



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Inyección de Emulsión Agua/Aceite,
como Método de Recuperación
Mejorada en un Yacimiento de Aceite
Pesado en el Sureste de México**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A N

Alvarado Oropeza Alma Aide

Martínez Ruiz Gina

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Efraín García Acevedo



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023

Agradecimientos

A Dios, por reconfortarme y ser mi guía en cada etapa de mi vida y porque me ayuda a levantarme para seguir adelante, me da lo que necesito en su momento, los tiempos de Dios son perfectos. No puedo pedir más que su presencia para estar en paz. “Todo lo puedo en Cristo que me fortalece”. Filipenses 4:13.

A mis padres, Inez Oropeza y Pedro Alvarado por su amor y dedicación, también por apoyarme a crecer en todos los aspectos de mi vida con valores como el respeto, humildad, solidaridad y perseverancia. Por enseñarme a no rendirme y luchar por mis sueños.

A mis hermanos Carlos, Janet, Pedro, Diana y Valente, por la infancia que compartimos y porque aportaron momentos y enseñanzas que me hacen mejor persona. Los quiero y deseo para ustedes todo el éxito y dicha del mundo.

A Elías por ser mi compañero y amigo, gracias por todo, no olvides que te quiero mucho y el apoyo es mutuo, espero que sigamos creciendo y compartiendo momentos felices.

A Gina por ser mi amiga y compañera de tesis, también por alentarme a seguir con este trabajo. Gracias por los momentos inolvidables que compartimos en la universidad.

A Aylin, Erick y Sebastián por ser mis mejores amigos, gracias por apoyarme y acompañarme en los momentos difíciles, no olvidare los días que compartimos y también sus consejos, ustedes hicieron que la Universidad fuera más amena, sin duda los volvería a elegir, les deseo lo mejor de la vida.

A el Ingeniero Efraín García Acevedo por creer en nosotras y apoyar esta tesis. Muchas gracias por el tiempo que nos dedicó y por la paciencia que nos tuvo. Es un gran ingeniero y asesor nunca olvidaremos sus consejos y enseñanzas.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería por abrirme las puertas para seguir con mis estudios, fortalecer mi carácter y darme la facultad de servir a México.

¡Por mi raza hablará el espíritu! ¡¡¡GOYA, GOYA, UNIVERSIDAD!!!

Agradecimientos

A mis padres, Efraín Martínez y Yolanda Ruiz quienes han hecho todo lo posible por brindarme lo mejor, por educarme y apoyarme en cada una de las decisiones que he tomado, por los consejos brindados y por tanto cariño. Gracias a ustedes este logro ha sido posible. Los quiero mucho.

A mis hermanos Antonio, Luis, Gabriela y Efraín por siempre motivarme a no rendirme, y por tantos momentos de diversión que me han hecho más ligero este proceso.

Gracias a Alma por invitarme a participar en este proyecto, por ser una gran amiga y por vivir a mi lado todas esas experiencias que han marcado gran parte de mi estancia en la universidad.

A mis amigos, Gustavo, Pedro, Tere por apoyarme en los momentos difíciles y no solo de la carrera. Por haber compartido muchos momentos divertidos. Una de las etapas más bonitas de mi vida la pase a lado de ustedes, les deseo el mayor de los éxitos.

Al ingeniero Efraín por el tiempo invertido en este proyecto, por siempre tener una buena disposición con nosotras y ser muy amable. Gracias por los consejos brindados y nunca abandonarnos. Le deseo lo mejor.

A la universidad por haberme brindado grandes experiencias que han forjado a la persona que soy, por las amistades que realice y conserve, por los conocimientos brindados por cada uno de los profesores que tuve a lo largo de la carrera.

Gina Mtz.

Índice

RESUMEN	14
INTRODUCCIÓN	15
CAPÍTULO 1 TEORÍA DE LAS EMULSIONES	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
1.1 EMULSIONES.....	18
1.2 TIPOS DE EMULSIONES.....	18
1.2.1 Tipo de emulsión según su naturaleza.....	19
1.2.2 Tipo de emulsión según el volumen de la fase dispersa	20
1.2.3 Tipo de emulsión según el tamaño de gota.....	21
1.2.4 Tipo de emulsión según su estabilidad cinética	21
1.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS EMULSIONES	21
1.3.1 Aspecto y color.	22
1.3.2 Tamaño de gota.	22
1.3.3 Textura.....	23
1.3.4 Conductividad.....	23
1.3.5 Inversión de emulsiones.....	24
1.3.6 Fluorescencia.	25
1.3.7 Agua y Sedimentos.....	25
1.4 ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES	27
1.4.1 Películas interfaciales	28
1.4.2 Factores que afectan la estabilidad.....	29
1.5 AGENTES EMULSIONANTES	31
1.5.1 Tensoactivos	32
1.5.2 Macromoléculas	34

1.6 PROPIEDADES REOLÓGICAS DE LAS EMULSIONES	35
1.6.1 Viscosidad.....	35
1.6.2 Viscosidad Interfacial.....	37
1.6.3 Tensión Interfacial.....	38
1.7 DEMULSIFICACIÓN	38
1.7.1 Mecanismos implicados en la demulsificación.....	38
1.7.2 Métodos de demulsificación	39
1.7.2.1 Métodos Térmicos.....	40
1.7.2.2 Métodos Mecánicos	40
1.7.2.3 Métodos Eléctricos.....	41
1.7.2.4 Métodos Químicos	42
1.8 PRINCIPIO DE FORMACIÓN DE EMULSIONES	44
1.8.1 Métodos de alta energía o de dispersión.....	46
1.8.2 Métodos de baja energía o de condensación.....	47
1.9 AMBIENTES DE FORMACIÓN DE EMULSIONES EN LA INDUSTRIA PETROLERA	48
1.10 FORMACIÓN DE EMULSIONES EN LABORATORIO	50
 CAPÍTULO 2 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO.	
.....	52
2.1 RECUPERACIÓN PRIMARIA EN YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO	52
2.2 RECUPERACIÓN MEJORADA EN LOS YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO.	53
2.2.1 Métodos térmicos.....	55
2.2.1.1 Inyección de agua caliente	55
2.2.1.2 Inyección de vapor continua	56
2.2.1.3 Inyección de vapor cíclica o método "huff and puff "	56
2.2.1.4 Drenaje gravitacional asistido por vapor (Steam Assisted Gravity Drainage, SAGD) .	57

2.2.1.5 Combustión in-situ	59
2.2.1.6 Inyección de aire de punta a punta (THAI).....	61
2.2.1.7 Proceso de mejora catalítica in situ (CAPRI).....	61
2.2.1.8 Calentamiento electromagnético	62
2.2.2 <i>Métodos de recuperación mejorada no térmicos</i>	62
2.2.2.1 VAPEX	63
2.2.2.2 Inyección de químicos.....	63
2.2.2.3 Inyección de polímeros	63
2.2.2.4 Polímeros sintéticos	65
2.2.2.5 Biopolímeros	65
2.2.2.6 Polímero de surfactante alcalino (ASP)	65
2.3 PROCESOS MISCIBLES	66
2.3.1 <i>Proceso De Baches Miscible</i>	67
2.3.2 <i>Impulsión de Gas por Vaporización</i>	67
CAPÍTULO 3 YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO	68
3.1 DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL ACEITE PESADO Y EXTRAPESADO	68
3.1.1 <i>Gravedad API</i>	68
3.1.2 <i>Composición química</i>	69
3.2 FORMACIÓN Y ORIGEN	71
3.3 FACTOR DE RECUPERACIÓN EN YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO	73
3.3.1 <i>Problemáticas en la producción de aceite pesado.</i>	74
3.4 DISTRIBUCIÓN DE RESERVAS	75
3.4.1 <i>Reservas Mundiales</i>	76
3.4.2 <i>Reservas en México</i>	79
3.4.3 <i>Reservas 1P, 2P y 3P en México</i>	80

3.4.4 <i>Evolución de Reservas en México</i>	81
3.4.5 <i>Reservas de Aceite pesado en México</i>	83
3.5 EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO.....	86
3.5.1 <i>Desarrollo de yacimientos</i>	86
CAPÍTULO 4 EMULSIONES DE W/O EN EOR	89
4.1 EMULSIÓN COMO FLUIDO DESPLAZANTE	90
4.2 SITUACIÓN DEL ACEITE DE MOTOR USADO EN MÉXICO	91
4.3 DESARROLLO EXPERIMENTAL.....	93
4.4 INYECCIÓN DE EMULSIÓN COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN.....	97
CAPÍTULO 5 SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE EMULSIÓN	
W/O.....	99
5.1 SIMULACIÓN DEL YACIMIENTO SPARK.....	100
5.2 DATOS GENERALES DE LA MALLA	101
5.3 SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE EMULSIÓN W/O	102
5.4 TIEMPO DE SIMULACIÓN.....	103
5.5 RESULTADOS DE LA PRIMERA INYECCIÓN DE LA EMULSIÓN W/O	104
5.6 ARREGLO DE POZOS PROPUESTO.....	106
CAPÍTULO 6 ANÁLISIS Y RESULTADOS	109
6.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	112
6.1.1 <i>Viscosidad</i>	112
6.1.2 <i>Densidad óptima de inyección</i>	113
6.1.3 <i>Arreglo De Pozos Propuesto</i>	115
6.1.4 <i>Gasto Optimo de inyección</i>	115
6.1.5 <i>Screening</i>	117

6.2 DESVENTAJAS DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN EL YACIMIENTO SPARK.....	118
6.3 VENTAJAS DE LA INYECCIÓN DE EMULSIÓN EN YACIMIENTO SPARK	120
CONCLUSIONES.....	121
RECOMENDACIONES.....	122
NOMENCLATURA.....	123
BIBLIOGRAFÍA.....	126

índice de figuras

FIGURA 1. 1. CLASIFICACIÓN DE EMULSIONES. [CREACIÓN PROPIA].....	19
FIGURA 1. 2. TIPOS DE EMULSIONES EN LA INDUSTRIA PETROLERA, A) EMULSIÓN INVERSA, B) EMULSIÓN DIRECTA, C) EMULSIÓN MÚLTIPLE.[CREACIÓN PROPIA].....	20
FIGURA 1. 3. DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE GOTA DE UNA EMULSIÓN DE UNA EMULSIÓN PETROLERA.[KOKAL,2005]	22
FIGURA 1.4. PROCESO DE CENTRIFUGACIÓN (CREACIÓN PROPIA).....	26
FIGURA 1. 5. COMPARATIVA DE MÉTODOS, COLORIMETRÍA Y VOLUMETRÍA, OBTENIDO DE “TITULACIÓN KARL FISCHER: EL MÉTODO PARA DETERMINACIÓN DE AGUA”[KOKAL,2005]	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 1. 6. PARTES DE UN TENSOACTIVO [CREACIÓN PROPIA].	32
FIGURA 1. 7. GRAFICA DE EMULSIONES CON DIFERENTES VISCOSIDADES A 125°F.(KOKAL,2005).....	36
FIGURA 1. 8. INICIALMENTE LA MUESTRA DE O/W CONTENIDA EN EL CILINDRO DEL LADO IZQUIERDO PUEDE SER HOMOGÉNEA Y CONTENER GOTAS DE ACEITE (PUNTOS NEGROS) PARTÍCULAS FINAS (-) Y PARTÍCULAS GRANDES (PUNTOS BLANCOS). DESPUÉS DE UN TIEMPO, LA MUESTRA PUEDE ESTAR COMPLETAMENTE ESTRATIFICADA, COMO SE MUESTRA EN LA DERECHA. (KOKAL,2015).....	37
FIGURA 1. 9. MECANISMOS IMPLICADOS EN LA DEMULSIFICACIÓN [CREACIÓN PROPIA].....	39
FIGURA 1. 10. MÉTODO ELÉCTRICO, (A) ROMPIMIENTO DE LA PELÍCULA ESTABILIZADORA, (B) EXPANSIÓN DE LA SUPERFICIE DEL AGUA EN EL ELIPSOIDE, Y (C) ATRACCIÓN DE LAS GOTAS. (KOKAL,2005).....	42
FIGURA 1. 11. MOLINO COLOIDAL EQUIPO UTILIZADO PARA LA FABRICACIÓN DE EMULSIONES.....	51
FIGURA 2. 1. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO.....	54
FIGURA 2. 2. LÍNEA DEL TIEMPO “MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO”	54

FIGURA 2. 3 PROCESO GRÁFICO DE INYECCIÓN DE VAPOR CÍCLICA.(CNH, 2012).....	57
FIGURA 2. 4 DRENAJE POR GRAVEDAD ASISTIDO POR VAPOR (SAGD). YONGSHENG M, COMPREHENSIVE DESIGN AND MANUFACTURING SOLUTIONS FOR SAND CONTROL AND TOOLING TOWARDS ENHANCED OIL RECOVERYINTERNATIONAL JOURNAL OF MATERIALS, MECHANICS AND MANUFACTURING, VOL. 5, NO. 4, NOVEMBER 2017.	58
FIGURA 3. 1.INTERVALOS DE VISCOSIDAD Y GRAVEDAD API PARA DIFERENTES TIPOS DE ACEITE.....	69
FIGURA 3. 2.CUENCA DE ANTEPAÍS, OBTENIDO DE “CUENCAS ASOCIADAS A COLISIÓN CONTINENTAL”, S.A.....	72
FIGURA 3. 3.AMBIENTE GEOLÓGICO DE UNO DE LOS YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO MÁS GRANDE DEL MUNDO, OBTENIDO DE “LA IMPORTANCIA DEL PETRÓLEO PESADO”, 2006.	73
FIGURA 3 1.DISTRIBUCIÓN DE RESERVAS PETROLERAS EN EL MUNDO, OBTENIDO DE CONACYT 2023.	77
FIGURA 3 2.TOTAL DE RESERVAS DE PETRÓLEO EN EL MUNDO, SEGMENTACIÓN DE TIPOS DE PETRÓLEO (HUSSEIN ET AL., 2006).	78
FIGURA 3 3.PAÍSES CON MAYOR RESERVA EN EL MUNDO (CONACYT,2023).....	79
FIGURA 3. 4.GRAFICO DE LA DISTRIBUCIÓN DE RESERVAS EMITIDAS AL 1 DE ENERO 2023 (CNH,2023)	81
FIGURA 3. 5.EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE DEL AÑO 2010 AL 2023 (CNH,2023).....	81
FIGURA 3. 6.EVOLUCIÓN DE RESERVAS NACIONALES DE LOS ÚLTIMOS 5 AÑOS 2019-2023. (CNH,2023).	82
FIGURA 3. 7.PORCENTAJES QUE CONSTITUYEN LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS A LA FECHA DE OCTUBRE 2023, (CNH,2023)	83
FIGURA 3. 8.CAMPOS ASOCIADOS A PROYECTOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA, (CNH,2023).....	84

FIGURA 3. 9.DISTRIBUCIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA ASOCIADOS A LOS PROYECTOS (CNH,2023).	84
FIGURA 4. 1.UBICACIÓN DE LAS CUENCAS PETROLERAS DE MÉXICO.....	94
FIGURA 4. 2.HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO TEÓRICO.	96
FIGURA 5. 1. MALLA DE SIMULACIÓN, REPRESENTACIÓN DEL YACIMIENTO SPARK	100
FIGURA 5. 2 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA DE LA MALLA.....	101
FIGURA 5. 3 CONDICIONES INICIALES DE LA MALLA.....	102
FIGURA 5. 4.HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SPARK	103
FIGURA 5. 5 DATOS DE LA EMULSIÓN A INYECTAR.....	104
FIGURA 5. 6 PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO DESPUÉS DE INYECTAR LA EMULSIÓN, (CURVA ROJA)....	105
FIGURA 5. 7 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE Y AGUA DESPUÉS DE LA INYECCIÓN DE EMULSIÓN EN EL YACIMIENTO SPARK	106
FIGURA 5. 8 ARREGLO DE POZOS PROPUESTOS PARA LA SIMULACIÓN	107
FIGURA 5. 10 CURVAS DE PRODUCCIÓN DE AGUA ACUMULADA CON DIFERENTES ARREGLOS DE POZOS.	108
FIGURA 5. 9.CURVAS DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE CON DIFERENTES ARREGLOS DE POZOS.	108
FIGURA 6. 1 GRAFICO DE LA INYECCIÓN DE EMULSIÓN CON LAS VARIABLES OPTIMAS.	110
FIGURA 6. 2 CORTE DE AGUA DEL YACIMIENTO SPARK DESPUÉS DE LA INYECCIÓN DE EMULSIÓN. ..	111
FIGURA 6. 3 PRODUCCIÓN DE ACEITE DESPUÉS DE LA INYECCIÓN DE EMULSIÓN A DIFERENTES VISCOSIDADES, YACIMIENTO SPARK	113
FIGURA 6. 5 CORTE DE AGUA DESPUÉS DE INYECTAR LA EMULSIÓN W/O A DENSIDAD, DE 15.615, 42.315, 43.543 Y 62.366 LB/FT3	114
FIGURA 6. 4 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE CON DIFERENTES VALORES DE DENSIDAD 15.615, 42.315, 43.543 Y 62.366 LB/FT3	114

FIGURA 6. 6 ARREGLO ÓPTIMO DE 7 POZOS.	115
FIGURA 6. 7 COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS DE PRODUCCIÓN DE ACEITE ACUMULADO A DIFERENTES GASTOS	116
FIGURA 6. 8 COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS DE PRODUCCIÓN DE AGUA ACUMULADA A DIFERENTES GASTOS.	117
FIGURA 6. 4 REPRESENTACIÓN DE UNA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	119

índice de tablas

TABLA 1. 1.COMPARATIVA DE MÉTODOS, COLORIMETRÍA Y VOLUMETRÍA, OBTENIDO DE “TITULACIÓN KARL FISCHER: EL MÉTODO PARA DETERMINACIÓN DE AGUA”	27
TABLA 1. 2.EJEMPLOS DE OCURRENCIA DE EMULSIONES EN LA INDUSTRIA PETROLERA.	49
TABLA 1. 3.VARIABLES INVOLUCRADAS EN EL PROCESO DE PREPARACIÓN DE UNA EMULSIÓN	50
TABLA 2. 1.CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA Y FLUIDO EN LA RECUPERACIÓN CHOPS	53
TABLA 2. 2.CRITERIOS GENERALES DE DETECCIÓN PARA LLEVAR A CABO UN PROCESO DE INUNDACIÓN CON POLÍMEROS.	64
TABLA 2. 3.CRITERIOS GENERALES DE DETECCIÓN PARA PROCESOS, POLÍMERO DE SURFACTANTE ALCALINO	66
TABLA 3. 1.CLASIFICACIÓN DEL CRUDO DE ACUERDO CON SU DENSIDAD API.....	69
TABLA 3. 2.CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y QUÍMICAS PROMEDIO DE LOS TIPOS DE ACEITE.	70
TABLA 3. 3.RESERVAS PETROLERAS EN EL MUNDO, OBTENIDO DE CONACYT 2023	77
TABLA 3. 4.RESERVAS NACIONALES PETROLERAS EMITIDAS AL 1 DE ENERO 2023.....	80
TABLA 3. 5 .DISTRIBUCIÓN DE RESERVAS NACIONALES EMITIDAS AL 1 DE ENERO 2023 .	80
TABLA 5. 1 PROPIEDADES GENERALES DEL YACIMIENTO SPARK	101
TABLA 5. 2 ARREGLO DE POZOS PROPUESTOS PARA LA SIMULACIÓN	106
TABLA 6. 1. VARIABLES ÓPTIMAS PARA LA INYECCIÓN DE LA EMULSIÓN W/O	109
TABLA 6. 2.PARÁMETROS DE SCREENING	118

Resumen

De acuerdo a la literatura, las reservas de aceite pesado y extrapesado representan aproximadamente el 70% de los volúmenes mundiales, por tanto gobiernos y empresas buscan desarrollar tecnologías que permitan explotar de manera rentable y eficiente los yacimientos de aceite pesado y extrapesado, caracterizados entre otras cosas, por su alta densidad de hasta 10 °API y mayor contenido de componentes pesados, lo que hace de su explotación, transporte y refinación, un proceso más complejo y costoso. En México la producción de aceite pesado aumento notablemente al año 2023, la Comisión Nacional de Hidrocarburos reporto una producción de aceite ligero del 24% mientras que la producción de aceite pesado alcanzo hasta un 32%¹.

Los principales métodos de recuperación mejorada para yacimientos de aceite pesado son los métodos térmicos, estos métodos en un inicio aumentan la producción de aceite, pero a través del tiempo es inevitable la perdida de calor en el proceso, generando limitantes que conllevan a una explotación deficiente. Además en ocasiones los métodos no son compatibles con las propiedades del yacimiento, por tanto, se tienen que buscar métodos alternos en recuperación mejorada que ayuden a maximizar la recuperación en los yacimientos de aceite pesado y extrapesado.

En la búsqueda de métodos alternos que ayuden a maximizar la producción de aceite pesado de los yacimientos, sea propuesto el uso de las emulsiones. En la industria petrolera las emulsiones representan algo negativo ya que ocasionan daño en el yacimiento, fallas en los equipos de bombeo y transporte en la superficie, entre otras. Sin embargo, se han realizado estudios experimentales (Bragg, 2018) que arrojan resultados positivos cuando las emulsiones agua en aceite se utilizan como método de recuperación mejorada.

¹ Comisión Nacional de hidrocarburos, 2023.

El objetivo principal de esta tesis es: Determinar el potencial de la inyección de una emulsión agua/aceite como método de recuperación mejorada en yacimientos de aceite pesado. Para tal fin se desarrolla un modelo de simulación utilizando el simulador comercial CMG (Computer Modeling Group), generando una malla representativa del yacimiento SPARK en el cual se estudia la inyección de la emulsión, y se realiza un análisis de sensibilidad de las variables; gasto de inyección, arreglo de pozos, densidad y viscosidad de la emulsión para analizar y proponer el mejor escenario para maximizar la producción y rentabilidad del proyecto.

Introducción

Se estima que más del 60% de las reservas de petróleo en México corresponden a aceites pesados y extrapesados, que en la última década ha tomado gran relevancia, sin embargo explotar estos yacimientos que actualmente presenta varios retos debido a su alta densidad de hasta 10 °API, que hace más complicada su extracción, en ese sentido el presente trabajo tiene como propósito proponer como método de recuperación mejorada la inyección de una emulsión agua en aceite en un yacimiento de aceite pesado del sureste de México.²

En el capítulo uno se realiza un estudio enfocado en las emulsiones, los tipos que existen, las características que presentan, sus propiedades reológicas así como también los métodos de demulsificación para romper las emulsiones en la industria petrolera cuando son indeseables.

En el capítulo dos se hace una revisión de la literatura de los métodos de recuperación mejorada para yacimientos de aceite pesado que principalmente se dividen en dos; métodos térmicos y no térmicos.

En el capítulo tres se presentan las generalidades de yacimientos de aceite pesado, desde su definición, características, composición química, formación y origen de estos. También se hace un estudio de las problemáticas que llegan a presentarse en la explotación de los yacimientos de aceite pesado.

En el capítulo cuatro se presenta el desarrollo del modelo de simulación usando las herramientas Winprop y Stars de CMG, se presenta la descripción y propiedades del yacimiento SPARK, posteriormente se presenta el mallado y el arreglo de pozos propuesto para la simulación.

²Flores, F., Guerrero, I. y López, S. (2021).Inyección de aceite ligero en pozos de extrapesado, Congreso Mexicano del Petróleo (CMP), México.

En el capítulo cinco, se muestran los resultados obtenidos del modelo de simulación y se presenta el análisis de sensibilidad que consiste en variar la viscosidad y densidad del fluido a inyectar, gasto de inyección y arreglo de pozos, esto con el fin de encontrar las variables óptimas para maximizar la producción. Además, se propone el screening con el fin de facilitar en trabajos futuros de investigación la inyección de la emulsión agua en aceite (W/O) como proceso de recuperación mejorada.

En sus investigaciones Bragg, propone utilizar aceite crudo para generar emulsiones agua en aceite (W/O) de alta viscosidad, ya que los componentes del aceite pesado funcionan como estabilizadores causando una emulsión estable. Se ha considerado al aceite de motor usado como una opción para generar emulsiones ya que las partículas de hollín presentes en él actúan como estabilizadores de la emulsión, generando una película lo suficientemente fuerte para evitar que se rompa la emulsión en poco tiempo. Aunque las emulsiones en la industria petrolera, suelen ser un problema, especialmente durante el proceso de producción ya que provocan inconvenientes y daños al sistema integral de producción, por otro lado, pueden verse como oportunidad para la recuperación mejorada en yacimientos de aceite pesado y extrapesado.

Capítulo 1 Teoría de las emulsiones

Este capítulo habla sobre las emulsiones, su definición y clasificación de acuerdo con su naturaleza, estabilidad cinética, volumen de fase dispersa y tamaño de gota. También se exponen los tipos de emulsificantes que proporcionan mayor estabilidad a la emulsión. Por otra parte, se explican los mecanismos y métodos que existen para romper una emulsión, así como también los métodos y factores que intervienen en la formación de emulsiones en yacimiento y laboratorio.

1.1 Emulsiones

Químicamente el termino emulsión se refiere a la dispersión de un líquido en otro no miscible con él.³ Existen tres elementos que conforman una emulsión estos son, la fase continua, la fase dispersa y un agente emulsionante que será el encargado de proporcionar estabilidad al sistema.

Por regla general, cuando la fracción de volumen de una fase es más pequeña comparada con la otra, la fase de menor volumen se considera la fase dispersa y la fracción de mayor volumen la fase continua.

1.2 Tipos de emulsiones

En la **figura 1.1** se muestran los tipos de emulsiones clasificadas acorde a su naturaleza, estabilidad, volumen de fase dispersa y tamaño de gota.

³ Significado consultado en la Real Academia Española.

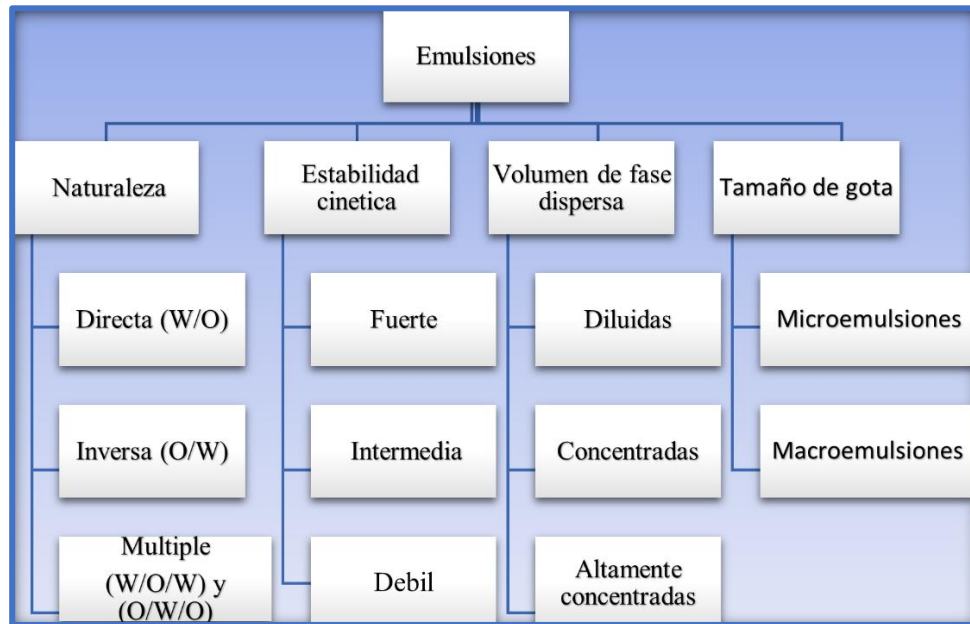


Figura 1. 1. Clasificación de emulsiones. [Creación propia]

1.2.1 Tipo de emulsión según su naturaleza

Emulsión Directa (W/O). Comúnmente llamada agua en aceite consiste en gotas de agua dispersas en una fase continua de aceite.

Emulsión Inversa (O/W). En este caso la fase dispersa es aceite y la fase continua es agua.

Emulsiones Múltiples (“W/O/W” y “O/W/O”). Son más complejas y se pueden encontrar en 2 arreglos, en el primer caso “W/O/W”, (**figura 1.2**, inciso C) se tiene una gota de agua atrapada en una gota de aceite que a la vez se encuentra suspendida en la fase continúa de agua. En el caso de una emulsión “O/W/O” se tienen gotas de aceite atrapadas en gotas de agua y estas simultáneamente se encuentran dispersas en la fase continua de aceite.

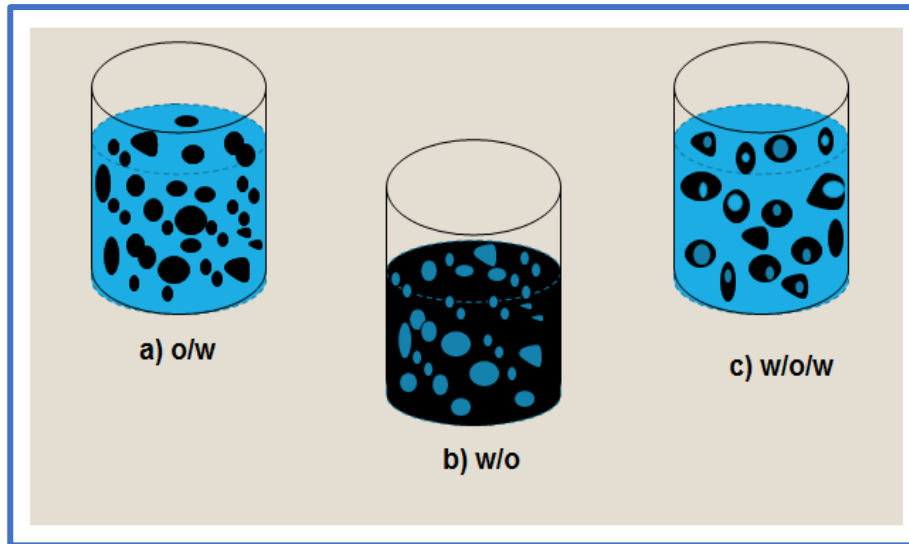


Figura 1. 2. Tipos de emulsiones en la industria petrolera, a) Emulsión inversa, b) Emulsión directa, c) Emulsión Múltiple. [Creación propia].

1.2.2 Tipo de emulsión según el volumen de la fase dispersa

Otra forma de clasificar a las emulsiones es por el volumen de fase dispersa, como:

Diluidas: presentan un volumen de fase dispersa igual o inferior al 20 % y su comportamiento reológico es newtoniano⁴.

Concentradas: el volumen de fase dispersa esta entre 20 % y 74 % y su comportamiento reológico es no newtoniano⁵.

Altamente concentradas: son emulsiones con fase dispersa igual o superior al 74 %. Dicho porcentaje corresponde a un empaquetamiento compacto de gotas esféricas indeformables y monodispersas. Su comportamiento reológico es viscoelástico.

⁴ Un **fluido newtoniano** es aquel donde el esfuerzo de cizalla es proporcional a la velocidad de deformación, es decir la viscosidad a una temperatura y presión dadas es constante para cualquier velocidad de deformación independientemente del tiempo que se aplique el esfuerzo de cizalla.

⁵ Un **fluido no newtoniano** es aquel donde la viscosidad varía en respuesta a la duración y la magnitud de la velocidad de corte aplicada.

1.2.3 Tipo de emulsión según el tamaño de gota

Según el tamaño de gota de la fase dispersa las emulsiones se pueden clasificar en macroemulsiones, microemulsiones y nano emulsiones. Las emulsiones tienen un tamaño de gota entre $1\mu\text{m}$ - $100\mu\text{m}$ eventualmente se extiende a un rango de $0.1\mu\text{m}$ - $500\mu\text{m}$.

Macroemulsiones: $0.1\mu\text{m} < \text{Tamaño de la partícula} < 20\mu\text{m}$

Microemulsiones: $0.01\mu\text{m} < \text{Tamaño de la partícula} < 0.2\mu\text{m}$

Nano emulsiones: $\text{Tamaño de la partícula} < 0.01\mu\text{m}$

1.2.4 Tipo de emulsión según su estabilidad cinética

En función del grado de estabilidad cinética, es común clasificarlas como emulsiones fuertes, intermedias y débiles.

- Emulsiones fuertes: las fases se separan en un periodo de tiempo largo, puede ser horas o días.
- Emulsiones intermedias: presentan una separación de fases de 10 minutos o más.
- Emulsiones débiles: son muy inestables y se separan en tan solo un par de minutos.

1.3 Características de las emulsiones

Las emulsiones en el yacimiento son caracterizadas por diversas propiedades incluyendo la apariencia, el color, contenido de agua libre, sedimentos, tamaño de gotas, volumen y conductividad.

