



UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO

**FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA E INDUSTRIAS
ALIMENTARIAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA QUÍMICA**

**“Evaluación del condensado de gas natural (CGN) como
solvente de parafinas para crudo liviano Talara”**

TESIS

Para optar título profesional de:

INGENIERO QUÍMICO

Autor:

Araki Naruse Mario Andrés

Asesora:

Benel Fernández Doyle Isabel

Lambayeque, 28 de abril de 2021

**“Evaluación del condensado de gas natural (CGN) como
solvente de parafinas para crudo liviano Talara”**

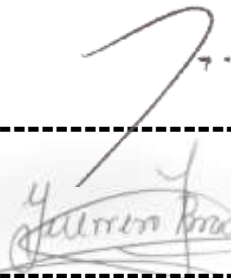
TESIS
Para optar título profesional de:

INGENIERO QUÍMICO

Autor:
Araki Naruse Mario Andrés

**Sustentada y aprobada ante el
Siguiendo jurado**

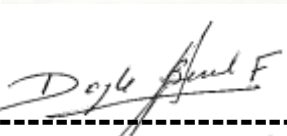
Ing. Cieza Sánchez Jaime
Presidente



Ing. Guerrero Braco James
Secretario



Ing. Tineo Huancas Rodolfo
Vocal



Ing. Benel Fernández Doyle
Asesora

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por darme siempre salud, sabiduría y la perseverancia que se necesita para seguir siempre hacia adelante.

A mi amada esposa por el apoyo incondicional y animarme durante este largo proceso.

A mis hijos por ser mi brújula que me empujaron a llegar hasta dónde me encuentro hoy.

A mis padres, por ser ejemplo de vida y la paciencia y comprensión con los cuales me educaron.

El más sincero agradecimiento hacia mi asesora de tesis, la ingeniera Doyle Benel Fernández, por su disposición y tiempo brindado que hicieron posible el desarrollo de este trabajo.

De igual forma agradezco a la empresa QUIMPETROL PERU S.A.C. por brindarme todas las facilidades para poder llevar a cabo la Evaluación del Condensado de Gas Natural como Solvente de Parafinas para Crudo Liviano Talara.

A todos les agradezco, ya que sin cada uno de ellos y su aporte este trabajo no sería una realidad.

INDICE

AGRADECIMIENTOS	3
INDICE	4
RESUMEN	11
ABSTRACT	12
INTRODUCCIÓN	13
I. MARCO TEÓRICO	16
1.1. GENERALIDADES	17
1.1.1. LA NATURALEZA DEL PETRÓLEO Y SU ORIGEN	17
1.1.2. COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL PETRÓLEO	17
1.1.3. CARACTERIZACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO	23
1.1.4. PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE LOS CRUDOS	26
1.1.5. LAS RESERVAS DE PETRÓLEO EN EL MUNDO	29
1.1.6. ETAPAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA	31
1.1.7. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL PERÚ	37
1.2. PARAFINAS	41
1.2.1. DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS PARAFINAS	41
1.2.2. PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS	43
1.2.3. CARACTERIZACIÓN DE PARAFINAS	45
1.2.4. PROBLEMAS DURANTE LA PRODUCCIÓN POR PARAFINAS	48
1.2.5. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS 50	
1.3. MÉTODOS CONVENCIONALES PARA EL CONTROL DE PARAFINAS	52
1.3.1. MÉTODO MECÁNICO	52
1.3.2. MÉTODO OPERACIONAL	56
1.3.3. MÉTODO TÉRMICO	56
1.3.4. MÉTODO DE TRATAMIENTO QUÍMICO	60
1.3.5. MÉTODO DE RECUBRIMIENTO	66
1.3.6. MÉTODO COMBINADO	67
II. MÉTODOS Y MATERIALES	68
2.1. LOCALIZACIÓN Y DURACIÓN	69
2.2. OBJETIVOS GENERALES Y ESPECÍFICOS	69

2.2.1.	OBJETIVO GENERAL:	69
2.2.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS:	69
2.3.	DEFINICIÓN Y OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES	69
2.4.	POBLACIÓN Y MUESTRA DEL ESTUDIO:	70
2.4.1.	POBLACIÓN:	70
2.4.2.	MUESTRA:	70
2.5.	TÉCNICAS, INSTRUMENTOS, EQUIPOS Y MATERIALES:	79
2.5.1.	MATERIALES Y EQUIPOS:	79
2.5.2.	INSUMOS Y REACTIVOS:	79
2.5.3.	METODOLOGÍA EXPERIMENTAL:	79
III.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	84
3.1.	CARACTERIZACIÓN:	85
3.2.	PRUEBA DE LA MANCHA:	87
3.3.	PRUEBA DE ROLLED:	97
IV.	CONCLUSIONES	108
V.	RECOMENDACIONES	110
	BIBLIOGRAFÍA	112
	ANEXO	115

INDICE DE TABLAS

TABLA 1. Composición Química de los hidrocarburos	20
TABLA 2. Estimación de la naturaleza de un crudo por medida de dos densidades... 24	
TABLA 3. Clasificación de petróleo crudo en función de su densidad API	26
TABLA 4. Operacionalización de las variables	70
TABLA 5. Caracterización Pozo 13012.....	71
TABLA 6. Caracterización Pozo 6389.....	72
TABLA 7. Caracterización Pozo 13036.....	73
TABLA 8. Caracterización Pozo 5942.....	74
TABLA 9. Caracterización Pozo 13034.....	75
TABLA 10. Caracterización Pozo 6388.....	76
TABLA 11. Caracterización Pozo 5975.....	77
TABLA 12. Caracterización Pozo 13146	78
TABLA 13. Información de los Solventes	82
TABLA 14. Caracterización de las muestras: Pour Point y Cloud Point.....	85
TABLA 15. Precipitación de asfaltenos.....	87
TABLA 16. Resultados Prueba de Rolled.	97
TABLA 17. Análisis Estadístico	97

INDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1. Evolución de la producción Mundial del Petróleo.....	31
GRÁFICO 2. Caracterización Pozo 13012.....	71
GRÁFICO 3. Caracterización Pozo 6389.....	72
GRÁFICO 4. Caracterización Pozo 13036.....	73
GRÁFICO 5. Caracterización Pozo 5942.....	74
GRÁFICO 6. Caracterización Pozo 13034.....	75
GRÁFICO 7. Caracterización Pozo 6388.....	76
GRÁFICO 8. Caracterización Pozo 5975.....	77
GRÁFICO 9 Caracterización Pozo 13146.....	78
GRÁFICO 10. Pour Point de las muestras.....	86
GRÁFICO 11. Cloud Point de las muestras.....	86

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. Clasificación del Petróleo según su calidad.....	18
FIGURA 2. Principales productos petrolíferos, intervalos de temperaturas de ebullición y de números de átomos de carbono.....	19
FIGURA 3. Árbol de Navidad.....	33
FIGURA 4. Sistema de Bombeo mecánico.....	34
FIGURA 5. Equipo de Gas Lift.....	35
FIGURA 6. Equipo de Plunger lift.....	35
FIGURA 7. Equipo de PCP.....	36
FIGURA 8. Mapa de Cuencas del Perú.....	40
FIGURA 9. Esquemmatización de ceras parafínicas.....	42
FIGURA 10. Representación de parafinas microcristalinas y macrocristalinas.....	43
FIGURA 11. Recipiente, baño térmico y termómetro para determinar el punto de nube.....	46
FIGURA 12. Viscosímetro Saybolt Furol.....	47
FIGURA 13. Equipo Laboratorio para la determinación del punto de fluidez.....	48
FIGURA 14. Raspador.....	54
FIGURA 15. Marranos de disco y copa.....	54
FIGURA 16. Marrano de esferas.....	54
FIGURA 17. Marrano polly.....	55
FIGURA 18. Esquema inyección de aceite caliente.....	58
FIGURA 19. Diagrama de inyección del tratamiento químico en pozo.....	61
FIGURA 20. Efecto del Modificador de Cristal en la Depositación.....	65
FIGURA 21. Distribución satelital de los pozos en T.Q. del lote III.....	80
FIGURA 22A. Pozo 13012.....	88
FIGURA 22B. Pozo 13012.....	88
FIGURA 23A. Pozo 6389.....	89
FIGURA 23B. Pozo 6389.....	89
FIGURA 24A. Pozo 13036.....	90
FIGURA 24B. Pozo 13036.....	90
FIGURA 25A. Pozo 5942.....	91
FIGURA 25B. Pozo 5942.....	91
FIGURA 26A. Pozo 13034.....	92
FIGURA 26B. Pozo 13034.....	92
FIGURA 27A. Pozo 6388.....	93
FIGURA 27B. Pozo 6388.....	93

FIGURA 28A. Pozo 5975	94
FIGURA 28B. Pozo 5975	94
FIGURA 29A. Pozo 13146.....	95
FIGURA 29B. Pozo 13146.....	95
FIGURA 30. Muestras de crudo con CGN	96
FIGURA 31A. Inicio de Prueba - Pozo 4359.....	98
FIGURA 31B. Tiempo de Acción - Pozo 4359	98
FIGURA 31C. Tiempo de Solvencia - Pozo 4359	99
FIGURA 32A. Inicio de Prueba - Pozo 5121	100
FIGURA 32B. Tiempo de Acción - Pozo 5121	100
FIGURA 32C. Tiempo de Solvencia - Pozo 5121	101
FIGURA 33A. Inicio de Prueba - Pozo 4351	102
FIGURA 33B. Tiempo de Acción - Pozo 4351	102
FIGURA 33C. Tiempo de Solvencia - Pozo 4351	103
FIGURA 34A. Inicio de Prueba - Pozo 13008.....	104
FIGURA 34B. Tiempo de Acción - Pozo 13008	104
FIGURA 34C. Tiempo de Solvencia - Pozo 13008	105
FIGURA 35A. Inicio de Prueba - Pozo 4373.....	106
FIGURA 35B. Tiempo de Acción - Pozo 4373	106
FIGURA 35C. Tiempo de Solvencia - Pozo 4373	107

INDICE DE ANEXO

ANEXO	115
HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DEL CGN.....	116
HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DEL TEQ7000.....	123

RESUMEN

La presente investigación está referida a los problemas que causan la presencia de parafinas en crudos en la producción de hidrocarburos debido a que su deposición en las paredes de las tuberías reduce el diámetro, restringe el flujo, y su precipitación, modifica el comportamiento reológico del crudo lo cual conlleva a gastos adicionales en la operación.

El uso de sustancias químicas ha sido una de las maneras más efectivas de controlar los depósitos de parafina. Los tratamientos químicos conformados por solventes restauran la capacidad de disolver los cristales de ceras parafínicas causados por la precipitación por disminución de temperatura o pérdida de compuestos gaseosos y aumentan la capacidad de disolución entre aditivos.

La finalidad de este proyecto es la de evaluar a nivel laboratorio el performance del Condensado de Gas Natural (CGN) como solvente de parafinas en los pozos con elevado Pour Point del Lote III comparándolo con el solvente de parafinas TEQ-7000.

El Condensado de Gas Natural (CGN) es un subproducto de la planta de Gas Natural de la empresa GRAÑA Y MONTERO PETROLERA cuya Gravedad API aproximada es de 86.2°API@60 °F.

Los métodos utilizados en este proyecto fueron la Prueba de la Mancha, mediante el cual es posible determinar cualitativamente la estabilidad de los asfaltenos en el crudo en presencia del Condensado de Gas Natural (CGN), y la Prueba de Rolled o de Solvencia, a través de la cual se puede valorar el performance del solvente sobre muestras sólidas de parafina midiendo el tiempo que demora en actuar (tiempo de acción), y el tiempo que demora en disolverla por completo (tiempo de solvencia).

Se evidenció que el Condensado de Gas Natural obtuvo mejor performance en la prueba de Solvencia, sin embargo su adición promueve la precipitación de asfaltenos.

ABSTRACT

The present investigation refers to the problems that cause the presence of paraffins in crude oil in the production of hydrocarbons due to the fact that their deposition on the walls of the pipes reduces the diameter, restricts the flow, and their precipitation modifies the rheological behavior of the crud, which leads to additional expenses in the operation.

The use of chemicals has been one of the most effective ways to control paraffin deposits. Chemical treatments based in solvents restore capability of dissolving paraffin wax crystals caused by precipitation due to loss of gases or reduction of the temperature and improve the solubility properties between additives.

The purpose of this project is to evaluate the performance of Natural Gas Condensate (NGC) at a laboratory level as a paraffin solvent on wells of Lot III with tendency of high Pour Point, comparing it with the paraffin solvent TEQ-7000.

Natural Gas Condensate (NGC) is a by-product of the Natural Gas plant of the company GRAÑA Y MONTERO PETROLERA whose approximate API Gravity is 86.2°API@60 ° F.

The methods used in this project were the Spot Test, which qualitatively determines the stability of asphaltenes in crude oil in presence of Natural Gas Condensate (CGN), and the Rolled or Solvency Test, which estimates the performance of the solvent on solid paraffin samples by measuring the time that takes to start to act (action time), and the time that takes to dissolve it completely (solvency time).

It was evidenced that Natural Gas Condensate obtained better performance at the Solvency Test. However its addition promotes the precipitation of asphaltenes.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación aborda el problema definido como formación de depósitos de parafinas. Las pruebas fueron realizadas en las instalaciones de la empresa QUIMPETROL PERÚ S.A.C. localizado en el distrito de Pariñas, provincia de Talara, departamento de Piura. Las pruebas y análisis fueron llevadas a cabo en el laboratorio de petróleo crudo de dicha empresa, donde actualmente se hace la fiscalización de crudo para la venta a la Refinería Talara de Petroperú.

Los crudos de naturaleza parafínica (saturados) pueden causar la precipitación y deposición durante la operación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos. Los depósitos de parafinas en las paredes de la tubería reducen su diámetro y restringe el flujo, originando de esta manera, problemas por taponamiento en las líneas, los cuales se ven reflejados en pérdidas en producción y elevados costos de operación debido a la necesidad de mantenimiento y limpieza permanente.

Los crudos parafínicos son de color claro, fluidos y con una gravedad API alta. Se diferencian porque más del 50% de su contenido corresponden a compuestos saturados y de los ya mencionados más del 40% son alcanos.

Durante la producción, los hidrocarburos pueden sufrir un cambio de fase, debido a una serie de alteraciones físico-químicas y termodinámicas causadas por las diferentes condiciones por las que atraviesan desde el yacimiento hasta la superficie.

Cabe mencionar que la solubilidad de la parafina se ve influenciada con la temperatura de manera directamente proporcional. Es por ello que puede considerarse que la principal causa de la disminución en la solubilidad es el descenso de temperatura que experimenta al disminuir la presión en el crudo a medida que se va acercando a la superficie.

Los parámetros de temperatura que deben tenerse en cuenta que tienen relación con la precipitación y deposición de parafinas son el Cloud Point, definido como la temperatura en el cual se forma el primer cristal de parafina y el punto de fluidez o Pour Point dado por el punto en el cual el crudo deja de fluir debido a la formación de aglomeraciones de cristales. Existe diferencia entre precipitación y deposición, el primero de ellos ocurre cuando se altera el equilibrio del aceite y la parafina e inicia la formación del primer cristal. Si la temperatura continua disminuyendo, los cristales forman redes que modifican su comportamiento reológico y se depositan en los equipos hasta detener su fluidez.

En todo el mundo son comúnmente utilizados métodos para solucionar estos problemas que consisten en operaciones de limpieza utilizando raspadores, fluidos calientes o calentadores eléctricos, químicos y métodos preventivos como adición de químicos, uso de herramientas magnéticas, aislamientos, y otros.

La selección del solvente para tratamiento químico de control de depósitos de parafinas debería consistir en un análisis costo-beneficio. El solvente elegido deberá adaptarse a las necesidades y condiciones del pozo.

Los solventes se usan para la remoción de depósitos de parafina existentes, Por lo general están compuestos por grandes cantidades de aromáticos, usados para inhibir los depósitos orgánicos, por lo que necesitan ser inyectados continuamente en grandes cantidades y hace que resulte antieconómico para el usuario. La capacidad de solvencia de parafinas de estos aditivos está limitada por su temperatura, peso, y presión del solvente.

En el Lote III, el tratamiento químico contra la formación de parafinas se realiza a 20 pozos con unidad de bombeo mecánico, los cuales presentan problemas con parafinas sólidas. Para tratar este problema, se dosifica solvente de parafinas, inhibidor de parafinas y dispersante de parafinas por separado o junto según se crea conveniente; se recircula el producto químico y posteriormente se extrae una muestra representativa para el monitoreo de análisis de contenido de agua y sedimentos (BS&W) y la temperatura a la cual el crudo deja de fluir (Pour Point).

El objetivo general de esta investigación es el de evaluar el Condensado de Gas Natural como solvente de parafinas a través de la Prueba de Rolled o Solvencia en muestras de los pozos con elevado Pour Point del Lote III, en comparación al desempeño del aditivo químico TEQ-7000 suministrado por la empresa UNITEQ, el cual es el producto actualmente utilizado en el lote petrolero del estudio.

El Condensado de Gas Natural (CGN) es un subproducto de la planta de Gas Natural de la empresa GRAÑA Y MONTERO PETROLERA cuya Gravedad API aproximada es de 86.2°API@60 °F.

La adición de hidrocarburos líquidos volátiles tales como n-pentano o n-hexano al petróleo crudo, repercuten en la solubilidad de los compuestos asfálticos en la solución y favorece su agregación y posterior deposición y precipitación. El estudio de la influencia que tienen los solventes de origen orgánico sobre los parámetros de solubilidad de los asfaltenos representa brinda información muy valiosa en el estudio de la estabilidad de los crudos y sus cortes.

