

**ANÁLISIS DE LA APLICABILIDAD DEL CABLE CALENTADOR EN UN POZO  
CON ALTA VISCOSIDAD PARA FACILITAR LA RECOLECCIÓN DE CRUDO A  
TRAVÉS DE LAS LÍNEAS DE PRODUCCIÓN**

**BRYANT FERNANDO SALAS FLOREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
QUINTA PROMOCIÓN  
BUCARAMANGA  
2016**

**ANÁLISIS DE LA APLICABILIDAD DEL CABLE CALENTADOR EN UN POZO  
CON ALTA VISCOSIDAD PARA FACILITAR LA RECOLECCIÓN DE CRUDO A  
TRAVÉS DE LAS LÍNEAS DE PRODUCCIÓN**

**BRYANT FERNANDO SALAS FLOREZ**

**Trabajo para optar al título de  
Especialista de Producción de Hidrocarburos**

**Director  
ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ  
M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
QUINTA PROMOCIÓN  
BUCARAMANGA  
2016**

## DEDICATORIA

A DIOS.

A mi abuelita Bertha por inculcarme la importancia del estudio y por sus oraciones.

A mis papas Juvenal y Lady por apoyarme y animarme durante todos mis logros.

A la familia Ayala Salas por ser parte importante de mi vida.

A Juanita Ayala por ser mi sobrina, ahijada, amiga, compinche y por darme tantas  
felicidades.

A Mónica Ramos, que a pesar de que nuestra relación haya terminado me apoyo  
en el momento de emprender este proyecto, y deseo que sus proyectos también  
sean fructíferos.

A todos los que me apoyaron para llevar a cabo mis estudios.

## **AGRADECIMIENTOS**

A DIOS sobre todas las cosas.

A mi compañía Borets, por permitirme aprender y crecer en la industria de los hidrocarburos.

A Ecopetrol GPY por permitirme hacer parte de su grupo de trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander y su cuerpo de docentes por abrirme una ventana con sus enseñanzas.

A la Selección Colombia y a Independiente Santa Fe por hacerme tan feliz.

## CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN .....	14
1. CRUDOS PESADOS .....	16
1.1. CRUDOS PESADOS EN COLOMBIA .....	17
1.1.1. Lecciones de las grandes potencias .....	18
1.1.2. Oportunidades en Colombia .....	20
1.1.3. Mejoras en transporte, un desafío inmediato .....	21
1.2. CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS .....	23
1.3. ORIGEN DE LOS CRUDOS PESADOS .....	24
1.4. PROPIEDADES DE LOS CRUDOS PESADOS .....	25
1.5. RESERVAS DE CRUDOS PESADOS .....	26
1.6. VISCOSIDAD DE LOS CRUDOS PESADOS .....	30
1.6.1. Viscosidad absoluta o dinámica .....	31
1.6.2. Viscosidad cinemática .....	31
1.6.3. Medición de la Viscosidad .....	31
1.6.4. Relación viscosidad – temperatura .....	32
1.7. CARACTERÍSTICA DEL CRUDO DE MANSOYA 1 .....	32
2. RECOLECCION Y MANEJO DE CRUDO PESADO .....	34
2.1. CARACTERÍSTICAS QUE DEBE TENER UN CRUDO PESADO PARA SER RECOLECTADO POR TUBERÍA .....	35
2.2. TUBERÍAS PARA CRUDOS PESADOS .....	36
2.3. NUEVAS TECNOLOGÍAS .....	37
2.3.1. Tecnologías de recolección de crudo pesado por tubería .....	37
2.4. CALENTAMIENTO DEL CRUDO .....	44
2.4.1. Métodos de tratamiento para la deshidratación .....	45
2.4.2. Acción de la química deshidratante .....	46
2.4.3. Aspectos prácticos y tecnológicos .....	47
3. CABLE CALENTADOR .....	57
3.1. UBICACIÓN .....	57
3.1.1. Campo Mansoyá .....	58
3.2. ANTECEDENTES Y SISTEMA ACTUAL .....	60
3.3. PROPUESTA TÉCNICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL CABLE CALENTADOR EN BATERÍA MANSOYÁ .....	62
3.4. DEFINICIÓN TÉCNICA POR ESPECIALIDADES .....	64

3.4.1.	Especialidad Procesos .....	64
3.4.2.	Especialidad Instrumentación .....	70
3.4.3.	Especialidad Electricidad .....	70
3.4.4.	Especialidad Mecánica.....	71
3.5.	FILOSOFÍA DE OPERACIÓN.....	71
3.6.	INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO .....	71
3.6.1.	Implementación .....	72
3.6.2.	Instalación de un control de superficie .....	74
3.6.3.	Instalación de un controlador de Superficie .....	74
3.6.4.	Estado Final .....	75
3.7.	BENEFICIOS .....	77
3.7.1.	Aumento de Producción .....	77
4.	PRESUPUESTO .....	78
5.	CONCLUSIONES.....	79
6.	BIBLIOGRAFÍA .....	80

## LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Crudos pesados en Colombia.....	22
Figura 2. Categorías de los crudos pesados de acuerdo su densidad .....	26
Figura 3. Recursos “in Place” de crudo pesado en el mundo .....	27
Figura 4. Distribución de las reservas de petróleo en el mundo según el tipo de crudo.....	28
Figura 5. Faja crudos pesados en Colombia .....	29
Figura 6. Característica Crudo Mansoya 1 .....	33
Figura 7. Transporte por dilución y recuperación del diluyente.....	40
Figura 8. Influencia de la fracción del diluyente en la viscosidad de la mezcla.....	44
Figura 9. Utilización del mapa de formulación – WOR para el tratamiento de emulsiones de campo tipo W/O .....	49
Figura 10. Procedimiento para la realización de la prueba de botella.....	51
Figura 11. Acción del deshidratante dosificado en las pruebas de botella en un mapa de estabilidad-formulación .....	52
Figura 12. Fracción de volumen coalescido o clarificado en función del tiempo....	53
Figura 13. Variación de la estabilidad de la emulsión W/O en función de la concentración del deshidratante para la coalescencia de 2/3 del volumen fijado $V_{\infty}$ .....	54
Figura 14. Localización Bloque Área Nororiente.....	57
Figura 15. Diagrama de flujo Batería Mansoyá.....	60
Figura 16. Diagrama de flujo con descripción numérica de los procesos .....	61
Figura 17. Cable calentador instalado en línea de flujo .....	63
Figura 18. Corrida hidráulica línea de producción, pozo Mansoyá-1 .....	65
Figura 19. Perfil de presión en la línea de flujo del pozo Mansoyá-1 .....	65
Figura 20. Perfil de temperatura en la línea de flujo del pozo Mansoyá-1. ....	66
Figura 21. Perfil de viscosidad vs temperatura del crudo en superficie .....	66
Figura 22. Corrida hidráulica con calentamiento en la línea de producción pozo Mansoyá-1 .....	67
Figura 23. Perfil de presión con calentamiento en línea de flujo pozo Mansoyá-1 .....	67
Figura 24. Perfil de temperatura con calentamiento en línea de flujo pozo Mansoyá-1 .....	68
Figura 25. Perfil de viscosidad vs temperatura del crudo con calentamiento en superficie .....	68
Figura 26. Perfil de viscosidad de crudo en línea de superficie con o sin calentamiento.....	69
Figura 27. Perfil de presión en la línea de flujo con o sin calentamiento .....	69
Figura 28. Instalación del cable calentador (Tubería) .....	73
Figura 29. Instalación del cable calentador (Cableado) .....	73

Figura 30. Instalación del cable calentador (VSD - Temp).....74  
Figura 31. Estado Final.....76  
Figura 32. Estado Final.....76  
Figura 33. Histórico de Producción Antes - Después.....77

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Historia del uso de deshidratantes.....	47
Tabla 2. Intervalos probados durante el completamiento del pozo Mansoyá-1 .....	58
Tabla 3. Caracterización de los pozos de la formación Villeta N .....	61
Tabla 4. Ventajas del calentamiento eléctrico comparado con otros sistemas .....	63
Tabla 5. Comportamiento de la temperatura vs variación de amperaje en VSD.....	64
Tabla 6. Tabla de prepuesto estimado.....	78

## RESUMEN

**TITULO: ANÁLISIS DE LA APLICABILIDAD DEL CABLE CALENTADOR EN UN POZO CON ALTA VISCOSIDAD PARA FACILITAR LA RECOLECCION DE CRUDO A TRAVÉS DE LAS LÍNEAS DE PRODUCCIÓN<sup>1</sup>**

**AUTOR: BRYANT FERNANDO SALAS FLOREZ<sup>2</sup>**

**PALABRAS CLAVE: Viscosidad, Crudo pesado, Calentamiento del crudo.**

La industria petrolera a nivel mundial debe generar nuevas ideas que aporten al desarrollo de las tecnologías para suplir las necesidades que día a día se van presentando en el sector. Es por esta razón, y a raíz de la necesidad de encontrar un método para manipular los crudos de altas viscosidades de manera eficiente y económicamente viable que nació la idea de un cable calentador que permita mejorar la recolección del crudo pesado. Ya que por medio del calentamiento controlado del crudo su viscosidad disminuye, reflejándose en la recolección del crudo, el aumento de la producción y la vida útil de los sistemas de levantamiento artificial. Este proyecto se implementó en la Bateria Mansoyá (Ecopetrol), específicamente en la línea de producción del pozo Mansoyá-01, el cual produce petróleo de alta viscosidad. Con la instalación del cable calentador en la línea de producción, se logró elevar la temperatura del crudo que fluye dentro de la tubería, reduciendo drásticamente su viscosidad, logrando una mejor movilidad, y optimizando la recolección de petróleo desde cabeza de pozo hasta la batería. Actualmente en el mundo existe una gran cantidad de sistemas de calentamiento de petróleo por medio de electricidad, la cual se aplica en fondo de pozo y en las facilidades de superficie. Muchos de estos sistemas de calentamiento cuentan con patentes que incrementan exponencialmente el costo de su implementación; por esta razón, Ecopetrol con su aliado Borets, desarrollo un sistema eléctrico de calentamiento que permite utilizar gran parte de los recursos existentes en cada una de las instalaciones, haciendo del proyecto un sistema viable económica y técnicamente.

---

<sup>1</sup> Monografía

<sup>2</sup> Ingeniero de Automatización Electrónica. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

## ABSTRACT

**TITLE:       APPLICABILITY ANALYSIS OF CABLE HEATER IN ONE WELLS WITH HIGH VISCOSITY TO FACILITATE THE HARVEST OF CRUDE OIL THROUGH PRODUCTION LINES<sup>3</sup>**

**AUTHOR:    BRYANT FERNANDO SALAS FLOREZ<sup>4</sup>**

**KEYWORDS: Viscosity, Heavy crude, Heating oil.**

The petroleum industry worldwide must generate new ideas that reach to the development of the technologies to replace the needs that day after day they are presenting in the sector. It is for this reason, and immediately after the need to find a method to manipulate the raw ones of high viscosities of an efficient and economically viable way that the idea of a cable was born heater that allows to improve the compilation of the heavy crude oil. Since by means of the warming controlled of the crude oil his viscosity diminishes, being reflected in the compilation of the crude oil, the increase of the production and the useful life of the systems of artificial raising. This project was implemented in the Battery Mansoyá (Ecopetrol), specifically in the line of production of the well Mansoyá-01, which produces oil of high viscosity. With the installation of the cable heater in the line of production, was achieved to raise the temperature of the crude oil that flows inside the pipeline, reducing drastically his viscosity, achieving a better mobility, and optimizing the compilation of oil from head of well up to the battery. Nowadays in the world there exists a great quantity of systems of warming oil by means of electricity, which is applied in bottom of well and in the surface facilities. Many of these systems of warming rely on patents that they increase the cost of his implementation; for this reason, Ecopetrol with his ally Borets, I develop an electrical system of warming that allows to use great part of the existing resources in each of the facilities, doing of the project a viable system economically and technically.

---

<sup>3</sup> Monograph

<sup>4</sup> Electronic Automation Engineer. Physiochemical Engineering Faculty. Hydrocarbon Production Specialization. Director: M.Sc en Ingeniería de Hidrocarburos.

## INTRODUCCIÓN

El crudo pesado, que representa tres cuartas partes de los recursos energéticos mundiales, se hará paulatinamente un importante lugar en el mercado, gracias al desarrollo tecnológico y al alza de precios y de la demanda prevista para las próximas décadas.

"La brecha que hay entre oferta y demanda se llenará al menos en un 30% con petróleo pesado"<sup>5</sup>, se sabe que la formación del petróleo está asociada al desarrollo de rocas sedimentarias, depositadas en ambientes marinos o próximos al mar, y que es el resultado de procesos de descomposición de organismos de origen vegetal y animal que en tiempos remotos quedaron incorporados en esos depósitos.

El Petróleo no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo hay que tener presencia de al menos cuatro condiciones básicas para que éste se acumule: Debe existir una roca permeable de forma tal que bajo presión el petróleo pueda moverse a través de los poros microscópicos de la roca. La presencia de una roca impermeable, que evite la fuga del aceite y gas hacia la superficie. El yacimiento debe comportarse como una trampa, ya que las rocas impermeables deben encontrarse dispuestas de tal forma que no existan movimientos laterales de fuga de hidrocarburos. Debe existir material orgánico suficiente y necesario para convertirse en petróleo por el efecto de la presión y temperatura que predomine en el yacimiento. La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo.) Para el crudo extra pesado se tiene una densidad en grados API de **10.0**, para el crudo pesado se tiene un rango de **10.0 a 22.3**, para el mediano el rango se encuentra entre 22.3 y 31.1 °API, se considera como crudo ligero aquel que esté entre 31.1 y 39.0 y todo aquel que sea mayor de 39.0 °API se considera como crudo súper ligero<sup>6</sup>.

Hablar de crudos pesados es hablar de altas viscosidades y es allí donde debemos enfatizar la importancia de resolver esta condición particular del crudo, para nuestro beneficio en los diferentes campos petroleros.

Uno de los problemas operacionales asociados a la producción de crudos pesados es la alta viscosidad que dificulta su movimiento a través del sistema de producción, generando altas pérdidas de energía por fricción y reduciendo la capacidad de flujo de las tuberías.

---

<sup>5</sup> GUIA.COM.VE. El petróleo extrapesado se abre camino en un mercado de altos precios. [en línea] [consultado el 15 de julio de 2015] Disponible en: <http://www.guia.com.ve/noti/51872/el-petroleo-extrapesado-se-abre-camino-en-un-mercado-de-altos-precios>

<sup>6</sup> INSTITUTO MEXICANO DE PETROLEO. Tipos de petróleo. [en línea] [consultado el 15 de julio de 2015]. Disponible en: <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>

Para la elaboración de esta monografía se consideran las características fisicoquímicas del hidrocarburo del campo Nororienté (Ecopetrol-Putumayo) /Crudo pesado. Y tiene el fin de buscar nuevas opciones de optimizar el método de recolección de los crudos pesados al igual que obtener una ganancia en producción.

## 1. CRUDOS PESADOS

Es cualquier tipo de petróleo crudo que no fluye con facilidad. Se le denomina "pesado" debido a que su densidad o peso específico es superior a la del petróleo crudo ligero. Crudo pesado se ha definido como cualquier licuado de petróleo con un índice API inferior a 20°<sup>7</sup> lo que significa que su densidad relativa es superior a 0.933. Este resultado del petróleo crudo pesado es una degradación por estar expuesto a las bacterias, el agua o el aire, como consecuencia, la pérdida de sus fracciones más ligeras, dejando atrás sus fracciones más pesadas.

La producción, transporte y refinado del crudo pesado presenta problemas especiales en comparación a la del crudo ligero. La mayor reserva de petróleo pesado en el mundo se encuentra al norte del río Orinoco en Venezuela,<sup>8</sup> la misma cantidad que las reservas convencionales de petróleo de Arabia Saudita,<sup>9</sup> pero se sabe que 30 o más países tienen reservas del mismo tipo. El crudo pesado está estrechamente relacionado con las arenas petrolíferas, la principal diferencia es que las arenas petrolíferas en general, no fluyen en absoluto. Canadá cuenta con grandes reservas de arenas petrolíferas, situadas al norte y al noreste de Edmonton, Alberta.

Las propiedades físicas que distinguen a los crudos pesados de los ligeros incluyen una mayor viscosidad y densidad, así como la composición de peso molecular. El petróleo extra pesado de la región del Orinoco tiene una viscosidad de más de 10.000 centipoise (10 Pa·s) y 10 ° en el índice API.<sup>10</sup> Por lo general, se añade un diluyente a distancias regulares de un oleoducto a fin de facilitar su circulación. Recientemente,<sup>11</sup> Venezuela está experimentando en la Faja del Orinoco un proyecto de inyección alterna de vapor con el que se mejora la viscosidad del crudo, técnica que ha incrementado la tasa de recuperación hasta el 40 por ciento, que anteriormente era del 20 por ciento.

---

<sup>7</sup> DUSSEAULT, M.B. Comparing Venezuelan and Canadian Heavy Oil and Tar Sands. Petroleum Society, 14 de June de 2001. Available: [http://www.energy.gov.ab.ca/OilSands/pdfs/RPT\\_Chops\\_app3.pdf](http://www.energy.gov.ab.ca/OilSands/pdfs/RPT_Chops_app3.pdf)

<sup>8</sup> U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Venezuela. [in line]. [citado el 20 de julio de 2015] Available: <http://www.eia.doe.gov/emeu/finance/usi&to/upstream/venezuela.html>

<sup>9</sup>TALWANI, Manik. The Orinoco Heavy Oil Belt In Venezuela (¿Or Heavy Oil to the Rescue?) [in line] [consultado el 20 de julio de 2015]. Available: [http://web.archive.org/web/http://cohesion.rice.edu/naturalsciences/earthscience/research.cfm?doc\\_id=2819](http://web.archive.org/web/http://cohesion.rice.edu/naturalsciences/earthscience/research.cfm?doc_id=2819)

<sup>10</sup> RODRIGUEZ, H.A.; VACA P.; GONZÁLEZ, O.; DE MIRABAL M.C. Integrated study of a heavy oil reservoir in the Orinoco Belt: A field case simulation. In: Congreso SPE reservoir simulation symposium: Dallas TX, 8-11 June 1997. Available: <http://cat.inist.fr/?aModele=afficheN&cpsidt=6242344>

<sup>11</sup> AGENCIA VENEZOLANA DE NOTICIAS. Presidente Chávez destaca proyecto piloto en la Faja del Orinoco para la recuperación de crudo. En: Aporrea.org., 23 de julio de 2011. Disponible en: <http://www.aporrea.org/energia/n185254.html>

## 1.1. CRUDOS PESADOS EN COLOMBIA

Con el agotamiento de los recursos tradicionales y de fácil extracción, el desarrollo de un mercado enfocado en la extracción de crudos pesados se convierte en una prioridad para la industria energética mundial.

América Latina cuenta con el 48% de las reservas recuperables de crudos pesados en el mundo y Colombia es el quinto mercado de la región con mayor potencial para la explotación de estos recursos. Con importantes descubrimientos como los campos Quifa<sup>12</sup> y Rubiales<sup>13</sup> en la cuenca de los Llanos y Capella<sup>14</sup> en el Putumayo, el país ha venido avanzando en un mercado que está adquiriendo cada día más protagonismo y del cual dependerá buena parte de la producción de combustibles fósiles del globo.

Se estima que, de la producción de petróleo actual de Colombia, el 45% corresponde a crudos pesados y todo apunta a que en el 2018<sup>15</sup>, cuando el país sobrepase la barrera del millón de barriles por día, los aceites alta densidad representen el 60% del total, gracias al desarrollo de los pozos actuales y a los descubrimientos que se auguran para el futuro. Sin embargo, para llegar a ese punto, el sector y las empresas tienen que enfrentar diferentes brechas para garantizar el mayor aprovechamiento de estos recursos, pues la extracción de este petróleo aún presenta varios retos.

Por su alta viscosidad, este petróleo necesita de estimulación térmica y química para ser extraído de los pozos. Sin embargo, a pesar de los avances en diferentes técnicas de inyección de vapor o tecnología in situ para la producción del crudo pesado, en la mayoría de los casos, el factor de recobro<sup>16</sup> no es mayor al 20%.

---

<sup>12</sup> UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Ecopetrol aprueba comercialidad del Campo Quifa. [en línea] [actualizado el 12 de agosto 2016]. Disponible en: <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/noticias/ecopetrol-aprueba-comercialidad-del-campo-quifa>

<sup>13</sup> EMPRESAS. Ecopetrol operará Rubiales: integrará y optimizará costos. En: Revista Portafolio, octubre 26 de 2015. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/ecopetrol-operara-rubiales-integrara-optimizara-costos-39588>

<sup>13</sup> EMPRESAS. Ecopetrol operará Rubiales: integrará y optimizará costos. En: Revista Portafolio, octubre 26 de 2015. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/ecopetrol-operara-rubiales-integrara-optimizara-costos-39588>

<sup>14</sup> COLOMBIA ENERGÍA. Caguán-Putumayo, una frontera promisorio y exigente. En: Maracuya Media. 22 de enero de 2013. Disponible en: <http://colombiaenergia.com/article/cagu%C3%A1n-putumayo-una-frontera-promisoria-y-exigente>

<sup>15</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción Mensual de Petróleo. [en línea] [consultado el 15 de mayo de 2015]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

<sup>16</sup> LA COMUNIDAD PETROLERA. Factor de recobro. [en línea] [actualizado el 27 de mayo de 2016]. Disponible en: <http://www.lacomunidadpetrolera.com/showthread.php/1034-Factor-de-recobro>

Con un bajo porcentaje de aprovechamiento como este, se debe trabajar para encontrar soluciones que garanticen una mayor extracción del recurso y permitan una adecuada administración del mismo, debido a su degradación natural por oxidación, este crudo tiene un importante contenido de sal y sustancias venenosas como el azufre, y en ocasiones sulfuro de hidrógeno. Todo esto hace necesario la utilización de tratamientos especiales de refinación para obtener un producto comercializable.