1.3.1 Aspecto y color.

La apariencia depende del tamaño de gota y la diferencia en los índices de refracción entre las fases. Una emulsión puede ser transparente si el índice de refracción de cada fase es el mismo o, si la fase dispersa está formada por gotas que son suficientemente pequeñas en comparación con la longitud de onda de luz de iluminación. Además, si la emulsión presenta gotas de aceite con diámetro pequeño respecto al área superficial se observará en un tono claro, a diferencia de cuando se tienen gotas de diámetros grandes la emulsión se apreciará oscura y menos brillante.

1.3.2 Tamaño de gota.

El tamaño de las gotas de la fase dispersa en las emulsiones no es fijo, se muestra una distribución de tamaño que depende en gran medida de una serie de factores como la tensión interfacial, el cizallamiento, la naturaleza de los agentes emulsionantes, la presencia de sólidos y propiedades del volumen del aceite crudo y agua. La distribución de tamaños de gotas afecta directamente la estabilidad de la emulsión, se considera por regla general que entre menor sea el tamaño promedio de las gotas de agua dispersas, mayor será el tiempo de residencia requerido.

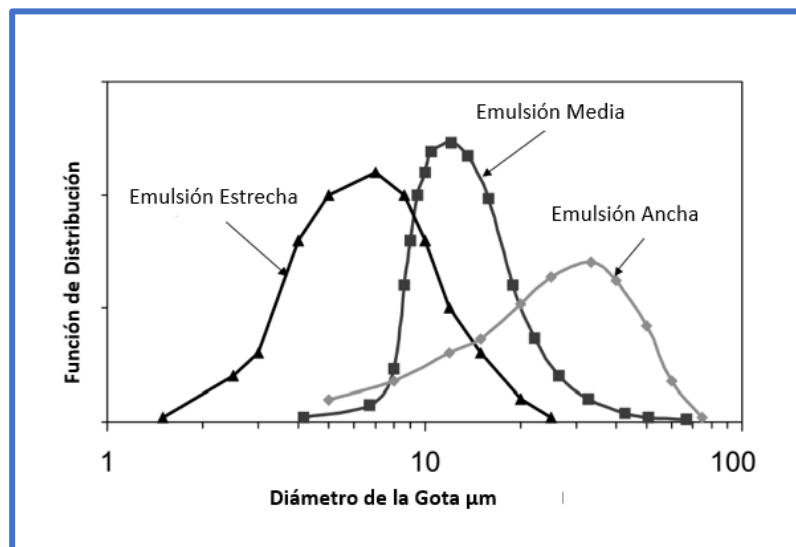


Figura 1. 3. Distribución del tamaño de gota de una emulsión de una emulsión petrolera. [Kokal, 2005]

Las emulsiones producidas en el yacimiento generalmente llegan a tener diámetros de gotas con un rango de 0.1µm hasta 20 µm. La distribución del tamaño de gota de una emulsión típica de petróleo se muestra en la **figura 1.3** en donde se compara los tipos de emulsiones en función de la estabilidad cinética. La emulsión estrecha presenta gotas con distribución uniforme generando un mayor tiempo de residencia, mientras que la emulsión media presenta una distribución compacta de las gotas, generando un menor tiempo de residencia. En el caso de la emulsión ancha, las gotas presentan una distribución dispersa disminuyendo el tiempo de residencia.

1.3.3 Textura.

La textura de una emulsión es reflejada por la fase externa. Por lo tanto, las emulsiones O/W tienden a ser acuosas o cremosas, mientras que las emulsiones W/O se presentan de manera aceitosa o grasosa. Esta diferencia se vuelve cada vez menos evidente a medida que aumenta la viscosidad de la emulsión, de modo que una emulsión O/W viscosa puede observarse aceitosa.

1.3.4 Conductividad.

La conductividad es una propiedad física que cuantifica la capacidad de un material o sustancia para dejar pasar el calor o la electricidad a través de él y depende de la temperatura, estructura atómica y peso molecular de la sustancia.

La conductividad es la inversa de la resistividad, y se define con la siguiente ecuación:

$$\sigma = \frac{1}{\rho} \dots \dots \dots \text{ec. 1.1}$$

su unidad es el S/m (siemens por metro).

El tipo de emulsión se puede detectar midiendo la conductividad electrolítica de la emulsión. La conductividad electrolítica de una emulsión “ K_{em} ” es proporcional a la conductividad de su fase externa “ K_{ext} ” y a su proporción volumétrica “ Q_{ext} ”.

$$K_{em} = K_{ext} * Q_{ext} \dots\dots\dots ec.1.2$$

1.3.5 Inversión de emulsiones.

La inversión de una emulsión es el proceso mediante el cual una emulsión pasa del tipo aceite en agua (O/W) a agua en aceite (W/O) y puede suceder por dos maneras, una de ellas ocurre al cambiar la formulación fisicoquímica del sistema y la segunda ocurre por un cambio en la relación de fases agua-aceite .

Los cambios de formulación pueden llevarse a cabo modificando una propiedad capaz de cambiar la afinidad del surfactante ya sea por la fase acuosa o por la fase oleica, esta se produce por la alteración de las interacciones hidrofílicas-lipofílicas en la interface, entre el surfactante absorbido y las moléculas de aceite y de agua,(Winsor 1954). Las variables de formulación están relacionadas con la naturaleza de los componentes del sistema (Salager JL, 1999). Es decir, la fase aceite puede ser caracterizada por el número de átomos de carbono de alcano (ACN) cuando es un n-alcano, y por su equivalente (EACN) cuando no lo es. El parámetro fisicoquímico que da la naturaleza de la fase acuosa es su fuerza iónica o salinidad , es decir , el contenido de electrolitos. La caracterización de la naturaleza fisicoquímica del surfactante requiere al menos un parámetro, por ejemplo el balance hidrofílico -lipofílico (HLB) o la diferencia de afinidad del surfactante . El efecto de la relación agua- aceite, se ve reflejado en el contenido de fase interna y tipo de emulsión, pues se tiene que cuando la proporción volumétrica de la fase interna

excede un cierto valor (alrededor de 70-80%), se puede producir un fenómeno de inversión de fase, lo que quiere decir que la fase dispersa se vuelve continua y viceversa.⁶

1.3.6 Fluorescencia.

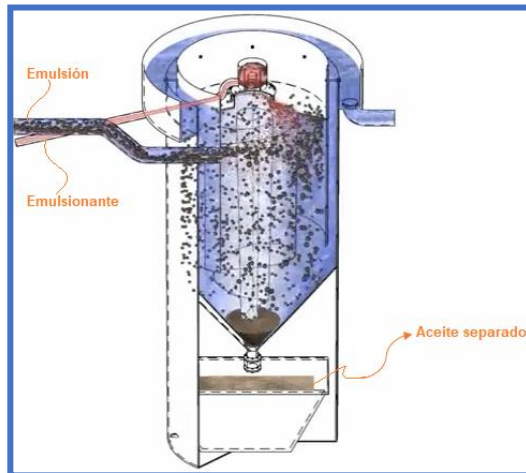
La fluorescencia es el proceso de emisión de luz por moléculas que son excitadas con radiación electromagnética. Las especies excitadas se relajan al estado fundamental, liberando su exceso de energía en forma de fotones. En general las sustancias fluorescentes absorben energía en forma de radiación electromagnética de onda corta, por ejemplo radiación gamma, rayos x, UV, luz azul, etc. y luego la emiten nuevamente a una longitud de onda más larga, por ejemplo dentro del espectro visible.

En las emulsiones se puede usar microscopía de fluorescencia para determinar el tipo de emulsión siempre que el tamaño de las gotas sea mayor que el límite de resolución del microscopio ($>0.5\mu\text{m}$).

1.3.7 Agua y Sedimentos

Agua y sedimentos (BS&W por sus siglas en inglés), se refiere a la porción sólida y acuosa de una emulsión, también es conocida como BSW. La técnica más empleada para determinar de aceite, agua y sólidos consiste en añadir una cantidad de emulsionante a la emulsión, centrifugarla y dejarla reposar, la cantidad de sólidos y de agua separados se mide directamente a partir de tubos centrífugos especialmente diseñados. **(Figura 1.4)**

⁶ Celis, M.T,2009, Inversión de emulsiones incluyendo acrilatos en la formulación, Revista Ciencia e Ingeniería. Vol. 30, No. 3, pp. 201-210



*Figura 1.4. Proceso de Centrifugación
(creación propia)*

Cuando solo se requiere saber el contenido de agua, también se puede utilizar la valoración de Karl-Fischer (KF), la cual consiste en una reacción de dióxido de carbono y yodo en una solución alcohólica, estas concentraciones deben ser inferiores (como el metanol en una base orgánica).

La reacción que ocurre entre el yodo y el agua en la muestra es determinado por dos métodos, que la **tabla 1.1** explica y compara.

Tabla 1. 1. Comparativa de métodos, colorimetría y volumetría, obtenido de “Titulación Karl Fischer: el método para determinación de agua”

Propiedad	Colorimetría	Volumetría
Cantidad de agua y cantidad de muestra	Cantidad pequeña de agua Cantidad pequeñas de muestra	Cantidades medias y grandes de agua. Cantidad de muestra adaptada.
Tipos de muestra	Líquida Gaseosa Muestras sólidas con horno	Sólida Líquida
Preparación y adición de la muestra	Directa con jeringa Entrada de gas con horno Extracción externa Las muestras sólidas se evaporan en un horno	Las muestras sólidas se añaden directamente. Preparación de muestra con homogeneizador. Operación a altas temperaturas. Directo con jeringa.
Método de operación	Muy rápido Muy simple	Rápido Simple
Rango de operación	Rango en 10µg hasta 5 mg de agua	Rango en µg 200 µg hasta 50 mg
Veracidad	Buena para cantidades pequeñas de agua >400 µg de agua (+/- 0.5%)	Buena para cantidades pequeñas de agua >5mg de agua (+/- 0.5%)
Reproducibilidad	RSD típico de aprox. 1% para agua >400 µg	RSD típico de aprox. 1% para agua >5mg

1.4 Estabilidad De Las Emulsiones

Las emulsiones son estabilizadas por emulsificantes como agentes activos, o surfactantes, que tienden a concentrarse en la interfase aceite/agua donde se forma una película interfacial, lo cual genera una reducción de la tensión interfacial y promueve la dispersión y la emulsificación de las gotas.

La estabilidad cinética es producto de un tamaño pequeño de gota y la presencia de una película interfacial alrededor de las gotas. La estabilidad cinética de la emulsión se logra a partir de agentes estabilizadores o emulsionantes que pueden ser originados de forma natural en el aceite crudo o agregados durante la producción. Estos estabilizadores omiten los mecanismos implicados en la

descomposición de una emulsión, como son; sedimentación, floculación, coalescencia e inversión de fase.

1.4.1 Películas interfaciales

Esta película resulta de la absorción de una molécula polar de alto peso molecular interfacialmente activa. Esta película mejora la estabilidad de la emulsión al incrementar la viscosidad interfacial y reducir la tensión interfacial.

Una película de alta viscosidad interfacial retarda la velocidad de drene de la película de aceite durante la coagulación de las gotas de agua hasta proporcionar un mecanismo de barrido para la coalescencia. Esto puede permitir una reducción en el tiempo de ruptura de las emulsiones.

Las características de la película interfacial están en función del tipo de aceite (composición), pH del agua, temperatura, alcance de compresión de la película interfacial y la concentración de moléculas polares en el aceite. Se pueden clasificar en dos grandes grupos:

Película sólida o rígida. Se caracterizan por ser insolubles en agua y su viscosidad interfacial es muy alta. Algunas evidencias muestran que estas películas las constituyen fracciones polares de aceite, emulsionantes y solidos finos que les dan mayor estabilidad. Proporcionan una barrera estructural para la coalescencia de las gotas y aumentan la estabilidad de la emulsión. Estas películas también tienen propiedades viscoelásticas.

Película líquida o móvil. Esta película tiende a ser menos estable tiene baja viscosidad interfacial y tiende a formarse cuando un demulsificante se agrega a la emulsión y la coalescencia de las gotas es mejorada.

1.4.2 Factores que afectan la estabilidad

Fracciones pesadas. Se sabe que los emulsionantes naturales se localizan en el punto de ebullición más alto (fracción polar del aceite). Los compuestos como asfáltenos, resinas y ácidos orgánicos solubles en aceite son los componentes principales de las películas interfaciales.

Asfáltenos. Residen en la interfaz aceite/agua debido a sus propiedades de superficie activa. La acumulación de asfáltenos en la interfaz da como resultado la formación de una película rígida, como se muestra en la **figura 1.5**, la presencia de los asfáltenos puede retardar naturalmente el drene de esta película.

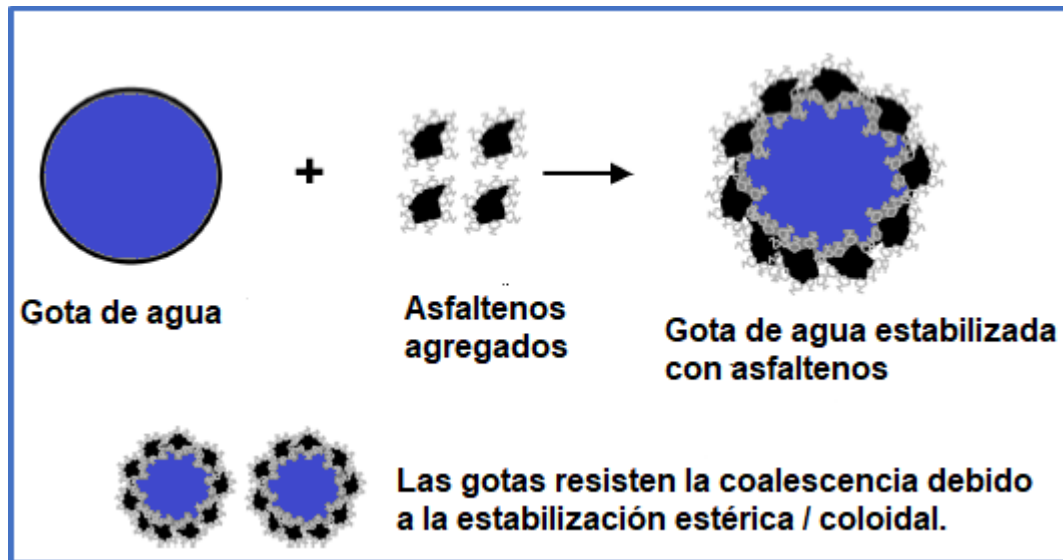


Figura 1. 5. Comparativa de métodos, colorimetría y volumetría, obtenido de “Titulación Karl Fischer: el método para determinación de agua”[Kokal,2005]

Las resinas en combinación con los asfáltenos presentes en el aceite, son responsables del tipo de película formada ya sea sólida o móvil. Las ceras por otro lado pueden interactuar sinérgicamente con los asfáltenos para estabilizar las emulsiones, cuando las ceras se encuentran como sólidos finos en la emulsión son más aptas para formar una emulsión estable.

Sólidos. Se localizan en la interfase aceite-agua formando estructuras rígidas que evitan la coalescencia de las gotas. La efectividad de los sólidos en la estabilización de las emulsiones depende de factores, como; el tamaño de partícula, las interacciones entre partículas y la mojabilidad de los sólidos, además la presencia de sólidos en la interfaz puede cambiar las propiedades reológicas de esta, dando como resultado un comportamiento viscoelástico.

Las partículas deben de ser mucho más pequeñas que el tamaño de las gotas de emulsión para actuar como estabilizadores. En el caso de la mojabilidad, las partículas sólidas deben estar en la interfaz y mojadas por ambas fases, pues de esto depende el tipo de emulsión formada, por ejemplo, cuando los sólidos se mojan preferentemente con aceite, se obtendrá una emulsión W/O, de manera similar, los sólidos mojados por agua estabilizaran una emulsión O/W. Cuando los sólidos se mojan por ambos fluidos, se aglomeran en el interfaz y retardan la coalescencia gota/gota. Estas partículas deberán reubicarse en el aceite o en el agua para que se reproduzca la fusión. Este proceso requiere energía adicional y, por tanto, proporciona una barrera para la coalescencia.

Temperatura. La temperatura muestra un impacto significativo en las emulsiones ya que afecta las propiedades físicas del aceite, el agua, las películas interfaciales y las solubilidades de tensoactivos en las fases de agua y aceite. Uno de los efectos más notables de la temperatura es sobre la viscosidad de las emulsiones ya que disminuye con el aumento de esta, es decir, reduce la viscosidad interfacial y da como resultado una velocidad de drenaje de película más rápida y una mayor coalescencia de gotas.

Tamaño de gota. La distribución del tamaño de gotas también tiene influencia importante en la viscosidad. Para gotas que interactúan electrostáticamente, la viscosidad de la emulsión será

mayor cuando las gotas sean más pequeñas y presente tamaños homogéneos, es decir, cuando la distribución sea más estrecha que ancha.

pH. Agregar bases y ácidos orgánicos a las emulsiones influye fuertemente en la ionización de las películas interfaciales ocasionando un cambio radical en sus propiedades físicas. El pH del agua afecta la rigidez de las películas interfaciales, a su vez también afecta la emulsión formada. El pH bajo, produce emulsiones W/O (correspondientes a películas sólidas mojadas por aceite), mientras que el pH alto produce una emulsión O/W (con una película móvil mojada con agua).

La composición de salmuera también tiene un efecto importante (en relación con el pH) sobre la estabilidad de la emulsión. En algunos estudios se sugiere que los sistemas aceite crudo/salmuera, presentan un rango de pH óptimo para el cual la película interfacial exhibe propiedades de estabilización de emulsión mínima o de rotura de emulsión máxima. El pH óptimo para la máxima estabilidad de la emulsión depende tanto de la composición del aceite crudo como de la salmuera.

1.5 Agentes Emulsionantes

Las emulsiones petroleras contienen aceite, agua y al menos un agente emulsionante. El agente emulsionante puede disminuir la tensión superficial y, por lo tanto, facilitar la creación de pequeñas gotas.

Algunos de los emulsionantes comunes son los siguientes:

- Agentes tensioactivos
- Materiales asfálticos
- Materiales sólidos finamente dispersos como arena, carbono, calcio, sílice, hierro, zinc, sulfato de aluminio y sulfuro de hierro.

➤ Macromoléculas

1.5.1 Tensioactivos

Son compuestos orgánicos *anfifílicos* es decir que poseen un extremo hidrofílico soluble en agua, y otro hidrófobo repelente al agua tal como se presenta en la **figura 1.6**. Los tensioactivos se adsorben eficazmente en las interfaces y contribuyen a reducciones significativas de la tensión interfacial. Cuando se usa un tensioactivo, la parte polar es atraída hacia el agua, mientras que la cola no polar es atraída hacia el aceite, permitiendo la formación de emulsiones.

Los surfactantes se clasifican tomando en cuenta la estructura química del grupo hidrofílico en aniónicos, catiónicos, no iónicos y anfótericos.

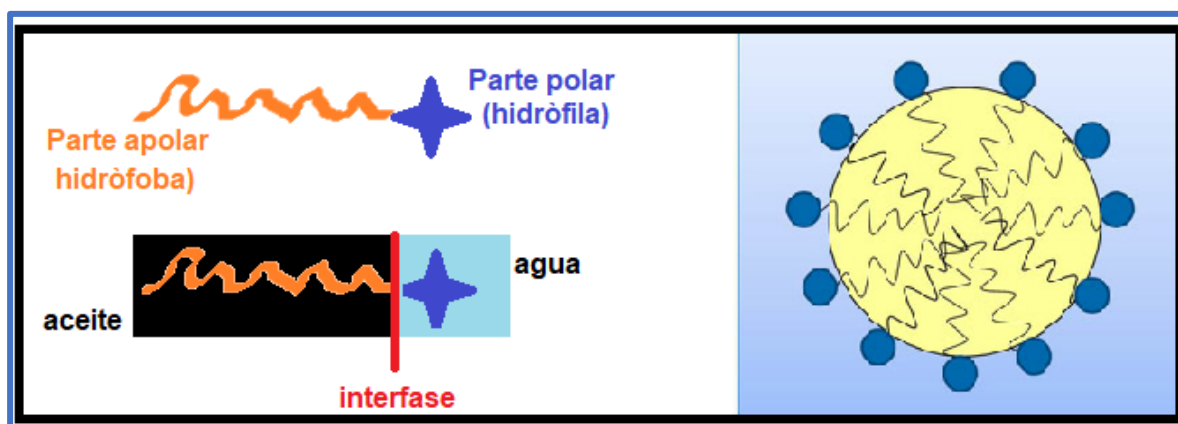


Figura 1. 6. Partes de un tensioactivo [creación propia].

Surfactantes aniónicos.

Por lo general son parafinas lineales con un grupo polar en el extremo, carboxilatos, sulfonatos, sulfatos, fosfatos, etc. Los tensioactivos aniónicos son los más utilizados en procesos de recuperación mejorada debido a que exhiben relativamente baja adsorción en formaciones de areniscas.

Surfactantes catiónicos

Son más usados en formaciones carbonatadas para cambiar la mojabilidad, algunos presentan propiedades bactericidas y están conformados mayoritariamente por moléculas donde el átomo de nitrógeno tiene una carga positiva que permite la formación de emulsiones y pueden romperse en contacto con sustratos de carga negativa, algunos ejemplos son aminas cuaternarias, imidazolininas y piridinas, entre otros.

Surfactantes no iónicos

Son aquellos que en solución acuosa no se disocian, la parte polar está formada principalmente por cadenas de varios grupos etóxilos (principalmente alquilfenoles y alcoholes etóxilados), alcanolamidas, oxiamidas, sulfóxidos, derivados de carbohidratos, copolímeros de óxido de etileno y óxido de propileno, entre otros. Se utilizan principalmente como cosurfactantes, para mejorar la efectividad de un tensoactivo. Los cosurfactantes a menudo se usan para aumentar la capacidad de solubilización en aceite en microemulsiones o también se pueden usar para mejorar el comportamiento de la fase. Estos grupos son más tolerantes a la salinidad, pero no recuperan tanto petróleo como los aniónicos.

Surfactantes anfóteros

Estos surfactantes poseen un grupo polar aniónico y uno catiónico, siendo el pH del medio el que define el comportamiento; es decir aniónico a pH alcalino o catiónico a pH ácido. Son compatibles con casi todas las demás clases de surfactantes, aunque poco solubles en solventes orgánicos, son usados en la forma de betaínas, sulfobetaínas, aminopropionatos, entre otros. Tales surfactantes están a temperatura y salinidad tolerante, pero son muy costosos.

Materiales asfálticos

Los asfáltenos en el aceite son participes desde el seno del aceite hasta la interfase agua-aceite y al adsorberse disminuyen la tensión. Si se colocan en la interfase los asfáltenos se someten a una reestructura lenta de manera que eventualmente se formen multicapas, también forman estructuras rígidas reticuladas, películas elásticas, que son elementos fundamentales en la estabilización del agua en emulsiones, en ciertos casos se forma agregados estables que no crecen y que le confieren al crudo propiedades viscoelásticas. Los grupos polares de asfáltenos se comportan como surfactantes generando el fenómeno de adsorción y agregación. Algunos estudios mostraron que a bajas concentraciones de asfáltenos (<0.2% en peso), estos parecen estabilizar emulsiones a través de una monocapa molecular en la interfase agua/aceite, las resinas también influyen en la adsorción y estabilidad de los asfáltenos en la interfase.

1.5.2 Macromoléculas

Su incorporación en las formulaciones aumenta la estabilidad debido a su estructura y su elevado peso molecular. Estudios han demostrado que la presencia de polisacáridos hace que se puedan formar emulsiones más estables en lugar de formarse solo con tensioactivos no iónicos como el Tween20 o aniónicos como SDS. Incluso se ha estudiado la estabilización de emulsiones con biopolímeros, proteínas y polisacáridos como alternativa a la utilización de moléculas tensioactivas sintéticas.

1.6 Propiedades Reológicas de las emulsiones

Las propiedades reológicas de una emulsión dependen de las propiedades de las fases, principalmente de la fase dispersa. El tamaño, forma, cantidad y deformidad de las gotas de la fase dispersa, además de las interacciones que ocurren entre ellas afectan la reología de las emulsiones. Adicionalmente una gran viscosidad puede ser la razón por la que una emulsión es problemática (resistencia al flujo que debe ser tratada), o una propiedad deseable para la cual se forma una emulsión.

1.6.1 Viscosidad

La viscosidad de la emulsión será en primera instancia la misma de la fase continua, al aumentar el volumen de la fase dispersa, la viscosidad de la emulsión puede aumentar hasta un punto en que muestra un comportamiento no-Newtoniano, causado por la acumulación de las gotas.

En la **figura 1.7** se muestran las viscosidades de una emulsión estable a diferentes cortes de agua, se observa que para un corte de hasta 30% la emulsión mantiene un comportamiento newtoniano. En cortes de agua mayores al 30%, las pendientes de las curvas se desvían de cero, por lo que comienza el comportamiento no-newtoniano, debido a que la viscosidad disminuye al aumentar las velocidades de corte. Con un corte de agua mayor de 80%, la emulsión W/O se invierte. En algunas ocasiones se observan emulsiones múltiples (W/O/W) en cortes de agua superiores a 95%.

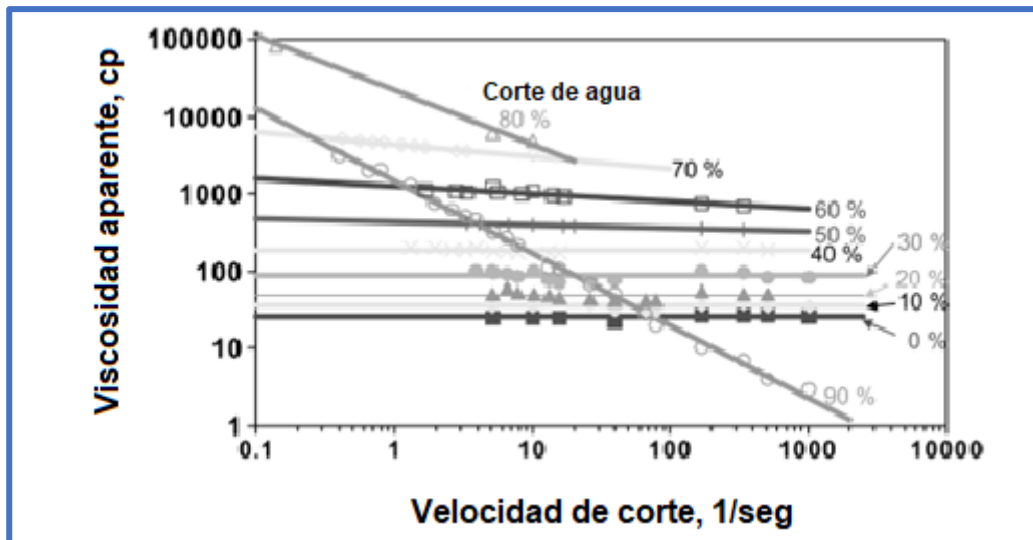


Figura 1. 7. Grafica de emulsiones con diferentes viscosidades a 125°F. (Kokal, 2005)

Las emulsiones pueden mostrar diferentes comportamientos reológicos o de viscosidad. En ocasiones estas propiedades se deben al emulsionante u otros agentes en la emulsión.

En resumen, la viscosidad de las emulsiones depende de los siguientes factores:

- Viscosidad del aceite o agua
- Fracción de volumen de agua dispersada
- Distribución del tamaño de gotas
- Temperatura
- Velocidad de corte
- Cantidad de solidos presentes

La viscosidad de una emulsión se mide mediante viscosímetros y reómetros estándar, tales como tubos capilares y viscosímetros rotacionales. En la **figura 1.9** se muestran algunos problemas de la medición reológica que se pueden encontrar en emulsiones de yacimientos petroleros, como:

- Cremado de las gotas, provoca una distribución no uniforme dentro del cilindro, incluso elimina las gotas en una fase superior lejos de la región en la que se realizan las mediciones.
- Separación centrífuga de aceite, agua y sólidos, hace que la emulsión sea radialmente no homogénea y posiblemente se rompa la emulsión.
- Coalescencia inducida por cizallamiento o dispersión más fina de gotas, cambia las propiedades de la muestra.
- Sedimentación de sólidos, genera distribución no uniforme dentro del cilindro, o incluso elimina todos los sólidos de la región en la que se realizan las mediciones.

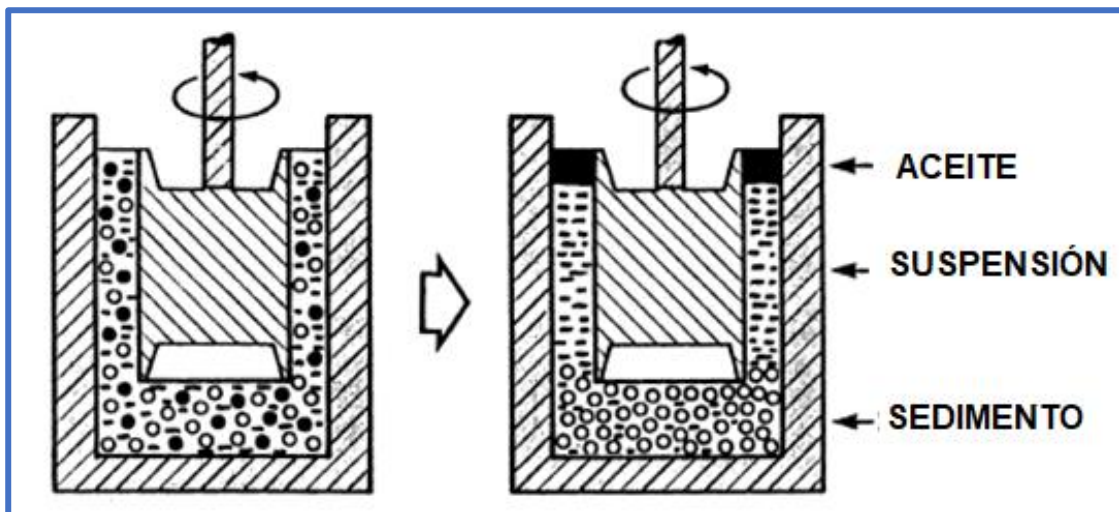


Figura 1. 8. Inicialmente la muestra de O/W contenida en el cilindro del lado izquierdo puede ser homogénea y contener gotas de aceite (puntos negros) partículas finas (-) y partículas grandes (puntos blancos). Después de un tiempo, la muestra puede estar completamente estratificada, como se muestra en la derecha. (Kokal, 2015).

1.6.2 Viscosidad Interfacial

Una alta viscosidad interfacial puede promover la estabilidad de la emulsión al retardar la velocidad de coalescencia de las gotas, se cree que el adelgazamiento de la película entre las gotas y su resistencia a la ruptura son de gran importancia para la estabilidad final de la emulsión.

1.6.3 Tensión Interfacial

La tensión interfacial (γ), es la fuerza por unidad de longitud alrededor de una superficie, o la energía libre que se refleja para crear una nueva área de superficie. Las unidades de tensión interfacial son milinewtons por metro ($\frac{1mN}{m} = 1 \frac{dina}{cm}$).

Por lo general en las emulsiones cuando la tensión interfacial es baja las gotas se unen al contacto y por el contrario cuando es alta debido a los agentes emulsionantes, la coalescencia de las gotas se presentará con más dificultad.

1.7 Demulsificación

La demulsificación es la ruptura de las emulsiones de aceite crudo en dos fases inmiscibles, la fase de aceite y agua, para que esto ocurra en el yacimiento se requiere un tiempo corto de separación y un bajo valor del agua residual en el aceite crudo. Una vez extraído el hidrocarburo del yacimiento es necesario que se rompa la emulsión ya que el aceite enviado a una instalación de manejo de crudo no puede contener más de 0.2% de agua y sedimentos o 10 (lbm) de sal por cada mil barriles de aceite crudo.

Como anteriormente se comentó la formación de las películas interfaciales que encapsulan las gotas de agua dan estabilidad a la emulsión, para separar una emulsión en aceite y agua se debe de destruir esta película y consecuentemente las gotas se unirán.

1.7.1 Mecanismos implicados en la demulsificación

La demulsificación consta de dos pasos, el primer paso es floculación y el segundo es la coalescencia. Cualquiera de estos pasos puede ser el paso determinante de la velocidad de ruptura de la emulsión.

Floculación. En este proceso las gotas se agrupan formando agregados. Las gotas están cerca una de otras, incluso tocando ciertos puntos, pero se mantienen individuales, es decir no llegan a coalescer. La velocidad de floculación depende de la temperatura, el corte de agua, la viscosidad del aceite y la diferencia de densidades entre el aceite y agua.

Coalescencia. Durante la coalescencia, las gotas se fusionan para formar una gota más grande. La coalescencia se ve reforzada por una alta tasa de floculación, ausencia de películas mecánicamente fuertes, tensión interfacial alta, pérdidas de aceite y viscosidades interfaciales.

En la **figura 1.9** se muestran gráficamente los mecanismos de floculación y coalescencia.

