

**ELABORACIÓN Y EVALUACIÓN DE UN TRATAMIENTO MEJORADOR DE  
MOVILIDAD PARA CRUDOS PESADOS EN OPERACIONES DE  
ESTIMULACIÓN QUÍMICA.**

**KEVIN DAVID LEAL GODOY**



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
PAMPLONA, NORTE DE SANTANDER**

**2019**

**ELABORACIÓN Y EVALUACIÓN DE UN TRATAMIENTO MEJORADOR DE  
MOVILIDAD PARA CRUDOS PESADOS EN OPERACIONES DE  
ESTIMULACIÓN QUÍMICA.**

**KEVIN DAVID LEAL GODOY**

**Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar por el título de:  
INGENIERO QUÍMICO.**

**Director:**

**DAHIYANA CRISTANCHO ALBARRACIN**  
**Ingeniera Química, MSc. en ingeniería de Petróleos**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA**  
**PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA.**  
**PAMPLONA, NORTE DE SANTANDER**

**2019.**



## DEDICATORIA

A Dios, quien cuida mis pasos en este largo camino llamado vida.

A mi madre y padre; Luzmila Godoy y David Leal, por su amor incondicional y por su apoyo en todos los momentos difíciles

A mis hermanos, por su compañía y consejos.

A mi hija Mariana Leal Pedrozo, eres fuente inagotable de amor. A Julieth Pedrozo meza, gracias por todo.



## AGRADECIMIENTOS

A mi directora, MSc. Dahiyana Cristancho por su dedicación y paciencia para llevar a cabo este proyecto.

A la Universidad de Pamplona y a todos los docentes que fueron parte de mi formación como profesional.

A la empresa Guacamaya Oil Services, por brindarme la oportunidad de aprender y crecer profesionalmente.

Al ingeniero Ricardo Correa, por la ayuda y el acompañamiento en esta etapa tan importante.

Al ingeniero Nelson Acevedo, por la ayuda en el laboratorio y por compartir sus conocimientos.



## TABLA DE CONTENIDO

INDICE DE TABLAS .....	XIV
ABREVIATURAS .....	XVI
RESUMEN.....	XVII
ABSTRACT.....	XIX
1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1. Planteamiento del problema y justificación .....	3
1.2. Objetivos .....	4
1.2.1. Objetivo general .....	4
1.2.2. Objetivos específicos .....	4
2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. Propiedades físicas y químicas del petróleo.....	5
2.1.1. Propiedades físicas .....	5
2.1.2. Propiedades químicas.....	6
2.2. Clasificación del petróleo.....	7
2.2.1. Según su densidad relativa .....	7
2.2.2. Según su proceso de extracción .....	8
2.2.3. Según sus componentes químicos.....	9
2.3. El petróleo pesado .....	12
2.4. Precipitados del petróleo .....	13
2.4.1. Asfaltenos.....	13



2.4.2.	Ceras o parafinas .....	15
2.5.	Los asfaltenos .....	17
2.5.1.	Factores que producen la precipitación de los asfaltenos .....	19
2.5.2.	Influencia de los asfaltenos en la estabilidad de las emulsiones de agua en crudo 22	
2.5.3.	Tratamiento químico para los asfaltenos y su influencia en la viscosidad ....	23
2.5.4.	Tipo de productos químicos para reducir la viscosidad mediante el control de asfaltenos.....	26
2.6.	Tecnologías aplicables y disponibles para producción de crudos .....	27
2.6.1.	Métodos de producción primaria .....	28
2.6.2.	Métodos de recuperación secundaria .....	29
2.6.3.	Métodos de recuperación terciaria (EOR).....	30
2.7.	Principales métodos de recuperación para crudos pesados y extrapesados .....	31
2.7.1.	Métodos no convencionales no térmicos. ....	31
2.7.2.	Métodos no convencionales térmicos .....	44
2.8.	Surfactantes .....	49
2.8.1.	Clasificación de los surfactantes .....	52
2.8.2.	Uso de los surfactantes en la industria petrolera.....	56
3.	METODOLOGÍA .....	75
3.1.	Equipos y materiales .....	75
3.2.	Caracterización del crudo.....	77
3.2.1.	Estabilidad de asfaltenos (Prueba de Oliensis) .....	77
3.2.2.	Contenido de asfaltenos por insolubles en n-Heptano .....	78



3.2.3. Gravedad API.....	79
3.2.4. Análisis BS&W ( <i>Basic Solids and Water</i> , Sólidos Básicos y Agua).....	80
3.2.5. Viscosidad .....	81
3.2.6. Viscosidad vs Temperatura .....	82
3.3. Caracterización de los reductores de viscosidad.....	82
3.3.1. Estado físico, color y olor .....	82
3.3.2. Compatibilidad entre las bases y los solventes .....	83
3.4. Evaluación de la eficiencia de los reductores de viscosidad.....	83
3.4.1. Concentración de reductores de viscosidad y prueba de viscosidad.....	83
3.4.2. Prueba de oliensis.....	84
3.5. Pruebas de compatibilidad .....	84
3.5.1. Pruebas de botella .....	84
3.5.2. ADT (Prueba de Dispersión de Asfaltenos).....	85
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	85
4.1. Caracterización del crudo.....	85
4.1.1. Estabilidad de asfaltenos (Prueba de Oliensis) .....	86
4.1.2. Contenido de asfaltenos por insolubles en n-Heptano .....	87
4.1.3. Gravedad API.....	90
4.1.4. Análisis BS&W ( <i>Basic Solids and Water</i> , Sólidos Básicos y Agua).....	92
4.1.5. Viscosidad .....	95
4.1.6. Viscosidad vs Temperatura .....	96
4.2. Caracterización de los reductores de viscosidad.....	99
4.2.1. Estado físico, color y olor .....	99



4.2.2. Compatibilidad entre las bases y los solventes .....	100
4.3. Evaluación de la eficiencia de los reductores de viscosidad.....	101
4.3.1. Concentración de reductores de viscosidad.....	102
4.3.2. prueba de oliensis.....	121
4.4. Pruebas de compatibilidad .....	123
4.4.1. Pruebas de botella .....	124
4.4.2. Prueba de Dispersión de Asfaltenos (ADT).....	128
5. CONCLUSIONES .....	130
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	132





## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. <i>Ejemplos de estructuras moleculares de saturados</i> .....	9
Figura 2. <i>Ejemplos de estructuras moleculares de aromaticos</i> .....	10
Figura 3. <i>Ejemplos de estructuras moleculares de resinas</i> .....	11
Figura 4. <i>Ejemplos de estructuras moleculares de asfaltenos</i> .....	12
Figura 5. <i>Esquema simplificado de la estructura del aceite crudo</i> .....	13
Figura 6. <i>Efecto de la presión en la estabilidad de los asfaltenos</i> .....	15
Figura 7. <i>Características de asfaltenos C7 y C5</i> .....	18
Figura 8. <i>Estructura de algunos asfaltenos</i> .....	18
Figura 9. <i>Deposición electrocinética</i> .....	22
Figura 10. <i>Esquema del mecanismo de interacción entre asfaltenos y resinas</i> .....	23
Figura 11. <i>Subdivisión de los métodos de recuperación</i> .....	27
Figura 12. <i>Métodos no convencionales de recuperación mejorada del petróleo</i> .....	31
Figura 13. <i>Proceso de invasión con polímeros</i> .....	33
Figura 14. <i>Esquema de una invasión con surfactantes</i> .....	34
Figura 15. <i>Recuperación por inundación alcalina</i> .....	36
Figura 16. <i>Proceso miscible con gas enriquecido</i> .....	37
Figura 17. <i>Proceso de inyección alternada de agua y gas</i> .....	38
Figura 18. <i>Proceso de inyección usando solventes</i> .....	40
Figura 19. <i>Proceso de inyección de CO<sub>2</sub></i> .....	41
Figura 20. <i>Proceso miscible con gas vaporizante</i> .....	42
Figura 21. <i>Recuperación de petróleo por inundación con microorganismos</i> .....	44
Figura 22. <i>Proceso de inyección continua de vapor</i> .....	46
Figura 23. <i>Esquema de una combustión in situ convencional</i> .....	48



Figura 24. <i>Proceso de combustión en reverso</i> .....	49
Figura 25. <i>Molécula de surfactante y su comportamiento en medio acuoso</i> .....	50
Figura 26. <i>Orientación de la molécula surfactante en la interfase agua-aceite</i> .....	51
Figura 27. <i>Escala de los valores HLB de diversos agentes tensoactivos</i> .....	55
Figura 28. <i>Recorrido de los lodos de perforación</i> .....	58
Figura 29. <i>Acidificación mediante la inyección de una emulsión de ácido en kerosén</i> .....	61
Figura 30. <i>Acidificación y taponamiento con inyección de espumas</i> .....	62
Figura 31. <i>Principio de los métodos de recuperación mejorada por inyección de productos químicos</i> .....	63
Figura 32. <i>Dónde y porqué se producen emulsiones agua/crudo</i> .....	65
Figura 33. <i>Deshidratación de crudo en cabeza de pozo</i> .....	67
Figura 34. <i>Corrosión en medio sulfhídrico e inhibición por adsorción de surfactantes catiónicos</i> .....	68
Figura 35. <i>Acción detergente en medio no-polar</i> .....	69
Figura 36. <i>Solubilización micelar de una sustancia polar en medio no-polar</i> .....	70
Figura 37. <i>Mecanismos de estabilización de una emulsión asfáltica</i> .....	73
Figura 38. <i>Mecanismo de la coalescencia de una emulsión asfáltica al contactar un agregado rocoso</i> .....	74
Figura 39. <i>Imagen referencial de una prueba de oliensis o prueba de la mancha</i> .....	78
Figura 40. <i>Montaje experimental para determinación de gravedad API por método del hidrometro</i> .....	80
Figura 41. <i>Tubos de centrifuga con las diferentes etapas de la prueba de BS&amp;W</i> .....	81
Figura 42. <i>Ubicación geográfica del campo Chichimene</i> .....	86
Figura 43. <i>Prueba de oliensis para el crudo Chichimene SW10 y X</i> .....	87
Figura 44. <i>Asfaltenos precipitados por insolubilidad en un disolvente apolar, crudo Chichimene X</i> .....	88



Figura 45. <i>Asfaltenos precipitados por insolubilidad en un disolvente apolar, crudo Chichimene SW10</i> .....	89
Figura 46. <i>Programa paara realizar la corrección de API a la temperatura de 60 °F</i> .....	90
Figura 47. <i>Prueba de °API para el crudo Chichimene X</i> .....	91
Figura 48. <i>Prueba de °API para el crudo Chichimene SW10</i> .....	92
Figura 49. <i>Prueba de BS&amp;W para el crudo Chichimene X</i> .....	93
Figura 50. <i>Prueba de BS&amp;W para el crudo Chichimene SW10</i> .....	94
Figura 51. <i>Valor de la viscosidad para el crudo Chichimene SW10</i> .....	95
Figura 52. <i>Valor de la viscosidad para el crudo Chichimene X</i> .....	96
Figura 53. <i>Curva de viscosidad vs temperatura para el crudo Chichimene SW10</i> .....	97
Figura 54. <i>Curva de viscosidad vs temperatura para el crudo Chichimene X</i> .....	98
Figura 55. <i>Reductores de viscosidad analizados</i> .....	99
Figura 56. <i>Solubilidad entre los solventes y REDVI-GOS-001</i> .....	100
Figura 57. <i>Solubilidad entre los solventes y REDVI-GOS-002</i> .....	101
Figura 58. <i>Solubilidad entre los solventes y REDVI-GOS-003</i> .....	101
Figura 59. <i>viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con los reductores puros</i> .....	103
Figura 60. <i>viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con los solventes puros</i> .....	105
Figura 61. <i>viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R1+S proporción 1:4</i> .....	107
Figura 62. <i>viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R2+S proporción 1:4</i> .....	108
Figura 63. <i>viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R3+S proporción 1:4</i> .....	109



Figura 64. <i>viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R1+S proporción 2:3</i> .....	111
Figura 65. <i>viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R2+S proporción 2:3</i> .....	112
Figura 66. <i>viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R3+S proporción 2:3</i> .....	113
Figura 67. <i>viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R1+S proporción 3:2</i> .....	114
Figura 68. <i>viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R2+S proporción 3:2</i> .....	115
Figura 69. <i>viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R3+S proporción 3:2</i> .....	116
Figura 70. <i>viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R1+S proporción 4:1</i> .....	117
Figura 71. <i>viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R2+S proporción 4:1</i> .....	118
Figura 72. <i>viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R3+S proporción 4:1</i> .....	119
Figura 73. <i>viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene X con R1+S, R2+S y R3+S proporción 4:1</i> .....	120
Figura 74. <i>Prueba de oliensis para el crudo Chichimene SW10 tratado con el reductor de viscosidad</i> .....	122
Figura 75. <i>Prueba de oliensis para el crudo Chichimene X tratado con el reductor de viscosidad</i> .....	123
Figura 76. <i>Prueba de botella para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 1</i> .....	124
Figura 77. <i>Prueba de botella para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 2</i> .....	124
Figura 78. <i>Prueba de botella para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 3</i> .....	125



Figura 79. <i>Prueba de botella para el crudo Chichimene X con el reductor 1</i> .....	126
Figura 80. <i>Prueba de botella para el crudo Chichimene X con el reductor 3</i> .....	126
Figura 81. <i>Prueba de botella para el crudo Chichimene X con el reductor 3</i> .....	127
Figura 82. <i>Prueba de ADT para el crudo Chichimene SW10 sin tratamiento</i> .....	128
Figura 83. <i>Prueba de ADT para el crudo Chichimene SW10 con los 3 reductores</i> .....	128



## INDICE DE TABLAS

Tabla 1. <i>Clasificación del petróleo según sus grados API</i> .....	8
Tabla 2. <i>Características de los mecanismos de producción primaria</i> .....	28
Tabla 3. <i>Equipos utilizados en las diferentes pruebas de laboratorio</i> .....	76
Tabla 4. <i>Reactivos utilizados en las diferentes pruebas de laboratorio</i> .....	76
Tabla 5. <i>Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10</i> .....	97
Tabla 6. <i>Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene X...</i>	98
Tabla 7. <i>Caracterización sensorial de los reductores de viscosidad</i> .....	100
Tabla 8. <i>Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10</i> <i>con los reductores</i> .....	102
Tabla 9. <i>Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10</i> <i>con los solventes</i> .....	104
Tabla 10. <i>Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10</i> <i>con el reductor 1 y solventes proporción 1:4</i> .....	106
Tabla 11. <i>Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10</i> <i>con el reductor 2 y solventes proporción 1:4</i> .....	107
Tabla 12. <i>Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10</i> <i>con el reductor 3 y solventes proporción 1:4</i> .....	108
Tabla 13. <i>Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10</i> <i>con el reductor 1 y solventes proporción 2:3</i> .....	110
Tabla 14. <i>Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10</i> <i>con el reductor 2 y solventes proporción 2:3</i> .....	111
Tabla 15. <i>Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10</i> <i>con el reductor 3 y solventes proporción 2:3</i> .....	112



Tabla 16. <i>Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 1 y solventes proporción 3:2</i> .....	113
Tabla 17. <i>Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 2 y solventes proporción 3:2</i> .....	114
Tabla 18. <i>Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 3 y solventes proporción 3:2</i> .....	115
Tabla 19. <i>Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 1 y solventes proporción 4:1</i> .....	116
Tabla 20. <i>Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 2 y solventes proporción 4:1</i> .....	117
Tabla 21. <i>Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 3 y solventes proporción 4:1</i> .....	118
Tabla 22. <i>Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene X con los reductores y solvente EGMBE proporción 1:4</i> .....	120



## ABREVIATURAS

ADT	<i>Asphaltene Dispersion Test</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
BS&W	<i>Basic Solids and Water</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
HLB	<i>Balance Hidrofílico-Lipofílico</i>
O/W	<i>Oil/Water, Emulsión de crudo en agua</i>
PPM	<i>Parts Per Million</i>
SARA	<i>Saturados, Aromáticos, resinas, Asfaltenos</i>
U.M.A	Unidad de Masa Atómica
WAG	<i>Water Alternating Gas</i>
W/O	<i>Water/Oil, Emulsión Agua en Crudo</i>





## RESUMEN

En los yacimientos se pueden encontrar distintos tipos de petróleo; dependiendo de su gravedad API, se clasifican como: crudo liviano, crudo mediano, crudo pesado y crudo extrapesado. Los crudos pesados y extrapesados tienen gran importancia en la economía mundial debido a que el 70% del petróleo corresponden a éstos, además que su producción es mucho más compleja, ya que requieren de tratamientos adicionales lo cual hace fundamental e importante el empleo de tecnologías alternativas para la producción rentable de dicho petróleo.

Los surfactantes son sustancias químicas utilizadas ampliamente en la industria petrolera en diferentes campos como: la perforación, cementación, fracturamiento y en las estimulaciones matriciales. En esta última son muy importantes debido a su capacidad de disminuir la tensión interfacial, mejorar la movilidad entre el crudo/agua de formación y alterar la mojabilidad de la roca.

La eficiencia de un tratamiento de estimulación matricial depende de la formulación adecuada de los productos a ser inyectados a la formación o al pozo, dependiendo del tipo de daño. En este proyecto se presenta el proceso de elaboración y evaluación de un producto que será utilizado por la empresa Guacamaya Oil Services S.A.S., en tratamientos de estimulación matricial.

Los productos utilizados en tratamientos de estimulación deben ser seleccionados mediante numerosas pruebas de laboratorio para verificar su comportamiento y garantizar que no se produzcan efectos adversos al ser inyectados en la formación o el pozo. Generalmente, la formulación de los tratamientos se realiza mediante pruebas de ensayo y error debido a la compleja composición del petróleo. Las pruebas de laboratorio en el proyecto se dividen en tres partes: caracterización inicial de los crudos de trabajo, compatibilidad de los agentes mejoradores de movilidad y solventes en diferentes relaciones hasta obtener los productos deseados y pruebas de los productos finales con el petróleo a tratar.



En la etapa inicial de caracterización del crudo se realizan pruebas tales como determinación de la gravedad API, BS&W, cantidad de asfaltenos, oliensis y viscosidad, pruebas recomendadas por la American Society for Testing and Materials, esto con el fin de conocer las propiedades de los crudos sobre los cuales posteriormente serán probados los productos finales. Una vez caracterizados los crudos se procede con las pruebas de compatibilidad de los agentes mejoradores de movilidad y los solventes. Finalmente se probarán los productos en el crudo pesado, con el fin de verificar su efectividad y determinar la dosificación adecuada.



## ABSTRACT

In the deposits you can find different types of oil; Depending on their API gravity, they are classified as: light crude, medium crude, heavy crude and extra heavy crude. Heavy and extra-heavy crudes are of great importance in the world economy because 70% of the oil corresponds to them, and their production is much more complex, as they require additional treatments, which makes the use of alternative technologies fundamental and important. For the profitable production of said oil.

Surfactants are chemical substances widely used in the oil industry in different fields such as drilling, cementing, and fracturing in matrix stimulations. In the latter they are very important due to their ability to decrease the interfacial tension, improve mobility between the crude / water formation and alter the wettability of the rock.

The efficiency of a matrix stimulation treatment depends on the proper formulation of the products to be injected into the formation or well, depending on the type of damage. This project presents the process of preparation and evaluation of a product that will be used by the company Guacamaya Oil Services S.A.S., in matrix stimulation treatments.

The products used in stimulation treatments must be selected by numerous laboratory tests to verify their behavior and ensure that no adverse effects occur when being injected into the formation or the well. Generally, the formulation of the treatments is carried out through trial and error tests due to the complex composition of the oil. The laboratory tests in the project are divided into three parts: initial characterization of the work crudes, compatibility of the mobility and solvent agents in different ratios until obtaining the desired products and tests of the final products with the oil to be treated.

In the initial stage of characterization of the crude, tests are carried out such as determination of API gravity, BSW, asphaltene quantity, oliensis and viscosity, tests recommended by the American Society for Testing and Materials, this in order to know the properties of the raw materials on which the final products will later be tested. Once the crude are characterized,



the compatibility tests of the mobility improving agents and the solvents are carried out. Finally the products in the heavy crude will be tested, in order to verify their effectiveness and determine the appropriate dosage.



## 1. INTRODUCCIÓN

La disminución tanto de yacimientos convencionales como de nuevos descubrimientos de petróleo en los últimos años y el constante aumento en el uso de combustibles fósiles, impulsa en gran medida el uso de técnicas de recobro mejorado de petróleo (EOR) alrededor del mundo. Actualmente la producción de crudo a partir de técnicas EOR se aproxima a 3 MMBD, representando aproximadamente el 3.5% de la producción diaria a nivel mundial, el restante corresponde a recuperación primaria y levantamiento artificial con gas, agua, bombas electrosumergibles, etc. (Chen et al., 2017).

La disponibilidad cada vez más limitada de yacimientos convencionales ha llevado a la necesidad de mejorar las técnicas de recuperación en yacimientos de crudo pesado y extra pesado. Comparado con la explotación de yacimientos de petróleo convencional, la extracción de crudo pesado es más compleja debido a las propiedades del mismo, tales como la alta viscosidad, baja movilidad y el alto contenido de carbono/hidrógeno (Guo et al., 2016).

El crudo pesado se define como un hidrocarburo altamente viscoso que no fluye fácilmente hacia el pozo en condiciones normales del yacimiento, dicho de otra forma, es más difícil de recuperar a partir de las técnicas de recobro convencional. Se ha identificado que el mecanismo clave para la recuperación efectiva en campos de crudo pesado es la disminución en la viscosidad, mejorando así la movilidad de la fase (Franco et al., 2013). Sin embargo, la producción de crudo depende de numerosos factores, tales como la geometría del yacimiento (espesor de la formación y continuidad del medio); presión y profundidad de la formación; tipo de roca y permeabilidad; propiedades del fluido y saturación de los mismos; existencia de fracturas que mejoren la conductividad de la formación; número de pozos, entre otros (Speight, 2009).

Normalmente, los métodos de producción en un yacimiento de hidrocarburos pesados se dividen en tres categorías: recuperación primaria, recuperación secundaria y recuperación terciaria o EOR. En yacimientos de hidrocarburos pesados, frecuentemente el recobro



primario y secundario no es el enfoque principal de la recuperación. Más del 90% de aceite original in situ permanece luego de la etapa de producción primaria o en frío. Por otro lado, técnicas de recuperación secundaria como la inyección de agua o gas se han llevado con éxito en algunos yacimientos de hidrocarburos pesados, donde se reporta un recobro entre el 2-20% del aceite original en sitio (Speight., 2013).

Las formaciones de crudo pesado, donde la viscosidad del aceite es bastante alta y la movilidad es reducida, son las principales candidatas para EOR. Las técnicas EOR se dividen principalmente en técnicas de recobro térmico y de recuperación en frío. El recobro térmico se realiza tanto en yacimientos convencionales y no convencionales, éste se basa principalmente en la reducción de la viscosidad del crudo a partir de calor introducido a la formación para mejorar la movilidad en el yacimiento (Satter & Iqbal., 2016). El recobro no térmico tiene como objetivo mejorar propiedades físico químicas de la formación y los fluidos presentes. Entre éstas, reducir la tensión interfacial entre fluidos, reducir la viscosidad del crudo, alterar la humectabilidad y mejorar la conductividad del medio poroso.

Recientemente, se encontró que la adición de tolueno al crudo pesado retrasó con éxito la precipitación de los asfaltenos, lo que redujo la viscosidad del petróleo pesado. Sin embargo, se necesitan volúmenes sustanciales y los diluyentes químicos suelen ser volátiles (Alomair et al., 2013).

La formación de emulsiones aceite/agua mediante surfactantes adecuados es una de las alternativas más prometedoras para la reducción de la viscosidad del aceite pesado. En los últimos años se han realizado numerosos estudios centrados en la selección de surfactantes apropiados. Hasta ahora, pocos estudios han adoptado una estrategia de emulsificación para la reducción de la viscosidad del aceite extra pesado (Ashrafizadeh et al., 2012).

Un diluyente es eficaz para reducir la viscosidad del aceite extrapesado, pero se requieren volúmenes sustanciales. Se combinaron las ventajas de una solución de surfactante y un diluyente en forma de emulsiones para emulsionar aceite extrapesado. Se encontró que la



buena eficiencia de emulsificación de los surfactantes mixtos se debe a un efecto sinérgico obtenido gracias a la adición del solvente (Qianqian et al., 2018).

### **1.1. Planteamiento del problema y justificación**

Actualmente, por la creciente demanda de combustibles fósiles ocasionada por el aumento de la población y sus necesidades de transporte, alimentación y utilización de productos derivados de los hidrocarburos, se hace necesario el aumento de la extracción de petróleo para su producción, tratamiento, transporte, y refinación y así poder cumplir con la demanda energética mundial. Como consecuencia de esto, las reservas de hidrocarburos convencionales disminuyen considerablemente año tras año. Adicionalmente se añade el hecho de que las reservas descubiertas son de petróleo pesado.

La economía colombiana depende en gran medida de la producción y venta de hidrocarburos explotados de sus suelos llenos de riquezas; se caracteriza por poseer una gran cantidad de hidrocarburos con API en el rango de 7° hasta 22,3°, los cuales representan crudos pesados y extrapesados, estos al momento de su extracción imponen desafíos y problemáticas en la extracción y producción (Peñuela., 2017).

Estas dificultades se tienen en cuenta tanto en la producción, al disminuir la permeabilidad al crudo en el yacimiento debido a las altas viscosidades; en el transporte a causa de fricción entre tubería/crudo y por último en la refinación, en un proceso llamado desasfaltado por sus altos contenidos de asfaltenos y fracciones pesadas del petróleo. Estos altos valores de viscosidad del crudo generan baja movilidad y reducción de la vida útil de los métodos de levantamiento artificial debido a la fricción y el alto contenido de torque que se originan durante las actividades de producción teniendo como resultado un alto consumo de energía por parte de las bombas electrosumergibles. Debido al nivel de complejidad asociado a proyectos de crudo pesado y su importancia a nivel nacional, los hacen candidatos prioritarios en la innovación tecnológica.



La inyección de diluyentes en el fondo del pozo es una técnica que arroja buenos resultados en cuanto a reducción de viscosidad del crudo, tomando en cuenta el bombeo mecánico como método de levantamiento artificial; sin embargo, se usan cantidades significativas de diluyentes para llevar la viscosidad a criterios aceptados por las operadoras.

Por estos motivos, surge la necesidad de estudiar una alternativa como la elaboración y la evaluación de un tratamiento mejorador de movilidad del tipo reductor de viscosidad, para aumentar la movilidad del crudo, reducir el torque en los equipos de levantamiento artificial e incrementar la producción en los yacimientos con crudos altamente viscosos, de esta forma, se aprovechan mejor las reservas de hidrocarburos pesados y se genera una economía más competitiva.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo general**

Elaboración y evaluación de un tratamiento mejorador de movilidad para crudos pesados en procesos de recuperación mejorada con el propósito de aumentar la producción del crudo y disminuir los gastos operativos.

### **1.2.2. Objetivos específicos**

- Caracterizar los crudos a evaluar.
- Identificar las variables involucradas en el proceso.
- Identificar los métodos y/o tecnologías mejoradoras de movilidad usadas en la extracción de crudos pesados.





- Seleccionar las alternativas para reducir la viscosidad del crudo por medio de un mejorador de movilidad.
- Preparar y evaluar un tratamiento mejorador de movilidad de crudo pesado a nivel de laboratorio llevándolo a condiciones de yacimiento, verificando las interacciones físico-químicas entre el agente reductor de viscosidad y el crudo problema

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1. Propiedades físicas y químicas del petróleo

#### 2.1.1. Propiedades físicas

El petróleo se presenta en la naturaleza con características físicas notorias entre las que se pueden citar:

**Color:** En los hidrocarburos líquidos en cuanto mayor es el peso molecular, el petróleo es más oscuro. Los colores varían de amarillo a pardo rojizo o verdoso y de pardo a castaño oscuro (Chavarría., 2014).

**Olor:** Depende de los componentes químicos que predominan en el petróleo, ejemplo:

Olor a gasolina, indica abundancia de componentes ligeros.

Olor agradable, señala mayor cantidad de aromáticos.

Olor a azufre, indica contenido de azufre (Chavarría., 2014).

**Densidad:** En la industria petrolera se utilizan comúnmente los grados API; en el sistema métrico decimal, la densidad absoluta es la relación entre la masa y el volumen que ocupa cierta cantidad de materia (m/v). Los grados API corresponden a la densidad relativa del



crudo, con ella se manejan los diferentes tipos de petróleo y su escala es gradual con forme a la siguiente relación:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{GE} - 131.5$$

Donde GE es la densidad relativa que se calcula con la relación ( $\rho$  crudo / $\rho$  agua) a 20°C (Chavarría., 2014).

**Viscosidad:** Es la propiedad que controla la capacidad de un fluido a fluir. A mayor viscosidad, menor fluidez. La viscosidad se mide en Poises, siendo la unidad de viscosidad, la de una sustancia contenida en un recipiente con sección de un centímetro cuadrado, que, sometida a una fuerza igual a 1 dina, se mueve hacia adelante con una velocidad de 1 cm/s. Debido a los valores de viscosidad que se registran de los aceites resulta practico el uso de los cP. La viscosidad depende de:

- **La composición**, los aceites más pesados presentan mayor viscosidad
- **La temperatura**, a mayor temperatura menor viscosidad
- **El contenido de gas disuelto**, el gas incrementa el volumen y por lo tanto disminuye la viscosidad (Chavarría., 2014).

**Punto de escurrimiento:** Es la temperatura a la cual comienza a fluir el petróleo (Chavarría., 2014).

**Punto de inflamación:** Es la temperatura a la cual se encienden los vapores del petróleo (Chavarría., 2014).

### 2.1.2. Propiedades químicas

Dentro de las propiedades químicas se pueden citar:



**Oxidación:** Los compuestos orgánicos se oxidan fácilmente por la presencia de oxígeno contenido en la atmósfera o en las aguas meteóricas, la reacción química da lugar a dióxido de carbono y agua. La oxidación en el petróleo modifica su composición y presenta un aumento en el porcentaje de fracciones pesadas (Chavarría., 2014).

**Hidrogenación:** Es el proceso inverso de la oxigenación es decir en este caso se elimina el oxígeno y se adiciona hidrógeno. Los compuestos insaturados (con enlaces dobles o triples), tienden a saturarse formando enlaces sencillos (Chavarría., 2014).

**Rompimiento térmico:** Recibe este nombre el proceso en el que, a partir de los componentes más pesados y complejos del petróleo, se forman moléculas más pequeñas por ruptura de enlaces entre carbonos, obteniendo así compuestos con menor número de carbonos y por ello más ligeros. El rompimiento térmico en la naturaleza es un proceso importante en la evolución del crudo donde se genera aceite y gas (Chavarría., 2014).

## 2.2. Clasificación del petróleo

Debido a que el petróleo comprende tal complejidad en su composición química, es necesaria una clasificación específica con respecto a sus propiedades físicas, a las familias de compuestos que lo conforman y su proceso de producción.

La clasificación del petróleo permite un preaviso para quien sabe interpretarla, y de esta manera conocer de antemano ciertas propiedades y comportamientos relacionados según el patrón de clasificación.

### 2.2.1. Según su densidad relativa

En función de su densidad y su relación con la densidad del agua, el Instituto Americano de Petróleo desarrolló una clasificación para tipos de crudo, según la siguiente ecuación.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{GE} - 131.5$$



Donde GE es la gravedad específica de crudo, calculada a 60 °F, bajo la metodología establecida en la norma ASTM D287 (Montenegro., 2016).

Según su valor de gravedad API se considera al crudo como:

**Tabla 1.** *Clasificación del petróleo según sus grados API*

<b>Tipo de Crudo</b>	<b>°API</b>
<b>Extrapesado</b>	< 10
<b>Pesado</b>	10 – 21,9
<b>Mediano</b>	22 – 29,9
<b>Liviano</b>	30 – 40
<b>Condensado</b>	>40

### 2.2.2. Según su proceso de extracción

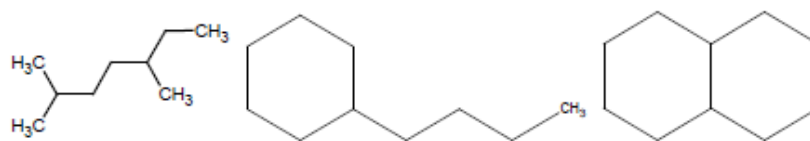
Si se clasifica ahora según su proceso de extracción, de acuerdo con las técnicas de recuperación el petróleo se puede denominar como “convencional” o “no convencional”. Dentro de los crudos convencionales se encuentran los crudos livianos y condensados, los cuales poseen viscosidades del orden de  $10^1 - 10^2$  cP y que no requieren técnicas complejas para su explotación. Entre los crudos no convencionales se encuentran los crudos pesados, los crudos extrapesados, las arenas bituminosas y los esquistos. Este tipo de crudos (el más abundante en la tierra) requiere procesos más complejos y exigentes para su producción debido a su alta viscosidad (del orden de  $10^3 - 10^6$  cP), a la cantidad de contaminantes que usualmente tiene, difícil acceso y a la naturaleza de sus compuestos químicos. Para llevar a cabo su explotación se utilizan técnicas de recuperación mejorada EOR (Montenegro., 2016).



### 2.2.3. Según sus componentes químicos

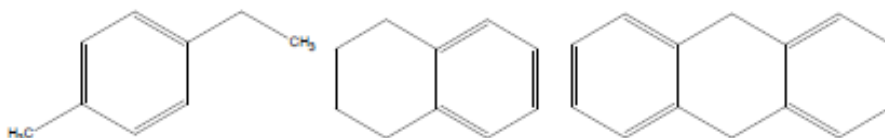
Entre la incalculable variedad de compuestos diferentes que tiene el petróleo, se ha determinado que posee fundamentalmente cuatro familias principales, las cuales son: saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. La distribución de estas fracciones se conoce comúnmente como distribución SARA del crudo. Dependiendo de la proporción relativa entre ellos se pueden predecir y abordar ciertos problemas de producción, de refinación y de transporte, así como cuáles pudieran ser los usos más indicados para cada tipo de crudo. Se analizará ahora cada uno por separado:

- **Saturados:** Los compuestos saturados, figura 1 son hidrocarburos constituidos únicamente por enlaces simples (sigma), y dependiendo de su estructura pueden llamarse a su vez parafinas o naftenos. Las parafinas, también conocidas como alcanos, son moléculas de fórmula general  $C_nH_{2n+2}$  y dependiendo de su estructura pueden clasificarse como n-parafinas (lineales) o isoparafinas (ramificadas). Los naftenos, conocidos también como cicloalcanos, son hidrocarburos saturados constituidos por al menos un anillo de átomos de carbono. Su fórmula general cumple con la relación  $C_nH_{2n}$  cuando no contienen anillos unidos por más de un átomo de carbono. Los compuestos saturados constituyen el medio no polar del crudo, representan los cortes más livianos en la destilación y son corrientes importantes en la industria petroquímica (Montenegro., 2016).



