de inicio(dia) Gasto de inyección(m2/day) elección de producción
#-----#
# 0.0 100.00 0.0
#-----#
Para la fractura: sat_residual_agua sat_residual_aceite punto_final_gas punto_final_liquido
#-----#
# 0.0 0.0 1.0 1.0
#-----#
Para la matriz: sat_residual_agua sat_residual_aceite
#-----#
# 0.18 0.3
#-----#
Permeabilidades Relativas (Formula o tabla)
#-----#
# 0 # index=0 => fórmula; index=1 => tabla)
#-----#
Parámetros de Fórmula
#-----#
# 0.56251 0.32153 # KR(VAPOR) KR(LIQUIDO)
# 4.61136 4.54200 # POTENCIA

```

FIGURA 6 ARCHIVO <NAME>.IN_INIT QUE CONTIENE LOS DATOS DEL YACIMIENTO.

- Archivos de Salida:

<name>_nb.plt: contiene los datos 2D de la geometría de la malla, presión, saturación, composiciones, viscosidad del gas y aceite, coeficientes representativos de difusión, densidades máxicas del líquido y gas y velocidades. Para la visualización gráfica de este archivo se necesita el software Tecplot o VisIt.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

<name>_bal.xls: este archivo puede abrirse con Excel y contiene los siguientes datos de salida:

- PVI: Volumen de poro inyectado (fracción),
- Tiempo (años),
- Factor de recuperación (fracción),
- Z: fracción mol producida de cada componente,
- Presión (bar) en el pozo productor y
- Presión (bar) en el pozo inyector.

El código está escrito en Fortran 90 y organizado mediante módulos.

4.3 CASO DE ESTUDIO

Para el caso de estudio, se eligió simular un bloque fracturado con dimensiones de 20x20 m, dividido en 50 bloques más pequeños tanto en el eje de las abscisas como en el de las ordenadas, con un valor de parámetro de malla de 1.0 y un total de 6 fracturas.

El tiempo total de inyección fue de 0.05 años, es decir, 18.25 días aproximadamente.

En la simulación se inyectó propano como solvente, con valor de 1.0, siendo el único gas inyectado al yacimiento; se utilizó un pozo inyector y uno productor, con un gasto de inyección de 100 m²/día.

Las condiciones iniciales fueron de 400 °K de temperatura inicial y 130 bar de presión en el fondo. En esta simulación se fue variando únicamente la temperatura del yacimiento con valores de 400, 420, 440, 460, 480, 500, 600, 700, 800, 900 y hasta 1000 °K.

La siguiente figura muestra el esquema de las posiciones del pozo inyector y del pozo productor de acuerdo a las coordenadas establecidas (0,20) y (20,0), respectivamente.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

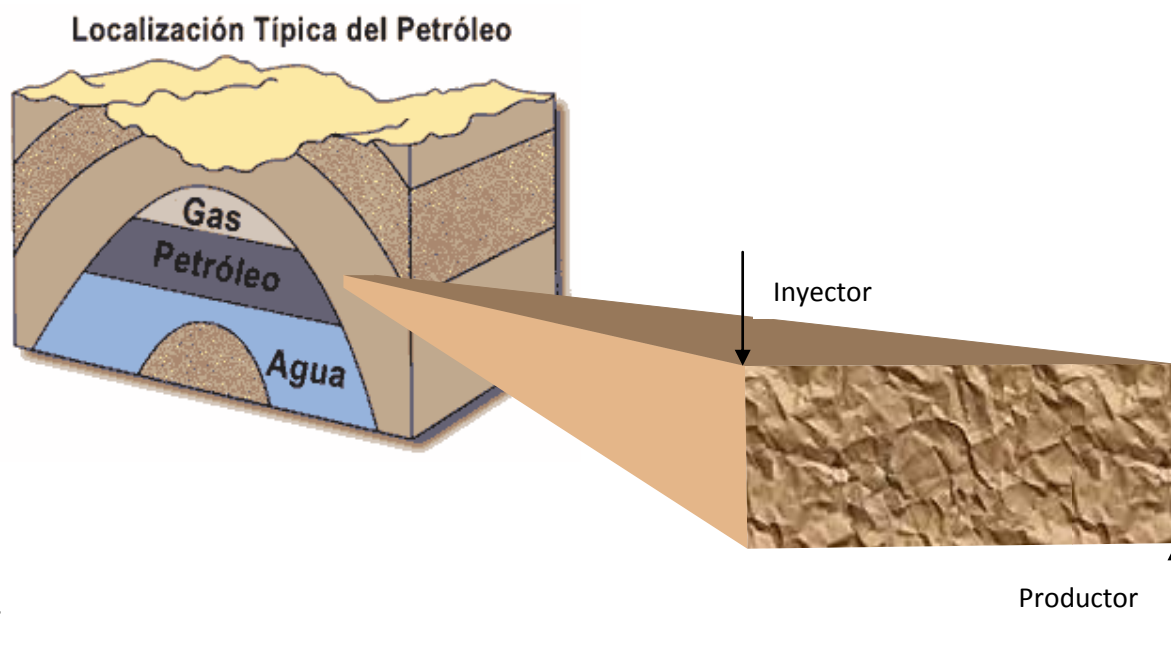


Figura 7 Posición del pozo inyector y productor de bloque de simulación.

Este bloque cuenta con un total de 6 fracturas, cuya posición está representada por las líneas rojas en el bloque se observan en la figura 56.

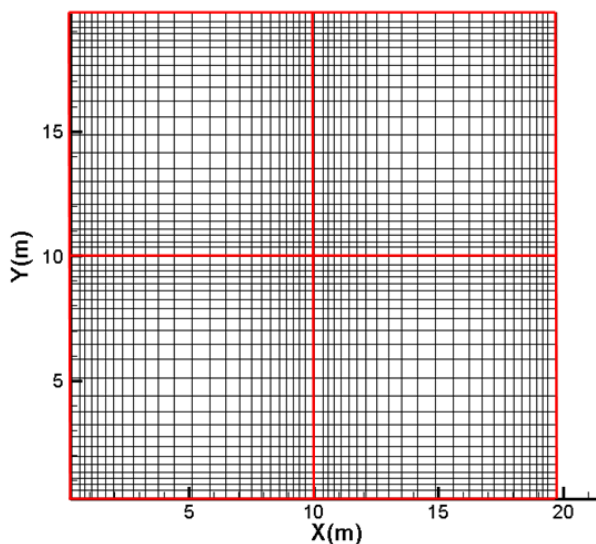


FIGURA 8 POSICIÓN DE LAS FRACTURAS EN EL BLOQUE.

De acuerdo al simulador, se obtuvo un archivo en Excel para cada temperatura, con lo cual se pudo graficar el volumen de poro, la concentración de propano y el factor de tiempo contra el tiempo.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se muestran las gráficas obtenidas de la simulación del pequeño bloque que se tomó de un yacimiento naturalmente fracturado de aceite pesado para conocer el comportamiento que se tiene con diferentes variables como el factor de recuperación, volumen de poro inyectado y el propano inyectado con respecto al tiempo tomando en cuenta diferentes temperaturas de inyección.

Primero se decidió tomar un rango de temperaturas de 400 a 1000 °K; teóricamente se puede decir que al aumentar la temperatura del fluido inyectado reducirá la viscosidad del aceite y aumentará el factor de recuperación; sin embargo, podemos observar en la siguiente gráfica que a la temperatura de 500 °K no ocurre así por tal motivo se evaluó el rango de 400 a 500°K para observar el proceso de disminución de factor de recuperación.

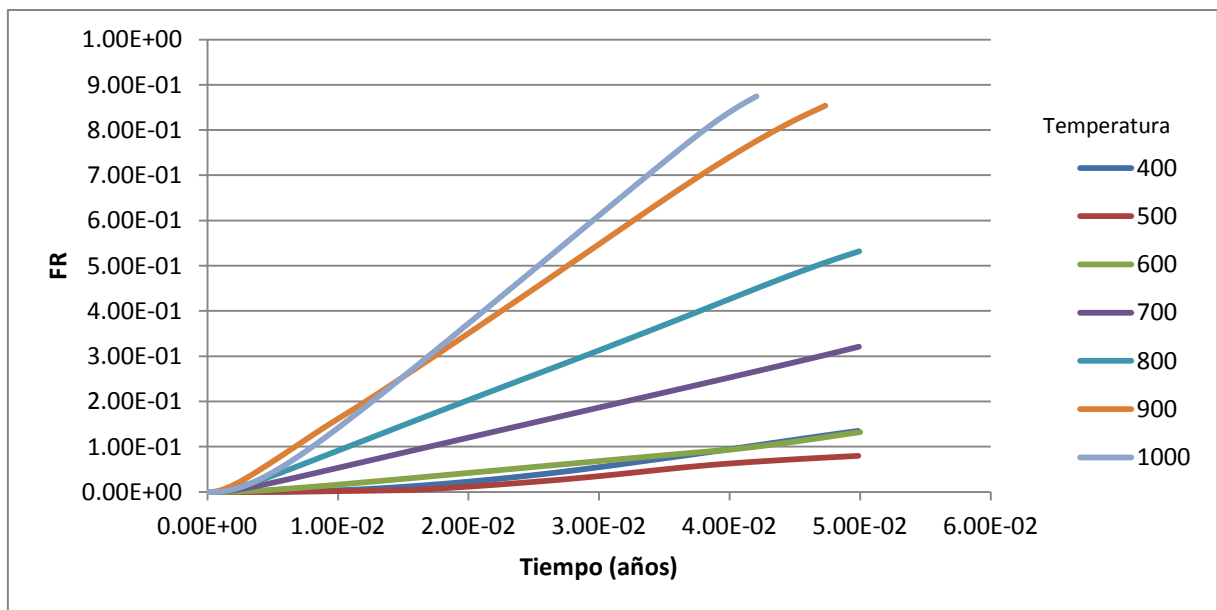


FIGURA 1 EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE EL FACTOR DE RECUPERACIÓN.