1.7.2 Métodos de demulsificación

La separación de la emulsión en aceite y agua implica necesariamente la desestabilización de las películas interfaciales alrededor de las gotas de la fase dispersa. Este proceso se lleva a cabo mediante la combinación de los siguientes métodos: métodos mecánicos, métodos químicos, métodos electrostáticos, métodos térmicos y métodos de dilución. Sin embargo, la demulsificación química es la manera más eficiente de romper las emulsiones de aceite crudo desde el punto de vista operativo y financiero.

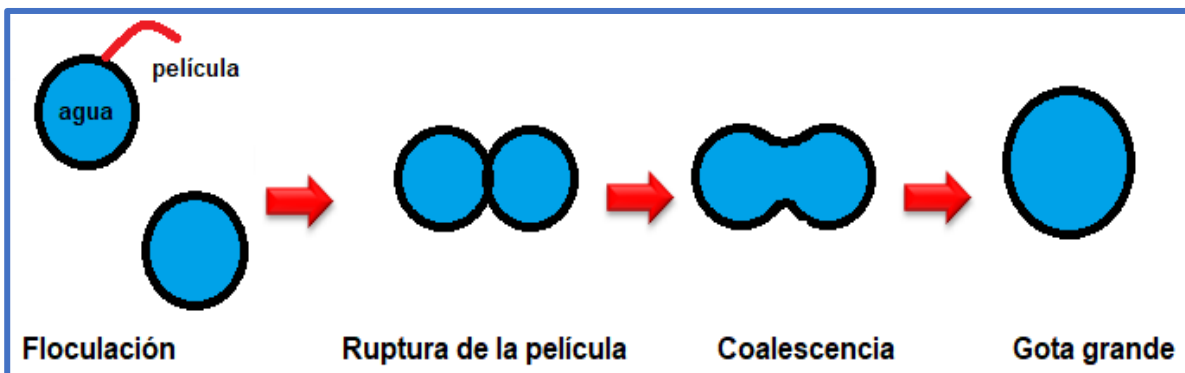


Figura 1. 9.Mecanismos implicados en la demulsificación [creación propia]

1.7.2.1 Métodos Térmicos

El calentamiento de las emulsiones de agua y aceite ayudan a la resolución de la emulsión y la separación de agua emulsionada. Reduce la viscosidad del aceite, acelera y promueve la separación del agua que se encuentra emulsionada con el aceite. El aumento de temperatura da como resultado la desestabilización de las películas rígidas causada por una viscosidad interfacial reducida.

El aumento de temperatura causa movimiento en las pequeñas gotas de agua que, al chocar entre sí, forman gotas de mayor tamaño que aceleran significativamente el proceso de sedimentación. Además, el calentamiento disolverá los pequeños cristales de parafina y asfáltenos, por lo tanto, neutralizará el efecto del emulsionante.

Sin embargo, el aumento de la temperatura tiene ciertos efectos negativos. Primero, los costos de calentar la corriente de emulsión son muy elevados. Segundo, el aumentar la temperatura ocasiona la pérdida de los extremos ligeros del aceite, reduciendo su gravedad API y el volumen tratado. Además, tiende a corroer tempranamente los tanques de separación.

La aplicación de calor para romper una emulsión debe basarse en un análisis económico general de las instalaciones de tratamiento.

1.7.2.2 Métodos Mecánicos

En este tipo de métodos la separación del aceite y agua se basa en la separación gravitacional, debido a que el agua posee mayor densidad que el aceite y las gotas de agua tienden a asentarse. Se utilizan equipos mecánicos como separadores de agua libre, separadores bifásicos y trifásicos, desaladoras, tanques de almacenamiento, en algunas operaciones se utilizan hidrociclones.

Generalmente estos métodos por sí solos no son suficientes para producir crudos con la calidad específica y deben utilizarse en combinación con aplicación de calor y productos químicos. La instalación de recipientes de gran volumen, retardan el tiempo de residencia de petróleo en las plantas o baterías de tratamiento, mejorando las posibilidades de separación de agua emulsionada. Por otra parte, el diseño del equipo debe efectuarse de forma tal que reduzca las condiciones de turbulencia en la tubería de producción pozo abajo.

1.7.2.3 Métodos Eléctricos

Este método tiene como objetivo acelerar la coalescencia de las gotas, por lo tanto, este método no rompe las emulsiones eléctricamente. Las gotas de agua tienen una carga asociada, y al aplicarse un campo eléctrico de alto voltaje (10,000 a 15,000 V), las gotas se mueven rápidamente, chocan entre sí y se unen. Y esto es consecuente de las gotas de agua que están compuestas por moléculas polares. Estas fuerzas están magnetizadas y responden a un campo de fuerza eléctrica externa. Por lo tanto, al aplicar un campo eléctrico se establece una atracción dipolo entre las gotas de agua en la emulsión, lo que conlleva a la fusión y posteriormente a la sedimentación y separación.

A medida que las gotas de agua se combinan, crecen en tamaño hasta que se vuelven lo suficientemente pesadas como para separarse al asentarse en el fondo del tanque o tratador.

En la **figura 1.10** se muestra gráficamente el comportamiento del método eléctrico.

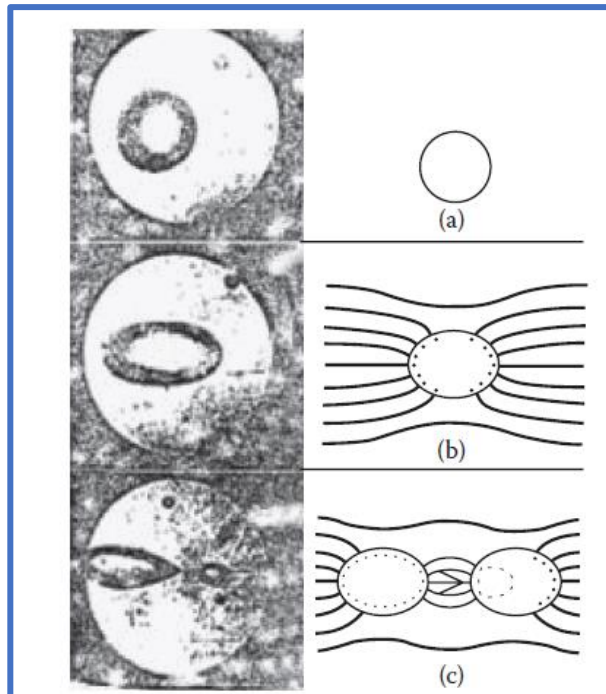


Figura 1. 10.Método eléctrico, (a) Rompimiento de la película estabilizadora, (b) expansión de la superficie del agua en el elipsoide, y (c) atracción de las gotas. (Kokal,2005).

El método eléctrico rara vez se usa solo como tratamiento para romper las emulsiones, generalmente se usa junto con algún método químico o térmico. Las celdas electrostáticas también pueden conducir a una reducción en el uso de productos químicos que rompen la emulsión.

1.7.2.4 Métodos Químicos

Estos químicos están diseñados para neutralizar el efecto de los agentes emulsionantes que estabilizan las emulsiones. Los demulsificantes químicos son compuestos tensoactivos especiales que comprenden polímeros de peso molecular relativamente alto. Estos demulsificantes, al ser adsorbidos en la interfaz agua-aceite, pueden romper la película estabilizadora y desplazar el agente estabilizador debido a la reducción de la tensión superficial en el interior de la película, es decir,

cuando se agregan a la emulsión, migran a la interfaz aceite-agua, debilitan la película rígida y mejoran la coalescencia de las gotas de agua.

La ruptura óptima de la emulsión con un químico requiere:

- Una sustancia química previamente seleccionada para la emulsión dada.
- Cantidad adecuada de producto químico.
- Mezcla adecuada de la sustancia química en la emulsión
- Suficiente tiempo de retención en tratadores de emulsión para asentar las gotas de agua.
- Adición de calor, celdas eléctricas, coalescentes u otros métodos para remover las emulsiones.

Selección de Químicos

Los demulsificantes actúan por desplazamiento total o parcial de los componentes estabilizadores (materiales polares) de la película interfacial que rodea las gotitas de la emulsión, los productos químicos actúan como un agente humectante y alteran la mojabilidad de las partículas estabilizadoras, lo que provoca un cambio en las propiedades tales como la viscosidad interfacial o la elasticidad de la película protectora, mejorando así la desestabilización conduciendo a la ruptura de la película de la emulsión.

La eficiencia del demulsificante depende de la adsorción en la superficie de la gota. El proceso de adsorción y desplazamiento también depende del pH, el contenido de sal y la temperatura. Los mejores demulsificantes son aquellos que desplazan fácilmente a las películas rígidas preformadas y dejan una película móvil en su lugar. Algunos demulsificantes que se han sugerido para las emulsiones del aceite crudo incluyen químicos orgánicos, principalmente tensoactivos como

derivados de nonilfenoletoxiliato, resinas epoxidiacas, poliaminas, poliglicoléteres, polioles fenoles oxilados.

Para seleccionar la sustancia química adecuada para el tratamiento de la emulsión es necesario recolectar muestras del aceite crudo, una muestra representativa se mide en varias botellas (12 o más). A cada botella se le agrega unas gotas de diferentes productos químicos, seguido de una agitación para garantizar una buena mezcla entre la emulsión y producto químico, incluso se podría aplicar calor en caso de que fuera necesario. La selección final del químico se determinará a través de la prueba en las muestras de aceite para averiguar qué tan completa fue la eliminación del agua.

Al seleccionar los mejores demulsificantes, pueden ser necesarios varios conjuntos de pruebas, diferentes valores de concentración, temperaturas, corte de agua y otros factores.

Dosis

Los demulsificantes ayudan a la separación de aceite del agua, generalmente a dosis bajas, aunque en algunos casos una cantidad excesiva de demulsionante también puede producir emulsiones muy estables.

Debido a la amplia variedad de productos químicos demulsionantes y los diferentes tipos de crudo que se manejan, es difícil establecer las tasas de dosificación estándar o comunes para el tratamiento de las emulsiones. La cantidad de demulsionante requerida es muy específica del sitio y depende de factores como los antes mencionados.

1.8 Principio de Formación de emulsiones

Para formar una emulsión se requiere aportación de energía debido a su inestabilidad termodinámica. Inicialmente al poner en contacto la fase acuosa y oleosa se encontrarán separadas por la mínima área interfacial posible lo que implica una situación de baja energía. Al formarse la

emulsión, se produce un aumento de área interfacial posible y, en consecuencia, un aumento de estado energético. El cambio de estado de baja energía hacia el estado de alta energía se expresa mediante el incremento en la energía libre de Gibbs, ΔG , **ecuación 1.3**:

$$\Delta G = \gamma\Delta A - T\Delta S \dots\dots\dots ec.1.3$$

Donde:

γ : tensión interfacial entre las dos fases.

ΔS : incremento de área interfacial.

T: temperatura.

ΔA : incremento de entropía del sistema.

El hecho de que la energía necesaria para formar una emulsión sea elevada, se atribuye a que, generalmente, $\gamma\Delta A$ es mucho mayor a $T\Delta S$. Las emulsiones pueden alcanzar una buena estabilidad cinética creando una barrera de energía que, dependiendo de la naturaleza y concentración de sus componentes, así como, del método de preparación y la temperatura, puede retardar su desestabilización.

Los métodos de formación de emulsiones se pueden clasificar en métodos de alta y baja energía. Los primeros también llamados métodos de dispersión se basan en la aportación de energía externa al sistema, generalmente mecánica, y el tamaño de gota resultante depende de la magnitud de dicha aportación. Para formar estas emulsiones se utilizan equipos como agitadores, mezcladores, turbinas, homogeneizadores y sondas de ultrasonido.

Los métodos de baja energía o de condensación, son métodos en los que la energía proviene de la energía interna de los propios componentes de las emulsiones, y el tamaño de gota resultante no

depende de la energía aportada al sistema. Dentro de estos métodos se encuentran los de inversión de fases y auto emulsificación o emulsificación espontánea.

1.8.1 Métodos de alta energía o de dispersión

En los métodos de alta energía primero se forman las gotas y después se produce la deformación y rotura en gotas más pequeñas. Para formar una gota se debe superar primero la presión de Laplace, expresada en la siguiente **ecuación 1.4**.

$$\Delta p = \gamma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \dots \dots \dots \text{ec. 1.4}$$

Donde:

γ : tensión interfacial

r_1 y r_2 : radios principales de curvatura

Sin embargo, cuando se trata de una gota completamente esférica los radios son iguales y la ecuación se simplifica (**ecuación 1.4.1**)

$$\Delta p = \frac{2\gamma}{r} \dots \dots \dots \text{ec. 1.4.1}$$

Uno de los métodos de formación más utilizados, es el método de adición, que consiste en añadir la fase dispersa, poco a poco, a la mezcla de la fase continua (componente oleoso y tensoactivo) con agitación. Una vez formada la emulsión, se puede disminuir el tamaño de gota utilizando, por ejemplo, homogeneizadores de alta presión.

Los homogeneizadores de alta presión consisten en hacer pasar una premezcla de dos líquidos de tamaño de gota grande, a través de una válvula a alta presión. Al pasar a través de la válvula se forman gotas más pequeñas debido a una combinación de factores como elongación, deformación

por cizalla e impactos. De este modo, se produce un equilibrio entre dos fenómenos, la ruptura de gotas debido a la alta presión y la deformación debida a la recombinación de gotas, o coalescencia, promovida por colisiones.

Otro método para formar emulsiones es mediante membranas que sirven para disminuir el tamaño de gota. En este método, se ejerce una elevada presión sobre la fase dispersa para conseguir que pase a través de los poros de una membrana y se propague en la fase continua. Las membranas poseen tamaños de poros uniformes, por tal motivo las emulsiones formadas mediante membrana suelen presentar baja polidispersidad.

1.8.2 Métodos de baja energía o de condensación

El método de inversión de fases por cambio de temperatura o método PIT (Phase Inversion Temperature) propuesto por Shinoda, es el método de baja energía más utilizado. El cual se basa en el cambio de solubilidad de los tensoactivos no iónicos etóxilados con la temperatura, pues al aumentar la temperatura, aumenta el carácter lipofílico de estos tensoactivos como consecuencia de la deshidratación de sus cadenas de polioxietileno.

En un sistema de agua/tensioactivo no iónico etóxilado/hidrocarburo, a bajas temperaturas la curvatura espontánea del tensoactivo es positiva y es preferentemente soluble en agua, formándose emulsiones tipo O/W. Al aumentar la temperatura, la curvatura espontánea es negativa, y soluble en aceite, formándose emulsiones tipo W/O. A temperaturas intermedias, la curvatura promedio del tensoactivo es prácticamente cero y las propiedades hidrofílicas y lipofílicas se encuentran equilibradas. Esta temperatura es conocida como “temperatura HLB” porque el balance hidrófilo-lipófilo de los tensoactivos esta equilibrado. A esta temperatura también se produce la inversión de emulsiones tipo W/O a O/W, por tal motivo también recibe el nombre de inversión de fases o PIT.

Mediante este procedimiento de emulsificación se pueden obtener emulsiones con tamaño de gota pequeños y baja polidispersidad, además es muy útil en la formación de emulsiones O/W con tamaños de gota pequeños cuando los aceites son viscosos.

En los métodos de emulsificación por inversión de fases a temperatura constante, la inversión se produce al variar la composición. Si la emulsión final es W/O, el proceso se inicia, generalmente, añadiendo la fase acuosa a la mezcla tensioactivo/aceite. Durante esta etapa, el tensioactivo se difunde hacia la fase acuosa formando la emulsión de tipo O/W. Si durante el proceso de emulsificación se forma una fase de cristal líquido, se favorece la formación de emulsiones con tamaño de gota pequeño y poca polidispersidad.

1.9 Ambientes de formación de emulsiones en la industria petrolera

Las emulsiones se pueden presentar en las distintas etapas de la recuperación y procesamiento de petróleo, en este sentido una emulsión necesita de una fuente de energía para formularse que se conoce como energía de agitación, la cual obliga al agua a caer en la mayor parte del aceite, siguiendo el siguiente patrón:

- La energía se gasta primero para superar la fuerza viscosa entre las capas líquidas que conducen su separación en partes delgadas, denominado como energía de corte, la cual se expresa matemáticamente de la siguiente manera (**ecuación 1.5**):

$$SE = \tau AD_0 \dots \dots \dots \text{ec.1.5}$$

Donde SE es la energía de corte, A es el área de superficie de corte, D_0 es la longitud característica y t es la fuerza de corte por unidad de área, definida por la **ecuación 1.6**.

$$\tau = \frac{C_d \rho v^2}{2g_c} \dots\dots\dots \text{ec.1.6}$$

Donde C_d es el coeficiente de arrastre, ρ es la densidad del fluido, v es la velocidad de flujo y g_c es un factor de conversión igual a 32.74 [(ft)(lbm)/(sec²) (lbf)].

- La energía se usa en forma de energía superficial, relacionada con la tensión superficial, que implica la creación de un área enorme de interfaz con la energía de superficie libre concomitante.

La **tabla 1.2** presenta los tipos de emulsión que pueden ocurrir en la industria petrolera.

Tabla 1. 2.Ejemplos de ocurrencia de emulsiones en la industria petrolera.

Ocurrencia de emulsiones no deseables.	Tipo usual de emulsión
En cabeza de pozo	W/O
En Campos de aceite marinos.	
En derrames de petróleo accidentales.	
En el proceso de remoción del agua y sólidos en arenas bituminosas.	O/W o W/O
En tanques de embarcaciones con residuos de hidrocarburo y lodos.	O/W
Ocurrencia de emulsiones deseables.	Tipo usual de emulsión
En tuberías de aceite pesado	O/W
En el proceso de flotación de arenas bituminosas	
Lodos de perforación emulsionados	
Emulsiones asfálticas.	
EOR	
Lodos de perforación base aceite (emulsión inversa).	W/O

1.10 Formación de emulsiones en laboratorio

En laboratorio se debe realizar una ficha técnica para tener presentes en todo momento las variables que intervienen en la formación de las emulsiones como se muestra en la **tabla 1.3**.

Tabla 1. 3.variables involucradas en el proceso de preparación de una emulsión

Variable	U/M	Descripción
Tiempo de agitación	S	Periodo durante el cual se someten los fluidos a los esfuerzos cortantes del agitador
Tiempo de separación	Min	Tiempo después del cual se produce la separación evidente de las fases.
Concentración de tensoactivo	%	Cantidad de tensoactivos presente en la solución
Fracciones de fases	%	Porción de la mezcla que corresponde a cada una de las fases.
Velocidad de agitación	rpm	Velocidad angular con que gira la propela del agitador durante el mezclado.
Velocidad de separación de fases	mL/s	Volumen de fase separada por unidad de tiempo.

Para preparar la emulsión primero se disuelve el agente emulsionante en la fase más soluble con él, posterior a esto se agrega la segunda fase y por último toda la mezcla se agita vigorosamente. La naturaleza y concentración del surfactante afecta el tamaño de gota y la demanda de energía es necesaria para lograr reducir la energía de agitación en un factor de 10 o más. La adición del emulsionante provoca una reducción en la tensión interfacial lo que al mismo tiempo disminuye la energía libre de la superficie del sistema.

La agitación es crucial para producir gotas suficientemente pequeñas y, con frecuencia, después de una mezcla inicial, se requiere una segunda mezcla con fuerzas de corte mecánicas muy altas. Esta última mezcla puede ser proporcionada por un mezclador tipo hélice, pero comúnmente se emplea un molino coloidal o un generador de ultrasonidos.

El molino coloidal **figura 1.11**, es un dispositivo que posee un rotor y/o rotor/estator que trabaja con un mecanismo de alta velocidad de corte, mediante el cual se logran pequeñas gotas que apenas alcanzan un tamaño entre 0,001mm y 0,010 mm máximo

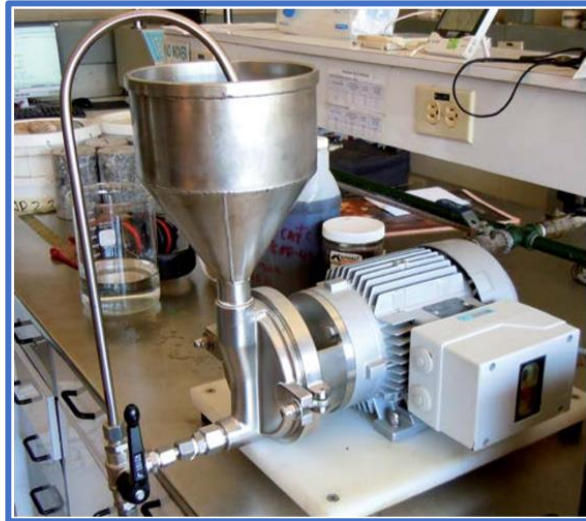


Figura 1. 11.molino coloidal equipo utilizado para la fabricación de emulsiones.

El agitador de hélice es un agitador de flujo axial que fuerza el líquido hacia las paredes y el fondo. Opera con una velocidad elevada y media en el rango de 200 a 1450 rpm y se emplea para líquidos que son poco viscosos.

Capítulo 2 Métodos De Recuperación Para Yacimientos De Aceite Pesado.

2.1 Recuperación primaria en yacimientos de aceite pesado

La llamada producción en frío CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sands) por sus siglas en inglés, es el método primario de recuperación para yacimientos de aceite pesado, en formaciones poco profundas de arenas no consolidadas. Este método consiste en permitir la producción de arena junto con el crudo, en este método se utiliza un sistema de levantamiento artificial comúnmente PCP y llevar el crudo a la superficie. Sin embargo la extracción simultánea de petróleo y arena genera canales de alta porosidad, o "agujeros de gusano", que surgen desde el pozo. Debido a la presencia de los agujeros de gusano la permeabilidad se ve afectada, ocasionando que la presión del yacimiento disminuya por debajo del punto de burbuja, ocasionando que el gas disuelto se libere y forme petróleo espumoso.

Dependiendo de las propiedades del petróleo la producción en frío con levantamiento artificial puede resultar exitosa, incluso mejorarse si se incluye la inyección de un petróleo liviano o diluyente, para disminuir la viscosidad. Los factores de recuperación típicos, para la producción en frío varían de 1 a 10 %⁷.

Existen ciertas propiedades de la roca y el fluido que deben cumplirse para que la técnica CHOPS sea efectiva y rentable, estas se presentan en la **tabla 2.1**.

⁷ Cosan ,A. 2006, La importancia del petróleo pesado, Oilfield Review.

Tabla 2. 1. Características de la roca y fluido en la recuperación CHOPS

Característica de la roca	Características del fluido
Las arenas del yacimiento son regularmente de grano fino a medio y de “poco consolidados” a “no consolidados”	Por ser crudos pesados y extrapesados sus viscosidades son altas, superan los 10,000 cp.
Poseen altas porosidades que se encuentran entre el 26 y 32%	La cantidad de gas en solución es baja.
Las permeabilidades son mayores a los 2 Darcy.	En algunos casos las altas viscosidades contribuyen a que se observe el fenómeno de crudo espumante, el cual ayuda al incremento de la producción.
El espesor de arena donde se ha aplicado la técnica varía de los 10 a los 40 pies aproximadamente.	
La saturación de petróleo en las arenas debe ser alta, preferiblemente la saturación de agua debe ser la connata y no existir capa de gas	
Las profundidades del yacimiento están entre 1640 y 2500 pies aproximadamente	

2.2 Recuperación mejorada en los yacimientos de aceite pesado.

Cuando la producción primaria alcanza su límite económico o bien no es compatible con el yacimiento de aceite pesado, se investiga si es factible aplicar algún método de recuperación mejorada (**figura 2.1**).

Los métodos de recuperación mejorada en yacimientos de aceite pesado han sido investigados y puestos a prueba desde hace tiempo como podemos corroborar en la línea del tiempo (**figura 2.2**), con el propósito de conocer su evolución a través de la historia.

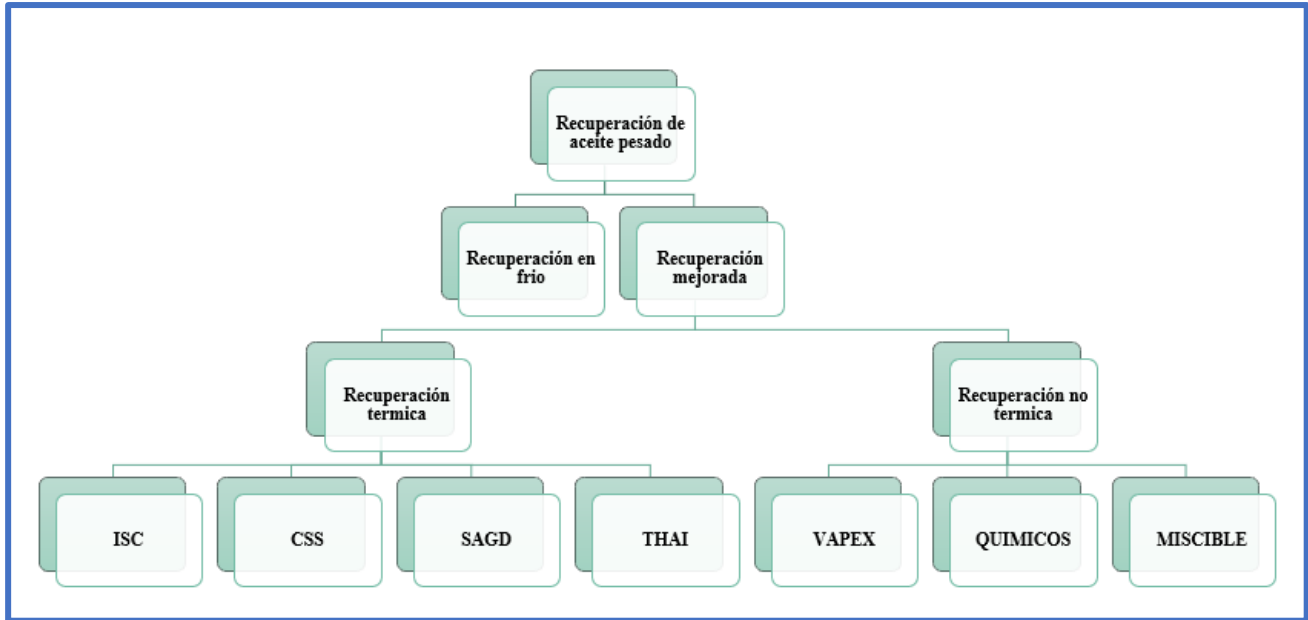


Figura 2. 2. Métodos de recuperación mejorada para yacimientos de aceite pesado.[adaptación CNH 2008]

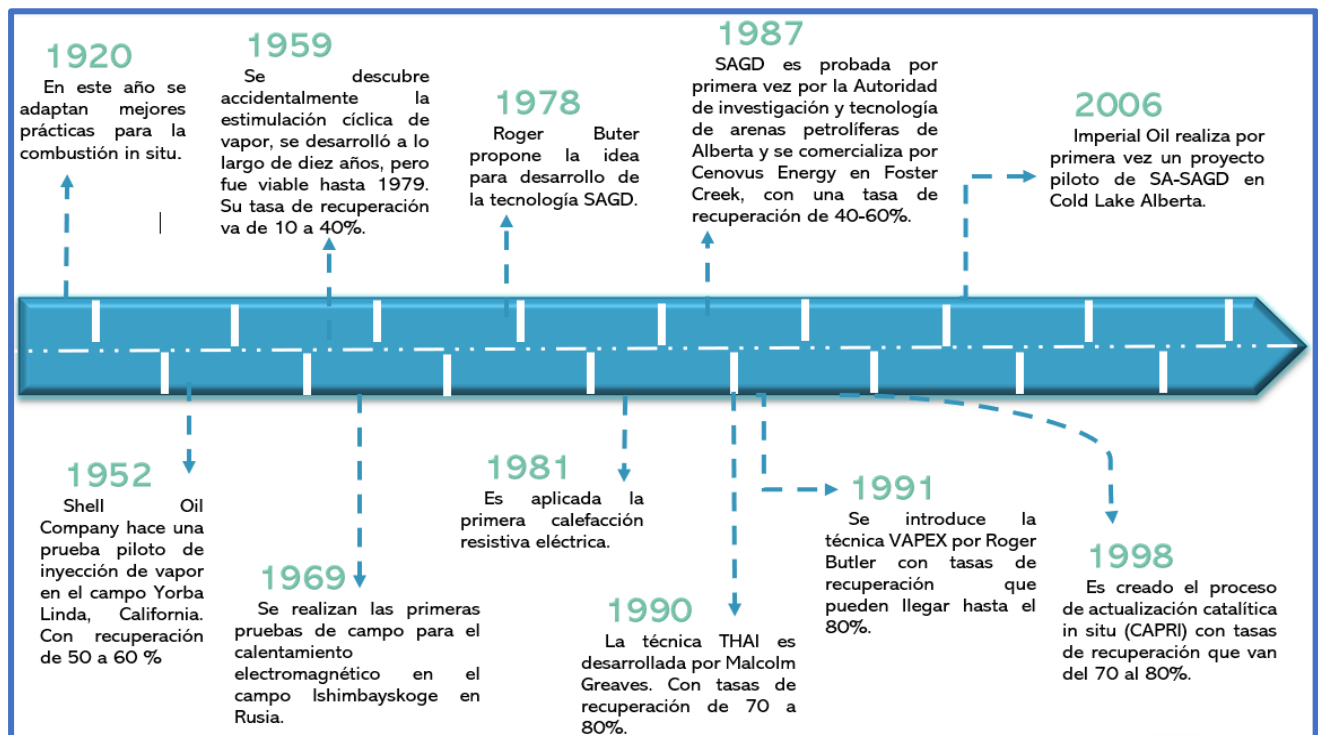


Figura 2. 1. línea del tiempo “métodos de recuperación mejorada para yacimientos de aceite pesado”[creación propia]

2.2.1 Métodos térmicos.

Estos métodos consisten en procesos de inyección de calor al yacimiento, especialmente se aplican para producir aceites pesados ($^{\circ}\text{API} < 20$), ya que el aceite no puede fluir a menos que se caliente y se reduzca su viscosidad lo suficiente para fluir hacia los pozos productores. Debido a los efectos del calor suministrado el petróleo sufre cambios en sus propiedades físicas tales como la viscosidad, gravedad específica y tensión interfacial. Los cambios químicos involucran diferentes reacciones tales como el craqueo (ruptura de enlaces carbono-carbono) para generar compuestos de peso molecular más bajo y la deshidrogenación (ruptura de enlaces carbono-hidrógeno).

Los procesos de recuperación mejorada térmicos se pueden dividir en dos tipos: (1) procesos en los que se inyecta un fluido caliente en el yacimiento y (2) procesos en los que se genera calor dentro del yacimiento, por ejemplo, los procesos de combustión.

2.2.1.1 Inyección de agua caliente

Este método de recuperación ha sido utilizado en la industria petrolera desde el año 1950 y consiste en inyectar agua caliente en el yacimiento a través de pozos de inyección. Este método reduce la viscosidad del petróleo, permitiéndole moverse con mayor facilidad hacia los pozos productores. La inyección de agua caliente, es menos efectiva que un proceso de inyección de vapor porque el agua tiene un contenido calórico más bajo que el vapor, sin embargo, es preferible en ciertas condiciones, debido a la sensibilidad de la formación ⁸.

⁸ Schlumberger, Energy Glossary, (2023), Hot waterflooding, <https://normas-apa.org/referencias/citar-pagina-web/>

2.2.1.2 Inyección de vapor continua

Este proceso consiste en la inyección continua de vapor al yacimiento, formando una zona de vapor que avanza lentamente hacia las zonas productoras. El desplazamiento de aceite por vapor bajo condiciones inmiscibles se debe principalmente por la reducción de su viscosidad, que resulta de la elevación de la temperatura del yacimiento. La saturación de aceite en las zonas barridas por el vapor puede reducirse hasta en un 10 %, obteniendo factores de recuperación entre 50 a 60 % del volumen original.⁹ Generalmente, la inyección de vapor aplica en aceites pesados y viscosos, en yacimientos someros con altas saturaciones de aceite y buena permeabilidad.

2.2.1.3 Inyección de vapor cíclica o método "huff and puff "

Un proceso de inyección cíclica con vapor incluye tres etapas; 1) Fase de inyección; donde se introduce un tapón de vapor en el yacimiento. 2) Fase de impregnación; requiere cerrar el pozo durante varios días para permitir la distribución uniforme del calor para diluir el petróleo. 3) Fase de producción; se extrae el petróleo diluido a través del mismo pozo. Posteriormente se repite el ciclo tanto tiempo como sea redituable la producción de petróleo. La inyección cíclica con vapor se utiliza de manera extensiva en yacimientos de petróleo pesado, arenas bituminosas y en algunos casos, para mejorar la efectividad antes de operaciones de inundación con vapor o combustión in situ. Este método térmico de recuperación mejorada proporciona factores de recuperación que varían de 10 a 40% OOIP¹⁰. En la **figura 2.3** se observa gráficamente los pasos para este método.

⁹ CNH,2012.