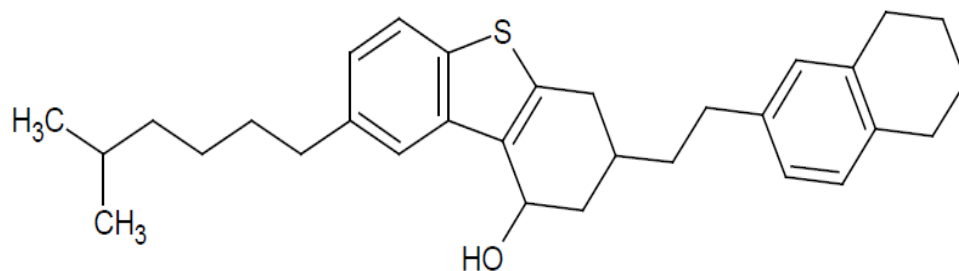
**Figura 1.** Ejemplos de estructuras moleculares de saturados (Montenegro., 2016)

- **Aromáticos:** Los aromáticos, figura 2 son compuestos cíclicos insaturados con uno o más anillos de benceno. El petróleo contiene diferentes tipos de compuestos aromáticos, dependiendo de su naturaleza y maduración. Los cortes livianos de crudo contienen compuestos monoaromáticos, los cuales constan de un anillo de benceno con uno o más hidrógenos sustituidos por otros átomos o grupos alquílicos. Estas moléculas constituyen corrientes importantes en la industria petroquímica, y su presencia en la mezcla para gasolina incrementa el octanaje. En los cortes de crudo pesado se observan compuestos aromáticos más complejos, conocidos como aromáticos polinucleares. Constan de anillos bencénicos “fusionados” unos con otros, formando estructuras de mayor complejidad que las monoaromáticas. Durante los procesos de refinación estos compuestos degeneran en coque, afectando el equilibrio térmico del craqueo, así como envenenando algunos catalizadores (Montenegro., 2016) (Montenegro., 2016).



**Figura 2.** Ejemplos de estructuras moleculares de aromaticos (Montenegro., 2016)

- **Resinas:** Las resinas, figura 3 son moléculas polares con masa molar de 500 a 1.000 gramos, insolubles en propano, pero solubles en n-heptano. Son las responsables de estabilizar a los asfaltenos en el petróleo, interactuando entre el medio continuo apolar (parafinas y naftenos) y éstos, creando un efecto estabilizador y manteniéndolos en suspensión en forma de coloide. Típicamente su estructura molecular consta de una sección no polar (cadena alifática) y de otra sección polar (anillos aromáticos, elementos electronegativos como O y S). La relación entre resinas y asfaltenos (R/A, obtenida de un análisis SARA) y la naturaleza de éstos indica el grado de estabilidad del crudo, infiriendo posibles problemas de precipitación (Montenegro., 2016).

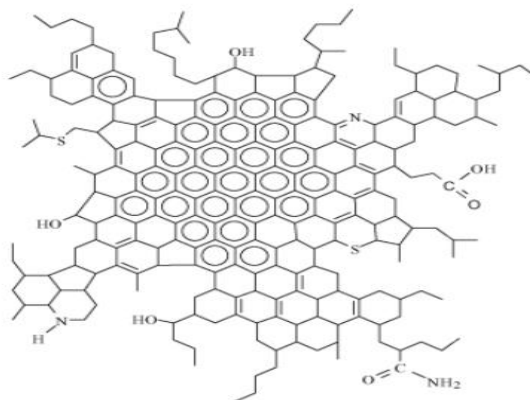


**Figura 3.** Ejemplos de estructuras moleculares de resinas  
(Montenegro., 2016)

- **Asfaltenos:** Los asfaltenos son sólidos polares que se encuentran suspendidos en el crudo mediante interacciones con surfactantes naturales (resinas). Se ha encontrado que son solubles en tolueno y benceno, pero insolubles en exceso de n-alcanos (n-heptano, n-hexano o n-pentano).

Poseen un color marrón oscuro a negro, un punto de fusión no definido y una masa molar muy variada. Entre los científicos aún existe controversia sobre la masa molar de los asfaltenos, ya que las interacciones intermoleculares son tan fuertes que es difícil distinguir entre moléculas y aglomerados de moléculas. No hay una estructura definida para los asfaltenos, pero se sabe que están conformados por capas aromáticas polinucleares condensadas conectadas mediante enlaces saturados. Dependiendo del crudo, las estructuras de los asfaltenos son más o menos condensadas. Se estima que la relación C/H (molar) en los asfaltenos es 1:1,1 aproximadamente, y que el 40% del carbono presente es aromático. La precipitación de asfaltenos, debido a la inestabilidad de los mismos, representa problemas operacionales importantes. Al cambiar las condiciones termodinámicas desde condiciones de pozo hasta la superficie se ve afectada la interacción entre asfaltenos y resinas, llevando a la desestabilización en la suspensión y posterior precipitación. Además, los asfaltenos contribuyen con el aumento de la viscosidad del crudo, con su densidad, y son los

precursores de la formación de coque en los procesos de refinación. Una posible estructura para asfaltenos es mostrada en la figura 4 (Montenegro., 2016).



**Figura 4.** Ejemplos de estructuras moleculares de asfaltenos (Montenegro., 2016)

### 2.3.El petróleo pesado

El petróleo pesado es un crudo denso y viscoso cuya composición química está caracterizada por su alto contenido de asfaltenos y por la presencia de moléculas muy largas que incorporan en su mayoría azufre y hasta 90 % de metales pesados. El petróleo extrapesado es igualmente un crudo pesado, pero con una gravedad inferior a los 10 °API (Silva., 2011).

El crudo pesado es un sistema coloidal compuesto por partículas de asfaltenos, disueltas en un solvente constituido por máltenos. Los asfaltenos son la fracción polar más aromática y pesada del crudo. Están compuestos por anillos aromáticos, cadenas alifáticas que contienen grupos polares en sus extremos (Gavaria & Romero., 2017).

Básicamente, el petróleo pesado y el bitumen natural difieren del petróleo liviano por sus altas viscosidades a la temperatura del yacimiento, su alta densidad y su significativo contenido de componentes de nitrógeno, oxígeno y azufre e inclusive componentes de metales pesados. El petróleo pesado y el bitumen natural usualmente deben ser mejorados



mediante la reducción del contenido de carbono o añadiendo hidrógeno a su composición molecular antes de que puedan ser usados en una refinería convencional o para la venta (Silva., 2011).

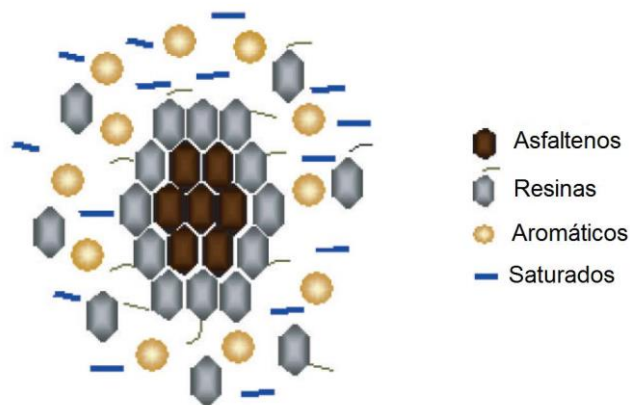
## 2.4. Precipitados del petróleo

### 2.4.1. Asfaltenos

Los asfaltenos, son compuestos del aceite crudo, de color negro y no soluble en n-heptano. Su densidad promedio se encuentra alrededor de 1.22 g/cm<sup>3</sup>. Hablando de su estructura química, consisten en una estructura de anillo policíclica de condensados y aromáticos. Son solubles en solventes aromáticos, pero son insolubles en destilados como el queroseno y el diésel. Así mismo, los asfaltenos son insolubles en otros hidrocarburos de peso molecular bajo como el propano y el butano (McLean et al., 1997).

Para poder tener una idea más clara de la importancia de los asfaltenos en el aceite crudo, se muestra un esquema en el que se muestran las fracciones SARA.

En la Figura 5, se muestra que las moléculas asfaltenicas, se encuentran rodeadas por resinas que actúan como agentes peptizantes (agentes que mejoran la dispersión) manteniendo a los asfaltenos en una dispersión coloidal.



**Figura 5.** Esquema simplificado de la estructura del aceite crudo (Mullins., 2007)

Las resinas están compuestas típicamente de un grupo con terminación polar, que usualmente contiene átomos como el oxígeno, azufre y nitrógeno, así como grupos parafínicos no polares (Mullins, 2007).

Las resinas son atraídas a las micelas de los asfaltenos a través de sus colas. El componente parafínico de la molécula de resina, actúa como una cola realizando la transición al grupo no polar del aceite donde las moléculas existen en solución (Mullins, 2007).

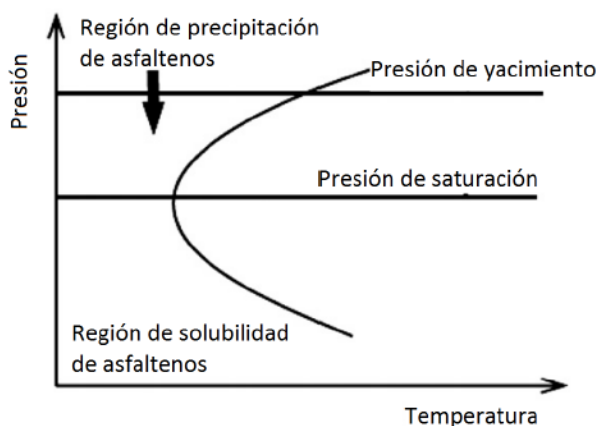
Los asfaltenos tienen su origen en moléculas complejas que se encuentran en plantas y animales, estas han sido parcialmente rotas debido a la acción de la temperatura y la presión a través del tiempo, acarreado el grueso de componentes inorgánicos polares presentes en el aceite crudo, incluyendo azufre y nitrógeno, y metales como el níquel y el vanadio. Sin importar el tipo de aceite, todos contienen una cierta cantidad de asfaltenos (McLean et al., 1997).

Los asfaltenos únicamente se vuelven problemáticos durante la producción cuando son inestables. La estabilidad de los asfaltenos, es función de factores como los aromáticos y las resinas. La estabilidad de los asfaltenos depende de la composición, presión y temperatura del aceite. Los asfaltenos pueden desestabilizarse debido a la adición de ácido o ciertos tipos de fluidos de terminación (Bai et al., 2010).

Sin embargo, de los factores antes mencionados, los que más afectan son la presión y la composición. Los asfaltenos se vuelven inestables a medida que la presión decrece y la fracción de alifáticos incrementa. Si la fracción alifática alcanza una concentración límite, los asfaltenos comenzarán a precipitar. Esta presión se describe como punto de precipitación.

La Figura 6 muestra el efecto de la presión en la estabilidad de los asfaltenos. En la parte arriba, los asfaltenos son inestables mientras que el lado abajo muestra asfaltenos estables.





**Figura 6.** Efecto de la presión en la estabilidad de los asfaltenos (Bai., 2007)

En general, los asfaltenos provocan una limitada cantidad de problemas operativos debido a que, la mayoría de los aceites con una alta cantidad de asfaltenos, poseen asfaltenos estables. Los problemas típicos ocurren únicamente corriente abajo debido a la acción del mezclado o alta temperatura (Bai et al., 2010).

#### 2.4.2. Ceras o parafinas

Las ceras o parafinas son compuestos alcanos que presentan cadenas largas y que se encuentran en el aceite crudo. Poseen en promedio una densidad de 0.8 g/cm<sup>3</sup>. Como se mencionó con anterioridad, este tipo de hidrocarburos es esencialmente inerte a las reacciones químicas y es por ello resistente al ataque de ácidos y bases (McLean & Kilpatrick, 1997).

Estos crudos parafínicos son mezclas que consisten en pequeños cristales, que usualmente se aglomeran para formar partículas granulares. Las ceras varían en consistencia de un tipo gelatinoso a una forma dura; cuanto más largas sean las cadenas de los alcanos que contienen estas parafinas, formarán depósitos de mayor dureza, los cuales pueden contener asfaltenos, resinas, gomas y materia orgánica como arena fina, arcilla, sal, incrustaciones y agua.

Los hidrocarburos parafínicos pueden causar una variedad de problemas en los sistemas de producción, causando desde emulsiones con sólidos estabilizados a un flujo de tipo gelatinoso para el aceite.

La problemática asociada con las ceras, ocurre cuando el crudo disminuye de temperatura hasta alcanzar un rango en el cual se comienzan a formar cristales. La cera es una sustancia contenida naturalmente en la mayoría de los aceites crudos y, dependiendo de las características, esta puede causar problemas.

La acumulación de ceras en las tuberías incrementa conforme la temperatura del fluido disminuye, si esta no se controla puede resultar en una drástica reducción en la eficiencia de flujo a través de la tubería.

Es necesario recordar que la temperatura a la cual comienza la formación de dichos cristales y el crecimiento de los mismos, se le conoce como temperatura de nube o temperatura de aparición de ceras. Los cristales se pueden formar ya sea en el fluido, formando partículas que son transportadas en el flujo o depositarse en una superficie fría donde los cristales puedan crecer y obstruir la superficie.

La formación de geles y la acumulación, son los mayores problemas que una cera puede causar en un sistema de producción. La formación de un gel ocurre cuando la cera precipita del aceite y forma una estructura que se extiende en la tubería.

Esto no ocurre mientras el aceite fluye, debido a que la estructura intermolecular se destruye por los esfuerzos de cizalla. Cuando el flujo se detiene, las partículas de cera comenzarán a interactuar, juntándose y formando una estructura en forma de gel.

La acumulación resulta en una restricción al flujo o posible bloqueo de la tubería. Un bloqueo completo debido a la acumulación es extraño. La mayor parte de los bloqueos ocurren cuando se corre un diablo a través de las tuberías, posterior a que ha ocurrido una acumulación.



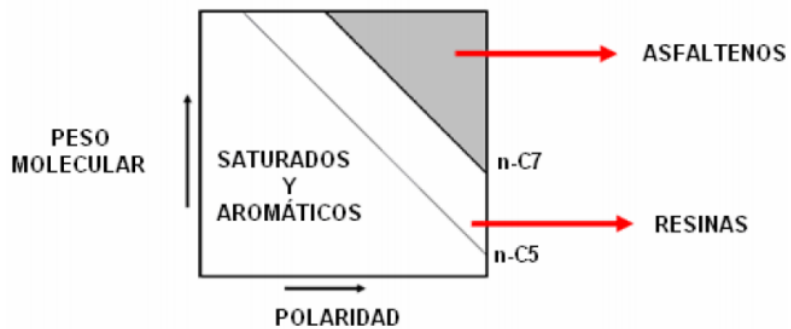
En esta situación, el diablo continuará desgastando la capa de cera pegada en la pared de la tubería formando un bache viscoso o una forma que asemejará una vela, la cual se formará al frente del diablo (McLean & Kilpatrick, 1997).

## 2.5. Los asfaltenos

Los asfaltenos son materiales sólidos de apariencia fina como polvo, de color que va desde el negro hasta el café oscuro y están presentes en el petróleo crudo, residuos del petróleo o materiales bituminosos, empleando disolventes parafínicos de bajo peso molecular como n-heptano y n-pentano; los asfaltenos son solubles en tolueno y otros solventes aromáticos, no tienen un punto de fusión definido, los asfaltenos comúnmente tienen un peso molecular alto, que van desde 1000 hasta 20000 (g/mol) y un punto de ebullición por arriba de 540 °C. Esta variación en el peso molecular pone de manifiesto la existencia del fenómeno de asociación intermolecular en los asfaltenos, puesto que se sabe que dicha asociación da como resultados valores altos en el peso molecular (Speight., 1998).

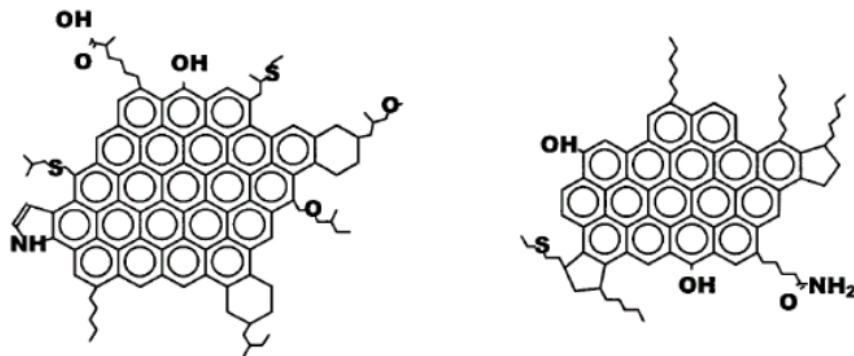
La estructura elemental de los asfaltenos es muy variada y depende del crudo del cual provienen. Existe una significativa diferencia de los asfaltenos precipitados con n-heptano respecto a los precipitados con n-pentano, la relación H/C de los primeros es más baja, lo que indica su alto grado de aromaticidad. Las relaciones N/C, O/C y S/C son más altas en los asfaltenos que se precipitan con n-heptano, lo que se debe a la alta proporción de heteroátomos en esta fracción. En la Figura 7 se muestra gráficamente las principales características de las fracciones asfálticas de C5 (precipitadas con n-pentano) y C7 (precipitado con n-heptano) y su relación con el peso molecular (Bunger., 1984).





**Figura 7.** Características de asfaltenos C7 y C5  
(Delgado., 2006)

Se considera que la estructura de los asfaltenos consiste en un núcleo aromático condensado con cadenas alquílicas laterales y heteroátomos incorporados en muchas estructuras cíclicas; el sistema aromático condensado puede tener desde 4 hasta 20 anillos bencénicos mostrado en la Figura 8 (Speight., 1984).



**Figura 8.** Estructura de algunos asfaltenos  
(Delgado., 2006)

Los diferentes tipos de heteroátomos presentes en los asfaltenos están organizados en grupos funcionales como: carboxilo, cetonas, aldehídos, benzotiofenos, dibenzotiofenos,

naftenobenzotiofenos, sulfuros alquílicos, sulfuro alquil-arílicos y sulfuros arílicos. Los metales como níquel y vanadio, aunque han sido detectados en las fracciones asfálticas en cantidades importantes, son difíciles de integrar a la estructura del asfaltenos (Speight., 1984).

La determinación de la estructura molecular de los asfaltenos se realiza mediante diversas técnicas analíticas como difracción de rayos X, absorción óptica, resonancia magnética nuclear, difracción de neutrones a pequeños ángulos, espectroscopia molecular de fluorescencia, espectroscopia de masas, ultracentrifugación, etc. (Groenzin., 1999).

Los asfaltenos contenidos en el petróleo en condiciones de yacimiento, se encuentran dispersos en el crudo, debido a que las resinas presentes también en el crudo se unen a los asfaltenos envolviéndolos, conformando una estructura micelar. El grado de dispersión de los asfaltenos llega a ser alto en petróleos pesados debido a la gran capacidad de solvencia de los compuestos nafténicos y aromáticos sobre los parafínicos, en comparación con petróleo liviano.

### **2.5.1. Factores que producen la precipitación de los asfaltenos**

Los cambios en las condiciones de operación como factores termodinámicos, químicos, eléctricos, mecánicos pueden desencadenar en la precipitación de asfaltenos durante las operaciones de recuperación de petróleo (Rogel., 2015).

Los factores termodinámicos más importantes en el fenómeno de desestabilización de las partículas orgánicas pesadas son la presión y la temperatura (Hasanvand et al., 2015).

- **Efectos de la presión:** La presión constituye uno de los factores más importantes en la estabilización de partículas orgánicas pesadas. Cuando existen cambios operacionales en la presión o variación en la presión natural del yacimiento existe un riesgo potencial de precipitación de asfaltenos.



Si la presión disminuye por debajo del punto de burbuja provoca que las moléculas más volátiles pasen a la fase gaseosa como los n-alcenos. Por debajo del punto de burbuja las cadenas de moléculas livianas abandonan el fluido en forma de gas disminuyendo el volumen molar de componentes livianos y por ende la concentración de n-alcenos en el crudo (Muhammad., 2003).

La disminución en la presión y el volumen molar se traduce en una disminución de la densidad del fluido. Debido a esto, se disminuyen las fuerzas de atracción intermoleculares entre el conjunto resina-asfaltenos creando superficies propensas a la formación de agregados de asfaltenos que al flocular aumenta la posibilidad de precipitación.

- **Efectos de la temperatura:** Los efectos de la temperatura no se relacionan directamente con la precipitación de asfaltenos, sin embargo, la temperatura cambia la solubilidad de máltenos y resinas que pueden provocar la precipitación de parafinas (Kriz et al., 2005).

Con el aumento de temperatura se incrementa la solubilidad de las resinas en n-alcenos presentes en el crudo. El equilibrio del conjunto resina-asfaltenos se modifica con la ausencia de resinas, por lo cual los asfaltenos se vuelven menos solubles en el crudo potenciando su precipitación (Zubair et al., 2015).

La disminución de la temperatura influye en la precipitación de parafinas, las parafinas precipitadas en su proceso de solidificación atrapan en su estructura a los asfaltenos. Pero experimentalmente se ha determinado que con la disminución de la temperatura incrementa la solubilidad de los asfaltenos en el crudo (Zubair et al., 2015).

- **Efectos químicos:** La composición química del crudo influye directamente en el equilibrio termodinámico. También influyen factores como inyección de químico, estimulación de pozos para mejorar la producción, recuperación secundaria con inyección de crudo, operaciones de workover, control y cambio de arenas (Sima., 2011).





Los factores más influyentes en la estabilidad de los asfaltenos son: la inyección de dióxido de carbono y otros gases para recuperación secundaria (sistema de recuperación mejorada, se inyecta para mejorar la miscibilidad e hinchamiento del crudo, desestabilizan la relación carbono hidrógeno necesaria para el equilibrio) y modificación del pH (el ácido producido por bacterias o de forma orgánica desequilibran el sistema) (Abarca., 2016).

Otros procedimientos que influyen en la precipitación de asfaltenos son: los procesos de estimulación y los procesos de acidificación. Los procesos de estimulación con la adición de compuestos químicos incompatibles como alcohol isopropílico, metanol, solventes con base de surfactantes que no poseen aromáticos que pueden producir la floculación de asfaltenos (Abarca., 2016).

Los procesos de acidificación en los pozos que presentan problemas de formación de incrustaciones se solubilizan mediante un lavado ácido, modifica el equilibrio químico al modificar la concentración de iones reflejado en el pH (Abarca., 2016).

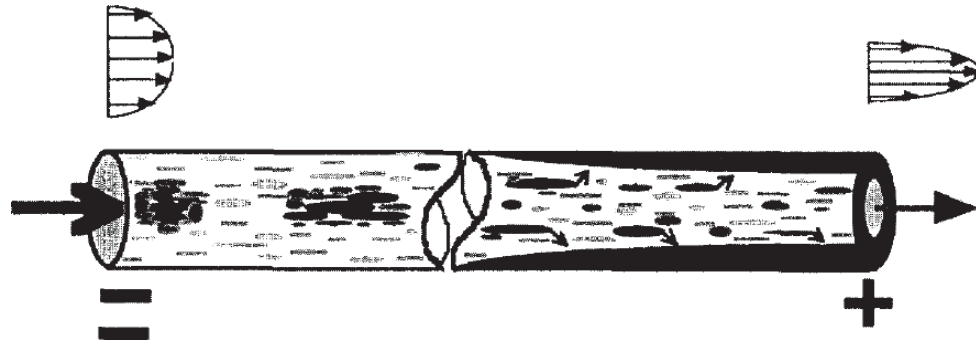
- **Factores electrocinéticos:** Investigaciones en el estudio de las precipitaciones de compuestos orgánicos en medios porosos han determinado que el campo eléctrico creado por el flujo de partículas cargadas de fluido en el medio poroso y la tubería es una causa directa de la precipitación de asfaltenos.

Los asfaltenos tienen una carga eléctrica asociada en su estructura que permite que la micela resina-asfalto se repelan entre sí evitando la agregación y posterior floculación. Las cargas netas externas aplicadas pueden cancelar estas fuerzas eléctricas cambiando el balance eléctrico necesario para el equilibrio.

La diferencia del potencial eléctrico a lo largo de la longitud del conducto generado por el movimiento del crudo, provoca la asociación en las partículas coloidales cargadas eléctricamente. El resultado de este efecto es la precipitación acelerada y el taponamiento del conducto del fluido, como se representa en la Figura 9.



Los factores que influyen en este efecto son: las características eléctricas, térmicas y de humectabilidad del conducto, régimen, la temperatura, la presión de flujo, propiedades de flujo del crudo, características de los compuestos orgánicos polares pesados y partículas coloidales, y mezcla de crudos (Mansoori., 1997).



**Figura 9.** *Deposición electrocinética*  
(Delgado., 2006)

- **Factores mecánicos:** Las fuerzas de cizalla producidas por las bombas de extracción de crudo que producen fricción y choque entre las partículas. Al modificar la presión producen cambios en el equilibrio (Alayon., 2004).

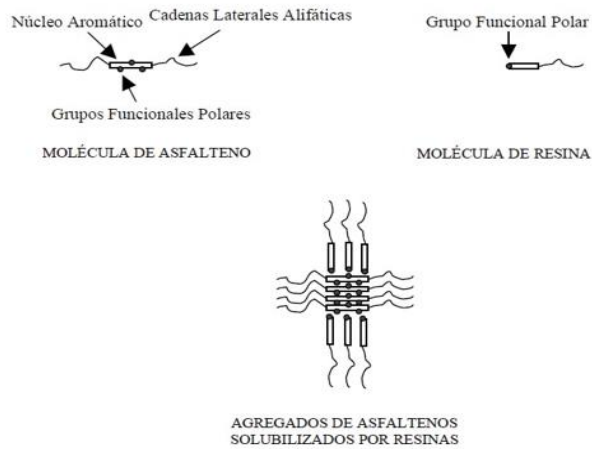
En el proceso de producción en sitios puntuales como: válvulas, conexiones de tuberías, reducciones de flujo, ampliaciones de flujo, codos, modifican las variables termodinámicas del sistema.

La deposición de asfaltenos se presenta en el pozo como en las facilidades de superficie. Los choques o giros en la tubería presentan mayores problemas de deposición de compuestos orgánicos, en forma de delgadas escamas sin ninguna alineación estructural particular (Escrochi et al., 2008).

### **2.5.2. Influencia de los asfaltenos en la estabilidad de las emulsiones de agua en crudo**

Las emulsiones formadas de agua en crudo (W/O) presentan problemas en los procesos de recuperación, tratamiento, transporte de petróleo. Estas emulsiones deben romperse para separar el agua del crudo en el proceso de deshidratación (McLean & Kilpatrick., 1997).

Los asfaltenos y las resinas debido a su actividad interfacial se acumulan en la interfase del crudo-agua e intervienen en los procesos de ruptura de las emulsiones, como se muestra en la figura 10. Las resinas, por el contrario, son moléculas polares con heteroátomos como nitrógeno, oxígeno y azufre que no se disuelven en alcanos ligeros pero solubles en propano (McLean & Kilpatrick., 1997).



**Figura 10.** Esquema del mecanismo de interacción entre asfaltenos y resinas (Delgado., 2006)

### 2.5.3. Tratamiento químico para los asfaltenos y su influencia en la viscosidad

Los crudos pesados tienen como característica asociada su alta viscosidad, microscópicamente depende de las estructuras macro cristalinas de los compuestos de mayor tamaño molecular como los asfaltenos y parafinas. El tratamiento químico consta de la selección del producto que entregue mejores ventajas para mantener estas partículas en solución.

Los aditivos químicos modifican la viscosidad del crudo. Los compuestos activos tienen la capacidad de extraer incluso los iones metálicos que desestabilizan las micelas de asfaltenos. Los aditivos químicos logran unir los complejos de vanadio y metales en transición para intercalar la estructura micelar disminuyendo enlaces, consecuentemente se reduce la viscosidad del petróleo tratado (Briceño, 2007).

Para propósitos de inyección, los productos reductores de viscosidad están formados por agentes quelantes y aminas orgánicas o una combinación entre ellos.

Los agentes quelantes son compuestos que contienen dos o más átomos de donantes de electrones que pueden formar enlaces combinados con un simple enlace, son conocidos como secuestrantes, puede ser una molécula neutral o con dirección opuesta al ion. Presentan una gran diversidad como orgánicos, inorgánicos, lineales, cíclicos, ramificados, aromáticos, alifáticos. Se destacan los ácidos orgánicos, ácido fosfórico, polifosfatos, fenoles, oximas ( $RR'C=NOH$ ), compuestos sulfúricos, compuestos macro cíclicos, ácidos poli carboxílicos (Briceño, 2007).

Las aminas para los productos se trabajan con mono aminas y poliaminas en rangos que comprenden C4 a C40. Su estructura química permite reducir la viscosidad en crudos de forma permanente. La reducción de viscosidad es proporcional a la dosis aplicada, que van desde 200 ppm a 5 000 ppm. Todos los productos son solubles en petróleo, lo que permite que no se pierda con el agua de formación.

Actúan sobre crudos con presencia de emulsiones al favorecer a la ruptura de las mismas optimizando el consumo de demulsificantes. También favorece a la ruptura de espuma presente optimizando el consumo de antiespumante. Las acciones múltiples de los químicos disminuyen las presiones de operación y favorecen al proceso de producción, deshidratación y transporte. (Chaustre et al., 2014)

Las aminas primarias más usadas son las alifáticas saturadas u oleofínicamente insaturadas solubles en petróleo con un grupo alquil terciario. Las aminas secundarias más usadas son las alifáticas saturadas o sustancialmente saturadas que van desde C8 a C40 o hasta cadenas más largas. Las aminas terciarias usadas son aminas reaccionantes como la ciclohexil amina, piridina, e incluso la utilización de aminas cuaternarias en los productos químicos.

La innovación de los productos con los cuales se realiza la investigación radica en que se trabaja con la oxialquilación de resinas donde destacan las polioxialquilenos poliaminas con



la mezcla de dos o más aminas que en varias etapas reaccionan con uno o varios óxidos de alquileo en presencia de un catalizador. Se caracteriza por la formación de un ácido fórmico o una sal de ácido fórmico (Mohr & Dockner., 2004).

Las polioxialquileo diamina y polioxialquileo triamina tienen diversidad de pesos moleculares entre 200 y 400 u.m.a. Otra variación de las polioxialquileo poliamina son las que se obtienen con la reacción de tres moles de un ácido carboxílico reaccionante como maléico, fumárico, sus aldehídos o dialquiléter (C1-4) con una amina.

Los grupos alquílenos pueden ser los mismos o diferentes preferentemente con cuatro carbonos cada uno. El compuesto se esquematiza por la fórmula presentada en la a continuación.



Donde:

R: NH — (alquileo — O) n — alquileo — NH<sub>2</sub>; n = 2 — 3.

Los productos contienen además de estas innovaciones, etilenos poliamidas y propileno poliamidas y sus mezclas. Siempre se comprueba la solubilidad de los productos químicos en el petróleo, así como con los disolventes que servirán como medio de transporte para el químico en el fluido.

Las pruebas de estabilidad se evalúan en condiciones de temperatura críticas debido a la dependencia de la solubilidad con la temperatura. Como caso general, mientras menor es la temperatura a la que se expone al producto químico menor es la solubilidad con el solvente utilizado.



#### 2.5.4. Tipo de productos químicos para reducir la viscosidad mediante el control de asfaltenos

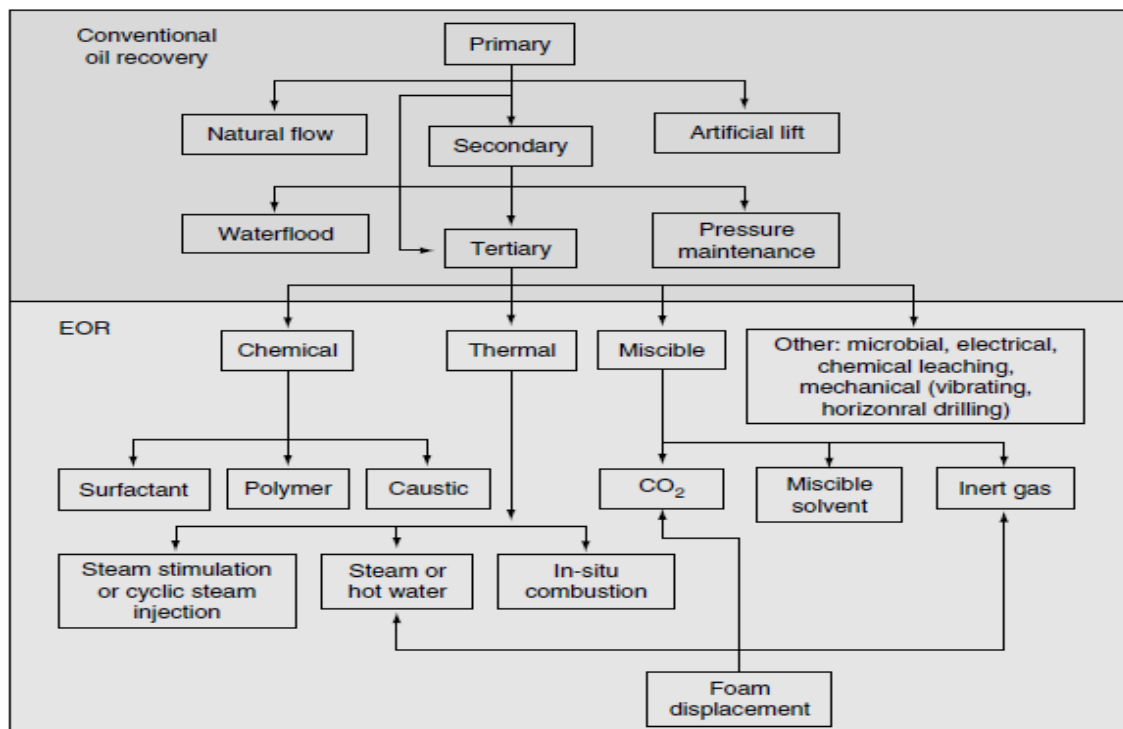
Los productos químicos para el tratamiento de asfaltenos son de tres tipos: inhibidores, dispersantes y disolventes.

