

**DETERMINACIÓN DE LAS CORRELACIONES ÓPTIMAS EN LA MEZCLA
ENTRE DIFERENTES HIDROCARBUROS REPRESENTATIVOS Y LA
TECNOLOGÍA DE NANOFLUIDOS PARA ESTABLECER LAS
PROPORCIONES IDÓNEAS A CADA MUESTRA PARA LA REDUCCIÓN DE
VISCOSIDADES DE CRUDOS EN SUPERFICIE**

IVAN RICARDO SANCHEZ RAMIREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2019

**DETERMINACIÓN DE LAS CORRELACIONES ÓPTIMAS EN LA MEZCLA
ENTRE DIFERENTES HIDROCARBUROS REPRESENTATIVOS Y LA
TECNOLOGÍA DE NANOFLUIDOS PARA ESTABLECER LAS
PROPORCIONES IDÓNEAS A CADA MUESTRA PARA LA REDUCCIÓN DE
VISCOSIDADES DE CRUDOS EN SUPERFICIE**

IVAN RICARDO SANCHEZ RAMIREZ

**Trabajo de grado presentado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR
OSCAR VANEGAS ANGARITA
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2019

DEDICATORIA

Este logro de mi vida, no es sólo un logro, es la ilusión de muchos años anhelando alcanzar el más placentero sueño, un paso muy grande alcanzado por mí y por muchas personas que me han brindado su apoyo y han tenido fe en mí.

Este nuevo proyecto alcanzado, primero que todo es para Dios, que siempre, siempre estuvo conmigo en los momentos donde me he encontrado solo, Él ha estado dándome su bendición y su amor, que me ha irradiado desde el día que nací, hasta la fecha presente. A mi familia, a mis docentes, a las personas que me han ayudado a crecer y formarme como persona y profesional. A la Universidad Industrial de Santander, a la Escuela de Petróleos por darme el orgullo de haberme formado y tener este orgullo que me invade, de ser egresado de la mejor universidad en mi carrera.

Este proyecto también es para dos personas que influyeron en mi vida, las personas que no sólo me enseñaron la ética de ser correcto, respetuoso y antes que nada a ser persona, la señora Raquel Valenzuela y el señor Emerio Sánchez mis abuelos y al mismo tiempo mis padres donde con sus enseñanzas de la vida me enfocaron a tener sueños.

Este logro también alcanzado por esas dos personas que me dieron la vida Oscar Sánchez y Hilda Ramírez, quienes tras de muchos esfuerzos, dedicaciones y consejos estuvieron conmigo en los momentos difíciles. A mi padre que con su temperamento me ha inculcando templanza y tenacidad, me enseñó a esforzarme cada día más y a ser una persona con ideales y sueños de éxito. A mi madre, que con sus caricias y sus lágrimas me convencieron del hecho de que cada día que pase, tengo la obligación de salir adelante. Gracias padre Santo por permitirme que hasta hoy, esas dos personas estén con vida y te pido que me bendigas para que permanezcan más tiempo compartiendo conmigo y mi familia.

También doy agradecimiento a mi tía Gabriela Sánchez que aún sin ser mi madre biológica, es mi madre de crianza, tú fuiste quien me apoyó y creyó en mí., éste logro es también para ti.

Iván Ricardo Sánchez Ramírez

AGRADECIMIENTOS

El autor de este trabajo de grado agradece sinceramente a:

La **Universidad Industrial de Santander** y a todo el personal de la Escuela de Ingeniería de petróleos por permitirnos y brindarnos la oportunidad de estudiar en esta institución y formarnos como profesionales.

A mi director de proyecto **OSCAR VANEGAS ANGARITA** por su colaboración y dedicación para que este proyecto se pudiera realizar.

A **Mary Luz López Henao** esa personita que me enseñó la fuerza de salir adelante y la motivación de ser una persona que se ganó su respeto por los logros que alcanzo siendo una gran mujer.

A mis amigos que me han acompañado en la academia, que fueron testigos de los esfuerzos y trasnochos que pasamos para llegar a este punto.

Mi sincero agradecimiento a todos los que formaron parte de este arduo proceso.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION.....	17
1. GENERALIDADES DEL PETROLEO	19
1.1 EL PETROLEO.....	19
1.2 EL PETROLEO PESADO Y EXTRAPESADO	19
1.3 ORIGEN DE LOS CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS	23
1.4 CARACTERISTICAS DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS.....	25
1.5 VISCOSIDADES DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS	29
1.6 CRUDOS DE LOS CAMPOS A INVESTIGAR	33
1.6.1 Campo Castilla.	33
1.6.2 Campo Rubiales.	36
1.6.3 Campo Chichimene.	43
1.7 TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS PARA REDUCIR LAS VISCOSIDADES.	51
2. NANOTECNOLOGIA.....	53
2.1 GENERALIDADES DE LA NANOTECNOLOGIA NGO.....	59
2.2 QUE ES NGO?	61
2.3 ALCANCES DE LA NANOTECNOLOGIA NGO.....	65
3. DISEÑO EXPERIMENTAL	66
3.1 FORMULACION DEL PROBLEMA.....	66
3.2 FACTORES	67
3.2.1 Niveles de los Factores.....	68
3.2.2 Variable de Bloqueo.....	69
3.2.3 Variable Dependiente	70
3.3 PRUEBAS A REALIZAR	70

3.4 FASE EXPERIMENTAL.....	76
3.4.1 Implementos de Laboratorio y Sustancias	82
3.4.2 Desarrollo de Pruebas en Crudos	84
3.4.2.1 Propiedades de Crudos Base	84
3.4.2.2 Propiedades de Crudos Base mezclados con Nafta	86
3.4.2.3 Propiedades en Crudos dosificados con Nafta y NGO	88
3.4.3 Propiedades en Combustibles Base.	90
3.4.3.1 Propiedades en combustibles dosificados con NGO para la reducción de contaminantes por combustión en vehículos.	93
3.4.3.2 Determinación de Niveles de Azufre	94
 4. ANALISIS COMPARATIVOS DE RESULTADOS ENTRE CRUDOS BASE Y CRUDOS NANOESTRUCTURADOS	 95
 5. CORRELACIONES DEL COMPORTAMIENTO DE API Y VISCOSIDAD	 105
5.1 CORRELACIONES DEL COMPORTAMIENTO DE API Y VISCOSIDADE EN CRUDO CHICHIMENE.....	106
5.2 CORRELACIONES DEL COMPORTAMIENTO DE API Y VISCOSIDADE EN CRUDO RUBIALES.....	109
5.3 CORRELACIONES DEL COMPORTAMIENTO DE °API Y VISCOSIDADE EN CRUDO CASTILLA.....	111
 6. EVALUACION ECONOMICA.....	 114
 7. CONCLUSIONES	 115
 BIBLIOGRAFIA.....	 120
ANEXOS	122

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Comportamiento Molecular del Crudo al Ser Aplicado un Reductor de Viscosidad.	21
Figura 2. Prueba de Bsw Realizada a un Crudo Pesado, Crudo Base.	22
Figura 3. Prueba de Bsw Realizada a un Crudo Pesado Aditivandolo con la Nanotecnología NGO.	22
Figura 4. Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canada.	24
Figura 5. Degradación de Crudos por Peters & Moldowan	25
Figura 6. Viscosidad y Densidad de los Hidrocarburos y fe Otros Líquidos.	31
Figura 7. Ubicación Geográfica del Campo Castilla.	34
Figura 8. Ubicación Geográfica del Campo Rubiales.	38
Figura 9. Producción del Campo Rubiales.	39
Figura 10. Mapa de Gravedad Api – Tope Formación Productora.	41
Figura 11. Mapa de Temperatura – Tope Formación Productora.	42
Figura 12. Viscosidad a Temperatura del Yacimiento.	43
Figura 13. Ubicación Geográfica del Campo Chichimene.	44
Figura 14. Columna Estratigráfica Cuenca Llanos Orientales.	46
Figura 15. Registro Campo Chichimene.	47
Figura 16. Mapa por Zona del Campo Chichimene.	50
Figura 17. Escala Manométrica	55
Figura 18. Aplicación Nanotecnológica NGO Para Hidrocarburos.	60
Figura 19. Estructura Molecular de un Crudo Nanoestructurado.	61
Figura 20. Efecto Patin	62
Figura 21. Nanotecnología NGO.	65
Figura 22. Fundamentos Científicos de Viscosidad	81
Figura 23. ACPM sin Aditivar	91
Figura 24. ACPM Aditivado (1; 700)	92
Figura 25. ACPM Aditivado (1,5; 700).	92

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Grafica 1. Relación Viscosidad Temperatura	51
Grafica 2. Resultados de las Pruebas de Gravedad API de los Crudo a Investigar	95
Grafica 3. Resultados de las Pruebas de Viscosidad de los Crudos a Investigar. .	95
Grafica 4. Resultados de las Pruebas de Fluidez de los Crudos a Investigar.	96
Grafica 5. Comparativo de las Pruebas de Gravedad API con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Chichimene	97
Grafica 6. Comparativo de las Pruebas de Viscosidad con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Chichimene	98
Grafica 7. Comparativo de las Pruebas de Gravedad API con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Rubiales.	99
Grafica 8. Comparativo de las Pruebas de Viscosidad con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Rubiales.	99
Grafica 9. Comparativo de las Pruebas de Gravedad API con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Castilla.	100
Grafica 10. Comparativo de las Pruebas de Viscosidad con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Castilla.	101
Grafica 11. Comparativo de las Pruebas de Gravedad API con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Chichimene Después de 2 Meses.	101
Grafica 12. Comparativo de las Pruebas de Viscosidad con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Chichimene después de 2 Meses.....	102
Grafica 13. Comparativo de las Pruebas de Gravedad API con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Rubiales después de 2 Meses.	102
Grafica 14. Comparativo de las Pruebas de Viscosidad con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Rubiales Después de 2 Meses.	103
Grafica 15. Comparativo de las Pruebas de Gravedad Api con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Castilla Después de 2 Meses.	103

Grafica 16. Comparativo de las Pruebas de Viscosidad con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Castilla Después de 2 Meses.	104
Grafica 17. Correlación Comportamiento Gravedad API Crudo Chichimene	108
Grafica 18. Correlación Comportamiento Viscosidad Crudo Chichimene.....	109
Grafica 19. Correlación Comportamiento Gravedad API Crudo Rubiales	110
Grafica 20. Correlación Comportamiento Viscosidad Crudo Rubiales	111
Grafica 21. Correlación Comportamiento Gravedad API Crudo Castilla.....	112
Grafica 22. Correlación Comportamiento Viscosidad Crudo Castilla.....	113

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Petróleos Parafinicos Vs Petróleos Asfálticos.	26
Tabla 2. Contenido de Azufre.	27
Tabla 3. Clasificación de Crudos Según °api	27
Tabla 4. Composición Típica de Crudos Extrapesados.....	28
Tabla 5. Características de un Crudo Extrapesado.....	29
Tabla 6. Características del Campo Castilla	35
Tabla 7. Necesidades Reciente de La Ingeniería Petrolera y sus Posibles Soluciones Aplicando la Nanotecnología.	57
Tabla 8. Principales Tipos de Nanopartículas y su Aplicación.	59
Tabla 9. Factores Experimentales	68
Tabla 10. Variable Dependiente.....	70
Tabla 11. Fundamentos Científicos API.....	77
Tabla 12. Mezclas Refrigerantes Especiales.	83
Tabla 13. Resultados Muestras en Blanco Crudo Chichimene – Adit 1.....	84
Tabla 14. Resultados Muestras en Blanco Crudo Rubiales – ADIT 1.	85
Tabla 15. Resultados Muestras En Blanco Crudo Castilla – Adit 1.	85
Tabla 16. Resultados Muestras con Nafta en Crudo Chichimene – ADIT 9 y 10...86	86
Tabla 17. Resultados Muestras con Nafta en Crudo Rubiales – ADIT 9 y 10.86	86
Tabla 18. Resultados Muestras con Nafta en Crudo Castilla – ADIT 9 y 10.....87	87
Tabla 19. Aditivaciones 2-8.....	88
Tabla 20. Resultados Muestras con Nafta y NGO en Crudo Chichimene – ADIT 2 A La 8.	89
Tabla 21. Resultados Muestras con Nafta y Ngo en Crudo Chichimene – ADIT 2 A la 8 – Después de 2 Meses	89
Tabla 22. Resultados Muestras con Nafta y NGO en Crudo Rubiales – ADIT 2 A La 8.	89

Tabla 23. Resultados Muestras Con Nafta y NGO en Crudo Rubiales – ADIT 2 a la 8 – Después de 2 Meses.	90
Tabla 24. Resultados Muestras con Nafta y NGO en Crudo Castilla – ADIT 2 A la 8.	90
Tabla 25. Resultados Muestras con Nafta y NGO en Crudo Castilla – ADIT 2 A la 8 – Después de 2 Meses.	90
Tabla 26. Resultado de Pruebas para Análisis Gases Contaminantes	93
Tabla 27. Resultado de Pruebas para Análisis de Niveles de Azufre	94
Tabla 28. Dosificación No 7.	97
Tabla 29. Dosificación No 6	98
Tabla 30. Dosificación No 4.	100
Tabla 31. Resultado de Pruebas para Análisis de Correlaciones de Gravedad API Crudo Chichimene.	107
Tabla 32. Resultado de Pruebas para Análisis de Correlaciones de Viscosidad Crudo Chichimene.	108
Tabla 33. Resultado de Pruebas para Análisis de Correlaciones de Gravedad API Crudo Rubiales.	109
Tabla 34. Resultado de Pruebas para Análisis de Correlaciones de Viscosidad Crudo Rubiales.	110
Tabla 35. Resultado de Pruebas para Análisis de Correlaciones de Gravedad API Crudo Castilla.	112
Tabla 36. Resultado de Pruebas para Análisis de Correlaciones de Viscosidad Crudo Castilla.	113

LISTA DE ANEXOS

“Ver Anexos Adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la Base de Datos de la Biblioteca UIS”

Anexo A. Acuerdo de Confidencialidad Muestras UIS

RESUMEN

TITULO: DETERMINACIÓN DE LAS CORRELACIONES ÓPTIMAS EN LA MEZCLA ENTRE DIFERENTES HIDROCARBUROS REPRESENTATIVOS Y LA TECNOLOGÍA DE NANOFLUIDOS PARA ESTABLECER LAS PROPORCIONES IDÓNEAS A CADA MUESTRA PARA LA REDUCCIÓN DE VISCOSIDADES DE CRUDOS EN SUPERFICIE*

AUTOR: IVÁN RICARDO SÁNCHEZ RAMÍREZ**

PALABRAS CLAVES: Reductor de viscosidad, Nanotecnología, Pruebas de Laboratorio, Crudos Extrapesados, Combustibles del consumo masivo.

DESCRIPCION

Es importante entender las dificultades que se generan al transportar crudos extra pesados por tuberías, sabiendo que la producción que se da en nuestro país en su gran mayoría es de crudos pesados y extra pesados, debido a esto es necesario aportar a la investigación del sector nuevas tecnologías para optimizar el proceso de transporte y calidad de crudo. En la presente investigación se realizaron pruebas con el fin de reducir las viscosidades de los crudos más importantes del país utilizando nanotecnología, toda esta investigación se realizó por medio de pruebas de laboratorio para encontrar las dosificaciones más importante y reiterativas teniendo en cuenta la parte económicamente rentable. Además se realizaron pruebas de laboratorio para mejorar el rendimiento y reducción de contaminantes que emiten los vehículos en el momento de la combustión, dosificando estos derivados con la nanotecnología, Este análisis se lleva a cabo con el fin de establecer puntos comparativos entre los procesos que se realizan actualmente para mejorar el proceso de transporte y la utilización de la nanotecnología mostrando así que dicha innovación podría revolucionar el proceso de transporte reduciendo costos y mejorando los procesos. Todo este proceso de pruebas de laboratorio se llevó a cabo rigiéndonos con las normas establecidas para las pruebas, cumpliendo con los respectivos estándares de calidad.

* Proyecto de grado.

** Facultad de Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Oscar Vanegas Angarita. Especialización Centro para el Desarrollo de la Docencia de la UIS

ABSTRACT

TITLE: ESTABLISHMENT OF THE OPTIMAL CORRELATIONS IN A MIXTURE OF HYDROCARBONS AND NANOFLUIDS FOR THE LOWERING OF VISCOSITIES AND ITS APLICABILITY IN THE TRANSPORT OF HEAVY CRUDE OIL ON SURFACE LEVEL.*

AUTHOR: IVÁN RICARDO SÁNCHEZ RAMÍREZ**

KEYWORDS: Viscosity reducer, Nanotechnology, laboratory tests, Extra heavy crude oil, Fuels of mass consumptions.

DESCRIPTION

It is important to understand the difficulties that are generated when transporting extra heavy crude oil by pipelines, knowing that the production that occurs in our country in its vast majority is heavy and extra heavy, due to this it is necessary to contribute to the investigation of the new sector technologies to optimize the transportation process and crude quality. In the present investigation tests were carried out in order to reduce the viscosities of the most important crude oil in the country using nanotechnology, all this research was carried out through laboratory tests to find the most important and reiterative dosages taking into account the economically profitable part. Laboratory tests were also carried out to improve the performance and reduction of pollutants emitted by vehicles at the time of combustion, dosing these derivatives with nanotechnology. This analysis is carried out with the purpose of establishing comparative points between the current processes, they are working to improve the transportation process and the use of nanotechnology, showing that this innovation could revolutionize the transportation process by reducing costs and improving processes. All this process of laboratory tests were carried out in accordance with the standards established for the tests, complying with the respective quality standards.

* Degree work.

***Faculty of Physicochemical Engineering, School of Petroleum Engineering. Oscar Vanegas Angarita. Especialización Centro para el Desarrollo de la Docencia de la UIS

INTRODUCCION

Es importante reconocer que el petróleo cumple un eslabón trascendente en el mundo, es por esto que muchos países mueven su economía dependiendo principalmente por las regalías de los Hidrocarburos, además es tan importante que este recurso atribuye decisiones políticas, económicas y sociales para muchas naciones. Actualmente las reservas de petróleos livianos han disminuido y esto ha llevado consigo a que se busquen nuevas alternativas, por dicha razón a habido la obligación prácticamente de acudir a crudos pesados y extrapesados.

Actualmente la industria de los hidrocarburos realiza diferentes investigaciones que giran en torno a la manera más adecuada de poder extraer y transportar estos crudos no convencionales, donde se originan problemáticas por su movilidad y viscosidad. Estos crudos su principal dificultad es la movilidad, debido a esto la industria ha implementado diferentes alternativas con el fin de mejorar el transporte pero muchas de estas alternativas económicamente son muy costosas.

El mayor enfoque en la industria de los Hidrocarburos es el desarrollo de poder aprovechar estos campos donde es engorroso extraer estos crudos, no obstante su favorabilidad es ligada a una forma directa a la variabilidad de precios del petróleo en la bolsa internacional.

La investigación realizada en los procesos para la optimización del transporte de estos crudos pesados y extrapesados se ha venido realizando durante los últimos años, como resultado de dichas investigaciones se ha podido identificar varios métodos para la reducción de viscosidades, como son los reductores químicos, métodos térmicos y dilución de crudos más pesado mezclados con crudos livianos o derivados. Cada uno de estos métodos ha sido óptimos en los resultados pero llegan consigo a tener algunas desventajas y limitaciones en procesos posteriores

y sobre todo en la rentabilidad para implementarlos como optimizadores de transporte ya que al implementarlos suelen ser muy costosos.

En este proyecto se evaluara el uso de una mezcla dosificada teniendo en cuenta la rentabilidad entre los crudos más importantes del país y una mezcla entre porcentajes mínimos de Nafta y Nanotecnología NGO, realizando un punto comparativo entre una mezcla de Crudo y Nafta ya que es el método inusual que se está implementado en este momento para la optimización del transporte de crudos.

1. GENERALIDADES DEL PETROLEO

1.1 EL PETROLEO

El petróleo es el componente constituido por una mezcla homogénea donde posee una variedad de elementos los cuales predominan principalmente los Carbonos é Hidrógenos, estos están organizados de distintas formas los cuales no solo estas compuestos por estos elementos principalmente sino que también estas acompañados por componentes no orgánicos que hacen de su estructura una más compleja y extensa, estos lleva consigo que su estructura molecular posean propiedades diferentes.

Como ya mencionamos el petróleo es una mezcla homogénea el cual es clasificado de diferentes formas, las cuales hacen referencia a su calidad; una de estas es su cadena composicional, otras es su contenido de azufre y una muy importante la cual hace referencia a su calidad de crudo es su gravedad API que se encuentra en función de la gravedad específica. Además es importante resaltar que los crudos son referenciados comercialmente por su ubicación posicional o de la zona donde se encuentran, los más conocidos en nuestro país son BRENT Y WTI.

1.2 EL PETROLEO PESADO Y EXTRAPESADO

Estos crudo en particular son hidrocarburo denso y viscoso que posee dificultades al fluir. Es importante aclarar que estos tipos de crudo poseen una gravedad que oscilan entre 10 a 22.3 API¹.

¹ API; (American Petroleum Institute), Instituto Americano del Petróleo. Clasificación realizada de acuerdo al departamento de energía de los Estados Unidos de Norteamérica.

Estos crudos pesados son el resultado de oxidación de crudos convencionales como resultado de bajas fracciones livianas, los cuales poseen altos contenidos de asfáltenos y a su vez altos niveles de oxígeno el cual contribuye a su oxidación además de azufre y metales, reflejándose naturalmente en un cambio composicional químico.

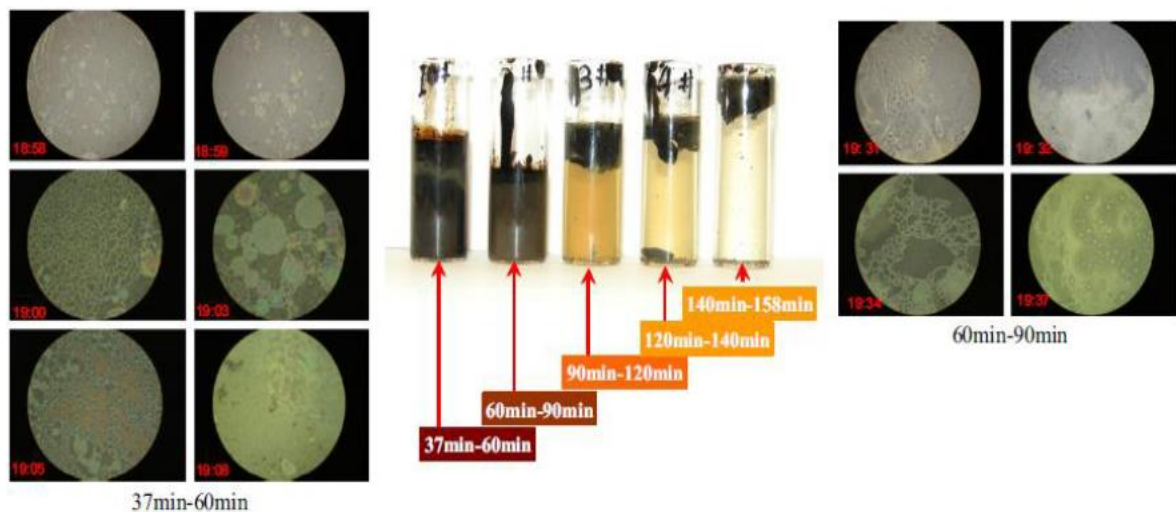
La composición química de estos crudos puede ser caracterizada por muchos factores que llegan a modificar su estructura; uno de estos cambios que pueden llegar a presentar los crudos es debido a su grado de madures que haya alcanzado la roca madre, donde a medida del tiempo y de evolución del crudo que esta acumulado en la roca presenta cadenas más largas, causando a estos crudos experimentar características de viscosidades cada vez más altas. Así mismo cuando hay un acontecimiento migratorios de estos crudos en el momento que se presenta procesos geológicos y ocurre el quiebre de formaciones o fracturas en las rocas de la formación, el crudos migra a otros yacimientos y a medida que ocurre este proceso este va adquiriendo componentes que hacen modificar su estructura hasta el instante en que es acumulado y mezclado con otros crudos de otras formaciones adquiriendo propiedades de estas nuevas que llevan consigo cambios en su estructuras y aumentos en las viscosidades debido a perdida de livianos.

La demanda mundial de crudo creció en promedio 1.76% por año durante el periodo de 1994 - 2006, con un incremento de 3.4% durante el 2003 - 2004. El crecimiento de la demanda es más alto en países emergentes como China e India cuyas economías dinámicas reflejan un notable 1.8% de crecimiento en la demanda mundial durante el 2009. Numerosos reportes internacionales predicen el comportamiento de dos décadas, al menos el 80% de la demanda de energía mundial se será suplida por productos derivados del petróleo y gas natural. De acuerdo con las estadísticas de la IEA (International Energy Agency), los crudos pesados representan el 50% de los recursos recuperables. Durante el siglo 20, la demanda de crudo pesado y extrapesado ha sido mínima debido a su alta

viscosidad y complejidad que ha hecho de estos crudos los más difíciles y costosos de producir, transportar y refinar.

El crudo pesado tiene una importancia vital en las reservas recuperables a nivel mundial. Las viscosidades de ese tipo de crudo a 25°C pueden llegar a más de 1×10^5 cP, sin embargo la viscosidad deseada y apropiada para el correcto flujo en tuberías no puede exceder los 400 cP. El transporte de crudo a través de tubería es el más conveniente y económico medio de movilización de este recurso, viéndose gran dificultad con esta clase de crudo debido a su alta viscosidad, reducida movilidad y bajo punto de fluidez².

Figura 1. Comportamiento Molecular del Crudo al Ser Aplicado un Reductor de Viscosidad.



Fuente: Journal of Petroleum Science and Engineering. Modification of Heavy-Oil Rheology Via Alkaline Solutions. 2013.

² Reporte IEA 2014 (International Energy Agency)

Figura 2. Prueba de Bsw Realizada a un Crudo Pesado, Crudo Base.



Fuente: Prueba realizada a un crudo base (RUBIALES), Laboratorio de Fluidos, Escuela Ingeniería de Petróleos, UIS.

Figura 3. Prueba de Bsw Realizada a un Crudo Pesado Aditivandolo con la Nanotecnología NGO.



Fuente: Prueba realizada al crudo base siendo aditivada (RUBIALES), Laboratorio de Fluidos, Escuela Ingeniería de Petróleos, UIS.

La utilización de aditivos no sólo debe ser capaz de estabilizar la emulsión durante el transporte, también debe lograr separar el crudo una vez se estabilice en el punto de destino. La mezcla de crudos pesados con aceites ligeros, hidrocarburos gases o alcoholes son otra alternativa potencial para reducir la viscosidad de los aceites pesados³.

Es de gran importancia analizar el comportamiento de los crudos pesados y extrapesados cuando a estos se les son modificados sus propiedades, la mejoría en su caracterización hacen de estos crudos la obtención de crudos de mejor calidad donde llegan consigo una mejor facilidad para realizar procesos.

1.3 ORIGEN DE LOS CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS

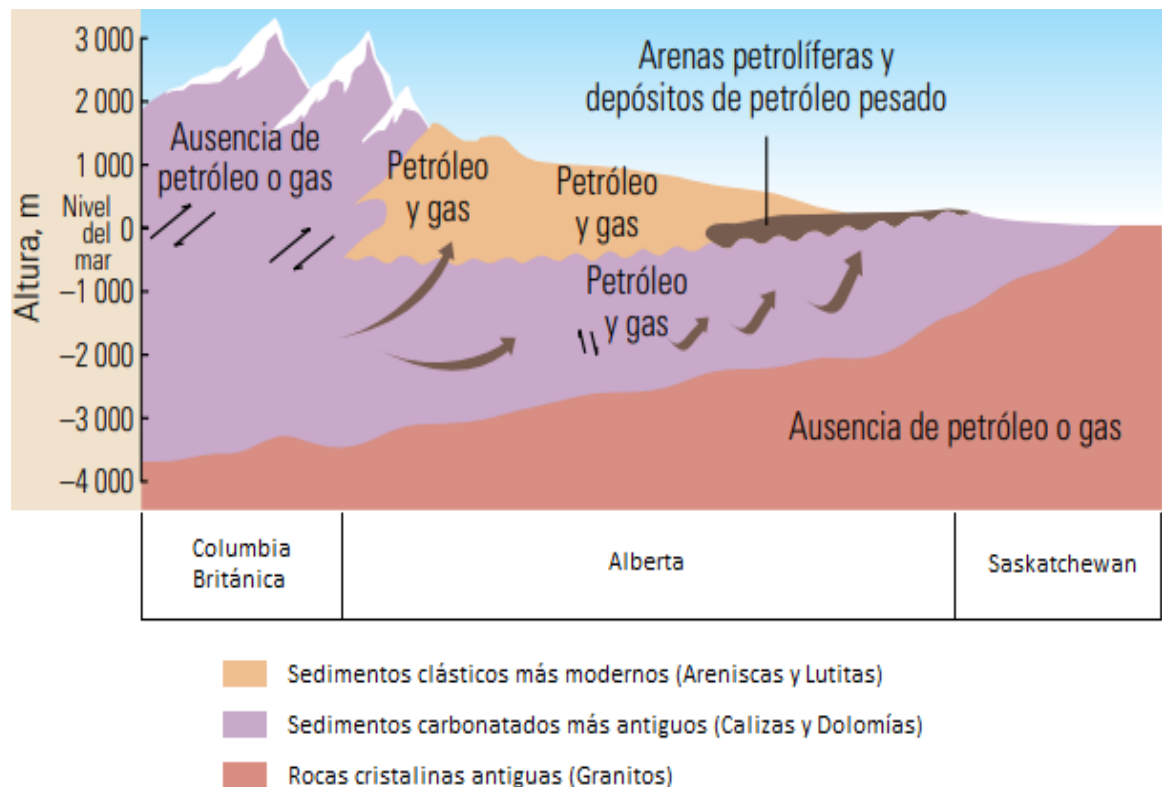
Los crudos pesados con altas viscosidades y bajos grados API se originan como petróleos convencionales que se desplazan de una forma ascendente en dirección hacia trampas más someras donde van perdiendo propiedades iniciales de este dando como consecuencia una degradación y dando origen a crudos pesados. En el mundo la mayoría de los petróleos pesados se encuentran alojados en enormes depósitos someros emplazados en los flancos de las cuencas de antepais. Las cuencas de antepais son depresiones extensas formadas por el hundimiento de la corteza terrestre durante la orogénesis. La descomposición de material marino de la cuenca se convierte en la roca madre de los hidrocarburos que migran generando un buzamiento. En este proceso geológico se forman rocas de cubierta efectiva que actúan como sello, dando nombre a lo que se puede llamar roca sello las cuales crean condiciones apropiadas para la degradación severa de los hidrocarburos.

A medida del tiempo en los cambios geológicos, los microorganismos sufren cambios de biodegradación los cuales metabolizan los hidrocarburos más livianos

³ Journal of Petroleum Science and Engineering. RHEOLOGICAL PROPERTIES OF HEAVY & LIGHT CRUDEOIL MIXTURES FOR IMPROVING FLOWABILITY. 2012.

produciendo gas metano e hidrocarburos pesados enriquecidos. Este proceso de biodegradación incrementa propiedades de estos crudos como son la viscosidad, densidad, acidez y los contenidos de azufre en el petróleo.

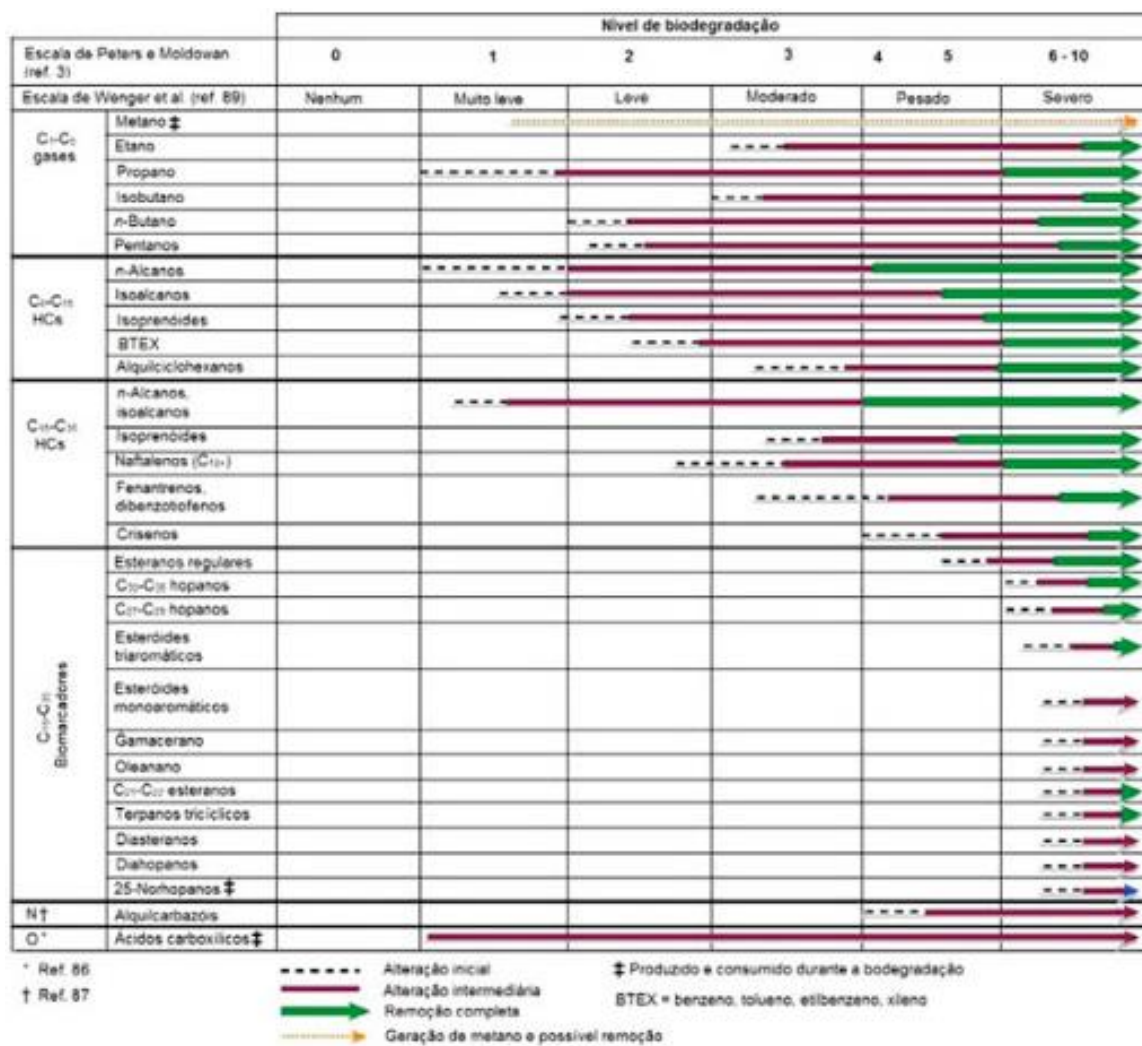
Figura 4. Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canada.