Es por ello que se encuentra entre los objetivos específicos el de determinar la precipitación de asfaltenos de forma cualitativa en presencia del CGN mediante la Prueba de la mancha, además de estudiar las condiciones de precipitación y deposición de parafinas, así como sus propiedades y caracterizar adecuadamente una muestra representativa del crudo liviano de la zona de Talara.

De esta manera se concluye que el Condensado de Gas Natural tiene mejor performance durante las pruebas de solvencia realizadas a las muestras de parafina sólida en comparación con el aditivo TEQ-7000. Asimismo, se observa la precipitación de asfaltenos en las muestras de crudo en presencia del CGN durante la Prueba de la Mancha.

I. MARCO TEÓRICO

1.1. GENERALIDADES.

1.1.1. LA NATURALEZA DEL PETRÓLEO Y SU ORIGEN

“El petróleo es un líquido viscoso de color verde, amarillo, marrón o negro, y que está constituido por diferentes hidrocarburos, es decir, por compuestos formados por átomos de carbono e hidrógeno en cantidades variables. No se han encontrado nunca dos yacimientos petrolíferos que tengan exactamente la misma composición, ya que, junto con hidrocarburos, hay a menudo otros compuestos oxigenados, nitrogenados y otros compuestos orgánicos con elementos como el azufre, el níquel o el vanadio”. (Repsol YPF, 2002)

“El oro negro, como metafóricamente se denomina el petróleo, tiene su origen en la descomposición de los minúsculos organismos acuáticos que vivían en los antiguos mares de la Tierra hace millones de años, cuando todavía los humanos no habíamos aparecido. En aquel momento, la superficie del planeta no tenía las mismas características que la actual. Pangea es el nombre con el que se conoce la única gran placa terrestre que existía, en la que estaban reunidos todos los continentes. Cuando estos microorganismos animales y vegetales morían y caían al fondo de las grandes masas de agua, sucesivas capas de sedimentos inorgánicos –arenas y arcillas– se depositaban encima, enterrándolos cada vez más profundamente. La elevada presión de las capas de tierra, las altas temperaturas y la acción de bacterias con ausencia de oxígeno –es decir, en un medio anaerobio– fue transformando lentamente los restos orgánicos en lo que hoy conocemos como petróleo crudo. El proceso de descomposición de la materia orgánica y la formación del petróleo tarda entre 10 y 100 millones de años”. (Repsol YPF, 2002)

1.1.2. COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL PETRÓLEO

En general, el término petróleo se usa para llamar a cualquier compuesto químico en estado líquido que contenga moléculas de Hidrógeno y Carbono. Ver Tabla 1.

Los hidrocarburos se conocidos en el mundo del petróleo abarcan sustancias en sus cuatro estados: Sólidos y semisólidos, líquidos y gaseosos.

“En la naturaleza hay acumulaciones que son puro gas. El gas puede ser seco o húmedo, según la impregnación de hidrocarburos líquidos que contenga. En estado líquido se presentan los petróleos livianos, medianos y pesados. Sin embargo, algunos

petróleos pesados y extrapesados son líquidos o semilíquidos en el yacimiento, debido a la temperatura. Estos petróleos tienden a ser semisólidos, o sea de muy poca fluidez o alta viscosidad en la superficie”. (Barbierii, 1982 - 1983)

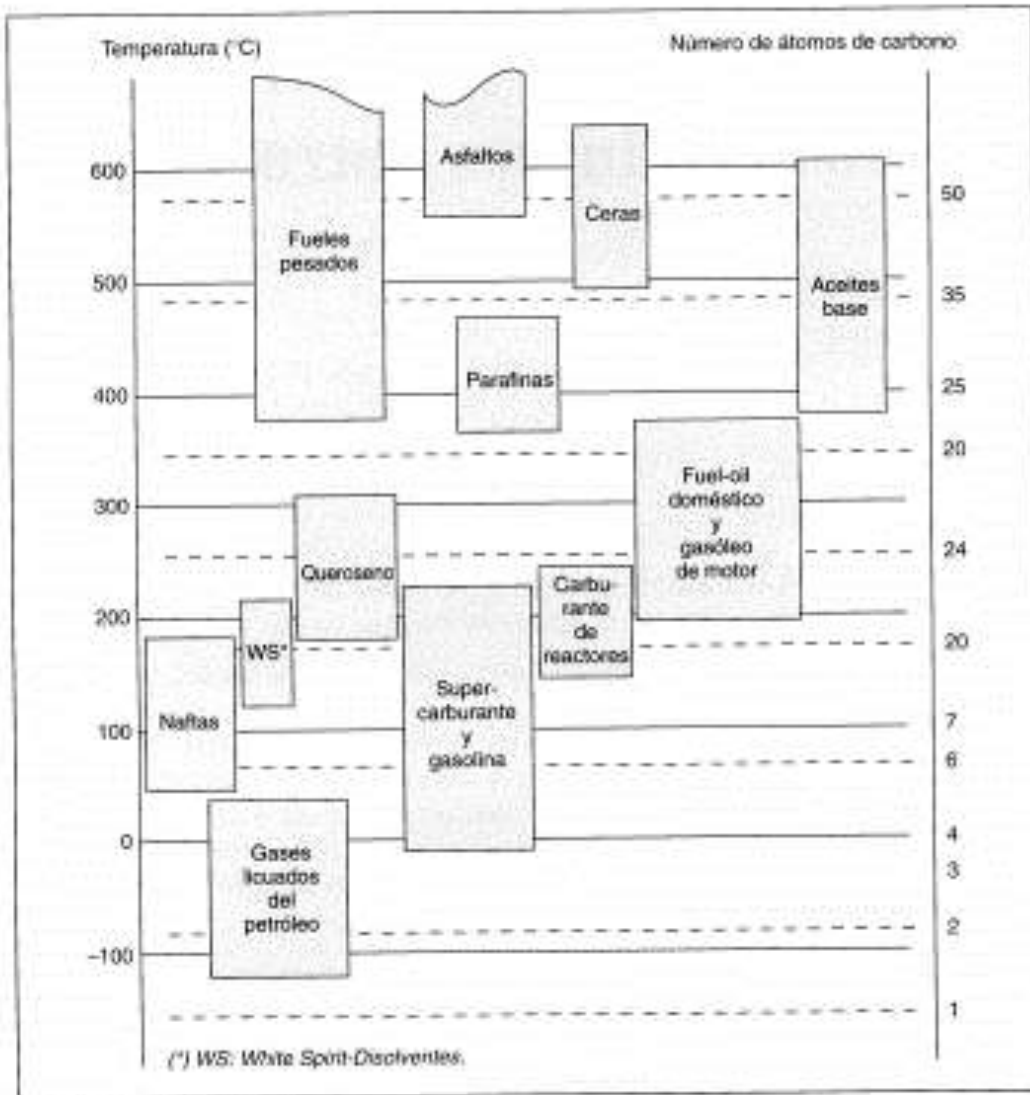
FIGURA 1. Clasificación del Petróleo según su calidad



Nota. Recuperado de “El Petróleo y su Mundo” (2014) por Ecopetrol. Bogotá Colombia.

En la Figura 2, se muestra los diferentes cortes extraídos del petróleo, con sus respectivos intervalos de destilación y número medio de átomos de carbono. Las proporciones de las fracciones pueden ser completamente distintas dependiendo del tipo de crudo.

FIGURA 2. Principales productos petrolíferos, intervalos de temperaturas de ebullición y de números de átomos de carbono.



Nota. Recuperado de “El Refino del Petróleo” (1994) por J.P. Wauquier. Instituto Francés del Petróleo, Paris, Francia.

TABLA 1. Composición Química de los hidrocarburos

Nombre y Fórmula	Nombre	Fórmula	Estado	Notas
Parafinas C_nH_{2n+2}	METANO	CH ₄	Gas	Estos hidrocarburos pueden subdividirse aún más en cierto número de la serie isómera: parafinas primarias, secundarias y terciarias, que aunque tienen igual porcentaje de composición, difieren en propiedades físicas debido a las diferencias de arreglos atómicos internos en sus moléculas. Esta serie está presente a prácticamente en todos los petróleos, pero es preponderante en los de "base parafínica". Los componentes más livianos de
	ETANO	C ₂ H ₆	Gas	
	PROPANO	C ₃ H ₈	Gas	
	BUTANO	C ₄ H ₁₀	Gas	
	PENTANO	C ₅ H ₁₂	Líquido	
	HEXANO	C ₆ H ₁₄	Líquido	
	HEPTANO	C ₇ H ₁₆	Líquido	
	OCTANO	C ₈ H ₁₈	Líquido	
	HEXADECANO	C ₁₆ H ₃₄	Líquido	
	HEXAOCANO	C ₁₈ H ₃₈	Sólido	
	EICOSANO	C ₂₀ H ₄₂	Sólido	
PENTATRICONTANO	C ₃₅ H ₇₂	Sólido		

				<p>la serie -gases y líquidos están generalmente asociados con petróleos de base asfáltica. Los gases arrastran vapores de la forma líquida todo el tiempo. El gas natural está compuesto exclusivamente de los hidrocarburos más livianos (gases) de esta serie. Los hidrocarburos de esta serie contienen el más alto porcentaje de hidrógeno y son los más estables.</p>
<p>Olefinas C_nH_{2n} Polimetilenos (C_nH_{2n})_x (Originalmente llamados naftenos)</p>	<p>ETILENO PROPILENO BUTILENO AMILENO HEXILENO EICOSILENO CEROLENO MOLENO</p>	<p>C₂H₄ C₃H₆ C₄H₈ C₅H₁₀ C₆H₁₂ C₂₀H₄₀ C₂₇H₅₄ C₃₀H₆₀</p>	<p>Gas Gas Gas Líquido Líquido Líquido Sólido Sólido</p>	<p>Estos hidrocarburos son relativamente de poca saturación y constituyen la llamada cadena de "anillos abiertos".</p>

				<p>Incluyen varias series independientes, diferentes en características físicas y químicas, aunque son idénticas en su porcentaje de composición. Una de ellas, la serie de las olefinas, es relativamente inestable.</p>
<p>Acetilenos C_nH_{2n-2}</p>		<p>C₁₂H₂₂ C₁₄H₂₆ C₁₆H₃₀ C₁₈H₃₆ C₂₁H₄₀ C₂₂H₄₂ C₂₄H₄₆</p>		<p>Los de rango inferior de esta serie no se han encontrado en el petróleo. Pero los de rango superior son característicos de muchos crudos.</p>
<p>Tarpenos C_nH_{2n-4}</p>		<p>C₂₃H₄₂ C₂₄H₄₄ C₂₅H₄₆</p>		<p>Los compuestos superiores de esta serie se encuentran generalmente en pequeñas cantidades en todos los crudos</p>

				de alta densidad.
Bencenos C _n H _{2n-6} (Hidrocarburos aromáticos)	BENCENO TOLUENO XILENO CUMENO CIMENO, etc.	C ₆ H ₆ C ₇ H ₈ C ₈ H ₁₀ C ₉ H ₁₂ C ₁₀ H ₁₄		Se encuentran en pequeñas cantidades en todos los petróleos.

Nota. Recuperado de “El Pozo Ilustrado” (1982-1983) por Barbieri Efraín E. Caracas, Venezuela.

1.1.3. CARACTERIZACIÓN DEL PETROLEO CRUDO

“Aunque la destilación y el análisis elemental de los productos proporcionan una buena información de la calidad de un crudo, sin embargo son insuficientes. Debido a los numerosos usos del petróleo es necesario un análisis molecular detallado de todas las fracciones obtenidas por destilación. Así, algunos crudos se valoran fundamentalmente por sus fracciones ligeras usadas como carburantes, otros son de interés porque proporcionan aceites lubricantes de calidad y otros porque dan excelentes bases para la formulación de asfaltos de carretera”. (Wauquier, 1994)

“Por otra parte, la industria del refino necesita el análisis molecular para poder interpretar los procesos químicos que se utilizan y evalúan la eficiencia de los procesos, sean térmicos o catalíticos”. (Wauquier, 1994)

1.1.3.1. Caracterización de crudos según su carácter dominante a partir de las propiedades físicas globales.

Según (Wauquier, 1994), “Debido a las diferencias que existen entre la calidad de las diferentes fracciones obtenidas por destilación y las que resultan de sus tratamientos posteriores es interesante clasificarlas según su carácter dominante, es decir, su distribución entre las tres series químicas principales que las forman: parafínica, nafténica y aromática. Según la reactividad química de estas series, desde el punto de vista molecular, pueden ordenarse así: parafínicas <nafténicas< aromáticas”.

1.1.3.2. Caracterización de un crudo por los valores de las densidades de una fracción ligera y de una fracción pesada.

Para (Wauquier, 1994), “A partir de la densidad de la fracción de nafta pesada y de la del residuo de destilación atmosférica a una temperatura superior a 350°C se han definido 11 grupos diferentes de crudos”.

TABLA 2. Estimación de la naturaleza de un crudo por medida de dos densidades

Base de crudo	Densidad del corte de nafta pesada	Densidad del residuo destilado a T>350°C
Parafínico	Inferior a 0,760	Inferior a 0,930
Parafínico intermedio	Inferior a 0,760	Entre 0,930 y 0,975
Parafínico asfáltico	Inferior a 0,760	Superior a 0,975
Intermedio parafínico	Entre 0,760 y 0,780	Inferior a 0,930
Intermedio	Entre 0,760 y 0,780	Entre 0,930 y 0,975
Intermedio asfáltico	Entre 0,760 y 0,780	Superior a 0,975
Nafténicoparafínico	Entre 0,780 y 0,800	Inferior a 0,930
Nafténico intermedio	Entre 0,780 y 0,800	Entre 0,930 y 0,975
Aromático parafínico	Superior a 0,800	Inferior a 0,930
Aromático intermedio	Superior a 0,800	Entre 0,930 y 0,975
Asfálticos	Superior a 0,780	Superior a 0,975

Nota. Recuperado de “El Refino del Petróleo” (1994) por J.P. Wauquier. Instituto Francés del Petróleo, Paris Francia.

1.1.3.3. Factor de caracterización KUOP o factor de Watson Kw.

Si en un plano cartesiano colocáramos los valores de los puntos de ebullición de forma creciente en la abscisa, y los valores de la densidad para varios hidrocarburos de forma decreciente en la ordenada, obtendríamos una curva característica. De esta manera estaríamos clasificando los hidrocarburos según su temperatura de ebullición, como también según su composición química.

A partir de lo anteriormente mencionado, se introduce el factor de caracterización KUOP, a través del cual se expresa la afinidad del producto petrolero a través de un valor que puede encontrarse entre un límite superior para hidrocarburos parafínicos saturados, y un límite inferior para hidrocarburos aromáticos con el contenido mínimo de hidrógeno.

Se ha comprobado que mediante destilación de un petróleo con carácter uniforme en fracciones con intervalos de destilación cortos, las densidades de las fracciones son aproximadamente proporcionales a las raíces cúbicas de las temperaturas de ebullición finales.

“El factor de proporcionalidad es precisamente el factor de caracterización dado por la siguiente expresión:

$$K_{UOP} = \frac{(T_b)^{1/3}}{\rho_{15.6^\circ\text{C}/15.6^\circ\text{C}}}$$

Donde:

T_b= Temperatura media de ebullición en R.

ρ= Densidad relativa a 15,6 °C.

Para fracciones angosta en lugar de temperatura media se puede usar la temperatura a la cual destila el 50% en la curva ASTM.

Los valores del factor de caracterización para diferentes hidrocarburos y productos petroleros son:

KUOP=13 Hidrocarburos parafínicos normales e isoparafínicos.

KUOP=12 Hidrocarburos en los que el peso relativo de las cadenas y de los anillos son equivalentes.

KUOP=11 Hidrocarburos nafténicos puros o aromáticos poco sustituidos.

KUOP=10 Hidrocarburos aromáticos puros.

KUOP=12,5-13 Productos parafinosos.

KUOP=10-11 Hidrocarburos nafténicos y aromáticos”. (Vela, 1975)

“Para extender la aplicación de este factor de caracterización a las mezclas complejas de hidrocarburos como son las fracciones del petróleo, ha sido necesario introducir el concepto de temperatura media ponderada de ebullición, calculada a partir de las curvas de destilación ASTM o TBP. La temperatura media ponderada (TMP) se define a partir de la temperatura a la que destila el 10, 20, 50, 80 o 90% del producto estudiado”. (Burbano, 2012)

“En la fórmula del cálculo del KUOP sustituirá a la temperatura de ebullición del cuerpo puro.

Se define de la siguiente forma:

- Para un crudo, a partir de su curva de destilación TBP, la temperatura media ponderada (en volumen) es:

$$T = \frac{T_{20}+T_{50}+T_{80}}{3}$$

- Para una fracción del petróleo, a partir de su curva de destilación ASTM, la temperatura media ponderada (en volumen) es:

$$T = \frac{T_{10}+2T_{50}+T_{90}}{4} \text{ " (Vela, 1975) }$$

1.1.4. PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE LOS CRUDOS

1.1.4.1. Densidad.

“El conocimiento de la densidad tiene un importante valor comercial ya que la cotización de los crudos depende en parte de esta propiedad. La densidad se expresa frecuentemente en grados API. Generalmente, se clasifican los crudos de petróleo en función de la densidad en cuatro categorías”. (Wauquier, 1994)

TABLA 3. Clasificación de petróleo crudo en función de su densidad API

Tipo de Crudo	API
Crudos Ligeros	30-50
Crudos Medios	20-30
Crudos Pesados	10-20
Crudos Superpesados	<10

Nota. Recuperado de “El Refino del Petróleo” (1994) por J.P. Wauquier. Instituto Francés del Petróleo, Paris, Francia.

1.1.4.2. Punto de congelación.

Este ensayo se realiza mediante la normal ASTM D-97, y su objetivo es el de medir la presencia de compuestos parafínicos en hidrocarburos o el contenido de compuestos con alto punto de congelamiento. Al conocer este parámetro podremos tomar las precauciones respecto a los límites de temperatura para el bombeo de producto a condiciones ambientales frías.