A estas particularidades se suma el hecho de que Colombia no cuenta con oleoductos capaces de transportar crudo denso hacia las refinerías o puertos marítimos, lo que en términos operativos significa un problema logístico y financiero, ya que es necesario importar diluyentes como nafta (fracción ligera de petróleo natural) para aligerar la mezcla.

Bajo estos parámetros, es imprescindible que el sector se concentre en el desarrollo de varios proyectos que ya están en curso y asuma la requerida planeación para poder tener una industria que esté preparada y calificada para una masiva producción de crudo pesado en el futuro.

De esta manera se conseguirán resultados como los obtenidos en Venezuela, Canadá o China, que ya han adelantado estos esfuerzos, y los cuales han venido compartiendo su experiencia con Colombia.

### **1.1.1. Lecciones de las grandes potencias**

La transferencia de talento desde Venezuela, sin duda fue uno de los elementos clave para el desarrollo de la industria de crudos pesados en el país, luego de que altos ejecutivos y demás profesionales de ese mercado vinieran a Colombia en búsqueda de nuevas oportunidades, una vez que las reglas del juego para el sector cambiaron en el vecino país.

Con las mayores reservas de crudos pesados y extrapesados, Venezuela ha concentrado su atención en el desarrollo de mejoradores especializados para el tratamiento de este producto y oleoductos capaces de transportar petróleos de altas densidades. De hecho, el Gobierno anunció recientemente que se estaba trabajando en un proyecto de calor en el fondo del pozo para aumentar el recobro de la faja del Orinoco hasta 40%.

De igual manera, el sector privado ha desarrollado diferentes técnicas para tener un mayor aprovechamiento de los recursos, tales como nuevas técnicas de perforación, control de agua y estimulación, entre otros.

Humberto Calderón Berti, ministro de Energía y Minas de Venezuela entre 1979 y 1983, periodo en el que se adelantó un proceso exploratorio intenso con 916 pozos y estudios que permitieron cuantificar los recursos de la faja del Orinoco, explica que gracias a los análisis e inversiones en nuevas tecnologías que se hicieron en los años siguientes, Venezuela logró optimizar sus procesos y tener un costo de producción de ¢80 por barril, un valor muy inferior a los US\$5 iniciales. Además, se incrementó la productividad de los pozos, pasando de 200 barriles por día por pozo a 2.000 barriles diarios por pozo.

“En Colombia puede que no se tenga una faja petrolífera, pero hay indicios de que existe un cinturón de crudos pesados en la región de los Llanos, que puede albergar importantes yacimientos. Para que se pueda desarrollar este mercado Colombia debe empezar a trabajar para encontrar esas oportunidades y así suplir la demanda de petróleo pesado, pues las producciones del venezolano y del mexicano han venido cayendo. Lo recomendable sería adelantar un intenso programa exploratorio con *slim holes*<sup>17</sup> que permita cuantificar los recursos disponibles en la zona”<sup>18</sup>.

Si bien los avances alcanzados a través de la experiencia venezolana son considerables, el sector aún tiene que seguir trabajando para avanzar en la extracción. En el futuro, los países asiáticos podrían convertirse en importantes aliados para sacar adelante esta industria. China es uno de los diez mercados con mayores reservas de petróleos pesados en el mundo, y la industria de hidrocarburos del gigante asiático ha venido trabajando para que su producción adquiera un mayor protagonismo dentro de su estrategia energética nacional. Ahora que Colombia viene estrechando los lazos con China, luego de que en mayo se firmaran acuerdos comerciales entre ambas naciones, se abren las puertas para que el mercado local pueda acceder a tecnologías reconocidas mundialmente.

Uno de los proyectos más ambiciosos para el sector, y para el cual se espera tener una importante colaboración de parte de China, es la construcción de un oleoducto con salida al Pacífico que facilitaría la exportación del crudo extraído en la región oriente del país. Esto, además de representar una oportunidad para las empresas productoras de los Llanos, podría significar una solución para *China National Petroleum Corporation* (CNPC), la cual produce mezclas pesadas en Venezuela, a través de las empresas que opera en sociedad con PDVSA.

---

<sup>17</sup> RANDOLPH, Scott; BOSIO, Jacques; BOYINGTON, Bill. Slimhole Drilling: The story so far. In: Oilfield Review. July, 1991, p. 46-54. Available: [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/ors91/jul91/7\\_slimhole.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors91/jul91/7_slimhole.pdf)

<sup>18</sup> COLOMBIA ENERGÍA. Crudos pesados, la gran apuesta del sector. En: Maracuya Media. 23 de enero de 2013. Disponible en: <http://www.colombiaenergia.com/featured-article/crudos-pesados-la-gran-apuesta-del-sector>

Pese a que el desarrollo de este proyecto aún está en estudio, la CNPC ya viene avanzando para comenzar a operar en el país, gracias al acuerdo de cooperación firmado con Ecopetrol en el marco del V Colombia *Investment Conference Oil & Gas* de la ANH. En dicho convenio, ambas empresas se comprometen a analizar oportunidades en exploración y producción de hidrocarburos, tanto en Colombia como en otros países, para así identificar posibilidades de negocio.

Y aunque los movimientos bilaterales de este año marcan un hito para las relaciones entre los dos países, en especial para la industria de hidrocarburos, China ya había llegado al mercado colombiano a través de *Mansarovar Energy*, la sociedad formada por *China Petrochemical Corporation (Sinopec Group)* y la firma india *Ongc Videsh Limited*, la cual se ha especializado en la extracción de petróleo de alta densidad en el Valle Medio del Magdalena, aunque las mayores oportunidades se encuentran en las cuencas más tradicionales.

### **1.1.2. Oportunidades en Colombia**

Del total de las reservas estimadas en el país, se calcula que el 40% corresponde a crudos pesados, con presencia en 6 de las 16 cuencas *onshore* del país, principalmente en la de los Llanos Orientales, para la cual se calculan reservas de petróleo denso de 6.806 MMbbl y 319.455 MMbbl. A agosto de 2012, esta región tenía una participación del 73,5% del total de la producción de petróleo de Colombia.

Gracias al alto potencial que se concentra en esta región del oriente del país, en el 2008, el Gobierno, a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), decidió lanzar una ronda especial para incentivar el crecimiento de este mercado. Con el Proyecto de Desarrollo de Crudos Pesados (DCP), que consistía en el otorgamiento de extensas áreas para evaluación, se asignaron ocho áreas especiales bajo contratos de Evaluación Técnica, TEA (por sus siglas en inglés) a seis empresas con una amplia experiencia en el campo como Ecopetrol, Exxon, BHP Billiton, Talisman, Shell, Pacific Rubiales y Pluspetrol.

“Esta fue una iniciativa para motivar la exploración de los recursos pesados en Colombia, un mercado en el que se tenía un gran potencial, pero sobre el que no se habían hecho mayores avances, pues años atrás este petróleo requería de estímulos químicos altamente contaminantes para ser extraído, lo que hacía de su producción un proceso ambientalmente inviable y costoso. Pero ahora, con los desarrollos tecnológicos que se tienen, el mercado de petróleo denso se ha

convertido en uno de los más importantes y sobre estos recursos dependerá la futura producción petrolera del mundo”<sup>19</sup>.

El interés de grandes y pequeñas compañías por este mercado da cuenta del potencial que tiene el país en este rango. Por lo tanto, los esfuerzos para superar los diferentes retos para su desarrollo son una prioridad. Lo que se haga en los próximos años definirá el futuro del negocio de los pesados en Colombia.

### **1.1.3. Mejoras en transporte, un desafío inmediato**

La mayor dificultad que enfrenta el mercado de crudos pesados es la movilización de la producción hacia las refinerías y puertos. La solución más accesible para las operadoras actualmente es la importación de nafta para diluir el petróleo, que, si bien es una de las herramientas más sencillas, representa costos económicos y logísticos adicionales para las compañías. Para poder superar esta barrera es necesario estudiar cuál sería la mejor solución para Colombia en un futuro escenario. Cada una de las opciones implicará una importante inversión en infraestructura, pero será clave para tener el desarrollo esperado.

En países como Venezuela, por la cantidad de reservas de alta densidad, se han instalado mejoradores para facilitar el transporte del crudo. Estas unidades, similares a las refinerías, hacen del petróleo pesado uno menos denso (crudo sintético), que es mucho más fácil de exportar y comercializar.

Para que en Colombia esta opción sea viable, se necesitan importantes descubrimientos focalizados en una región, pues la construcción de un mejorador requiere de una inversión superior a US\$3.000 millones, dependiendo de la capacidad.

“La alternativa de un mejorador se ha estudiado en los Llanos, la región con mayor potencial, pero para poder planear algo es necesario esperar para conocer cuál va a ser el futuro extractivo de la región. Con la producción actual no se puede pensar en un proyecto como este, se necesitan nuevas reservas que justifiquen dicha inversión”<sup>20</sup>.

“El sector petrolero colombiano no puede seguir transportando crudo en camiones, dañando las carreteras del país y aumentando los costos para las operaciones hasta en US\$27 por barril. Estos oleoductos calientes no son algo nuevo en la industria,

---

<sup>19</sup> Ibíd.

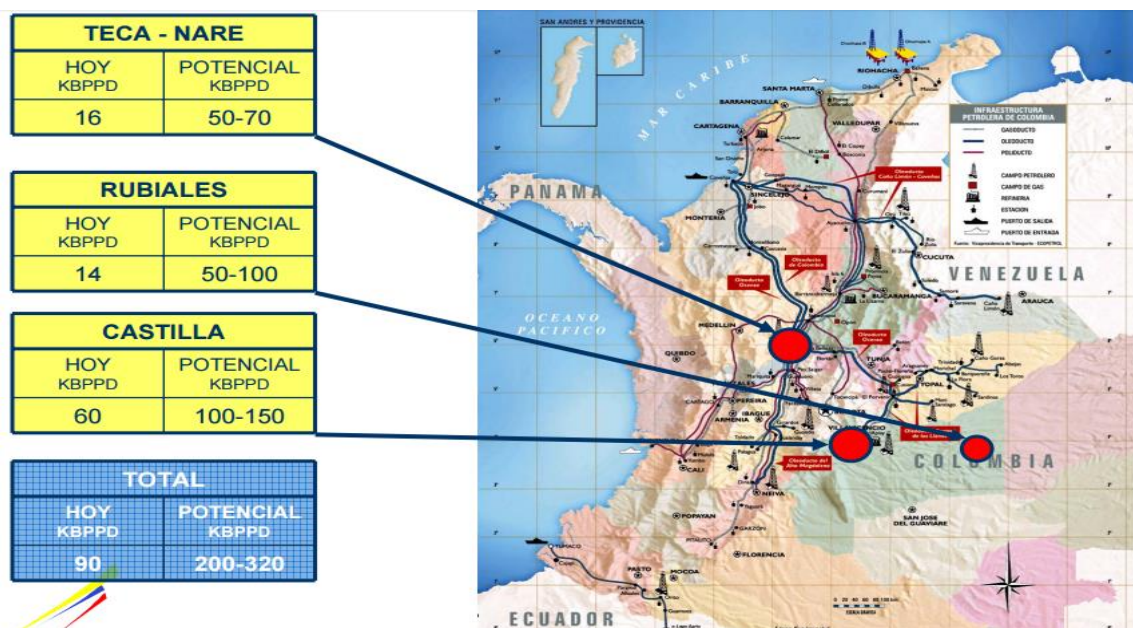
<sup>20</sup> Ibíd.

en otros países con producción de pesados, como Venezuela e India, se comenzó a implementar este sistema desde los años sesenta y setenta. En Colombia se debería aprovechar esa experiencia exitosa y los avances tecnológicos para apostarle a esta alternativa de transporte. Pacific Rubiales, como dueño del 35% de Oleoducto de los Llanos (ODL) ha puesto sobre la mesa la propuesta de transformar estas líneas y así poder mover petróleo de hasta 12° API” 21.

Si bien existen múltiples propuestas para superar este cuello de botella, por ahora el transporte de crudo a lo largo del territorio nacional es un reto sin resolver. En todo caso, la dinámica del sector de hidrocarburos requiere de respuestas inmediatas y una adecuada toma de decisiones, mediante la cual se implementen las mejores alternativas

Algunos geólogos petroleros categorizan el betún de las arenas de petróleo como petróleo extra pesado, aunque el betún no fluye en condiciones ambientales (ver figura 1).

**Figura 1.** Crudos pesados en Colombia



**Fuente:** SALGAR, Mauricio. Proyectos de Crudo Pesado en Colombia. II Colombia Oil & Gas Investment Conference. Cartagena de Indias, diciembre 5, 2006.

21 Ibíd.

## 1.2. CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y caros de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Las fracciones de crudo más livianas y menos densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y erogaciones para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos.

Los crudos exhiben un amplio espectro de densidades y viscosidades. La viscosidad a la temperatura de yacimiento es generalmente la medida más importante para un productor de hidrocarburos porque determina cuán fácilmente fluirá el petróleo. La densidad es más importante para el refinador de petróleo porque es un mejor indicador de los derivados de la destilación. Desafortunadamente, no existe una correlación clara entre las dos, la viscosidad puede variar en gran medida con la temperatura, sin embargo, la densidad varía poco con la temperatura, y se ha convertido en el parámetro estándar de campo utilizado comúnmente para categorizar los petróleos<sup>22</sup>.

La densidad se define usualmente en términos de grados API (Instituto Americano del Petróleo) y está relacionada con la gravedad específica; mientras más denso es el petróleo, más baja es la densidad API. Las densidades API del hidrocarburo líquido varían desde los 4° para el bitumen rico en brea hasta los 70° para los condensados. El petróleo pesado abarca un vasto rango a lo largo de este espectro que existe entre el petróleo ultrapesado y el petróleo liviano. El Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica (DOE, por sus siglas en inglés), define al petróleo pesado como aquél que presenta densidades API de entre 10.0° y 22.3°. En algunos yacimientos, el petróleo con una densidad tan baja como 7 u 8°API se considera pesado más que ultrapesado, porque puede ser producido mediante métodos de producción de petróleo pesado<sup>23</sup>.

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

---

<sup>22</sup> CURTIS, Carl; KOPPER, Robert; DECOSTER, Eric; GUZMÁN, Ángel; HUGGINS, Cynthia; KNAUER, Larry; MINNER, Mike; KUPSCH, Nathan; LINARES, Luz Marina; ROUGH, Howard; WAITE, Mike. Yacimientos de petróleo pesado. En: Oilfield Review. 2002/2003, p. 32-55. Disponible en: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish02/win02/p32\\_55.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/win02/p32_55.pdf)

<sup>23</sup> Ibíd.

La alta viscosidad del crudo pesado es atribuida principalmente a la superposición de los asfáltenos. Para entender el comportamiento macroscópico de estos crudos, se han realizado estudios de las interacciones microscópicas entre los componentes del crudo, de los resultados reológicos<sup>24</sup> se obtiene que la viscosidad aumenta con la concentración de asfáltenos<sup>25</sup>.

### 1.3. ORIGEN DE LOS CRUDOS PESADOS

Originalmente, cuando la roca generadora produce el petróleo, éste no es pesado. Los expertos en geoquímica generalmente coinciden en que casi todos los petróleos comienzan con densidades de entre 30 y 40°API. El petróleo se vuelve pesado sólo luego de una degradación sustancial ocurrida durante la migración y luego del entrapamiento. La degradación se produce a través de una variedad de procesos biológicos, químicos y físicos. La bacteria transportada por el agua superficial metaboliza los hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos<sup>26</sup> en moléculas más pesadas. Las aguas de formación también remueven hidrocarburos por solución, eliminando los hidrocarburos de menor peso molecular, los cuales son más solubles en agua. El petróleo crudo también se degrada por volatilización cuando un sello de pobre calidad permite que las moléculas más livianas se separen y escapen.

El petróleo pesado se produce típicamente de formaciones geológicamente jóvenes; Pleistoceno, Plioceno y Mioceno. Estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de petróleo pesado. La naturaleza somera de la mayoría de las acumulaciones de petróleo pesado se debe a que muchas se descubrieron tan pronto como se establecieron las poblaciones en sus proximidades. La recolección de crudo de chapopoterías<sup>27</sup> (manaderos de petróleo) y la excavación a mano constituyeron las formas más tempranas de recuperación, seguidas de la perforación de túneles y la minería. A principios de la década de 1900, estos métodos dieron lugar al avance de técnicas empleadas hoy para producir yacimientos de petróleo pesado.

---

<sup>24</sup> WIKIPEDIA. Reología. [en línea] [actualizado el 1 de noviembre de 2015]. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Reolog%C3%ADa>

<sup>25</sup> WIKIPEDIA. Asfaltenos. [en línea] [actualizado el 27 de noviembre de 2015]. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Asfaltenos>

<sup>26</sup> UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO. Combustibles parafínicos, nafténicos, aromáticos. [en línea] [consultado el 25 de julio de 2015]. Disponible en: <http://documents.tips/documents/parafinicos-naftenicos-y-aromaticos.html>

<sup>27</sup> PEMEX. Presencia de hidrocarburos en la naturaleza. 2011. Disponible en: <http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/explotacionELIA/zonadesplegar/Clases/Clase%2011%20Presencia%20de%20hidrocarburos%20en%20la%20naturaleza.pdf>

#### 1.4. PROPIEDADES DE LOS CRUDOS PESADOS

Los crudos pesados son el resultado del proceso químico de oxidación de los crudos convencionales que realizan bacterias dentro del yacimiento. Tienen diferentes propiedades físicas y químicas que se afectan, generalmente estos crudos presentan:

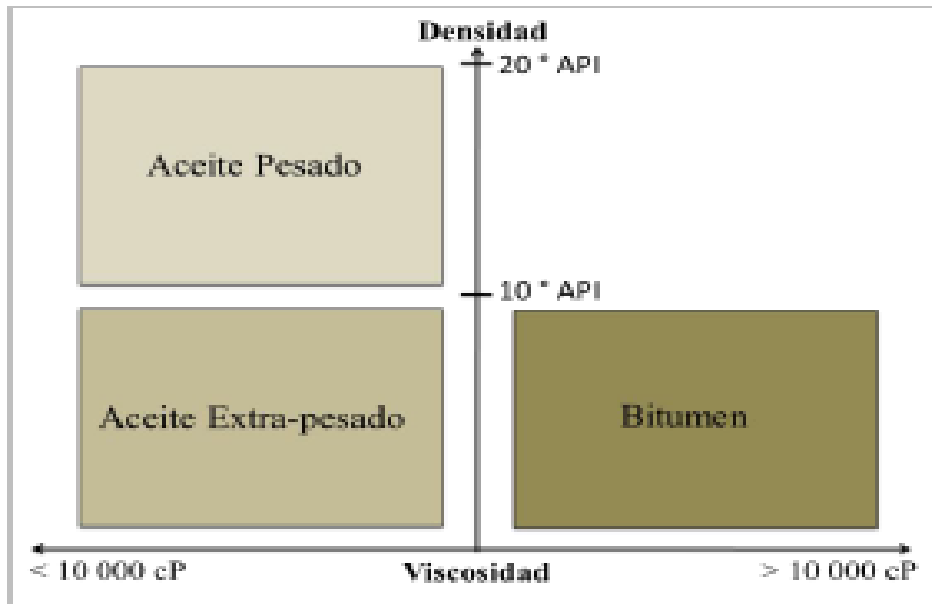
- Alta Viscosidad.
- Baja gravedad API.  $< 20^\circ$  API
- Alto punto de fluidez (Pour Point):  $80^\circ\text{F} - 100^\circ\text{F}$ .
- Alto contenido de metales pesados como Níquel y Vanadio.
- Alto contenido de azufre y nitrógeno.
- Alta relación gas aceite (GOR).
- Salinidad del crudo.

Se han definido diferentes categorías de crudo pesado de acuerdo a su densidad y viscosidad. (ver Figura 2).

- Crudo pesado:  $10^\circ < \text{API} < 20^\circ$ .
- Crudo extrapesado y bitumen:  $\text{API} < 10^\circ$ .

La viscosidad en el yacimiento hace la diferencia entre estos.