- **Inhibidores de asfaltenos:** Los inhibidores de asfaltenos son moléculas bifuncionales que direccionan las moléculas de asfaltenos de dos modos: un grupo funcional polar que interactúa con los asfaltenos y un grupo orientado externamente para prevenir la floculación de los asfaltenos. Los inhibidores son similares a las resinas naturales en el petróleo crudo, hacen que los coloides de los asfaltenos sean más estables. El producto puede estar formado de materiales poliméricos que inhiben el inicio de la floculación. Algunos pueden actuar también como dispersantes (Ancheyta et al., 2009).
- **Dispersantes de asfaltenos:** Los dispersantes de asfaltenos son también moléculas bifuncionales, pero a diferencia de los inhibidores, los dispersantes generalmente son surfactantes. Los polímeros como las resinas ayudan a estabilizar las moléculas de asfaltenos, no influyen al inicio de la floculación como proceso de precipitación. Ellos mismo se adhieren a las pequeñas partículas de la floculación, de esta forma mantienen a las pequeñas partículas floculadas de asfaltenos en la fase crudo (Ancheyta et al., 2009).
- **Disolventes de asfaltenos:** Los disolventes de asfaltenos son usados para eliminar depósitos difíciles de remover. Los solventes genéricos aromáticos tales como el xileno o tolueno son usados para disolver los depósitos de asfaltenos, sin embargo, los que tienen base en terpenos son más amigables con el ambiente. Los productos químicos tienen mayor desempeño cuando son combinados con un surfactante o dispersante, aunque pueden crear sinergia (Ancheyta et al., 2009).



## 2.6. Tecnologías aplicables y disponibles para producción de crudos

La recuperación, tal como se aplica en la industria del petróleo, es la producción de petróleo a partir de un reservorio. Existen varios métodos mediante los cuales se puede lograr esto, que van desde la recuperación debido a la energía del reservorio (es decir, el aceite fluye desde el pozo sin asistencia) hasta métodos de recuperación mejorados en los que se debe agregar una cantidad considerable de energía al reservorio para producir el petróleo. Sin embargo, el efecto del método en el aceite y en el depósito debe considerarse antes de la aplicación.



**Figura 11.** Subdivisión de los métodos de recuperación (Speight., 2006)

### 2.6.1. Métodos de producción primaria

Primera etapa de la producción de hidrocarburos, en la cual la energía del yacimiento natural, tales como la de drenaje por gas, el drenaje por agua o el drenaje gravitacional, desplaza los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo y hacia la superficie. Inicialmente, la presión del yacimiento es considerablemente más elevada que la presión del fondo del pozo dentro de él. Esta elevada presión diferencial natural empuja los hidrocarburos hacia el pozo y hacia la superficie. La Tabla 2 muestra en forma resumida las características sobre estas fuentes (Schlumberger., 2019).

**Tabla 2.** Características de los mecanismos de producción primaria

Mecanismo	Presión del yacimiento	RPG	Producción de agua	Eficiencia
<b>1: Empuje por agua</b>	Permanece alta. La presión es sensible a las tasas de producción de petróleo, agua y gas	Permanece baja, si la presión permanece alta	Aumenta apreciablemente y los pozos buzamiento abajo producen agua temprano	35% a 80%  Promedio 50%
<b>2: Empuje por gas en solución</b>	Declina rápida y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	Ninguna (excepto en yacimientos con alta $S_w$ )	5% a 35%  Promedio 20%
<b>3: Expansión de la roca y de los fluidos</b>	Permanece baja y constante $P_i > P_b$	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en yacimientos con alta $S_w$ )	1% a 10%  Promedio 3%
<b>4: Empuje por capa de gas</b>	Cae suave y continuamente	Aumenta continuamente en pozos buzamiento arriba	Ausente o insignificante	20% a 40%  Promedio > 25%
<b>5: Drenaje por gravedad</b>	Declina rápida y continuamente	Permanece baja en pozos buzamiento abajo y alta en pozos buzamiento arriba	Ausente o insignificante	40% a 80%  Promedio 60%





## 2.6.2. Métodos de recuperación secundaria

Segunda etapa de producción de hidrocarburos durante la cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca que tengan comunicación de fluidos con los pozos productores. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo. Las técnicas de recuperación secundaria más comunes son la inyección de gas y la inundación con agua. Normalmente, el gas se inyecta en el casquete de gas y el agua se inyecta en la zona de producción para barrer el petróleo del yacimiento. Durante la etapa de recuperación primaria, puede comenzar un programa de mantenimiento de la presión, pero es una forma de recuperación mejorada. La etapa de recuperación secundaria alcanza su límite cuando el fluido inyectado (agua o gas) se produce en cantidades considerables de los pozos productores y la producción deja de ser económica. El uso sucesivo de la recuperación primaria y la recuperación secundaria en un yacimiento de petróleo produce alrededor del 15% al 40% del petróleo original existente en el lugar (Schlumberger., 2019).

- **Factores que controlan la recuperación secundaria**

Para llevar a cabo un procedimiento factible de los métodos de inyección de agua y gas, se debe tener en consideración algunos factores como son:

**Geometría del yacimiento:** La estructura y estratigrafía controlan la localización de los pozos y determinan los métodos por los cuales puede ser producido.

**Litología:** Factores litológicos llegan a afectar los procesos de inyección como son la porosidad, permeabilidad y contenido de arcilla.

**Profundidad del yacimiento:** A grandes profundidades existen mayores presiones, y las saturaciones de petróleo residual después de las operaciones primarias son más bajas que en yacimiento someros, debido a que estuvo disponible un gran volumen de gas en solución para



expulsar el petróleo y el factor de encogimiento fue grande hace que quede menos petróleo. Debe tenerse en cuenta la presión crítica durante la inyección, ya que puede llegar a provocar un posible fracturamiento. A fin de prevenir cualquier problema, es conveniente contar con la información de la presión de fractura o de rompimiento en una localización determinada, ya que ella fija un límite superior en la presión de inyección.

**Porosidad:** La recuperación total de petróleo de un yacimiento es una función directa de la porosidad, ya que determina la cantidad de petróleo presente para cualquier porcentaje de saturación de petróleo dado.

**Permeabilidad:** La magnitud de la permeabilidad de un yacimiento controla en un alto grado la tasa de inyección que se mantiene en un pozo bajo estos métodos de recuperación adicional secundaria en una determinada presión de la zona productora. Como se sabe  $K$  es la medida de facilidad con la cual los fluidos fluyen a través de una roca porosa.

### **2.6.3. Métodos de recuperación terciaria (EOR)**

Método para mejorar la recuperación de petróleo que usa técnicas sofisticadas que alteran las propiedades originales del petróleo. Clasificadas alguna vez como una tercera etapa de la recuperación de petróleo que se efectuaba después de la recuperación secundaria, las técnicas empleadas durante la recuperación mejorada de petróleo pueden realmente iniciarse en cualquier momento durante la vida productiva de un yacimiento de petróleo. Su propósito no es solamente restaurar la presión de la formación, sino también mejorar el desplazamiento del petróleo o el flujo de fluidos en el yacimiento. Los tres tipos principales de operaciones de recuperación mejorada de petróleo son la inundación química (inundación alcalina o inundación con polímeros micelares), el desplazamiento miscible (inyección de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) o inyección de hidrocarburos) y la recuperación térmica (inyección de vapor o combustión en sitio). La aplicación óptima de cada tipo depende de la temperatura, la presión, la profundidad, la zona productiva neta, la permeabilidad, las saturaciones de petróleo residual y agua, la porosidad y las propiedades del fluido del yacimiento, tales como la gravedad API y la viscosidad (Schlumberger., 2019).

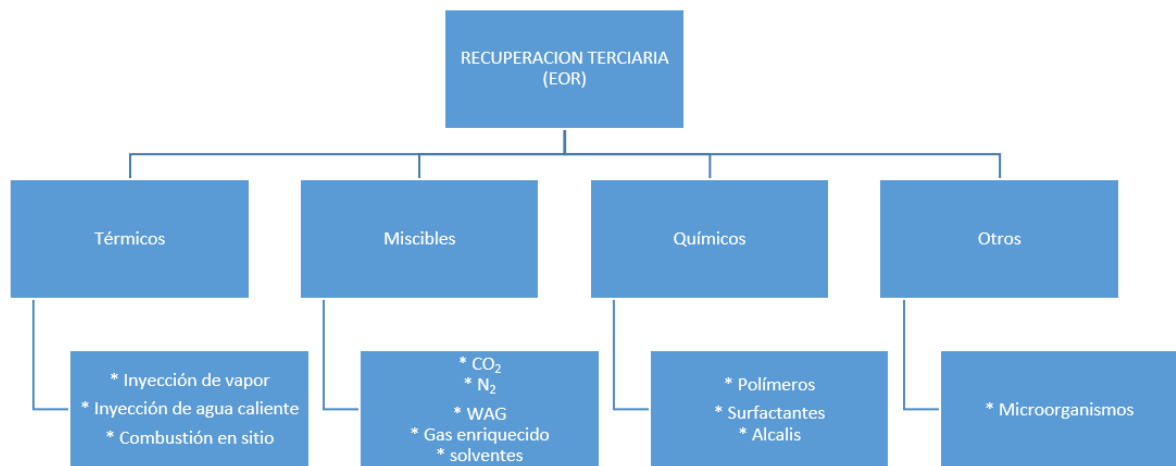


- **Clasificación de los métodos EOR**

Se clasifica como recuperación mejorada cualquier método que se aplique o bien después de la recuperación secundaria por drenaje al agua o bien en lugar de los métodos convencionales de recuperación secundaria por inyección de agua, figura 12.

Los métodos térmicos se usan preferentemente en los crudos pesados. Los métodos no térmicos en crudos livianos, aunque algunos son aplicables a crudos pesados, pero han tenido poco éxito en el campo.

La geología en los yacimientos y propiedades de los fluidos determinan cuál método se debe usar, aun cuando los conocimientos fundamentales puedan descartarlo.



**Figura 12.** *Métodos no convencionales de recuperación mejorada del petróleo (Farouq Ali & Thomas., 2006)*

## 2.7. Principales métodos de recuperación para crudos pesados y extrapesados

### 2.7.1. Métodos no convencionales no térmicos.

Los métodos no térmicos abarcan los procesos químicos y los miscibles. Los primeros incluyen los polímeros, surfactantes, las invasiones micelar/polímero y combinaciones. Los métodos miscibles incluyen los empujes miscibles a alta presión, usando un gas de

hidrocarburos, nitrógeno o dióxido de carbono, así como el desplazamiento de hidrocarburos líquidos.

Muchas variaciones son posibles en la aplicación de estos procesos: una importante ha sido la inyección alternada de agua y gas mejor conocida como proceso WAG. Otros métodos, que no caen estrictamente en las categorías de miscibles o químicos, incluyen empujes de gas inmiscible por dióxido de carbono, gases inertes y otros (Silva., 2011).

### **Invasiones químicas**

La mayoría de los procesos químicos involucran la inyección de materiales que usualmente no están presentes en los yacimientos. Entre ellos se encuentran polímeros, surfactantes, emulsiones y combinaciones de ellos.

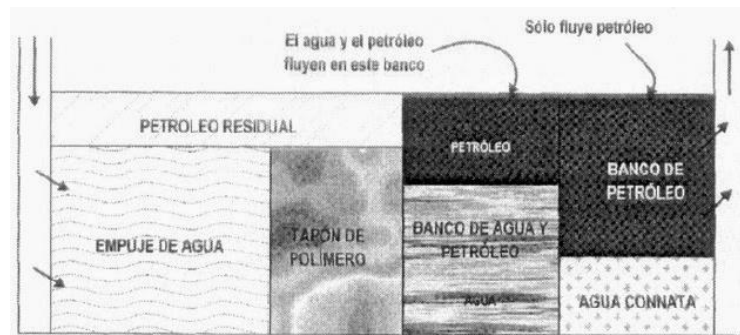
- **Invasión con polímeros**

Es una modificación de la inyección de agua y consiste en añadir al agua de inyección un tapón de polímeros de un alto peso molecular (2 hasta 5 MM) antes de que ésta sea inyecta en el yacimiento.

Dichas soluciones son muy viscosas aun cuando sea altamente diluidas, lo cual hace que mejore la razón de movilidad agua-petróleo generando un mejor desplazamiento y un barrido más completo del yacimiento que en la invasión con agua convencional.

Con los polímeros, se forma un banco de petróleo que se empuja como en la inyección de agua convencional, figura 13 (Silva., 2011).





**Figura 13.** *Proceso de invasión con polímeros (Klins., 1991)*

Los polímeros más utilizados son los solubles en agua e insolubles en petróleo o alcohol. Actualmente se usan tres tipos de polímeros: poliacrilamidas, polisacáridos (biopolímeros) y polióxidos de etileno; los dos primeros son los más aplicados en pruebas de campo, siendo los poliacrilamidas los más populares debido a que aumentan la viscosidad, alteran la permeabilidad de la roca yacimiento en las zonas invadidas, lo cual baja la movilidad efectiva del agua inyectada.

Los biopolímeros son menos sensibles a los efectos de salinidad, sin embargo son más costosos en virtud de los procesos de pretratamiento que requieren.

El resultado final es una reducción en la razón de movilidad y un mejoramiento de la eficiencia de barrido, lo que conduce a un incremento en la recuperación.

Existen muchos factores que afectan la recuperación de petróleo al usar polímeros: la degradación de éstos debido a la alta salinidad del agua intersticial, la temperatura, el envejecimiento, la formación de geles, altos esfuerzos de corte y otros.

- **Invasión con surfactantes**

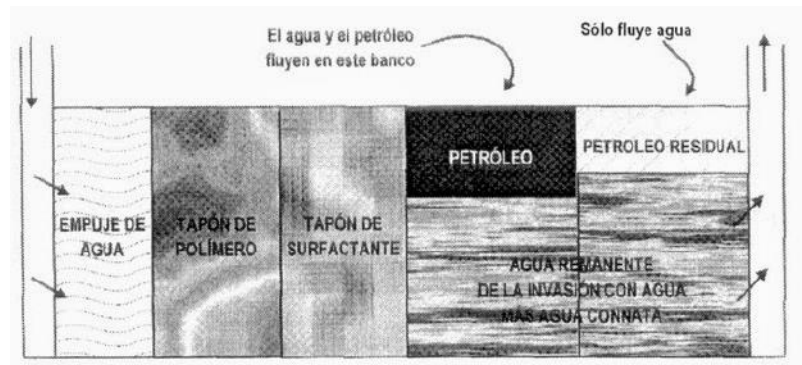
Los surfactantes son compuestos orgánicos provenientes del petróleo crudo y otros aditivos, que mezclados a bajas concentraciones en agua reducen la tensión interfacial.

El objetivo principal de este método es disminuir la tensión interfacial entre el crudo y el agua para desplazar volúmenes discontinuos de crudo atrapado, generalmente después de procesos de recuperación por inyección de agua (20 a 40% del volumen poroso).

Este método consiste en un proceso de inyección de múltiples tapones, incluyendo la inyección de agentes químicos con actividad superficial (tensoactivos o surfactantes) en el agua.

Dichos aditivos químicos reducen las fuerzas capilares que atrapan el crudo en los poros de la roca de formación.

El tapón de surfactante desplaza la mayoría del crudo del volumen contactado del yacimiento, formando un banco fluente de agua/petróleo que se propaga delante del bache o tapón de surfactante, Figura 14 (Silva., 2011).



**Figura 14.** Esquema de una invasión con surfactantes (Klins., 1991)

Los surfactantes más empleados a nivel de campo son sulfonatos de petróleo o sintéticos, los cuales pueden ser empleados en un amplio intervalo de temperaturas a bajas salinidades. Los aditivos más populares son amonio, carbonato de sodio y trifosfato de sodio.

- **Invasión alcalina**

La inyección de soluciones alcalinas (o cáusticas) emplea un proceso de emulsificación in situ. Este método requiere adicionar al agua de inyección ciertas sustancias químicas como hidróxido de sodio, silicato de sodio, soda cáustica o carbonato de sodio, las cuales reaccionan con los ácidos orgánicos que contiene el petróleo del yacimiento.

A medida que el agua alcalina y el petróleo reaccionan, se van produciendo sustancias jabonosas (surfactantes) en la interfase petróleo-agua, las cuales permiten que el petróleo sea producido por uno de los siguientes mecanismos:

**A:** Reducción de la tensión superficial como resultado de la formación in situ de surfactantes.

**B:** Cambio de humectabilidad, de humectado por petróleo a humectado por agua.

**C:** Emulsificación y atrapamiento del petróleo para ayudar a controlar la movilidad.

**D:** Emulsificación y arrastre de petróleo.

**E:** Solubilización de las películas rígidas de petróleo en la interfase petróleo-agua.

**F:** Cambio de humectabilidad, de humectado por agua a humectado por petróleo.

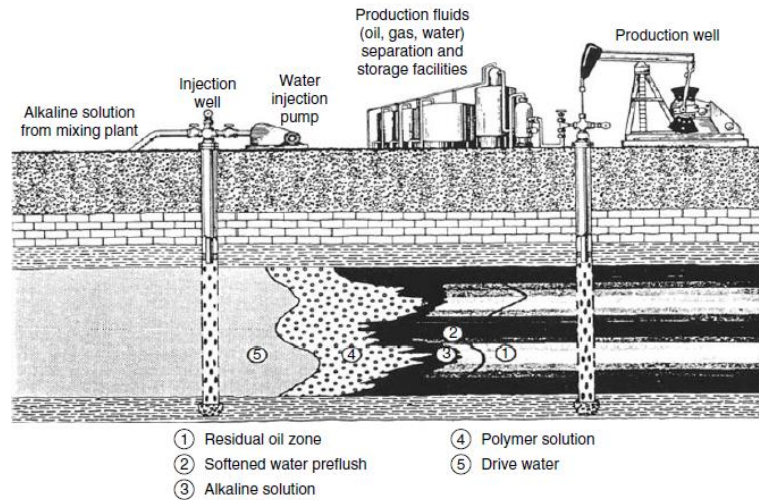
La recuperación mejorada se obtiene cambiando la mojabilidad de la roca y bajando la tensión superficial, lo cual causa una emulsificación inmediata. Para petróleos livianos ( $> 30^\circ\text{API}$ ), el proceso requiere alta concentración de agente alcalino (2 – 5%) dando como resultado una alta eficiencia de desplazamiento.

Para petróleos pesados ( $< 25^\circ\text{API}$ ) la concentración de álcali es baja (0.1 – 1.0 %) y el agua de formación debe tener una baja concentración de ion calcio.

El proceso alcalino puede aplicarse a petróleos de alta viscosidad y puede mejorar tanto el desplazamiento como la eficiencia de barrido.



Muchas veces se inyecta una solución de polímeros entre el tapón de cáustica y el agua de inyección para proteger la integridad de la solución alcalina, así como para mejorar la eficiencia de barrido, figura 15 (Silva., 2011).



**Figura 15. Recuperación por inundación alcalina (Speight., 2006)**

### Desplazamiento miscible

Este proceso consiste en inyectar un agente desplazante completamente miscible con el petróleo existente. La tensión interfacial entre los dos se reduce a cero (no existe una interfase), el número capilar se hace infinito y el desplazamiento de petróleo se asegura en un 100% en los poros que son barridos por el agente desplazante, si la razón de movilidad es favorable.

El desplazamiento de un petróleo por un gas a alta presión es generalmente del tipo de múltiples contactos, donde la miscibilidad entre los dos se alcanza por varios contactos y el correspondiente equilibrio de fases.

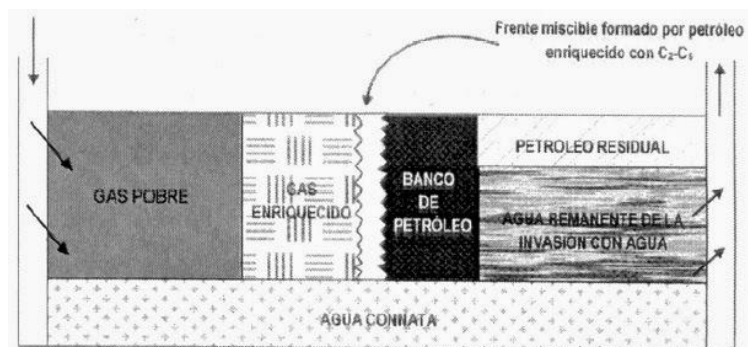


El CO<sub>2</sub> y el nitrógeno también se pueden usar como agentes miscibles de desplazamiento, en condiciones apropiadas (altas presiones de operación y crudos de alto °API). Las soluciones micelares o microemulsiones pueden actuar como agentes miscibles de desplazamiento, en los cuales el petróleo no es desplazado completamente y lo mismo es válido para cierto tipo de alcoholes (Silva., 2011).

- **Proceso con gas enriquecido**

En este caso se usa un tapón de metano enriquecido con etano, propano o butano, empujado por un gas pobre y agua. A medida que el gas inyectado se mueve en la formación, los componentes enriquecidos son extraídos del gas inyectado y absorbidos por el petróleo.

La inyección continua de gas enriquecido y la remoción de las fracciones livianas alrededor del pozo forman una zona rica en C<sub>2</sub> y C<sub>4</sub>, esta banda de petróleo enriquecido se vuelve miscible con aquel, desplazando al petróleo que va adelante. Con excepción del propano líquido, este proceso requiere de múltiples contactos entre el petróleo y el gas enriquecido para que se pueda desarrollar este tapón miscible in situ (Silva., 2011).



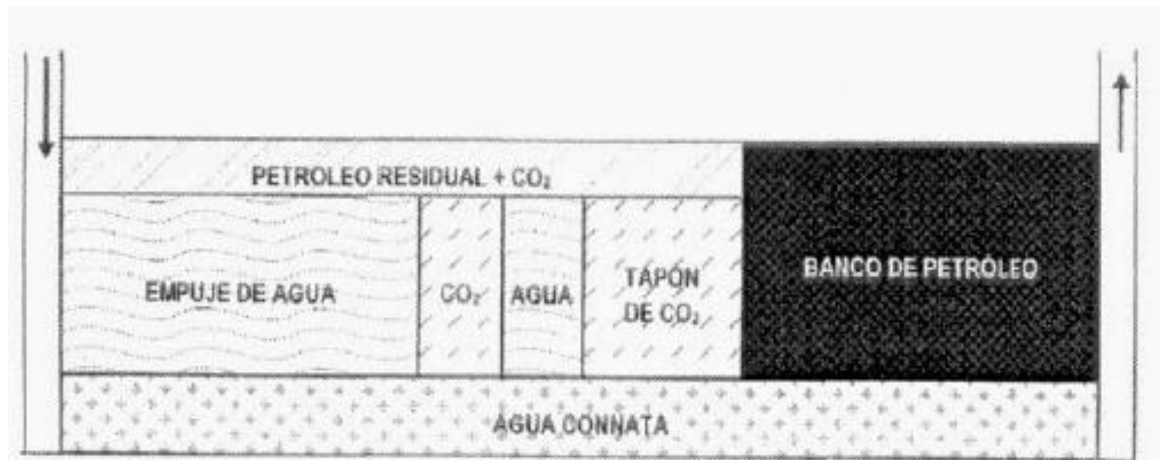
**Figura 16.** *Proceso miscible con gas enriquecido (Klins., 1991)*

- **Inyección alternada de agua y gas (proceso WAG)**

La inyección alternada de gas junto con el agua es una variante de los tapones miscibles, permite controlar la inestabilidad del frente de desplazamiento y mejorar la eficiencia de barrido vertical al disminuir la razón de movilidad y, por lo tanto, aumentar la eficiencia de barrido volumétrico.

En este proceso se inyecta tapones de agua y gas alternadamente, los cuales se mueven secuencialmente recorriendo la misma ruta en el yacimiento hacia los pozos productores en una relación agua-gas determinada, de manera que el tapón de agua no alcance el banco de fluido miscible (gas) donde ocurre el principal desplazamiento.

La inyección alternada de agua y gas se espera que combine las ventajas de un desplazamiento miscible con las de inyección de agua, figura 17.



**Figura 17.** *Proceso de inyección alternada de agua y gas (Klins., 1991)*

- **Inyección de solventes**

Uno de los más modernos métodos para producir petróleo adicional es a través del uso de solventes para extraer el petróleo del medio permeable.

Los solventes son compuestos orgánicos basados en el elemento químico carbono. Producen efectos similares a los del alcohol o los anestésicos.

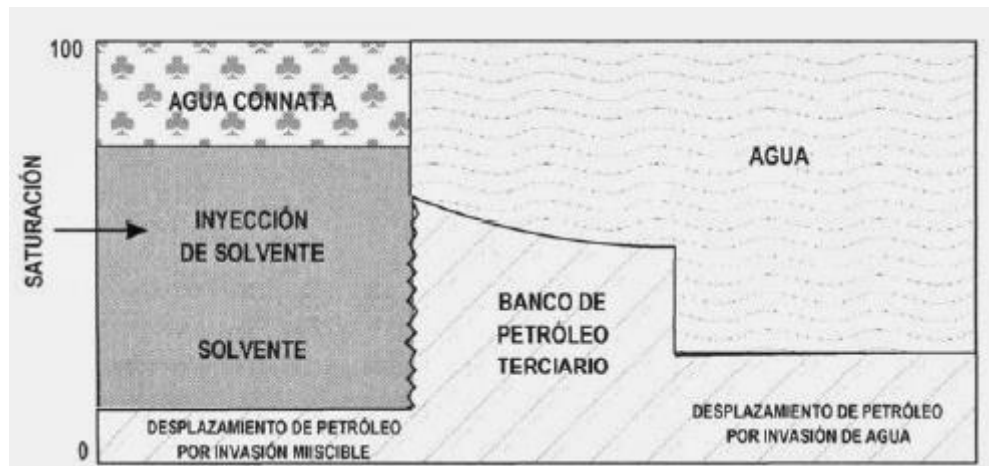
Los solventes industriales de mayor uso son los cementos (tricloroetileno, tetracloroetileno), los pegamentos (tolueno, acetato de etilo y varias acetonas), el thinner (destilados de petróleo, benceno, acetona, tricloroetileno, tetracloroetileno) y los removedores de barniz o pintura (acetona, tolueno, benceno, cloruro de metileno).

Los solventes constituyen un grupo heterogéneo de hidrocarburos volátiles derivados del petróleo y del gas cuyo punto de ebullición es bajo por lo que se evaporan al entrar en contacto con el aire. Su importancia y patrón de uso determinan su clasificación en: solventes activos, cosolventes, solventes latentes, y diluyentes.

Dos fluidos que se mezclan juntos en todas las proporciones en una sola fase son miscibles. Los agentes miscibles podrían mezclarse en todas las proporciones en el petróleo que será desplazado, la mayoría de ellos exhibe una miscibilidad parcial con el petróleo y por eso se les denomina solventes.

El método utiliza varios procesos de recuperación mejorada cuyas principales funciones en la recuperación de petróleo son la extracción, disolución, vaporización, solubilización, condensación o algunos otros cambios en el comportamiento de fases, figura 18 (Silva., 2011).





**Figura 18.** *Proceso de inyección usando solventes (Klins., 1991)*

Los solventes de inundación se refieren a aquellas técnicas de recuperación mejorada cuya principal función de recuperación es porque de extracción, disolución, vaporización, solubilización, condensación, o alguna otra fase de comportamiento que cambia el comportamiento del crudo.

Estos métodos tiene otros mecanismos de recuperación importantes como la reducción de la viscosidad, el hinchamiento del petróleo y el empuje por gas en solución, pero el mecanismo primario es la extracción que puede lograrse con muchos fluidos como: alcoholes orgánicos, cetonas, hidrocarburos refinados, gas condensado de petróleo, gas natural y gas natural licuado, dióxido de carbono, aire, nitrógeno, gases de combustión y otros.

- **Inyección de dióxido de carbono**

Este gas puede ser inyectado ya sea en estado gaseoso de manera continua, o bien bajo forma de baches alternados con agua.

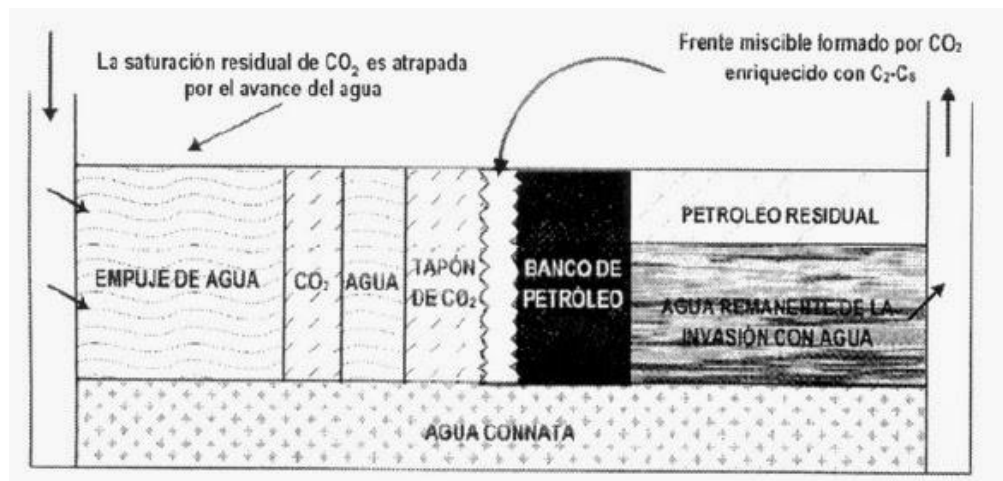
En el caso de petróleos ligeros y medianos, tasas elevadas de recuperación pueden ser obtenidas por los mecanismos de miscibilidad termodinámica. Con petróleos pesados la presión de miscibilidad no puede prácticamente jamás ser alcanzada.

En lo general, el CO<sub>2</sub> disuelto en el petróleo tiene un efecto directo sobre las propiedades de mezcla: la movilidad del petróleo y la reducción de la viscosidad mejoran sensiblemente la eficiencia de barrido.

La miscibilidad entre el petróleo y el CO<sub>2</sub> es todavía considerada el mecanismo más importante y esto ocurrirá en más sistemas cuando la presión sea bastante alta. En general, las altas presiones son requeridas para comprimir el gas a una densidad en la cual llegue a ser a buen solvente para los componentes ligeros de los aceites, esto denominado presión mínima de miscibilidad, así, el CO<sub>2</sub> puede constituir una alternativa a los métodos térmicos cuando estos no son aplicables (a grandes profundidades, por ejemplo).

La invasión con CO<sub>2</sub> se aplica a un amplio rango de yacimientos, a presiones de miscibilidad mucho más bajas que las requeridas en los procesos con gas vaporizante. El CO<sub>2</sub> reduce la viscosidad del petróleo y causa su hinchamiento.

Un esquema recomendable es la inyección de un tapón de CO<sub>2</sub>, seguido por agua (de la forma WAG), hasta que cerca del 20% del CO<sub>2</sub> se haya inyectado, figura 19 (Silva., 2011).



**Figura 19.** *Proceso de inyección de CO<sub>2</sub>*  
(Klins., 1991)

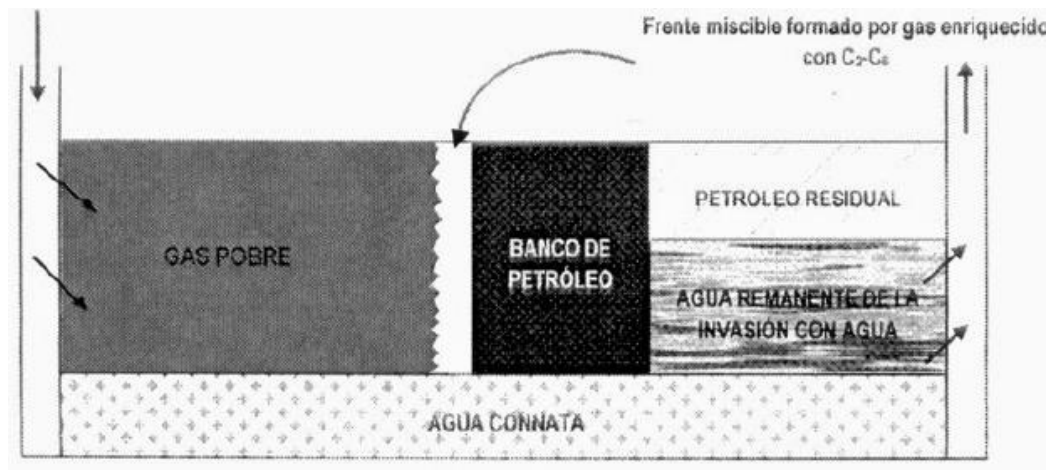
Este método se debe usar en yacimientos con crudos desde moderadamente livianos hasta livianos ( $API > 25^\circ$ ), lo suficientemente profundos como para estar por encima de la PPM; si existe disponibilidad del  $CO_2$ , es una mejor selección que otros métodos miscibles en vista de su alta viscosidad y mayor densidad que el metano.

El  $CO_2$  es soluble en agua, lo que ocasiona algunas pérdidas y las soluciones ácidas pueden causar problemas de corrosión.

- **Inyección de nitrógeno**

La Inyección de Nitrógeno es usada especialmente para yacimientos profundos con baja permeabilidad y para yacimientos con alta presión.

El objetivo principal de la inyección de gas es mantener la presión a cierto valor o suplementar la energía natural del yacimiento. El principal objetivo de la Inyección de  $N_2$  es lograr miscibilidad con el fluido del yacimiento.



**Figura 20.** *Proceso miscible con gas vaporizante*  
(Klins., 1991)

Cuando se inyecta N<sub>2</sub> en un yacimiento, este forma un frente miscible por vaporización de componentes livianos presentes en el crudo. Este gas, ahora enriquecido en cierta magnitud, continúa su movimiento desde los pozos inyectores y así va contactando crudo fresco y vaporizando más componentes, lo cual enriquece a medida que avanza el frente.

El primer frente de gas puede alcanzar un alto grado de enriquecimiento que se convierte en solución o se hace miscible con el crudo de la formación. En esta etapa, la interfase entre el petróleo y el gas desaparece, formándose una mezcla homogénea de ambos fluidos.

Con la inyección continua de nitrógeno se logra desplazar el frente miscible a lo largo del yacimiento, moviendo un banco de petróleo hacia los pozos productores. La inyección de este gas también puede alternarse con la inyección de agua (proceso WAG) para incrementar la eficiencia de barrido y la recuperación de petróleo (Silva., 2011).