Fuente: Imagen modificada. FAERGESTAD, IRENE M. Deposito del petróleo pesado en el oeste de Canadá. Schlumberger. 2016.

A lo largo de distintas investigaciones se han venido estipulando distintos esquemas que describen los cambios progresivos de composiciones en cuanto a una detallada explicación de los cambios que experimenta el petróleo con su biodegradación basados en la alteración de componentes, uno de estos y mostrados a continuación es el de Peters and Moldowan.

Figura 5. Degradação de Crudos por Peters & Moldowan



Fuente: IAN M. Head, D. Martin Jones & Steve R. Larter Biological activity in the Deep subsurface and the origin of heavy oil

1.4 CARACTERISTICAS DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS

El petróleo según su composición química se puede clasificar en crudos parafinicos, naftenos y asphalticos; cuando hablamos de crudos extrapesados su composición

química es principalmente asfáltica, estos se caracterizan por tener altos contenidos de azufre, metales pesados y altas viscosidades.⁴

Algunas de las propiedades que caracterizan a estos crudos son:

- Bajos °API: entre 10 °API hasta 22.3 °API.
- Altas viscosidades: de 500 a 1500 SUS⁴ (entre 1200 y 95000 centipoise) la cual es atribuida principalmente a la superposición de los asfáltenos presentes.
- Alto punto de fluidez: 80 °F – 100 °F.
- Alto contenido de metales pesados como níquel y vanadio.
- Alto contenido de azufre y nitrógeno.
- Baja relación gas-aceite (GOR).
- Alto contenido de salinidad.

Tabla 1. Petróleos Parafínicos Vs Petróleos Asfálticos.

Petróleos Parafínicos	Petróleos Asfálticos
Muy fluidos	Viscosos
Menos pesados que el agua	Espesos
Fáciles de evaporar	Fáciles de solidificar
Incoloros	Dejan como residuos asfaltos

Fuente: Tabla Modificada de: Clasificación de los crudos de petróleo. Ejemplo de distribución de productos de refinería en función del tipo de crudo – Grado de ingeniería de los Recursos Energéticos: refino Petroquímico, 4° curso

• **Contenido de Azufre en Extrapesados**

El petróleo según su contenido de azufre se puede clasificar en petróleo dulce, medio y agrio tal como corresponda a su contenido porcentual de sulfuro.

⁴ SUS; Viscosidad Universal Saybolt, que representa el tiempo en segundos para un volumen de fluidos equivalente a 60 centímetros cúbicos salga de un recipiente tubular por medio de un orificio, debidamente calibrado y dispuesto en el fondo del recipiente, el cual se a mantenido a una temperatura constante.

Tabla 2. Contenido de Azufre.

Petróleo dulce	<0.5%
Petróleo Medio	0.5% - 1.5%
Petróleo agrio	>1.5%

Los crudos extrapesados poseen un alto contenido de azufre por causa de distintos procesos que se dan por su biodegradación, lo que los caracteriza por ser crudos agrios.

- **Clasificación según su gravedad API (°API)**

La gravedad API (°API) dada por el Instituto Americano del Petróleo (*American Petroleum Institute*), es la principal referencia para la clasificación de crudos en la escala mundial, se calcula a partir de la siguiente formula.

Ecuación 1. Gravedad API

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

Tabla 3. Clasificación de Crudos Según °api

CLASIFICACION API	
Crudo Superligero	> 39°
Crudo Liviano	31.1 ° - 39°
Crudo Mediano	22.3° - 31.1°
Crudo Pesado	10° - 22.3°
Crudo Extrapesado	< 10°

En el momento de hablar de crudos extrapesados se hace una referencia directa a aquellos crudos que son más pesados que el agua (10 °API).

- **Composición típica de Crudos Extrapesados**

Es de gran importancia resaltar que en las propiedades de los crudos extrapesados se logran identificar altas viscosidades, lo cual genera grandes dificultades en el flujo de este fluidos, aunque las viscosidades de los crudos no están directamente relacionadas con las densidades si podemos evidenciar entre ellas un fuerte lazo pues cada vez que encontramos en crudos densidades mayores, es decir, gravedades API menores observamos un fuerte aumento en las viscosidades que ellos presentan, estos crudos están muy bien caracterizados por tener altas viscosidades, altas densidades y por baja gravedad API.

Tabla 4. Composición Típica de Crudos Extrapesados

COMPONENTES	PORCENTAJE
Hidrocarburos Saturados	12% - 15%
Hidrocarburos Aromáticos	34% - 37%
Resinas	33% - 38%
Asfáltenos	12% - 17%

Fuente: Tabla Modificada de: BORDENAVE, M.L, Applied Petroleum Geochemistry Editions Technip, 27 Rué Ginoux 75015 Paris. 1993

Se puede observar tres clasificaciones de crudos pesados, en función de su capacidad de fluir a condiciones de yacimiento definidas por Guarín⁵.

- Clase A denominada *Crudo Pesado Intermedio*. Esta denominación abarca a los hidrocarburos que a condiciones de yacimiento presentan una viscosidad menos a 100 cP y una densidad API entre 15 a 23.
- Clase B denominada *Crudo Extrapesado*. Para crudos que se encuentren en un rango de viscosidad entre 100 y 10000 cP y una densidad API entre 8 y 15.

⁵ GUARIN ARENAS, Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extrapesados con movilidad. Caso formación San Fernando. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2011, p.21

- Clase C denominada *Bitumen o Arena Bituminosa*. Se denomina de esta manera a los hidrocarburos líquidos que a condiciones de yacimiento son inmóviles. Estos hidrocarburos se encuentran en rangos de viscosidad mayores a los 10000 cP y densidades API menores a 8.

Tabla 5. Características de un Crudo Extrapesado

Caracterización de Crudos Extrapesados
Alta viscosidad (100 – 10.000 cp)
Baja gravedad °API (7° - 10°)
Alto contenido de Asfáltenos
Alto contenido de metales pesados
Alto contenido de Azufre ($\geq 1.5\%$)
Punto de fluidez (80°-100°F)
Bajo GOR
Salinidad de crudo
Producción asociada a Arena (Yacimientos generalmente someros)

1.5 VISCOSIDADES DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS

En general, la viscosidad se define como la resistencia interna de un fluido al fluir; usualmente medida en centipoises, cP (gr/cm*seg).

La resistencia al flujo es causada por la fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre las otras. Esta propiedad se ve afectada fuertemente por los cambios de temperatura, presión y presencia de gas en solución, así mismo a medida que disminuye la gravedad API se puede observar una fuerte relación con la viscosidad ya que está aumenta de forma significativa⁶.

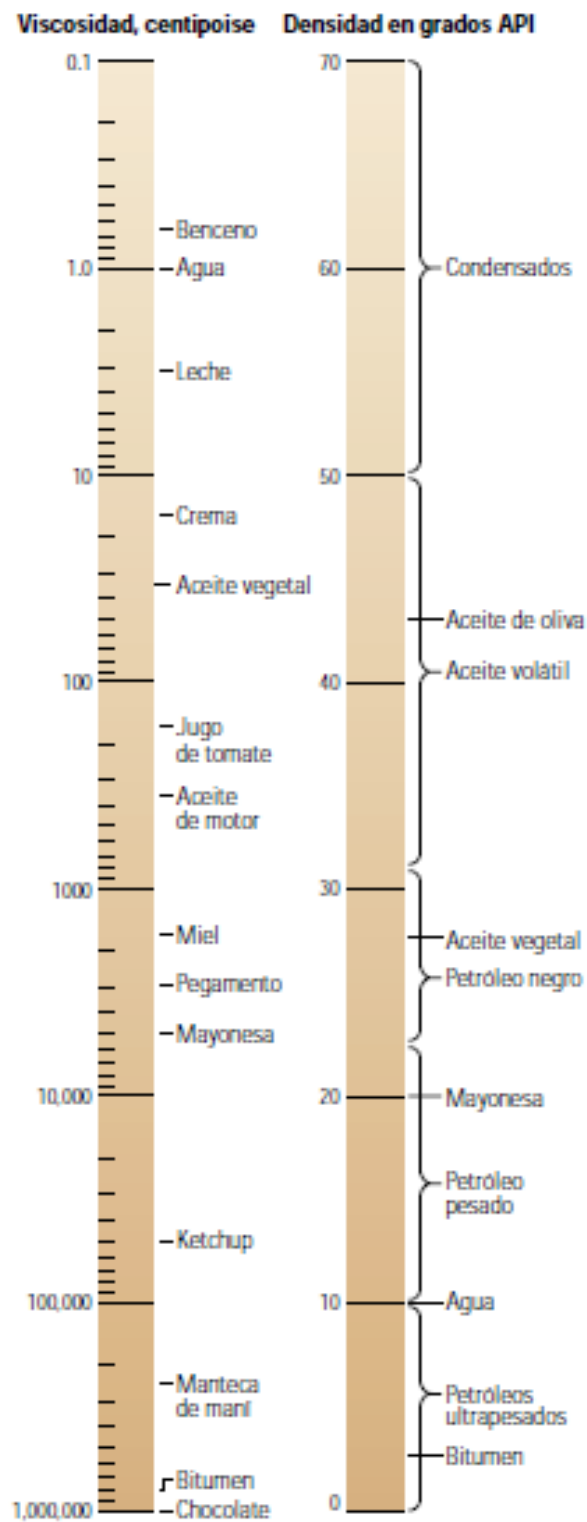
⁶ ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva: Editorial Universidad Subcolombiana, 2004. 162 p.

La estimación de la viscosidad puede realizarse por medio de pruebas de laboratorio como también puede llegar a deducirse usando correlaciones empíricas. La literatura investigativa a reflejado que las correlaciones más exactas son las que tienen en cuenta la composición del crudo, sin embargo, en algunos casos la única información disponible para el cálculo es la gravedad API del aceite, algunas propiedades como son la presión del yacimiento, temperatura y la cantidad de gas en solución en el caso que este tenga se podría llegar a afirmar que la mayor parte de los modelos usados para conocer la viscosidad se encuentran directamente relacionados con dichas variables.

La alta viscosidad de los crudos extrapesados da como consecuencia un flujo de tipo laminar o Darcy, qué se relaciona de manera estrecha con las caídas de presión y pérdidas por fricción que presenta el flujo del fluido; en muchos de los casos el comportamiento del fluido depende del tipo de flujo y el gradiente de velocidad que presente, en este caso el petróleo extrapesado⁷.

⁷ EDGARDO – SUAREZ, J; DOMINGUEZ, Rheological coefficient Study of an Extra heavy crude oil dosage with a viscosity bio-reducer. ISSN 1815-5944. Mexico. 2015. p 87, p88.

Figura 6. Viscosidad y Densidad de los Hidrocarburos y fe Otros Líquidos.



Fuente: Carl Curtis, Robert Kopper, Yacimientos de petróleo pesado

Según Suarez Dominguez en el caso de la utilización de reductores de viscosidad para el mejoramiento del flujo la reología en los fluidos adquiere una mayor importancia y mejor calidad en el proceso.

La estimación del comportamiento de esta propiedad adquiere especial importancia cuando se emplean agentes reductores de viscosidad ya que generalmente se ve modificada⁸.

Factores que Afectan la Viscosidad

Una de las principales variables que afecta drásticamente la viscosidad de crudos pesados es la temperatura de yacimiento. En la mayoría de los análisis de yacimientos de hidrocarburos convencionales, incluyendo, métodos analíticos y simulaciones numéricas, los procesos de flujo de fluidos en el medio poroso han sido considerados isotérmicos mediante perfiles de temperatura geotérmicos constantes en el tiempo, incluso la variación de temperatura con profundidad se despreciaban al considerarlos relativamente pequeños e insignificantes en cualquier análisis. Contrario a esto, en yacimientos de crudos pesados y extrapesados se ha evidenciado que un riguroso entendimiento de los perfiles de temperatura es primordial para la predicción de la viscosidad. Esto debido a que pequeños cambios en la temperatura de yacimiento pueden afectar fuertemente los valores de viscosidad. La temperatura del fluido puede cambiar en las cercanías al pozo productor. El flujo no es isotérmico cuando se refina la escala de observación y la resolución de la data medida, y se pueden apreciar cambios considerables de temperatura principalmente en gases, aunque también en crudos pesados, fluidos que son afectados por diferentes fenómenos térmicos asociados a proceso de flujo de calor roca-fluido y fluido-fluido. El coeficiente de Joule Thompson en crudos pesados pueden ser negativo y la temperatura del fluido a condiciones dinámicas de producción puede aumentar en el fondo de los pozos productores.

⁸ EDGARDO – SUAREZ, J; DOMINGUEZ, Rheological coefficient Study of an Extra heavy crude oil dosage with a viscosity bio-reducer. ISSN 1815-5944. Mexico. 2015. p 87.

Propiedades que Alteran Directamente la Viscosidad.

- Temperatura: la viscosidad de los crudos y prácticamente de todos los líquidos están relacionada de una forma inversa con esta propiedad. El aumentar la temperatura de los crudos permiten una disminución de la viscosidad de este, ya que molecularmente reduce las fuerzas de cohesión.
- Presión: la viscosidad de los crudos como en todos los líquidos se ven afectados por cambio mínimos de presión, esta propiedad influye en la viscosidad cuando esta cambia de una manera significativa, para llegar a observar cómo cambia la viscosidad a medida que cambia la presión se debe mantener otros factores constantes como es la temperatura y el gas disuelto.
- Gas disuelto: el efecto que tiene el gas disuelto sobre el crudo consiste en mantenerlo liviano y por lo tanto disminuir la propiedad viscosa del crudo.

Dependiendo de la presión la viscosidad de los crudos puede ser clasificada en tres categorías⁹.

- Viscosidad de petróleo muerto: (sin gas en solución) es la viscosidad del crudo a presión atmosférica y a la temperatura del sistema. Este valor expresa la resistencia al flujo del crudo sin gas en solución.
- Viscosidad de petróleo saturado: se define como la viscosidad del crudo a cualquier presión menor o igual a la presión de burbuja.
- Viscosidad de petróleo subsaturado: se define como la viscosidad del crudo a una presión superior a la del punto de burbuja y a la temperatura del yacimiento.

1.6 CRUDOS DE LOS CAMPOS A INVESTIGAR

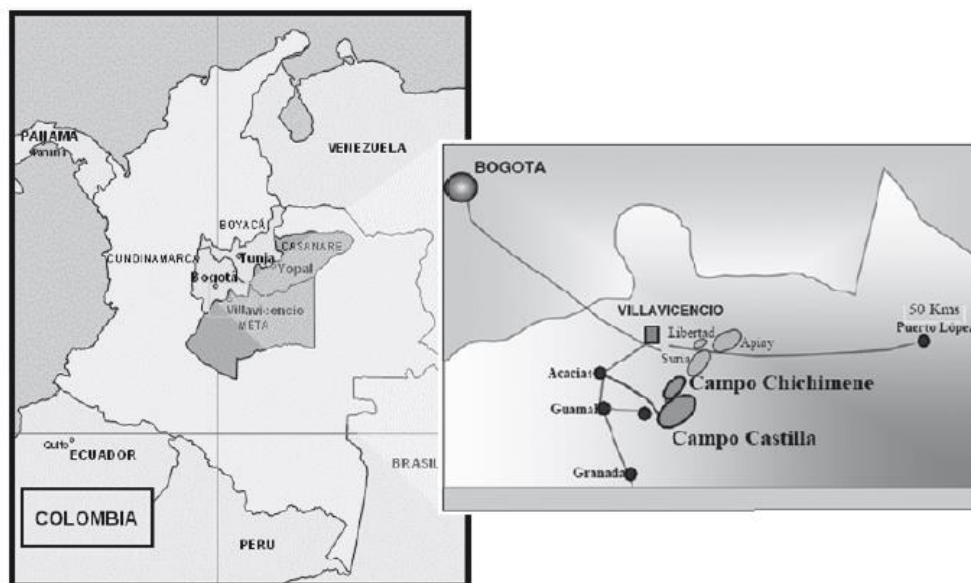
1.6.1 Campo Castilla. El campo Castilla se encuentra ubicado en el Departamento del Meta Aproximadamente a 30 km al sur de Villavicencio dentro de las coordenadas Gauss (origen Bogotá) Norte: 915.000 a 929.000 y Este: 1'043.000 a

⁹ AHMED, Tarek. Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling. Houston. Gulf Publishing Company. 2007. p 237.

1'053.000, esta área se encuentran en la jurisdicción de los municipios de Acacias y Castilla la Nueva¹⁰⁸.

Para el acceso desde esta ciudad, es necesario un recorrido de aproximadamente 95 km por la vía al Llano hasta la capital del Departamento del Meta, Villavicencio, y posteriormente 60 km por la vía Villavicencio - Acacias - Guamal - Castilla la Nueva como se muestra en la Figura 2. Actualmente se encuentran perforando más de 454 pozos distribuidos en el área sur y norte del campo y su principal sistema de levantamiento artificial es el bombeo electrosumergible capaz de recuperar volúmenes grandes de fluidos del yacimiento.

Figura 7. Ubicación Geográfica del Campo Castilla.



Fuente: Viera Lozano Salazar, Diego Rivas Hoyos, Jaime Loza, Diego Suárez, Zuly Calderón, Metodología para la selección de pozos candidatos a perforar en condiciones de bajo-balance. Aplicación al Campo Castilla de Ecopetrol

¹⁰ RUBEN-GARCIA, Y, SANCHEZ, Metodología para identificar pozos con tendencia a generar incrustaciones en el Campo Castilla que permita reducir el índice de falla del sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2015, p.24

El campo Castilla hace parte de la subcuenca Apiay Ariari que se encuentra localizada en la parte más sur de la Cuenca de los Llanos Orientales.

Tabla 6. Características del Campo Castilla

PARÁMETRO	UNIDAD K1	UNIDAD K2
Litofacies	Arena laminada	Arena Homogénea
Tipo de Crudo	Aceite Negro	Aceite Negro
Mecanismo de Empuje	Gas en Solución	Acuífero Activo
Fracturas Naturales	No	Si
Permeabilidad [md]	1– 1667	465 – 2423
Porosidad [%]	10,8 – 28	13,9 – 23,4
Saturación de Agua Inicial [%]	20	20
Espesor Neto [ft]	39 – 109	203 – 528
Presión Actual Promedio [Psi]	2691	2691
Riesgo de Inestabilidad	Moderado	Bajo
Temperatura [°F]	193	198
Gravedad Específica del Gas	0.906	0.906
Gravedad API	13,7	20
GOR [scf/stb]	100 – 300	100 – 300
Presión de Burbuja [Psi]	90	148

Fuente: Ecopetrol

La caracterización del yacimiento Guadalupe K1 y K2, tanto en sus propiedades físicas, petrofísicas y estabilidad de las paredes de pozo no establecen ningún inconveniente para la aplicación óptima de operaciones bajo balance en el campo Castilla.

La magnitud del problema de pérdidas de circulación en el campo Castilla, apremia la toma de medidas correctivas como la aplicación de perforación. Esta complicación operacional puede asociarse a las fracturas naturales o reactivación

de fallas por variación del diferencial de presión, ya que la distribución de permeabilidades no muestra altos valores en las zonas principalmente afectadas¹¹.

1.6.2 Campo Rubiales. El campo Rubiales se encuentra localizado en la cuenca Llanos al suroriente del municipio de Puerto Gaitán, al oriente del departamento del Meta, 310 Km de la ciudad de Bogotá. Este yacimiento fue descubierto en 1980 y su explotación inicio en 2006. Este campo cuenta con un área 56900 hectáreas y produce crudo pesado de gravedades API entre 11 y 14 con altas viscosidades. La producción proviene de las arenas basales de la formación carbonera, las cuales tienen un espesor promedio entre 20 y 80 ft de arenas no consolidadas.

El mecanismo de producción es un acuífero activo recargable. El campo Rubiales cuanta con un volumen de petróleo in situ OOIP de 5285 Millones de barriles y la producción promedio anual de aproximadamente 121000 barriles de petróleo. La viscosidad del petróleo depende de variables como la presión, relación gas aceite, composición y temperatura del medio. Una precisa predicción de esta propiedad física del fluido es requerida para un diseño apropiado de recobro mejorado, análisis de producción, transporte y sistemas de procesamiento de petróleo¹². El crudo pesado se caracteriza por altas viscosidades, entre 100 e incluso 10000 cP a temperatura de yacimiento y una gravedad API entre 10-22 unidades. La viscosidad del crudo varía dependiendo de su origen, la naturaleza de su composición química, particularmente los componentes polares como el asfáltenos y que interacciones moleculares puedan ocurrir.

El Campo Rubiales y en general de la industria petrolera de Puerto Gaitán fueron noticia nacional e internacional en 2011 por otra circunstancia: las protestas de los trabajadores ante las condiciones de trabajo, que desembocaron en debates en el

¹¹ VIERA LOZANO SALAZAR, DIEGO RIVAS HOYOS, JAIME LOZA, DIEGO SUÁREZ, ZULY CALDERÓN, Metodología para la selección de pozos candidatos a perforar en condiciones de bajo-balance. Aplicación al Campo Castilla de Ecopetrol. 2011 p 65

¹²

seno del Congreso de la República, acerca del carácter de trabajo esclavo se estaba presentando en esos campos. Durante todo el segundo semestre de ese año, ocurrieron varias manifestaciones sociales, tanto en los lugares de producción como en el conjunto de la región.

Características Estructurales del Campo

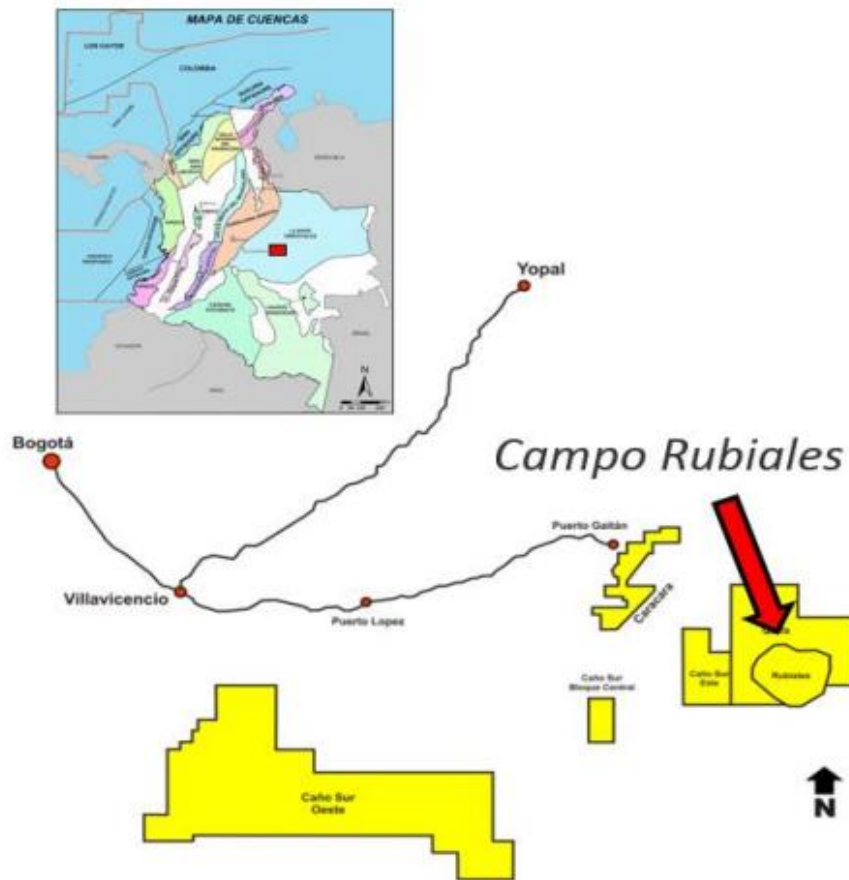
El Campo Rubiales es un extenso monoclinal afectado por fallamiento normal, con saltos de fallas entre 10 y 20 pies, sin un límite de acumulación definido para el entrapamiento de hidrocarburos. El contacto agua-aceite se presenta a diferentes niveles estructurales, profundizándose en la misma dirección en la que buza el yacimiento.

El monitoreo de la evolución de la presión del yacimiento, la verificación de la recarga del acuífero y la identificación de las barreras de permeabilidad, integrando los análisis petrofísicos, se vuelven aspectos indispensables de evaluar para todos los sectores del campo. El fallamiento que está afectando al campo genera muy baja compartimentalización, que localmente puede explicar la diferencia de profundidades del contacto agua-aceite. Sin embargo los saltos de las fallas aún no logran justificar los 200 pies, aproximadamente, de diferencia de las profundidades del contacto del oeste hacia el este del campo. Las diferentes profundidades para el contacto agua-aceite en el Campo Rubiales puede, en parte, explicarse mediante la complejidad estratigráfica de canales entrelazados que generan barreras de permeabilidad, situándolo en diferentes niveles estructurales.

La evolución constante del comportamiento de la presión del yacimiento puede ser efecto de un acuífero fuerte y activo que debe estar recargándose para lograr la continua compensación volumétrica de petróleo y agua extraídos durante la historia de producción del campo. Para la confirmación de esta hipótesis se debería monitorear la recarga del acuífero a través de análisis fisicoquímicos del agua de formación. La posible dirección de recarga del acuífero, equivale a la dirección de

buzamiento del yacimiento. Así mismo, la existencia de diferentes líneas para el agua y para el aceite son elementos adicionales que soportan la formación de un entrampamiento hidrodinámico y que justifican la presencia de un contacto inclinado agua-aceite. Este agente hidrodinámico, combinado con la alta complejidad estratigráfica, es lo que permite el desarrollo del campo hacia áreas estructuralmente bajas pero que son favorables para la acumulación de hidrocarburos debido al dinamismo del acuífero.

Figura 8. Ubicación Geográfica del Campo Rubiales.



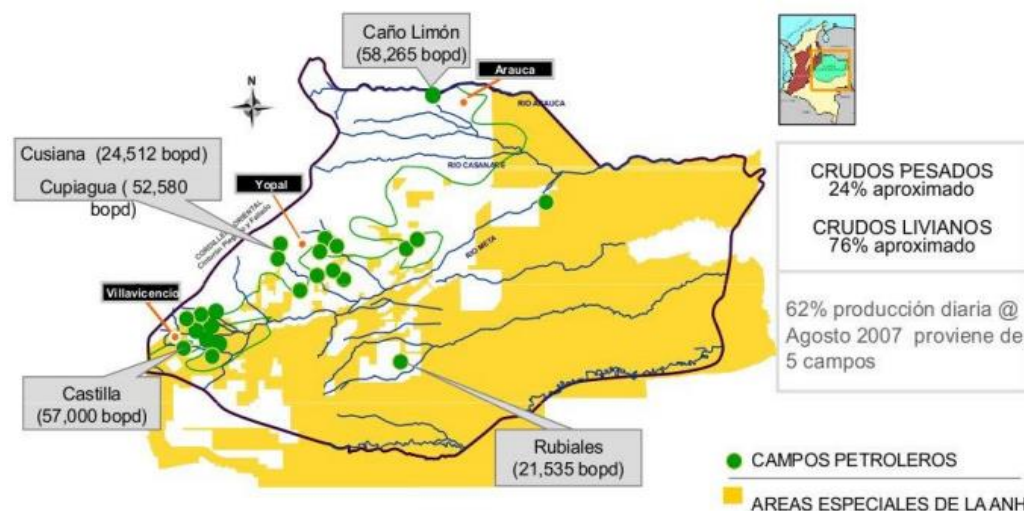
Fuente: C. Cundar, R. Osorio, J. I. Medina, A. Betancur, L. Pérez., Campo Rubiales, Colombia: Modelo de viscosidad para un yacimiento gigante de crudo pesado con una inusual tendencia de temperatura de yacimiento. Ecopetrol S.A.

La explotación petrolera en el municipio de Puerto Gaitán tiene un exponente por excelencia donde actúan dos empresas operadoras socias: la canadiense Pacífic Rubiales Energy, dueña de Meta Petroleum, de origen colombiano, que es la operadora, y la estatal Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol¹³.

Aspectos importantes representativos y de desarrollo que ha tomado el Campo Rubiales en el país:

- El papel del petróleo de los Llanos Orientales (lugar donde queda Campo Rubiales) en el desarrollo de la industria en el país. Este aspecto se examina desde una mirada estructural (los últimos 50 años).
- Los cambios que se han dado en la industria del petróleo, de acuerdo con los factores internacionales y nacionales en materia de hidrocarburos. Este aspecto se estudia desde los cambios en la coyuntura (los últimos 10 años).

Figura 9. Producción del Campo Rubiales.



Fuente: Proyecto de crudos pesados 2006, LANDMARK, HALLIBURTON – ACIPET
Caño Limón y Cusiana-Cupiagua son campos de crudos livianos, mientras que Castilla y Rubiales, son de crudos pesados.

¹³ Pacific Rubiales tiene campos tanto en Meta como en el departamento de Sucre, que es de gas: Según el diario económico Portafolio, el año pasado [2011], las reservas probadas netas (1P) de Pacific Rubiales crecieron 34 %, al llegar a 318 millones de barriles equivalentes. (<http://www.portafolio.co/negocios/utilidades-pacific-rubiales-crecieron-109-el-2011>)

Como era previsible, Pacific Rubiales se quebró, causando enormes pérdidas a los accionistas, tenedores de bonos y prestamistas, víctimas de las maniobras irregulares que las autoridades financieras de Colombia nunca investigaron. En 2015, según Bloomberg, Pacific fue la compañía petrolera en el mundo en que más cayeron sus acciones, en 74%, lo que llevó a deslistarla tanto de la Bolsa de Valores de Toronto como de Colombia.

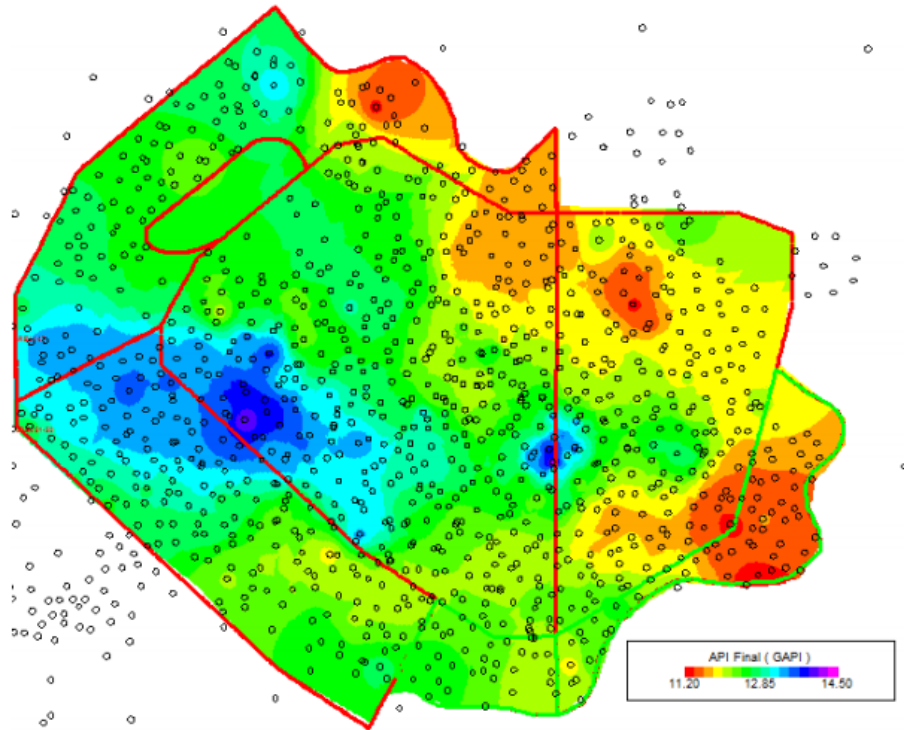
Las deudas de Pacific llegan a los US\$ 4.000 millones, y para salvarse, nuevamente acudió a artimañas para reestructurarse a través de Catalyst Capital Group, lo que le permitirá seguir operando los 64 campos petroleros enmarcados en 23 contratos a su cargo en Colombia, siendo el más importante el de Quifa.

