

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

DISEÑO DE UN FLUIDO DE ESTIMULACIÓN CON ADITIVOS GENERADOS CON ECONOMÍA CIRCULAR

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

OSCAR FABIÁN NÚÑEZ ZURITA

oscarfabian291296@hotmail.com

PABLO DANIEL BENALCÁZAR FLORES

pablo.benalcazar@epn.edu.ec

Quito, septiembre 2023

CERTIFICACIONES

Yo, OSCAR FABIÁN NÚÑEZ ZURITA, declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Oscar Fabián Núñez Zurita

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Oscar Fabián Núñez Zurita, bajo mi supervisión.

Pablo Daniel Benalcázar Flores
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

Oscar Fabián Núñez Zurita

Pablo Daniel Benalcázar Flores

DEDICATORIA

A mi madre, quien me apoyó durante esta larga etapa de mi vida, estuvo conmigo en mis momentos felices y cuya casa es como un refugio en mis momentos difíciles.

A mis hermanas, especialmente a Leidy Marcela, quien siempre creyó que este pasaje por la Politécnica tendría un final feliz.

AGRADECIMIENTO

A mi madre, quien me sostuvo y me supo esperar durante esta larga etapa de mi vida.

A mis hermanas, sobre todo a Leidy Marcela, por su inmensa ayuda en mis últimos semestres y por sus palabras de apoyo.

A mi familia, tíos y primos, quienes estuvieron ahí para echar una mano.

A Jens, un gran amigo de quien guardo muy buenos recuerdos. ¡Saludos a la distancia para ti!

A mi tutor, el ingeniero Pablo Benalcázar, quién me enseñó varias lecciones de vida, y porque a pesar de todo fue directo, pero muy paciente.

Al Laboratorio de Nuevos Materiales, por su inmensa ayuda en la elaboración del análisis espectral.

Y a mis amigos y compañeros de Universidad, con quienes compartí aulas de clase y otros buenos momentos.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1 Tabla de contenido

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	IX
ABSTRACT	X
2 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO.....	1
2.1 Objetivo general.....	2
2.2 Objetivos específicos	2
2.3 Alcance	2
2.4 MARCO TEÓRICO.....	3
2.4.1 El campo Pungarayacu.....	3
2.4.1.1 Reseña histórica	3
2.4.1.2 Ubicación	3
2.4.1.3 Tectónica.....	5
2.4.1.4 Estratigrafía.....	6
2.4.2 Los crudos pesados.....	7
2.4.2.1 Origen de los crudos pesados.....	8
2.4.2.2 Composición de los crudos pesados.....	8
2.4.2.3 Asfaltenos	9
2.4.2.4 Resinas	9
2.4.3 El petróleo de Pungarayacu.....	9
2.4.4 Destilación de petróleo	10
2.4.4.1 Destilación ASTM D86	11
2.4.4.2 Destilación TBP.....	11
2.4.4.3 Destilación EFV.....	11
2.4.5 Espectroscopía.....	12
2.4.6 Fluidos de control	13
2.4.6.1 Clasificación de los fluidos de control	13
2.4.6.2 Aditivos utilizados en fluidos de control.....	14

2.4.7	Estimulación de pozos.....	16
2.4.7.1	Estimulación matricial.....	16
2.4.7.2	Estimulación por fracturamiento.....	17
3	METODOLOGÍA.....	18
3.1	Pirólisis de los plásticos.....	18
3.2	Destilación del fluido producido.....	19
3.2.1	Fracción ligera.....	19
3.2.2	Fracción pesada.....	20
3.2.3	Curva ASTM de la fracción ligera.....	20
3.3	Obtención de la roca de Pungarayacu.....	21
3.4	Solubilidades y filtrado.....	22
3.5	Análisis FTIR.....	25
3.6	Espectroscopía Raman.....	26
3.7	Elaboración del fluido de estimulación.....	28
3.8	Elaboración del fluido de control.....	28
3.9	Pruebas de reactividad de la amina.....	29
4	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	30
4.1	Resultados.....	30
4.1.1	Pirólisis de plásticos.....	30
4.1.2	Destilación del fluido ligero.....	31
4.1.3	Pruebas de solubilidad.....	32
4.1.4	Análisis FTIR.....	33
4.1.4.1	Fracción Ligera y sus grupos funcionales.....	34
4.1.4.2	Butil glicol y sus grupos funcionales.....	35
4.1.4.3	Aceite vegetal y sus grupos funcionales.....	36
4.1.4.4	Metanol y sus grupos funcionales.....	37
4.1.4.5	Alcohol isopropílico y sus grupos funcionales.....	38
4.1.5	Análisis Raman.....	40
4.1.5.1	Espectro Raman de las muestras de fluido ligero (FL).....	40
4.1.5.2	Espectro Raman de las muestras de aceite vegetal.....	42
4.1.5.3	Espectro Raman de las muestras de Butil glicol (BG).....	44
4.1.5.4	Espectro Raman de las muestras de metanol.....	46
4.1.5.5	Espectro Raman de las muestras de alcohol isopropílico (IPA). ..	48
4.1.6	Fluido de estimulación.....	50

4.1.7	Reactividad de la amina	51
4.1.8	Fluido de control	52
4.2	Conclusiones.....	56
4.2.1	Análisis Raman.....	57
4.3	Recomendaciones.....	58
5	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	60
6	ANEXOS.....	64
6.1	ANEXO I: Resultados de la filtración de la roca y la fracción ligera.	64
6.2	ANEXO II. Pesos perdidos del fluido ligero	64
6.3	ANEXO III. Resultados de la filtración de la roca y el aceite vegetal.....	65
6.4	ANEXO IV. Pérdidas del aceite vegetal.	66
6.5	ANEXO V. Resultados de la filtración de la roca y el metanol.....	66
6.6	ANEXO VI. Pérdidas del metanol.....	67
6.7	ANEXO VII. Resultados de la filtración de la roca y el butil glicol.....	67
6.8	ANEXO VIII. Pérdidas del butil glicol.....	68
6.9	ANEXO IX. Resultados de la filtración de la roca y el alcohol isopropílico 68	
6.10	ANEXO X. Pérdidas del alcohol isopropílico.....	69
6.11	ANEXO XI. Curva FTIR de la mezcla de aceite vegetal y roca, en proporción 20-80.....	69
6.12	ANEXO XII. Curva FTIR de la mezcla de aceite vegetal y roca, en proporción 40-60.....	70
6.13	ANEXO XIII. Curva FTIR de la mezcla de aceite vegetal y roca, en proporción 60-40.....	70
6.14	ANEXO XIV. Curva FTIR de la mezcla de aceite vegetal y roca, en proporción 80-20.....	71
6.15	ANEXO XV. Curva FTIR de la mezcla de butil glicol y roca, en proporción 20-80.....	71
6.16	ANEXO XVI. Curva FTIR de la mezcla de butil glicol y roca, en proporción 40-60.....	72
6.17	ANEXO XVII. Curva FTIR de la mezcla de butil glicol y roca, en proporción 60-40.....	72
6.18	ANEXO XVIII. Curva FTIR de la mezcla de butil glicol y roca, en proporción 80-20.....	73
6.19	ANEXO XIX. Curva FTIR de la mezcla de fluido ligero y roca, en proporción 20-80.....	73

6.20	ANEXO XX. Curva FTIR de la mezcla de fluido ligero y roca, en proporción 40-60.....	74
6.21	ANEXO XXI. Curva FTIR de la mezcla de fluido ligero y roca, en proporción 60-40.....	74
6.22	ANEXO XXII. Curva FTIR de la mezcla de fluido ligero y roca, en proporción 80-20.....	75
6.23	ANEXO XXIII. Curva FTIR de la mezcla de alcohol isopropílico y roca, en proporción 20-80.....	75
6.24	ANEXO XXIV. Curva FTIR de la mezcla de metanol y roca, en proporción 20-80.....	76

RESUMEN

En Ecuador las mayores reservas de hidrocarburos son de petróleo pesado y extrapesado. El mayor campo con potencial de producción es el campo Pungarayacu, ubicado en la provincia de Napo. Sin embargo, hasta el presente no se ha conseguido explotar tales reservas, aparentemente debido a dificultades técnicas.

En este trabajo se propone la realización de un fluido de estimulación que sea capaz de remover el daño causado por asfaltenos y resinas en un crudo pesado, así como un fluido de control que acompañe al fluido de estimulación. Se estudiarán las propiedades que tienen los solventes integrantes del fluido de estimulación con la roca reservorio mediante el uso de espectroscopía.

Los solventes propuestos para la disolución del crudo extrapesado de Pungarayacu pueden ser empleados como parte del tándem de los fluidos de control y estimulación de pozos de petróleo; pues la gran mayoría de intervenciones de pozos requiere remoción de daño de formación, los cuales son generados por movilidad de asfaltenos y resinas de similar característica química que las encontradas en los crudos extrapesados de Pungarayacu, que se desplazan a lo largo de los poros y gargantas. Por este motivo, es procedente considerar la formulación de una mezcla de fluidos capaces de limpiar y remover los asfaltenos y resinas en reservorios de pozos perforados que ocasionan el daño de formación de un pozo durante la producción.

PALABRAS CLAVE: crudo, estimulación, Pungarayacu, fluido, espectroscopía.

ABSTRACT

In Ecuador the largest hydrocarbon reserves are heavy and extra-heavy oil. The largest field with production potential is the Pungarayacu field, located in the Napo province. However, up to now it has not been possible to exploit such reserves, apparently due to technical difficulties.

In this work we propose the development of a stimulation fluid capable of removing the damage caused by asphaltenes and resins in a heavy crude oil, as well as a control fluid to accompany the stimulation fluid. The properties of the solvents in the stimulation fluid with the reservoir rock will be studied using spectroscopy.

The solvents proposed for the dissolution of Pungarayacu extra-heavy crude oil can be used as part of the tandem of control and stimulation fluids for oil wells; since most well interventions require removal of formation damage, which are generated by mobility of asphaltenes and resins of similar chemical characteristics as those found in Pungarayacu extra-heavy crudes, which move along the pores and pore throats. For this reason, it is appropriate to consider the formulation of a mixture of fluids capable of cleaning and removing asphaltenes and resins in drilled well reservoirs that cause formation damage to a well during production.

KEYWORDS: crude, stimulation, Pungarayacu, fluid, spectroscopy.

2 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

Este proyecto se centra en la elaboración de un fluido de estimulación y control capaz de disolver y remover el daño causado por asfaltenos y resinas. Esencialmente, este fluido debe tener la capacidad de tratar con un crudo extrapesado, como es el caso del crudo de Pungarayacu. Para ello, se hará uso de varios fluidos y solventes mutuales, entre los que destacan la mezcla de solventes (fluido ligero o fracción ligera) obtenido de pirólisis de los plásticos generados en la industria petrolera, aceite vegetal, alcohol isopropílico, metanol y butil glicol.

La pirólisis de los plásticos es un proceso en el que se somete el plástico a temperaturas altas, entre 300 y 700 grados Celsius en ausencia de oxígeno. De este proceso se obtiene una fase sólida y una fase líquida, que es la que pasará por un proceso de destilación. La fase líquida obtenida de la pirólisis es sometida a una destilación atmosférica en la que se calienta el líquido hasta 220 grados Celsius. El resultado es una nueva fase sólida, considerada residuo, y un fluido ligero de un olor muy fuerte, inflamable, que servirá de base para nuestro fluido de estimulación.

La roca de nuestro interés fue obtenida directamente del afloramiento Hollín, ubicado a un costado de la carretera Loreto-Tena. Es de característica bituminosa, que contiene en su interior trazas de crudo extrapesado, sobre el cual existe el interés de su extracción.

Una vez obtenidos estos componentes, se someterán la roca y los solventes a pruebas de solubilidad, en los que estos se mezclarán en nueve diferentes proporciones, entre concentraciones desde 10% solvente – 90% roca hasta 90% solvente – 10% roca. La mezcla es sometida a una temperatura de 120 grados Fahrenheit durante una hora en promedio y luego es filtrada. El fluido filtrado y la roca residual son recolectados en envases. Existen comportamientos determinados entre la roca y cada solvente, y cada uno de ellos es único, dependiendo del solvente.

Los líquidos que representan cada proporción de mezcla, incluyendo una muestra de solvente puro, fueron sometidos a análisis espectroscópicos, como el análisis FTIR y el análisis Raman. El objetivo de estos análisis es determinar la estructura molecular del solvente puro y de las mezclas, compararlas entre ellas, y conocer si el petróleo contenido en las rocas se presenta en los solventes, para así determinar las mejores proporciones de solventes mutuales para el fluido de estimulación.

Además del fluido de estimulación, también es necesario un fluido de control que lo acompañe. Este fluido de control es preparado como una salmuera básica, con agua

fresca, KCl (cloruro de potasio) y amina. El peso de este fluido debe estar entre los 8.9 y 9.1 LPG (libras por galón). Se observó el comportamiento de ambos fluidos al mezclarlos, en una proporción de 90% control – 10% estimulación.

2.1 Objetivo general

Elaborar un fluido de estimulación y control que remueva el daño de una roca que contiene hidrocarburo pesado y extrapesado.

2.2 Objetivos específicos

1. Estimar las mejores proporciones de cada uno de los aditivos en la composición del fluido.
2. Conocer las posibles reacciones existentes entre los aditivos, al mezclarse unos con otros.
3. Determinar la viabilidad y aplicación de este fluido a una mayor escala.

2.3 Alcance

El enfoque del proyecto es la elaboración de un fluido de estimulación con un líquido ligero obtenido de pirólisis de plásticos como fluido base.

Se realizarán destilaciones para obtener el fluido ligero, pruebas de solubilidad y análisis espectroscópicos para determinar cuán soluble es el crudo extrapesado en cada uno de los solventes. Todas estas pruebas se realizarán en los Laboratorios de la Escuela Politécnica Nacional.

2.4 MARCO TEÓRICO

2.4.1 El campo Pungarayacu

2.4.1.1 Reseña histórica

La Corporación estatal petrolera ecuatoriana (CEPE), antecesora de Petroecuador, realizó un reconocimiento geológico del área perteneciente al actual campo Pungarayacu a mediados de los setenta. Se utilizó tecnología como fotogeología y estudios de campo. La conclusión de dicho reconocimiento fue un mapa, en donde se indicaba indicios de asfaltos e importantes indicios de crudo pesado. Por lo tanto, este campo empezó a ser explorado con más detalle en la década de los ochentas, por la propia CEPE. Con el propósito de determinar la cantidad de crudo del campo, perforó 26 pozos exploratorios con su respectivo muestreo continuo de núcleos (Baby et al., 2014 – pág. 340)

En octubre del año 2008 la empresa Ivanhoe Energy suscribió un acuerdo con el Estado ecuatoriano en el cual se concedía el bloque 20 a la empresa, y la empresa se comprometía a la exploración y producción del campo por al menos 30 años. Las operaciones se iniciaron en mayo de 2009.

Ivanhoe perforó cuatro pozos en el bloque 20. El primer pozo exploratorio, denominado IP-17, confirmó la presencia de hidrocarburos en Hollín y Napo, y además exploró brevemente una formación precretácica (Revista Gestión, 2013). También se realizaron pruebas con inyección de vapor.

Mediante el uso de la tecnología “Heavy to Light” (HTL), desarrollada y patentada por Ivanhoe, se pretendía mejorar el grado API del crudo del campo. No obstante, debido a un grado API menor al esperado, la caída de los precios del petróleo, entre otros factores, hicieron que el desarrollo del campo no tuviera los resultados esperados. Es así que las operaciones en el campo no mejoraron de ninguna forma, y como consecuencia de esto, desde 2014 se empezó a hablar del fin del contrato entre Ivanhoe y el Estado. Finalmente, en enero de 2015 Ivanhoe y el Estado dieron por terminada las operaciones de la empresa en el bloque 20. (Diario El Universo, 2015)

2.4.1.2 Ubicación

El campo Pungarayacu es el mayor campo del bloque 20. Es el campo con la mayor concentración de crudo de la cuenca Oriente, con 4.000 millones de barriles aproximadamente. Sin embargo, aún no es posible hablar de reservas de crudo, debido a que no se halla en producción (Baby et al., 2014 – pág. 340). Se encuentra ubicado en la provincia de Napo, entre los cantones Tena y Archidona, con una longitud de 43

km aproximadamente y un ancho de 16 km, formando un área irregular de unos 647 km². Su nombre se debe a un río local que cruza el campo, compuesto por las palabras 'yacu' (río) y 'pungara' (brea). Debido al nombre, se cree que los indígenas de la zona ya conocían y utilizaban los afloramientos del campo.

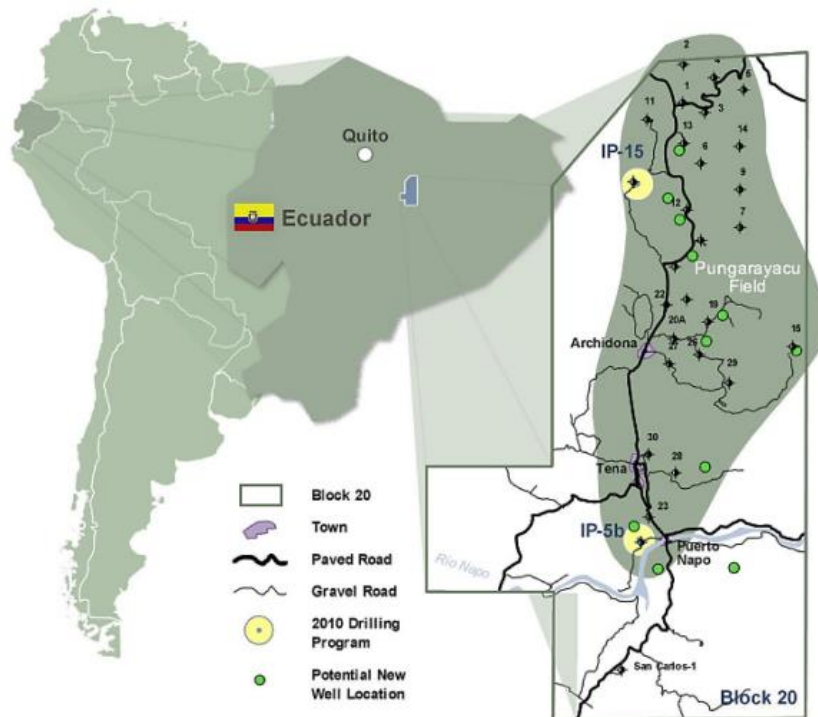


Figura 1. Ubicación del campo Pungarayacu (Bustamante, 2014 – pág. 8)

La zona donde se ubica el campo se caracteriza por la presencia de numerosas quebradas y pequeños ríos, siendo los principales los ríos Hollín, Misahuallí y Napo. Su elevación varía entre los 1.100 metros (al Suroeste) y 1.400 metros (al noreste) sobre el nivel del mar.

El hecho de encontrarse en una zona de alta actividad tectónica, entre la cordillera de los Andes y la llanura amazónica, además de su sistema de fallas, ha provocado que varias de las trampas sean destruidas y expuestas a la superficie, especialmente el reservorio Hollín, convertido parcialmente en un afloramiento.

2.4.1.3 Tectónica

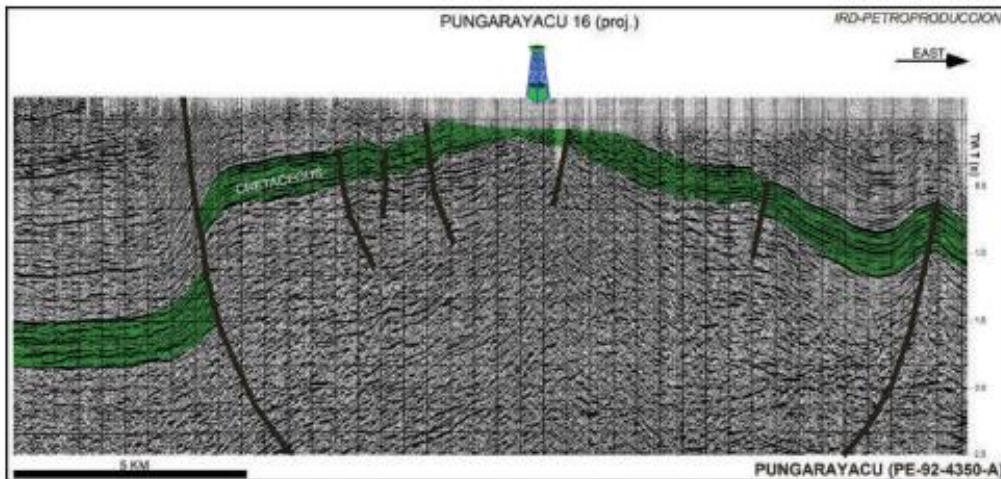


Figura 2. Sección sísmica del Campo Pungarayacu. Fuente: Baby et al, 2014 (pág. 341)

Según Andrango y Castro (2009) el campo Pungarayacu se puede definir como un estructuralmente como un anticlinal fallado cuyo eje buza en dirección Sur-Suroeste, y que cambia paulatinamente hacia el Oeste a un sinclinal marginal paralelo a la Cordillera. Por otra parte, Michelena y Regalado (2017) afirman que el campo es un monoclinal fallado que buza en dirección Sur-Oeste, estructura que al Oeste se convierte lentamente en una estructura de tipo sinclinal.

El campo Pungarayacu está atravesado por un sistema de fallas, divididas en tres grupos principales:

- **Sistema de fallas Norte-Sur:** es el sistema en el que sobresale la falla profunda que separa el complejo ígneo y metamórfico de la cordillera de Misahuallí. Es una falla regional de cabalgamiento que controla la evolución geológica de las zonas con las que limita.
- **Sistema de fallas Oeste-Noreste:** en este sistema se detectan desplazamientos tanto horizontales como verticales de mediana magnitud. En la cercanía del granito tiene rumbo Oeste-Este y a medida que se interna al complejo sedimentario cambia a rumbo Noreste.
- **Sistema de fallas Noroeste-Sureste:** Está representado principalmente por las dos fallas que encauzan el río Jondachi y que juegan un papel importante en la estructura del Campo Pungarayacu al separar el monoclinal y el sinclinal. Los saltos de estas fallas son de aproximadamente 65,61 pies.

2.4.1.4 Estratigrafía

Estratigráficamente se encuentran en el campo las formaciones Misahuallí, Hollín, Napo, Tena, Tiyuyacu, entre las principales.

Formación Misahuallí: esta formación aflora a lo largo del encañonado del río Chontayacu. Está constituida litológicamente por basaltos de colores oscuros, entre verdoso y pardo, y contiene abundantes rocas piroclásticas. La parte superior cercana al contacto con la formación Hollín se encuentra muy deteriorada, producto de la meteorización.

Formación Hollín: esta formación es la más importante del campo, razón por la que ha sido estudiada en forma detallada tanto en afloramientos, como en los pozos perforados. Por sus características litológicas la formación ha sido subdividida en tres miembros:

- Hollín inferior: está constituida por areniscas basales, se caracteriza por una mejor calidad de reservorio, con buena continuidad tanto vertical como lateral, formada por areniscas conglomeráticas a conglomerados.
- Hollín medio: esta sección se destaca por su contenido en arcillas y limos. También posee cierta cantidad de areniscas.
- Hollín superior: está representado por areniscas de matriz cuarzosa con finas intercalaciones de lutitas negras en parte ligeramente calcáreas. Tiene una pobre calidad de reservorio.