1.1.4.3. Viscosidad.

La viscosidad es objeto de las normas ASTM, ASTM D-445 para Viscosidad Cinemática, ASTM D-88 Saybolt Test, Tablas de conversión ASTM D-666 y ASTM D-446.

La viscosidad cinemática se determina midiendo el tiempo t (tiempo en el que se el producto se desplaza dos tubos capilares de un viscosímetro calibrado). La viscosidad se expresa en unidades de Centistokes, mediante la fórmula $v=C.t$, donde C es la constante de calibración del viscosímetro.

La determinación de la viscosidad a distintas temperaturas resulta importante en el diseño de equipos para el cálculo de pérdidas de carga de tuberías y oleoductos, de igual forma para la selección adecuada de intercambiadores y bombas.

1.1.4.4. Presión de vapor Reid.

La prueba se efectúa bajo la norma ASTM D-323, indica la presencia de compuestos muy volátiles, dato importante que condiciona las pérdidas por evaporación de los combustibles durante el almacenamiento y seguridad durante su transporte.

Debido a que podemos encontrarnos con presiones de vapor en el crudo de hasta 20 bar a la salida el tubing de producción, sería necesario para su almacenamiento y expedición bajo estas condiciones el uso de depósitos con espesor y peso proporcionales a su presión de operación. Con el objetivo de disminuir la presión por debajo de 1 bar, el petróleo crudo pasa por una serie de expansiones en equipos denominados separadores, los cuales consisten en depósitos que separan los componentes líquidos de los vapores producidos por las sucesivas expansiones regidas por las leyes de equilibrio.

1.1.4.5. Punto de inflamación.

Según (Whuitier, 1971), "El ensayo consiste en calentar una muestra del producto en un recipiente abierto o cerrado, y a velocidad determinada hasta que se haya vaporizado una cantidad suficiente de elementos volátiles susceptible de ser inflamada por una llamita que se desplaza por encima del recipiente. Tan pronto se produce una ligera explosión, se anota la temperatura del producto. La importancia del ensayo radica, en que caracteriza el contenido en productos volátiles y permite así conocer hasta qué temperatura podrá ser calentado un producto sin peligro. Por otra parte, informa al operador de una unidad de destilación sobre el funcionamiento de los strippers. Si el punto de inflamabilidad es demasiado bajo, conviene aumentar el caudal de vapor de agua en el fondo de la torre para revaporizar más fracciones ligeras".

Este parámetro está ligado a la presión de vapor Reid. De esta manera, una presión mayor a 0.2 bar a una temperatura de 37.8 °C se verá reflejado en un flash point por encima de 20 °C.

1.1.4.6. Contenido de azufre.

El petróleo crudo contiene productos azufrados, entre ellos H₂S disuelto y en ocasiones azufre en suspensión. Mayormente el porcentaje de azufre total de los petróleos viene siendo desde 0,05 hasta 5 % en peso.

La realización de esta prueba es importante, pues los compuestos de azufre presentes en el crudo y sus derivados ocasionan corrosión en sus recipientes de almacenamiento y generan malos olores. Además el azufre envenena los catalizadores más usados en la industria de la refinación.

1.1.4.7. Contenido en agua.

El agua en el crudo, puede encontrarse de dos formas: Agua libre y agua en emulsión. La emulsión se vuelve estable debido al contenido de asfaltenos, o a la presencia de mercaptanos o ácidos nafténicos que cumplen con la función de agentes tensoactivos.

La presencia de agua en el crudo se debe en su mayoría al transporte y almacenamiento, pues durante dichas etapas el contenido de agua puede llegar hasta el 3%.

1.1.4.8. Contenido en sedimentos.

Son compuestos insolubles en aceite y agua en estado sólido, que presentes en forma de trazas en el crudo. Pueden ser partículas finas de arena, lodos de perforación, metales, en estado libre o como minerales tales como cobre, hierro, vanadio, plomo, níquel producto del almacenamiento o transporte del crudo

En operación, la presencia de sedimentos puede ser perjudicial, pues ocasionan obstrucción de tuberías y deterioran la calidad de los productos.

Durante el almacenamiento del crudo, se deja reposar y se decantan los sedimentos y agua, depositándose en forma de borra en la parte inferior del tanque donde es almacenado. En el refinado, es importante evitar el bombeo de agua y sedimentos, para evitar perturbaciones e irregularidades en el funcionamiento de los equipos.

1.1.4.9. Contenido en sal.

En su mayoría cloruros (Sodio, Calcio y Magnesio), también yeso y carbonato cálcico. El contenido de sal en el petróleo crudo genera varios problemas:

- En la producción: Los cloruros se depositan en placas sobre las paredes del tubo después de la evaporación parcial del agua por la pérdida de carga entre el fondo y el tope del pozo. Cuando estos depósitos son significativos, el diámetro del pozo se ve reducido, disminuyendo consigo la producción. Para evitar este problema, se realiza la inyección de agua dulce.
- En la refinación: Las sales provocan corrosión en el tope de las columnas, se depositan en los tubos de los intercambiadores y tuberías, disminuyendo el coeficiente de transferencia de calor en los intercambiadores, y creando puntos calientes en los tubos de los hornos, lo que provoca la coquificación.

1.1.5. LAS RESERVAS DE PETRÓLEO EN EL MUNDO

“Se ha encontrado petróleo en todos los continentes del planeta, excepto en la Antártida. Ahora bien, la distribución mundial de los yacimientos no es uniforme, sino que se concentra en ocho grandes zonas petrolíferas, algunas de las cuales se encuentran en el mar.

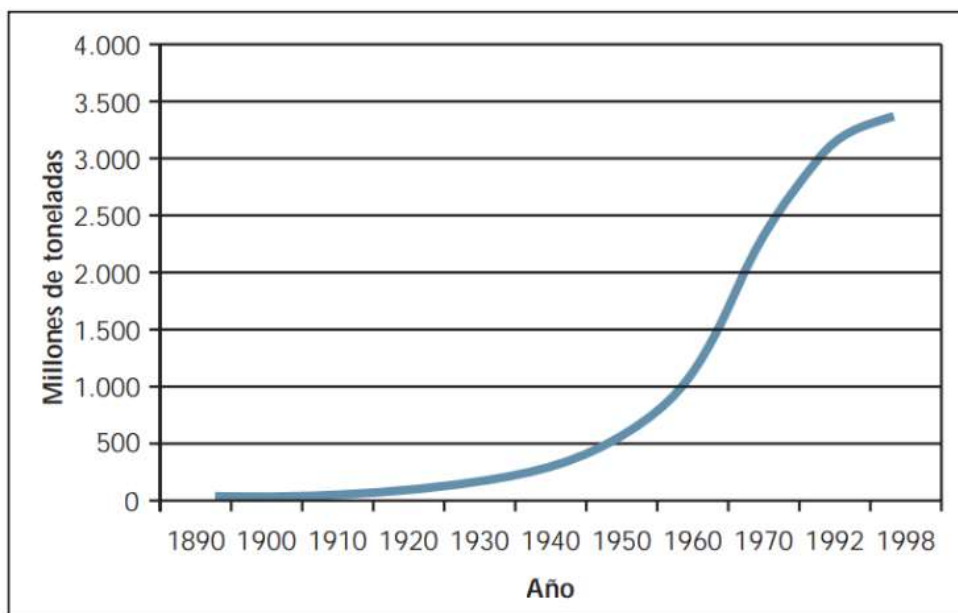
- La de América del Norte, que incluye los Estados Unidos y Canadá (17%);
- La de América Central y del Sur, con México, Venezuela, Argentina y Brasil como principales países productores (12%);

- La de África del Norte, con Libia, Argelia y Egipto (5%);
- La del resto de África, con Nigeria (3%);
- Irán, Irak y Emiratos Árabes Unidos (20%);
- La de Extremo Oriente, que incluye Indonesia, China e India (20%);
- La de la Europa del Mar del Norte, con Gran Bretaña y Noruega como grandes productores (6%)". (Repsol YPF, 2002)

“De la misma manera, hay inmensas zonas de origen sedimentario en las que se supone que puede haber grandes yacimientos todavía por explotar como, por ejemplo, en el Ártico, Alaska, Canadá, Groenlandia o Siberia. Se ha calculado que las reservas totales de petróleo en el planeta suman unos 150.000 millones de Tep (Tonelada equivalente de petróleo), una quinta parte de las que –unas 100 Gt– son actualmente rentables para las técnicas modernas de extracción. De acuerdo con estos datos, si la humanidad consume petróleo al mismo ritmo que hasta ahora lo ha hecho, y no se descubrieran más yacimientos, se prevé que los recursos petrolíferos se agoten en unos 75-100 años”. (Repsol YPF, 2002)

“Hay expertos que opinan que, por contra, hay tanto petróleo por descubrir, como todo el que se ha encontrado y consumido hasta ahora. Su argumento principal es que todavía quedan numerosas cuencas sedimentarias por explorar, en las que podría haber unos recursos potenciales de 300 Gt de hidrocarburos. Si bien con la tecnología actual, una gran parte de estos campos tendría unos costes de explotación que no los haría rentables. Se están haciendo grandes progresos en las tecnologías de prospección y explotación que mejorarán la rentabilidad de los nuevos yacimientos”. (Repsol YPF, 2002)

GRÁFICO 1. Evolución de la producción Mundial del Petróleo



Nota. Recuperado de “El Petróleo: El Recorrido de la Energía” (2002) por Repsol YPF. Madrid, España.

1.1.6. ETAPAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA

1.1.6.1. Exploración

“Exploración es el término usado en la industria petrolera para designar la búsqueda de petróleo o gas, es la fase anterior al descubrimiento. En la exploración petrolera participan geólogos, geofísicos y especialistas en ciencias de la tierra; mediante estudios geológicos, pruebas sísmicas, pequeñas detonaciones en el interior del terreno, pruebas gravimétricas, fotos por satélite, así como el uso de laboratorio prueban y calculan las posibles reservas”. (Osinergmin, 2010)

1.1.6.2. Perforación

Solo se puede verificar la presencia de petróleo en el subsuelo, incluso después de explorar su posible ubicación, es la perforación del pozo en el lugar.

“La perforación se realiza después de ser ubicada la zona petrolífera o reservorio, se perfora el subsuelo hasta una determinada profundidad, según

indique los estudios geológicos, dependiendo del tipo o tipos de zonas petrolíferas que se quiera explotar”. (Osinergmin, 2010)

“Al perforar y alcanzar la capa petrolífera, generalmente la presión del gas hace surgir espontáneamente al petróleo, lo que ocurre a veces en forma violenta alcanzando el líquido grandes alturas; por ello es útil la armadura en la boca del pozo, mediante la cual regulando la presión se le hace surgir en forma controlada”. (Osinergmin, 2010)

1.1.6.3. Explotación o Producción

Luego de realizadas la exploración y perforación, sigue la explotación, fase en la cual se obtendrá el petróleo crudo que aflora a la superficie, acompañado de agua y gas generado por el mismo yacimiento.

Las etapas correspondientes a la explotación o producción son:

1.1.6.3.1. Perforación de Desarrollo.

Similar a la perforación exploratoria en cuanto a ejecución, mas su objetivo es explotar un reservorio con existencia de hidrocarburos comprobados.

1.1.6.3.2. Completación de Pozos.

“Después de terminar las etapas de perforación y desmontado el equipo se empieza a la finalización y revisión del pozo, en la cual conlleva a una lista de actividades, éstas se realizan con el apoyo de una unidad especial que autoriza el ensayo y posterior puesta en producción del mismo. Se debe alentar a la formación productiva en caso existan sucesos de baja producción de la formación sean originadas por la propia naturaleza de ésta o afectado por los fluidos de perforación. La acidificación y la fracturación hidráulica son los métodos más utilizados para estos casos”. (Osinergmin, 2010)

La completación se planea previamente a la perforación y se ajusta con los resultados de la perforación y los registros eléctricos. Comprende lo siguiente:

- Bajar los forros (casing) de producción

- Cementación
- Baleo
- Fracturamiento.
- Sistema de Producción.

1.1.6.3.3. Producción.

“El pozo está listo para trabajar una vez finalizado la etapa de perforación. Para que los fluidos afloren a la superficie de una manera favorable o no existen diversos requisitos, tales como la profundidad del yacimiento, su presión, la permeabilidad de la roca reservorio, las pérdida de presión en los punzados o en la tubería , etc.”. (Osinergmin, 2010)

En un yacimiento, los fluidos tales como crudo, gas y agua, salen del tubing gracias a la presión bajo la cual están sometidos en el mismo. Al pozo se le denomina “surgente, si no necesitará ayuda aparte de la misma presión del fluido para producir. Para este caso solo se necesitará la instalación de un conjunto de válvulas, llamado usualmente como “Árbol de Navidad”. En cambio si la presión no es suficiente, resultará necesario la utilización de bombas o algo similar.

FIGURA 3. Árbol de Navidad



Nota. Recuperado de Osinergmin (2010)

El comportamiento de los yacimientos es determinado principalmente por tres impulsos innatos que pueden trabajar solo o en conjunto:

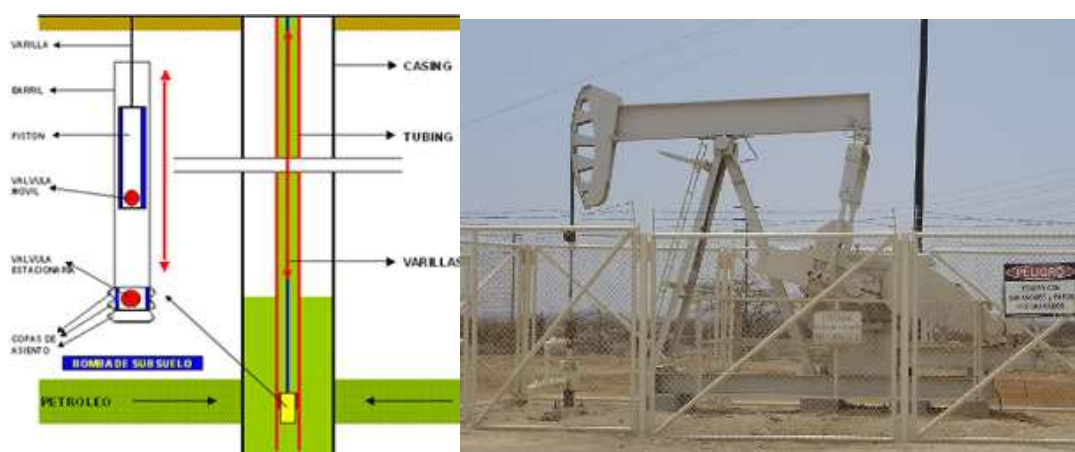
- Empuje por gas disuelto (dissolved - gas drive). El gas disuelto en el crudo cuya presión funciona como fuerza propulsora.
- Empuje de una capa de gas (gas - cap drive), En este caso el empuje es generado sobre el petróleo hacia los pozos por el gas acumulado debajo del techo de la trampa.
- Empuje hidrostático (water drive), el impulso más eficiente es cuando el agua acumulada debajo del petróleo provoca su expulsión del yacimiento.

Cuando la energía natural que provoca la salida de los fluidos ya no es suficiente, es necesaria la utilización de métodos artificiales para continuar con la extracción del petróleo, y se considera la etapa más costosa de la explotación del yacimiento.

Los modos más utilizados en el noroeste peruano para la extracción de petróleo son los siguientes:

- a) **Bombeo con accionar mecánico.** Consiste en un sistema de bombeo, el cual se baja por el interior de la tubería de producción y se establece en el fondo con un elemento especial.

FIGURA 4. Sistema de Bombeo mecánico



Nota. Recuperado de Osinergmin (2010)

- b) **Extracción con gas o Gas Lift - surgencia artificial.** Se inyecta gas a presión mediante válvulas ubicadas en varios puntos de la tubería que abren y cierran para aligerar la columna de petróleo y hacerlo aflorar a la superficie.

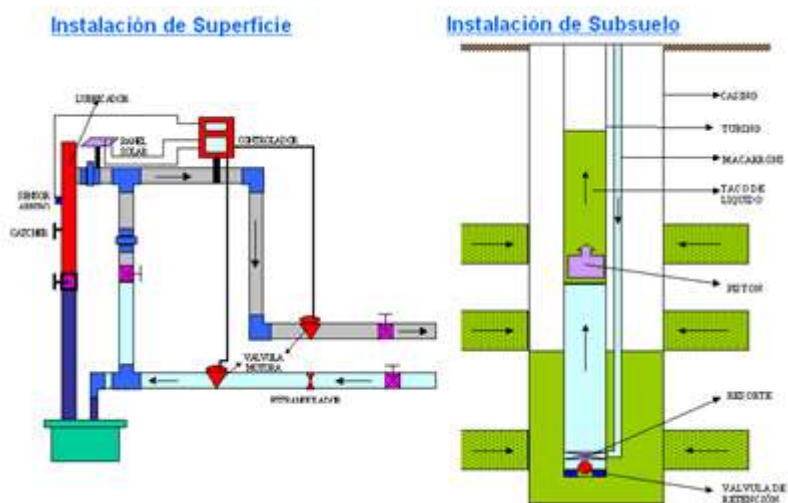
FIGURA 5. Equipo de Gas Lift



Nota. Recuperado de Osinergmin, 2010

- c) **Pistón accionado a gas (plunger lift).** Se conforma por un pistón cuya única fuerza motriz es el propio gas del yacimiento, este impulsado para traer el petróleo a la superficie en cada viaje.