**Figura 2.** Categorías de los crudos pesados de acuerdo su densidad



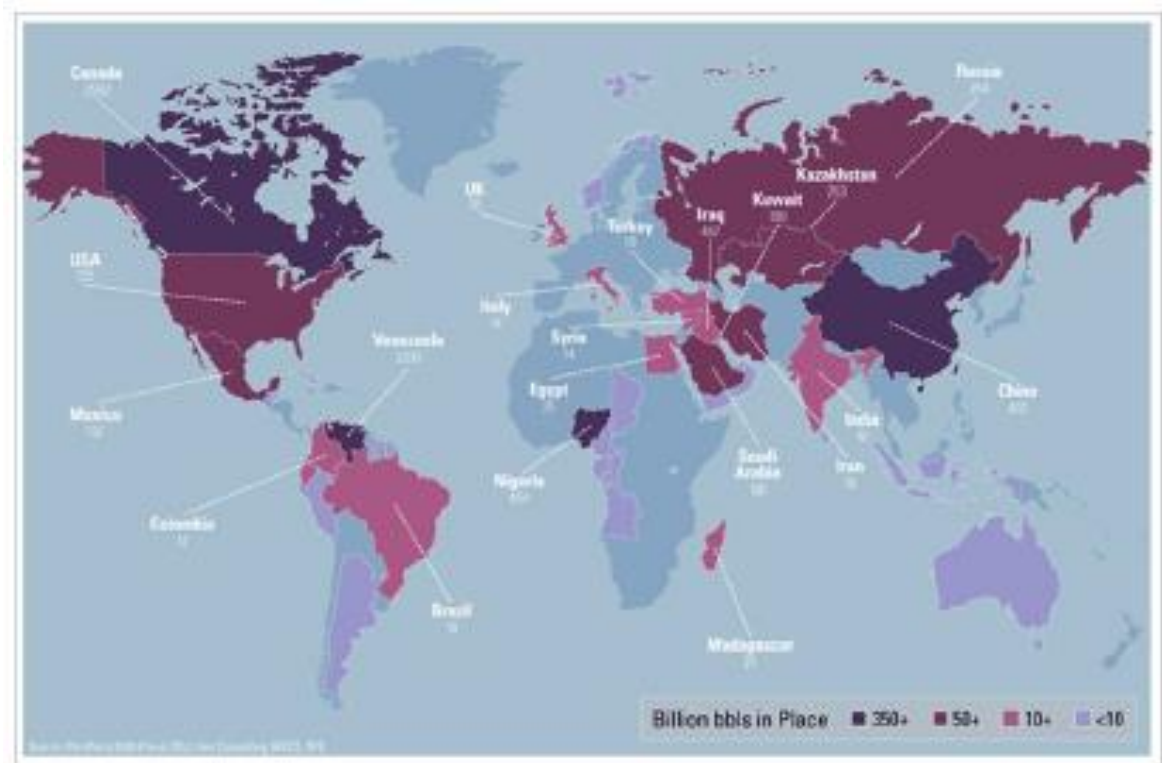
**Fuente:** SANIERE, A, HÉNAUT, I, and ARGILLIER, J-F. Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic Economic and Technological Challenge. Oil & Gas Science and Technology. Vol. 59. 2004. Pág. 455 - 466.

## 1.5. RESERVAS DE CRUDOS PESADOS

En el mundo hay muchos más depósitos de crudos no convencionales que convencionales.

Solamente entre Canadá y Venezuela tienen depósitos de 3,6 billones de barriles, dos veces más que los depósitos convencionales en todo el mundo. Debido a esto desde finales del siglo pasado ha aumentado el desarrollo de los crudos pesados y extra pesados.

**Figura 3.** Recursos “in Place” de crudo pesado en el mundo

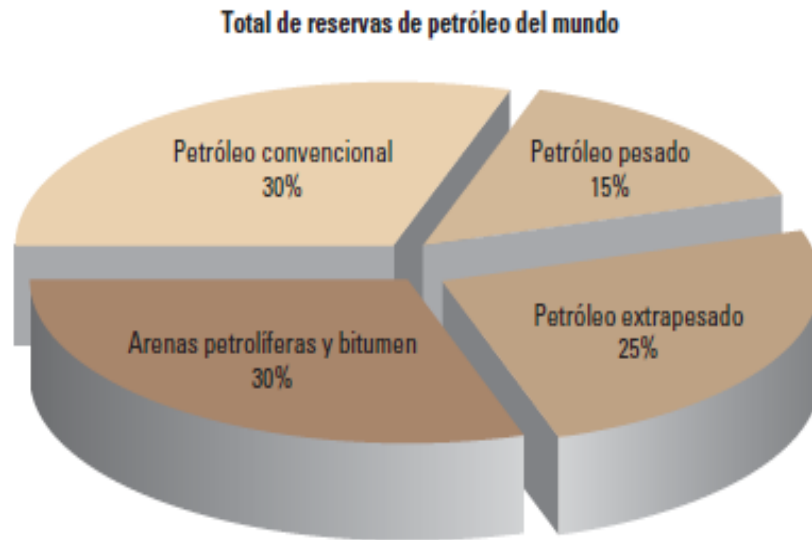


**Fuente:** SCHLUMBERGER LIMITED, Actualizado en 2016. Disponible en: <http://www.slb.com/>

En la figura 3 podemos ver que la mayor parte de los tipos de crudos que existen son no convencionales. Es evidente, por que resultan tan atractivas las reservas de crudo pesado, extra pesado, bitumen o las arenas bituminosas para las compañías petroleras.

Además de que hoy en día resulta rentable explotar estos yacimientos, también estos conforman el 70 % de las reservas mundiales; el 30% está en las arenas petrolíferas y en el bitumen, el 25% representa el petróleo extra pesado y el 15% el petróleo pesado. El restante 30% quedan para el petróleo ligero y mediano. Cabe destacar que un 26 aproximado entre el 25% al 28% de estas reservas pertenecen a los países de Venezuela y Canadá. Estas formas de petróleo son denominadas como no convencionales (ver figura 4).

**Figura 4.** Distribución de las reservas de petróleo en el mundo según el tipo de crudo



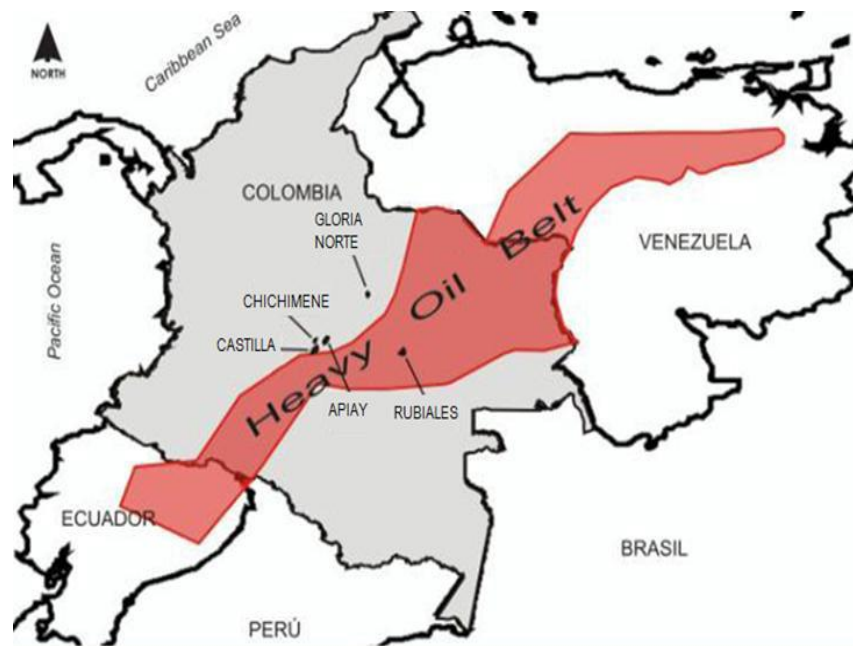
**Fuente:** SCHLUMBERGER LIMITED. [actualizado en 2016]. Disponible en: <http://www.slb.com/>

Los crudos pesados pueden encontrarse en forma semi-sólida mezclada con arena y agua como en las Arenas de alquitrán de Athabasca (*Athabasca Oil Sands* en inglés), o en Canadá donde se trata del conocido bitumen crudo (una forma semi-sólida de crudo).

En Canadá este bitumen es tan denso y pesado que es necesario calentarlo o diluirlo para que llegue a su estado líquido. En Venezuela hay grandes depósitos de crudo pesado en la Faja del Orinoco. Aunque se trata de un tipo de crudo algo más líquido que en Canadá, se trata de petróleo pesado y extra pesado. En Colombia los crudos pesados forman parte importante de la solución energética del futuro. Requieren de tecnología, conocimiento y experiencia para su desarrollo sostenible.

Ecopetrol tiene como proyecto aumentar la producción de crudo a un millón de barriles equivalentes al año 2018. Se espera que el aporte de crudos pesados sea del 30%. Se proyecta que los crudos pesados sean producidos por los campos Castilla, San Fernando, Rubiales, Teca, Nare, y Jazmín.

**Figura 5.** Faja crudos pesados en Colombia



**Fuente:** ZAMORA, A. Heavy Oil Latin America Congress Markets and Investment Commercial potential of heavy oil reserves in Colombia. Bogotá, Colombia. Agosto 2011.

Las mayores reservas de crudo pesado se encuentran en la región de los Llanos Orientales (ver figura. 5) con 368 MMBO en reservas probadas y 411 MMBO en reservas probables<sup>28</sup>. Además de las áreas conocidas, Colombia tiene expectativas de desarrollo en nuevas áreas exploratorias buscando la adición de nuevas reservas de crudos pesados.

Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la producibilidad y la recuperación es la viscosidad del petróleo.

Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo. No existe ninguna relación estándar entre densidad y viscosidad, pero los términos “pesado” y “viscoso” tienden a utilizarse en forma indistinta para describir los petróleos pesados, porque los petróleos pesados tienden a ser más viscosos que los petróleos convencionales. La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 centipoise (cP) [0.001 Pa.s], la viscosidad del agua, y aproximadamente 10 cP [0.01 Pa.s]. La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre menos de 20 cP [0.02 Pa.s] y más de 1,000,000

<sup>28</sup> ECOPETROL. [actualizado en 2014]. Disponible en: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)

Cp [1,000 Pa.s]. El hidrocarburo más viscoso, el bitumen, es un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta.

Como el petróleo pesado es menos valioso, más difícil de producir y más difícil de refinar que los petróleos convencionales, surge la pregunta acerca del porqué del interés de las compañías petroleras en comprometer recursos para extraerlo.

La primera parte de la respuesta, que consta de dos partes, es que, ante la coyuntura actual, muchos yacimientos de petróleo pesado ahora pueden ser explotados en forma rentable. La segunda parte de la respuesta es que estos recursos son abundantes. El total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 9 a 13 x 10<sup>12</sup> (trillones) de barriles [1.4 a 2.1 trillones de m<sup>3</sup>]. El petróleo convencional representa sólo un 30% aproximadamente de ese total, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y bitumen.

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

## 1.6. VISCOSIDAD DE LOS CRUDOS PESADOS

La Viscosidad es una propiedad que indica la facilidad con que un fluido fluye cuando se le aplica una fuerza externa, es decir, es una medida de tendencia a resistir el esfuerzo de corte. Todos los cuerpos, ya sean líquidos, sólidos o gases, ofrecen resistencia a la deformación o al desplazamiento entre porciones de su cuerpo.

La viscosidad es función del estado de las propiedades del fluido, por esta razón se deben tener en cuenta para determinar el método más económico y apropiado para transportar el crudo pesado. Estas propiedades son:

- **Temperatura:** La viscosidad de los líquidos es muy sensible a los cambios de temperatura. A medida que la temperatura aumenta disminuye la viscosidad.
- **Presión:** En el flujo por oleoductos, se consideran de menor importancia los efectos de la presión sobre la viscosidad, debido a que los cambios de presión entre las estaciones de bombeo no son significativos. La presión está limitada por la resistencia de la tubería, por lo tanto, es un parámetro establecido.

- **Velocidad de deformación:** Afecta la viscosidad según el tipo de fluido. Los fluidos Newtonianos<sup>29</sup> son aquellos en los que la viscosidad se afecta por los cambios de temperatura y presión, por lo tanto, cuando estas propiedades permanecen constantes la viscosidad también, a cualquier gradiente de velocidad que se encuentre sometido el fluido. Los fluidos no - Newtonianos son aquellos en los que la viscosidad varía con la velocidad de deformación.

### 1.6.1. Viscosidad absoluta o dinámica

Es la medida de la resistencia de un fluido al esfuerzo de corte o a la deformación angular. Las fuerzas de fricción de un fluido resultan del intercambio de cohesión y momentum entre las moléculas del fluido. La unidad en el sistema CGS es el poise. La viscosidad de un fluido puede medirse por un parámetro dependiente de la temperatura llamado coeficiente de viscosidad o simplemente viscosidad, designado como  $\eta$  o  $\mu$ . En unidades en el Sistema Internacional:  $[\mu] = [\text{Pa}\cdot\text{s}] = [\text{kg}\cdot\text{m}\cdot\text{s}^{-1}]$ . En el sistema cegesimal es el Poise.  $1 \text{ poise} = 1 [\text{P}] = 10^{-1} [\text{Pa}\cdot\text{s}] = [10^{-1} \text{ kg}\cdot\text{s}^{-1}\cdot\text{m}^{-1}]$ .

### 1.6.2. Viscosidad cinemática

Designado como  $\nu$ , resulta el cociente entre la viscosidad dinámica y la densidad del fluido.

A diferencia de la viscosidad dinámica, la viscosidad cinemática en los gases varía fuertemente con la presión. En el sistema inglés, la unidad es  $\text{ft}^2/\text{s}$  y en el sistema métrico se define como el Stokes y es equivalente a  $\text{cm}^2/\text{s}$ .

### 1.6.3. Medición de la Viscosidad

Para medir la viscosidad absoluta de fluidos, especialmente gases y vapores, se requieren elaborados equipos y una habilidad experimental considerable. Por otra parte, un instrumento más simple llamado viscosímetro, puede ser usado para medir la viscosidad cinemática de los crudos y otros líquidos viscosos. La viscosidad de

---

<sup>29</sup> WIKIPEDIA. Fluido newtoniano. [en línea] [actualizado el 06 de julio de 2016]. Disponible en: [https://es.wikipedia.org/wiki/Fluido\\_newtoniano](https://es.wikipedia.org/wiki/Fluido_newtoniano)

los crudos se mide generalmente por el registro del tiempo requerido para un volumen dado de fluido a una temperatura constante para fluir por un pequeño orificio a dimensiones estándar.

Algunos procedimientos empíricos como los sistemas *Saybolt Universal*, *Saybolt Furol* y el *Termoviscosímetro Saybolt*<sup>30</sup> son remplazados por los sistemas cinemáticos en los estados unidos.

La viscosidad cinemática se determina midiendo el tiempo para un volumen fijo de líquido que fluye por gravedad a través un tubo capilar de cristal calibrado cinemáticamente, a una temperatura controlada de manera muy precisa. La viscosidad cinemática es el producto de la medición del tiempo de flujo y de la constante de calibración del viscosímetro cinemática. La constante de calibración se obtiene midiendo el tiempo de flujo de un aceite a una viscosidad estándar a través del viscosímetro a una temperatura precisa.

#### **1.6.4. Relación viscosidad – temperatura**

La viscosidad de un líquido decrece con el aumento en la temperatura, al aumentar la temperatura del crudo se disminuye su viscosidad debido al incremento de la velocidad de las moléculas y, por ende, a la disminución de su fuerza de cohesión y disminución de la resistencia molecular. Por lo tanto, la temperatura a la que las mediciones de viscosidad se realizan, también se deben incluir a la hora de informar los datos de viscosidad.

Los crudos relativamente medianos poseen una estructura molecular más estable a cambios de temperatura que la de los crudos pesados. Mientras más viscoso sea un crudo, posee una estructura más inestable que puede ser alterada fácilmente por cambios mínimos de temperatura. Generalmente se puede alcanzar una reducción superior al 90% al incrementarse la temperatura de los crudos en 100 °F, a partir de la temperatura ambiente.

### **1.7. CARACTERÍSTICA DEL CRUDO DE MANSOYA 1**

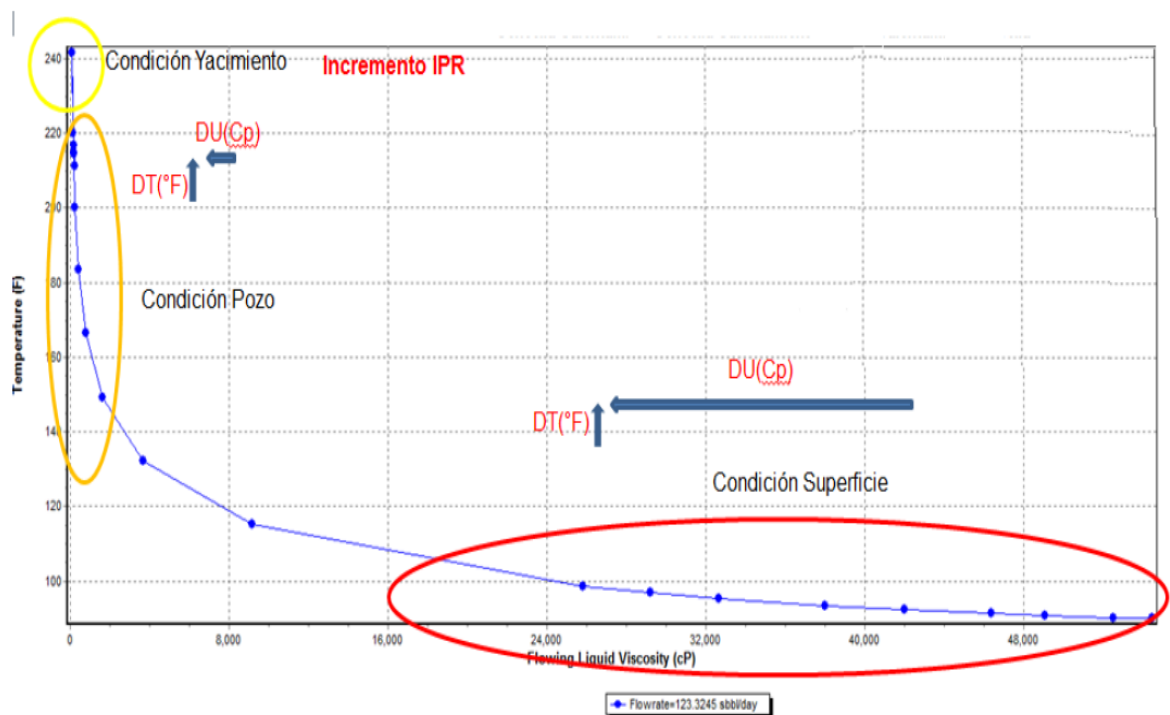
El pozo Mansoya 1 tiene una producción promedio de 280 Barriles de crudo de la formación Villeta N, el cual tiene una gravedad API promedio de 15 grados y un BS&W que varía entre 1% y 5 %. Dicho fluido presenta grandes dificultades para su

---

<sup>30</sup> HERNÁNDEZ, Juan Manuel. Viscosímetro Saybolt. Instituto Tecnológico León, 14 de febrero de 2015. Disponible en: <http://html.rincondelvago.com/viscosimetro-saybolt.html>

desplazamiento hacia la estación debido a su alta viscosidad. El comportamiento del fluido en fondo es Newtoniano (182cp, 230°F y 4547psi) y visco elástico en superficie (160.000 cp, 80°F, 14-7 psi, punto de fluidez @70 °F), (ver figura 6). Por esta razón se hace necesario la implementación de un sistema de calentamiento que incremente la temperatura del crudo para lograr reducir su viscosidad, mejorar su movilidad, y a su vez optimizar el tratamiento de deshidratación del crudo en los procesos mecánicos o físicos de la instalación. Actualmente el crudo de venta no cumple con las especificaciones requeridas para su comercialización, en los parámetros de BS&W y contenido de Sal.

**Figura 6.** Característica Crudo Mansoya 1



## 2. RECOLECCION Y MANEJO DE CRUDO PESADO

Uno de los mayores inconvenientes que presentan los crudos pesados es su recolección a través de tuberías. El problema radica fundamentalmente en las altas viscosidades de éstos. Debido a las propiedades de este tipo de crudo, se hacen necesarias diversas condiciones para poder llevar el crudo de un punto a otro.

Son necesarios altos diferenciales de presión para bombear el crudo, lo que acarrea alta energía de las bombas y poca distancia entre ellas para el manejo de altas cantidades de estos. Esto nos da la necesidad de encontrar la manera más eficiente y económica para poder obtener unas condiciones reológicas<sup>31</sup> óptimas de transportar estos crudos.

Algunos de los métodos para transportar crudos pesados que han sido utilizados hasta el momento son:

- Precalentar el crudo a una temperatura alta, de tal manera que le permita alcanzar su destino a una estación intermedia antes de enfriamiento a una temperatura por debajo de su punto de fluidez. La tubería puede o no estar aislada.
- Calentar tanto el crudo como la línea por algún método, tal como calentamiento eléctrico o con vapor (**Cable calentador**).
- Inyectar agua para formar una capa entre la pared de la tubería y el crudo.
- Mezclar agua con el crudo para formar una emulsión.
- Diluir el crudo con aceite más ligero, aceite refinado o con solvente.
- Modificar el punto de fluidez. Realizando un ciclo especial de calentamiento/enfriamiento para reducir el punto de fluidez y reducir también la viscosidad.
- Disminuir el punto de fluidez. Para algunos crudos de alto punto de fluidez es necesario depresores de punto de fluidez. Procesando estos crudos antes de enviarlos por la tubería puede cambiar su estructura ceroso-cristalina y rebajar su punto de fluidez.
- Realizar un proceso de Viscorreducción, esencialmente es un proceso moderado de craqueo térmico. Este puede realizarse a todo el crudo o a una porción de este.
- Realizar un proceso de hidrogenación; este consiste en la adición de hidrogeno o de hidrocarburos de peso molecular ligero para formar componentes livianos y reducir así su viscosidad.
- Combinación de los métodos anteriores.

---

<sup>31</sup> SCHLUMBERGER LIMITED. Propiedad Reológica, Fluidos de perforación. En: Oilfield Glossary. [actualizado en 2016]. Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/rheological\\_property.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/rheological_property.aspx)

Cada uno de estos métodos tiene sus ventajas e inconvenientes. Factores como la localización geográfica, la disponibilidad de materiales y equipos, los requerimientos de tubería, mantenimiento, los costos de operación y requerimientos de calidad del crudo, influyen en la elección del método a implementar para el transporte del crudo por tuberías.

Los principales métodos o tecnologías que han tenido mayor aplicación son:

- Dilución: esta puede ser con crudos livianos o con productos derivados del crudo.
- Calentamiento: este puede realizarse al crudo, a la tubería o a ambos.
- Transporte con agua: puede ser por medio de emulsiones o mediante de la técnica de flujo anular-corazón.
- Procesos de refinado o *Up grading*<sup>32</sup>.