Formación Napo: esta formación aflora y está parcialmente erosionada. Se subdivide en tres miembros:

- Napo inferior: está formada por una secuencia de areniscas, calizas y lutitas: areniscas glauconíticas, calizas fosilíferas y lutitas de color negro.
- Napo medio: esta formación es de constitución calcárea, representada por una capa de calizas fosilíferas grises, sobre la cual yace una alternancia de lutitas negras y calizas clásticas.
- Napo superior: este miembro está erosionado casi en su totalidad, y está compuesto de lutitas duras.

Formación Tena: esta formación aflora solo en el suroeste de la zona. Está representada por arcillas y en la base por areniscas verdosas.

Formación Tiyuyacu: esta formación aflora en el extremo sudoccidental de la zona y está formada por conglomerados y arcillas limosas.

EDAD	FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
TERCIARIO	MESA	Terrazas de arcilla y arenisca tufácea
	CHAMBIRA	Arcillas, areniscas
	ARANJUNO	Conglomerados
	CHALCANA	Arcillas, arenisca pequeña
	ORTEGUASA	Shales de color marrón, arenisca pequeña
	TIYUYACU	Arcillas rojas, verdes, moradas, arenisca y conglomerados
CRETÁCICO	TENA	Arcilla roja y areniscas
	M-1	Arenisca cuarzosa blanca, permeable
	NAPO	"A" Arenisca "U" Caliza "B" Arenisca "T" Caliza
	HOLLIN	Arenisca blanca cuarzosa
JURÁSICO	MISAHUALLI	Flujos de lava, brechas, "camas rojas", arcilla y arenisca, pocos conglomerados
	CHAPIZA	
	SANTIAGO	Calizas y esquistos bituminosos, arenisca limitada
PALEOZOICO	MACUMA	Caliza, lutita, dolomitas, arenisca
	PUMBUIZA	Lutita gris-oscura
PC	BASAMENTO	Esquisto, granito

Figura 3. Columna estratigráfica del campo Pungarayacu (Michelena y Regalado, 2017 – pág. 10)

2.4.2 Los crudos pesados

El petróleo pesado es un crudo con una alta viscosidad, bajo grado API (menor a 22,3), una baja relación carbono/hidrógeno, y una buena cantidad de contaminantes como componentes de azufre, nitrógeno, oxígeno y otros metales pesados.

En general, los crudos pesados se caracterizan por una gran cantidad de resinas y asfaltenos, y una menor cantidad de hidrocarburos saturados y aromáticos.

El petróleo pesado se caracteriza por su resistencia al flujo, debido a la presencia de asfaltenos y resinas. Estas fracciones constituyen la parte más pesada del crudo y tienen fracciones moleculares altas, debido principalmente a su alto contenido de heteroátomos. (Calle De la Torre, 2014).

2.4.2.1 Origen de los crudos pesados

La mayor parte de los crudos pesados tienen origen en un crudo más liviano, el cual sufre procesos de degradación física, química y biológica en los que se produce un descenso de las fracciones más volátiles, de los alcanos y de los aromáticos simples, y un aumento de los aromáticos complejos, de resinas y asfaltenos. Además, en ciertas condiciones, la acción de bacterias anaeróbicas productoras de sulfuros puede degradar los hidrocarburos y generar un incremento del contenido de azufre. (Tissot y Welte, 1984 – pág. 478).

Esta degradación está asociada con la invasión e interacción de aguas superficiales meteóricas (Tissot y Welte, 1984 – pág. 478). La extensión de esta degradación es influida por parámetros como la profundidad, su exposición a la superficie y la salinidad de las aguas de formación.

El petróleo pesado procede de formaciones geológicamente jóvenes: Pleistoceno, Plioceno y Mioceno (Cortés, 2017), por esta razón estos yacimientos suelen ser someros, y están expuestos más fácilmente a condiciones que puedan degradarlo.

2.4.2.2 Composición de los crudos pesados

Como todos los compuestos petrolíferos, los crudos pesados están formados por hidrocarburos, asfaltenos y resinas. Pero para un petróleo pesado, la diferencia con los crudos livianos radica en el contenido de cada una de estas fracciones. Un crudo pesado contiene una menor cantidad de hidrocarburos naturales, especialmente alcanos, y una mayor cantidad de compuestos de azufre, resinas y asfaltenos. Estos compuestos son los que definen las propiedades físicas y químicas de estos crudos.

El contenido de hidrocarburos saturados suele ser menor al 25%, con un valor promedio de 16% (Tissot y Welte, 1984 – pág. 472), en comparación con el 57% de saturados en los petróleos convencionales. El contenido de alcanos (n-alcanos, isoalcanos) es particularmente bajo, con un valor menor al 5%.

El contenido de hidrocarburos aromáticos y de compuestos de benzotiofeno (compuesto aromático azufrado) representa entre el 25 y el 35% del total; esto es comparable con el valor promedio de 29% en crudos convencionales, sin embargo, el contenido de benzotiofenos es mayor en el caso de los crudos pesados (Tissot y Welte, 1984 – págs. 472, 473).

En cuanto a las resinas y asfaltenos, su contenido varía entre el 25% y el 70%, en contraste con el valor promedio de 14% de los crudos convencionales. El contenido de

resinas oscila entre 25 y 35%, mientras que el contenido de asfaltenos varía entre el 10 y el 50% (Tissot y Welte, 1984 – pág. 473).

El contenido de azufre, nitrógeno y metales (también llamados heteroátomos) normalmente es alto, pero depende no solamente de la composición en masa (SARA) del crudo, sino también del contenido de estos elementos en el crudo original, no degradado. El contenido de azufre suele ser alto, debido a que los compuestos de benzotiofeno están presentes en alta proporción en el crudo pesado, y el contenido de metales también es considerable, debido a que forman parte de los asfaltenos y las resinas.

2.4.2.3 Asfaltenos

Los asfaltenos son el componente más pesado del crudo, de una estructura molecular muy compleja consistente en anillos aromáticos y cíclicos, con una apariencia de polvo oscuro fino cuando se aísla del petróleo. Son solubles en tolueno, benceno u otros solventes aromáticos, e insolubles en solventes parafínicos como el n-pentano y el n-heptano, los cuales se emplean para su obtención del petróleo. Poseen también una gran cantidad de heteroátomos, es decir, átomos distintos del carbono e hidrógeno.

Estos componentes del crudo pesado forman sistemas coloidales a bajas temperaturas, como consecuencia de una cristalización o coagulación de una parte de estos, en ese caso la viscosidad del fluido es inestable. De esta forma, las parafinas se solidifican por debajo de los 40°, y por encima de esa temperatura se disuelven en el petróleo.

La fracción asfáltica es también inestable químicamente. Así, al ser expuestos a la luz y al aire exterior, se oxidan, formando carbenos, los cuales ya no son solubles en solventes aromáticos.

2.4.2.4 Resinas

Las resinas son un material formado por compuestos heterocíclicos, nitrogenados y sulfurados de composición similar a los asfaltenos, y junto con ellos forman la fracción más pesada del petróleo. Una de sus diferencias con los asfaltenos es su solubilidad; las resinas son solubles en n-pentano o n-heptano, mientras que los asfaltenos no son solubles en dichos compuestos. Según Speight (1994), la fracción de asfaltenos podría ser resultado de una oxidación o maduración de las resinas. Por esta razón, ambos compuestos se tratan de forma similar, al formar parte de la fracción asfáltica.

2.4.3 El petróleo de Pungarayacu

Pese a que el campo ha sido explorado a detalle, las muestras de fluido del campo Pungarayacu son bastante reducidas. Salvo las muestras tomadas por Ivanhoe, muchas

de las muestras carecen de fiabilidad técnica debido a la falta de reportes e información con respecto a la toma y preservación de las muestras. (Males y Miranda, 2017, pág. 14.).

No obstante, se cuenta con información básica sobre el crudo de Pungarayacu.

Pozo	Grado API	Viscosidad	Referencia
Pungarayacu 16	10,4	-	Ramírez et al, 1984
Pungarayacu 10	4,1	7.300 cP / 230 °F	Henning, 1986
Pungarayacu 16 (2)	10,4	200 cP / 230 °F	Henning, 1986
Pungarayacu 27	14,4	830 cP / 60 °F	Orozco y Jiménez, 1999
IP-5B	8,4	13680 cP / 140 °F	Ivanhoe Energy Ecuador, 2014

Fuente: Males & Miranda, 2017 (pág. 15)

Un parámetro importante para el cálculo de las reservas del campo es el factor volumétrico, algo que el campo Pungarayacu no posee en forma fidedigna, debido a la falta de un análisis de fluidos a fondo. No obstante, ha habido estudios en los que se ha calculado valores de 1,08 RB/STB, 1,018 RB/STB, y 1,02 RB/STB (Males y Miranda, 2017). Algo a considerar es que en las pruebas de producción realizadas por la empresa Ivanhoe no se produjo una cantidad considerable de gas, lo cual indicaría un valor bajo de Bo (factor volumétrico) para el campo.

2.4.4 Destilación de petróleo

No se pueden determinar con precisión del 100% todos los componentes del petróleo, debido a la gran cantidad de componentes que lo forman. Es por ello que el crudo se caracteriza por una curva de destilación realizada de acuerdo a métodos reglamentados y estandarizados (ASTM, TBP, EFV). (Tarifa et al., 2008)

Una curva de destilación es un gráfico en el que se caracterizan los puntos de ebullición de los componentes frente al porcentaje destilado. Los compuestos puros, que no forman parte de una mezcla tienen un punto de ebullición único, variable solamente debido a factores externos. No obstante, en mezclas complejas la temperatura de ebullición varía entre el punto de vaporización del compuesto más volátil y el punto del compuesto menos volátil. Es por ello que el punto de ebullición de una mezcla se representa por una curva de puntos, que representan los componentes de la mezcla y su punto de vaporización respectivo. (Sánchez Ramos, 2006)

2.4.4.1 Destilación ASTM D86

El método ASTM D86 es uno de los métodos más antiguos y simples de destilación de fracciones de hidrocarburos, y está destinado principalmente a productos como naftas, gasolinas, querosenos, gasóleos y demás productos semejantes. (Sánchez Ramos, 2006).

Esta destilación se lleva a cabo a presión atmosférica, calentando 100 ml de muestra en un matraz de destilación hasta que se forme la primera gota de destilado, y continuar a una razón a la que se pueda recoger 5 ml de destilado por minuto. Se registra la temperatura a la que se obtiene la primera gota de destilado y se hace lo mismo cuando se recoge un 10% nuevo de destilado. La destilación se interrumpe al llegar al 100%, pero sin superar los 380 grados Celsius.

2.4.4.2 Destilación TBP

En la destilación TBP (del inglés "True boiling point", punto de ebullición verdadero) el crudo se caracteriza mediante un fraccionamiento de la muestra en gran cantidad de partes, las cuales tienen un intervalo de destilación estrecho. Esto permitirá considerar cada intervalo de crudo como hidrocarburos puros ficticios, cuyo punto de ebullición será igual al promedio de las temperaturas inicial y final de destilación (esto es, $T_m = (T_i + T_f) / 2$), siendo las otras características físicas las propiedades medias medidas en cada corte. (Calle De la Torre, 2014)

Se recogen las muestras de los diferentes cortes de destilado, se anotan sus temperaturas respectivas que permitirán el trazado de la curva de destilación y además se miden sus propiedades físico-químicas, esto es, densidad, %azufre, viscosidad, entre otras.

2.4.4.3 Destilación EFV

La curva obtenida en la destilación EFV grafica la temperatura de equilibrio líquido-vapor. La destilación EFV se diferencia de la destilación fraccionada en que el vapor no es removido en la medida que se va formando, sino que permanece en contacto con el líquido remanente hasta que se completa el proceso.

Conocer las condiciones del equilibrio de fases vapor-líquido de las fracciones del petróleo es esencial para el diseño de la mayoría de los equipos empleados en la industria de la refinación del petróleo. Esta información puede ser obtenida experimentalmente mediante la determinación de la curva EFV. Sin embargo, el procedimiento es laborioso y costoso. Por estos motivos, generalmente se emplean correlaciones empíricas para estimar la curva EFV a partir de curvas ASTM o TBP, que son más fáciles de obtener experimentalmente.

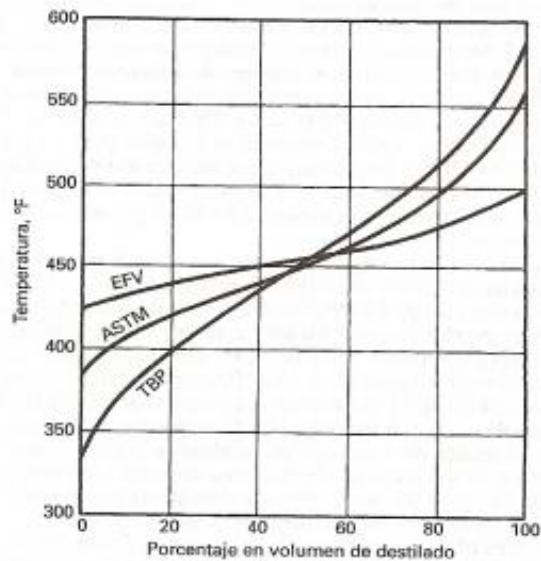


Figura 4: Disposición de las tres curvas de destilación descritas. Fuente: Universidad Técnica Experimental “Francisco de Miranda” (s. f.)

2.4.5 Espectroscopía

La espectroscopía es una técnica que estudia el comportamiento de la radiación electromagnética (conocida como luz) y la materia al interactuar. La luz, al interactuar con un objeto, puede descomponerse en diferentes longitudes de onda visibles o no visibles. La espectroscopía analiza seis fenómenos ópticos principales:

- Absorción
- Fluorescencia
- Fosforescencia
- Emisión
- Dispersión
- Quimioluminiscencia

Para la medición y el análisis de estos parámetros se utilizan instrumentos capaces de medir la radiación en cuestión. Estos son denominados instrumentos ópticos. Según Antares Instrumentación, estos instrumentos cuentan con cinco partes principales:

- Fuente de luz estable
- Recipiente transparente donde se coloca la muestra
- Sistema que separa la región espectral a tratar
- Detector que convierte la luz en corriente eléctrica
- Unidad de procesamiento de resultados.

Un análisis espectroscópico se enfoca principalmente en la absorción y la emisión de las diferentes longitudes de onda de luz. Las principales técnicas de espectroscopía que existen son:

- Espectroscopía de emisión atómica
- Espectroscopía de absorción atómica
- Espectroscopía UV-VIS (Ultravioleta visible)
- Espectroscopía IR o Infrarroja
- Espectroscopía Raman

2.4.6 Fluidos de control

A menudo, se llevan a cabo en los pozos operaciones de reparación de daño, terminación, cementación, entre otras. En estos casos, el fluido presente debe causar el menor impacto en la permeabilidad alrededor del pozo, no agravar más el daño.

Los fluidos de control son cualquier fluido que se añada a la formación productora, antes o después del cañoneo, o los fluidos que se inyectan en un proceso de reacondicionamiento de pozos. En el caso de la estimulación de pozos, estos fluidos tienen la función de remover el daño e incrementar la producción del pozo.

Un fluido de control tiene por lo general las siguientes propiedades:

- Controlar las presiones del reservorio
- Eliminar del pozo los sólidos que puedan causar daño
- Minimizar las pérdidas por fricción y por el fluido
- Evita interacciones físico-químicas entre fluido y roca reservorio, que puede generar alteraciones de la mojabilidad de la roca

2.4.6.1 Clasificación de los fluidos de control

Según Morocho (2015), los fluidos de control se pueden clasificar según su homogeneidad y según su componente principal.

Según su homogeneidad:

- **Fluidos con sólidos en suspensión:** estos fluidos contienen una gran cantidad de partículas sólidas con el fin de aumentar el peso del fluido. No se recomienda su uso ya que pueden causar taponamiento en la formación.
- **Fluidos sin sólidos en suspensión:** su principal componente es petróleo o componentes de salmuera. También contienen una cierta cantidad de aditivos

como anticorrosivos o inhibidores de arcilla. Son los más utilizados ya que no causan tanto daño a la formación.

- **Fluidos espumosos:** estos fluidos están formados por emulsiones estables de lodo aireadas, con agentes espumantes y aditivos estabilizadores de lodo. Debido a la baja densidad de la espuma se utilizan en operaciones con presiones bajo balance. (Espinosa, 2017)

Según el tipo de componente principal:

- **Petróleo:** en este caso, el uso de petróleo como fluido de control se considera en casos en los que el peso del fluido no es un factor crítico.
- **Salmuera:** es muy usada como fluido de completación y reacondicionamiento, sin embargo, puede causar problemas con las arcillas.
- **Agua de formación:** también es muy usada debido a su disponibilidad, pero también tiene problemas, como su contenido de sólidos.
- **Fluido con base agua:** estos fluidos tienen como base el agua dulce, o diferentes componentes acuosos con cierto nivel de salinidad. Debe tenerse en cuenta la cantidad de sólidos.

2.4.6.2 Aditivos utilizados en fluidos de control

Densificantes

Cuando se quiere añadir más peso al fluido, se hace uso de densificantes. Entre ellos está el carbonato de calcio, que además actúa como agente puenteante y controlador de pérdida de filtrado (Espinosa, 2017).

Solventes mutuales

Estos solventes tienen la propiedad de ser solubles tanto en soluciones acuosas como oleosas. Entre sus funciones están el prevenir emulsiones y bloqueos por agua, y estabilizar una solución acuosa en otra de petróleo o viceversa.

Los solventes mutuales también actúan reduciendo la tensión superficial del agua, volviéndola más soluble al mezclarse con hidrocarburos, disminuyendo de esta forma la saturación de agua en los alrededores del pozo. También ayuda a que la roca se humecte con agua, mejorando la permeabilidad relativa al petróleo, y evita que los finos insolubles se humecten con petróleo (Espinosa, 2017).

Bactericidas

La presencia de bacterias en la formación no es algo deseable, ya que pueden provocar problemas de corrosión, formación de escalas y generación de compuestos azufrados. Esto se puede prevenir mediante la adición de agentes químicos diseñados para impedir el crecimiento de bacterias.

Inhibidores de corrosión

Estos compuestos se utilizan para prevenir o retardar la corrosión o deterioro químico de las tuberías metálicas, proceso que suele iniciar por la presencia de componentes salinos o ácidos en los fluidos de control.

Los inhibidores pueden ser orgánicos e inorgánicos. Los inhibidores orgánicos no tienen mucho uso ya que pueden causar problemas en el proceso de refinación (Espinosa, 2017).

Modificadores de pH

Para modificar y controlar el pH se utilizan productos como el hidróxido de sodio, conocido también como sosa cáustica. Si lo que se quiere es reducir el pH, se recomienda usar ácido cítrico, que también elimina el calcio de los fluidos, evitando así la formación de precipitados. El óxido de magnesio se emplea para aumentar el pH en salmueras divalentes, ayudando a mantener un pH entre 8,5 y 10, y la cal se utiliza en salmueras de calcio (Espinosa, 2017).

Inhibidores de arcillas

Para prevenir el daño causado por arcillas hinchables, y al mismo tiempo prevenir el desprendimiento de arcillas migratorias, se utilizan agentes químicos que tienen como función el detener o ralentizar la hidratación, hinchamiento y desintegración de las arcillas y lutitas, mediante la inhibición del intercambio catiónico que ocurre entre arcillas y el fluido de control (Espinosa, 2017).

Surfactantes

Los surfactantes son compuestos conformados por moléculas de doble polaridad, esto es, están formadas por una molécula polar y otra no polar, que interactúan con la tensión superficial o interfacial de las sustancias.

La parte polar contiene preferentemente átomos como oxígeno, nitrógeno, azufre, fósforo, los cuales aparecen en compuestos como alcoholes, éteres, sulfatos, fosfatos, aminas, etc., y la parte apolar contiene normalmente un hidrocarburo alcano, cicloalcano o aromático, el cual puede contener halógenos (Ordóñez y López, 2007)

La parte polar tiene afinidad por los solventes polares, es decir que es soluble en el agua, mientras que la parte no polar es soluble en solventes orgánicos, en particular los de base aceite, o simplemente no tiene afinidad por el agua. Es así que la parte polar de un surfactante se denomina también parte hidrófila, mientras que la parte no polar se llama parte lipófila o hidrófoba.

2.4.7 Estimulación de pozos

La estimulación de un pozo se define como el proceso de mejorar la permeabilidad de la formación, creando o restituyendo un sistema de canales en la roca productora de un reservorio, facilitando así el flujo entre el pozo y la formación (Inda Herrera, 2010).

Mediante la estimulación no solo se realizan tareas de remoción de daño, sino que se genera un incremento en la producción en los pozos productores, y una mejora de la inyección en los pozos inyectores. También optimiza los patrones de flujo en tareas de recuperación secundaria y mejorada.

Existen dos técnicas principales de estimulación de pozos: la estimulación matricial y la estimulación por fracturamiento. Estas técnicas de estimulación se caracterizan por los gastos y presiones de inyección. La estimulación matricial se caracteriza por gastos de inyección a presiones inferiores a la presión de fractura; mientras que la estimulación por fracturamiento se caracteriza por gastos a presiones superiores a la presión de fractura (Inda Herrera, 2010).

2.4.7.1 Estimulación matricial

Se divide en dos tipos: reactiva y no reactiva.

- **Estimulación reactiva:** se produce cuando los fluidos de tratamiento que interactúan con la roca reaccionan disolviendo los agentes que causan el daño y también los propios sólidos de la roca. En estos casos se emplean los sistemas ácidos. Esta estimulación se utiliza cuando se requiere tratar con un daño causado por partículas sólidas, como bloqueos por arcilla, depósitos inorgánicos, entre otras. En ciertos casos, como en formaciones de alta productividad, la estimulación reactiva no solo se emplea para la remoción de daño, sino también para estimular e incrementar su productividad, mediante el mejoramiento de las condiciones de permeabilidad en las zonas adyacentes al pozo.
- **Estimulación no reactiva:** en este tipo de estimulación los fluidos utilizados no reaccionan químicamente con los componentes de la roca. Son sistemas no ácidos. En estos casos se emplean fluidos como soluciones oleosas o acuosas, solventes mutuales y otros aditivos, especialmente los surfactantes. Estas

estimulaciones tienen uso en casos como bloqueos por agua, aceite o emulsiones, daño por pérdida de lodo, daño por bloqueos orgánicos, entre otros.

2.4.7.2 Estimulación por fracturamiento

Esta estimulación se divide en: fracturamiento ácido y fracturamiento hidráulico con apuntalantes.

- **Fracturamiento ácido:** esta se emplea en formaciones compactas, como aquellas constituidas de carbonatos. Se realiza mediante el uso de un ácido que recorre la formación y crea canales grabados en la misma. Debido a la reactividad del ácido también se emplean otros agentes, tales como geles, retardantes o emulsificantes, con el fin de mantener los canales abiertos.
- **Fracturamiento hidráulico con apuntalantes:** se utiliza en formaciones de arenas en las que puede haber un considerable flujo de sólidos hacia el pozo. Mediante el bombeo de apuntalantes se crean nuevos conductos que facilitan el flujo.