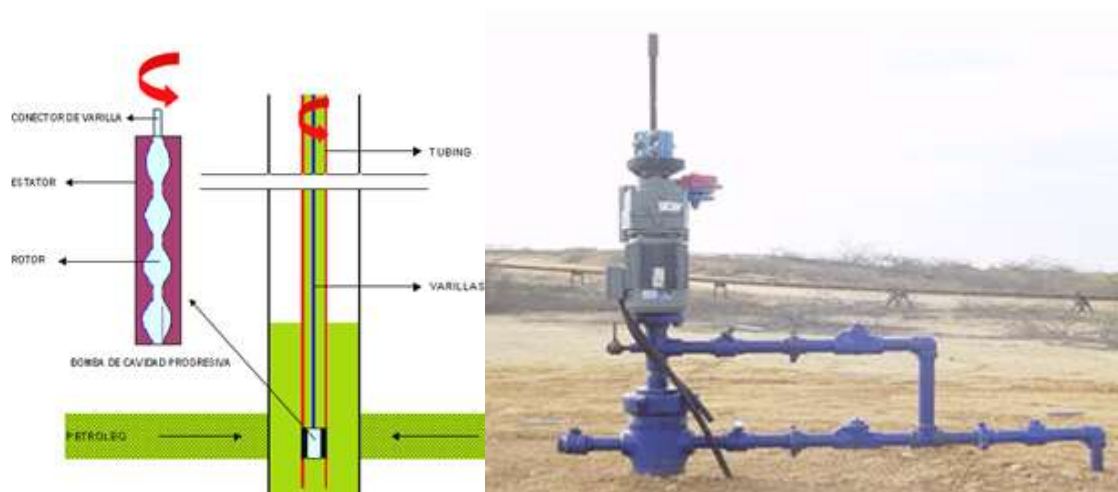
FIGURA 6. Equipo de Plunger lift



Nota. Recuperado de Osinergmin (2010)

- d) **Bomba centrífuga y motor eléctrico sumergible.** Consiste en un sistema de bombeo compuesta por varias paletas montadas axialmente a un eje vertical en conjunto con un motor eléctrico, los cuales son bajados al pozo con una tubería especial por donde se le suministra energía eléctrica.
- e) **Bomba de cavidad progresiva (PCP).** El petróleo se extrae por acción de una bomba compuesta de un rotor de tornillo, el cual se encuentra alojado dentro de un estator semi elástico de igual geometría.

FIGURA 7. Equipo de PCP



Nota. Recuperado de Osinergmin (2010)

1.1.6.3.4. Transporte de crudo.

El petróleo se deja reposar en tanques de gran capacidad con la finalidad de eliminar el mayor contenido de agua y sedimentos posible. Luego se trasvasa mediante bombeo a sus tanques de almacenamiento. Finalmente el crudo llega a las refinerías mediante oleoductos de gran longitud.

El sistema de recolección consiste:

- Línea de Flujo del pozo hacia la Batería de Producción.

- Batería de Producción.
- Estación de Recolección de Petróleo, lugar donde se recolecta la producción de petróleo de varias baterías, para su posterior venta.

“El petróleo, junto con el gas y el agua asociados, son conducidos desde cada uno de los pozos hasta baterías o estaciones colectoras a través de una red de ductos. La batería recibe la producción de un determinado número de pozos. Allí se cumplen funciones de separación de los diferentes fluidos, la medición diaria del volumen producido total y periódicamente, de cada pozo en particular”. (Osinergmin, 2010)

1.1.6.3.5. Comercialización

Fase en la cual el petróleo tratado es vendido a las refinerías para su procesamiento en productos derivados del petróleo. En el noroeste peruano, la Refinería Talara de Petroperú tiene la exclusividad de compra de crudo, estableciendo los lineamientos de comercialización que son fiscalizados por PeruPetro, como Azufre, Sales en Crudo, Agua y Sedimentos y Gravedad API, debiéndose así cumplirse al momento de realizar la venta.

1.1.6.3.6. Refinación

Se basa en procesos físico-químicos cuyo propósito es el de generar productos con valor agregado derivados del petróleo, como las gasolinas, el gasoil y el kerosene. En el Perú encontramos la Refinería Talara, Refinería Iquitos, El Milagro y Refinería Conchán de Petroperú y la Refinería la Pampilla de Repsol.

1.1.7. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL PERÚ

“La historia y conocimiento de los hidrocarburos en el Perú se remonta a la época de los Incas. En tiempos modernos, el primer pozo petrolero perforado en el Perú, y también en Sudamérica, fue en la localidad de Zorritos, Tumbes, en 1863, solo 4 años después que en EE.UU”. (Bolaños, 2017)

“El Perú tiene más de un siglo como país productor de petróleo, uno de los más importantes afloramientos está ubicado Noroeste del Perú (Talara y Zorritos). En 1863 en Zorritos, se perforó el primer pozo del Perú y Sudamérica. Así mismo la exploración en el Zócalo Continental comenzó en 1956 y el primer pozo perforado mar afuera se efectuó en 1959. Las principales empresas operadoras en el Noroeste del Perú han sido: International Petroleum Company, Ltd., la Empresa Petrolera Fiscal; Belco Petroleum Corporation; Petrolera Lobitos; Petrolera Amotape Pacific Petroleum; Consorcio Tenneco-Union. Este actividad se ha desarrollado a la par con la política peruana, principalmente en el siglo XX, época en la cual se definió el destino de los yacimientos petrolíferos ubicados en las áreas de La Brea y la Quebrada Pariñas, provincia de Talara. Los yacimientos comprendían los linderos de la antigua hacienda La Brea y Pariñas, cuyo propietario Genaro Helguero en 1890, lo entregó en arrendamiento a la empresa anglonorteamericana London and Pacific Petroleum Co. por 99 años. En 1911, surge conflicto con el estado al descubrirse que el área de explotación efectiva era mucho mayor a la autorizada. En 1915, esta situación dio lugar a la nulidad del contrato y a un adeudamiento tributario por el período transcurrido. La empresa, que desde 1914 tenía como razón social IPC-International Petroleum Co. (subsidiaria de la Standard Oil de New Jersey), hizo intervenir en su favor a los gobiernos de EE.UU y Gran Bretaña, logrando un arbitraje el 24 de abril de 1922, el cual estuvo suscrito por el presidente de la corte federal suiza, que no reconoció la deuda con el estado peruano, prolongando la concesión por 50 años más y estableciendo un canon territorial inferior al anterior”. (Bolaños, 2017)

“A lo largo del territorio peruano encontramos 3 zonas petroleras: el noroeste peruano, el zócalo continental y la selva peruana”. (Bolaños, 2017)

“La zona petrolera más antigua de nuestro país, es el noroeste peruano. Específicamente en el departamento de Piura; aquí se encuentran los centros petrolíferos de la Brea, Pariñas, Lobitos, El Alto, Talara y los Órganos, todos ellos ubicados en la provincia de Talara”. (Bolaños, 2017)

“El zócalo continental es la parte del fondo submarino que se extiende entre la playa y la isóbata de 200 metros de profundidad. Frente a Piura y Tumbes, el zócalo continental es estrecho; sin embargo, hay más de 500 pozos en producción que se operan desde unas plataformas flotantes”. (Bolaños, 2017)

“La zona petrolera más importante del Perú es la selva peruana, los primeros yacimientos en ser explotados fueron: Aguas Calientes, en la provincia de Pachitea, departamento de Huánuco. En la década del setenta se descubrieron los yacimientos

de la selva norte, en las cuencas de los ríos Corrientes, afluente del Tigre, y Pastaza, ubicados cerca de la zona de frontera, en el departamento de Loreto”. (Bolaños, 2017)

“El 18 de Noviembre de 1993 se creó la empresa PERUPETRO S.A. de acuerdo a lo estipulado en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Ley N° 26221 con el objeto social de Promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos negociar, celebrar y supervisar los contratos petroleros y convenios de evaluación técnica”. (Bolaños, 2017)

“En la actualidad existen 20 lotes petroleros a lo largo del territorio peruano, los cuales son operados por 13 empresas nacionales e internacionales”. (Bolaños, 2017)

FIGURA 8. Mapa de Cuencas del Perú



Nota. Recuperado de PERUPETRO (2021)

1.2. PARAFINAS

1.2.1. DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS PARAFINAS

Las parafinas son hidrocarburos pertenecientes a los alcanos, tienen textura cerosa y se encuentran a estado sólido a condiciones atmosféricas normales. Se caracterizan por tener cadenas de carbonos entre C18 a C60, lineales (n-alcanos) o ramificadas (iso-alcanos). Su peso molecular varía entre 320 y 800. Están compuestos de carbonos saturados, y su fórmula se representa por C_nH_{2n+2} .

Etimológicamente, la palabra parafina proviene de “parum affinis” que en latín significa poca afinidad, debido a que se trata de componentes estables e inertes, con poca reactividad frente a la mayoría de agentes químicos.

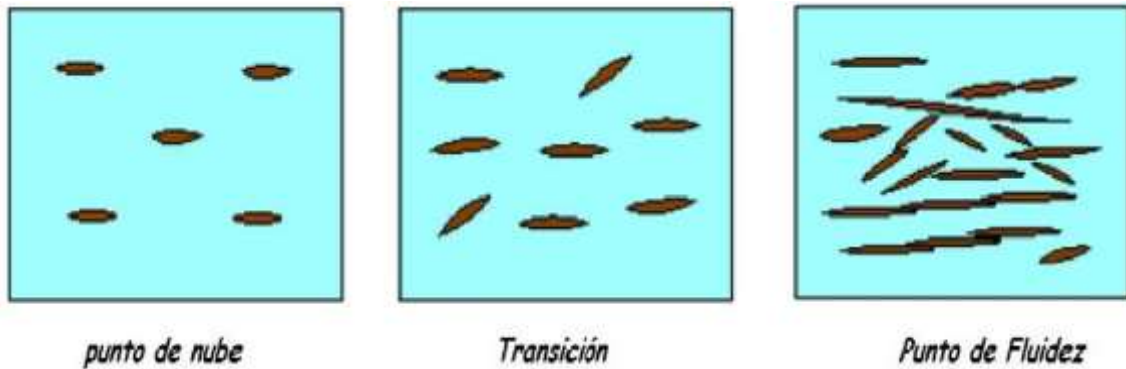
“Las parafinas se pueden clasificar de acuerdo a la configuración de su estructura molecular y al número de carbonos que contengan. Bajo estos criterios se diferencian las ceras parafínicas de las ceras micro-cristalinas, las cuales presentan un mecanismo de daño diferente, si se llegara a depositar en la formación debido al tamaño de los cristales”. (Rodríguez y Castañeda, 2001)

1.2.1.1. Ceras Parafínicas ó Macrocrystalinas

“Es un depósito procedente de un aceite crudo del 40% al 60 % donde se encuentran ceras parafínicas únicamente. Éstas se encuentran comprendidas por parafinas que contienen entre 18 a 30 carbonos en cadena lineal. La estructura molecular que se forma se conoce como macro-cristales, los cuales tienen forma de agujas que al conglomerarse constituyen grandes depósitos de cera que ocasionan diversos problemas en las líneas de producción de pozos petroleros y en la formación. Por esta razón, se produce un aumento de la viscosidad por la aglomeración de grandes cristales que serán la causa del taponamiento de los poros de la formación o en un punto determinado del sistema de producción, aspecto que depende del punto de cristalización del crudo”. (Candelo y Carvajal, 2010)

La figura 9 ilustra las tres etapas que ocurren desde que se forma el primer cristal de parafina (Cloud Point), hasta que el crudo no fluye más (Pour Point) ocasionado por la agrupación de los cristales.

FIGURA 9. Esquematación de ceras parafínicas.



Nota. Recuperado de “Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en el Campo de Colorado” (2010) por Candelo A. F. y Carvajal B. M. Universidad Industrial de Santander, Colombia.

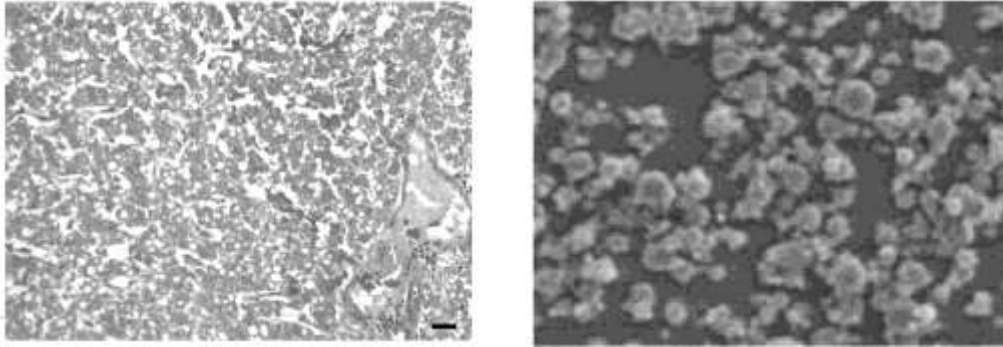
1.2.1.2. Ceras Microcristalinas

“Se encuentran en las parafinas que contienen entre 30 a 60 carbonos, con pesos moleculares entre 450 y 800. Son compuestos de cadena lineal con ramificaciones y grupos cíclicos a lo largo de la cadena principal. A diferencia de las ceras parafínicas (macro-cristalinas) sus cristales son pequeños e irregulares lo que hace que no tiendan a aglomerarse, permaneciendo dispersos y sin formar depósitos”. (Candelo y Carvajal, 2010)

“No constituyen problemas en las líneas de producción pero pueden ocasionar reducción de la permeabilidad si se precipitan en la formación debido a su tendencia a adherirse a la superficie de los granos”. (Candelo y Carvajal, 2010)

Es de suma importancia definir el tipo de parafinas presentes en el yacimiento, así como la identificación del mecanismo de daño en la formación por presencia de parafinas para el diseño del tratamiento.

FIGURA 10. Representación de parafinas microcristalinas y macrocristalinas



Nota. Recuperado de “Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en el Campo de Colorado” (2010) por Candelo A. F. y Carvajal B. M. Universidad Industrial de Santander, Colombia.

1.2.2. PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS

“La precipitación y depositación de parafinas se manifiesta en todas las etapas de la producción de petróleo. Cuando se presenta en el yacimiento, reduce el diámetro de la garganta del poro, lo cual causa una disminución en el aporte de fluido de la formación productora. En otros casos, la precipitación de parafinas reduce la permeabilidad del yacimiento, y si ésta ocurre cerca del pozo, ocasiona daños a la formación y obstruye los orificios cañoneados. Cuando se presenta en los sistemas de producción reduce el radio efectivo por el cual se origina, esto conlleva a una disminución del nivel de fluido en los sistemas de almacenamiento. La precipitación de parafinas se desencadena por varios factores, entre los que se puede mencionar: cambios de presión, temperatura, composición química del crudo, mezclas con diluyentes u otros aceites y durante la estimulación ácida”. (Pinzón y Rojas, 2006)

“Por otra parte, la solubilidad de la parafina en el crudo es una variable muy importante, ya que disminuye en el momento de la precipitación a causa del cambio de las propiedades termodinámicas del crudo. Cabe aclarar, que no necesariamente se presenta depositación cuando la solubilidad disminuye, pues si los cristales precipitados, que normalmente tienen forma de aguja, permanecen dispersos en el crudo, no tienden a depositarse en la superficie, caso contrario en el que un material nucleante (asfáltenos, finos de formación, productos de corrosión) ayuda a la aglomeración de los cristales, estas aglomeraciones tienden a depositarse y causan problemas en las líneas de producción”. (Pinzón y Rojas, 2006)

“Asimismo, se puede decir que la mayor causa de la disminución de la solubilidad de la parafina en el crudo, es el descenso de la temperatura, que puede provocarse por la disminución de presión que experimenta el crudo a medida que se acerca a la superficie o por la expansión que ocurre cuando el crudo sale de la formación hacia el pozo⁴. La pérdida de gas e hidrocarburos livianos del crudo también disminuyen la solubilidad de la parafina, este efecto contribuye a la depositación en líneas de superficie y tanques. Altas relaciones gas-aceite (GOR), evitan los problemas de depositación de parafina”. (Allen y Roberts, 1997)

“Los valores de temperatura a observar en relación a la precipitación y depositación de parafinas son el punto de cristalización (temperatura a la cual se precipita el primer cristal de parafina) y el punto de fluidez o pour point (definido como la temperatura a la cual la precipitación se encuentra avanzada, de tal forma, que se crean cristales aglomerados capaces de impedir el flujo del crudo). El punto de cristalización siempre será superior al punto de fluidez para cualquier crudo por tratarse de una mezcla, ya que para las sustancias puras estos dos serían en la misma; estos puntos pueden ser determinados a cualquier presión”. (Allen y Roberts, 1997)

“Uno de los problemas se presenta cuando la temperatura de yacimiento está por debajo del punto de cristalización, la precipitación se lleva a cabo en la formación, lo que causa el taponamiento de los poros que disminuye la permeabilidad de la formación, y por consiguiente, impiden el flujo del crudo hacia el pozo”. (Allen y Roberts, 1997)

“Una situación ideal en la producción de crudo parafínico sería si el fluido llegara hasta las facilidades de superficie por encima del punto de nube, pero existen ciertos factores que impiden que esto suceda, entre los cuales se encuentra la mencionada disminución de la solubilidad de la parafina en el crudo, el alto peso molecular que hace referencia a que en crudos de mayor peso molecular (presencia de más componentes pesados) la solubilidad de la mezcla disminuye y por lo tanto el punto de nube aumenta, la presión y la naturaleza de fluido”. (Barrer, K.M y Newberry, M.E, 1982)

“En el caso de la presión contribuye a que los cristales tengan o no facilidad de aglomerarse para formar los depósitos. Para crudos muertos donde las moléculas son similares, el aumento de la presión causa una disminución de la solubilidad de la parafina, y por consiguiente, un aumento en el punto de nube. Para crudos con cierto contenido de gas, el comportamiento es similar hasta llegar a la presión de burbuja donde el gas entra en el crudo y sus moléculas se interponen entre los cristales de parafina causando una disminución en el punto de nube”. (Barrer, K.M y Newberry, M.E, 1982)

“En el yacimiento, los parámetros que afectan el comportamiento de la parafina en el crudo son la temperatura, la presión y la composición. La temperatura es la mayor fuerza que altera el equilibrio de las fases sólido-liquido. Cuando se altera el equilibrio termodinámico los cambios de presión no influyen en la capacidad del aceite para disolver la parafina, pero sí la pérdida de componentes livianos de la composición del crudo tales como: el metano, etano, propano y butano, disminuyen sustancialmente la solubilidad de la parafina en el aceite y ocasionan un aumento en algunas propiedades como el punto de fluidez”. (Barrer, K.M y Newberry, M.E, 1982)

1.2.3. CARACTERIZACIÓN DE PARAFINAS

Es indispensable la realización de análisis físico-químico para crudos de naturaleza parafínica, debido a lo riesgosa de la producción. Ahí radica la importancia de conocer sus propiedades, así como por ejemplo: peso molecular, punto de nube, punto de fluidez, viscosidad, etc.

