



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA QUÍMICA E
INDUSTRIAS EXTRACTIVAS**

**ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS PARA EL TRANSPORTE
DE CRUDO PESADO EN DUCTOS**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO QUÍMICO INDUSTRIAL

PRESENTA

LILIANA ZARAZÚA VILLALOBOS

DIRECTOR DE TESIS:

DR. MANUEL DE JESÚS MACIAS HERNANDEZ

MÉXICO, D.F. 2011





SECRETARÍA
DE
EDUCACIÓN PÚBLICA

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA QUÍMICA E INDUSTRIAS EXTRACTIVAS

DEPARTAMENTO DE EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO ACADÉMICO



T-051-11.

México, D. F., a 03 de mayo de 2011.

A la C. Pasante:
LILIANA ZARAZUA VILLALOBOS
Valle del Maíz No. 165
Valle de Aragón 1ra. sección
Nezahualcoyotl
Estado de México
C.P. 57100

Boleta:
2006321053

Carrera:
IQI

Generación:
2005-2009

Mediante el presente se hace de su conocimiento que este Departamento acepta que el **Dr. Manuel de Jesús Macías Hernández**, sea orientador en el Tema que proponen ustedes desarrollar como prueba escrita en la opción; **Tesis Individual** con el título y contenido siguiente:

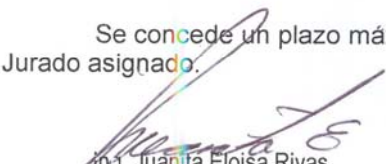
“Análisis de tecnologías para el transporte de crudo pesado en ductos”.

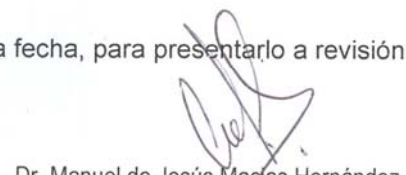
Resumen.

Introducción.

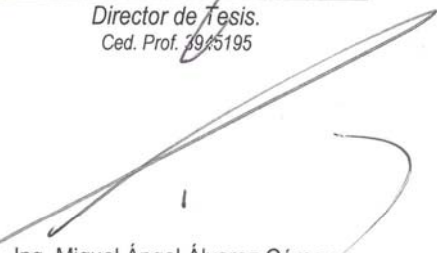
- I.- Antecedentes del crudo pesado.
 - II.- Tecnologías de transporte para crudo pesado.
 - III.- Análisis comparativo de las tecnologías para el transporte de crudo pesado.
- Conclusiones
Bibliografía.

Se concede un plazo máximo de un año, a partir de esta fecha, para presentarlo a revisión por el Jurado asignado.


Ing. Juanita Eloísa Rivas
Presidente de la Academia de Operaciones Unitarias


Dr. Manuel de Jesús Macías Hernández
Director de Tesis.
Ced. Prof. 3945195


Lic. Guillermo Alberto de la Torre Arteaga
Jefe del Departamento de Evaluación y Seguimiento Académico


Ing. Miguel Ángel Álvarez Gómez
Director



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA QUÍMICA E INDUSTRIAS EXTRACTIVAS



DEPARTAMENTO DE EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO ACADÉMICO

T-051-11.

México, D. F., a 2 de Agosto del 2011.

A la Pasante:
C. LILIANA ZARAZUA VILLALOBOS
PRESENTE

Boleta:
2006321053

Carrera:
IQI

Generación:
2005-2009

Los suscritos tenemos el agrado de informar a usted, que habiendo procedido a revisar el borrador de la modalidad de titulación correspondiente, denominado:

“Análisis de tecnologías para el transporte de crudo pesado en ductos”.

encontramos que el citado trabajo de **Tesis Individual**, reúne los requisitos para autorizar el Examen Profesional y **PROCEDER A SU IMPRESIÓN** según el caso, debiendo tomar en consideración las indicaciones y correcciones que al respecto se le hicieron.

Atentamente

JURADO



Ing. Enrique Ortega Muñoz
Presidente



Dr. Manuel de Jesús Macías Hernández
Vocal



M. en C. Nora Argelia Tafoya Medina
Secretario

c.c.p.- Expediente

AGRADECIMIENTOS INSTITUCIONALES

A LA ESIQIE

Por darme la oportunidad de formarme como profesional brindándome las herramientas para salir adelante.

A los profesores que me dejaron una parte de sus conocimientos y mas importante aun, una parte de su vida, de sus experiencias, a todos aquellos que pasaron la línea profesor alumno y me brindaron su amistad.

A mi director de tesis el Dr. Manuel de Jesús Macías quien aparte de darme las herramientas y el apoyo para la realización de este proyecto, me brindo su sincera amistad, que sin duda es lo más importante.

AGRADECIMIENTOS PERSONALES

A mis papás

Que con todo el amor que me brindan me dan las fuerzas para salir adelante, para lograr mis objetivos, a ellos por que son mi fuente de inspiración y las personas que mas amo en este mundo, gracias papas por inculcarme los valores que tengo y por estar a mi lado en las buenas y en las malas.

A mis hermanos

Que a su forma me ayudaron a ser una persona independiente, con ganas de luchar por sus metas, además de estar siempre a mi lado.

A mis amigos

Que sin ellos mi tiempo en la ESIQIE no hubiera sido lo mismo, a todos aquellos que me ayudaron cuando se me complicaban las cosas y que junto a ellos pase momentos inolvidables.

ÍNDICE

	Pág.
Resumen.	1
Introducción.	2

CAPÍTULO I

GENERALIDADES DEL CRUDO

1.1 El petróleo.	4
1.2 Perspectivas del petróleo en la actualidad.	5
1.3 Composición del petróleo crudo.	6
1.4 Interés estratégico y económico para la explotación de crudo pesado.	9
1.5 Clasificación del crudo.	10
1.5.1 Clasificación por sus grados API.	11
1.5.2 Representativos en el mercado.	13
1.5.3 Clasificación por su contenido de azufre.	14
1.6 Origen de la alta viscosidad de los crudos pesados.	15
1.7 Reservas de crudo.	17
1.8 Distribución geográfica estratégica.	19
1.9 Producción mundial.	20
1.10 Demanda de petróleo.	22
1.11 Comercialización del petróleo.	24

CAPÍTULO II

TECNOLOGÍAS DE TRANSPORTE PARA CRUDO PESADO

2.1 Dilución.	28
2.2 Tratamiento con calor.	30
2.2.1 Inyección de vapor.	31
2.3 Mejoramiento (up-grading).	33
2.4 Emulsión.	37
2.4.1 Tipos de emulsiones.	38
2.5 Flujo anular.	41
2.6 Transporte por suspensión.	43

CAPÍTULO III

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS TECNOLOGÍAS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

3.1 Aspectos ambientales asociados con la explotación del crudo pesado.	45
3.2 Comparación de tecnologías.	46
3.2.1 Matriz de prioridades.	46
3.3 Descripción detallada del flujo anular.	53
3.3.1 Resultados de estudios experimentales de lubricación de tuberías para el transporte de crudo pesado.	56
3.3.2 Modelando aspectos del flujo anular petróleo-agua.	59
3.4 Descripción detallada de emulsiones en el transporte de crudo.	60
3.4.1 Propiedades reológicas de emulsiones de petróleo pesado en agua.	61

3.4.2 Evaluación de emulsiones de crudo en agua con mezclas de surfactantes no iónicos y aniónicos de uso potencial en la industria Petrolera.	64
Conclusiones.	66
Bibliografía.	68

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Figura 1.1a Asfáltenos en forma de una hoja plana.	7
Figura 1.1b Asfáltenos en forma de una hoja plana no homogénea.	7
Figura 1.1c Aglomerado.	7
Figura 1.2 Componentes del petróleo crudo.	8
Figura 1.3 Distribución de los compuestos del petróleo.	9
Figura 1.4 Bitumen, crudo pesado y extra pesado.	12
Figura 1.5 Gravedad específica API del crudo y otros compuestos.	13
Figura 1.6 Gráfico de calidades de crudo.	15
Figura 1.7 Representación esquemática de la asociación de los Asfáltenos.	16
Figura 1.8 Viscosidad de algunas sustancias comunes en centipoise.	17
Figura 1.9 Identificación de la distribución del petróleo en 2003.	17
Figura 1.10 Distribución geográfica de las reservas de crudo pesado y extra pesado.	18
Figura 1.11 Distribución geográfica de la producción de bitumen, crudo pesado y extra pesado.	20
Figura 1.12 Gráfico de la demanda de petróleo en países y regiones seleccionadas, 1999-2009 (miles de barriles diarios) y tasa media de consumo anual (tmca).	24

CAPÍTULO II

Figura 2.1 Esquema de la inyección de vapor.	32
Figura 2.2 Reacciones típicas en el hidrot ratamiento catalítico.	36
Figura 2.3 Vista microscópica de una emulsión tipo crudo – agua, en equilibrio.	39
Figura 2.4 Reducción de la viscosidad para crudos pesados y bitumen por conversión para una adaptación de crudo en agua emulsificada.	40
Figura 2.5 Emulsión crudo – agua.	40
Figura 2.6 Emulsión agua –a crudo.	40
Figura 2.7 Esquema de los fenómenos posibles durante el transporte de crudos pesados.	42
Figura 2.8 Sistema de inyección para flujo anular.	42
Figura 2.9 Separación de asfáltenos.	43
Figura 2.10 Muestras de suspensiones de crudo pesado a través del tiempo.	44

CAPÍTULO III

Figura 3.1 Explotación de crudo pesado, extra pesado y bitumen: desafío ambiental.	45
Figura 3.2 Cuadro sinóptico de tecnologías para el transporte de crudo pesado.	47
Figura 3.3 Patrones de flujo observados por Zavareh et. al.	54
Figura 3. 4 Patrones de flujo en tuberías verticales observados por Bannwart et. al.	55
Figura 3.5 Flujos multifacéticos.	56

Figura 3.6 Gráfico de la variación de la caída de presión contra el caudal de crudo pesado con y sin lubricación. **58**

Figura 3.7 Gráfico del efecto de la relación entre los caudales de agua y el de crudo pesado en la eficiencia del proceso de lubricación. **58**

Figura 3.8 Esfuerzo cortante contra gradiente de velocidad a distintas velocidades. **62**

Figura 3.9 Gráfico de viscosidad aparente contra temperatura en grados centígrados. **64**

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO I

Tabla 1.1 Composición elemental del crudo pesado.	6
Tabla 1.2 Clasificación del petróleo crudo por su densidad y gravedad API.	11
Tabla 1.3 Principales consumidores de petróleo, 2004.	21
Tabla 1.4 Principales consumidores de crudo, 2008-2009 (Miles de barriles diarios).	23

CAPÍTULO II

Tabla 2.1 Muestra el efecto del agregado de gas oil comercial a un crudo de la cuenca GSJ.	29
Tabla 2.2 Mezcla de un crudo pesado con uno modificado comercial (viscosidad a 25°C).	30
Tabla 2.3 Condiciones típicas de operación para hidrotratamiento en función del tipo de carga.	36

CAPÍTULO III

Tabla 3.1 Ventajas y desventajas de las tecnologías para el transporte de crudo pesado por reducción de la viscosidad.	48
Tabla 3.2 Comparación de los métodos de transporte.	49
Tabla 3.3 Sumatoria de puntos de para las tecnologías de transporte de crudo pesado por reducción de viscosidad por el método de matrices de prioridades.	49
Tabla 3.4 Ventajas y desventajas de las tecnologías para el transporte de crudo pesado por disminución de fricción.	50

Tabla 3.5 Evaluación de tecnologías para el transporte de crudo pesado por disminución de fricción.	50
Tabla 3.6 Sumatoria de puntos de para las tecnologías de transporte de crudo pesado por reducción de viscosidad por el método de matrices de prioridades.	50
Tabla 3.7 Ventajas y desventajas de las tecnologías para el transporte de crudo pesado por procedimientos químicos.	51
Tabla 3.8 Evaluación de tecnologías para el transporte de crudo pesado por procedimientos químicos.	51
Tabla 3.9 Sumatoria de puntos para las tecnologías de transporte de crudo pesado por procedimientos químicos por el método de matrices de prioridades.	51
Tabla 3.10 Comparación de los métodos de transporte.	52
Tabla 3.11 Propiedades del crudo utilizado en el estudio de las propiedades reológicas del crudo pesado.	60
Tabla 3.12 Esfuerzos de corte (pa) a distintos gradientes de velocidad y distintas temperaturas.	62
Tabla 3.13 Parámetros reológicos obtenidos y desviación media cuadrática.	63

RESUMEN

El principal objetivo de este trabajo es encontrar la mejor o las mejores alternativas de tecnologías para el transporte de crudo pesado en nuestro país, cuya adaptación se realice a corto plazo, que tenga bajos costos de adquisición, operación y que sea amigable con el medio ambiente.

En el primer capítulo se describen las propiedades, tipos de crudo, las causas que provocan que varíe su viscosidad y el porque es importante encontrar una tecnología para el transporte de este.

En el segundo capítulo se describen las principales tecnologías para el transporte de crudo pesado en ductos, las cuales son: dilución, tratamiento con calor, up-grading, emulsión, flujo anular y suspensión.

En el tercer capítulo encontramos tablas comparativas de las tecnologías descritas en el capítulo dos, en este capítulo se realiza una evaluación de las mismas mediante el método de matrices de prioridad: así mismo podemos encontrar tablas de resultados y una descripción más detallada de las tecnologías seleccionadas que representan las mejores opciones para nuestro fin.

En este trabajo se pudo concluir que las mejores opciones para aplicar en el transporte de crudo pesado en tuberías a corto plazo son: emulsión, flujo anular y combinación de estas, las cuales cumplen con las características adecuadas para su implementación a corto plazo. De acuerdo a la puntuación obtenida en su evaluación la mejor tecnología es la de flujo anular, siguiéndole emulsión y dilución.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, hemos presenciado el aumento en la demanda de energía proveniente de petróleo a nivel mundial y la disminución de los crudos convencionales (ligeros), con esta combinación de factores nos hemos visto en la necesidad de explotar los crudos pesados y extra pesados; los cuales se presentan como el futuro recurso de los hidrocarburos, debido a la gran cantidad existente a nivel mundial. [1]

Los crudos pesados son resultado de una oxidación bacteriana de crudos convencionales dentro del depósito, tienen diversas características físicas y químicas, generalmente presentan: una viscosidad mucho más alta, metales pesados y un contenido alto de sulfuro y nitrógeno. Estas características específicas implican soluciones técnicas avanzadas para lograr su explotación, producción, transporte y refinamiento. Por esta razón, y debido a las enormes reservas de crudos pesados, los proyectos de desarrollo a largo plazo implican una inversión específica mucho más alta que para los crudos convencionales.

Sin embargo el transporte de estos nuevos recursos representa un desafío para la industria petrolera, debido a la alta viscosidad y composición química que presentan; para lograrlo es necesario el uso de nuevos y mejores métodos de transporte, que consideren sus propiedades físicas, químicas y reológicas.

Comúnmente, el petróleo suele encontrarse lejos de los lugares de consumo, por lo que el transporte del crudo se convierte en un aspecto fundamental para la industria petrolera, el cual exige una gran inversión.

Para 2004 en América del Norte se calculaban 1750 Gbbl (1750 giga barriles ó 1750000 barriles) de crudos pesados y extra pesados aproximadamente, muy por encima del resto del mundo, sin embargo a pesar de estas cantidades enormes de recursos, la producción de ellos apenas alcanzaba 1.3 Mbbl/d (1.3 mega barriles por día ó 1300000 barriles por día), lo cual nos permite observar un panorama de la explotación de estos crudos.

Sabemos que actualmente en México solo se extrae el crudo ligero e intermedio, lo que significa el cierre de los pozos y con esto el desaprovechamiento de una gran cantidad de crudo por falta de tecnología para el transporte de crudos pesados y extra pesados.

Los métodos clásicos de transporte (tratamiento de calor, dilución, crecimiento parcial) usados hasta ahora a nivel industrial han dejado de ser óptimos para el transporte de crudos pesados y extra pesados; por esta razón se ha propuesto el estudio a fondo de los métodos de transporte conocidos como flujo anular y sistema crudo – agua (emulsión), los cuales se presentan como una solución a los problemas para el transporte de los crudos pesados y extra pesados.

Este estudio se busca establecer la mejor opción de transporte para un crudo pesado, considerando los siguientes aspectos:

- Ambiental.
- Técnico.
- Económico.

Los desafíos técnicos aun siguen siendo la explotación y transporte de crudos pesado, así como aumentar la cantidad de recuperación mejorando las técnicas de extracción.

Junto con los costos, la investigación y desarrollo necesitan concentrarse particularmente en el aumento de la producción de energía y la reducción de los problemas ambientales, especialmente el tratamiento de aguas y disminución de las emisiones de CO₂. Esto es esencial para que la producción de crudos pesados no represente mayores preocupaciones y se pueda alcanzar un desarrollo sustentable.

CAPITULO I

GENERALIDADES DEL CRUDO

1.1 El petróleo.

El petróleo ó crudo es quizás la sustancia más importante consumida actualmente. Este proporciona no solo materia prima para la producción de plásticos y otros productos sino además proporciona combustible para energía, la industria, calentamiento y transporte.

La palabra petróleo se deriva del latín *petra* y *óleum*, que significa literalmente aceite de roca y se refiere a los hidrocarburos que se producen ampliamente en las rocas sedimentarias en forma de gases, líquidos, semisólidos ó sólidos. [1]

El petróleo es una mezcla compleja de muchos hidrocarburos, que está constituido principalmente de carbón (76 a 87%) e hidrógeno (13 a 24%). Asume los tres estados físicos de la materia: sólido, líquido y gaseoso, según su composición, la temperatura y presión a la que se encuentra. El petróleo es una fuente primaria de energía y de éste se elaboran diferentes tipos de combustibles. [2]

Los combustibles que son derivados del petróleo suministran más de la mitad de la energía total utilizada en el mundo. Gasolina, keroseno y gasóleo proporcionan combustible para automóviles, tractores, camiones, aviones y barcos. Aceite combustible y gas natural son utilizados en los hogares para calentar, en los edificios comerciales para la generación de energía eléctrica. Los productos del petróleo son los materiales básicos usados para manufacturar fibras sintéticas para ropa y plásticos, pinturas, fertilizantes, insecticidas, jabones, y caucho sintético. Los usos del petróleo como una fuente de materia prima en la fabricación son fundamentales para el funcionamiento de la industria moderna. [1]

1.2 Perspectivas del petróleo en la actualidad.

La industria moderna del petróleo empezó en 1859 con el descubrimiento y posterior comercialización del petróleo en Pensilvania (Bell, 1945). Después de la finalización del primer pozo, las zonas de los alrededores fueron inmediatamente arrendadas y la perforación extensa tuvo lugar. La producción de petróleo crudo en los estados unidos se incremento de aproximadamente 2000 barriles (1 barril [bbl], = 42 galones, = 5.61 pies cúbicos, = 158.8 litros) en 1859 a 3, 000,000 bbl en 1863 y aproximadamente 10, 000,000 bbl en 1874. En 1861 la primera carga de aceite, contenida en barriles de madera, fue mandada a través del atlántico a Londres y por 1870, refinerías, carros tanque, tuberías, se habían convertido en rasgos característicos de la industria.

En el estallido de la Primera Guerra Mundial en 1914, los dos principales productores fueron Estados Unidos y Rusia, pero los suministros de petróleo también comenzaron a ser obtenidos de Indonesia, Rumania y México.

Durante 1920 y 1930 la atención fue también enfocada en otras áreas para la producción de petróleo como Estados Unidos, Medio Éste e Indonesia. En este tiempo no se consideraba a Europa y África áreas de mayor producción de petróleo. En la época posterior a 1945 los países de Medio Oriente siguieron aumentando en importancia, debido a nuevos descubrimientos de grandes reservas. Aunque los Estados Unidos continuaban siendo el mayor productor, era también el mayor consumidor y por lo tanto no era un gran exportador de petróleo. Al mismo tiempo, las compañías comenzaron a vagar mucho más lejos en la búsqueda de petróleo, y los descubrimientos importantes resultaron en Europa, África y Canadá.