Se observa una reducción del factor de recuperación en ese rango, graficándose para tener una mejor visualización en el intervalo de 400 a 500°K.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

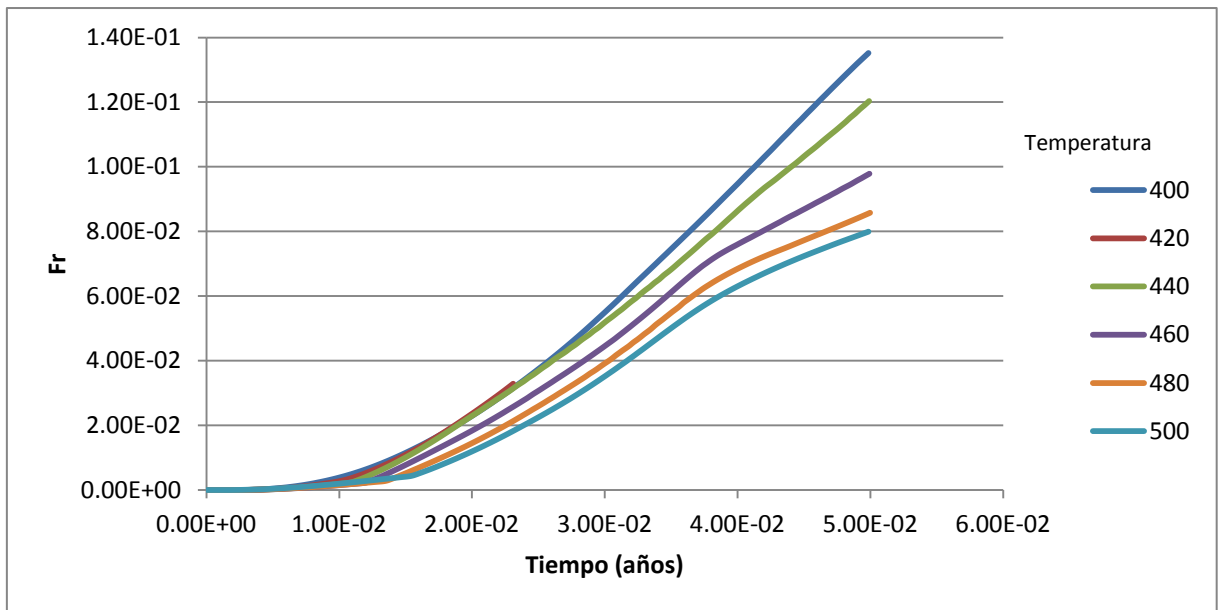


FIGURA 2 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL INTERVALO DE 400 A 500 °K SOBRE EL FACTOR DE RECUPERACIÓN.

Para comprobar si seguía reduciéndose el factor de recuperación respecto a la temperatura, se analizó ahora el intervalo de 500 a 600°K.

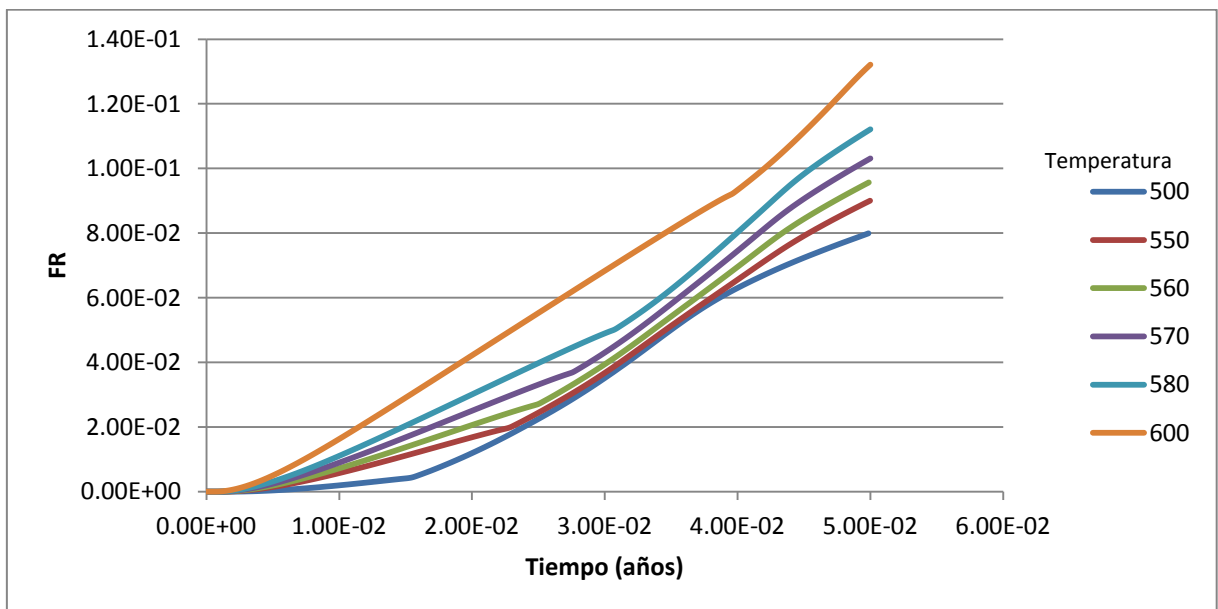


FIGURA 3 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL INTERVALO DE 500 A 600 °K SOBRE EL FACTOR DE RECUPERACIÓN.

Como se observa en la figura 59, después de los 500 °K vuelve a aumentar el factor de recuperación.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

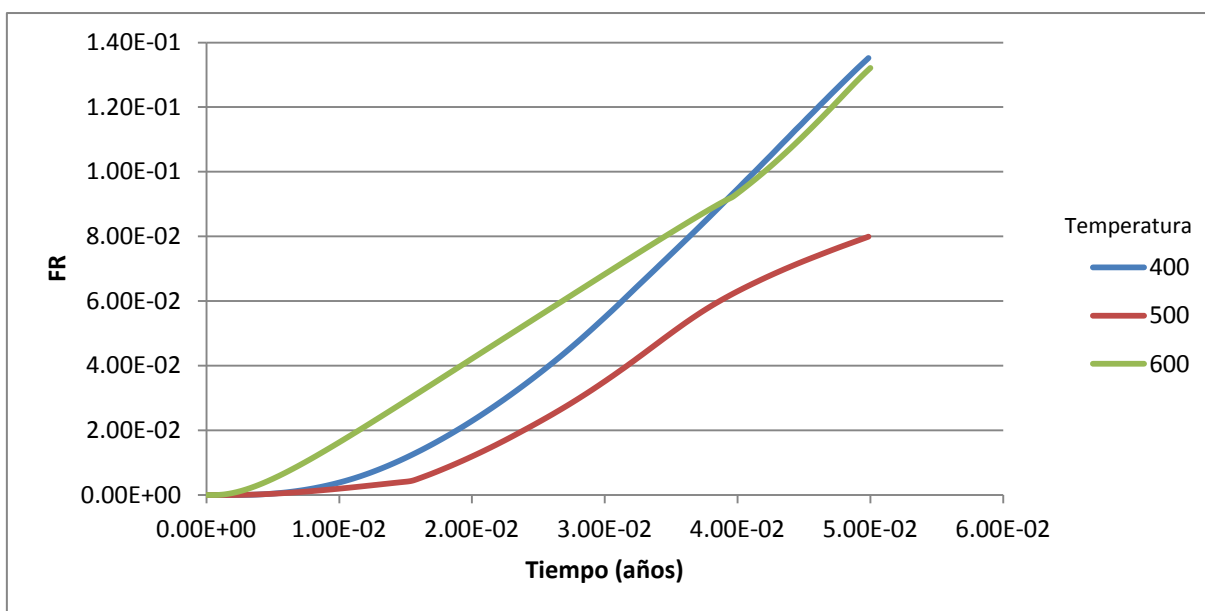


FIGURA 4 EFECTO DE LA TEMPERATURA DE 400, 500 Y 600 °K SOBRE EL FACTOR DE RECUPERACIÓN.

Después de observar el incremento en el valor del factor, se procedió a calcular el factor mínimo de recuperación con el objetivo de observar a que temperatura exacta comienza a elevarse dicho factor y como será comportamiento después de esa temperatura.

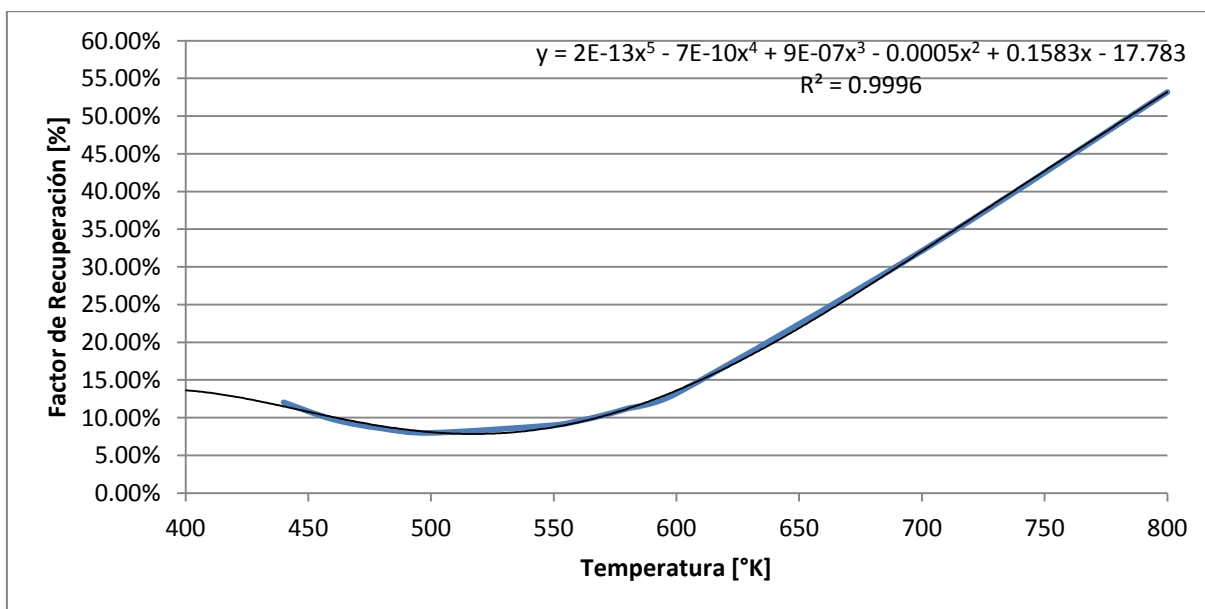


FIGURA 5 TEMPERATURA MÍNIMA DE INYECCIÓN.

Como resultado, la temperatura mínima fue de 517.5° y el factor de recuperación aumenta, pero en ese valor de temperatura no se alcanzó a cubrir el tiempo total de inyección, es decir

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

0.05 años, por lo que se tomó el valor más cercano a ese número, es decir, 500°K como la temperatura mínima.