## **OTROS**

- **Inyección microbial**

La tecnología de la recuperación de petróleo a partir de microbios esta aun en su etapa de desarrollo. Pruebas de laboratorio han demostrado que algunos microorganismos producen químicos que pueden incrementar la movilidad del petróleo en el reservorio.

El método consiste en la inyección de diversos tipos de bacterias, y alimento para las mismas, al yacimiento. O bien simplemente se inyecta alimento para nutrir a las bacterias existentes en la formación las cuales generan un surfactante natural que metaboliza al petróleo de la formación.

Se ha demostrado también que estos organismos pueden ser desplazados a través del medio poroso, y que se pueden adaptar a vivir bajo una variedad de condiciones medioambientales.

Los químicos que pueden ser producidos por microorganismos incluyen surfactantes, ácidos, solventes y dióxido de carbono. Las etapas del procedimiento de inyección de microorganismos consiste en:

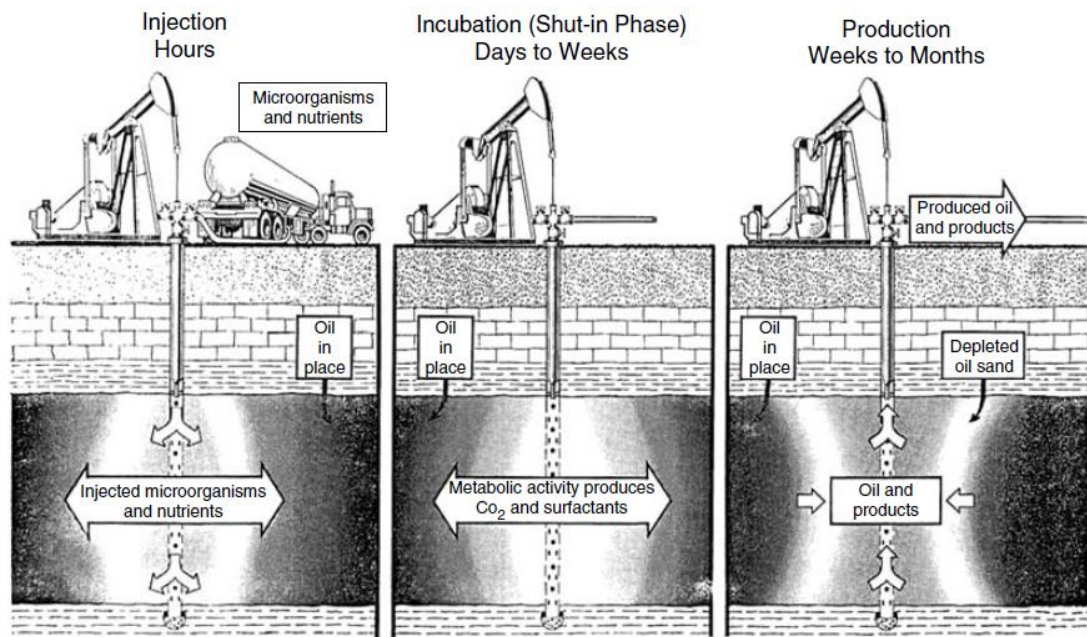




1: Inyección de fluido cargado de microbios hacia la formación (Etapa de Inyección).

2: Cerrar el pozo por mínimamente 72 horas para establecer una colonia (Etapa de incubación).

3: Reanudar la producción mientras la colonia de microbios continua expandiéndose (Etapa de producción) (Cruz., 2010).



**Figura 21.** Recuperación de petróleo por inundación con microorganismos (Speight., 2006)

### 2.7.2. Métodos no convencionales térmicos

Los métodos de recuperación térmica, particularmente la inyección cíclica y continua de vapor, ha demostrado ser los procesos de recuperación mejorada de mayor éxito en los últimos años. El objetivo básico en la aplicación de tales métodos es la reducción de la viscosidad del petróleo con la finalidad de mejorar su movilidad, por lo cual son especialmente adecuados para petróleos viscosos (5 - 15° API). En general, se clasifican en dos tipos: los que implican la inyección de fluidos en la formación, como la inyección de



agua caliente y la inyección de vapor, en sus dos modalidades cíclicas y continuas; y los que utilizan la generación de calor en el propio yacimiento. A estos últimos se les conoce como procesos *in situ*, destacándose entre ellos la combustión en sitio.

- **Inyección de agua caliente**

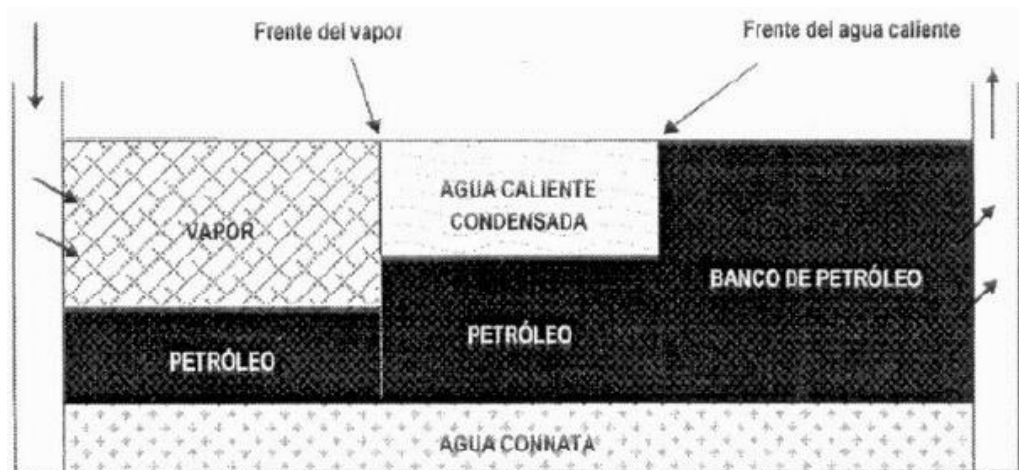
La inyección de agua caliente es probablemente el método térmico de recuperación más simple y seguro, y dependiendo de las características del yacimiento puede ser económico y ventajoso. Es un proceso de desplazamiento en el cual el petróleo se desplaza inmisciblemente, tanto por agua caliente como por agua fría. Durante el proceso, la zona vecina al pozo inyector se va calentando y a su vez parte del calor inyectado se pierde hacia la formación adyacente.

El agua caliente inyectada suple el calor necesario a expensas de su calor sensible y como consecuencia su temperatura disminuye; además como se mueve alejándose del pozo inyector y mezclándose con los fluidos a la temperatura original del yacimiento, se forma una zona caliente en la cual la temperatura varía desde la temperatura de inyección, en el pozo inyector, hasta la del yacimiento a cierta distancia del pozo inyector (Silva., 2011).

- **Inyección continua de vapor**

En principio, como la inyección de agua, éste es un método de empuje por medio de pozos de inyección y producción. El vapor se inyecta continuamente en el pozo inyector, lo cual genera en la formación una zona de vapor que avanza a una tasa siempre decreciente. Con el fin de reducir las pérdidas de calor, al ocurrir la ruptura del vapor se debe reducir la tasa de inyección del vapor hasta un valor conveniente. Después, se discontinúa el vapor y se inyecta agua caliente o fría, o los inyectores se cierran, mientras que los productores se mantienen abiertos (Silva., 2011).





**Figura 22.** *Proceso de inyección continua de vapor (Klins., 1991)*

- **Combustión in situ**

La combustión in situ o invasión con fuego, es un método único debido a que una porción del petróleo en el yacimiento (cerca del 10%) se quema para generar el calor, obteniendo una alta eficiencia térmica.

En principio, existen 2 tipos de procesos de combustión en el yacimiento. Un tipo es denominado Combustión convencional o "hacia adelante" debido a que la zona de combustión avanza en la misma dirección del flujo de fluidos mientras que en el segundo tipo denominado Combustión en reverso o en "contra-corriente" la zona de combustión se mueve en dirección opuesta al flujo de fluidos. El proceso convencional es el más común.

### 1. Combustión convencional

La idea básica de combustión convencional consiste en:

**A:** Inyectar aire a través de ciertos pozos con el objeto de crear una alta permeabilidad relativa al aire.

**B:** Encender el crudo en los pozos de inyección.

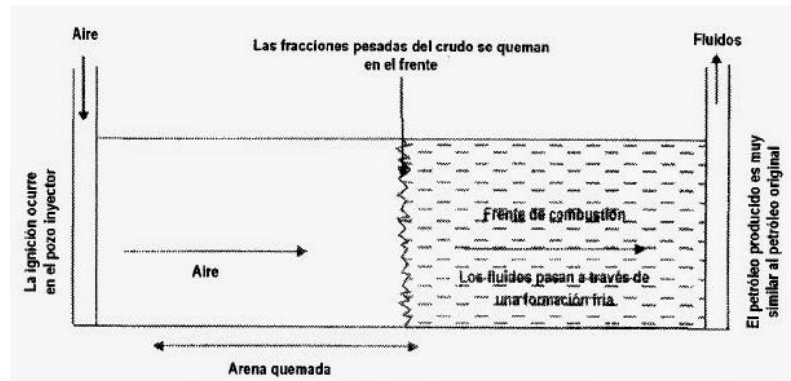
**C:** Propagar el frente de combustión a través del yacimiento mediante inyección continua de aire con el objeto de calentar y desplazar los fluidos delante de ella.

El petróleo es producido por una variedad de mecanismos incluyendo vaporización, condensación, empuje por gas en solución, desplazamientos miscibles, empuje por vapor, craqueo térmico, etc. La temperatura en la zona de combustión alrededor del pozo de inyección es de 700°F a 1200°F. La zona más adelante se caracteriza por evaporación y craqueo del petróleo, aún más adelante se encuentra la zona de condensación, a continuación el banco de agua, el banco de petróleo y finalmente la zona virgen hasta los pozos productores, figura 23.

El proceso de combustión convencional es ideal en el sentido que una fracción indeseable de petróleo es consumida como combustible en forma de "coque" y que el calor generado es utilizado lo más eficientemente posible. La cantidad de petróleo consumido es de alrededor del 15% pero varía dependiendo del tipo de petróleo y tasa de inyección de aire. Se le denomina contenido de combustible y se expresa en lb/lb de roca o en lb/ft<sup>3</sup> de roca.

La combustión convencional es aplicable a yacimientos con crudos en el rango de 10° a 40° API y la recuperación varía entre el 60% y 90% del petróleo en el yacimiento al momento de iniciar el proceso dependiendo del tipo de arreglo, propiedades del petróleo y del petróleo in situ (Silva., 2011).





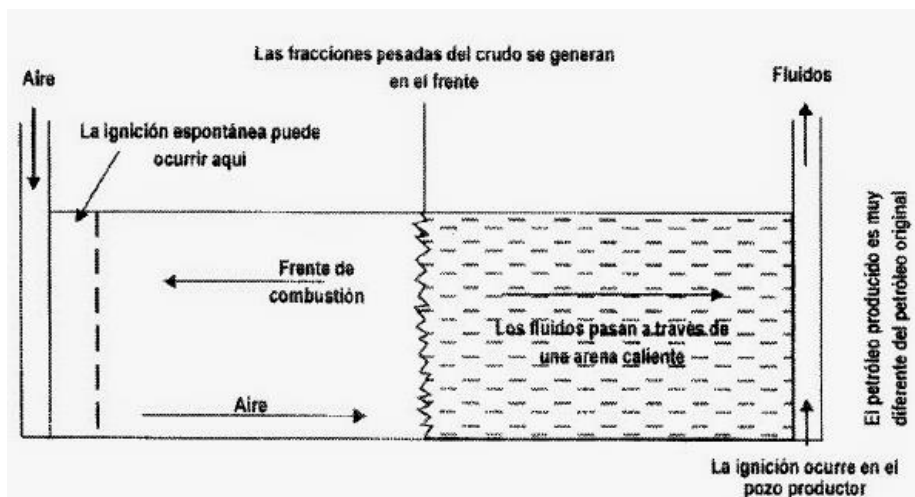
**Figura 23.** Esquema de una combustión in situ convencional (Farouq Alí., 2006)

## 2. Combustión en reverso

Se diferencia del convencional en el hecho que el frente de combustión se origina en los pozos productores y se propaga hacia los inyectores. En este tipo de proceso, el petróleo vaporizado, el agua y los productos de la combustión se mueven en una zona del yacimiento que ha sido calentada. Luego, debido a que la arena está caliente, la saturación móvil de líquido se elimina en esta parte del yacimiento lo cual significa que no existe límite superior en la viscosidad, figura 24.

La combustión en reverso se usa en yacimientos donde el proceso convencional es imposible de aplicar debido a la alta viscosidad del petróleo razón por la cual se recomienda en yacimientos con crudos muy pesados y arenas bituminosas. Es aplicable en el rango de 5 °API a 15 °API y la recuperación alcanza hasta un 50%-65% del petróleo in situ en el momento de iniciar el proceso.

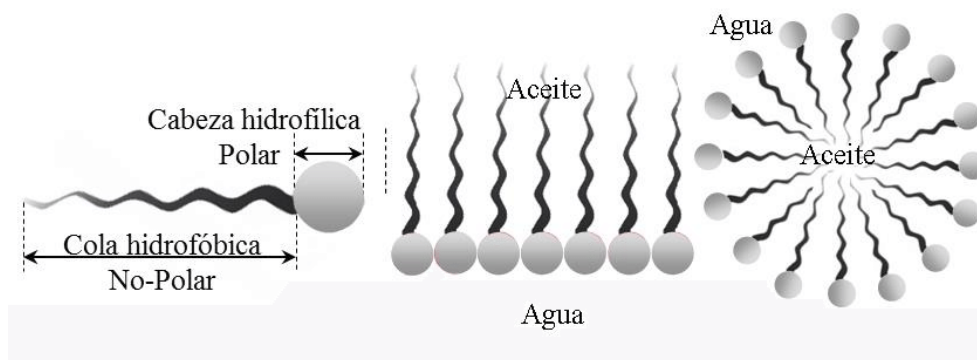
En comparación con la combustión convencional, la combustión en reverso es menos atractiva debido a recuperaciones más bajas, mayor consumo de combustible, mayores pérdidas de calor y problemas de equipos más severos. Sin embargo, tiene un mayor rango de aplicabilidad y probablemente sea uno de los muy pocos métodos aplicables a arenas bituminosas.



**Figura 24.** *Proceso de combustión en reverso*  
(Farouq Alí., 2006)

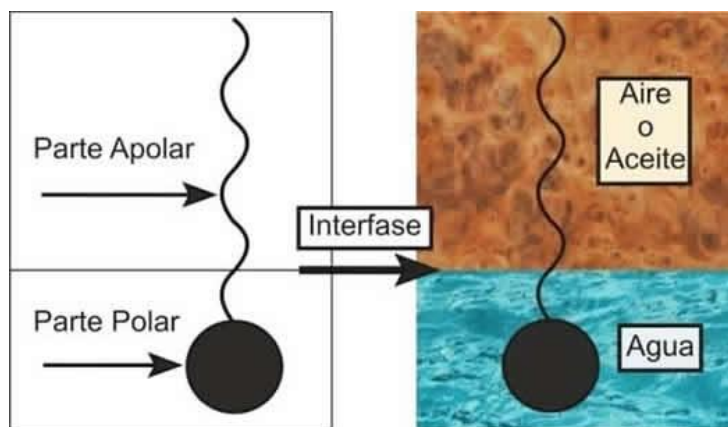
## 2.8.Surfactantes

Los productos surfactantes, también denominados tensoactivos, son sustancias compuestas por moléculas anfifílicas. La palabra recoge el significado de las raíces griegas *anfi* que significa doble y *filos* que significa atracción o afinidad. Estas moléculas poseen un grupo hidrofílico –atracción por el agua– enlazado a un grupo hidrofóbico –repulsión al agua–. Así, en general, la estructura química de una molécula tensoactiva tiene una zona polar, denominada hidrófila, y una zona apolar o de polaridad débil, denominada hidrófoba o lipofílica. A menudo el grupo hidrofóbico es denominado también lipofílico (atracción por la grasa). El grupo polar suele ser de menor longitud que el grupo apolar, aunque más voluminoso, por lo que se le llama grupo de cabeza. El grupo apolar está formado por una cadena carbonada de tipo alquílico o alquilbencénico, aunque dada la versatilidad de la química de carbono podemos encontrar cadenas insaturadas, ramificadas o que contengan otros átomos distintos del carbono o del hidrógeno (Ortega., 2009).



**Figura 25.** Molécula de surfactante y su comportamiento en medio acuoso (Pereira & Cartes., 2016)

La característica básica de los tensoactivos es su capacidad de modificar la tensión superficial de la superficie de los líquidos a los que se añaden. La doble afinidad de la molécula le obliga a migrar a la superficie del líquido dejando sumergido el grupo hidrófilo o el hidrófobo, en función de sí el disolvente es polar o apolar. En el interior de la disolución, y para una concentración mínima de surfactante (concentración micelar crítica), las moléculas se agrupan en agregados denominados micelas. Este proceso espontáneo minimiza las fuerzas repulsivas entre el solvente y las moléculas de surfactante y maximiza las interacciones atractivas. Si el solvente es polar, tal como el agua, las moléculas de surfactante orientan su cadena apolar hacia el interior de la micela, quedando el grupo polar orientado hacia el exterior. La tendencia de los tensoactivos a situarse en las interfases tiene enorme importancia y un gran interés tanto en los procesos y estructuras biológicas como en procesos tecnológicos. Así, cuando en el medio líquido existe una fase acuosa y otra fase grasa u orgánica inmiscibles, al añadir un surfactante, las moléculas de éste se disponen intercaladas en la interfase entre el agua. De esta forma, se pueden obtener mezclas estables de especies químicas inmiscibles que forman emulsiones, soles, geles, cristales líquidos, vesículas y soluciones micelares con características fisicoquímicas específicas (Ortega., 2009).



**Figura 26.** Orientación de la molécula surfactante en la interfase agua-aceite (Miñana & Goncalves., 2011)

Hay que resaltar que no todas las moléculas anfifílicas tienen propiedades tensoactivas, aunque sí todas las moléculas tensoactivas han de ser anfifílicas. Las propiedades interfaciales intrínsecas de un tensoactivo están determinadas por su estructura, el tamaño de cada uno de sus grupos, y su balance hidrófilo/hidrófobo; este último determinado básicamente por la polaridad de su grupo de cabeza. Las moléculas de tensoactivo han de poseer una longitud mínima de cadena hidrófoba, normalmente superior al de ocho átomos de carbono enlazados, y su carácter hidrófilo no debe ser excesivo, lo que les permite formar agregados con moléculas de su misma especie.

Atendiendo a su estructura y funcionalidad podemos definir un producto tensoactivo como aquel cuyas moléculas son anfifílicas y tiene actividad interfacial y capacidad de formar agregados micelares.

Debido a sus propiedades fisicoquímicas, las sustancias surfactantes pueden usarse como detergentes, emulsionantes, espesantes o viscosantes, espumantes o antiespumantes, humectantes, estabilizantes, encapsulantes y lubricantes entre otras muchas aplicaciones. Por otro lado, estos productos tienen capacidad para modificar el modo de fluencia de las disoluciones y mezclas en las que participan, confiriéndoles diferentes tipos de comportamiento viscoso. Por ello, las industrias de los productos de limpieza y detergencia,



la cosmética, la farmacología, la fabricación de productos textiles, de lubricantes, de recubrimientos de superficie, tales como pinturas y barnices, y la industria alimentaria han utilizado y mostrado tradicionalmente un fuerte interés tecnológico por sus propiedades y aplicaciones, (Schlösser., 1988).

En la naturaleza existen multitud de moléculas surfactantes implicadas en las estructuras y los procesos de la vida. Su función biológica es determinante en la conformación de las membranas de las células y de los órganos que contienen, el transporte de metabolitos y la actividad enzimática, por citar solo algunas funciones. En este sentido cabe destacar el descubrimiento reciente de surfactantes pulmonares, implicados en el intercambio de oxígeno y de dióxido de carbono, o el papel de los ácidos biliares con propiedades tensoactivos en la emulsión y digestión de la materia grasa. El conocimiento de estas funciones orgánicas permite diseñar productos cosméticos o farmacéuticos en los que las moléculas surfactantes actúen del mismo modo a como lo hacen en los procesos de la vida en los que intervienen.

La combinación de diferentes tensoactivos produce, en general, efectos sinérgicos que mejoran la actividad o la propiedad deseada, así, es posible crear vesículas útiles como agentes de transporte de principios activos en aplicaciones de cuidado personal y médico (Schlösser., 1988).

### **2.8.1. Clasificación de los surfactantes**

- **Según su estructura molecular**

La clasificación se fundamenta en el poder de disociación del tensoactivo en presencia de un electrolito y de sus propiedades fisicoquímicas. Pueden ser: iónicos o no-iónicos; y dentro de los iónicos según la carga que posea la parte que presenta la actividad de superficie serán: aniónicos, catiónicos y anfóteros.





### **Surfactantes aniónicos**

Poseen características muy notables con respecto a otros tipos de surfactantes siendo una de ellas la estabilidad en aguas duras, tienen una zona polar cargada negativamente en solución acuosa, por lo que fisicoquímicamente dichos tensoactivos tienen la propiedad de alterar la energía superficial, si la tensión superficial disminuye la energía libre de superficie disminuye porque estas están directamente relacionadas, no obstante es importante señalar que el contraión (normalmente sodio, potasio o iones de amonio) ejerce una escasa influencia sobre las propiedades superficiales de estas sustancias, con respecto a la adsorción de estos surfactantes sobre superficies sólidas pueden modificar las características de dicha superficie y la transferencia de electrones. Además, pueden incluir la formación de agregados en la superficie similares a micelas e incrementar el grosor de la película de otras moléculas adsorbidas, pero no solo cambian las características superficiales de los sólidos por adsorción, sino también favorecen la solubilidad de compuestos escasamente solubles en agua (Marquéz., 2006).

### **Surfactantes catiónicos**

Constan de una parte polar lipofílica cargada positivamente (normalmente de una sal de amonio cuaternaria, amina o sal de fosfonio) y de una zona hidrófoba que puede tener distinta naturaleza. Tienen propiedades únicas, como la absorción sobre sustratos cargados negativamente y propiedades bactericidas. En general no son buenos detergentes y tampoco buenos espumantes con excepción de los óxidos de amina en su forma cuaternizada a pH ácido. No se usan en formulaciones con surfactantes aniónicos ya que no son compatibles con estos (Marquéz., 2006).

### **Surfactantes anfóteros**

Estos surfactantes anfóteros tienen dos grupos funcionales: uno aniónico y otro catiónico. Según el pH una de las dos disociaciones domina (aniónicos al alto pH, catiónico a bajo pH). Según el pH pueden presentar adsorción sobre superficies con cargas positivas o negativas.



Estos surfactantes son compatibles con los demás tipos de surfactantes y se usan en formulaciones no-tóxicas (Marquéz., 2006).

### **Surfactantes no iónicos**

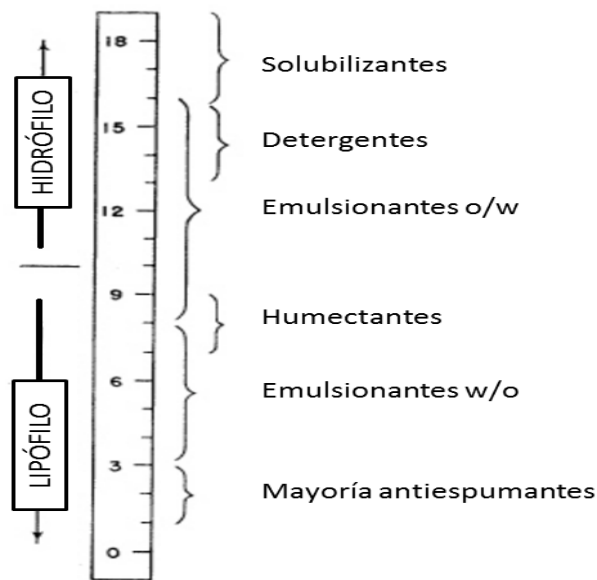
Los surfactantes no iónicos se obtienen principalmente como derivados de polioxietileno (especialmente polioxietileno alquil fenoles) y polioxipropileno. Estos surfactantes están constituidos por una cadena hidrocarbonada lipofílica (alquil-fenoles y ácidos grasos alifáticos, principalmente) con su respectivo alcohol, unida a una segunda cadena que es hidrofílica y compuesta de grupos oxietileno. Entre más grupos de oxietileno estén formado la cadena, mayor será la afinidad con el agua y por lo tanto, mayor la solubilidad del surfactante en el agua. Son en general buenos detergentes humectantes y emulsionantes. Algunos de estos tienen excelentes propiedades espumantes, por todas estas propiedades se encuentran hoy en día en todos los detergentes líquidos o en polvo (Marquéz., 2006).

- **Según su balance hidrófilo-lipofílico**

El balance o equilibrio hidrófilo-lipofílico (HLB) de un tensoactivo es una medida del grado en el que es hidrófilo o lipófilo, determinado mediante el cálculo de los valores para las diferentes regiones de la molécula, como describe Griffin en 1949 y 1954. Se han sugerido otros métodos, en particular en 1957 por Davies.

Griffin ideó una escala arbitraria de valores para clasificar a los tensoactivos entre lipófilos, con valores de HLB bajos (de 1-8), e hidrófilos, con valores de HLB altos (9-18). Dentro de estos grupos se encuentran otros subgrupos debido a sus propiedades físico-químicas (Muñoz., 2019).





**Figura 27.** Escala de los valores HLB de diversos agentes tensoactivos (Griffin., 1949)

### Solubilizantes

Un solubilizante es un compuesto anfifílico que permite preparar disoluciones acuosas, de concentración un tanto elevada, de sustancias inmiscibles o parcialmente miscibles con el agua.

Cuando un tensoactivo se disuelve o dispersa en agua, aquel queda absorbido en la superficie de ésta. Pero si la concentración de éste es elevada, existirá un exceso de éste que no puede ser absorbido en la superficie del líquido y que formará micelas. La solubilización puede ocurrir en un sistema que consta de un disolvente, un coloide de asociación (por ejemplo, un coloide que forma micelas), y al menos otro componente llamado solubilizador o solubilizante (Griffin., 1949).

### Detergentes

Los detergentes son tensoactivos que se emplean para separar la suciedad de cualquier tipo de superficie.

## **Emulsionantes**

Un emulsionante, emulgente o emulsificante es un tensoactivo que permite la emulsión de un aceite en una disolución acuosa (emulsionante o/w) o de agua en una disolución orgánica (emulsionante w/o). Debido a la capacidad anfifílica de estos tensoactivos, cuyos HLB están cercanos a la parte central de la escala, son capaces de mezclar dos fases inmiscibles formando emulsiones estables (Griffin., 1949).

## **Humectantes**

Un humectante es un tensoactivo con un HLB medio (se sitúa en la parte central de la escala). Cuando se disuelve en agua, hace disminuir el ángulo de contacto, mojando o humectando mayor proporción de superficie (Griffin., 1949).

### **2.8.2. Uso de los surfactantes en la industria petrolera**

Un surfactante es una sustancia cuya molécula posee una parte polar y una parte apolar. Por tal razón se encuentra en general ubicado en una interfase aceite-agua, y son de uso común en prácticamente todas las ramas de la industria petrolera. El petróleo contiene sustancias surfactantes, llamadas "surfactantes naturales" en los cortes pesados (resinas, máltenos, asfaltenos); estos estabilizan las emulsiones de agua en aceite (w/o) y su efecto se contrarresta con otros surfactantes en la llamada deshidratación.

En todas las operaciones en que existen dos o más fases presentes, se encontrará la presencia de un surfactante con el propósito particular de estabilizar o desestabilizar una dispersión, una emulsión o una espuma, o para modificar la tensión interfacial o la mojabilidad (Salager., 1991).



- **Perforación y terminación de pozos**

### **Lodos de perforación**

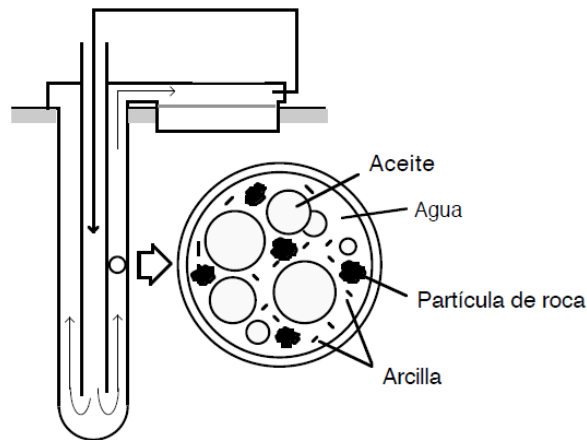
Los lodos de perforación son fluidos complejos que suelen poseer varias propiedades, de acuerdo al papel que deben jugar. El lodo de perforación debe remover el calor producido por el trabajo de la barrena; por su papel de agente enfriador contiene agua. También debe lubricar las partes móviles, y por eso contiene aceite. Además deben ser densos; y por eso contiene sólidos suspendidos como la bentonita, u otras arcillas. Finalmente debe ser viscoso para no "perdersse" en las formaciones y para arrastrar el residuo de molienda de la barrena. Adicionalmente debe contener inhibidores de corrosión, figura 28.

La composición típica de los lodos de perforación incluye agua, aceite y sólidos suspendidos, y a veces burbujas de gas. El agua y el aceite se encuentran en forma de emulsión O/W (la más corriente) o W/O. Los surfactantes de los lodos de perforación actúan como emulsionantes, dispersantes, espumantes o antiespumantes, e inhibidores de corrosión.

Los lignosulfonatos son los agentes dispersantes más utilizados. Al dispersar las partículas de arcilla y otros sólidos, evitan la formación de grumos y ayudan a mantener la homogeneidad del fluido, reduciendo así las pérdidas por filtración lateral. Los agentes emulsionantes más usados en lodos O/W son los alquil aril sulfonatos, particularmente los sulfonatos de petróleo, y los alquil fenoles etoxilados.

En los lodos de base aceite (W/O) se usan sales de iones divalentes (calcio o magnesio) de ácidos de resinas o de sulfonatos de petróleo. Se usan adicionalmente sulfonatos de asfalto o sulfonatos de triglicéridos como agentes lubricantes surfactantes (Salager., 1991).





**Figura 28.** *Recorrido de los lodos de perforación*  
(Salager., 1991)

En ciertos casos se quiere producir un lodo espumoso, en otros no. En los lodos de base gas se usan agentes espumantes como alcohol éster sulfatos, alcohol etoxisulfatos o alquil fenoles etoxilados. Para reducir la formación de espumas en lodos de base agua o aceite se usan agentes antiespumantes como los alquil aril sulfonatos o el estearato de aluminio.

En todos casos se usan inhibidores de corrosión, los cuales son surfactantes con cierto carácter catiónico. Según los problemas de compatibilidad con las demás sustancias surfactantes presentes en el lodo, se usan aminas grasas o derivados de la imidazolina para tales fines.

### **Cementos**

Una de las operaciones de terminación consiste en llenar el espacio entre el tubo y el agujero de perforación con cemento. La cementación permite sellar las diferentes capas de la formación y evitar comunicaciones indeseables.

La primera etapa consiste en remover el lodo de perforación presente en el espacio anular entre la pared del agujero y el tubo. Para eso se bombea en el tubo un fluido desplazador, el

cual vuelve a subir en el espacio anular y desplaza el lodo de perforación. Adicionalmente, el fluido desplazador para una buena adhesión del cemento.

Por eso el fluido desplazador contiene sulfonatos de petróleo y a veces algunos surfactantes no iónicos.

Los cementos son dispersiones sólido-líquido susceptibles de fraguar en un tiempo más o menos corto. Contienen sulfonatos de naftaleno como agentes dispersantes. En pozos profundos y calientes se reduce la velocidad de fraguado mediante la adición de agentes retardadores como lignosulfonatos de calcio.

En formaciones altamente permeables, el agua del cemento puede tener tendencia en filtrarse adentro de la formación; esta pérdida de agua puede alterar las propiedades del cemento y debe evitarse. A tales fines se añaden al fluido desplazador o al cemento agente anti-filtración como los polietilen-aminas y los sulfonatos de naftaleno.

Los cementos se inyectan en forma fluida y durante el proceso de mezclado pueden formarse burbujas que después del fraguado pueden resultar en zonas de tipo espuma sólida de baja resistencia mecánica. Como en las otras aplicaciones de los cementos y concretos se añaden agentes antiespumantes, tales como el dodecil alcohol o el dibutil ftalato (Salager., 1991).

### **Fluidos de terminación**

Al llegar la barrena a la zona productora se usa a menudo un lodo de perforación especial con el fin de reducir al máximo la penetración del lodo en la formación y el taponamiento resultante. Si el lodo de perforación es de base aceite, se cambia por un lodo de base agua (O/W) que contiene sulfonatos de calcio o sales cálcicas de ácidos grasos (Salager., 1991).

### **Estimulación de pozos**

Para aumentar la producción de un pozo se debe tratar la roca situada en la cercanía para aumentar su permeabilidad; esto se debe a que la geometría cilíndrica del pozo produce una



mayor resistencia al flujo en la vecindad del mismo. Existen esencialmente dos métodos de estimulación, que pueden emplearse solos o juntos: la fracturación y la acidificación.

En ambos tipos de procesos se usan surfactantes como dispersantes de partículas finas (alquil fenoles y alquil amonios etoxilados) y como inhibidores de corrosión (alquil piridinius).

En el proceso de fracturación, se inyecta bajo alta presión una mezcla de agua y de arena. La arena penetra en las fracturas producidas e impide que se vuelvan a cerrar cuando la presión retorna a lo normal.

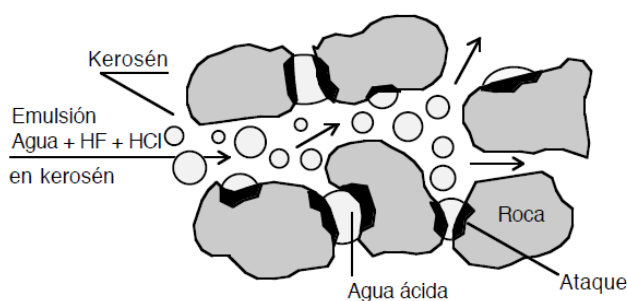
En la acidificación, se inyecta una solución ácida (HCl, HF) extremadamente corrosiva para los metales, pero capaz de disolver la roca almacén (carbonato, sílica). Se usan alquil piridinius como inhibidores de corrosión, alquil fenoles etoxilados como humectantes y alquil amonios etoxilados como dispersantes de partículas finas.