En resumen, los usos del petróleo y sus productos han sido observados desde hace 6000 años. Durante este tiempo han progresado desde su uso como asfalto para los sitios de filtración en Mesopotamia, hasta hoy con las operaciones de refinamiento se produce una gran cantidad de productos y petroquímicos. [1]

1.3 Composición del petróleo crudo.

El petróleo crudo independientemente del lugar del que se extrae se conforma de carbono e hidrógeno. No obstante, los crudos contienen diferentes tipos de impurezas tales como azufre, nitrógeno, oxígeno, asfáltenos, metales (Ni, V, Fe, Cu, Mg, Ca, Na) y sales, cuyas concentraciones dependerán de las características del aceite crudo, es decir, si éste es ligero o pesado.

En la literatura se reporta que la composición y concentración de los diferentes contaminantes en los crudos a nivel mundial varían en el intervalo que se muestra en la Tabla 1.1. [1]

Los metales, los asfáltenos, los residuos de carbón, así como el azufre, se acumulan en mayor proporción en el residuo.

Composición	Intervalo de concentración %peso
Carbón	83.0-87.0
Hidrógeno	10.0-14.0
Nitrógeno	0.10-2.0
Oxígeno	0.05-1.5
Azufre	0.04-6.0
Metales (Ni+V)	<1000ppm
Asfáltenos	0.10-12.0
Residuos de carbón	0.2-10.0

Tabla 1.1 Composición elemental del crudo pesado. [1]

Los heteroátomos de azufre, nitrógeno y oxígeno, así como los metales no se encuentran en forma elemental en el petróleo, sino formando compuestos cuya complejidad varía con la estructura química del hidrocarburo y número de carbonos. De esta manera los crudos pueden tener diferentes propiedades que los caracterizan y determinan su comportamiento para la elaboración de combustibles, lubricantes, ceras o solventes. [1]

Los asfáltenos se presentan en forma de micelas y son estructuras de alto peso molecular y baja relación H/C (hidrógeno-oxígeno), que forman complejos con las resinas. Están constituido de moléculas amontonadas y condensadas de anillos aromáticos unidos y de sus orillas por cadenas alifáticas (saturados) o sistemas de anillos nafténicos complejos, y contienen heteroátomos de azufre, nitrógeno oxígeno, vanadio, níquel y fierro. La estructura molecular no está definida ni tampoco su forma, sin embargo, puede compararse a una hoja o lámina plana como se muestra en las Figura 1.1.a. [2]

■ Carbón ■ Hidrogeno ■ Oxígeno ■ Azufre ■ Nitrógeno

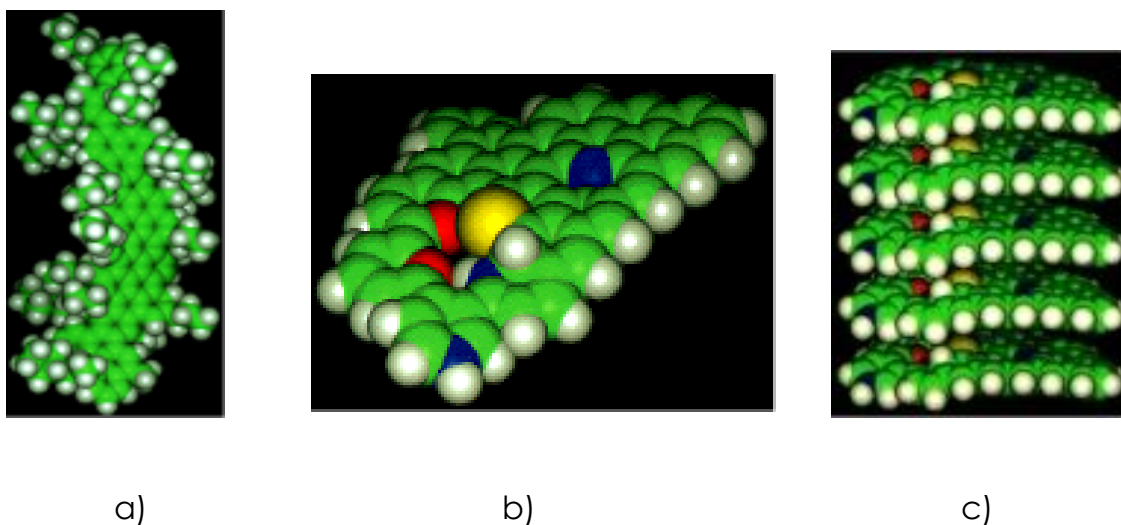


Figura 1.1.a Asfáltenos en forma de una hoja plana 1.1.b Asfáltenos en forma de una hoja plana no homogénea 1.1.c Aglomerado. [2]

Los aromáticos condensados de los asfáltenos también pueden existir en forma de una hoja plana no homogénea como se ilustra en la Figura 1.1.b. En el petróleo crudo, las láminas de moléculas de asfáltenos permanecen dispersas, sin embargo, tienen tendencia a atraerse unas con otras que da como resultado la formación de un aglomerado. La estructura de un aglomerado es similar a las hojas de un libro (un montón compacto de hojas delgadas) como se muestra en la Figura 1.1.c. [2]

La composición química del petróleo crudo y de los residuos pesados depende de su origen. Un residuo consta de una fase dispersa integrada por los asfáltenos y una fase continua, integrada principalmente de resinas de peso molecular menor. En el petróleo crudo los asfáltenos siguen siendo la fase dispersa, sin embargo, la fase continua se puede denominar máltenos que se compone de la suma de los saturados, aromáticos y resinas. En un residuo del petróleo a las resinas se les llama máltenos. Los componentes saturados son no polares, mientras que los aromáticos, resinas y asfáltenos son polares, mas aromáticos y de peso molecular mayor. [1]

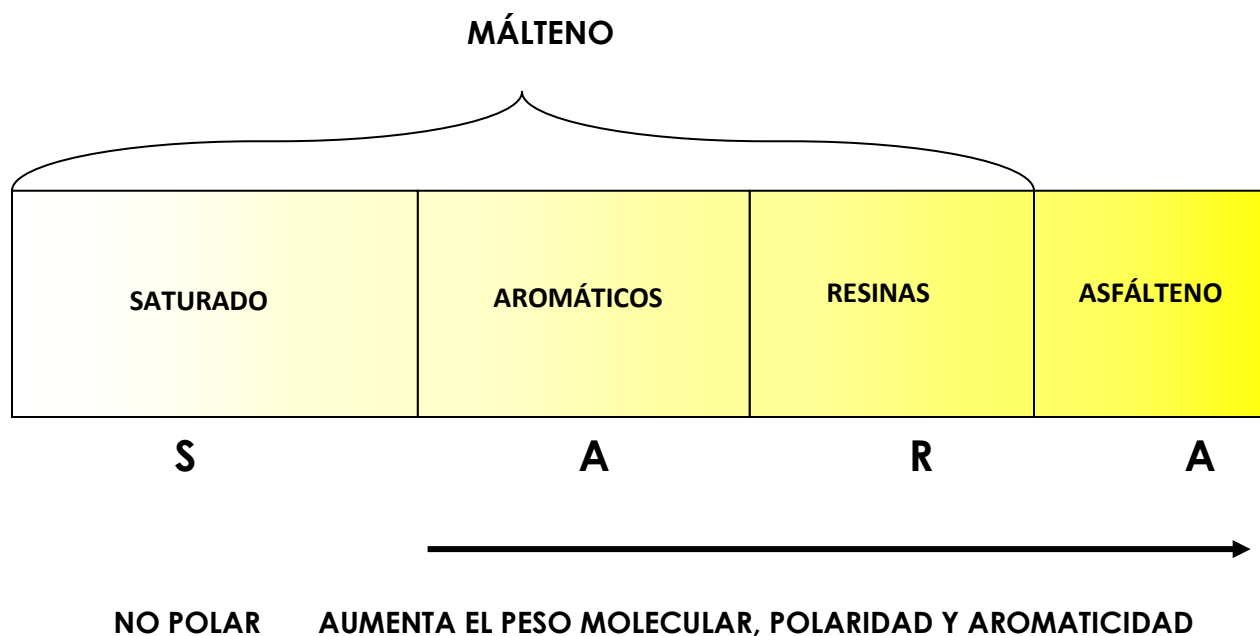


Figura 1.2 Componentes del petróleo crudo.

El contenido de heteroátomos (S, N, O, metales) del petróleo y de los distintos tipos de hidrocarburos (parafinas, naftenos y aromáticos) se incrementan conforme el crudo es más pesado y al aumentar el intervalo de ebullición de la fracción del petróleo como se observa en la Figura 1.3.^[1]

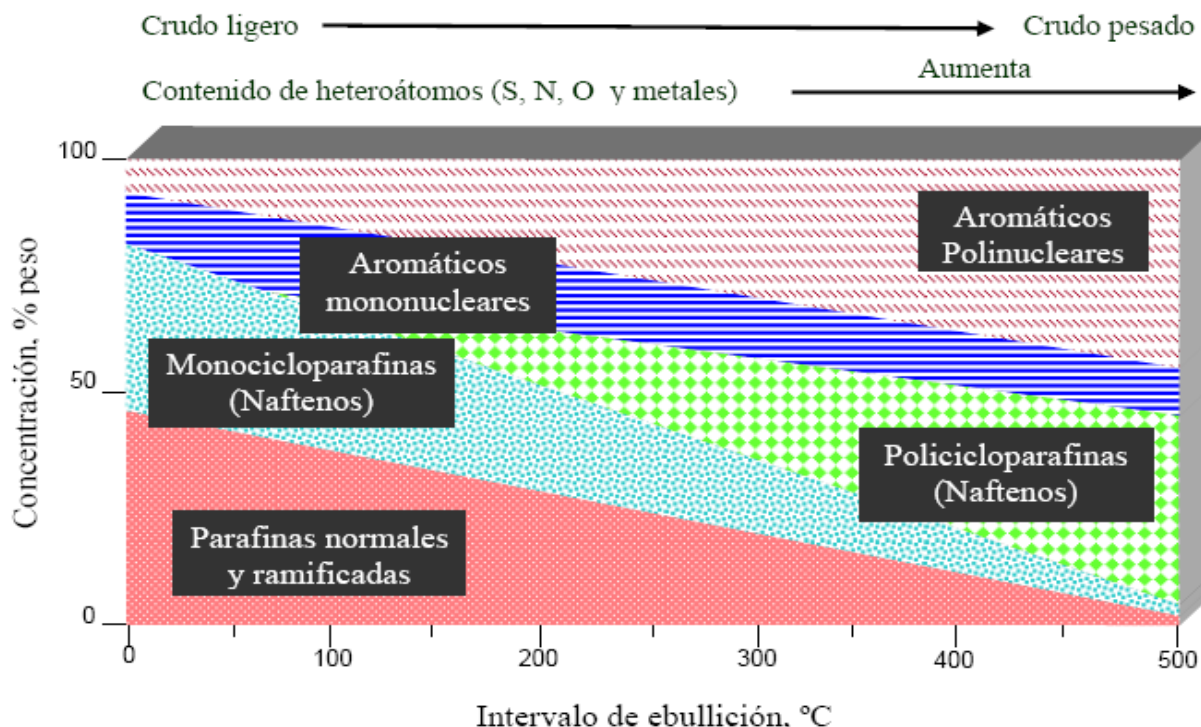


Figura 1.3 Distribución de los compuestos del petróleo. ^[1]

1.4 Interés estratégico y económico para la explotación de crudo pesado.

Con una población cada vez mayor, teniendo un mejor nivel de vida, el consumo de energía aumenta año con año: los pronósticos de la energía hechos por diferentes organizaciones, incluyendo US Department of Energy, International Energy Agency (IEA) y World Energy Council, todos concuerdan al respecto. Según la base del IEA el panorama para la energía proveniente de los hidrocarburos primarios debía aumentar el 20% antes de 2010 y el 66% antes de 2030, para un índice de crecimiento medio de 1.7% anual.

Para cubrir este aumento en demanda de la energía mundial, será necesario movilizar todos los recursos energéticos, y los hidrocarburos continuarán siendo una parte muy importante dentro de los requisitos de la energía mundial (65% contra el 62% actualmente).

Para cubrir estas necesidades, los crudos pesados, dada la demanda, desempeñarán un papel cada vez más significativo en la producción de energía. Según el IEA, representarán el 15% del suministro de petróleo entre 2000 y 2030. Hoy en día, los crudos pesados y las arenas bituminosas (bitumen), representan una enorme cantidad de recursos de hidrocarburos, pero solamente una pequeña parte de la producción petrolífera mundial. Para entender la importancia estratégica de estos crudos pesados, se debe recordar que son casi el doble de las reservas del crudo existentes en la actualidad.

Las tecnologías de extracción de crudo no convencional toman importancia conforme se mantienen altos los precios del petróleo convencional, por lo que, bajo las condiciones actuales del mercado presentan grandes retos para su desarrollo y explotación. [3]

1.5 Clasificación del crudo.

Los crudos se pueden clasificar de diversas formas, en general se clasifican por sus grados API, por su tipo (los más representativos en el mercado) y contenido de azufre, estas clasificaciones nos permiten conocer su calidad y lugar de procedencia.

De acuerdo con lo anterior hemos propuesto tres clasificaciones:

- Por su gravedad API.
- Representativos en el mercado.
- Por su contenido de azufre.

1.5.1 Clasificación por sus grados API.

Para clasificar el crudo generalmente se expresa en una escala normalizada por el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute, API), que se denomina gravedad API y se evalúa mediante la siguiente correlación:

$$API = \frac{141.5}{sg_{60^{\circ}F}} - 131.5$$

Donde $sg_{(60^{\circ}F/60^{\circ}F)}$ se refiere a la gravedad específica de la muestra a $60^{\circ}F$ dividida entre la gravedad específica del agua también a $60^{\circ}F$.

Con base en la gravedad API, el petróleo crudo se clasifica en los diferentes tipos que se muestran en la Tabla 1.2.

De acuerdo a su gravedad API, el petróleo es clasificado en ligero, mediano, pesado y extra pesado:

- **Crudo ligero** es el que tiene gravedades API mayores a 31.1° API.
- **Crudo mediano** es el que tiene gravedades API entre 22.3 y 31.1° API.
- **Crudo pesado** es el que tiene gravedades API entre 10 y 22.3° API.
- **Crudo extra pesado**, también llamado *bitumen*, es el que tiene gravedades API menores a 10° API.

Petróleo crudo	Densidad g/ml	Gravedad API
Extra pesado	≥ 1.0	≤ 10.0
Pesado	0.92-1.01	10.1-22.3
Mediano	0.87-0.91	22.4-21.1
Ligero	0.83-0.86	31.2-39.0
Extra ligero	≤ 0.83	≥ 39.0

Tabla 1.2 Clasificación del petróleo crudo por su densidad y gravedad API. [1]

El crudo que más demanda tiene en el mundo es el crudo ligero, ya que al contener una menor proporción de azufre, resulta el más idóneo para la producción de gasolina y otros combustibles.

Los crudos más pesados se suelen usar para la fabricación de aceites para calefacción. No obstante, los crudos pesados también sirven para la producción de gasolina, aunque a costos de refinería más elevados. En la Figura 1.4 se muestra de manera esquemática la clasificación para los crudos pesados y extra pesados considerando su densidad y viscosidad.

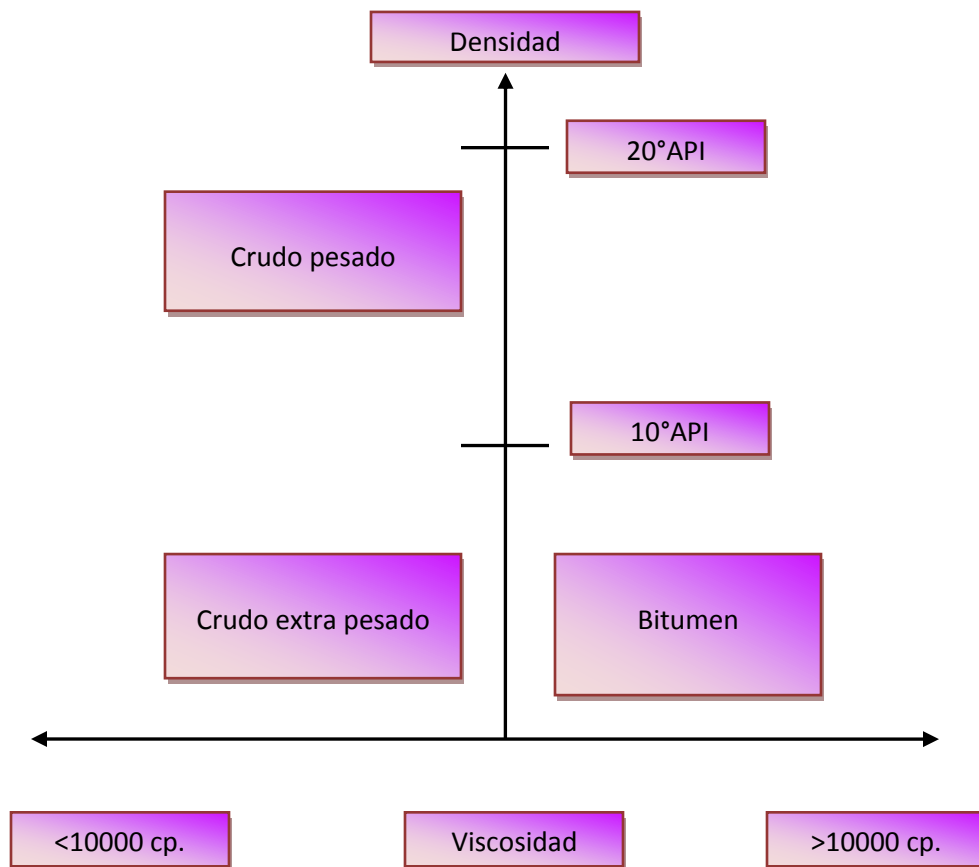


Figura 1.4 Bitumen, crudo pesado y extra pesado. [4]

Figura 1.5 Gravedad específica API del crudo y otros compuestos. [5]



1.5.2 Representativos en el mercado.

Los tipos de petróleo más utilizados en las transacciones y los más representativos en el mercado son los siguientes:

- **Brent:** es el tipo de crudo de referencia en los mercados europeos y para un 65% de las diferentes variedades del crudo mundial. El Brent es un petróleo de alta calidad, caracterizado por ser ligero (baja gravedad API) y dulce (bajo contenido de azufre). El Brent cotiza en el Internacional Petroleum Exchange (IPE) de Londres.

- **West Texas Intermédiate (WTI):** es un petróleo de mayor calidad que el Brent. Es el tipo de crudo de referencia en el mercado Estadounidense y cotiza en la New York Mercantile Exchange (Nymex).
- **Dubái:** es el crudo de referencia en Asia. Es un tipo de petróleo pesado y azufroso (2% más que el Brent). El Dubái cotiza en el Singapore International Monetary Exchange (Simex).
- **Cesta OPEP:** está compuesta por siete tipos distintos de crudo y su precio medio es anunciado oficialmente en Viena por el secretario de la organización petrolera. Los integrantes de la cesta son los crudos "Saharan Blend" (Argelia), "Minas" (Indonesia), "Bonny Light" (Nigeria), "Arab Light" (Arabia Saudí), "Dubái" (Emiratos Árabes Unidos), "Tía Juana Light" (Venezuela) e "Isthmus" (México).

1.5.3 Clasificación por su contenido de azufre.

El contenido de azufre es una propiedad utilizada para la clasificación de los crudos. El azufre es un contaminante natural que tiene impacto negativo tanto en el proceso de refinación, como en la calidad de los productos finales.