Asimismo, debemos seleccionar el tratamiento de control de deposición de parafinas a partir de las técnicas de caracterización utilizadas, pues con ellas podemos conocer las propiedades del crudo. Los análisis para la caracterización que más comúnmente se emplean son: distribución del número de carbono de la parafina (cromatografía de gases), punto de fluidez (ASTM D97-09) y punto de nube (ASTM D2500-09).

1.2.3.1. Punto de Nube

“El punto de cristalización es un valor característico de algunos derivados del petróleo que define la temperatura a la que, cuando el producto se enfría, se empiezan a formar ceras que originan la nube o niebla, cuando esta propiedad se determina a condiciones atmosféricas se conoce como punto de nube. El método (ASTM D2500-99) se usa para determinar el punto de nube de productos que son transparentes en láminas de 37.5 mm de espesor y que tienen valores de punto de nube por debajo a los 120 °F (49 °C). En esta prueba se utiliza un recipiente de forma cilíndrica, de fondo plano aforada, un corcho, un termómetro coaxial cuyo bulbo descansa en el fondo del recipiente y un baño de agua de refrigeración”. (Pinzón y Rojas, 2006)

FIGURA 11. Recipiente, baño térmico y termómetro para determinar el punto de nube



Nota. Recuperado de “Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en el Campo de Colorado” (2010) por Candelo A. F. y Carvajal B. M. Universidad Industrial de Santander, Colombia.

Siguiente, la muestra se debe enfriar a una temperatura de al menos 25 °F sobre el valor del punto de niebla esperado con finalidad de eliminar agua y minimizar la formación de niebla por cristales de hielo. La muestra se revisa en intervalos de 2 °F para ver si hay formación de niebla por ceras, debiendo estar completamente uniforme. Si al alcanzar los 50 °F no se ha llegado al punto de niebla, la muestra se coloca en un segundo baño a una temperatura entre 0 y 5 °F. Para productos con punto de niebla muy bajos se requerirá baños sucesivos con la temperatura cada vez inferior. El intervalo de 2 °F de temperatura a la cual se forma por primera vez las veras es reportado como el punto de nube.

1.2.3.2. Perfil de Viscosidad / Temperatura

Este método compara la viscosidad del crudo a diferentes temperaturas para hallar el punto de inflexión sobre la curva de enfriamiento, del cual obtendremos el punto de nube. Este método está basado en la norma ASTM D445-09, la cual consta del análisis de viscosidad cinemática del crudo. Dicho test mide el tiempo en el cual un determinado volumen de crudo fluye por gravedad por un capilar de un viscosímetro calibrado. Se realizan pruebas a diferentes temperaturas, graficando la viscosidad versus temperatura y se reporta el punto donde ocurre un cambio significativo en la pendiente.

La figura 12 muestra un viscosímetro Saybolt Furol, la cual es el instrumento más comúnmente utilizado para la medición de viscosidad.

FIGURA 12. Viscosímetro Saybolt Furol.



Nota. Recuperado de “Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en el Campo de Colorado” (2010) por Candelo A. F. y Carvajal B. M. Universidad Industrial de Santander, Colombia.

1.2.3.3. Punto de Fluidez (ASTM D97-09)

“Este método contempla una de las pruebas más tradicionales de laboratorio que se utilizan como estándar en la industria del petróleo. Su uso fue adaptado por ASTM en 1914. Cuando se trabaja con aceites que contienen cera, tales como el fuel Oil, las características del fluido a bajas temperaturas no sólo dependen de su constitución, sino cómo han sido manejados, almacenados, etc. En esta prueba se utiliza un recipiente cilíndrico de fondo plano aforado, un corcho, un termómetro coaxial cuyo bulbo descansa en el fondo de la jarra y un baño de agua de refrigeración”. (Pinzón y Rojas, 2006)

Inicialmente la muestra se calienta hasta 115 °F, para después enfriarse hasta el valor esperado de temperatura del punto de vertido, la jarra es sumergida en un baño refrigerante que se debe mantener entre 30 y 35 °F. Se empieza la prueba a una temperatura de 15 °F sobre el valor aproximado de temperatura de punto de vertido para productos con punto de fluidez superior a 100 °F. Para otros productos se inicia a una temperatura de 20 °F. Se verifica en intervalos de 5 °F, retirándose el recipiente del baño y revisando que el líquido aún tenga movimiento inclinando la jarra. En el proceso de sacar, inclinar, mirar y volver a sumergir no se debe tardar más de 3 segundos. Una vez formados los primeros cristales de cera en la muestra se debe tener especial cuidado de no alterar la masa del líquido o mover el termómetro de la muestra, pues cualquier cambio podría conllevar a una lectura errónea o ficticia de resultados. Cuando la

muestra no presente movimiento cuando es inclinada, se mantiene en posición horizontal por 5 segundos, y se anota la temperatura con una adición de 5 °F, siendo ése el resultado de punto de fluidez.

FIGURA 13. Equipo Laboratorio para la determinación del punto de fluidez



Nota. Recuperado de “Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en el Campo de Colorado” (2010) por Candelo A. F. y Carvajal B. M. Universidad Industrial de Santander, Colombia.

1.2.4. PROBLEMAS DURANTE LA PRODUCCIÓN POR PARAFINAS

La precipitación y deposición de parafinas en pozos, yacimientos y líneas de producción pueden conllevar a serias alteraciones operacionales, además de un aumento significativo en los costos de producción. La deposición de parafinas, normalmente tiende a incrementar la viscosidad del petróleo crudo y disminuye el área transversal de las tuberías. Ante lo mencionado, pueden ser requeridos procedimientos preventivos y/o correctivos, entre los cuales están los métodos térmicos, químicos, mecánicos, entre otros, lo que conlleva a posibles paradas y problemas frecuentes en la operación.

1.2.4.1. Problemas en la formación.

“La acumulación de ceras parafínicas en la cara de la formación produce un deterioro gradual en la permeabilidad y afecta directamente la producción de crudo. Los yacimientos con temperatura cercana a su punto de nube sufren daño de permeabilidad cuando el petróleo es enfriado por debajo de éste; el enfriamiento del yacimiento puede

ser ocasionado por operaciones corrientes en los pozos, como la adición de grandes volúmenes de fluido frío durante procedimientos de acidificación y fracturamiento con bajas temperaturas de fondo donde se pueden generar un problema irreversible de depositación y posterior daño de la formación”. (Poveda, Kafarov y Plata, 2009)

“La disminución de la producción, depende básicamente de una reducción en la permeabilidad de la formación a los fluidos, o un incremento en la viscosidad del fluido. Al llevar los fluidos de yacimiento a fondo de pozos ocurre una caída de presión, la cual controla en gran medida el caudal de entrada de fluidos. Esto se ve reflejado en la reducción del radio de drenaje del pozo, pasando a través de la zona virgen de la formación y de la zona vecina al pozo (generalmente alterada) y de aquí al intervalo perforado a través de los túneles de las perforaciones”. (Poveda, Kafarov y Plata, 2009)

La remoción mecánica en los túneles de perforación es imprescindible para que el pozo logre un buen caudal de crudo. La supresión de restricciones en los túneles de los disparos y su conexión con la formación a través de la zona compactada, hacen que el tratamiento de limpieza tenga efectos positivos casi inmediatos en el pozo.

Otro motivo por el cual se puede producir la precipitación de parafinas y se produzcan daños en la permeabilidad del pozo, es el uso de tratamiento a partir de aceite caliente para remover depósitos de parafinas. El aceite intercambia calor con la formación, el revestimiento y la tubería, disolviendo los depósitos en el crudo y separándolo de la superficie de la tubería. El crudo puede encontrarse a temperaturas por debajo del Cloud Point del petróleo caliente a condiciones de temperatura del yacimiento en el fondo del pozo, lo que puede ocasionar la formación de depósitos orgánicos y un daño a la permeabilidad de la formación. La precipitación de parafinas producida por inyección aceite caliente o agua caliente ocasiona mayores daños debido a que vaporiza los hidrocarburos livianos y envía los pesados al fondo, por ello se vuelve más complicada la implementación de un tratamiento para la remoción de parafinas.

1.2.4.2. Problemas durante la producción

La deposición de parafinas en la operación puede ocurrir por modificaciones en la temperatura del tubing, en la cual la deposición de parafinas termina obstruyendo la perforación, daña los equipos sumergibles tales como varillas y bombas, además de disminuir el diámetro del tubing.

Asimismo, los cambios de presión y temperatura en los servicios de la superficie causan problemas en las paredes de los tanques de almacenamiento, en la interface del separador o gunbarrel, en las líneas de transporte, en las líneas de flujo, en los sistemas de recolección y en los oleoductos. La severidad de los daños puede ser variable de acuerdo con el sistema y pudiendo ser desde una pequeña molestia a un taponamiento mayor del sistema que ocasione un paro de la producción.

1.2.5. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS

Es vital conocer los factores que influyen en la precipitación de parafinas, pues entre mayor sea la información disponible acerca de ellos en el momento de diseñar un tratamiento para su control, mayores serán las probabilidades de lograr una corrección exitosa del problema. Los factores que influyen en este fenómeno son los siguientes:

1.2.5.1. PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Este trabajo incluye dos propiedades que afectan tanto la precipitación de las parafinas, como en el diseño de un tratamiento correctivo/preventivo de las mismas: La temperatura del yacimiento y el corte de agua.

- **Temperatura de Yacimiento:** Es la temperatura a la que se encuentra almacenado el crudo en la formación productora, cuya importancia radica en la cristalización, la precipitación y posterior deposición de parafinas en el yacimiento causadas por temperaturas inferiores a las mencionadas anteriormente.
- **Corte de agua:** Este parámetro es obtenido de la información de campo, y con ella se obtiene la mejor opción tratamiento con base al esquema de la metodología propuesta. De acuerdo al diseño que se use, puede ser una ventaja o desventaja al momento de su implementación, ya que puede causar problemas de corrosión en los equipos en algunos casos, y en otros sirve como medio conductor de las ondas electromagnéticas.

1.2.5.2. PARAMETROS OPERACIONALES

Estos factores son beneficiosos en los tratamientos de control para la precipitación de parafinas durante la operación a través de la tubería de producción y en las facilidades de superficie, evitando que ocurra su deposición. Estos parámetros son los siguientes:

- **Temperatura de operación:** Se comprende como la temperatura promedio en la sarta de producción cuando el fluido es expulsado a la superficie, esta ha de ser superior al punto de nube para así lograr que la precipitación de parafinas en el tubing no ocurra.
- **Temperatura de superficie:** Esta propiedad es de suma importancia en el almacenamiento y transporte del crudo, debido a que si disminuyera la presión del fluido, se perderían componentes volátiles, lo que produciría que el punto nube sea más bajo, requiriendo cuidados especiales en la temperatura de almacenamiento y de transporte de crudo para evitar la deposición de compuestos orgánicos.

1.2.5.3. PROPIEDADES DEL FLUIDO

Las propiedades del fluido juegan un rol importante en el momento de elegir un método de inhibición o remediación para la precipitación de parafinas, debido a que éstas determinarán el éxito del tratamiento al ser implementado. Éstas son las siguientes:

- **Tipo de parafina que se está depositando:** Es un factor importante que permite identificar la estructura de la molécula del hidrocarburo, mientras más compleja sea la molécula mayor será la dificultad de implementación de un método de control de precipitación de parafinas. Para caracterizar el tipo de parafina, se analizará la presencia de moléculas C40+ y C40- mediante cromatografía de gases y líquidos al depósito. Un porcentaje en la cantidad de parafinas presentes mayor al 50% indicará el tipo de parafina predominante del depósito (C40+ o C40-).
- **Temperatura de cristalización:** También llamando punto de nube es uno de los factores más importantes para evaluar el potencial de deposición de la parafina. Si se mide correctamente a varias condiciones de presión y temperatura podrá estimarse las condiciones termodinámicas requeridas y el lugar para que ocurra la deposición.

- **Temperatura de fusión:** Es la temperatura a la cual una muestra de parafina en estado sólido se funde y cambia al estado líquido. De acuerdo a número de carbonos de la molécula, puede variar esta temperatura, entre 60 °F para C₁₆ y 212 °F para C₆₀. Este parámetro es importante para establecer la temperatura a la cual se debe mantener la pared del tubing, facilidades de almacenaje o fluidos de tratamientos con la finalidad de remover depósitos sólidos.
- **Temperatura de fluidez:** Es la temperatura a la cual el crudo no fluye más, debido al incremento de viscosidad producido para la cristalización de la parafina a medida que se enfría la muestra.

1.3. MÉTODOS CONVENCIONALES PARA EL CONTROL DE PARAFINAS

1.3.1. MÉTODO MECÁNICO

El método mecánico es el tratamiento más convencional para el control de parafinas. Se trata de la remoción de ésta del tubing o tubería de producción a través del uso de raspadores (figura 14) y cortadores de parafina.

Este método tiene como desventaja que la parafina raspada puede ocasionar taponamiento en las secciones cañoneadas. El que sea una alternativa relativamente económica es su principal ventaja, sino la limpieza del pozo no necesitara a ser frecuentemente realizada, pues para poder ser llevada a cabo es se debe detener la producción y por ende, conlleva a pérdidas económicas.

En los pozos tipo gas lift, se realiza limpieza mecánica mediante raspadores conectados a un cable o wire line, la operación puede darse de forma automática gracias a un regulador que permitirá controlarlas, así como de forma manual. Los plunger lift, son pistones libres usados para eliminar los depósitos de parafina en los pozos, además incrementa la eficiencia del gas lift.

“En pozos en los que el sistema de levantamiento artificial sea el bombeo mecánico, es posible adherir raspadores a las varillas de la unidad de bombeo con el fin de remover la parafina en cada viaje que haga la unidad de bombeo mecánico”. (Pinzón y Rojas, 2006)

Se conocen otros métodos para la remoción de parafinas que exigen que el pozo sea parado temporalmente mientras que la unidad raspadora cae al fondo del pozo; cuando el pozo es abierto nuevamente, el raspador se expande y remueve los depósitos de las paredes del tubing al ascender hacia la superficie impulsado por la presión del fluido

que se está produciendo. Su principal desventaja es que al estar el pozo cerrado genera gastos económicos adicionales en la producción.

Es probable que cuando se encuentren problemas de deposición de parafinas en las líneas de producción se puedan encontrar también en las líneas de superficie y oleoductos, por suerte para estos casos también es posible realizar limpieza mediante métodos de remoción mecánicos.

Para este tipo de labores, los depósitos pueden ser removidos a través de raspadores solubles o insolubles. Los raspadores solubles son comúnmente tapones de cera microcristalina (cera dura) o naftaleno, los cuales se disuelven en un periodo de tiempo. Mientras que los raspadores insolubles son esferas de caucho duro o de plástico que se desplazan removiendo la parafina de las paredes del tubing, estos raspadores son recogidos a la salida de la tubería y pueden ser reutilizados.

La principal herramienta de remoción mecánica para la limpieza de oleoductos y la eliminación de depósitos de parafinas, son los dispositivos llamados “marrano o pig” los cuales son equipos que raspan las paredes internas de las tuberías y empuja a través de la parafina. Son llamados así por el sonido peculiar que causa al momento del raspado del tubing. El marrano se impulsa por un bombeo de alta presión ejercido detrás de él. Si los depósitos de parafina en las paredes interiores de la tubería fueran demasiado altos, conforme el marrano avanza recogerá tanta parafina que bloqueará cualquier movimiento de los marranos. Es decir, a medida que el marrano raspa más parafina de la pared interior de la tubería más se producirá acumulaciones de materia orgánica frente al él, dificultando su movimiento, y pudiendo en algún momento no ser suficiente la presión de bombeo de la tubería para empujar el marrano. Las tres clases de pigs más utilizados en la operación son: el marrano de disco, marrano de copa, marrano de esfera y los polly pigs (figura 15, figura 16, figura 17). Los marranos de disco y de copa son fabricados del mismo material, pero cuentan con formas y diseños distintos. El material de los polly pigs es espuma y es diferente a los marranos de copa y disco.

FIGURA 14. Raspador



Nota. Recuperado de “Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en el Campo de Colorado” (2010) por Candelo A. F. y Carvajal B. M. Universidad Industrial de Santander, Colombia.

FIGURA 15. Marranos de disco y copa



Nota. Recuperado de “Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en el Campo de Colorado” (2010) por Candelo A. F. y Carvajal B. M. Universidad Industrial de Santander, Colombia.

FIGURA 16. Marrano de esferas



Nota. Recuperado de “Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en el Campo de Colorado” (2010) por Candelo A. F. y Carvajal B. M. Universidad Industrial de Santander, Colombia.

FIGURA 17. Marrano polly



Nota. Recuperado de “Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en el Campo de Colorado” (2010) por Candelo A. F. y Carvajal B. M. Universidad Industrial de Santander, Colombia.