A menudo, particularmente en presencia de carbonatos, se desea retardar la acidificación, para que el fluido ácido pueda penetrar a cierta distancia del pozo antes de reaccionar con la roca.

Uno de los métodos de retardación consiste en emulsionar la fase acuosa ácida en kerosén en forma W/O. Para tales emulsiones se usan sulfonatos de petróleo o sales de ácidos carboxílicos. Siendo el kerosén la fase continua, el contacto ácido-roca no se produce inmediatamente y la emulsión puede penetrar a varios metros del pozo antes de que se consuma todo el ácido, figura 29 (Salager., 1991).







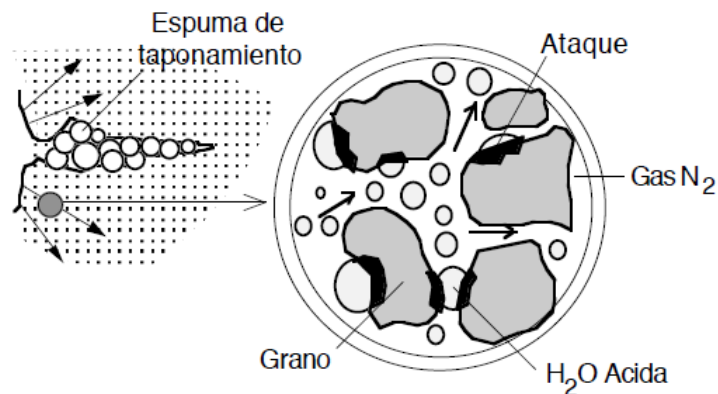
**Figura 29.** Acidificación mediante la inyección de una emulsión de ácido en kerosén (Salager., 1991)

Otro método de retardación consiste en inyecta nitrógeno con la solución ácida, la cual contiene agentes espumantes como alquil éster sulfatos, surfactantes etoxilados y a veces surfactantes fluorocarbonados. La espuma formada juega dos papeles. De una parte reduce el contacto entre el ácido y la roca y por lo tanto reduce la velocidad de ataque.

Por otra parte tienen tendencia en llenar las fracturas y taponarlas (efecto Jamin), lo que obliga al ácido a penetrar en la zonas de baja permeabilidad, figura 30.

Sin embargo estos dos últimos métodos deben emplearse con cierto cuidado para evitar el taponamiento del pozo con emulsiones o espumas, lo que puede luego tener un efecto desfavorable sobre la producción. Después de la acidificación se pone el pozo en producción para eliminar el residuo de ácido y las partículas finas producidas por la desagregación de la roca. Es en esta etapa que se requieren agentes dispersantes.

Ciertos métodos de estimulación consisten en inyectar surfactantes para bien sea cambiar la mojabilidad de la roca de "mojable por el agua" a "mojable por el aceite", bien sea desplazar el crudo atrapado en la cercanía del pozo. Tales métodos se usan para estimular pozos que han dejado de producir por cierto tiempo o que han sufrido un daño (Salager., 1991).



**Figura 30.** Acidificación y taponamiento con inyección de espumas (Salager., 1991)

- **Recuperación mejorada**

Los procesos convencionales de producción dejan en el yacimiento del orden de 60-80% del crudo originalmente en sitio. Este crudo residual se encuentra atrapado en los poros de la roca o arena del yacimiento por las fuerzas capilares. Se ha hallado que al inyectar surfactantes formulados adecuadamente se puede reducir la tensión interfacial hasta en cuatro órdenes de magnitud, lo que elimina prácticamente las fuerzas capilares. En ensayos pilotos se ha logrado recuperaciones de 70% en el volumen barrido (Salager., 1991).

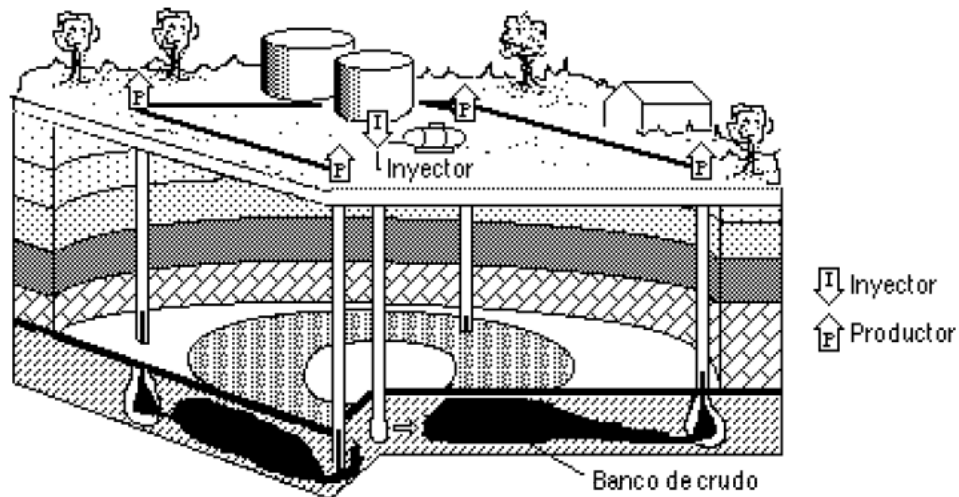
La figura 31 indica el esquema de un proceso de recuperación mejorada por inyección de surfactante. Combinado con la inyección de agentes tensoactivos se utilizan soluciones de polímeros hidrosolubles (poliacrilamidas, polisacáridos) de viscosidad suficientemente alta para empujar el tapón de surfactante y el petróleo movilizado.

Con crudos ácidos, se puede producir el agente tensoactivo in situ al inyectar una solución acuosa alcalina. La reacción de neutralización ácido-base se produce a la interfase agua-crudo, resultando la formación de un jabón con propiedades surfactantes. Tal método, referido como drenaje alcalino, puede producir emulsiones estables de alta viscosidad que resultan en pérdidas de carga intolerables. Todos estos métodos son muy complejos y

requieren todavía muchos estudios; en la situación actual no es urgente desarrollarlos, pero es probable que dentro de algún tiempo vuelvan a ser importantes.

Este tipo de proceso puede limitarse a la zona cercana al pozo, como método de estimulación. Al desplazar el crudo en la periferia del pozo y al producir una roca mojable por agua, se aumenta la producción.

En ciertos casos puede ser provechoso emulsionar el crudo en fondo de pozo, como por ejemplo para yacimientos de crudos pesados. La emulsión O/W producida posee una baja viscosidad, lo que elimina los problemas de bombeo (Salager., 1991).



**Figura 31.** Principio de los métodos de recuperación mejorada por inyección de productos químicos (Salager., 1991)

- **Operaciones de producción**

### **Emulsión de la mezcla crudo-agua**

Tarde o temprano se produce agua junto al crudo. Dependiendo de los casos, esto puede ocurrir al inicio mismo de la producción si el acuífero está cerca del fondo del pozo o si hay penetración lateral de agua, o mucho más tarde durante la recuperación secundaria por inyección de agua (Salager., 1991).

Con excepción de los procesos de recuperación mejorada por inyección de surfactante o de agua alcalina y de los fluidos residuales de estimulación, el agua y el crudo penetran en el fondo del pozo como dos fases separadas. Durante el ascenso en el tubo, el bombeo, el empuje con gas y la expansión en las válvulas de alivio, la mezcla crudo-agua está sometida a diferentes esfuerzos que resultan en agitación y cizallamiento, los cuales producen una dispersión de una fase en la otra, en general en forma de gotas de agua dispersadas en el aceite, figura 32.

De no ser estabilizadas, estas dispersiones se romperían fácilmente sin producir mayores problemas. Sin embargo no es en general el caso. En efecto la gran mayoría de los crudos contienen surfactantes "naturales", es decir moléculas anfifílicas tales como derivados porfirínicos, asfaltenos, ácidos nafténicos, fenoles, bases nitrogenadas, etc.

Estos anfífilos poseen un carácter lipofílico dominante, y con una relación agua/aceite inferior a 3, producen casi siempre emulsiones del tipo W/O.

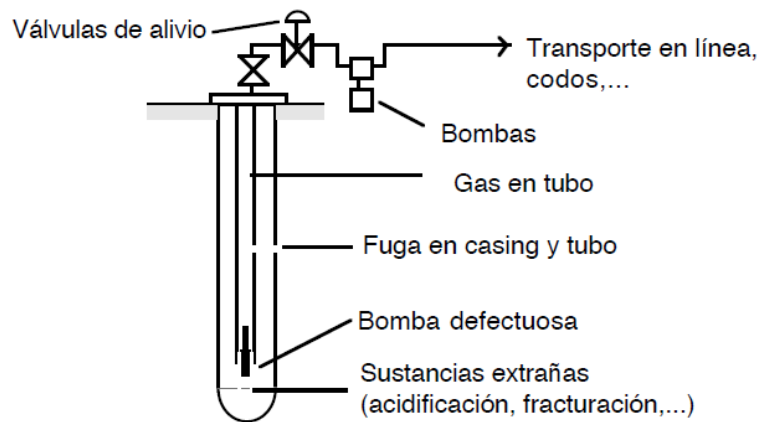
Estas emulsiones pueden ser muy viscosas y extremadamente estables. Por otra parte la experiencia indica que al envejecer, estas emulsiones forman películas interfaciales rígidas que aumentan aún más su estabilidad. Los transportistas y los refinadores no aceptan sino un máximo de 1% de agua en el crudo en el sitio de producción.



La mejor manera de separar el agua del crudo es por supuesto evitar que se mezclen en forma emulsionada, es decir que consiste en prevenir la formación de emulsiones. Si esto no es posible se debe proceder a la ruptura de éstas, mediante las operaciones llamadas de deshidratación (Salager., 1991).

### Prevención

Hay dos formas de prevenir la formación de emulsiones. La primera consiste en evitar la producción difásica, eliminando bien sea las posibilidades de mezclas o las pérdidas de carga bruscas u otras fuentes de cizallamiento (Salager., 1991).



**Figura 32.** *Dónde y por qué se producen emulsiones agua/crudo (Salager., 1991)*

Para eso se debe evitar de producir en la vecindad del acuífero, y se debe reducir las entradas laterales de agua, separar el gas producido de los líquidos, no usar el levantamiento por gas en presencia de una mezcla agua/crudo, y preferir la producción intermitente a pleno flujo a la producción a través de válvulas de expansión.

El segundo método de prevención consiste en impedir que las emulsiones formadas sean estables. Por eso se inyecta la "química" desemulsionante en fondo del pozo, lo cual resulta en la formación de emulsiones O/W de baja viscosidad y más fáciles de romper. En ambos

casos se trata de que los agentes emulsionantes sean los agentes sintéticos inyectados y no los agentes naturales, que por su alto peso molecular tardan más en llegar a la interfase producida por la formación de la dispersión. Esto supone que se puede controlar los efectos de los surfactantes inyectados más fácilmente que aquellos de los surfactantes naturales. ¡Es generalmente el caso!

Incluso en el caso de los crudos extra-pesados puede ser interesante producir una emulsión O/W de baja viscosidad para su transporte, almacenamiento y aún su uso como combustible (Salager., 1991).

### **Deshidratación, desalación y procesos relacionados**

Las operaciones de deshidratación deben llevarse a cabo lo antes posible, ya que mientras es más "vieja" la emulsión, más difícil es romperla. Se inyecta el agente desemulsionante (la "química") lo antes posible y se deja separar la emulsión por gravedad, figura 33. A menudo es necesario calentar para aumentar la velocidad de sedimentación por reducción de la viscosidad del aceite y por aumento de la diferencia de densidad. Finalmente la coalescencia de finas gotas puede inducirse con un campo eléctrico en los llamados separadores electrostáticos (Salager., 1991).

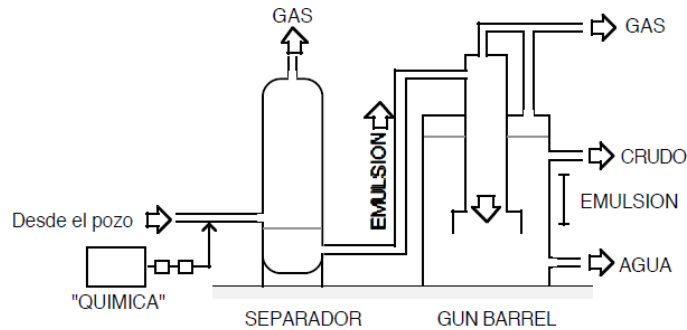
Los procesos de desalación llevados a cabo en refinería consisten en mezclar el crudo que contiene agua salada emulsionada con agua fresca y romper la emulsión. Son esencialmente semejantes a los procesos de deshidratación de campo.

Los desemulsionantes para emulsiones W/O son en general surfactantes aniónicos de alto peso molecular tales como resinas fenólicas etoxilados, etileno y óxido de propileno. Los desemulsionantes para las emulsiones O/W (menos frecuentes) son catiónicos del tipo aminas poliméricas y sus sales.

El residuo aceitoso del agua de deshidratación se elimina, cuando necesario, por flotación con espuma. Los agentes espumantes más utilizados a tales fines son los alcohol-éster-sulfatos y los polietoxi-sulfatos (Salager., 1991).



En ciertos pozos la expansión resulta en producción de gas que forma una espuma estable; se deben usar agentes antiespumantes como sales de aluminio de ácidos grasos o alcoholes grasos (Salager., 1991).



**Figura 33.** *Deshidratación de crudo en cabeza de pozo*  
(Salager., 1991)

### Otros usos de los surfactantes en producción

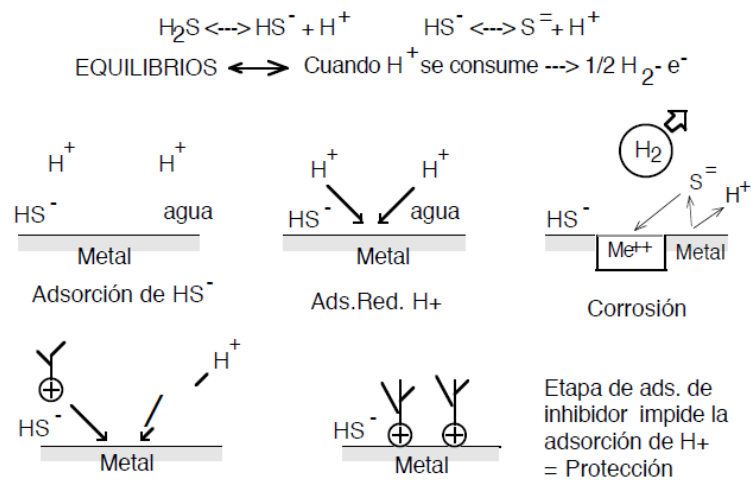
Se usan extensivamente agentes surfactantes catiónicos (aminas grasas, imidazolinas y alquil amonio cuaternarios) como inhibidores de corrosión, cuidándose de los problemas de compatibilidad con los demás surfactantes antes de mezclarlos (Salager., 1991).

Tanto en producción como en refinación, los inhibidores de corrosión actúan para bloquear una de las etapas del proceso de corrosión. Por ejemplo, figura 34, en presencia de hidrógeno sulfurado en medio acuoso se sabe que los equilibrios de disociación pueden desplazarse si se consumen los iones  $H^+$ . Se adsorbe el ion  $HS^-$  sobre la superficie metálica, lo que produce una carga negativa que favorece la adsorción de los protones. Al reducirse los protones se produce el ion metálico y la corrosión resultante por pasaje del ion en la fase acuosa (Salager., 1991).

Una amina grasa puede reaccionar con un protón para dar un amonio cuaternario, el cual se adsorbe sobre el metal y bloquea los sitios de adsorción de los protones. Tal bloqueo inhibe eficazmente el proceso de corrosión. Este comportamiento es típico de los inhibidores de

corrosión; basta que estos bloqueen una de las etapas del fenómeno de corrosión para reducirlo considerablemente. Al adsorberse sobre las paredes metálicas, los surfactantes catiónicos producen adicionalmente un recubrimiento hidrófobo que reduce la posibilidad de contacto entre la pared y los protones hidratados y resulta en una protección adicional. Los catiónicos se usan también como bactericidas en las aguas de reinyección y en los tanques de almacenamiento de crudo (Salager., 1991).

Los depósitos de escamas se inhiben con órgano-fosfonatos, mientras que los depósitos de parafina se eliminan con agentes dispersantes como los alquil fenoles etoxilados. En ambos casos los surfactantes actúan como agentes dispersantes, agentes anti-nucleación y agentes anti-depósito.



**Figura 34.** Corrosión en medio sulfídrico e inhibición por adsorción de surfactantes catiónicos (Salager., 1991)

Otra aplicación importante de los surfactantes es la producción de emulsiones O/W de crudos extrapesados. Estos crudos de baja gravedad API son extremadamente viscosos ( $10^5 \text{cp}$ ); las únicas alternativas simples de transporte y almacenamiento consistente en calentarlos o diluirlos con crudos livianos o gasóleos (Salager., 1991).



Ambos métodos implican enormes costos de inversión y de funcionamiento. Se está desarrollando una nueva técnica de transporte en forma de emulsión O/W de baja viscosidad que permita su bombeo, transporte y almacenamiento.

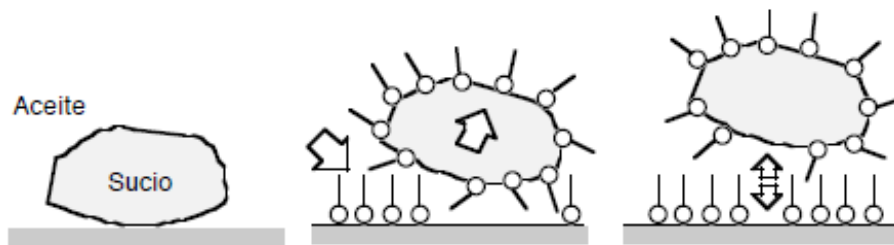
Sin embargo el problema no es simple; para darse cuenta de las dificultades, basta con notar que la emulsión debe ser estable al transportarla y almacenarla, pero fácil de romper más adelante si se quiere separar el crudo del agua. Las investigaciones realizadas hasta el momento, indican que se puede producir una emulsión O/W estable conteniendo hasta el 70% de crudo pesado, con viscosidad del orden de 100 cP (Salager., 1991).

- **Surfactantes en los productos de refinación**

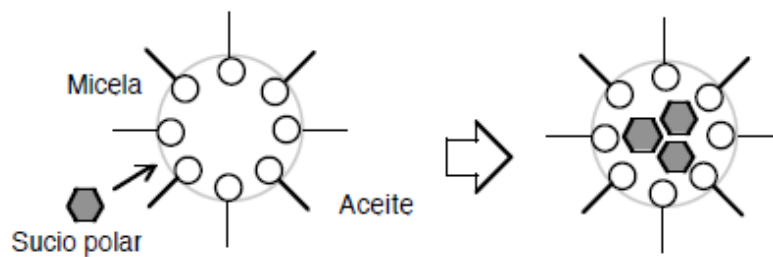
### **Gasolinas**

Se añaden surfactantes a las gasolinas por sus propiedades detergentes, dispersantes y como inhibidores de corrosión. Las figuras 35 y 36 indican esquemáticamente la acción detergente y solubilizante de los surfactantes en medio no-polar.

Los detergentes reducen los depósitos en la sección de vaporización de gasolina del carburador. Los dispersantes evitan además tales depósitos en el sistema de inyección, válvula o aguja. Tales surfactantes se llaman aditivos anti-depósito e incluyen sustancias que reducen la formación de barnices y calamina en las partes en contacto con la gasolina (Salager., 1991).



**Figura 35.** Acción detergente en medio no-polar  
(Salager., 1991)



**Figura 36.** Solubilización micelar de una sustancia polar en medio no-polar (Salager., 1991)

### Otros tipos de combustibles

Los gasóleos para motores diésel contienen el mismo tipo de aditivos que las gasolinas. No hay carburador, pero sí una sección de compresión y expansión en los filtros y en las agujas de inyección, las cuales pueden taparse.

Para los combustibles de tipo jet-A, para aviones de chorro se usan también los mismos aditivos. Adicionalmente se añaden surfactantes con propiedad antiestática para evitar los peligros del fenómeno llamado potencial de flujo. Tales agentes antiestáticos son electrólitos liposolubles como los alquil succinatos de manganeso, alquil salicilatos de cromo, sales carboxílicas, sales de aminas grasas, etc. (Salager., 1991).

### Aceites lubricantes

Los aceites lubricantes para motor contienen detergentes del tipo sulfonatos de petróleo, alquil fenolatos o alquil salicilatos de metales divalentes (Ba, Ca, Mg). Algunos, como las alquil succinimidias y otros derivados de las succinimidias, no producen cenizas al quemar. Estas sustancias retardan la deposición del carbón y de la calamina al adsorberse sobre la superficie de las partes de motor. También actúan como agentes secuestradores (en micelas inversas) de los coloides producidos por la combustión (Salager., 1991).

Estos surfactantes permiten adicionar al aceite lubricante sustancias alcalinas polares que contrarresten la acidez de los productos de combustión.

Los aceites lubricantes contienen también agentes dispersantes que mantienen en suspensión las finas partículas de carbón y calamina producidas por la combustión, y previenen su depósito. Tales partículas son responsables del ennegrecimiento del aceite.

Los agentes dispersantes más utilizados son surfactantes poliméricos de tipo copolímeros de metacrilato con vinil piridina o metil vinil piroldona, o copolímeros oxidados de etileno y propileno neutralizados por una poliamina. También se usan polibuteno-anilinas sustituidas y etoxiladas. Estos surfactantes poliméricos poseen además la propiedad de mejorar el índice de viscosidad del aceite lubricante, es decir, de reducir la variación de su viscosidad con la temperatura (Salager., 1991).

### **Grasas lubricantes**

Las grasas son aceites lubricantes gelificadas por surfactantes tales como los jabones de litio; también se usan jabones de sodio, calcio y aluminio, o polímeros de urea.

Las grasas lubricantes de tipo fibroso contienen cristales líquidos y polímeros.

Ciertas grasas contienen sólidos coloidales suspendidos como sulfuro de molibdeno, cuya dispersión está asegurada con surfactantes iónicos lipofílicos (Salager., 1991).

Se usan geles de aceites de parafina purificados en productos cosméticos y farmacéuticos.

Estos geles pueden contener proporciones variables de agua y de aceite atrapados en una red tridimensional de tipo cristal líquido.



## **Aceites de corte y relacionados**

Los aceites de corte son aceites lubricantes llamados "solubles" para fines de enfriamiento y lubricación de instrumentos de corte como tornos, fresadoras, etc. Se venden en forma de "concentrado" a dispersar en 10 veces su volumen de agua (Salager., 1991).

Los "concentrados" son aceites lubricantes que contienen agentes emulsionantes del tipo O/W tales como sulfonatos de petróleo o alquil aril sulfonatos sintéticos; también contienen a menudo jabones y alcoholes pesados. Al verter el concentrado en agua, se produce una emulsión espontánea debida a la rápida transferencia de masa, resultando en una fina emulsión O/W. Los aceites de corte contienen también inhibidores de corrosión tales como los derivados de ácidos alquil succínicos o salicílicos (Salager., 1991).

## **Emulsiones asfálticas**

Los asfaltos se acondicionan bajo varias formas. Para poder utilizarlos es necesario fluidizarlos, bien sea calentándolos, diluyéndolos, o emulsionándolos. El tercer método no gasta energía y no produce contaminación ambiental; se está aplicando cada día más (Salager., 1991).

Se fabrican emulsiones asfálticas de tipo O/W tanto con surfactantes aniónicos (Sulfonatos de petróleo, jabones de ácido de origen vegetal o petrolero) como con surfactantes catiónicos (aminas grasas y derivados, alquil amido poliaminas derivados de la lignina o de ácidos resinosos). Los emulsionantes catiónicos se adaptan a cualquier tipo de relleno, que sea de carácter calcáreo o silicatos, y por eso se prefieren.

El mecanismo de acción del surfactante en una emulsión asfáltica es complejo, pero muy ingenioso porque toma ventaja de varias propiedades del sistema. Por eso y como ejemplo final de esta revisión, se examinará este mecanismo, aún de manera superficial, en el caso de un emulsionante catiónico.

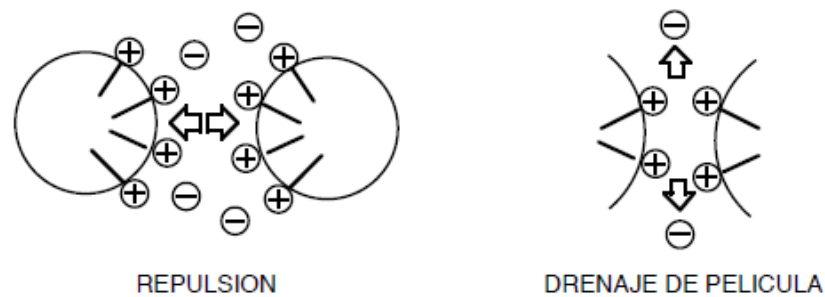


La emulsión asfáltica debe permanecer estable cuando está almacenada en un tambor. Por eso el surfactante debe impedir que las gotas de asfalto puedan tocarse y coalescer. El surfactante catiónico, por ejemplo, un cloruro de alquil amonio, se adsorbe en la superficie de las gotas, con la parte alquil en el asfalto y el grupo amonio en el agua.

Los iones cloruros quedan en la fase acuosa en la proximidad de la gota. Como resultado, las gotas poseen una carga superficial positiva y al acercarse dos gotas se ejerce una fuerza de repulsión electrostática que las mantiene a cierta distancia, figura 37 izq.

Por otra parte, la fase externa es una solución acuosa que contiene electrólitos.

Los cationes están adsorbidos pero los aniones (iones cloruros) que se encuentran en la solución acuosa, cerca de la interfase y repartidos en los que se llama la capa difusa de la doble capa eléctrica. Al acercarse dos gotas, se drena la película de fase acuosa intergota, el fluido arrastra los aniones y por lo tanto se desbalancea la electroneutralidad del sistema. Como consecuencia, se produce un campo eléctrico intenso que tiende a oponerse al drenaje de la película. Tal proceso llamado "electroviscoso" retarda la coalescencia de las gotas y contribuye a la estabilidad de la emulsión, figura 37 der. (Salager., 1991).

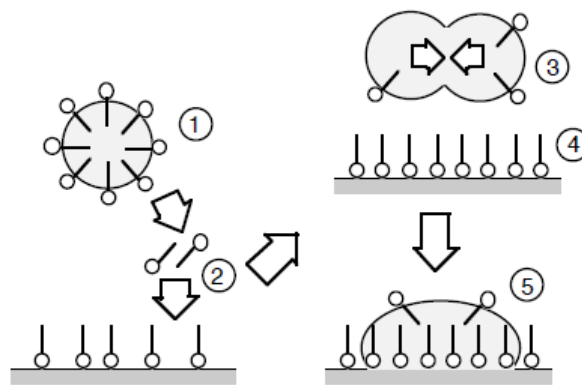


**Figura 37.** *Mecanismos de estabilización de una emulsión asfáltica (Salager., 1991)*

Al verter la emulsión asfáltica sobre un agregado rocoso, o al mezclarla con él, se tiene un sistema que contiene agua, asfalto (aceite) y una superficie sólida, por ejemplo, arena.

La mayoría de las rocas contienen sílica, aluminio-silicatos o carbonatos, es decir que poseen una superficie cargada negativamente (a pH cercano de neutro). En presencia de una superficie cargada negativamente el surfactante catiónico migra desde la interfase

agua-asfalto hacia la interfase agua/sólido, y se adsorbe sobre el sólido, figura 38, etapas 1,2.



**Figura 38.** *Mecanismo de la coalescencia de una emulsión asfáltica al contactar un agregado rocoso (Salager., 1991)*

Al desaparecer el surfactante de la interfase agua/asfalto, ya no hay repulsión electrostática entre las gotas de asfalto que comienzan a coalescer (figura 38, etapa 3); se rompe la emulsión (Salager., 1991).

Por otra parte, las moléculas catiónicas cubren la roca con el grupo amonio cuaternario adherido al sólido y con la "cola" alquilar hacia la fase acuosa, figura 38, etapa 4. Es decir que desde la fase acuosa la superficie del sólido aparece recubierta por una capa de alcano, y es por lo tanto hidrófoba. La hidrofobación del sólido hace que el asfalto coalescido pueda adherirse a la roca, asegurando así su papel de "cemento", figura 38, etapa 5.

El agua de la emulsión o bien penetra por capilaridad en el sólido granulado, o se evapora; la aplicación de emulsiones asfálticas puede hacerse en todo tiempo y la carretera puede utilizarse enseguida, después de pasar una máquina compactadora (Salager., 1991).

### 3. METODOLOGÍA

En esta sección se explican los procedimientos utilizados en cada una de las pruebas de laboratorio para la caracterización del crudo, las pruebas de determinación de propiedades reológicas bajo el efecto de los mejoradores de movilidad y en las pruebas de compatibilidad entre las bases y los solventes. También se explica cuáles son las variables medidas en cada prueba y cuál es el criterio para las condiciones de la experimentación.

El siguiente estudio se realizó para una muestra de crudo del campo CHICHIMENE, la cual fue caracterizada y determinadas sus propiedades reológicas. Con respecto a la caracterización, se practicaron pruebas de oliensis, contenido de asfaltenos, gravedad API, gravedad específica y análisis de BS&W. Para las propiedades reológicas, el crudo fue evaluado en pruebas de viscosidad versus temperatura (25-80 °C). Con respecto a la evaluación de los mejoradores de movilidad, se agregó cada producto de un total de cuatro distintos a diferentes concentraciones.

#### 3.1. Equipos y materiales

Para este estudio se utilizaron los siguientes equipos e instrumentos de laboratorio, presentados en la Tabla 3 de manera resumida. Los equipos mencionados corresponden a los del Laboratorio de Fluidos de la empresa GUACAMAYA OIL SERVICES S.A.S.



**Tabla 3.** Equipos utilizados en las diferentes pruebas de laboratorio

EQUIPO	MARCA	MODELO
Viscosímetro	MesuLab	NDJ-8S
Baño de agua	Scientific	HH-W600
Agitador magnético	BIPEE	SH-2
Balanza analítica	U.S. SOLID	USS-DBS16
Hidrómetro	Koehler	2H
Centrifuga de laboratorio	Progen Scientific	TSR6M
Termómetro	PRECISIÓN	04404859
Papel filtro	Whatman	20445160
Micropipeta	DRAGONLAB	7010101008

Se utilizaron para las pruebas analíticas y diluciones de los mejoradores de flujo los reactivos presentados en la Tabla 4:

**Tabla 4.** Reactivos utilizados en las diferentes pruebas de laboratorio

REACTIVO	MARCA	GRADO
n-Heptano	PanReac AppliChem	Analítico
Xileno	GTM	Industrial
Nafta	GTM	Industrial
Demulsificante	Nalco-Champion	Industrial
Varsol	GTM	Industrial
Diésel	Terpel	Industrial
ButilGlicol	GTM	Industrial





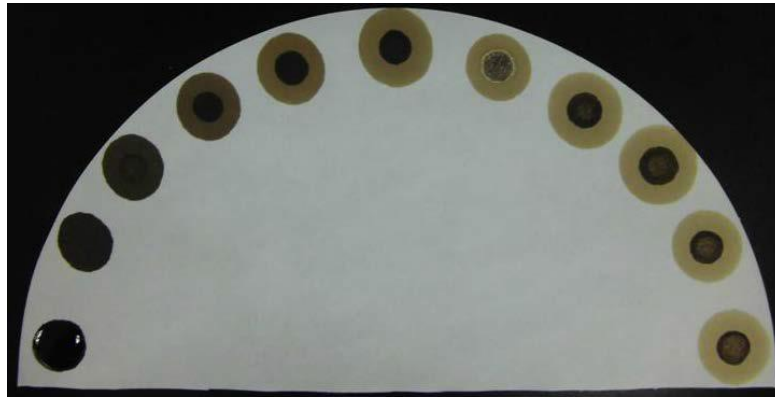
### 3.2. Caracterización del crudo

En este estudio se caracterizaron los crudos en términos de la estabilidad de asfaltenos (oliensis), gravedad API, contenido de agua y sedimentos (BS&W), cantidad de asfaltenos y dispersión de asfaltenos. Las muestras de los crudos analizados según las diferentes pruebas de laboratorio fueron tomadas de cabeza de pozo, muestras proveniente del campo chichimene, la cual tiene un volumen total de 20 L, la cual se llevó a agitación mecánica durante 30 min, para garantizar su homogeneidad.

#### 3.2.1. Estabilidad de asfaltenos (Prueba de Oliensis)

En un beaker de 20 ml se mezclaron 1 mL del crudo a analizar y 1 mL de xileno. Con la ayuda de una micropipeta, se colocó la primera gota de la mezcla designada como blanco en un papel filtro de celulosa. Con una dosificadora se agregó 1 ml de n-heptano en el beaker con el crudo, y se mezcló bien utilizando una espátula de laboratorio. Con la misma dosificadora, curada en n-heptano, se procedió a retirar muestra de la mezcla crudo/n-heptano y se dejó caer una segunda gota sobre el papel filtro. Esta operación se realizó un total de diez veces, de manera que se alcanzó una relación crudo/n-heptano de 1:10 (m/v) y se completaron once gotas sobre el papel filtro incluyendo el blanco. Se observaron las manchas resultantes ante cada nueva adición de n-heptano, en búsqueda de la relación crudo/n-heptano que conllevara a cierta precipitación. Si el precipitado se hacía visible de la primera a la tercera gota (1:1 hasta 1:3) el crudo se clasificó como “crítico”. Si el precipitado se hacía visible de la cuarta a la séptima gota (1:4 hasta 1:7) el crudo se clasificó como “inestable”. Si el precipitado se hacía visible desde la octava gota en adelante (1:8 o mayor) se indicaba que el crudo o muestra “no precipita”. Esta prueba se realizó según lo estipulado en la norma ASTM D 1370. Una imagen referencial se muestra en la Figura 39.





**Figura 39.** *Imagen referencial de una prueba de oliensis o prueba de la mancha (Montenegro., 2016)*

### **3.2.2. Contenido de asfaltenos por insolubles en n-Heptano**

Se llevó a sequedad el material a utilizar, tales como, vasos de precipitado, espátulas y embudos de filtración, durante 24 horas y se colocó en el desecador los instrumentos durante 2 horas para enfriamiento. Se pesó inicialmente vasos, embudos, filtros y varillas de agitación.