¹⁰ Comisión Nacional de Hidrocarburos, (2012).El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR.https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/149844/IOR_EOR_published.pdf

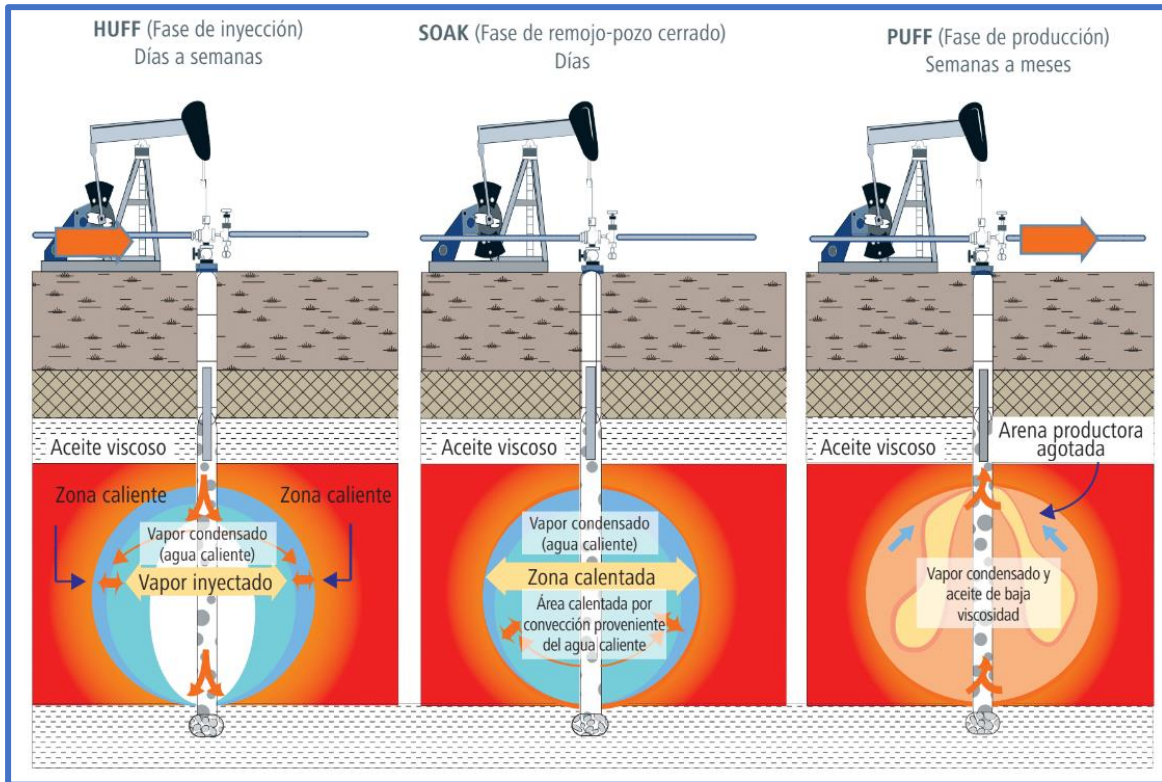


Figura 2. 3 Proceso gráfico de Inyección de vapor cíclica.(CNH, 2012).

2.2.1.4 Drenaje gravitacional asistido por vapor (Steam Assisted Gravity Drainage, SAGD)

Este proceso se basa en la segregación por gravedad del vapor, consiste en pozos horizontales paralelos, colocados aproximadamente a 15 y 25 ft de distancia, como lo muestra la **figura 2.4**. El pozo superior es el inyector y el pozo inferior el productor, al inyectar el vapor este se eleva a la parte superior de la formación, formando una cámara. A medida que el vapor sube y se expande, calienta el petróleo pesado y reduce su viscosidad. La gravedad fuerza al petróleo a drenar hacia el pozo inferior donde se realiza la producción. Con este método se alcanza alta recuperación final de 60 a 70%[CNH,2012].

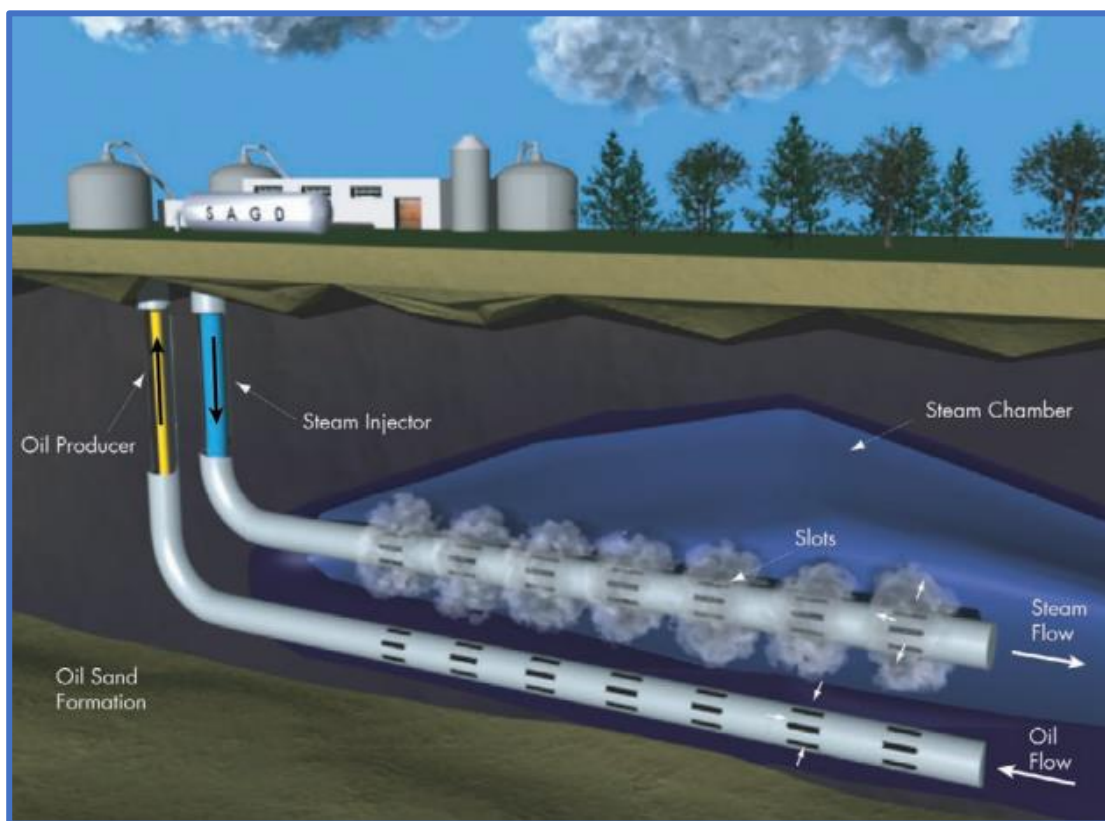


Figura 2. 4 Drenaje por gravedad asistido por vapor (SAGD). Yongsheng M, Comprehensive Design and Manufacturing Solutions for Sand Control and Tooling towards Enhanced Oil Recovery International Journal of Materials, Mechanics and Manufacturing, Vol. 5, No. 4, November 2017.

Variaciones SAGD

Las variaciones de SAGD aún están en investigación y se requiere de más estudios y pruebas de laboratorio que comprueben su efectividad y eficiencia para ser aplicados

Drenaje gravitacional asistido por vapor/solvente (SA-SAGD)

En este caso, además de los solventes y su gas portador, se inyecta una cierta cantidad de vapor (aproximadamente 10%) para movilizar y drenar por gravedad el aceite, y dar paso a la producción por levantamiento artificial. Con esta técnica se pretende aumentar en 25% la eficiencia energética de VAPEX, (CNH,2012). Agregar solventes al vapor reduce la cantidad de agua necesaria. Esto, a su vez, reduce las emisiones relacionadas con la generación de vapor

SAGP (STEAM AND GAS PUSH)

En este proceso se inyecta al yacimiento un gas no condensable (gas natural o nitrógeno) en combinación con vapor. El gas inyectado ayuda a preservar el calor en la parte superior de la cámara de vapor. Con este proceso se reduce la cantidad de vapor requerido en SAGD y aumenta la eficiencia del sistema.

2.2.1.5 Combustión in-situ

Consiste en lograr la combustión del aceite en el medio poroso, ya sea en forma natural o por medio de un calentador de fondo, y desplazar un frente de combustión a través del yacimiento mediante inyección de aire. El calor generado durante la combustión produce craqueo, vaporización de los hidrocarburos livianos y agua del yacimiento, además la precipitación de los hidrocarburos más pesados conocido como coque. Las características de depositación de coque en un yacimiento son los parámetros básicos para el diseño en la aplicación del proceso de combustión in situ. El coque es el combustible que sostiene el frente de combustión que resulta del craqueo térmico y la destilación del crudo próximo a la zona de combustión. La cantidad de coque depositado es función de la gravedad API, saturación y movilidad del crudo, la presión y mineralogía del yacimiento, siendo mayor en crudos pesados, poco móviles, a alta presión. La precipitación de coque determina la cantidad de aire que se requiere para el avance del frente de combustión, si el coque depositado es excesivo, lo cual es frecuente en el caso de los crudos pesados, se necesita una gran cantidad de aire para quemarlo en su totalidad reduciendo la viabilidad económica del proceso y limitando la aplicabilidad de este en yacimientos de crudo pesado.

El procedimiento consiste en que a medida que el fuego se desplaza, el frente de combustión empuja hacia adelante una mezcla de gases de combustión calientes además de vapor y agua

caliente, lo que a su vez reduce la viscosidad del petróleo desplazándolo hacia los pozos de producción. Durante la combustión in situ, se pueden observar temperaturas de hasta 700 °C en el frente de combustión y la duración del proceso puede ir de 30 a 90 días.

El rendimiento de la combustión in situ depende de los siguientes factores:

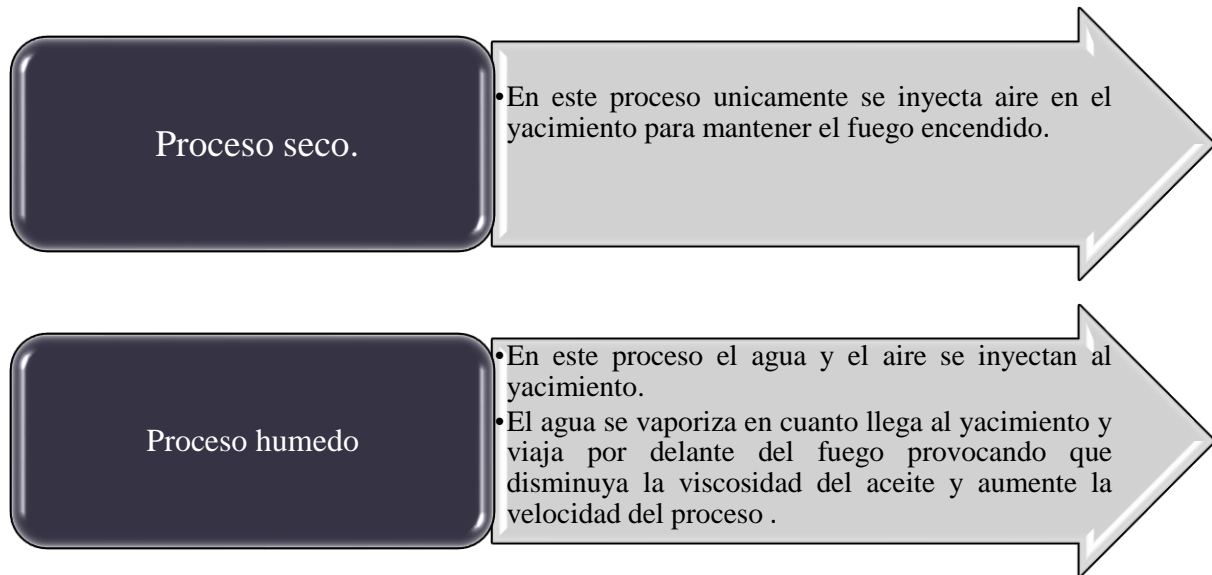
1. Cantidad de petróleo que inicialmente reside en la roca a quemar.
2. Cantidad de aire requerida para quemar la porción de petróleo que alimenta el proceso.
3. Distancia a la cual se puede mantener una combustión fuerte contra las pérdidas de calor.
4. Movilidad del aire o los gases del producto de la combustión.

Dependiendo del sentido de la inyección la combustión in situ se puede dividir en combustión directa e inversa:

Combustión directa.

El calor de la combustión vaporiza las fracciones ligeras del aceite y agua, formando un frente, que desplaza el banco de aceite hacia el pozo productor. La combinación resultante de gas, vapor y agua caliente permite desplazar el aceite hacia el fondo del pozo.

Dependiendo de los fluidos que se inyectan para sostener el frente, la combustión in situ puede caracterizarse como húmeda o seca.



Combustión inversa.

La combustión inversa es iniciada de la misma forma que la combustión directa, pero la inyección de aire en el pozo inyector es desviada hacia el pozo productor. El banco de aceite es forzado a moverse en la dirección de flujo del aire a través de la zona de combustión mientras el frente de combustión avanza hacia el pozo inyector.

2.2.1.6 Inyección de aire de punta a punta (THAI)

En este proceso primero se perfora un pozo horizontal (productor), colocado cerca de la parte superior de yacimiento y un pozo vertical (inyector) ubicado cerca de la base del yacimiento. Se inyecta vapor en el pozo vertical para calentar el área circundante, y establecer la comunicación entre el pozo inyector y productor, posterior a esto se inyecta aire y se enciende fuego.

2.2.1.7 Proceso de mejora catalítica in situ (CAPRI)

Considerada la extensión catalítica de THAI, CAPRI (Catalytic Upgrading Process In Situ) utiliza el mismo arreglo de pozos y método de inyección de aire. La diferencia radica en que los catalizadores de hidrotratamiento se empaquetan alrededor del pozo de producción horizontal. El

beneficio de esta técnica es que se requiere un menor tratamiento del aceite en superficie, haciendo que el proceso sea más rentable. Se estima que los factores de recuperación son 70-80% OOIP [CNH,2012].

2.2.1.8 Calentamiento electromagnético

El objetivo de este proceso es incrementar la energía térmica del yacimiento utilizando medios electromagnéticos. Al basarse en transferencia de energía térmica a través de agua por lo tanto a mayor saturación aumentará la eficiencia de transferencia de calor y por lo tanto del método.

Existen dos tipos de calentamiento electromagnético descritos a continuación:

1. Calentamiento conductivo: actúa una corriente que pasa desde un electrodo a través de la formación hasta un segundo electrodo, de esta manera la resistencia eléctrica de la salmuera del yacimiento genera energía térmica y calienta el yacimiento.
2. Calentamiento por Radio Frecuencia; los transmisores dentro del pozo generan ondas electromagnéticas de frecuencias del rango de las microondas (generalmente de entre 300 MHz y 30 GHz), que se dirigen hacia la formación. Las ondas interactúan con las moléculas de agua y generan calor.

2.2.2 Métodos de recuperación mejorada no térmicos

Los métodos no térmicos tienen dos objetivos fundamentales:

- Reducir la tensión interfacial
- Mejorar la relación de movilidad

La mayoría de los métodos no térmicos requieren de estudios de laboratorio previos para la elección, y aplicación.

2.2.2.1 VAPEX

Funciona con los mismos principios que SAGD, pero en lugar de vapor, se inyecta un gas solvente o una mezcla de solventes, como etano, propano y butano junto con un gas portador como N_2 o CO_2 , la selección del solvente se basa en la presión y temperatura del depósito.

2.2.2.2 Inyección de químicos

Los procesos de inyección química son: inyección de polímeros, inyección de surfactante, inyección alcalina, inyección micelar, inyección de ASP (polímero alcalino-tensioactivo) y emulsiones.

2.2.2.3 Inyección de polímeros

De los métodos de recuperación químicos más efectivos consiste en inyectar una solución de polímero para barrer el aceite restante de los procesos secundarios a los pozos de producción. Los polímeros solubles en agua en procesos de EOR aumentan la viscosidad del agua utilizada como fluido de desplazamiento, su eficiencia depende de la concentración del polímero y peso molecular, temperatura, salinidad del agua, sólidos disueltos totales (TDS) y de la concentración de iones divalentes. La arquitectura del polímero es un factor importante para tener en cuenta ya que las estructuras ramificadas proporcionan propiedades de viscosidad mejoradas con respecto a los polímeros lineales, lo que da como resultado soluciones más viscoelásticas.

Para sintetizar nuevos polímeros que puedan ser usados en recuperación mejorada se deben establecer criterios y analizar los mecanismos por los cuales los polímeros aumentan la recuperación además deben cumplir requisitos como los siguientes:

- ♣ Viscosidad del aceite > 150 Cp
- ♣ Baja permeabilidad de la roca (>1 mD)

- ♣ Altas temperaturas (>95 °C)
- ♣ Resistente a la hidrolisis
- ♣ Estabilidad por largos periodos de tiempo.
- ♣ Resistente al ataque biológico
- ♣ Ser amigable con el medio ambiente
- ♣ Capacidad de soportar altos niveles de TDS (> 20,000 ppm) y la cantidad total de cationes divalentes como el calcio y el magnesio por encima de 500 ppm.

Tabla 2. 2. Criterios generales de detección para llevar a cabo un proceso de inundación con polímeros.

Parámetros	Valores recomendados
Aceite	
Viscosidad cP	<150
Gravedad °API	>15
Composición	No aplica
Yacimiento	
Tipo de formación	Preferentemente areniscas
Profundidad (m)	<2800 (por restricciones térmicas)
Temperatura °C	<95
Espesor (m)	No aplica
Presión Inicial (MPa)	No aplica
Porosidad %	No aplica
Permeabilidad mD	>20 (de preferencia >50)
Saturación Inicial % PV	>50
TDS (ppm)	<20,000
Total, de cationes divalentes (ppm)	<500
Observaciones especiales	Bajo contenido de Carbonatos.

Para obtener una buena eficiencia de barrido con este método, es preferente aplicarlo en yacimientos moderadamente heterogéneos con aceites crudos de baja a media viscosidad (generalmente, menos de 100 cP). En la **Tabla 2.2**, se resumen criterios de detección aplicables a esta técnica de inundación.

Los productos utilizados como agentes de desplazamiento se pueden dividir en dos grupos principales: sintéticos y biopolímeros.

2.2.2.4 Polímeros sintéticos

El monómero base de esta clase de polímeros es la acrilamida, el cual fue el primer químico en ser utilizado como agente de desplazamiento para recuperación mejorada, además se ha utilizado como un sistema de referencia para modificaciones o mejoras posteriores. Las poliacrilamidas se usan en forma parcialmente hidrolizada, por lo tanto, los grupos carboxilo aniónicos se distribuyen aleatoriamente a lo largo de la cadena principal, los grados típicos de hidrólisis para fines de EOR están entre 25 y 35%. El factor de recuperación con polímeros sintéticos estándar varía de 10 a 30% del OOIP, dependiendo de la viscosidad del aceite, la salinidad y la temperatura.

2.2.2.5 Biopolímeros

Por cuestiones ecológicas se han implementado nuevos polímeros utilizados como agentes viscosificantes, como los biopolímeros polisacáridos siguientes: xantana, escleroglucano, hidroxietilcelulosa, carboximetilcelulosa, goma welan, goma guar y esquizofillan. Generalmente se inyecta junto con un biocida efectivo para prevenir la degradación microbiana.

2.2.2.6 Polímero de surfactante alcalino (ASP)

Consiste en inyectar, antes del surfactante y el polímero, soluciones alcalinas o cáusticas en el yacimiento. Los productos químicos comunes utilizados como productos de inyección alcalina son hidróxido de sodio, metaborato de sodio, silicato de sodio o bicarbonato de sodio. Las sustancias químicas cáusticas reaccionan con los ácidos naturales (ácidos naftenicos) presentes en los aceites crudos para formar tensioactivos in situ, por ejemplo, naftenato de sodio. Estos productos generados in situ tienen el mismo efecto que los tensioactivos sintéticos inyectados que desplazan

petróleo adicional a los pozos productores. Además, los álcalis también reaccionan con el agua presente en el depósito y con la formación, alterando la mojabilidad.

Con la inyección de álcalis se infieren problemas como daño a la formación además de migración y bloqueo de partículas finas debido a que los álcalis pueden disolver las arcillas. Los criterios de selección para los procesos ASP se presentan en la **tabla 2.3**.

Tabla 2. 3. Criterios generales de detección para procesos, polímero de surfactante alcalino

Parámetros	Valores recomendados
Aceite	
Viscosidad cP	<50
Gravedad °API	>20
Composición	Ligera, intermedia de preferencia / de preferencia ácidos orgánicos
Yacimiento	
Tipo de formación	Preferentemente areniscas
Profundidad (m)	<2,800 (por restricciones) térmicas)
Temperatura °C	<95
Espesor (m)	No aplica
Presión Inicial (MPa)	No aplica
Porosidad %	No aplica
Permeabilidad mD	>50
Saturación Inicial % PV	>30
TDS (ppm)	<50,000
Total, de cationes divalentes (ppm)	<100
Observaciones especiales	Bajo contenido de carbonatos

2.3 Procesos miscibles

Las inyecciones miscibles implican que el fluido de desplazamiento sea miscible con el aceite del yacimiento, ya sea en el primer contacto (SCM) o después de múltiples contactos (MCM). Este método desarrolla una zona de transición estrecha entre el fluido de desplazamiento y el aceite del

yacimiento, lo que implica un desplazamiento en forma de pistón. La tensión interfacial se reduce a cero, y la eficiencia de desplazamiento se aproxima a 1 si la relación de movilidad es favorable.

Los procesos se subdividen de la siguiente manera:

- Procesos de baches miscibles
- Gas enriquecido
- Accionamiento de gas vaporizador
- Inyección de gas a alta presión (CO₂ y N₂)

Una de las principales ventajas de la miscibilidad, es la reducción de la presión capilar que retiene el aceite.

2.3.1 Proceso De Baches Miscible

Es un proceso de tipo SCM, en el que se inyecta un solvente (propano o pentano) en forma de bache, este es impulsado por un gas (metano/nitrógeno). Este método es aplicable a yacimientos de arenisca, carbonato o de arrecife, pero es más adecuado para depósitos en arrecife, ya que pueden permitir invasiones verticales estabilizadas por la gravedad, que pueden proporcionar recuperaciones de hasta 90% OOIP.

2.3.2 Impulsión de Gas por Vaporización

Este proceso también es del tipo MCM e implica la inyección continua de gas natural, gas de combustión o nitrógeno a alta presión (10-15 MPa). Bajo estas condiciones las fracciones C₂-C₆ se vaporizan, el mecanismo es muy similar al de miscibilidad con gas enriquecido, sin embargo, una limitante de este método es que el aceite debe tener fracciones C₂-C₆ suficientemente altas para desarrollar la miscibilidad, además, la presión de inyección debe ser menor que la presión de saturación del yacimiento para poder evaporizar las fracciones.

Capítulo 3 Yacimientos de aceite pesado

En este capítulo se explican las principales características de los yacimientos de aceite pesado, y las problemáticas que se presentan al momento de explotarlos.

Los depósitos de petróleo convencional se han ido agotando en todo el mundo, lo que brinda la oportunidad de explorar y explotar los yacimientos de aceite pesado y extrapesado, sin embargo, explotar estos yacimientos no es económicamente rentable mediante métodos de recuperación convencional; esto debido a diversos factores, principalmente la elevada viscosidad del aceite in situ que le impide fluir fácilmente por el medio poroso. No obstante, las técnicas de perforación, terminación, estimulación de pozos y procesos de recuperación mejorada han evolucionado notoriamente contribuyendo a que la explotación de los yacimientos de aceite pesado y extrapesado se convierta en proyectos rentables.

3.1 Definición y características del aceite pesado y extrapesado

3.1.1 Gravedad API.

API es la medición de la densidad de los productos líquidos del crudo y describe que tan pesado o liviano es el petróleo (**tabla 3.1**). El valor de 10°API es equivalente a la densidad del agua. La densidad es derivada de la gravedad específica, mientras más denso es el aceite más baja es la densidad API, correspondiente a la **ecuación 3.1**:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (3.1)$$

Donde γ_o , es la densidad relativa del aceite a 60 °F.

Tabla 3. 1. clasificación del crudo de acuerdo con su densidad API

Densidad (°API)	Gravedad Especifica (γ_o)	Denominación del crudo
> 39	< 0.83	Superligero
31.3-39	0.87-0.83	Ligero
22.3-31.3	0.92-0.87	Mediano
10-22.3	1-0.92	Pesado
< 10	> 1	Extrapesado

El crudo por debajo de los 22.3 [°API] con una viscosidad de 100-10,000 [cP] se considera como aceite pesado, y aquel con una viscosidad superior a los 10,000[cP] como extrapesado. La viscosidad a la temperatura de yacimiento es una medida importante para la producción de hidrocarburos, porque determina la facilidad con la que fluirá el petróleo (la densidad es más importante para la refinación de aceite, ya que es un buen indicador de los derivados de destilación).

La relación entre densidad y viscosidad se visualiza gráficamente en la **figura 3.1**

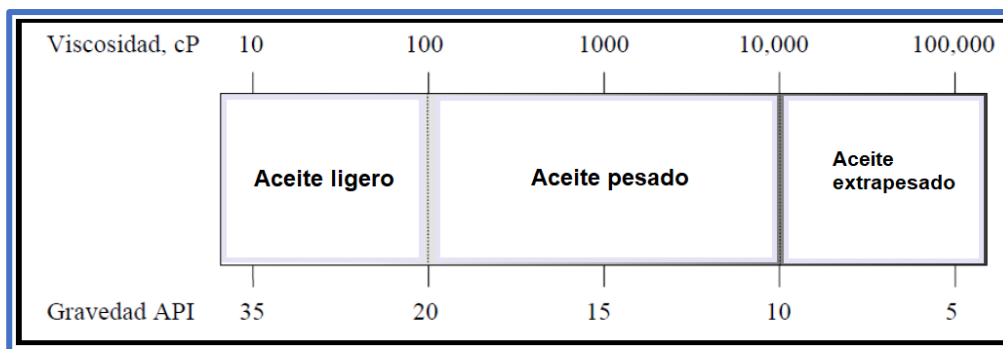


Figura 3. 1. Intervalos de viscosidad y gravedad API para diferentes tipos de aceite.

3.1.2 Composición química

Los hidrocarburos pesados y extrapesados se caracterizan por tener altos porcentajes de componentes pesados principalmente asfáltenos (compuestos aromáticos y nafticas de alto peso

molecular que se encuentran en dispersión coloidal), resinas (compuestos constituidos por agregados de anillos aromáticos fusionados entre sí), parafinas con presencia de vanadio, níquel, azufre, carbono y sulfuro, además cuentan con una relación baja de gas-aceite, y bajo contenido de hidrogeno. Cabe destacar que las moléculas asfálticas definen el aumento o la disminución de la densidad y viscosidad del aceite por lo que estos componentes aumentarían en proporción a medida que el aceite sea más pesado. En la **tabla 3.2**, se presentan algunas de las propiedades químicas y físicas promedio de los crudos convencionales, medianos, pesados y del bitumen; estos datos estandarizados provienen de múltiples fuentes y estudios empleados en diferentes países.

Tabla 3. 2. Características físicas y químicas promedio de los tipos de aceite.^{11 12}

Características	Unidad	Aceite ligero	Aceite medio	Aceite pesado
Grados API	Grados	38.1	22.4	16.3
Profundidad	Pies	5139.60	3,280.20	3,250.00
Viscosidad (100°F)	cP	10.1	64.6	641.7
Hidrogeno	wt%	12.1	11.7	11.4
Carbono	wt%	85.3	83.2	85.1
Nitrógeno	wt%	0.1	0.2	0.4
Oxigeno	wt%	1.2	---	1.6
Sulfuro	wt%	0.4	1.6	2.9
Asfáltenos	wt%	8.9	25.1	38.8
Resinas	wt%	10.9	28.5	35.6
Total, VOC volátiles	Ppm	15,996.30	8,209.20	4891.10
Total, BTEX volátiles	Ppm	10,011.40	5,014.40	2,708.00

Los aceites pesados dependen de la composición original del aceite, la naturaleza y el grado de degradación por lo cual se clasifican en dos tipos:

- Aromáticos-nafténicos

¹¹ Las principales fuentes de datos analíticos para la tabla 1 son Environmental Technology Center (2003), Hyden (1961), Oil & Gas Journal Guide to Export Crudes (2006), Departamento de Energía de EE. UU., Laboratorio Nacional de Tecnología de Energía (1995) y varios análisis publicados en informes técnicos.

¹² Unidades: cP, centipoise; wt % porcentaje en peso; ppm, partes por millón; COV, compuestos orgánicos volátiles; BTEX, benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos]

- Aromáticos asfálticos

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

3.2 Formación y Origen

La formación de aceite pesado se debe principalmente a procesos de biodegradación que ocurren cuando los microorganismos existentes en los yacimientos someros degradan los hidrocarburos livianos e intermedios (a profundidades de aproximadamente 5,000 pies o menos y temperaturas por debajo de los 176 ° F); produciendo metano, aceites pesados y provocando una reducción de la relación gas/aceite e incrementando la densidad, viscosidad, contenido de azufre y de otros metales.

La consecuencia de la biodegradación es la pérdida de la mayoría de las parafinas y naftenos volátiles de bajo peso molecular, lo que da como resultado un aceite crudo muy denso, muy viscoso, negro o marrón, y asfáltico.¹³ Teóricamente la degradación bacteriana del petróleo crudo también puede tener lugar en condiciones anaeróbicas, lo que evita la necesidad de un suministro de agua dulce a poca profundidad. Esta propuesta prevé la degradación incluso de los petróleos ligeros a grandes profundidades siempre que no se supere la temperatura límite máxima para la supervivencia bacteriana.¹⁴

Gran parte de los depósitos de aceite pesado y extrapesado se localizan en formaciones poco consolidadas, con sellos poco efectivos, con alta permeabilidad y porosidad. Un ejemplo de ello son las cuencas de antepaís donde pueden encontrarse depósitos de aceite pesado en depresiones

¹³ Heavy Oil and Natural Bitumen Resources in Geological Basins of the World.

¹⁴ Teoría basada en los trabajos de Head, Jones y Larter, 2003; Larter y otros, 2006.

geológicas creadas por el engrosamiento de la corteza asociado con la acumulación de sedimentos en áreas sin deformar en los límites de zonas expuestas a procesos orogénicos resultado de la compresión de placas tectónicas.

Este tipo de cuencas se describe por ser una región elongada con el potencial para acumular sedimentos, principalmente como resultado del proceso geodinámico de la subducción originando un cinturón de pliegues y cabalgaduras **figura 3.2 y 3.3**. Estas cuencas debido a la colisión de las masas continentales generan un espacio necesario donde se acumulan sedimentos provenientes de las montañas recién formadas y se convierten en la roca generadora de los hidrocarburos, que migran echado arriba. A menudo estos nuevos sedimentos fríos y someros carecen de una cubierta que actúe como sello, provocando la biodegradación del crudo.

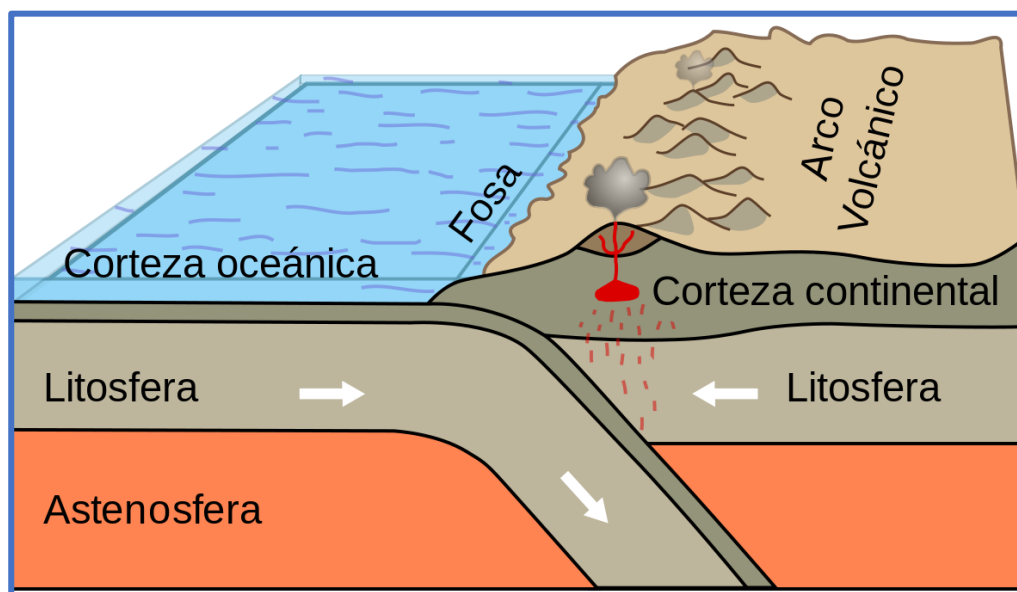


Figura 3. 2.Cuenca de Antepaís, obtenido de “cuencas asociadas a colisión continental”, s.a.