## **2.1. CARACTERÍSTICAS QUE DEBE TENER UN CRUDO PESADO PARA SER RECOLECTADO POR TUBERÍA**

Si bien factores tales como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan cómo se comportará un yacimiento, la densidad y la viscosidad del petróleo son las propiedades que dicta el enfoque de producción que tomará una compañía petrolera. Los petróleos densos y viscosos denominados petróleos pesados, presentan retos de producción y tratamiento especial pero no insuperables.

Usualmente las reservas de crudo pesado no son tenidas en cuenta como recurso energético, debido a las dificultades y costos asociados con su producción, recolección y transporte.

La mayoría de las reservas de petróleo, hoy en día aún sin explotar, se encuentran en áreas remotas de difícil acceso con limitaciones para la construcción de infraestructura e instalaciones de tratamiento.

La problemática de recolectar y transportar los crudos pesados por oleoducto, se presenta en las altas viscosidades que los caracterizan dificultando la movilidad de los mismos. Estas razones implican altos consumos de energía o grandes

---

<sup>32</sup> GUERRERO, Adriana; VACA, Luis Eduardo. Mejoramiento (Upgrading) de crudos pesados y extrapesados por inyección de vapor sobrecalentado y catalizadores en oleoductos (Tubería). Trabajo de grado de ingeniero químico. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físico-químicas. Escuela de Ingeniería Química, 2007. Disponible en: <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/6298/2/124221.pdf>

inversiones en tubería por la dimensión de los diámetros que requiere. Sin embargo, existen más de 6 trillones de barriles [1 trillón de m<sup>3</sup>] de petróleo en sitio atribuidos a los hidrocarburos más pesados, equivalente al triple de reservas combinadas de petróleo y de gas convencionales del mundo que merecen una atención más esmerada.

Los nuevos desarrollos necesitan de tecnologías capaces de transportar la producción directa de los pozos hacia facilidades centralizadas de tratamiento ubicadas a largas distancias, sin afectación ambiental considerable.

Se han realizado estudios con el fin de buscar alternativas convencionales y no convencionales para la recolección y transporte de crudo, desde los campos de producción a las refinerías o puertos de exportación que faciliten el flujo. Entre las tecnologías que han sido objeto de estudio se encuentran: dilución, calentamiento, emulsificación, flujo anularcorazón y también se analiza la posibilidad de realizar un mejoramiento del crudo pesado mediante la técnica de “*Up grading*”.

Las dos características más importantes que debe tener el crudo pesado para ser transportado a través de un oleoducto son:

- Temperatura por encima del punto de fluidez.
- Disminución de la Viscosidad para facilitar la movilidad del crudo pesado, con el objetivo de disminuir costos y los requerimientos de bombeo.

El punto de fluidez es la temperatura a la cual se cristalizan las partículas de cera en el aceite e impiden su flujo, es decir, la mínima temperatura a la cual el crudo fluye. A la temperatura del punto de fluidez el crudo se comporta como un material sólido, debido a esto, los crudos con alto punto de fluidez pueden perjudicar y hacer más difícil su transporte por tuberías.

## **2.2. TUBERÍAS PARA CRUDOS PESADOS**

Las tuberías que recolectan y transportan actualmente el crudo pesado en el mundo se clasifican en diferentes categorías.

- Tuberías de grandes diámetros y longitud que fueron diseñadas para crudos convencionales o ligeros.
- Tuberías de gran diámetro y longitud diseñadas para operar con crudos pesados.
- Tuberías de diámetro menor y de longitud más corta para propósitos especiales, diseñadas para crudos pesados.

Las tuberías clasificadas en la primera categoría son las de mayor aplicación debido al crecimiento continuo de la demanda de petróleo pesado y la declinación de las reservas de los crudos livianos, aprovechando así, las tuberías existentes.

### **2.3. NUEVAS TECNOLOGÍAS**

Con el fin de satisfacer la demanda de petróleo mundial, la industria cuenta con tecnologías eficientes para el transporte de aceite crudo pesado y extrapesado.

#### **2.3.1. Tecnologías de recolección de crudo pesado por tubería**

La recolección de crudo pesado requiere una viscosidad y fricción suficientemente bajas, para lograr que el diámetro de tubería y los requerimientos de bombeo sean económicamente óptimos. Existen varias tecnologías para lograr estas características, algunas de las cuales han sido implementadas en campo y otras que están en proceso de desarrollo.

Debido a que la viscosidad de los crudos es el factor más influyente en la recolección por oleoducto, se debe encontrar una alternativa económica y ambientalmente aceptable que reduzca la viscosidad del crudo. En el momento existen varias alternativas las cuales han sido aceptadas en la industria para este propósito, sin embargo, no existe una que dé solución definitiva al problema.

Estas tecnologías tienen como objetivo disminuir la viscosidad del crudo o disminuir la fricción con la tubería las cuales se describen a continuación:

- **Dilución**

Es uno de los métodos más antiguos y preferidos para reducir la viscosidad en crudos pesados. La dilución consiste en mezclar un crudo pesado con uno de mayor °API (condensados de gas natural o crudos ligeros); generando una disminución de la viscosidad y la densidad del crudo original.

La proporción de solvente de 20-30%, es a menudo suficiente para evitar altas caídas de presión o la necesidad de altas temperaturas, y, por ende, facilitar las operaciones de deshidratación y desalado. Sin embargo, esta técnica puede requerir inversiones sustanciales en el bombeo y tuberías, debido al aumento del

volumen de recolección-transporte y la necesidad de separar en algún momento el solvente.

Esta técnica tiene algunos retos:

- La relación crudo/solvente se ve afectada, cuando el crudo presenta cambios en su composición.
- Es importante determinar de antemano la proporción de solvente.
- Verificar los parámetros de medición de crudo, viscosidad de mezcla y compatibilidad entre los fluidos<sup>33</sup>.

#### *Antecedentes de la tecnología de la Dilución*

Zahan et al 2004, Yaghi y Al-Bemani (2002) encontraron que la mezcla de crudo extrapesado y crudo liviano (7:3) posee una viscosidad de 1000 y 300 cp a 303 y 323 K, respectivamente, en comparación con el aceite pesado original (15000 cp a 293K). Aquí la dilución se hizo con un crudo ligero (29 API) y la necesidad de calentar a 323 K hace que este enfoque sea algo costoso. En campo, la dilución de crudo pesado de hecho reduce la viscosidad, pero otros problemas siguen sin resolverse, como lo son los asfáltenos y los depósitos de parafinas.

Van den Bosch y Schrijvers (2006) propusieron el método dilution-upgrading el cual se basa en la producción in situ de un solvente a través de separación, destilación y craqueo térmico de una parte de la alimentación de aceite pesado, para producir uno o más fracciones ligeras, o uno o más fracciones pesadas. La alimentación de aceite pesado se divide en dos, una parte se envía al proceso antes mencionado y la otra se diluye con una mezcla de todas las fracciones ligeras del petróleo pesado procesado, mientras que las fracciones pesadas obtenidas se utilizan para generar calor y/o potencia. Así, un crudo sintético se forma para ser transportado a través de tubería, el cual es más fácil de refinar y presenta menos problemas de estabilidad. Este mismo principio de Upgrading parcial es sugerido por Myers et al (2000), aquí la hidroconversión<sup>34</sup> del crudo permite alcanzar una viscosidad entre 60 y 250 cp a 313 K, y una dilución adicional con nafta o condensado que minimiza la viscosidad a 40-50 cp., sin embargo, este proceso está limitado por el lugar y la necesidad de infraestructura de refinación en plataformas offshore.

---

<sup>33</sup> MARTÍNEZ, R.; MOSQUERA, M.; ZAPATA, B.; JUÁREZ, E.; HUICOCHEA, C.; CLAVEL, J. and ARBURTO, J. "Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review". In: Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 75, 2011, p 274-282.

<sup>34</sup> GONZÁLEZ, H.; RAMÍREZ, E.; RAMÍREZ, J.; RICO, J. L.; LARA, J. Estudio comparativo de la hidroconversión de aromáticos C8 sobre catalizadores Pt/mordenita y Pt/SiO<sub>2</sub>-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. En: Revista Mexicana de Ingeniería Química, vol. 5, núm. 1, noviembre, 2006, pp. 157-165. Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=62009925>

Lqbal et al (2006) presentan una variedad de esquemas que pueden permitir el transporte y proceso del crudo pesado con diferentes contenidos de sal, agua, acidez y gravedad API menor a 15. Los autores proponen un enfoque integrado para el proceso *dilution- upgrading-transportation* lo que reduce los requisitos de capital inicial y costos operativos.

En primer lugar, la dilución del aceite pesado se hace con hidrocarburo líquido ligero en proporción 1:10; la mezcla se transporta a través de tubería a una unidad de desasfaltado con disolvente que pueda estar en un lugar remoto. El proceso de desasfaltado produce una fracción de asfaltenos, una fracción de aceite desasfaltado esencialmente libre de asfaltenos que está listo para el refinado adicional, y la fracción de disolvente que puede ser recuperado y reciclado como el disolvente de extracción, o devuelto para la dilución de aceite pesado.

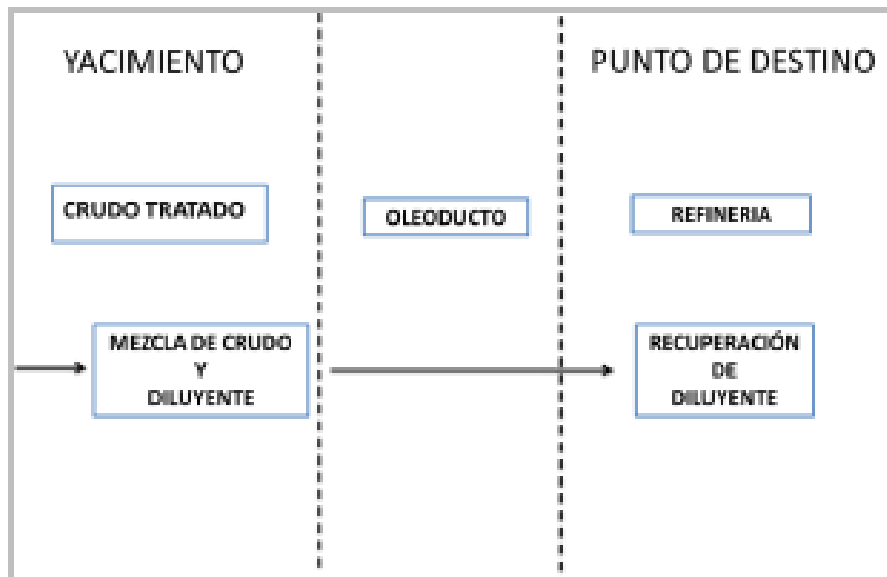
De la misma manera, un método simple de transporte alternativo para los aceites pesados fue desarrollado por Argilier et al (2006). Aquí, los asfaltenos son precipitados por nalcenos y reincorporados al aceite para obtener una suspensión, es decir, una suspensión de partículas no coloidales con baja viscosidad que fluidizan el aceite. Teniendo en cuenta que la estructura del aceite pesado se comporta como una suspensión coloidal viscosa, la precipitación de asfaltenos tendrá un efecto definitivo en su viscosidad. El cambio resultante de la morfología del crudo en forma de suspensión, en realidad conduce a una disminución de la viscosidad.

Desde un punto de vista económico, cualquier mejora en la eficiencia de dilución será beneficiosa para el proceso, reduciendo la cantidad de disolvente para obtener una viscosidad aceptable. Por esta razón la investigación se debe encaminar para encontrar otros solventes más eficientes.

Henaut et al. (2007) proponen el uso de dimetil éter (DME) bajo presión como solvente para ajustar la viscosidad y reducir la caída de presión en la tubería. Además, la recuperación de DME en la refinería, en comparación con otros solventes, es mucho más fácil. Otros solventes que están siendo investigados como los alcoholes, es decir el pentanol, es doblemente eficaz para reducir la viscosidad del aceite pesado en comparación con queroseno, debido a las interacciones de enlace de hidrógeno con los grupos hidroxilo que incluyen algunos de los asfaltenos. A mayor es la polaridad o el parámetro de enlace de hidrogeno del solvente, mayor será la reducción de la viscosidad relativa del crudo diluido. No obstante, si el solvente posee gran cantidad de enlaces de hidrogeno, es generalmente más viscoso que los hidrocarburos. Solo los solventes con pocos enlaces de hidrogeno dan una reducción significativa de la viscosidad al crudo diluido (Gateau et al., 2004).

La nafta y los crudos livianos son una interesante alternativa a la utilización de condensados de gas natural, debido a su alta gravedad API y eficiencia en la dilución de crudo pesado. No obstante, la mezcla pueda alterar la estabilidad de los asfáltenos provocando su floculación y precipitación, por ende, también obstrucción en las tuberías. En este punto se detalla la técnica de transporte por dilución. (ver figura 7).

**Figura 7.** Transporte por dilución y recuperación del diluyente



**Fuente:** DOMÍNGUEZ, J.C.; Transporte de crudo pesado a través de oleoducto, Evaluación de diferentes tecnologías. En: Ingeniería Química No.465, 2008, p. 54-65.

Se necesitan más estudios a fin de comprender la floculación de asfáltenos, así como la cristalización y deposición de parafinas. Por lo tanto, se debe considerar también que la mezcla de aceite puede alcanzar un precio de venta inferior a las fracciones ligeras utilizadas como solvente. En consecuencia, una evaluación económica es necesaria a fin de evaluar la viabilidad financiera del proceso.

#### *Desarrollo de la tecnología de recolección por dilución con solvente*

Esta tecnología consiste en mezclar crudo pesado con hidrocarburos medianos, livianos o con cortes de petróleo como querosén o nafta, en una proporción tal que permita su movimiento a través de tuberías en condiciones económicamente

aceptables, esto es: diluirlo hasta conseguir una mezcla operacionalmente manejable desde el punto de vista de su fluidez. Para que esto suceda habrá que determinar la calidad y cantidad de diluyente necesario para conseguir la mezcla buscada.

La dilución es una opción que facilita la recolección del crudo pesado a temperatura ambiente. La mezcla presenta un comportamiento de fluido Newtoniano, debido a la reducción de la viscosidad del crudo con hidrocarburos menos viscosos, por ejemplo, crudos más livianos, Nafta, Kerosene o condensados.

### *Principales Razones para el Uso de Diluyente en la Producción*

Una de las principales razones para usar diluyente, es obtener una mezcla con una viscosidad que permita su bombeo a través de líneas de superficie, equipos de tratamiento y oleoductos. Para el uso de un diluyente, se puede señalar lo siguiente:

- Una disminución en la viscosidad de un crudo permite incrementar el grado de efectividad del proceso de transporte.
- La reducción de viscosidad también facilita el paso del fluido a través de: válvulas, equipos de medición y otros.

### *Desventajas de Usar Diluyente*

- Generalmente tanto los diluyentes como su transporte y almacenamiento son costosos.
- Es necesario contar con fuentes seguras de abastecimiento del diluyente y en las cantidades requeridas.
- Es fundamental contar con un sistema de inyección de diluyente que posea bombas, líneas, múltiples, equipos de medición, control y otros. Esto resulta en un gasto inicial y de mantenimiento considerable.

### *Elección del Diluyente*

El diluyente se determina teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Diámetro del oleoducto.
- Número de estaciones de bombeo.
- Calidad de la mezcla y del diluyente.

- Aumento de la tasa de flujo en la vida útil del proyecto.
- Disponibilidad y costo del diluyente.
- Calidad y espesor del material de la tubería.
- Análisis económico, donde se incluyan todas las opciones técnicamente factibles.

#### *Dilución con crudos livianos*

Es una alternativa viable cuando se tiene la disponibilidad de volúmenes suficientes de diluyente. Reduce la viscosidad del crudo pesado, permitiendo que sea bombeado a través del oleoducto. Considerando las limitaciones del equipo en general (Presión máxima de operación de la tubería y la presión de descarga de la bomba).

Las desventajas de diluir con crudos livianos son:

- Compatibilidad con los asfáltenos.
- Disponibilidad del crudo liviano.
- Disminución en la capacidad de flujo de crudo a través del oleoducto. Algunas veces la fracción en volumen del diluyente requerido para alcanzar una viscosidad aceptable es >30%.
- Altos costos.

#### *Dilución con Nafta*

En los últimos años, se ha incrementado la utilización de derivados del petróleo como diluyentes. La refinación del petróleo ha sido capaz de producir hidrocarburos con alto grado de pureza, logrando la manufactura de diluyentes industriales con propiedades requeridas por la industria.

La Nafta es un derivado del petróleo. Su mayor uso es como diluyente o adelgazante. Esta se convierte en una alternativa interesante para el transporte de crudo pesado, debido a la alta gravedad API y a la compatibilidad con los asfáltenos.

Las desventajas de diluir con Nafta son:

- Disponibilidad debido a que algunas reservas de crudo pesado están localizadas en áreas remotas.
- Altos costos.
- Disminución en la capacidad de flujo de crudo a través del oleoducto.

### *Proceso de dilución del crudo pesado*

El proceso de la mezcla del crudo con el diluyente es relativamente simple y puede llevarse a cabo de diversas maneras, por ejemplo, mediante la mezcla de los componentes en un tanque en forma de proceso por lotes o por mezcla de componentes en línea de manera simultánea. Los productos mezclados deben cumplir con las especificaciones deseadas, se pueden instalar analizadores de corriente para proporcionar control de la regeneración de los aditivos y mezcla de corrientes.

### *Viscosidad de la mezcla*

El principal propósito de la mezcla de crudos es reducir la viscosidad del crudo original, por tal razón, la mezcla se debe hacer con diluyentes o con un crudo que tengan una viscosidad menor.

Los diluyentes más usados en el transporte de crudo pesado son: crudos livianos, nafta, condensados, gasolina natural, entre otros. La viabilidad económica del método depende de la disponibilidad del diluyente en los alrededores del crudo a tratar.

La relación existente entre la viscosidad del crudo diluido y la fracción en volumen del disolvente es de forma exponencial; por esta razón el método de dilución es muy eficiente<sup>35</sup>.

La predicción de la viscosidad resultante de la mezcla de dos o más crudos, históricamente ha sido considerada un problema bastante complejo, por tal razón resulta de gran importancia tener conocimiento de las viscosidades de la composición de mezclas de crudos para poder dar solución a muchos problemas ingenieriles. No obstante, cada uno de los componentes de la mezcla debe cumplir con unos parámetros de operación previamente establecidos como temperatura, viscosidad y volumen, para poder ser mezclados, y por consiguiente que la mezcla resultante sea apta para el transporte y tratamiento.

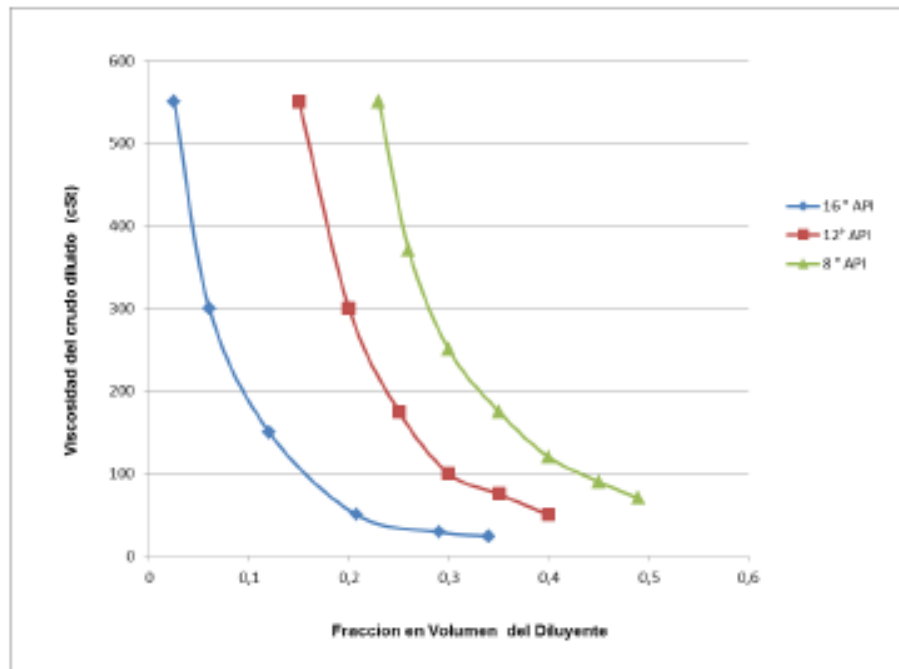
El criterio que se utiliza para la predicción de viscosidad de mezclas, es la tendencia de la curva de viscosidad vs. Composición (ver figura 8) a temperatura y presión constante. Esta curva permite determinar si una mezcla líquida binaria es ideal o no. Una mezcla ideal, es aquella en la que el volumen, la energía interna y la entalpía

---

<sup>35</sup> GUEVARA, E., GONZALEZ, J. and NUÑEZ, G. Highly viscous oil transportation methods in the Venezuela oil industry. In: Proceedings of the 15th World Petroleum Congress, John Wiley and Sons, London, 1998, 495-501.

de la mezcla son igual a la de los componentes puros por separado. La tendencia de la curva depende en gran medida de los componentes líquidos. Las mezclas ideales exhiben una tendencia a la linealidad, por el contrario, las mezclas no ideales, muestran tendencias a la no linealidad y pueden exhibir un máximo o un mínimo y en ocasiones las dos.

**Figura 8.** Influencia de la fracción del diluyente en la viscosidad de la mezcla.



**Fuente:** SANIERE, A, HÉNAUT, I, and ARGILLIER, J-F. Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge. En: Oil & Gas Science and Technology. Vol. 59, 2004, p. 455-466

## 2.4. CALENTAMIENTO DEL CRUDO

La clave para mover los crudos pesados es reducir su viscosidad, y eso se hace mejor mediante calentamiento, durante este proceso se incrementa la temperatura del crudo con el fin de disminuir su viscosidad para lograr que fluya más fácilmente, la temperatura hasta la que se debe llevar el fluido no debe exceder los 200 F, para evitar que los pocos livianos que se encuentran presentes en ellos se desprendan (gasificación), dificultando así su transporte y además disminuyendo su valor, la temperatura óptima se calcula de acuerdo con la longitud de la tubería y características de la misma.