3 METODOLOGÍA

Nuestro análisis es de carácter experimental. Para ello se analizarán los comportamientos de la roca con los fluidos componentes del fluido de estimulación, de forma individual.

De nuestros compuestos para el fluido de estimulación, dos son de base aceite y tres son alcoholes que funcionan como solventes mutuales. Dos de los solventes mutuales fueron adquiridos gracias a la empresa Overtech S. A., mientras que el tercer solvente mutual (alcohol isopropílico) es considerada una sustancia sujeta a fiscalización y fue obtenida con la intervención de las autoridades universitarias.

Debido a su fácil e inmediata disponibilidad, se escogió la roca del afloramiento Hollín en el bloque 20, como roca representativa de un reservorio del campo Pungarayacu. Dicha roca intervendrá en los experimentos de solubilidad y filtrado con cada uno de los componentes, para así comprender la interacción del solvente con la roca. De esta forma también obtendremos un fluido filtrado, mezclado con el crudo pesado de la roca.

Luego de ello, se hará un análisis espectroscópico, denominado FTIR. Este análisis tendrá la finalidad de determinar la concentración de crudo en el solvente, al compararse con el análisis del solvente puro.

Como punto final, se realizarán la formulación del fluido de control y del fluido de estimulación, y su interacción entre sí.

3.1 Pirólisis de los plásticos

La pirólisis es un proceso de descomposición térmica que consiste en la aplicación de altas temperaturas, entre 300 y 700 grados Celsius, en ausencia de oxígeno. Este proceso aplicado a los plásticos puede ser considerado como un tratamiento de plásticos, llamado reciclaje químico (Lojano, 2020). Este reciclaje consiste en la descomposición química de los polímeros plásticos, para obtener nuevamente los materiales de partida.

En nuestro caso, se utilizan los desechos plásticos generados en campo, principalmente los plásticos gruesos de botella. Estos son lavados, calentados y secados. Posteriormente pasan a un reactor de pirólisis donde el plástico se calienta. Los productos producidos al final de la pirólisis son cuatro:

- Asfalto
- Lubricante

- Solvente
- Gas

3.2 Destilación del fluido producido

El fluido producido mediante la pirólisis de los plásticos es sometido a un proceso de destilación para la obtención del fluido ligero que sirve como base del fluido de estimulación.

La ASTM ha definido varios métodos de destilación de sustancias, entre los cuales destaca la norma ASTM D86. Este procedimiento se encuentra normalizado y detallado por la propia ASTM. Sin embargo, a diferencia de la destilación normal donde se obtienen varias fracciones, en esta destilación se obtendrán solamente dos. A continuación, se detalla el procedimiento para la destilación del fluido inicial.

1. Poner 500 mililitros de fluido inicial en un balón de 1000 ml, colocar dicho balón en un calentador y armar el serpentín para condensación.
2. Encender la manta calentadora, setearla a una temperatura de 350 °C y tomar la hora en que se realiza esto.
3. Tomar la temperatura y el tiempo en que cae la primera gota del líquido destilado.
4. Tomar la temperatura y tiempo por cada 50 mililitros de destilado recogido.
5. Interrumpir la destilación en el momento en que se alcancen 220 °C en el termómetro.

3.2.1 Fracción ligera

De esta manera se obtiene, de forma aproximada, entre 200 y 250 ml de fluido ligero por cada 500 ml que se destila. Así, se obtienen entre cuatro y cinco temperaturas por cada 50 ml. La primera gota de destilado cae unos ocho minutos después de haber encendido la manta y los 50 ml de fluido destilado se recogen cada tres minutos aproximadamente. Este fluido ligero es de un color amarillo, inflamable, volátil, con un olor muy fuerte y una gravedad API de 52,4.

El fluido obtenido tiene la capacidad de disolver de forma efectiva el crudo pesado y extrapesado, disolviéndolo. También tiene un comportamiento similar en contacto con la roca bituminosa, logrando desmoronarla y disolver el bitumen que posee dentro.

Los datos de temperatura y tiempo son útiles para la gráfica de la curva de destilación del fluido inicial. Así mismo, el fluido ligero obtenido se somete también a una destilación, con el fin de trazar su propia curva de destilación.

3.2.2 Fracción pesada

El residuo sobrante luego de la destilación se somete a una destilación adicional hasta 300 grados Celsius, a fin de obtener la fracción pesada del fluido inicial. Esta fracción pesada es un líquido verdoso, más denso que el fluido ligero, y de un olor igualmente fuerte. Como el nuevo producto a destilar contiene solo las fracciones más pesadas, dicho producto toma más tiempo en alcanzar la ebullición y de igual forma, la primera gota de fluido destilado tarda más tiempo en aparecer (unos 16 minutos aproximadamente).

3.2.3 Curva ASTM de la fracción ligera

Una vez que se tiene la fracción ligera ya destilada, esta se vuelve a destilar, con el fin de conocer su curva ASTM. El procedimiento es el mismo que se utiliza para la destilación del fluido pirolítico, con la diferencia de que el fluido ligero no contiene residuos pesados y, por lo tanto, se destilará casi todo el fluido de vuelta.

Para ello, se sigue el siguiente procedimiento:

- Colocar 500 ml del fluido ligero en el balón de 1000 ml.
- Encender la manta calentadora y ponerla a su temperatura máxima.
- Tomar la temperatura de la primera gota y por cada 50 ml de fluido destilado. Esta cantidad representa el 10% del volumen inicial.



Figura 5. Destilación en proceso. Modificado por Núñez (2023)

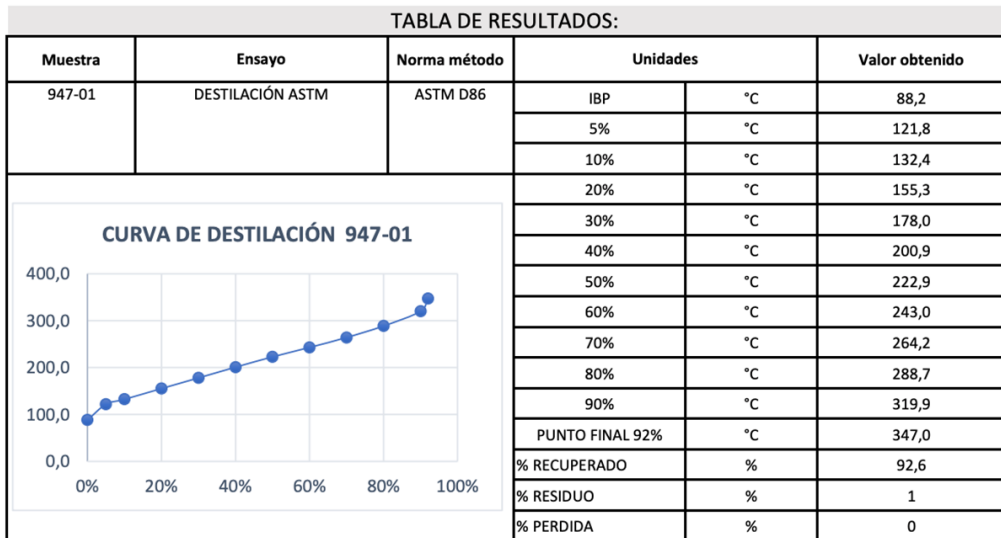


Figura 6. Ejemplo de curva ASTM.

3.3 Obtención de la roca de Pungarayacu

Con el fin de obtener la roca bituminosa, que contiene crudo pesado dentro de sí misma, se realizó una recolección de rocas del afloramiento de Hollín, ubicado a un costado de la carretera Loreto-Tena. Estas rocas fueron traídas a las instalaciones de la Escuela Politécnica Nacional, específicamente a las bodegas del Laboratorio de Petrofísica y Fluidos de Perforación.



Figura 7. Entrada al afloramiento de Hollín. Modificado por Núñez (2023)



Figura 8. Rocas obtenidas del afloramiento Hollín. Modificado por Núñez (2023)

3.4 Solubilidades y filtrado

Es necesario conocer las propiedades de la roca y de los fluidos cuando estos reaccionan entre sí. En las mezclas, serán utilizados los siguientes compuestos:

- Solvente (fracción ligera)
- Aceite vegetal
- Alcohol isopropílico
- Metanol
- Butil glicol (2-butoxietanol)

Los últimos tres fluidos funcionan como solventes mutuales, esto es, son miscibles tanto en soluciones acuosas como en soluciones oleosas.

Los cinco compuestos se mezclan con la roca. Las mezclas se realizan en diferentes proporciones, que van desde 10 % de fluido y 90 % de roca hasta 90% fluido – 10% roca. De esta forma, se tienen 9 mezclas por fluido y 45 mezclas en total.

Los pesos seleccionados para las mezclas, a fin de gastar cantidades moderadas de solventes y roca, son estos.

% roca Pungarayacu	% fluidos individuales	Peso de la roca (g)	Peso del fluido (g)
10	90	15	135
20	80	30	120
30	70	60	140
40	60	100	150
50	50	100	100
60	40	120	80
70	30	105	45
80	20	140	35
90	10	162	18

Tabla N°1. Cantidades de roca y fluido a mezclar.

Después de mezclar las soluciones, se colocan estas en el baño María a 120 grados Fahrenheit entre treinta minutos y una hora. Este calentamiento nos permite simular las condiciones de temperatura de fondo del reservorio por norma operacional.

Luego de retirar las mezclas del baño María, estas deben ser filtradas y separar el fluido de la roca. Para este fin, se emplea la prensa filtro API, de la marca Ofite, el cual consiste en una celda en la que se pone un filtro metálico, un papel filtro por debajo de ella, y una tapa conectada a un tanque de nitrógeno para liberar la presión a la celda. El procedimiento es el siguiente:

- Armar la celda de forma cuidadosa, ajustando bien el caucho y los filtros para que no haya fuga.
- Verter el contenido de la mezcla que se desea filtrar dentro de la celda.
- Colocar la celda y un vaso de precipitación en la prensa API, a fin de recoger el líquido filtrado. Tapar la celda y de igual forma, ajustar bien para evitar fugas.
- Abrir el tanque de nitrógeno y ajustar la presión lentamente, hasta llegar a 105 psi.
- Recoger el líquido filtrado, secar la roca residual que quedó dentro de la celda y pesar ambos productos.



Figura 9. Filtrado de la mezcla en la prensa API. Modificado por Núñez (2023)



Figura 10. Baño María. Modificado por Núñez (2023)

De esta forma, se obtuvieron 90 muestras de roca y fluidos filtrados. Cabe decir que en muchas de las pruebas hubo pérdidas del fluido filtrado, algo esperado debido a la absorción de los fluidos por parte de la roca, y a la volatilidad de algunos de ellos.

La parte de nuestro interés son las muestras líquidas, ya que estas contienen en solución una parte del crudo pesado que estuvo contenido en la roca. Probablemente también se encuentren en solución las sustancias minerales que contienen las rocas, como sales de hierro.

De las nueve muestras, cuatro de ellas, en adición a una muestra de fluido puro, son seleccionadas para ser sometidas a un análisis espectroscópico.

3.5 Análisis FTIR

El análisis FTIR (espectroscopía de infrarrojos con transformada de Fourier) es un método de análisis de compuestos, en el que se utiliza luz infrarroja. Cuando esta luz se apunta hacia una muestra, parte de la luz se absorbe (absorbancia) y otra parte pasa de largo (o es transmitida, "transmitancia"). Las diferentes moléculas del compuesto y los enlaces entre estas vibran con diferentes frecuencias, y por tanto absorben distintas longitudes de onda de la luz infrarroja.

Estas diferentes radiaciones son convertidas en un espectro gráfico mediante la técnica de la transformada de Fourier.

Para ello se emplea un equipo especial, en el cual se coloca la muestra después de prepararla. Una luz modificada atraviesa la muestra, la cual la absorbe parcialmente, y esta es procesada por un computador, que procesará los datos y generará un espectro.

Este espectro muestra una serie de curvas y picos, los cuales en su mayoría corresponden a diferentes moléculas y enlaces, llamados grupos funcionales. En el eje de las ordenadas se encuentra la transmitancia (o absorbancia), medida entre 0 y 100%, mientras que en el eje de las abscisas se encuentra el número de onda, medido en (cm^{-1}). Este número de onda es el inverso de la longitud de onda, y suele ir hasta los 4000 cm^{-1} .

Con el objetivo de realizar este análisis, se hizo uso del equipo del espectrómetro de infrarrojo del Laboratorio de Materia Condensada, en la Escuela Politécnica Nacional. Los compuestos que serán objeto de este análisis son 25 muestras, cinco por cada solvente utilizado en la elaboración del fluido de estimulación. Las muestras están divididas como sigue:

- Compuesto puro, sin crudo
- 20% solvente - 80% roca
- 40% solvente - 60% roca

- 60% solvente - 40% roca
- 80% solvente - 20% roca

El procedimiento para preparar la muestra que será sometida al análisis FTIR procede de la siguiente forma:

- Calentar una muestra de KBr (bromuro de potasio) a 120 grados Celsius por una hora, con el fin de eliminar la humedad del compuesto.
- Colocar una cierta cantidad KBr en el centro de una pastilla y llenar el espacio central del disco por completo.
- Compactar la pastilla en una prensa adecuada para ello, a fin de eliminar el aire del KBr y generar una capa transparente en el centro.
- Poner una pequeña cantidad de la muestra líquida en el centro de la pastilla. No colocar demasiado, para no saturar la muestra.
- Sacar el disco de la pastilla y ponerlo dentro del equipo FTIR. Se debe hacer inmediatamente, para que la muestra no se volatilice o se contamine con agua u otras sustancias.
- La muestra será atravesada por un haz de luz y el equipo generará una curva característica del compuesto en la PC portátil.

Luego de la obtención de las curvas para cada uno de los compuestos, se comparan las curvas y sus picos, indicadores de los grupos funcionales, con el fin de determinar la presencia de picos nuevos y extraños, que indicarían la presencia de compuestos extraños al solvente puro, producto de la disolución de la roca.

3.6 Espectroscopía Raman

La espectroscopía Raman es una técnica que permite obtener información estructural y química de una determinada materia. Esta técnica se basa en la dispersión de la luz por un objeto o material al recibir sobre sí un haz de luz monocromática. Luego de que esta luz haya interactuado con la materia, una pequeña parte de ella habrá cambiado su longitud de onda.

Cuando los fotones (luz) se irradian contra un objeto, una cantidad de estos se dispersan. La luz dispersada por el objeto tiene, en su mayor parte, la misma longitud de onda que la luz que incide sobre el objeto. Pero una pequeña parte de esta luz se dispersa con frecuencias de onda distintas a la de la luz inicial, y contiene información

sobre la muestra sobre la que se refleja la luz. Esta dispersión se denomina dispersión Raman.

De forma similar a la técnica FTIR, el análisis Raman producirá un espectro gráfico, donde se notará la información molecular en los picos más relevantes. Sin embargo, esta información es muy diferente a la obtenida en el análisis FTIR.

La ejecución de esta técnica se hará en el Laboratorio de Nuevos Materiales, ubicado en la facultad de Ingeniería Mecánica de la Escuela Politécnica Nacional. Dicho laboratorio se encuentra a cargo del ingeniero Kléber Campaña.

Solo se enviaron dos muestras por cada solvente utilizado para la elaboración del fluido de estimulación. Las muestras a ser analizadas por cada uno de nuestros solventes son:

- Compuesto puro, sin crudo
- Mezcla de 60% de solvente y 40% de roca

Para la obtención de los espectros Raman se colocan gotas de las muestras en portamuestras de vidrio. Y además se utilizaron los siguientes equipos:

- Termohigrómetro marca ELITECH, modelo RCW-800 wifi con una apreciación de 0,1 °C y 0,1 %HR (humedad relativa).
- Espectroscopio Raman marca: Horiba Scientific, modelo: Lab Ram Evolution.

Para la obtención de una señal Raman, se utilizaron las siguientes condiciones:

- Longitud de onda del láser utilizado: 633 nm
- Rejilla de difracción utilizada: 600 gr/mm
- Potencia del láser: 50 mW
- Potencias del láser filtradas y utilizadas: 1%, 10%, 25%
- Apertura confocal: 50 μm , 100 μm
- Lente objetiva utilizada: 50X – LWD
- Rango del número de onda utilizado: 100 cm^{-1} a 4000 cm^{-1}
- Resolución espectral: 1,1 cm^{-1}
- Tiempo de adquisición: 9 s
- Acumulaciones: 16

Para la identificación de espectros y grupos funcionales se utilizó el software “KnowItAll” de la compañía Willey. Dicho software contiene una base de datos espectral de muchos compuestos.

3.7 Elaboración del fluido de estimulación

El fluido propuesto tendrá como base la fracción ligera obtenida de la destilación, y además se utilizarán los mismos solventes mutuales utilizados en las pruebas de solubilidad. La fracción ligera debe ir en la mayor cantidad, seguida del butil glicol y los otros solventes-

Los solventes y sus porcentajes se distribuyen de la siguiente manera:

Solvente	% volumen	Gravedad específica
Fracción ligera	45	0,77
Aceite vegetal	5	0,92
Metanol	10	0,793
Butil glicol	30	0,901
Alcohol isopropílico	10	0,785
Total	100 ml	

Tabla N° 2. Proporción de los solventes del fluido de estimulación.

El aceite vegetal sirve como enlace entre los solventes polares, como son los solventes mutuales, y los solventes no polares, como la fracción ligera. Mientras que los tres alcoholes usados como solventes polares funcionan como inhibidores que evitan el cambio de mojabilidad entre el fluido y la roca reservorio.

Los compuestos fueron pesados y mezclados para la elaboración de nuestro fluido de estimulación propuesto.

El fluido de estimulación debe ser utilizado de inmediato, debido a las propiedades de alta volatilidad que tienen tanto el metanol como el alcohol isopropílico.

Para la medición de la gravedad específica y el API de la fracción ligera, se empleó el densímetro del Laboratorio de Petrofísica y Fluidos de Perforación. Este es un densímetro de crudo, de la marca Anton Paar, modelo DMA 35.

3.8 Elaboración del fluido de control

El fluido de control será elaborado como una salmuera a base de agua, con KCl y amina como sales para aumentar su densidad. Se sugiere que la amina esté en proporción de 3 LPG (libras por galón) y que la salmuera tenga una densidad entre 8,9 y 9,1 lb/gal.

Para ello, la elaboración del fluido de control propuesto contiene aproximadamente:

- 500 ml de agua
- 90 gr de KCl
- 10 ml de amina

La densidad de la amina fue obtenida gracias al uso del densímetro del laboratorio de Fluidos.

Producto	Grav. Específica	Densidad (g/ml)	Volumen (ml)	Peso (g)
Agua	1	1	500	500
KCl	1,99	1,99	45,22	90
Amina	0,9	0,9	10	

Tabla N°3. Pesos y volúmenes utilizados en el fluido de control

También tendrán validez las tablas de KCl del manual de workover de Saudi Aramco, en cuyo caso no se utilizaría la amina.

3.9 Pruebas de reactividad de la amina

Las aminas son fluidos utilizados en la elaboración de lodos de perforación y otros fluidos utilizados en la perforación. Su función principal es la de estabilizar arcillas y lutitas (Galarza y Pazos, 2010).

Se pretende evitar precipitados que dañen el reservorio, y para ello es preciso analizar la compatibilidad entre la amina, que forma parte de la formulación del fluido de control, con los aditivos que hacen parte del fluido de estimulación.

Los tres solventes mutuales fueron mezclados por separado con la amina, que será utilizada como parte del fluido de control, con el fin de observar su reacción. Los componentes se mezclaron en proporciones iguales.

4 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Resultados

Se exponen los resultados de los diferentes experimentos realizados.

4.1.1 Pirólisis de plásticos

Según los cálculos del tutor del presente trabajo, unos 750 kilogramos de plástico, con un costo de 525 USD, son capaces de generar:

- 370 kg de asfalto
- 150 litros de lubricante
- 150 litros de solvente
- Gas residual

De estos, el lubricante y el solvente son los materiales más importantes. Incluso, podrían tener un valor comercial.



Figura 11. Lubricante obtenido de la pirólisis. Modificado por Núñez (2023)

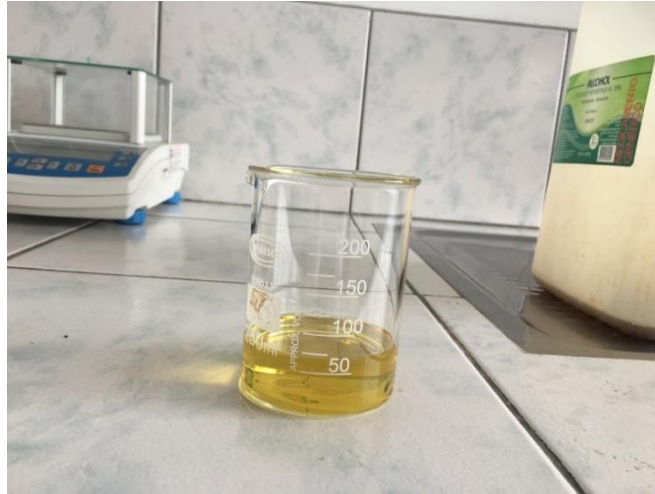


Figura 12. Fluido ligero obtenido de la pirólisis. Modificado por Núñez (2023)

4.1.2 Destilación del fluido ligero

Volumen	Temperaturas			
	Ensayo 1	Ensayo 2	Ensayo 3	Ensayo 4
0	38	39	40	45
50	101	109	109	112
100	147	156	151	151
150	184	191	183	182
200	211	210	211	212
250	-	-	-	-

Tabla N°4. Temperaturas y volúmenes obtenidas durante una de las destilaciones de la fracción ligera.

Nótese que el volumen 0 y su temperatura correspondiente, se refieren al momento en que cae la primera gota de líquido destilado.

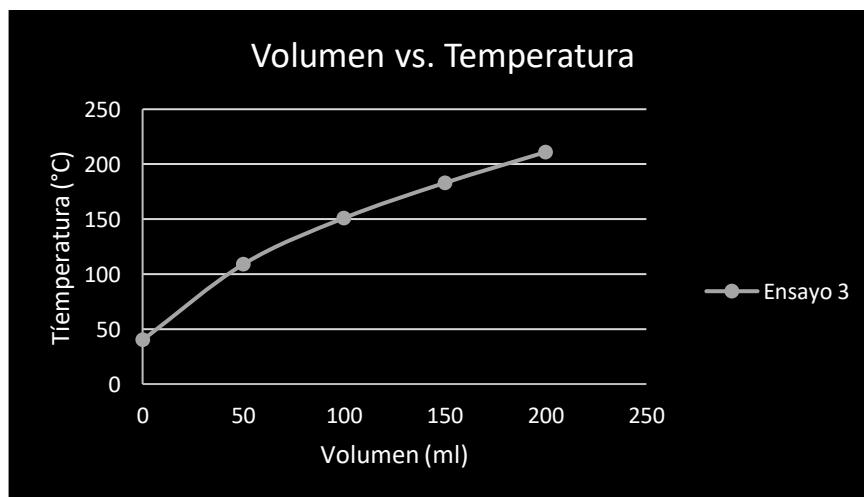


Figura 13. Curva típica de la destilación del fluido obtenido de pirólisis.