Otros mecanismos como el lavado con agua y el fraccionamiento de fases, contribuyen a la formación de aceites pesados, al separar las fases más livianas del petróleo pesado por medios físicos. (Shawn, F., 2006).

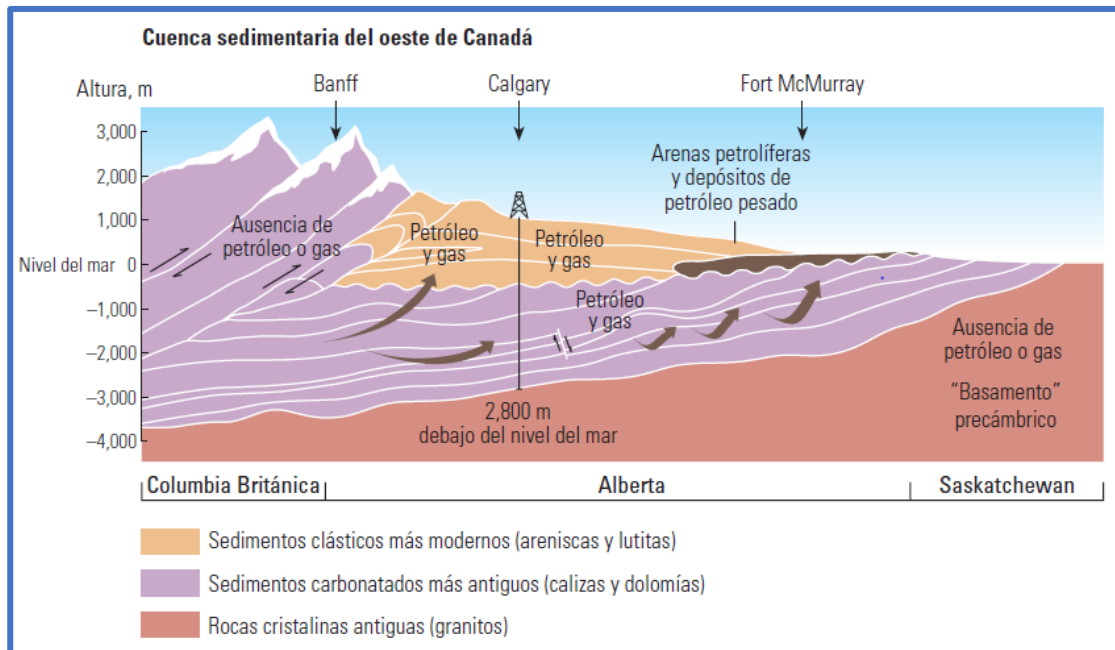


Figura 3. 3.ambiente geológico de uno de los yacimientos de aceite pesado más grande del mundo, obtenido de "La importancia del petróleo pesado", 2006.

3.3 Factor de recuperación en yacimientos de aceite pesado

El valor del factor de recuperación de un campo o yacimiento está en función de factores técnicos, económicos y operativos. El ritmo de producción y el uso adecuado de la energía es uno de los elementos que más afectan al factor de recuperación que puede obtenerse a través de la **ecuación 3.2**.

$$FR = \frac{\text{produccion acumulada de aceite o gas}(N_p, G_p)}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}(N, G)} \quad (3.2)$$

En los yacimientos de aceite pesado el factor de recuperación a través de la producción en frío, denominado “levantamiento natural” ronda entre 1-10%, esto varía según las propiedades del aceite. Una vez que el levantamiento natural se haya agotado será necesario recurrir a algún método de recuperación secundaria que aún se encuentre en la categoría de producción en frío como por ejemplo una estimulación con inyección de agua. De modo que en combinación con los métodos de recuperación primaria el factor de recuperación varía entre 10-20% en aceites pesados.

Cuando los métodos de recuperación secundaria ya no son favorables, se emplean los métodos de recuperación mejorada. El uso de métodos térmicos ha sido el método más eficaz para inducir el flujo de petróleo. De los métodos más exitosos es el

drenaje por gravedad asistido por vapor (SAGD), el cual ha contribuido a tener factores de recuperación de hasta el 60% o más en yacimientos de aceite pesado en Canadá.

3.3.1 Problemáticas en la producción de aceite pesado.

El problema principal de los yacimientos de aceite pesado y extrapesado son originados por los depósitos de parafinas y asfáltenos, ya que a nivel de yacimiento provocan reducción de la permeabilidad en la zona vecina del pozo, reduciendo la capacidad de aporte de fluidos de formación productora al pozo. Este mismo problema se ve implicado en las tuberías de producción y descarga, la temperatura a la que se encuentren las líneas afecta el comportamiento de la viscosidad del aceite, de tal manera que, si la temperatura es baja, esta línea podría obstruirse.

Además de los problemáticas debido a la deposición de parafinas y asfáltenos, los yacimientos de aceite pesado pueden tener una producción asociada de arena derivado de los sólidos finos de la formación que pueden estabilizar aún más las emulsiones y provocar complicaciones en líneas

de flujo direccionadas a los tanques de separación para taponar y erosionar las partes internas y reducir los tiempos de residencia de estos mismos.

Efectos no convencionales en la producción de crudos pesados

Cuando se producen aceites pesados en arenas no consolidadas, es común que se traten de yacimientos someros con temperaturas relativamente bajas, con composiciones similares a los de un aceite negro. Por consiguiente, al ser producidos la viscosidad podría variar a través de una mezcla del crudo pesado con una pequeña cantidad de arena y agua de formación, provocando la formación de una emulsión donde la viscosidad del fluido tienda a comportarse como un fluido no newtoniano.

Tener viscosidades dinámicas altas del crudo causa problemas de levantamiento en los pozos de producción que influyen en la selección del mecanismo de levantamiento, especialmente en ubicaciones remotas en alta mar.

Así mismo en la etapa de producción de estos aceites, teniendo en cuenta la liberación retardada de gas en solución y un punto de burbujeo aparente que es menor al punto de burbujeo termodinámico genera un aceite espumoso, debido al gas en solución que se presenta como pequeñas burbujas atrapadas en el aceite ocasionando espuma en el cabezal del pozo.

El efecto de la producción de aceites espumosos se ve reflejado en la toma de muestras para experimentos de laboratorio, ya que se ejecutan en un rango de tiempo menor comparado con el caso de un campo.

3.4 Distribución de Reservas

Es esencial para la industria petrolera, los gobiernos, el sector financiero y empresas petroleras cuantificar los recursos petroleros para establecer acciones y decisiones que aseguren la

sustentabilidad a largo plazo de proyectos petroleros. Un recurso petrolero es definido como el volumen total de hidrocarburos existentes en las rocas del subsuelo (Hernández et al., 2019).

Una reserva petrolera es un recurso petrolero, calculado a una fecha dada a condiciones atmosféricas, que se estima será producido técnica y económicamente bajo el régimen fiscal apropiado. Además, las reservas deben cumplir estos criterios: deben ser descubiertos, recuperables, comerciales y remanentes.

Las reservas de petróleo se clasifican como probadas, probables y posibles. Las reservas probadas (reservas 1P) son aquellas donde el volumen de hidrocarburos medidos a condiciones atmosféricas, tienen una probabilidad de hasta el 90% de ser extraídas en condiciones técnicas y económicamente presentes. Las reservas probables se definen como el volumen de hidrocarburos que tiene una probabilidad del 50% de ser extraídas bajo el mismo nivel estratigráfico de una reserva probada. Las reservas posibles son aquellas donde la probabilidad es del 10%. La suma de las reservas probadas y posibles son conocidas como reservas 2P, y la suma de las 3 se denominan reservas 3P.

3.4.1 Reservas Mundiales

Las reservas mundiales de petróleo por país al año 2020, según el informe emitido por BP en la revisión estadística de energía mundial, (**figura 3.1 y tabla 3.3**) Venezuela y Arabia Saudita son considerados como las naciones con mayor porcentaje de reservas de petróleo.

De este informe, cabe resaltar que Venezuela cuenta con mayores reservas probadas de petróleo que cualquier otro país del mundo. Este país posee muchos yacimientos de petróleo pesado, siendo el más importante, el depósito de petróleo pesado y extrapesado más grande del mundo, la faja de Orinoco de 55,000 km^2 . Por otro lado, Arabia Saudita tiene 298 millones de barriles de petróleo,

mucho más que cualquier otra nación de la OPEP y produce variedad de petróleos, de pesado a super ligero, el 70% de la producción del país es considerado de densidad ligera y el resto por crudo mediano a pesado.

Tabla 3. 3.Reservas petroleras en el mundo, obtenido de CONACYT 2023

	PAÍS	RESERVAS DE PETROLEO (MMB)	PARTICIPACION DE LAS RESERVAS GLOBALES
1	VENEZUELA	304	17.8%
2	ARABIA SAUDITA	298	17.2%
3	CANADÁ	170	9.8%
4	IRAN	156	9.0%
5	IRAK	145	8.4%
6	RUSIA	107	6.2%
7	KUWAIT	102	5.9%
8	EMIRATOS ARABES UNIDOS	98	5.6%
9	ESTADOS UNIDOS	69	4.0%
10	LIBIA	48	2.8%
11	NIGERIA	37	2.1%
12	KAZAJSTÁN	30	1.7%
13	CHINA	26.2	1.5%
14	KATAR	25.2	1.5%

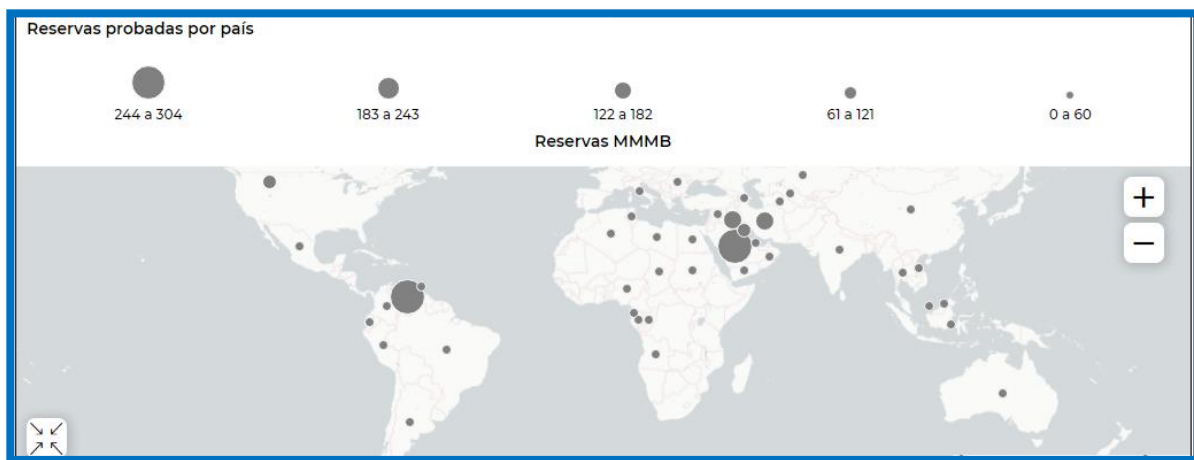


Figura 3 1.Distribución de reservas petroleras en el mundo, obtenido de CONACYT 2023.

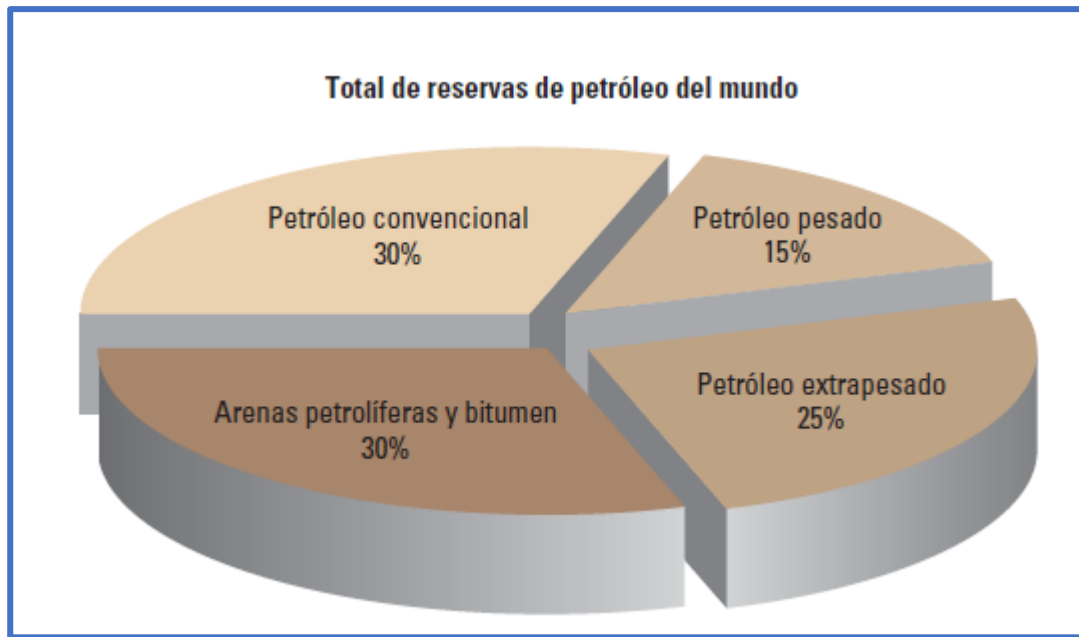


Figura 3 2.Total de reservas de petróleo en el mundo, segmentación de tipos de petróleo (Hussein et al., 2006).

Sin embargo, de las reservas mundiales gran parte de ellos corresponden a aceite pesado, el total de los recursos de petróleo en el mundo es de aproximadamente $9 \text{ a } 13 \times 10^{12}$ trillones de barriles, en donde el petróleo convencional representa solo un 30% ,**figura 3.2** (Hussein et al.,2006).

El petróleo pesado promete desempeñar un rol importante en la industria petrolera gracias a nuevas tecnologías e inversión en infraestructura. Por lo que el conocimiento, la experiencia y la madurez de las tecnologías relacionadas con las actividades de EOR serán esenciales para el éxito de recuperación, así se tendrá un desarrollo rentable de los recursos no convencionales y el máximo aprovechamiento de los recursos convencionales.

Los proyectos exitosos de recuperación mejorada de petróleo en yacimientos de aceite pesado dependen de una buena planeación de las actividades que lo integran, el cual debe de tener un seguimiento apropiado durante su implementación a fin de incrementar la probabilidad de éxito,

esta debe de integrar los aspectos económicos de ingeniería, toma de datos y modelado de yacimientos.

3.4.2 Reservas en México

Con el descubrimiento del yacimiento “Cantarell” (Akal), México se posiciono en el 5to. lugar a nivel mundial de los países con mayores reservas, esto debido a que entre los años 1982-1983 se reportó un máximo de 55 MMBB de crudo. Sin embargo, la producción acelerada sin los estudios adecuados ha generado en declive en posicionamiento, por lo que actualmente México ocupa el lugar número 20 con una producción de 6.1 MMB de crudo de acuerdo con la información publicada en el reporte de la CONACYT (Consejo Nacional de ciencia y tecnología), “reservas de crudo en México”. **Figura 3.3.**

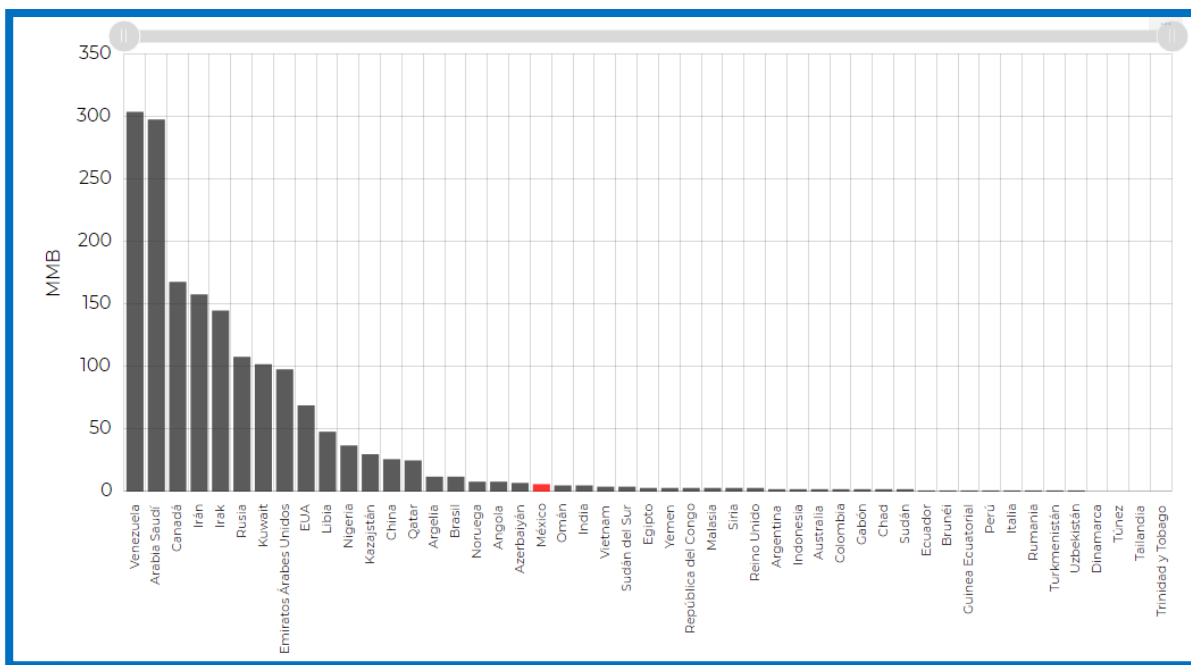


Figura 3.3. Países con mayor reserva en el mundo (CONACYT,2023).

3.4.3 Reservas 1P, 2P y 3P en México

Las cifras nacionales de reservas 1p, 2p y 3p, para la producción de aceite gas y petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2023, emitida por los operadores petroleros y terceros independientes son los siguientes (CNH,2023). **Tabla 3.4 y 3.5 , figura 3.4.**

Tabla 3. 4.Reservas nacionales petroleras emitidas al 1 de enero 2023

Categoría	Aceite	Gas Natural	petróleo Crudo Equivalente
	MMB	MMMPC	MMB
TOTAL, 1P	6,155	11,029	8,162
TOTAL, 2P	11,515	20,565	15,138
TOTAL, 3P	17,516	31,558	23,081

Tabla 3. 5 .Distribución de reservas nacionales emitidas al 1 de enero 2023

Categoría	Reservas 1P (%)			Reservas 2P (%)			Reservas 3P (%)		
concepto	Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas	PCE
Asignaciones	84.7	89.6	85.5	76.5	85.4	78.2	76.6	84.0	78.1
Licencia	1.4	2.7	1.7	1.4	2.8	1.8	1.4	2.6	1.7
Producción Compartida	13.4	5.3	11.6	18.3	6.8	15.7	15.7	6.1	13.5
No Asignado	0.5	2.4	1.1	3.9	5.0	4.3	6.3	7.2	6.7

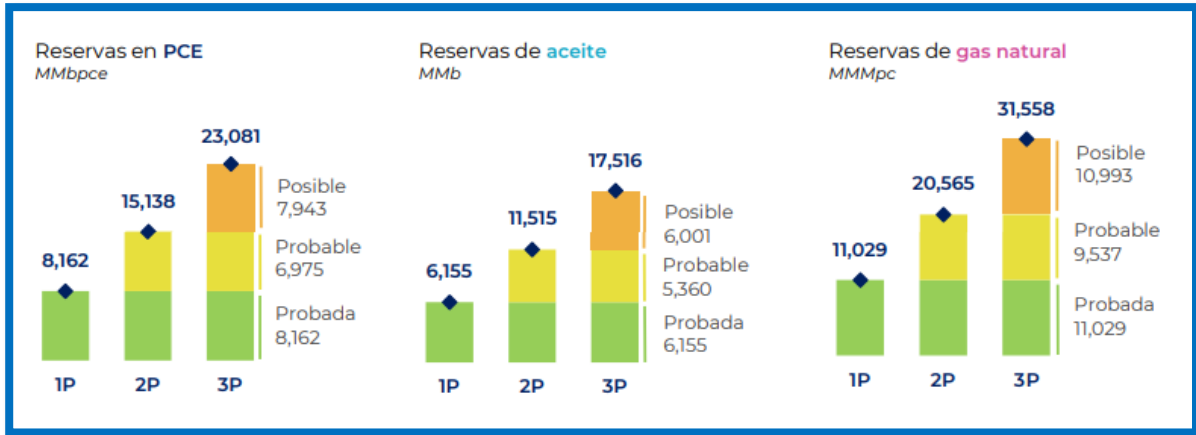


Figura 3. 4.Grafico de la distribución de reservas emitidas al 1 de enero 2023 (cnh,2023)

3.4.4 Evolución de Reservas en México.

De acuerdo con el reporte de la CNH emitido en mayo 2023, se observó que el agotamiento de las reservas ha tenido un descenso menos pronunciado en comparación con otros años, orientando a la restauración completa de las reservas de hidrocarburos de los últimos 3 años, que es resultado de las actividades exploratorias y evaluación, así como la optimización de estrategias de producción, **figura 3.5 y 3.6**

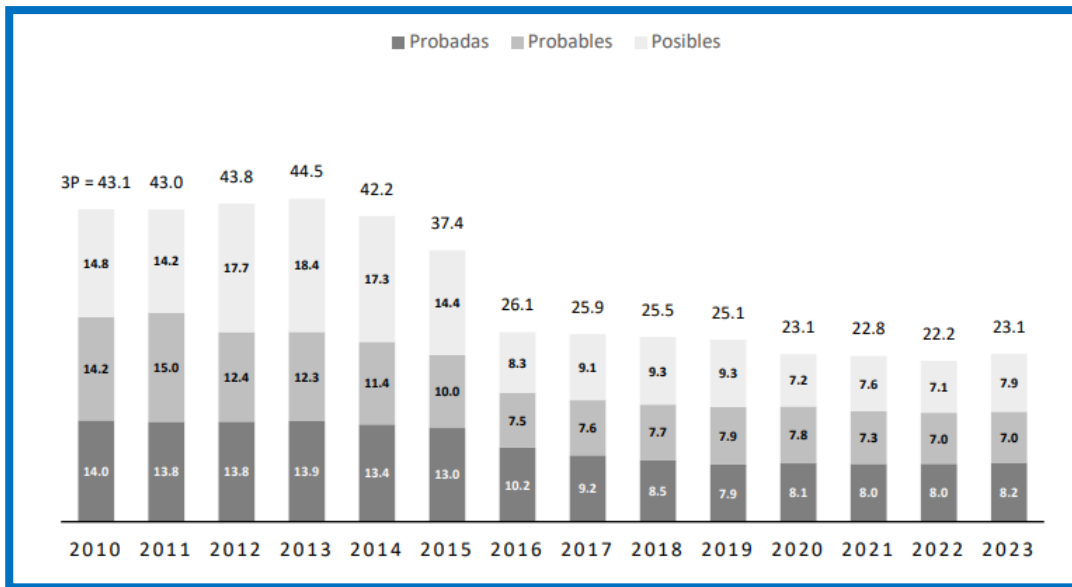


Figura 3. 5.Evolución de las reservas de petróleo crudo equivalente del año 2010 al 2023 (cnh,2023).

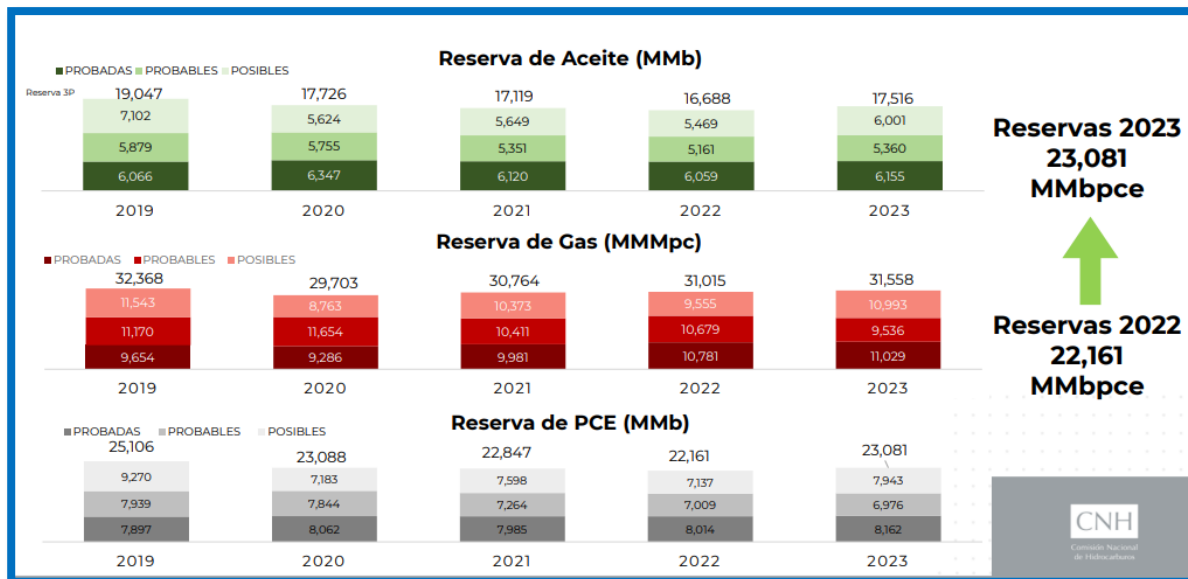


Figura 3. 6.Evolución de reservas nacionales de los últimos 5 años 2019-2023. (CNH,2023).

Algunas de las principales causas que se presentaron en la evolución de las reservas tienen que ver con las siguientes:

- Incorporación de las reservas como descubrimiento comercial del campo Zama en la categoría 2P con 508 .24 (MMbpce) y en 3P 705.21 (MMbpce), (CNH,2023).
- Incorporación de las reservas como descubrimiento comercial del campo Tupilco profundo en la categoría 1P con 154.2 (MMbpce) , en 2P con 193.32 (MMbpce), y en la categoría 3P con 209.93 (MMbpce), (CNH,2023).
- Las reservas de 3P de los campos Ixachi, Yaxché, Quesqui, Nobilis, Doctus y Maximino aumentaron debido a las revisiones.
- Por motivos de revisiones las reservas 3P de los campos Akal y Suuk disminuyeron, de igual manera ocurrió en la categoría 2P del campo Akal.

3.4.5 Reservas de Aceite pesado en México

En el país, los yacimientos de crudo pesado se encuentran concentradas en aguas someras del golfo de México, principalmente en el litoral de tabasco. En cuanto a la producción nacional reportada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos hasta la fecha de octubre 2023 mostrada en la **figura 3.7**, de la cual el aceite pesado abarco un 32% seguido del ligero con 24% y mediano con un 21%, posteriormente el superligero con un 18% y por último el aceite extrapesado con 5%.

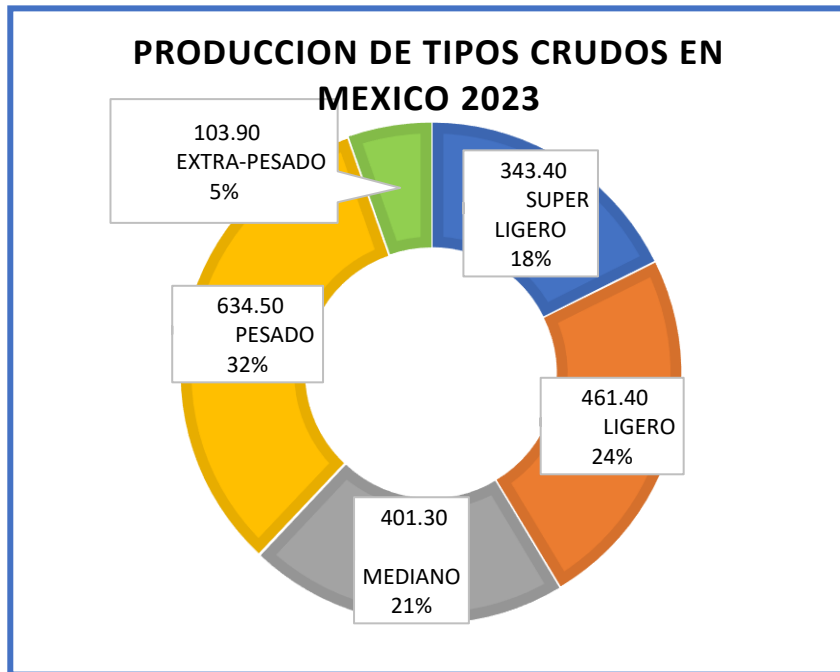


Figura 3. 7. Porcentajes que constituyen la producción nacional de hidrocarburos líquidos a la fecha de octubre 2023, (CNH,2023)

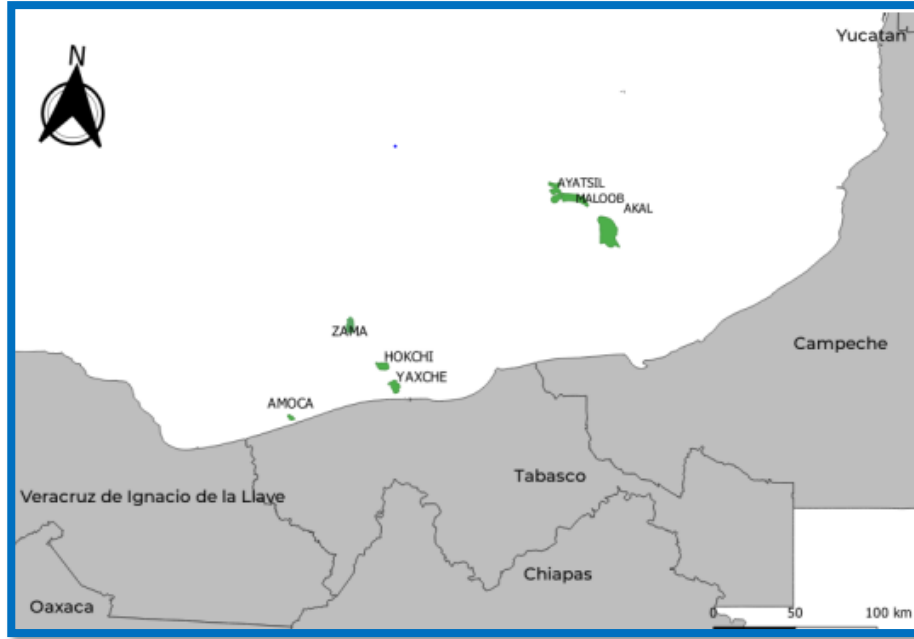


Figura 3. 8. Campos asociados a proyectos de recuperación secundaria y mejorada, (CNH,2023).

Actualmente de los 801 yacimientos evaluados en el país, 742 corresponden a proyectos de recuperación primaria, 56 campos a métodos de recuperación secundaria y solo 4 con recuperación mejorada. Estos últimos 2 métodos de explotación son a través de doble desplazamiento e inyección de vapor e inyección de agua o nitrógeno, **figura 3.8 y 3.9.**

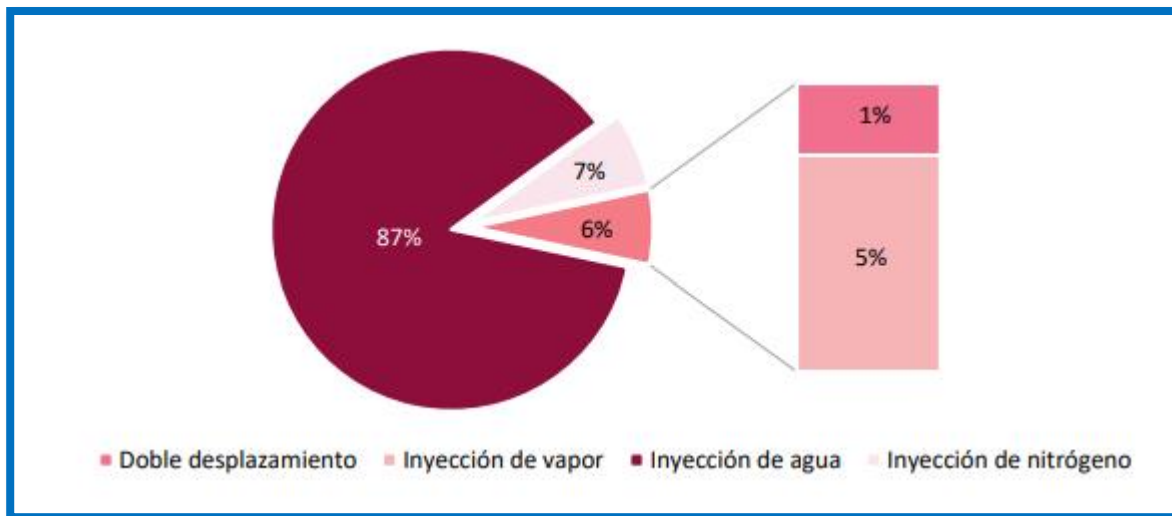


Figura 3. 9. Distribución de los métodos de recuperación secundaria y mejorada asociados a los proyectos (CNH,2023).