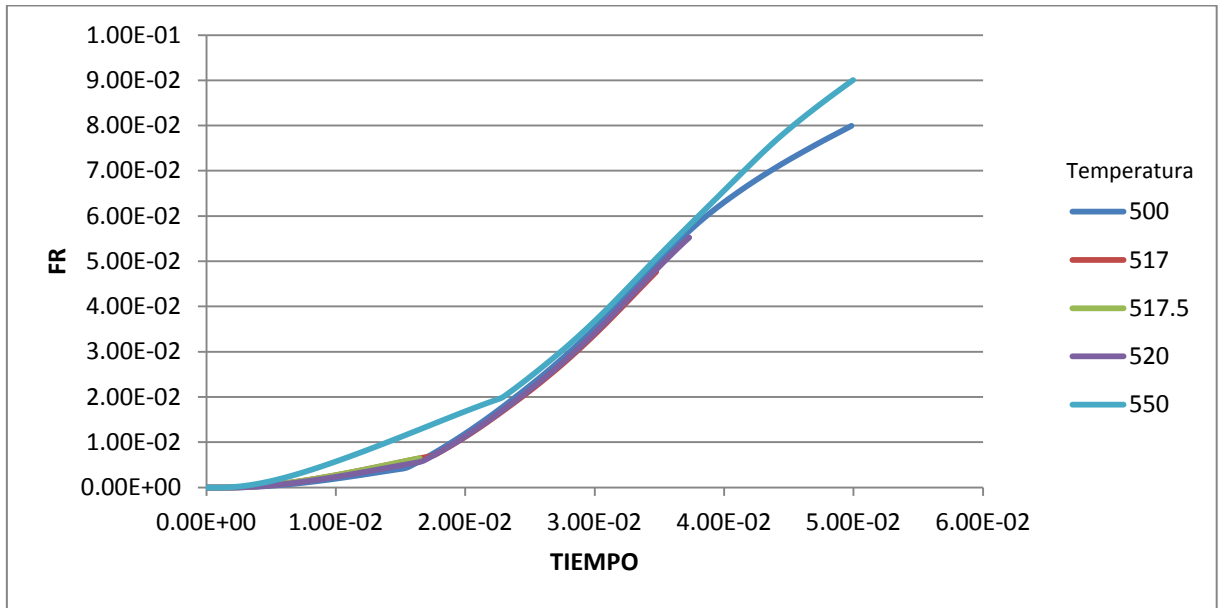


FIGURA 6 CÁLCULO PARA LA TEMPERATURA MÍNIMA DE INYECCIÓN.

La figura 63 muestra el porcentaje del volumen de poro inyectado, es decir, que cantidad del sistema poroso se cubrió durante el tiempo de inyección a diferentes temperaturas. Para una mayor temperatura, se logra cubrir casi un 80% del volumen de poro a una temperatura de 700°K.

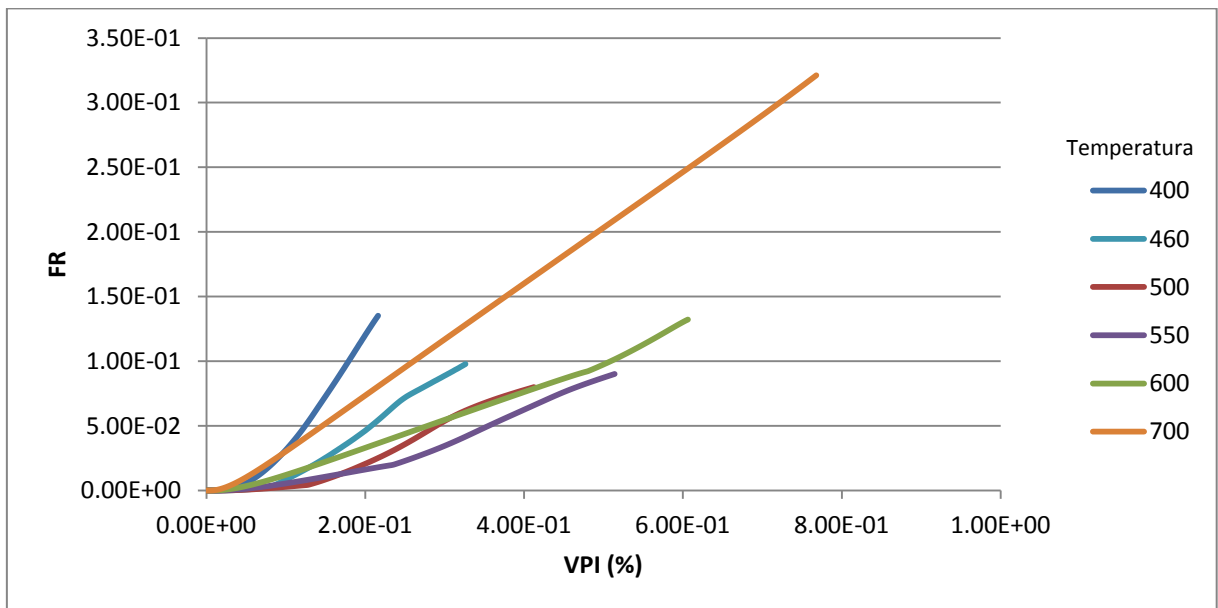


FIGURA 7 EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE EL FACTOR DE RECUPERACIÓN.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Las figuras 64 y 65 muestran la cantidad de propano respecto al tiempo. Desde el comienzo de la inyección la cantidad de propano en fracción mol se mantiene estable hasta cierto tiempo, siendo la cantidad de propano mayor para temperaturas estables desde 420 hasta 500°K y disminuyendo si son temperaturas altas como 600 y 700°K.

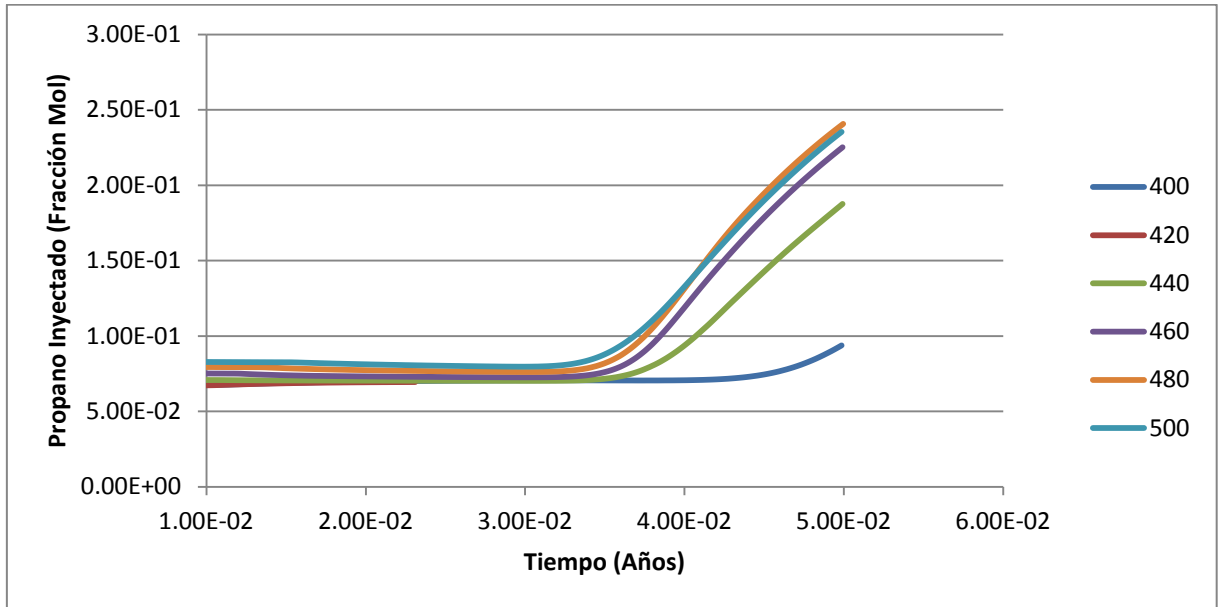


FIGURA 8 EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE LA CANTIDAD DE PROPANO INYECTADO.

La disminución de propano inyectado a altas temperaturas se debe al efecto de canalización, ya que va reduciéndose por el efecto de la temperatura, siendo menos propano en el bloque del yacimiento conforme pasa el tiempo total de inyección.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

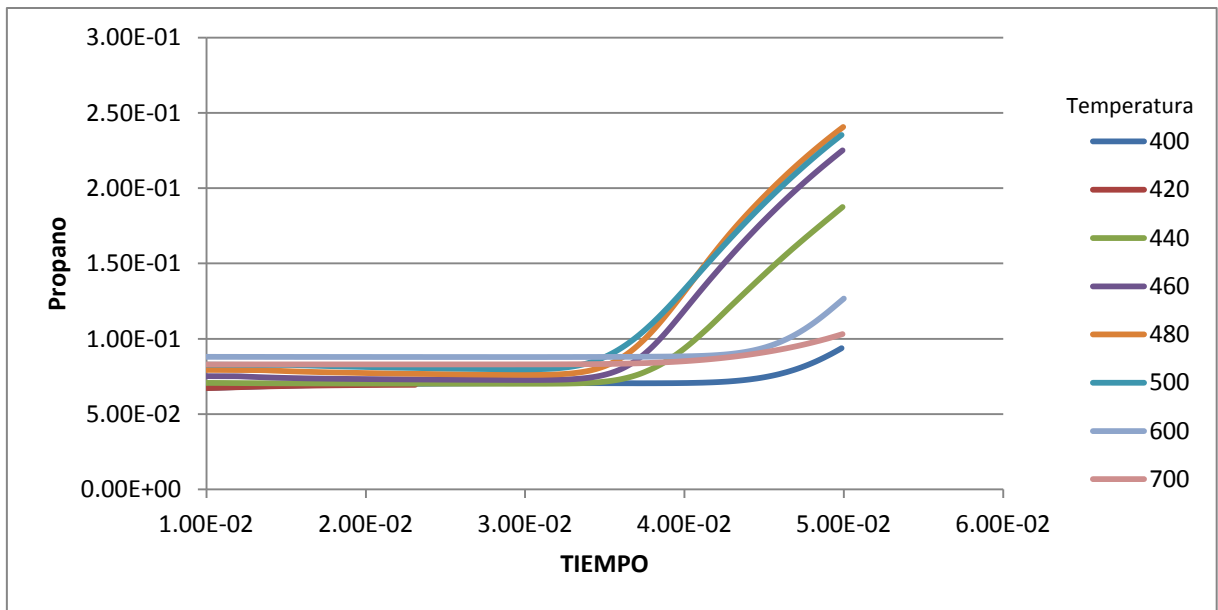


FIGURA 9 EFECTO DE TEMPERATURAS ALTAS SOBRE LA CANTIDAD DE PROPANO INYECTADO.

Después de haber obtenido los valores teóricos en su forma gráfica, se utilizó el software TecPlot para observar las imágenes del avance de barrido del propano inyectado a los mismos valores de temperaturas usados anteriormente, como se muestra en la figura 66.