Análisis de Información del Crudo Rubiales

Gravedad API

El rango de gravedad API en el fluido Campo Rubiales varía entre 11.2 y 14.4 unidades. Se mapean los datos de gravedad API al tope de la formación productora mediante interpolación geo-estadística (**Figura 10**). Se observa una gravedad API cercana a 12 unidades en aproximadamente el 60% del yacimiento, gravedades API mayores de 13 y 14 al oeste y API bajos de 11 en la parte norte y este del campo. El yacimiento posee un fuerte componente estratigráfico de un ambiente depositacional continental transicional y de influencia mariana. Además, de la complejidad de un ambiente de ríos trenzados encontrada a partir de perfiles de pozo e información de núcleos de formación. Esta complejidad estratigráfica puede explicar los cambios areales de composición en la formación productora, representados en diferencias de gravedad API.

Figura 10. Mapa de Gravedad Api – Tope Formación Productora.

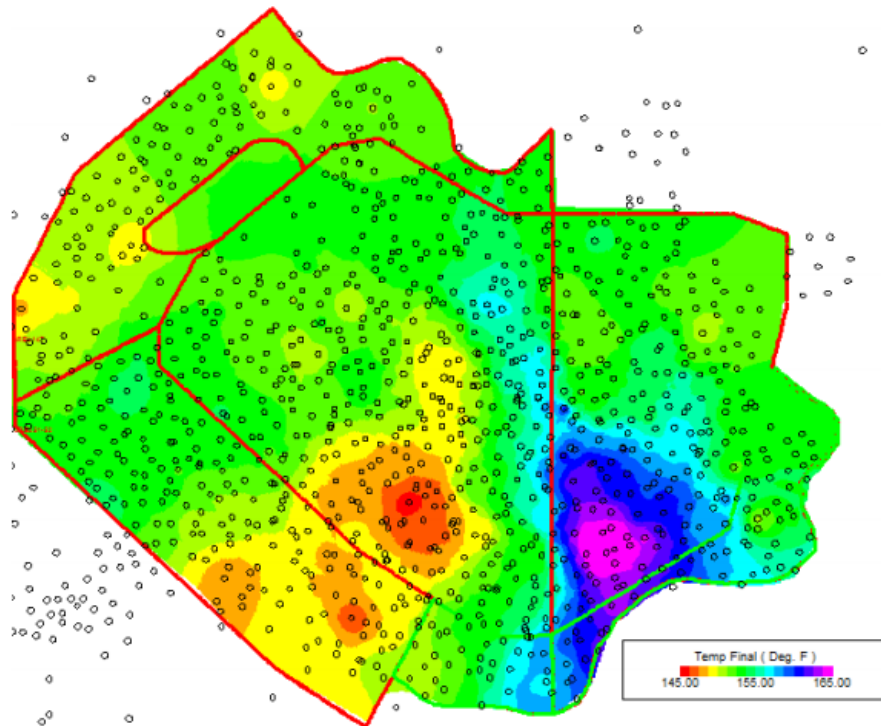


Fuente: Ecopetrol S.A – ACIPET, Campo Rubiales, Modelos de viscosidad para un yacimiento de crudo pesado. 2017

Temperatura

El rango de temperatura de yacimiento esta entre 145 y 165°F. Se observan comportamientos atípicos de la temperatura de yacimiento. En este campo se encuentran patrones de temperaturas más bajas en zonas profundas y no en las partes altas como lo sugiere un normal gradiente geotérmico, sugiriendo alguna fuente externa de calor en algunas zonas del yacimiento. Al mapear la temperatura en toda el área se puede observar trenes inusuales de valores de temperatura altos y/o bajos en sectores localizados, principalmente en la zona sur-este, sector en el cual la formación productora (Terciario) subyace con una formación más antigua (Paleozoico).

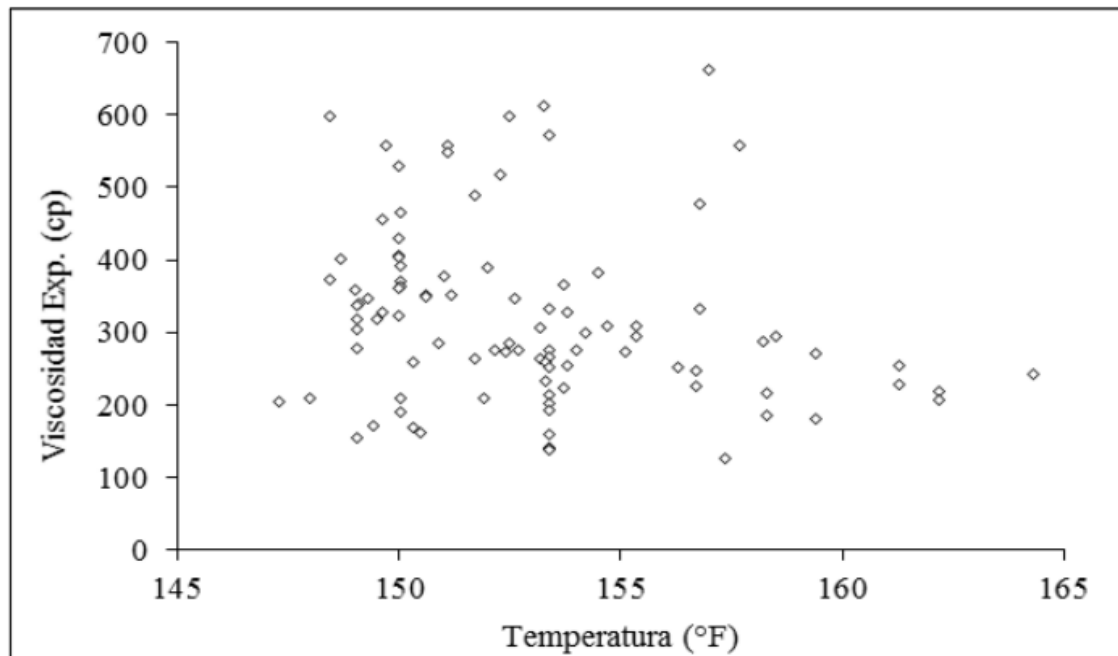
Figura 11. Mapa de Temperatura – Tope Formación Productora.



Fuente: Ecopetrol S.A – ACIPET, CAMPO RUBIALES, Modelos de viscosidad para un yacimiento de crudo pesado. 2017

Viscosidad: Con los datos de viscosidad cinemática de crudo muerto medidos en laboratorio (ASTM D7042) se interpola el dato a la temperatura de yacimiento estimada. La viscosidad en el campo Rubiales depende en primer orden de la gravedad API, en segundo orden de la temperatura de yacimiento. Este crudo pesado tiene una cantidad de gas en solución menor a 10 pcr/bn y su efecto en la viscosidad es mínimo. Por esta razón es posible usar muestras de crudo atmosférico. El rango de viscosidad para el fluido de yacimiento Rubiales se encuentra entre 100 y 700 cp.

Figura 12. Viscosidad a Temperatura del Yacimiento.

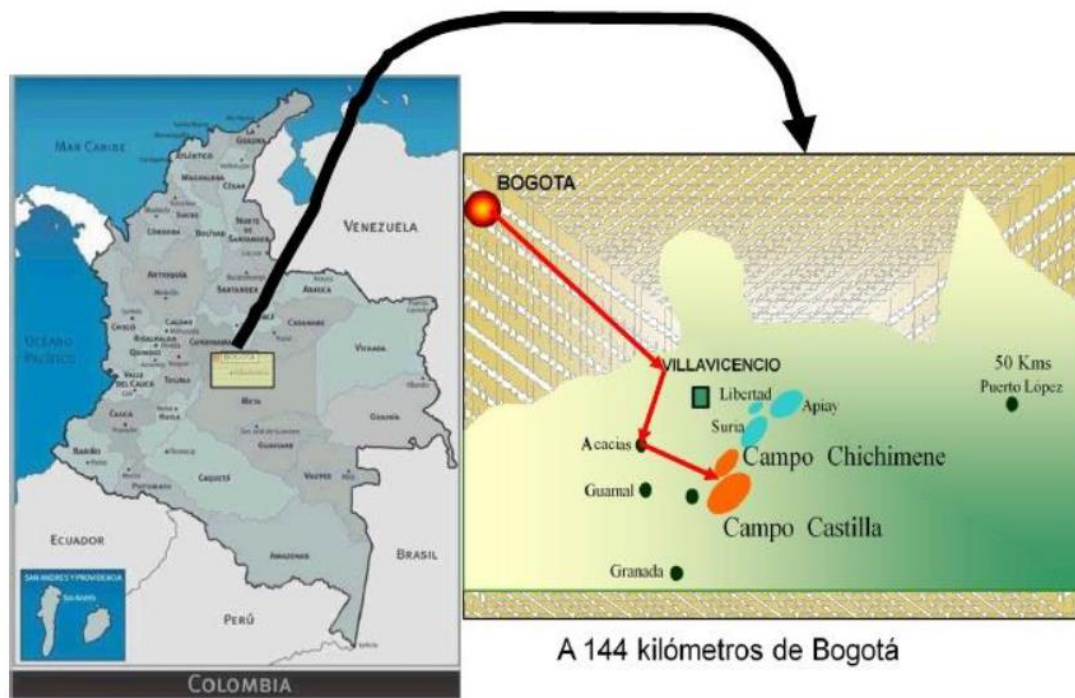


Fuente: Alianza Campo Rubiales para Ecopetrol S.A, CAMPO RUBIALES, Variabilidad de la viscosidad con respecto a la temperatura de la formación.

1.6.3 Campo Chichimene. El Campo Chichimene, se localiza en la cuenca de los llanos, 50 km al sur del municipio de Villavicencio, en el departamento del meta, fue descubierto por la compañía Chevron en 1969. Inicio producción mediante el contrato de asociación Cubarral. Este contrato termino el 30 de enero del año 2000. A partir de este momento, Ecopetrol suscribió un contrato por seis meses con Chevron para su administración. Terminado este contrato, la gerencia llanos de Ecopetrol entro a operar directamente el campo.

Desde entonces Ecopetrol ha manejado directamente este campo con importantes acciones de trabajos en los pozos existentes y perforación de nuevos pozos, lo que le ha permitido mantener e incluso incrementar la producción de petróleo.

Figura 13. Ubicación Geográfica del Campo Chichimene.



Fuente: Modificada Alianza Campo CHICHIMENE, Oportunidades de desarrollo para el Campo Chichimene

Reseña: El campo Chichimene fue descubierto por Chevron en 1.969 con la perforación del pozo Chichimene-1 e inició producción en el año de 1985, con el contrato de asociación Cubarral. Dicho contrato terminó el 30 de enero de 2.000 tras lo cual ECOPETROL S.A. suscribió un contrato por seis meses con Chevron para su administración. Terminado este contrato, y tras adelantar un estudio de explotación adicional del campo, la Gerencia Llanos de ECOPETROL S.A. entró a operar directamente. Las unidades productoras son las Formaciones Guadalupe Masivo y Guadalupe Superior de edad Cretáceo Medio, correspondientes a las unidades operacionales K2 y K1. Adicionalmente se tiene como formación productora la Formación San Fernando (Unidad T2). Actualmente cuenta con 44 pozos perforados a diciembre de 2.009, de los cuales 12 producen crudo de 20 °API de las unidades K1 y K2, dos pozos producen en conjunto de las tres unidades productoras (K1, K2 y T2) con crudo de 15 °API y 11 pozos de 9 °API producen de

la unidad T2. Han sido abandonados los pozos Chichimene-12 y el Chichimene-10 el cual se perdió durante la perforación. La producción promedio del campo a diciembre de 2.009 es de 13.500 BOPD y un corte de agua de 73%. El sistema de levantamiento artificial utilizado para todo el campo es el Bombeo Electrosumergible.

ECOPETROL S.A. a través del grupo de yacimientos inició en 1.998 una evaluación integrada del campo para recibir el campo del operador Chevron. Posteriormente en 2.002 se hizo una cuantificación del petróleo original *in situ* para la formación San Fernando utilizando la historia de producción del pozo Chi-119 18 que en ese momento era el único pozo produciendo por esta formación y extrapolando dichos datos de producción a los demás pozos del campo, determinando un potencial petrolífero de esta unidad en el área.

Geología

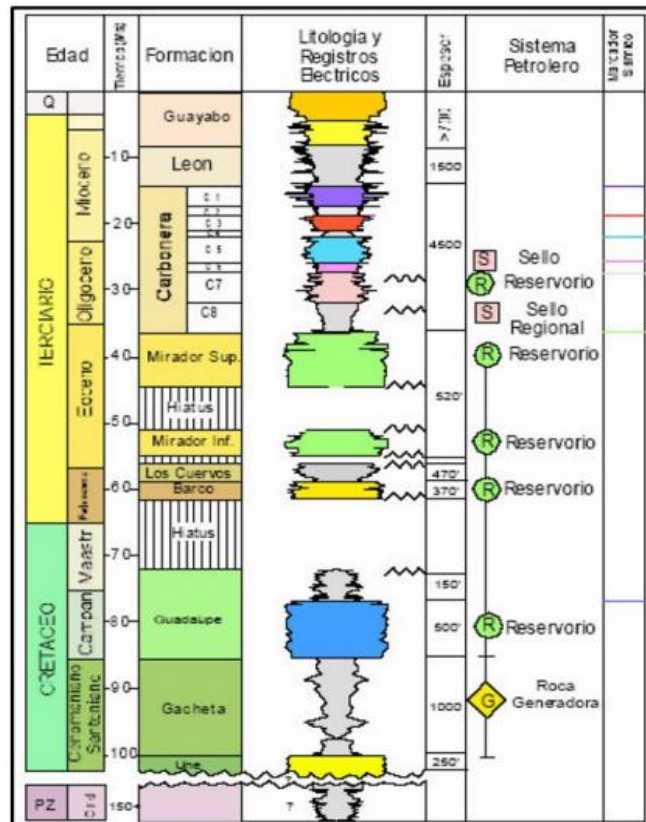
Geología Estructural del Yacimiento: La estructura de Chichimene es un anticlinal alargado en dirección N60°E de aproximadamente 6 Km. de longitud y 2.5 Km de ancho. Su flanco occidental presenta una pendiente constante de 4°, mientras que el oriental se inclina con buzamientos hasta de 7° y se intercepta con la falla de Chichimene que limita el campo.

La falla de Chichimene es de carácter inverso, tiene un desplazamiento vertical de aproximadamente 400 pies y se inclina hacia el noroccidente con un ángulo de 50°. El domo del anticlinal es bisectado por una falla normal de poco desplazamiento (10 ft) que afecta los niveles masivo y superior de Guadalupe.

Geología Estratigráfica: La secuencia de las rocas perforadas en el campo Chichimene involucra rocas con edades desde el Paleozoico hasta el Holoceno, tal como se visualiza en la columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos.

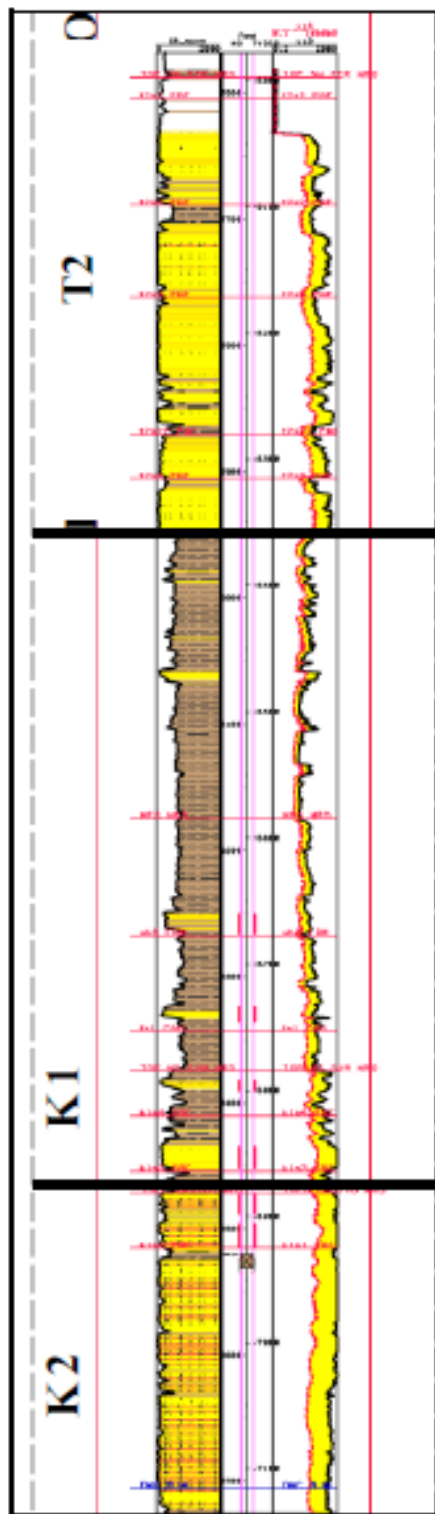
La roca generadora de hidrocarburos en el área es la Formación Gacheta o Guadalupe Superior, la cual a su vez en su sección inferior es roca acumuladora y productora. Las rocas acumuladoras y productoras son las formaciones Une o Guadalupe masivo (operacionalmente denominada unidad K2), la Formación Gacheta o Guadalupe superior (operacionalmente denominada unidad K1) y la Formación San Fernando (operacionalmente denominada unidad T2). En la Figura 5 se presenta un registro tipo de estas formaciones en el campo Chichimene.

Figura 14. Columna Estratigráfica Cuenca Llanos Orientales.



Fuente: Modificada. Tesis, Lainie J. Pedroza, Generación de un modelo estático para F. Carbonera.

Figura 15. Registro Campo Chichimene.



Fuente: ECOPETROL S.A

Unidad K2. Corresponde a una secuencia arenosa de apariencia masiva en el registro Gamma Ray. Ha sido atravesada en su totalidad por el pozo CHI-1 en el que se reportó un espesor de 900 ft. Con base en la información de corazones se establece que resulta del apilamiento de ciclos grano-decrecientes incompletos con espesores menores de 10 ft. Compuestos por areniscas de grano grueso a medio, cuarzosa, cementadas por sílice, con estratificación cruzada planar.

Unidad K1. Se denomina así a la sección de intercalaciones de areniscas y shales que cubre concordantemente las areniscas de la unidad K2 e infrayace discordantemente a la unidad T2. Está constituida por paquetes entre 5 a 20 pies de arenisca de grano medio a muy fino, cuarzosa, cemento síliceo, ocasionalmente calcáreo, con laminación cruzada tangencial, y ripples; intercalados con intervalos de shale negro, síliceo, duro, con laminación fina plana a ligeramente ondulosa, lenticular y ocasionalmente con lentes y nódulos de siderita. Su espesor total varía entre 500 y 550 pies.

En la unidad K1 se reconocen 3 secciones: la primera, hacia la base donde se presentan los mayores espesores y mejores propiedades como roca almacenadora, las cuales representan una sección que se interpreta como resultado de la depositación en un ambiente deltaico con influencia de mareas. **La segunda sección** corresponde a la parte media de la unidad K1, la cual es predominantemente arcillosa, en donde se identifica un nivel arcilloso continuo que permite ser correlacionado con la superficie de máxima inundación propuesta en la subcuenca Apiay. El carácter regional de esta sección confirma su interpretación como la superficie de máxima inundación alcanzada por el mar Cretáceo en la subcuenca. **La tercera sección** está por encima de esta superficie de máxima inundación (K1 superior), en ella la depositación vuelve a ser predominantemente progradacional, incrementándose ligeramente el contenido de areniscas y terminando en la discordancia de edad Eoceno sobre la cual se depositan las areniscas de la Unidad T2, como respuesta a una caída relativa del nivel del mar.

Unidad T2. Una discordancia de carácter regional marca el límite Cretáceo-Terciario en la cuenca Llanos y separa las rocas de la Unidad K1 de las areniscas de la Unidad T2.

El espesor total varía entre 295 y 411 pies, con 340 pies de promedio y por su respuesta del Gamma Ray parecida a la unidad K2, internamente no hay criterio definido para dividirla en sub-unidades, sin embargo se pueden visualizar tres intervalos arenosos más o menos separados por intervalos arcillosos, que no son totalmente continuos en el campo.

Características del Fluido: El campo Chichimene produce un crudo de las siguientes características:

Crudo Formación Guadalupe K1 y K2:

- 20 ° API.
- Viscosidades entre 200 y 300 cp.
- BSW 90% a 95%.
- GOR despreciable.

Crudo Formación Guadalupe T2:

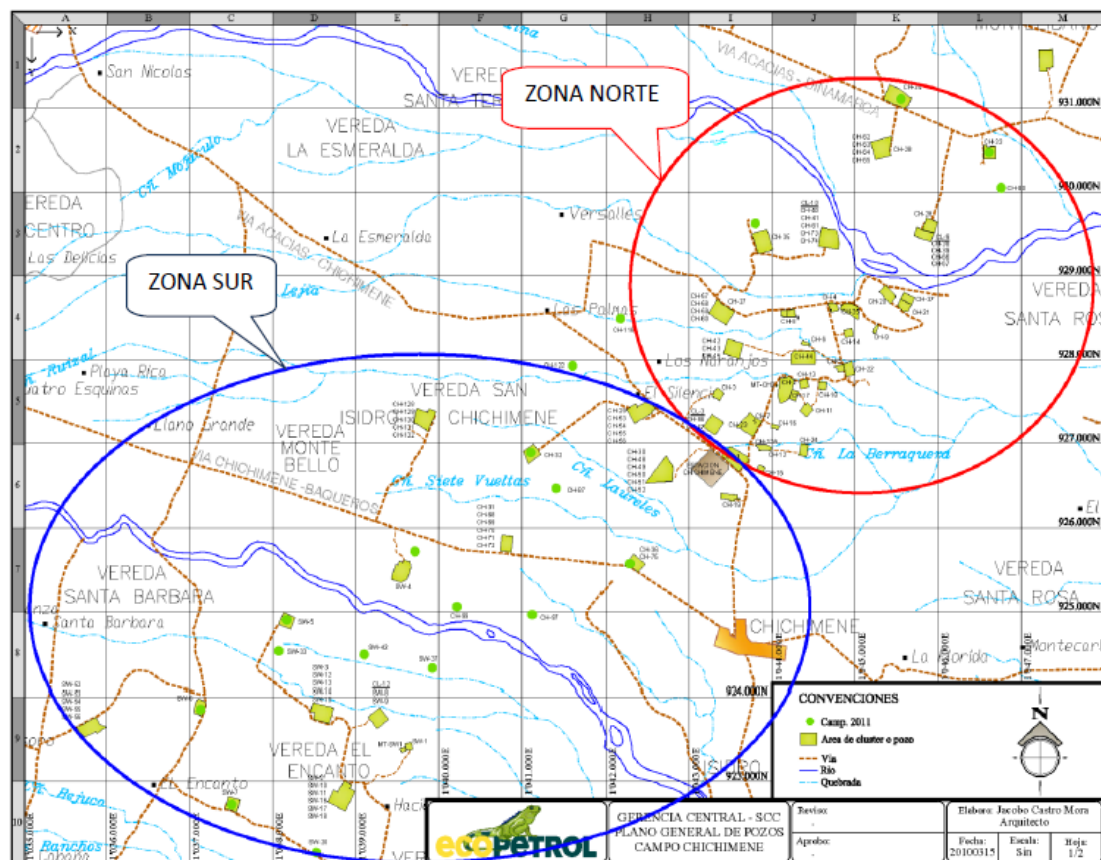
- 8 °API.
- Viscosidad de 3000 cp.
- BSW < 10%.
- GOR entre 200 PCS/BFP y 500 PCS/BFP.

Datos Básicos: Está ubicado entre las siguientes coordenadas:(1.043.000 E, 926.000 N) y (1.045.500 E, 929.000 N), con una extensión superficial de 750 hectáreas y con un área del yacimiento de 374 hectáreas. Está localizado a 12 km al S.E del municipio de Acacias en el departamento del Meta.

Zonas de Interés: El campo Chichimene se extiende de tal forma que se pueden diferenciar dos zonas, zona sur y zona norte. La zona de interés para este proyecto es la zona norte.

La zona norte del campo Chichimene comprende los pozos antiguos de dicho campo, que producen de las formaciones San Fernando y Guadalupe, con crudo que se encuentra en un rango de 8 °API a 20 °API, respectivamente. Dicha zona se encuentra en una llanura que no presenta grandes cambios en elevación a excepción de zona Montelivano, debido a una declinación creada por el cauce del río Acacias.

Figura 16. Mapa por Zona del Campo Chichimene.



Fuente: ECOPETROL S.A

1.7 TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS PARA REDUCIR LAS VISCOSIDADES.

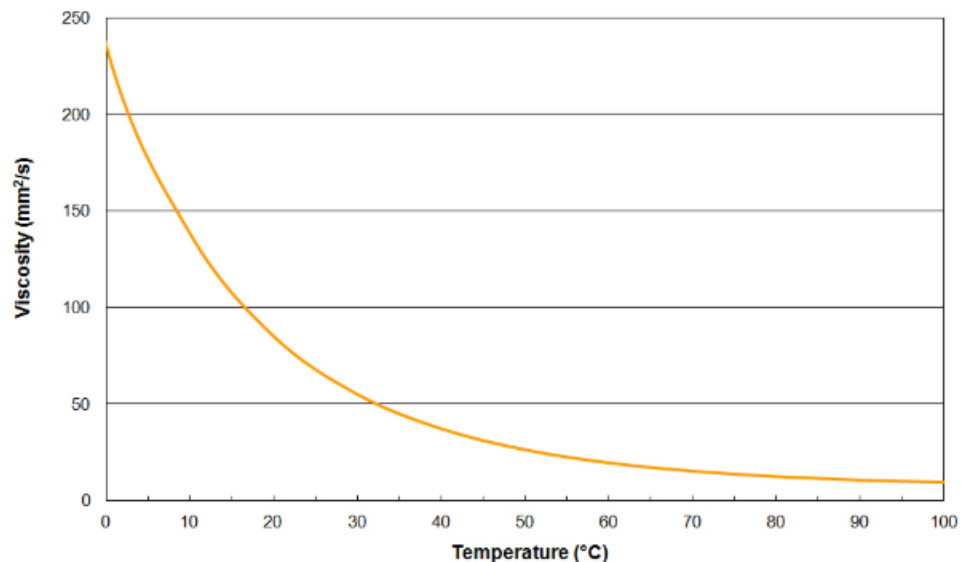
La principal característica de los crudos extrapesados es su viscosidad el mejor camino para lograr mejorar la fluidez de estos tipos de petróleo es tratando la viscosidad aparente con el fin de reducirla. Existen tres tipos de métodos para reducir la viscosidad.

- Tratamiento Térmico
- Tratamiento por dilución
- Tratamiento químico

Tratamiento Térmico

La temperatura es una de las propiedades claves para la reducción de viscosidad ya que está se relaciona de una manera estrecha con la temperatura, donde al aumentar la temperatura del petróleo disminuye la viscosidad.

Grafica 1. Relación Viscosidad Temperatura



Fuente: MIDEL Kinematic Viscosity, MIDEL Viscosidad frente a Temperatura

Tratamiento por Dilución: Consiste en diluir el crudo extrapesado con crudos livianos o derivados del petróleo como la nafta para así disminuir la viscosidad aparente para este método se debe tener en cuenta que va existir un límite de acceso a los crudos liviano según el punto geográfico donde se encuentren y además no descuidar los efectos por incognimiento de mezcla que se puedan presentar¹⁴.

Tratamiento químico: Este tratamiento actualmente es muy apetecido por su bajo costo, Además de que simple y de amplia aplicación sin embargo están limitadas en aplicaciones reales.

La reducción catalítica de viscosidad requiere altas temperaturas y la eliminación de metales pesados por lo que puede ser difícilmente aplicado en amplitud¹⁵.

¹⁴ ALBOUDWAREJ, Hussein Alboudwarej, Highlighting Heavy Oil. Oilfield Review 2006

¹⁵ AHMED, Tarek. Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling 2007. p 237.

2. NANOTECNOLOGIA

Los primeros conceptos e ideas de la nanotecnología se remontan al 29 de Diciembre de 1959 con el físico Richard Feynman, en su exposición llamada “There’s Plenty of Room at the Bottom”, en el encuentro de la American Physical Society en el California Institute of Technology, donde explica la posibilidad de manipular la materia a escalas menores que las micrométricas. Posteriormente, el investigador japonés Norio Taniguchi, en 1974, adopta por primera vez el término Nanotecnología, aunque este fue popularizado por Kim Eric Drexler, un ingeniero estadounidense, en la década de los 80’s.

Una definición clara de la nanotecnología es la manipulación, diseño, construcción y/o fabricación de dispositivos, materiales y cualquier tecnología en la escala de nanómetros, es decir, a un nivel atómico y molecular. En general, la nanotecnología trabaja en materiales con longitudes que van de 0.1 nm a 100 nm, donde 1 nm es igual a 1×10^{-9} m, es decir, equivale a una mil millonésima parte de un metro¹⁶.

La nanotecnología habla de máquinas pequeñas al extremo de lo invisible capaces de construir edificios, detener enfermedades, pelear guerras y producir alimentos. Pero lo más escalofriante es que no se trata de algo descabellado: la revolución ya comenzó y en unos 50 años los humanos podrían ver cosas que la ciencia ficción más atrevida apenas comienza a intuir. Hace 40 años el físico Richard Feynman, ganador del Premio Nobel, fue invitado a pronunciar un discurso en una institución tecnológica de California. Sus reflexiones generaron un eco que cada vez suena con más fuerza. Richard Feynman (premio Nobel de Física en 1965 fue quien sugirió por primera vez, en 1959, la posibilidad de construir materiales y dispositivos a escala atómica y molecular.

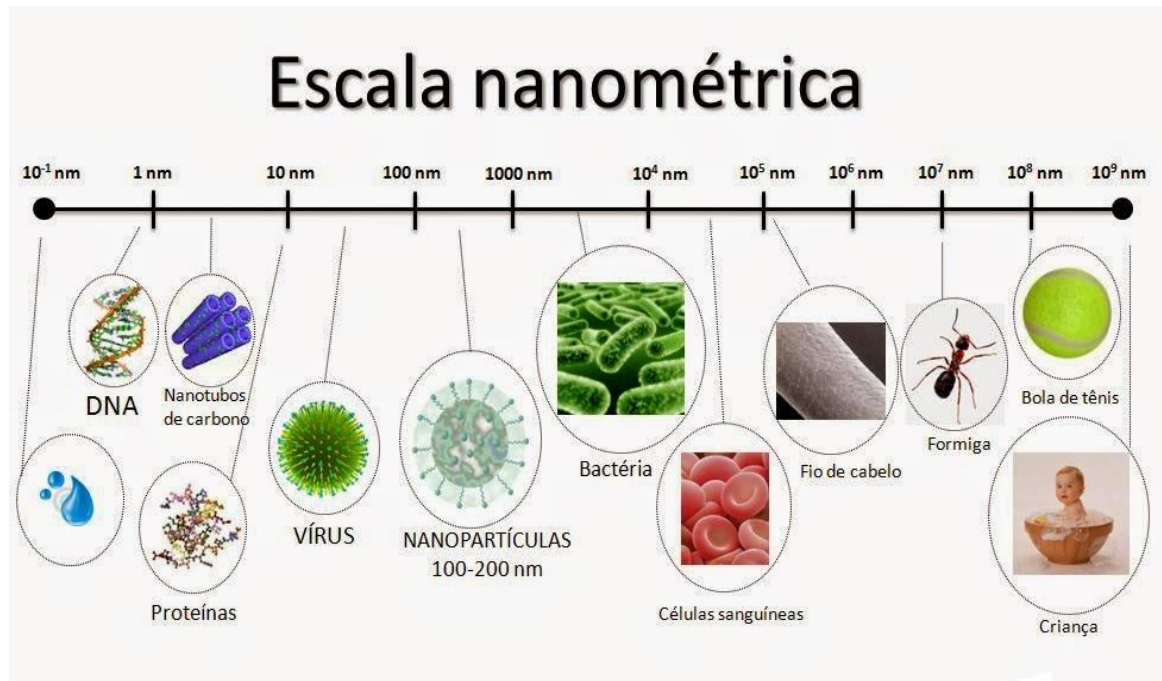
¹⁶ Giesche, H. Synthesis of monodispersed silica powders I. Particle properties and reaction kinetics. Journal of the European Ceramic Society 14, 1994. Pág.189–204.

En 1981 Gerd Binnig y Heinrich Rohrer inventaron el ScanningTunnelMicroscope (STM) que permite ver la imagen de los átomos; por ello recibieron el Premio Nobel de Física en 1986, junto con Ernst Rusaka, quien contribuyó a su mejora. Este instrumento constituyó un punto de inflexión en la investigación y manipulación de átomos. En 1984, Richard Smalley, Robert Curl y Harold Kroto descubrieron la existencia de un tipo de molécula de carbono hasta entonces desconocida (sólo se conocían tres tipos: diamante, grafito y amorfo). Esta molécula, que llamaron fullereno buckyball, se compone de 60 átomos de carbón, y tiene la forma de una pelota de fútbol.

Este descubrimiento que les valió el Premio Nobel de Química de 1996 fue esencial para el desarrollo de la nanotecnología al mostrar las propiedades de los fullerenos, como la de ser súper conductivos, altamente estables, capaces de soportar altas temperaturas y presión.

Las estructuras nanométricas no se comportan de igual manera que una estructura macroscópica, ya que las fuerzas como la de inercia y de gravedad no influyen tanto en la nanoescala, pero si son muy importantes las fuerzas como las de van de Waals, magnéticas, etc. Por esto se crea un dominio diferente a la Física Clásica (Sistemas macroscópicos) y a la Mecánica cuántica (átomos, moléculas), encontrándose en la mitad de estas dos, llamándose así, Escala Mesoscópica. En esta escala aparecen comportamientos únicos, como una elevada resistencia mecánica, alta conductividad térmica y eléctrica, variación de propiedades ópticas, magnéticas y reológicas, que pueden utilizarse en nuevas aplicaciones como por ejemplo, en la industria del petróleo y gas.