El método de recuperación Secundaria y mejorada que mayor reserva de aceite aporte en la categoría 3P corresponde a la inyección de agua con un total de 52 yacimientos, seguido del proyecto de doble desplazamiento del yacimiento Akal, 4 yacimientos con inyección de nitrógeno y 3 con inyección de vapor (CNH,2023).

Aunque es importante recalcar que uno de los proyectos más importantes referente al sector térmico en México se implementó en el campo Samaria en el 2008, localizado a 18 km al noreste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco. Contiene yacimientos productores de aceite extrapesado y pesado localizados a profundidades de 600 a 900 m y de 1000 a 2000 m en formaciones arenosas poco consolidadas, cuyas porosidades están en el rango de 25 a 30 % y permeabilidades superiores a 1 darcy. La densidad del aceite está entre 5 y 22 °API, la temperatura de la formación tiene valores de 45 a 65 °C. Bajo esta condición de temperatura, el aceite se comporta como un fluido newtoniano, sin embargo, cuando el aceite se encuentra en superficie y su temperatura disminuye, alcanza viscosidades del orden de 20,000 a 40,000 cp.

En el año 2009 se inició la prueba piloto de inyección de vapor en los pozos Samaria 916, Samaria 948, Samaria 922, Samaria 913H, Samaria 901 y Samaria 915H para la explotación de aceite extrapesado de manera exitosa, para el año 2011 se extiende la masificación de inyección alterna obteniendo su máxima producción en mayo del 2014 con 21,900 BD.

Sin embargo, este método se ve limitado en los yacimientos que presentan características petrofísicas adversas, tales como espesores de la formación y saturaciones iniciales de agua (S_w) mayores a 27%. En base a lecciones aprendidas se definieron los márgenes de aplicabilidad de la inyección de vapor, obteniendo como parámetros delimitadores arenas con saturaciones de agua inicial menor a 25%, sin contacto de agua visible y espesores mayores a cinco metros. El campo

tiene una gran cantidad de reserva de aceite extrapesado en yacimientos con características petrofísicas originales de media-baja calidad, que actualmente no son técnica ni económicamente rentables con la estimulación térmica de inyección de vapor. (Sosa, 2016).

3.5 Explotación de yacimientos de Aceite Pesado en México

En México, los yacimientos de crudo pesado se encuentran en las cuatro regiones productoras de aceite del país; siendo en la región marina la que concentra la mayor parte del crudo pesado. En cuanto a la producción nacional, el crudo pesado representa 64.4%, seguido del aceite ligero con 25.2% y por último el aceite superligero con 10.4%. Los métodos para extraer hidrocarburos pesados requieren aplicar técnicas específicas que resuelvan los retos de producción para este tipo de crudos.

La caracterización y simulación en los yacimientos de aceite pesado en México incluye análisis especializados en; sísmica 4D, sísmica 3D de fractura, sísmica multicomponente, geoquímica de producción, sísmica de pozos VSP 3D, modelado de aceites espumantes, simulación composicional y simulación integral 2S.

3.5.1 Desarrollo de yacimientos

Al explotar yacimientos de aceite pesado se recurre a la técnica que mejor convenga y aumente el factor de recuperación, para ello se perforan pozos horizontales o multilaterales, se puede hacer uso de instrumentación inteligente, inyectar geles o espumas, FracPack, y bombas electrocentrífugas.

Para la extracción de petróleo pesado en el año 2011, México puso en marcha un megaproyecto dirigido por Pemex Exploración y Producción en la Región Marina Noreste: “ASEGURAMIENTO DE FLUJO CON SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN POR BOMBEO ELECTRO

CENTRIFUGO INCLUYENDO EL EQUIPO SUPERFICIAL Y SUBSUPERFICIAL”. El Proyecto consiste en la Instalación del Sistema Artificial de Producción por Bombeo Electro Centrífugo en 122 pozos, de los que 77 son de los Campos Maloob –Zaap; 23 de Ek Balam y 22 de Ayatsil. Los fluidos producidos de estos yacimientos están clasificados como pesados y extrapesados, la densidad del aceite oscila entre los 11 y 13 °API y la viscosidad del aceite de 283 a 560 centipoise en un rango de temperatura de 114 a 130 °C. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2011)

En cuanto a recuperación secundaria y mejorada en yacimientos de aceite pesado se han hecho pruebas piloto con inyección de nitrógeno y CO₂, inyección optimizada de agua, mejoramiento in situ¹⁵, inyección de solventes, diluyentes y recuperación térmica.

Uno de los proyectos más importantes referente a recuperación térmica en México se implementó en el campo Samaria, localizado a 18 km al noreste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco. Contiene yacimientos productores de aceite extrapesado y pesado localizados a profundidades de 600 a 900 m y de 1000 a 2000 m en formaciones arenosas poco consolidadas, cuyas porosidades están en el rango de 25 a 30 % y permeabilidades superiores a 1 darcy. La densidad del aceite está entre 5 y 22 °API, la temperatura de la formación tiene valores de 45 a 65 °C. Bajo esta condición de temperatura, el aceite se comporta como un fluido newtoniano, sin embargo, cuando el aceite se encuentra en superficie y su temperatura disminuye, alcanza viscosidades del orden de 20,000 a 40,000 cp.

¹⁵ Mejoramiento in situ

Es una extracción de las fracciones livianas del aceite, basado en la solubilidad diferencial de los componentes del aceite en el solvente utilizado. Los beneficios que se tienen al aplicar esta técnica son: aumento de la calidad del aceite, alta recuperación de aceite (70% en laboratorio), reducción sustancial de fracciones pesadas y metales, aumento de la tasa de producción, no ocasiona daño a la formación, se puede recuperar hasta el 90% del LGN inyectado.

En el año 2009 se inició la prueba piloto de inyección de vapor en los pozos Samaria 916, Samaria 948, Samaria 922, Samaria 913H, Samaria 901 y Samaria 915H para la explotación de aceite extrapesado de manera exitosa, para el año 2011 se extiende la masificación de inyección alterna obteniendo su máxima producción en mayo del 2014 con 21,900 BD.

Sin embargo, este método se ve limitado en los yacimientos que presentan características petrofísicas adversas, tales como espesores de la formación y saturaciones iniciales de agua (S_w) mayores a 27%. En base a lecciones aprendidas se definieron los márgenes de aplicabilidad de la inyección de vapor, obteniendo como parámetros delimitadores arenas con saturaciones de agua inicial menor a 25%, sin contacto de agua visible y espesores mayores a cinco metros. El campo tiene una gran cantidad de reserva de aceite extrapesado en yacimientos con características petrofísicas originales de media-baja calidad, que actualmente no son técnica ni económicamente rentables con la estimulación térmica de inyección de vapor. (Sosa, 2016).

Capítulo 4 Emulsiones de W/O en EOR

Como se ha mencionado en los capítulos 2 y 3, es importante aprovechar las reservas de aceites pesados y extrapesados debido a que son abundantes, y representan el 70% de las reservas de petróleo en todo el mundo. Los yacimientos de aceite pesado presentan una viscosidad muy alta que complica su recuperación, además de la tecnología existente para explotar este tipo de yacimientos, se siguen desarrollando nuevas tecnologías que permitan la explotación de estos recursos de manera rentable. Una propuesta que se ha desarrollado en los últimos años es utilizar la emulsión como fluido desplazante.

Las emulsiones W/O con alto contenido de agua (>50%) se han sugerido como un fluido desplazante para la recuperación de crudo pesado. La alta viscosidad de la emulsión puede proporcionar un buen control de movilidad y su naturaleza externa de aceite permite un proceso semi miscible mientras desplaza el aceite crudo.

Una ventaja de las emulsiones como fluido desplazante es que no siempre va a requerir un tensoactivo químico, existen otros agentes como partículas sólidas o componentes polares dentro del crudo (por ejemplo, asfáltenos, ácidos y bases orgánicas, etc.) que promueven emulsiones relativamente estables. Con esta idea, Xuebing et al., 2010 explican una serie de experimentos en los que se utilizan diferentes tipos de aceite de motor usado (de base mineral sintético) para producir emulsiones W/O mezcladas en salmuera.

Las emulsiones de aceite de motor usado pueden ser aplicadas en yacimientos de crudo pesado debido al amplio rango de viscosidad que pueden alcanzar.

Por sus características físicas y químicas los aceites usados y mal manejados afectan al medio ambiente de diversas formas y pueden dañar nuestra salud. Por ejemplo, al mezclarse con el agua y mantenerse en la superficie, los aceites usados bloquean los rayos solares y el paso del oxígeno afectando la vida acuática. Por lo que es importante reutilizarlos, para minimizar el impacto ambiental que generan. . Lo cual es una gran ventaja para ser utilizados en procesos de recuperación mejorada, minimizando el impacto ambiental de la industria petrolera.

En este capítulo se desarrollará la simulación de inyección de emulsión W/O como fluido desplazante en un campo de aceite pesado en México, con lo que se espera que dicha emulsión actúe como un fluido impulsor semi miscible logrando una explotación eficiente.

4.1 Emulsión como fluido desplazante

La inyección con álcali-surfactante (AS) es un área de investigación intensiva para la recuperación de aceite pesado. El tensoactivo reduce la tensión interfacial (IFT) entre el aceite y el agua, mientras que el álcali reacciona con los componentes ácidos del crudo y crea tensioactivos in situ. Al reducir el IFT consecuentemente mejora la relación de movilidad mediante la creación de emulsiones de aceite y agua. En una inyección de AS, se puede generar emulsiones tipo, W/O y O/W.

La inyección de emulsión está relacionada con la inyección álcali-surfactante, la diferencia radica en la formación de la emulsión, por AS se genera in situ provocando incertidumbre de su efecto dentro de yacimiento, mientras que, en la inyección de emulsión, los fluidos se emulsionan en superficie y posteriormente se inyectan en la formación. De esta manera el proceso de emulsificación se puede controlar mejor mezclando cantidades precisas de los productos y aplicando el cizallamiento necesario.

Generalmente en los campos petroleros se utiliza el aceite crudo para generar la emulsión debido a su disponibilidad, pero no resulta ser del todo rentable. En 1999, Bragg publicó varias patentes en donde realizaba emulsiones W/O que utilizó como fluido impulsor para la recuperación de aceite en un experimento con núcleos. Bragg obtuvo un resultado favorecedor de casi 100% de recuperación de aceite para una inyección de volumen poroso unitario, marcando un patrón similar a un pistón. Basándonos en el trabajo de Bragg y el artículo de Xuebing et al., 2010 se realizó la simulación de la inyección de emulsión W/O con aceite de motor en un campo del sureste de México. Por lo cual es importante mencionar la situación e impacto del reciclado de aceite usado en México.

4.2 Situación del aceite de motor usado en México

De acuerdo con la EPA (Environment Protection Agency: Agencia de Protección del Medio Ambiente), el aceite usado es definido como cualquier aceite proveniente de petróleo crudo o sintético que haya sido utilizado. Para cumplir con dicha definición, la EPA aplica tres criterios:

1. Origen: el aceite usado debió haber sido refinado a partir de petróleo crudo o haber sido fabricado con materiales sintéticos.
2. Uso: los aceites utilizados como lubricantes, líquidos hidráulicos, fluidos de transferencia de calor, medios de flotación y en otros propósitos similares se consideran aceites usados. La definición de la EPA excluye a los productos utilizados como agentes limpiadores y los que han sido utilizados por sus propiedades disolventes como anticongelantes y queroseno contaminante.
3. Contaminación: este criterio se basa en saber si el aceite está o no contaminado con impurezas físicas o químicas como tierra, partículas de metal entre otras.

Anualmente en México se generan más de 325 millones de litros de aceite usado, que frecuentemente provienen de talleres mecánicos en los que podemos encontrar: aceite y grasas usadas, anticongelantes, líquido de frenos, filtros de aceite entre otros. (según datos de la INECC)

Estudios han demostrado que el aceite de motor es responsable de gran parte de la contaminación al medio ambiente: En el agua, genera una película impermeable que puede asfixiar a los seres vivos que habitan allí, un solo litro de aceite puede contaminar un millón de litros de agua. En el aire, si el aceite usado se quema emite gases muy tóxicos debido a compuestos como cloro, fosforo y azufre. En la tierra, al verter el aceite usado perjudica en conjunto las aguas superficiales y subterráneas, afectando la fertilidad del suelo. En México es obligatorio que si generas residuos contaminantes como aceite quemado hagas un registro ante la Secretaria del Medio Ambiente y Recursos Naturales y te acredites como generador de residuos peligrosos.

La Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, en el artículo 31, establece que aceites de motor de automóvil usado, así como otros residuos peligrosos para el medio ambiente, estarán sujetos a un plan de manejo para no contaminar el medio ambiente y fomentar la reutilización.

El plan de manejo de aceites usados implica que en los talleres registrados como generadores de residuos almacenen en un contenedor de uso único el fluido a reciclar, es decir, mantener un contenedor con características específicas para uso especial de aceite usado y así evitar que se mezcle con otro fluido de reciclaje (como solventes, gasolina, líquido de frenos etc.), y de esta manera el proceso de reciclaje no se vea afectado.

Las empresas recolectoras de aceite mantienen un registro y ubicación de los talleres que generan este tipo de fluidos pues anualmente proporcionan un reporte a la autoridad. Estas

recolectoras tienen un permiso para transportar los aceites usados y sus vehículos de transporte deben de tener las condiciones adecuadas para poder transportarlo de manera segura, de la misma manera, las empresas de servicio quienes reciben el aceite usado deben de tener la autorización para el aprovechamiento de este.

Existen muchas empresas que brindan el servicio de recolección de aceite usado, estas empresas abarcan todo el país, de acuerdo con el directorio de SEMARNAT que se puede consultar en su página web.

4.3 Desarrollo Experimental

Para el desarrollo del estudio propuesto, se generó un modelo de simulación correspondiente a un sector de un yacimiento de aceite pesado, que lo llamaremos “SPARK”, localizado al noreste de la ciudad de Villahermosa Tabasco, en la cuenca Terciaria en el sureste de México (**figura 4.1**). Su ambiente geológico consiste en depósitos de arena de ambiente tipo fluvial, formado por canales entrelazados y apilados en formaciones de edad plioceno, a profundidades de 700 a 1000 metros, presentando múltiples contactos agua-aceite. Cuenta con un volumen original de 650 MMB de aceite extrapesado y una reserva de 129 MMB.

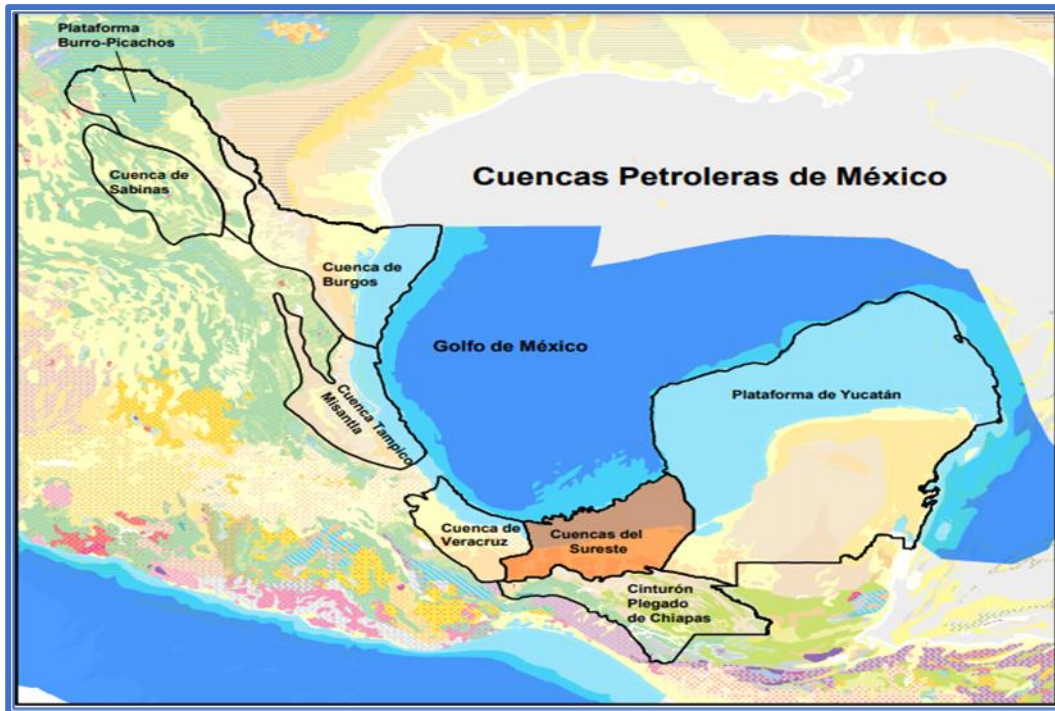


Figura 4. 1. Ubicación de las Cuencas Petroleras de México

Fue descubierto en 1960, fue clasificado como yacimiento no convencional, ya que se trataba de un aceite extrapesado cuyas porosidades varían entre 25 a 30% y permeabilidades superiores a 1 darcy. El aceite extrapesado de este campo presenta una densidad que va de 5 a 10° API y viscosidad de 1000 a 5000 cp a condiciones de yacimiento.

Debido a las características del yacimiento, resulto ser apto para su explotación mediante el método de inyección cíclica de vapor para posteriormente implementarlo en otros campos nacionales, en el año 2008 se formó un equipo de trabajo multidisciplinario que desarrollo una prueba piloto de inyección de vapor para el campo SPARK.

En 2009 se inició la prueba piloto de inyección cíclica de vapor, la cual fue fragmentada en etapas, la primera etapa fue de mayo a noviembre y la producción fue en frio con 8 pozos productores. La segunda etapa (enero 2010 a febrero 2012) de inyección cíclica fue en 8 pozos; la

tercera etapa (marzo 2010-marzo 2013) se desarrolló mediante la perforación de 51 pozos, para la cuarta etapa (de abril 2013 a agosto 2015), se perforaron 121 pozos intermedios.

Como se mencionó anteriormente el comienzo de la producción de este campo fue a través de 8 pozos productores de aceite extrapesado en frío mediante el uso del bombeo mecánico. El primer pozo productor de aceite se perforó en mayo del 2009 por un periodo de 6 meses con una producción de 18-20 BPD sin embargo para el mes de noviembre la producción disminuyó y fue hasta el mes de diciembre del mismo año donde se estimuló con vapor e incremento la producción a 120 BPD.

En la **figura 4.2** se presenta el histórico de producción donde se aprecia como la producción de la segunda etapa es superior a la que se obtuvo en la primera, esto como consecuencia de la inyección cíclica de vapor. De la misma gráfica nótese que en la cuarta etapa, en mayo del 2014 se obtuvo la máxima producción para posteriormente mantenerse en una producción aproximada de 22,000 barriles diarios.

Durante la aplicación de la inyección cíclica de vapor en 177 pozos, 25 pozos resultaron no exitosos, provocando un 14% de deficiencia del proceso, debido principalmente a dos factores:

- En primer lugar, se tienen cortes de agua muy altos en la mayoría de los pozos, observados, debido a que los intervalos disparados están cerca o en el contacto agua aceite.

- En segundo lugar, se tiene el rápido enfriamiento en las capas superiores e inferiores al yacimiento, esto originaba que la producción declinara hasta alcanzar un gasto muy similar al que se tenía con una producción en frío.

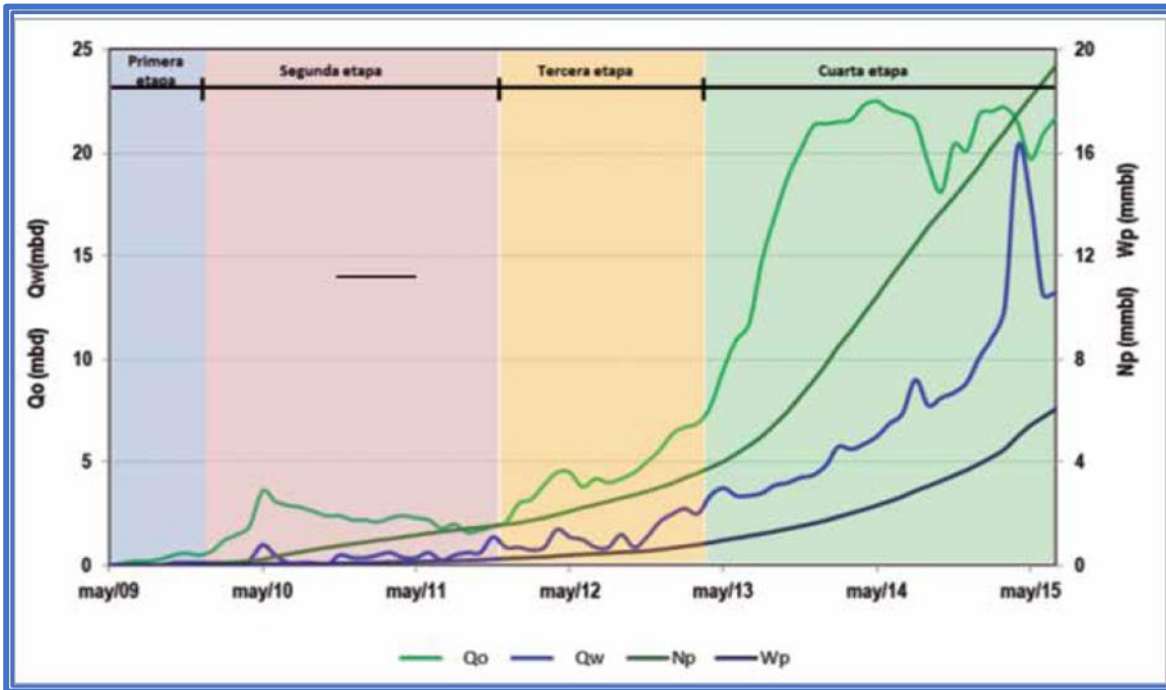


Figura 4. 2. Histórico de producción del yacimiento teórico.

Debido a estas limitantes se decidió estimular algunos pozos con la inyección alterna de agua caliente, para obtener una mayor recuperación. Para el año 2011 se extendió la masificación de la inyección alterna de agua caliente obteniendo la mayor producción en el 2014 con 21,900 BD, su producción acumulada fue de 15.1 MMB y el factor de recuperación del 5 %, posterior a esta etapa se observó el declive en la curva de producción.

El yacimiento “SPARK” se encuentra en Etapa de Recuperación Mejorada y produce mediante inyección alterna de vapor un gasto promedio de 350 bpd, no obstante, es necesario actualizar la estrategia de explotación para mejorar la producción y aumentar el factor de recuperación. La finalidad de esta tesis es proponer un método de explotación que permita incrementar la producción

que se presenta en la última etapa de la prueba piloto y disminuir la tasa de producción de agua a través de la inyección de la emulsión W/O.

4.4 Inyección de emulsión como método de recuperación

Xuebing et al., 2010, realizaron el estudio experimental de la inyección de emulsión con aceite de motor debido a que principalmente lo componen hidrocarburos que, al ser expuestos a altas temperaturas y fricciones, presentan el proceso de oxidación del aceite, liberando partículas como ácidos y hollín que actúan como agentes estabilizadores al formar una emulsión.

El aceite de motor mantiene una viscosidad moderada que va de 30 a 100 cp a temperatura ambiente, para minimizar la cantidad de aceite usado en la generación de la emulsión se agrega más del 50% de agua, a medida que se añade más agua a la emulsión la viscosidad aumenta.

Para realizar la emulsión W/O de acuerdo con la literatura, se utilizó una mezcla de aceites de motor usados provenientes de un tanque de reciclaje (principalmente a base de minerales), como fase dispersa se utilizó salmuera preparada sintéticamente añadiendo cloruro de sodio y cloruro de potasio en agua destilada.

La emulsificación fue realizada con el mezclador de alto cizallamiento (silverson L4RT) a una velocidad de 5,000 RPM para homogeneizar la mezcla. Primero se colocó el aceite de motor posteriormente se agregó poco a poco la salmuera hasta obtener un 60% en volumen, después se mezcló por 10 minutos. La relación de volumen en la emulsión fue 3:2 para generar emulsiones de viscosidad moderadamente alta.

Se inyectó esta emulsión en 10 núcleos de arenas de diferentes campos, los cuales tenían permeabilidad variada. En el caso de los núcleos de baja permeabilidad (<1000 md) se observaron:

altos cortes de agua y mayor gasto de inyección. En los núcleos de alta permeabilidad (>1000 md) los cortes de agua fueron consistentes a la tasa de inyección.

El grado de descomposición de la emulsión está relacionado a la velocidad de inyección, puesto que a altas tasas de inyección la descomposición aumenta, pero en el caso de los yacimientos de alta permeabilidad se observó que la descomposición de la emulsión fue inferior al 10% debido su alto grado de fluidez.

También resulto que la caída de presión se mantuvo constante durante la inyección de la emulsión al núcleo lo cual verifica que no presenta ningún efecto de taponamiento.

Es importante mencionar que el potencial EOR del proceso de inyección de la emulsión se evaluó mediante simulaciones numéricas realizadas en la literatura. Los resultados demuestran una mejora del patrón de inyección y la eficiencia de recuperación de petróleo en el desplazamiento de aceite pesado.

Capítulo 5 Simulación numérica del proceso de inyección de emulsión W/O

La simulación se realizó en el software comercial CMG (Computer Modeling Group) por sus siglas en inglés, un software de simulación de yacimientos reconocido mundialmente que facilita la simulación de procesos de recuperación avanzados. CMG ofrece tres simuladores IMEX, GEM Y STARS.

IMEX, simula procesos de recuperación primaria y secundaria de yacimientos convencionales y no convencionales, optimizando los planes de desarrollo de campos y mejorando los pronósticos de producción.

GEM, permite la simulación precisa de desplazamiento miscible/inmiscible, EOR químico y procesos de recuperación térmica no basados en vapor (combustión in situ), además modela procesos de inyección miscible, espuma, ASP y de Baja salinidad en un solo modelo. Es óptimo para modelar fracturas hidráulicas y naturales.

STARS, permite simular procesos de recuperación térmicos como la inyección de vapor, así como también inyección de solventes y químicos. Es óptimo para conformar terminaciones y geometrías de pozos complejas para maximizar la recuperación.

Lo primero que se realizó con los datos del yacimiento fue validarlos a través de la función WINPROP del software CMG, este es un simulador de fases y propiedades de los fluidos, permite modelar y ajustar los resultados de comportamiento de los fluidos, simular experimentos PVT y obtener parámetros necesarios para el ajuste de ecuaciones de estado que posteriormente se usan en el simulador STARS.

5.1 Simulación del yacimiento Spark

Para el desarrollo práctico de esta tesis, se generó un modelo de simulación correspondiente a un sector del yacimiento SPARK de crudo pesado, utilizando el software IMEX de Computer Modelling Group (CMG). Se seleccionó este paquete debido a que maneja aceites negros. El enmallado de simulación (**figura 5.1**), representa 1/7 de la totalidad del yacimiento SPARK, en el eje X presenta una longitud de 1.6 km dividido en 15 celdas cada una de 350 ft, en Y se tienen 2.7 km de ancho dividido en 25 celdas, cada una de 350 ft y en Z se tiene una altura de 0.209 km que consta de 5 celdas cada una de 137 ft, esto último se debe a que el campo maneja muchas zonas de contacto agua-aceite y el enfoque fue hacia la zona más somera del yacimiento, en total la malla abarca un área de 4.2672 km². Un modelo de estas dimensiones nos permite obtener resultados representativos y poner a prueba la eficiencia de la inyección de emulsión en el yacimiento.

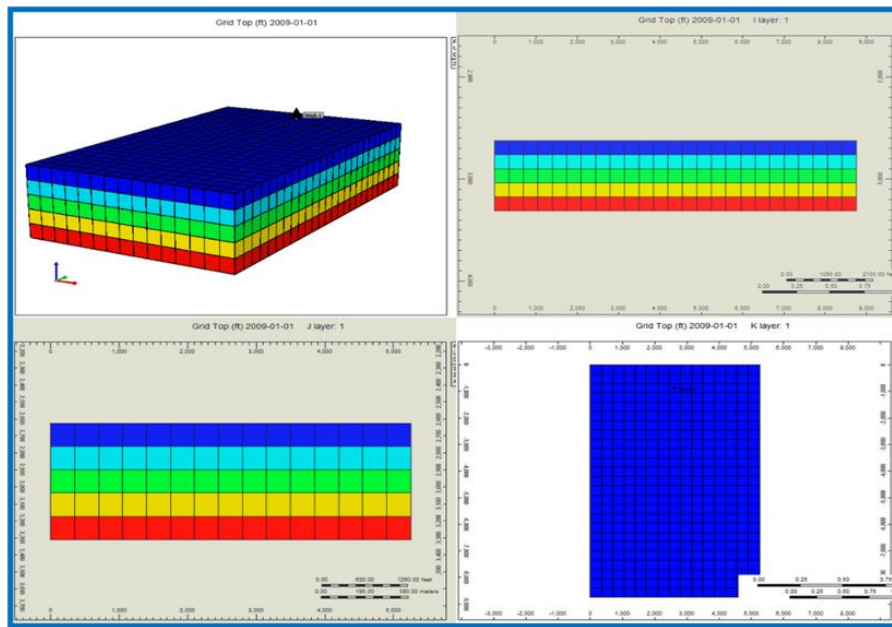


Figura 5. 1. Malla de simulación, representación del yacimiento SPARK

5.2 Datos generales de la malla

En la **tabla 5.1** se presentan las principales propiedades asignadas al modelo de simulación

Tabla 5.1 Propiedades Generales del Yacimiento SPARK

Tipo de aceite	Pesado
° API	10
Temperatura de formación	113 °F
Porosidad	25%
Permeabilidad	5 Darcy
Saturación de agua inicial	30%
Contacto agua-aceite	3100 ft

En la **figura 5.2** se muestran la curva de permeabilidad relativa representativa de SPARK.

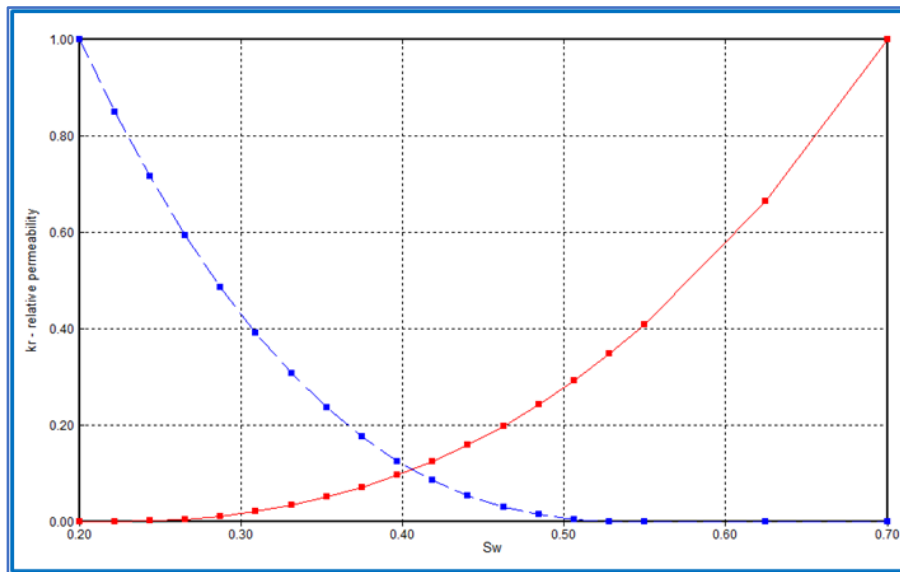


Figura 5.2 Curvas de permeabilidad relativa de la malla

Las condiciones iniciales del yacimiento en las que se incluyen profundidad de referencia, contacto agua-aceite y presión de referencia se muestran a continuación en la **figura 5.3**.

STARS Initial Conditions

Vertical Equilibrium Calculation Methods

Depth-Average Capillary-Gravity Method (VERTICAL_DEPTH_AVE)

Add a phase pressure correction. (EQUIL)

Do not add a phase pressure correction. (NOEQUIL)

Do Not Perform Vertical Equilibrium Calculations (VERTICAL_OFF)

Datum Depth for Pressure

Datum Depth for Output Pressure (DATUMDEPTH) Depth:

Use Initial Equilibrium pressure distribution to calculate corrected datum pressures. (INITIAL)

Use the grid block density to calculate corrected datum pressures. (REF_DENSITY_GRIDBLOCK)

Use an input reference density to calculate corrected datum pressures (REF_DENSITY density) Density:

Initialization Region ▶

Region 1: Initialization Region Specifications

Initialization Set Number 1 is not defined. Grid depth range: 2625 to 3310 ft

Reference Pressure (REF_PRES): Water/Gas Transition Zone (TRANZONE):

Location For Reference Pressure

Reference Depth (REF_DEPTH)

Reference Block (REF_BLOCK) (UBA Format i.e. i1j1k1 / i2j2k2 ...)