Ensayo 1		
Volumen (ml)	Temperatura (°C)	Tiempo
0	60	9:52
50	103	9:54
100	125	9:56
150	143	9:58
200	150	10:00
250	164	10:01
300	183	10:03
350	202	10:05
400	223	10:08
450	246	10:13

Tabla N° 5. Volúmenes y temperaturas obtenidas de la destilación del fluido ligero.

El fluido ligero posee una curva propia obtenida mediante la norma ASTM D86. Como la muestra destilada es de 500 ml, cada 50 ml de fluido destilado representa el 10% de destilado.

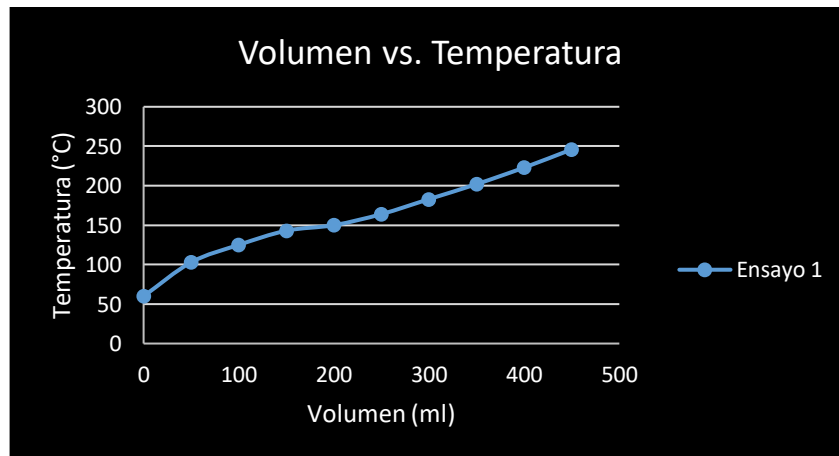


Figura 14. Curva ASTM de una muestra de 500 ml de fluido ligero.

4.1.3 Pruebas de solubilidad

Con respecto a las pruebas de solubilidad, fueron obtenidos los siguientes resultados.

El porcentaje real de la roca, a partir de los pesos medidos en la balanza, se calcula como sigue:

$$\%_{real(roca)} = \frac{m_{real(roca)}}{m_{total}} * 100$$

Por ejemplo, para la proporción 10% roca – 90% fluido, tenemos que:

$$\%_{real(roca)} = \frac{m_{real(roca)}}{m_{total}} * 100$$
$$\%_{real(10\% roca)} = \frac{15,12}{150,45} * 100 = 10,0498 \%$$

Para los pesos perdidos, el cálculo es el siguiente.

$$m_{perdido} = m_{inicial} - m_{obtenido}$$

Donde m(obtenido) representa el peso obtenido luego del filtrado, ya sea de residuo o de fluido. Por ejemplo:

$$m_{fl. perdido(10-90)} = 135,33 - 114,19 = 21,14$$

Los pesos de las filtraciones de la mezcla se pueden encontrar en los Anexos I-X.

4.1.4 Análisis FTIR

Tres compuestos puros (el aceite vegetal, el butil glicol y la fracción ligera) producen unas curvas aceptables con unos picos claramente identificables en la región entre 4000 y 1500 cm⁻¹ de longitud de onda, que es donde se encuentran los grupos funcionales.

Dos de los solventes (metanol, alcohol isopropílico) producen curvas erráticas, con una transmitancia superior al 90%, indicador claro de que la muestra no tenía la concentración suficiente. En algunos casos la transmitancia superó el 98%. La gran parte de estas curvas no poseen picos destacables, que puedan ser identificados.

Previo al análisis de las curvas, estas se corrigieron mediante el “smoothing” (eliminación de ruido) y la corrección de línea base.

En los siguientes resultados se muestran las curvas de los compuestos puros y la comparación del espectro del solvente puro con la mezcla en proporción 20% solvente – 80% roca. Las curvas correspondientes a los solventes mezclados con petróleo se pueden encontrar en los anexos. En el caso del metanol y del alcohol isopropílico, solo se incluye el espectro del solvente puro obtenido, debido a la irregularidad de las curvas correspondientes a estos compuestos.

4.1.4.1 Fracción Ligera y sus grupos funcionales

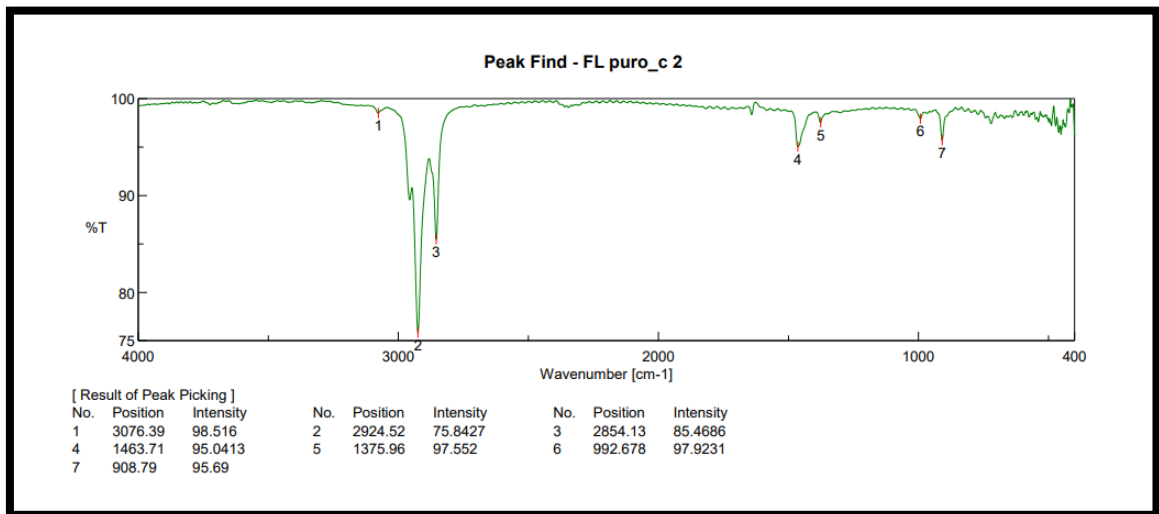


Figura 15. Espectro FTIR de la fracción ligera y los picos seleccionados.

Los picos 2 y 3, en el rango de 2800-3000 cm^{-1} , son indicadores de enlaces simples C-H, lo mismo que el pico 4, correspondiente a metilos. El resto de picos no son significativos. Lo cual nos quiere decir que este compuesto puro es un alcano.

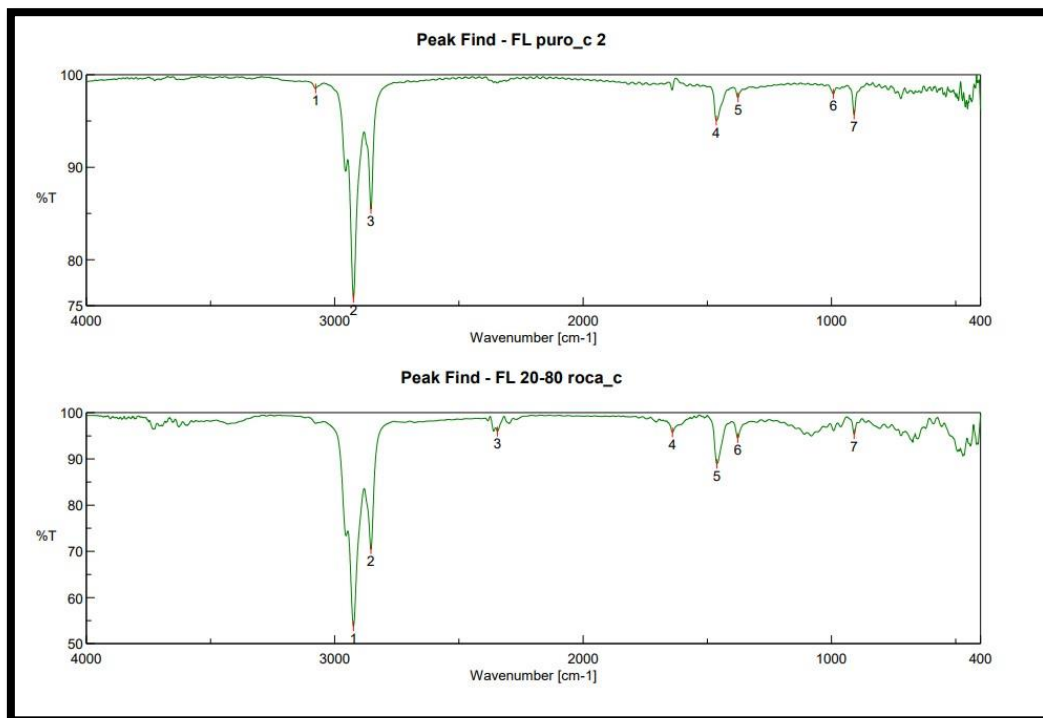


Figura 16. Comparación de espectros. Arriba, fluido ligero puro y abajo, fluido ligero con petróleo.

Las dos curvas no difieren significativamente. Solo el pico 3, en el espectro de abajo puede considerarse como un pico destacable, sin embargo, en el espectro de arriba hay una ligera curvatura en la misma longitud de onda.

4.1.4.2 Butil glicol y sus grupos funcionales

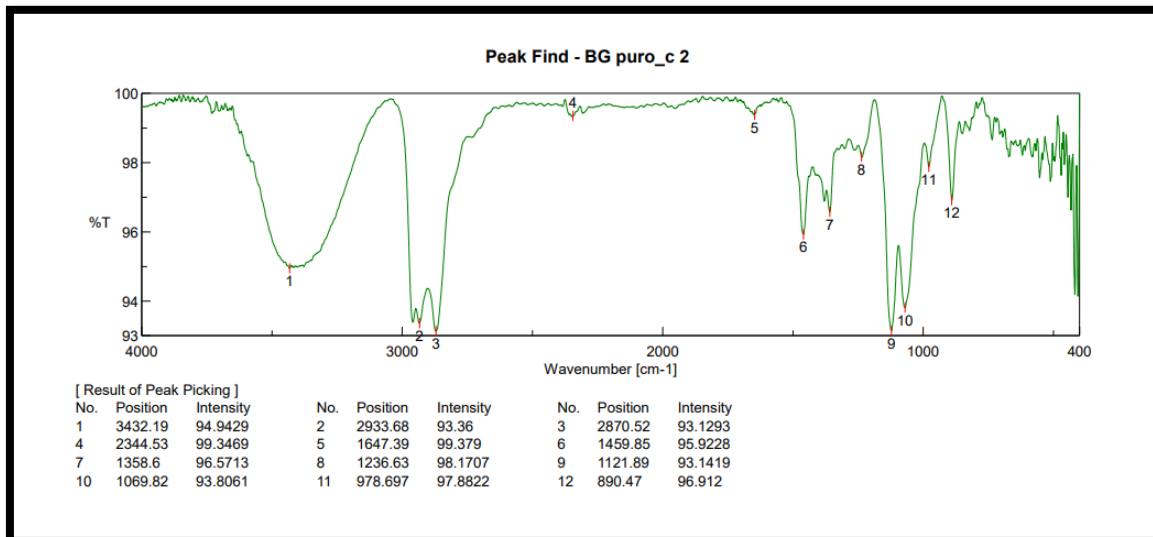


Figura 17. Espectro FTIR del butil glicol

El pico número uno es indicador de un enlace O-H, los picos 2 y 3 denotan enlaces C-H y los picos 9 y 10 corresponden a enlaces de carbono y oxígeno. Estos enlaces son típicos de los alcoholes, como efectivamente lo es.

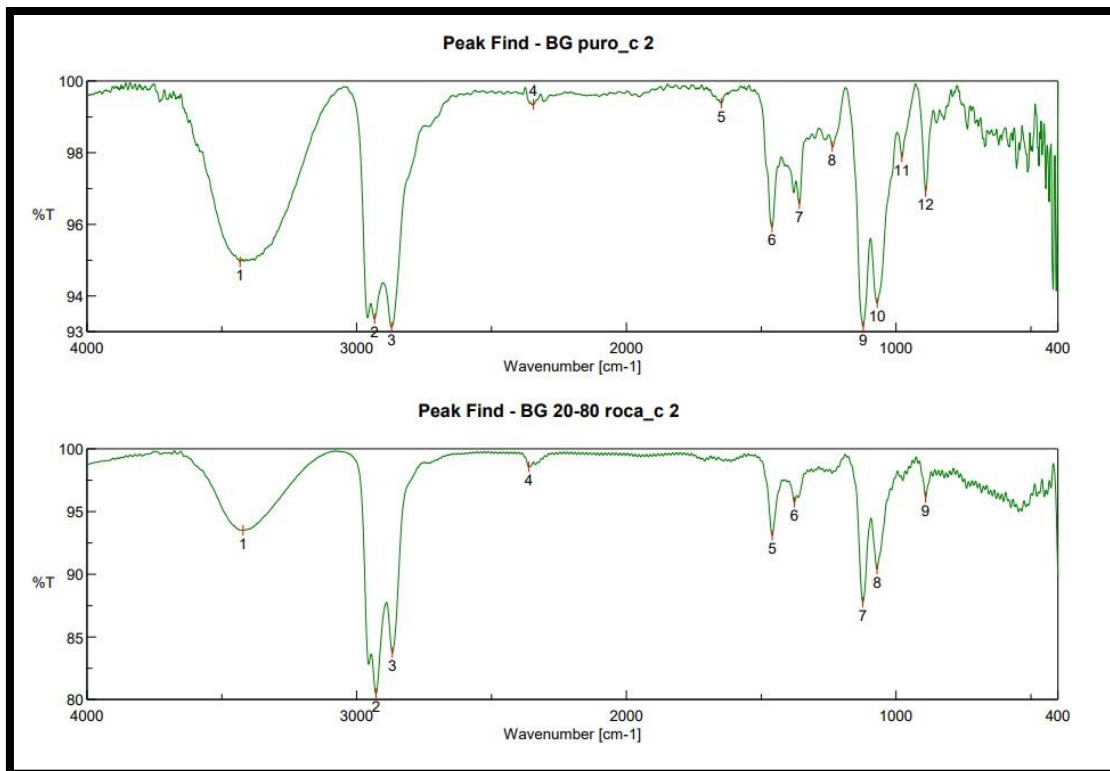


Figura 18. Comparación de espectros. Arriba, butil glicol puro y abajo, butil glicol con petróleo.

A pesar de la diferencia de transmitancia (eje vertical), los dos espectros no difieren entre sí de forma significativa

4.1.4.3 Aceite vegetal y sus grupos funcionales

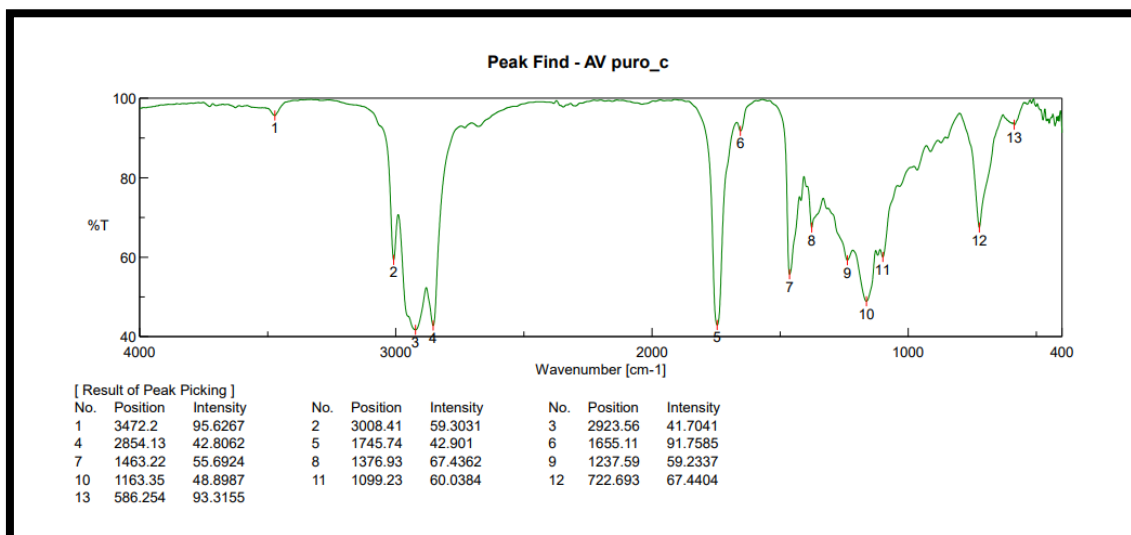


Figura 19. Espectro FTIR del aceite vegetal de soja

Además de los enlaces C-H en la región de 3000 cm⁻¹, correspondientes a los puntos 2, 3 y 4, en el punto 5 se observa un gran estiramiento de un enlace doble C=O en el área de 1750 cm⁻¹. Además, los picos en la región de huella digital (menor a 1500 cm⁻¹) existen picos representativos de enlaces entre carbonos e hidrógenos.

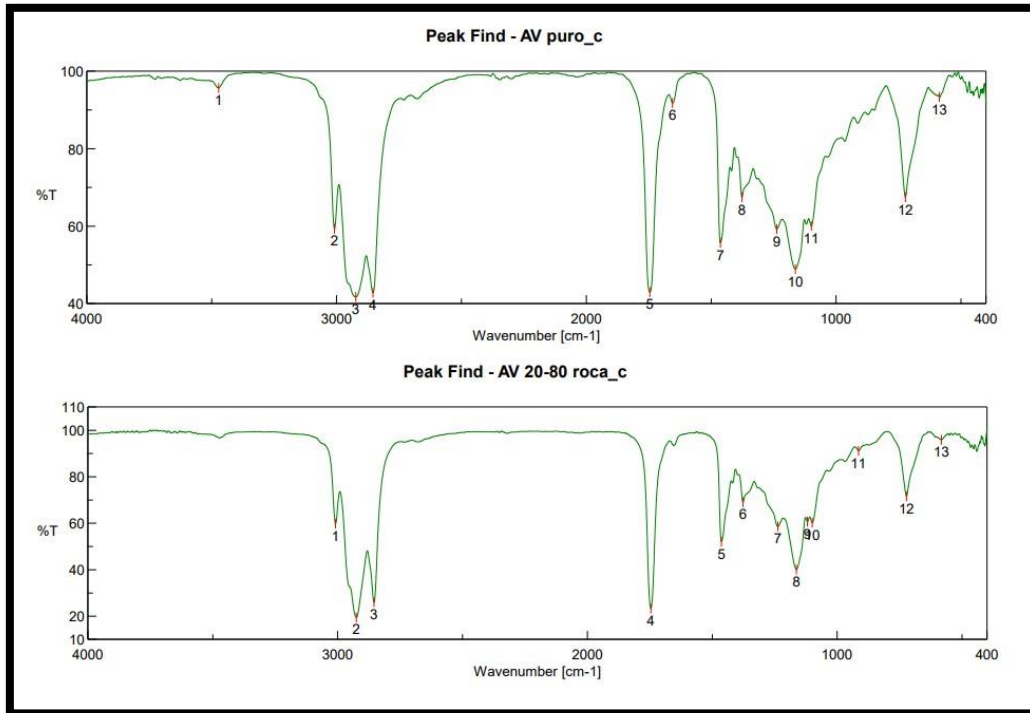


Figura 20. Comparación de espectros. Arriba, aceite vegetal puro y abajo, aceite vegetal con petróleo.

Los dos espectros no poseen diferencias considerables, sus picos son prácticamente los mismos.

4.1.4.4 Metanol y sus grupos funcionales.

El análisis FTIR no produce una curva confiable del metanol puro para su identificación, incluso después de repetir el ensayo tres veces.

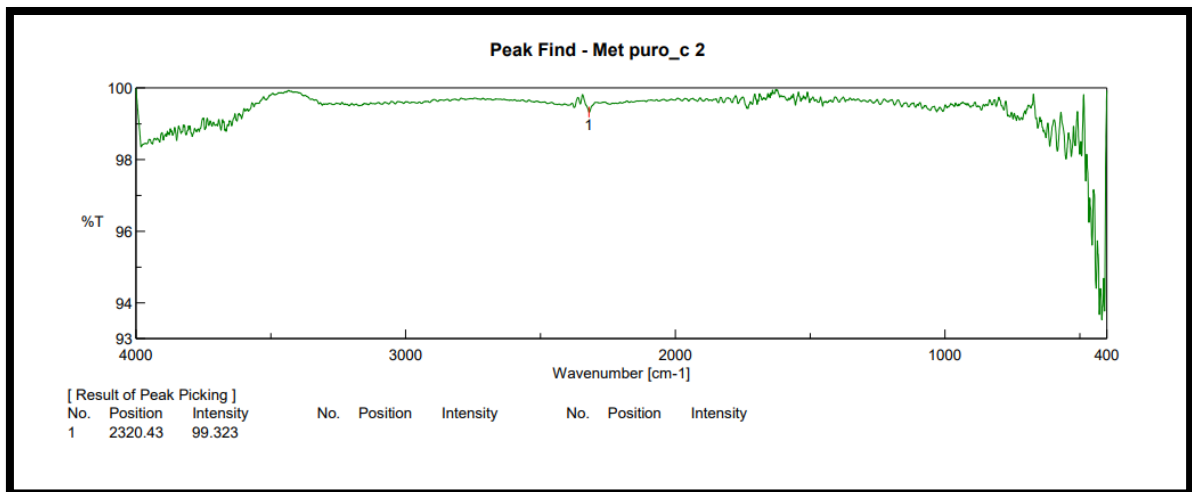


Figura 21. Curva FTIR del metanol

4.1.4.5 Alcohol isopropílico y sus grupos funcionales

De la misma forma que el metanol, el alcohol isopropílico no generó una curva confiable para su identificación, a pesar de repetir la prueba.

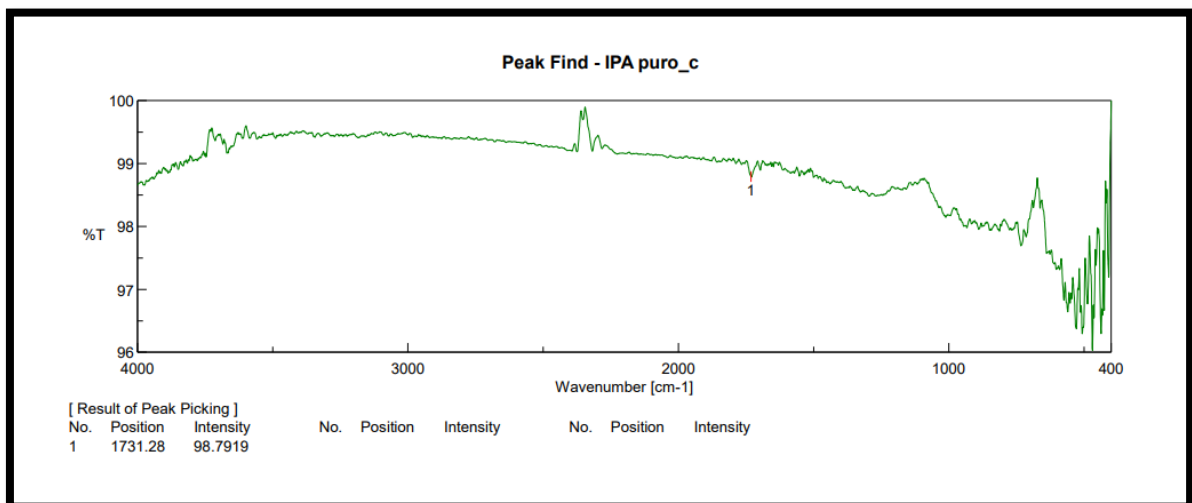


Figura 22. Curva FTIR del alcohol isopropílico.