Durante el proceso se presentan dos mecanismos principales: canalización y drene gravitacional. A temperaturas moderadas (400, 500 °K) la canalización es grande y no se aprecia el mecanismo de drene, sin embargo, está presente. Conforme se va aumentando la temperatura (600, 700 °K) el mecanismo de canalización sigue incrementándose, pero también lo hace el mecanismo de drene.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

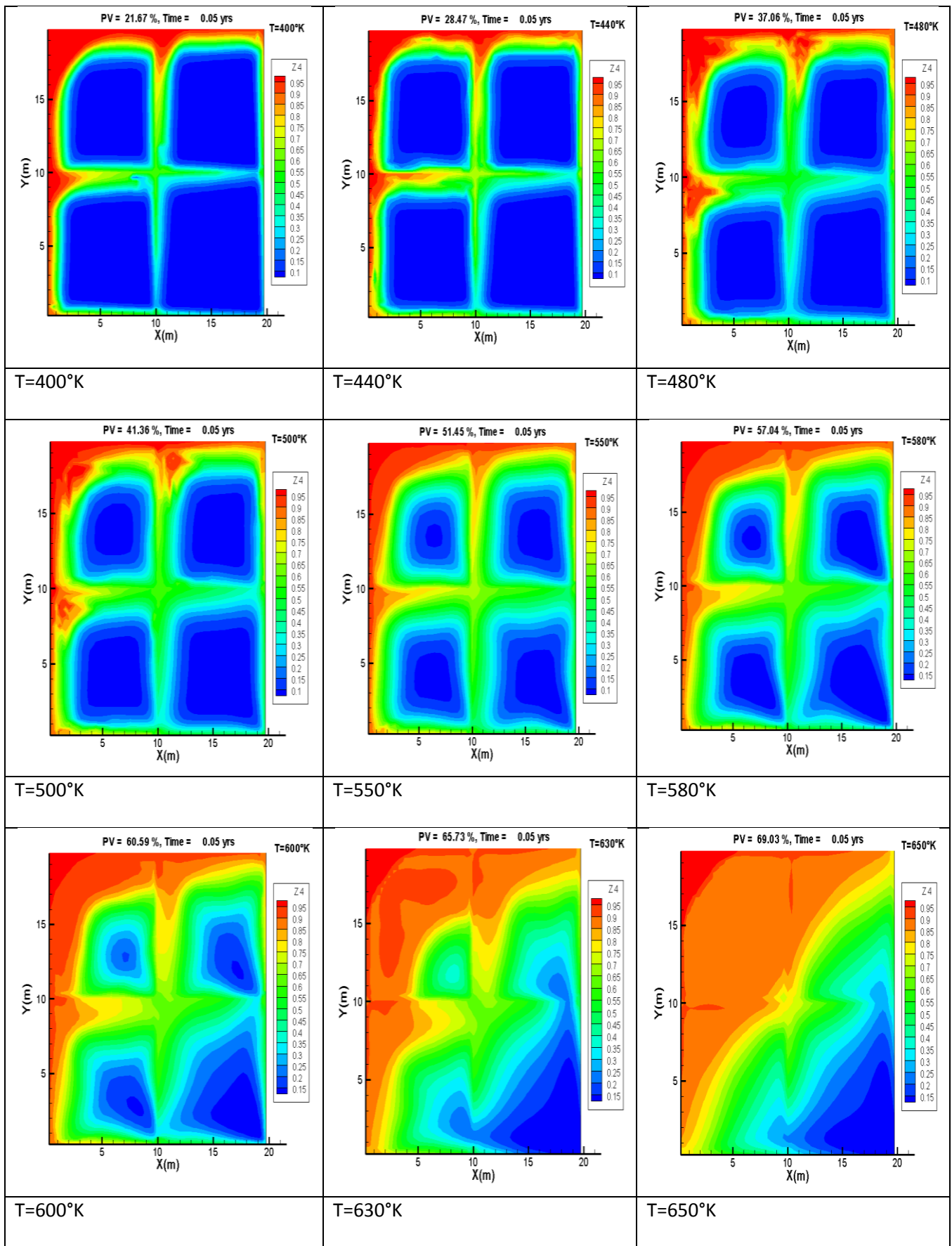


FIGURA 10 DESPLAZAMIENTO DEL PROPANO INYECTADO A DIFERENTES TEMPERATURAS.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Para conocer la eficiencia de barrido del solvente inyectado entre la fractura y el bloque se necesita saber el valor de la relación de velocidades de Darcy y de inyección, con el fin de explicar el proceso de canalización en el bloque naturalmente fracturado cuando la temperatura de inyección va aumentando.

La velocidad de inyección está dada por:

$$u_{iny} \approx \frac{d^2}{12\mu_{iny}} \frac{\Delta p_f}{L} \quad (5.1)$$

donde:

u_{iny} = velocidad de inyección

d = apertura de fractura

Δp_f = diferencia de presiones entre las fracturas

μ_{iny} = viscosidad del fluido inyectado

L = longitud de la fractura

Despejando

$$\Delta p_f = \frac{12\mu_{iny}u_{iny}L}{d^2} \quad (5.2)$$

De acuerdo a la ley de Darcy

$$u_D \approx \frac{k_m}{\mu_o} \frac{\Delta p_f}{L} \quad (5.3)$$

donde:

k_m = permeabilidad de la matriz.

k_f = permeabilidad de la fractura.

μ_o = viscosidad del aceite.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Sustituyendo (5.2) en (5.3)

$$u_D \approx \frac{k_m}{\mu_o} \frac{12\mu_{iny}u_{iny}}{d^2} \quad (5.4)$$

Si $k_f^{-1} = \frac{12}{d^2}$ y sustituyendo este valor en (5.4) y agrupando términos

$$\frac{u_D}{u_{iny}} = \frac{\mu_{iny}}{\mu_o} \frac{k_m}{k_f} \quad (5.5)$$

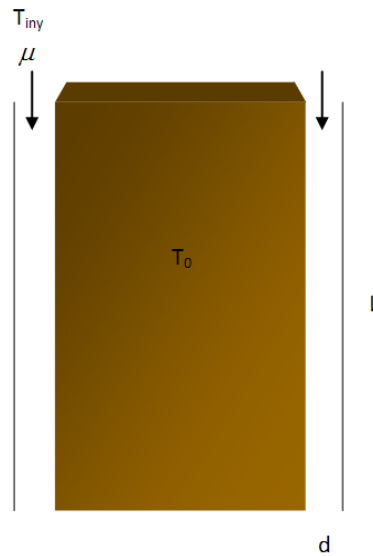


FIGURA 11 MODELO DE INYECCIÓN SOBRE EL BLOQUE DE SIMULACIÓN.

De acuerdo a la fórmula, es necesario calcular los valores de viscosidad del aceite y del fluido inyectado en función de la temperatura y de la composición del fluido, por lo que se utilizó el siguiente modelo empírico propuesto por A.M. Elsharkawy et. al. ¹

$$\mu_o = a_1 T^{a_2} P^{a_3} \gamma_{c7+}^{a_4} G_L^{a_5} G_m^{a_6} G_h^{a_7} \quad (5.6)$$

donde:

¹ Elsharkawy, A.M., Hassan, S.A., et.al. "New Compositional Models for Calculating Viscosity of Crude Oils". Petroleum Society, 2003.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

T = temperatura (°F).

P = presión (psia).

$\gamma_{c_{7+}}$ = Gravedad específica de C₇₊.

G_L = Fracción mol de componentes ligeros, C₁ + C₂

G_m = Fracción mol de componentes medianos C₃ a C₆

G_h = Fracción mol de C₇₊

$a_1 = 2248.089447$

$a_2 = -1.27846$

$a_3 = 0.117425$

$a_4 = 13.19727$

$a_5 = -0.32428$

$a_6 = 0.066623$

$a_7 = 0.655418$

La temperatura que se sustituirá en la fórmula (5.6) debe estar en función del tiempo. Si se toma en cuenta las siguientes condiciones:

Flujo de
vapor

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \alpha \frac{\partial^2 T}{\partial x^2}$$
$$T(0, t) = T_{iny}$$
$$T(L, t) = T_{iny}$$
$$T(x, 0) = T_0$$

Bloque de
matriz

Por el método de separación de variables y Ecuaciones diferenciales Parciales se llegó a la siguiente ecuación:

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

$$T = T_{iny} + (T_{iny} - T_0) \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{100} \frac{(-1)^n - 1}{n} \exp\left(-\alpha \left(\frac{n\pi}{L}\right)^2 t\right) \sin\left(\frac{n\pi x}{L}\right) \quad (5.7)$$

Resolviendo

$$\frac{1}{L} \int_0^L T dx = \frac{1}{L} \left(T_{iny} + (T_{iny} - T_0) \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{100} \frac{(-1)^n - 1}{n} \exp\left(-\alpha \left(\frac{n\pi}{L}\right)^2 t\right) \sin\left(\frac{n\pi x}{L}\right) \right) dx \quad (5.8)$$

$$\frac{1}{L} \left(T_{iny} L + (T_{iny} - T_0) \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{100} \frac{(-1)^n - 1}{n} \exp\left(-\alpha \left(\frac{n\pi}{L}\right)^2 t\right) \int_0^L \sin\left(\frac{n\pi x}{L}\right) dx \right) \quad (5.9)$$

$$\int \sin\left(\frac{n\pi x}{L}\right) dx = -\left[\frac{1}{\pi n} \cos \frac{\pi}{L} nx \right]_0^L = \left(\frac{1}{\pi n} \cos \pi n - \frac{1}{\pi n} \right) = -\frac{L}{n\pi} ((-1)^n - 1) \quad (5.10)$$

$$\frac{1}{L} \int_0^L T dx = \frac{1}{L} \left(T_{iny} L - (T_{iny} - T_0) \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{100} \frac{(-1)^n - 1}{n} \exp\left(-\alpha \left(\frac{n\pi}{L}\right)^2 t\right) \frac{L}{n\pi} ((-1)^n - 1) \right) \quad (5.11)$$

Finalmente para la temperatura promedio se llegó a la siguiente ecuación general:

$$\bar{T} = T_{iny} - (T_{iny} - T_0) \frac{2}{\pi^2} \sum_{n=1}^n \frac{((-1)^n - 1)^2}{n^2} \exp\left(-\alpha \left(\frac{n\pi}{L}\right)^2 t\right) \quad (5.12)$$

donde

$$\alpha = 0.92 \times 10^{-6}$$

$$L = 20 \text{ m}$$

$$t = 5 \text{ años}$$

Después de sustituir valores temperatura de inyección de 500, 600, 700 y 800 °K en la fórmula (5.12) con un tiempo desde 0 hasta 10 años, se obtuvieron las siguientes gráficas:

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

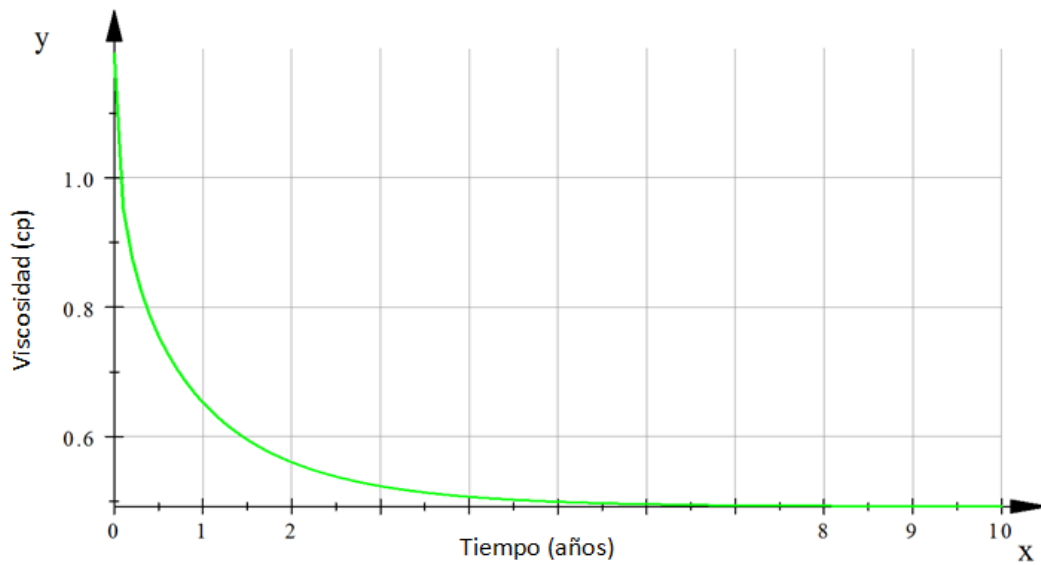


FIGURA 12 REDUCCIÓN DE LA VISCOSIDAD CONFORME AL TIEMPO.