Clasificación:

- Crudo de bajo azufre (menor de 0.7 % peso) es denominado crudo dulce (Sweet crude).
- Mayor de 0.7 % peso es denominado crudo ácido (Sourcrude).

Los crudos pesados por lo general tiene alto porcentaje de azufre (mayor del 1% en peso) y en algunos extra pesados y bitúmenes (mayor del 3% en peso) esto requiere procesamiento adicional para cumplir regulaciones ambientales. [6]

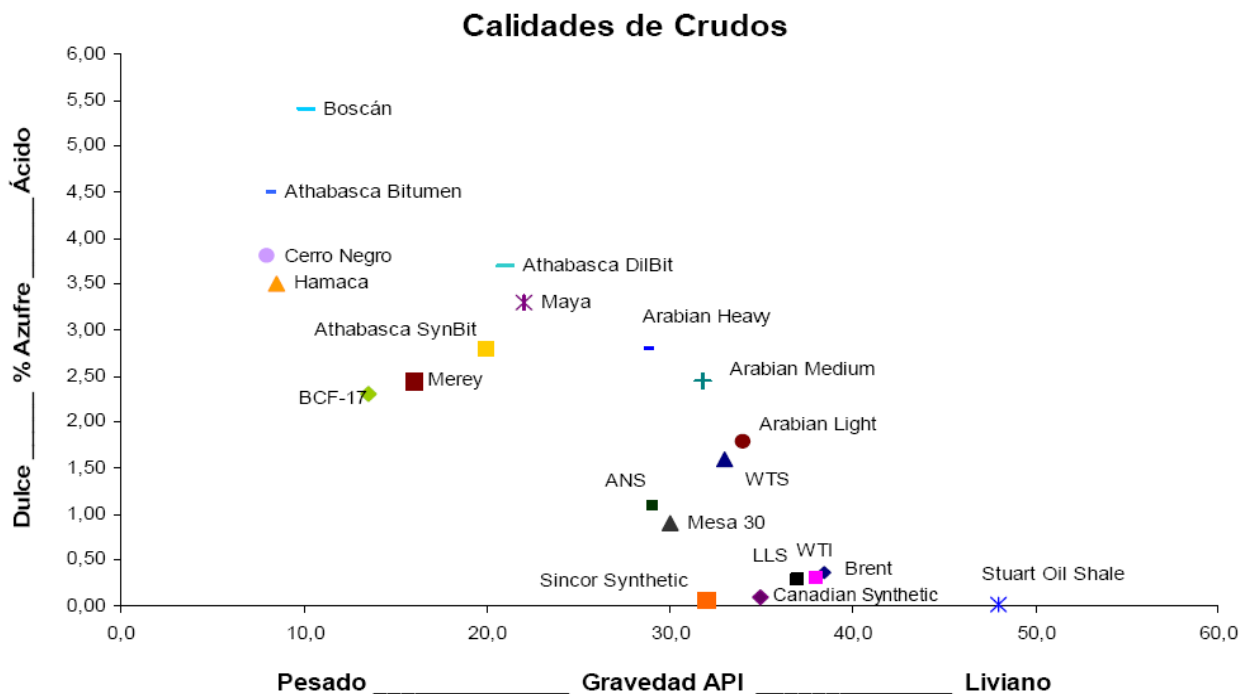


Figura 1.6 Gráfico de calidades de crudo. [5]

1.6 Origen de la alta viscosidad de los crudos pesados.

Los crudos pesados y extra pesados presentan una alta viscosidad, en estudios recientes se ha encontrado que esto se debe a un producto químico característico en la composición de los crudos conocido como "asfáltenos".

Estas moléculas constituyen una clase de sustancias definidas, en base a su solubilidad en solventes orgánicos: son solubles en tolueno pero insolubles en alcanos tales como n-pentano. Los asfáltenos son el componente más pesado, aromático y más polar de un petróleo crudo. Estos componentes particulares se describen como moléculas integradas por anillos aromáticos de policondensación que llevan las cadenas alifáticas que contienen ácido-base y grupos polares en sus orillas. Se conoce bien que gracias a estas características químicas, los asfáltenos pueden aumentar la viscosidad de un medio, cualquiera que este sea.

Se han realizado estudios con solventes orgánicos simples, considerando que estos solventes no son tan complejos como los crudos pesados, se encontró la influencia de los asfáltenos en su ambiente natural recomblando el crudo desasfaltado (máltenos) y varias cantidades de los asfáltenos.

Las medidas reológicas observadas en las mezclas de máltenos y asfáltenos revelaron que sobre una concentración crítica de asfáltenos, estos componentes aumentan dramáticamente la viscosidad.

Una representación esquemática del aumento de la viscosidad, en la estructura organizada por las partículas de asfáltenos, en los crudos pesados se da en función de la concentración (Figura 1.7). Se puede observar que el crudo pesado originalmente contiene el 17% de asfáltenos y pertenece al dominio de semi-diluye, pero si estos asfáltenos se traslapan, su viscosidad aumentara dramáticamente. [4]

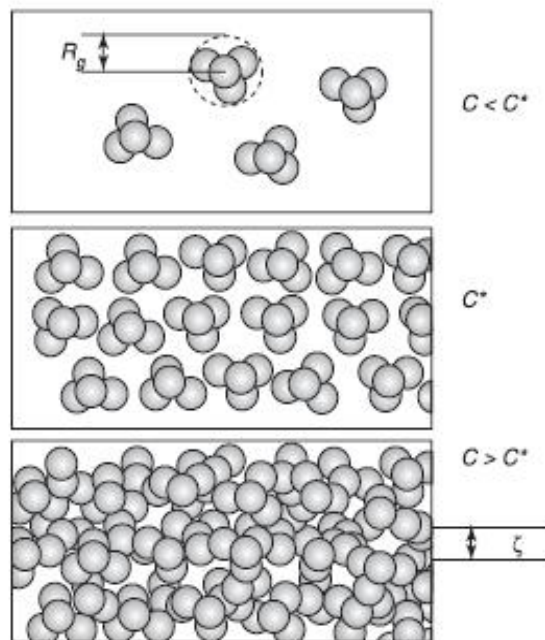


Figura 1.7 Representación esquemática de la asociación de los asfáltenos.[4]

Figura 1.8 Viscosidad de algunas sustancias comunes en centipoise. [5]



1.7 Reservas de crudo.

Los volúmenes identificados del crudo pesado, extra-pesado y bitumen, se estiman aproximadamente 4800 Gbbl (4800000 barriles), es decir el equivalente de los recursos restantes de crudo convencional descubiertos hasta ahora. Pocos de éstos recursos de crudos pesados se han extraído, se estima que solamente del 1 al 2% (Fig. 1.9).

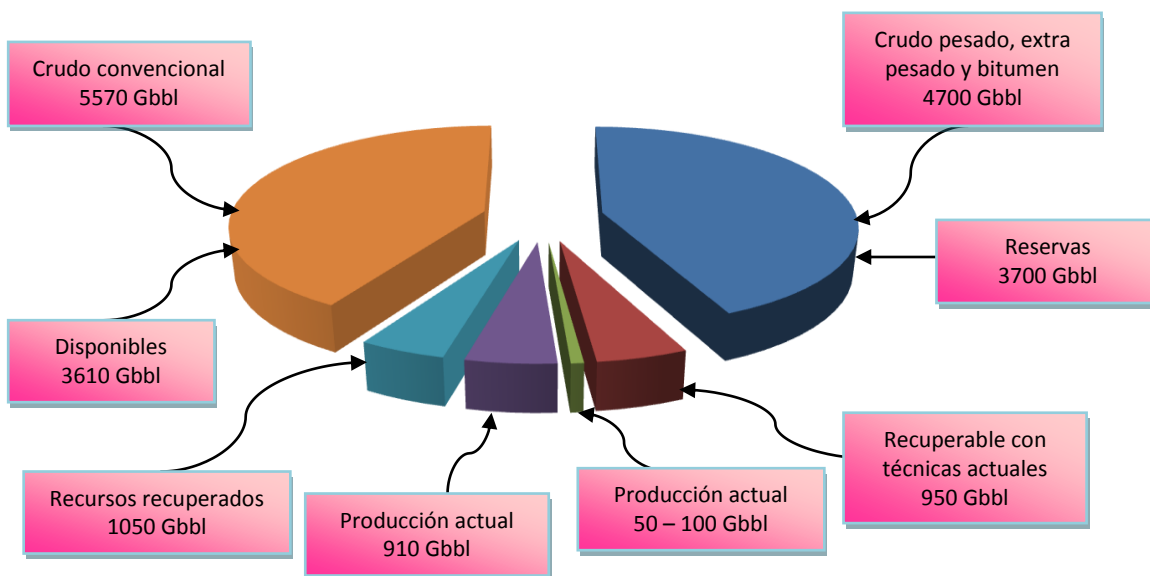


Figura 1.9 Identificación de la distribución del petróleo en 2003. [4]

Cerca de 87% de esos recursos son representados por las arenas de alquitrán y bitumen en Canadá, los crudos extra-pesados en Venezuela y los crudos pesados en Rusia (Figura 1.10). [4]

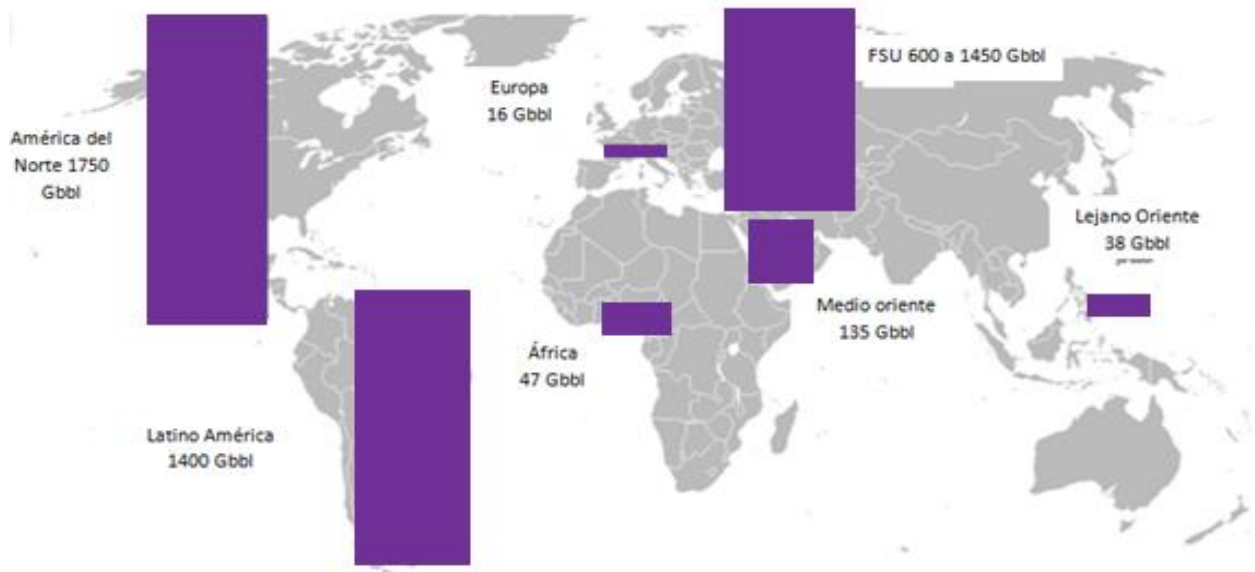


Figura 1.10 Distribución geográfica de las reservas de crudo pesado y extra pesado. [4]

En México se producen otros tipos de crudos, por ejemplo, el Papaloapan, Ceroso, Tamaulipas, entre otros, sin embargo, para exportación se concentran en los tres primeros tipos de crudos mencionados y para el consumo nacional principalmente se utiliza el crudo ligero, aunque generalmente se emplean mezclas de crudo Istmo/Maya y otros tipos de crudos para carga a las refinerías. El alto consumo de crudos ligeros está provocando el agotamiento de los mismos y en consecuencia se incrementa la disponibilidad de crudo pesado (Maya) y extra pesado, como es el caso del descubrimiento de nuevos pozos con petróleo crudo de gravedad API de 12, aproximadamente.

1.8 Distribución geográfica estratégica.

Los crudos pesados, extra-pesados y bitumen son de gran importancia estratégica para los países de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico.) en términos de diversificación del suministro de petróleo y realce de la seguridad; ya que la mayor parte del crudo está situado fuera del Medio Oriente. Con la importancia cada vez mayor de esta región en términos de reservas y producción de crudo, se convertirán en países más atractivos para los países occidentales: la explotación del crudo pesado reducirá el precio potencial de la producción de petróleo convencional.

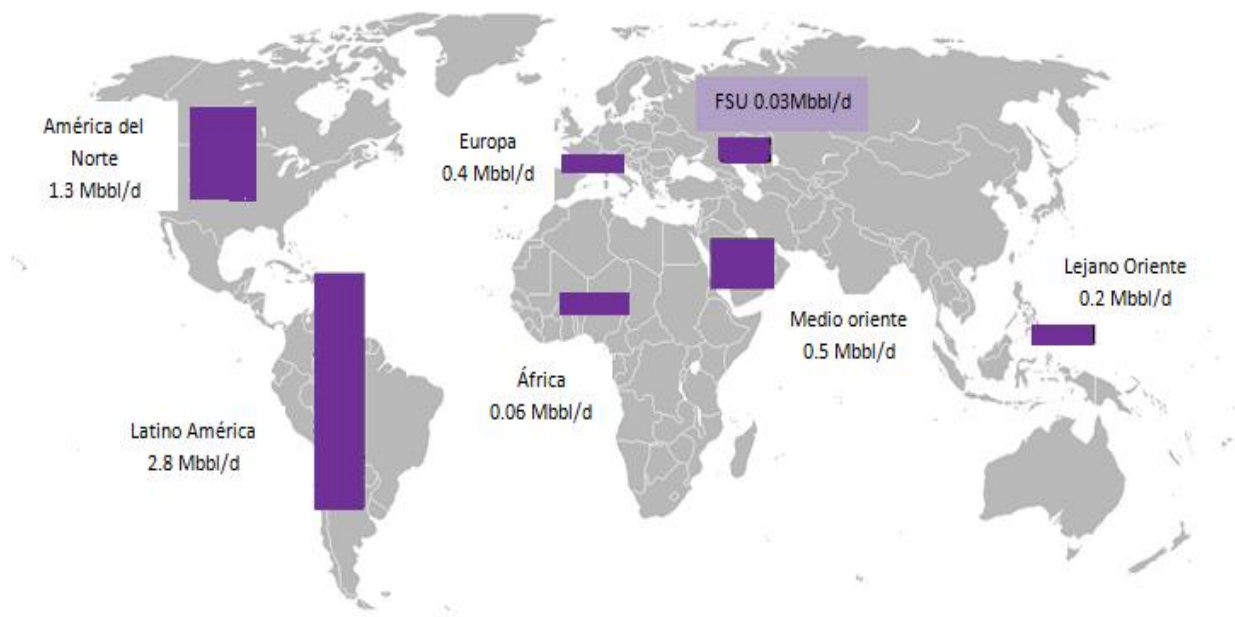


Figura 1.11 Distribución geográfica de la producción de bitumen, crudo pesado y extra pesado. [4]

1.9 Producción mundial.

Después de los fuertes cambios registrados en los mercados energéticos en 2008 encabezados por el petróleo crudo, así como el valor máximo alcanzado del precio internacional de este energético en la tendencia alcista desde 2003, las empresas petroleras tuvieron oportunidad de expandir sus proyectos de exploración y producción con la posibilidad de incrementar sus reservas probadas, su producción y sus ingresos. Sin embargo, con el abrupto cambio de condiciones derivadas de la contracción económica mundial, la demanda se desvió de las expectativas de crecimiento, que agravadas por la fluctuación de los mercados financieros arrastraron al principal mercado de energía primaria del mundo, el petróleo.

En este contexto, las compañías petroleras tomaron medidas para adecuarse a las nuevas condiciones del mercado, especialmente el precio, que en diciembre de 2008 alcanzó los 30.28 dólares por barril. En 2009 el mercado comenzó a recuperarse bajo condiciones de alta incertidumbre y baja demanda, en el que los proyectos de exploración fueron suspendidos y los de explotación de fuentes no convencionales fueron pospuestos hasta que los precios alcanzaran un nivel aceptable.

A nivel país en 2009, por primera vez en la historia, la mayor producción no se registró en Arabia Saudita, sino en la Federación Rusa con 10,032.1 miles de barriles diarios (mbd) equivalente a 12.9% de la oferta mundial, debido a un incremento de 1.5% en su tasa de producción y a los recortes de la OPEP (organización de países exportadores de petróleo), que representan la mayor reducción de su oferta desde 1983. Arabia Saudita pasó al segundo lugar por el recorte de producción que presentó el último año de 10.6%, para ubicarse en 9,713.1 mbd lo que representó 12.0% de la producción mundial.

En EUA la producción de crudo alcanzó 7,196.0 ubicándolo como el tercer país productor más importante contribuyendo con 8.5% de la oferta mundial de crudo. Posteriormente, en orden de importancia aparecen Irán, China y Canadá que presentaron niveles de producción de 4,216.0 mbd, 3,790.4 mbd y 3,212.5 mbd, respectivamente.

Estos países conservan sus posiciones como productores aún cuando Irán presentó una variación de 0.2%, China incrementó su producción 1.4% y Canadá la disminuyó 2.0%. [3]

La producción integrada de estos países representa 14.3% del total mundial. México se ubicó en el séptimo sitio con una producción de 2,979.5 mbd y una participación de 3.7% en el total mundial, seguido de los Emiratos Árabes Unidos con 2,599.0 mbd, Iraq con 2,482.0 mbd y Kuwait con 2,481.1 mbd, éstos últimos con una participación de 3.1% cada uno sobre el total mundial. Irak logró superar a Kuwait y Venezuela subiendo dos posiciones respecto de 2008(ver tabla 1.3).

Brasil escaló una posición superando la producción de Argelia al registrar 2,029.0 mbd. Noruega alcanzó 2,342.1 mbd con lo que descendió una posición por efectos del cambio de Irak, así como por la disminución de su producción y Nigeria mantiene su posición con 2,060.8 mbd. La producción de éstos cuatro países en conjunto representa 10.1% de la producción mundial de crudo. [3]

La producción del crudo proveniente de extra-pesados y bitumen fue de 1.4 Mbbl/d en 2003 (1.8% de la producción petrolífera mundial), dividida aproximadamente entre Canadá (2/3) y Venezuela (1/3). Hoy, el crudo extra-pesado y el bitumen representan el 87% de los recursos del crudos pesados pero solamente el 25% de la producción, debido a las reservas, esta situación cambiarán rápidamente en los años que vienen y su producción aumentará gradualmente. [4]

Posición	País	2008	2009	Variación % 2008-2009
1	Federación Rusa	9,888	10,032	1.5%
2	Arabia Saudita	10,846	9,713	-10.6%
3	EUA	6,734	7,196	7.0%
4	Irán	4,327	4,216	-3.3%
5	China	3,901	3,790	-2.8%
6	Canadá	3,268	3,212	-1.0%
7	México	3,167	2,979	-6.2%
8	Emiratos Árabes Unidos	2,936	2,599	-12.0%
9	Irak	2,423	2,482	2.4%
10	Kuwait	2,782	2,481	-11.3%
11	Venezuela	2,558	2,437	-4.9%
12	Noruega	2,451	2,342	-4.8%
13	Nigeria	2,116	2,061	-3.6%
14	Brasil	1,899	2,029	7.1%
15	Argelia	1,993	1,811	-9.1%
Total primeros 15 países		61,288	59,381	-3.1%
Total resto del mundo		20,707	20,567	-0.7%

Fuente: BP Statistical review of world energy, Junio 2010.