La identificación de picos de los tres líquidos con curvas definidas puede resumirse en la siguiente tabla.

Compuesto	Concentraciones	Longitud de onda de los enlaces C-H			Enlaces C-O		Enlaces O-H	Enlaces C=O
		1	2	3	1	2		
Fracción ligera (solvente)	Puro	2924,52	2854,13					
	80% - 20 roca	2923,56	2853,65					
	60% - 40 roca	2924,04	2854,13					
	40% - 60 roca	2924,52	2854,13					
	20% - 80 roca	2924,52	2854,13					
Butil glicol	Puro	2933,68	2870,52		1121,89	1069,82	3432,19	
	80% - 20 roca	2933,2	2869,56		1123,33	1069,82	3423,03	
	60% - 40 roca	2933,2	2870,04		1123,33	1071,26	3421,58	
	40% - 60 roca	2930,31	2869,08		1122,37	1071,26	3427,85	
	20% - 80 roca	2928,38	2867,63		1123,33	1070,78	3421,1	
Aceite vegetal	Puro	3008,41	2923,56	2854,13				1745,74
	80% - 20 roca	3007,93	2925	2854,13				1746,23
	60% - 40 roca	3008,41	2924,52	2854,13				1745,74
	40% - 60 roca	3008,41	2925	2854,13				1746,23
	20% - 80 roca	3008,41	2925	2854,13				1745,74

Tabla N°6. Longitudes de onda de los diferentes picos de las curvas FTIR

4.1.5 Análisis Raman

Se muestra una comparación entre los dos espectros de ambos fluidos, el solvente puro y el compuesto con petróleo.

4.1.5.1 Espectro Raman de las muestras de fluido ligero (FL)

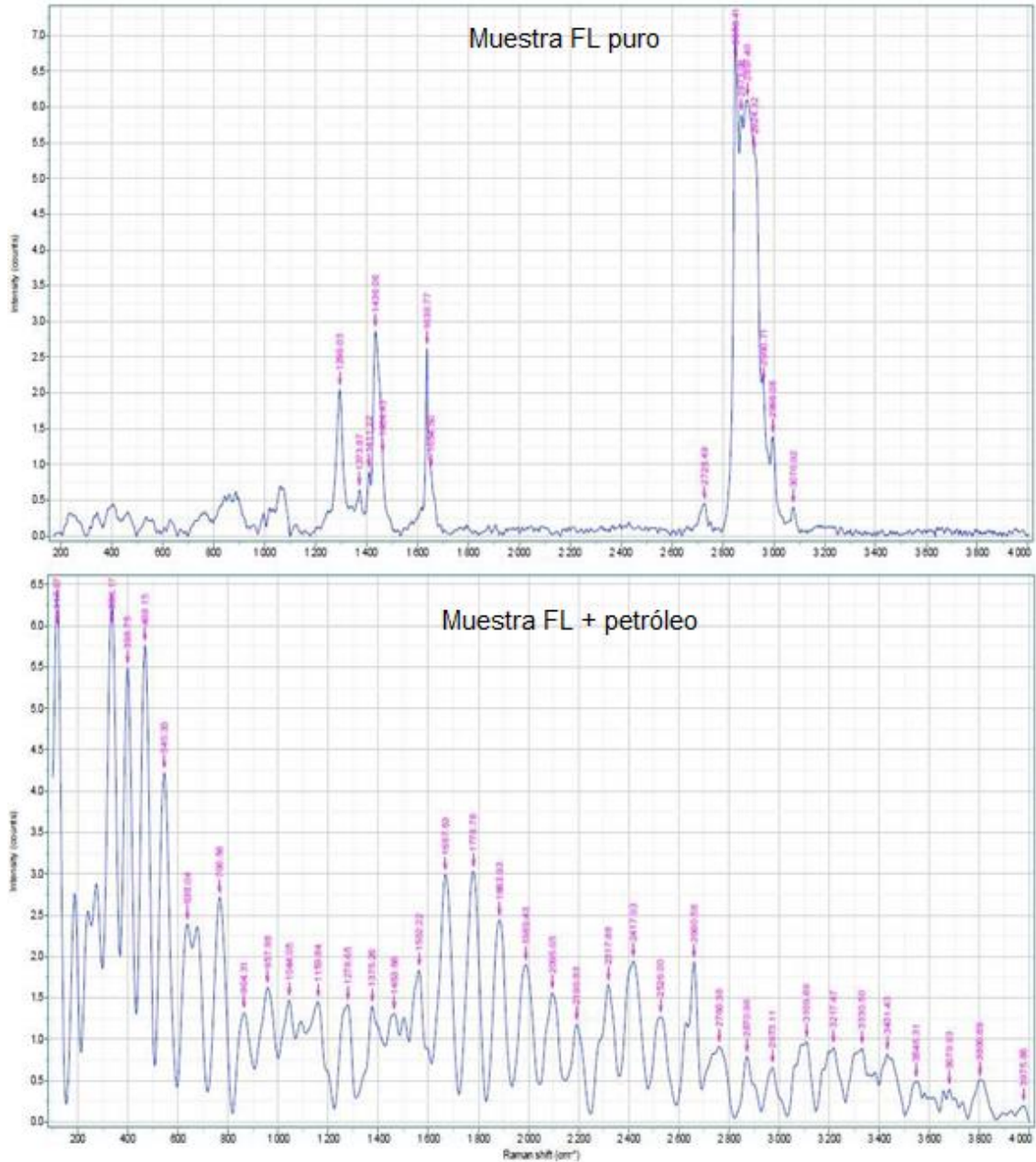


Figura 23. Comparación entre los espectros Raman del fluido ligero. Arriba, el espectro Raman del fluido ligero puro, sin roca. Abajo, el espectro Raman del fluido ligero con petróleo de la roca.

Fluido ligero puro					Fluido ligero con petróleo				
Rango (cm ⁻¹)	Banda (cm ⁻¹)	Clasificación	Grupo Funcional	Enlace	Rango (cm ⁻¹)	Banda (cm ⁻¹)	Clasificación	Grupo Funcional	Enlace
3000-3150	3076,92	alcanos	RCH=CH ₂	CH ₂	2500-3300	2526	ácidos carboxílicos	C-C-COOH	OH
2930-3070	2996,08	alcanos	RCH=CH ₂	CH ₂		2660,58			
2950-2975	2960,71	alcanos	R-CH ₃	CH ₃		2760,38			
2915-2940	2924,32	alcanos	R-CH ₂ -R	CH ₂		2870,96			
2865-2885	2873,08	alcanos	R-CH ₃	CH ₃	2865-2885	2870,96	alcanos	R-CH ₃	CH ₃
2840-2870	2850,41	alcanos	R-CH ₂ -R	CH ₂	1650-1690	1667,63	aldehídos	C=CC=C-CHO	C=O
1638-1650	1638,77	alcanos	RCH=CH ₂	C=C					
1440-1480	1464,43	alcanos	R-CH ₂ -R	CH ₂	1440-1480	1463,66	alcanos	R-CH ₂ -R	CH ₂
1400-1470	1411,22	alcanos	R-CH ₃	CH ₃	1370-1390	1375,26	alcanos	R-CH ₃	CH ₃
1370-1390	1373,87	alcanos	R-CH ₃	CH ₃	990-1090	1044,05	compuestos con azufre	R-SOOH	S=O
1288-1300	1296,03	alcanos	RCH=CH ₂	CH					
					910-1040	957,98	compuestos con fósforo	-P-OH	P-O
					520-565	545,35	aldehídos	C=CC=C-CHO	C-C=O

Tabla N° 7. Bandas de los grupos funcionales de las muestras de fluido ligero puro y fluido ligero con petróleo. En color anaranjado, las bandas coincidentes de los espectros de ambos líquidos.

4.1.5.2 Espectro Raman de las muestras de aceite vegetal

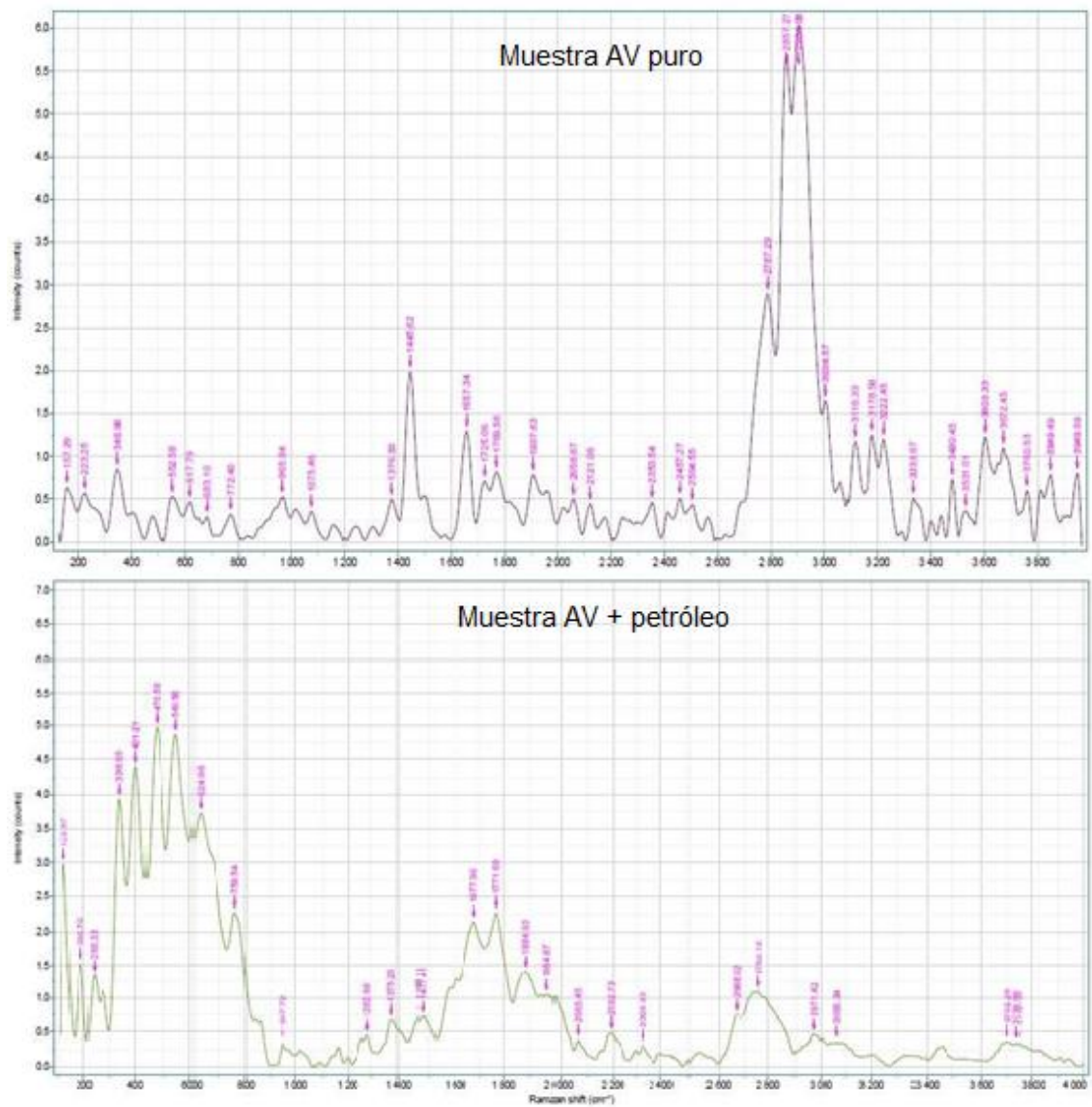


Figura 24. Comparación entre los espectros Raman del aceite vegetal. Arriba, el espectro Raman del aceite puro, sin roca. Abajo, el espectro Raman del aceite con petróleo de la roca.

Aceite vegetal puro					Aceite vegetal con petróleo				
Rango (cm ⁻¹)	Banda (cm ⁻¹)	Clasificación	Grupo Funcional	Enlace	Rango (cm ⁻¹)	Banda (cm ⁻¹)	Clasificación	Grupo Funcional	Enlace
2975-3005	3004,57	alcanos	R- CH ₃	CH ₃	2500-3300	2668,62	ácidos carboxílicos	C-C-COOH	OH
2865-2885	2857,27	alcanos	R- CH ₃	CH ₃		2762,12			
2720-2790	2787,29	aldehídos	C-CHO	CH	2720-2790	2762,12	aldehídos	C-CHO	CH
1650-1670	1657,34	ácido carboxílico	RCOOH	C=O	1690-1715	1677,9	ácidos carboxílicos	C=C-COOH	C=O
1725-1740	1725,06	aldehídos	C-CHO	C=O	1370-1390	1375,26	alcanos	R-CH ₃	CH ₃
1440-1480	1445,62	alcanos	R-CH ₂ -R	CH ₂	910-1040	947,72	compuestos con fósforo	-P-OH	P-O
1325-1440	1376,33	alcanos	R-CH ₃	CH ₃					
1090-1120	1075,46	aldehídos	C-CHO	CC	520-565	546,56	aldehídos	C-CHO	C-C=O

Tabla N°8. Bandas de los grupos funcionales de las muestras aceite vegetal puro y aceite vegetal con petróleo. En colores amarillo y anaranjado, las bandas coincidentes de los espectros de ambos líquidos.

4.1.5.3 Espectro Raman de las muestras de Butil glicol (BG)

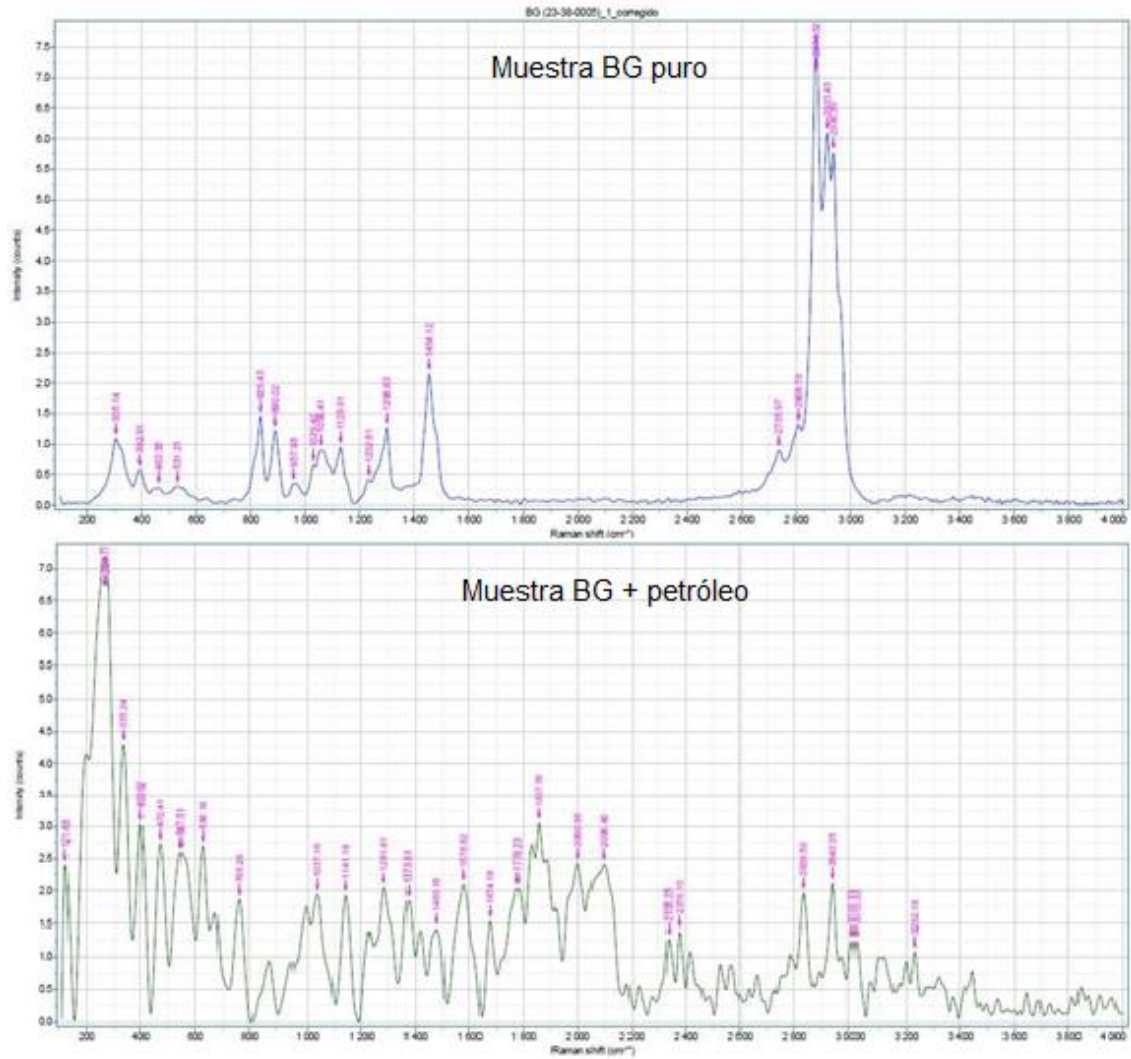


Figura 25. Comparación entre los espectros Raman del butil glicol. Arriba, el espectro Raman del butil glicol puro, sin roca. Abajo, el espectro Raman del butil glicol con petróleo de la roca.

Butil glicol puro					Butil glicol con petróleo				
Rango (cm ⁻¹)	Banda (cm ⁻¹)	Clasificación	Grupo Funcional	Enlace	Rango (cm ⁻¹)	Banda (cm ⁻¹)	Clasificación	Grupo Funcional	Enlace
2930-2940	2936,3	isopropil alcohol	CH ₃ -2CH-OH	CH	2875-2888	2875,95	alcano	R-CH ₃	CH ₃
2915-2920	2913,43	isopropil alcohol	CH ₃ -2CH-OH	CH					
2875-2888	2873,52	alcano	R-CH ₃	CH ₃	2720-2790	2731,82	aldehídos	C-CHO	CH
800-900	835,43	alcohol	C- CH ₂ -OH	C-C-O	1690-1715	1673,16	ácido carboxílico	C=C-COOH	C=O
1440-1480	1479,19	alcano	R- CH ₂ -R	CH ₂					
1440-1480	1454,12	alcano	R- CH ₂ -R	CH ₂	1440-1480	1478,06	alcano	R- CH ₂ -R	CH ₂
1060-1150	1129,91	éter	CH ₂ -O- CH ₂	C-O-C	990-1090	1031,52	compuestos con azufre	R-SOOH	S=O
820-890	890,02	éter	CH ₂ -O- CH ₂	C-O-C					
400-500	462,35	éter	CH ₂ -O- CH ₂	C-O-C					

Tabla N°9. Bandas de los grupos funcionales de las muestras de butil glicol puro y butil glicol con petróleo. En colores amarillo y anaranjado, las bandas coincidentes de los espectros de ambos líquidos.

4.1.5.4 Espectro Raman de las muestras de metanol

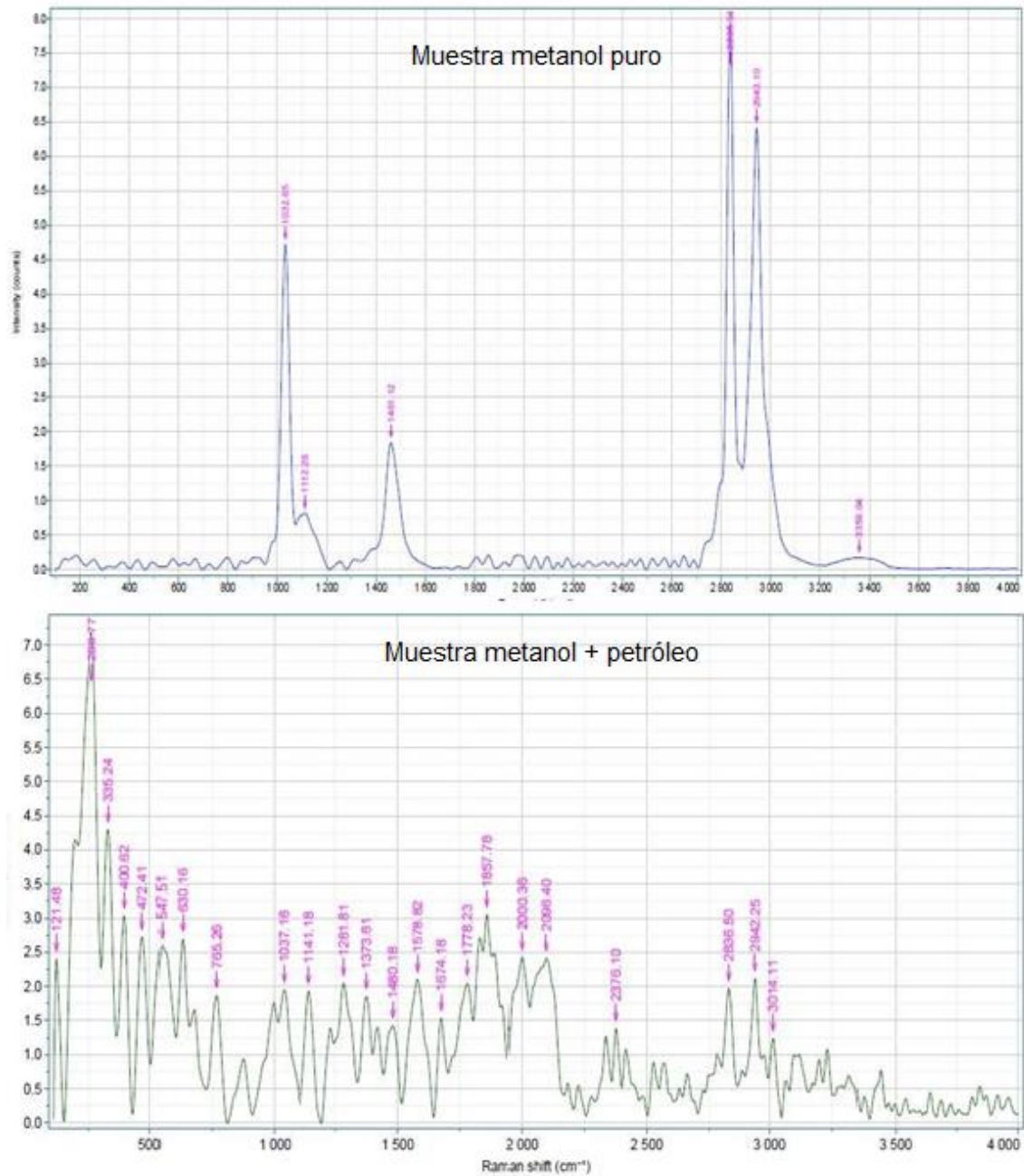


Figura 26. Comparación entre los espectros Raman del metanol. Arriba, el espectro Raman del metanol puro, sin roca. Abajo, el espectro Raman del metanol con petróleo de la roca.