El crudo, al moverse por la tubería pierde calor, por lo que, la temperatura cae incrementando la viscosidad y la caída de presión. Otra forma es calentar tanto la tubería como el crudo, por medio de vapor o por algún sistema eléctrico.

#### **2.4.1. Métodos de tratamiento para la deshidratación**

Dependiendo del tipo de aceite y de la disponibilidad de recursos se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo: Químico, térmico, mecánico y eléctrico. En general, se usa una combinación de los métodos térmicos y químicos con uno mecánico o eléctrico para lograr la deshidratación efectiva.

El tratamiento químico consiste en aplicar un producto desemulsionante sintético denominado en las áreas operacionales de la industria petrolera como “química deshidratante”, el cual debe ser inyectado tan temprano como sea posible a nivel de superficie o en el fondo del pozo. Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo. La inyección de desemulsionante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba.

El tratamiento por calentamiento consiste en el calentamiento del crudo mediante equipos de intercambio de calor, tales como calentadores de crudo y hornos.

El tratamiento mecánico se caracteriza por utilizar equipos de separación dinámica que permiten la dispersión de las fases de la emulsión y aceleran el proceso de separación gravitacional. Entre ellos se encuentran los tanques de sedimentación llamados comúnmente tanques de lavado.

Para el tratamiento eléctrico se utilizan equipos denominados deshidratadores electrostáticos, y consiste en aplicar un campo eléctrico para acelerar el proceso de acercamiento de las gotas de fase dispersa.

La selección y preparación del tipo de desemulsionante debe coincidir con el recipiente de tratamiento de la emulsión. Los tanques de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren desemulsionantes de acción lenta. Por otro lado, los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos) requieren desemulsionantes de acción muy rápida. Problemas como precipitación de parafinas en climas fríos, incremento de sólidos, adición de compuestos químicos para estimulación de pozos, pueden requerir el cambio del desemulsionante inyectado en línea.

## 2.4.2. Acción de la química deshidratante

Diferentes estudios (Salager 1987) han demostrado que el mecanismo físico-químico de acción de los agentes deshidratantes o desemulsionantes está asociado a la formulación óptima del sistema ( $SAD = 0$ , siendo SAD la Diferencia de Afinidad del Surfactante).

La formulación óptima se define básicamente como un estado de equilibrio entre las afinidades del surfactante para la fase acuosa y para la fase oléica. Se han determinado cuantitativamente los efectos de las diferentes variables de formulación (salinidad, ACN, EON, WOR, temperatura, entre otras) sobre el equilibrio hidrofílico/lipofílico entre el surfactante y su ambiente físico-químico (Salager 1999, Salager et al., 1979 a, b, c).

En un sistema surfactante-agua-aceite, la formulación óptima se logra cuando en un barrido unidimensional de cualquier variable de formulación, el sistema presenta una tensión interfacial mínima o ultra-baja, acompañada en general de la aparición de un sistema trifásico en el cual la mayor parte del surfactante está en la fase media. Para el caso de emulsiones agua en crudo es poco corriente poder observar tal sistema trifásico y la inestabilidad se detecta por el progreso de la coalescencia y la evolución de la tensión interfacial dinámica.

Para conseguir esta condición en una emulsión W/O que ya contiene un surfactante lipofílico (modelo de los surfactantes naturales en el crudo), se debe añadir un surfactante hidrofílico de peso molecular promedio o bajo (modelo agente deshidratante) de manera que el parámetro característico de la mezcla produzca una emulsión inestable (Salager 1987 b). La formulación óptima es independiente de la concentración de surfactante y de la cantidad de la fase media, el surfactante es atrapado en una microemulsión (Antón y Salager 1986).

Por lo general, los desemulsionantes comerciales son mezclas de varios componentes que tienen estructuras químicas diferentes y materiales poliméricos, así como una amplia distribución de peso molecular. Están conformados por un 30 a 50% de materia activa (surfactantes) más la adición de solventes adecuados, tales como nafta aromática y alcoholes.

Entre los más utilizados están los copolímeros bloques de óxido de etileno y de óxido de propileno, las resinas alquil-fenol formaldehidas, las poliaminas, alcoholes grasos, aminas oxialquiladas y poliesteramianas y sus mezclas. En la tabla 1 se presentan algunos de los productos surfactantes utilizados como agentes deshidratantes para romper emulsiones W/O.

Estos surfactantes tienen tres efectos fundamentales una vez adsorbidos en la interfase agua-aceite: uno es la inhibición de la formación de una película rígida, otro el debilitamiento de la película volviéndola compresible y el más importante, el cambio en la formulación del sistema para alcanzar la condición de SAD = 0.

**Tabla 1.** Historia del uso de deshidratantes

Periodo	Dosificación(ppm)	Tipo de Quimica
1920	1.00	Jabones, sales de acidos naftenicos, aromaticos y alquilaromaticos, sulfanatos, aceite de castor sulfatado
1930	1.00	Sulfanatos de petroleo, esterres de acidos sulfosuccinicos, di-exposicos
Desde 1935	100 - 500	Acidos grasos etoxilados, alcoholes grasos y alquilfenoles
Desde 1950	100.00	Copolimeros bloques de oxido de etileno/oxido de propileno EO/PO, resinas palquilfenol formaldehidas + EO/PO y modificaciones
Desde 1965	30 - 50	Aminas oxialquiladas, polianimadas
Desde 1976	10 - 30	Oxialquilados, resinas p-alquilfenol formaldehidas ciclicas y modificaciones complejas
Desde 1986	5-20	Poliesteraminas y sus mezclas

**Fuente:** MARFISI, Jean; SALAGER, Shirley. Tratamientos Deshidratación de Crudo Parte 2. Universidad de los Andes. [consultado el 30 de julio de 2015]. Disponible en: <https://www.estrucplan.com.ar/Producciones/imprimir.asp?IdEntrega=3117>

### 2.4.3. Aspectos prácticos y tecnológicos

#### *Aplicación del mapa de formulación a la deshidratación de crudos*

En la historia de un pozo ocurre en general un aumento paulatino del porcentaje de agua producida. Uno de los problemas más severos es el aumento de viscosidad de las emulsiones W/O con el contenido de agua, el cual provoca problemas de bombeo y de reducción de la producción.

Para encontrar solución a este problema conviene estudiar la influencia de las variables de composición conjuntamente con la de la variable generalizada de formulación SAD ó HLD. A tal efecto se usan sistemas modelos compuestos por un ternario surfactante-aceite-salmuera.

Tales sistemas poseen dos variables independientes de composición, las cuales se expresan en general, como la concentración de surfactante y la relación agua-aceite WOR (Salager 1987a).

La concentración del surfactante tiene una influencia general bien definida (Anderéz 1984). Debajo de una cierta concentración "crítica" no hay suficiente surfactante en el sistema para estabilizar una emulsión. Al contrario, el WOR tiene un efecto más difícil de entender, ya que éste se combina con el de la formulación. Se sabe (Becher 1977; Lissant 1974) que un aumento del contenido de agua de una emulsión W/O (formulación SAD > 0) termina siempre por invertirse en una emulsión O/W cuando el porcentaje de agua llega a 70-80%.

El mapa bidimensional de formulación-composición (por ejemplo, SAD-WOR) es extremadamente útil para explicar el papel de la química deshidratante cuando se añade a la mezcla agua-crudo en el fondo de pozo antes de la formación de la emulsión (Salager 1987a).

Para tratar un sistema susceptible de producir una emulsión W/O estable ubicada en B+ ó A+ (SAD > 0) por efecto de los surfactantes naturales, basta añadir un surfactante hidrofílico disuelto en una fase aceite, de manera tal que al combinarse con los surfactantes naturales produzca SAD = 0 o SAD levemente negativo, como se muestra en la figura 11, caso 1. En tales condiciones, se obtendrá una emulsión W/O inestable.

Si al mismo sistema se añade un surfactante hidrofílico disuelto en una cantidad notable de agua, de forma que el SAD resultante sea cero en la frontera A+/A- ó levemente negativo en A-, se obtendrá una emulsión O/W inestable, figura 11 caso 2. Este puede ser mejor que el caso 1 si el crudo es viscoso, ya que la emulsión W/O puede ser difícil de bombear.

Si se añade un surfactante hidrofílico y agua en cantidades suficientes para producir SAD < 0 en la zona A-, se puede obtener una emulsión O/W estable, figura 8 caso 3, lo que puede ser interesante para ciertos tipos de aplicaciones, como es el caso de transporte de crudos pesados (Grosso et al., 1984) ó la producción de emulsiones combustibles.

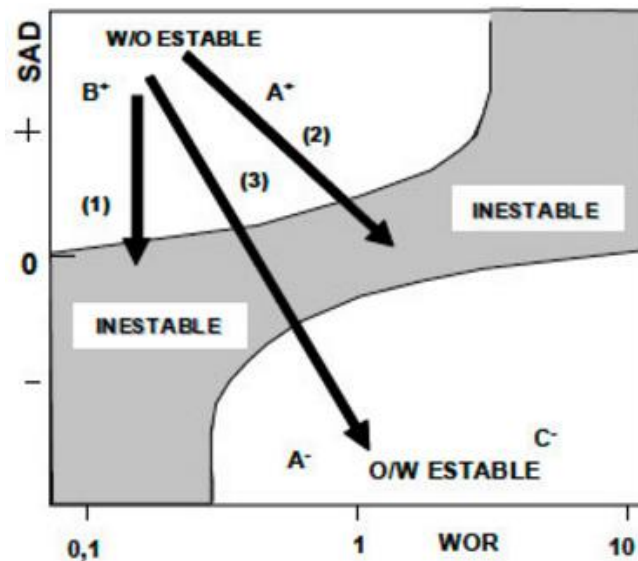
En la mayoría de los casos el problema es diferente y consiste en añadir la química deshidratante a una emulsión ya estabilizada por surfactantes naturales. En lo que concierne a la deshidratación, el cambio de B+ (SAD > 0) al límite de B+/B- (SAD = 0) ó a B- (SAD < 0 cerca de cero), y el cambio de B+ ó A+ al límite A+/A- (SAD = 0) ó a A- (SAD < 0) producen esencialmente los mismos efectos que para un sistema pre-equilibrado.

Con el objeto de que la analogía se aplique a sistemas crudo/agua es necesario que se cumpla la regla de mezcla entre los surfactantes naturales y la química

deshidratante y, por otra parte, que el agente deshidratante pueda migrar rápidamente a la interfase para combinarse con los surfactantes naturales. Este último requisito implica que el agente deshidratante se incorpore al sistema en un vehículo solvente miscible con la fase externa de la emulsión que se ha de romper (Salager 1987 a).

**Figura 9.** Utilización del mapa de formulación – WOR para el tratamiento de emulsiones de campo tipo W/O

- (1) Deshidratación,
- (2) Desalación,
- (3) Producción de emulsiones O/W estables.



**Fuente:** MARFISI, Jean; SALAGER, Shirley. Tratamientos Deshidratación de Crudo Parte 2. Universidad de los Andes. [consultado el 30 de julio de 2015]. Disponible en: <https://www.estrucplan.com.ar/Producciones/imprimir.asp?IdEntrega=3117>

### *Pruebas de botella*

Los desemulsionantes deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. Los rangos de dosificación pueden variar de 10 a 1.000 ppm, aunque generalmente con un buen deshidratante se utilizan 10 a 100 ppm.

Generalmente los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros. El exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento, puede estabilizar aún más la emulsión directa W/O o producir emulsiones inversas O/W.

Debido a que los agentes desemulsionantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación, seleccionar el desemulsionante más adecuado es un arte. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como Pruebas de botella, las cuales se han estandarizado como técnica de selección de estos productos en los laboratorios de la industria petrolera.

Las pruebas de botella ayudan a determinar cuál química puede ser más efectiva para romper la emulsión de campo. Los resultados de esta prueba indican la menor cantidad de química necesaria para separar la mayor cantidad de agua de la emulsión W/O. Para el éxito de esta prueba se requiere seleccionar una muestra representativa de la corriente de producción de la emulsión, la cual debe reunir las siguientes características<sup>36</sup>:

1. Ser representativa de la emulsión a ser tratada.
2. Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y parafinas.
3. Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión.
4. Simular las mismas condiciones de agitación y calentamiento tanto como sea posible.

En la figura 10 se esquematiza el procedimiento para la aplicación de la prueba de botella, el cual consiste básicamente en preparar una serie de botellas graduadas y añadir 100 ml de la emulsión agua en crudo fresca o preparada en laboratorio, se dosifican diferentes concentraciones del producto deshidratante a cada botella dejando una botella sin deshidratante (botella patrón), se homogeniza la mezcla y se colocan las botellas en un baño termostático a la temperatura deseada. Cada 30 min se lee el volumen de agua coalescida y se observa la calidad de la interfase, del agua separada y de las paredes del tubo. Con esta data se construye la gráfica de Porcentaje de agua separada en función del tiempo, así como la gráfica de estabilidad, que permite conocer el tiempo necesario para separar  $\frac{1}{2}$  ó  $\frac{2}{3}$  del volumen de fase acuosa. Tales gráficas permiten determinar la eficiencia del deshidratante.

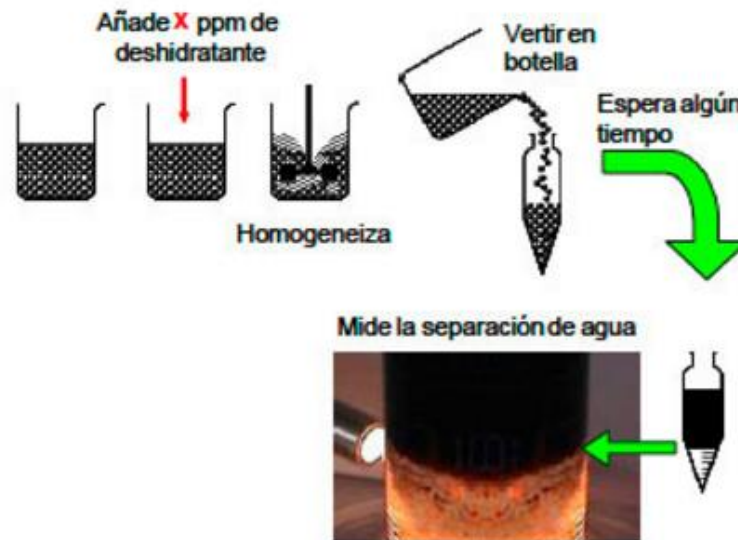
En la figura 11 se muestra el papel del deshidratante en una gráfica de estabilidad-formulación, siendo la variable de formulación el SAD (Diferencia de Afinidad del Surfactante). La situación inicial es una emulsión W/O estabilizada por surfactantes naturales y partículas autóctonas del crudo. La química deshidratante es una mezcla de surfactantes de carácter hidrofílico que se solubiliza en un solvente hidrocarbonado de tipo aromático para viajar por difusión y convección por la fase externa de la emulsión, es decir, el petróleo crudo, y adsorberse en la interfase de

---

<sup>36</sup> MARFISI, Jean; SALAGER, Shirley. Tratamientos Deshidratación de Crudo Parte 2. Universidad de los Andes. [consultado el 30 de julio de 2015]. Disponible en: <https://www.estrucplan.com.ar/Producciones/imprimir.asp?IdEntrega=3117>

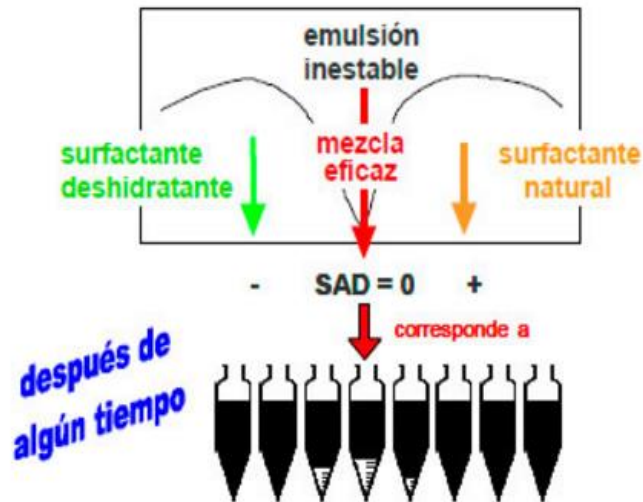
la gota de agua. Este deshidratante combina sus efectos con los del surfactante natural, obteniéndose una mezcla eficaz que hace la emulsión inestable.

**Figura 10.** Procedimiento para la realización de la prueba de botella



**Fuente:** MARFISI, Jean; SALAGER, Shirley. Tratamientos Deshidratación de Crudo Parte 2. Universidad de los Andes. [consultado el 30 de julio de 2015]. Disponible en: <https://www.estrucplan.com.ar/Producciones/imprimir.asp?IdEntrega=3117>

**Figura 11.** Acción del deshidratante dosificado en las pruebas de botella en un mapa de estabilidad-formulación



**Fuente:** MARFISI, Jean; SALAGER, Shirley. Tratamientos Deshidratación de Crudo Parte 2. Universidad de los Andes. [consultado el 30 de julio de 2015]. Disponible en: <https://www.estrucplan.com.ar/Producciones/imprimir.asp?IdEntrega=3117>

### *Medición de la estabilidad*

La única medida realmente absoluta de la estabilidad de una emulsión es la variación del número de gotas en función del tiempo. Tal información no se puede obtener experimentalmente sino mediante la variación de la distribución del tamaño de gota en el tiempo. Desde el punto de vista experimental, tal medición implica bien sea que se tome una muestra o que se diluya el sistema completo con un gran exceso de fase externa. El resultado del primer método depende considerablemente de la posición del muestreo y el segundo puede emplearse solo una vez porque altera el estado del sistema.

Por lo tanto, la estabilidad de una emulsión se relaciona en general con el volumen de las fases separadas. Después de algún tiempo, el sistema se separa típicamente en tres zonas: una zona central que contiene una nata o emulsión de alto contenido de fase interna y dos fases separadas: la interna (coalescida) y la externa (clarificada). Se ha demostrado recientemente que estos criterios dan resultados satisfactorios cuando se les da una buena interpretación (Salager 1999).

La figura 12 indica la fracción de volumen coalescido en función del tiempo. Esta curva posee una forma sigmoide, la cual es característica de un proceso con varias etapas. Durante un cierto período inicial no se separa ningún tipo de volumen, este periodo de iniciación corresponde a la sedimentación de gotas y al drenaje de la

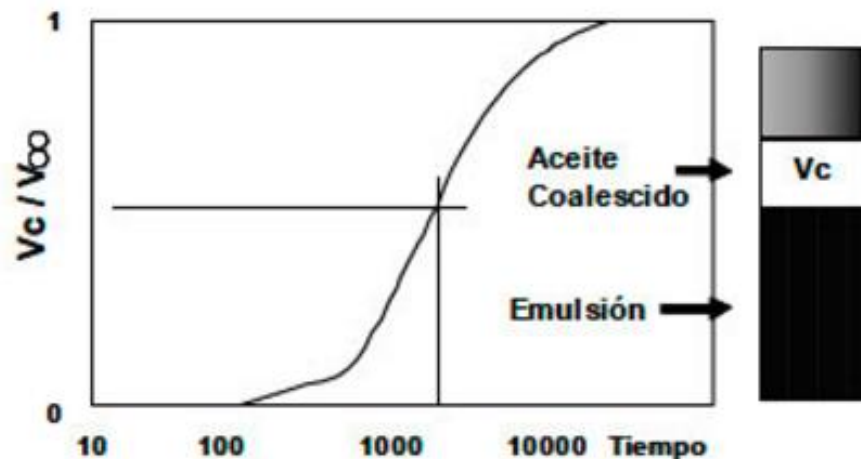
fase externa hasta alcanzar una emulsión compactada en la cual las gotas “no se tocan”.

En realidad, las gotas están separadas por una película delgada de fase externa, en la cual la interacción entre las interfaces empieza a jugar un papel importante y puede producir un efecto notable de retraso en el proceso de coalescencia.

Cuando las películas intergotas llegan a alcanzar un espesor del orden de 200 Å son susceptibles de romperse, provocando así la coalescencia de las gotas y la formación de un volumen de fase separado. Esta etapa corresponde a la parte ascendente de la curva, cuya forma sigmoide puede interpretarse como la función acumulativa de una distribución normal o log-normal, lo que no es de extrañar por el carácter aleatorio del proceso de ruptura.

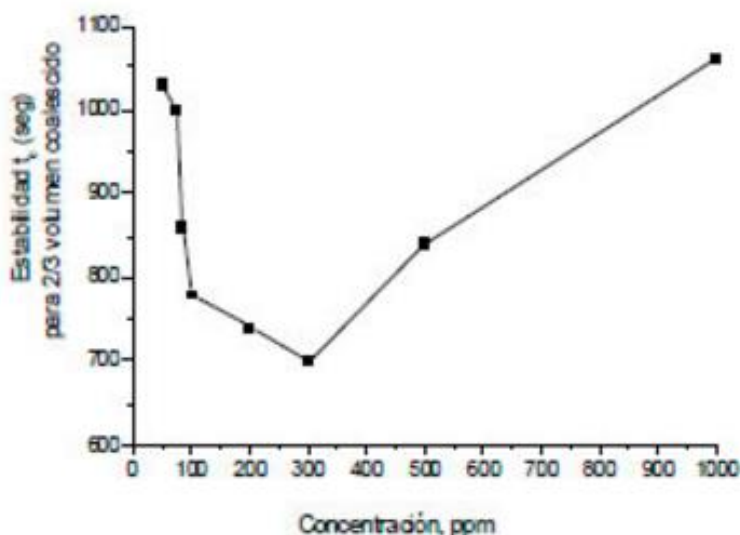
Con el fin de cuantificar la estabilidad con valor numérico, se ha propuesto usar el tiempo requerido para que coalesca la mitad (u otra fracción) del volumen de fase interna, por ejemplo, el tiempo en el cual  $V_c/V_\infty = 1/2$  ó  $2/3$ , siendo  $V_c$  el volumen coalescido y  $V_\infty$  el volumen total o fijado usado como referencia, como se muestra en la figura 13.