1.3.2. MÉTODO OPERACIONAL

El método consiste en ajustar la velocidad y el caudal de operación con la finalidad de reducir la precipitación de parafinas en la sarta de producción. Un ratio de producción elevada tiene como ventaja una baja cantidad de sólidos precipitados, además se evita que la parafina se adhiera a las paredes del tubing y en algunos casos esta logra que se desprenda de las paredes de la tubería de producción. Sin embargo este método solo desprende las parafinas más blandas, debido a que el esfuerzo de corte que el fluido realiza sobre los depósitos no es el suficiente para retirar las ceras más duras, en consecuencia los depósitos acumulados en el tiempo son más sólidos y difíciles de tratar.

Este requerimiento de mantener el petróleo por debajo del punto de cristalización para poder evitar la precipitación de parafinas, nos conduce al incremento de ratio de producción para mantener la temperatura por encima de dicha temperatura en la que se produce la precipitación de ceras en el crudo.

1.3.3. MÉTODO TÉRMICO

Debido a que no siempre los métodos mecánicos son efectivos, se puede aprovechar la propiedad que tiene el calor para fundir las parafinas y para la resolución de la emulsión como ventaja. Para lograr este objetivo la cantidad de calor utilizado en este método es clave, pues la cantidad de calor por unidad de volumen significa un costo adicional, la generación de calor que se necesita para estos procesos tiene consecuencia en el costo de producción por cada barril de petróleo. Estudios realizados respecto al tema, han identificado que la cantidad de calor necesaria para fundir la parafina es inversamente proporcional a la distancia entre cada molécula de parafina depositada.

Entre las técnicas más utilizadas para control de parafinas utilizando métodos térmicos se encuentran:

1.3.3.1. Inyección de aceite caliente

Es la técnica más comúnmente utilizada para retirar depósitos de parafinas en pozos de petróleo usando métodos térmicos. La técnica de inyección de aceite caliente aprovecha el calor para la disolución y remoción de los depósitos orgánicos en los pozos petroleros. El procedimiento para poner en marcha un sistema de inyección de aceite caliente para el control de depósitos de parafinas se indica a continuación:

“En primera instancia el aceite (preferiblemente del mismo yacimiento) que va a ser inyectado es recogido en un camión y calentado de 150 F a 300 F y después es bombeado dentro del pozo. La inyección puede ser hecha por el tubing o directamente en el anular, rodea el tubing y le transfiere calor, calentándolo lo suficiente para fundir la parafina que está depositada en él”. (Keating y Wattenwarger, 1994)

Al incrementarse de forma significativa el espesor de las deposiciones o la cantidad de parafina depositada, se requerirá aumentar también la temperatura del aceite o el volumen de aceite inyectado.

Estamos hablando de uno de los métodos más populares, sin embargo, se deben tener cuidados especiales para implementarlo apropiadamente. Esta técnica puede causar problemas mayores de taponamiento de los poros de la formación y las perforaciones de producción. Adicionalmente, cierto volumen de aceite que se inyecta por el anular fluye hacia la formación antes de poder ser producido nuevamente.

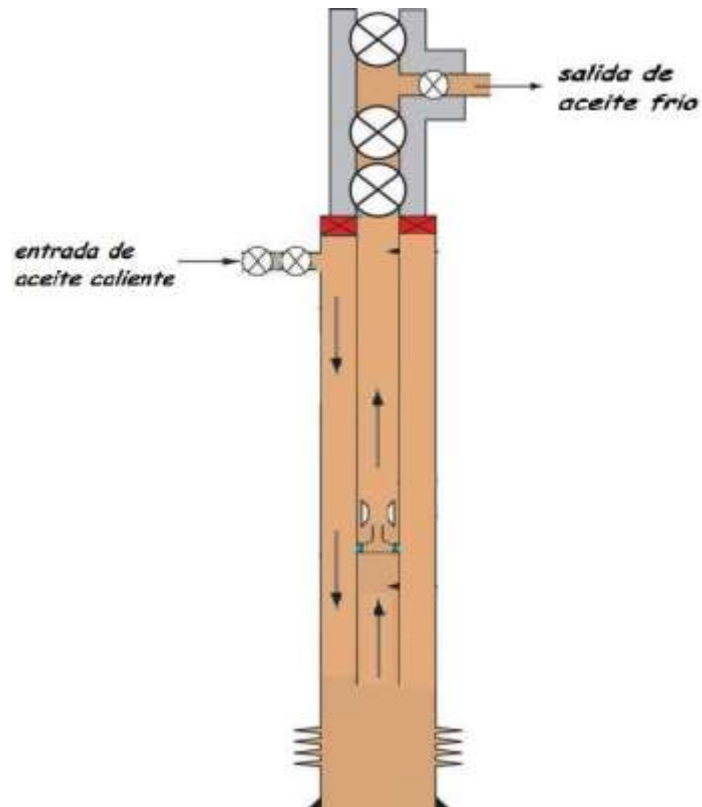
Conforme la temperatura continúe bajando y el aceite siga descendiendo por el anular, se formarán sólidos parafínicos, en consecuencia si este fluye por las perforaciones hacia la formación va a producir un taponamiento.

La aplicación de este método es usualmente realizado en forma de trabajos rutinarios y los resultados suelen terminar en una operación cíclica. Tras cada tratamiento de aceite caliente la producción aumenta, pero no se mantiene por lapsos prolongados. Sucesivamente la perforación será taponada y la tasa de producción disminuirá a niveles más bajos.

Por lo general se toma el aceite que se inyecta en esta técnica de unos tanques de almacenamiento en donde el petróleo contiene un contenido alto de sólidos parafínicos, éste es calentado para liberar las fracciones más livianas y concentrar los sólidos parafínicos.

“Debido a que normalmente la capacidad calorífica del pozo es mayor que la capacidad calorífica del aceite, este se enfría rápidamente transfiriendo calor a las tuberías y a la formación. La efectividad de un proceso de inyección de aceite caliente depende de la temperatura a la cual el pozo es calentado por encima del punto de fusión de la parafina. La cantidad de aceite bombeado, tasa de bombeo y temperatura varían de un trabajo a otro”. (Pinzón y Rojas, 2006)

FIGURA 18. Esquema inyección de aceite caliente.



Nota. Recuperado de “Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en el Campo de Colorado” (2010) por Candelo A. F. y Carvajal B. M. Universidad Industrial de Santander, Colombia.

1.3.3.2. Inyección de agua caliente

Debido a que la inyección de aceite caliente trae por consecuencia graves problemas de taponamiento en las perforaciones y en los poros de la formación, se desarrolló la inyección de agua caliente como método alterativo. Los tratamientos de agua caliente al no poder proveer la solvencia del aceite caliente, habitualmente se incluyen paquetes de surfactantes diluidos en el agua con el objetivo de asistir en la dispersión de la parafina en la fase acuosa.

“Esta combinación entre surfactantes y agua produce partículas de parafina muy grandes mojadas por agua. Estas partículas suelen causar problemas en las baterías reuniéndose en la interface entre el agua separada y el aceite. Las parafinas mojadas

por agua requieren sustancialmente cantidades más grandes de desemulsificante que las manejadas normalmente por los tratadores de calor”. (Pinzón y Rojas, 2006)

Gracias a que la capacidad calorífica del agua es superior en comparación con la del aceite, la temperatura en el fondo es ligeramente mayor. No obstante la insuficiencia de solvencia del agua disminuye significativamente el transporte de parafina en el agua.

Se suele pensar que el método de inyección de agua es más eficiente térmicamente para remover parafinas que la inyección de aceite caliente pues el agua tiene una mayor capacidad calorífica. Sin embargo, el proceso está limitado a la capacidad de los equipos para producir calor. La operación de inyección de agua toma más tiempo, por lo que el beneficio no es tan grande como se espera,

1.3.3.3. Calentadores de fondo de pozo

Ya que debemos mantener la temperatura del fluido por encima del punto de cristalización para evitar la precipitación de parafinas, usualmente se instalan calentadores eléctricos en la boca de los pozos para aumentar la temperatura del crudo.

“Los calentadores más empleados son los de resistencia eléctrica. La temperatura del crudo debe mantenerse por encima del punto de nube antes de que el crudo llegue a la superficie; para esto el operador puede regular la cantidad de energía que se suministra al calentador y así mantener la temperatura necesaria. La limitación más sobresaliente de esta técnica es el aspecto económico, debido a su mantenimiento y la disponibilidad de la potencia eléctrica, por el contrario, si la temperatura del aceite en el calentador es muy alta, el crudo puede coquearse y taponar las perforaciones”. (Keating y Wattenwarger, 1994)

1.3.3.4. Calentadores de tubería

Este método suministra de energía eléctrica hacia la parte superior de la tubería de producción. Por seguridad operacional, la cabeza del pozo se encuentra aislada eléctricamente del tubing. La corriente eléctrica fluye hasta el fondo del pozo, en donde se encuentran la mayor cantidad de depósitos de parafina y un contactor en el casing completa el circuito. Los calentadores de tubería resultan más efectivos que los calentadores de fondo de pozo, más el uso de esta tecnología es aún emergente en la industria del petróleo.

Entre el 70 – 75% aproximadamente de la energía agregada a la tubería de producción se disipa en la misma, el excedente de la corriente se disipa en el casing. El ratio de potencia total que se disipa en el tubing y casi debe ser especificado por el operador.

1.3.4. MÉTODO DE TRATAMIENTO QUÍMICO

El método químico es necesario comúnmente como una alternativa al tratamiento de aceite caliente. Es recomendable que se alterne el método de tratamiento químico después de haber llevado a cabo repetidos tratamientos de aceite caliente.

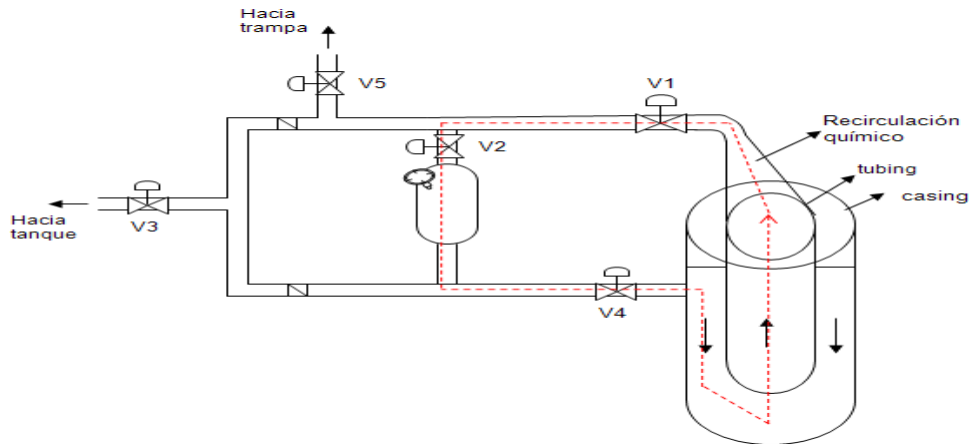
“Los métodos continuos (consisten en una inducción continua del químico) y a baches (consiste en una inyección cíclica del fluido) son adoptados para inyectar el químico desde el anular hacia el pozo, es decir, circular el químico bajo el anular y retornarlo a través del tubing, para remover el sedimento de parafina que se encuentra adherido a la pared del tubing. El método continuo consiste en una bomba especial de inyección instalada en la cabeza del pozo (wellhead) y a través de una fuerza impulsiva producida por el movimiento de arriba a abajo de la unidad de bombeo se impulsa el pistón de la bomba de inyección, haciendo que el químico caiga dentro del pozo. El tratamiento por baches es llevado a cabo usando un camión de bombeo pequeño con un inyector rápido que agrega el removedor de parafina desde el anular dentro del tubing en un tiempo predeterminado”. (Biao y Liljian, 1995)

El control químico correctivo de los problemas de deposición de parafinas en pozos de petróleo se basa en el uso de cuatro clases de productos químicos:

- Solventes
- Surfactantes
- Dispersantes
- Modificadores de cristal.

Los productos químicos mencionados, también se pueden utilizar por separados como métodos preventivos o correctivos.

FIGURA 19. Diagrama de inyección del tratamiento químico en pozo



Nota. Recuperado de “Evaluación de un Tratamiento Químico para el Control en el Crudo Parafínico del Campo Colorado” (2009) por Ochoa, Sergio y López, Ismael. UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Química. Colombia.

1.3.4.1. Solventes

Los solventes más usados para disolver parafina se pueden clasificar en: Alifáticos y Aromáticos. Los solventes alifáticos que se utilizan normalmente en la industria del petróleo son diésel, kerosene y condensado. Los solventes aromáticos usados son xileno y tolueno.

Los solventes se usan para la remoción de depósitos de parafina existentes, Por lo general están compuestos por grandes cantidades de aromáticos, usados para inhibir los depósitos orgánicos, por lo que necesitan ser inyectados continuamente en grandes cantidades y hace que resulte poco económico para el usuario. Estos químicos tienen una capacidad específica de solvencia de parafinas basado en su peso, temperatura y presión del solvente.

“Los hidrocarburos clorados, tal como tetra-cloruro de carbono son excelentes solventes de parafina. Sin embargo, no son muy usados porque pueden tener efectos adversos en los catalizadores de la refinería. El di-sulfuro de carbono ha sido llamado el solvente universal de la parafina, desafortunadamente es costoso, extremadamente inflamable, toxico, y también daña los catalizadores de la refinería como consecuencia no debiesen ser usados en operaciones de campo”. (Candelo y Carvajal, 2010)

“En depósitos donde el contenido de Asfáltenos es muy bajo los solventes comúnmente usados son: Condensados, keroseno y diesel. El diesel y el keroseno no debiesen ser usados si el petróleo crudo contiene un porcentaje significativo de asfáltenos, los hidrocarburos no aromáticos pueden causar más precipitación de los asfáltenos por despojar el malteno que lo estabiliza. Sin embargo, algunos condensados contienen componentes aromáticos que los habilitan para disolver los depósitos asfálticos”. (Candelo y Carvajal, 2010)

“Los químicos aromáticos tales como el tolueno y el xileno son excelentes solventes de depósitos de parafinas así como para acumulaciones de asfáltenos. El potencial de solvencia de estos químicos puede ser aumentado diez veces por la adición de más o menos el 5% en volumen de una amina primaria o secundaria específica, al solvente. Estos solventes ayudan también a disolver la parafina que puede estar depositada con los asfáltenos. Un calentamiento moderado del solvente acelerará la remoción del depósito. Se debe tener cuidado durante el verano debido a los puntos de chispa relativamente bajos del tolueno y xileno”. (Barker y Newberry, 2001)

Los niveles permitidos de xileno son mucho mayores a los del etil benceno y tolueno. En muchos países el uso del benceno y etil benceno es limitado porque son cancerígenos, y el uso de tolueno es cuestionable, debido a que se debe verificar el contenido de benceno

“La necesidad de solventes biodegradables y no tóxicos ha resultado en el desarrollo de ciertos tipos de químicos que pueden funcionar como los solventes mencionados anteriormente para reemplazarlos”. (Barker y Newberry, 2001)

La selección del solvente para tratamiento químico de control de depósitos de parafinas debería consistir en un análisis costo-beneficio. El solvente elegido deberá adaptarse a las necesidades y condiciones del pozo.

“El primer procedimiento es circular, el solvente bajo el anular y retornarlo a través del tubing. Remojando o agitando el solvente sobre un periodo de tiempo, usualmente disolverá la cantidad máxima de parafina por galón de solvente. Si la formación está parcialmente taponada por parafina, un squeeze de solvente (inyectar el solvente en la formación a alta presión sin fracturarla) y surfactante (para evitar cambiar la mojabilidad de la formación) en la formación y un periodo de remojo de 24 a 72 horas es muy efectivo. El aumento severo de parafina en el tubing en pozos con bombeo mecánico frecuentemente hace la remoción de varillas muy difícil. En estas instancias, bombear un solvente bajo el tubing ablandará la parafina y facilitará la sacada de varillas. La selección del solvente puede ser llevada a cabo por pruebas sencillas de campo. Una

pequeña cantidad de parafina es sumergida en el solvente en un recipiente de vidrio claro. Uno al lado del otro en comparación de los solventes disponibles usualmente habilitará la selección del mejor solvente en minutos”. (Candelo y Carvajal, 2010)

1.3.4.2. Dispersantes

“Los dispersantes no disuelven los depósitos de parafina sino que trabajan neutralizando las fuerzas atractivas que unen a las partículas de parafina a estar juntas, es decir, los depósitos son partidos a tamaños de partículas mucho más pequeños donde pueden ser reabsorbidos por la corriente de petróleo, como un resultado de la afinidad natural de la partícula de parafina por su origen hidrocarburo. Los dispersantes están químicamente estructurados, un fin de la molécula es ser atraída a la parafina, mientras que su otra finalidad es ser soluble en el aceite o agua, dependiendo de la fase en que la parafina se encuentre para ser dispersada”. (Newberry y Barker, 1985)

Los dispersantes están compuestos por sulfonatos, derivados de alquil fenol, ketonas, terpenos, poliamidas y naftaleno. Los asfáltenos a bajas concentraciones en el crudo, también funcionan bien como dispersantes de depósitos de parafina.

“Los dispersantes pueden ser usados para la remoción de depósitos como un modo preventivo. La aplicación puede hacerse en un tratamiento por baches, o continuo y algunas veces como un squeeze a la formación. El tratamiento continuo se usa para prevenir la depositación de parafina pero esto acarrearía más gastos. Los dispersantes pueden difundir varias veces su propio peso de parafina, pero no tienen la aplicación general de los solventes. Usualmente, dadas las técnicas de pruebas apropiadas, un dispersante elegido demostrará ser más costoso y efectivo que los solventes”. (Ferworn, Hammami y Ellis, 1997)

Para seleccionar el dispersante con mejor desempeño, se ha de desarrollar pruebas de laboratorio donde se establecen tanto la concentración y el tiempo de contacto adecuados. El dispersante se utiliza en concentraciones de 2% a 10% variando de acuerdo a la cantidad de parafina a ser removida. Para alcanzar una mayor eficiencia se debe calentar antes de ser inyectado al pozo. El sistema es 90% a 98% agua (es preferible el uso de agua fresca por encima de la salmuera en los tratamientos de campo).