Tabla 1.3 Principales productores de petróleo, 2008-2009.
(Miles de barriles diarios). [3]

1.10 Demanda de petróleo.

Los desequilibrios entre la oferta y la demanda del petróleo han jugado con los precios del crudo. Los temores a un desajuste por parte de la oferta han elevado los precios a niveles insospechados.

El consumo mundial se ha incrementado más de lo previsto ante la reactivación económica que experimentan principalmente Estados Unidos y Japón, además del auge económico de naciones como China y la India que ante su reciente industrialización han despertado altas tasas de consumo.

La economía mundial sigue dependiendo enormemente del petróleo, el cual provee el 40% de la energía primaria del mundo. El petróleo suministra la energía necesaria para el transporte tanto de mercancías como de personas, calefacción a las viviendas y es la materia prima del plástico de productos químicos y fertilizantes. [7] A continuación se muestra la tabla 1.3 en donde se aprecian los principales consumidores de crudo en 2008 y 2009.

Posición al				Variación %
2009	País	2008	2009	2008-2009
1	EUA	19,498	18,686	-4.2
2	China	8,086	8,625	6.7
3	Japón	4,846	4,396	-9.3
4	India	3,071	3,183	3.6
5	Federación Rusa	2,817	2,695	-4.3
6	Arabia Saudita	2,390	2,614	9.4
7	Alemania	2,517	2,422	-3.8
8	Brasil	2,397	2,405	0.3
9	Corea del Sur	2,287	2,327	1.7
10	Canadá	2,287	2,195	-4.0
11	México	2,010	1,945	-3.2
12	Francia	1,902	1,833	-3.6
13	Irán	1,761	1,741	-1.2
14	Reino Unido	1,681	1,611	-4.2
15	Italia	1,680	1,580	-6.0

Tabla 1.4 Principales consumidores de crudo, 2008-2009 (Miles de barriles diarios). [3] Fuente: *BP statistical review of world energy*, Junio 2010.

Nota: La diferencia entre el consumo y la producción mundial se debe a cambios en los inventarios, el consumo de aditivos no petroleros y combustibles sustitutos y a las disparidades inevitables en la definición, medidas y/o conversiones de los datos de oferta y demanda de crudo.[3]

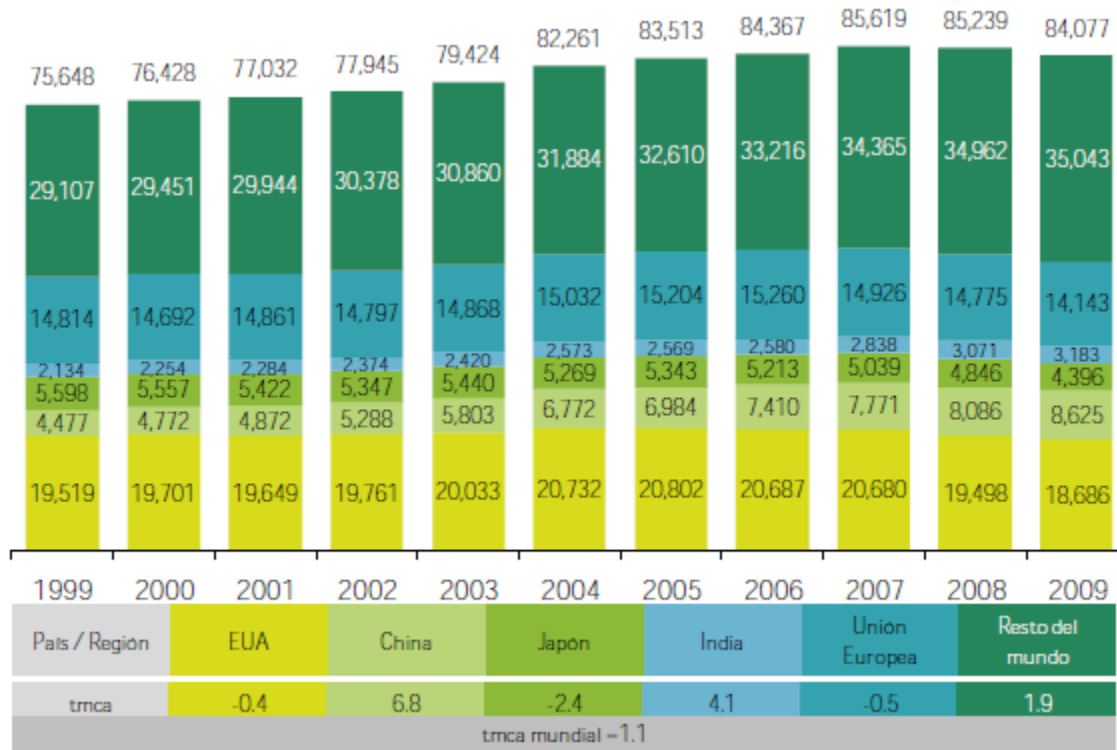


Figura 1.12 Gráfico de la demanda de petróleo en países y regiones seleccionadas, 1999-2009 (miles de barriles diarios) y tasa media de consumo anual (tmca).^[3]

1.11 Comercialización del Petróleo.

La industria del petróleo ha estado dominada por grandes multinacionales. Su base de oferta histórica ha sido principalmente Oriente Medio y el Norte de África. Por ejemplo British Petroleum (BP) tiene su origen en Irán, pero también tenía importantes posiciones en Irak, Kuwait y los Emiratos Árabes Unidos. Exxon-Mobil y Chevron-Texaco, eran dominantes en Arabia Saudita hasta la década de los años 70. La empresa petrolera de origen francés, Total Final Elf, tuvo sus orígenes en Irak y Argelia.

“En 1928 se establece el acuerdo de Achanacarry, que consiste en una mancomunidad de asociaciones para establecer un Cartel de Petróleo con la intención de congelar las participaciones de mercado y cooperar en el uso de las plantas, tales como la refinería, a fin de evitar la duplicación de la inversión”.^[8]

Solo Estados Unidos y la Unión Soviética, no pertenecieron a este acuerdo. Inicialmente la conformaron: BP, Chevron, Esso, Gulf, Mobil, Shell y Texaco, a las que al lapso de unos meses se integró la compañía francesa CFP-Total y un número de compañías norteamericanas con importantes operaciones internacionales.

El trasfondo fue una guerra de precios que surgió cuando las mayores compañías petroleras, se apoderaron del control de Oriente Medio y desarrollaron el consiguiente deseo de evitar las pérdidas mutuas. Este acuerdo institucionalizó durante décadas el control del comercio por parte de las principales compañías petroleras internacionales y fue exitoso. Las transnacionales industrias petroleras, se redujeron en la práctica a cuatro, quedando con la hegemonía petrolera y trabajan hoy rodeadas de empresas menores. Ellas son:

- ✚ Chevron-Texaco.
- ✚ BP (British Petroleum)-Amoco.
- ✚ Shell.
- ✚ Exxon-Mobil (Esso).

En la década de los años 60 el cartel se desgastó debido a la combinación de un rápido crecimiento de la demanda y las ofertas competidoras de la Unión Soviética, así como al surgimiento de un número de países de Oriente Medio y el Norte de África que deseaban expandir sus exportaciones de petróleo y sus ingresos.

Es aquí cuando surge la creación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Organización internacional cuyo objetivo es establecer un control eficaz en el flujo del petróleo hacia los países consumidores y regular los precios del crudo.

Fue fundada en Septiembre del 1960 aunque no fue hasta el 6 de noviembre de 1962 que fue registrada en la Secretaría de las Naciones Unidas. Los países fundadores fueron: Irán, Kuwait, Arabia Saudita, Venezuela e Irak, aunque en la actualidad está formada por once países situados en África, Asia y América del Sur.

Sus nuevos integrantes son: Qatar, Argelia, Libia, Nigeria, Indonesia y los Emiratos Árabes Unidos.

La OPEP garantiza más del 40% del petróleo a nivel mundial y sus miembros poseen hasta el momento, alrededor del 78% de las reservas petroleras. La OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) constituye hoy uno de los principales agrupamientos mundiales cuya acción determina en cierta manera el curso de los acontecimientos económicos de los países de Occidente.

El control que ejerce sobre los precios del petróleo y la unidad que hasta el momento han tenido sus decisiones, la han convertido en un poderoso instrumento de defensa de los intereses de los países productores de petróleo. En el desarrollo de este tema se explicará todo lo referente a su origen y causas por las cuales se conformó esta Organización (OPEP).

La OPEP intenta formular los programas que aseguren la estabilidad de los precios del petróleo crudo en los mercados internacionales, de forma tal que se eliminen fluctuaciones indeseables o peligrosas, tomando en cuenta los intereses de las naciones productoras en asegurar para cada una de ellas un beneficio estable, justo y adecuado, para los países consumidores un abastecimiento eficiente, económico y seguro, y para los inversionistas en la industria petrolera una ganancia equitativa.

Todos sus integrantes son países subdesarrollados; exportadores de un recurso natural no renovable; con intereses básicamente comunes, que dependen en gran medida de los ingresos petroleros para el financiamiento de sus presupuestos y programas de desarrollo económico, y que tienen que enfrentarse prácticamente a las mismas compañías matrices de las empresas concesionarias que operaban en cada uno de sus territorios.

Vale la pena aclarar que en la década de los 50, siete grandes compañías petroleras internacionales como Esso, Texaco, Royal Dutch Shell, Mobil Oil Company, Gulf, British Petroleum (BP) y Standard Oil de California, dominaron el panorama petrolero internacional comercializando el crudo que producían en sus extensas concesiones en todo el mundo, por las cuales pagaban modestos derechos a los correspondientes gobiernos.

Estas compañías fueron conocidas como "Las Siete Hermanas" y tenían el control absoluto de los precios del petróleo y del mercado, lo cual les produjo inmensas ganancias y poder, que contrastaba dramáticamente con lo que recibían los países propietarios de las reservas: una fracción de su valor real.

En la actualidad estas corporaciones ya no tienen el control absoluto del mercado, existen otras que se han destacado por el volumen de sus operaciones como es el caso de Petróleo de Brasil (PETROBRAS).

Actualmente, a pesar de la variedad de crudos que se ofrecen en el mercado solamente alguno de ellos sirven de referencia para la fijación de precios, ya sea sobre la base de diferenciales respecto a un crudo específico, o mediante fórmulas que integran una canasta de crudos. La OPEP fija sus decisiones de política petrolera con la vista fija en la denominada cesta OPEP.

De esta manera en la práctica, las cotizaciones de los marcadores se utilizan como una especie de unidad de cuenta para los demás tipos de crudo en las negociaciones internacionales. Los crudos que sirven como marcadores en las condiciones actuales del mercado son: el "West Texas Intermediate" (WTI), el Brent y el Dubai, principalmente. ^[7]

CAPITULO II

TECNOLOGÍAS DE TRANSPORTE PARA CRUDO PESADO

Debido a su muy alta viscosidad, los crudos pesados no pueden ser transportados por las tuberías convencionales y requieren tratamientos adicionales. Estos tratamientos consisten en la reducción de la viscosidad o en la disminución de la fricción. Cada uno de estos métodos se describe a continuación:

- Reducción de viscosidad:
 - Dilución.
 - Tratamiento con calor.
 - Up-grading.
 - Emulsión.

- Disminución de la fricción:
 - Flujo anular.

- Procedimientos químicos:
 - Suspensión.

2.1 Dilución.

Un método avanzado para transportar un crudo pesado, se basa en realizar una mezcla con un hidrocarburo menos viscoso como pueden ser; nafta, keroseno, petróleos ligeros, etc. Existe una relación exponencial entre la viscosidad que resulta de la mezcla y la fracción del volumen del diluyente, lo que hace a la dilución un método muy eficiente.

Los diluyentes deben ser compatibles con los crudos, un gas oil comercial tiene por cuestiones ambientales regulado el máximo de aromáticos, mientras que un gas oil de vacío (VGO) puede contener 80% de aromáticos lo que garantiza mayor estabilidad del diluyente frente al crudo.^[8]

Sin embargo, para lograr los límites aceptables necesarios para el transporte, es necesaria una fracción de hasta el 30% en volumen de diluyente y esto se refleja en el tamaño de la tubería. Los problemas que presenta este método podrían derivarse de la disponibilidad del diluyente, ya que todos ellos son obtenidos de crudos ligeros. El reciclaje del diluyente se ha presentado como una posible solución pero requiere de una inversión muy alta para colocar las instalaciones necesarias para llevar a cabo la separación y reciclaje del mismo.

La siguiente tabla muestra el efecto del agregado de gas oil comercial a un crudo de la cuenca GSJ (Golfo San Jorge, Argentina):

Temperatura crudo	solo crudo(cp)	20% v gas oíl(cp)
20°C	45000	700
50°C	3450	240
70°C	980	98
80°C	370	80
100°C	80	34
120°C	16	15

Tabla 2.1 Muestra del efecto del agregado de gas oil comercial a un crudo de la cuenca GSJ. [9]

Se prefieren diluyentes de carácter aromático que son más efectivos para debilitar enlaces intermoleculares y bajar la viscosidad. La mezcla de un crudo pesado con uno modificado comercial como el Syncrude modifica también la viscosidad significativamente [9]:

Tabla 2.2 Mezcla de un crudo pesado con uno modificado comercial
viscosidad a 25°C. [9]

% Syncrude	viscosidad a 25°C
5	464000
10	121700
15	53000
20	19800
40	956
60	72,4
80	12

2.2 Tratamiento con calor.

El tratamiento con calor también conocido como calefacción, pretende la disminución de la viscosidad con el aumento de temperatura, el tratamiento con calor es un método atractivo para mejorar las características del flujo del crudo pesado. Se considera siempre como un proceso posible para reducir la viscosidad de los crudos pesados.

Sin embargo, el diseño de una tubería de este tipo no es fácil pues implica muchas consideraciones como:

- Extensión de las tuberías
- Número de las estaciones de bombas y calentamiento.
- Pérdidas de calor, etc.

Otra consideración significativa es el alto costo y el mayor índice de corrosión en la tubería interna debido a la temperatura.

Por otra parte, un estudio reciente demostró que el tratamiento por calor podría inducir cambios en la estructura coloidal del crudo y empeorar sus características reológicas. El método más utilizado para la recuperación de crudos es el de inyección de vapor, el cual se describe mas a detalle en el siguiente punto, cabe mencionar que este es principalmente aplicado a pozos.

2.2.1 Inyección de vapor.

Es un método de recuperación secundaria o terciaria, es un proceso de desplazamiento que requiere por los menos dos pozos, uno inyector y otro productor; en el primero se inyecta la cantidad deseada de vapor generado en la superficie hacia el subsuelo para desplazar al aceite hacia los pozos productores donde es bombeado hacia la superficie, tratado y finalmente enviado al mercado.

Los mecanismos de la inyección de vapor están íntimamente ligados con los efectos sobre las rocas del yacimiento y las propiedades de los fluidos. Con base en investigaciones de laboratorio de recuperación térmica, los mecanismos de desplazamiento en la inyección de vapor se han identificado como:

1. Vapor.
2. Solventes in-situ.
3. Reducción de la viscosidad.
4. Variaciones en la presión capilar y en la permeabilidad.
5. Expansión térmica.
6. Segregación gravitacional.
7. Gas en solución.
8. Emulsiones.

La siguiente figura muestra un esquema de la inyección de vapor (fig.2.1)

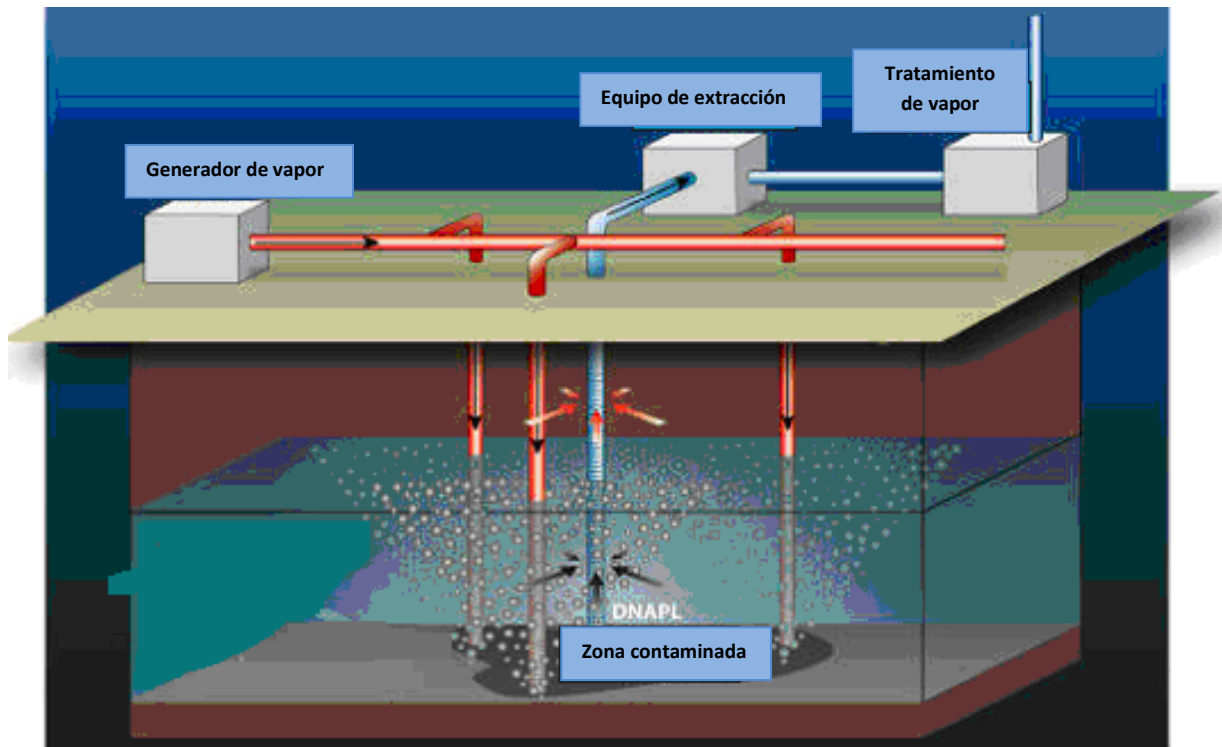


Figura 2.1 Esquema de la inyección de vapor. ^[10]

Algunos de los aspectos característicos de un yacimiento con inyección de vapor son:

1. Debido al calor por conducción y convección la temperatura de los fluidos y de las rocas aumenta.
2. La viscosidad de los fluidos disminuyen.
3. Los volúmenes de roca y de los fluidos aumentan, por lo tanto, reducen sus densidades.
4. Se vaporiza una pequeña fracción de petróleo.
5. Las fuerzas interfaciales se reducen.
6. Las permeabilidades del agua y del aceite se modifican.

Los principales factores que hacen atractivo este método son:

1. Precios de hidrocarburos más altos.
2. Menores gastos de operación.
3. Avances tecnológicos.

Algunos inconvenientes de la inyección de vapor son los sobre suministros o bajo suministros de vapor, las pérdidas de calor, el gran consumo de combustible, la fuga de vapor por el espacio anular y la segregación gravitacional.

Cuando se ha inyectado vapor por un periodo grande, la producción de aceite disminuye y es necesario aplicar nuevos procesos para la recuperación de aceite; existen diversas variantes de la Inyección de vapor como el *SAGD*, *SW-SAGD*, *ES-SAGD*, *WASP*, *SAS*, *LASER*, *CSS*, entre otros.

2.3 Mejoramiento up-grading.

Este método consiste en la modificación de la composición de los crudos pesados con la finalidad de reducir su viscosidad. En el método de mejoramiento, el crudo pesado se fracciona de tal forma que su composición aumenta en el más ligero.

Para lograr llevar a cabo ese proceso se deben conocer las tecnologías tales como procesos del hidrotreamiento usados tradicionalmente en refinerías.