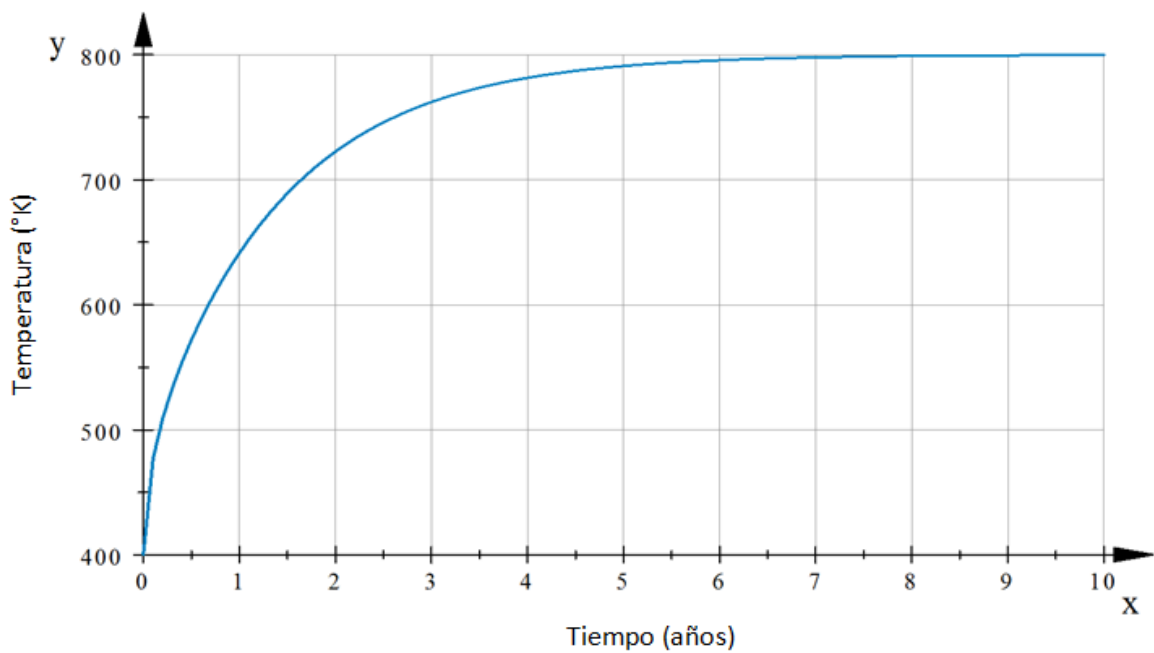


FIGURA 13 RELACIÓN TEMPERATURA VS TIEMPO A 800°K.

El valor de la relación de velocidades entre la matriz y la fractura (d_u/d_{iny}) va disminuyendo con valores menores de temperatura. La velocidad de la fractura por lo general es mayor que la de la matriz, por lo que a mayor temperatura se tendrá una mayor diferencia en las viscosidades, produciéndose el efecto de canalización. Después de cierto tiempo, se logra el equilibrio térmico entre el fluido inyectado y el de la matriz.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

El fluido de la fractura a altas temperatura es menos viscoso. Teóricamente es benéfico ya que se barrería gran parte del aceite en la matriz. Sin embargo, el fluido inyectado a través de la fractura es menos viscoso consecuentemente es menos denso, produciéndose una gran diferencia de densidades entre el fluido de la fractura y de la matriz. Al ser menos denso el fluido inyectado, adquiere mayor velocidad, canalizándose entre las fracturas y reduciendo el efecto de barrido.

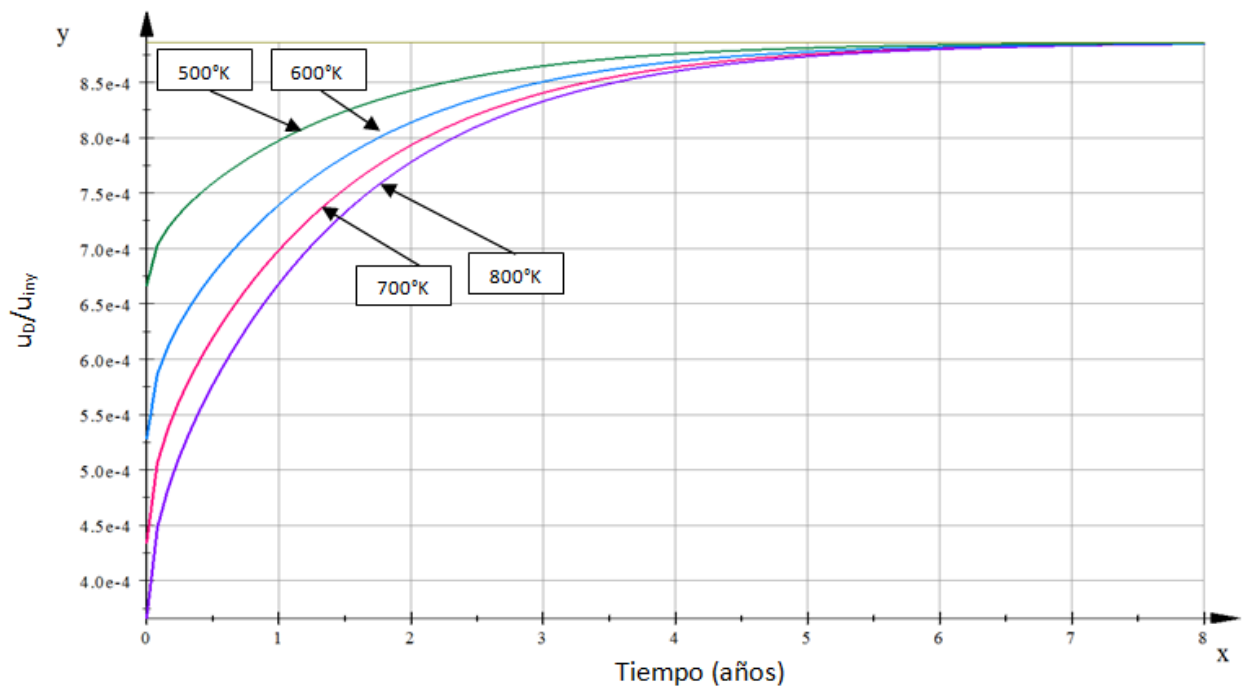


FIGURA 14 RELACIÓN DE VELOCIDADES VS TIEMPO A LAS TEMPERATURAS DE 500, 600, 700 Y 800°K.

Para saber en qué momento se alcanza un equilibrio térmico con cambio de variables se propone lo siguiente:

$$\sigma = \frac{\alpha t}{L^2} \quad ; \quad \theta = \frac{T - T_0}{T_{iny} - T_0}$$

$$\theta(T_{iny} - T_0) + \bar{T} = T_{iny} - (T_{iny} - T_0) \frac{8}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{(2n-1)^2} \exp(-((2n-1)\pi)^2 \sigma) \quad (5.13)$$

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

$$\theta(T_{iny} - T_0) = (T_{iny} - T_0) - (T_{iny} - T_0) \frac{8}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{(2n-1)^2} \exp(-((2n-1)\pi)^2 \sigma) \quad (5.14)$$

$$\theta = 1 - \frac{8}{\pi^2} \sum_{n=1}^{500} \frac{1}{(2n-1)^2} \exp(-((2n-1)\pi)^2 \sigma) \quad (5.15)$$

$$1 - \frac{8}{\pi^2} \sum_{n=1}^{500} \frac{1}{(2n-1)^2} \exp(-((2n-1)\pi)^2 t) \quad (5.16)$$

Graficando la ecuación anterior se puede observar que para un valor de 0.99 se tiene:

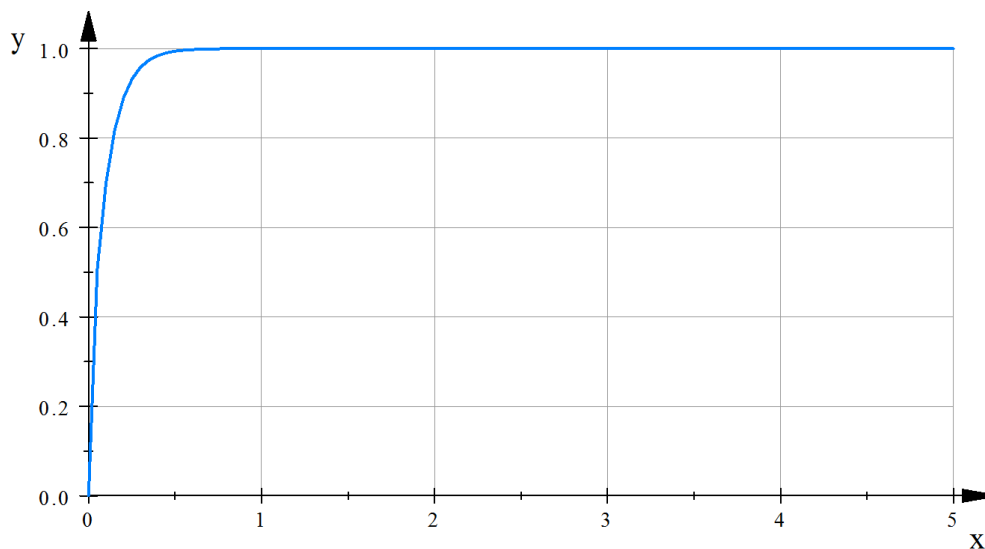


FIGURA 15 RELACIÓN DEL TIEMPO PARA LA OBTENCIÓN DE VALORES ADIMENSIONALES.