Para pozos de presión baja, se puede bombear la solución por el anular, saliendo ésta junto con la producción de crudo (Un volumen habitual es de 30 a 50 barriles). Para depósitos de parafina con mayor resistencia se recomienda una fase de remojo con una

duración de 2 a 4 horas antes de reiniciar la operación del pozo. Igualmente, la parafina de las líneas de superficie puede ser removida mediante circulación del dispersante a través del sistema.

1.3.4.3. Surfactantes o detergentes

Los surfactantes o detergentes de parafinas son agentes tenso-activos que actúan sobre la formación, tubing y líneas de flujo sobre los cristales de parafina previniendo su aglomeración y deposición en el sistema.

La aplicación de surfactantes cambia la mojabilidad a la superficie de la tubería de aceite por agua. Los detergentes funcionan como una capa que previene el contacto de la parafina con la tubería. Los pozos que producen agua son los más aptos para este tipo de tratamiento. No obstante, si la relación de agua-aceite es elevada, es posible que la tubería metálica no necesitara de ningún surfactante para ser mojada por agua. Se dan los casos en los cuales los surfactantes trabajan como agentes solubilizantes para el agente nucleantes, previniendo así la agrupación de parafinas. Por estos casos, se inyecta el surfactante de manera continua a la corriente de producción.

1.3.4.4. Modificadores de cristal

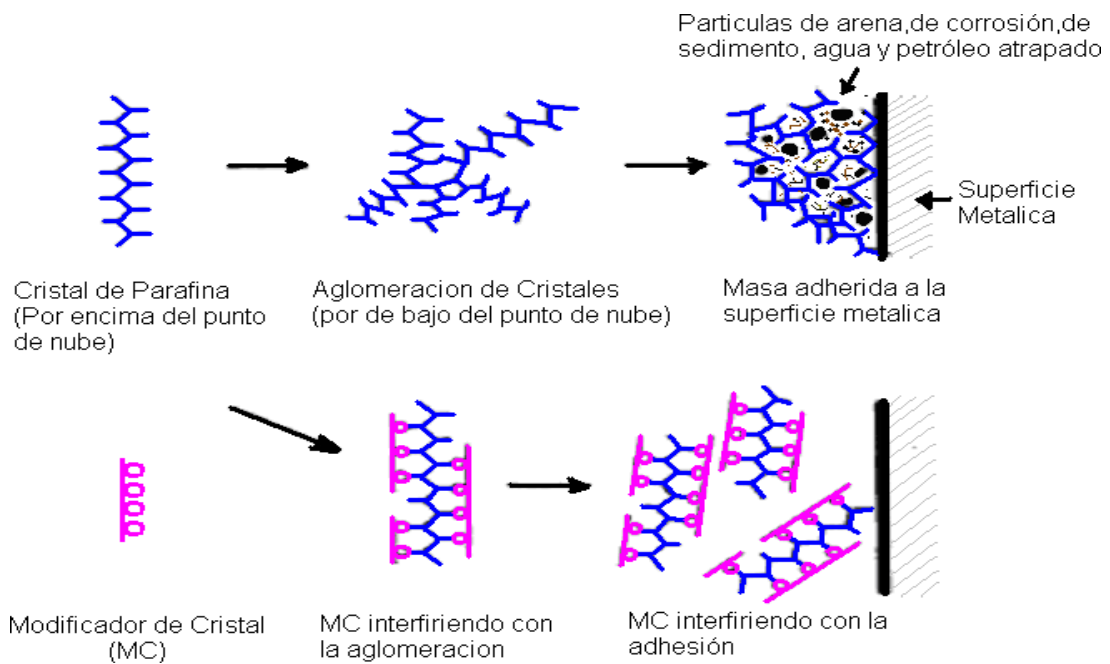
“Los modificadores de cristal son compuestos químicos especiales producidos sintéticamente para interactuar con la aglomeración de parafina; estos no disolverán, ni dispersarán o removerán la parafina que ya ha sido depositada, lo que harán es inhibir la deposición posterior (alterando el cristal de parafina). Los modificadores normalmente consisten en estructuras que tienen cadenas colgantes incorporadas que interactúan con la formación de los cristales de parafina. Estos productos actúan a nivel molecular para alterar la tendencia de las moléculas de parafina a acumularse una con otra, reduciendo la capacidad de la parafina de formar una red cristalina dentro del petróleo”. (Becker, 2000)

“Esta habilidad para actuar a nivel molecular los hacen verdaderamente efectivos en concentraciones de partes por millón, mientras que el aceite caliente, agua caliente y los solventes se requieren en concentraciones que son múltiplos de la concentración de parafina. Cualquier cosa que interrumpa la formación, o las propiedades de la matriz del cristal de parafina, tal como los modificadores de cristal afectarán el punto de fluidez

y por ende el punto de nube, por eso a veces los modificadores son llamados depresores del punto de fluidez”. (Becker, 2000)

“Los modificadores de cristal tienen que ser inyectados continuamente y tienen que estar en el petróleo antes de que la deposición empiece, en la figura 20 se muestra una idea de la modificación del cristal”. (Becker, 2000)

FIGURA 20. Efecto del Modificador de Cristal en la Deposición



Nota. Recuperado de “Evaluación de Métodos Convencionales y no Convencionales” (2006) por Pinzón Sergio y Rojas Jonathan. UIS: Facultad de Ing. Fisicoquímicas. Escuela de Petróleos. Colombia.

Los modificadores de cristal mayormente utilizados son polímeros y copolímeros, y se usan para evitar la deposición de parafinas en los pozos de petróleo. Dentro de esta variedad se encuentran: polietileno, copolímeros éster, copolímeros etileno vinil acetato, copolímeros olefina-éster, copolímeros éster-vinil acetato, y resinas alquil fenol.

Los modificadores de cristal tienen una selectividad elevada, y usualmente solo trabajan sobre un limitado número de crudos. Estos compuestos se encuentran normalmente en estado sólido a temperatura ambiente en lugar de producción, debido a que son

materiales cerosos con altos puntos de fusión. Resulta necesario que se diluyan drásticamente en solventes para ser bombeados dentro del pozo.

Los modificadores de cristal rara vez reemplazan a los tratamientos de aceite caliente o el uso de raspadores.

1.3.5. MÉTODO DE RECUBRIMIENTO

Para los casos en los que prevenir completamente la precipitación de parafinas es imposible, tanto en el pozo como en las líneas de superficie, existen técnicas que disminuyen la tasa de deposición de parafinas. Como ejemplo de estos métodos se encuentran el uso de tuberías con fibra de vidrio, tuberías plásticas lisas y tuberías recubiertas con químicos. Estas tuberías tienen repercusión en la tasa de deposición gracias a la menor adherencia que presentan ante los cristales de parafina.

A pesar de que la deposición de parafina sobre las paredes plásticas o de vidrio sea más lenta, una vez esta sea cubierta por una capa de parafina, la acumulación será inminente al igual como sucede en las tuberías de acero, motivo por el cual estas deberán ser limpiadas después de cierto periodo.

Este tipo de tuberías son delicadas, por ello no pueden utilizarse los mismos métodos de limpieza en todas las tuberías. Por ejemplo, los solventes o el aceite caliente afectarían la integridad de una tubería de PVC, el aceite caliente usado para limpieza en tuberías plásticas reforzadas con fibra de vidrio podría dañar las juntas de la tubería plástica.

“El fin de recubrir con compuestos químicos el tubing es protegerlo con fenólicos, por ejemplo: el fenólico de epoxi. El recubrimiento de una capa delgada fenólica (5 a 9 milímetros de espesor) sobre tuberías de acero, puede recompensar los costos de recubrimiento como un resultado de la corrosión reducida y menor acumulación de parafina. Sin embargo, no es recomendable usar capas fenólicas más delgadas de 5 milímetros debido a la posibilidad de encontrar espacios sin recubrir. Las capas fenólicas resisten sin daño hasta una temperatura de 300 F, aunque la temperatura del aceite caliente de líneas cubiertas con epoxi no deben exceder los 150 F”. (Pinzón y Rojas, 2006)

“La técnica de tubing con fibra de vidrio consiste en colocar una capa de vidrio reforzado de aproximadamente 0,8-1.0 milímetros de espesor. La superficie de vidrio, plástico o

con compuestos químicos reaccionan con el agua para formar un grupo hidrofílico - OH y además para colocar una polaridad relativamente fuerte, para que los cristales de parafina tengan mucho menos adherencia a la superficie comparada con la tubería de acero. Con esto se logra una disminución de la tasa de precipitación de parafina y por consiguiente una reducción significativa en los depósitos que se forman en el pozo y líneas de superficie. Haciendo una comparación entre las técnicas de tubing con fibra de vidrio y tubing de plástico, en cuanto a funcionalidad son muy similares, pero la eficacia de inhibición de parafina del tubing con fibra de vidrio es mayor que las de tubing de plástico y tubing recubierto". (Candelo y Carvajal, 2010)

1.3.6. MÉTODO COMBINADO

A veces la aplicación de un solo método para corregir el problema de deposición de parafinas puede no resultar exitosa. Con frecuencia son utilizados dos o más tratamientos para depósitos de parafinas con el objetivo de obtener la mayor eficiencia posible para solucionar el problema. Como ejemplo más representativo, se cuenta con el tratamiento termoquímico, el cual tiene gran aplicación en la industria debido a su alta efectividad; consiste en tratar térmicamente los cristales de parafinas, disolviéndolos, y se evita su recristalización añadiendo un compuesto químico. A pesar de ser ampliamente utilizado, resulta ser un método relativamente costoso.

Para poder seleccionar un método combinado, es importante verificar la compatibilidad entre los tratamientos y que el costo-beneficio sea mayor en el combinado que en un sistema individual

II. MÉTODOS Y MATERIALES

2.1. LOCALIZACIÓN Y DURACIÓN

El presente trabajo de investigación se desarrolló en el ambiente de Pruebas de la empresa Quimpetrol Perú, donde se realizaron las pruebas de solvencia y rolled para evaluar los solventes para depósitos de parafinas en las mezclas composite de los pozos que mostraron una tendencia de pour point elevado.

La fase de pasantía en la empresa Quimpetrol Perú S.A.C, tuvo una duración efectiva de 15 días en el mes de Diciembre del 2020.

La fase experimental tuvo una duración efectiva de 15 días en el mes de Enero de 2021.

2.2. OBJETIVOS GENERALES Y ESPECÍFICOS

2.2.1. OBJETIVO GENERAL:

Evaluar el performance del CGN como solvente de parafinas para el control de depósitos de parafinas en crudo liviano Talara.

2.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Estudiar las condiciones de precipitación y deposición de parafinas, así como sus propiedades.
- Caracterizar adecuadamente una muestra representativa del crudo liviano de la zona de Talara.
- Determinar cualitativamente la precipitación de asfaltenos mediante la prueba de la mancha, utilizando CGN como agente floculante.

2.3. DEFINICIÓN Y OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

- **Variable Dependiente:** Deposición de parafinas en crudo liviano Talara.
- **Variable Independiente:** CGN

TABLA 4. Operacionalización de las variables

Variable	Dimensiones	Indicadores	Técnica/ Escala de medición
V. D. Deposición de Parafinas	Caracterización	Pour Point	Norma ASTM D97-16 “Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Products” (°C).
		Prueba de la mancha	Precipitación de asfaltenos (Cualitativo).
V. I. CGN	Evaluación	Prueba de Rolled	Tiempo de acción / Tiempo de solvencia (hh:mm:ss)

Nota. Elaboración Propia

2.4. POBLACIÓN Y MUESTRA DEL ESTUDIO:

2.4.1. POBLACIÓN:

- Petróleo crudo con elevado Pour Point (entre 3 – 18°C), proveniente de la boca de pozos petroleros del Lote III en la provincia de Talara, siendo seleccionados los pozos 13012, 6389, 13036, 5942, 13034, 6388, 5975 y 13146.
- Parafina sólida resultante de la limpieza mecánica del tubing de pozos petroleros del Lote III en la provincia de Talara, proviniendo de los pozos 4359, 5121, 4351, 13008 y 4373.

2.4.2. MUESTRA:

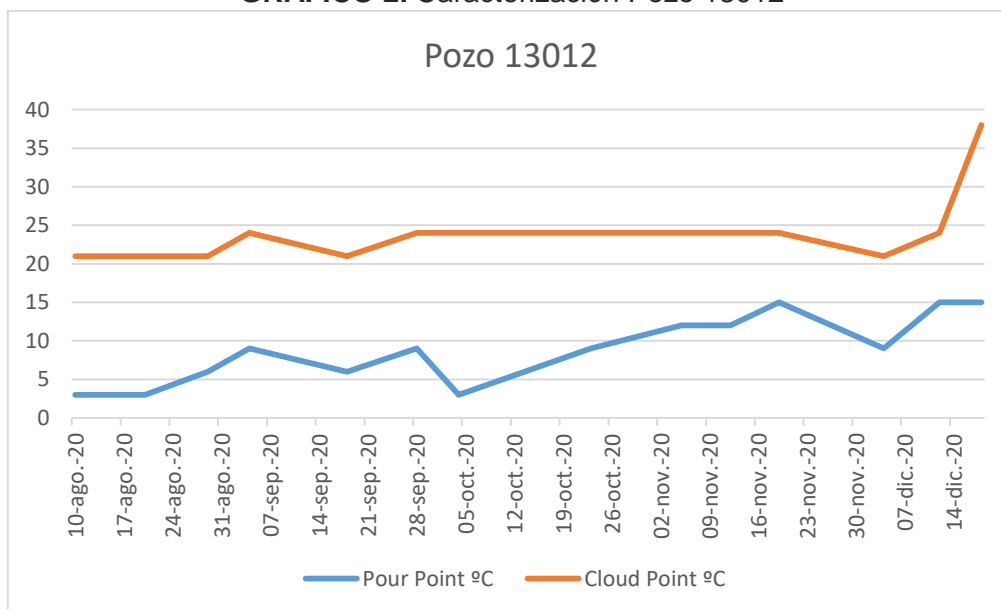
01 Galón de petróleo crudo tomada de los pozos petroleros 13012, 6389, 13036, 5942, 13034, 6388, 5975 y 13146 del Lote III para realizar la prueba de la Mancha. En las tablas 5 a la 12 se muestran los parámetros obtenidos de los análisis realizados a los compósitos muestreados de los pozos seleccionados en el último periodo del año 2020.

TABLA 5. Caracterización Pozo 13012

Pozo 13012		
Fecha	Pour Point (°C)	Cloud Point (°C)
10-ago-20	3	21
20-ago-20	3	21
29-ago-20	6	21
04-sep-20	9	24
18-sep-20	6	21
28-sep-20	9	24
04-oct-20	3	24
23-oct-20	9	24
05-nov-20	12	24
12-nov-20	12	24
19-nov-20	15	24
04-dic-20	9	21
12-dic-20	15	24
18-dic-20	15	38

Nota. Elaboración Propia

GRÁFICO 2. Caracterización Pozo 13012



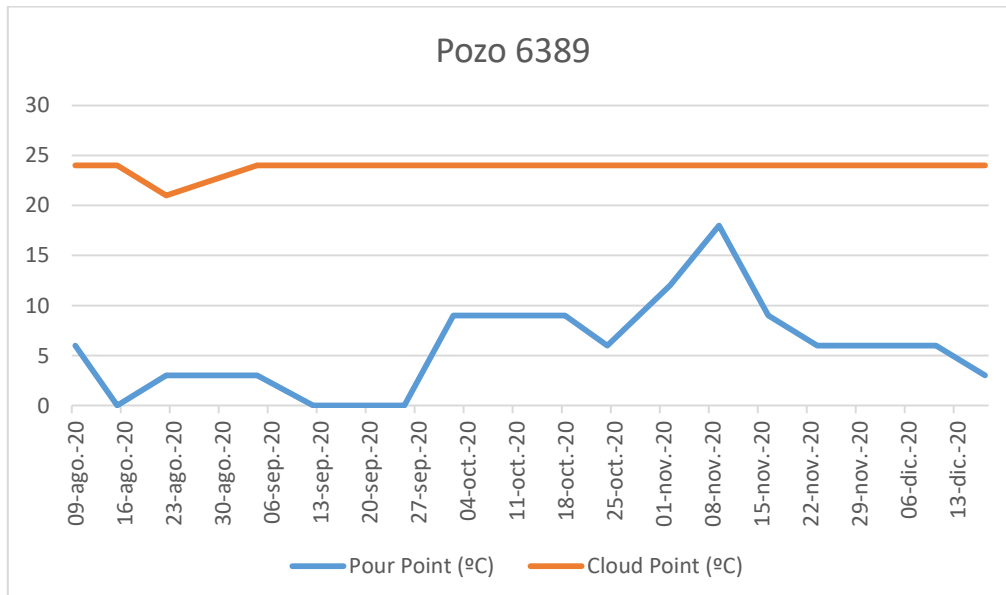
Nota. Elaboración Propia

TABLA 6. Caracterización Pozo 6389

Pozo 6389		
Fecha	Pour Point (°C)	Cloud Point (°C)
09-ago-20	6	24
15-ago-20	0	24
22-ago-20	3	21
04-sep-20	3	24
12-sep-20	0	24
18-sep-20	0	24
25-sep-20	0	24
02-oct-20	9	24
10-oct-20	9	24
18-oct-20	9	24
24-oct-20	6	24
02-nov-20	12	24
09-nov-20	18	24
16-nov-20	9	24
23-nov-20	6	24
03-dic-20	6	24
10-dic-20	6	24
17-dic-20	3	24