Se pesó aproximadamente 5g de crudo en un vaso de precipitado de 100 mL. Después se agregó n-heptano en una relación de 10 mL por cada gramo de crudo pesado. Si el crudo es muy viscoso, tomo 3 mL de crudo, pero mantenga la relación 1:10.

Se agitó la mezcla por una hora, en una plancha de agitación; manteniendo controlada la agitación. Se colocó a una velocidad tal que no provoque salpicadura de la muestra, fuera del vaso de precipitado.

Se filtró la mezcla a través de un filtro 11  $\mu\text{m}$ , hágalo lo más rápido posible, así evitará la adherencia de los asfaltenos al recipiente.

Se lavó con exceso de n-C<sub>7</sub> para asegurar que todos los sólidos sean transferidos al filtro, hasta que la solución salga incolora o amarillo pálido. Lave continua pero lentamente pues así evitará que los sólidos salpiquen.

Se secó el papel filtro y los sólidos en un horno a una temperatura menor de 200°F el tiempo suficiente para llevar a peso constante.

Finalmente se enfrió el filtro y los sólidos en un desecador durante una hora.

Se pesó el papel filtro y los sólidos y se registraron todos los pesos tanto iniciales como los obtenidos después del desarrollo del prueba.

### **3.2.3. Gravedad API**

En un cilindro graduado (probeta) de tamaño suficiente, se vertió el crudo a analizar (sin ser deshidratado) junto con un termómetro sostenido por un soporte universal. El montaje se colocó en un baño térmico y se ajustó la temperatura hasta fijarla en 60 °F (15 °C). Luego, se introdujo un hidrómetro con rango de medida dentro de la gravedad API esperada, y se esperó a que éste dejase de oscilar y se estabilizara. Se leyó directamente la gravedad API. Este análisis corresponde con la metodología detallada en la norma ASTM 1298. En la figura 40 se muestra el montaje experimental implementado para la determinación de gravedad API.





**Figura 40.** Montaje experimental para determinación de gravedad API por método del hidrometro  
(Montenegro., 2016)

### 3.2.4. Análisis BS&W (*Basic Solids and Water*, Sólidos Básicos y Agua)

En un tubo de centrifugación (zanahoria) se vertió crudo hasta completar el 50% del volumen correspondiente al enrase del recipiente. Luego, se agregó xileno hasta completar el enrase, debido a que el crudo presenta emulsiones, se añadieron 5 gotas de demulsificante con un dosificador, se agitó de manera vigorosa durante 5 min. Transcurrido este tiempo, luego de comprobar la correcta dilución del crudo en el solvente, se llevó a una centrífuga de laboratorio durante 15 min a 1500 rpm. Se retiraron los tubos de centrifugación y se leyó de manera directa el porcentaje de agua libre, agua emulsionada y sedimentos de la muestra a analizar. El valor obtenido se debe multiplicar por 2 debido a que la cantidad de crudo corresponde al 50% de la mezcla. En la figura 41 puede verse, de izquierda a derecha: a) dilución 1:1 (v/v) crudo/xileno, b) separación por centrifugación de crudo seco y emulsión agua/crudo, y c) decantación de agua libre luego de acción demulsificante.



**Figura 41.** *Tubos de centrifuga con las diferentes etapas de la prueba de BS&W (Montenegro., 2016)*

Para este análisis se reporta el contenido de sólidos presentes, el contenido de agua libre, el contenido de emulsión en el crudo y el contenido total de agua. Si el contenido total de agua en el crudo era menor al 1% (v/v), se consideró al crudo como “seco”. Esta metodología corresponde a la establecida en la norma ASTM D4007.

### **3.2.5. Viscosidad**

Para la medición de las propiedades reológicas del petróleo crudo se utilizó un viscosímetro rotacional Brockfield que proporciona directamente el valor de la viscosidad dinámica. El rango de velocidad utilizada fue de 60, 30, 12, 6, 3, 1.5, 0.6 y 0.3. El viscosímetro utilizado en las pruebas mide viscosidades hasta 2.000.000 cP.

Se colocó la muestra recién agitada según lo establecido dentro de un vaso térmico y ajustó el fluido al nivel de la línea trazada en el husillo del viscosímetro. Calentar o enfriar la muestra hasta la temperatura de observación y agitar lentamente mientras se ajusta la temperatura.

Arrancar el motor a determinada revolución, homogenizar el crudo y después colocar a las RPM adecuadas y esperar que la pantalla indique un valor constante y registrar el valor indicado.

### **3.2.6. Viscosidad vs Temperatura**

Se sometió dos muestras de 100 mL de los crudos de Chichimene a variaciones de temperatura, en el rango 25-80 °C. Se varió las revoluciones para esta prueba, tal que permitiera una medición continua. Cada curva contó con al menos diez mil puntos, equiespaciados por intervalos de 5 °C. La prueba se detuvo al conseguir la temperatura deseada de 80 °C. Las curvas que se obtuvieron son gráficas exponenciales de viscosidad contra temperatura en los crudos estudiados.

### **3.3. Caracterización de los reductores de viscosidad**

Los productos reductores de viscosidad suministrados que fueron utilizados en pruebas de laboratorio para evaluar su eficiencia en muestras de crudo fueron denominados de la siguiente manera:

- GOS-REDVI-001
- GOS-REDVI-002
- GOS-REDVI-003

Por razones confidenciales la identidad real de los productos comerciales mencionados no se da a conocer en este trabajo. A lo largo del presente estudio se mantuvieron estas nominaciones arbitrarias que permiten identificar a los productos químicos reductores de viscosidad. Las funciones concretas de los productos químicos en el crudo, la composición química específica, la actividad de los productos bases se mantienen reservadas.

#### **3.3.1. Estado físico, color y olor**

El análisis sensorial permite medir de forma subjetiva y reproducible las características de un producto químico. Como propiedades sensoriales se tomaron el estado físico de la materia: líquido. El color, mediante observación y el olor mediante percepción. La percepción de los compuestos químicos se realizó a una misma temperatura por la volatilidad de los



componentes que lo conforman (25 °C). Estas propiedades son subjetivas, por tener los receptores de los sentidos un umbral de detección. Sin embargo, se utilizan para la caracterización de los productos químicos en la industria petrolera.

### **3.3.2. Compatibilidad entre las bases y los solventes**

Cada base tiene un comportamiento diferente en cada solvente, esto se debe a la composición química y compatibilidad de estas, además existe una dosis en la cual el surfactante trabaja adecuadamente, es decir, por encima de esta dosis, no varía su efectividad. Esa dosis se conoce como la concentración micelar crítica (CMC), el cual es un factor de mucha importancia en el surfactante, pues determina el valor de dosis máxima a la cual se debe utilizar el producto y así no generar pérdidas ni problemas por exceso de dosis.

La compatibilidad entre las bases y los solventes tiene como objetivo determinar de manera cualitativa los posibles efectos adversos, esto puede ocurrir debido a la naturaleza de las sustancias; se busca que la fase sea homogénea y que no presente emulsión ni precipitados.

### **3.4. Evaluación de la eficiencia de los reductores de viscosidad**

La eficiencia de los reductores de viscosidad fue evaluada con las siguientes propiedades: viscosidad, prueba de Oliensis, y porcentaje de asfaltenos solubles en n-heptano.

#### **3.4.1. Concentración de reductores de viscosidad y prueba de viscosidad**

Se tomó una muestra de 100 mL de crudo y se analizó en el viscosímetro el cambio en la viscosidad ante adición de mejoradores de flujo, manteniendo la temperatura constante a lo largo de la experimentación. Inicialmente, se llevó a cabo una corrida de referencia con el crudo homogeneizado sin ningún producto agregado. Luego de ello, se agregó los diferentes productos mejoradores de flujo a evaluar y se comparó el cambio en la viscosidad con base en este valor inicial. Las concentraciones implementadas de producto comprenden desde 0 ppm (referencia, o blanco) hasta 50000 ppm, con paso de 10000 ppm. Luego de cada adición



de producto se agitó la muestra con una espátula de laboratorio, para garantizar el correcto mezclado con el crudo.

$$\% \text{ Reducción} = \frac{\eta_{\text{inicial}} - \eta_{\text{final}}}{\eta_{\text{inicial}}} \times 100$$

### 3.4.2. Prueba de oliensis

Se realizó para determinar la estabilidad de los asfaltenos en el petróleo crudo después de ser agregado el reductor de viscosidad.

El procedimiento de esta prueba se explicó detalladamente con anterioridad en la sección 3.2.1.

### 3.5. Pruebas de compatibilidad

Se realizaron pruebas de compatibilidad de fluidos entre los mejoradores de movilidad y los demás procesos de tratamiento químico que debe cumplir el crudo. Se buscó comprobar la no interferencia entre estos nuevos aditivos y un demulsificante, así como también con los estabilizantes de asfaltenos. Para la prueba entre demulsificantes y mejoradores de movilidad se realizaron pruebas de botella, y para la prueba entre mejoradores de movilidad y estabilizantes de asfaltenos se realizaron pruebas de ADT (*Asphaltene Dispersion Test* o Prueba de Dispersión de Asfaltenos). Las metodologías y consideraciones para cada prueba se detallan a continuación:

#### 3.5.1. Pruebas de botella

Las pruebas de compatibilidad fueron realizadas con los siguientes tratamientos: demulsificante LA3628 a 3000 ppm de la empresa Nalco y los reductores de viscosidad a 10000 ppm. Para este fin se realizaron mezclas entre los tratamientos junto con agua de formación y el crudo, en proporciones 80/20, 50/50% y 20/80 en las que se esperó separación de fases superior al 80%. Todas las mezclas se emulsificaron manualmente por 60 segundos y se llevaron a la temperatura de prueba (150°F) durante 2 horas.





### **3.5.2. ADT (Prueba de Dispersión de Asfaltenos)**

Se aforó hasta 30 ml, ocho tubos de centrifugación con n-heptano grado analítico. A los dos primeros (blancos), se le agregó 3 ml de crudo con una dosificadora. A los seis restantes se les agregó el mejorador de movilidad (sólo uno para cada ensayo) en su concentración óptima evaluada (10000 ppm) y el dispersante de orgánicos EC6002A con una concentración de 20000 ppm de la empresa Nalco. Luego de ello, se le agregó 3 ml de crudo con una dosificadora, y se colocaron los seis ensayos en una gradilla. Se esperó 45 min y se comparó la cantidad de precipitado entre los diferentes tubos. Se llevaron los seis tubos a una centrífuga durante 10 min y 1500 rpm

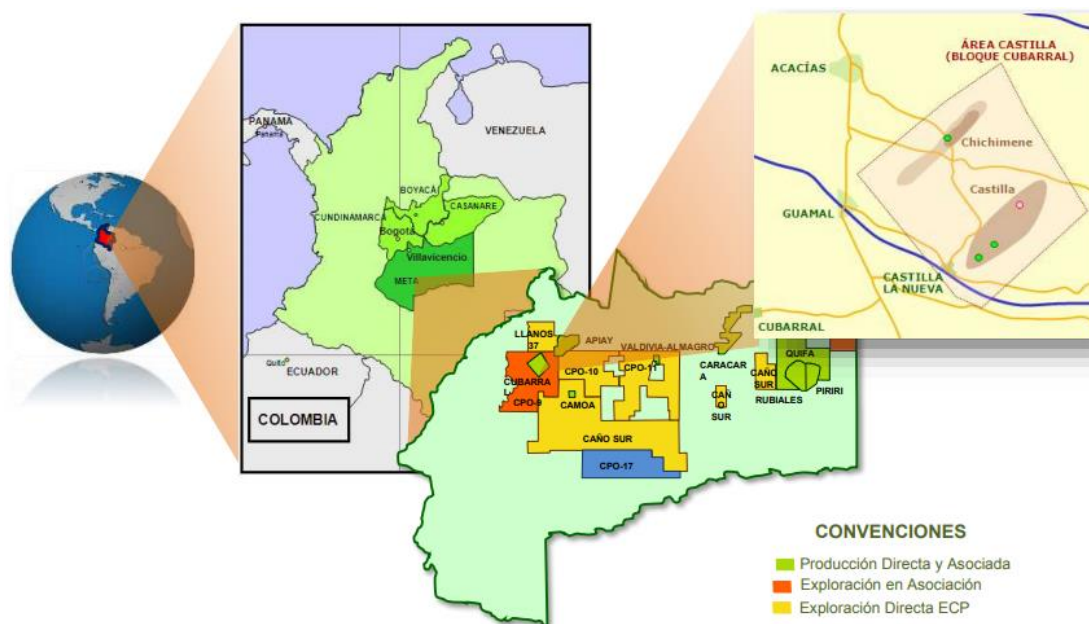
## **4. ANÁLISIS DE RESULTADOS**

En esta sesión se presentan y discuten los resultados obtenidos en los diversos ensayos realizados. Se muestran los resultados de la caracterización de los crudos, las gráficas del estudio reológico y las pruebas de viscosidad, los estudios de infrarrojo y las pruebas de compatibilidad. Se discuten las razones de los comportamientos observados, así como también su repercusión sobre las propiedades estudiadas.

### **4.1. Caracterización del crudo**

Las muestras de crudo para la realización de las pruebas de laboratorio fueron tomadas en el campo Chichimene, el cual se encuentra ubicado al sureste del municipio de Acacias en el departamento del Meta. Chichimene es un campo petrolero con una producción diaria de 86389 barriles de crudo (2015), en su mayoría de tipo pesado y extrapesado, con alto corte de agua (73%). La ubicación geográfica de este complejo se muestra en la figura 42.



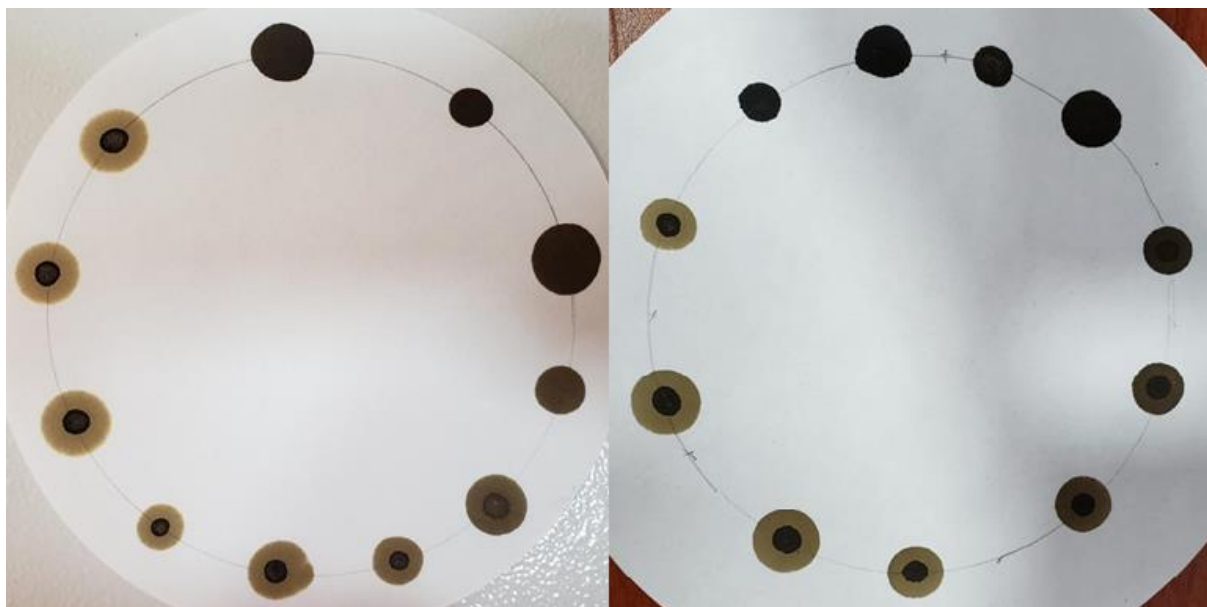


**Figura 42.** Ubicación geográfica del campo Chichimene (Triana et al., 2013)

#### 4.1.1. Estabilidad de asfaltenos (Prueba de Oliensis)

Para la evaluación de los resultados de la prueba de Oliensis o prueba de la mancha se evaluó la tendencia del crudo a precipitar asfaltenos, así como las propiedades de los productos reductores de viscosidad GOS-REDVI-001, GOS-REDVI-002 y GOS-REDVI-003 en la relación reductor-solvente de 1mL: 4mL (10000ppm: 40000ppm), ya que fue la relación que mejores resultados arroja en la disminución de la viscosidad en la muestra de petróleo crudo; para después ser comparados con los datos iniciales de crudo sin producto químico.

Como se puede observar en la Figura 43, tanto el crudo blanco de chichimene SW10 y el crudo blanco de Chichimene X presentan una respuesta a depositar asfaltenos de 4 donde se presenta marcada la aureola en el papel filtro lo cual corresponde a una clasificación de crudo inestable.



**Figura 43.** Prueba de oliensis para el crudo Chichimene SW10 y X  
(Autor., 2019)

#### 4.1.2. Contenido de asfaltenos por insolubles en n-Heptano

Para la evaluación de los resultados de la prueba de contenido de asfaltenos por insolubles en n-Heptano, se determinó la cantidad asfaltenos en el crudo no solubles debido a las diferencias de las propiedades de las moléculas involucradas; por una parte las moléculas de asfaltenos son compuestos con una polaridad relativamente grande debido a la presencia de heteroátomos y metales, por otro lado el n-Heptano es hidrocarburo saturado, lo cual hace que sea un solvente apolar.



**Figura 44.** *Asfaltenos precipitados por insolubilidad en un disolvente apolar, crudo Chichimene X (Autor., 2019)*

Insolubles en n-heptano: Chichimene X

$W$  insolubles C7 =  $W$  (filtro + solido) -  $W$  filtro

$W$  insolubles C7 = 4,1197 g - 2,2911 g = 1,8286 g

$$\%W \text{ asfaltenos} = \frac{W \text{ insolubles en Heptano}}{W \text{ muestra}} * 100$$

$$\%W \text{ asfaltenos} = \frac{1,8286 \text{ g}}{5 \text{ g}} * 100 = 36,57 \%$$



**Figura 45.** *Asfaltenos precipitados por insolubilidad en un disolvente apolar, crudo Chichimene SW10 (Autor., 2019)*

Insolubles en n-heptano: Chichimene SW10

W insolubles C7 = W (filtro + solido) - W filtro

W insolubles C7 = 3,2541 g - 2,3113 g = 0,9428 g

$$\%W \text{ asfaltenos} = \frac{0,9428 \text{ g}}{5 \text{ g}} * 100 = 18,85 \%$$

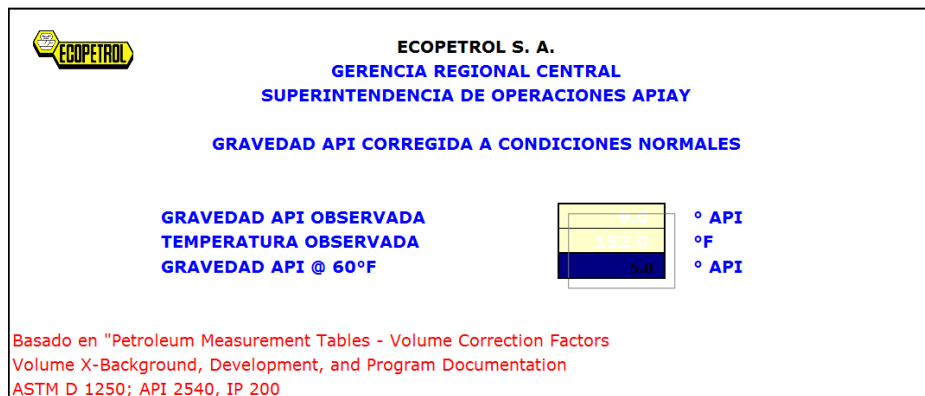
Los asfaltenos son la fracción pesada del crudo responsables de sus elevadas viscosidades debido a que se trata de macromoléculas que poseen núcleos aromáticos condensados con pesos moleculares promedio muy altos, de hasta 20000 g/mol, la diferencia de viscosidades entre ambos crudos es debido a la cantidad de asfaltenos que cada crudo posee.

### 4.1.3. Gravedad API

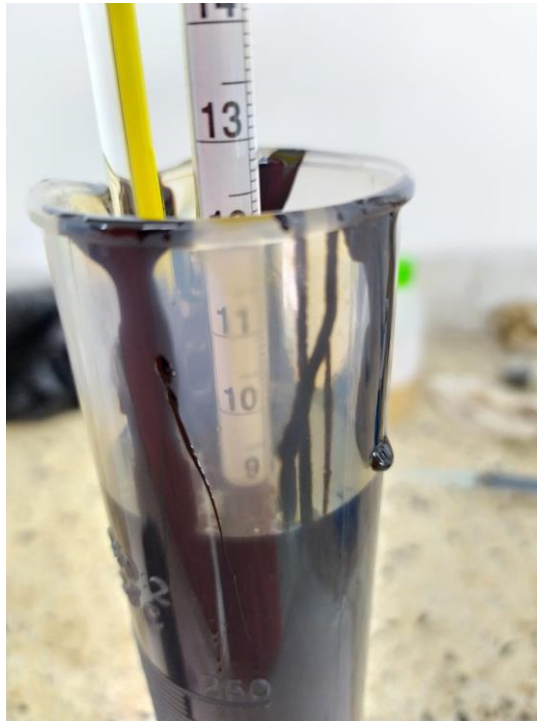
La gravedad API nos indica una medida de densidad que, en comparación con el agua a temperaturas iguales, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo. Índices superiores a 10 implican que son más livianos que el agua y, por lo tanto, flotarían en ésta. Cuanto menor sea la gravedad API, más pesado es un crudo.

La gravedad API también está relacionada con la viscosidad del crudo, cuanto menor es la gravedad API, mayor será su viscosidad.

Se clasifican crudos pesados aquellos los cuales sus valores de API son menores a 22,4 y extrapesados a aquellos crudos cuyo valor de API es menor a 10.



**Figura 46.** Programa paara realizar la corrección de API a la temperatura de 60 °F  
(Autor., 2019)



**Figura 47.** Prueba de °API para el crudo Chichimene X  
(Autor., 2019)

La prueba de API para el crudo pesado de Chichimene X se realizó con un termohidrómetro 2H a una temperatura de 67 °C dando como resultado 9 °API.

Según la norma ASTM 1298, la temperatura de medición debe ser de 60 °F, por lo cual se realizó una corrección en base a la tabla 5A de la norma ASTM 1250.

Después de realizada la corrección se obtuvo un resultado de 5 °API, lo cual lo sitúa como un crudo extrapesado.





**Figura 48.** Prueba de °API para el crudo Chichimene SW10  
(Autor., 2019)

La prueba de API para el crudo pesado de Chichimene SW10 se realizó con un termohidrómetro 2H a una temperatura de 46,5 °C dando como resultado 12,8 °API.

Después de realizada la corrección se obtuvo un resultado de 10,5 °API, lo cual lo sitúa como un crudo pesado.

#### **4.1.4. Análisis BS&W (*Basic Solids and Water*, Sólidos Básicos y Agua)**

Durante el proceso de producción, el crudo es extraído por medio de un sistema de levantamiento y transporte compuesto por bombas, válvulas, codos, restricciones, etc.; en los cuales la mezcla bifásica es sometida a esfuerzos que resultan en agitación y cizallamiento, los cuales producen una dispersión de una fase en la otra, en general en forma de gotas de agua dispersadas en el aceite, produciéndose la emulsión de agua en aceite.



Por otra parte, la formación de las emulsiones de agua en aceite se produce por la presencia de resinas y asfaltenos presentes en el petróleo, que desempeñan el papel de emulsionantes naturales. Estos agentes emulsionantes tienen una atracción mutua lo que resulta en la formación de una membrana elástica alrededor de las gotas, previniendo que las gotas de agua se unan y decanten por gravedad.



**Figura 49.** Prueba de BS&W para el crudo Chichimene X  
(Autor., 2019)



**Figura 50.** Prueba de BS&W para el crudo Chichimene SW10  
(Autor., 2019)

Para el crudo Chichimene X, se obtuvo un BS&W de 40% de los cuales el 30% corresponden a agua emulsionada y el 10% a sedimentos.

Para el crudo Chichimene SW10, se obtuvo un BS&W de 20% correspondiente a agua emulsionada.

Estos valores de BS&W son coherentes, debido a la mayor cantidad de asfaltenos y resinas en el crudo de Chichimene X, los cuales son surfactantes naturales capaces de emulsionar las partículas de agua en el crudo, aumentando la viscosidad debido al incremento del peso molecular promedio y por la presencia de grupos polares que incrementan las interacciones intermoleculares.

#### 4.1.5. Viscosidad

Las propiedades reológicas de las muestras de crudos del campo Chichimene fueron evaluadas para determinar su comportamiento en función de la temperatura y en función de la concentración y tipo tanto de solvente como de reductor de viscosidad utilizado.



**Figura 51.** Valor de la viscosidad para el crudo Chichimene SW10  
(Autor., 2019)



**Figura 52.** Valor de la viscosidad para el crudo Chichimene X  
(Autor., 2019)

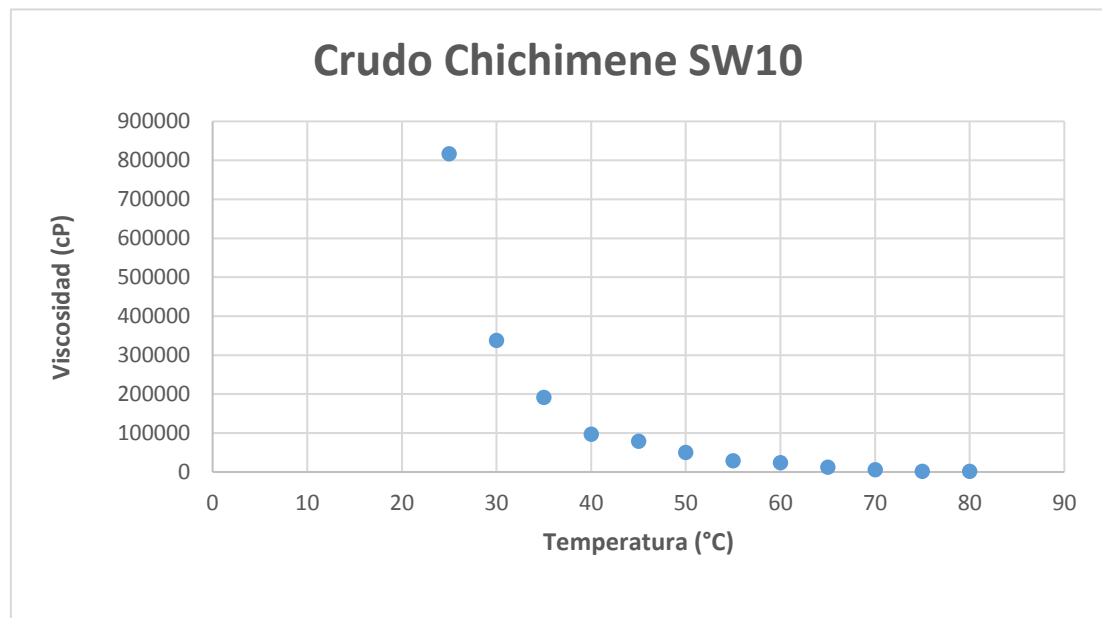
A la temperatura ambiente de 25 °C la viscosidad para el crudo de Chichimene X fue de 1042317 cP y para el crudo Chichimene SW10 fue de 816975 cP valores correspondientes a crudos pesados con valores altos de viscosidades.

#### **4.1.6. Viscosidad vs Temperatura**

Al aumentar la temperatura del crudo se disminuye su viscosidad mediante el incremento de la velocidad de las moléculas y por lo tanto la disminución de sus fuerzas de cohesión, como también la disminución de la resistencia molecular interna al desplazamiento.

**Tabla 5.** Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10

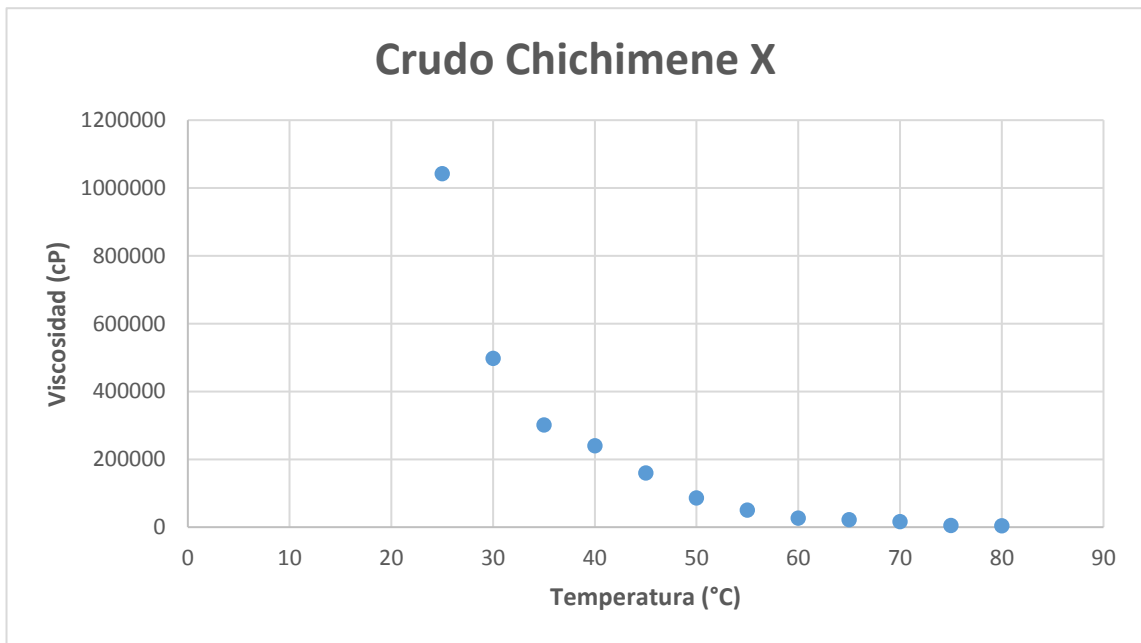
Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
25	816975
30	337086
35	191586
40	96726
45	78349
50	49482
55	28361
60	23378
65	12300
70	5529
75	1726
80	1400



**Figura 53.** Curva de viscosidad vs temperatura para el crudo Chichimene SW10 (Autor., 2019)

**Tabla 6.** Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene X

Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
25	1042317
30	497870
35	301973
40	240143
45	160140
50	86043
55	51000
60	26570
65	22300
70	16973
75	5004
80	4764



**Figura 54.** Curva de viscosidad vs temperatura para el crudo Chichimene X (Autor., 2019)

## 4.2. Caracterización de los reductores de viscosidad

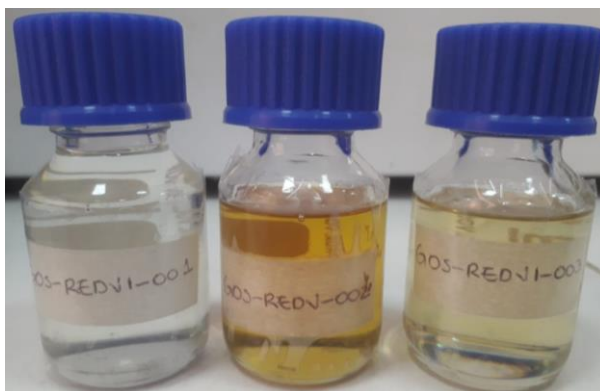
Los reductores de viscosidad idealmente buscan interactuar con las macromoléculas en el crudo, de manera que éstas no puedan empacarse en forma efectiva, o las interacciones entre grupos funcionales se vean interferidas.

Es de gran importancia tener un conocimiento sobre la naturaleza de los reductores para poder entender los resultados de las interacciones entre los reductores y los crudos, así como los valores de las viscosidades obtenidos, además de elegir el producto más adecuado.

### 4.2.1. Estado físico, color y olor

Las propiedades sensoriales de los productos químicos reductores de viscosidad se tomaron por percepción. Los tres productos presentaron estado físico líquido, solubles en aceite, lo que facilita la mezcla con el crudo, el color varía de incoloro para GOS-REDVI-001, ámbar para GOS-REDVI-002 y amarillo claro para GOS-REDVI-003.

El olor de dos de los productos químicos al ser volátiles presentaron fuerte olor a hidrocarburos aromáticos y el otro a aceite de palma. Estos resultados se presentan en la Tabla 7 con la caracterización sensorial de los productos químicos reductores de viscosidad.



**Figura 55.** *Reductores de viscosidad analizados (Autor., 2019)*

**Tabla 7.** Caracterización sensorial de los reductores de viscosidad

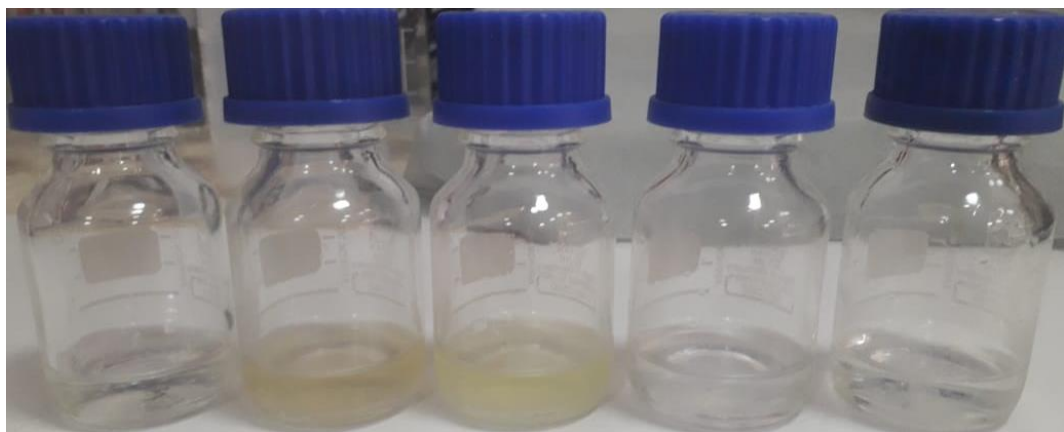
Reductor de viscosidad	Estado físico	Color	Olor
GOS-REDVI-001	Líquido	Incoloro	Aceites
GOS-REDVI-002	Líquido	Ámbar	Aromáticos
GOS-REDVI-003	Líquido	Amarillo claro	Aromáticos

#### 4.2.2. Compatibilidad entre las bases y los solventes

La compatibilidad entre las bases y los solventes tiene como objetivo determinar de manera cualitativa los posibles efectos adversos, esto puede ocurrir debido a la naturaleza de las sustancias; se busca que la fase sea homogénea y que no presente emulsión ni precipitados.