Figura 17. Escala Manométrica



Fuente: Todo Tecnología, blogspot. La Nanotecnología y sus Diversas Aplicaciones

Nanotecnología en la Industria del Petróleo.

Muchas de las aplicaciones de nanotecnología empleadas en otros campos como la medicina, electrónica, etc., también pueden ser útiles en cada uno de los procesos y etapas de la explotación, producción y transporte de hidrocarburos, tanto así que en la última década se han estudiado sus implementaciones para ser utilizadas, ejemplo, las nanoestructuras, nanopartículas, nanofluidos, nanomateriales, etc.

Las principales aplicaciones de la nanotecnología en la Ingeniería Petrolera se pueden resumir en los siguientes elementos:

Nanomateriales: Elevada resistencia que permiten mejorar el desempeño de dispositivos mecánicos a elevada presión y temperatura, a la vez que pueden ser empleados para elaborar recubrimiento de protección mecánica y química (anticorrosivos).

Nanosensores: Dispositivos para caracterizar yacimientos de hidrocarburos en lo que se refiere a la naturaleza de sustrato y las características fisicoquímicas de los fluidos, así como mejorar el estudio imagenológico del yacimiento.

Nanopartículas: Sintetizadas con fines diversos tales como: adsorción de asfaltenos en la prevención de daños de la formación en la recuperación mejorada del petróleo; dado su tamaño pueden penetrar en los poros de la roca e incrementar la eficiencia del desplazamiento del petróleo, así mismo mejoran algunas propiedades físicas del fluido que desplaza el crudo, tales como viscosidad, densidad, conductividad térmica y capacidad calorífica; permiten además el aumento en la velocidad de desplazamiento del crudo en los poros de la roca.

Nanofluidos: Dispersiones de sólidos nanométricos en líquidos a bajas concentraciones o dispersiones coloidales de surfactantes y/o polímeros en líquidos, empleados en la completamiento, producción y estimulación de pozos; tales fluidos inducen el cambio de mojabilidad del sustrato sólido del yacimiento, reducen las fuerzas de dragado y actúan como aglomerantes en la consolidación de arenas. Entran en esta categoría las formulaciones de micro- y nanoemulsiones para RMP y limpieza de pozos.

Tabla 7. Necesidades Reciente de La Ingeniería Petrolera y sus Posibles Soluciones Aplicando la Nanotecnología.

Área	Problemas/Necesidades	Solución con Nanotecnología
Exploración	-Métodos exploratorios menos invasivos, sensores remotos -Mejoras en los instrumentos para evitar adsorción del gas -Mejoras en la resolución sísmica 1, 2, 3 y 4D	Nanosensores e Imágenes
Yacimientos	- Mejoras en la caracterización e identificación del yacimiento	Nanosensores
	-Mejoras en estabilidad, integridad de la presión y la eficiencia de la transferencia de calor	Nanomateriales y Revestidores
	-Control de partículas aglomeradas -Habilidad para capturar y almacenar CO ₂	Nanomembranas
Perforación	-Incremento de la efectividad y longevidad de los componentes de perforación, realizando brocas y tuberías de perforación	Nanomateriales
	- Fluidos de perforación mejorados y conductividad térmica. - Remoción de metales tóxicos (mercurio, cadmio).	Nanofluidos y Nanomembranas
Producción	-Mejoramiento en la medición dentro del agujero (presión, temperatura, composición, conductividad)	Nanosensores
	- Filtración de impurezas de aceites pesados. - Separación facilitada de la emulsión de agua/aceite en el separador.	Nanomembranas
	-Recuperación mejorada de aceite, mejorando la viscosidad del fluido y modificaciones moleculares. - Aumento del gasto de producción y disposición del agua. - Creación y rompimiento reversible y controlado de una emulsión o espumante -Prevención de incrustaciones y corrosión.	Nanofluidos

Fuente: X. Kong, M. M & Ohadi, T. Petroleum, Applications of Micro and Nano Technologies in the Oil and Gas Industry- An Overview of the Recent Progress. SPE, International Oilfield Nanotechnology Conference, Noordwijk, 2010. p. 1–11.

Nanopartículas: Las nanopartículas son partículas que se encuentran en el rango de 1-100 nm de tamaño, comprendido entre el tamaño de las proteínas y los virus. Las nanopartículas están compuestas por tres capas;

- 1 La capa superficial, que puede funcionalizarse con una variedad de pequeñas moléculas, iones metálicos, surfactantes y polímeros.
- 2 La capa de caparazón, que es un material químicamente diferente del núcleo en todos los aspectos.
- 3 El núcleo, que es esencialmente la porción central de la nanopartícula.

Clasificación de las Nanopartículas: Las nanopartículas tienen diversas clasificaciones, ya sea por su naturaleza (orgánica e inorgánica), morfología tamaño y propiedades químicas. En función de su característica física y química, algunas clases de pueden ser:

Para la alteración de las propiedades de los crudos como °API, Viscosidad, mayor retención del BSW, reducción en la pérdida de livianos y reducción de los gases contaminantes emitidos por los vehículos por medio de la nanotecnología, en este trabajo, se utilizan las nanopartículas de NGO por múltiples razones, como lo son su fácil síntesis, obtención y modificación, que se explican más adelante. También por los distintos estudios y trabajos realizados en laboratorio con esta nanopartícula para el mejoramiento y transporte de crudo que es soportado por nuestro trabajo experimental en laboratorio.

Tabla 8. Principales Tipos de Nanopartículas y su Aplicación.

Nanopartícula	Descripción
Nanopartículas de base de Carbono	Los fullerenos y los nanotubos de carbono. Los fullerenos están hechos de una jaula globular hueca, como las formas alotrópicas de carbono. Han creado interés comercial en nanocompuestos para adsorbentes de gas eficientes para la remediación ambiental y como medio de soporte para diferentes catalizadores orgánicos e inorgánicos.
Nanopartículas Metálicas	Debido a sus propiedades ópticas avanzadas, encuentran aplicaciones en muchas áreas de investigación, como las NP's de oro, ampliamente utilizada en el muestreo de SEM, para mejorar el flujo electrónico, lo que ayuda a obtener imágenes SEM de alta calidad.
Nanopartículas Cerámicas	Son sólidos inorgánicos no metálicos, sintetizados por calor y enfriamiento sucesivo. Se pueden encontrar en formas amorfas, policristalinas, densas, porosas o huecas. Por lo tanto, se utilizan en grandes aplicaciones tales como catálisis, fotocatalisis, fotodegradación de colorantes y aplicaciones de imágenes.
Nanopartículas Poliméricas	NP's orgánicas, En su mayoría son nanoesferas o nanocápsulas. Las nanoesferas son partículas de matriz cuya masa global generalmente es sólida y las otras moléculas se adsorben en el límite externo de la superficie esférica. En este último caso, la masa sólida se encapsula por completo dentro de la partícula.
Nanopartículas de base de lípidos	Son esféricas con un diámetro que varía de 10 a 1000 nm. Al igual que las poliméricas, las de base de lípidos poseen un núcleo sólido hecho de lípidos y una matriz que contiene moléculas lipófilas solubles.
Nanopartículas de NGO	Son partículas nanoesféricas, que tienen como base esteres palmiticos, los cuales brindan propiedades biodegradables permitiendo una mejor solubilidad y mezcla con los crudos, brindando una mezcla que brinda las propiedades de homogenización por parte de la tecnología y los diferentes derivados de los hidrocarburos.

2.1 GENERALIDADES DE LA NANOTECNOLOGIA NGO

Se enmarcan en esta definición líquidos que posee partículas sólidas manométricas y coloidales dispersas en bajas proporciones volumétricas; la base líquida puede ser agua aceite o mezclas. La presencia de estas partículas modifican las

propiedades de un fluido; como puede ser la viscosidad, densidad, conductividad térmica y capacidad calórica también puede verse modificada algunas propiedades del sistema al cual se apliquen por ejemplo la tensión interfacial entre agua – aceite.

Se han venido desarrollando nanofluidos para diversas aplicaciones tales como reductores de fricción, aglutinantes para consolidaciones de arena, reductores de viscosidad, recubrimientos anticorrosivos y modificadores de mojabilidad¹⁵.

Figura 18. Aplicación Nanotecnológica NGO Para Hidrocarburos.

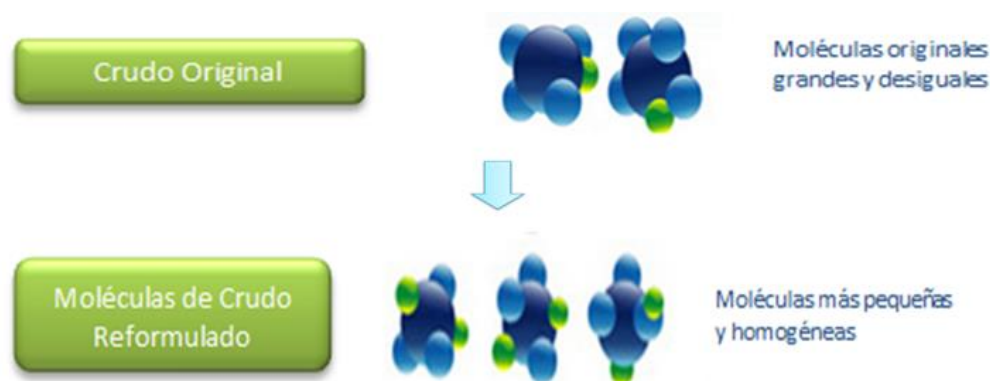
Tecnología	Aplicaciones y necesidades
NMs y recubrimientos	- Incrementar la vida útil de los equipos de perforación de pozos
	- Reducir los daños por corrosión
	- Incrementar la relación resistencia/peso
	- Aumentar la resistencia de los cementos y mejorar su hermeticidad
	- Reducir el biotaponamiento (bloqueo de líneas por crecimiento bacteriano)
	- Minimizar los costos de perforación de pozos exploratorio
	- Reducir el peso de plataformas de explotación costa-afuera
	- Mejorar la resistencia a la presión y la eficiencia en la transferencia de calor
	- Modificar la mojabilidad de superficies en los procesos de recuperación mejorada de petróleo
	- Capturar sólidos finos de la formación
Nanosensores	- Tubos expandibles para pozos profundos
	- Mejorar la captura de imágenes remotas y el monitoreo de condiciones físico-químicas asociadas a los fluidos del yacimiento (presión, flujo, composición, etc.)
	- Resolución mejorada de las imágenes del subsuelo
	- Caracterizar el yacimiento en cuanto a la composición de los estratos y fluidos
	- Detectar fugas en tuberías y en líneas de transporte
	- Resolución mejorada de los métodos sísmicos de exploración 1, 2, 3 y 4D mejorados
	- Monitorear la presión y temperaturas de pozos en aguas profundas y ambientes hostiles
Nanofluidos	- Instrumentación adecuada para adsorción de gases
	- Reducir la fricción entre la tubería de perforación y las paredes de la formación
	- Mejorar las propiedades de los fluidos de perforación y la conductividad térmica
	- Reducir la viscosidad del fluido desplazante en las operaciones de recuperación mejorada de petróleo
	- Capacidad para manipular las características interfaciales en las interacciones roca-fluido
	- Generación y ruptura controlada de emulsiones y espumas
Nanomembranas	- Incrementar los procesos de filtración de agua para diferentes usos
	- Separación de impurezas del crudo y del gas
	- Separación de H ₂ S y CO ₂ de los gases de producción
	- Remoción de ceras e incrustaciones
Nanofluidos y Nanomembranas	- Separación de las emulsiones de agua-en-crudo en la superficie
	- Remoción de metales tóxicos (mercurio, cadmio, plomo)
	- Prevenir la invasión de los fluidos del yacimiento, separando los sólidos y el agua de formación
	- Reducir los problemas de adherencia de las tuberías de producción

Fuente: Imagen modificada. Delgado, Linares J.G, Bullon, Salager J.L, Aplicación de Nanotecnología en la explotación y producción del petróleo y el gas

2.2 QUE ES NGO?

El Nanofluido NGO es un Visco - reductor con la capacidad de reducir la viscosidad en un 51% de un crudo extrapesado. Tiene múltiples aplicaciones y es de fácil uso, no requiere de complejas estructuras para aplicarse, ni requiere de nuevos diseños de ingeniería, por el contrario; su fácil aplicación contribuye a la disminución de sobre costos financieros ya que no demanda inversiones con procesos de aplicación y/o inyección ortodoxas.¹⁷ La tecnología NGO modifica las propiedades de la materia controlando y optimizando fenómenos que se suceden a escala nanométrica. Los NGO está hecho de ésteres naturales de alta calidad a través de más de 16 fases de procesamiento Bio-tecnológico. Es biodegradable. Los ésteres en el NGO están hechos 100% de esencias de plantas.

Figura 19. Estructura Molecular de un Crudo Nanoestructurado



Fuente: Nanomac S.A, Comportamiento del aditivo NGO a diferentes dosificaciones implementado.

NGO es una innovación práctica en la industria de los hidrocarburos, presentando sus características no tóxicas, sin efectos nocivos y libres de agentes cancerígenos. Varios laboratorios internacionales y autorizados y centros de testeo avalan y confirman que el NGO es limpio y seguro¹⁶.

¹⁷ DELGADO, LINARES J.G, BULLON, SALAGER J.L, Aplicación de Nanotecnología en la explotación y producción del petróleo y el gas. 2015, p 19.

Cómo Funciona el NGO

La capacidad de Nanoestructura del NGO logra mejorar la viscosidad y la lubricidad del crudo pesado, facilitando procesos de transporte en línea (tubería) y en carro cisternas, al tiempo que ayuda a disminuir la precipitación parafínica y asfáltica evitando procesos de “Marraneo”.

NGO es un mejorador de los grados API y un viscoreductor Nanoestructurado que permite que la viscosidad se mantenga estable a través del tiempo. No obstante; permite que el crudo pesado llegue a superficie con menos viscosidad, redundando así en la disminución de costos operativos en procesos de extracción.

NGO reduce los costos en el uso de otros diluyentes como la Nafta, ya que este no solo disminuye su uso, también se potencializa con el uso de la misma aumentando producciones hasta del 25%.

Figura 20. Efecto Patin



Fuente: El NGO reduce la interacción entre las partículas y las paredes, generando un alto deslizamiento que limpia el recipiente. Pruebas realizadas en los Lab. de Fluidos en la Universidad Industrial de Santander

Porqué usar nanotecnología NGO

Considerando que la estructura electrónica de las partículas depende del tamaño de la misma, la capacidad de agrupación para reaccionar con otras especies también dependerá del tamaño del grupo de partículas, propiedad que es fundamental en el diseño aceleración de reacciones (Agentes catalíticos).

El nanofluido permite aumentar la reactividad de las partículas a nivel nano en virtud del aumento de áreas superficiales o sitios reactivos.

La Nanotecnología NGO tiene el potencial de cambiar las propiedades físicas y químicas a escala nanométrica. La conductividad eléctrica, el calor, la resistencia, la elasticidad, la reactividad, entre otras propiedades como la lubricidad y la miscibilidad que presentan comportamientos diferentes en los mismos elementos pero a mayor escala.

Otras aplicaciones de esta Nanotecnología.

La Nanotecnología NGO es un biopotenciador de combustibles obtenido mediante bio-tecnología y nano-atomizado de última generación.

- Está constituido por ésteres de aceite de palma, por lo que es 100% natural y orgánico.
- Su estructura es idéntica a la del biocombustible, por lo que cumple con los requerimientos de todos los motores.
- La Nanotecnología NGO optimiza la combustión de hidrocarburos, incrementando la potencia (entre 8 y 15%), reduciendo las emisiones (entre 50 y 80%), maximizando el rendimiento del combustible (entre el 15 y 30%) Para ACPM, la relación es 1:750. En gasolina, es de 1:1000.
- No tiene fecha de expiración, no es inflamable ni tóxico, no es cancerígeno.

- Reduce los depósitos de carbón, minimizando los efectos tóxicos del efecto invernadero en la capa de ozono.¹⁸

Oportunidades y ventajas esperadas con el uso de la Nanotecnología NGO.

Con el uso de Nanotecnología NGO se espera:

- Reducción de costos en diluyentes, reducción de costos operativos y aumentos de ganancias en la producción.
- Reducción inmediata de la viscosidad.
- Aumento en la movilidad del crudo.
- Aumentos en los caudales de transporte.
- Disminución de consumo energético.
- Estabilidad de la viscosidad a través del tiempo.
- Dilución o reducción en las formaciones de depósitos carbonosos en los sistemas de transporte y almacenamiento.
- Mayor eficiencia en sistemas de transporte por aumento de lubricidad y reducción de fricción.
- Disminución en el uso de diluyentes y en el consumo de nafta.
- Reducción en la generación de residuos.
- Incentivos tributarios por el uso de tecnologías limpias.

¹⁸ Nanomac S.A, Informe del Comportamiento preliminar de la Nanotecnología NGO en borras de petróleo, 2014, p.13.

Figura 21. Nanotecnología NGO



Fuente: Fotografía tomada realizando las dosificaciones con los crudos y la nafta.

2.3 ALCANCES DE LA NANOTECNOLOGIA NGO

- El proyecto permitirá determinar mediante técnicas analíticas certificadas las variaciones físicoquímicas (Assay) en los crudos aditivos con NGO, incluyendo pruebas de dilución o difusión.
- Se levantarán pruebas para caracterizar los crudos antes y después del uso del nanofluido NGO.
- Se desarrollará la formulación de cada crudo, de acuerdo a las necesidades de la industria.
- Se realizarán tratamientos biotecnología y nano atomizado en superficie.
- Se comparará la tasa de éxito en la mejora del cambio de viscosidad para la extracción de crudos extrapesados y pesados.

3. DISEÑO EXPERIMENTAL

Con el ideal de que se llegue a tener un mejor manejo de la información suministrada experimentalmente por medio de las pruebas que se realizaron en los laboratorios con los distintos crudos a investigar es indispensable la aplicación de un modelos experimental con el fin de llegar a poder cumplir con el primer objetivo de poder analizar el comportamiento de la calidad de un crudo Nanoestructurado y poderlo comparar con este mismo pero en blanco (crudo sin aditivar) y así mismo algunos derivados de los hidrocarburos (combustibles) vs derivados nanoestructurados¹⁹.

En la investigación se realizaron una serie de pruebas de laboratorio en las que se implementaron la dosificación de una mezcla entre los diferentes Crudos - Nafta y la Nanotecnología NGO. Donde se pretende evaluar experimentalmente las dosificaciones más eficientes entre la mezcla.

3.1 FORMULACION DEL PROBLEMA

La valoración en los mercados internacionales del petróleo y sus derivados hace necesario el desarrollo de sistemas de referencia que permitan una idea fácil y general de las propiedades de los mismos.

En la industria petrolera es muy común expresar la densidad relativa de un crudo o su gravedad específica en grados API o °API, unidad creada por el “American Petroleum Institute”. En esta escala, cuanto más ligero es un petróleo, mayor es su gravedad API y cuanto más pesado, menor será su valor. Como referencia, el agua tiene una gravedad específica de 10 °API.

¹⁹

La determinación de la gravedad del petróleo y sus productos es una medida necesaria para la conversión de volúmenes medidos a cualquier temperatura. La gravedad específica es un factor que gobierna la calidad del crudo y se usa para tener una idea de su composición, su calor de combustión y su valor comercial. La gravedad API es una medida basada en la gravedad específica de un líquido.

La gravedad específica es la relación entre la densidad del líquido con respecto a la densidad del agua medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura. La gravedad específica 60/60 se refiere a que las densidades, tanto del líquido como del agua, fueron tomadas a 60 °F y a la misma presión. La gravedad específica 100/60 significa que la densidad del líquido fue medida a 100 °F y la del agua a 60 °F bajo las mismas condiciones de presión.

La prueba de laboratorio más utilizada para la medición de esta propiedad es la D 287 – 92, conocida como la prueba del hidrómetro. Es considerada por su simplicidad y rapidez como la prueba estándar para la determinación de gravedad API de crudos y derivados del petróleo normalmente líquidos con presión de vapor de 26 psi ó menos. Las gravedades son determinadas a 60 °F (15,86 °C) o convertidas a valores equivalentes a 60 °F. Estas no son aplicables a no hidrocarburos o hidrocarburos puros como los aromáticos.

3.2 FACTORES

La viscosidad es una medida de la resistencia interna al movimiento de un fluido, que se debe a la fuerza de atracción entre sus moléculas.

La evaluación de la viscosidad de mezclas de hidrocarburos a condiciones de yacimiento y superficie es un importante paso en el diseño de varias etapas de operaciones de campo y debe ser evaluada tanto para operaciones de ingeniería de yacimientos como para diseños de producción. Esta evaluación puede obtenerse

de un análisis de laboratorio corrido a la temperatura de yacimiento, o usando correlaciones empíricas. La viscosidad de un líquido está directamente relacionada con el tipo y tamaño de los compuestos que constituyen el líquido. Las viscosidades de líquidos compuestos por moléculas grandes y complejas serán mucho más altas, que las viscosidades de líquidos compuestos por moléculas más pequeñas.

En esta investigación se busca la reducción de viscosidades en los crudos para optimizar el proceso de transporte de estos por tubería donde se contó con la utilización de una Nanotecnología, la cual se implementó en la dosificación de los crudos llevándose a cabo en los laboratorios de fluidos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander. Se manejaron distintas aditivaciones previamente haciendo una evaluación económica con respecto a las proporciones a utilizar. Es preciso señalar los factores que se analizan para esta investigación ya que como se mencionó se utilizan distintas proporciones. Los factores variables corresponden al reductor de viscosidad a utilizar.

A continuación podemos observar los Factores Experimentales manejados durante las pruebas

Tabla 9. Factores Experimentales

FACTOR	MEDIDA	POSIBILIDAD
Reductor	Cualitativo	Conocido
Aditivación	Cuantitativo	Conocido
Temperatura	Cuantitativo	Conocido

3.2.1 Niveles de los Factores. Estos factores presentan distintas posibilidades de implementación, por ejemplo la reducción de viscosidad se evalúa con respecto a las proporciones de aditivación.

Para este caso se evalúan en los crudos 9 aditivaciones más la muestra en blanco y para los combustibles se utiliza una sola aditivación

3.2.2 Variable de Bloqueo. Se hace necesario garantizar el resultado de las pruebas realizadas, buscando que esas no se vean afectadas por factores externos a las pruebas. Por consiguiente se toma el control de estos factores.

- Volumen de muestra de crudo: El volumen de crudo a usar por cada muestra es de 1000 ml
- Volumen de Nafta: Este volumen será modificación con respecto a las dosificaciones en un rango de 3% a un 4.5 % cada 0.25%. Adicional tendremos una dosificación de 25% a un 30%, todos estos porcentajes son con respecto al volumen de la muestra de crudo.
- Volumen de NGO: Este volumen será modificados con respecto a las dosificaciones de un rango de 2% a un 0.5% cada 0.25% con respecto a los volúmenes de la muestra de crudo. Para los combustibles tendremos una relación de aditivación (700:1), 700 de la muestra de combustible y 1 de NGO.
- Presión: Estos datos de presión corresponderán a la presión atmosférica en el laboratorio, lo cual constatamos que todas las pruebas se analizarán a la misma presión, aunque el valor de la presión del fluido en superficie podrá variar, los resultados obtenidos de estas pruebas serán considerados representativos.
- Gravedad API: Será la correspondiente a la que le pertenece a cada crudo a analizar.
- Composición del crudo: Hacer un cuadro comparativo entre las muestras en blanco con los crudos Nanoestructurados.
- Tiempos de agitación: Este factor dependerá directamente con los factores de homogenización de la aditivación.

3.2.3 Variable Dependiente

Tabla 10. Variable Dependiente

VARIABLE DEPENDIENTE	MEDIDA	POSIBILIDAD
Viscosidad aparente	Centipoise	Medible

Lo que buscamos con los experimentos es lograr una reducción en la viscosidad con adivinación precisa, es por esto que la investigación gira a torno de la variación de la viscosidad aparente de la muestra.

3.3 PRUEBAS A REALIZAR

API: La gravedad API ($^{\circ}$ API) dada por el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute), es la principal referencia para la clasificación de crudos en la escala mundial

Viscosidad: La evaluación de la viscosidad de mezclas de hidrocarburos a condiciones de yacimiento y superficie es un importante paso en el diseño de varias etapas de operaciones de campo y debe ser evaluada tanto para operaciones de ingeniería de yacimientos como para diseños de producción. Esta evaluación puede obtenerse de un análisis de laboratorio corrido a la temperatura de yacimiento, o usando correlaciones empíricas.

La viscosidad de un líquido está directamente relacionada con el tipo y tamaño de los compuestos que constituyen el líquido. Las viscosidades de líquidos compuestos por moléculas grandes y complejas serán mucho más altas, que las viscosidades de líquidos compuestos por moléculas más pequeñas.

Tipos de Viscosidad: Los diferentes tipos de viscosidad que se conocen toman su nombre según el método utilizado para su determinación. Entre los más conocidos están:

- Viscosidad Cinemática
- Viscosidad Dinámica o Absoluta
- Viscosidad Saybolt

Viscosidad Cinemática: Es una medida del tiempo de flujo para un volumen fijo de líquido que fluye por gravedad a través de un capilar. En el sistema cgs la unidad de la viscosidad cinemática es el Stoke, St, la cual tiene dimensiones de cm^2/s ; en la industria del petróleo la viscosidad cinemática es usualmente expresada en centistokes, cSt. ($1 \text{ St} = 100 \text{ cSt}$).

En el sistema Inglés la viscosidad Cinemática se expresa en pies^2/s ; donde, $1 \text{ St} = 1 \text{ cm}^2/\text{s} = 1.0764 \text{ E-3 pies}^2/\text{s}$

Viscosidad Dinámica o Absoluta: Es la fuerza tangencial sobre una unidad de área de dos planos paralelos, distantes una unidad, cuando el espacio entre los dos planos se llena con un fluido y uno de los dos planos se mueve a una velocidad unitaria en su propio plano respecto al otro.

La viscosidad dinámica, también llamada viscosidad absoluta, es numéricamente el producto de la viscosidad cinemática y la densidad del líquido, ambos a la misma temperatura.

En el sistema cgs, la unidad de la viscosidad dinámica es el poise, P, la cual tiene las dimensiones $\text{g}/\text{cm} \cdot \text{s}$. Como el poise es una unidad muy grande, se acostumbra expresar la viscosidad dinámica en centipoises, cp. En el sistema Inglés la viscosidad dinámica se expresa en $\text{lb-masa}/\text{pies} \cdot \text{s}$; donde, $1 \text{ Poise} = 0.0672 \text{ lb-masa}/\text{pies} \cdot \text{s}$.

Viscosidad Saybolt:

Viscosidad Saybolt Universal. Es el tiempo de flujo en segundos de 60 ml de muestra que fluyen a través de un orificio universal calibrado bajo condiciones específicas.

Viscosidad Saybolt Furol. Es el tiempo de flujo de 60 ml. de muestra que fluyen a través de un orificio Furol calibrado bajo condiciones específicas. La viscosidad Furol es aproximadamente una décima parte de la viscosidad Universal y es recomendada para aquellos productos de petróleo que tienen viscosidades mayores a 1000 SSU, tales como aceites combustibles y otros materiales residuales.

Punto de Fluidez

El punto de fluidez de un crudo es un índice de la temperatura más baja a la cual todavía fluye, es decir, a partir de este punto el fluido pierde su capacidad para moverse. Este se puede determinar bajo protocolos dispuestos en el ASTM D-97. Este fenómeno puede ocurrir con aceites ligeros así como con los aceites pesados.

En un aceite lubricante el punto de fluidez es la mínima temperatura a la cual este fluye sin ser perturbado bajo la condición específica de la prueba. Los aceites contienen ceras disueltas de tal forma que cuando son enfriados se separan y forman cristales que se encadenan formando una estructura rígida atrapando al aceite entre la red. Cuando la estructura de la cera está lo suficientemente completa el aceite no fluye bajo las condiciones de la prueba. La agitación mecánica puede romper la estructura cerosa, y de este modo tener un aceite que fluye a temperaturas menores a su punto de fluidez. En ciertos aceites sin ceras, el punto de fluidez está relacionado con la viscosidad. En estos aceites la viscosidad aumenta progresivamente a medida que la temperatura disminuye hasta llegar a un punto en que no se observa ningún flujo.

Esta medida es un dato relevante en el transporte de fluidos por oleoductos que atraviesan zonas de bajas temperaturas, pues es un indicativo que permite establecer condiciones de operación seguras para estos productos. En aquel punto en el que la temperatura esté por debajo del punto de fluidez del crudo, este perderá toda su capacidad de flujo causando obstrucciones o un taponamiento al oleoducto. Otro claro ejemplo es el caso de los combustibles de calderas, si el rango de temperatura desde donde se almacena el combustible hasta las boquillas en la caldera es muy bajo, éste puede dejar de fluir en algún punto y como consecuencia se detiene la operación. Desde el punto de vista del consumidor la importancia del punto de fluidez de un aceite depende enteramente del uso que va a dársele. Por ejemplo, el punto de fluidez de un aceite de motor a utilizarse en invierno debe ser lo suficientemente bajo para que el aceite pueda fluir fácilmente a las menores temperaturas ambientes previstas. Por otro lado, no existe necesidad de utilizar aceites con bajos puntos de fluidez cuando estos van a ser utilizados en las plantas con altas temperaturas ambiente o en servicio continuo tal como turbinas de vapor u otras aplicaciones.

Flash Point

Los combustibles desprenden gases inflamables por efecto del calor o espontáneamente.

Por lo tanto, al elevarse la temperatura y a causa del calor desprendido, los gases arderán y se dará el fuego con llama, que consta de dos combustiones: la del combustible de partida y la de los gases desprendidos por él. El punto de relampagueo o flash point (punto de chispa) indica la tendencia de la muestra formar mezclas inflamables con el aire bajo condiciones controladas de presión y temperatura en el laboratorio. También se define como la temperatura mínima requerida para causar una pequeña ignición en la película de vapores generada por el fluido en su superficie por acción de una llama.

El flash point de un fluido es una de las características empleadas para determinar el nivel de inflamabilidad del mismo, adicionalmente puede ser un indicio de contaminación y 3 presencia de materiales altamente volátiles en el crudo. Su determinación se utiliza para diagnosticar el peligro de inflamabilidad del fluido y recomendar las precauciones necesarias en cuanto a su almacenamiento y transporte. El dispositivo empleado para esta determinación dependerá de la presencia o ausencia de sólidos en el fluido, viscosidad y si estos poseen propiedades de fluidos livianos o pesados. El punto de fuego o fire point señala las características de la muestra que favorecen la combustión. Es también la temperatura a la cual los vapores generados del fluido son capaces de mantener una combustión de por lo menos 5 segundos en presencia de una llama. Adicionalmente se utiliza para determinar la temperatura máxima de tratamiento de emulsiones en calentadores o tratadores sin que haya riesgo de incendio. La temperatura máxima de prueba para estas determinaciones es de 400 °C.

Vapor Reid

La presión de vapor o más comúnmente presión de saturación es la presión a la que a cada temperatura la fase líquida y vapor se encuentran en equilibrio; su valor es independiente de las cantidades de líquido y vapor presentes mientras existan ambas. En la situación de equilibrio, las fases reciben la denominación de líquido saturado y vapor saturado.

La presión de vapor es una propiedad física particularmente importante en el análisis de los líquidos volátiles. Las moléculas del líquido aumentan su energía cinética con el aumento de la temperatura hasta pasar a la fase gaseosa, en este proceso algunas moléculas pierden un poco de energía y retornan a la fase líquida, si mantenemos la temperatura constante (que para el método Reid es 100°F (37.8 °C)), se logra un equilibrio físico-químico apreciable cuando se alcanza una presión constante, la cual es llamada presión de vapor Reid.

En otras palabras, la presión de vapor Reid se define como la presión de vapor real del líquido a 100°F. Esto se traduce en lo siguiente: a una cierta presión, por debajo del punto crítico, cuando un líquido está por debajo del punto de ebullición, puede tener gases disueltos. Esos gases disueltos se manifiestan como una elevación (aparente) de la presión de vapor resultando en lo que se llama: "presión de vapor aparente - apparent vapor pressure" - en contraste con la "presión de vapor real/ true vapor pressure".

El valor de presión de vapor es importante tanto para gasolinas de automóviles como para aviones afectando su encendido, explosividad y tendencia a evaporarse operando a altas temperaturas o altitudes. Es importante el conocimiento de la presión de vapor de aceites crudos en procesos de producción, condiciones de almacenamiento y transporte, tratamiento en refinería, entre otros.

BSW: El agua es un fluido que se considera está asociado a la totalidad de los crudos producidos de un yacimiento y los sedimentos provienen de la misma roca en donde éste se encuentra almacenado originalmente. La determinación del contenido de agua y sedimento se requiere para conocer con precisión los volúmenes netos de crudo involucrados en ventas, aportes, intercambios, inventarios y transferencias.

Un volumen excesivo de agua y sedimentos puede originar problemas en los equipos como corrosión, daño de bombas, taponamiento de tuberías y problemas en el procesamiento del crudo, entre otros. Dentro de las exigencias definidas por la reglamentación establecida, se dice que el petróleo no debe contener un porcentaje de agua e impurezas mayor al 0.5%.

Sedimento: Contaminante sólido que acompaña al combustible que puede estar en suspensión o separado. Son procedentes de la roca almacén.

Agua: Es encontrada en su mayoría relacionada con el crudo de un yacimiento. Un alto contenido de agua puede originar precipitación de carbonatos de Ca y ocasionar taponamiento en las tuberías.