**Figura 12.** Fracción de volumen coalescido o clarificado en función del tiempo



**Fuente:** MARFISI, Jean; SALAGER, Shirley. Tratamientos Deshidratación de Crudo Parte 2. Universidad de los Andes. [consultado el 30 de julio de 2015]. Disponible en: <https://www.estrucplan.com.ar/Producciones/imprimir.asp?IdEntrega=3117>

**Figura 13.** Variación de la estabilidad de la emulsión W/O en función de la concentración del deshidratante para la coalescencia de 2/3 del volumen fijado  $V^\infty$



**Fuente:** MARFISI, Jean; SALAGER, Shirley. Tratamientos Deshidratación de Crudo Parte 2. Universidad de los Andes. [consultado el 30 de julio de 2015]. Disponible en: <https://www.estrucplan.com.ar/Producciones/imprimir.asp?IdEntrega=3117>

### *Cinética de adsorción de los surfactantes deshidratantes*

La adsorción de un surfactante en una superficie gas-líquido o una interfase líquido-líquido produce una reducción de la tensión interfacial, que favorece tanto la deformación y la ruptura de la interfase, como la formación de sistemas dispersos (emulsiones o espumas), o la movilización del petróleo residual en la recuperación mejorada de crudos, entre otros fenómenos de gran interés industrial.

Midiendo la evolución de la tensión interfacial en función del tiempo para sistemas SOW (surfactante-aceite-agua) se puede obtener importante información sobre la cinética de adsorción del surfactante deshidratante y su influencia en la estabilidad de la emulsión.

Los efectos cinéticos más importantes en la ruptura de emulsiones son:

1. El producto más eficaz para una formulación en SAD = 0 parece ser aquél que se adsorbe más rápido en la interfase para bajar la tensión interfacial (Breen 1995; Goldszal y Bourrel, 2000).

2. La transferencia de masa del deshidratante hidrofílico desde el aceite hacia la interfase depende de: (a) Su peso molecular y estructura; (b) La fuerza motriz

(hidrofilicidad); (c) Calidad de la formulación (tensión interfacial); (d) Presencia de aditivos acelerador de transferencia (Fillous et al., 1999; Salager et al., 2002).

La eficiencia de una variedad de surfactantes puede ser comparada en función de un nuevo parámetro denominado tiempo característico  $\tau_D$  ( $= h^2/D$ ,  $h$  es la profundidad de adsorción y  $D$  el coeficiente de difusión;  $h = \Gamma_{eq}/C^\infty$  siendo  $\Gamma_{eq}$  la concentración superficial al equilibrio y  $C^\infty$  la concentración en el seno de la fase líquida, Ferri y Stebe 2000): Mientras más pequeño es el valor de  $\tau_D$  más rápido se alcanza el equilibrio. Si el coeficiente de difusión varía débilmente para surfactantes de tamaño similar, las diferencias en la velocidad de adsorción pueden ser atribuidas a la profundidad de adsorción; la cual está determinada por las isothermas de adsorción al equilibrio.

### *Sinergismo entre los surfactantes y aditivos químicos*

El estudio de los efectos sinérgicos de los aditivos químicos es de gran importancia en las operaciones de producción en la industria petrolera, lo cual ha recibido recientemente atención debido al incremento de las restricciones ambientales y de los costos de producción en los cuales el uso de aditivos químicos juega un papel importante.

Los aditivos químicos son utilizados para combatir varios problemas operacionales tales como corrosión, presencia de espumas y formación de emulsiones no deseadas. Aunque se ha encontrado que la química puede ser efectiva cuando se usa sola, no hay garantía que tenga un buen rendimiento cuando están presentes como parte de un cocktail de aditivos en la producción de fluidos que entran al separador primario. Poco es conocido acerca de las interacciones entre estos aditivos químicos y sus efectos en la separación de las fases gas/aceite/agua.

Yang et al. (1996) investigaron la manera en la cual los aditivos químicos interactúan y sus efectos sobre la estabilidad de emulsiones con miras a desarrollar estrategias para la reducción del inventario de químicos.

Ambas mediciones de tensión interfacial y presión superficial han sido suficientemente aplicadas para identificar las interacciones químicas y/o los efectos sinérgicos entre los aditivos. Tales efectos fueron encontrados entre desemulsionantes, inhibidores de corrosión y agentes antiespumantes. Inhibidores de corrosión solubles tanto en agua como en aceite incrementan la estabilidad de la emulsión significativamente. En cambio, los anti-espumantes tienen poca influencia.

Hay evidencias de efectos sinérgicos entre los surfactantes naturales del petróleo crudo. Por ejemplo, fracciones fenólicas puras que se encuentran abundantemente en extractos alcalinos son interfacialmente inactivas, sin embargo, mezclas de fenoles y ácidos carboxílicos exhiben una alta actividad interfacial y en algunos casos las especies apareadas como los carboxifenoles. Indicaciones cualitativas de las interacciones y efectos sinérgicos entre fracciones de asfaltenos y resinas fueron también reportadas por Sjöblom et al. (1992).

Poco se ha encontrado en literatura acerca de los efectos sinérgicos e interacciones químicas entre los aditivos de producción, aunque la importancia de tales efectos sobre la ruptura de emulsiones fue mencionado por Urdhal et al. (1993). Trabajos recientes en el laboratorio FIRP arrojaron evidencias de tales efectos usando mezclas de deshidratantes<sup>37</sup>.

---

<sup>37</sup> MARFISI, Jean; SALAGER, Shirley. Tratamientos Deshidratación de Crudo Parte 2. Universidad de los Andes. [consultado el 30 de julio de 2015]. Disponible en: <https://www.estrucplan.com.ar/Producciones/imprimir.asp?IdEntrega=3117>

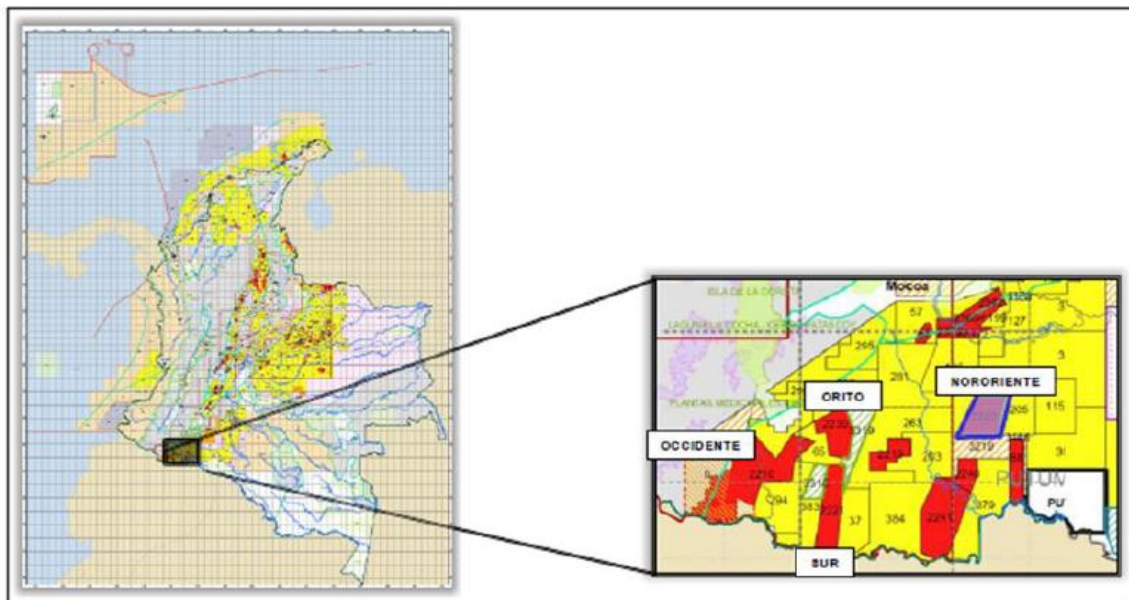
### 3. CABLE CALENTADOR

El objetivo del cable calentador es realizar la implementación en la línea de flujo del pozo Mansoyá-1, con el que se facilitara el tratamiento de crudo de pesado en la Bateria Mansoyá.

#### 3.1. UBICACIÓN

El Bloque Área Nororiente se encuentra ubicado en el Departamento del Putumayo. El área total comprendida dentro del bloque es de 24.513 hectáreas con 8.094 metros cuadrados y cubre los bloques BQ1 Y BQ2. El bloque BQ1, con una extensión de 16.243 hectáreas con 7.238 metros cuadrados, se encuentra ubicado en jurisdicción del municipio de Puerto Caicedo y el bloque BQ2, con una extensión de 8.270 hectáreas con 856 metros cuadrados, en el municipio de Puerto Asís.

**Figura 14.** Localización Bloque Área Nororiente



**Fuente:** ECOPETROL. [actualizado en 2014]. Disponible en: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)

### 3.1.1. Campo Mansoyá

En el Campo Mansoyá únicamente se ha perforado el pozo Mansoyá-1. El pozo se perforó entre febrero y marzo de 1989 hasta una profundidad total de 9.595 ft y se completó en abril de 1989. Durante el completamiento, el pozo fue probado en las arenas U inferior, U superior y N de la formación Villeta.

**Tabla 2.** Intervalos probados durante el completamiento del pozo Mansoyá-1

Intervalo	Arena	Choque (in)	Qo (BPD)	BS&W (%)	°API	THP (psi)	GOR	
9.438' - 9.446'	U Inf	1/2	105	65	25	25		
9.376' - 9.398'	U Sup	3/8	1.039	2	31	360	158	
		1/4	626	1	31	520	97	
		1/2	1.421	1	32	280	116	
8.950' - 8.962'	N	No Fluyó						
8.904' - 8.924'	N	1/2	263	0	14,4	50		
		1	343	0	14,4	50		

El pozo se dejó completado en flujo natural para producir del intervalo 9.376'–9.398' de la arena U superior (dejando aislada la arena N mediante empaque), pero se dejó cerrado por falta de facilidades de superficie.

Inició producción en abril de 1991, fluyendo a la Batería Sibundoy con 1.242 BFPD y 0 %BS&W. En julio de 1991 la batería fue destruida en un atentado terrorista, obligando al cierre del pozo. En abril de 1992 fue puesto nuevamente en producción, fluyendo a la Batería Mansoyá con 1.198 BFPD y 0 %BS&W.

Debido a la rápida declinación de presión del yacimiento, en mayo de 1993 fue necesario instalar una sarta de bombeo mecánico. En abril de 1994 para poder realizar estimulación al intervalo productor de la arena U superior, se realizó cementación forzada de los intervalos de la arena N.

El pozo operó hasta el 1 de noviembre de 1998, cuando debió cerrarse por atentado terrorista a las facilidades de la batería Mansoyá. Se reactivó a mediados del año 2000, operando con bombeo mecánico hasta octubre de 2008, cuando se realizó cambio por bombeo electrosumergible.

En diciembre de 2012, dentro del alcance del proyecto de desarrollo de la arena N, se realizó cañoneo de los intervalos 8.972'-8.976', 8.950'-8.962' y recañoneo al intervalo 8.904'-8.924'. Para producir los fluidos de U superior por tubería con equipo BES y los de N en flujo natural por anular, se instaló un empaque HYDROW IIA-P de 7" x 2-7/8" a 8.990 ft, dejando de esta manera las dos arenas aisladas. Se dio arranque del equipo BES, con varias paradas por alta temperatura de motor,

presentando falla a los 4 días de run life. Inicialmente el flujo de N se dio naturalmente por anular llegando a producir hasta 185 BOPD y posteriormente se presentó por tubería, evidenciando pase del empaque y comunicación de las dos arenas.

En febrero de 2013, se realiza nueva intervención para realizar cambio del equipo BES. Para el completamiento que permitiera la producción conjunta de U y N (U por tubería con equipo BES y N naturalmente por anular), se instaló un empaque WFX Blackcat Retrievable Sealbore Packer de 7" x 4" a 9.002 ft. Se bajó el equipo BES con una camisa de refrigeración fabricada con 5 juntas de casing de 5 ½, N80 (para evitar recalentamiento del motor) y se intentó sentar el seal locator en el empaque Blackcat sin éxito. Se decidió dejar la sarta de tubería con el equipo BES ubicada encima del empaque, dejando de esta manera comunicadas las dos arenas. El pozo se puso en operación el 10 de febrero con una producción de 1.012 BOPD (producción de las dos arenas), posteriormente cayó a 750 BOPD y finalmente a 530 BOPD, producción que de acuerdo a los análisis de gravedad API era únicamente de la arena N. El 20 de abril de 2013 se presenta falla en el equipo BES.

En mayo de 2013 para lograr la producción conjunta de las dos arenas, se instala en el pozo un completamiento inteligente con equipo BES. Sin embargo, en el arranque del equipo se genera rotura del eje de la bomba. Se saca el completamiento y se realiza evaluación de aporte de la arena U superior, por achicamiento con suaveo. En 18 viajes solo se recupera 22,45 bbl, evidenciando un daño en la formación por taponamiento con crudo pesado, dado los flujos cruzados que debieron presentarse de N hacia U durante el tiempo en el que las dos arenas estuvieron comunicadas. Se realizó estimulación orgánica a la arena U superior, bombeando 50 bbl de BAX a 3400 psi, sin lograr recuperar la productividad de la arena. Por tanto, se decide dejar en producción solo N con equipo PCP.

A febrero de 2016, el pozo ha presentado 7 fallas de equipo de fondo por desconexión o ruptura de la sarta de varilla, ruptura de rotor y sobre torques en el sistema por obstrucciones por crudo pesado en la tubería de producción. En diciembre de 2015 se le realizó completamiento con capilar de 3/8" para realizar dilución con nafta o crudo liviano en fondo de pozo, para aumentar el run life del equipo



Figura 16. Diagrama de flujo con descripción numérica de los procesos

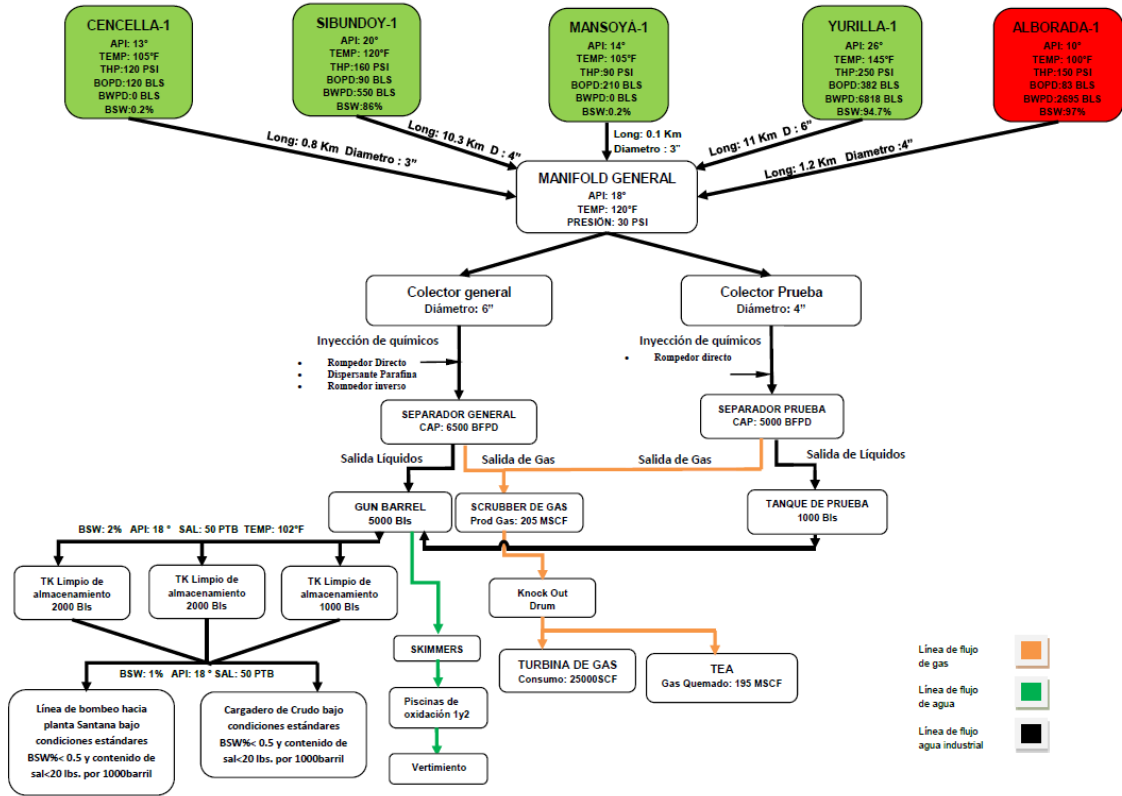


Tabla 3. Caracterización de los pozos de la formación Villeta N

Parámetro	Resultado
Profundidad:	8500 Ft
Espesor de hidrocarburos:	20.2 Ft
Permeabilidad:	418 md
Porosidad:	0.18
Tipo yacimiento:	Black Oil
GOR:	56 SCF/STB
Gravedad API:	13.6
Viscosidad:	180 Cp @ yacimiento
	32.000 Cp @ Cabeza de pozo
	>160.000 Cp @ Líneas de superficie
Factor volumétrico:	1.09 BI/STB
Mecanismo de producción:	Gas en Solución.
Presión original:	4.620 psi
Presión actual:	4602 psi
Presión de burbuja:	518 psi
Temperatura del yacimiento:	230°F @ 8400 Ft

### **3.3. PROPUESTA TÉCNICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL CABLE CALENTADOR EN BATERÍA MANSOYÁ**

Con la instalación del cable calentador en la línea de producción, se logró elevar la temperatura del crudo que fluye dentro de la tubería, reduciendo drásticamente su viscosidad, logrando una mejor movilidad, lo cual optimiza la recolección de petróleo desde cabeza de pozo hasta la batería.

Actualmente en el mundo existe una gran cantidad de sistemas de calentamiento de petróleo por medio de electricidad, la cual se aplica en fondo de pozo y en las facilidades de superficie. Muchos de estos sistemas de calentamiento cuentan con patentes que incrementan exponencialmente el costo de su implementación; por esta razón, se desea desarrollar un sistema eléctrico de calentamiento que permita utilizar gran parte de los recursos existentes en cada una de las instalaciones (in house), haciendo del proyecto un sistema viable económica y técnicamente.

El sistema eléctrico de calentamiento propuesto consistió en instalar un cable de potencia enrollado sobre la superficie externa de la línea de producción (ver figura 17).

El incremento de la temperatura se logró mediante el cambio del suministro de amperaje que se ajustó desde el variador de velocidad (VSD); finalmente la temperatura se conservó mediante la utilización de material adiabático que recubre el cable y la línea de producción, evitando accidentes por quemaduras debido al contacto directo e incluso el robo del cable.

El cable de potencia utilizado es de tipo #9, similar a los que se instalan en los completamientos de Bombeo Electro-Sumergible (BES). Este tipo de cable, hace referencia al diámetro ideal de los conductores que permite la manipulación adecuada en el proceso de instalación sobre la superficie de la línea de producción. Es importante resaltar que la instalación se realizó en líneas de flujo con diámetros superiores a 3", con el fin de prevenir deformación mecánica de la coraza del cable.

Para tener un control de la temperatura en la línea de flujo, se instaló equipos electrónicos (termopozos o termómetros digitales) que permiten monitorear el cambio de esta variable en diferentes puntos del trazado.

Teniendo en cuenta las pruebas de laboratorio que Borest Services ha realizado, se utilizó un variador de frecuencia ICS que permite aumentar gradualmente la corriente de 5 a 110 amperios, logrando mantener estable la temperatura del cable enrollado sobre la línea de producción.

**Figura 17.** Cable calentador instalado en línea de flujo



Gran parte de las ventajas técnico-económicas de usar calentamiento eléctrico comparado con otros medios de dilución, se expresan en la siguiente tabla (ver Tabla 4).

**Tabla 4.** Ventajas del calentamiento eléctrico comparado con otros sistemas

VENTAJAS DEL CALENTAMIENTO ELECTRICO COMPARADO CON OTROS SISTEMAS				
CABLE CALENTADOR vs DILUCION CON NAFTA	CABLE CALENTADOR vs ADITIVOS QUIMICOS	CABLE CALENTADOR vs INYECCION DE VAPOR	CABLE CALENTADOR vs CALENTAMIENTO DEL RESERVORIO	CABLE CALENTADOR vs CALENTAMIENTO DEL RESERVORIO
No requiere hacer Prueba de compatibilidad	No tiene efectos negativos en los catalizadores de refinación	No requiere caldera de vapor	No hay disminución de la producción por incremento de la fase gaseosa	Operación y procedimientos de mantenimiento convencionales
Bajo costo	No es toxico.	No requiere líneas de vapor a los pozos de producción	Menor consumo de energía	No daña a la formación
No se requieren líneas adicionales para la inyección.	No se requiere equipos adicionales para la inyección.	No hay problemas de congelamiento/enfriamiento durante el apagado	No hay interrupción de la producción durante su instalación	Elimina el tiempo de inactividad de la parafina
	No incrementa la presión por causa de materiales inflamables	No hay problemas de seguridad por fugas del sistema	Bajo costo	Ausencia de tratamiento de aceites múltiples

### 3.4. DEFINICIÓN TÉCNICA POR ESPECIALIDADES

#### 3.4.1. Especialidad Procesos

Realizando pruebas en laboratorio se lograron generar temperaturas de hasta 445°F en la superficie de la línea de producción. Estos valores se obtuvieron mediante la variación de parámetros eléctricos como voltaje y amperaje (ver tabla 5).