Initial Reservoir Saturation

Water-Oil Contact Depth (DWOC)

Gas-Oil Contact Depth (DGOC)

Figura 5.3 Condiciones iniciales de la malla

5.3 Simulación de la Inyección de emulsión W/O

La emulsión se maneja durante la simulación como un fluido monofásico con las características y propiedades de una emulsión W/O, aunado a una inyección conjunta de agua que representara la descomposición de la emulsión.

La emulsión simulada se propuso con una composición de 90% aceite y 10% agua, ese porcentaje de agua corresponde a la descomposición de la emulsión. El fluido se inyecta para alcanzar las condiciones de yacimiento, con 1091 psi de presión a una temperatura de 113 °F, una viscosidad de 1000 cp y una densidad de 62.36 lb/ft³.

Estas condiciones se tomaron en cuenta para simular un fluido con las mismas características que el crudo presente en el yacimiento, ya que esta emulsión funciona como un fluido impulsor.

5.4 Tiempo de simulación

La **figura 5.4** muestra el ajuste de producción del yacimiento realizado en el simulador, la producción corresponde a 1/7 de área del yacimiento SPARK desde sus inicios a través de la inyección cíclica de vapor hasta el declive en la producción, la cual se observa a partir del año 2015 en adelante.

La simulación del campo SPARK se extrapoló hasta el año 2026, el promedio de la producción es de 1183 bpd, considerando que para esa fecha ya no se le aplica ninguna energía extra. La simulación inicia a partir de enero de 2009 hasta enero de 2026, teniendo con ello 6209 días de simulación.

La inyección de la emulsión empieza a partir de octubre de 2014, que es donde ocurre la declinación de la producción de aceite y la producción de agua aumenta.

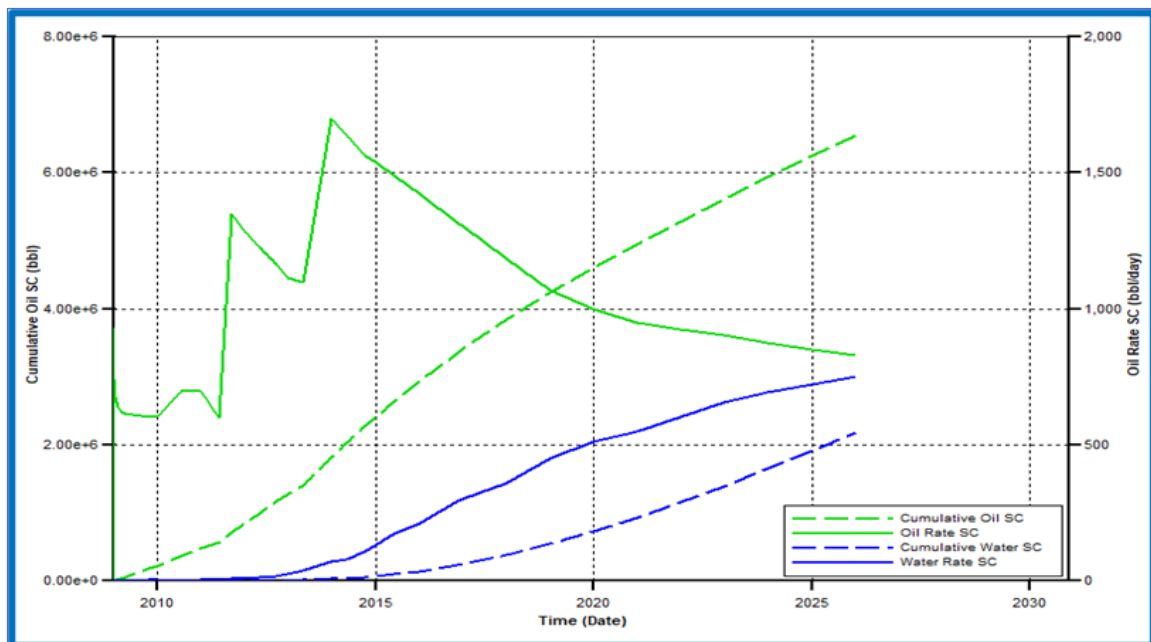


Figura 5. 4.Histórico de producción del campo SPARK

5.5 Resultados de la primera inyección de la emulsión W/O

En la simulación la primera inyección de la emulsión se realizó en el año 2014 con las características que se observan en la **figura 5.5**. La vida útil de la emulsión a inyectar varia de 2 a 5 años, ya que posterior a este tiempo podrían presentarse dificultades para separar la emulsión del aceite. De acuerdo con las producciones que se estaban presentando se realizó la inyección de emulsión a un gasto de 1000 bpd muy parecido a la producción promedio.

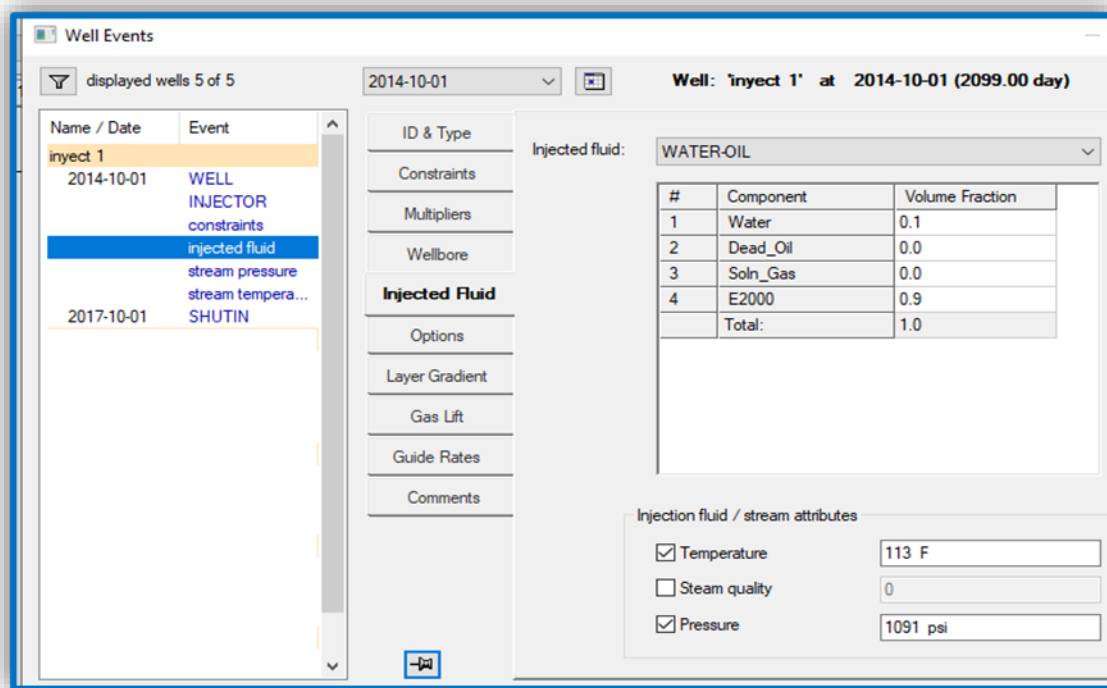


Figura 5. 5 Datos de la emulsión a inyectar

En la **figura 5.6**, se observa posterior a la inyección un aumento en la producción de aceite que ocurre a partir del año 2015 y va en incremento, como se observa en la **figura 5.7**. La inyección de emulsión indujo un frente de fluido estable manteniendo una curva constante y de declinación suave (curva roja), mientras que manteniendo el método de inyección de vapor la declinación se presentaba en un grado alto, generando una producción pobre.

Al inyectar la emulsión entra en la zona más permeable, a medida que esto ocurre, el flujo se vuelve más restringido, por lo que el agua comienza a fluir a zonas menos permeables y se observa mayor eficiencia de barrido. La mejora del desplazamiento de fluidos se debe a la corrección del control de movilidad del agua en el medio poroso.

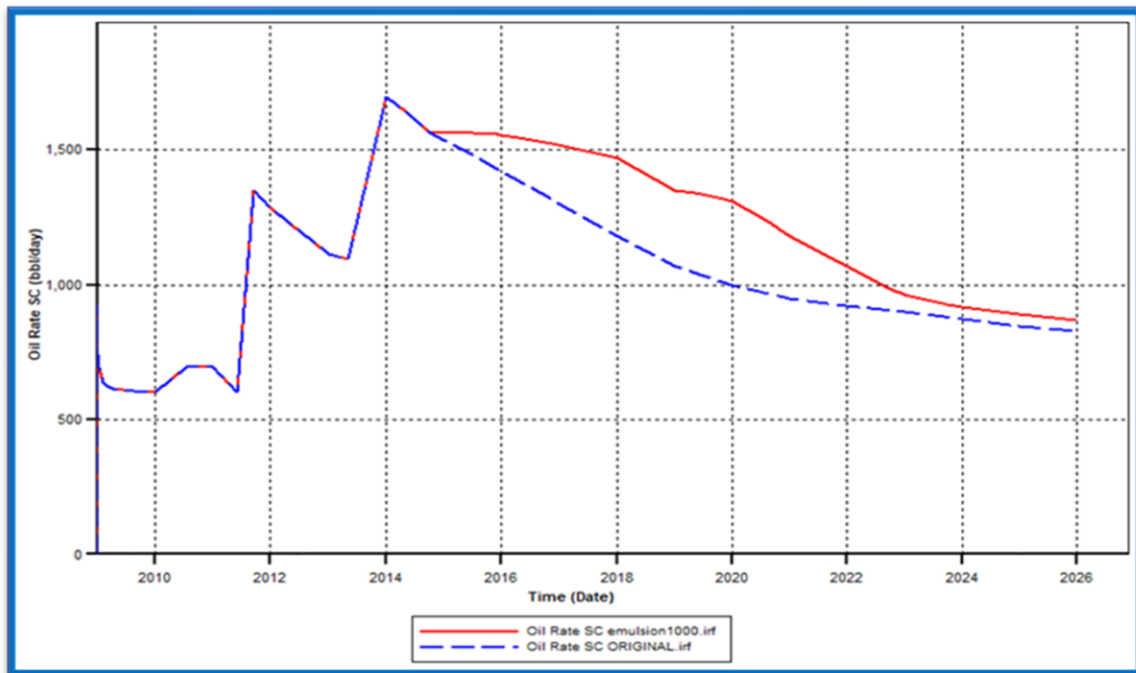


Figura 5. 6 Producción del yacimiento después de inyectar la emulsión, (curva roja).

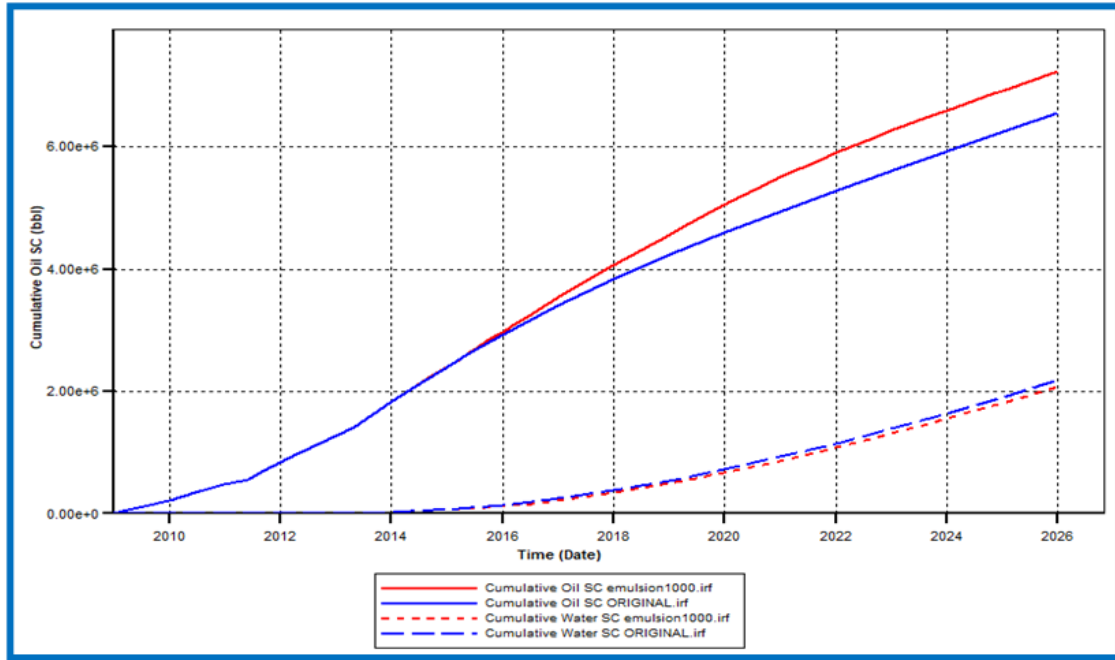


Figura 5. 7 Producción acumulada de aceite y agua después de la inyección de emulsión en el yacimiento SPARK

5.6 Arreglo De Pozos Propuesto

Actualmente los arreglos de pozos planificados para la recuperación secundaria o mejorada del yacimiento se efectúan sobre la base de un arreglo regular. La selección del arreglo depende de la estructura del yacimiento, litología, profundidad, continuidad de las propiedades de la roca, saturaciones de los fluidos, por lo que se proponen los arreglos de la **tabla 5.2**.

Tabla 5. 2 Arreglo de pozos propuestos para la simulación

Arreglo de pozos	Pozos Inyectores	Pozos Productores	Relación inyector/productor
4 pozos	1	3	0.33
5 pozos invertido	1	4	0.25
7 pozos	1	6	0.17
9 pozos invertidos	1	8	0.13

En la **figura 5.8** se presentan los arreglos de pozos creados en el simulador CMG, con los que se hicieron corridas para encontrar el arreglo donde se obtuviera la mayor producción de aceite pesado.

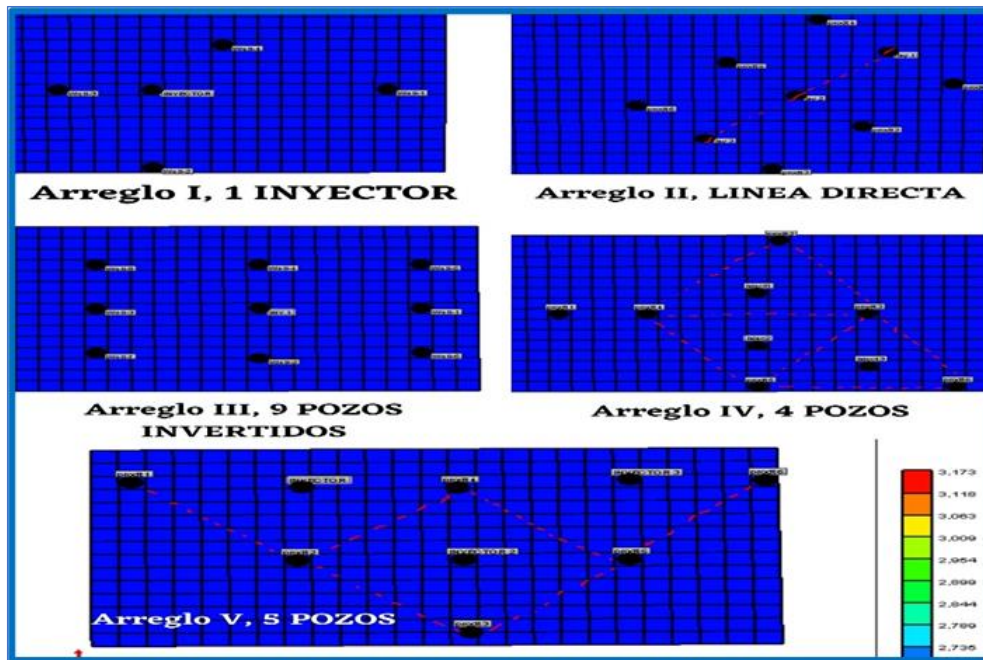


Figura 5. 8 Arreglo de pozos propuestos para la simulación

De la **figura 5.9 y 5.10** se observa en todos los arreglos el aumento de producción de aceite, en comparación con la producción antes de la inyección. En los arreglos de 5 y 7 pozos se tiene una mayor producción de aceite en comparación con los otros arreglos que se presentan, a su vez la producción de agua también ha incrementado, pero se observa que el arreglo de 5 pozos es el que más agua produce, siendo una gran desventaja pues en un periodo corto de explotación la producción de agua se podría igualar a la del aceite haciendo el método ineficiente. En cambio, el arreglo de 7 pozos mantiene una curva de aceite acumulada alta y la producción de agua es moderada, permitiendo que el método de la inyección de emulsión sea rentable.

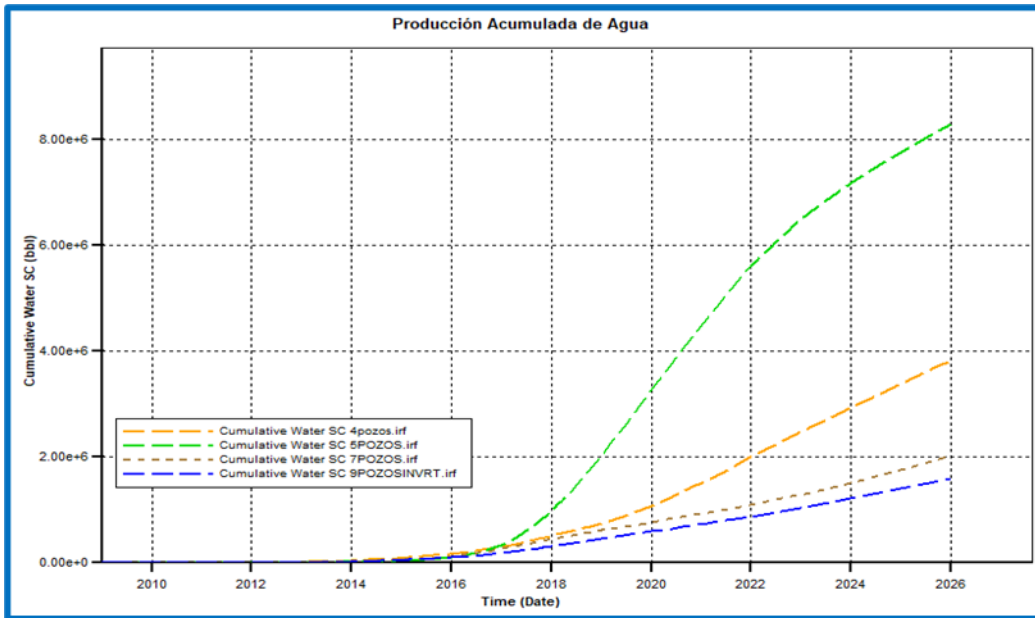


Figura 5. 10. curvas de producción acumulada de aceite con diferentes arreglos de pozos.

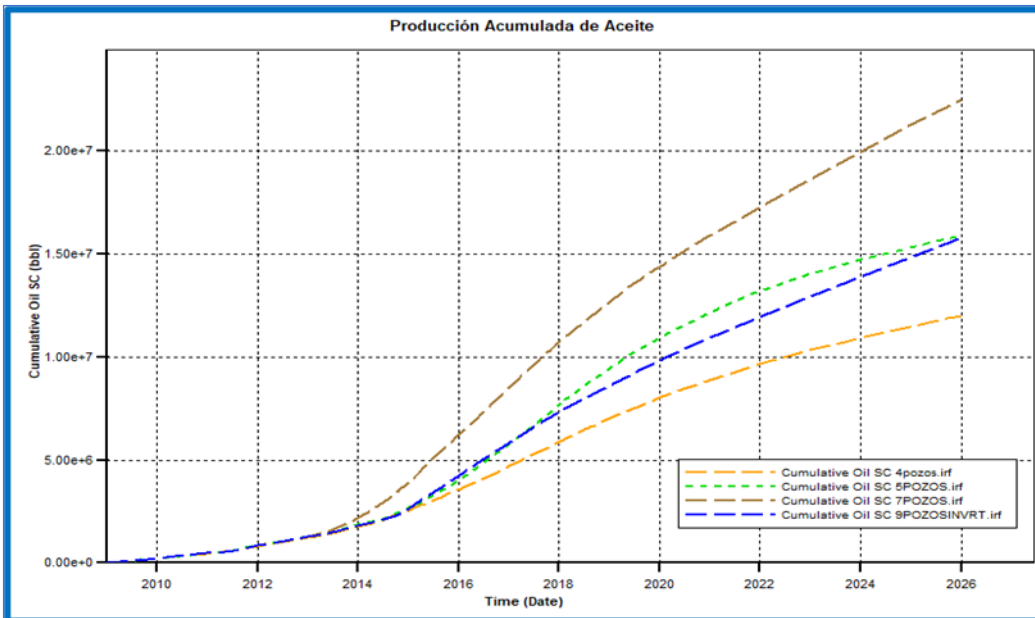


Figura 5. 9 curvas de producción de agua acumulada con diferentes arreglos de pozos.

Capítulo 6 Análisis y Resultados

Para cumplir el objetivo planteado al inicio de esta investigación se desarrolló un análisis de sensibilidad al modelo de simulación que se explica en el capítulo anterior. Este análisis consta de variar algunos parámetros que repercuten en el comportamiento del yacimiento y en la producción de aceite como: gasto de inyección, arreglo de pozos, densidad y viscosidad del fluido a inyectar.

A partir del análisis de sensibilidad se obtuvieron los datos de la **tabla 6.1** donde se muestra un resumen de las variables que prueban la eficiencia de la inyección de la emulsión en el yacimiento SPARK.

Tabla 6. 1. variables óptimas para la inyección de la emulsión W/O

Variable	Valor
Densidad	42.315 lb/ft ³
Viscosidad	2000 cp
Gasto de Inyección	2000 BPD
Arreglo de Pozos	7 pozos

Con los datos de la **tabla 6.1** la recuperación de aceite mediante la inyección de la emulsión basada en aceite de motor es un método eficiente, pues en comparación con el método de inyección cíclica de vapor la recuperación fue superior en un 10%.

En la **figura 6.1** se muestra el gráfico de la inyección de emulsión con las variables de la **tabla 6.1** comparado con la producción que mantenía con la inyección cíclica de vapor.

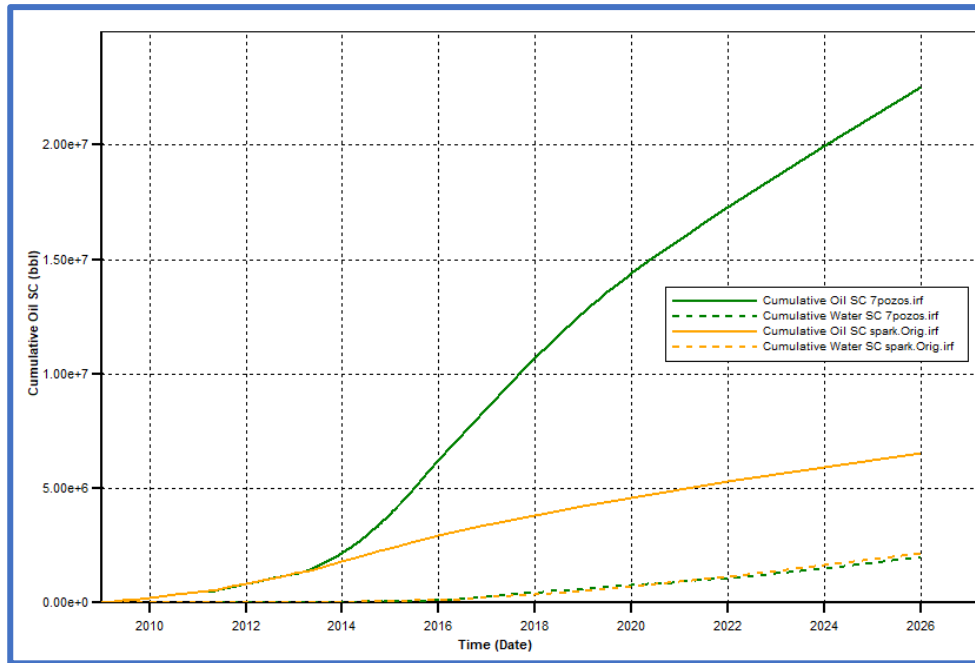


Figura 6.1 Grafico de la inyección de emulsión con las variables optimas.

Como se observa en la **figura 6.1**, el factor de recuperación es de 25%, permitiendo que la explotación de aceite con la inyección de emulsión W/O con aceite de motor sea un método viable. La producción de agua fue similar a la que se presenta a inicios del proyecto, nótese en la **figura 6.1** el incremento de agua pronunciado a partir del año 2013, fecha que coincide con la aplicación del método propuesto y la consecuente productividad de aceite.

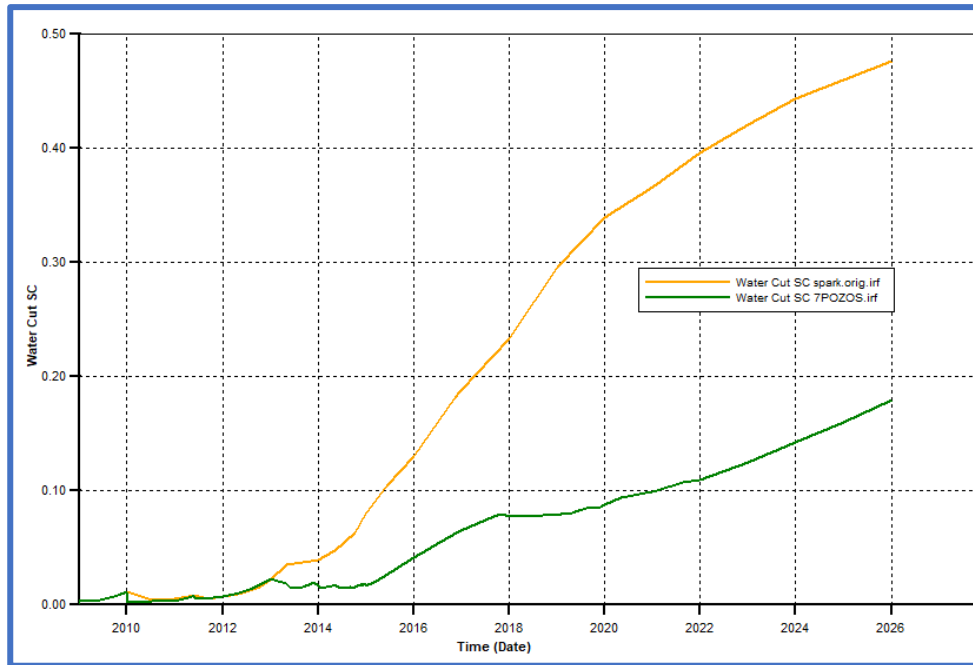


Figura 6. 2 Corte de agua del yacimiento SPARK después de la inyección de emulsión.

El corte de agua que se relaciona a la inyección de emulsión se mantiene con un incremento tolerable ya que mantiene una pendiente suave en todo el proceso de recuperación. Esto se debe a que el fluido emulsionado que desplaza el aceite forma una barrera que desvía el flujo de agua de la formación permitiendo el paso únicamente al crudo en el yacimiento.

Debido a la emulsión inyectada se induce un frente de flujo estable que genera un aumento de presión ocasionando la formación de un banco de aceite, además en un yacimiento de alta permeabilidad como el campo SPARK parte de la emulsión inyectada bloquea las zonas de mayor permeabilidad, permitiendo así el desplazamiento del banco de aceite hacia los pozos productores.

6.1 Análisis de Sensibilidad

6.1.1 Viscosidad

Primero se inyectó una emulsión con la misma viscosidad del crudo del yacimiento, aunque los resultados fueron favorables, se propusieron 4 valores diferentes de viscosidad: 200 cp, 500 cp, 1000 cp y 2000 cp para cubrir el rango de viscosidades estudiado en los experimentos mencionados anteriormente. La **figura 6.3** muestra el comportamiento de la producción de aceite debido a la inyección de emulsión con las viscosidades propuestas y aunque los resultados fueron positivos en todos los casos, la producción máxima óptima en la simulación se alcanza con la viscosidad de 2000 cp.

El aumento de la viscosidad de la emulsión inyectada mejora el desplazamiento general de aceite causando una eficiencia de barrido de mayor alcance, esto se refleja en el incremento de la producción de aceite que se observa en la **figura 6.3**. En este análisis es destacable mencionar que el patrón de desplazamiento tipo pistón se mantiene en gran medida en todos los casos.

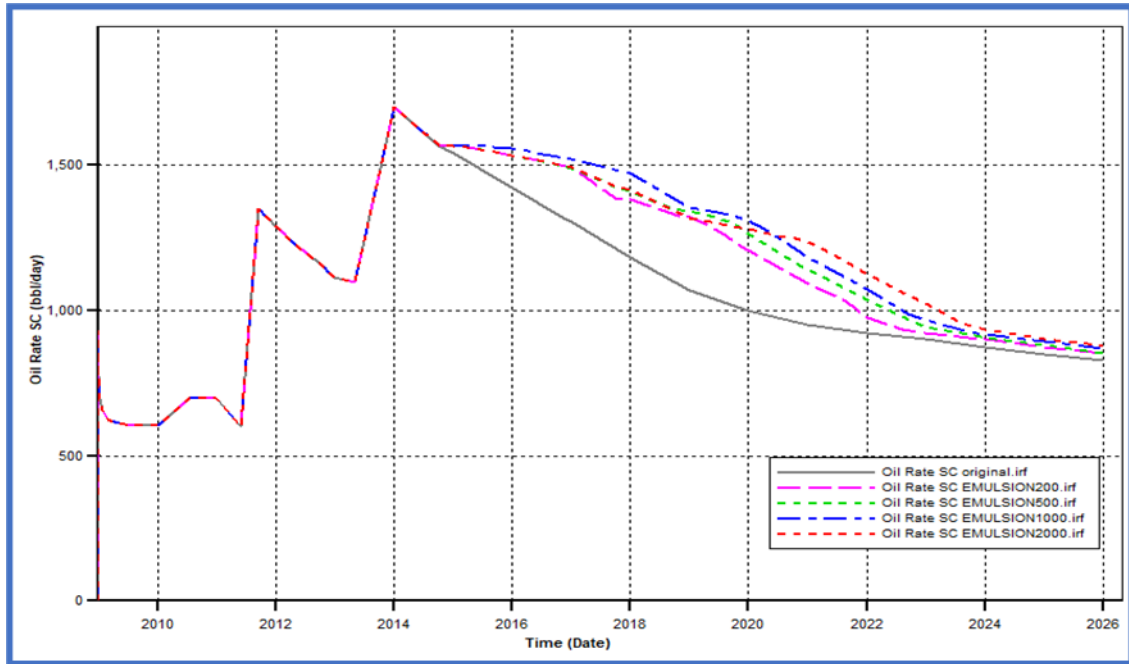


Figura 6. 3 Producción de aceite después de la inyección de emulsión a diferentes viscosidades, yacimiento SPARK

6.1.2 Densidad óptima de inyección

Para llegar a la densidad que nos ofrece la mayor recuperación en nuestro proceso, se proponen los siguientes valores: 15.615, 42.315, 43.543 y 62.366 lb/ft³, los cuales se evaluaron al hacer varias corridas en el modelo de simulación. La **figura 6.4** muestra que la densidad óptima para el proceso es de 42.315 lb /ft³, en comparación con las otras, esta densidad muestra una mayor recuperación y menor corte de agua, (**figura 6.5**).