3.4 FASE EXPERIMENTAL

La cantidad de crudo a emplear será la siguiente en laboratorios: 950 ml de cada crudo y cada dosificación

Partiendo que por cada muestra de crudo vamos a tener el siguiente análisis



Ya teniendo las cantidades de crudo a evaluar modificaremos los porcentajes de la mezcla entre Nafta y Nano. Partiendo que por análisis económicos la cantidad máxima de Nano va ser correspondiente al 2 % por consiguiente 3 % de Nafta, esta sería la cantidad límite económicamente rentable.

Seguido a esto tendremos que por cada cantidad de crudo, abra una conjugación de la siguiente forma.

CRUDO +	(NAFTA)	+	NANO)
Dosf 1	950 ml	+	(sin ser Nanoestructurado)
Dosf 2	950 ml	+	30 ml (3%) + 20 ml (2%)
Dosf 3	950 ml	+	32.5 ml (3.25%) + 17.5 ml (1.75%)
Dosf 4	950 ml	+	35 ml (3.5%) + 15 ml (1.5%)
Dosf 5	950 ml	+	37.5 ml (3.75%) + 12.5 ml (1.25%)
Dosf 6	950 ml	+	40 ml (4%) + 10 ml (1%)
Dosf 7	950 ml	+	42.5 ml (4.25%) + 7.5 ml (0.75%)
Dosf 8	950 ml	+	45 ml (4.5%) + 5 ml (0.5%)

	CRUDO	+	NAFTA
Dosf 9	750 ml	+	250 ml (25%)
Dosf 10	700 ml	+	300 ml (30%)

Tabla 11. Fundamentos Científicos API

Aditivación 1	MI	%
CRUDO	1000	100
NAFTA	0	0
NANO	0	0
Total	1000	100

Aditivación 2	ml	%
CRUDO	950	95
NAFTA	30	3
NANO	20	2
Total	1000	100

Aditivación 3	MI	%
CRUDO	950	95
NAFTA	32,5	3,25
NANO	17,5	1,75
Total	1000	100

Aditivación 4	ml	%
CRUDO	950	95
NAFTA	35	3,5
NANO	15	1,5
Total	1000	100

Aditivación 5	MI	%
CRUDO	950	95
NAFTA	37,5	3,75
NANO	12,5	1,25
Total	1000	100

Aditivación 6		ml	%
CRUDO		950	95
NAFTA		40	4
NANO		10	1
Total		1000	100

Aditivación 7		ml	%
CRUDO		950	95
NAFTA		42,5	4,25
NANO		7,5	0,75
Total		1000	100

Aditivación 8		ml	%
CRUDO		950	95
NAFTA		45	4,5
NANO		5	0,5
Total		1000	100

Aditivación 9		ml	%
CRUDO		750	75
NAFTA		250	25
NANO		0	0
Total		1000	100

Aditivación 10		ml	%
CRUDO		700	70
NAFTA		300	30
NANO		0	0
Total		1000	100

API GRAVITY AT OBSERVED TEMPERATURE																																																							
10 11 12 13 14 15 16 17 18 19															20 21 22 23 24 25 26 27 28 29																																								
Corresponding API Gravity at 60°F															Corresponding API Gravity at 60°F																																								
°F	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124					
75	9.3	10.2	11.2	12.2	13.2	14.2	15.2	16.2	17.2	18.2	19.1	20.1	21.1	22.1	23.1	24.1	25.1	26.1	27.1	28.1	29.1	30.1	31.1	32.1	33.1	34.1	35.1	36.1	37.1	38.1	39.1	40.1	41.1	42.1	43.1	44.1	45.1	46.1	47.1	48.1	49.1	50.1	51.1	52.1	53.1	54.1	55.1	56.1	57.1	58.1	59.1	60.1			
76	9.2	10.1	11.1	12.1	13.1	14.1	15.1	16.1	17.1	18.1	19.0	20.0	21.0	22.0	23.0	24.0	25.0	26.0	27.0	28.0	29.0	30.0	31.0	32.0	33.0	34.0	35.0	36.0	37.0	38.0	39.0	40.0	41.0	42.0	43.0	44.0	45.0	46.0	47.0	48.0	49.0	50.0	51.0	52.0	53.0	54.0	55.0	56.0	57.0	58.0	59.0	60.0			
77	9.1	10.0	11.0	12.0	13.0	14.0	15.0	16.0	17.0	18.0	18.9	19.9	20.9	21.9	22.9	23.9	24.9	25.9	26.9	27.9	28.9	29.9	30.9	31.9	32.9	33.9	34.9	35.9	36.9	37.9	38.9	39.9	40.9	41.9	42.9	43.9	44.9	45.9	46.9	47.9	48.9	49.9	50.9	51.9	52.9	53.9	54.9	55.9	56.9	57.9	58.9	59.9	60.9		
78	9.0	9.9	10.9	11.9	12.9	13.9	14.9	15.9	16.9	17.9	18.8	19.8	20.8	21.8	22.8	23.8	24.8	25.8	26.8	27.8	28.8	29.8	30.8	31.8	32.8	33.8	34.8	35.8	36.8	37.8	38.8	39.8	40.8	41.8	42.8	43.8	44.8	45.8	46.8	47.8	48.8	49.8	50.8	51.8	52.8	53.8	54.8	55.8	56.8	57.8	58.8	59.8	60.8		
79	8.9	9.8	10.8	11.8	12.8	13.8	14.8	15.8	16.8	17.8	18.7	19.7	20.7	21.7	22.7	23.7	24.7	25.7	26.7	27.7	28.7	29.7	30.7	31.7	32.7	33.7	34.7	35.7	36.7	37.7	38.7	39.7	40.7	41.7	42.7	43.7	44.7	45.7	46.7	47.7	48.7	49.7	50.7	51.7	52.7	53.7	54.7	55.7	56.7	57.7	58.7	59.7	60.7		
80	8.8	9.7	10.7	11.7	12.7	13.7	14.7	15.7	16.7	17.7	18.6	19.6	20.6	21.6	22.6	23.6	24.6	25.6	26.6	27.6	28.6	29.6	30.6	31.6	32.6	33.6	34.6	35.6	36.6	37.6	38.6	39.6	40.6	41.6	42.6	43.6	44.6	45.6	46.6	47.6	48.6	49.6	50.6	51.6	52.6	53.6	54.6	55.6	56.6	57.6	58.6	59.6	60.6		
81	8.7	9.6	10.6	11.6	12.6	13.6	14.6	15.6	16.6	17.6	18.5	19.5	20.5	21.5	22.5	23.5	24.5	25.5	26.5	27.5	28.5	29.5	30.5	31.5	32.5	33.5	34.5	35.5	36.5	37.5	38.5	39.5	40.5	41.5	42.5	43.5	44.5	45.5	46.5	47.5	48.5	49.5	50.5	51.5	52.5	53.5	54.5	55.5	56.5	57.5	58.5	59.5	60.5		
82	8.6	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.4	19.4	20.4	21.4	22.4	23.4	24.4	25.4	26.4	27.4	28.4	29.4	30.4	31.4	32.4	33.4	34.4	35.4	36.4	37.4	38.4	39.4	40.4	41.4	42.4	43.4	44.4	45.4	46.4	47.4	48.4	49.4	50.4	51.4	52.4	53.4	54.4	55.4	56.4	57.4	58.4	59.4	60.4		
83	8.5	9.4	10.4	11.4	12.4	13.4	14.4	15.4	16.4	17.4	18.3	19.3	20.3	21.3	22.3	23.3	24.3	25.3	26.3	27.3	28.3	29.3	30.3	31.3	32.3	33.3	34.3	35.3	36.3	37.3	38.3	39.3	40.3	41.3	42.3	43.3	44.3	45.3	46.3	47.3	48.3	49.3	50.3	51.3	52.3	53.3	54.3	55.3	56.3	57.3	58.3	59.3	60.3		
84	8.4	9.3	10.3	11.3	12.3	13.3	14.3	15.3	16.3	17.3	18.2	19.2	20.2	21.2	22.2	23.2	24.2	25.2	26.2	27.2	28.2	29.2	30.2	31.2	32.2	33.2	34.2	35.2	36.2	37.2	38.2	39.2	40.2	41.2	42.2	43.2	44.2	45.2	46.2	47.2	48.2	49.2	50.2	51.2	52.2	53.2	54.2	55.2	56.2	57.2	58.2	59.2	60.2		
85	8.3	9.2	10.2	11.2	12.2	13.2	14.2	15.2	16.2	17.2	18.1	19.1	20.1	21.1	22.1	23.1	24.1	25.1	26.1	27.1	28.1	29.1	30.1	31.1	32.1	33.1	34.1	35.1	36.1	37.1	38.1	39.1	40.1	41.1	42.1	43.1	44.1	45.1	46.1	47.1	48.1	49.1	50.1	51.1	52.1	53.1	54.1	55.1	56.1	57.1	58.1	59.1	60.1		
86	8.2	9.1	10.1	11.1	12.1	13.1	14.1	15.1	16.1	17.1	18.0	19.0	20.0	21.0	22.0	23.0	24.0	25.0	26.0	27.0	28.0	29.0	30.0	31.0	32.0	33.0	34.0	35.0	36.0	37.0	38.0	39.0	40.0	41.0	42.0	43.0	44.0	45.0	46.0	47.0	48.0	49.0	50.0	51.0	52.0	53.0	54.0	55.0	56.0	57.0	58.0	59.0	60.0		
87	8.1	9.0	10.0	11.0	12.0	13.0	14.0	15.0	16.0	17.0	17.9	18.9	19.9	20.9	21.9	22.9	23.9	24.9	25.9	26.9	27.9	28.9	29.9	30.9	31.9	32.9	33.9	34.9	35.9	36.9	37.9	38.9	39.9	40.9	41.9	42.9	43.9	44.9	45.9	46.9	47.9	48.9	49.9	50.9	51.9	52.9	53.9	54.9	55.9	56.9	57.9	58.9	59.9	60.9	
88	8.0	8.9	9.9	10.9	11.9	12.9	13.9	14.9	15.9	16.9	17.8	18.8	19.8	20.8	21.8	22.8	23.8	24.8	25.8	26.8	27.8	28.8	29.8	30.8	31.8	32.8	33.8	34.8	35.8	36.8	37.8	38.8	39.8	40.8	41.8	42.8	43.8	44.8	45.8	46.8	47.8	48.8	49.8	50.8	51.8	52.8	53.8	54.8	55.8	56.8	57.8	58.8	59.8	60.8	
89	7.9	8.8	9.8	10.8	11.8	12.8	13.8	14.8	15.8	16.8	17.7	18.7	19.7	20.7	21.7	22.7	23.7	24.7	25.7	26.7	27.7	28.7	29.7	30.7	31.7	32.7	33.7	34.7	35.7	36.7	37.7	38.7	39.7	40.7	41.7	42.7	43.7	44.7	45.7	46.7	47.7	48.7	49.7	50.7	51.7	52.7	53.7	54.7	55.7	56.7	57.7	58.7	59.7	60.7	
90	7.8	8.7	9.7	10.7	11.7	12.7	13.7	14.7	15.7	16.7	17.6	18.6	19.6	20.6	21.6	22.6	23.6	24.6	25.6	26.6	27.6	28.6	29.6	30.6	31.6	32.6	33.6	34.6	35.6	36.6	37.6	38.6	39.6	40.6	41.6	42.6	43.6	44.6	45.6	46.6	47.6	48.6	49.6	50.6	51.6	52.6	53.6	54.6	55.6	56.6	57.6	58.6	59.6	60.6	
91	7.7	8.6	9.6	10.6	11.6	12.6	13.6	14.6	15.6	16.6	17.5	18.5	19.5	20.5	21.5	22.5	23.5	24.5	25.5	26.5	27.5	28.5	29.5	30.5	31.5	32.5	33.5	34.5	35.5	36.5	37.5	38.5	39.5	40.5	41.5	42.5	43.5	44.5	45.5	46.5	47.5	48.5	49.5	50.5	51.5	52.5	53.5	54.5	55.5	56.5	57.5	58.5	59.5	60.5	
92	7.6	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.4	18.4	19.4	20.4	21.4	22.4	23.4	24.4	25.4	26.4	27.4	28.4	29.4	30.4	31.4	32.4	33.4	34.4	35.4	36.4	37.4	38.4	39.4	40.4	41.4	42.4	43.4	44.4	45.4	46.4	47.4	48.4	49.4	50.4	51.4	52.4	53.4	54.4	55.4	56.4	57.4	58.4	59.4	60.4	
93	7.5	8.4	9.4	10.4	11.4	12.4	13.4	14.4	15.4	16.4	17.3	18.3	19.3	20.3	21.3	22.3	23.3	24.3	25.3	26.3	27.3	28.3	29.3	30.3	31.3	32.3	33.3	34.3	35.3	36.3	37.3	38.3	39.3	40.3	41.3	42.3	43.3	44.3	45.3	46.3	47.3	48.3	49.3	50.3	51.3	52.3	53.3	54.3	55.3	56.3	57.3	58.3	59.3	60.3	
94	7.4	8.3	9.3	10.3	11.3	12.3	13.3	14.3	15.3	16.3	17.2	18.2	19.2	20.2	21.2	22.2	23.2	24.2	25.2	26.2	27.2	28.2	29.2	30.2	31.2	32.2	33.2	34.2	35.2	36.2	37.2	38.2	39.2	40.2	41.2	42.2	43.2	44.2	45.2	46.2	47.2	48.2	49.2	50.2	51.2	52.2	53.2	54.2	55.2	56.2	57.2	58.2	59.2	60.2	
95	7.3	8.2	9.2	10.2	11.2	12.2	13.2	14.2	15.2	16.2	17.1	18.1	19.1	20.1	21.1	22.1	23.1	24.1	25.1	26.1	27.1	28.1	29.1	30.1	31.1	32.1	33.1	34.1	35.1	36.1	37.1	38.1	39.1	40.1	41.1	42.1	43.1	44.1	45.1	46.1	47.1	48.1	49.1	50.1	51.1	52.1	53.1	54.1	55.1	56.1	57.1	58.1	59.1	60.1	
96	7.2	8.1	9.1	10.1	11.1	12.1	13.1	14.1	15.1	16.1	17.0	18.0	19.0	20.0	21.0	22.0	23.0	24.0	25.0	26.0	27.0	28.0	29.0	30.0	31.0	32.0	33.0	34.0	35.0	36.0	37.0	38.0	39.0	40.0	41.0	42.0	43.0	44.0	45.0	46.0	47.0	48.0	49.0	50.0	51.0	52.0	53.0	54.0	55.0	56.0	57.0	58.0	59.0	60.0	
97	7.1	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0	13.0	14.0	15.0	16.0	16.9	17.9	18.9	19.9	20.9	21.9	22.9	23.9	24.9	25.9	26.9	27.9	28.9	29.9	30.9	31.9	32.9	33.9	34.9	35.9	36.9	37.9	38.9	39.9	40.9	41.9	42.9	43.9	44.9	45.9	46.9	47.9	48.9	49.9	50.9	51.9	52.9	53.9	54.9	55.9	56.9	57.9	58.9	59.9	60.9
98	7.0	7.9	8.9	9.9	10.9	11.9	12.9	13.9	14.9	15.9	16.8	17.8	18.8	19.8	20.8	21.8	22.8	23.8	24.8	25.8	26.8	27.8	28.8	29.8	30.8	31.8	32.8	33.8	34.8	35.8	36.8	37.8	38.8	39.8	40.8	41.8	42.8	43.8	44.8	45.8	46.8	47.8	48.8	49.8	50.8	51.8	52.8	53.8	54.8	55.8	56.8	57.8	58.8	59.8	60.8
99	6.9	7.8	8.8	9.8	10.8	11.8	12.8	13.8	14.8	1																																													

API GRAVITY AT OBSERVED TEMPERATURE

LABORATORIO DE ROCAS Y FLUIDOS / 1^{er} SEMESTRE 1999

API GRAVITY AT OBSERVED TEMPERATURE																				
50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	
Corresponding API Gravity at 60°F										Corresponding API Gravity at 60°F										°F
48.6	49.6	50.5	51.5	52.5	53.4	54.4	55.4	56.3	57.3	58.3	59.3	60.2	61.2	62.2	63.1	64.1	65.1	66.1	67	75
48.5	49.5	50.4	51.4	52.4	53.3	54.3	55.3	56.2	57.2	58.2	59.1	60.1	61.1	62.1	63	64	65	65.9	66.9	76
48.4	49.4	50.3	51.3	52.3	53.2	54.2	55.2	56.1	57.1	58.1	59	60	62	61.9	62.9	63.9	64.8	65.8	66.8	77
48.3	49.3	50.3	51.2	52.2	53.1	54.1	55.1	56	57	58	58.9	59.9	60.8	61.8	62.8	63.7	64.7	65.7	66.6	78
48.2	49.2	50.2	51.1	52.1	53	54	55	55.9	56.9	57.8	58.8	59.8	60.7	61.7	62.7	63.6	64.6	65.5	66.5	79
48.1	49.1	50.1	51	52	52.9	53.9	54.9	55.8	56.8	57.7	58.6	59.7	60.6	61.6	62.5	63.5	64.5	65.4	66.4	80
48	49	50	50.9	51.9	52.8	53.8	54.8	55.7	56.7	57.6	58.6	59.5	60.5	61.5	62.4	63.4	64.3	65.3	66.2	81
48	48.9	49.9	50.8	51.8	52.7	53.7	54.7	55.6	56.6	57.5	58.5	59.4	60.4	61.3	62.3	63.3	64.2	65.2	66.1	82
47.9	48.8	49.8	50.7	51.7	52.6	53.6	54.5	55.5	56.4	57.4	58.4	59.3	60.3	61.2	62.2	63.1	64.1	65	66	83
47.8	48.7	49.7	50.6	51.6	52.5	53.5	54.4	55.4	56.3	57.3	58.2	59.2	60.2	61.1	62.1	63	64	64.9	65.9	84
47.7	48.6	49.6	50.5	51.5	52.4	53.4	54.3	55.3	56.2	57.2	58.1	59.1	60	61	61.9	62.9	63.8	64.7	65.7	85
47.6	48.5	49.5	50.5	51.4	52.4	53.3	54.2	55.2	56.1	57.1	58	59	59.9	60.9	61.8	62.8	63.7	64.7	65.6	86
47.5	48.4	49.4	50.4	51.3	52.3	53.2	54.1	55.1	56	57	57.9	58.9	59.8	60.8	61.7	62.7	63.5	64.5	65.5	87
47.4	48.4	49.3	50.3	51.2	52.2	53.1	54	55	55.9	56.9	57.8	58.8	59.7	60.6	61.6	62.5	63.5	64.4	65.4	88
47.3	48.3	49.2	50.2	51.1	52.1	53	53.9	54.9	55.8	56.8	57.7	58.6	59.6	60.5	61.5	62.4	63.4	64.3	65.2	89
47.2	48.2	49.1	50.1	51	52	52.9	53.8	54.8	55.7	56.6	57.6	58.5	59.5	60.4	61.4	62.2	63.2	64.2	65.1	90
47.2	48.1	49	50	50.9	51.9	52.8	53.7	54.7	55.6	56.6	57.5	58.4	59.4	60.3	61.2	62.2	63.1	64.1	65	91
47.1	48	48.9	49.9	50.8	51.8	52.7	53.6	54.6	55.5	56.4	57.4	58.3	59.2	60.2	61.1	62.1	63	63.9	64.9	92
47	47.9	48.9	49.8	50.7	51.7	52.6	53.5	54.5	55.4	56.3	57.3	58.2	59.1	60.1	61	61.9	62.9	63.8	64.7	93
46.9	47.8	48.8	49.7	50.6	51.6	52.5	53.4	54.4	55.3	56.2	57.1	58.1	59	60	60.9	61.8	62.8	63.7	64.6	94
46.8	47.7	48.7	49.6	50.5	51.5	52.4	53.3	54.3	55.2	56.1	57	58	58.9	59.8	60.8	61.7	62.6	63.6	64.5	95
46.7	47.7	48.6	49.5	50.5	51.4	52.3	53.2	54.2	55.1	56	56.9	57.9	58.8	59.7	60.7	61.6	62.5	63.4	64.4	96
46.6	47.6	48.5	49.4	50.4	51.3	52.2	53.1	54.1	55	55.9	56.8	57.8	58.7	59.6	60.5	61.5	62.4	63.3	64.3	97
46.5	47.5	48.4	49.3	50.3	51.2	52.1	53	54	54.9	55.8	56.7	57.6	58.6	59.5	60.4	61.4	62.3	63.2	64.1	98
46.5	47.4	48.3	49.2	50.2	51.1	52	52.9	53.9	54.8	55.7	56.6	57.5	58.5	59.4	60.3	61.2	62.3	63.1	64	99
46.4	47.3	48.2	49.2	50.1	51	51.9	52.8	53.8	54.7	55.6	56.5	57.4	58.4	59.3	60.2	61.1	62	63	63.9	100
46.3	47.2	48.1	49.1	50	50.9	51.8	52.7	53.7	54.6	55.5	56.4	57.3	58.2	59.2	60.1	61	61.9	62.8	63.8	101
46.2	47.1	48	49	49.9	50.8	51.7	52.7	53.6	54.5	55.4	56.3	57.2	58.1	59.1	60	60.8	61.8	62.7	63.6	102
46.1	47	48	48.9	49.8	50.7	51.6	52.6	53.5	54.4	55.3	56.2	57.1	58	58.9	59.9	60.8	61.6	62.6	63.5	103
46	47	47.9	48.8	49.7	50.6	51.5	52.5	53.4	54.3	55.2	56.1	57	57.9	58.8	59.7	60.7	61.6	62.5	63.4	104
45.9	46.9	47.8	48.7	49.6	50.5	51.4	52.4	53.3	54.2	55.1	56	56.9	57.8	58.7	59.6	60.5	61.5	62.4	63.3	105
45.9	46.8	47.7	48.6	49.5	50.4	51.4	52.3	53.2	54.1	55	55.9	56.8	57.7	58.6	59.5	60.4	61.3	62.3	63.2	106
45.8	46.7	47.6	48.5	49.4	50.3	51.3	52.2	53.1	54	54.9	55.8	56.7	57.6	58.5	59.4	60.3	61.2	62.1	63	107
45.7	46.6	47.5	48.4	49.3	50.3	51.2	52.1	53	53.9	54.8	55.7	56.6	57.5	58.4	59.3	60.2	61.1	62	62.9	108
45.6	46.5	47.4	48.3	49.3	50.2	51.1	52	52.9	53.8	54.7	55.6	56.5	57.4	58.3	59.2	60.1	60.9	61.9	62.8	109
45.5	46.4	47.3	48.3	49.2	50.1	51	51.9	52.8	53.7	54.6	55.5	56.4	57.3	58.2	59.1	60	60.9	61.8	62.7	110
45.4	46.3	47.3	48.2	49.1	50	50.9	51.8	52.7	53.6	54.5	55.4	56.3	57.2	58.1	59	59.9	60.8	61.7	62.6	111
45.3	46.3	47.2	48.1	49	49.9	50.8	51.7	52.6	53.5	54.4	55.3	56.2	57	58	58.9	59.8	60.7	61.6	62.5	112
45.3	46.2	47.4	48	48.9	49.8	50.7	51.6	52.5	53.4	54.3	55.2	56.1	56.9	57.8	58.7	59.6	60.5	61.4	62.3	113
45.2	46.1	47	47.9	48.8	49.7	50.6	51.5	52.4	53.3	54.2	55.1	56	56.8	57.7	58.6	59.5	60.4	61.3	62.2	114
45.1	46	46.9	47.8	48.7	49.6	50.5	51.4	52.3	53.2	54.1	55	55.8	56.7	57.6	58.5	59.4	60.3	61.2	62.1	115
45	45.9	46.8	47.7	48.6	49.5	50.4	51.3	52.2	53.1	54	54.9	55.7	56.6	57.5	58.4	59.3	60.2	61	62	116
44.9	45.8	46.7	47.6	48.5	49.4	50.3	51.2	52.1	53	53.9	54.8	55.6	56.5	57.4	58.3	59.2	60.1	61	61.9	117
44.8	45.8	46.7	47.6	48.4	49.3	50.2	51.1	52	52.9	53.8	54.7	55.5	56.4	57.3	58.2	59.1	60	60.9	61.8	118
44.8	45.7	46.6	47.5	48.4	49.3	50.1	51	51.9	52.8	53.7	54.6	55.4	56.3	57.2	58.1	59	59.9	60.8	61.6	119
44.7	45.6	46.5	47.4	48.3	49.2	50.1	50.9	51.8	52.7	53.6	54.5	55.3	56.2	57.1	58	58.9	59.8	60.6	61.5	120
44.6	45.5	46.4	47.3	48.2	49.1	50	50.8	51.7	52.6	53.5	54.4	55.2	56.1	57	57.9	58.8	59.6	60.5	61.4	121
44.5	45.4	46.3	47.2	48.1	49	49.9	50.8	51.6	52.5	53.4	54.3	55.1	56	56.9	57.8	58.6	59.5	60.4	61.3	122
44.4	45.3	46.2	47.1	48	48.9	49.8	50.7	51.5	52.4	53.3	54.2	55	55.9	56.8	57.7	58.5	59.4	60.3	61.2	123
44.4	45.2	46.1	47	47.9	48.8	49.7	50.6	51.5	52.3	53.2	54.1	54.9	55.8	56.7	57.6	58.4	59.3	60.2	61.1	124

LABORATORIO DE ROCAS Y FLUIDOS / 1° SEMESTRE 1999

LABORATORIO DE ROCAS Y FLUIDOS / 1° SEMESTRE 1999

Fuente: Tabla referenciadas por la orden de Ingeniería Energética – Gravedad específica la cual es la relación que existe entre la densidad del líquido respecto a la densidad del agua a la temperatura de referencia 60 °F ó 15.6 °C.

Figura 22. Fundamentos Científicos de Viscosidad

A) VISCOSIDAD SAYBOLT (NORMA ASTM D 88)

3. Importancia y uso.

La viscosidad Saybolt es una medida exclusiva de la industria petrolera. Su utilización ha sido restringida a los aceites lubricantes y a los crudos. Las viscosidades Saybolt Universal y Furol pueden convertirse a viscosidad cinemática mediante el uso de las ecuaciones que se presentan en la siguiente tabla.

CONVERSIÓN DE VISCOSIDADES SAYBOLT A VISCOSIDADES CINEMÁTICAS

VISC. SAYBOLT	Intervalo t (seg.)	VISC. CINEMÁTICA (St)
SSU	$32 < t < 100$	$0.00226 t - 1.95 / t$
	$t > 100$	$0.00220 t - 1.35 / t$
SSF	$25 < t < 40$	$0.00224 t - 1.84 / t$
	$t > 40$	$0.0216 t - 0.60 / t$

Los orificios deben usarse teniendo en cuenta los parámetros de prueba que se presentan en la siguiente tabla.

PARÁMETROS DE PRUEBA PARA LOS ORIFICIOS SAYBOLT UNIVERSAL Y FUROL

ORIFICIO	TEMP. PRUEBA (°F)	LIMITES TIEMPO DE FLUJO (s)
UNIVERSAL	70, 100, 130 y 210	$32 < t < 1000$
FUROL	77, 100, 122 y 210	$t > 25$

	LABORATORIO	FORMATO DE DATOS PRUEBAS A FLUIDOS	No. 4
	ROCAS Y FLUIDOS		

VISCOSIDAD CINEMÁTICA Y DINÁMICA

ASTM D 445 - 88

VISCOSIMETRO TIPO : _____

Datos viscosidad cinemática :

MUESTRA	TEMP.	CAPILAR	C	DENS. (g/ml)	t (seg)

NOTA:
La constante C de cada capilar debe consultarse en el manual de calibración de equipos.

Cálculos viscosidad cinemática y dinámica :

$$v = C \cdot t \quad \mu = \rho \cdot v$$

v = viscosidad cinemática, cSt

ρ = densidad a temp. prueba, g/ml

μ = viscosidad dinámica, cP

c = const. calibración del capilar.

MUESTRA	TEMP.	v (cSt)	μ (cP)

Fuente: Guías de investigación para el análisis de Viscosidad Dinámica y Cinemática dada por los Laboratorios de fluidos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos – UIS

3.4.1 Implementos de Laboratorio y Sustancias

Gravedad API

Hidrómetros: de vidrio, graduados en grados °API.

Termómetros: con rangos disponibles de -5 a 215°F.

Probetas de tamaño apropiado.

Baño de temperatura (no es necesario si se usa termo hidrómetro).

Viscosidad

Viscosímetro Saybolt: equipado principalmente con un baño de temperatura y un controlador automático de temperatura.

Tubo de succión.

Soporte del termómetro.

Embudo con filtro (100 mesh).

Copas receptoras: calibradas para contener 60 ml.

Cronómetro: graduado por lo menos en décimas de seg.

Termómetros ASTM 17F a 22F

Vaso de precipitado de 100 ml.

Punto de Fluidez

Recipiente de prueba: tubo de vidrio, fondo plano.

Termómetros: con rangos disponibles de (-20°C) a 20 °C

Corcho, disco, cubierta.

Baño de temperatura: se deben implementar con mezclas refrigerantes apropiadas de manera que puedan alcanzarse las temperaturas exigidas bajo 0.

Tabla 12. Mezclas Refrigerantes Especiales.

MEZCLAS REFRIGERANTES	TEMPERATURAS ABAJO DE
Hielo y agua.	9 °C
Hielo molido y cristales de cloruro de sodio.	-12 °C
Hielo molido y cristales de cloruro de calcio.	-27 °C
Acetona ó nafta helada con una mezcla hielo-sal para dar la temperatura deseada	-57 °C

Fuente: Preparacion y quías de laboratorios, Reactivos: de acuerdo a las temperaturas que quieran alcanzarse, Acetona, Metanol, Etanol, Nafta, sólidos de Dióxido de Carbono.

Flash Point

- Equipo Cleveland Copa Abierta y para livianos o combustibles Copa Cerrada.
- Cronometro.
- Termómetros

Vapor Reid

Equipo de presión de vapor: Consiste de dos intercambiadores; un intercambiador de vapor (sección superior) y un intercambiador de líquido (sección inferior) recipientes cilíndricos con las superficies internas ligeramente curvadas para permitir su drenaje.

Medidor de presión: manómetros de diferentes rangos.

Baño de enfriamiento: De las dimensiones necesarias para sumergir los contenedores de la muestra y los intercambiadores líquidos y mantenerlos a una temperatura de 0 a 1°C (32 a 34°F). Baño de agua: De las dimensiones necesarias para sumergir el aparato de presión de vapor hasta 25.4 mm (1 in) por debajo del nivel de agua y mantenerlo a un temperatura de $37.8 \pm 0.1^{\circ}\text{C}$ ($100 \pm 0.2^{\circ}\text{F}$).

Termómetros:

- Manómetro de mercurio: para chequear las lecturas del medidor de presión.
- Medidor de peso muerto: se puede usar en lugar del manómetro de mercurio.
- Conexión para transferir la muestra: Dispositivo para remover el líquido del contenedor sin interferir con el espacio de vapor.

BSW

- Cilindro de bronce con pistón, de dimensiones estándar.
- 2 Probetas de 100 ml.
- Dos tubos de centrífuga de 100 ml.
- Dos vasos precipitados de 100ml.
- Baño de temperatura.
- Pipeta de 1, 10 y 50 ml.
- Filtro de papel # 42 y cápsulas de porcelana.
- Agua destilada, Cromato de Potasio 10 % en concentración, Nitrato de Plata 0.0282 N.

3.4.2 Desarrollo de Pruebas en Crudos

3.4.2.1 Propiedades de Crudos Base

Crudo Chichimene

Tabla 13. Resultados Muestras en Blanco Crudo Chichimene – Adit 1.

Aditivación 1	ml	%
CRUDO	1000	100
NAFTA	0	0
NANO	0	0
Total	1000	100
API a 60 °F	7,6	
V. CINEMATICA	3157,8133	cst a 140 °F
V. DINAMICA	3212,29749	cP a 140 °F
PUNTO DE FLUIDEZ	59	°F
FLASH POINT	422	°F
VAPOR REID	0,5	psi
BSW total	0,5	% total

Crudos Rubiales

Tabla 14. Resultados Muestras en Blanco Crudo Rubiales – ADIT 1.

Aditivación 1	ml	%
CRUDO	1000	100
NAFTA	0	0
NANO	0	0
Total	1000	100
API a 60 °F	12,7	
V. CINEMATICA	429,131695	cst a 140 °F
V. DINAMICA	421,096636	cP a 140 °F
PUNTO DE FLUIDEZ	48,2	°F
FLASH POINT	196	°F
VAPOR REID	7	psi
BSW total	4	% total

Crudo Castilla

Tabla 15. Resultados Muestras En Blanco Crudo Castilla – Adit 1.

Aditivación 1	ml	%
CRUDO	1000	100
NAFTA	0	0
NANO	0	0
Total	1000	100
API a 60 °F	11,2	
V. CINEMATICA	1958,41079	cst a 140 °F
V. DINAMICA	1941,94203	cP a 140 °F
PUNTO DE FLUIDEZ	54,5	°F
FLASH POINT	405	°F
VAPOR REID	0,6	psi
BSW total	0,05	% total

3.4.2.2 Propiedades de Crudos Base mezclados con Nafta

- Crudo Chichimene**

Tabla 16. Resultados Muestras con Nafta en Crudo Chichimene – ADIT 9 y 10.