**Tabla 5.** Comportamiento de la temperatura vs variación de amperaje en VSD

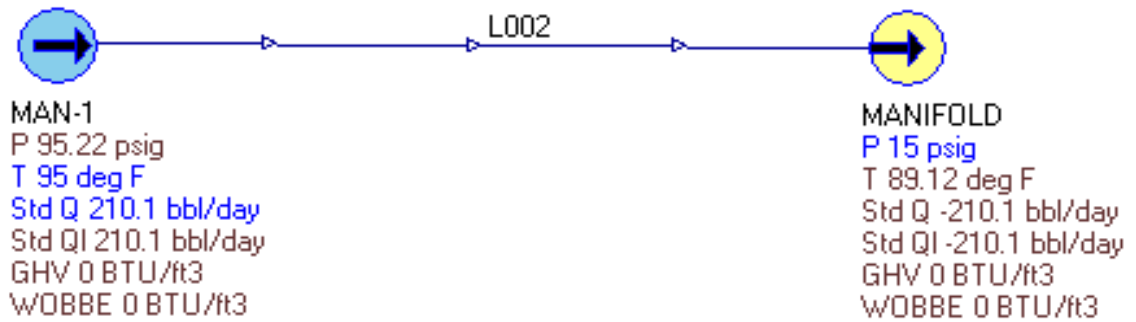
Hora	Temperatura	Amperaje	Voltios
8:25 PM	434 °F	70	80
8:40 PM	427 °F	70	80
9:01 PM	412 °F	70	80
9:08 PM	432°F	80	68
9:16 PM	445 °F	80	68
9:20 PM	438°F	80	68
9:36 PM	430°F	75	68
9:50 PM	431°F	75	68
10:06 PM	430°F	75	68
11:36PM	430°F	75	68

La tabla 5, nos muestra el comportamiento de la temperatura mediante la variación de los parámetros eléctricos.

- **Corrida hidráulica pozo Mansoyá-1 sin calentamiento térmico:**

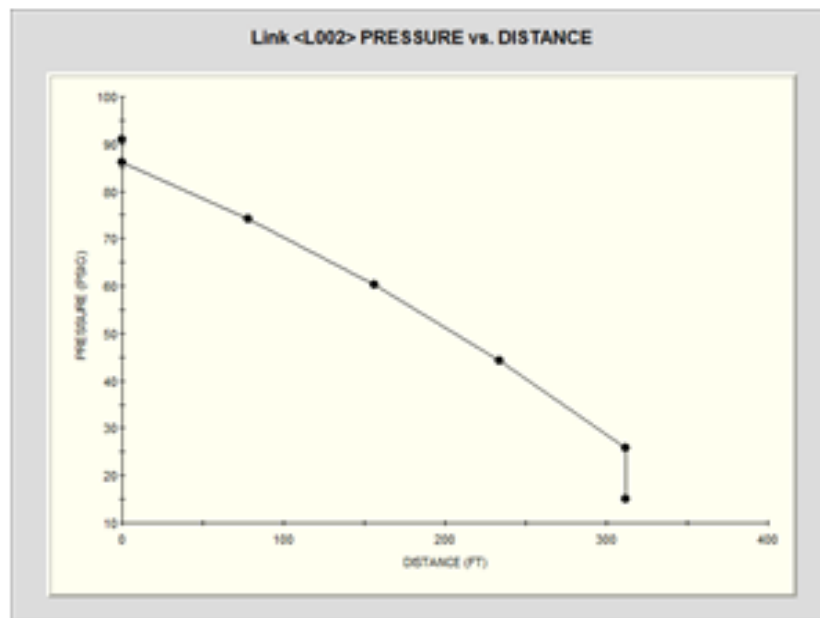
Antes de simular el comportamiento del pozo Mansoya-1 con el sistema térmico, se realizó la corrida hidráulica teniendo en cuenta las condiciones actuales de operación del pozo.

**Figura 18.** Corrida hidráulica línea de producción, pozo Mansoyá-1

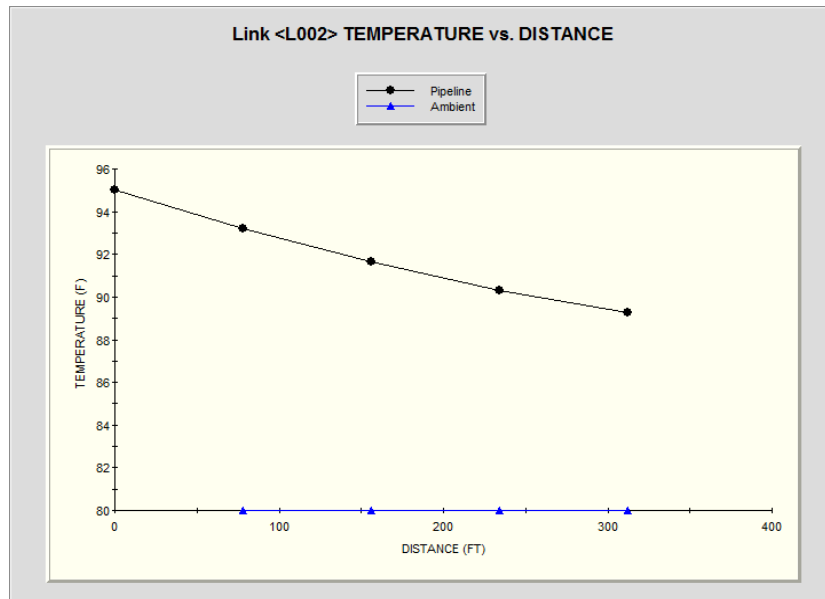


Comparando los resultados de THP arrojados por la simulación (95 psig) con los datos reales de campo (90 psi), observamos que el porcentaje de error es bajo (5%), lo cual nos indica que el modelo del pozo se ajusta a los datos de campo.

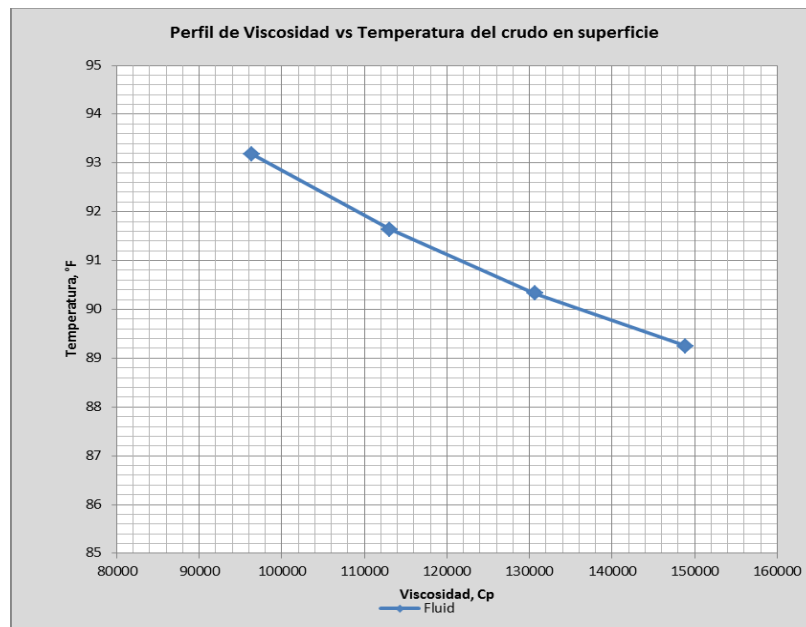
**Figura 19.** Perfil de presión en la línea de flujo del pozo Mansoyá-1



**Figura 20.** Perfil de temperatura en la línea de flujo del pozo Mansoyá-1.



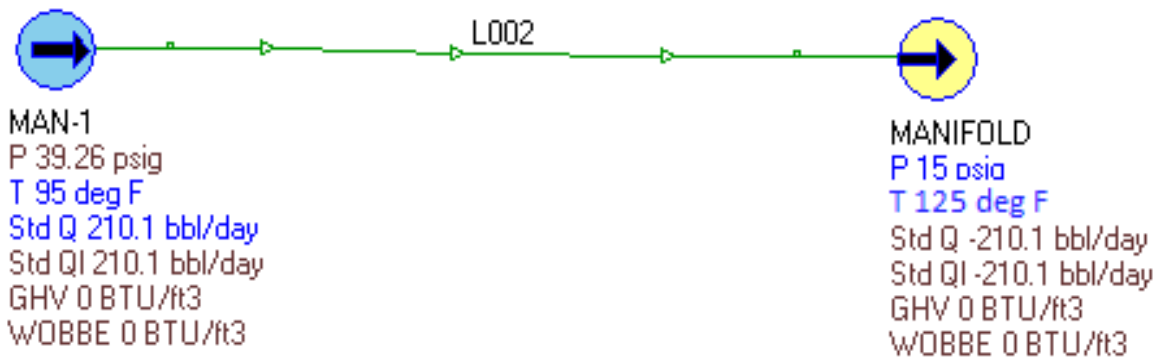
**Figura 21.** Perfil de viscosidad vs temperatura del crudo en superficie



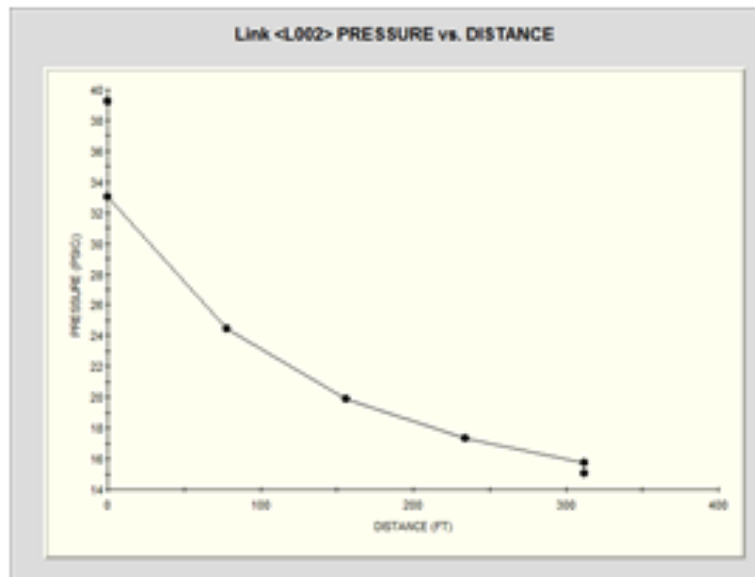
- **Corrida hidráulica pozo Mansoyá-1 con calentamiento térmico:**

Para realizar esta simulación, se estimó un valor de temperatura en el crudo en la llegada al manifold de 125°F, el cual es inferior a la temperatura de ebullición de este fluido (225 °F). Con este incremento de temperatura se garantizará que no se pierdan las fracciones más volátiles del crudo.

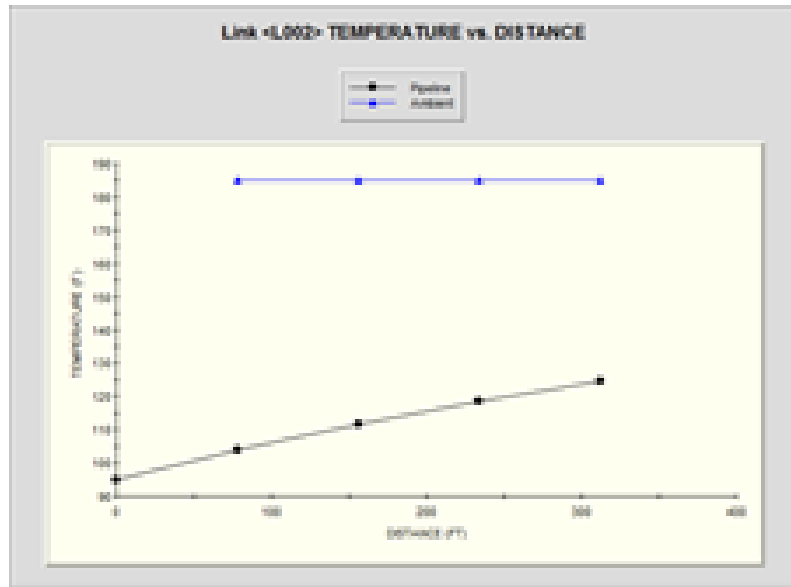
**Figura 22.** Corrida hidráulica con calentamiento en la línea de producción pozo Mansoyá-1



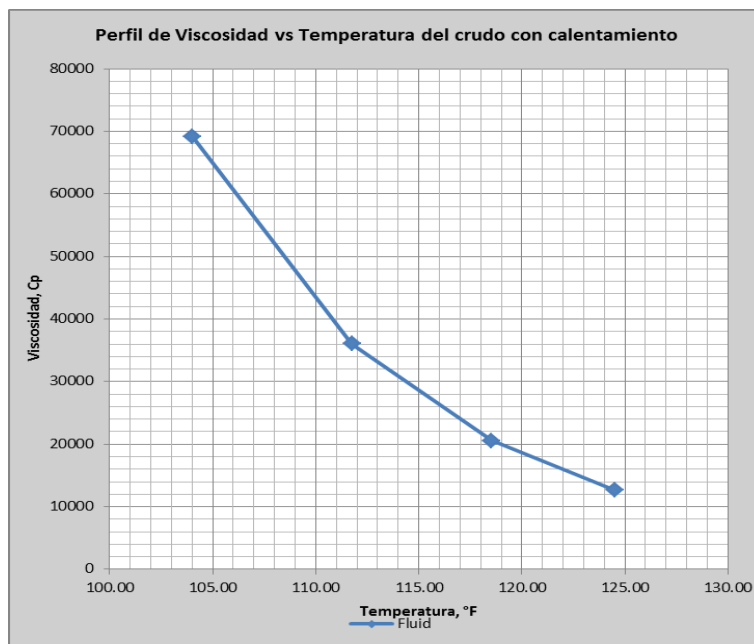
**Figura 23.** Perfil de presión con calentamiento en línea de flujo pozo Mansoyá-1



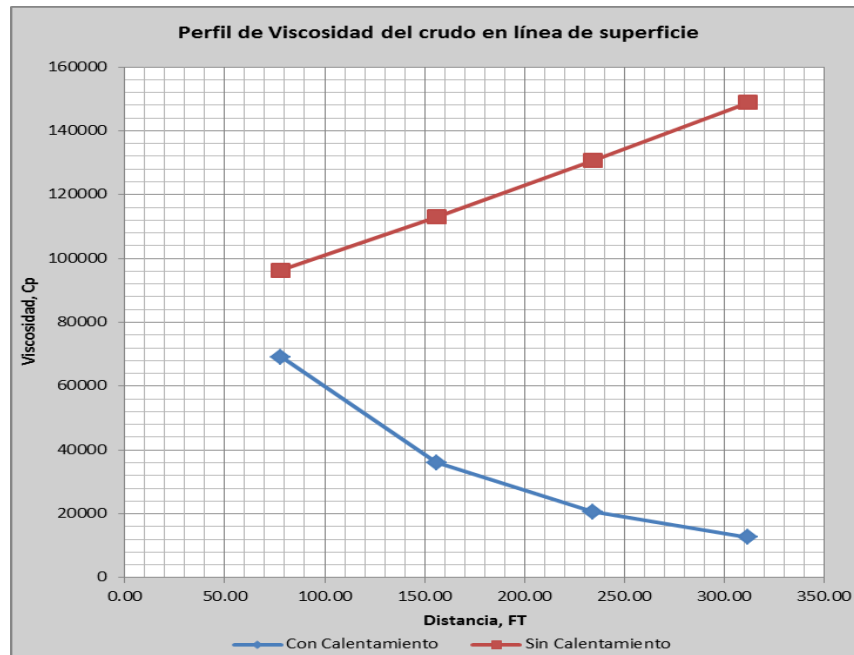
**Figura 24.** Perfil de temperatura con calentamiento en línea de flujo pozo Mansoyá-1



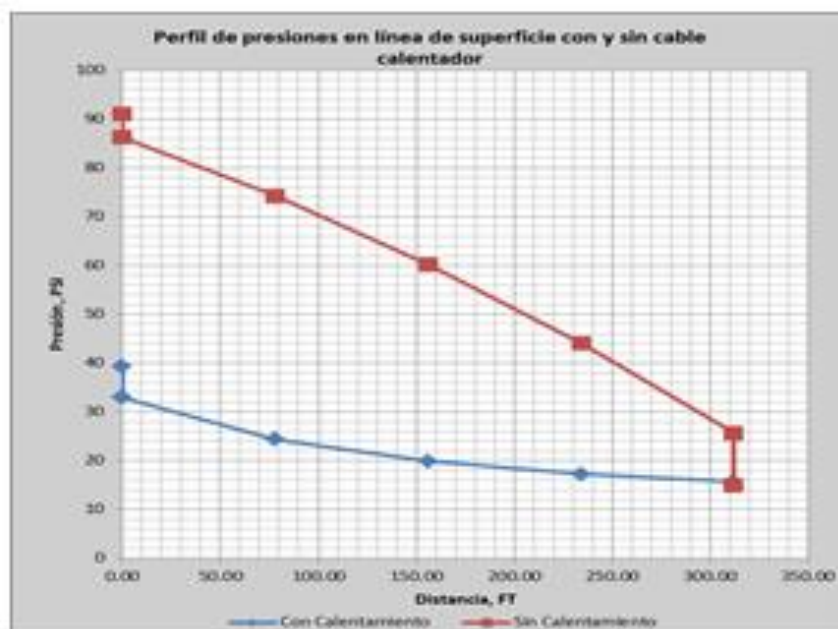
**Figura 25.** Perfil de viscosidad vs temperatura del crudo con calentamiento en superficie



**Figura 26.** Perfil de viscosidad de crudo en línea de superficie con o sin calentamiento



**Figura 27.** Perfil de presión en la línea de flujo con o sin calentamiento



De acuerdo a los resultados del simulador *Pipephase*, se puede decir que, para calentar el crudo de 90 a 125 °F, se necesitó una temperatura en la superficie de la tubería de 185 °F, ver figura 23. Para lograr estas condiciones se debe ajustar la corriente del variador hasta alcanzar los 185°F en el cable calentador.

La figura 26 muestra el comportamiento de la viscosidad del crudo con y sin calentamiento en la línea de superficie, en ella se observa que con tratamiento térmico la viscosidad del crudo del pozo Mansoyá-1 pasa de 148.939 Cp @ 89°F a 12.630 Cp @ 125°F, logrando disminuir en un 91% su resistencia a fluir.

La figura 27 muestra el perfil de presión con y sin calentamiento en la línea de flujo, en ella se observa que con tratamiento térmico la presión en cabeza de pozo pasa de 95.2 a 39.2 psig, logrando disminuir las pérdidas de presión por fricción en un 59%.

### **3.4.2. Especialidad Instrumentación**

El sistema de calentamiento conto inicialmente con 3 termocuplas tipo J, ubicadas en las áreas de inicio y finalización de la sección cubierta con el cable calentador; la tercera está ubicada a 200 pies de esta área cubierta o en su defecto a la entrada del *Manifold*.

El sistema cuenta con las siguientes partes y equipos:

- Termocupla tipo J.
- visualizador de temperatura.

### **3.4.3. Especialidad Electricidad**

A continuación, se describen los equipos eléctricos que se requirieron para implementar el cable calentador:

- Variador de frecuencia o controlador eléctrico con salida de amperaje graduable.
- Cable de potencia TIPO #9, para enrollar sobre la línea de producción.
- Cables de potencia número 2, para acometida eléctrica en superficie.
- Nicopress y cintas dieléctricas para empalmes.

#### **3.4.4. Especialidad Mecánica**

A continuación, se describen los equipos que se requirieron del área mecánica:

- Recubrimiento adiabático para evitar accidentes y la pérdida de calor por cambios climáticos del medio ambiente.
- Malla metálica para evitar el robo y el deterioro mecánico (opcional)

#### **3.5. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN**

La implementación del cable calentador en líneas de superficie, es una tecnología limpia y segura diseñada para trabajar en cualquier sitio que se requiera instalar. Su modo de operación y control, puede ser manual y/o automático.

- El modo de control y operación manual, hace referencia a que los incrementos de corriente y las variaciones de voltaje, los puede realizar el técnico o el operador con la simple manipulación de la pantalla del controlador.
- El modo de control y operación automático, hace referencia a que el equipo se puede autoajustar de acuerdo a los valores de temperatura y corriente que requiera el sistema. Por citar un ejemplo, podemos decir que, si el sistema registra el valor de temperatura inferior al deseado para la línea de producción, el programa del controlador o variador comenzará a incrementar gradualmente la corriente hasta detectar nuevamente la temperatura programada para la línea de producción.

#### **3.6. INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO**

El proceso de instalación, arranque y operación del sistema es muy similar al utilizado para los procedimientos convencionales de instalación de equipos BES.

Para la instalación del cable sobre la tubería de producción se requiere:

- Un soporte metálico (*spooler* manual) que permita girar el carrete que contiene el cable. Este carrete será girado de forma manual para avanzar acorde a la velocidad de las personas que manipulan el cable sobre la línea de producción. Al realizarlo de forma manual, se previene el riesgo de deformación del cable por tensión y se protege la integridad física del personal que realizará la manipulación sobre la línea de producción.
- Una cuadrilla de facilidades para realizar el enrollado del cable sobre la línea de producción; este personal manipulara el cable garantizando que este se desplace sin restricciones sobre la línea, una forma de hacerlo es no tensionar ni ajustar el cable a la línea. El ajuste y fijación del cable a la línea solo se hará al final del procedimiento.

Finalizado el proceso de enrollado en la línea de producción, se procederá a realizar las conexiones eléctricas (en frío) mediante la utilización de accesorios similares a los que se manejan en el procedimiento de empalmes de cable para sistemas BES. Finalmente se realizará la programación en el variador (VSD) antes de dar inicio al sistema de calentamiento.