Metanol puro					Metanol con petróleo				
Rango (cm ⁻¹)	Banda (cm ⁻¹)	Clasificación	Grupo Funcional	Enlace	Rango (cm ⁻¹)	Banda (cm ⁻¹)	Clasificación	Grupo Funcional	Enlace
3344-3352	3359,04	Metanol	CH ₃ -OH	OH					
2942-2950	2943,1	Metanol	CH ₃ -OH	CH ₃	2942-2950	2942,25	Metanol	CH ₃ -OH	CH ₃
2828-2836	2835,64	Metanol	CH ₃ -OH	CH ₃	2828-2836	2836,5	Metanol	CH ₃ -OH	CH ₃
					1650-1690	1674,18	Aldehídos	C=CC=C-CHO	C=O
1445-1453	1461,12	Metanol	CH ₃ -OH	CH ₃	1445-1453	1461,12	Metanol	CH ₃ -OH	CH ₃
					1370-1390	1373,61	Alcanos	R- CH ₃	CH ₃
1090-1120	1112,26	Aldehídos	C-CHO	CC	1090-1120	1112,26	Aldehídos	C-CHO	CC
1030-1040	1032,65	Metanol	CH ₃ -OH	C-O	1030-1040	1037,16	Metanol	CH ₃ -OH	C-O
					990-1090	1037,16	Compuestos con azufre	R-SOOH	S=O
					520-565	547,51	Aldehídos	C=CC=C-CHO	C-C=O

Tabla N°10. Bandas de los grupos funcionales de las muestras de metanol puro y metanol con petróleo. En color anaranjado, las bandas coincidentes de los espectros de ambos líquidos.

4.1.5.5 Espectro Raman de las muestras de alcohol isopropílico (IPA)

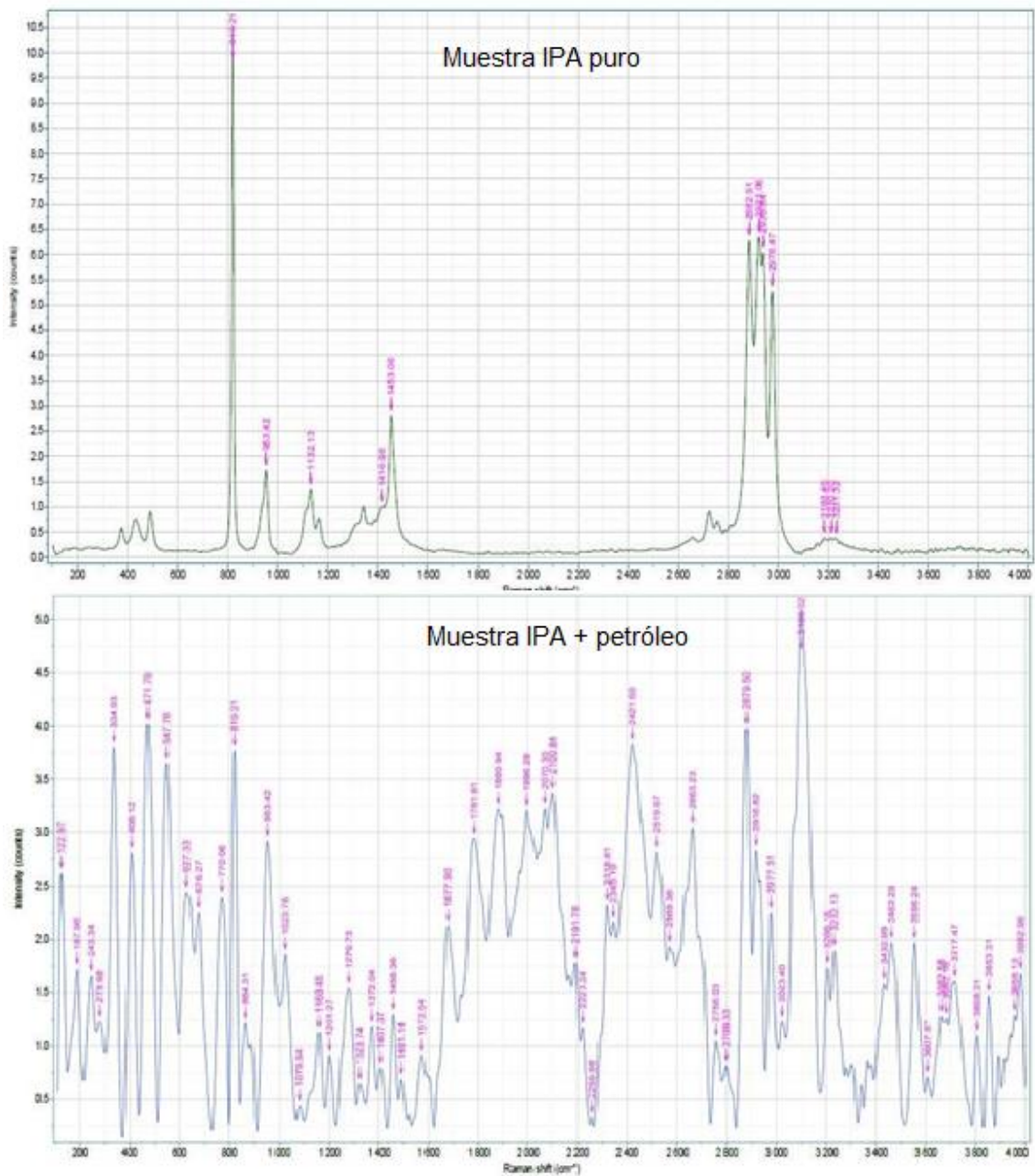


Figura 27. Comparación entre los espectros Raman del alcohol isopropílico (IPA). Arriba, el espectro Raman del IPA puro, sin roca. Abajo, el espectro Raman del IPA con petróleo de la roca.

Alcohol isopropílico puro					Alcohol isopropílico con petróleo				
Rango (cm ⁻¹)	Banda (cm ⁻¹)	Clasificación	Grupo Funcional	Enlace	Rango (cm ⁻¹)	Banda (cm ⁻¹)	Clasificación	Grupo Funcional	Enlace
3210-3410	3186,43	alcoholes	C(C)CH-OH	OH	3210-3410	3206,16 3232,13	alcoholes	C(C)CH-OH	OH
	3210,2 3231,32								
2968-2976	2976,47	isopropil alcohol	H ₃ C-HCOH-CH ₃	CH ₃	2968-2976	2977,31	isopropil alcohol	H ₃ C-HCOH-CH ₃	CH ₃
2930-2940	2938,84	isopropil alcohol	H ₃ C-HCOH-CH ₃	CH	2930-2940	2938,84	isopropil alcohol	H ₃ C-HCOH-CH ₃	CH
2915-2920	2921,06	isopropil alcohol	H ₃ C-HCOH-CH ₃	CH	2915-2920	2916,82	isopropil alcohol	H ₃ C-HCOH-CH ₃	CH
2880-2888	2882,91	isopropil alcohol	H ₃ C-HCOH-CH ₃	CH ₃	2880-2888	2879,5	isopropil alcohol	H ₃ C-HCOH-CH ₃	CH ₃
					1650-1690	1677,9	aldehídos	C=CC=C-CHO	C=O
1464-1472	1453,06	isopropil alcohol	H ₃ C-HCOH-CH ₃	CH ₃	1464-1472	1453,06	isopropil alcohol	H ₃ C-HCOH-CH ₃	CH ₃
1220-1440	1416,98	Alcoholes	C-CH ₂ -OH	C-O-H	1220-1440	1416,98	alcoholes	C-CH ₂ -OH	C-O-H
1126-1134	1132,13	isopropil alcohol	H ₃ C-HCOH-CH ₃	CH ₃	1126-1134	1132,13	isopropil alcohol	H ₃ C-HCOH-CH ₃	CH ₃
					1370-1390	1372,04	alcanos	R-CH ₃	CH ₃
800-900	819,21	alcoholes	C(C)CH-OH	C-C-C-O	800-900	819,21	alcoholes	C(C)CH-OH	C-C-C-O
					520-565	547,76	aldehídos	C=CC=C-CHO	C-C=O

Tabla N°11. Bandas de los grupos funcionales de las muestras de alcohol isopropílico (IPA) puro e IPA con petróleo. En color anaranjado, las bandas coincidentes de los espectros de ambos líquidos.

4.1.6 Fluido de estimulación

Para la fabricación de nuestro fluido de estimulación se calculan los pesos y sus porcentajes en peso.

Si tenemos que nuestras proporciones en volumen para el fluido de estimulación, y también se disponen de sus gravedades específicas, que son:

- 45% de fracción ligera (0,77 γ)
- 30% de butil glicol (0,901 γ)
- 10% de metanol (0,793 γ)
- 10% de alcohol isopropílico (0,785 γ)
- 5% de aceite vegetal (0,92 γ)

La gravedad específica de la fracción ligera fue obtenida utilizando el densímetro del laboratorio de fluidos de perforación de la EPN.

Para calcular la cantidad en peso por cada 100 ml de fluido de estimulación se procede de la siguiente forma:

$$m_{solvente} = \%_{vol} * \frac{100 \text{ ml}}{100} * \gamma_{solvente} * \rho_{agua}$$

Donde γ representa la gravedad específica. Por ejemplo, para calcular el peso de la fracción ligera en 100 ml de fluido de estimulación:

$$m_{FL} = 45 * \frac{100 \text{ ml}}{100} * 0,77 * 1 \left(\frac{g}{ml} \right) = 34,65 \text{ g}$$

Para el cálculo de los porcentajes en peso, se procede de la siguiente manera:

$$\%_{peso} = \frac{m_{solvente}}{m_{total}} * 100$$

Donde m(total) es la suma de todos los pesos de los solventes en 100 ml de fluido total. Por ejemplo, para la fracción ligera tenemos:

$$\%_{peso(FL)} = \frac{34,65}{82,1} * 100 = 42,2\%$$

Así, tenemos esta tabla de volúmenes y pesos:

Solvente	% volumen	Gravedad específica	Peso por 100 ml	% peso (100 g)
Fracción ligera	45	0,77	34,65	42,22
Aceite vegetal	5	0,92	4,6	5,61
Metanol	10	0,793	7,93	9,66
Butil glicol	30	0,901	27,03	32,94
Alcohol isopropílico	10	0,785	7,85	9,57
Total	100 ml		82,06 g	100 g

Tabla N°12. Pesos utilizados para el fluido de estimulación.

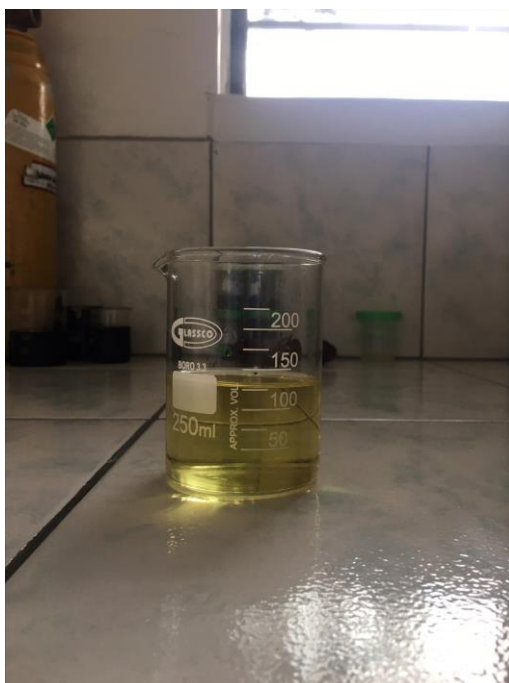


Figura 28. Fluido de estimulación (100 ml). Modificado por Núñez (2023).

4.1.7 Reactividad de la amina

Estos fueron los resultados:

Solvente	Reacción con la amina
Metanol	No
Butil Glicol	No
Alcohol isopropílico	Sí

Tabla N°13. Reacción de los solventes mutuales con la amina

El metanol y el butil glicol no reaccionan de ninguna manera con la amina, mientras que el alcohol isopropílico provoca la precipitación de la amina en el fondo. Algo a tener en cuenta en la interacción de los dos fluidos propuestos.

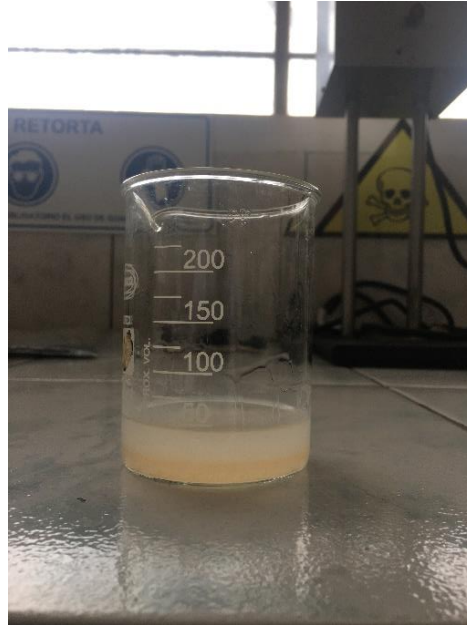


Figura 29. Alcohol isopropílico y amina precipitada, sin mezclarse entre sí. Modificado por Núñez (2023).

4.1.8 Fluido de control

Para el cálculo de nuestra densidad final, el cálculo es el siguiente:

$$\rho_m = \frac{\rho_1 V_1 + \rho_2 V_2 + \rho_3 V_3}{V_m}$$

$$\rho_m = \frac{1 * 500 + 1,99 * 45,22 + 0,9 * 10}{500 + 45,22 + 10} = 1,0788 \frac{g}{ml}$$

Donde:

V1: volumen del agua

V2: volumen del KCl

V3: volumen de la amina

Transformando las unidades de densidad a lb/gal (libras por galón), tenemos:

$$1,0788 \frac{g}{ml} * 8,33 \frac{\frac{lb}{gal}}{\frac{g}{ml}} = 8,986 \frac{lb}{gal}$$

El peso calculado de la salmuera es de 8,986 lb/gal, peso que está en el rango propuesto. Sin embargo, a la hora de medir la gravedad específica con el densímetro, encontramos que su densidad es ligeramente mayor. La gravedad específica obtenida con el densímetro es de 1,0943.

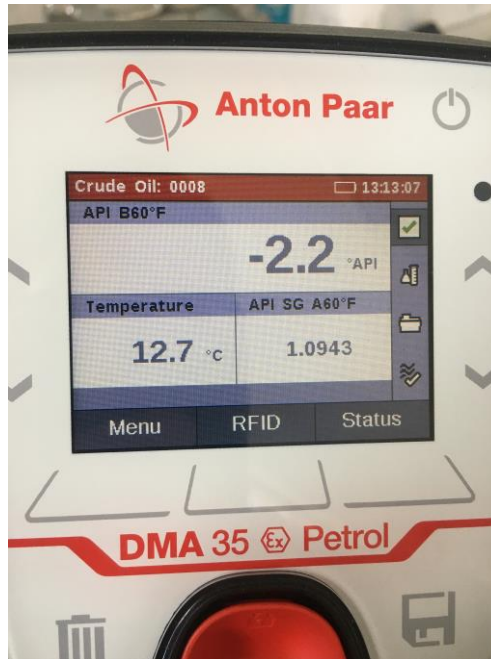


Figura 30. Gravedad específica obtenida de la primera salmuera elaborada. Modificado por Núñez (2023).

Transformando la gravedad específica a densidad tenemos:

$$1,0943 * 8,33 \frac{g}{ml} = 9,1155 \frac{g}{ml}$$

Dicho valor excede ligeramente el valor máximo del peso de la salmuera propuesto, que es de 9,1 lpg. Por lo que se procede a utilizar las tablas de KCl para salmueras.

Para las densidades de 8,9 y 9,1 se tienen los siguientes datos:

Densidad (lb/gal)	Densidad (lb/ft ³)	Densidad en la tabla	Para elaborar 1 bbl (42 gal)	
			Agua (bbl)	100%KCl (lb)
8,9	68,06	68,1	0,95	40,7
9,1	66,57	66,6	0,933	55,2

Tabla N°14. Cantidad necesaria para elaborar un barril de salmuera con densidades de 8,9 y 9,1 lpg. Fuente: Manual de workover de Saudi Aramco (1999), capítulo 3.

Para preparar una salmuera de 8,9 lpg se requieren 0,95 barriles de agua y 40,7 libras de KCl. Si queremos preparar una salmuera equivalente con 400 ml de agua, los cálculos son los siguientes:

$$0,95 \text{ bbl} * \frac{119240,47 \text{ ml}}{1 \text{ bbl}} = 113278,44 \text{ ml}$$

$$40,7 \text{ lb} = \frac{453,5923 \text{ g}}{1 \text{ lb}} = 18461,21 \text{ g}$$

La cantidad en gramos de KCl para 400 ml de agua es:

$$18461,21 \text{ g} * \frac{400 \text{ ml}}{113278,44 \text{ ml}} = 65,18 \text{ g}$$

Con 400 ml de agua y 65,18 g de KCl se arma la salmuera.

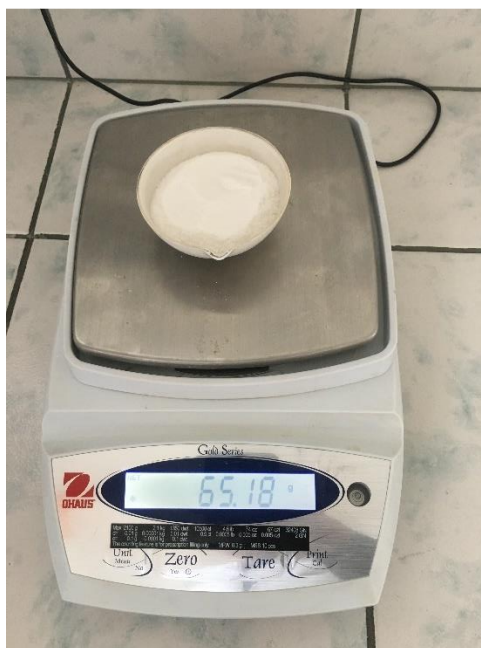


Figura 31. Cloruro de potasio utilizado para la nueva salmuera. Modificado por Núñez (2023).

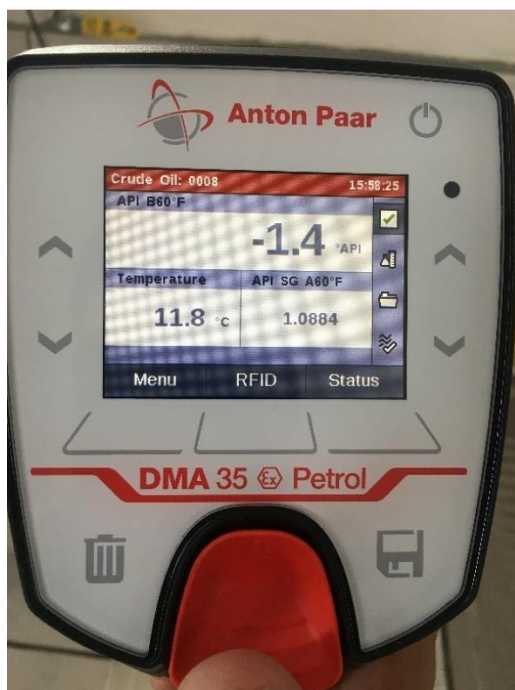


Figura 32. Densímetro con la gravedad específica de la nueva salmuera. Modificado por Núñez (2023).

La gravedad específica obtenida es de 1,0884. Transformando a densidad se obtiene:

$$1,0884 * 8,33 \frac{lb}{gal} = 9,066 \frac{lb}{gal}$$

Es decir, la densidad sigue siendo mayor de lo inicialmente esperado, a pesar de mantenerse en el rango entre 8,9 y 9,1 lpg.

Los fluidos de estimulación y de control se envían en la siguiente proporción: 90% de fluido de control y 10% de fluido de estimulación, siendo este último quien debe ingresar primero a la formación. No obstante, se ha de tener en cuenta que el fluido base del primero (agua fresca) no es miscible con el fluido base del segundo (fracción ligera destilada).



Figura 33. Fluidos de control (izquierda) y de estimulación (derecha), listos para ser mezclados. Modificado por Núñez (2023).

Su no miscibilidad se puede observar en la siguiente imagen

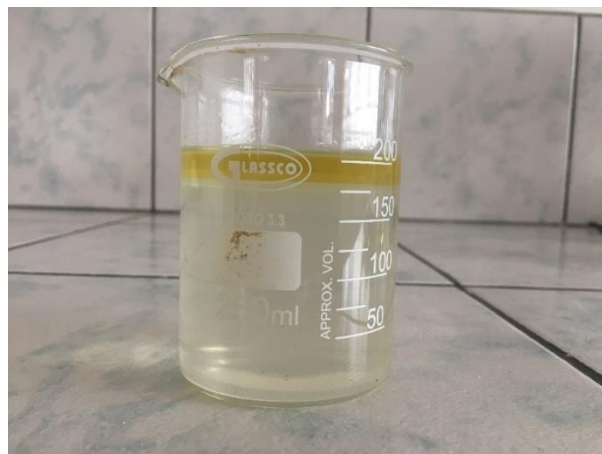


Figura 34. Mezcla de los fluidos de estimulación y de control. Modificado por Núñez (2023).

4.2 Conclusiones

El estudio de nuestro fluido de estimulación y de sus respectivos componentes deja varias conclusiones.

- La roca bituminosa recuperada del afloramiento tiene unas propiedades particulares al ser expuesta a cada solvente mutal. Mientras que sabemos que la fracción ligera disuelve a la roca y al crudo pesado, el aceite vegetal no la disuelve, sino que es absorbido por la propia roca, que no lo absorbe del todo. Al filtrar, el aceite filtrado se vuelve negro, señal de que el crudo pesado es soluble en el aceite.

- El butil glicol es un fluido significativamente denso y poco volátil. También causa que el crudo pesado de la roca se disuelva en él, por lo que es un buen solvente para el interés del proyecto. Pero se ha de tener en cuenta que éste no provoca que la roca se desmorone significativamente, y el crudo que se desprende de la roca no permanece en solución, sino que se asienta en el fondo. Para que el crudo vuelva a suspenderse en este alcohol, la mezcla debe ser agitada.
- El metanol y el alcohol isopropílico tienen propiedades similares, debido a su alta volatilidad. Estos no son absorbidos de forma significativa por la roca, y al contrario que el butil glicol, no disuelven una gran cantidad de crudo de la roca. Pero este crudo se asentará en el fondo de todas formas.
- Como diferentes compuestos (y mezclas de compuestos) producen diferentes espectros de FTIR, esperaríamos diferentes espectros si comparamos las mezclas con los productos puros. Sin embargo, este no es el caso. Una probable causa es la no solubilidad o precipitación de los compuestos; los asfaltenos y resinas provenientes de la roca bituminosa pueden haber precipitado en las mezclas con los solventes, por lo que no pueden ser representados de forma adecuada en las muestras y en el espectro. Como notamos anteriormente, el crudo se precipita en los solventes mutuales.
- El metanol y el alcohol isopropílico, además de los problemas de precipitación, también poseen otro inconveniente; su alta volatilidad. Cuando estos compuestos no están en un envase cerrado, se volatilizan muy rápidamente, incluso disminuyendo su peso de forma significativa cuando se lo deja en reposo en un vaso, por ejemplo, durante varias horas. Por esta razón, la técnica utilizada para la toma de muestras no es adecuada, es decir: no se puede obtener una muestra confiable ni un espectro fidedigno.
- El fluido de estimulación y el fluido de control no son miscibles entre sí, debido a que sus principales fases no son miscibles entre sí (fase oleosa y fase acuosa), por lo que se deben encontrar otras soluciones para el envío de ambos fluidos hacia la formación.