Aditivación 9	ml	%
CRUDO	750	75
NAFTA	250	25
NANO	0	0
Total	1000	100
API a 60 °F	20,4	
V. CINEMATICA	124,763389	cst a 140 °F
V. DINAMICA	116,221327	cP a 140 °F
PUNTO DE FLUIDEZ	61,16	°F
FLASH POINT	221	°F
VAPOR REID	8,4	psi
BSW total	2,2	% total
Aditivación 10	ml	%
CRUDO	700	70
NAFTA	300	30
NANO	0	0
Total	1000	100
API a 60 °F	21,3	
V. CINEMATICA	111,631377	cst a 140 °F
V. DINAMICA	103,375915	cP a 140 °F
PUNTO DE FLUIDEZ	68,3	°F
FLASH POINT	188	°F
VAPOR REID	8,1	psi
BSW total	2,4	% total

- Crudo Rubiales**

Tabla 17. Resultados Muestras con Nafta en Crudo Rubiales – ADIT 9 y 10.

Aditivación 9	ml	%
CRUDO	750	75
NAFTA	250	25
NANO	0	0
Total	1000	100
API a 60 °F	24,5	
V. CINEMATICA	19,3891383	cst a 140 °F
V. DINAMICA	17,5869428	cP a 140 °F
PUNTO DE FLUIDEZ	67,3	°F
FLASH POINT	136	°F
VAPOR REID	11.8	psi

BSW total	3	% total
Aditivación 10	ml	%
CRUDO	700	70
NAFTA	300	30
NANO	0	0
Total	1000	100
API a 60 °F	26,7	
V. CINEMATICA	18,487	cst a 140 °F
V. DINAMICA	16,6	cP a 140 °F
PUNTO DE FLUIDEZ	67	°F
FLASH POINT	136	°F
VAPOR REID	12,1	psi
BSW total	3	% total

- **Crudo Castilla**

Tabla 18. Resultados Muestras con Nafta en Crudo Castilla – ADIT 9 y 10.

Aditivación 9	ml	%
CRUDO	750	75
NAFTA	250	25
NANO	0	0
Total	1000	100
API a 60 °F	21,2	
V. CINEMATICA	119,4	cst a 140 °F
V. DINAMICA	117,8	cP a 140 °F
PUNTO DE FLUIDEZ	66,4	°F
FLASH POINT	145,7	°F
VAPOR REID	9	psi
BSW total	0,5	% total
Aditivación 10	ml	%
CRUDO	700	70
NAFTA	300	30
NANO	0	0
Total	1000	100
API a 60 °F	22,2	
V. CINEMATICA	106,6	cst a 140 °F
V. DINAMICA	102,9	cP a 140 °F
PUNTO DE FLUIDEZ	67,3	°F
FLASH POINT	140,4	°F
VAPOR REID	9,3	psi
BSW total	0,5	% total

3.4.2.3 Propiedades en Crudos dosificados con Nafta y NGO A continuación recordaremos las dosificaciones a utilizar con la tecnología NGO

Tabla 19. Aditivaciones 2-8

Aditivación 2	ml	%
CRUDO	950	95
NAFTA	30	3
NANO	20	2
Total	1000	100
Aditivación 3	ml	%
CRUDO	950	95
NAFTA	32,5	3,25
NANO	17,5	1,75
Total	1000	100
Aditivación 4	ml	%
CRUDO	950	95
NAFTA	35	3,5
NANO	15	1,5
Total	1000	100
Aditivación 5	ml	%
CRUDO	950	95
NAFTA	37,5	3,75
NANO	12,5	1,25
Total	1000	100
Aditivación 6	ml	%
CRUDO	950	95
NAFTA	40	4
NANO	10	1
Total	1000	100
Aditivación 7	ml	%
CRUDO	950	95
NAFTA	42,5	4,25
NANO	7,5	0,75
Total	1000	100
Aditivación 8	ml	%
CRUDO	950	95
NAFTA	45	4,5
NANO	5	0,5
Total	1000	100

- **Crudo Chichimene**

Tabla 20. Resultados Muestras con Nafta y NGO en Crudo Chichimene – ADIT 2 A La 8.

	API a 60 °F	V. DINAMICA (cP) a 140 °F	PUNTO DE FLUIDEZ °F	FLASH POINT °F	VAPOR REID (psi)	BSW % total
Aditivación 2	10,1	2156,42	49,28	398	1	0,5
Aditivación 3	10,6	1969,57	48,7	378	1	0,6
Aditivación 4	10,3	2222,64	51,44	343	1,7	0,5
Aditivación 5	9,9	2797,58	52,4	334	1,7	0,6
Aditivación 6	10,4	2482,77	52,2	317	1,9	0,6
Aditivación 7	12,2	1629,425	51,5	315	1,7	0,7
Aditivación 8	10,6	1505,22	51,3	286	2,2	0,7

Tabla 21. Resultados Muestras con Nafta y Ngo en Crudo Chichimene – ADIT 2 A la 8 – Después de 2 Meses

	API a 60 °F	V. DINAMICA (cP) a 140 °F
Aditivación 2	8,8	2688,2
Aditivación 3	9,7	2155,57
Aditivación 4	9,1	2795,65
Aditivación 5	8,9,	2906,8
Aditivación 6	9,3	2832,02
Aditivación 7	11,7	1912,2
Aditivación 8	9,5	1823,7

- **Crudo Rubiales**

Tabla 22. Resultados Muestras con Nafta y NGO en Crudo Rubiales – ADIT 2 A La 8.

	API a 60 °F	V. DINAMICA (cP) a 140 °F	PUNTO DE FLUIDEZ °F	FLASH POINT °F	VAPOR REID (psi)	BSW % total
Aditivación 2	14,7	175,63	40,4	204	5,6	0,03
Aditivación 3	14,7	194,59	37,3	192	5,5	0,03
Aditivación 4	14,7	190,38	38,3	192,7	5,5	0,04
Aditivación 5	14,9	177,5	45,1	178	6,7	0,05
Aditivación 6	15,3	164,42	45,6	184,8	6,5	0,1
Aditivación 7	14,8	171,3	45,7	180,7	7,4	0,08
Aditivación 8	15	168,9	47,1	183,4	9,8	0,08

Tabla 23. Resultados Muestras Con Nafta y NGO en Crudo Rubiales – ADIT 2 a la 8 – Después de 2 Meses.

	API a 60 °F	V. DINAMICA (cP) a 140 °F
Aditivación 2	13,8	221,8
Aditivación 3	13,9	213,9
Aditivación 4	13,8	213,7
Aditivación 5	14,1	245,3
Aditivación 6	13,6	196,2
Aditivación 7	13,2	199,8
Aditivación 8	13,8	196,3

- Crudo Castilla**

Tabla 24. Resultados Muestras con Nafta y NGO en Crudo Castilla – ADIT 2 A la 8.

	API a 60 °F	V. DINAMICA (cP) a 140 °F	PUNTO DE FLUIDEZ °F	FLASH POINT °F	VAPOR REID (psi)	BSW % total
Aditivación 2	14,4	830,7	53,24	292	2,7	0,5
Aditivación 3	14,6	889,54	55,55	276	2,7	0,5
Aditivación 4	15,4	893,6	50,61	265	2,7	0,5
Aditivación 5	15	945,1	53,23	264	2,9	0,5
Aditivación 6	15,1	944,87	53,79	259	3	0,5
Aditivación 7	15,2	994,5	56,98	259	3,2	0,5
Aditivación 8	15,1	1079,56	60,57	257	3,3	0,5

- Crudo Castilla**

Tabla 25. Resultados Muestras con Nafta y NGO en Crudo Castilla – ADIT 2 A la 8 – Después de 2 Meses.

	API a 60 °F	V. DINAMICA (cP) a 140 °F
Aditivación 2	13,8	1056,6
Aditivación 3	13,3	1102,4
Aditivación 4	14,7	1006,2
Aditivación 5	14,3	1114,2
Aditivación 6	14,5	1232,12
Aditivación 7	14,6	1302,3
Aditivación 8	14,5	1467,33

3.4.3 Propiedades en Combustibles Base. Los resultados de la caracterización fisicoquímica realizada a tres muestras de Aceite Combustible Para Motor (ACPM),

dos de ellas aditivadas con la tecnología NGO en concentraciones 1/700 y 1,5/700 respectivamente.

A cada una de la muestras se le realiza caracterización básica que incluye Gravedad API, densidad, flash point, azufre, índice de cetano, viscosidad y destilación atmosférica, con el fin de identificar propiedades que permitan conocer la calidad de cada una de las muestras a las diferentes condiciones de aditivación.

Apariencia de las Muestras

A continuación podemos observar que el ACPM sin aditivar presenta características propias como liquido aceitoso, con color amarillo claro, brillante y sin aparentes solidos suspendidos, caso contrario ocurre con las dos muestras aditivadas con DB25, ya que estas tienen a oscurecer su tonalidad a medida que aumenta la concentración del aditivo.

Figura 23. ACPM sin Aditivar



Fuente: Muestra del ACPM comercial a investigar. Laboratorio de Fluorescencia RX, Escuela Ingeniería de Química, UIS.

Figura 24. ACPM Aditivado (1; 700)



Fuente: Muestra de ACPM comercial aditivado (1;700) con la tecnología NGO, Laboratorio de Fluorescencia RX, Escuela Ingeniería de Química, UIS.

Figura 25. ACPM Aditivado (1,5; 700)



Fuente: Muestra de ACPM comercial aditivado (1,5;700) con la tecnología NGO, Laboratorio de Fluorescencia RX, Escuela Ingeniería de Química, UIS.

3.4.3.1 Propiedades en combustibles dosificados con NGO para la reducción de contaminantes por combustión en vehículos. La medición de las emisiones generadas se realizaron en un equipo medidor de gases de combustión Emerac 700 con sistema de detección por celdas y por IR para el CO₂, CO, HC, NO_x y NO; donde evidencia las emisiones generadas por el proceso de combustión para cada uno de los combustibles a evaluar. Se encontró que al aplicarse el aditivo existe una disminución de las concentraciones de CO, HC, NO_x, NO₂ y NO favoreciendo así a la baja concentración de estos en la atmósfera por la contaminación ambiental. Sin embargo las concentraciones de CO₂ no presentaron diferencia alguna al adicionarle la tecnología NGO a los combustibles.

La reducción de CO implica la existencia de una combustión completa generando aspectos positivos en el impacto de la salud ya que la disminución de este compuesto evita la alteración en el sistema vascular y nervioso al disminuir la adhesión del CO a la hemoglobina de la sangre reduciendo el flujo de oxígeno en el torrente sanguíneo.

Tabla 26. Resultado de Pruebas para Análisis Gases Contaminantes

Compuesto	EMISIONES CONTAMINANTES											
	CO ₂ [%]	Reducción [%]	CO [mg/m ³]	Reducción [%]	HC [ppm]	Reducción [%]	NO _x [mg/m ³]	Reducción [%]	NO ₂ [mg/m ³]	Reducción [%]	NO [mg/m ³]	Reducción [%]
Gasolina Corriente	43,7	5,72	164	32,9	10	100	96,6	17,00	82,08	17,4	18,73	33,79
Gasolina Corriente + Nanomac	41,2		110		0		80,2		67,8		12,4	
Gasolina Extra	43,45	-2,64	165	29,09	7	100	184,6	7,40	157,2	3,24	23,92	6,98
Gasolina Extra + Nanomac	44,6		117		0		170,9		152,1		22,25	
ACPM	27,3	3,29	18,3	6,84	1	100	43,3	20,37	40,71	27,04	7,23	33,6
ACPM + Nanomac	26,4		17		0		34,5		29,7		4,8	
Fuel Oil	26,62	-1,8	90	13,88	4	100	82,9	4,52	80,25	12,19	13,32	31,49
Fuel Oil + Nanomac	27,1		77,5		0		79,1		70,47		9,125	

Fuente: Resultados obtenidos de las Muestra de ACPM comercial aditivado en las dos proporciones con la tecnología NGO, Laboratorio de Fluorescencia RX, Escuela Ingeniería de Química, UIS.

3.4.3.2 Determinación de Niveles de Azufre

Azufre: El contenido de Azufre de un crudo se determina empleando un analizador de Fluorescencia de rayos X no disperso, se coloca la muestra en el haz emitido por la fuente de rayos X, midiendo la radiación resultante y comparándola con las cuentas de un estándar de calibración previamente preparado, se obtiene la concentración de azufre en porcentaje en peso de la muestra.

Tabla 27. Resultado de Pruebas para Análisis de Niveles de Azufre

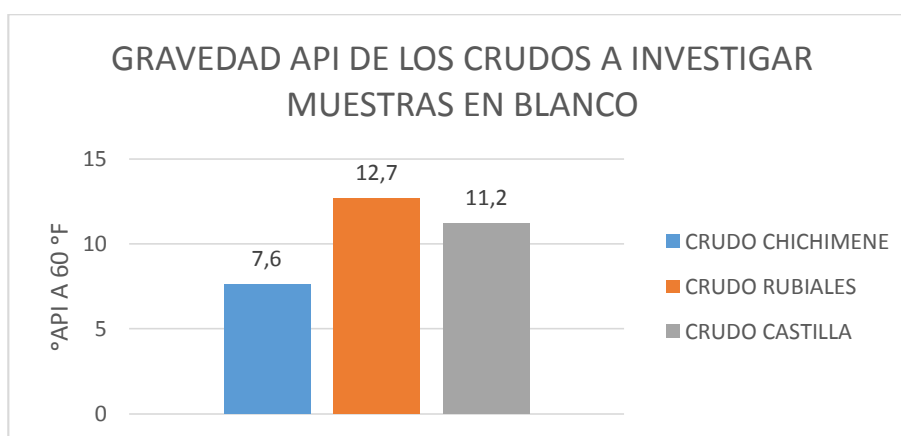
PARAMETROS	UNIDADES	TECNICA ANALITICA	MUESTRA BLANCO	ADITIVACION (1;700)	ADITIVACION (1,5;700)
PARAMETROS BASICOS					
GRAVEDAD API	° API	DENSITOMETRIA	33,38	33,38	33,37
DENSIDAD A 15,5° C	g/mL	DENSITOMETRIA	0,85734	0,85736	0,85739
VISCOSIDAD CINEMATICA A 25 °C	cSt	VISCOSIMETRIA	5,95	5,96	5,94
VISCOSIDAD CINEMATICA 45°C	cSt	VISCOSIMETRIA	3,918	3,599	3,711
VISCOSIDAD CINEMATICA 90°C -	cSt	VISCOSIMETRIA	1,655	1,687	1,645
FLASH POINT	°C	COPA CERRADA	67	72	67
POUR POINT	°C	TERMOMETRICO	-6	-9	-9
NUMERO ACIDO TOTAL	mg KOH/g	TITULOMETRICO	0,065	0,089	0,102
CENIZAS SULFATADAS	%	ASTM D874	<0,02	<0,02	<0,02
AZUFRE	%	FLUORESCENCIA RX	0,0198	0,0162	0,0125
KARL FISCHER	%	TITULOMETRIA	0,0218	<0,02	<0,02
MICROCARBON RESIDUAL	%	PIROLISIS	0,386	0,138	0,0397
INDICE DE CETANO		CALCULO	50,0	50,4	50,68
PODER CALORIFICO BRUTO (SC)	BTU/LB	CALORIMETRIA	21033	20682	21290

Fuente: Resultados obtenidos de las Muestra de ACPM comercial aditivado en las dos proporciones con la tecnología NGO, Laboratorio de Fluorescencia RX, Empresa ANTEC K.

4. ANALISIS COMPARATIVOS DE RESULTADOS ENTRE CRUDOS BASE Y CRUDOS NANOESTRUCTURADOS

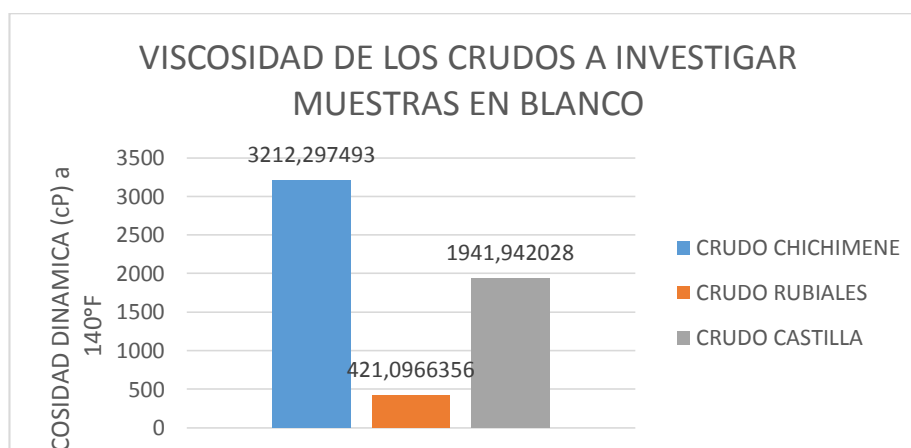
A continuación expondremos cada uno de los resultados obtenidos en los laboratorios.

Grafica 2. Resultados de las Pruebas de Gravedad API de los Crudo a Investigar



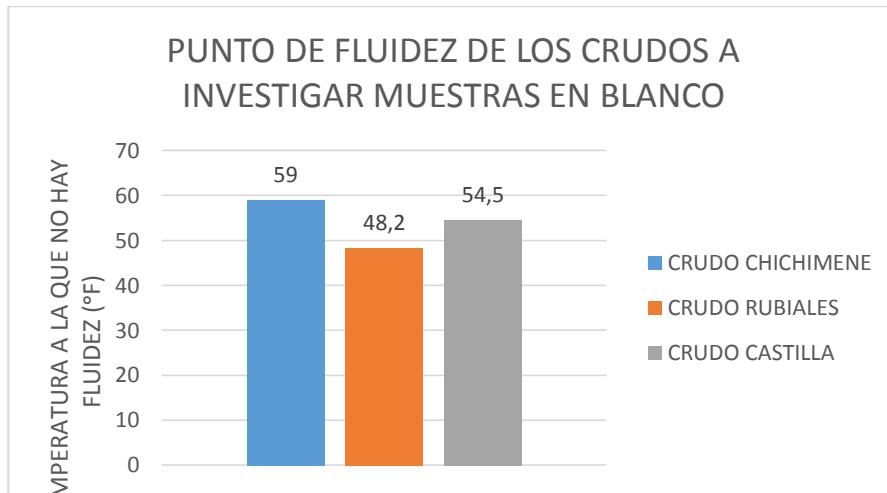
Fuente: Análisis °API comparativo de resultados obtenidos en los crudos en blanco.

Grafica 3. Resultados de las Pruebas de Viscosidad de los Crudos a Investigar.



Fuente: Análisis de Viscosidad comparativo de resultados obtenidos en los crudos en blanco.

Grafica 4. Resultados de las Pruebas de Fluidiez de los Crudos a Investigar.



Fuente: Análisis de Fluidiez comparativo de resultados obtenidos en los crudos en blanco.

Para realizar un análisis comparativo entre todas las dosificaciones de las muestras de crudo que fueron aditivadas hay que primero realizar una evaluación económica para establecer los rangos de aditivación los cuales son importantes para no desfasarnos de las proporciones a utilizar, todo este análisis económico se realiza teniendo dos puntos comparativos:

1. Propiedades de las muestras en blanco
2. Propiedades con la dosificación que se le realizan actualmente, con NAFTA en la industrial a estos crudos.

El planteamiento de las dosificación se desarrolló teniendo en cuenta la capacidad que tiene dicha tecnología para optimizar las propiedades de los crudos pesados y extrapesados cumpliendo con los estándares económicos a utilizar, por ello se realizaron puntos comparativos para ver el desempeño de la dosificación por crudo que mejor presento una mejoría de sus propiedades, comparándolos con las dosificación que se utilizan actualmente con Nafta para el tratamiento de estos crudos y los crudos en blanco.

A continuación veremos unas graficas donde se plasmaran los resultados de estas dosificaciones.

Crudo Chichimene

Teniendo en cuenta los resultados ya obtenidos con respecto a todas las dosificaciones realizadas con la Nanotecnología NGO, se realizaron análisis y pudimos concluir que para este crudo la dosificación que arrojó mejores resultados fue la **Dosificación No 7**.

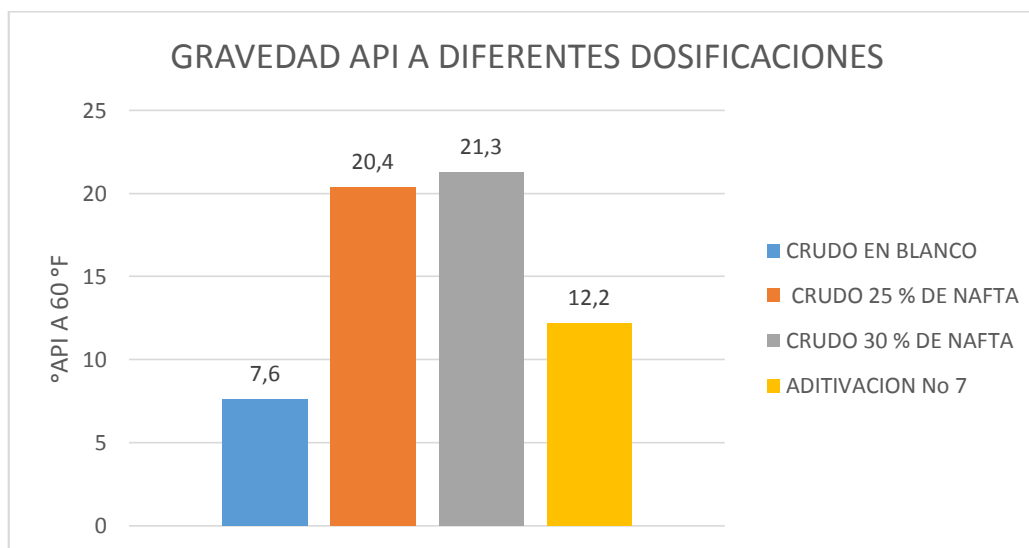
Tabla 28. Dosificación No 7.

Aditivación 7	ml	%
CRUDO	950	95
NAFTA	42,5	4,25
NANO	7,5	0,75

Total 1000 100

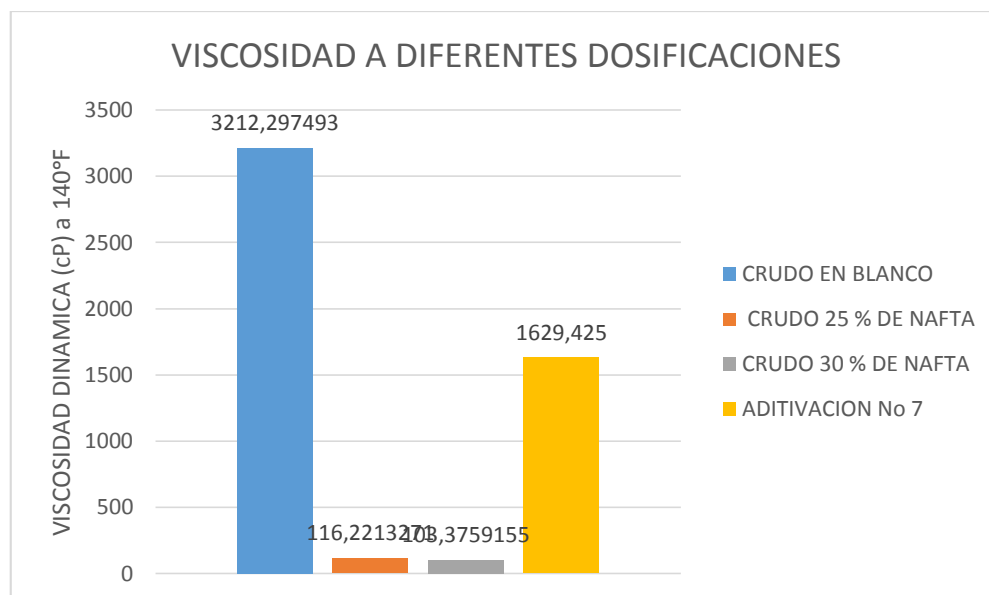
Por consiguiente realizaremos diferentes puntos comparativos

Grafica 5. Comparativo de las Pruebas de Gravedad API con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Chichimene



Fuente: Análisis °API comparativo de resultados obtenidos a diferentes dosificaciones.

Grafica 6. Comparativo de las Pruebas de Viscosidad con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Chichimene



Fuente: Análisis de Viscosidad comparativo de resultados obtenidos a diferentes dosificaciones.

Crudo Rubiales

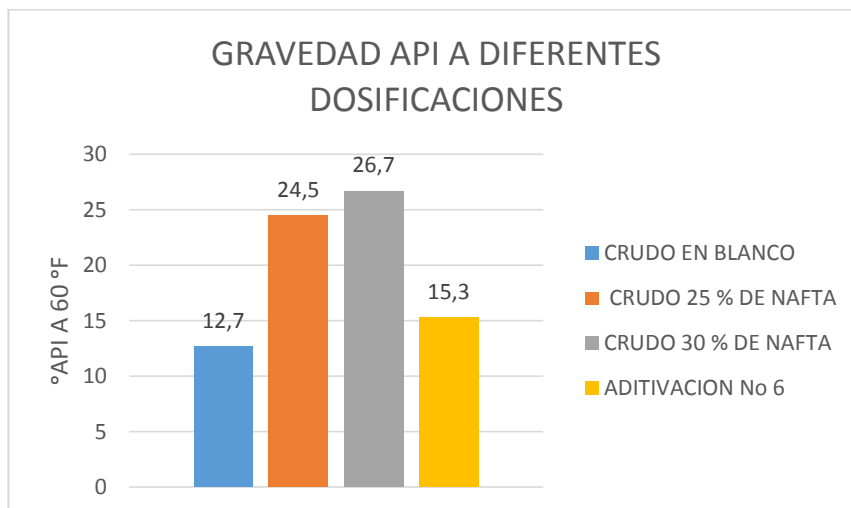
Teniendo en cuenta los resultados ya obtenidos con respecto a todas las dosificaciones realizadas con la Nanotecnología NGO, se realizaron análisis y pudimos concluir que para este crudo la dosificación que arrojó mejores resultados fue la **Dosificación No 6**.

Tabla 29. Dosificación No 6

Aditivación 6	ml	%
CRUDO	950	95
NAFTA	40	4
NANO	10	1
Total	1000	100

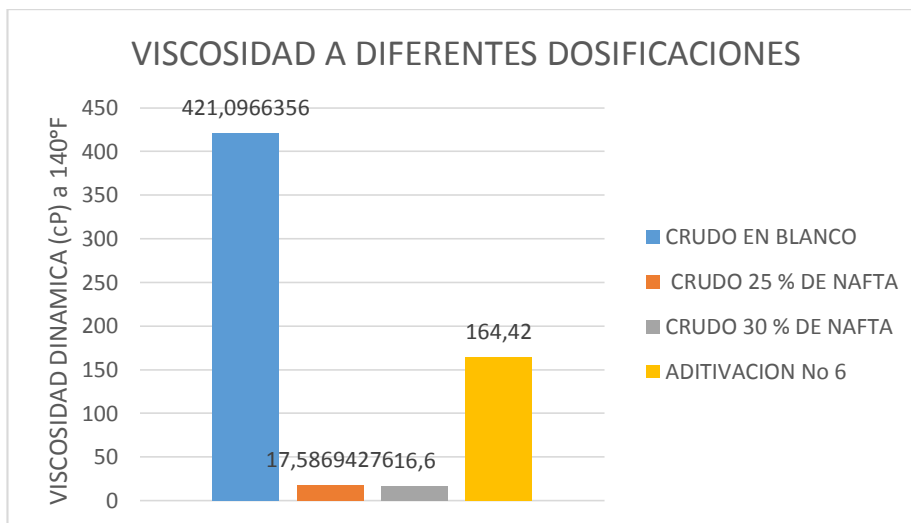
Por consiguiente realizaremos diferentes puntos comparativos

Grafica 7. Comparativo de las Pruebas de Gravedad API con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Rubiales.



Fuente: Análisis °API comparativo de resultados obtenidos a diferentes dosificaciones.

Grafica 8. Comparativo de las Pruebas de Viscosidad con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Rubiales.



Fuente: Análisis de Viscosidad comparativo de resultados obtenidos a diferentes dosificaciones.

Crudo Castilla

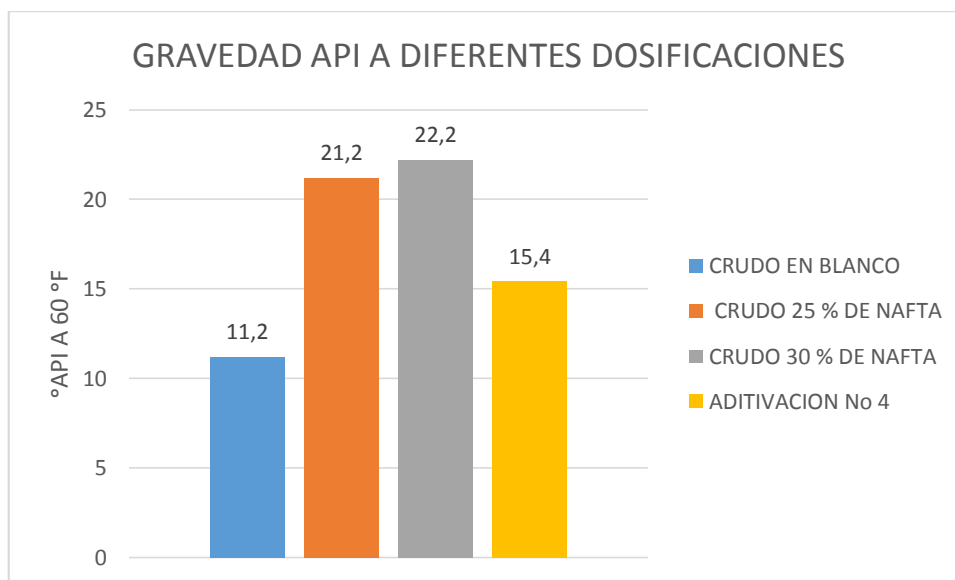
Teniendo en cuenta los resultados ya obtenidos con respecto a todas las dosificaciones realizadas con la Nanotecnología NGO, se realizaron análisis y pudimos concluir que para este crudo la dosificación que arrojó mejores resultados fue la **Dosificación No 4**.

Tabla 30. Dosificación No 4.

Aditivación 4	ml	%
CRUDO	950	95
NAFTA	35	3,5
NANO	15	1,5
Total	1000	100

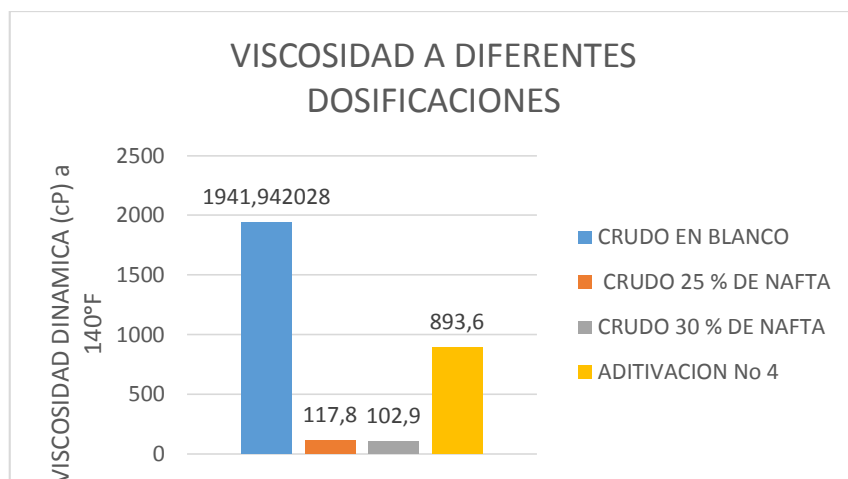
Por consiguiente realizaremos diferentes puntos comparativos

Grafica 9. Comparativo de las Pruebas de Gravedad API con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Castilla.



Fuente: Análisis API comparativo de resultados obtenidos a diferentes dosificaciones.

Grafica 10. Comparativo de las Pruebas de Viscosidad con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Castilla.

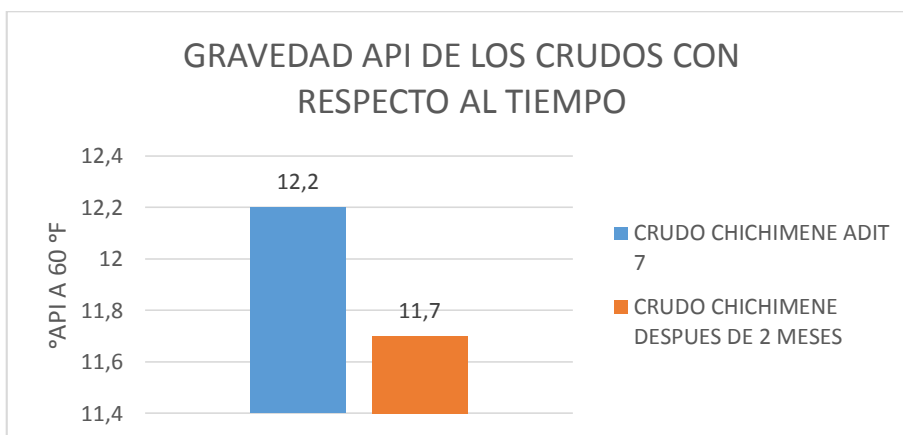


Fuente: Análisis de Viscosidad comparativo de resultados obtenidos a diferentes dosificaciones.