Los tratamientos convenientes de esta clase fueron desarrollados por ASVAHL, asociación para la valorización de los crudos pesados (proceso de desasfaltenos Solvahl, proceso de tratamiento térmico de Tervahl y los procesos de hidrotreamiento catalíticos de Hyvahl). Los estudios recientes de la IFP (Instituto Francés de Petróleo) apuntan a asociar estos diversos procesos para optimizar la conversión del crudo pesado. La combinación del hidrotreamiento y de los procesos de desasfaltenos del solvente se estudia particularmente.

Este método de transporte es ampliamente usado en Canadá en donde 588 Mbbbl/d del petróleo sintético se producen para la exportación. Allí, la unidad de aumento está situada en el sitio de la producción: el coque producido se almacena en la mina abierta y el petróleo sintético se transporta a las refinerías de Estados Unidos.

Las tecnologías para el mejoramiento de las materias primas como petróleo pesado, betún, y residuos pueden dividirse en: expulsión de carbono y procesos de adición de hidrógeno. La expulsión de carbono redistribuye el hidrógeno entre los diversos componentes, lo que resulta en fracciones con un aumento en la relaciones atómica de H/C y fracciones con menor relación atómica H/C. Por otro lado, los procesos de adición de hidrógeno, implican la reacción de la materia prima pesada con una fuente de hidrógeno externa que se traduce en un aumento general de la relación H/C. Dentro de estos rangos amplios, todas las tecnologías de mejoramiento pueden subdividirse como sigue:

- ✚ Procesos de expulsión de carbono: reducción de viscosidad, el craqueo a vapor, craqueo catalítico fluido, y coque.
- ✚ En procesos de separación: desasfaltado con disolvente.
- ✚ Procesos de adición de hidrógeno: hidrocraqueo, hidroconversión catalítica de lecho fijo, hidroconversión en lecho catalítico, hidrorreducción de viscosidad, hidropirólisis, proceso de donador de solvente.^[11]

Se puede observar que una parte importante de la mejora de residuos de petróleo (alrededor del 63%) se cumple a través de procesos térmicos, reducción de viscosidad y coquización retardada. Puede haber una breve clasificación de procesos de mejora de residuos de diferente denominación, que han sido comercialmente instalados en los últimos años en las refinerías. La clasificación pueden ser las siguientes:

- ✚ En procesos de separación: desasfaltado con disolvente.
- ✚ Proceso catalítico: residuos de craqueo catalítico fluidizado (CRCC).

- 🌿 Procesos de adición de hidrógeno: hidrocrackeo de residuos.
- 🌿 Los procesos de conversión térmica: reducción de viscosidad coquización retardada, coquización fluida y coquización flexible.

El proceso de desasfaltado con disolvente consiste en la separación física, y no hay conversión química. Las limitaciones de este proceso son los altos costos de energía y los usos limitados del alquitrán desasfaltado. El interés actual por el desasfaltado es mayor en las áreas del mundo donde la demanda de combustible para motores es baja. Esto sugiere que, en largo plazo, el desasfaltado con disolvente, como un residuo independiente del proceso de mejoramiento, tendrá menos interés en todo el mundo. [12]

Los residuos de craqueo catalítico fluidizado (RFCC) implican una fase de vapor de la reacción de craqueo catalítico. Los más pesados, más contaminados y residuos de vacío no puede vaporizarse y, finalmente, terminan siendo depositados en la superficie del catalizador y tienden a aumentar la producción de coque y desactivar el catalizador. [13]

El hidrot ratamiento catalítico (HDT) es uno de los procesos importantes dentro del esquema de la refinación del petróleo, que consiste en mezclar la carga con hidrógeno y ambos se hacen pasar a través de un lecho catalítico a condiciones de reacción adecuadas en donde se desarrollan las diferentes reacciones de HDT, tales como la hidrodeshidrosulfuración (HDS), la hidrodeshidrogenación (HDN), la hidrodeshidroxigenación (HDO), la hidrogenación de aromáticos (HDA), la hidrogenación de olefinas (HGO) y la hidrodeshidrogenación (HDD). Cuando las cargas son pesadas también se efectúan las reacciones de hidrodeshidrogenación (HDA_{sf}) y la hidrodeshidrogenación (HDM). En la Figura 2.2 se muestran las distintas reacciones de hidrot ratamiento, cuyas velocidades dependen de los contenidos de los distintos contaminantes contenidos en la carga [14]. De igual manera dependiendo de dicha carga serán las condiciones de reacción requeridas dentro del proceso. En la Tabla 2.3 se muestran las condiciones típicas de operación de una unidad de hidrot ratamiento en función del tipo de carga.

Condiciones de operación	Nafta primaria	Destilados intermedios *	Residuos
Presión, kg/cm ²	28 – 35	54 - 70	55 – 190
Temperatura, °C	280 – 320	340 – 380	380 – 425
LHSV, h ⁻¹	6 – 10	1.5 – 305	0.2 – 1.0
Relación H ₂ /HC, ft ³ /bbl	300 – 600	1800 – 2000	2000 – 10000
Vida del catalizador, años	10	6 – 10	½ - 1

* Turbosina, Querosina, Gasóleo ligero primario.

Tabla 2.3 Condiciones típicas de operación para hidrotratamiento en función del tipo de carga. [14]

El espacio velocidad (LHSV) se expresa como el volumen de carga por tiempo entre el volumen del catalizador. [2]

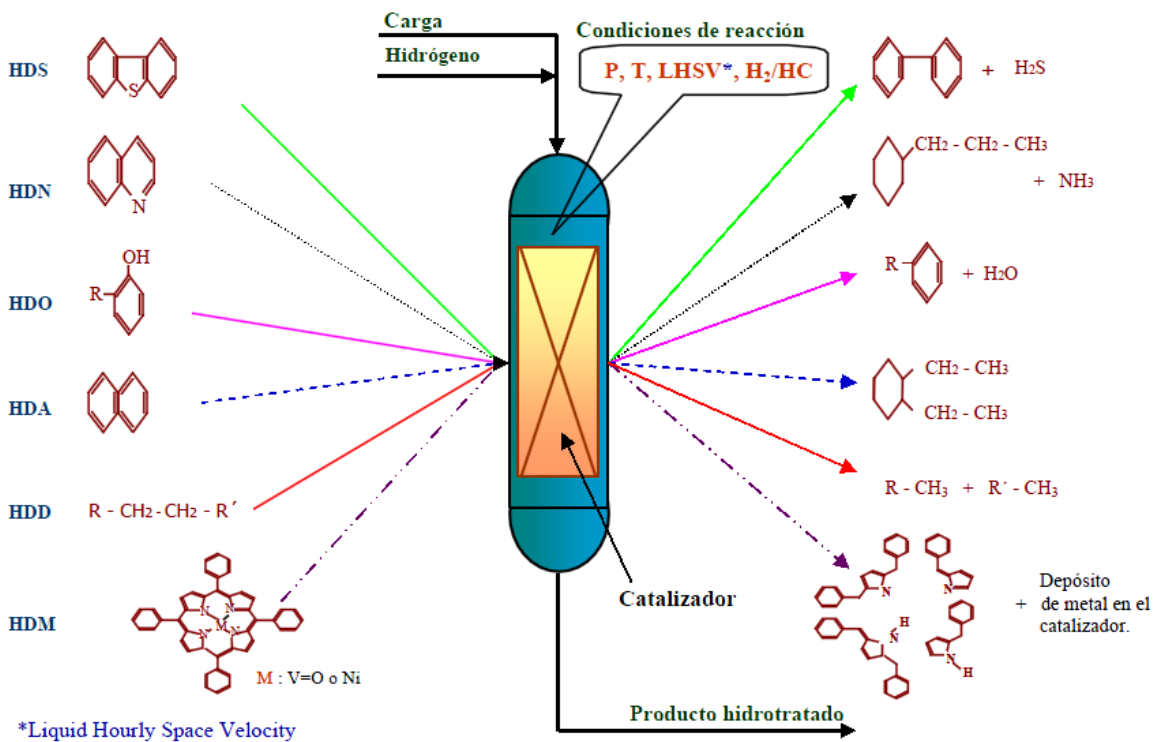


Figura 2.2 Reacciones típicas en el hidrotratamiento catalítico. [2]

Los métodos clásicos más estudiados son dilución y up-grading; de acuerdo a nuestras investigaciones los siguientes dos métodos se consideran como el futuro en el transporte para crudos pesados.

2.4 Emulsión.

La emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles (es decir líquidos que no se mezclan bajo condiciones normales). Uno de los líquidos se dispersa completamente en el otro en la forma de diminutas gotitas. Se necesitan tres condiciones para la formación de una emulsión estable:

a) Dos líquidos inmiscibles.

En este caso agua y petróleo.

b) Agitación y turbulencia.

Las emulsiones no se forman espontáneamente, pues algún trabajo debe ser puesto en el sistema. La agitación debe ser suficiente para dispersar un líquido en diminutas gotitas dentro del otro. En un pozo fluyente, la turbulencia podrá ser prevista por el flujo del petróleo crudo a través de la sarta de producción. Para un pozo de bombeo, además del flujo se tiene la turbulencia del bombeo.

c) Agentes emulsificantes.

Este es algún componente orgánico presente en el petróleo crudo que estabiliza la fase dispersada formando una dura y elástica película sobre la superficie de los glóbulos. Esta película es delgada y fácilmente visible bajo el microscopio. Su presencia dificulta la coalescencia de los glóbulos; ayudando a que los glóbulos salten o reboten alejándose unos de otros con un alto grado de elasticidad o frecuentemente rompiéndose en partículas más pequeñas. En cualquier sistema de tratamiento el objetivo es destruir la película protectora por neutralización del efecto del agente emulsificantes.

2.4.1 Tipos de emulsiones.

Se conocen 4 diferentes tipos de emulsiones:

a) Agua en petróleo. b) Petróleo en agua. c) Petróleo en agua, y esto en petróleo. d) Agua en petróleo y esto en agua.

a) Emulsión agua en petróleo:

Comprende cerca del 99% de las emulsiones de los campos de petróleo. El contenido de agua puede variar de 0% a 80%, pero usualmente se encuentra en el rango de 10% a 35%.

b) Petróleo en agua ó emulsión inversa:

Está compuesta de glóbulos de petróleo dispersados en una fase de continua de agua. Este tipo ocurre aproximadamente en el 1% de las emulsiones producidas, estando el petróleo muy diluido, conteniendo menos del 1% de petróleo.

c) Petróleo en agua y esto en petróleo:

Es raramente encontrado en la producción de petróleo. En las áreas donde se les encuentra, el petróleo es altamente viscoso y de alta gravedad específica, o el agua es relativamente blanda y dulce. Estas condiciones son alcanzadas en partes de California y el área de Snt. Luís de Oklahoma. La forma de este es algo complicado: los glóbulos de petróleo están dispersos en glóbulos más grandes de agua, los cuales vuelven a estar dispersados en una fase continua de petróleo.

d) Emulsión de agua en petróleo y esto en agua:

Todavía no ha sido encontrado en la producción de campo sin embargo este tipo puede ser experimentalmente preparado. En su estructura es exactamente el inverso del tercer tipo. El método más simple para la identificación de una emulsión es por la examinación microscópica. Una muestra de la emulsión es colocada bajo el microscopio, y luego una pequeña cantidad, ya sea de petróleo o agua, es agregada. Aquel líquido que parece ser miscible con la emulsión representa la fase continua.

Bajo un microscopio, los glóbulos individuales, son claramente visibles, por tanto por la prueba anterior y la apariencia de los glóbulos, los tipos más complicados podrán ser también identificados.

El método de emulsión consiste en la dispersión del crudo pesado en agua en forma de gotitas estabilizadas por surfactantes, conduciendo a una reducción importante de la viscosidad. Una emulsión típica se compone de 70% del crudo, 30% de fase acuosa y de 500-2000 ppm de aditivos químicos (Figura 2.3).

El resultado de la emulsión es la obtención de una viscosidad de 50-200 Cp en las condiciones de operación de la tubería (Fig. 2.4) y es particularmente estable. La recuperación del crudo para la transformación posterior implica romper la emulsión y tal proceso no está disponible en la actualidad.

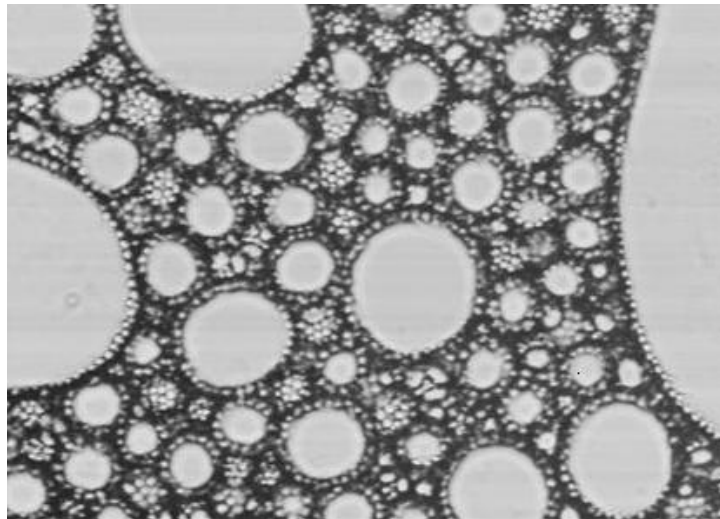


Figura 2.3 Vista microscópica de una emulsión tipo crudo – agua en equilibrio.

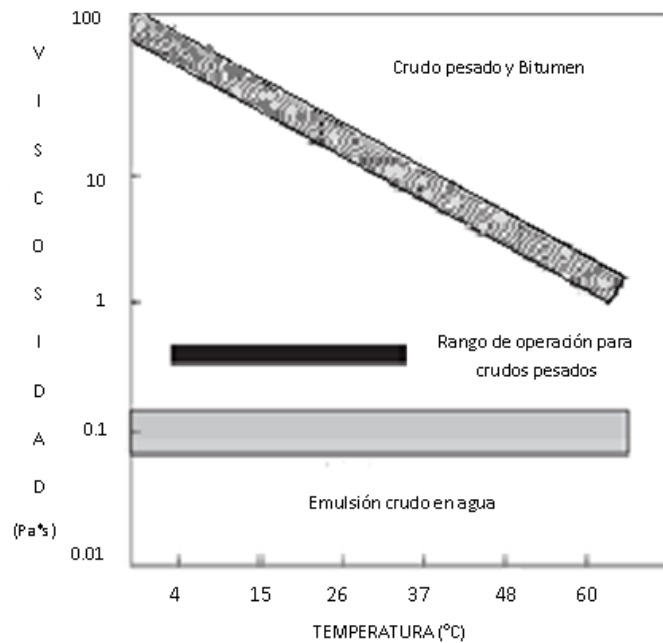


Figura 2.4 Reducción de la viscosidad para crudos pesados y bitumen por conversión para una adaptación de crudo en agua emulsificada.^[4]

De acuerdo a las cantidades de agua y crudo considerados para una emulsión se clasifican en:

- a) Emulsión agua - crudo ; donde el crudo domina, y la cantidad de agua en la emulsión es mínima (Fig. 2.5)
- b) Emulsión crudo – agua; donde la cantidad de crudo y agua se encuentran en equilibrio y el agua cumple su función de medio de transporte para el crudo(Fig. 2.6).

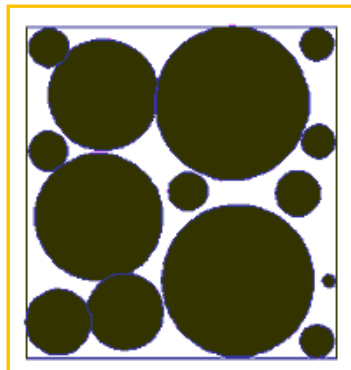


Figura 2.5 Emulsión agua – crudo.

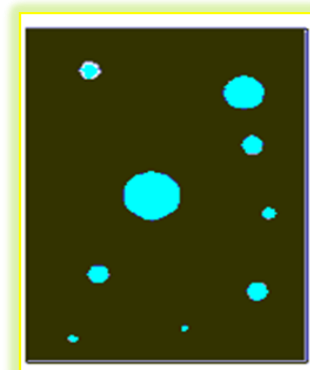


Figura 2.6 Emulsión crudo – agua.

2.5 Flujo anular.

El flujo anular de la base puede ser un método atractivo para el transporte del petróleo crudo viscoso. En este método de transporte, una película del agua rodea la base del crudo y actúa como lubricante, de modo que la presión de bombeo necesaria para el flujo lubricado sea comparable a la del agua exclusivamente.

Las fracciones de agua se encuentran normalmente en el rango de 10 a 30%. Muchos estudios teóricos, de laboratorio y las pruebas en el terreno que se han realizado, han demostrado que la configuración del flujo anular de la base aplicado a los crudos pesados es estable. Sin embargo, solamente dos ejemplos industriales de esta tecnología se conocen:

- EL ducto proveniente de North Midway Sunset a la Central de reservas (California).
- La tubería de 55 kilómetros de San Diego a Budare (Venezuela) usado para transportar el petróleo crudo pesado de Zuata (9.6 API°).

El problema principal de esta tecnología es que los crudos tienden a adherirse a la pared de la tubería, conduciendo a la restricción y a una posible obstrucción eventual del sistema de flujo. Esta clase de dificultad se puede observar durante el paro de actividades permitiendo la extracción de las fases del crudo y de agua.

Los estudios realizados muestran que se pueden presentar dos tipos de fenómenos durante el transporte mediante este método; los cuales son:

- a) Flujo estratificado, este tipo de comportamiento es característico de los fluidos bifásicos, en el cual un componente fluye en el fondo y a lo largo de una tubería, en ocasiones se presenta una variación de densidades a lo largo del fluido (Fig. 2.7a).
- b) Flujo anular, este es el tipo de transporte ideal para los crudos pesados, ya que permite una perfecta distribución del crudo a lo largo de la tubería (Fig. 2.7 b).

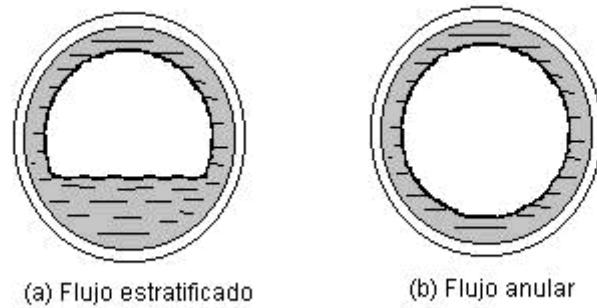


Figura 2.7 Esquema de los fenómenos posibles durante el transporte de crudos pesados.

Ensayos de laboratorio efectuados con caudales de entre 220 y 450 lt/hr de 4 a 6% de agua, mostraron reducciones de presión de bombeo de hasta 80% con crudo de 16API y 4750 cp. a 19 °C.

El flujo anular es estable para un rango amplio de velocidades, la eficiencia en la reducción de fricción aumenta con la velocidad de flujo (mejor centrado del petróleo), Modificando la mojabilidad del agua con la cañería, se puede mejorar el efecto anular y la alta viscosidad retrasa la deformación del flujo central de petróleo dándole estabilidad.

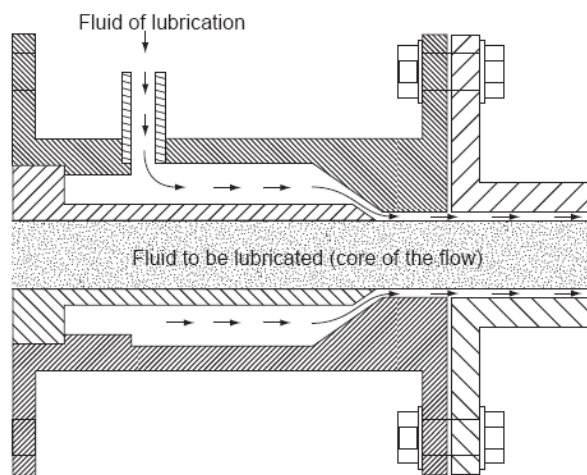


Figura 2.8 Sistema de inyección para flujo anular.