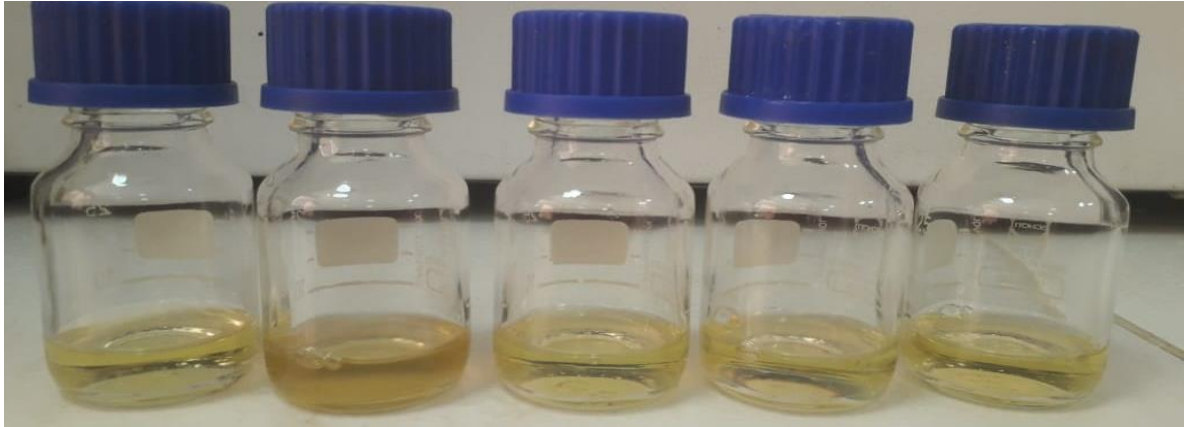
Una solución homogénea indica que las sustancias trabajan de manera sinérgica entre sí y que se trata de sustancias de la misma naturaleza, al tratarse de compuestos orgánicos, se asegura una buena interacción entre el tratamiento y el crudo.

Los 3 reductores de viscosidad presentaron excelente solubilidad con los 5 solventes, debido a que se trataba de sustancias base aceite.

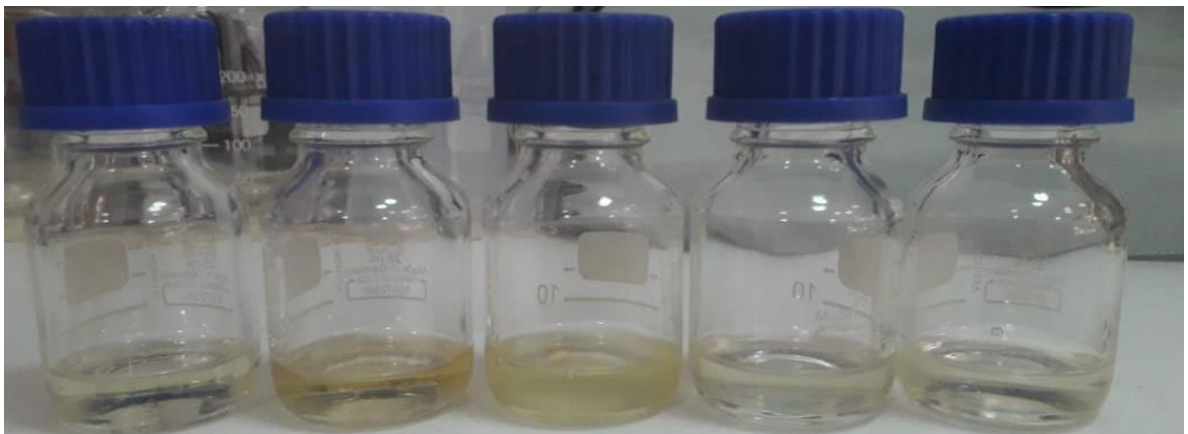


**Figura 56.** Solubilidad entre los solventes y REDVI-GOS-001  
(Autor., 2019)





**Figura 57.** Solubilidad entre los solventes y REDVI-GOS-002  
(Autor., 2019)



**Figura 58.** Solubilidad entre los solventes y REDVI-GOS-003  
(Autor., 2019)

#### **4.3. Evaluación de la eficiencia de los reductores de viscosidad**

La eficiencia de los reductores de viscosidad fue evaluada en el laboratorio para cada crudo con las diferentes pruebas.

### 4.3.1. Concentración de reductores de viscosidad y prueba de viscosidad

Las muestras de crudo fueron evaluadas con pruebas de viscosidad a diferentes dosificaciones de los reductores de viscosidad GOS-REDVI-001, GOS-REDVI-002 Y GOS-REDVI-003 y a diferentes dosificaciones de los solventes.

Se realizó un barrido para las cantidades experimentales de la prueba de viscosidad de la muestra de crudo Chichimene SW10 de 0 ppm (solvente puro), 10000 ppm, 20000 ppm, 30000 ppm, 40000 ppm y 50000 ppm (reductor puro).

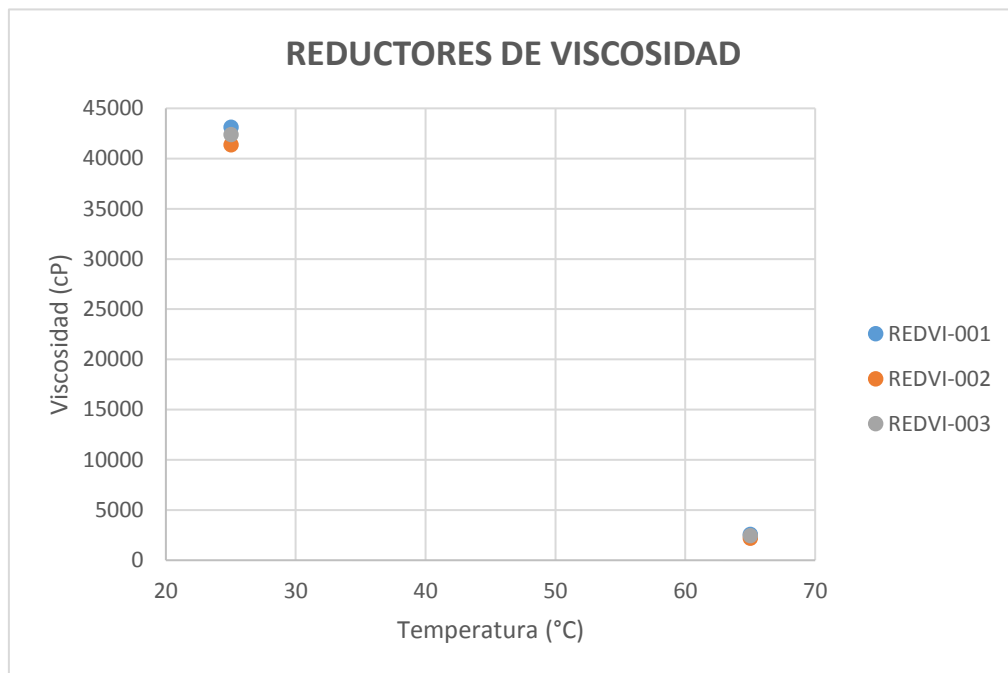
La medición de viscosidad se la realizó después de la agitación y tiempo necesario hasta que la muestra alcanzó el equilibrio térmico con los productos reductores de viscosidad y solventes adicionados.

Estas pruebas se realizaron solo para el crudo Chichimene SW10 debido a la cantidad limitada del crudo Chichimene X.

**Tabla 8.** Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con los reductores

Proporción R-S 5mL:0mL	
GOS-REDVI-001	
Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
25	43113
65	2557
GOS-REDVI-002	
Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
25	41367
65	2200
GOS-REDVI-003	
Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
25	42401
65	2435





**Figura 59.** viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con los reductores puros (Autor., 2019)

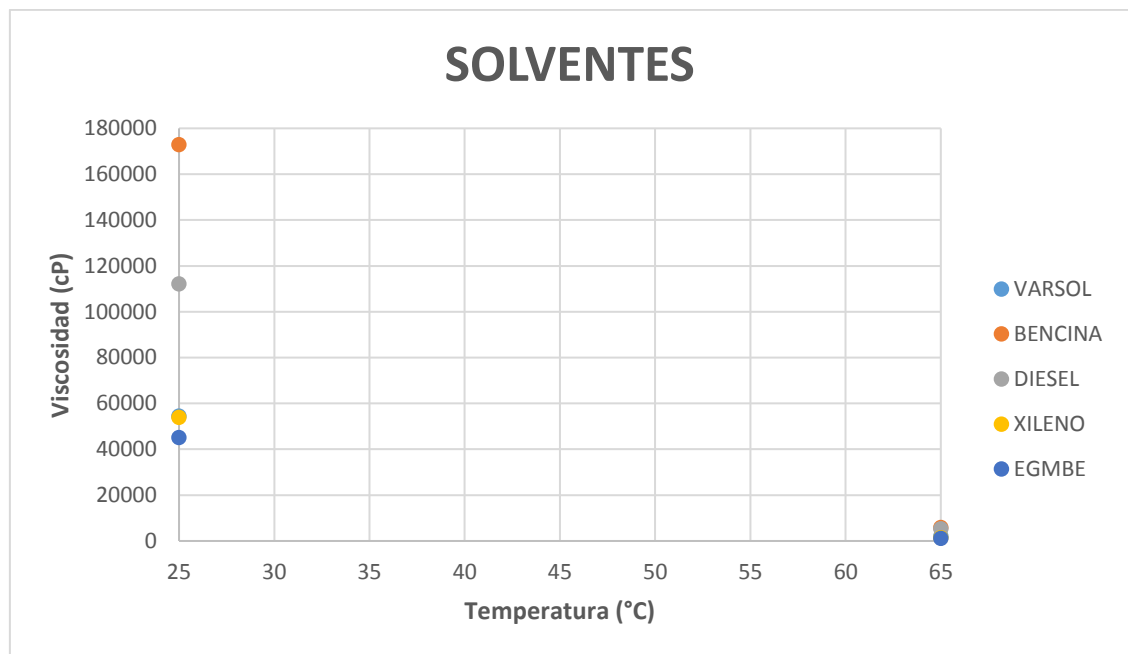
El mejor reductor de viscosidad puro fue el GOS-REDVI-002 seguido del GOS-REDVI-003, esto es debido a que se trata de una mezcla de surfactantes con solventes aromáticos, lo cual hace que haya una mayor dispersión de las moléculas asfaltenicas por parte de los surfactantes en una fase continua de carácter aromático, logrando una mayor estabilización de las moléculas pesadas.

El GOS-REDVI-001 fue el que tuvo menor disminución de la viscosidad tratándose de surfactantes con nanopartículas, las cuales por medio de catálisis descomponen las moléculas de asfaltenos, juegan un papel importante en esta tecnología el tamaño y área superficial de las nanopartículas, así como la naturaleza del surfactante.

**Tabla 9.** Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con los solventes

<b>Proporción R-S 0mL:5mL</b>	
<b>VAR SOL</b>	
<b>Temperatura (°C)</b>	<b>Viscosidad (cP)</b>
25	54419
65	2132
<b>BENCINA</b>	
<b>Temperatura (°C)</b>	<b>Viscosidad (cP)</b>
25	172899
65	5788
<b>DIESEL</b>	
<b>Temperatura (°C)</b>	<b>Viscosidad (cP)</b>
25	112162
65	5233
<b>XILENO</b>	
<b>Temperatura (°C)</b>	<b>Viscosidad (cP)</b>
25	53830
65	1400
<b>ETER BUTILICO MONOETILENGLICOL (EGMBE)</b>	
<b>Temperatura (°C)</b>	<b>Viscosidad (cP)</b>
25	45104
65	1100





**Figura 60.** viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con los solventes puros (Autor., 2019)

El solvente puro con mejores resultados fue el éter mono butílico de etilenglicol (EGMBE) al tratarse de una sustancia que posee características de cosurfactante, es decir tiene un efecto sinérgico sobre el surfactante y además es un solvente mutual, que se solubiliza tanto en la fase oleosa como acuosa, ayudando a romper y prevenir emulsiones de agua en aceite, otra de sus ventajas es que moja la formación por agua, evitando que el crudo quede atrapado en la roca por medio de la capa que genera a la absorción del EGMBE en la formación, facilitando si movilidad en la formación y en las tuberías de transporte.

El segundo solvente con mejores resultados fue el Xileno, esto es debido a su naturaleza aromática la cual es capaz de disolver las moléculas de asfaltenos, el inconveniente es que no es una sustancia soluble en el agua, lo cual no logra el rompimiento de emulsiones; en consecuencia la viscosidad generada por la emulsión no es tratada.

El tercer solvente es el varsol, al tratarse de una mezcla de hidrocarburos alifáticos y alicíclicos junto con aromáticos en porcentajes de 80-85% y 20-15% respectivamente. Al

tratarse de fracciones livianas del petróleo se genera un efecto de dilución sobre el crudo junto al efecto disolvente de la fracción aromática sobre los asfaltenos.

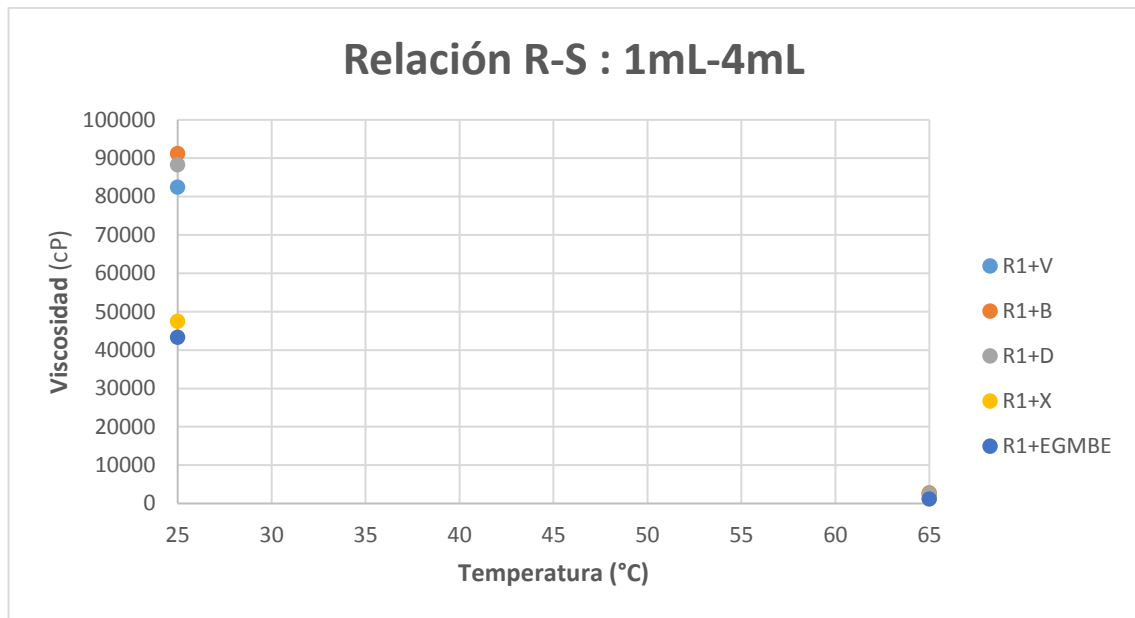
En cuarto lugar tenemos el diésel, al igual que el varsol, también se trata de una mezcla de hidrocarburos saturados principalmente parafinas junto con aromáticos, la única diferencia es que las parafinas pueden contener moléculas con peso molecular relativamente alto, generando un efecto menos positivo en la reducción de la viscosidad.

El ultimo disolvente se trata de la nafta la cual consiste en una mezcla de hidrocarburos saturados, los cuales al ser una fracción ligera diluye el crudo, este efecto no tiene resultados positivos a concentraciones bajas, a diferencia del varsol y el diésel los cuales cuentan con aromáticos en su composición.

**Tabla 10.** Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 1 y solventes proporción 1:4

Proporción R1-S: 1mL-4mL		
Reductor+Solvente	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
R1+V	25	82423
	65	2333
R1+B	25	91161
	65	2741
R1+D	25	88317
	65	2473
R1+X	25	47468
	65	1296
R1+EGMBE	25	43323
	65	1134

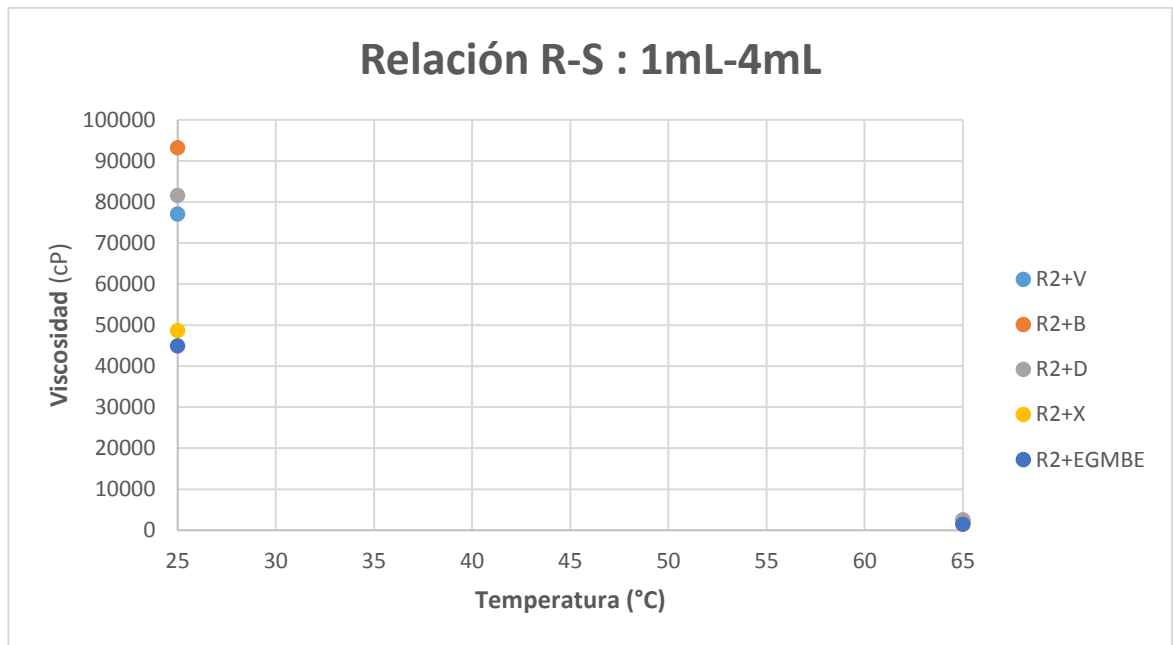




**Figura 61.** viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R1+S proporción 1:4  
(Autor., 2019)

**Tabla 11.** Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 2 y solventes proporción 1:4

Proporción R-S: 1mL-4mL		
Reductor+Solvente	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
R2+V	25	77048
	65	2021
R2+B	25	93147
	65	2473
R2+D	25	81559
	65	2473
R2+X	25	48610
	65	1482
R2+EGMBE	25	44898
	65	1447



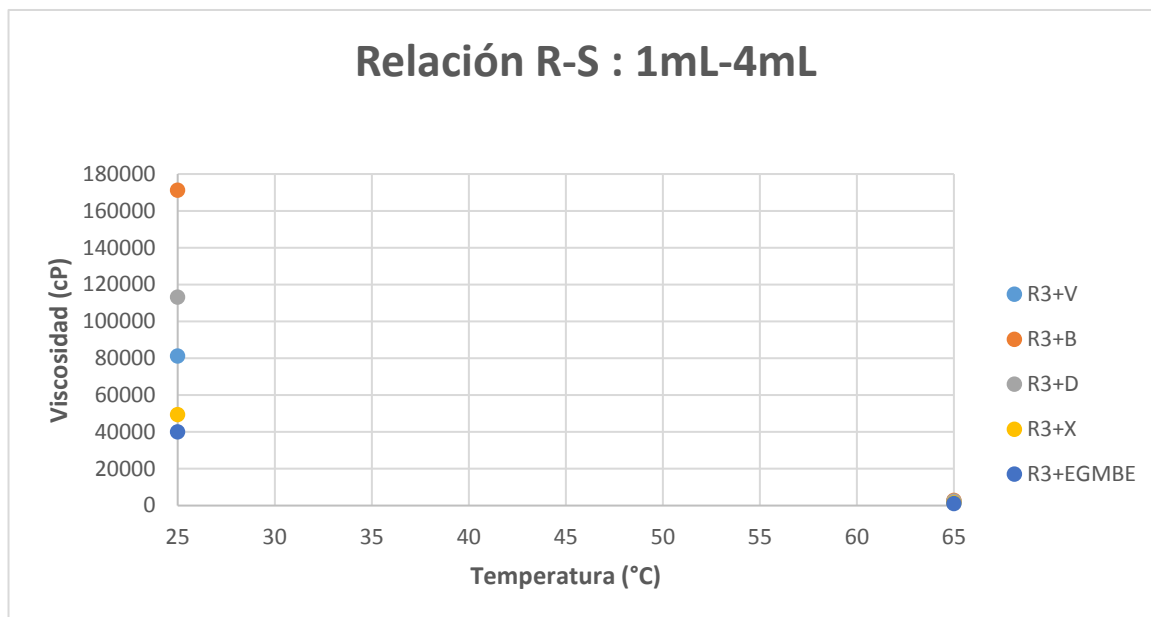
**Figura 62.** viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R2+S proporción 1:4  
(Autor., 2019)

**Tabla 12.** Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 3 y solventes proporción 1:4

Proporción R3-S: 1mL-4mL		
Reductor+Solvente	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
R3+V	25	81277
	65	2199
R3+B	25	171307
	65	2825
R3+D	25	113114
	65	2420
R3+X	25	49504
	65	1437
R3+EGMBE	25	40048
	65	1025







**Figura 63.** viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R3+S proporción 1:4  
(Autor., 2019)

Como se puede observar en las tablas y en las figuras 63, 64 y 65; para la proporción de 1mL:4mL de reductor-solvente, el mejor tratamiento para los 3 reductores fue con el EGMBE, con viscosidades de 43323 cP a 25 °C, 1134 cP a 65 °C para el reductor 1, 44898 cP a 25 °C, 1447 cP a 65 °C y de 40048 cP a 25 °C, 1025 cP a 65 °C, esto se debe al efecto sinérgico entre los reductores y el EGMBE, por una parte el surfactante rodea las partículas de asfaltenos, manteniéndolas en suspensión coloidal evitando así su precipitación, por otra parte, el solvente tiene una doble funcionalidad, actúa como cosurfactante y como solvente, logrando adherirse a la superficie de la tubería, formando una barrera que evita que el crudo se “pegue” a la tubería, humectándola de esta manera al agua, disminuyendo la fricción entre el crudo y el metal, también sirviendo como fase continua en la emulsión, logrando una mayor fluidización de las partículas de asfaltenos en el crudo.

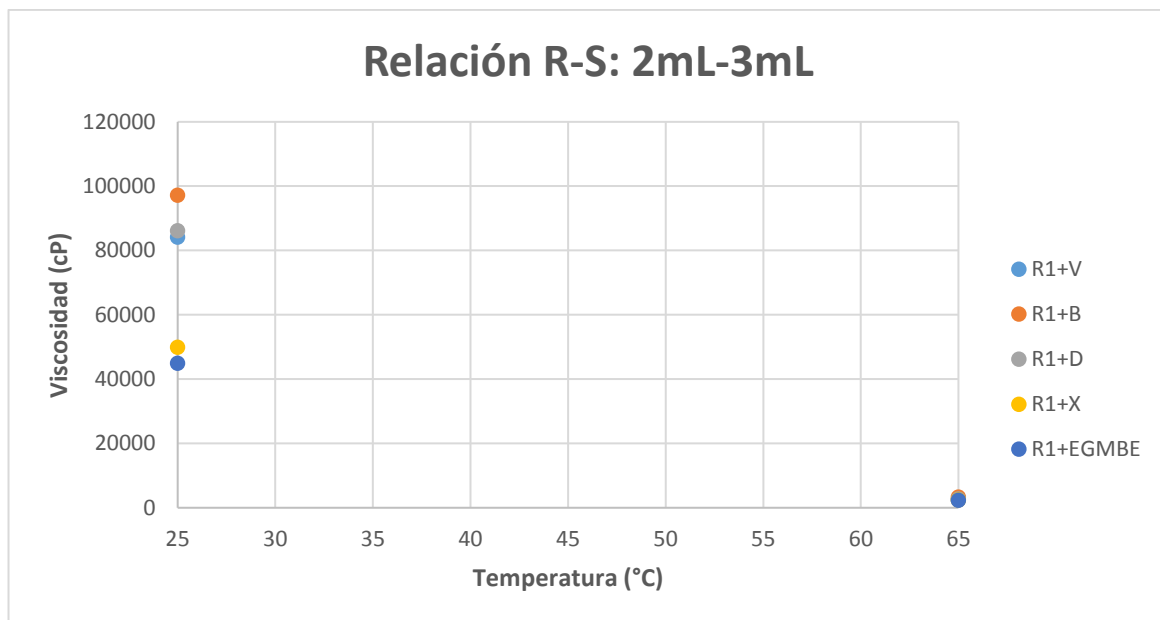
Los porcentajes de reducción para los tres reductores se muestran a continuación.

$$\begin{aligned} \text{\% Reducción} &= \frac{816975-43323}{816975} * 100 = 94,69 \text{ \%} && \text{R1+EGMBE a } 25 \text{ }^\circ\text{C} \\ \text{\% Reducción} &= \frac{12300-1134}{12300} * 100 = 90,78 \text{ \%} && \text{R1+EGMBE a } 65 \text{ }^\circ\text{C} \\ \text{\% Reducción} &= \frac{816975-44898}{816975} * 100 = 94,5 \text{ \%} && \text{R2+EGMBE a } 25 \text{ }^\circ\text{C} \\ \text{\% Reducción} &= \frac{12300-1447}{12300} * 100 = 88,22 \text{ \%} && \text{R2+EGMBE a } 65 \text{ }^\circ\text{C} \\ \text{\% Reducción} &= \frac{816975-40048}{816975} * 100 = 95,09 \text{ \%} && \text{R3+EGMBE a } 25 \text{ }^\circ\text{C} \\ \text{\% Reducción} &= \frac{12300-1025}{12300} * 100 = 91,66 \text{ \%} && \text{R3+EGMBE a } 65 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

**Tabla 13.** *Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 1 y solventes proporción 2:3*

Relación R1-S: 2mL-3mL		
Reductor+Solvente	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
R1+V	25	84131
	65	2385
R1+B	25	97140
	65	3347
R1+D	25	86160
	65	2750
R1+X	25	49866
	65	2402
R1+EGMBE	25	44866
	65	2350



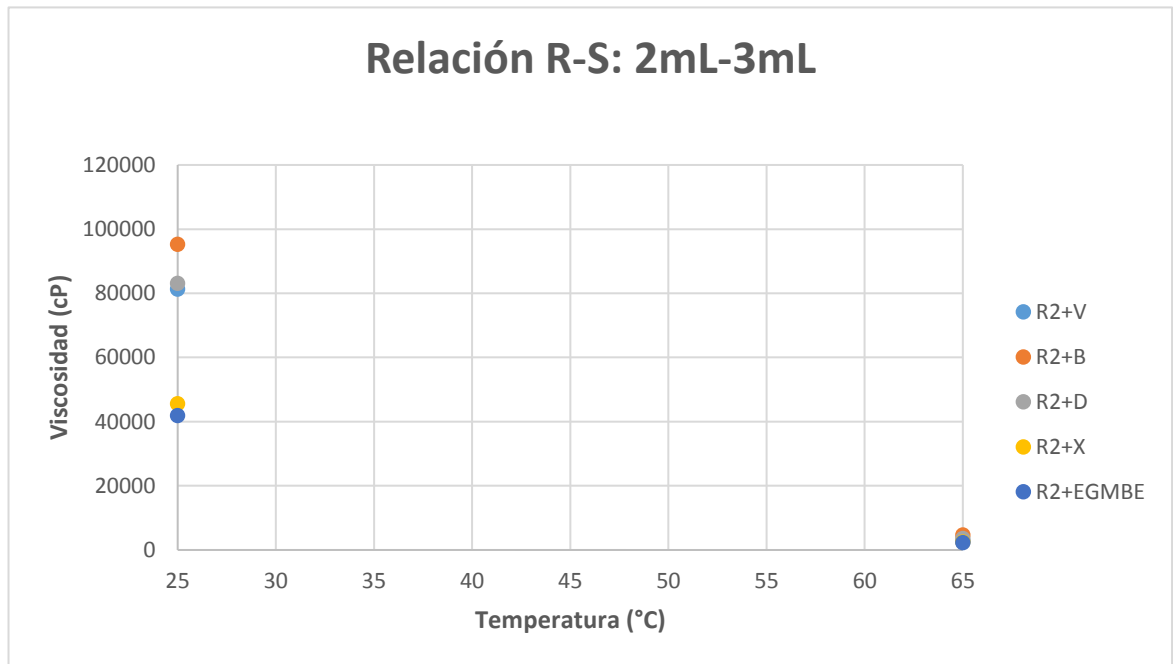


**Figura 64.** viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R1+S proporción 2:3  
(Autor., 2019)

**Tabla 14.** Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 2 y solventes proporción 2:3

Proporción R2-S: 2mL-3mL		
Reductor+Solvente	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
R2+V	25	81290
	65	2787
R2+B	25	95310
	65	4720
R2+D	25	83075
	65	3571
R2+X	25	45616
	65	2482
R2+EGMBE	25	41898
	65	2247

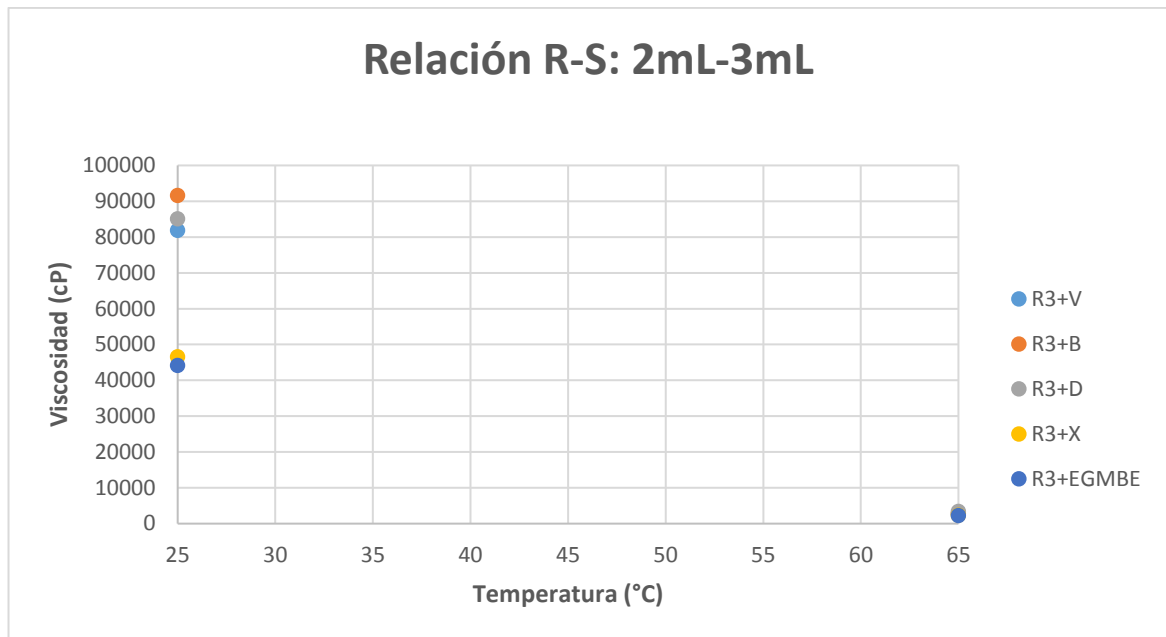




**Figura 65.** viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R2+S proporción 2:3  
(Autor., 2019)

**Tabla 15.** Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 3 y solventes proporción 2:3

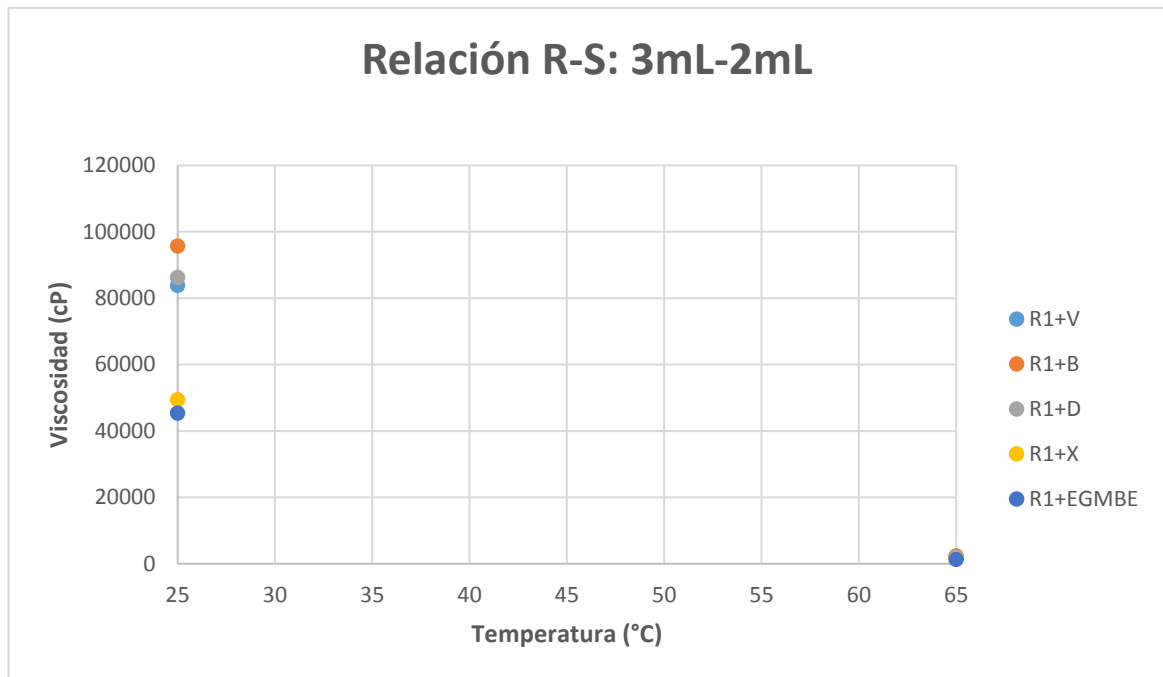
Proporción R3-S: 2mL-3mL		
Reductor+Solvente	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
R3+V	25	81889
	65	2648
R3+B	25	91605
	65	2825
R3+D	25	85114
	65	3398
R3+X	25	46541
	65	2345
R3+EGMBE	25	44124
	65	2245