Resultados con Respecto al Tiempo

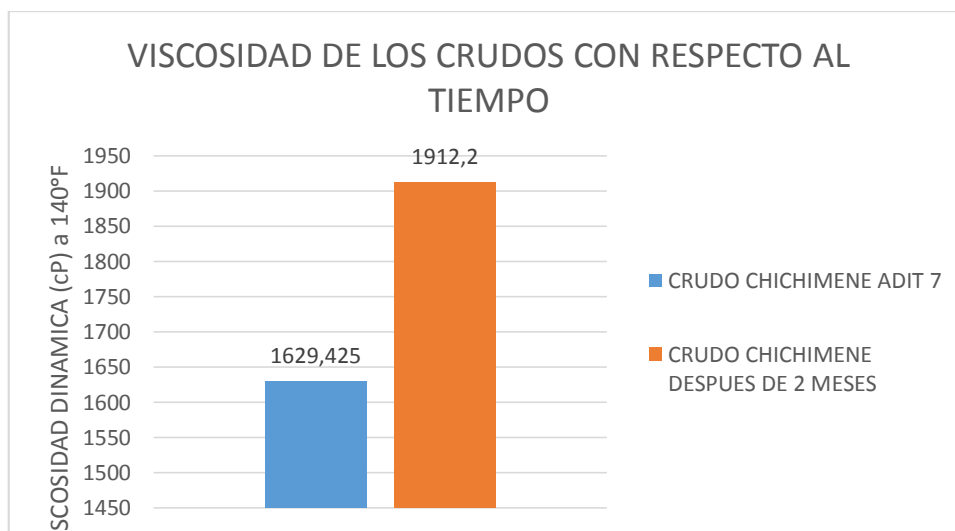
Crudo Chichimene

Grafica 11. Comparativo de las Pruebas de Gravedad API con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Chichimene Después de 2 Meses.



Fuente: Análisis °API comparativo de resultados obtenidos a diferentes dosificaciones.

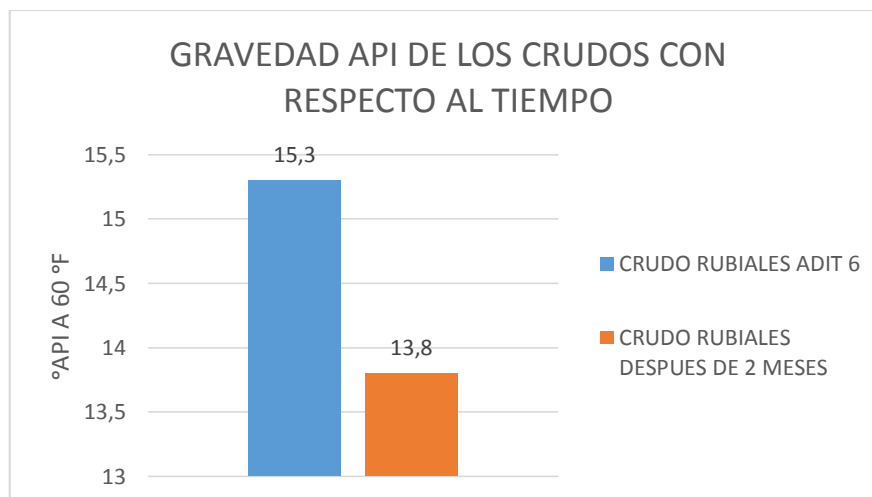
Grafica 12. Comparativo de las Pruebas de Viscosidad con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Chichimene después de 2 Meses.



Fuente: Análisis de Viscosidad comparativo de resultados obtenidos a diferentes dosificaciones.

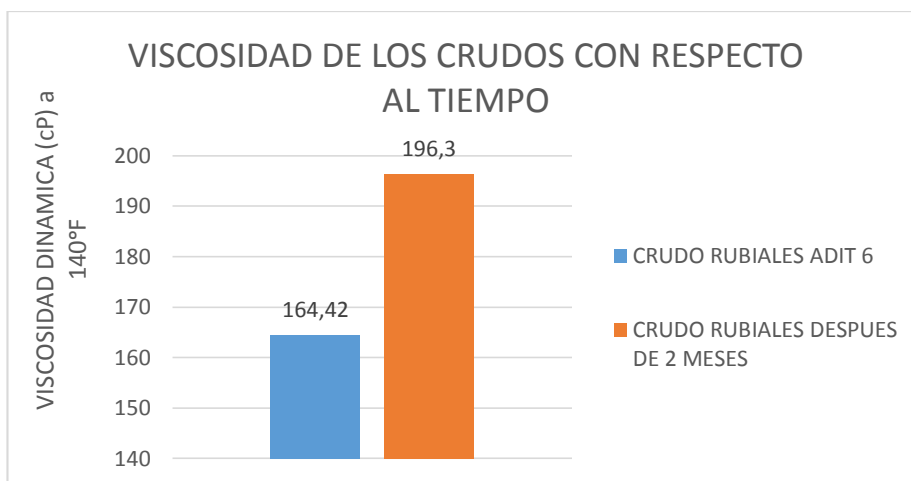
- **Crudo Rubiales**

Grafica 13. Comparativo de las Pruebas de Gravedad API con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Rubiales después de 2 Meses.



Fuente: Análisis API comparativo de resultados obtenidos a diferentes dosificaciones.

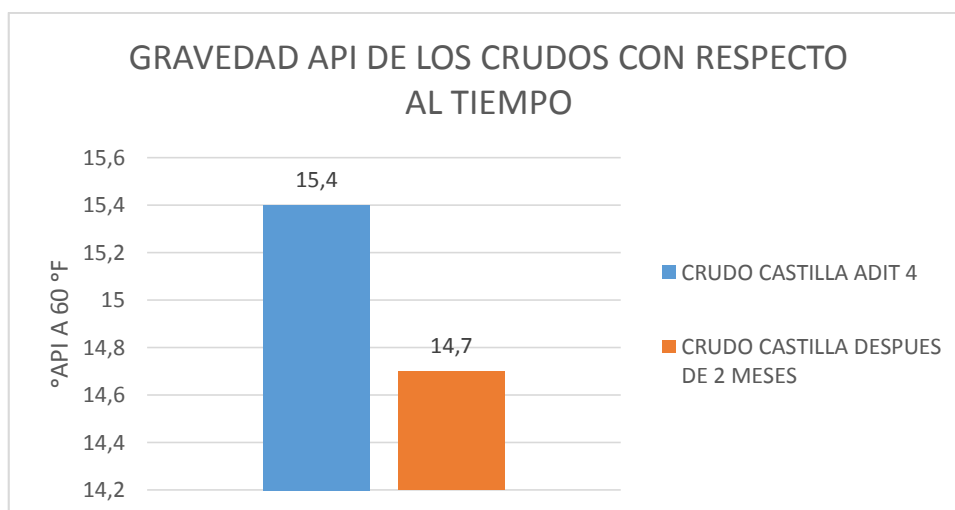
Grafica 14. Comparativo de las Pruebas de Viscosidad con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Rubiales Después de 2 Meses.



Fuente: Análisis de Viscosidad comparativo de resultados obtenidos a diferentes dosificaciones.

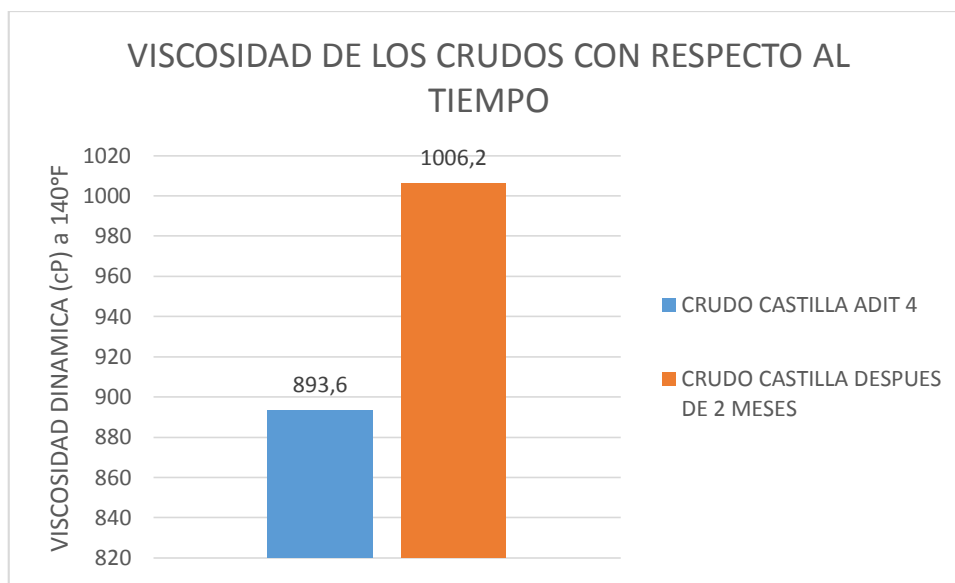
Crudo Castilla

Grafica 15. Comparativo de las Pruebas de Gravedad Api con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Castilla Después de 2 Meses.



Fuente: Análisis API comparativo de resultados obtenidos a diferentes dosificaciones.

Grafica 16. Comparativo de las Pruebas de Viscosidad con las Diferentes Aditivaciones para Crudo Castilla Después de 2 Meses.



Fuente: Análisis de Viscosidad comparativo de resultados obtenidos a diferentes dosificaciones.

5. CORRELACIONES DEL COMPORTAMIENTO DE API Y VISCOSIDAD

En la búsqueda por realizar un análisis detallado del comportamiento de la °API y la viscosidad del crudo de estos 3 campos es versátil indaga por la manera más adecuada de relacionar los efectos de la Nanotecnología NGO implementa para el aumento de la gravedad API y la reducción de viscosidad de las muestras de crudo, es así que se establece como hipótesis el efecto como mejoradores de las propiedades de estos crudos modelando mediante distintas ecuaciones según corresponde a la propiedad a mejorar; la gravedad API y la viscosidad para estos crudos está en función de las aditivaciones de la Nanotecnología NGO.

Como es sabido, la gravedad API y la viscosidad de un crudo depende de la composición del petróleo, la temperatura y en este caso de las aditivaciones aplicadas; para esta investigación la composición de crudo no será tomada en cuenta de una forma directa en el análisis del comportamiento de la gravedad API y de la viscosidad, mientras que las dosificaciones son un dato clave para montar las correlaciones; la construcción de los modelos matemáticos se desarrollaran a la condición de 140 °F, puesto que es en esta temperatura donde más se encuentra relevancia en el análisis de las pruebas desarrolladas en los laboratorios; en el capítulo 3 se dará una explicación más detallada a lo anteriormente mencionado.

El principal aspecto que se tiene en consideración durante la construcción del modelo es que las ecuaciones generadas estadísticamente se desarrollan teniendo en cuenta que el efecto del mejoramiento de las propiedades de los crudos se analiza con respecto a su comportamiento a medida que varían las dosificaciones.

El efecto de las dosificaciones sobre la gravedad API y la viscosidad pueden ser descritas a través de una ecuación exponencial para la gravedad API y logarítmica para ver el comportamiento de la viscosidad, el criterio tenido en

cuenta para elegir esta ecuación general de tendencia y el tipo de regresión desarrollado posteriormente es que describa el comportamiento de las propiedades durante la aplicación de la Nanotecnología NGO.

Ecuación 2. Ecuación General para El Comportamiento de la Gravedad API

$$API ([X]) = e^{1-0,085(x_{11})} + e^{2-0,085(x_{10})} + e^{3-0,085(x_9)} + e^{4-0,085(x_8)} + e^{5-0,085(x_7)} + e^{6-0,085(x_6)} + e^{7-0,085(x_5)} + e^{8-0,085(x_4)} + e^{9-0,085(x_3)} + e^{10-0,085(x_2)} + e^{11-0,085(x)}$$

Ecuación 3. Ecuación General para el Comportamiento de la Viscosidad

$$\mu ([X]) = \ln 1(x_{11}) + \ln 2(x_{10}) + \ln 3(x_9) + \ln 4(x_8) + \ln 5(x_7) + \ln 6(x_6) + \ln 7(x_5) + \ln 8(x_4) + \ln 9(x_3) + \ln 10(x_2) + \ln 11(x)$$

A partir de los datos experimentales tomados en laboratorio se estima por medio de un ajuste porcentual mediante una regresión las correlaciones entre la Gravedad API y los porcentajes entre las distintas dosificaciones y la Viscosidad y los porcentajes entre las distintas dosificaciones, para éste caso en específico se realiza una regresión a partir de una ecuación general encontrada empíricamente siguiendo la línea de tendencia que refleja el comportamiento de las propiedades entre los crudo a investigar durante la aplicación.

5.1 CORRELACIONES DEL COMPORTAMIENTO DE API Y VISCOSIDADE EN CRUDO CHICHIMENE

Correlación General para el Comportamiento de la Gravedad API en el Crudo Chichimene: A continuación veremos el comportamiento de la correlación que me describe los cambios de gravedad API con respecto a las distintas dosificaciones.

Tabla 31. Resultado de Pruebas para Análisis de Correlaciones de Gravedad API Crudo Chichimene.

	% CRUDO	% NAFTA	No DE PARTES NAFTA	% NGO	No DE PARTES NGO	SUMA DE %	API
Adit 11	93,00	3,75	15	3,25	13	100	17,6
Adit 10	70	30	120	0	0	100	21,3
Adit 9	75	25	100	0	0	100	20,4
Adit 8	95	4,5	18	0,5	2	100	10,6
Adit 7	95	4,25	17	0,75	3	100	12,2
Adit 6	95	4	16	1	4	100	10,4
Adit 5	95	3,75	15	1,25	5	100	9,9
Adit 4	95	3,5	14	1,5	6	100	10,3
Adit 3	95	3,25	13	1,75	7	100	10,6
Adit 2	95	3	12	2	8	100	10,1
Adit 1	100	0	0	0	0	100	7,6

En la gráfica anterior observamos el comportamiento que tienen los datos de gravedad API dados en los laboratorios del crudo Chichimene con respecto a las dosificaciones, observamos que la Aditivación 11, es una dosificación que me cumple con los estándares de calidad de transporte tanto con la gravedad API como con la viscosidad establecida para permitir una óptima fluidez del crudo por tuberías de transporte. **Estas condiciones de transporte óptimas para permitir una fluidez deben cumplir con una Gravedad API >17,5 a 60 °F y una viscosidad en una rango de 300 a 400 cP.**

Ecuación 4. Ecuación General para el Comportamiento de la Gravedad API

$$y = 20,307e^{-0,086x}$$

$$\begin{aligned} \circ \text{API} ([X]) = & 20,307e^{-(0,086(\circ \text{API adit 11}))} + 20,307e^{-(0,086(\circ \text{API adit 10}))} + 20,307e^{-(0,086(\circ \text{API adit} \\ & 9))} + 20,307e^{-(0,086(\circ \text{API adit 8}))} + 20,307e^{-(0,086(\circ \text{API adit 7}))} + 20,307e^{-(0,086(\circ \text{API adit 6}))} + 20,307e^{-} \\ & (0,086(\circ \text{API adit 5})) + 20,307e^{-(0,086(\circ \text{API adit 4}))} + 20,307e^{-(0,086(\circ \text{API adit 3}))} + 20,307e^{-(0,086(\circ \text{API adit} \\ & 2))} + 20,307e^{-(0,086(\circ \text{API adit 1}))} \end{aligned}$$

Grafica 17. Correlación Comportamiento Gravedad API Crudo Chichimene

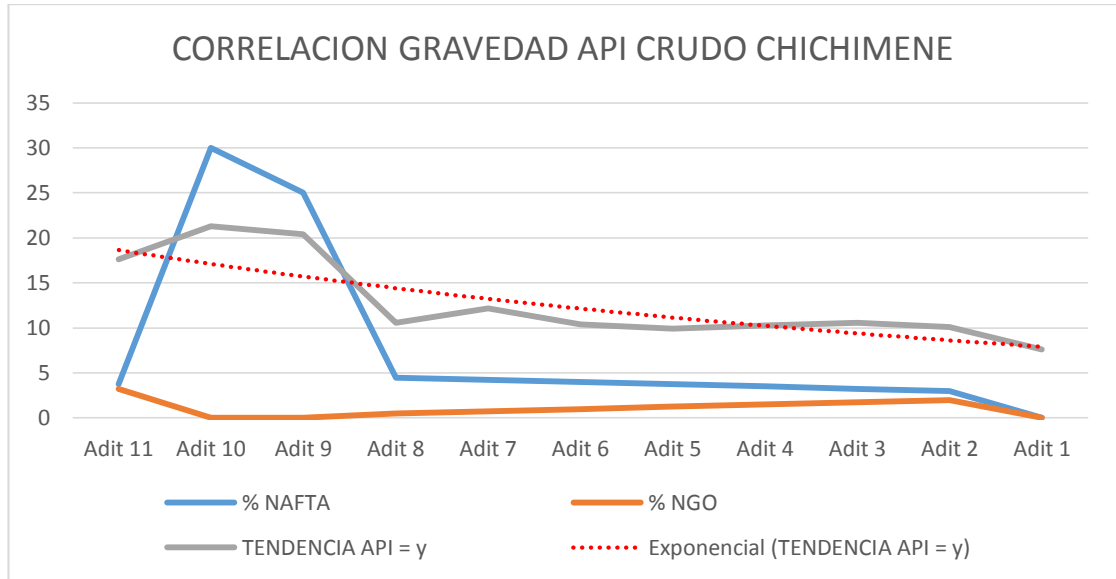


Tabla 32. Resultado de Pruebas para Análisis de Correlaciones de Viscosidad Crudo Chichimene.

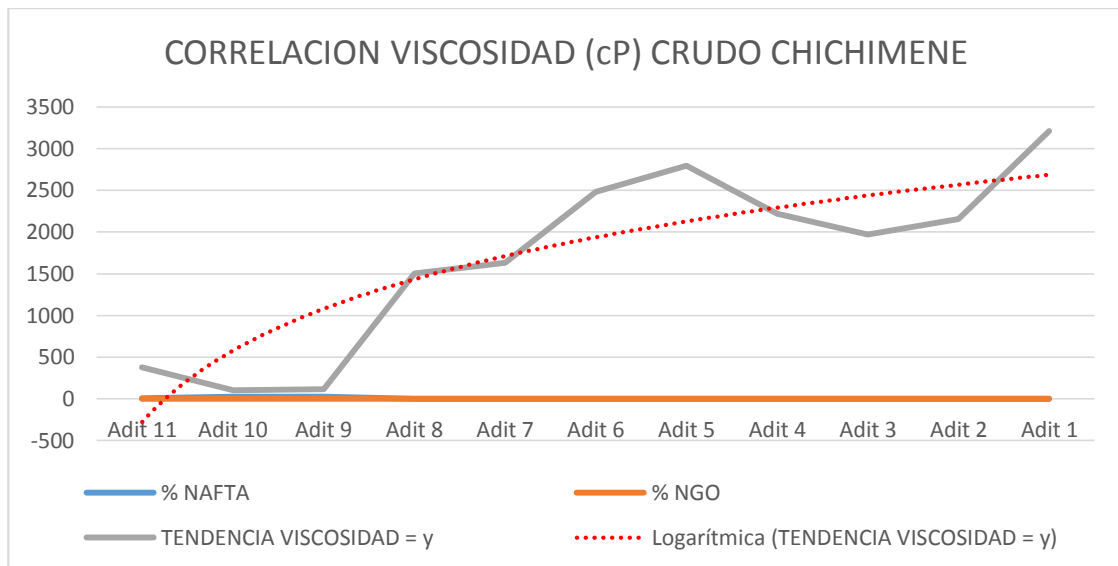
	% CRUDO	% NAFTA	No DE PARTES NAFTA	% NGO	No DE PARTES NGO	SUMA DE %	VISCOSIDA D
Adit 11	90,00	5,5	22	4,5	18	100	378,8
Adit 10	70	30	120	0	0	100	103,375915
Adit 9	75	25	100	0	0	100	116,221327
Adit 8	95	4,5	18	0,5	2	100	1505,22
Adit 7	95	4,25	17	0,75	3	100	1629,425
Adit 6	95	4	16	1	4	100	2482,77
Adit 5	95	3,75	15	1,25	5	100	2797,58
Adit 4	95	3,5	14	1,5	6	100	2222,64
Adit 3	95	3,25	13	1,75	7	100	1969,57
Adit 2	95	3	12	2	8	100	2156,42
Adit 1	100	0	0	0	0	100	3212,29749

Ecuación 5. Ecuación General para el Comportamiento de la Viscosidad

$$\mu ([X]) = 1236,4\ln(x) - 278,7$$

$$\begin{aligned} \mu ([X]) = & 1236,4\ln(^{\circ}\text{API adit } 11) - 278,7 + 1236,4\ln(^{\circ}\text{API adit } 10) - 278,7 + 1236,4\ln(^{\circ}\text{API adit } 9) - \\ & 278,7 + 1236,4\ln(^{\circ}\text{API adit } 8) - 278,7 + 1236,4\ln(^{\circ}\text{API adit } 7) - 278,7 + 1236,4\ln(^{\circ}\text{API adit } 6) - \\ & 278,7 + 1236,4\ln(^{\circ}\text{API adit } 5) - 278,7 + 1236,4\ln(^{\circ}\text{API adit } 4) - 278,7 + 1236,4\ln(^{\circ}\text{API adit } 3) - \\ & 278,7 + 1236,4\ln(^{\circ}\text{API adit } 2) - 278,7 + 1236,4\ln(^{\circ}\text{API adit } 1) - 278,7 \end{aligned}$$

Grafica 18. Correlación Comportamiento Viscosidad Crudo Chichimene



5.2 CORRELACIONES DEL COMPORTAMIENTO DE API Y VISCOSIDADE EN CRUDO RUBIALES

Correlación General para el Comportamiento de la Gravedad API en el Crudo Rubiales: A continuación veremos el comportamiento de la correlación que me describe los cambios de gravedad API con respecto a las distintas dosificaciones.

Tabla 33. Resultado de Pruebas para Análisis de Correlaciones de Gravedad API Crudo Rubiales.

	% CRUDO	% NAFTA	No DE PARTES NAFTA	% NGO	No DE PARTES NGO	SUMA DE %	API
Adit 11	97,00	1,75	7	1,25	5	100	18,3
Adit 10	70	30	120	0	0	100	26,7
Adit 9	75	25	100	0	0	100	24,5
Adit 8	95	4,5	18	0,5	2	100	15
Adit 7	95	4,25	17	0,75	3	100	14,8
Adit 6	95	4	16	1	4	100	15,3
Adit 5	95	3,75	15	1,25	5	100	14,9
Adit 4	95	3,5	14	1,5	6	100	14,7
Adit 3	95	3,25	13	1,75	7	100	14,7
Adit 2	95	3	12	2	8	100	14,7
Adit 1	100	0	0	0	0	100	12,7

Ecuación 6. Ecuación General para el Comportamiento de la Gravedad API

$$y = 22,595e^{-0,053x}$$

$$\begin{aligned} \circ\text{API} ([X]) = & 22,595e^{-(0,053(\circ\text{API adit 11}))} + 22,595e^{-(0,053(\circ\text{API adit 10}))} + 22,595e^{-(0,053(\circ\text{API adit } \\ & 9))} + 22,595e^{-(0,053(\circ\text{API adit 8}))} + 22,595e^{-(0,053(\circ\text{API adit 7}))} + 22,595e^{-(0,053(\circ\text{API adit 6}))} + 22,595e^{-(0,053(\circ\text{API adit } \\ & 5))} + 22,595e^{-(0,053(\circ\text{API adit 4}))} + 22,595e^{-(0,053(\circ\text{API adit 3}))} + 22,595e^{-(0,053(\circ\text{API adit } \\ & 2))} + 22,595e^{-(0,053(\circ\text{API adit 1}))} \end{aligned}$$

Grafica 19. Correlación Comportamiento Gravedad API Crudo Rubiales

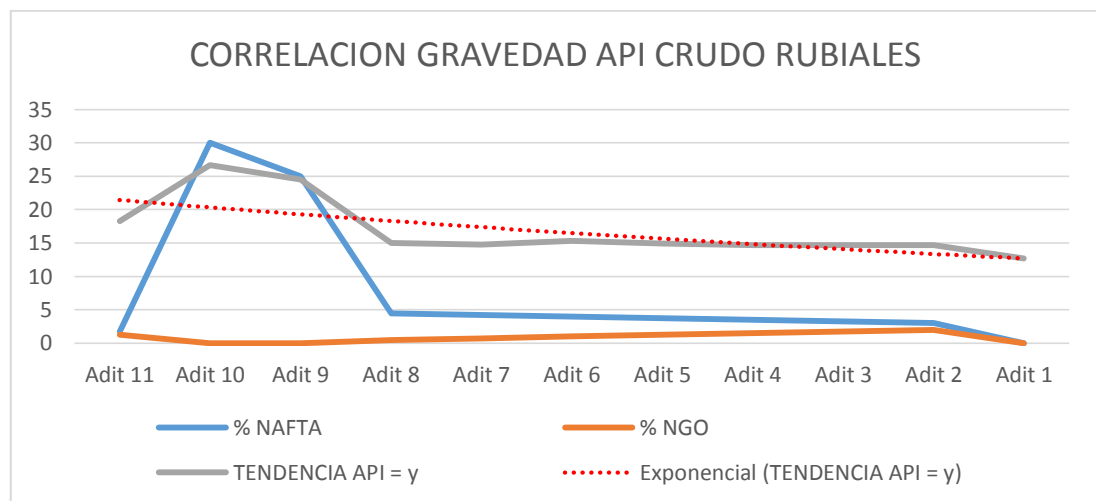


Tabla 34. Resultado de Pruebas para Análisis de Correlaciones de Viscosidad Crudo Rubiales.

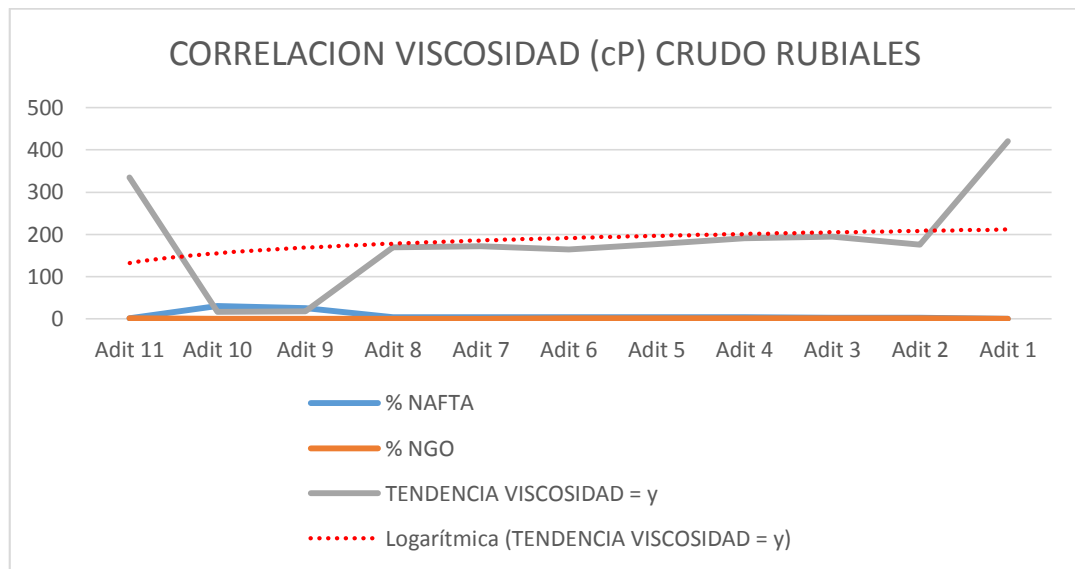
	% CRUDO	% NAFTA	No DE PARTES NAFTA	% NGO	No DE PARTES NGO	SUMA DE %	VISCOSI DAD
Adit 11	97,00	1,75	7	1,25	5	100	335,2
Adit 10	70	30	120	0	0	100	16,6
Adit 9	75	25	100	0	0	100	17,58694 28
Adit 8	95	4,5	18	0,5	2	100	168,9
Adit 7	95	4,25	17	0,75	3	100	171,3
Adit 6	95	4	16	1	4	100	164,42
Adit 5	95	3,75	15	1,25	5	100	177,5
Adit 4	95	3,5	14	1,5	6	100	190,38
Adit 3	95	3,25	13	1,75	7	100	194,59
Adit 2	95	3	12	2	8	100	175,63
Adit 1	100	0	0	0	0	100	421,0966 36

Ecuación 7. Ecuación General Para el Comportamiento de la Viscosidad

$$\mu ([X]) = 32,996\ln(x) + 132,34$$

$$\begin{aligned} \mu ([X]) = & (32,996\ln(^{\circ}\text{API adit 11}) + 132,34) + (32,996\ln(^{\circ}\text{API adit 10}) + 132,34) + (32,996\ln(^{\circ}\text{API} \\ & \text{adit 9}) + 132,34) + (32,996\ln(^{\circ}\text{API adit 8}) + 132,34) + (32,996\ln(^{\circ}\text{API adit 7}) + \\ & 132,34) + (32,996\ln(^{\circ}\text{API adit 6}) + 132,34) + (32,996\ln(^{\circ}\text{API adit 5}) + 132,34) + (32,996\ln(^{\circ}\text{API} \\ & \text{adit 4}) + 132,34) + (32,996\ln(^{\circ}\text{API adit 3}) + 132,34) + (32,996\ln(^{\circ}\text{API adit 2}) + \\ & 132,34) + (32,996\ln(^{\circ}\text{API adit 1}) + 132,34) \end{aligned}$$

Grafica 20. Correlación Comportamiento Viscosidad Crudo Rubiales



5.3 CORRELACIONES DEL COMPORTAMIENTO DE °API Y VISCOSIDADE EN CRUDO CASTILLA

Correlación General para el Comportamiento de la Gravedad API en el Crudo Castilla: A continuación veremos el comportamiento de la correlación que describe los cambios de gravedad API con respecto a las distintas dosificaciones.

Tabla 35. Resultado de Pruebas para Análisis de Correlaciones de Gravedad API Crudo Castilla.

	% CRUDO	% NAFTA	No DE PARTES NAFTA	% NGO	No DE PARTES NGO	SUMA DE %	API
Adit 11	91,50	5	20	3,5	14	100	18,6
Adit 10	70	30	120	0	0	100	22,2
Adit 9	75	25	100	0	0	100	21,2
Adit 8	95	4,5	18	0,5	2	100	15,1
Adit 7	95	4,25	17	0,75	3	100	15,2
Adit 6	95	4	16	1	4	100	15,1
Adit 5	95	3,75	15	1,25	5	100	15
Adit 4	95	3,5	14	1,5	6	100	15,4
Adit 3	95	3,25	13	1,75	7	100	14,6
Adit 2	95	3	12	2	8	100	14,4
Adit 1	100	0	0	0	0	100	11,2

Ecuación 8. Ecuación General para el Comportamiento de la Gravedad API

$$y = 21,31e^{-0,049x}$$

$$\begin{aligned} \circ \text{API} ([X]) = & 21,31e^{-(0,049(\circ \text{API adit 11}))} + 21,31e^{-(0,049(\circ \text{API adit 10}))} + 21,31e^{-(0,049(\circ \text{API adit 9}))} + \\ & 21,31e^{-(0,049(\circ \text{API adit 8}))} + 21,31e^{-(0,049(\circ \text{API adit 7}))} + 21,31e^{-(0,049(\circ \text{API adit 6}))} + 21,31e^{-(0,049(\circ \text{API} \\ & \text{adit 5}))} + 21,31e^{-(0,049(\circ \text{API adit 4}))} + 21,31e^{-(0,049(\circ \text{API adit 3}))} + 21,31e^{-(0,049(\circ \text{API adit 2}))} + 21,31e^{-(0,049(\circ \text{API adit 1}))} \end{aligned}$$

Grafica 21. Correlación Comportamiento Gravedad API Crudo Castilla

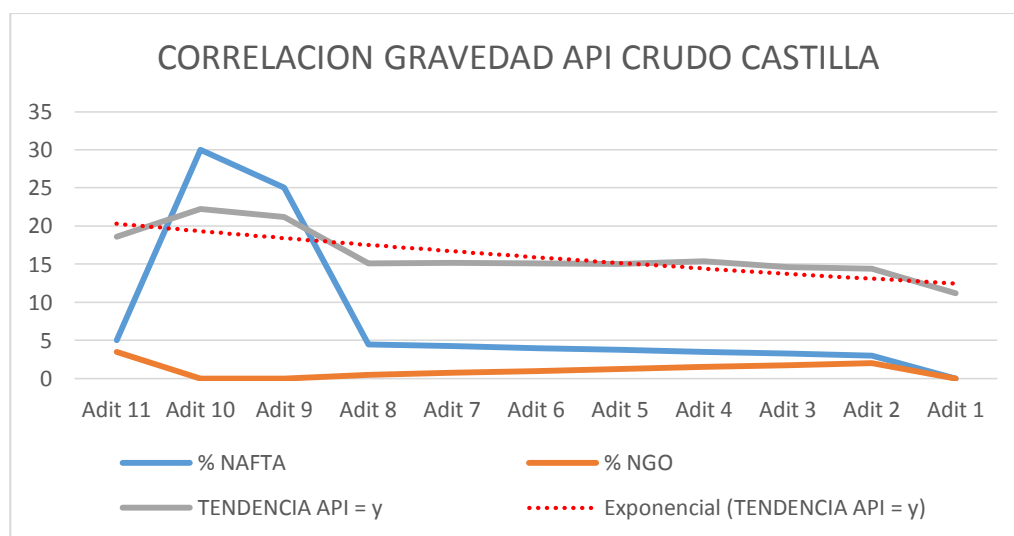


Tabla 36. Resultado de Pruebas para Análisis de Correlaciones de Viscosidad Crudo Castilla.