2.6 Transporte por suspensión.

Los crudos pesados se pueden describir como suspensiones coloidales integradas por un soluto (asfáltenos) y una fase líquida (máltenos). Se ha demostrado que los asfáltenos dentro de un crudo pesado desarrollan una morfología particular, estos se traslapan. Debido a este traslape, los asfáltenos contribuyen al aumento de la viscosidad en los crudos pesados. Para reducir los efectos del traslape simplemente se deben separar.

Con la separación de los asfáltenos puede observarse fácilmente que la viscosidad de la suspensión es perceptiblemente más baja que la del crudo pesado coloidal. Esta tendencia confirma que el traslape de asfáltenos dentro de los crudos pesados es responsable de su alta viscosidad.

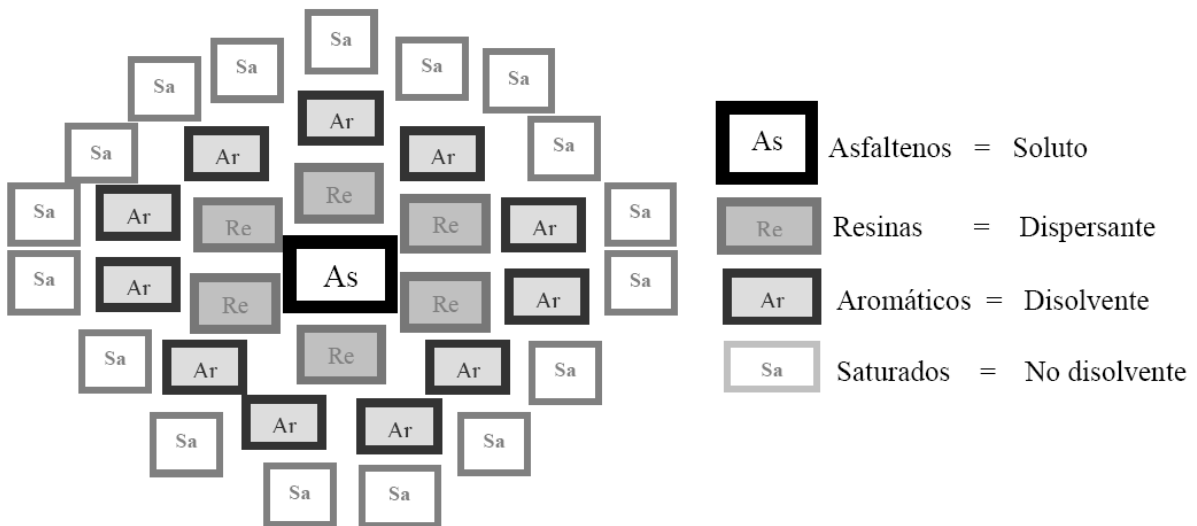


Figura 2.9 Separación de asfáltenos. [2]

La Figura 2.9 nos muestra como es el arreglo del crudo a la hora de realizar una suspensión, como se puede observar en el centro queda el asfálteno y este es rodeado por las resinas que actúan como dispersantes, posteriormente están los compuestos aromáticos que toman el papel de disolventes y rodeando a estos están finalmente los compuestos saturados los cuales no son disolventes, debido a este arreglo se evita el aglomerado y traslape de asfáltenos reduciendo así su viscosidad.

En este método se utilizan distintos químicos para la separación de los asfáltenos, es un método no muy utilizado ya que implica un alto costo de inversión en los químicos a utilizar para el proceso y no tiene un tiempo rápido de respuesta, en la Figura 2.10 se muestran unas imágenes del comportamiento de una suspensión de crudo pesado a través de tiempo.

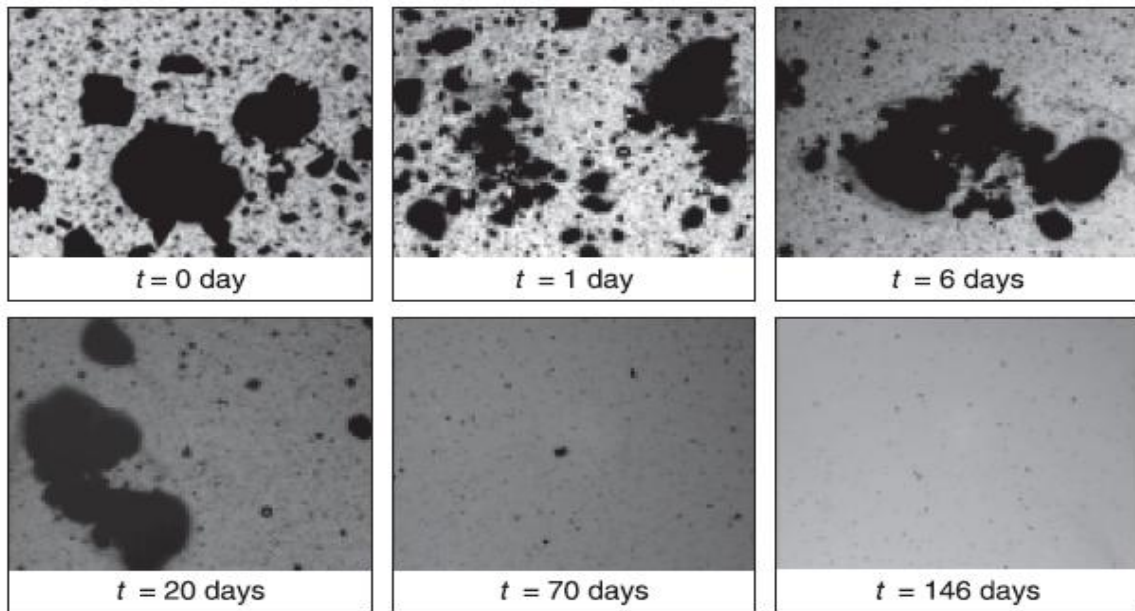


Figura 2.10 Muestras de suspensiones de crudo pesado a través del tiempo.^[4]

CAPÍTULO III

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS TECNOLOGÍAS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

3.1 Aspectos ambientales asociados con la explotación del crudo pesado.

Las preocupaciones ambientales están entre los temas más importantes para la explotación de crudos pesados, extra-pesados y de bitumen. Comienza a existir una preocupación mundial por los volúmenes enormes de desechos provenientes de la extracción de los crudos pesados, así mismo junto con este problema se presenta la preocupación por abastecimiento y el tratamiento de agua. La mayor preocupación por los crudos pesados, extra-pesados y bitumen son las emisiones de CO₂. Un estudio reciente realizado por la IFP demuestra que las emisiones de CO₂ por la explotación del crudo extra-pesado, son de 4 a 6 e incluso 10 veces más que la de los crudos convencionales, dependiendo del método utilizado. Por otra parte, la producción de la energía en forma de vapor para los proyectos se calculan aproximadamente en 89%, mientras que para los crudos convencionales se encuentra cercanas al 98% (Fig.3.1).

Recientemente se han realizado estudios que proponen la construcción de pozos horizontales, desafortunadamente estos no presentan un cambio substancial en términos de emisiones de CO₂ y producción de energía.

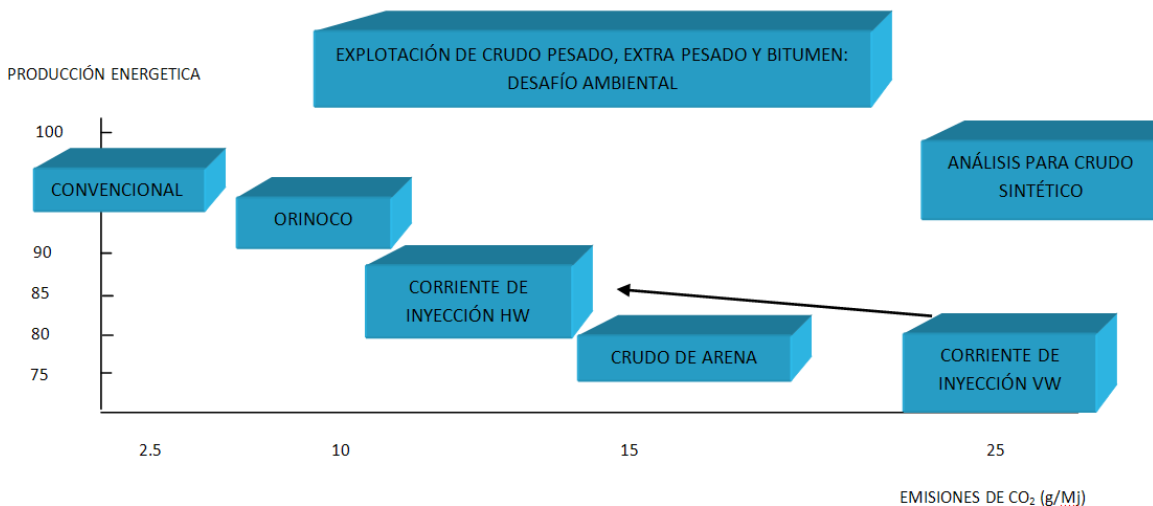


Figura 3.1 Explotación de crudo pesado, extra pesado y bitumen: desafío ambiental. [4]

HW: POZOS HORIZONTALES
VW: POZOS VERTICALES

En ese contexto, el protocolo de Kyoto es una edición para los productores de crudo pesado y bitumen. Mediante esto los países productores se comprometen a la reducción de emisiones de CO₂. Al mismo tiempo, sin embargo, la actual perspectiva para el crudo y la producción adicional de bitúmenes dentro del país indica que se triplicaran entre 2004 y 2011.

Para los productores, la ratificación del protocolo de Kyoto significa un aumento del costo por barril, para el petróleo bruto sintético entre de 0.95 y 4.75 US\$ dependiendo de cómo se valoran los créditos del CO₂. En Venezuela, debido a los métodos de la “producción fría” y al hecho de que los operadores han emprendido esfuerzos voluntarios para limitar emisiones de CO₂, los pronósticos parecen ser menos drásticos.

3.2 Comparación de tecnologías.

Con los criterios ambientales mencionados anteriormente se realizó una comparación de tecnologías para el transporte de crudo pesado, a continuación se define el método de matrices de prioridades, el cual se utilizó para la evaluación de las tecnologías seleccionadas, posteriormente se muestra un cuadro donde se mencionan los principales métodos de transporte y sus divisiones:

3.2.1 Matriz de prioridades.

Es una herramienta que se utiliza para ordenar según la importancia de los problemas no cuantificables. Se compara cada uno de los problemas a tratar con todos los demás valorando y puntuando dicha comparación, según el siguiente esquema:

- Tabla para cada uno de los miembros del grupo.
- Tabla del total de todos los miembros del grupo.
- Tabla de resultados.

Descripción	puntuación
Muy baja ó muy mala	1
Baja ó mala	2
Media	3
Alta ó buena	4
Muy alta ó muy buena	5

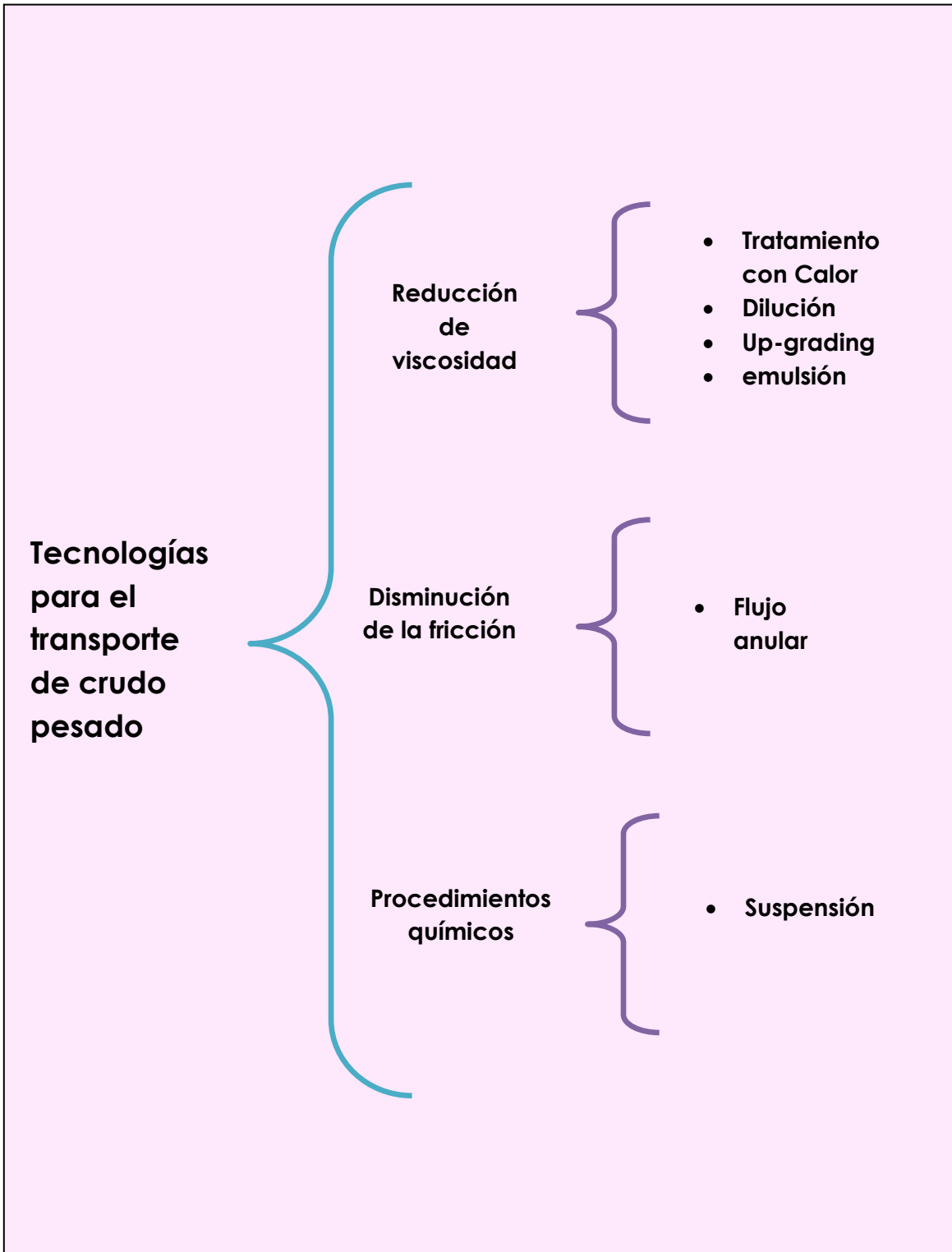


Figura 3.2 Cuadro sinóptico de tecnologías para el transporte de crudo pesado.

Tecnología	Ventajas	Desventajas
Tratamiento con calor	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción significativa de la viscosidad • Reducción de densidad • Se reducen las fuerzas interfaciales • Se modifica la permeabilidad del agua y del crudo 	<ul style="list-style-type: none"> • Sobre suministros o bajos suministros de vapor • Pérdidas de calor • Gran consumo de combustible • Segregación gravitacional • Extensión de tuberías
Dilución	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de viscosidad • Método eficiente 	<ul style="list-style-type: none"> • Disponibilidad de los diluyentes • Tamaño de la tubería • Requiere inversión muy alta
Up-grading	<ul style="list-style-type: none"> • Reduce su viscosidad • Aumenta su composición respecto al más ligero 	<ul style="list-style-type: none"> • Inversión muy alta • Proceso costoso • Se requiere más cuidado en manejo del proceso
Emulsión	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción importante de la viscosidad • Método económico 	<ul style="list-style-type: none"> • La agitación debe ser suficiente para dispersar un líquido en diminutas gotitas dentro del otro. • Difícil recuperación de crudo

Tabla 3.1 Ventajas y desventajas de las tecnologías para el transporte de crudo pesado por reducción de la viscosidad.

Análisis	Proceso			Económico		Ambiental
	Adaptación	Facilidad de manejo	Condiciones de operación	Costos de operación	Costo de adquisición de equipo	
Tratamiento con calor	1	1	1	3	1	1
Dilución	3	3	3	1	3	1
Up-grading	1	1	1	1	1	1
Emulsión	3	3	3	3	5	3

Tabla 3.2 Evaluación de tecnologías para el transporte de crudo pesado por reducción de viscosidad por el método de matrices de prioridades.

Tecnología	Proceso	Económico	Ambiental	Total
Tratamiento con calor	3	4	1	8
Dilución	9	4	1	14
Up-grading	3	2	1	6
Emulsión	9	8	3	20

Tabla 3.3 Sumatoria de puntos de para las tecnologías de transporte de crudo pesado por reducción de viscosidad por el método de matrices de prioridades.

Flujo anular

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> Reducción de la fricción Fácil manejo Proceso de fácil instalación Inversión baja 	<ul style="list-style-type: none"> solo para crudos de densidades menores al agua de mar puede ocurrir sedimentación difícil control del flujo anular corrosión e incrustación en tuberías

Tabla 3.4 Ventajas y desventajas de las tecnologías para el transporte de crudo pesado por disminución de fricción.

Proceso			Económico		Ambiental
Adaptación	Facilidad de manejo	Condiciones de operación	Costos de operación	Costo de adquisición de equipo	
5	3	5	5	3	5

Tabla 3.5 Evaluación de tecnologías para el transporte de crudo pesado por disminución de fricción.

Tecnología	Proceso	Económico	Ambiental	Total
Flujo anular	13	8	5	26

Tabla 3.6 Sumatoria de puntos de para las tecnologías de transporte de crudo pesado por reducción de viscosidad por el método de matrices de prioridades.

Suspensión

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> Reducción de la viscosidad 	<ul style="list-style-type: none"> Difícil control de la suspensión Difícil separación de los asfaltenos y máltenos

Tabla 3.7 Ventajas y desventajas de las tecnologías para el transporte de crudo pesado por procedimientos químicos.

Proceso			Económico		Ambiental
Adaptación	Facilidad de manejo	Condiciones de operación	Costos de operación	Costo de adquisición de equipo	
3	1	1	3	3	1

Tabla 3.8 Evaluación de tecnologías para el transporte de crudo pesado por procedimientos químicos.

Tecnología	Proceso	Económico	Ambiental	Total
Suspensión	5	6	1	12

Tabla 3.9 Sumatoria de puntos de para las tecnologías de transporte de crudo pesado por procedimientos químicos por el método de matrices de prioridades.

A continuación se presenta una tabla comparativa entre los cinco métodos, considerando los factores más importantes para la implementación de cada uno de ellos, de acuerdo a la inversión, el daño al medio ambiente, entre otros (Tabla 3.10).

	CALENTAMIENTO	DILUCIÓN	MEJORAMIENTO	EMULSIÓN	FLUJO ANULAR
Diámetro requerido	Normal	Grande	Normal	Grande	Normal
Corrosión	Potencial	-----	-----	Potencial	Potencial
Inversión adicional	Normal (calentadores)	Alto (sistema diluyente en paralelo)	Alto	Por investigar	Por investigar
Problemas ambientales	Electricidad	No especificado	No especificado	Agua, separación/ tratada	Agua tratada

Tabla 3.10 Comparación de los métodos de transporte. [4]

Las soluciones de investigación para transportar el crudo pesado; emulsión crudo-agua y flujo anular, se siguen considerando como soluciones aplicables solo en algunos países. La emulsión crudo-agua se utiliza en Venezuela para producir ORIMULSION. En este proceso no se busca que la emulsión se fracture y se utiliza para alimentar las plantas de producción de energía.

Respecto a flujo anular de la base, ha habido solamente dos ejemplos industriales desde 1970 y parece que ningún proyecto respecto a ese método se planea hoy a excepción de las arenas de crudos por hidro-transportación en Canadá.

De acuerdo a los resultados arrojados por el método de matrices de prioridad se seleccionaron los dos puntajes más altos los cuales indican las opciones más viables dándonos como resultado las tecnologías de "flujo anular " y "emulsión" como propuesta para estudio y aplicación. A continuación se describen más a fondo las tecnologías seleccionadas y se anexa información sobre estudios previos que se han realizado utilizando las tecnologías con crudo pesado para apoyo a futuras aplicaciones.