Igualando la ecuación (5.16) con el número obtenido en la gráfica de 0.99, debemos encontrar un valor del tiempo en la cual se cumpla esta igualdad, el cual resultó:

$$0.99 = 1 - \frac{8}{\pi^2} \sum_{n=1}^{500} \frac{1}{(2n-1)^2} \exp(-((2n-1)\pi)^2 0.4453) \quad (5.17)$$

Si suponemos que

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

$$\sigma = \frac{\alpha t}{L^2} = \sigma_{99\%} \quad (5.18)$$

Despejando

$$t_{99\%} = \frac{\alpha L^2}{\alpha} = \frac{0.4453 L^2}{0.92 \times 10^{-6} [m/s^2]} \quad (5.19)$$

Con la ecuación anterior se obtiene el comportamiento del tamaño de un bloque de “n” dimensiones respecto al tiempo que tarda en calentarse al inyectarle el fluido.

Se puede observar que entre mayor sea el tamaño del bloque mayor será el tiempo que tarde en calentarse como se muestra en la figura 72. Para un bloque de longitud de 10 m tarda aproximadamente 1.5 años en calentarse mientras que para uno de 30m sobrepasa los 10 años. Por lo tanto ya no es recomendable inyectar en bloques con longitudes grandes, ya que tardaría más en obtenerse la recuperación de aceite.

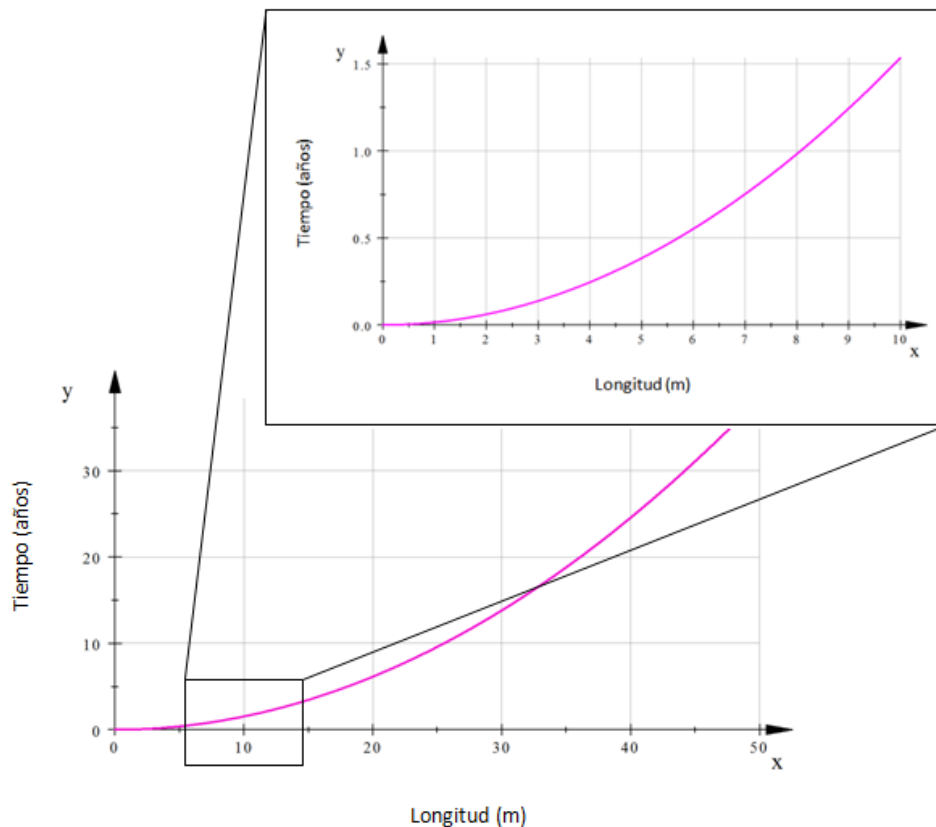


FIGURA 16 RELACIÓN DEL TAMAÑO DEL BLOQUE CON RESPECTO AL TIEMPO.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Debido a los elevados costos que representan algunos métodos de recuperación mejorada, se están investigando nuevos procesos que sean menos costosos y que cumplan con las características técnicas y económicas que se requieren actualmente en la industria petrolera.
- El proceso Vapex que se desarrolla en el trabajo es una de las nuevas propuestas que buscan reducir la cantidad de vapor usado en procesos térmicos como el SAGD, reduciendo así costos de operación.
- Canadá es uno de los principales productores de aceite pesado, por lo que este método se está investigando y desarrollando para campos maduros en ese país. Sin embargo, es una técnica que puede resultar efectiva para otros campos de crudo pesado, como los son en México.
- Se eligió al propano como fluido inyectado debido a que tiene mayor peso molecular en comparación a los otros gases hidrocarburos y cuando se precipitan los asfaltenos puede arrastrarlos con mayor facilidad.
- La temperatura de inyección resultó ser una variable importante en el proceso, ya que el aumento o disminución de ésta tuvo consecuencias significativas en el factor de recuperación.
- Al inyectar el propano a altas temperaturas en un yacimiento naturalmente fracturado, se presenta el efecto de canalización. Es decir, el gas hidrocarburo fluye a través de las fracturas, lo que provoca que no haya buena eficiencia de barrido.
- Las temperaturas apropiadas para la inyección de propano están en el rango de 500 °K a 550 °K. Esto se debe a que de acuerdo al modelo matemático obtenido, la velocidad de avance del propano inyectado disminuye a elevadas temperaturas.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

- Se identificaron dos mecanismos principales durante el proceso: drene gravitacional y canalización.
- La canalización y el drene gravitacional dependen de la viscosidad (y temperatura). La interacción entre estos dos mecanismos puede ser positiva o negativa a diferentes temperaturas. El simulador predice este comportamiento.
- El tamaño del bloque es fundamental debido a que entre mayor sean sus proporciones mayor será el tiempo que tarde en calentarse y reducir la viscosidad.
- Existe un valor de temperatura donde el FR es mínimo.
- Al inicio del proceso, la canalización es más fuerte debido a que la temperatura sólo afecta a la fractura y sus vecindades.
- Debido a la distribución de temperaturas la viscosidad dentro de la matriz será mayor que en las fracturas, lo que ocasiona una mala eficiencia de barrido.
- El proceso Vapex tiene varias cualidades que lo hacen mejor que a los procesos de vapor. El proceso opera a presión y temperatura del yacimiento. Por lo tanto, el costo de la terminación del pozo será más bajo comparado con un proceso térmico tal como el SAGD.
- Una comparación del consumo de energía neta de los procesos de inyección de vapor y del Vapex, muestra que este último necesita sólo cerca de 3% de energía comparado con el proceso basado en vapor.
- En yacimientos con poco espesor, el proceso Vapex puede ser la única técnica viable. A diferencia del método SAGD, los yacimientos con acuíferos son fácilmente sensibles a este proceso. Con el proceso Vapex, la alta movilidad en la capa de agua permite el esparcimiento del solvente vapor debajo del aceite. El solvente, siendo virtualmente insoluble en el agua, continúa la extracción del aceite sin ser disipado.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

- En 1991, Butler y Mokrys, de la Universidad de Calgary (ubicada en la ciudad de Calgary, provincia de Alberta, Canadá) propusieron el proceso VAPEX. Desde entonces, esta universidad ha venido realizando investigaciones sobre este proceso. Debido al grado de confidencialidad de las investigaciones, no se conoce con exactitud el nivel de desarrollo por parte de ellos, a excepción de algunas publicaciones que están al alcance.
- El proceso Vapex aún no se ha aplicado a campos en desarrollo. Es por ello que se debe de seguir investigando y realizar simulaciones y experimentos antes de probarlo en un campo, con el fin de que sea económicamente factible.
- El petróleo pesado es a menudo considerado como un recurso, y si se dispone de nuevas tecnologías, se puede transformar las reservas potenciales del petróleo pesado en proyectos viables.
- Es importante seguir investigando la aplicación de métodos térmicos en YNF.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

BIBLIOGRAFÍA

- ◆ Alkindi, A., Muggeridge, A., Al-Wahaibi Y. "The Influence of Diffusion and Dispersion on Heavy Oil Recovery by Vapex". SPE/PS/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary, Alberta, Canadá, 20-23 Octubre, 2008.
- ◆ Afsahi, B., Kantzas, A. "Effect of the Presence of Sand on Solvent Diffusion in Bitumen". Petroleum Society of Canada. Canadian International Petroleum Conference, 7-9 Junio de 2005, Calgary, Alberta.
- ◆ Ahmadloo, F., Asghari, K., Henni, A., Freitag, N.P. "New Experimental Model Design for Systematic Investigation of Capillarity and Drainage Height Roles in Vapor Extraction Process". SPE Western North American Regional Meeting, Anchorage, Alaska, EUA, 7-11 Mayo, 2011.
- ◆ Alboudwarej, H., Felix, J., Taylor. "La importancia del petróleo". Edmonton, Alberta, Canadá, 2006.
- ◆ Azin, R., Kharrat, R., Ghotbi, C. Vossoughi, S. "Effect of Fracture Spacing on VAPEX Performance in Heavy Oil Fracture Systems". Irán, J. Chem. Chem. Eng. Volumen 27, No. 1, 2008.
- ◆ Butler, R.M., Mokrys, I.J. "A new process (VAPEX) for recovering heavy oils using hot water and hydrocarbon vapour". The Journal of Canadian Petroleum Technology. Volumen 30, No. 1 Enero-Febrero 1991.