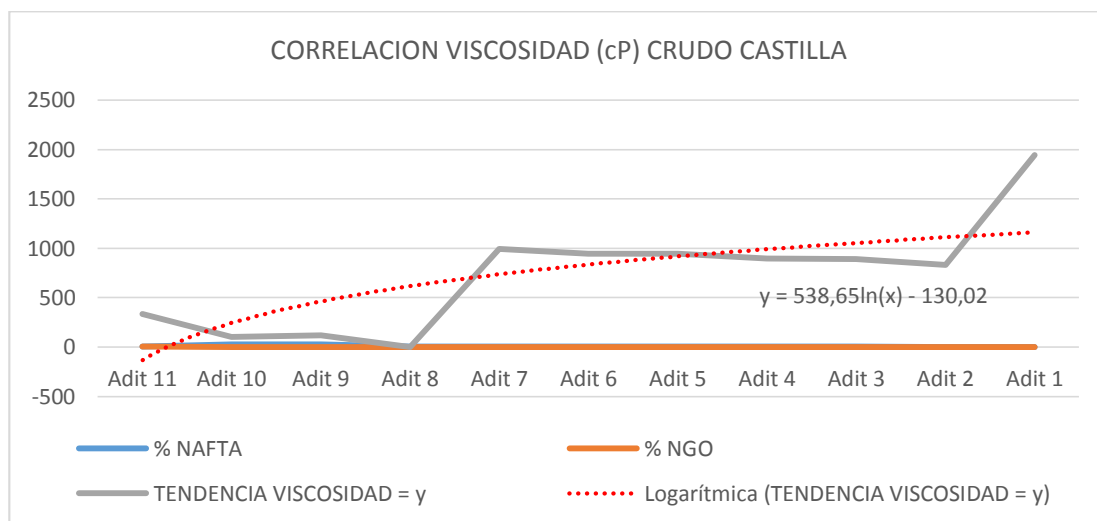
	% CRUDO	% NAFTA	No DE PARTES NAFTA	% NGO	No DE PARTES NGO	SUMA DE %	VISCOSIDAD
Adit 11	91,50	5	20	3,5	14	100	336,5
Adit 10	70	30	120	0	0	100	102,9
Adit 9	75	25	100	0	0	100	117,8
Adit 8	95	4,5	18	0,5	2	100	1079,56
Adit 7	95	4,25	17	0,75	3	100	994,5
Adit 6	95	4	16	1	4	100	944,87
Adit 5	95	3,75	15	1,25	5	100	945,1
Adit 4	95	3,5	14	1,5	6	100	893,6
Adit 3	95	3,25	13	1,75	7	100	889,54
Adit 2	95	3	12	2	8	100	830,7
Adit 1	100	0	0	0	0	100	1941,94203

Ecuación 9. Ecuación General para el Comportamiento de la Viscosidad

$$\mu ([X]) = 538,65\ln(x) - 130,02$$

$$\begin{aligned} \mu ([X]) = & (538,65\ln(^{\circ}\text{API adit 11}) - 130,02) + (538,65\ln(^{\circ}\text{API adit 10}) - 130,02) + (538,65\ln(^{\circ}\text{API} \\ & \text{adit 9}) - 130,02) + (538,65\ln(^{\circ}\text{API adit 8}) - 130,02) + (538,65\ln(^{\circ}\text{API adit 7}) - \\ & 130,02) + (538,65\ln(^{\circ}\text{API adit 6}) - 130,02) + (538,65\ln(^{\circ}\text{API adit 5}) - 130,02) + (538,65\ln(^{\circ}\text{API adit} \\ & 4) - 130,02) + (538,65\ln(^{\circ}\text{API adit 3}) - 130,02) + (538,65\ln(^{\circ}\text{API adit 2}) - \\ & 130,02) + (538,65\ln(^{\circ}\text{API adit 1}) - 130,02) \end{aligned}$$

Grafica 22. Correlación Comportamiento Viscosidad Crudo Castilla



6. EVALUACION ECONOMICA

El precio de la Nanotecnología puesto en Campo será de US\$ 23,56/galón IVA incluido, con una tasa representativa del dólar igual \$3.108.

La cantidad de Nanotecnología a aplicar en 1 barril de crudo (42 galones) será de 0,3235 galones diluidos en 1,82 galones de Nafta y de esta manera obtenemos un costo unitario de aditivación equivalente a US\$ 11,58/barril de crudo para el crudo de Chichimene.

La cantidad de Nanotecnología a aplicar en 1 barril de crudo (42 galones) será de 0,43 galones diluidos en 1,72 galones de Nafta y de esta manera obtenemos un costo unitario de aditivación equivalente a US\$ 13,89/barril de crudo para el crudo de Rubiales. La cantidad de Nanotecnología a aplicar en 1 barril de crudo (42 galones) será de 0,645 galones diluidos en 1,5 galones de Nafta y de esta manera obtenemos un costo unitario de aditivación equivalente a US\$ 18,47/barril de crudo para el crudo de Castilla.

Es importante resaltar que si comparamos el costo unitario de la aditivación con el Nanotecnología con las aditivaciones de solo nafta al 25 y 30%, se puede observar una diferencia significativa a favor de la Nanotecnología, ya que la aditivación con solo nafta al 25% tendría un costo unitario aproximado de US\$ 10,75/barril de crudo y la aditivación con solo nafta al 30% tendría un costo unitario aproximado de US\$ 12,9/barril de crudo, tomando como referencia un costo de la nafta igual a US\$ 2,19/galón y analizando que esta aditivación con solo nafta a medida del transporte es de un proceso de inyección constante. Esto quiere decir que a medida de la circulación de crudo la inyección de nafta es repetitiva en ciertos tramos de la tubería de transporte.

7. CONCLUSIONES

CRUDO CHICHIMENE

Se observaremos los resultados de las pruebas a de los diferentes crudos solo con las dosificaciones de Nafta. Se utilizó la cantidad de nafta a la cual son dosificados estos crudos actualmente en la industria para transportarlos, teniendo en cuenta que esta dosificación que se utilizo es la que se implementa en el momento para ser transportados desde la central hasta su destino, es importante contar que no solo está nafta es inyectada desde si inicio del proceso de transporte, sino que por determinados tramos se le es inyectado otra cantidad de nafta debido a la perdida de esta en el transcurso del transporte.

Se dosificaron estos crudos para hacer un análisis comparativo entre crudos + nafta + NGO vs crudo + nafta, estas cantidades corresponden en porcentaje a un 25% de nafta y la otra muestras en un 30% con respecto a la cantidad neta de crudo a transportar, según la calidad del crudo (°API y Viscosidad).

Los resultados obtenidos mediante la dosificación de este crudo han alcanzado un aumento no muy reiterativo en su calidad, es importante aclarar y en tener en cuenta que se está trabajando con un crudo bitumen y por consiguiente el optimizar sus propiedades se tendrías que aumentar tanto las cantidades de nafta como de la tecnología NGO. Sin embargo los resultados arrojaron que si hubo dosificaciones importantes que lograron un aumento en sus °API y reducción de las viscosidades.

Los análisis a estos crudos inicialmente nos muestran que sus características de calidad hacen referencia a un crudo bituminoso (≤ 8.2 °API), además de una viscosidad que supera los 3200 Cp a 60 °F, donde sus características no permiten un proceso de transporte con los mínimos estándares de calidad.

Se realizó un análisis investigativo con el fin de optimizar y mejorar la calidad de este crudo, se realizaron las dosificaciones establecidas con la tecnología NGO donde se estableció que dichos resultados inferían debido al proceso de mezcla entre las dos referencias, también se pudo llegar a analizar que la tecnología en la mezcla del crudo y la nafta requiere de un tiempo de madures para que tanto la Nafta interactúe con la Nanotecnología NGO y presente una compatibilidad donde haya una mezcla homogénea ya que es indispensable que la interacción de la nafta y la tecnología se encuentren debidamente homogenizadas, sin embargo se presentaron resultados óptimos que fueron destacados con otras dosificaciones, la mezcla idónea y económicamente rentable que mejor desempeñaba un aumento de calidad para este crudos es la **Dosificación 7.**

Crudo 95% + Nafta 4.25% + NGO 0.75%

El aumento de los °API y la reducción de viscosidad en este crudo es pausada y lenta ya que pasa de un crudo blanco de 7.6 °API a 60°F con una viscosidad Dinámica de 3212.29 Cp a dosificarse y llegar a los 12.2 °API a 60°F con una viscosidad Dinámica de 1629.42 Cp; es un cambio importante para este crudo viéndolo desde el punto de vista desde el instante en que se comenzaron a realizar las dosificaciones y muy seguido a esto realizar las pruebas sin que hubiera habido una madures en la mezcla.

CRUDO RUBIALES

Los resultados obtenidos mediante la dosificación de este crudo han alcanzado un aumento no muy reiterativo en su calidad, aunque estamos trabajando con un crudo de bajas viscosidades, las propiedades con respecto a su movilidad se hacen favorables. Sin embargo los resultados arrojaron que si hubo dosificaciones importantes que lograron un aumento en sus °API y reducción de las viscosidades.

Los análisis a estos crudos inicialmente nos muestran que sus características de calidad hacen referencia a un crudo pesado, además de una viscosidad que supera

los 420 Cp a 60 °F, donde sus características permiten un proceso de transporte cumpliendo con los mínimos estándares de calidad.

Se realizó un análisis investigativo con el fin de optimizar y mejorar la calidad de este crudo, se realizaron las dosificaciones establecidas con la tecnología **NGO**, la mezcla idónea y económicamente rentable que mejor desempeñaba un aumento de calidad para este crudo es la **DOSIFICACION 6**.

Crudo 95% + Nafta 4% + NGO 1%

El aumento de los °API y la reducción de viscosidad en este crudo es considerable ya que las propiedades de dicho crudo son amables para su optimización siendo que este pasa de un crudo blanco de 12.7 °API a 60°F con una viscosidad Dinámica de 421.09 Cp a dosificarse y llegar a los 15.3 °API a 60°F con una viscosidad Dinámica de 164.42 Cp; es un cambio importante para este crudo ya que fácilmente podríamos transportar este crudo sin ningún inconveniente.

CRUDO CASTILLA

Se realizó un análisis investigativo con el fin de optimizar y mejorar la calidad de este crudo, se realizaron las dosificaciones establecidas con la tecnología **NGO**, la mezcla idónea y económicamente rentable que mejor desempeñaba un aumento de calidad para este crudo es la **Dosificación 4**.

Crudo 95% + Nafta 3.5% + NGO 1.5%

Otros Beneficios Observados y Analizados en los Laboratorios.

- Es de resaltar la capacidad que tiene la NAFTA para mejorar las condiciones de transporte y calidad en los crudo analizado, sin embargo debido a su composición esta se volatiliza fácilmente generando así, pérdidas en la operación. Es allí donde la Nanotecnología NGO permite y reduce la pérdida de livianos tanto de la nafta como del propio crudo.

- Las cantidades de nafta que son utilizadas para dosificar crudos son de altas viscosidades, en muchas oportunidades son limitadas por sus altos costos y por su perdida en el transporte.
- La capacidad de romper la emulsión se ve evidenciada en el rompimiento de la tensión superficial por parte de la Nanotecnología NGO, hacen de esta una ventaja para poder tener un análisis más certero de los porcentajes de agua y sedimentos.
- La base de todo demulsificante que es utilizado en la industria para crudos pesados y extrapesados está compuesto a base de resinas polifenólicas, las cuales tienen precios considerables, que ponen un valor adicional a los procesos; estos costos son reducidos con la utilización de la Nanotecnología NGO cumpliendo la misma función de demulsificante.
- La base de la Nanotecnología NGO es un ester 118almítico el cual permite crear una capa de mezcla con el crudo para reducir la fricción que hay entre el medio y el crudo, mejorando la fluidez, reduciendo el coeficiente de fricción y en contacto, agregar la cualidad de deslizamiento del crudo por el material al cual es transportado.
- El punto comparativo que existe entre un crudo pesado o extrapesado al dosificarlo con nafta y con la Nanotecnología NGO viéndolo desde la perspectiva económica y de eficiencia; es de gran importancia resaltar que para mantener la calidad de un crudo pesado al dosificarlo con cantidades del 10% y 20% de NAFTA, se debe estar manteniendo una constante inyección de esta para mantener sus propiedades de viscosidad que permitan transportarlo, incrementando así los costos de operación, debido a la perdida de livianos; dicho costo disminuiría con la utilización de la Nanotecnología NGO, dado que tenemos un control de estas pérdidas y unos resultados óptimos para la reducción de viscosidades.
- La optimización para mejorar un crudo pesado y mejorar sus propiedades como son la °API no son una excepción utilizando cantidades mínimas de la Nanotecnología NGO.

- Una de las problemáticas que se originan en las tuberías de transporte de crudos pesado y extrapesado es la formación de escamas parafinicas, sin embargo a través de los resultados obtenidos con el uso de la Nanotecnología NGO se evidenció la disipación de estas parafinas en el crudo al cual se le realizaron las pruebas.

BIBLIOGRAFIA

AHMED, Tarek. Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling. Houston: Gulf Publishing Company. 2007. ALBOUDWAREJ, Hussein. Highlighting Heavy Oil. Oilfield Review. 2006. BORDENAVE, M.L., Applied Petroleum Geochemistry. Editions Technip, 27 Rué Ginoux 75015 Paris. 1993.

Beggs, H.D., Robinson, J.R.: "Estimating the viscosity of crude oil systems". J. Pet. Technol. 27(9), 1140–1141, 1975.

C. Cundar, R. Osorio, J. I. Medina, A. Betancur, L. Pérez. Ecopetrol S. A. "Campo Rubiales, Colombia: Modelo de viscosidad para un yacimiento gigante de crudo pesado con una inusual tendencia de temperatura de yacimiento. ACIPET

CURTIS, Carl; KOPPER, Robert. Yacimientos de Petroleo Pesado. Oilfield Review. 2002/2003. DING BING. Syntesis and Evaluation of a macromolecular viscosity reducer for Venezuela Heavy Oil. SPE-176402-MS. 2015.

EDGARDO- SUAREZ, J; DOMINGUEZ. Rheological coefficient Study of an extra heavy crude oildosage with a viscosity bio reducer. Mexican Institute of Complex System. Tamaulipas. Mexico. 2015.

Ely, J.F., Hanley, H.J.M.: "Prediction of transport properties. I. Viscosity of fluids and mixtures". Ind. Eng. Chem. Fund. 20, 323–332, 1981. [19] Pedersen, S.K., Fredenslund, A. A., Christensen, P.L., Thomasen, P.: "Viscosity of crude oils". Chem. Eng. Sci. 39(6), 1011–1016, 1984. [20] Mehrotra, A.K.: "Generalized one-parameter viscosity equation for light and medium liquid hydrocarbons". Ind. Eng. Chem. Res. 30, 1367–1372, 1991.

ESCOBAR, Freddy H. Ph D. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera Edición. GUARIN ARENAS, Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extrapesados con movilidad. Caso formación San Fernando. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2011.

Florez, A., Araujo, I., Uzcategui, M., Parra, W. y Lavado, R.: "Improved Heavy Oil Recovery by Drilling Horizontal Wells in Rubiales Field, Colombia". Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, SPE-153581-MS, 16-18 April, 2012, Mexico City, Mexico

Hossain, M.S., Sarica, C., Zhang, H.Q., Rhyne, L., Greenhill, K.L.: "Assessment and Development of Heavy Oil Viscosity Correlations". Paper SPE97907, SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Calgary, Alberta, Canada, November 1–3, 2005.

Kendall, J., and Monroe, K. P.: "The Viscosity of Liquids. II. The Viscosity-Composition Curve for Ideal Liquid Mixtures". J. Am. Chem. Soc. 39:9, 1787–1806, 1917.

ANEXOS

Anexo A. Solicitud para Utilización de Laboratorios de Fluidos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos

Solicitud laboratorios de fluidos proyecto de grado—09 de Noviembre del 2017

Bucaramanga, Santander → → → → 09 de Noviembre del 2017

¶

Señores:¶

¶

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER¶

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS¶

NICOLÁS SANTOS SANTOS¶

Director de la Escuela de Ingeniería de Petróleos¶

Bucaramanga, Santander.¶

¶

FELIX ARENAS RUEDA¶

Director Laboratorio de Fluidos¶

Escuela Ingeniería de Petróleos¶

Bucaramanga, Santander¶

¶

¶

Asunto:¶

SOLICITUD-PRÉSTAMO-DE-LABORATORIO-E-INICIO-DE-PRUEBAS-PROYECTO-DE-GRADO.¶

¶

¶

Reciban atentamente un cordial saludo:¶

¶

Mediante el presente documento sirva para solicitar y organizar la agenda de los laboratorios requeridos para cumplir con la investigación sobre Nanofluidos correspondiente al PROYECTO DE GRADO del estudiante IVAN RICARDO SÁNCHEZ RAMÍREZ identificado con C.C. 1.014.182.636 de Bogotá, Código UIS: 2083134.¶

¶

Con el fin de poder dar inicio y forma al proyecto que comienza en las fases de prueba en los laboratorios en la Universidad Industrial de Santander, dirigido por el Profesor Oscar Vanegas Angarita, quien es el Director del Proyecto, Investigación cuyo título es: Determinación de las correlaciones óptimas en la mezcla entre diferentes hidrocarburos representativos y la tecnología de nanofluidos para establecer las proporciones idóneas a cada muestra para la reducción de viscosidades de crudos en superficie.¶

¶

Esto con el fin de dar cumplimiento a las normativas y fechas establecidas por la Universidad Industrial de Santander para acceder al proceso de sustentación y grado como lo requiere el reglamento académico y estudiantil de la mencionada Institución Formativa.¶

¶

¶

Sin otro particular. Comedidamente,¶

¶

¶

ING. OSCAR VANEGAS ANGARITA.....EST. IVAN RICARDO SANCHEZ R.¶

Director de Proyecto de Grado.....Ingeniería Petróleos Cod.2083134¶

ovanegas40@hotmail.com.....hiivos_laur@hotmail.com¶

Celular: 3138630132.....Celular: 3105871703¶

Anexo B. Solicitud a Ecopetrol para la Utilización de los Crudos

Radicado No: 1-2018-079-549 Para responder c/cdo
Ecopetrol - CGC ICP
Fecha: Feb 8 2018 1:44PM
Dependencia: UNIDAD DE DISCIPLINAS
ESPECIALIZADAS
Destino: GONZALO LEAL DIAZ
Original Folios: 1 Anexo: 0

1-2018-079-549

Bucaramanga, febrero 5 de 2018

Ingeniero
GONZALO LEAL DÍAZ
Gerente de Innovación y Tecnología de Transporte & Transversales
ECOPETROL – VEA – ICP – GTT
Km 7 vía Piedecuesta – Bucaramanga.

Asunto: Solicitud de crudo para pruebas de laboratorio con fines de investigación para determinar correlaciones óptimas en la mezcla de hidrocarburos y nanofluidos para reducir la viscosidad.

Cordial saludo:

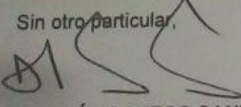
Con el objeto de poder adelantar la investigación, a nivel de tesis de pregrado, titulada: "DETERMINACIÓN DE LAS CORRELACIONES ÓPTIMAS EN LA MEZCLA DE HIDROCARBUROS Y NANOFLUIDOS PARA LA REDUCCIÓN DE LA VISCOSIDAD Y SU APLICABILIDAD EN EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS EN SUPERFICIE", realizada por el estudiante de Ingeniería de Petróleos Iván Ricardo Sánchez Ramírez (código estudiantil 2083134), bajo la dirección del profesor Oscar Vanegas Angarita, me permito solicitar formalmente las siguientes cantidades de crudo y nafta:

1. Veinte (20) litros de crudo Rubiales
2. Veinte (20) litros de crudo Castilla
3. Veinte (20) litros de crudo Chichimene
4. Cuarenta (40) litros de Nafta

Se realizarán un total de 108 pruebas de azufre y poder calorífico (Escuela de Metalúrgica), y 11 pruebas por combinación de cada crudo nano-estructurado (10 combinaciones). A las combinaciones de crudo - nano fluido se realizará pruebas API, Viscosidad, Punto de Fluidez, Poder Calorífico, Flash Point, Nivel de Azufre, SARA, BSW, Salinidad, entre otras.

La Universidad Industrial de Santander se compromete a reportar al I.C.P los resultados de las pruebas, las cuales pueden ser monitoreadas por el personal científico que Ustedes determinen y, tanto las pruebas como los resultados, serán mantenidos bajo el acuerdo de confidencialidad.

Sin otro particular,


NICOLÁS SANTOS SANTOS
Director
Escuela de Petróleos - UIS

Ciudad Universitaria, Carrera 27 - Calle 1
Apartado Aéreo 676 PBX: (7) 6344003
Bucaramanga, Colombia. www.uis.edu.co

Anexo C. Acuerdo de Confidencialidad de Ecopetrol



ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD Y NO DIVULGACIÓN DE INFORMACIÓN CLASIFICADA O RESERVADA Y/O CONFIDENCIAL.

Entre:

ECOPETROL S.A. (en adelante ECOPETROL), sociedad de economía mixta, autorizada por la Ley 1118 de 2006, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, que actúa conforme a sus estatutos y tiene su domicilio principal en Bogotá D.C., con NIT 899.999.068-1, representada por **ANDRÉS MANTILLA ZARATE**, identificado con la cédula de ciudadanía No. 91273525 expedida en Bucaramanga, quien actúa en su condición de Director del Instituto de Innovación y Tecnología, ICP, facultado para suscribir el presente Acuerdo, de conformidad con lo dispuesto en el poder general que consta en el certificado de existencia y representación legal, y **LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER** que para todos los efectos del presente Acuerdo se denominará UIS, ente universitario autónomo, de servicio público cultural, con régimen especial, vinculado al Ministerio de Educación Nacional y organizado como ente universitario autónomo de carácter académico, del orden departamental, esto es un Organismo con Personería Jurídica, autonomía académica, administrativa y financiera con patrimonio independiente, adscrito a la Gobernación del Departamento de Santander, creado por las Ordenanzas números 41 de 1940 y 83 de 1944, junto con la escuela de Ingeniería de Petróleos, ente autónomo de la academia quien da la representación al profesor **OSCAR VANEGAS ANGARITA** mayor de edad, identificado con cédula de ciudadanía No. 13'923.256 expedida en Málaga, con domicilio en Bucaramanga quien actúa en su condición de **PROFESOR PLANTA** de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, el cuál es el representante y director del proyecto de grado del estudiante **IVAN RICARDO SANCHEZ RAMIREZ** mayor de edad, identificado con cédula de ciudadanía No. 1.014'182.636 expedida en Bogotá, con domicilio en Bucaramanga quien actúa en su condición de **TESISTA**, quien será el encargado de realizar las pruebas de laboratorio a los crudos que serán suministrados.

Se suscribe el presente Acuerdo de Confidencialidad, previas las siguientes:

CONSIDERACIONES

1. Que el día 5 de febrero de 2018 la UIS, mediante comunicación radicada bajo el número 1-2018-079-549 solicitó a ECOPETROL algunas muestras de crudos y naftas, con el fin de hacer unas pruebas a dichas muestras, para determinar correlaciones óptimas en la mezcla de hidrocarburos y nanofluidos para la reducción de viscosidad; todo dentro del marco de la investigación a



**ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD Y NO DIVULGACIÓN DE INFORMACIÓN
CLASIFICADA O RESERVADA Y/O CONFIDENCIAL**

nivel de tesis de pregrado que se encuentra realizando el estudiante de Ingeniería de Petróleos de la UIS, Iván Ricardo Sanchez Ramirez. (En adelante La Finalidad).

2. Que ECOPETROL está interesada en conocer el plan de experimentación en el que se utilizarán las muestras suministradas, así como los resultados obtenidos dentro de la investigación.

3. Que es interés de ECOPETROL evaluar los resultados obtenidos dentro de la mencionada investigación.

4. Que ECOPETROL va a tener que revelar determinada información que considera, con base en el artículo 18 de la Ley 1417 de 2014, Clasificada o Reservada y/o de su total propiedad, relacionada con la entrega de las muestras de crudo y de nafta que suministrará a la UIS.

5. Que la UIS entregará a ECOPETROL los resultados obtenidos con las pruebas y análisis que se realicen a las muestras de crudo y nafta que ECOPETROL le suministre. Información sobre la cual Las Partes manifiestan y garantizan tener derecho y autoridad para divulgarla o revelarla.

6. Que dicha información clasificada deberá ser mantenida bajo estricta confidencialidad.

7. Que con el fin de proteger la Información Clasificada o Reservada y/o de propiedad de ECOPETROL y la UIS, se han dado a conocer detalladamente los términos del presente acuerdo, así como las consecuencias que acarrea su incumplimiento a todos los funcionarios que participen en La Finalidad, quienes, por lo tanto, declaran que conocen, entienden y aceptan las disposiciones incorporadas a este documento en los siguientes

TÉRMINOS:

La información para La Finalidad, a la cual tendrán acceso funcionarios de la UIS y ECOPETROL que participan de dicha actividad, deberá ser mantenida bajo estricta confidencialidad.

Se entiende como "INFORMACIÓN CLASIFICADA O RESERVADA Y/O CONFIDENCIAL" o restringida toda aquella información de propiedad de ECOPETROL o de LA UIS a la que se tenga acceso bien sea porque sea



**ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD Y NO DIVULGACIÓN DE INFORMACIÓN
CLASIFICADA O RESERVADA Y/O CONFIDENCIAL.**

entregada por cualquier medio físico, electrónico y/o de manera verbal, y/o se genere como resultado de La Finalidad. En el caso de información de propiedad de ECOPETROL, se entiende que dicha información incluye la que sea propiedad de las empresas que hacen parte de su grupo empresarial, empleados, terceros y/o grupos de interés.

PRIMERO: INFORMACIÓN CLASIFICADA O RESERVADA: Para los efectos de este **ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD Y NO DIVULGACIÓN DE INFORMACIÓN CLASIFICADA O RESERVADA Y/O CONFIDENCIAL** se entiende como "Información Clasificada o Reservada" toda aquella información de **ECOPETROL**, empleados terceros y/o grupos de interés, a la que se tenga acceso, bien sea entregada por cualquier medio físico, electrónico, y/o se genere como resultado de la estructuración de La Finalidad que sea identificada por quien la revela como Clasificada o Reservada.

En consecuencia, todos los funcionarios de las Partes, declaran que conocen y entienden:

1. Que la Información Clasificada o Reservada únicamente podrá ser utilizada para analizarla y evaluarla a fin de impulsar y estructurar La Finalidad y, por tanto, cualquier uso diferente, incluyéndose pero no limitándose a su divulgación por cualquier medio escrito, electrónico y/o verbal, sin previa autorización expresa y por escrito de ECOPETROL, será considerada como incumplimiento del presente Acuerdo de Confidencialidad y dará lugar a la aplicación de las sanciones correspondientes.
2. Que al recibir información de la otra PARTE relacionada con las muestras mencionadas e identificada por ellos como Clasificada o Reservada, tendrán acceso a la misma pero no estarán autorizados para divulgarla por ningún medio físico, electrónico y/o verbal a ninguna persona, incluso si se trata de personal de ésta.

SEGUNDO: En desarrollo del presente **ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD Y NO DIVULGACIÓN DE INFORMACIÓN CLASIFICADA O RESERVADA Y/O CONFIDENCIAL**, ECOPETROL y LA UIS se comprometen a cumplir con las siguientes obligaciones:

1. Tomar todas las precauciones y medidas necesarias para garantizar la custodia y la reserva de la información Clasificada o Reservada y/o



**ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD Y NO DIVULGACIÓN DE INFORMACIÓN
CLASIFICADA O RESERVADA Y/O CONFIDENCIAL.**

Confidencial Media o Restringida, actuando dentro del estándar de "cuidado razonable" para proteger dicha Información.

2. Utilizar la información suministrada única y exclusivamente para adelantar la ejecución de La Finalidad. Toda la información a la que tenga acceso será conservada por los participantes en sus oficinas únicamente si es estrictamente necesario. Cualquier copia o reproducción que se realice de la misma estará sometida a las mismas condiciones de confidencialidad y custodia.
3. Ninguna de las Partes podrá divulgar o revelar a terceros o a ninguna otra persona o entidad por ningún medio la información Clasificada y/o Confidencial sin el consentimiento previo y por escrito del funcionario competente que a nivel de LA UIS y/o ECOPETROL esté facultado para dar dicha autorización.
4. No divulgar, ni difundir, ni publicar, ni usar, ni negociar por ningún medio conocido o por conocer a la fecha de firma del presente documento, sin consentimiento escrito de LA UIS y/o ECOPETROL la información que conozca, desarrolle o resulte de los trabajos ejecutados y que puedan constituir materia de patente, secreto comercial (Know How), modelo de utilidad, diseño industrial o derechos de autor de propiedad de LA UIS y/o ECOPETROL.

Las personas autorizadas para otorgar la aprobación correspondiente son:

-Por parte de ECOPETROL: ANDRES MANTILLA ZARATE, identificado con cédula 91'273.525.

-Por parte de UIS: OSCAR VANEGAS ANGARITA, identificado con cédula 13'923.256 y IVAN RICARDO SANCHEZ RAMIREZ con cédula 1.014'182.636.

5. No adquirir o aprovechar en beneficio propio o ajeno las invenciones, informaciones e innovaciones tecnológicas que conozca durante la ejecución del Acuerdo o posterior a ella, de propiedad de UIS y/o de ECOPETROL.



**ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD Y NO DIVULGACIÓN DE INFORMACIÓN
CLASIFICADA O RESERVADA Y/O CONFIDENCIAL**

-
6. En el momento en que LA UIS y/o ECOPETROL así lo acuerden, toda la información que tengamos en nuestro poder en relación al presente Acuerdo deberá ser remitida a quien LA UIS y/o ECOPETROL indiquen, incluyendo copias. Igualmente, se deberá eliminar de manera segura toda la información que pueda permanecer en medios informáticos y físicos de los miembros del equipo de trabajo.
7. La obligación de confidencialidad sobre la información no se extenderá en ningún caso a:
- Información que sea del dominio público con anterioridad a la fecha en la cual hubiere sido entregada.
 - Información que se haya hecho pública lícitamente antes o durante la existencia de este Acuerdo.
 - Información que haya sido previamente conocida sin la obligación de mantenerla bajo confidencialidad.
 - Información que haya sido conocida a través de terceros sin que exista la obligación de mantenerla bajo confidencialidad, a menos que tenga pleno conocimiento que dichos terceros no están autorizados para revelar o divulgar sin restricción alguna dicha información.
 - Información sobre la cual sea aprobada su divulgación por medio de autorización escrita de LA UIS y/o ECOPETROL, y sólo hasta el límite de dicha autorización y por los medios allí señalados.
 - De llegarse a solicitar o exigir Información mediante una orden judicial, requerimiento administrativo u otro mecanismo similar, debemos proceder a notificarle por intermedio del representante legal de LA UIS y/o ECOPETROL de tal solicitud o requerimiento de manera inmediata y con anterioridad a la divulgación.
8. Las obligaciones de confidencialidad y no divulgación de información aquí señaladas deberán ser cumplidas por el término de cinco años a partir de la fecha de firma del presente Acuerdo. Igualmente, en caso de terminación de mi vínculo contractual con UIS y/o ECOPETROL nos comprometemos a (i) entregar toda la Información que pudiera tener en mi poder y (ii) a no divulgarla una vez finalizados dichos contratos, así como adelantar el borrado seguro de dicha información en los medios informáticos y físicos donde ésta se encuentre.



**ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD Y NO DIVULGACIÓN DE INFORMACIÓN
CLASIFICADA O RESERVADA Y/O CONFIDENCIAL**

-
9. La suscripción de este Acuerdo no genera compromiso u obligación de la firma para la firma de ningún contrato futuro, entre LA UIS y ECOPETROL.
 10. El presente Acuerdo estará sujeto a las leyes de la República de Colombia.

TERCERA: Las PARTES acuerdan que independiente de los resultados obtenidos con la realización de las pruebas y/o análisis por parte de la UIS, esta no genera ninguna obligación subsecuente para ECOPETROL de suscribir contrato alguno con LA UIS o realizar erogación alguna. Así mismo la celebración de este Acuerdo no generará compromiso económico, erogación o contraprestación de ningún tipo para las Partes, por lo que cada una asumirá los costos en que incurra.

CUARTA: Las obligaciones de confidencialidad aquí señaladas deberán ser cumplidas indefinidamente en el tiempo, siempre y cuando dicha información mantenga el carácter de Clasificada como confidencialidad.

QUINTA: Este Acuerdo sólo podrá modificarse mediante consentimiento escrito de las Partes y por conducto de los respectivos funcionarios o representantes debidamente autorizados de las Partes.

SEXTA: Ninguna de las partes podrá ceder este Acuerdo sin el consentimiento previo y por escrito de la otra. Cualquier cesión sin el consentimiento previo y escrito de la otra, será nulo de pleno derecho sin necesidad de declaración judicial. Sin limitar las disposiciones previas de esta cláusula, este Acuerdo será vinculante y redundará en beneficio de las Partes y sus respectivos sucesores y cesionarios permitidos.

En constancia de todo lo anterior, los representantes debidamente autorizados de las Partes firman el presente Acuerdo en la ciudad de Bucaramanga - Santander, en dos ejemplares originales.



**ACUERDO DE CONFIDENCIALIDAD Y NO DIVULGACIÓN DE INFORMACIÓN
CLASIFICADA O RESERVADA Y/O CONFIDENCIAL.**

ECOPETROL S.A.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE
SANTANDER**

ANDRÉS MANTILLA ZÁRATE
C.C. No. 91273525

OSCAR VANEGAS ANGARITA
C.C. No. 13'923.256
Profesor Planta

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE
SANTANDER**

IVAN RICARDO SANCHEZ RAMIREZ
C.C. No. 1.014'182.636
Tesisista

Anexo D. Pruebas Realizadas en los Laboratorios

Registro Fotográfico