3.3 Descripción detallada del Flujo Anular.

Flujo bifásico líquido-líquido.

El flujo bifásico líquido-líquido está presente en una gran variedad de industrias: química, nuclear, de procesamiento, petroquímica y en especial en la industria petrolera. Cuando el crudo es transportado desde el yacimiento hasta los cabezales de producción, y posteriormente a las estaciones de flujo y de descarga, éste va acompañado de otros fluidos como agua, gas natural y sedimentos sólidos, formando distintas configuraciones geométricas en la tubería, definidas como patrones de flujo. Existen diferentes tipos de flujo multifásico, para la industria petrolera los más relevantes son: gas-líquido, líquido-líquido, líquido-sólido, gas-sólido, gas-líquido-sólido y gas-líquido-líquido.

El fenómeno de corrosión interna depende de la configuración geométrica del flujo de los dos líquidos. Las inspecciones ultrasónicas de oleoductos ^[15] revelan que la corrosión más severa se presenta en tuberías en las que una baja velocidad de flujo ocasiona segregación de fases. Por lo tanto la determinación del patrón de flujo es una consideración importante en la evaluación del riesgo de la corrosión en oleoductos. Adicionalmente, muchas de las variables de diseño como la caída de presión, el *hold up* y el coeficiente de transferencia de masa y calor dependen del patrón de flujo existente.

En el caso del flujo líquido-líquido, aún no se ha llegado a una unificación de criterios en cuanto a los patrones de flujo desarrollados y sus transiciones. La principal causa de esto es la similitud entre las propiedades de los dos fluidos, existiendo un diferencial finito de densidad y viscosidad entre sí, por lo que no puede ser despreciada una variable frente a otra, como en el caso gas-líquido.

Por tal motivo, no es evidente cual de las fases se mueve más rápido en un flujo estratificado, o bien cuál es el fluido más propenso a formar una gota o a coalescer, haciéndose necesario considerar factores adicionales. [16]

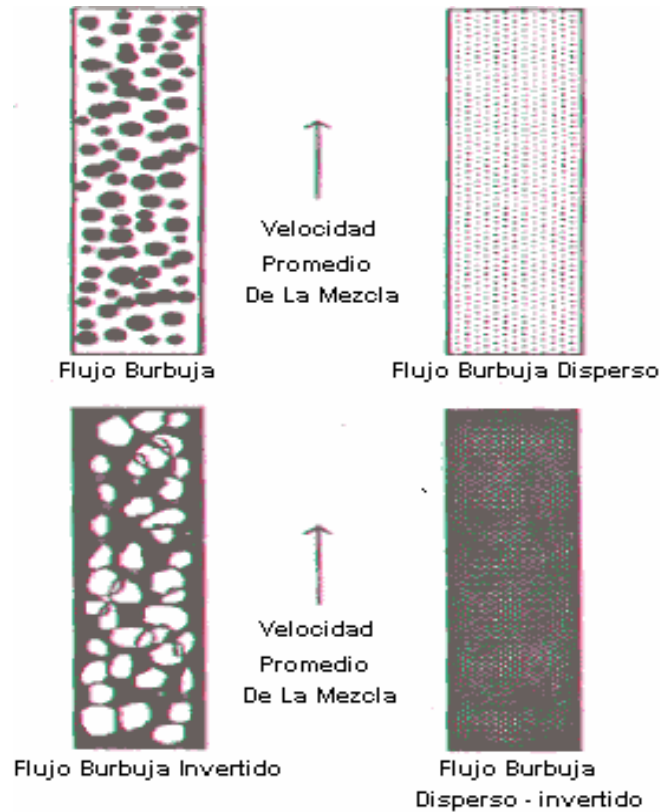


Figura 3.3 Patrones de flujo observados por Zavareh *et. al.* [17]

Con la tubería vertical todos los regímenes de flujo pueden ser clasificados como flujo burbuja, en el cual las burbujas de aceite relativamente grandes son arrastradas por el agua, que se presenta aquí como la fase continua. El flujo burbuja disperso, consiste en burbujas muy finas o pequeñas de aceite que están dispersas en el agua, en tanto que el flujo burbuja invertido, las gotas grandes de agua son arrastradas por un flujo de aceite, que en este patrón es la fase continua; y finalmente el flujo burbuja disperso invertido, es aquel donde gotas muy pequeñas de agua se encuentran dispersas en el flujo de aceite. Bannwart *et. al.* [18] realizaron un trabajo experimental con la finalidad de estudiar los patrones de flujo en tuberías empleando agua y crudo de alta viscosidad, 0,488 Pa·s en una tubería de 5,43 m de longitud y 0,0284 m de diámetro.

Los patrones de flujo los clasificaron por analogía con patrones gas-líquido, empleando una letra que denota el patrón principal, una segunda letra que indica un subnivel y también una tercera si es necesaria una mejor denominación. En la Fig. 3.4 se incluyen las fotografías de algunos de ellos.

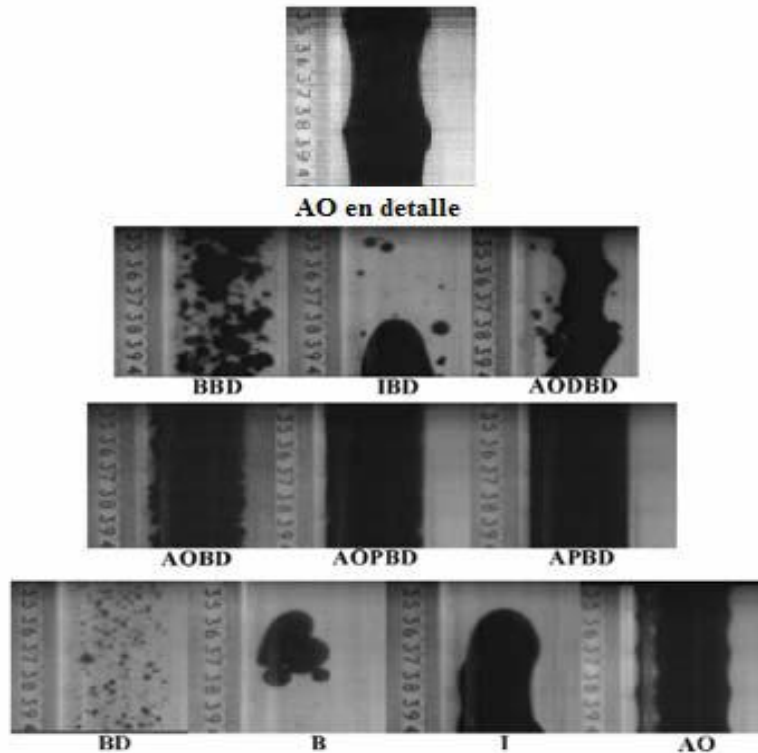


Figura 3.4 Patrones de flujo en tuberías verticales observados por Bannwart et. al. [18]

El comportamiento del flujo bifásico depende de las propiedades físicas de cada fluido (viscosidad, densidad, tensión interfacial) y de las condiciones de operación (*hold up*, velocidades superficiales, diámetro e inclinación de la tubería).

Flujos multifacéticos.

En los experimentos de laboratorio de flujos multifásicos en varios tamaños y desviaciones de pozos revelan perfiles y regímenes de flujo complejos, incluyendo la estratificación de fases, el flujo en bache, el flujo tapón, el flujo con burbujas dispersas y el flujo anular.

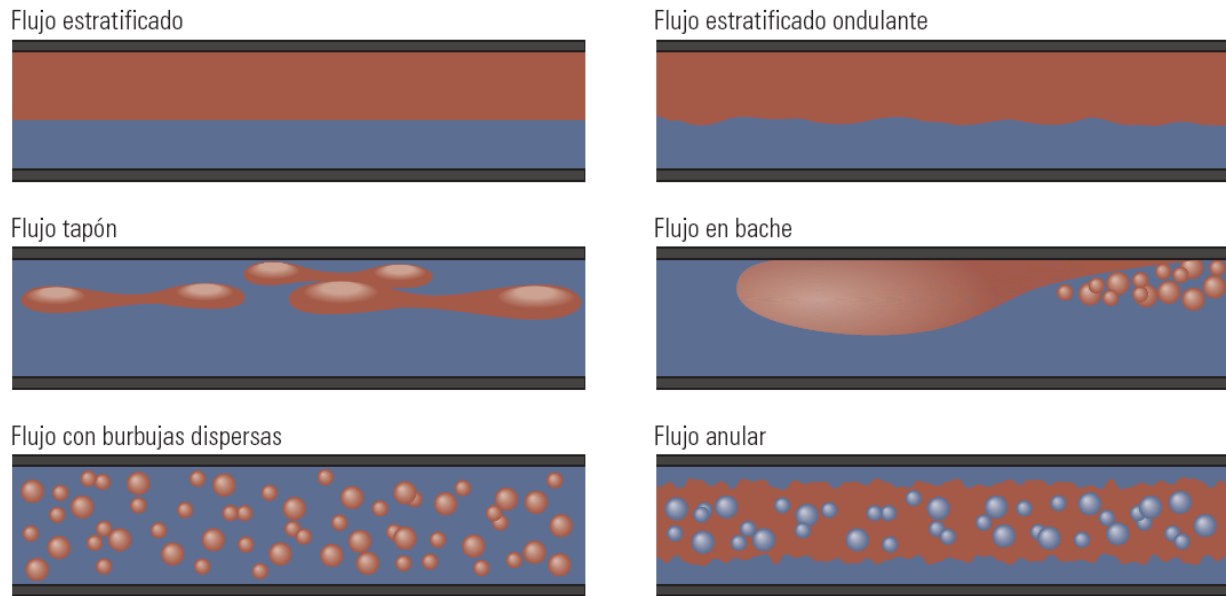


Figura 3.5 Flujos multifacéticos. [19]

3.3.1 Resultados de estudios experimentales de lubricación de tuberías para el Transporte de Crudo Pesado.

A. Bensakhria y colaboradores, investigaron experimentalmente una técnica basada en el flujo de lubricación ya que el transporte de petróleo pesado a través de tuberías es un reto debido a su gran viscosidad. El petróleo pesado se inyecta en el centro de la tubería y una pequeña película de agua se co-inyecta a su alrededor. Cuando el agua empezó a ser inyectada, el régimen de flujo convergió rápidamente a flujo anular y se mantuvo estable con en el tiempo. El caudal de agua es una proporción fija de la tasa de flujo del crudo. La medición de la presión mostro una reducción de más del 90% de la caída de presión con lubricación. La variación de la proporción de caudal se hizo y se observo que para más del 6 % de caudal de agua, la reducción de presión alcanza una meseta dependiendo el caudal del crudo. La reducción es mayor para el caudal más alto. La variación de la caída de presión con el aumento de la tasa de flujo total también se realizó. Se hizo una observación muy curiosa: una disminución de la caída de presión con el aumento de caudal.

Para estimar la reducción de la caída de presión, se hizo el cálculo de la caída de presión, en el caso del flujo de base anular perfecto. Una gran discrepancia se encontró entre el cálculo y el experimento. Un modelo fenomenológico simple es entonces propuesto para tener en cuenta la diferencia de densidad entre el crudo y el agua. La fuerza de flotación tiende a levantar el centro en la parte superior del tubo y el proceso de lubricación tiende a centrarlo. La competencia entre los dos mecanismos conduce a una posición excéntrica del núcleo y una pequeña parte de la base de crudo queda en la pared lo que contribuye a la caída de presión. Una estimación empírica del perímetro de crudo húmedo permite la predicción de la disminución de la caída de presión con el caudal y la dependencia de la reducción de la presión con una tasa de flujo de crudo.

La enorme reducción de la fricción en la tubería es de gran interés industrial de esta técnica de lubricación para el transporte crudo pesado. El flujo de estado estacionario se ha demostrado en este estudio y la reducción de la presión puede alcanzar el 95% para algunos parámetros de flujo. El paro y reinicio tienen que ser estudiados para garantizar la viabilidad completa para una escala industrial, ya que no se conocen aún los efectos que estos pueden ocasionar. [20]

$$\xi = K \cdot e^{-\frac{\varepsilon}{\varepsilon_0}} \cdot e^{-\frac{Q}{Q_0}} \quad \text{-----} \quad \text{Modelo fenomenológico.}$$

Donde:

ξ =Relación de S/S_0

S =es el contacto perímetro entre la pared del tubo y el núcleo de la corriente (crudo pesado).

S_0 =es el perímetro de la tubería.

K = función de la diferencia de densidad.

ε =espesor de la tubería.

En la figura 3.6 se puede apreciar un gráfico que muestra la gran diferencia de la caída de presión contra el caudal de crudo con y sin lubricación.

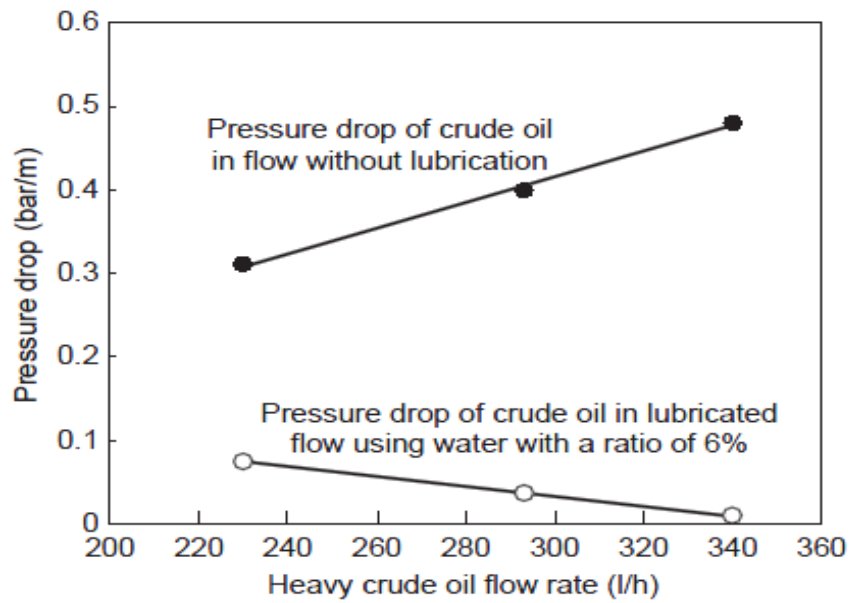


Figura 3.6 Gráfico de la variación de la caída de presión contra el caudal de crudo pesado con y sin lubricación. [14]

En el siguiente grafico se pueden observar los efectos de las diferentes relaciones de caudales de agua (Q_w) y crudo (Q_o) en la eficiencia del proceso de lubricación, obteniéndose los mejores resultados a un caudal (Q_o) igual a 340 litros por hora.

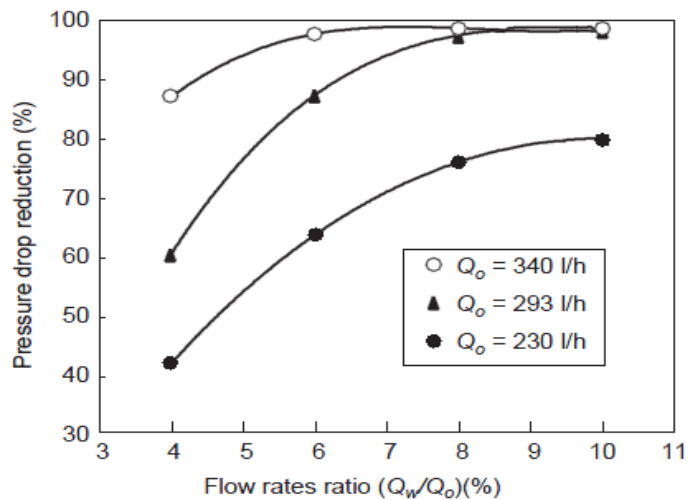


Figura 3.7 Gráfico del efecto de la relación entre los caudales de agua y el de crudo pesado en la eficiencia del proceso de lubricación. [14]

3.3.2 Modelando aspectos del flujo anular petróleo-agua.

Antonio C. Bann Wart escribió un artículo que tiene la intención de proporcionar a los ingenieros de petróleo herramientas para el diseño y operación de oleoductos de crudo pesado que operan en modo de flujo de núcleo anular, para su aplicación en la producción y transporte de petróleo pesado.

Los experimentos realizados por él, indican que en general las siguientes condiciones deben cumplirse para que el patrón de flujo anular ocurra en una tubería:

- a) El patrón de flujo de núcleo anular requiere de dos líquidos inmiscibles de viscosidades muy diferentes y la diferencia de densidad relativamente pequeña, una situación a menudo satisface con los aceites pesados, la tensión interfacial juega un papel de importancia a favor de la configuración anular, sin embargo, su importancia disminuye en tubos de gran tamaño.
- b) La fracción de volumen modelada se basa en una ecuación de flujo donde la flotabilidad es considerada, esta ecuación se ajustó para ajustar los datos de velocidad a la que satisfaga la condición de no deslizamiento observada en el flujo horizontal.
- c) La caída de presión en el flujo horizontal de núcleo anular debe tener en cuenta la turbulencia en el anillo y la ondulación de la interfaz, estos aspectos conducen a una correlación muy diferente de el modelo PCAF (flujo laminar-laminar con una interfaz suave).
- d) La caída de presión en el flujo vertical además debe incluir los efectos de flotabilidad que favorecen el flujo de un núcleo más ligero.

Con los experimentos que realizaron llegaron a la conclusión de que la caída de presión en el flujo principal de agua y crudo, es comparable a la caída de presión del agua sola en el tubo, a una velocidad de flujo volumétrico total. [21]

3.4 Descripción detallada de emulsiones en el transporte de crudo.

Las emulsiones son dispersiones de líquidos, normalmente formadas de micro esferas, en otro no miscible (dispersante). Pueden existir emulsiones de crudo en agua (O/A), emulsiones de crudo en agua (A/O). Los diámetros de las gotas de agua varían desde una hasta centena de micras, mayormente son de 10 micras. Para la formación de la emulsión, además del agua y crudo se necesita la agitación y presencia de un agente emulsificante para estabilizar la mezcla, estos son conocidos como surfactantes y su función es reducir la tensión superficial entre las fases, provocando la emulsificación. Los surfactantes naturales del crudo son: asfáltenos, resinas, cresoles, sales metálicas, sedimentos, arcillas, productos de corrosión y sólidos.

El grado de estabilidad de las emulsiones está relacionado con la razón de película (volumen del surfactante/ volumen de la fase dispersa) y la viscosidad del crudo, siendo esta última la que influye en dos formas:

- ❖ Aumentando el tiempo de floculación de las gotas dispersas.
- ❖ Con el hecho de que las mayores fracciones de asfáltenos y resinas polares están presentes en los crudos de alta viscosidad y densidad.

Un crudo de alta viscosidad permite mantener gotas grandes en suspensión, oponiéndose a una menor resistencia al asentamiento.

Efectos de la temperatura.

Con la adicción de calor a la mezcla agua y aceite aumenta el movimiento molecular, las gotas de agua se expanden y la película que rodea a este se rompe ó reduce su resistencia; así mismo la viscosidad del crudo se abate.

Comportamiento reológico de las emulsiones W/O.

El comportamiento reológico de las emulsiones tratadas está relacionado grandemente con la estructura que forman las gotas de petróleo en el agua. Es por ello que, en la actualidad, el conocimiento acerca del comportamiento no newtoniano de determinados materiales contribuye sustancialmente a la solución de una gran variedad de problemas en las industrias modernas que manipulan crudos pesados. [22]

3.4.1 Propiedades reológicas de emulsiones de petróleo pesado en agua.

Héctor Laurencio y Yodelkis Delgado realizaron una investigación en la cual ocuparon emulsiones del tipo crudo en agua, ya que se tiene crudo disperso en agua. A continuación se observa una tabla con las propiedades del crudo que utilizaron en la investigación.