4.2.1 Análisis Raman

- Todos los compuestos con petróleo poseen aldehídos en sus grupos funcionales, los cuales no se hallan en los solventes puros.
- Con excepción de la muestra de alcohol isopropílico, se tienen compuestos de azufre o compuestos de fósforo en los grupos funcionales. Ello puede deberse a la presencia de estos compuestos en la roca o en el mismo petróleo, luego de disolverse en el solvente.

- La muestra FLP muestra tres bandas coincidentes con respecto a la muestra FL. Estas bandas mostradas en la tabla 3, están relacionadas con grupos funcionales alcanos. Sin embargo, estas bandas podrían no atribuirse a la acción del disolvente FL, ya que al repetirse en otros compuestos que tienen otros disolventes diferentes, podría tratarse de bandas características de la piedra de petróleo y no como aporte del disolvente.
- La muestra AVP muestra cinco bandas coincidentes con respecto a la muestra AV. Sin embargo, ninguna de ellas es característica del aceite vegetal por lo que no están identificadas. Se puede concluir que en el compuesto AVP se tiene la menor influencia del disolvente.
- La muestra BGP muestra dos bandas coincidentes con respecto a la muestra BG. Estas bandas están relacionadas con grupos funcionales alcanos. Las bandas en $1478,06\text{ cm}^{-1}$ y $2875,95\text{ cm}^{-1}$ en el compuesto corresponden a los grupos funcionales R-CH₂-R y R-CH₃ respectivamente.
- La muestra Metanol-P muestra tres bandas coincidentes con respecto a la muestra Metanol. Estas bandas mostradas en la tabla 15 están relacionadas con grupos funcionales CH₃-OH por lo que si se evidencia el aporte del disolvente en la mezcla con petróleo. La muestra IPA-P muestra ocho bandas coincidentes con respecto a la muestra IPA. Estas bandas mostradas en la tabla 16 están relacionadas con alcoholes y se evidencia el mayor aporte del disolvente en el compuesto con respecto a los demás disolventes.
- Se concluye que el disolvente IPA tiene un poder de concentración mayor dentro de las muestras de compuestos, si se lo compara con el resto de disolventes.

4.3 Recomendaciones

1. Debido a sus grandes propiedades de disolución del crudo pesado, la fracción ligera debe ir en la mayor proporción, seguido del butil glicol. Sin embargo, el uso de solventes muy volátiles hace que el uso de estos fluidos preparados deba ser inmediato, ya que en caso contrario el volumen de este disminuirá y las proporciones de metanol y alcohol isopropílico se verán alteradas.
2. A la hora de realizar el filtrado de las mezclas de fluido y roca, es preferible usar trozos grandes de roca compacta, no trozos pequeños o desmenuzados. Así se tendrá una réplica más adecuada de la reacción de los fluidos con la roca sólida de la formación.

3. Los fluidos de estimulación y de control no deben ser enviados uno delante del otro inmediatamente, sino que, debido a la inmiscibilidad de los fluidos base, sus componentes deben ser separados. Es recomendado enviar primero los fluidos base aceite del fluido de estimulación, es decir, la fracción ligera y el aceite vegetal. Luego de ello se introducirían los agentes demulsificantes, que son nuestros tres solventes mutuales. Finalmente ingresará el fluido de control compuesto por la salmuera y la amina, para controlar el pozo.

5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

4 de agosto de 2014. Espectrometría infrarroja por Transformadas de Fourier. Noria. Recuperado de: <https://noria.mx/lublearn/espectrometria-infrarroja-por-transformadas-de-fourier/>

Andrango, C. & Castro, D. (2009). Estudio de recuperación de crudos pesados en el campo Pungarayacu mediante inyección de agua utilizando tecnología actual. Tesis de grado. Escuela Politécnica Nacional.

Antares Instrumentación, S. L. ¿Qué es la espectroscopía? Recuperado de: <https://www.antaresinstrumentacion.com/que-es-espectroscopia-instrumentacion-tecnicas/>

Araujo, A. (2014). Petroamazonas finiquitará el contrato de la petrolera Ivanhoe en bloque 20. Diario EL COMERCIO. Recuperado de: <https://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/petroamazonas-finiquitara-contrato-ivanhoe-bloque20.html>

Baby P., Rivadeneira M. y Barragán R. (2014). La cuenca Oriente: geología y petróleo. Tercera edición. IFEA: Instituto Francés de Estudios Andinos.

Bruker. Guía de espectroscopía Raman. Recuperado de: <https://www.bruker.com/es/products-and-solutions/infrared-and-raman/raman-spectrometers/what-is-raman-spectroscopy.html>

Bustamante, W. (2016). Análisis de la respuesta acústica de crudos pesados del campo Pungarayacu utilizando física de rocas. Tesis de grado. Universidad Central del Ecuador.

Calle De la Torre, S. P. (2014). Caracterización comparativa TBP y cromatográfica del crudo pesado extraído de las arenas de Pungarayacu. Tesis de grado.

Castillo, B. (2020). 6 tipos de métodos de investigación. Recuperado de: <https://guiauniversitaria.mx/6-tipos-de-metodos-de-investigacion/>

Chemical Book. 2-Butoxyethanol (111-76-2) IR2. Recuperado de: https://www.chemicalbook.com/SpectrumEN_111-76-2_IR2.htm

Chemical Book. Isopropyl alcohol. Recuperado de: https://www.chemicalbook.com/ChemicalProductProperty_EN_CB8854102.htm

Chemical Book. Methanol. Recuperado de: https://www.chemicalbook.com/ChemicalProductProperty_EN_CB7854099.htm

Chemical Book. Soybean oil. Recuperado de:
https://www.chemicalbook.com/ProductChemicalPropertiesCB2703220_EN.htm

Cortés Llerena, C. F. (2017). Técnicas para mejorar el transporte de crudos pesados por oleoductos. Tesis de grado. Escuela Politécnica Nacional.

El Universo (28 de enero de 2015). Canadiense Ivanhoe y Ecuador dan por terminado acuerdo para explotar crudo. Recuperado de:
<https://www.eluniverso.com/noticias/2015/01/28/nota/4492751/canadiense-ivanhoe-ecuador-dan-terminado-acuerdo-explotar-crudo/>

Escobar, M. T. (2013). La nueva frontera petrolera. Revista Gestión N°235, págs. 28-31.

Espinosa, A. C. (2017). Análisis de los fluidos de control en operaciones de completación y reacondicionamiento para minimizar el daño de formación en reservorios del campo Cuyabeno-Sansahuari. Tesis de grado. Escuela Politécnica Nacional.

Galarza, L y Pazos, L. (2010). Estudio de efectividad del sistema de fluidos base amina-glicol-PHPA en la inhibición de los componentes arcillosos de las formaciones Orteguzza, Tiyuyacu, Tena y Lutita Napo en un campo del Oriente ecuatoriano. Tesis de grado. Escuela Politécnica Nacional.

Lojano, F. (2020). Obtención de combustibles a partir de tereftalato de polietileno (PET) a escala de laboratorio mediante procesos de pirólisis y gasificación (págs. 27-30). Tesis de grado. Universidad Politécnica Salesiana, sede Cuenca.

Lluch Urpí, J. (2011). Tecnología y margen de refino del petróleo. Ediciones Díaz de Santos.

Inda Herrera, L. A. (2010). Estimulación de pozos petroleros mejoradores de la conductividad en arenas. Tesis de grado. Instituto Politécnico Nacional, México.

Instituto Europeo de Química, Física y Biología (2021). ¿Qué es la espectroscopía?: Tipos y técnicas principales. Recuperado de: <https://ieqfb.com/que-es-la-espectroscopia-tipos-y-tecnicas/>

Males C. y Miranda G. (2017). Modelo de simulación matemática para la producción del campo Pungarayacu-Bloque 20. Tesis de grado. Universidad Central del Ecuador.

Michelena, J. C. & Regalado, E. (2017). Screening de métodos de recuperación mejorada de petróleo con potencial de aplicarse en el campo Pungarayacu-Bloque 20. Tesis de grado. Universidad Central del Ecuador.

Mills, R. (23 de octubre de 2018). Fundamentos del análisis FTIR. Fossanalytics. Recuperado de: <https://www.fossanalytics.com/es-es/news-articles/technologies/a-short-intro-to-ftir-analysis>

Mondragón Cortez, P. (2020). Capítulo 6. Análisis de los espectros de infrarrojo. Centro de Investigación y Asistencia en Tecnología y Diseño del Estado de Jalisco. Recuperado de: <https://ciatej.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1023/743/1/Cap%206%20Análisis%20de%20los%20espectros%20de%20infrarrojo.pdf>

Morocho, H. D. (2015). Análisis del fluido de control para operaciones de completación y reacondicionamiento de pozos, con el fin de evitar o reducir el daño de formación en el campo Paka Sur del bloque 15. Tesis de grado. Universidad Técnica Equinoccial.

Oil & Gas Eng. Services. Potassium Chloride (KCl). Recuperado de: <http://www.oes.com.sa/pdf-files/potassiumchloride.pdf>

Parchem. 2-Butoxyethanol. Recuperado de. <https://www.parchem.com/chemical-supplier-distributor/2-Butoxyethanol-3229>

Pérez Pueyo, R. (2005). Procesado y Optimización de Espectros Raman mediante Técnicas de Lógica Difusa: Aplicación a la identificación de Materiales Pictóricos.. Tesis doctoral. Universidad Politècnica de Catalunya

Saudi Aramco (1999). Workover Manual. Drilling & Workover Engineering Department

Speight, J. G. (2014). The Chemistry and Technology of Petroleum (Quinta edición). Taylor and Francis Group.

Tissot, B. P. & Welte, D. H. (1984). Petroleum Formation and Occurrence (Segunda edición). Springer-Verlag.

Ordóñez, M. y López, R. (2007). "Diseño de un fluido que prevenga daño de formación en pozos del oriente ecuatoriano". Escuela Politécnica Nacional.

Ortiz Crespo, G. (2013). Ivanhoe alcanzó el Precretácico. Revista Gestión n° 233, pág. 17.

Recursos Educativos de Química Orgánica (QUIORED). (2002). Tablas de espectroscopía. Universidad de Granada. Recuperado de: https://www.ugr.es/~quiorred/lab/tablas_espec/ir.htm

Sánchez Ramos M., Peña J. L. y Espada J. (2006). Caracterización de crudos mediante CG-MS. Trabajo de fin de carrera. Universidad Rey Juan Carlos, Madrid, España.

Tarifa, E. et al, (2008). Determinación de la curva de destilación flash para cortes de petróleo utilizando simuladores comerciales. Revista Ingeniería e Investigación, Vol. 28, N° 1. Bogotá, Colombia.

Universidad Nacional Experimental "Francisco de Miranda". PRÁCTICA 1. CARACTERIZACIÓN DE UNA FRACCIÓN PETROLÍFERA. Recuperado de: <https://reaccionesunefm.files.wordpress.com/2009/05/p1caracterizacion2.pdf>

Villavicencio, F. (2014). Ivanhoe: el fracaso del "mejor contrato de la historia". Revista Plan V. Recuperado de: <https://www.planv.com.ec/investigacion/investigacion/ivanhoe-el-fracaso-del-mejor-contrato-la-historia>

6 ANEXOS

6.1 ANEXO I: Resultados de la filtración de la roca y la fracción ligera.

% roca	% fl.	Peso inicial roca (g)	Peso inicial fluido (g)	Peso inicial fluido + rocas (g)	% real de roca	Peso residuo sólido (g)	Peso fluido obtenido (g)
10	90	15,12	135,33	150,45	10,050	14,38	114,19
20	80	30,16	120,22	150,38	20,056	28,25	100,58
30	70	60,03	140,26	200,29	29,971	54,37	125,5
40	60	100,32	150,4	250,72	40,013	99,52	120,1
50	50	100,22	100,3	200,52	49,980	96,23	77,04
60	40	120,07	80,29	200,36	59,927	111,88	72,56
70	30	105,25	45,26	150,51	69,929	84,8	22,15
80	20	140,2	35,26	175,46	79,904	139,25	19,71
90	10	162,25	18,27	180,52	89,879	161,17	1,48

6.2 ANEXO II. Pesos perdidos del fluido ligero

% roca	% fluido	P. perdido fl.	P. perdido roca	Peso perdido total
10	90	21,14	0,74	21,88
20	80	19,64	1,91	21,55
30	70	14,76	5,66	20,42
40	60	30,3	0,8	31,1
50	50	23,26	3,99	27,25
60	40	7,73	8,19	15,92
70	30	23,11	20,45	43,56
80	20	15,55	0,95	16,5
90	10	16,79	1,08	17,87

6.3 ANEXO III. Resultados de la filtración de la roca y el aceite vegetal

% roca	% aceite	Peso inicial roca (g)	Peso inicial aceite (g)	Peso aceite + rocas (g)	% real de roca	Peso residuo sólido (g)	Peso aceite obtenido (g)
10	90	15,19	135,27	150,46	10,0957065	15,48	128,73
20	80	30,21	120,28	150,49	20,07442355	29,13	114,68
30	70	60,13	140,25	200,38	30,00798483	60,72	127,87
40	60	100,11	150,27	250,38	39,9832255	100,94	140,4
50	50	100,32	100,56	200,88	49,94026284	99,5	86,11
60	40	120,22	80,55	200,77	59,87946406	122,74	65,84
70	30	105,11	45,65	150,76	69,7200849	105,34	33,46
80	20	140,06	35,27	175,33	79,88364798	140,93	25,93
90	10	162,09	18,35	180,44	89,83041454	164,09	No retorna fluido

6.4 ANEXO IV. Pérdidas del aceite vegetal.

% roca	% aceite	Peso perdido total	P. perdido aceite	P. perdido roca
10	90	6,25	6,54	-0,29
20	80	6,68	5,6	1,08
30	70	11,79	12,38	-0,59
40	60	9,04	9,87	-0,83
50	50	15,27	14,45	0,82
60	40	12,19	14,71	-2,52
70	30	11,96	12,19	-0,23
80	20	8,47	9,34	-0,87
90	10	16,35	18,35	-2

6.5 ANEXO V. Resultados de la filtración de la roca y el metanol

% roca	% met.	Peso real roca (g)	Peso real met. (g)	Peso met. + rocas (g)	% real roca	Peso residuo sólido (g)	Peso met. restante (g)
10	90	15,14	135,7	150,84	10	15,46	122,04
20	80	30,46	120,36	150,82	20,2	30,7	105,47
30	70	60,23	140,65	200,88	30	60,8	120,32
40	60	100,11	150,46	250,57	40	100,94	126,45
50	50	100,15	100,3	200,45	50	101,3	81,45
60	40	120,21	80,34	200,55	59,9	121,74	65,57
70	30	105,12	45,33	150,45	69,9	107,35	29,14
80	20	140,04	35,48	175,52	79,8	142,94	20,39
90	10	162,19	18,56	180,75	89,7	164,76	3,05

6.6 ANEXO VI. Pérdidas del metanol

% roca	% met.	Peso perdido total	P. perdido met.	P. perdido roca
10	90	13,34	13,66	-0,32
20	80	14,65	14,89	-0,24
30	70	19,76	20,33	-0,57
40	60	23,18	24,01	-0,83
50	50	17,7	18,85	-1,15
60	40	13,24	14,77	-1,53
70	30	13,96	16,19	-2,23
80	20	12,19	15,09	-2,9
90	10	12,94	15,51	-2,57

6.7 ANEXO VII. Resultados de la filtración de la roca y el butil glicol

% roca	% BG	Peso real roca (g)	Peso real BG (g)	Peso BG + rocas (g)	% real roca	Peso residuo sólido (g)	Peso BG restante (g)
10	90	15,2	135,48	150,68	10,0876	14,96	132,25
20	80	30,19	120,36	150,55	20,0531	30,09	117,25
30	70	60,15	140,33	200,48	30,003	60,68	134,19
40	60	100,25	150,39	250,64	39,9976	100,05	143,92
50	50	100,26	100,47	200,73	49,9477	100,86	93,96
60	40	120,3	80,1	200,4	60,0299	122,75	72,81
70	30	105,27	45,55	150,82	69,7984	106,84	34,36
80	20	140,32	35,3	175,62	79,8998	142,59	23,05
90	10	162,22	18,34	180,56	89,8427	164,15	9,85

6.8 ANEXO VIII. Pérdidas del butil glicol

% roca	% BG	Peso perdido total	P. perdido BG	P. perdido roca
10	90	3,47	3,23	0,24
20	80	3,21	3,11	0,1
30	70	5,61	6,14	-0,53
40	60	6,67	6,47	0,2
50	50	5,91	6,51	-0,6
60	40	4,84	7,29	-2,45
70	30	9,62	11,19	-1,57
80	20	9,98	12,25	-2,27
90	10	6,56	8,49	-1,93

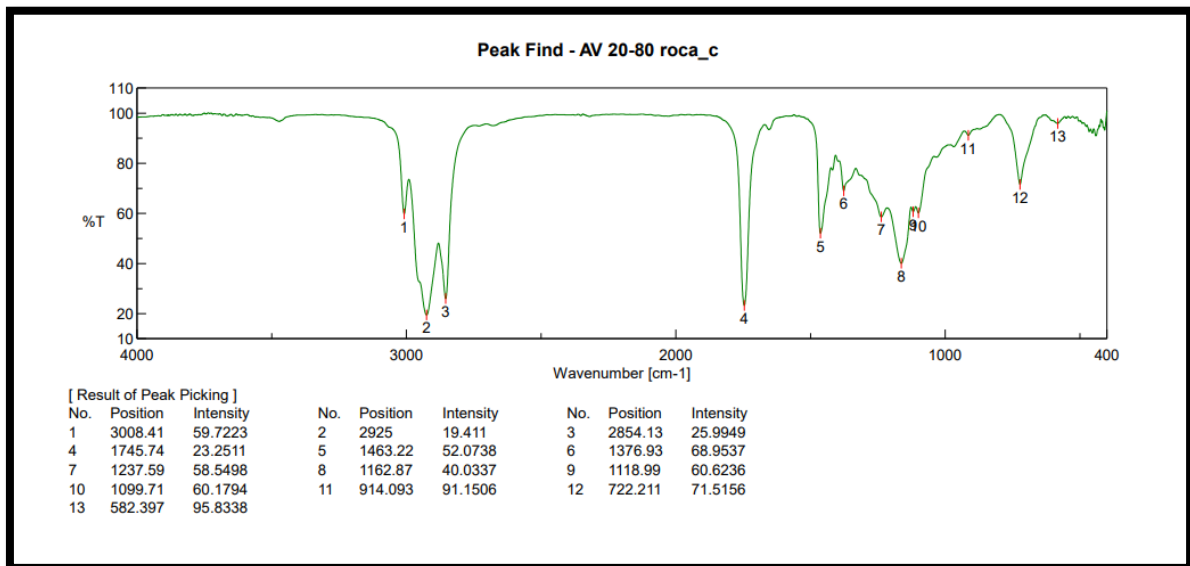
6.9 ANEXO IX. Resultados de la filtración de la roca y el alcohol isopropílico

% roca	% ipa.	Peso real roca (g)	Peso real ipa. (g)	Peso ipa. + rocas (g)	% real roca	Peso residuo sólido (g)	Peso ipa. restante (g)
10	90	15,13	135,72	150,85	10	15,29	125,27
20	80	30,23	120,78	151,01	20	30,71	110,32
30	70	60,13	140,67	200,8	29,9	60,73	127,04
40	60	100,21	150,62	250,83	40	101,33	134,99
50	50	100,3	100,55	200,85	49,9	100,8	90,48
60	40	120,2	80,14	200,34	60	121,25	71,91
70	30	105,32	45,18	150,5	70	107,43	32,84
80	20	140,28	35,14	175,42	80	143,93	22,82
90	10	162,32	18,14	180,46	89,9	167,52	4,86

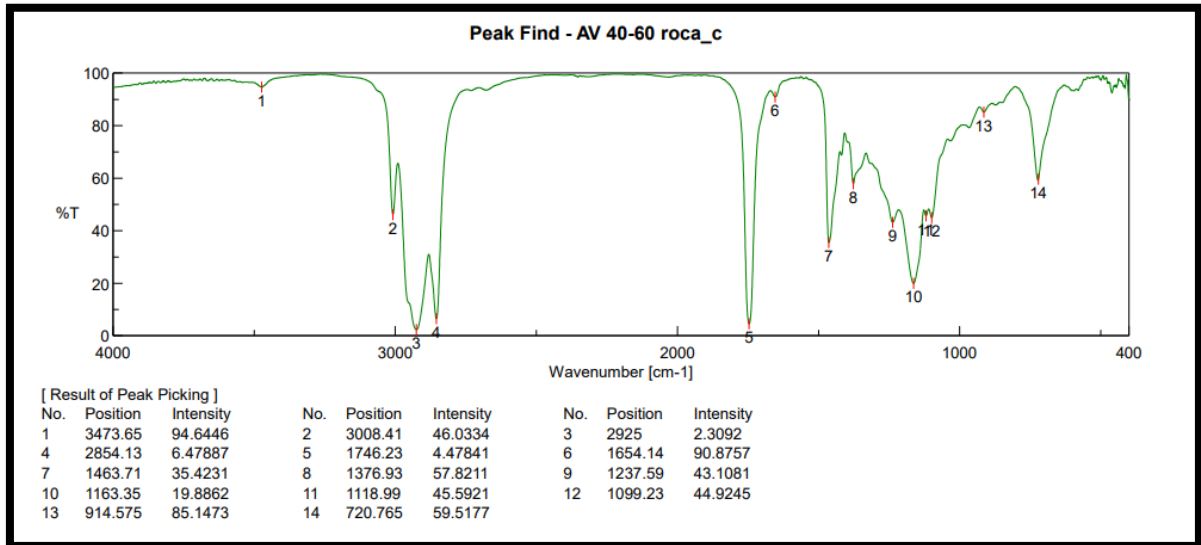
6.10 ANEXO X. Pérdidas del alcohol isopropílico

% roca	% ipa	Peso perdido total	P. perdido ipa.	P. perdido roca
10	90	10,29	10,45	-0,16
20	80	9,98	10,46	-0,48
30	70	13,03	13,63	-0,6
40	60	14,51	15,63	-1,12
50	50	9,57	10,07	-0,5
60	40	7,18	8,23	-1,05
70	30	10,23	12,34	-2,11
80	20	8,67	12,32	-3,65
90	10	8,08	13,28	-5,2

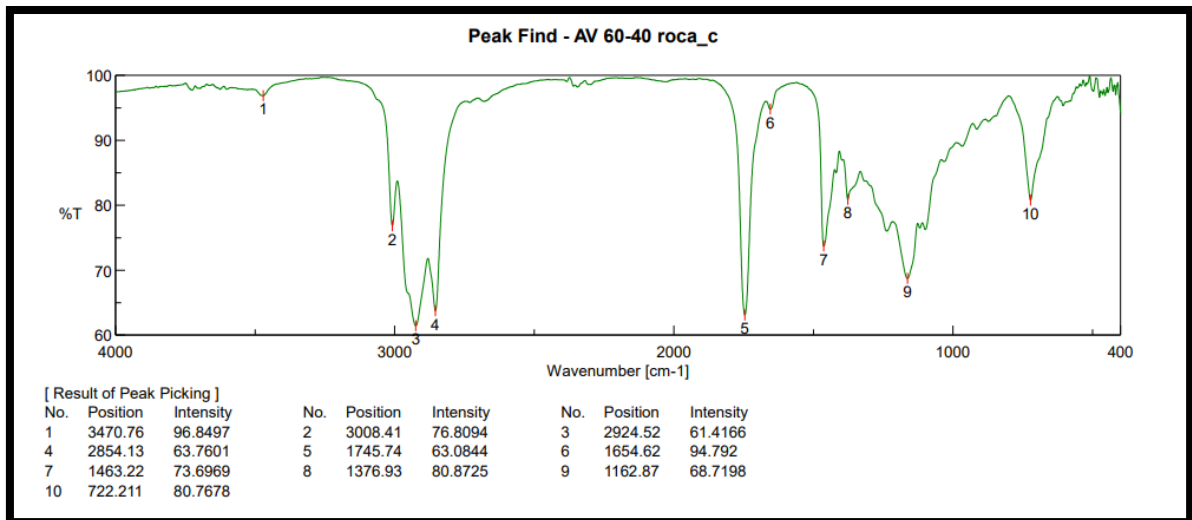
6.11 ANEXO XI. Curva FTIR de la mezcla de aceite vegetal y roca, en proporción 20-80.