### **3.6.1. Implementación**

Se instalaron 3000 pies de cable trifásico N9, aislamiento de 5 KV, plano, armadura galvanizada. La longitud de tubería de 6 pulgadas cubierta con el cable fue de 43 metros lineales. En uno de los extremos se realizó la unión de las tres fases, aislando con cintas especiales.

El aislamiento final fue de 7 giga-ohms, indicando una buena integridad del cable.

El cable fue enrollado manualmente alrededor de la tubería, colocando el carrete de cable sobre soportes metálicos (racks) y con la ayuda de personal asignado por Ecopetrol.

Al cable se le coloco un manta de material de características adiabáticas, para mejorar la eficiencia de la transferencia de calor al fluido dentro de la tubería.

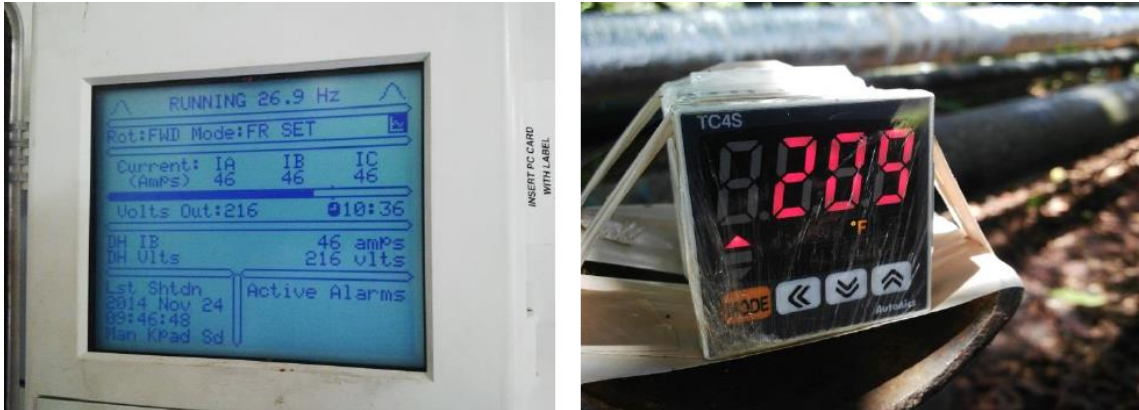
**Figura 28.** Instalación del cable calentador (Tubería)



**Figura 29.** Instalación del cable calentador (Cableado)



**Figura 30.** Instalación del cable calentador (VSD - Temp)



La última temperatura registrada 209°F, es la temperatura a la cual estabilizamos el calentamiento del cable, teniendo en cuenta que cuando la línea tenga fluido la temperatura disminuirá, pero se mantendrá aun en un nivel de calentamiento adecuado para el sistema.

### 3.6.2. Instalación de un control de superficie

Se Instaló un variador de velocidad tipo ICS, el cual permite el manejo controlado de un corto circuito que es el principio de operación del cable calentador y el cual ya había sido probado en las facilidades de **Borets** en Bogotá.

**Borets** realizó pruebas de capacitores (vacío) y pruebas de carga. El controlador se instaló dentro del cuarto de control, a efecto de evitar la construcción de una caseta adicional.

### 3.6.3. Instalación de un controlador de Superficie

Se conectó al sistema de cable calentador al controlador y se realizó una primera prueba con las siguientes condiciones:

Tiempo de operación Voltaje de Salida Corriente de Consumo Temperatura del Cable

T1= 10:45 Pm	V1= 116 V	I1=37Amp	T1 =52°F
T2= 11:30 Pm	V2= 116 V	I2=37Amp	T2 =90°F
T3= 12:15 Am	V3= 116 V	I3=37Amp	T3 =122°F

Es importante aclarar que el pozo estuvo cerrado durante esta prueba.

Posteriormente, dado que la presión en cabeza era de 22 psi, se observó una disminución de la presión a 0 psi en 20 minutos aproximadamente, y percibiendo flujo a nivel del separador inicialmente y un proceso de gasificación gradual, momento en el cual se suspendió la prueba.

Las condiciones observadas fueron las siguientes:

Tiempo de operación Voltaje de Salida Corriente de Consumo Temperatura del Cable

T1= 06:05 Am	V1 = 216V	I1=46 Amp	T1 =90°F
T2= 08:20 Am	V2= 216V	I2=46 Amp	T2 =182°F
T3= 10:45 Am	V3= 216V	I3=46 Amp	T3 =209°F

#### **3.6.4. Estado Final**

En las siguientes imágenes se observa las condiciones finales en las que el proyecto “cable calentador” quedó operativo.

Figura 31. Estado Final



Figura 32. Estado Final

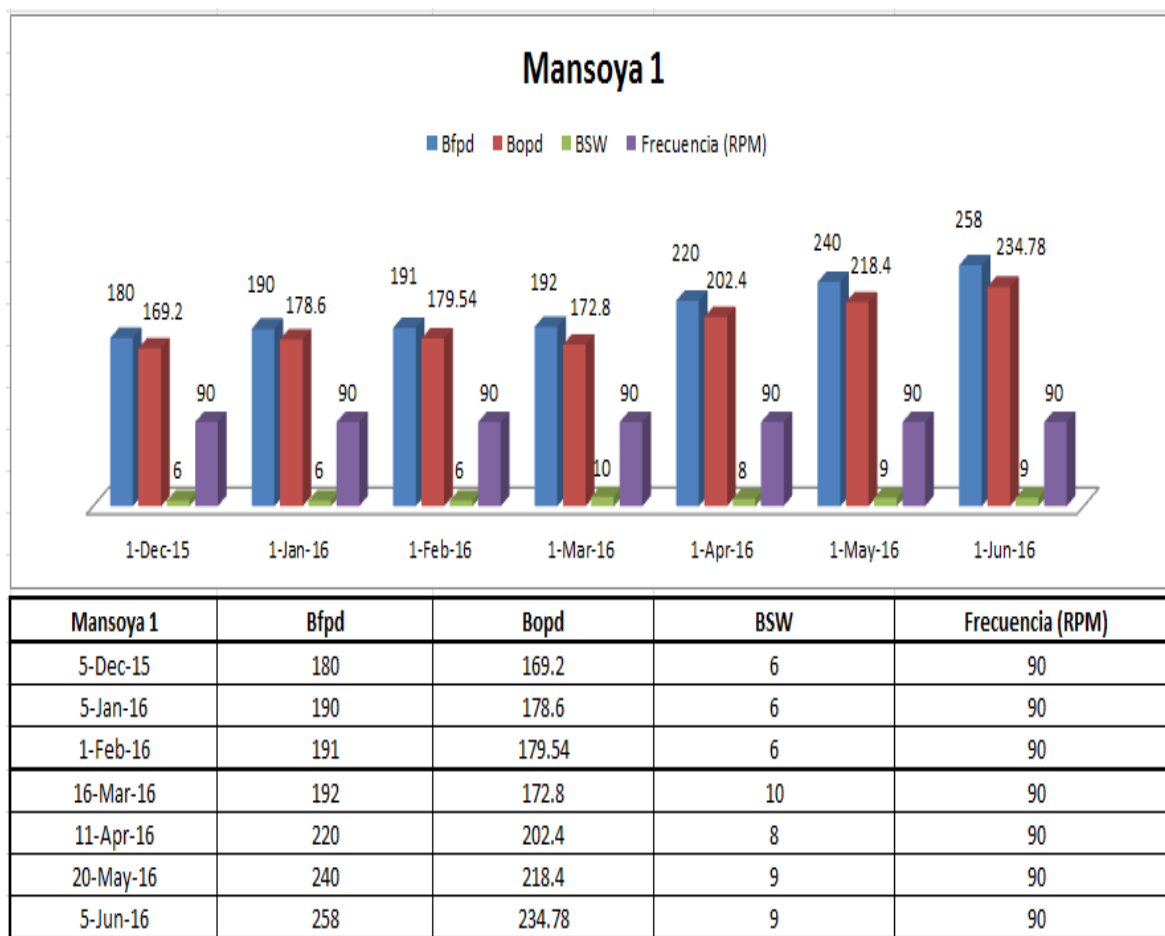


### 3.7. BENEFICIOS

Con base a la aplicabilidad se puede observar un aumento de la producción de hidrocarburos gracias a la deshidratación sufrida por el crudo reflejándose en la productividad y en el corte de agua.

#### 3.7.1. Aumento de Producción

Figura 33. Histórico de Producción Antes - Después



#### 4. PRESUPUESTO

La instalación del sistema permite el uso equipos y materiales en desuso, y que posiblemente con un mantenimiento básico puedan ser utilizados nuevamente. El costo final del proyecto estuvo sujeto a la cantidad de cable que se instaló en la línea de producción del pozo Mansoyá-1. De acuerdo a lo anterior, se puede establecer el costo económico promedio del proyecto en los valores discriminados en la siguiente tabla.

**Tabla 6.** Tabla de presupuesto estimado

Proyecto Cable calentador Mansoya 1				
Elemento o equipo	Cantidad requerida	Unidad	V/Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Kit de Calentador	120	Pie	46.91	\$5,629.20
Kit de malla en acero inoxidable	120	Pie	432	\$51,840.00
Cable # 9	2520	Pie	6.12	\$15,422.40
Costo de Personal Tecnico	1		3000	\$3,000.00
Costo de movilizacion	1		3000	\$3,000.00
<b>Costo Presupuestado</b>				<b>\$78,891.60</b>

Los costos asociados al proyecto cable calentador se encuentran dentro de las expectativas debido a que su valor es muy inferior con respecto a otros sistemas de calentamiento.

## 5. CONCLUSIONES

- El crudo proveniente del pozo Mansoya 1 al igual que los pozos de la batería Mansoya (Yurilla 1-Sibundoy 1-Alborada 1), son de característica extra pesado y con problemas de recolección, por lo cual son candidatos a una aplicación a través del cable calentador.
- Es importante buscar nuevas opciones en la reducción de la viscosidad de crudo para los casos que la industria petrolera lo requiera, ya que en la investigación encontramos múltiples tecnologías las cuales algunas no son viables para la necesidad del sector en la actualidad.
- En conclusión, por medio del análisis del flujo a través del sistema de recolección, y calentamiento en superficie se logró disminuir la viscosidad del crudo, mejoro su movilidad y a la vez optimizo el tratamiento de deshidratación del mismo. De igual manera se espera que el equipo de fondo (bomba PCP) del pozo Mansoyá-1, trabaje en mejores condiciones para garantizar un *Run Life* mayor.
- Se evaluó la aplicabilidad de la tecnología en el pozo Mansoya 1, considerándola una opción acorde a lo necesitado y bajo el presupuesto estipulado.
- Se observó a través del software de simulación los cambios generados en el crudo antes, durante y después de la aplicación del cable calentador, corroborando la funcionalidad y el aumento de producción.
- Se evaluó la viabilidad Económica del proyecto con base a los resultados obtenidos.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción Mensual de Petróleo. [en línea] [consultado el 15 de mayo de 2015]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

AGENCIA VENEZOLANA DE NOTICIAS. Presidente Chávez destaca proyecto piloto en la Faja del Orinoco para la recuperación de crudo. En: Aporrea.org., 23 de julio de 2011. Disponible en: <http://www.aporrea.org/energia/n185254.html>

BUCHANAN, Alejandro. Gatherinf Gas from Annular Space in Wells in Tornillo Field. SPE 38211.

CHANDA, D. SARMAH, A. BORTHAKUR, A. RAO, K.V. SUBRAHMANYAM, B. DAS, H.C. Combined effect of asphaltenes and flow improvers on the rheological behavior of Indian waxy crude oil. En: Fuel. Vol. 77, 1998, p. 1163–1167.

CHARLOS, J.C. COURDEC, J.L. PAGE, J.F. Heavy oil processing, a synthesis of the ASVAHL results. In: E.C. 3rd European community symposium on new technologies for the exploration and exploitation of oil and gas resources, Proceeding, Luxembourg, vol. 2, 1988, p. 22-24.

COLOMBIA ENERGÍA. Caguán-Putumayo, una frontera promisorio y exigente. En: Maracuya Media. 22 de enero de 2013. Disponible en: <http://colombiaenergia.com/article/cagu%C3%A1n-putumayo-una-frontera-promisoria-y-exigente>

COLOMBIA ENERGÍA. Crudos pesados, la gran apuesta del sector. En: Maracuya Media. 23 de enero de 2013. Disponible en: <http://www.colombiaenergia.com/featured-article/crudos-pesados-la-gran-apuesta-del-sector>

CURTIS, Carl; KOPPER, Robert; DECOSTER, Eric; GUZMÁN, Ángel; HUGGINS, Cynthia; KNAUER, Larry; MINNER, Mike; KUPSCH, Nathan; LINARES, Luz Marina; ROUGH, Howard; WAITE, Mike. Yacimientos de petróleo pesado. En: Oilfield Review. 2002/2003, p. 32-55. Disponible en: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish02/win02/p32\\_55.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/win02/p32_55.pdf)

DOMÍNGUEZ, J.C. Transporte de crudo pesado a través de oleoducto, Evaluación de diferentes tecnologías. En: Ingeniería Química No.465, 2008, p. 54-65.

DUSSEAULT, M.B. Comparing Venezuelan and Canadian Heavy Oil and Tar Sands. Petroleum Society, 14 de june de 2001. Available: [http://www.energy.gov.ab.ca/OilSands/pdfs/RPT\\_Chops\\_app3.pdf](http://www.energy.gov.ab.ca/OilSands/pdfs/RPT_Chops_app3.pdf)

ECOPETROL. [actualizado en 2014]. Disponible en: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)

EMPRESAS. Ecopetrol operará Rubiales: integrará y optimizará costos. En: Revista Portafolio, octubre 26 de 2015. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/ecopetrol-operara-rubiales-integrara-optimizara-costos-39588>

GONZÁLEZ, H.; RAMÍREZ, E.; RAMÍREZ, J.; RICO, J. L.; LARA, J. Estudio comparativo de la hidroconversión de aromáticos C8 sobre catalizadores Pt/mordenita y Pt/SiO<sub>2</sub>-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. En: Revista Mexicana de Ingeniería Química, vol. 5, núm. 1, noviembre, 2006, p. 157-165. Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=62009925>

GUERRERO, Adriana; VACA, Luis Eduardo. Mejoramiento (Upgrading) de crudos pesados y extrapesados por inyección de vapor sobrecalentado y catalizadores en oleoductos (Tubería). Trabajo de grado de ingeniero químico. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físico-químicas. Escuela de Ingeniería Química, 2007. Disponible en: <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/6298/2/124221.pdf>

GUEVARA, E., GONZALEZ, J. and NUÑEZ, G. Highly viscous oil transportation methods in the Venezuela oil industry. En: Proceedings of the 15th World Petroleum Congress, John Wiley and Sons, London, 1998, 495-501.

GUIA.COM.VE. El petróleo extrapesado se abre camino en un mercado de altos precios. [en línea] [consultado el 15 de julio de 2015] Disponible en: <http://www.guia.com.ve/noti/51872/el-petroleo-extrapesado-se-abre-camino-en-un-mercado-de-altos-precios>

HERNÁNDEZ, Juan Manuel. Viscosímetro Saybolt. Instituto Tecnológico León, 14 de febrero de 2015. Disponible en: <http://html.rincondelvago.com/viscosimetro-saybolt.html>

INSTITUTO MEXICANO DE PETROLEO. Tipos de petróleo. [en línea] [consultado el 15 de julio de 2015]. Disponible en: <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>

JOHNSTON, R. LAUZON, P. PIERCE, J. Enhance the flow and reduce the drag. En: Hydrocarbon Engineering, 2008, p 89–92.

KEN, Arnold, y MAURICE Stewart. Surface Production Operations (Volume 2). Gulf Publishing Company. Houston Texas, 1989.

LA COMUNIDAD PETROLERA. Factor de recobro. [en línea] [actualizado el 27 de mayo de 2016]. Disponible en: <http://www.lacomunidadpetrolera.com/showthread.php/1034-Factor-de-recobro>

LUQUE Ortiz, Santiago. Recuperación del gas producido por los anulares de los pozos del campo Nare. Universidad Industrial de Santander, 2004.

MARFISI, Jean; SALAGER, Shirley. Tratamientos Deshidratación de Crudo Parte 2. Universidad de los Andes. [consultado el 30 de julio de 2015]. Disponible en: <https://www.estrucplan.com.ar/Producciones/imprimir.asp?IdEntrega=3117>

MARTINEZ, R. MOSQUEIRA, M. ZAPATA, B. JUAREZ, E.; HUICOCHEA, C.; CLAVEL, J. ARBURTO, J. Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 75, 2011, p 274-282.

MCCOY James, PODIO Augusto. Total Well Management II. SPE 67273.

MCCOY, James y PODIO, Augusto. Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure. SPE 14254.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Normas Técnicas en Materia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Resolución 1495 del 2 de septiembre de 2009.

MONTES, Erik; PACHECO, Héctor; DELGADILLO, Claudia; MUÑOZ, Samuel; BARRIOS, Wilson. Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en Yacimientos Profundos. En: Revista de la Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Septiembre 2009. Disponible en: <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistausingenierias/article/viewFile/241/835>

OÑATE, José y RODRÍGUEZ, Raúl. Evaluación de las alternativas de transporte de crudo pesado por tuberías: caso aplicado al campo Rubiales. Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2012. Disponible en: <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/1000/2/145291.pdf>

PEMEX. Presencia de hidrocarburos en la naturaleza. 2011. Disponible en: [http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/explotacionELIA/zonadesplegar/Clase s/Clase%2011%20Presencia%20de%20hidrocarburos%20en%20la%20naturaleza .pdf](http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/explotacionELIA/zonadesplegar/Clase%20s/Clase%2011%20Presencia%20de%20hidrocarburos%20en%20la%20naturaleza.pdf)

PÉREZ, Julio C. Propiedades Fisicoquímicas y Termodinámicas del Gas Natural. Especialización en ingeniería del Gas. Bucaramanga, octubre del 2007.

PODIO, A.L. MCCOY James. Advances in Surface Measurements for Optimization of Artificial Lift Operation. SPE 38211.

RANDOLPH, Scott; BOSIO, Jacques; BOYINGTON, Bill. Slimhole Drilling: The story so far. En: Oilfield Review. July, 1991, p. 46-54. Available: [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/ors91/jul91/7\\_slimhole.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors91/jul91/7_slimhole.pdf)

RIMMER, D. GREGOLI, A. HAMSHAR, J. YILDIVIM, E. Pipeline emulsion transportation for heavy oils. Emulsions in the Petroleum Industry, American Chemical Society, 8, p295-312.

RODRIGUEZ, H.A.; VACA P.; GONZÁLEZ, O.; DE MIRABAL M.C. Integrated study of a heavy oil reservoir in the Orinoco Belt: A field case simulation. In: Congreso SPE reservoir simulation symposium: Dallas TX, 8-11 June 1997. Available: <http://cat.inist.fr/?aModele=afficheN&cpsidt=6242344>

SACHICA, Jorge. Factibilidad técnico económica para la recuperación del gas producido por los anulares de los pozos en los campos Llanito y Gala de ECOPETROL S.A., Universidad Industrial de Santander, 2010.

SALGAR, Mauricio. Proyectos de Crudo Pesado en Colombia. II Colombia Oil & Gas Investment Conference. Cartagena de Indias, diciembre 5, 2006. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Sala-de-prensa/Presentaciones/Proyectos%20de%20crudo%20pesado%20en%20Colombia.pdf>

SANIERE, A, HÉNAUT, I, and ARGILLIER, J-F. Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic Economic and Technological Challenge. Oil & Gas Science and Technology. Vol. 59. 2004, p. 455 - 466.

SCHLUMBERGER LIMITED, Actualizado en 2016. Disponible en: <http://www.slb.com/>

SCHLUMBERGER LIMITED. Propiedad Reológica, Fluidos de perforación. In: Oilfield Glossary. [actualizado en 2016]. Available: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/rheological\\_property.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/rheological_property.aspx)

TALWANI, Manik. The Orinoco Heavy Oil Belt In Venezuela (¿Or Heavy Oil to the Rescue?) [en línea] [consultado el 20 de julio de 2015]. Available: [http://web.archive.org/web/http://cohesion.rice.edu/naturalsciences/earthscience/research.cfm?doc\\_id=2819](http://web.archive.org/web/http://cohesion.rice.edu/naturalsciences/earthscience/research.cfm?doc_id=2819)

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Venezuela. [in line]. [citado el 20 de julio de 2015] Available: <http://www.eia.doe.gov/emeu/finance/usi&to/upstream/venezuela.html>

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Ecopetrol aprueba comercialidad del Campo Quifa. [en línea] [actualizado el 12 de agosto 2016]. Disponible en: <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/noticias/ecopetrol-aprueba-comercialidad-del-campo-quifa>

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO. Combustibles parafínicos, nafténicos, aromáticos. [en línea] [consultado el 25 de julio de 2015]. Disponible en: <http://documents.tips/documents/parafinicos-naftenicos-y-aromaticos.html>

WIKIPEDIA. Asfaltenos. [en línea] [actualizado el 27 de noviembre de 2015]. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Asfaltenos>

WIKIPEDIA. Fluido newtoniano. [en línea] [actualizado el 06 de julio de 2016]. Disponible en: [https://es.wikipedia.org/wiki/Fluido\\_newtoniano](https://es.wikipedia.org/wiki/Fluido_newtoniano)

WIKIPEDIA. Reología. [en línea] [actualizado el 1 de noviembre de 2015]. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Reolog%C3%ADa>

ZAMORA A. Heavy Oil Latin America Congress Markets and Investment Commercial potential of heavy oil reserves in Colombia. Bogotá, Colombia. Agosto 2011.