- ◆ Butler, R.M., Mokrys, I.J. "Recovery of Heavy Oils Using Vaporized Hydrocarbon Solvents: Further Development of the VAPEX Process". Petroleum Conference of the South Saskatchewan Section, 7-9 Octubre, 1991.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

- ◆ Butler, R.M., Mokrys, I.J., Das, S.K. "The Solvent Requirements for Vapex Recovery". SPE. Simposio Internacional de Aceite Pesado, Calgary, Alberta, Canadá, Junio 19-21, 1995.
- ◆ Das, S.K., Butler, R.M. "Countercurrent Extraction of Heavy Oil and Bitumen". SPE, International Conference on Horizontal Well Technology, 18-20 Noviembre de 1996, Calgary, Alberta, Canadá.
- ◆ Das, S.K. "Vapex: An Efficient Process for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen". Petroleum Recovery Institute. Simposio Internacional de Operaciones Térmicas, Bakersfield, California, EUA. Febrero 10-12, 1997.
- ◆ Das, S.K., Butler, R.M. "Investigation of Vapex Process in a Packed Cell Using Butane as a Solvent". SPE, Conferencia Internacional sobre avances en Aplicaciones de Pozos Horizontales, Calgary, Canadá, 20-23 Marzo, 1994.
- ◆ Domínguez Evaristo, Gilberto Salvador. "Recuperación de Aceites Pesados por Inyección Cíclica de Vapor". Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2009.
- ◆ Eitminan, S.R., Maini, B.B., Kharrat, R. "The Role of Connate Water Saturation in VAPEX Process". Petroleum Society. Reunión Técnica Anual número 58, Calgary, Alberta, Canadá, Junio 12-14, 2007.
- ◆ Eitminan, S.R., Maini, B.B., Chen, Zhangxin. "Molecular Diffusion and Dispersion Coefficient in a Propane-Bitumen System: Case of Vapour Extraction (VAPEX) Process". SPE Conferencia Annual Europea, 23-26 Mayo, 2011, Viena, Austria.
- ◆ Frauenfeld, T.W., Jossy, C., Bielle, J. "Experimental and Economic Analysis of the Thermal Solvent and Hybrid Solvent Processes". Journal of Canadian Petroleum Technology, Volumen 48, Número 11. Noviembre, 2009.
- ◆ Friedrich, K. "Effects of a Non-Condensable Gas on the Vapex Process". Tesis, Universidad de Waterloo, Ontario, Canadá, 2005.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

- ◆ Hau Orozco, Jorge Luis. “Diseño, Desarrollo y Evaluación de un Montaje Experimental para Pruebas del Proceso VAPEX en Celdas de Desplazamiento Hele-Shaw”. Tesis Universidad Simón Bolívar, 1998.
- ◆ Haghghat, P. “Impact of Asphaltene Precipitation on Vapex Performance”. Tesis, Universidad de Calgary, Alberta, Canadá, 2008.
- ◆ Haghghat, P., Maini, B.B. “Role of Asphaltene Precipitation in Vapex Process”. Petroleum Society. Reunión Técnica Anual número 59 de la Sociedad Petrolera, Calgary, Alberta, Canadá, Junio 17-19, 2008.
- ◆ James, L.A., Chatzis, I. “Mass Transfer Coefficients in Vapour Extraction (VAPEX)”. *Petroleum Society*, Junio 12-14, 2007.
- ◆ James, L.A. “Mass Transfer Mechanisms during the Solvent Recovery of Heavy Oil”. Tesis, Universidad de Waterloo, Ontario, Canadá, 2009.
- ◆ James, L.A., Rezaei, N., Chatzis, I. “VAPEX, Warm VAPEX, and Hybrid VAPEX – The State of Enhanced Oil Recovery for In Situ Heavy Oils in Canada”. Petroleum Society (Junio 12-14, 2007).
- ◆ Moghadam, S., Nobakth, M., Gu, Y. “Permeability Effects in a Vapor Extraction (VAPEX) Heavy Oil Recovery Process”. Petroleum Society. Reunión Técnica Anual número 58, Calgary, Alberta, Canadá, Junio 12-14, 2007.
- ◆ Okazawa, T. “Impact of Concentration-Dependence of Diffusion Coefficient on VAPEX Drainage Rates”. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Volumen 48, No. 2, Febrero 2009.
- ◆ Paris de Ferrer, Magdalena. “Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos”. 2ª edición, Ediciones Astro Dala. Maracaibo, Venezuela, 2001.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

- ◆ Rezaei, N., Chatzis, I. "Incorporation of Heat in the VAPEX Process: Warm VAPEX". Petroleum Society of Canada. Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canadá, 12-14 Junio, 2007.
- ◆ Rezaei, N. Mohammadzadeh, O., Parsael, R., Chatzis, I. "The Effect of Reservoir Wettability on the Production Characteristics of the VAPEX Process". SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos, 24-28 Abril de 2010.
- ◆ Rostami, B., Etminan, S.R., Soleimani, A., Kharrat, R. "Effect of Capillarity and Surface Tension on the performance of VAPEX Process". Petroleum Society. Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canadá, 12-14 Junio, 2007.
- ◆ Rostami, B., Azin, R., Kharrat, R. "Investigation of the Vapex Process in High-Pressure Fractured Heavy-Oil Reservoirs". SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. 1-3 Noviembre de 2005, Calgary Alberta, Canadá.
- ◆ Takbiri Borujeni, A. "A Closer Look at Applying Dispersion Coefficient in Conventional Simulators".
- ◆ Yang, C., Gu, Y. "Effects of Heavy-Oil/Solvent Interfacial Tension on Gravity Drainage in the Vapor Extraction (Vapex) Process". SPE, Calgary, Alberta, Canadá, Noviembre, 2005.
- ◆ Yin Tam, Sindy Pui. "VAPEX Experiments in an Annular Packing of Glass Beads and the Numerical Simulation of VAPEX using Comsol®". Tesis, Universidad de Waterloo, Ontario, Canadá, 2007.
- ◆ Zhao, L. "Steam Alternating Solvent". SPE Reservoir Evaluation and Engineering, Volumen 10, Número 2. Abril de 2007.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES CRUDOS.....	11
FIGURA 2 DIAGRAMA DE LA CLASIFICACIÓN DE ACEITE PESADO.....	12
FIGURA 3 TOTAL DE RESERVAS DE PETRÓLEO DEL MUNDO.....	12
FIGURA 4 MAPA DE RESERVAS DE ACEITE PESADO.....	13
FIGURA 5 DIAGRAMA DE RECUPERACIÓN MEJORADA.....	14
FIGURA 6 DIFERENTES PROCESOS DE RECUPERACIÓN DE ACEITE (SEGÚN SATTER Y THAKUR).....	15
FIGURA 7 CLASIFICACIÓN LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.....	18
FIGURA 8 SCREENING CRITERIA USADO PARA LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN.....	20
FIGURA 9 RELACIÓN ENTRE LA VISCOSIDAD Y LA TEMPERATURA DE LOS ACEITES PESADOS...22	
FIGURA 10 CUADRO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE LOS FLUIDOS INVOLUCRADAS EN EL PROCESO VAPEX.....	24
FIGURA 11 VALORES DE PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD PARA COMBINACIONES DE BACHES DE GAS.....	27
FIGURA 12 PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO DE LA MISCIBILIDAD.....	29
FIGURA 13 DIAGRAMA DE FASE PARA UNA SUSTANCIA PURA.....	30
FIGURA 14 DIAGRAMA DE FASE PARA UNA MEZCLA DE DOS COMPONENTES.....	31
FIGURA 15 DIAGRAMA DE FASE PARA UN SISTEMA MULTICOMPONENTE.....	31
FIGURA 16 CUADRO PRESIÓN-ENTALPÍA PARA VAPOR SATURADO MOSTRANDO LAS LÍNEAS DE CALIDAD DEL VAPOR.....	33
FIGURA 17 DIAGRAMA ENTALPÍA-PRESIÓN PARA EL AGUA.....	33
FIGURA 18 DIAGRAMA PRESIÓN-VOLUMEN MOLAR.....	34
FIGURA 19 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LOS POZOS HORIZONTALES USADOS EN EL PROCESO VAPEX.....	38
FIGURA 20 MECANISMO DEL PROCESO VAPEX.	40
FIGURA 21 ESQUEMA DE LA EXTRACCIÓN DE ACEITE ASISTIDA CON VAPOR (VAPEX).....	40
FIGURA 22 ESQUEMA DEL CONCEPTO DEL PROCESO VAPEX.....	41
FIGURA 23 VISTA CERCANA DE LA CAPA LÍMITE FORMADA DURANTE EL PROCESO VAPEX.....	41
FIGURA 24 ESQUEMA DEL PROGRESO EN UN PROCESO TÍPICO VAPEX: (A) CONFIGURACIONES DEL POZO, (B) FASE DE COMUNICACIÓN, (C) AUMENTO DE CÁMARA, (D) ESPARCIMIENTO EN LA CÁMARA, (E) DISMINUCIÓN DE LA CÁMARA, Y (F) YACIMIENTO AGOTADO.....	43
FIGURA 25 ANALOGÍA DEL PROCESO VAPEX A LA CÁMARA DE VAPOR DEL PROCESO SAGD...44	
FIGURA 26 DIAGRAMA DEL PROCESO VAPEX.....	44
FIGURA 27 PRINCIPIO DE LA CELDA HELE-SHAW.....	47

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

FIGURA 28 INFLUENCIA DE LA SOLUBILIDAD DEL SOLVENTE DE EXTRACCIÓN PARA EL PROCESO.	49
FIGURA 29 DISTRIBUCIÓN DEL SOLVENTE EN FASES LÍQUIDA Y GAS.....	51
FIGURA 30 ESQUEMA DE LA RED POROSA INCLUYENDO GARGANTAS DE PORO, CUERPOS DE PORO, ACEITE Y SOLVENTE.	52
FIGURA 31 APARATO EXPERIMENTAL.....	54
FIGURA 32 BALANCE DE SOLVENTE PARA EL PROCESO VAPEX.....	55
FIGURA 33 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LA DIFUSIÓN DEL SOLVENTE Y DEL ACEITE PESADO Y DEL FLUJO EN UN SISTEMA FRACTURADO. A) DIFUSIÓN TEMPRANA DE SOLVENTE; (B) ÁREA DE LA SUPERFICIE EXTENDIDA PARA LA DIFUSIÓN DEL SOLVENTE; (C) FLUJO CONTRA-CORRIENTE DE SOLVENTE.....	57
FIGURA 34 CUATRO MODELOS DISTINTOS USADOS PARA EL ESTUDIO DEL EFECTO DE LA RED DE FRACTURA SOBRE EL DESARROLLO DEL PROCESO VAPEX.....	59
FIGURA 35 EFECTO DE LA FRACCIÓN DE MASA DEL SOLVENTE SOBRE LA VISCOSIDAD DEL BITUMEN.....	65