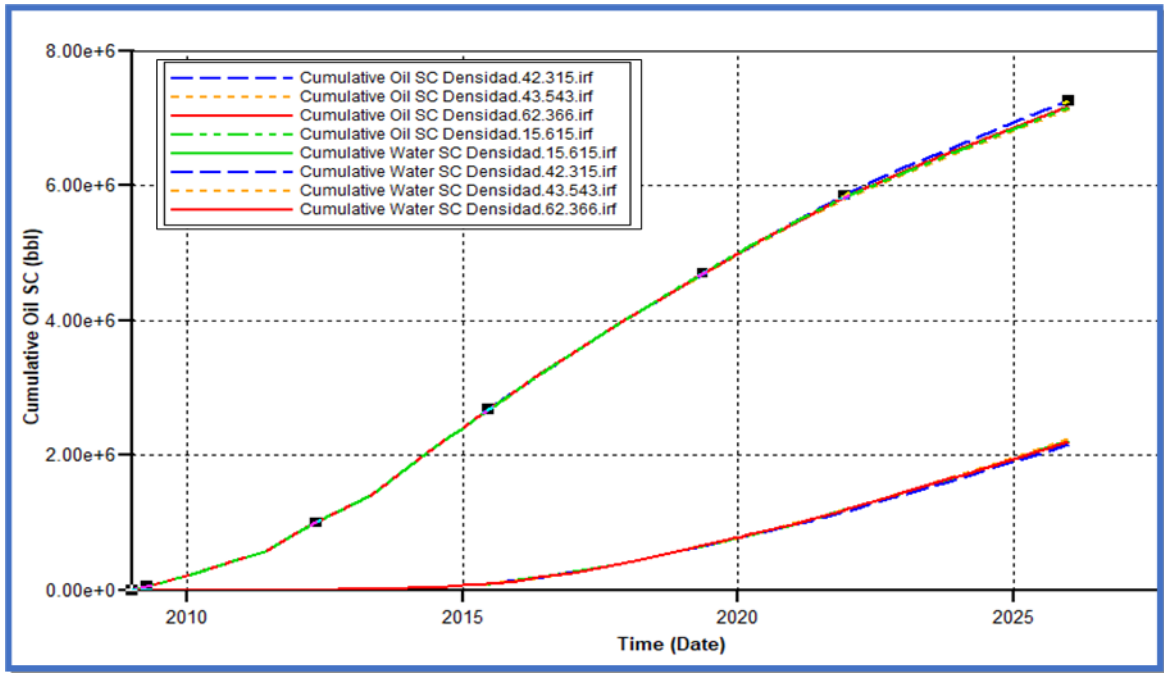


Figura 6. 4 Producción acumulada de aceite con diferentes valores de densidad 15.615, 42.315, 43.543 y 62.366 lb/ft³

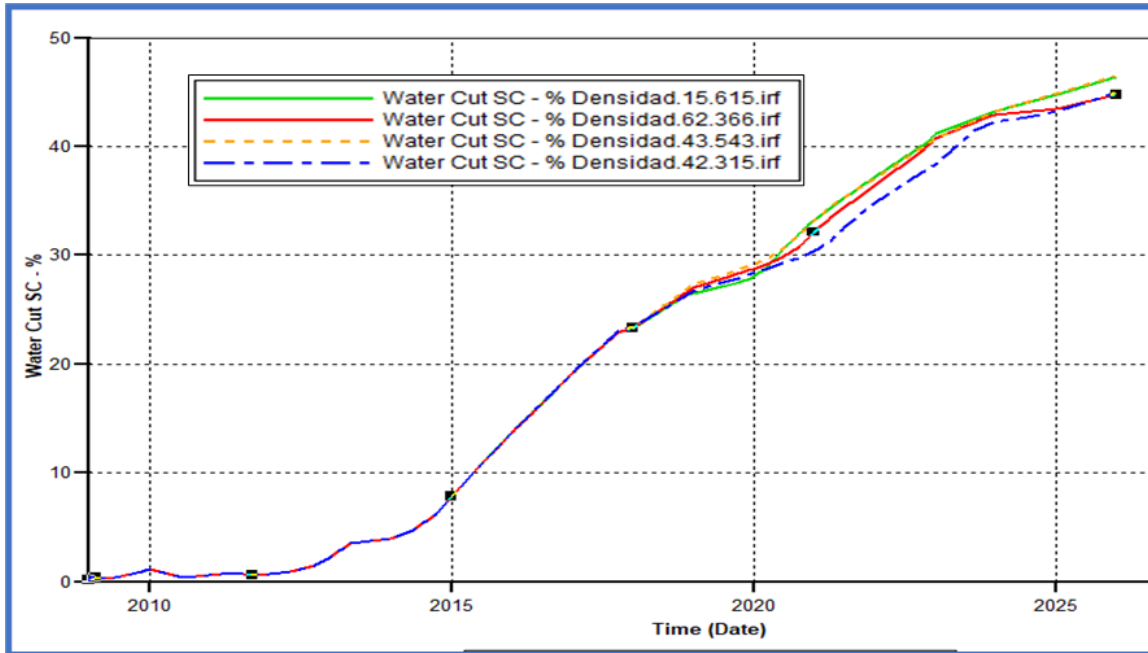


Figura 6. 5 Corte de agua después de inyectar la emulsión W/O a densidad, de 15.615, 42.315, 43.543 y 62.366 lb/ft³

6.1.3 Arreglo De Pozos Propuesto

Él resultado del arreglo de pozos con mayor eficiencia de barrido fue de 7 pozos, un arreglo no muy común en el estudio de la recuperación mejorada según Rivera, 2015.

En combinación con la inyección de emulsión la eficiencia de barrido que presenta el arreglo de 7 pozos (**figura 5.6**) es muy eficiente, la relación entre pozos productores e inyectores permiten una alta productividad de aceite y un corte de agua que aumenta moderadamente.

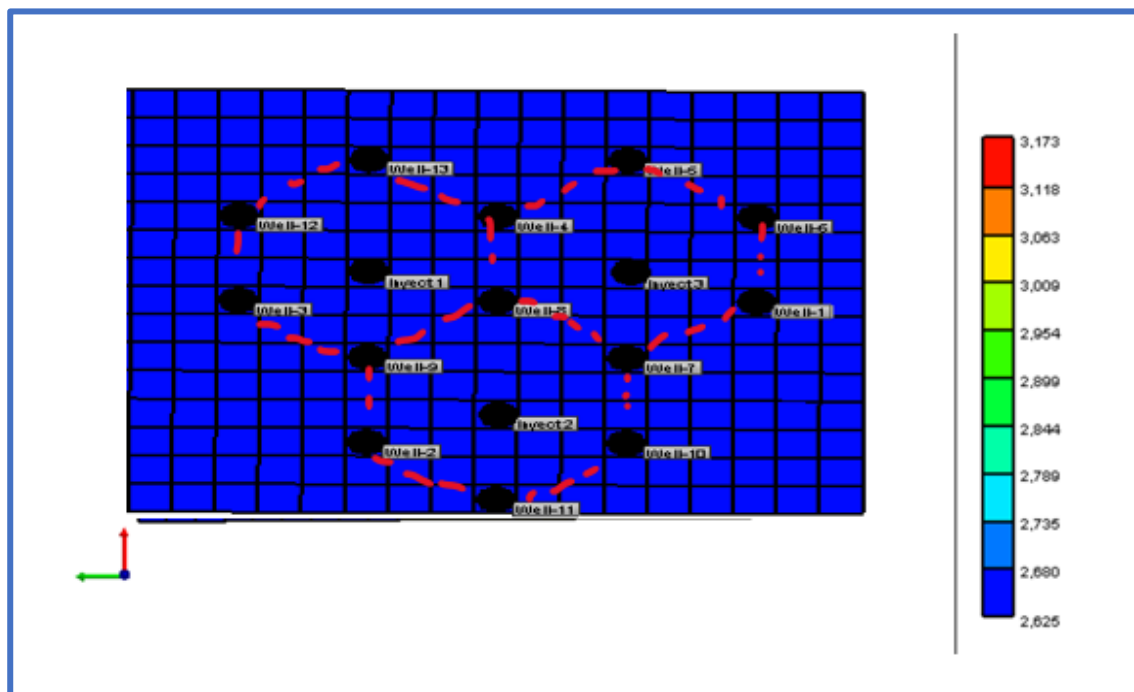


Figura 6. 6 Arreglo óptimo de 7 pozos.

6.1.4 Gasto Optimo de inyección

Con respecto al gasto de inyección es importante remarcar que nuestro modelo se basa en lo postulado por la ecuación de balance de materia, estableciendo que la diferencia entre la cantidad de fluidos iniciales y remanentes en el yacimiento es igual a la cantidad de fluidos producidos. El patrón de desplazamiento durante la inyección de emulsión es del tipo pistón respetando las

condiciones del balance de materia. De acuerdo con el histórico de producción del campo y las producciones de aceite obtenidas, se proponen diferentes gastos de inyección; 1000, 1500, 2000 y 2500 BPD.

Las **figuras 6.7 y 6.8** muestran el comportamiento de las curvas de producción de aceite a diferentes gastos de inyección, dándose a notar que en efecto el desplazamiento tipo pistón se manifiesta a cualquier gasto de inyección esto quiere decir que todo el aceite móvil es empujado por el frente de la emulsión, por lo que no existe producción de aceite en la zona detrás del frente.

La **figura 6.7** muestra que la producción de aceite a un gasto de inyección de 2500 bpd y 2000 bpd mantienen un comportamiento similar, la diferencia radica en la producción de agua acumulada, se observa que el gasto de 2500 bpd mantiene mayor producción de agua. El gasto de inyección adecuada para la simulación es de 2000 bpd ya que hay un balance entre el agua producida y la producción de aceite acumulada.

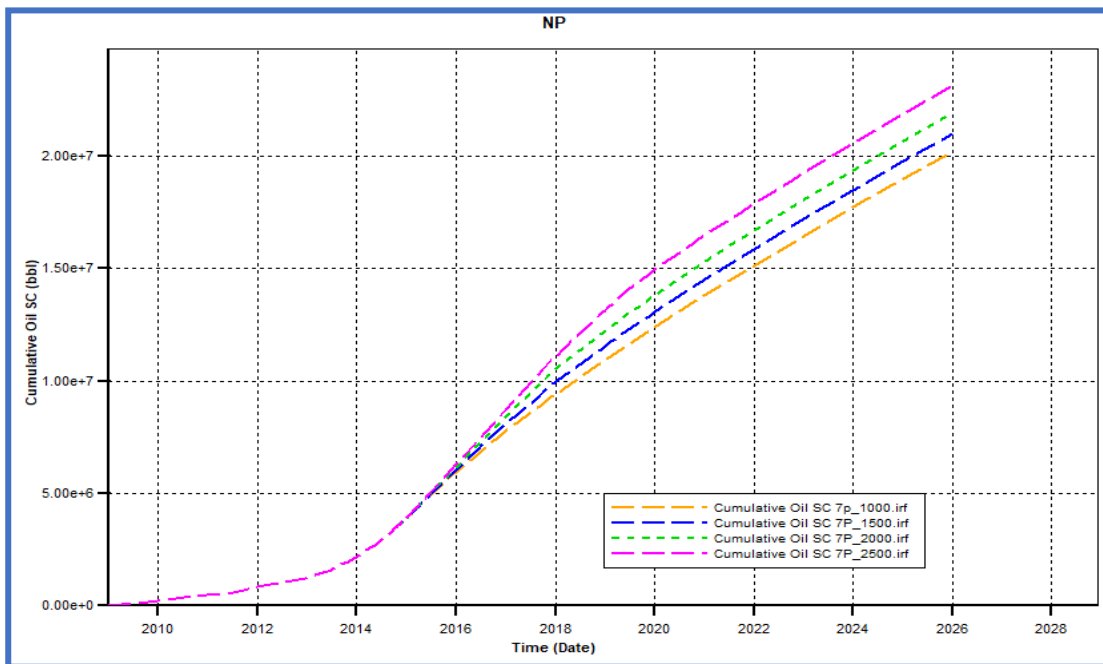


Figura 6. 7 Comportamiento de las curvas de producción de aceite acumulado a diferentes gastos

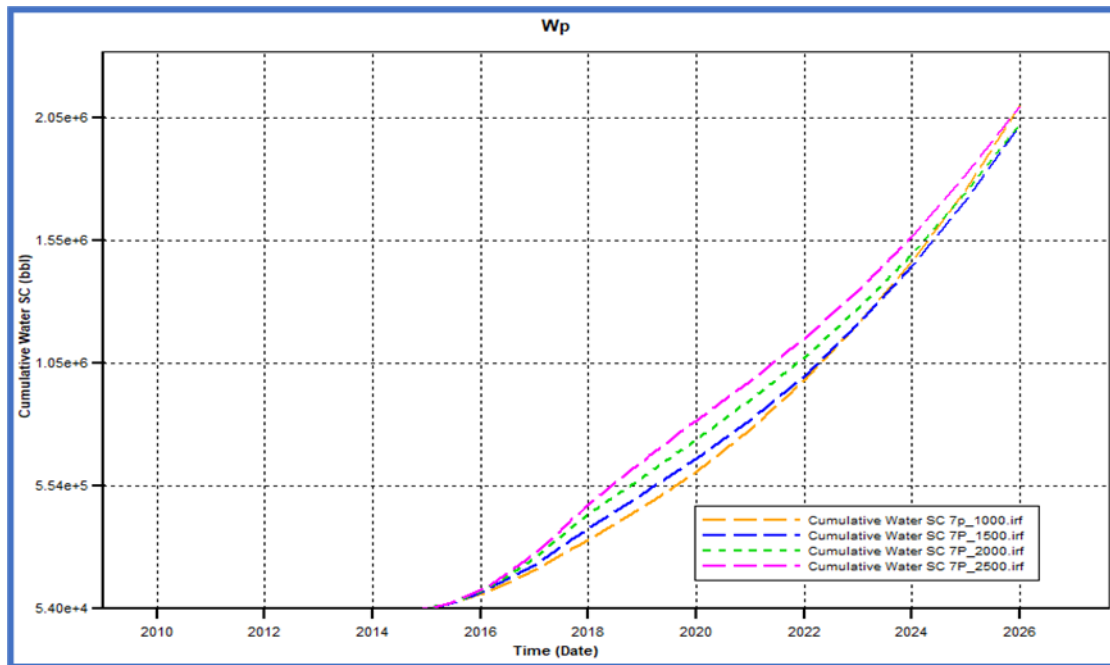


Figura 6. 8 Comportamiento de las curvas de producción de agua acumulada a diferentes gastos.

6.1.5 Screening

Con la investigación realizada previamente sobre emulsiones, yacimientos de aceite pesado y procesos de recuperación mejorada, además de la simulación en CMG se pueden englobar ciertas características y propiedades que hacen a un yacimiento de aceite pesado candidato para la inyección de emulsiones W/O. En la **tabla 6.2** se presentan las característica y propiedades con sus parámetros de aplicación con el fin de facilitar en trabajos futuros de investigación la aplicación de este proceso de recuperación mejorada.

Tabla 6. 2. Parámetros de screening

Parámetros screening	Rango/valor recomendado
Aceite	
Viscosidad	3000-5000 cp
Gravedad	≤ 20 °API
Composición	Pesados y Extrapesados
Yacimiento	
Tipo de Formación	Preferentemente areniscas
Profundidad	≤1300 ft
Temperatura	110-115 °F
Espesor	50-70 ft
Presión Inicial del yacimiento	1050-1120 Psi
Porosidad	25-30 %
Permeabilidad	≤5000 mD
Saturación Inicial de aceite	≥ 30%
Mojabilidad	Mojado por agua
Gasto de inyección	2000-2500 bpd

6.2 Desventajas de la inyección cíclica de vapor en el yacimiento SPARK

A continuación, se presentan las desventajas operativas y económicas que tuvo la inyección cíclica de vapor y por qué se eligió aplicar la inyección de emulsión en el yacimiento.

- En la inyección de vapor la demanda de gas natural que se utiliza para generar el vapor, que además debe tener cierta calidad, genera gastos demasiado altos y en ocasiones impiden que la recuperación del aceite pesado sea rentable.
- Otro problema son las pérdidas de calor que impiden el flujo de aceite hacia los pozos productores provocando que un pozo deba estar sometido a varios ciclos de inyección de

vapor, causando la disminución de producción en cada ciclo a través del tiempo, como se muestra en la **figura 6.4**.

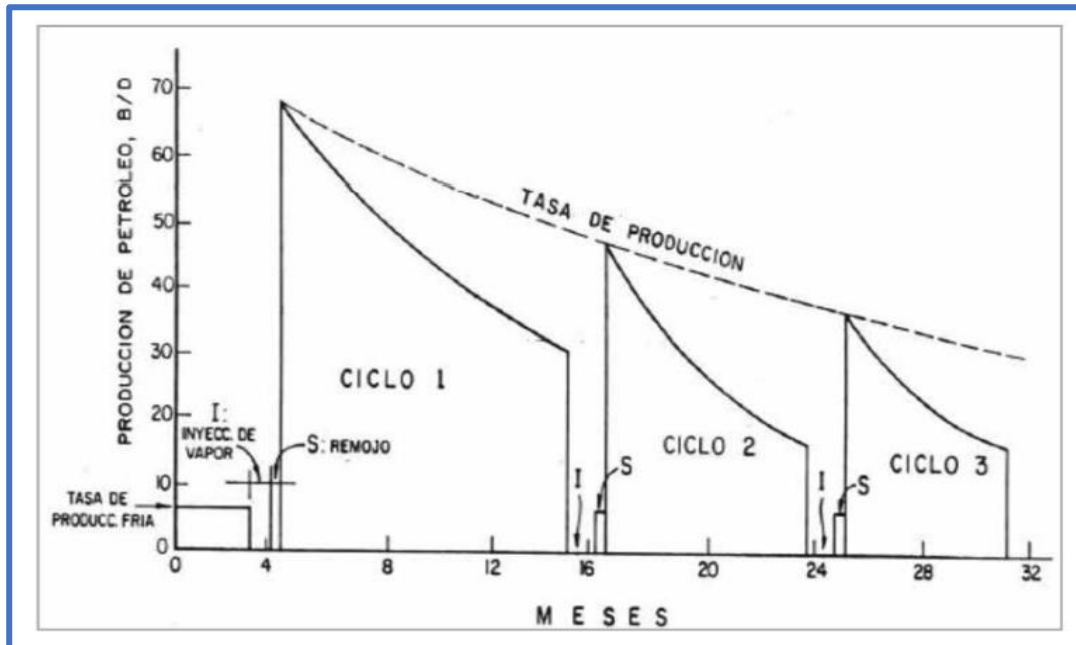


Figura 6. 4 Representación de una inyección cíclica de vapor[Sosa,2016]

- Debido a que la inyección de vapor se lleva a cabo en formaciones someras, poco consolidadas, se genera producción de arena junto con los fluidos provocando inconvenientes como: restricción de la tasa de producción, desgaste del equipo de producción y aumento de la frecuencia en los servicios de limpieza.

6.3 Ventajas de la Inyección de Emulsión en yacimiento SPARK

A continuación, se presentan las ventajas operativas y económicas que tiene la inyección de emulsión.

- Al crear la emulsión en superficie se tiene un mayor control de sus propiedades (viscosidad, densidad) que favorecen las condiciones en las que se inyecta y se obtiene una mejor eficiencia de barrido. En comparación con el método AS la emulsión se crea in situ disminuyendo el control sobre las propiedades, lo cual provoca incertidumbre en la recuperación.
- Al crear la emulsión se utiliza aceite de motor usado que por sus partículas finas de hollín facilita la emulsificación disminuyendo la tensión interfacial entre las fases y mejorando la estabilidad, por lo que no es necesario agregar un emulsionante.
- Cuando el agua de un pozo petrolero constituye hasta 30% se pueden utilizar diferentes polímeros, álcalis o surfactantes para recuperar el petróleo, sin embargo, cuando se produce de un 50% a un 60% se puede utilizar la emulsión, la cual bloquea el paso preferencial del agua y así incrementa el petróleo que se puede recuperar.

En la revisión de la literatura se explica que el uso de emulsiones (W/O ó bien O/W) como fluido desplazante se ha desarrollado y aprobado a partir de varios experimentos documentando los resultados y la eficiencia. Por ejemplo, McAuliffe en 1973 publico la inyección de una emulsión O/W hecha con aceite crudo y soluciones diluidas, de igual manera Farouq Ali y algunos colaboradores en 1979 generaron emulsiones estables W/O utilizando agua de diferentes pH que posteriormente se inyectaron como baches de fluido que desplazaban el aceite en el yacimiento demostrando su efectividad.

Conclusiones

La inyección de emulsión W/O con aceite de motor usado aportó una recuperación extra del 10 % al factor de recuperación en el yacimiento SPARK, por tanto, se concluye que la emulsión W/O tuvo resultados exitosos en la recuperación de aceite pesado debido a su composición 60% agua y 40% aceite de motor usado, con viscosidad de 2000 cp lo que generó estabilidad en todo el proceso, sin embargo cuando se aumenta la cantidad del agua se presentan problemas de viscosidad al desplazar el aceite remanente.

El uso de aceite de motor usado para formar la emulsión resultó ser una buena opción, debido a las partículas de hollín que contiene las cuales funcionan como un agente estabilizador en la emulsión evitando utilizar surfactantes que aumenten el costo del proceso. Por otro lado, también es ecológicamente favorable, en lugar de desechar el aceite se puede reutilizar y así evitar contaminar el medio ambiente.

Con los resultados obtenidos de la simulación numérica se definieron los parámetros de Screening que nos ayudan a identificar yacimientos de aceite pesado que sean candidatos para aplicar la inyección de emulsión W/O.

Los resultados de esta investigación al ser exitosos generan la posibilidad de implementarlo en un campo desarrollándolo a través de una prueba piloto para comprobar la eficiencia de la inyección de la emulsión con aceite de motor.

Esta investigación se limitó a la parte técnica, la parte económica no fue analizada y por lo tanto, la aplicabilidad del método está sujeta a una evaluación económica.

Recomendaciones

Se recomienda que este método se aplique a los yacimientos cuyas características entran en el rango propuesto en la tabla de screening ya que estas característica y propiedades con sus parámetros aumentan la probabilidad de éxito en la aplicación del método.

El tiempo de estabilidad de la emulsión varía de 2 a 5 años por lo que se recomienda usar un tiempo intermedio de inyección, ya que al inyectar la emulsión por mucho tiempo la descomposición de la emulsión es inminente.

La investigación realizada fue únicamente teórica, aunque se basó en artículos científicos donde se ha experimentado esta inyección de emulsión con aceite de motor usado en núcleos de yacimientos de aceite pesado, aun se pueden hacer más pruebas de laboratorio con tipos de roca diferentes o con otro tipo de emulsiones.

Este trabajo se limitó a la parte técnica, la parte económica no fue analizada y por lo tanto, la aplicabilidad del método está sujeta a una evaluación económica.

Nomenclatura

NOMENCLATURA	SIGNIFICADO
°API	Unidad de medición de la densidad, según el American Petroleum Institute
W/O	Emulsión agua en aceite
O/W	Emulsión aceite en agua
W/O/W y O/W/O	Emulsiones múltiples
Mm	Micrómetro
PH	Medida del grado de acidez o alcalinidad de una sustancia o una solución
SDS	Dodecilsulfato sódico
°F	Grados Farenheit
γ	Tensión interfacial
Lbm	Unidad Libra masa
V	Unidad de volumen
T	Temperatura
PIT	Phase InversionTemperature O Método de inversión de fase por cambio de temperatura (traducido al español)
Rpm	Revoluciones por minuto
Ft	Pies
M	metro
ρ	Densidad
Lbf	Libra fuerza
CHOPS	Cold Heavy Oil Production with Sands o Recuperación en frío(traducido al español)
ISC	

CSS	Cyclic Steam Stimulation o estimulación cíclica de vapor (traducido al español)
SAGD	Steam assisted gravity drainage o inyección de vapor asistida por gravedad (traducido al español).
THAI	Toe-to-heel air injection o inyección de aire de talón a pie (traducido al español)
VAPEX	Vapor extraction o extracción con vapor (traducido al español)
OOIP	Original oil in place o aceite original en sitio (traducido al español).
SAG	Steam assisted gravity o inyección de vapor asistida por gravedad
SA-SAGD	Drenaje gravitacional asistido por vapor/solvente
SAGP	Steam and gas push o empuje de vapor y gas (traducido al español)
°C	Grados Centigrados
CAPRI	Catalytic Upgrading Process In Situ o Proceso de mejora catalítica in situ (traducido al español).
EOR	Enhanced Oil Recovery o Recuperación Mejorada (traducido al español)
TDS	Sólidos disueltos totales.
mD	Milidarcy
cP	Centipoise (unidad de medida de viscosidad)
ppm	Partes por millón
ASP	Polímero de surfactante alcalino
BD	Barriles por día
Sw	Saturación de agua en yacimiento
γ_o	densidad relativa del aceite
N_p	Producción acumulada de aceite.
G_p	Producción acumulada de gas

N	Volumen original de aceite
G	Volumen original de gas
MMB	Millones de barriles
PVT	Análisis presión volumen temperatura.
1P	Reserva de hidrocarburos probada
2P	Reserva de hidrocarburos probada más probable
3P	
CNH	Comisión Nacional De Hidrocarburos
AS	inyección con álcali-surfactante
IFT	tensión interfacial
EPA	Environment Protection Agency o Agencia de Protección del Medio Ambiente, (traducido al español)

Bibliografía

1. Prieto Tayde. (2016, julio). Resultados exitosos del método alternativo a la inyección de vapor, para la incorporación de producción de aceite extrapesado en arenas con altas saturaciones de agua en el campo Samaria Terciario, Pemex Exploración y Producción. VOL. 56 No. (7). p.p. 397-412.
2. Gonzales, Deisy. (2007, abril 18). Problemas Operacionales Frecuentes Durante Procesos de Inyección Cíclica de Vapor. Revista Fuentes, El Reventón Energético Vol.5 No (4), pp.19-26.
3. Arteaga, J. R. (2021, 21 abril). Filantropía en tiempos de pandemia. Forbes México. <https://www.forbes.com.mx/filantropia-en-tiempos-de-pandemia-covid19/>
4. Online, C. (2017, 10 enero). *Recolección de aceites de motor*. Cosmos Online. Recuperado 22 de marzo de 2022, de <https://www.cosmos.com.mx/producto/recoleccion-de-aceites-de-motor-884y.html>
5. González, E. (2021, 30 octubre). *Estos son los países más contaminantes, según estudio*. Energía Hoy. Recuperado 21 de marzo de 2022, de <https://energiahoy.com/2021/10/29/estos-son-los-paises-mas-contaminantes-segun-estudio/#:%7E:text=Estados%20Unidos%2C%20China%2C%20Rusia%2C,las%20Naciones%20Unidas%20sobre%20Cambio.>
6. Cerón B.,(Febrero, 2016), “Introducción A La Refinación Del Petróleo”, Escuela Politécnica Nacional, Ecuador. Tipo de naftas.

7. Muñoz, J. M. (2020, 3 noviembre). *¿Dónde tirar el aceite quemado de mi carro?* autofact. Recuperado 28 de enero de 2022, de <https://www.autofact.com.mx/blog/mi-carro/mecanica/donde-tirar-aceite-quemado>
8. *Manual de buenas prácticas de manejo para los aceites usados automotrices*. (2012, 7 diciembre). instituto nacional de ecología y cambio climático. Recuperado 17 de noviembre de 2021, de <http://www2.inecc.gob.mx/publicaciones2/folletos/324/324.html>
9. SERRANO, C. M. (2019). Aspectos técnico-económicos para la selección de un proceso de recuperación secundaria y/o mejorada para un yacimiento carbonatado de alta temperatura y salinidad. [Libro electrónico]. En S. López (Ed.), *Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo "PUMA"*. (pp. 75–77).
10. Kumar, R., Dao, E., & Mohanty, K. K. K. (2012, 23 Marzo). *Heavy-Oil Recovery by In-Situ Emulsion Formation*. OnePetro. <https://onepetro.org/SJ/article-abstract/17/02/326/198023/Heavy-Oil-Recovery-by-In-Situ-Emulsion-Formation?redirectedFrom=fulltext>
11. *Role of oil-water emulsion in enhanced oil recovery*. (2010, 1 Agosto). IEEE Conference Publication | IEEE Xplore. <https://ieeexplore.ieee.org/document/5560393>
12. T. (2017, 4 mayo). *El manejo del aceite quemado y su reciclaje*. Transporte en México - Transporte.mx. <https://www.transporte.mx/el-manejo-del-aceite-quemado-y-su-reciclaje/> (s. f.). *Aceite usado*. Aguamarket. Recuperado 26 de febrero de 2022, de <https://www.aguamarket.com/diccionario/terminos.asp?Id=6271>.

13. Lara, A. (2018). Situación Y Retos Para El Desarrollo De Los Crudos Pesados Y Extrapesados De México [Tesis De Licenciatura]. Universidad Nacional Autónoma De México, CDMX.
14. Hussein, Felix et. al. (2006). La importancia del petróleo pesado. *Oilfield Review*, pp. 38-50.
15. Stebbins, S.(2019, mayo 22).These 15 countries, as home to largest reserves, control the world's oil. Use to Day de <https://www.usatoday.com/story/money/2019/05/22/largest-oil-reserves-in-world-15-countries-that-control-the-worlds-oil/39497945/>
16. Meaning of Unconventional Petroleum Geology. [Archivo PDF] <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-812234-1.00002-9> Copyright © 2017 Petroleum Industry Press. Published by Elsevier Inc.
17. Meyer, R.F., Attanasi, E.D., and Freeman, P.A., 2007, Heavy oil and natural bitumen resources in geological basins of the world: U.S. Geological Survey Open-File Report 2007-1084. Recuperado de <http://pubs.usgs.gov/of/2007/1084/>.
18. Reyes, R.M., León G.A., López B.G., (2017, octubre). Nueva clasificación para yacimientos de aceites pesados y extrapesados de México. VOL. 57 No. 6, p.p. 421-436.
19. <https://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/heavy-oil/about-heavy-oil/how-is-heavyoilcaptured/default.html#:~:text=Falling%20into%20the%20%E2%80%9Ccold%20production,30%25%20for%20conventional%20oil>.
20. Gob.mx. 2022. [online] Available at: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/631695/2021.04.20._DSD_-_OdG_Reservas_al_1-ene-2021._vf-web-CNH.pdf [Accessed 7 April 2022].

21. <https://www.virtualpro.co/noticias/los-paises-con-las-mayores-reservas-de-petroleo-en-el-mundo>
22. Druetta, P. (2019, June 23). Chemical enhanced oil recovery and the role of chemical product design. *Applied Energy*, volumen (252), pp. 43.
23. Flores, L., (2009), *Recuperación Mejorada De Petróleo (EOR) Mediante Inyección De Nitrógeno En El Noroeste Peruano*, [Tesis De Licenciatura], Universidad Nacional De Ingeniería, Lima.
24. Franco, G. (2020, abril). Centro Nacional de Recuperación Avanzada de Hidrocarburos como apoyo a la seguridad energética de México. *Energy & Commerce*, volumen (32). Pp. 44.
25. Rangel, E. (2012, June 4). El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada [archivo PDF]. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/149844/IOR_EOR_published.pdf.
26. Rivera, L., (2015, abril), *Apuntes De Recuperación Secundaria Y Mejorada*, [Tesis De Licenciatura], Universidad Nacional Autónoma De México, Ciudad De México.
27. Sandrea, R. (Julio, 2019). Entendiendo los Desafíos para el Futuro del Petróleo y el Gas en México [archivo PDF]. Recuperado de <https://eprinc.org/wp-content/uploads/2019/07/Sandrea-Mexico-Paper-Spanish-EMILY-July-2019-FINAL.pdf>
28. Santamaria, C., (S.F.), *Recuperación Mejorada De Petróleo Mediante La Inyección De Dioxido De Carbono Antropogénico*, Petroquimex, <https://petroquimex.com/recuperacion-mejorada-de-petroleo-mediante-la-inyeccion-de-dioxido-de-carbono-antropogenico/>
29. Speight, J. (2013). *Thermal Methods of Recovery. Heavy Oil Production Processes* (180). EE. UU. Editorial Elsevier.

30. Thomas, S., (2008), Enhanced Oil Recovery-An Overview, Oil & Gas Science and Technology, Vol.63, Pp. 9-19.
31. Mariano, E. (2020, 14 mayo). *Análisis regional de crudo pesado y extrapesado de la sonda de Campeche*. Energy & Commerce. Recuperado 6 de julio de 2022, de <https://energyandcommerce.com.mx/analisis-regional-de-crudo-pesado-y-extrapesado-de-la-sonda-de-campeche/>
32. Sunil, Kokal. (2005, february),Crude-Oil Emulsions: A State-Of-The-Art Review. [Archivo PDF]. Recuperado de la página <https://doi.org/10.2118/77497-PA>.
33. Erich, Martín. et al. (2016, abril). Factores que influyen en la estabilidad de emulsiones de petróleo crudo y aceite de transmisión con soluciones de tensoactivo. Revista Cubana de Ingeniería, Volumen (VII), pp.43-49.
34. Ajay, Mandal. (2010, march). Characterization of Oil-Water Emulsión and Its Use in Enhanced Oil Recovery. Department of Petroleum Engineering, Indian School of Mines. Volume (49).
35. Hussein K. Abedl-Aal, Mohamend A. Aggour, Mohamed A. Fahim,(s. f.), Emulsion Treatment and Dehydration of Crude Oil, Petroleum and Gas Field Processing (171-173), Boca Ratón USA, CRC Press.
36. Schramm Laurier L., (s. f.). Petroleum emulsions, Basic Principles. Recuperado de la página <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/ba-1992-0231.ch001>.
37. Enríquez, O.(2016). Fundamentos De Las Emulsiones Agua-Aceite Crudo Y Su Aplicación En La Industria Petrolera [Tesis de licenciatura]. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma De México.

38. Masato Kukizaki, Masahiro Goto, (2008, May), Demulsification of water-in-oil emulsions by permeation through Shirasu-porous-glass (SPG) membranes. [Archivo PDF]. Recuperado de la página <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0376738808004778>.
39. Holloway, F.H., (s. f.). The chemical treatment offshore oil and gas production. [Archivo PDF]. Recuperado de la página <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-6678-MS>.
40. Velásquez Ingrid, Pereira Juan C., (2014, diciembre), Emulsiones De Agua En Crudo, Aspectos Generales. Ingeniería UC, volumen (21), pp 47-50.
41. Ferré P., [Ed.]. (2018), Las Emulsiones De Betún Su Química Y Su Física, S.C., Asociación Técnica De Emulsiones Bituminosas.