**Figura 66.** viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R3+S proporción 2:3  
(Autor., 2019)

**Tabla 16.** Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 1 y solventes proporción 3:2

Proporción R1-S: 3mL-2mL		
Reductor+Solvente	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
R1+V	25	83846
	65	2167
R1+B	25	95719
	65	2388
R1+D	25	86210
	65	2196
R1+X	25	49376
	65	1440
R1+EGMBE	25	45384
	65	1276

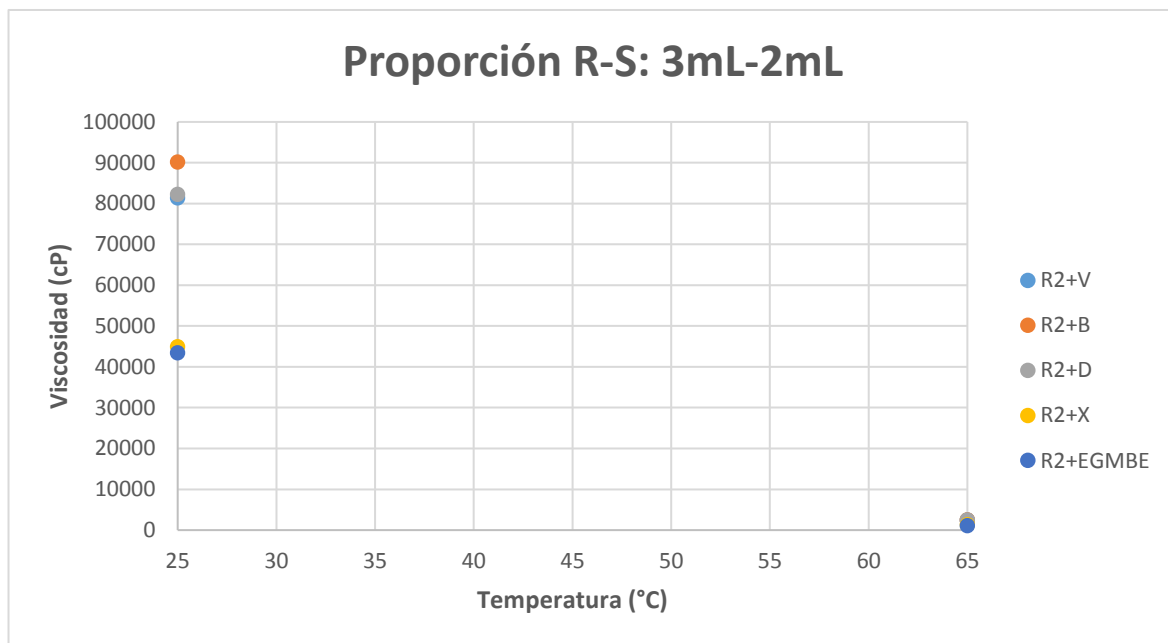


**Figura 67.** viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R1+S proporción 3:2  
(Autor., 2019)

**Tabla 17.** Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 2 y solventes proporción 3:2

Proporción R2-S: 3mL-2mL		
Reductor+Solvente	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
R2+V	25	81398
	65	2472
R2+B	25	90199
	65	2498
R2+D	25	82237
	65	2478
R2+X	25	44922
	65	1312
R2+EGMBE	25	43472
	65	1134



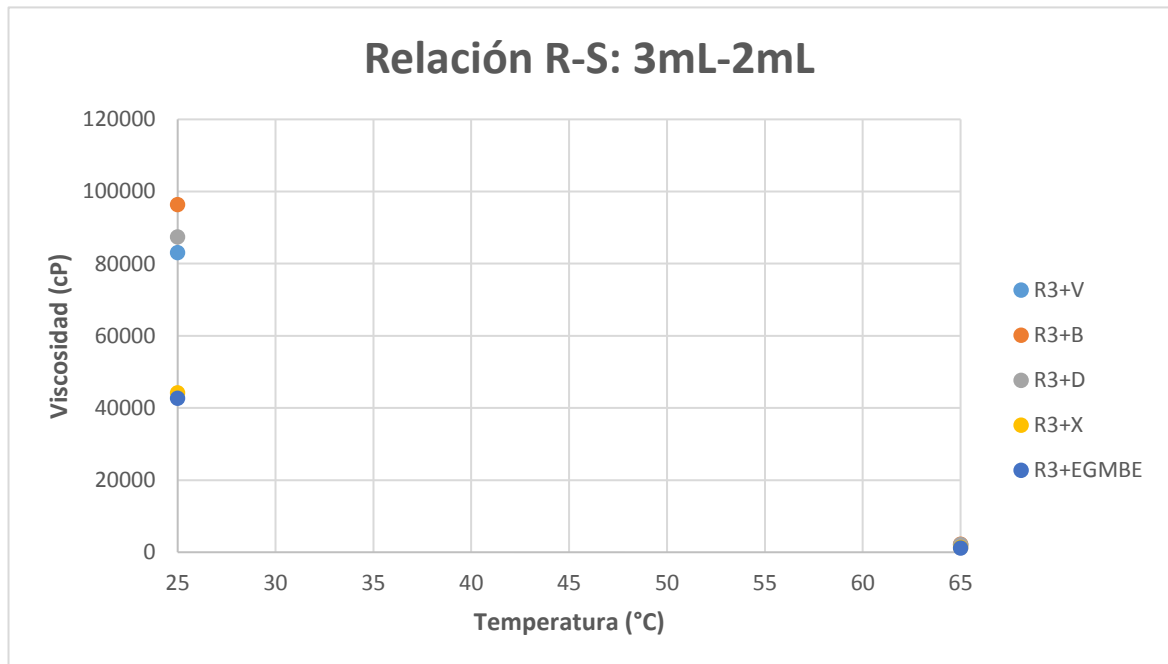


**Figura 68.** viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R2+S proporción 3:2  
(Autor., 2019)

**Tabla 18.** Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 3 y solventes proporción 3:2

Proporción R3-S: 3mL-2mL		
Reductor+Solvente	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
R3+V	25	83024
	65	2075
R3+B	25	96339
	65	2193
R3+D	25	87433
	65	2110
R3+X	25	44211
	65	1362
R3+EGMBE	25	42680
	65	1133





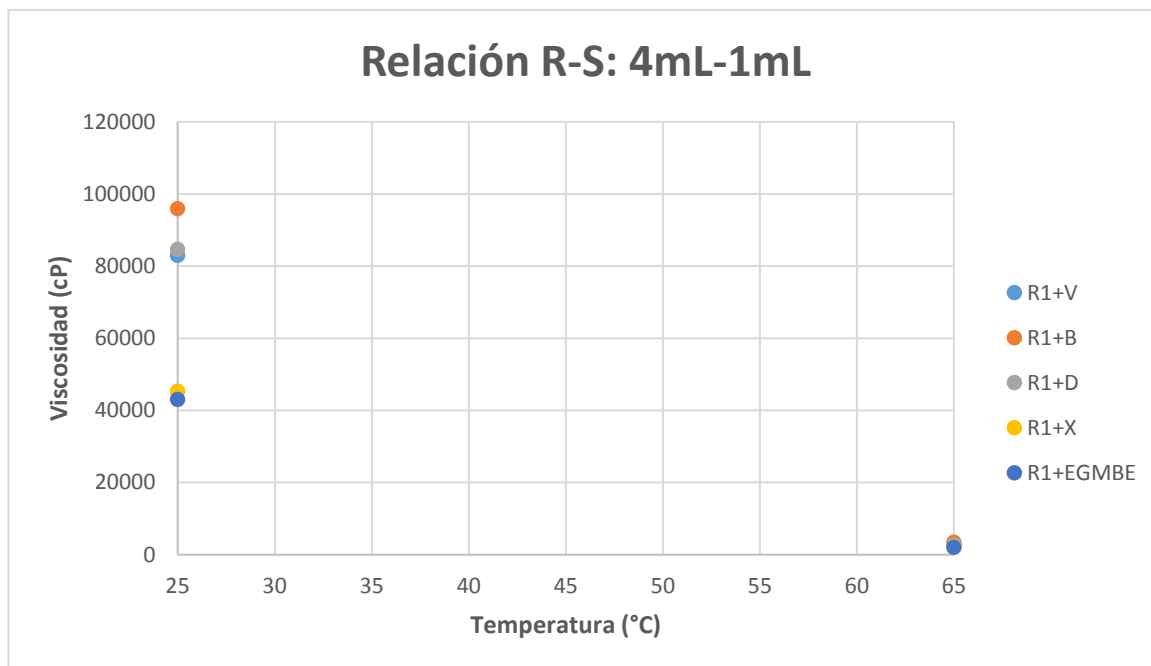
**Figura 69.** viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R3+S proporción 3:2  
(Autor., 2019)

**Tabla 19.** Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 1 y solventes proporción 4:1

Proporción R1-S: 4mL-1mL		
Reductor+Solvente	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
R1+V	25	82947
	65	3820
R1+B	25	95933
	65	4459
R1+D	25	84617
	65	4313
R1+X	25	45364
	65	2152
R1+EGMBE	25	42985
	65	2034





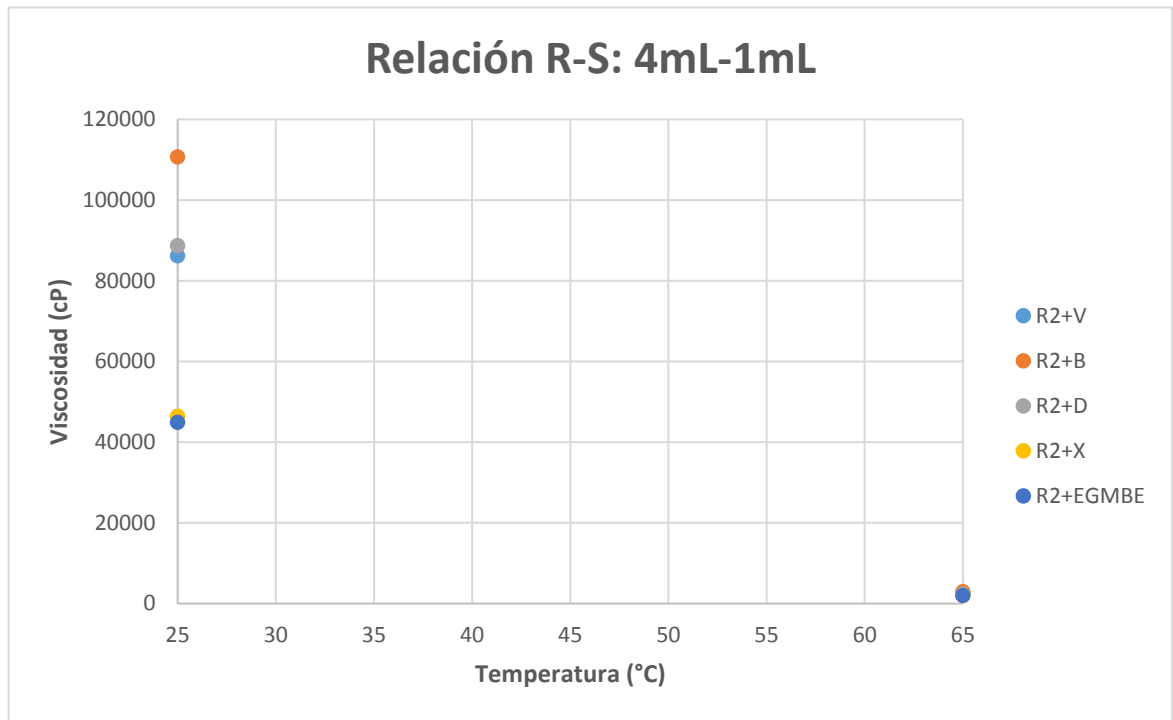


**Figura 70.** viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R1+S proporción 4:1  
(Autor., 2019)

**Tabla 20.** Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 2 y solventes proporción 4:1

Proporción R2-S: 4mL-1mL		
Reductor+Solvente	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
R2+V	25	86198
	65	2418
R2+B	25	110716
	65	2941
R2+D	25	88691
	65	2445
R2+X	25	46398
	65	2023
R2+EGMBE	25	44930
	65	1985

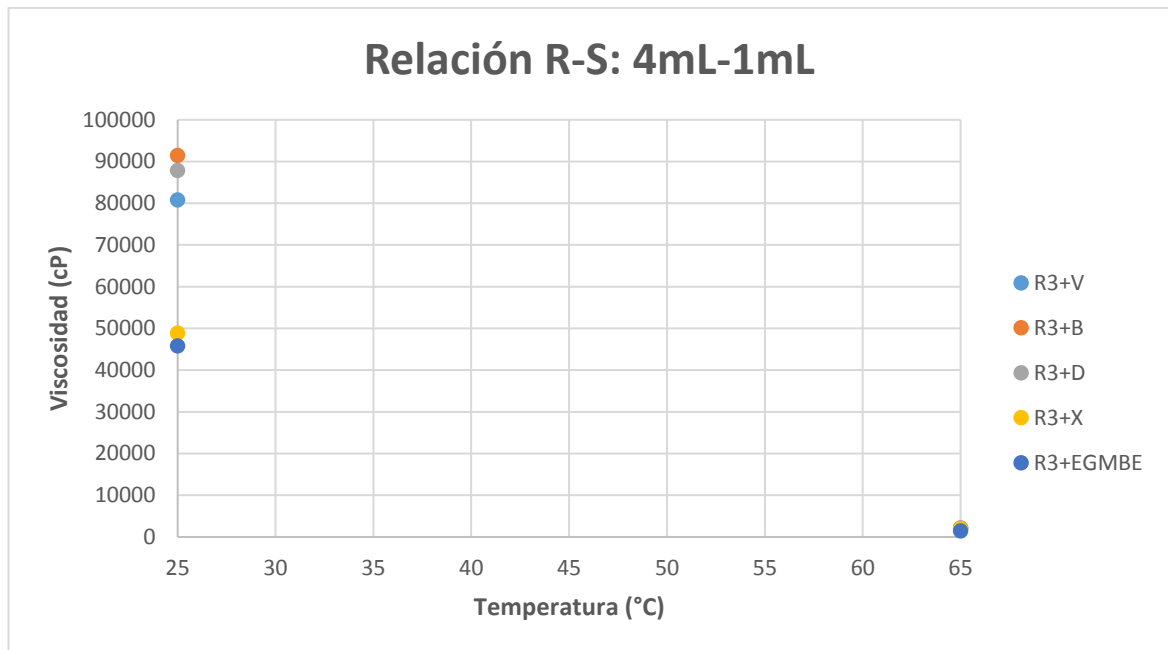




**Figura 71.** viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R2+S proporción 4:1  
(Autor., 2019)

**Tabla 21.** Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 3 y solventes proporción 4:1

Proporción R3-S: 4mL-1mL		
Reductor+Solvente	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
R3+V	25	80795
	65	2011
R3+B	25	91439
	65	2127
R3+D	25	87866
	65	2084
R3+X	25	48833
	65	1998
R3+EGMBE	25	45773
	65	1436



**Figura 72.** *viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene SW10 con R3+S proporción 4:1*  
(Autor., 2019)

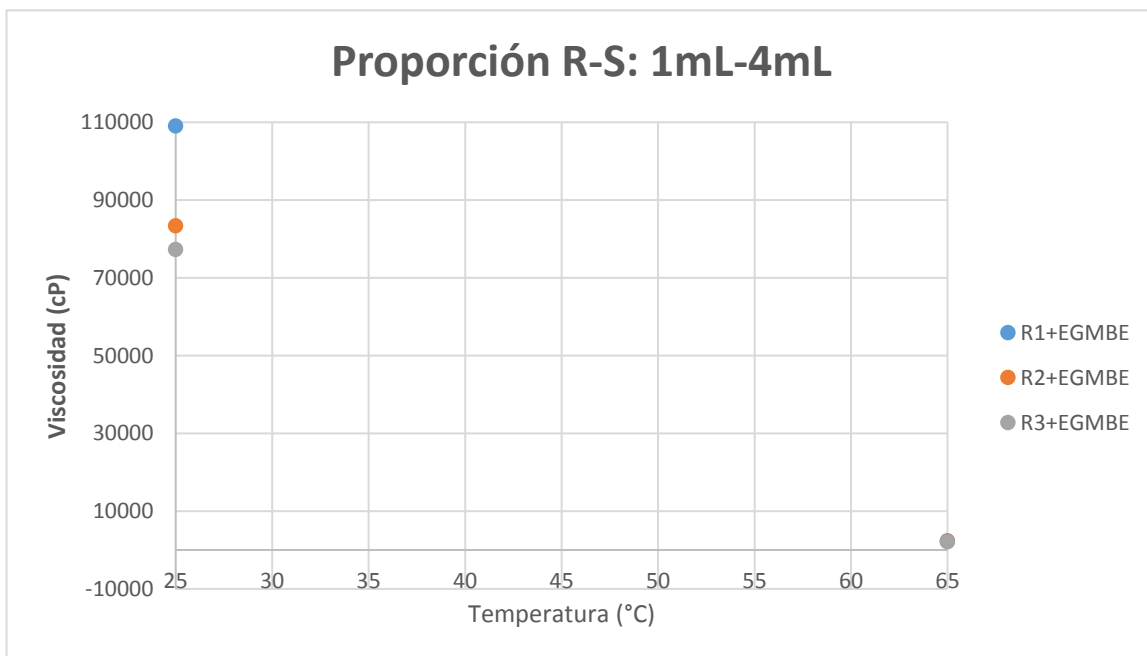
Del mismo modo que en la proporción R:S, 1:4, los tratamientos posteriores con los 3 reductores y el solvente EGMBE fueron los mejores, con la diferencia que la disminución de la viscosidad levemente inferior, esto puede suceder debido a la concentración micelar crítica; pasada esta concentración el efecto del surfactante no es considerable y en algunos casos puede ser contraproducente, junto a lo anterior se debe sumar el hecho de la disminución de la concentración del solvente.

Por factores económicos, la proporción elegida en el tratamiento es 1:4 de reductor y solvente respectivamente, esto es debido a que los reductores de viscosidad son sustancias costosas y de efecto positivo a bajas concentraciones, por otra parte el solvente mutual EGMBE es una sustancia muy económica utilizada en la industria petrolera, además de ser relativamente poco volátil y con beneficios como la humectabilidad, el cosurfactante y disolvente a la vez.



**Tabla 22.** Datos experimentales de la prueba de viscosidad para el crudo Chichimene X con los reductores y solvente EGMBE proporción 1:4

Proporción R-S: 1mL-4mL		
Reductor+Solvente	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)
R1+EGMBE	25	109126
	65	2403
R2+EGMBE	25	83456
	65	2284
R3+EGMBE	25	77330
	65	2152



**Figura 73.** viscosidad a 25 y 65°C para el crudo Chichimene X con R1+S, R2+S y R3+S proporción 4:1 (Autor., 2019)

Teniendo como referencia la proporción con mejores resultados para el crudo Chichimene SW10, se utilizó la misma para el crudo Chichimene X, esto es debido a la limitada cantidad de crudo que se tenía en el laboratorio.

A continuación se presentan los porcentajes de reducción de viscosidad para el crudo evaluado.

$$\% \text{ Reducción} = \frac{1042317-109126}{1042317} * 100 = 89,53 \% \quad \text{R1+EGMBE a } 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\% \text{ Reducción} = \frac{22300-2403}{22300} * 100 = 89,22 \% \quad \text{R1+EGMBE a } 65 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\% \text{ Reducción} = \frac{1042317-83456}{1042317} * 100 = 91,99\% \quad \text{R2+EGMBE a } 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\% \text{ Reducción} = \frac{22300-2284}{22300} * 100 = 89,75 \% \quad \text{R2+EGMBE a } 65 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\% \text{ Reducción} = \frac{1042317-77330}{1042317} * 100 = 92,58 \% \quad \text{R3+EGMBE a } 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\% \text{ Reducción} = \frac{22300-2152}{22300} * 100 = 90,34 \% \quad \text{R3+EGMBE a } 65 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

#### 4.3.2. prueba de oliensis

Los productos reductores de viscosidad incrementan la estabilidad de los asfaltenos en el crudo, debido al efecto surfactante de éstos (efecto que ocurre de manera natural por las resinas), además de la sinergia generada por el solvente mutuo EGMBE; este tratamiento mantiene a los asfaltenos en suspensión coloidal en la fase continua del crudo constituida por



hidrocarburos saturados y aromáticos, disminuyendo así el proceso de precipitación. Después del tratamiento químico de los crudos y siguiendo el mismo procedimiento se obtuvo un aumento en la estabilidad con diferentes respuestas a la prueba de Oliensis dependiendo del tipo del crudo y del reductor utilizado.



**Figura 74.** Prueba de oliensis para el crudo Chichimene SW10 tratado con el reductor de viscosidad (Autor., 2019)

En el crudo Chichimene SW10 se evidenció una mejoría en la estabilidad de los asfaltenos, debido a que el reductor de viscosidad rodea en forma micelar las partículas asfaltenicas, las cuales son sensibles a los solventes apolares; esta mejora queda expuesta al desplazarse la aparición de la aureola en la gota 7 del ensayo.



**Figura 75.** Prueba de oliensis para el crudo Chichimene X tratado con el reductor de viscosidad (Autor., 2019)

Del mismo modo, el crudo Chichimene X también se evidenció una mejoría en la estabilidad de los asfaltenos; esta mejoría queda expuesta al desplazarse la aparición de la aureola en la gota 6 del ensayo.

#### 4.4. Pruebas de compatibilidad

Para garantizar el desempeño de los demás procesos químicos inducidos en el crudo durante su tratamiento, se realizaron las correspondientes pruebas de dispersión de asfaltenos (ADT) y prueba de botella.

#### 4.4.1. Pruebas de botella



**Figura 76.** Prueba de botella para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 1 (Autor., 2019)



**Figura 77.** Prueba de botella para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 2 (Autor., 2019)





**Figura 78.** Prueba de botella para el crudo Chichimene SW10 con el reductor 3 (Autor., 2019)

El tratamiento reductor de viscosidad se evaluó con el demulsificante LA3628 a una concentración de 3 gpt, obteniendo resultados satisfactorios en la prueba de compatibilidad, con rompimiento del 100% de fases, pero con turbidez en la separación para algunas relaciones, tanto para el crudo Chichimene SW10 y Chichimene X.



**Figura 79.** Prueba de botella para el crudo Chichimene X con el reductor 1 (Autor., 2019)



**Figura 80.** Prueba de botella para el crudo Chichimene X con el reductor 3 (Autor., 2019)



**Figura 81.** Prueba de botella para el crudo Chichimene X con el reductor 3 (Autor., 2019)

Lo anterior indica que el tratamiento reductor de viscosidad no genera interferencia en los demás tratamientos realizados al crudo, además tampoco genera precipitados ni favorece las emulsiones, por el contrario trabaja en sinergia con el demulsificante, rompiendo las emulsiones que se generan por las válvulas y los codos que se encuentran en el sistema de levantamiento y transporte del crudo.

#### 4.4.2. Prueba de Dispersión de Asfaltenos (ADT)



**Figura 82.** Prueba de ADT para el crudo Chichimene SW10 sin tratamiento (Autor., 2019)



**Figura 83.** Prueba de ADT para el crudo Chichimene SW10 con los 3 reductores (Autor., 2019)

Como se observa, el ensayo de la figura 83, corresponde a la solución entre crudo y n-heptano, sin adición de estabilizante de asfaltenos ni mejorador de flujo. Como el medio es apolar, los asfaltenos no pueden mantenerse en solución y precipitan, aclarando el color de la solución y depositando partículas en el fondo del tubo de centrifugación. En comparación con este ensayo, la figura 84 muestra los tres ensayos restantes con un color más oscuro en la solución, y poca cantidad de precipitado.

Esto es evidencia de que, efectivamente, los asfaltenos están siendo estabilizados y pueden ser mantenidos en solución.

Finalmente, se logra evidenciar la no interferencia de los reductores de viscosidad con el dispersante de orgánicos.

La prueba de ADT no se pudo llevar a cabo para el crudo Chichimene X debido a la ausencia de los tubos de centrifuga para esta prueba.



## 5. CONCLUSIONES

1. Debido a la naturaleza química de los reductores de viscosidad, se presentan interacciones con las fracciones pesadas del crudo, las cuales por medio de la polaridad se adhieren a la superficie de los asfaltenos, logrando una estabilización mayor ante cualquier factor que pueda llevar a la precipitación.
2. Los mejoradores de flujo deben ser diseñados dependiendo de la necesidad, estos trabajan en sinergia con ayuda de un solvente, en este caso el EGMBE el cual por medio de la alteración de la mojabilidad logra una mejor movilidad del crudo, a la relación 1:4, debido a la película de agua formada ya sea en el yacimiento o en las paredes de las tuberías de transporte.
3. A partir de los datos obtenidos se concluyó que el reductor 3, debido a que presentó una mayor reducción de la viscosidad, es la opción más eficiente para tratar los crudos Chichimene SW10 y Chichimene X, sin embargo, al momento del rompimiento, no se observó claridad en la fase acuosa como se evidenció en el reductor 1 en la prueba de botella.
4. Por razones económicas y rendimiento se recomienda utilizar en el tratamiento una relación 1:4 de reductor – solvente por cada 100 gramos de crudo tratado.
5. El tratamiento químico con surfactantes resulta ser una tecnología eficiente para extracción de crudos pesado en el campo Chichimene debido a la concentración baja de reductor de viscosidad aplicada, adicionalmente el EGMBE resulta ser el solvente más económico.
6. La naturaleza química de los mejoradores de flujo no es la misma, y debido a sus interacciones con las muestras de crudo se puede decir que su funcionamiento no es universal. Los mejoradores de flujo deben ser diseñados para el crudo en cuestión, puesto que no necesariamente se conseguirán resultados favorables al ser aplicados por igual en diferentes campos.



7. Los reductores de viscosidad no presentan incompatibilidades con el crudo, esto es debido a que previene y rompe las emulsiones presentes en el crudo, consecuencia ocurrida a la alineación de los surfactantes en la interfase agua-aceite, junto con la naturaleza aromática en la composición de los reductores y al solvente mutual utilizado en el tratamiento, los cuales me generan una mayor dilución del crudo.





## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abarca, A.G. (2016). “Estudio del efecto de reductores de viscosidad en crudo pesado” (Tesis de pregrado). Escuela politécnica nacional, Quito, Ecuador.
- Alayon, M. (2004). “Asfaltenos: ocurrencia y floculación”. Cuaderno FIRP S369-PP.
- Alomair, O. A., Almusallam, A. S. (2013). “Heavy crude oil viscosity reduction and the impact of asphaltenes precipitation”. *Energy Fuels*, pp. 7267-7276.
- Ancheyta, J., Trejo, F., Singh Rana, M. (2009). “Asphaltenes: chemical transformation during hydroprocessing of heavy oils”. Taylor & Francis Group.
- Ashrafizadeh, S. N., Motae, E., Hoshyargar, V. (2012). “Emulsification of heavy crude oil in water by natural surfactants”. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, pp. 137-143.
- Avendaño, C.A. (2014). “Estudio termocinético de la eficiencia de un mejorador de flujo en aceites pesados de la región sur de México” (Tesis de posgrado). Universidad nacional autónoma de México, Ciudad de México, México.
- Bai, Y., Bai, Q. (2010). “Subsea Engineering Handbook”. Gulf Professional Publishing.
- Briceño, M.C. (2007). “Evaluación de los reductores de viscosidad en crudos pesados de occidente”. (Tesis de pregrado). Universidad Rafael Urdaneta, Maracaibo, Venezuela.
- Bunger, J.W. (1984) “Chemistry of Asphaltenes”. American Chemical Society, pp 17–27.
- Chaustre, A.J., Ibagón, J.J., Ramírez, A.L. (2014). “New Technology for flow assurance in an extra heavy oil field: case study in the akacias field”. Society of petroleum engineers, pp 1-10.
- Chavarría, S.O. (2014). “Efecto en la velocidad de precipitación de asfaltenos en 5 crudos mexicanos por la adición de reductores de viscosidad” (Tesis de pregrado). Universidad Autónoma Metropolitana, Ciudad de México, México.





- Chen, Q., Zhu, Y., Wang, M., Ren, G., Liu, Q., Xu, Z., Sun, D. (2018). “Viscosity reduction of extra-heavy oil using toluene in water emulsions”. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, pp. 252-259
- Chen, X., Feng, Q., Liu, W., Sepehrnoori, K. (2017). “Modeling preformed particle gel surfactant combined flooding for enhanced oil recovery after polymer flooding”. *Fuel*, pp. 42-49.
- Cruz, J.C. (2010). “Estimulación y recuperación mejorada de hidrocarburos con aplicación de técnicas MEOR”. (Tesis de pregrado). Instituto politécnico nacional, Ciudad de México, México.
- Escrochi, M., Nabipour, M., Ayatollahi, S.S., Mehranbod, N. (2008). “Wettability alteration at elevated temperatures: the consequences of asphaltene precipitation”. *Society of Petroleum Engineers*, pp 1-7.
- Franco, C. A., Nassar, N. N., Ruiz, M. A., Pereira-Almao, P., & Cortés, F. B. (2013). “Nanoparticles for inhibition of asphaltenes damage: Adsorption study and displacement test on porous media”. *Energy & Fuels*, pp. 2899.
- Gaviria, A., Romero, E. (2017). “Factibilidad económica del acople de los mecanismos de dilución y calentamiento para mejorar el transporte de crudo pesados en líneas de tuberías” (Tesis de pregrado). Universidad de Buenaventura, Cartagena, Colombia.
- Griffin, W.C. (1949), “Classification of Surface-Active Agents by HLB”. *Journal of Cosmetic Science*, pp 311-326.
- Groenzin, H.C., Mullins O. C. (1999) “Asphaltene Molecular Size and Structure”. *The Journal of Physical and Chemical A*, pp 11237-11245.
- Guo, K., Li, H., Yu, Z. (2016). “In-situ heavy and extra-heavy oil recovery: A review”. *Fuel*, pp. 886-902.



- Hasanvand, M.Z., Ahmadi, M.A., Behbahani, R.M. (2015). "Solving asphaltene precipitation issue in vertical wells via redesigning of production facilities". *Petroleum*, pp 139-145.
- Kriz, P., Andersen, S.I. (2005). "Effect of asphaltene on crude oil wax crystallization". *Energy & Fuels*.
- Mansoori, G.A. (1997), "Modeling of asphaltene and other heavy organic depositions". *Journal of Petroleum and Engineering*, pp 101-111.
- Marqu ez, R. (2006). "Fundamentos teoricos: surfactantes". Recuperado de: <http://webdelprofesor.ula.ve/ingenieria/marquezronald/wp-content/uploads/FUNDAMENTOS-TEORICOS.pdf>
- McLean, J.D., Kilpatrick, P.K. (1997). "Effects of Asphaltene Solvency on Stability of Water in Crude-Oil Emulsions". *Journal of Colloid and Interface Science*, pp 242-253.
- Mel endez, F. (1982). "El origen del petróleo". COL-PA, publicaciones del departamento de paleontología, pp. 61-66.
- Mohr, J. y Dockner, T. (2004). "Procedimiento para la obtención de aminas o alcoholes oxialquilados". Recuperado de: <http://patentados.com/invento/procedimiento-para-la-obtención-deaminas-o-alcoholes-oxialquilados.html>.
- Montenegro, C.A. (2016). "Evaluación de mejoradores de flujo para transporte de crudo" (Tesis de pregrado). Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Venezuela.
- Muhammad, M. (2003). "Asphaltene precipitation from reservoir fluids: asphaltene solubility and particle size vs. pressure". *Society of Petroleum Engineers*, pp 1-15.
- Mullins O., Sheu E., Hammami A., Marshall A. *Asphaltenes, Heavy Oils, and Petroleomics*. Springer, (2007).
- Muñoz, D. (2019). "HLB, balance hidrófilo-lipofílico". Recuperado de: <https://www.doctordanielmunoz.com/hlb-equilibrio-hidrofilo-lipofilico/>



- Ortega, M. (2009). “Comportamiento reológico de disoluciones acuosas de surfactantes comerciales no iónicos” (Tesis de posgrado). Universidad de Granada, Granada, España.
- Peñuela, J. H. (2017). “Crudos pesados: la realidad del sector hidrocarburos de Colombia”. *Revista virtual pro*
- Rogel, E., Miao, T., Vien, J., Roye, M. (2015). “Comparing asphaltenes deposit versus crude oil”. *Fuel*, pp 155-160
- Salager, J.L. (1991). “Uso de los surfactantes en la industria petrolera”. Cuaderno FIRP S350-A.
- Salager, J.L. (2002). “Surfactantes: tipos y usos”. Cuaderno FIRP S300-A.
- Satter, A., Iqbal, G. M. (2016). “Reservoir Engineering”. Gulf Professional Publishing, pp. 313-337.
- Schlumberger Limited. (2019). “Recuperación primaria”. Recuperado de: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/primary\\_recovery.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/primary_recovery.aspx).
- Schlumberger Limited. (2019). “Recuperación secundaria”. Recuperado de: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/secondary\\_recovery.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/secondary_recovery.aspx).
- Schlumberger Limited. (2019). “Recuperación terciaria”. Recuperado de: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/tertiary\\_recovery.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/tertiary_recovery.aspx).
- Schlösser, K. (1988) “Geschichte der Waschmittel; in: Praxis der Naturwissenschaften Chemie”. Aulis Verlag Deubner & Co KG.
- Speight, J. G. (1999). “The chemistry and technology of petroleum”. Marcel Dekker, pp. 10.
- Speight, J. G. (2009). “Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands”. Gulf Publishing Company, pp. 133-184.
- Speight, J. G. (2013). “Heavy Oil Production Processes”. Gulf Professional Publishing, pp. 63-92.



- Silva, B.J. (2011). “Evaluación de tecnologías de recuperación mejorada no térmicas en el campo cerro negro” (Tesis de pregrado). Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela.
- Sima, Sh.A., Abdul, A.O., Alta’ee, A.F. (2011). “Study of asphaltene precipitation induced formation damage during CO2 injection for a Malaysian light oil”. *International Journal of Chemistry, molecular, nuclear and metallurgical Engineering*, pp 482-486.
- Zubair, A., Ramasamy, M., Hilmi, B.M. (2015). “Temperature effects on solubility of asphaltenes in crude oil”. *Chemical Engineering research and design*, pp 573-583.