FIGURA 36 DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS EN UNA CELDA HELE-SHAW.....	67
FIGURA 37 ESQUEMA DEL MECANISMO VAPEX.....	71
FIGURA 38 CORRELACIÓN (DL/DM) CONTRA EL NÚMERO PECKET (DULLIEN, 1992).....	74
FIGURA 39 ZONA DE MEZCLADO, DISTRIBUCIÓN LONGITUDINAL Y TRANSVERSAL.....	75
FIGURA 40 VARIACIÓN DE LA VISCOSIDAD CONTRA LA FRACCIÓN MOL DE SOLVENTE EN ACEITE PESADO.	77
FIGURA 41 VARIACIÓN DEL COEFICIENTE DE DIFUSIÓN CONTRA LA FRACCIÓN MOL DE SOLVENTE EN ACEITE PESADO.....	77
FIGURA 42 PROCESO DE DRENE GRAVITACIONAL.....	81
FIGURA 43 RELACIÓN ENTRE EL NÚMERO CAPILAR Y LA RECUPERACIÓN DE ACEITE.....	86
FIGURA 44 ACEITE RESIDUAL EN FUNCIÓN DEL NÚMERO CAPILAR (SEGÚN FAROUQ Y THOMAS).....	87
FIGURA 45 NÚMEROS DE BOND CALCULADOS PARA EL PROCESO VAPEX EN UN YACIMIENTO DE ACEITE PESADO CON PERMEABILIDAD $K = 3$ Y POROSIDAD = 32% AL INYECTAR DIFERENTES SOLVENTES A DIFERENTES PRESIONES Y $T = 23.9$ °C.....	89
FIGURA 46 EFECTO DE LA RAZÓN DE MOVILIDAD SOBRE LA RECUPERACIÓN.....	91
FIGURA 47 ESQUEMA DE LA CURVA DE DESATURACIÓN CAPILAR.....	92
FIGURA 48 EJEMPLO DE CURVA DE DESATURACIÓN CAPILAR.....	94
FIGURA 49 IDEALIZACIÓN DE UN MEDIO POROSO HETEROGÉNEO.....	96
FIGURA 50 DIAGRAMA DE LAS PRINCIPALES PARTES DEL SIMULADOR.....	98
FIGURA 51 EJEMPLO DE LA GENERACIÓN DE MALLA.....	100
FIGURA 52 ARCHIVO <NAME>.MESH QUE CONTIENE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA MALLA...100	
FIGURA 53 ARCHIVO <NAME>.IN_FLUID QUE CONTIENE LAS CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO INYECTADO Y DEL YACIMIENTO.....	102

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

FIGURA 54 ARCHIVO <NAME>.IN_INIT QUE CONTIENE LOS DATOS DEL YACIMIENTO.....	104
FIGURA 55 POSICIÓN DEL POZO INYECTOR Y PRODUCTOR DE BLOQUE DE SIMULACIÓN.....	106
FIGURA 56 POSICIÓN DE LAS FRACTURAS EN EL BLOQUE.....	106
FIGURA 57 EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE EL FACTOR DE RECUPERACIÓN.....	107
FIGURA 58 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL INTERVALO DE 400 A 500 °K SOBRE EL FACTOR DE RECUPERACIÓN.....	108
FIGURA 59 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL INTERVALO DE 500 A 600 °K SOBRE EL FACTOR DE RECUPERACIÓN.....	108
FIGURA 60 EFECTO DE LA TEMPERATURA DE 400, 500 Y 600 °K SOBRE EL FACTOR DE RECUPERACIÓN.....	109
FIGURA 61 TEMPERATURA MÍNIMA DE INYECCIÓN.....	109
FIGURA 62 CÁLCULO PARA LA TEMPERATURA MÍNIMA DE INYECCIÓN.....	110
FIGURA 63 EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE EL FACTOR DE RECUPERACIÓN.....	110
FIGURA 64 EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE LA CANTIDAD DE PROPANO INYECTADO...111	
FIGURA 65 EFECTO DE TEMPERATURAS ALTAS SOBRE LA CANTIDAD DE PROPANO INYECTADO.. ..	112
FIGURA 66 DESPLAZAMIENTO DEL PROPANO INYECTADO A DIFERENTES TEMPERATURAS...113	
FIGURA 67 MODELO DE INYECCIÓN SOBRE EL BLOQUE DE SIMULACIÓN.	115
FIGURA 68 REDUCCIÓN DE LA VISCOSIDAD CONFORME AL TIEMPO.....	118
FIGURA 69 RELACIÓN TEMPERATURA VS TIEMPO A 800°K.....	118
FIGURA 70 RELACIÓN DE VELOCIDADES VS TIEMPO A LAS TEMPERATURAS DE 500, 600, 700 Y 800°K.....	119
FIGURA 71 RELACIÓN DEL TIEMPO PARA LA OBTENCIÓN DE VALORES ADIMENSIONALES....	120
FIGURA 72 RELACIÓN DEL TAMAÑO DEL BLOQUE CON RESPECTO AL TIEMPO.....	121

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

LISTA DE TABLAS

TABLA 1 CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES CRUDOS DE ACUERDO A SU DENSIDAD API.....	19
TABLA 2 RESUMEN DE CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.....	29
TABLA 3 CLASIFICACIÓN DE LOS YNF.....	105

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

NOMENCLATURA

C_{\min} = mínima concentración de solvente en fracción volumen en la interface entre la zona de transición y la zona virgen de aceite.

C_{\max} = máxima concentración de solvente en fracción volumen en la interface entre la cámara de vapor y la zona de transición.

C_s = concentración de solvente en cualquier localización en la zona de transición, en fracción volumen.

C_{VS} = fracción de volumen del solvente.

C_{VB} = fracción de volumen del bitumen.

D = coeficiente de difusión binario libre.

D_s = coeficiente de difusión del solvente en la mezcla con concentración C_s (cm^2/s).

D_L = dispersión longitudinal.

D_T = dispersión transversal.

D_{xx} = coeficiente de dispersión en la dirección x .

D_{yy} = coeficiente de dispersión en la dirección y .

D_{xy} = coeficiente de dispersión en la dirección xy .

D_{SB} = Difusividad Efectiva (cm^2s^{-1})

D_{SB}^0 = Difusividad Molecular (cm^2s^{-1})

D_{diff} = Coeficiente de Difusividad, (m^2/s)

d_p = diámetro de la partícula, (m)

g = aceleración debida a la gravedad (cm/s^2).

H_D = función de posición adimensional.

h = espesor de la zona productora (cm).

I_w = índice relativo de mojabilidad o índice de mojabilidad de Amott.

k = permeabilidad (cm^2).

k = Coeficiente de Transferencia de Masa ($\text{g cm}^{-2} \text{s}^{-1}$)

k_l = coeficiente de dispersión longitudinal, (m^2/s)

k_t = coeficiente de dispersión transversal, (m^2/s)

k_{rw}^* = permeabilidad relativa en su punto final.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

\bar{k} = tensor de permeabilidad.

L = Longitud (cm).

l = fase desplazada.

l' = fase desplazante.

M = razón de movilidad.

N_b = número de bond

N_c = número capilar.

N_{pe} = número Péclét.

N_{sc} = número Schmidt.

N_{sh} = número Sherwood.

N_s = número Vapex adimensional el cual depende de las propiedades físicas del sistema solvente-aceite y el coeficiente de transferencia de masa.

$P_{l'}$ = presión de la fase l' .

q = gasto estabilizado de drene por unidad de espesor (cm^2/s).

r = radio del poro circular.

S_{or} = saturación del aceite residual.

S_{lr} = saturación residual de la fase desplazada.

S_l = saturación de la fase desplazada.

$S_{lr}^{\text{sup}}, S_{lr}^{\text{inf}}$ = saturación residual de a fase l en el número de entrapamiento N_T superior e inferior.

ΔS_o = cambio de saturación de aceite de la saturación inicial de aceite en el yacimiento con la saturación de aceite residual en la cámara de vapor, fracción.

T_l = parámetro de entrapamiento para la fase l .

t = tiempo.

u_t = velocidad total (LT^{-1}).

V = velocidad del fluido en la dirección del flujo másico (m/s).

V = volumen específico del solvente vapor (ml/g).

v = volumen específico del solvente líquido (ml/g).

V_a = volumen molar a presión de ebullición normal (cm^3/mol).

V_{ot} = volumen total de aceite desplazado en la prueba.

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

V_{wt} = volumen total de agua desplazado en la prueba.

VOSP = volumen de aceite desplazado por la imbibición espontánea del agua.

VWSP = volumen de agua desplazada por la imbibición espontánea del aceite.

W_c = peso del solvente vaporizado en la cámara (g), entonces $(W_s - W_c)$ es el peso disuelto.

W_o = peso del aceite producto (g)

W_s = peso neto del solvente purgado (g)

z_D = distancia adimensional.

Alfabeto griego

α_L = dispersividad para la dispersión longitudinal.

α_T = dispersividad para la dispersión transversal.

β = parámetro de solubilidad.

δ = Profundidad de drene del aceite vivo (cm).

δ_w = proporción de desplazamiento por agua.

δ_o = proporción de desplazamiento por aceite.

ρ = densidad (g/cm^3)

ρ_o = densidad del aceite recuperado (g/ml)

ρ_o = densidad del aceite pesado.

ρ_s = densidad del solvente.

$\Delta\rho$ = diferencia de densidad entre el solvente puro y la mezcla con concentración C_s (g/cm^3).

γ_o = densidad relativa del aceite a condiciones estándar.

γ_{os} = tensión interfacial entre el aceite pesado y el solvente inyectado

$\Delta\gamma$ = diferencias de pesos específicos ($\text{M L}^{-2} \text{T}^{-2}$).

λ_D = movilidad del fluido desplazante.

λ_d = movilidad del fluido desplazado.

ϕ = porosidad, fracción.

μ = viscosidad de la mezcla con concentración C_s (cp).

ANÁLISIS DEL PROCESO VAPEX PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

μ_w = viscosidad del agua ($M T^{-1} L^{-1}$).

θ = ángulo de contacto.

τ = Tortuosidad.

τ_l = parámetro de modelo de atrapamiento.

σ = factor de heterogeneidad.

σ = tensión superficial entre la fase agua y la fase aceite.

$\sigma_{ll'}$ = tensión interfacial entre las fases l y l' .

$\nabla\Phi_{l'}$ = gradiente de flujo potencial.