Indicadores	U/M	Especificaciones
Pto. de inflamación	°C	67 Min.
Densidad (ρ) Densidad (API)	kg/m ³ °API	982 Máx. 15
Valor Calórico	kcal/kg	9600 Min.
Azufre	%	3,5 Máx.
Carbón Conradson	%	17 Máx.
Asfáltenos	%	13 Máx.

Tabla 3.11 Propiedades del crudo utilizado en el estudio de las propiedades reológicas del crudo pesado. [23]

Estudiaron las emulsiones de petróleo pesado en agua (15 ° API) formuladas con un 70% de petróleo 29 % de agua y 1% de tensoactivo nonil fenol etoxilado de seis moles. Las características de combustible vienen especificadas en la Tabla 3.11. Para esta investigación de comportamiento reológicos se utilizó un reómetro rotacional Rheoster 2.1 de cilindros concéntricos. Donde se determinaron las curvas de flujo a partir de los esfuerzos de corte (τ) en un amplio rango de gradientes de velocidad ($\dot{\gamma}$). El control de temperatura se obtuvo utilizando un termostato a más o menos 0.5°C valores de precisión, las curvas de flujo de esfuerzo contra gradiente de velocidad se realizaron a diferentes temperaturas para las emulsiones de combustible estudiadas.

En otras investigaciones se ha comprobado que, para el caso de emulsiones de petróleo pesado, su comportamiento reológico se rige por el tipo pseudoplástico; como ejemplo de estos tenemos (pinturas, gomas, sangre, suspensiones, etcétera).

A partir del estudio reológico se obtuvieron los siguientes resultados reflejados en la tabla 3.12, en la misma se muestra la dependencia entre el esfuerzo de corte y el gradiente de velocidad lo que permite determinar de qué tipo de fluido se trata.

N°	Gradiente de velocidad ($\dot{\gamma}$) 1/S	Esfuerzo de corte (pa) a 15°C	Esfuerzo de corte (pa) a 25°C	Esfuerzo de corte (pa) a 35°C
1	90	20.1	16.2	11.3
2	150	29	19.1	18.5
3	250	41.1	27	20.1
4	400	59	39.5	26.3
5	650	70.1	44.6	37.2
6	800	82.5	60.1	45.1
7	999	95	65.6	52.3
8	1230	111.3	80	65.2
9	1550	136	100.3	76

Tabla 3.12 Esfuerzos de corte (pa) a distintos gradientes de velocidad y distintas temperaturas. [23]

Con los resultados mostrados en la tabla 3.12 se represento la forma gráfica de la dependencia entre el gradiente de velocidad y el esfuerzo de corte, para cada valor de temperatura.

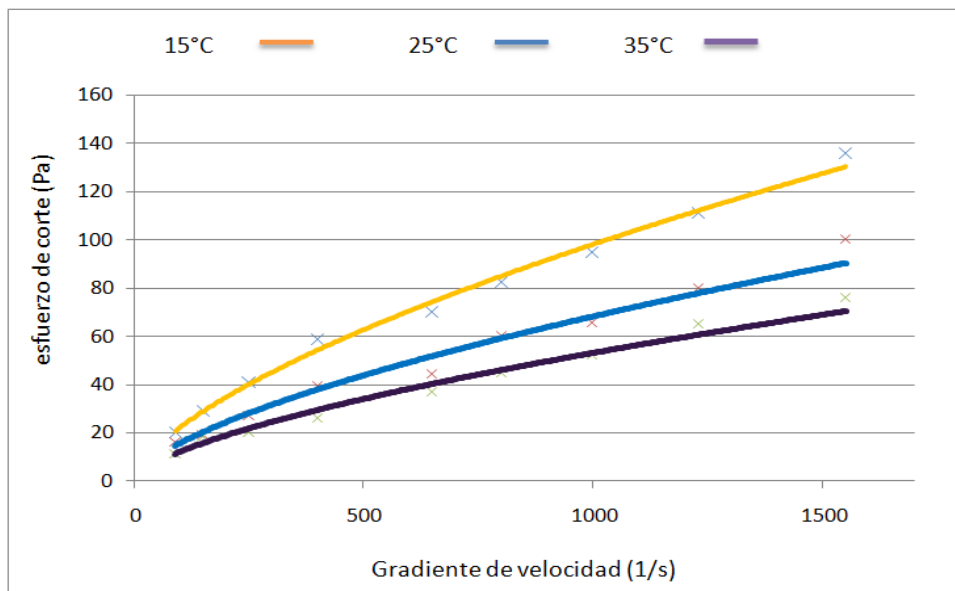


Figura 3.8 Esfuerzo cortante contra gradiente de velocidad a distintas velocidades.

Utilizando el modelo de ley de potencia de Oswald de Weale, mostrado abajo, se puede modelar fluidos pseudoplásticos, en este caso las viscosidades disminuyen con el incremento del gradiente de velocidad; comienzan a fluir apenas se les aplica un esfuerzo cortante ($\tau > 0$). Su curva de flujo se describe por el modelo cuando en índice de flujo que caracteriza la ley, es menor a uno.

$$\tau = K \left(\dot{\gamma} \right)^n$$

donde:

- n : índice de flujo ($n < 1$)
- K : índice de consistencia
- $\dot{\gamma}$: Gradiente de velocidad

Nº	Parámetros	Temperatura °C		
		15 °C	25 °C	35 °C
1	k(pa.s)	1,134	0,819	0,626
2	n(adim)	0,646	0,640	0,643
3	R ²	0,998	0,981	0,982

Tabla 3.13 Parámetros reológicos obtenidos y desviación media cuadrática.

De acuerdo a los reogramas obtenidos, las emulsiones de petróleo estudiadas presentan un comportamiento pseudoplástico, debido a que las partículas dispersas en las emulsiones son deformables por naturaleza.

A partir del estudio reológico se comprobó que al incrementar la temperatura de la emulsión, la viscosidad aparente y por ende el índice de consistencia disminuye, no ocurriendo lo mismo con el índice de flujo, en el cual las variaciones de la temperatura no provocan variaciones significativas a este parámetro.

Los valores de índice de flujo calculados a partir de los reogramas indican que su valor se ubica entre 0.646 y 0.640, notándose la poca influencia que ejercen las variaciones de las temperaturas tratadas en el comportamiento del índice de flujo.

Los valores de viscosidad aparente para el intervalo de temperaturas estudiadas (15, 25 y 35 °C) disminuyen con el aumento de la temperatura; dicho comportamiento se puede describir mediante el modelo obtenido por experimentación, en donde μ_a es la viscosidad aparente y t es la temperatura es el siguiente: [23]

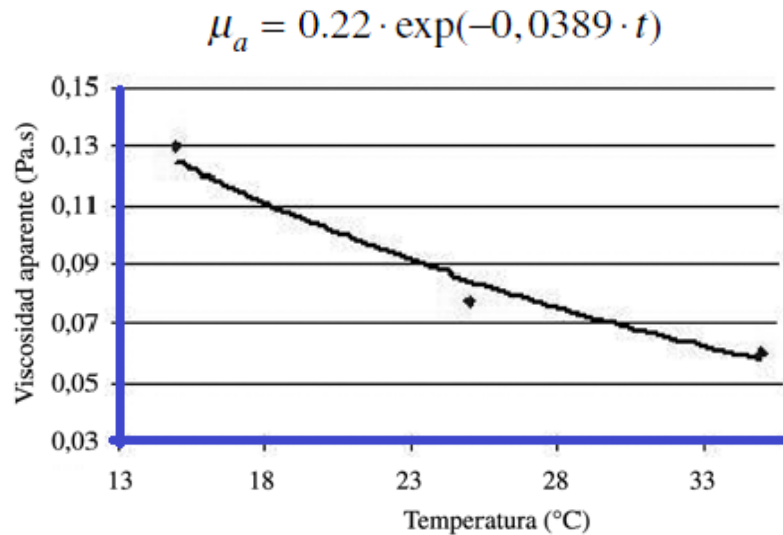


Figura 3.9 Gráfico de viscosidad aparente contra temperatura en grados centígrados. [23]

3.4.2 Evaluación de emulsiones de crudo en agua con mezclas de surfactantes no iónicos y aniónicos de uso potencial en la industria petrolera.

Nacarid Delgado, Fredy Ysambertt y colaboradores de la universidad de Zulia, Venezuela evaluaron formulaciones para emulsionar crudo pesado en agua, a una relación crudo/agua (70/30). Se utilizaron surfactantes no-iónicos, aniónicos y aminas de cadena corta como co-surfactantes. Evaluaron la estabilidad, la viscosidad, la conductividad, el tamaño promedio de gota y la distribución de tamaño promedio de gota. Obtuvieron emulsiones estables para sistemas simples y múltiples, cuyas viscosidades son considerablemente menores a la viscosidad original del crudo, todas de fase externa agua y con una amplia zona de inversión. El tamaño mínimo promedio de gota obtenido fue de 23 mm, con distribuciones polidispersas, tanto unimodales como bimodales.

Concluyeron que las mezclas de surfactantes no-iónicos y aniónicos originan una sinergia positiva incrementando la estabilidad de las emulsiones de crudo en agua, y que las aminas de cadena corta son excelentes co-surfactantes, ya que estabilizan las micelas formadas dentro del sistema surfactante-agua-crudo. Se emplearon surfactantes comerciales no-iónicos con distinto número de unidades de óxido de etileno (EON): no nilfenolpolietoxilado de 18 EON (NPE-18), y alcoholes polietoxilados (APE) de 10, 12, 14 y 18 EON, suministrados por la empresa Etoxyl de la ArchChemical. Se utilizó el surfactante aniónico dodecil bencenosulfonato (DBS), marca Sigma (80%). Como co-surfactantes utilizaron las siguientes aminas alifáticas de cadena corta: etilamina (Rie del de Häen, 70% w), n-butilamina (Aldrich, 99%) y ciclohexilamina (Aldrich, 99%). Utilizaron crudo pesado Boscán (Costa Occidental del Lago de Maracaibo, Estado Zulia, Venezuela), suministrado por PDVSA, y agua del Lago de Maracaibo recolectada en el Municipio San Francisco. [24] Emulsionando el crudo en las condiciones estudiadas lograron reducir su viscosidad en más de un 99%.

Análisis económico

También realizaron una evaluación económica con el fin de cuantificar las ventajas del uso de las emulsiones de crudo dentro de la industria petrolera. Tomaron como referencia el área Urda neta Pesado (UP) de la Unidad de Explotación y de Yacimientos (UEY). La Salina del Distrito Maracaibo, la cual produce un crudo de 12°API. Para el año 2002, este crudo era transportado desde la estación de flujo y múltiples de producción hasta el Patio de Tanques de Ulé mediante la inyección de 0,6 barriles de un hidrocarburo liviano no saturado de 36°API, con el fin de incrementar su gravedad hasta 19°API, disminuir su viscosidad, y facilitar su transporte. [25] Colocando un precio de crudo liviano de 37 \$/barril, se invierten 22 \$/barril al inyectar los 0,6 barriles de diluyente para aumentar la gravedad API del crudo pesado y reducir su viscosidad. En el caso de las emulsiones de crudo formadas por mezclas de surfactantes y aminas, se invierten 0,56 \$/barril por concepto de surfactantes y 18,44 \$/barril por concepto de aminas, para un costo total de 19,00 \$/barril de crudo emulsionado, lo que representa un ahorro de 3 \$/barril y la posibilidad de comercializar el diluyente como un crudo de 36°API, lo que representaría un ahorro y ganancias adicionales para la unidad de explotación. [26]

CONCLUSIONES

Las tecnologías para el transporte de crudo pesado se analizaron los aspectos más relevantes para la puesta en marcha a corto plazo y con fácil adaptación en el sector industrial como la técnica de Tratamiento con Calor, Dilución, Up-grading, emulsión, Flujo anular, Suspensión.

De acuerdo al sistema de matrices de prioridades se compararon las tecnologías mencionadas en tres áreas: de proceso, aspecto económico y ambiental, los resultados en puntaje fueron: Tratamiento de calor 8 puntos; Dilución 14 puntos; Up-grading 6 puntos; Emulsión 20 puntos; Flujo anular 26 puntos; Suspensión, 12 puntos.

El tratamiento de calor obtuvo una puntuación baja ya que la adaptación de este sistema es difícil, así como el control y operación ya que al utilizarse a tuberías muy extensas el control de la temperatura en estas es muy complicado teniéndose muchas pérdidas de calor además de mucho consumo de combustible haciendo de este un método no muy amigable con el medio ambiente.

El método de diluciones es considerado un método muy efectivo y es de los métodos más usados actualmente, este método es de fácil operación, adaptación y no se requiere un equipo costoso, sin embargo no es muy recomendable ya que se requiere una inversión alta al utilizar un diluyente de buena calidad para obtener un producto de baja calidad.

El método de up-grading ó mejoramiento fue el método con menor puntaje ya que requiere de grandes inversiones en el equipo, no es de fácil operación ni adaptación, además de no ser amigable con el medio ambiente aunque sin duda es uno de los métodos más efectivos.

El método de suspensión es un método no muy efectivo ya que es necesario realizar una suspensión de asfáltenos en la fase de máltenos, no es fácil de controlar y se requiere una inversión alta, este método no es de fácil operación ni es amigable con el medio ambiente aunque se ha demostrado que reduce considerablemente la viscosidad en los crudos.

Con los resultados obtenidos se demuestra que las mejores tecnologías a corto plazo para el transporte del crudo pesado son: emulsión y flujo anular. La emulsión fue seleccionada ya que en cuanto a proceso es fácil de implementar porque no se requiere de equipo especializado y los riesgos que este método implica son muy bajos, los costos de este método son principalmente por el uso de agentes emulsificantes, pero en su mayoría son recuperables, por lo tanto lo hace un método económico y amigable para el medio ambiente. La tecnología de flujo anular de igual forma fue seleccionada aunque esta fue la que mas puntuación obtuvo haciéndola la mejor opción de todos los métodos de transporte para crudos pesados, ya que no requiere de equipo muy sofisticado para su implementación, la operación del equipo es sencilla, se alcanzan con facilidad las condiciones de operación adecuadas, es de gran sustentabilidad ya que es uno de los métodos menos costosos, no requiere de gran inversión inicial y se puede utilizar agua de mar como medio lubricante, también es un método muy amigable con el medio ambiente ya que no se utilizan químicos y el agua utilizada se puede reciclar.

Con base en el sustento teórico estos dos métodos son las propuestas a corto plazo de este trabajo ó investigación proponiendo además el uso de ambas tecnologías al mismo tiempo, esto quiere decir realizar la emulsión crudo- agua y transportarla por el método de flujo anular.

Bibliografía

- [1] G. Speight, James. (1999). *The chemistry and technology of petroleum*. Third edition Marcel Dekker.
- [2] Marroquín Sánchez, Gustavo Jesús. (Noviembre del 2007). *Formación de sedimentos durante el hidrotatamiento catalítico de crudos pesados*. México, D.F.
- [3] Secretaria de energía. (2011). *Prospectiva del mercado de petróleo crudo 2010-202*. México.
- [4] A. Saniere, L. Hénaut, J. F. Argillier. (2004). Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge. *Oil & Gas Science and Technology. Rev. IFP*, Vol. 59, No. 5, pp. 455-466 Instituto Frances del petroleo.
- [5] Páez, Raúl J. (Febrero 2008). *Proyectos de Mejoramiento de Crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco*. Baker Energy, Venezuela Maturín.
- [6] M.R Gray.(1944) *Up-grading petroleum residues and heavy oils*, Marcel Dekker inc.
- [7] González, Hugo R. (26 de mayo, 2006) Tesis," *crisis del petróleo y su impacto en la seguridad hemisférica: caso república dominicana*". Washington, d. c. Estados Unidos de América.
- [8] Noreng, Oystein. (Octubre, 2003) *El Poder del Petróleo*. Editora El Ateneo. Buenos Aires, Argentina.
- [9] Desconocido. (2010) *Introducción a los crudos pesados y extra pesados: clasificación, explotación, transporte y refino-Estudios y Servicios Petroleros S.R.L.NOTA TECNICA N° 63*, Buenos Aires, Argentina.
- [10] Christman, R. D. (Nov/Dec, 1999) *Carbon-Out Processes for Heavy Resids*. World Refin.
- [11] Jyeshthara B. Joshi,* , Aniruddha B. Pandit, Kamal L. Kataria, Rohit P. Kulkarni, Ashish N. Sawarkar, Deepak Tandon, Yad Ram, and Man Mohan Kumar.(2008). "Petroleum Residue Up gradation via Visbreaking": A Review *Ind. Eng. Chem. Res.* 2008, 47, 8960–8988. Mumbai, India.

- [12] M.J Girgis, B.C Gates (1991) "Reactivities, reaction networks, and kinetics in high pressure catalytic hydro processing" *Ind. Eng. Chem.*
- [13] Revana K. and Erdogan H. M. (April 2007) Optimization of Cyclic Steam Stimulation under Uncertainty" *Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*. Dallas, Texas, U.S.A.
- [14] Marcel Dekker, Speight, J. G.(2000) "*The Desulfurization of Heavy Oils and Residua*" Inc. New York.
- [15] Ornel C.(2005) "Estudio Experimental del Flujo Bifásico Líquido-Líquido en Tuberías Horizontales y Ligeramente Inclinadas", Anteproyecto de Maestría, Universidad Simón Bolívar, Caracas.
- [16] Sánchez, E.; Romero, C.; Zeppieri, S. y González Mendizábal.(2007) Estudio experimental sobre patrones de flujo liquido-liquido en tuberías verticales, 8º congreso iberoamericano de ingeniería mecánica, Peru.
- [17] Zavareh F., Shoham O. y Brill J. P.(1990) "A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Pipelines".SPE 63º Annual Technical Conference and Exhibition, paper SPE 20631, New Orleans.
- [18] Bann wart A., Rodríguez O. y Carvalho C.(2004). "Flow Patterns in Heavy Crude Oil-Water Flow", *Journal of Energy Resources Technology*, Vol. 126, 184-189.
- [19] Jhohn Baldauff Trevor Runge, Cholid mas petroleum.Rob North. Remi Marcus,.(2004-2005).*Perfilacion y cuantificación de flujos multifasicos complejos*. company cairo egypt, pekin, china, Francia.
- [20] Bensakhria, Y. Peysson and G. Antonini (2004). Experimental Study of the Pipeline Lubrication for Heavy Oil Transport A. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 59 (2004), No. 5, pp. 523-533, francia.
- [21] Bann wart, Antonio C. (2001). "Modeling aspects of oil-water core-annular flows". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 32, 127– 143. Department of Petroleum Engineering, School of Mechanical Engineering, State University of Campinas, Brazil.
- [22]Garcell,L.(1988). "Interfacial and rheological characteristics of maghemite aqueous suspensions" *J. colloid interface Sci.* Vol 205.pp 470-475.

[23] Laurencio, H Delgado, Yodelkis. (2007). “propiedades reológicas de emulsiones de petróleo pesado en agua”. *Ingeniare, revista chilena de ingeniería*.vol.16, num 002 pp 244-249.Arica, Chile.

[24] Nacarid Delgado*, Fredy Ysambertt*, Carla Montiel, Gerson Chávez, Ana Cáceres, Bélgica Bravo and Nelson Márquez Laboratorio de Petroquímica y Surfactantes, Departamento de Química, Facultad Experimental de Ciencias.

[25] Ramos Y. y Quinte ro A. “Factibilidad técnico económica del uso de surfactantes en el transporte de crudo Urda neta Pesado”. Tesis de Grado, Universidad del Zulia, Venezuela.

[26] Nehal S. Ahmed, Amal M. Nassar, Nael N. Zaki, Hussein Kh. Gharieb. (1988)“Formation of fluid heavy oil-in-water emulsions for pipeline transportation” *Fuel*. 78 (1999) 593–600. *Cairo, Egypt*.