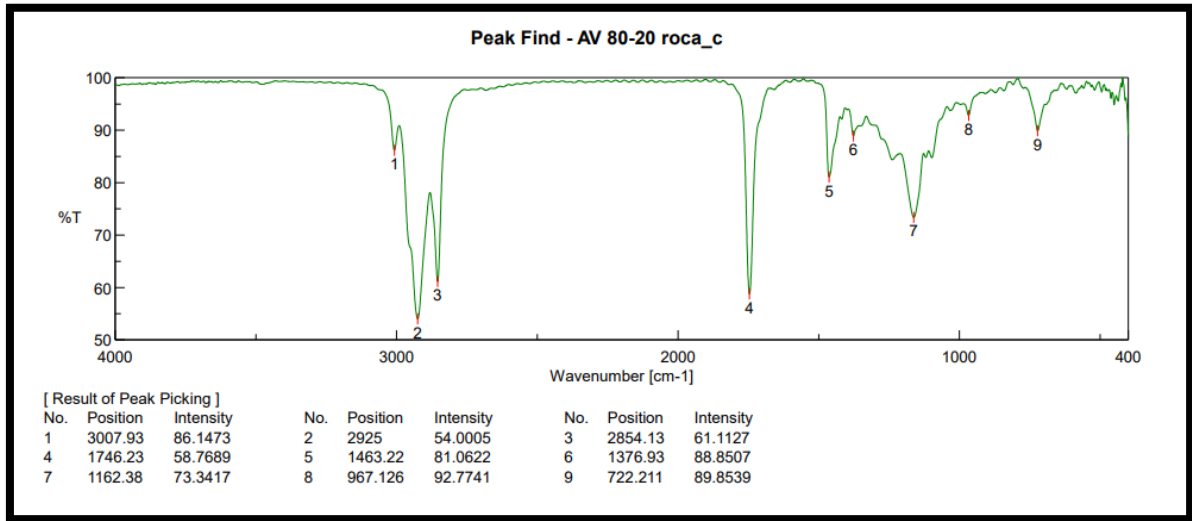
6.12 ANEXO XII. Curva FTIR de la mezcla de aceite vegetal y roca, en proporción 40-60.



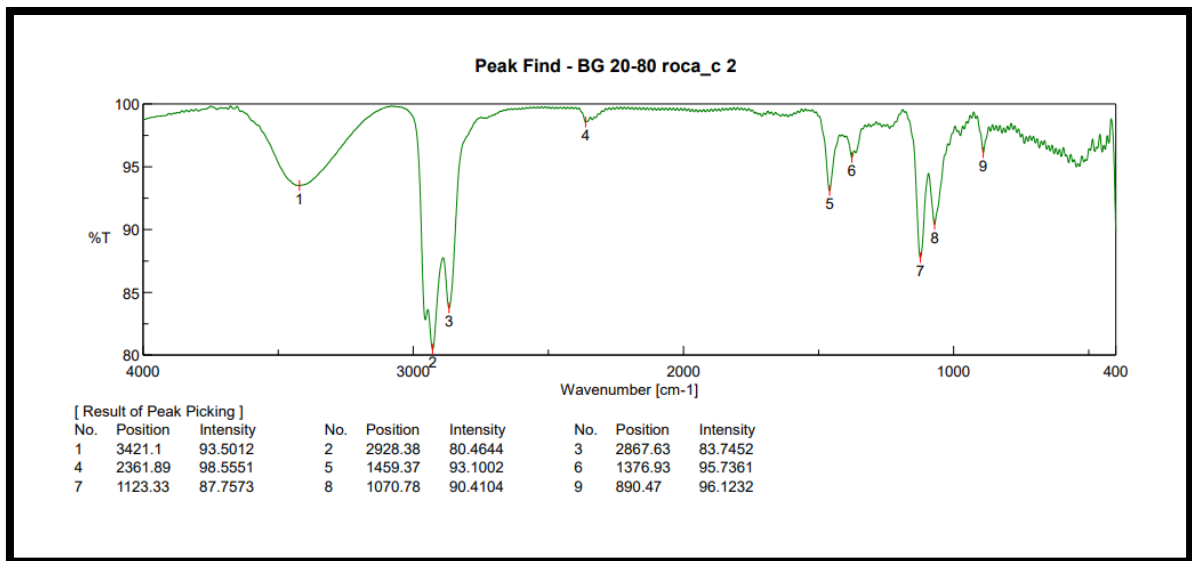
6.13 ANEXO XIII. Curva FTIR de la mezcla de aceite vegetal y roca, en proporción 60-40



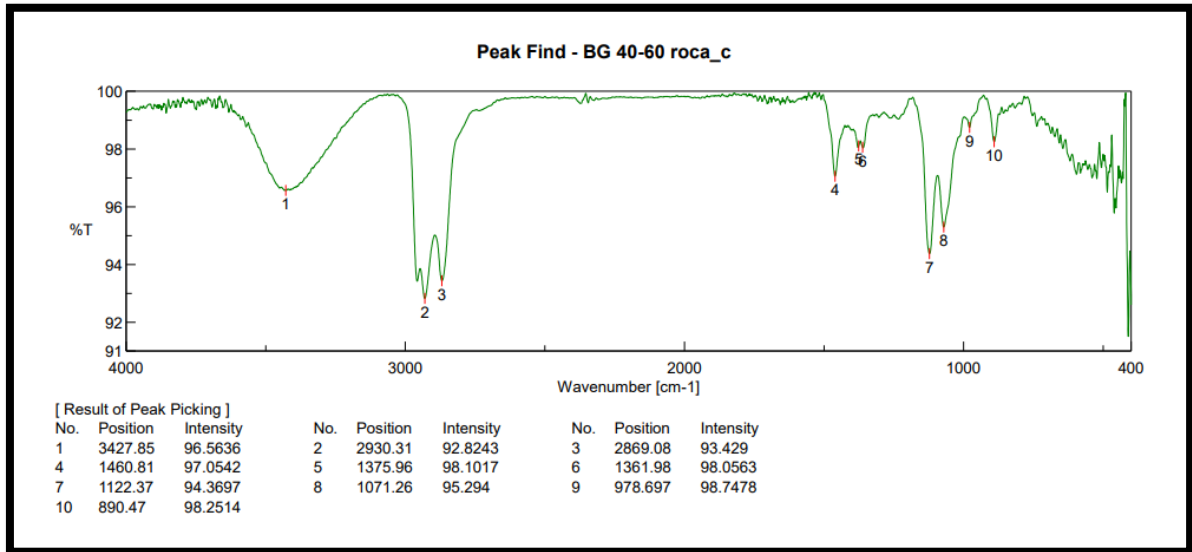
6.14 ANEXO XIV. Curva FTIR de la mezcla de aceite vegetal y roca, en proporción 80-20



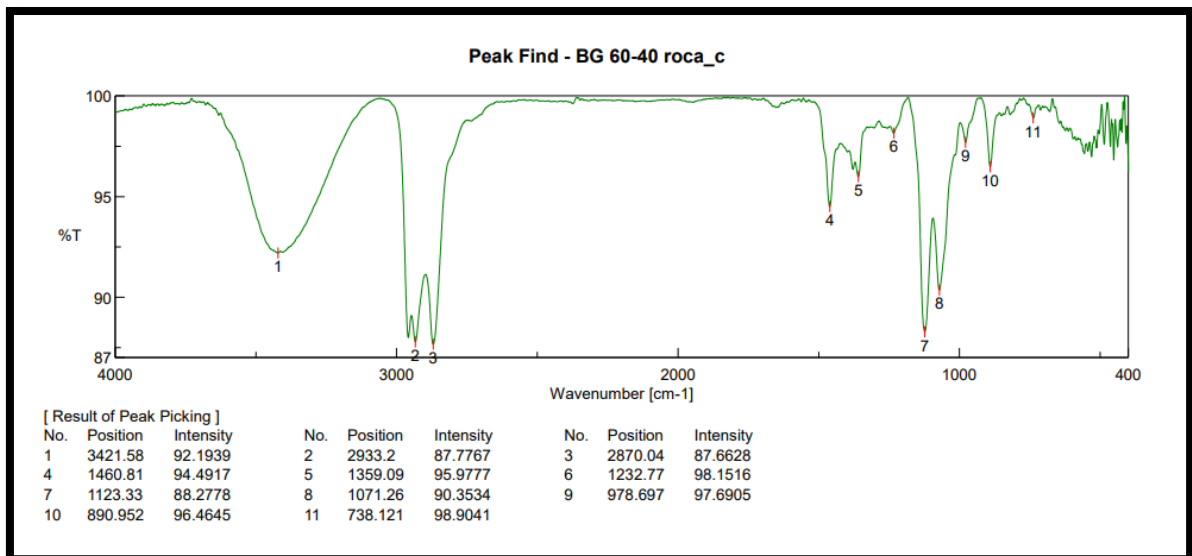
6.15 ANEXO XV. Curva FTIR de la mezcla de butil glicol y roca, en proporción 20-80



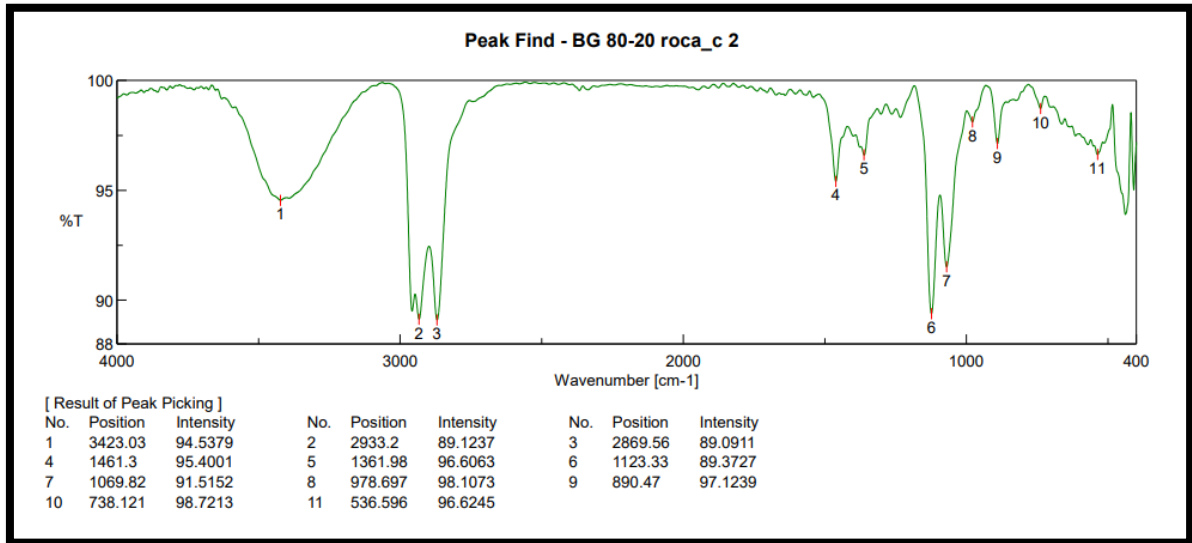
6.16 ANEXO XVI. Curva FTIR de la mezcla de butil glicol y roca, en proporción 40-60.



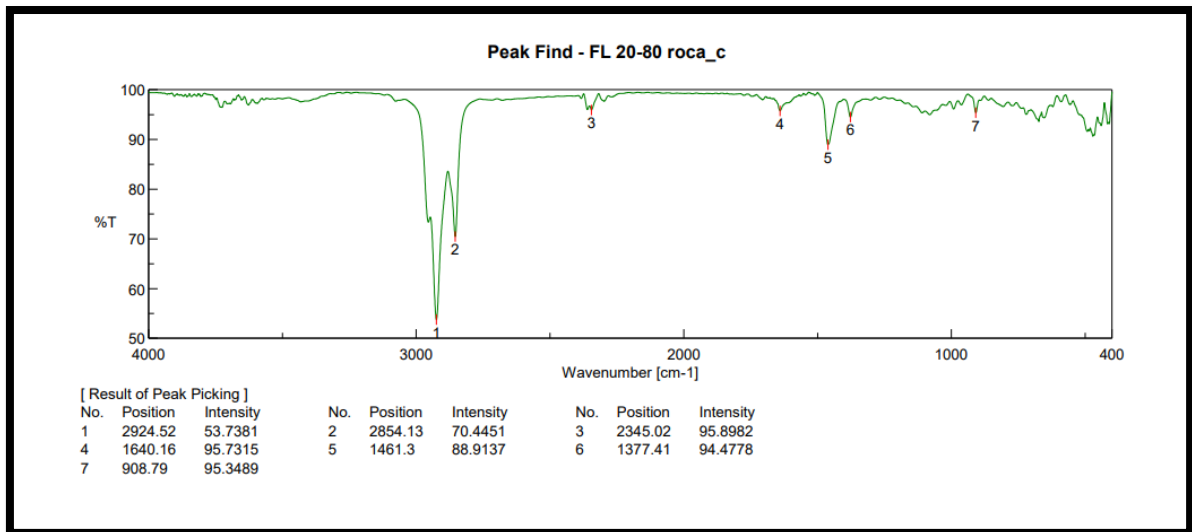
6.17 ANEXO XVII. Curva FTIR de la mezcla de butil glicol y roca, en proporción 60-40.



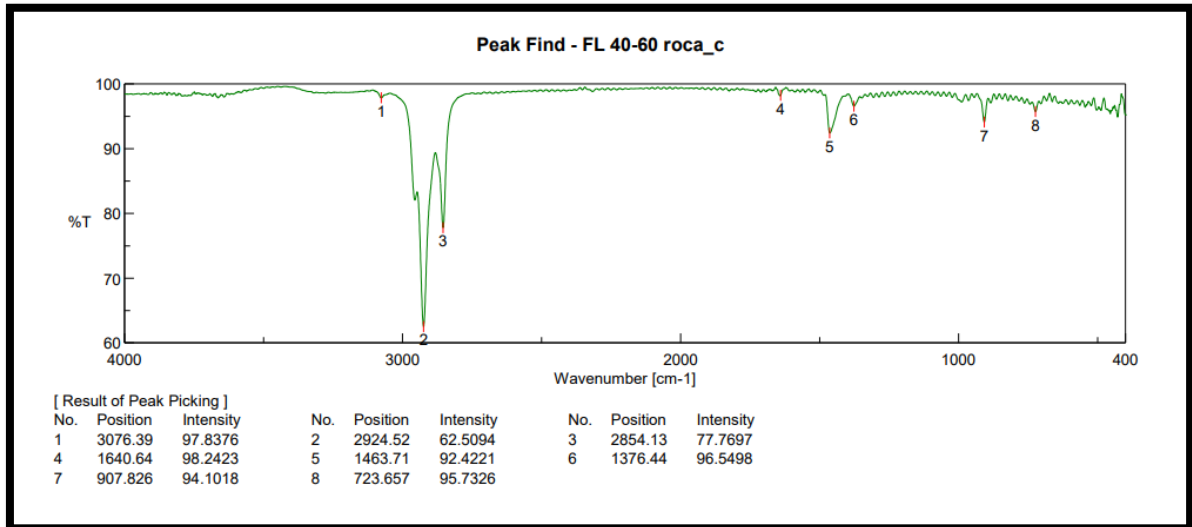
6.18 ANEXO XVIII. Curva FTIR de la mezcla de butil glicol y roca, en proporción 80-20.



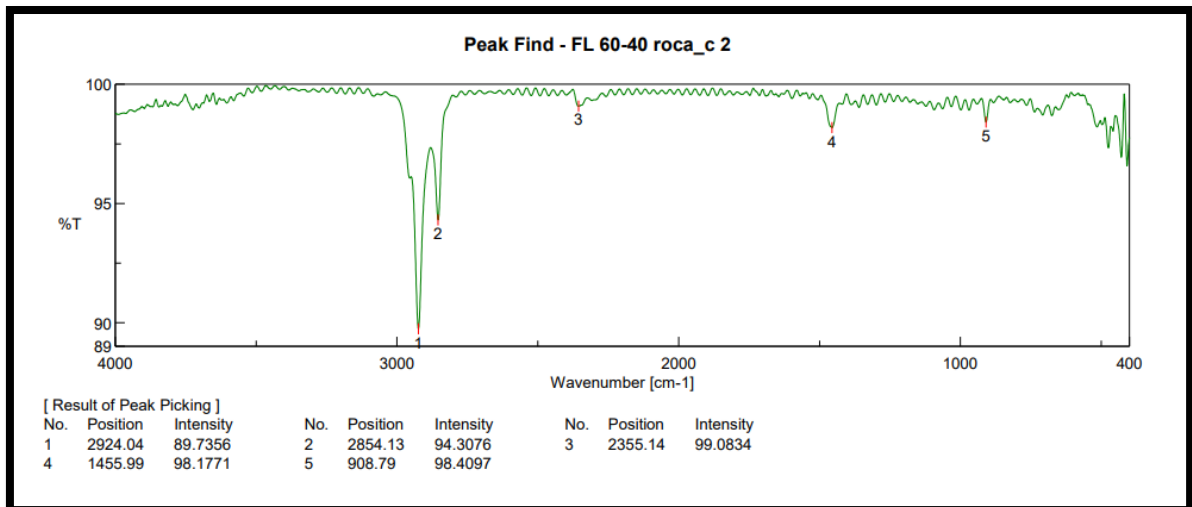
6.19 ANEXO XIX. Curva FTIR de la mezcla de fluido ligero y roca, en proporción 20-80



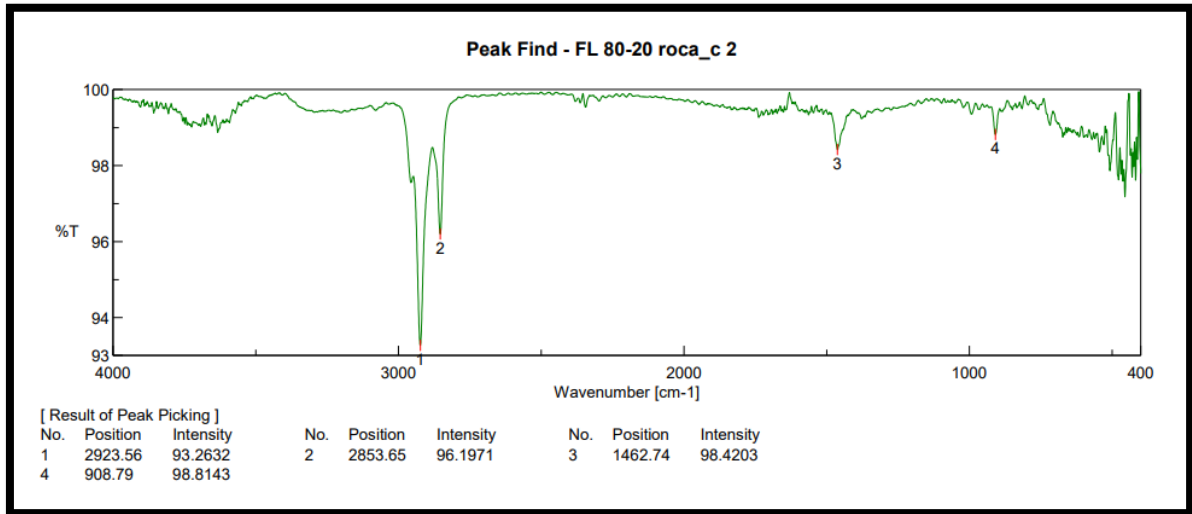
6.20 ANEXO XX. Curva FTIR de la mezcla de fluido ligero y roca, en proporción 40-60.



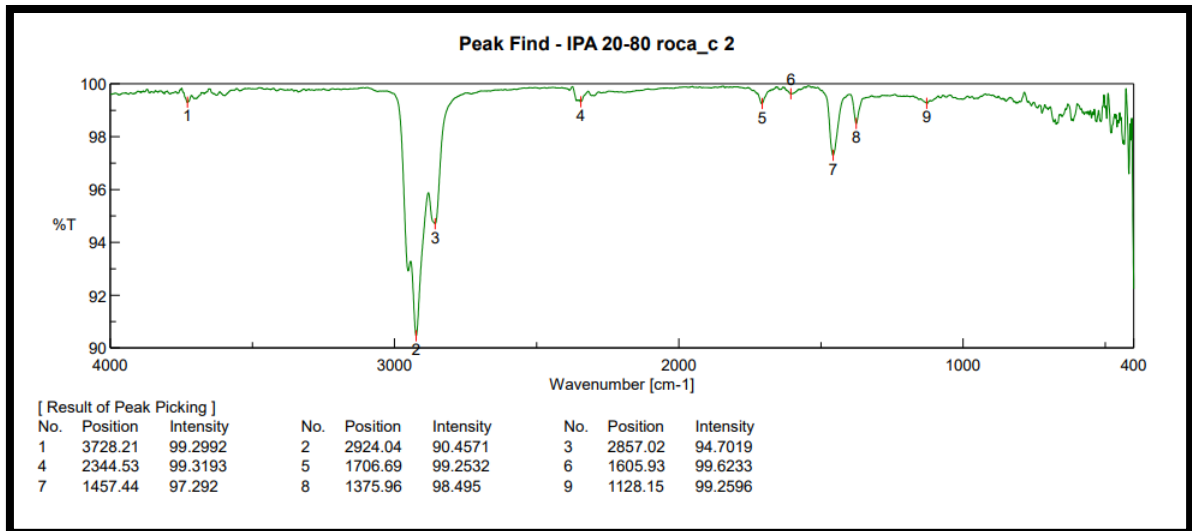
6.21 ANEXO XXI. Curva FTIR de la mezcla de fluido ligero y roca, en proporción 60-40.



6.22 ANEXO XXII. Curva FTIR de la mezcla de fluido ligero y roca, en proporción 80-20.



6.23 ANEXO XXIII. Curva FTIR de la mezcla de alcohol isopropílico y roca, en proporción 20-80.



6.24 ANEXO XXIV. Curva FTIR de la mezcla de metanol y roca, en proporción 20-80.