Nota. Elaboración Propia

GRÁFICO 3. Caracterización Pozo 6389



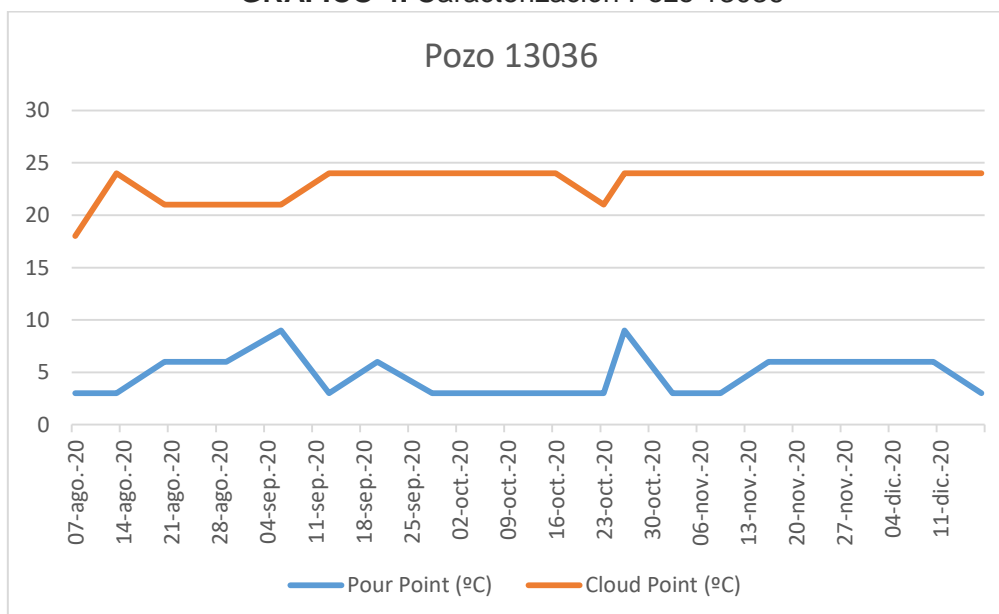
Nota. Elaboración Propia

TABLA 7. Caracterización Pozo 13036

Pozo 13036		
Fecha	Pour Point (°C)	Cloud Point (°C)
07-ago-20	3	18
13-ago-20	3	24
20-ago-20	6	21
29-ago-20	6	21
06-sep-20	9	21
13-sep-20	3	24
20-sep-20	6	24
28-sep-20	3	24
16-oct-20	3	24
23-oct-20	3	21
26-oct-20	9	24
02-nov-20	3	24
09-nov-20	3	24
16-nov-20	6	24
23-nov-20	6	24
03-dic-20	6	24
10-dic-20	6	24
17-dic-20	3	24

Nota. Elaboración Propia

GRÁFICO 4. Caracterización Pozo 13036



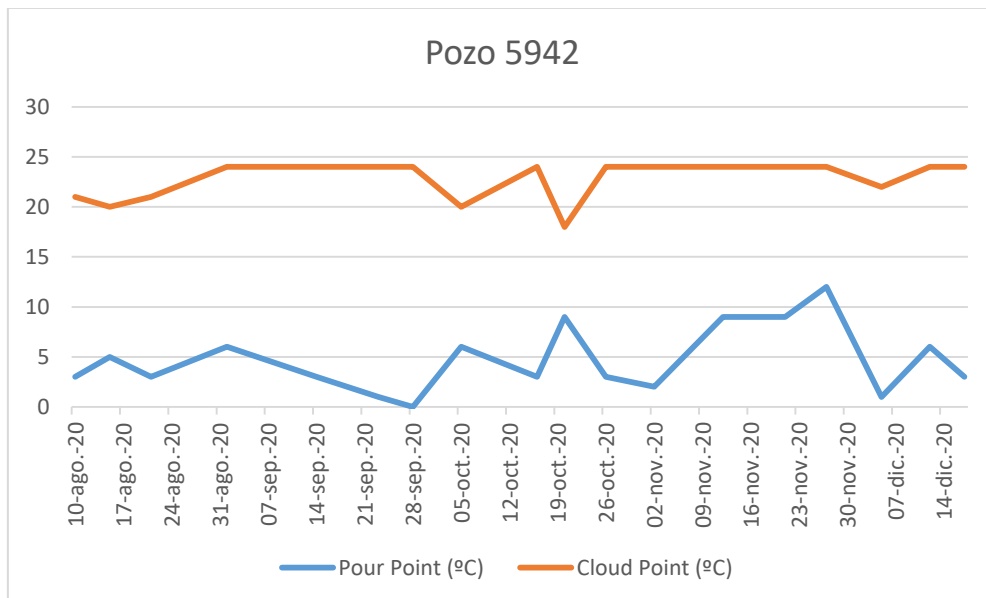
Nota. Elaboración Propia

TABLA 8. Caracterización Pozo 5942

Pozo 5942		
Fecha	Pour Point (°C)	Cloud Point (°C)
10-ago-20	3	21
15-ago-20	5	20
21-ago-20	3	21
01-sep-20	6	24
14-sep-20	3	24
23-sep-20	1	24
28-sep-20	0	24
05-oct-20	6	20
16-oct-20	3	24
20-oct-20	9	18
26-oct-20	3	24
02-nov-20	2	24
12-nov-20	9	24
21-nov-20	9	24
27-nov-20	12	24
05-dic-20	1	22
12-dic-20	6	24
17-dic-20	3	24

Nota. Elaboración Propia

GRÁFICO 5. Caracterización Pozo 5942



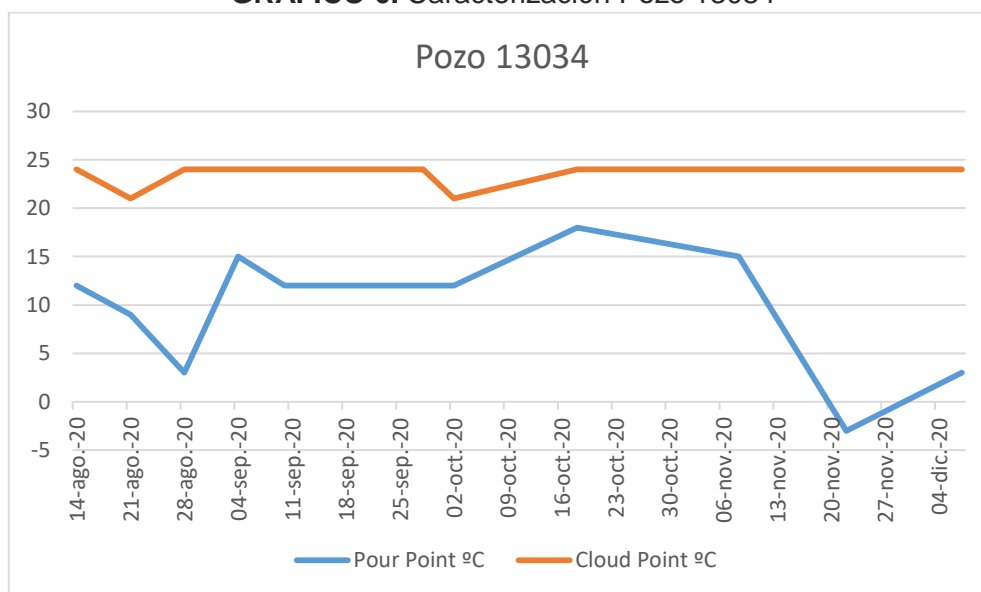
Nota. Elaboración Propia

TABLA 9. Caracterización Pozo 13034

Pozo 13034		
Fecha	Pour Point (°C)	Cloud Point (°C)
14-ago-20	12	24
21-ago-20	9	21
28-ago-20	3	24
04-sep-20	15	24
10-sep-20	12	24
19-sep-20	12	24
28-sep-20	12	24
02-oct-20	12	21
18-oct-20	18	24
08-nov-20	15	24
22-nov-20	-3	24
07-dic-20	3	24

Nota. Elaboración Propia

GRÁFICO 6. Caracterización Pozo 13034



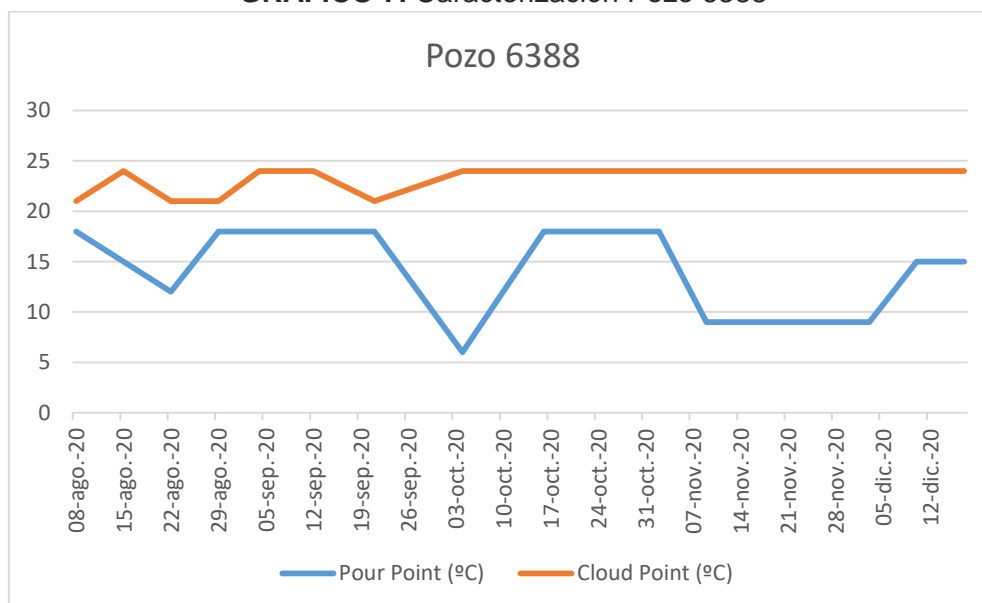
Nota. Elaboración Propia

TABLA 10. Caracterización Pozo 6388

Pozo 6388		
Fecha	Pour Point (°C)	Cloud Point (°C)
08-ago-20	18	21
15-ago-20	15	24
22-ago-20	12	21
29-ago-20	18	21
04-sep-20	18	24
12-sep-20	18	24
21-sep-20	18	21
04-oct-20	6	24
10-oct-20	12	24
16-oct-20	18	24
23-oct-20	18	24
02-nov-20	18	24
09-nov-20	9	24
16-nov-20	9	24
23-nov-20	9	24
03-dic-20	9	24
10-dic-20	15	24
17-dic-20	15	24

Nota. Elaboración Propia

GRÁFICO 7. Caracterización Pozo 6388



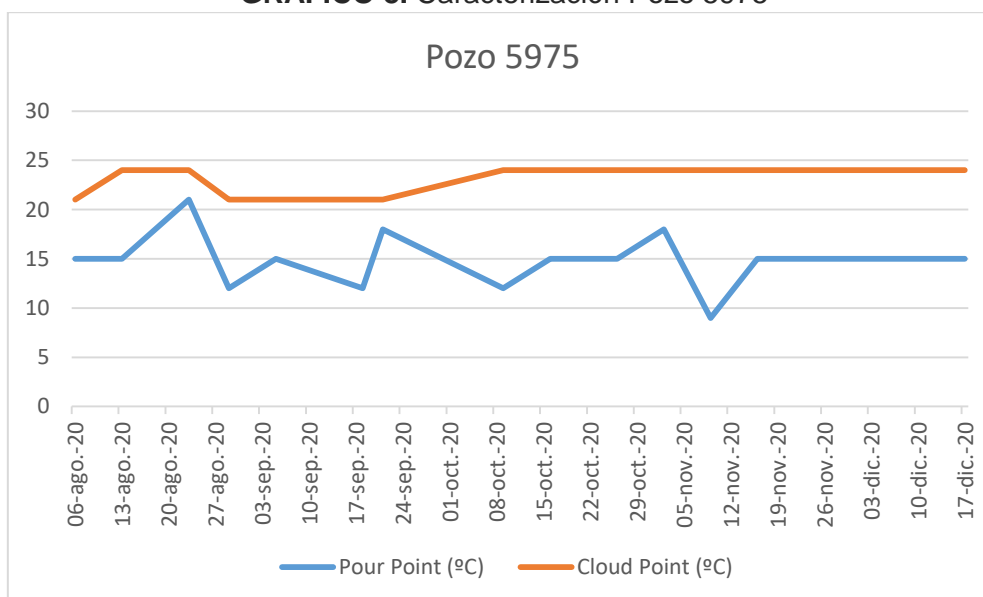
Nota. Elaboración Propia

TABLA 11. Caracterización Pozo 5975

Pozo 5975		
Fecha	Pour Point (°C)	Cloud Point (°C)
06-ago-20	15	21
13-ago-20	15	24
23-ago-20	21	24
29-ago-20	12	21
05-sep-20	15	21
18-sep-20	12	21
21-sep-20	18	21
09-oct-20	12	24
16-oct-20	15	24
26-oct-20	15	24
02-nov-20	18	24
09-nov-20	9	24
16-nov-20	15	24
23-nov-20	15	24
03-dic-20	15	24
10-dic-20	15	24
17-dic-20	15	24

Nota. Elaboración Propia

GRÁFICO 8. Caracterización Pozo 5975



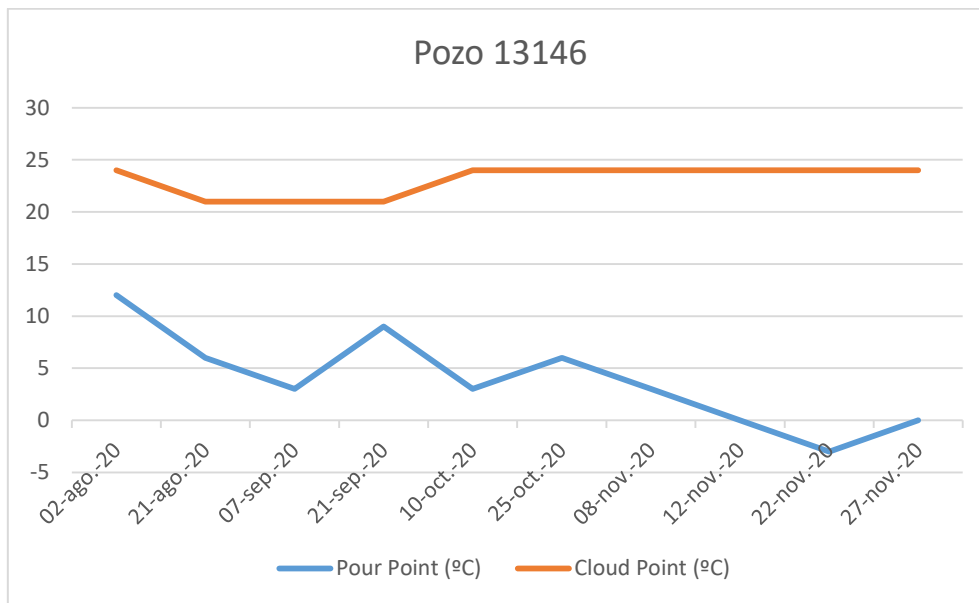
Nota. Elaboración Propia

TABLA 12. Caracterización Pozo 13146

Pozo 13146		
Fecha	Pour Point (°C)	Cloud Point (°C)
02-ago-20	12	24
21-ago-20	6	21
07-sep-20	3	21
21-sep-20	9	21
10-oct-20	3	24
25-oct-20	6	24
08-nov-20	3	24
12-nov-20	0	24
22-nov-20	-3	24
27-nov-20	0	24

Nota. Elaboración Propia

GRÁFICO 9 Caracterización Pozo 13146



Nota. Elaboración Propia

- Para la prueba de Rolled, 10 gr. de muestra de parafina sólida tomada de los pozos 4359, 5121, 4351, 13008 y 4373 del Lote III, a los cuales se les realizó limpieza mecánica en el último trimestre del año 2020.

2.5. TÉCNICAS, INSTRUMENTOS, EQUIPOS Y MATERIALES:

2.5.1. MATERIALES Y EQUIPOS:

- Bureta 50 mL.
- Probeta 50 mL.
- Pipeta 10 mL.
- Vaso de precipitado.
- Papel Filtro
- Cronómetro

2.5.2. INSUMOS Y REACTIVOS:

- Petróleo crudo
- CGN
- TEQ-7000

2.5.3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL:

2.5.3.1. Muestreo:

En el Lote III, el tratamiento químico contra la formación de parafinas se realiza a 20 pozos con unidad de bombeo mecánico, en los cuales se ha encontrado problemas con parafinas sólidas. Para tratar este problema, se dosifica solvente de parafinas, inhibidor de parafinas y dispersante de parafinas por separado o junto según se crea conveniente; se recircula el producto químico y posteriormente se extrae una muestra representativa para el monitoreo de análisis de contenido de agua y sedimentos (BS&W) y la temperatura a la cual el crudo deja de fluir (Pour Point).

Es necesario realizar una toma de muestra representativa para poder evaluar el performance del Condensado de Gas Natural como solvente de parafinas.

La selección de los pozos para la realización de la prueba de la mancha fue realizada tomando como referencia los análisis realizados en los últimos meses del año 2020 y se identificaron aquellos que mostraron tendencia a un elevado Pour Point sus respectivos análisis en este periodo de tiempo. Así, se tomaron en cuenta los pozos petroleros del Lote III con elevado Pour Point, entre 3 y 18° C, siendo los pozos 13012, 6389, 13036, 5942, 13034, 6388, 5975 y 13146.

Se tuvieron disponibles para poder evaluar el performance del CGN mediante la prueba de solvencia, muestras de parafina sólida obtenidas de los pozos petroleros 4359, 5121, 4351, 13008 y 4373 del Lote III.

En la figura 21 se describen la ubicación de los pozos de manera satelital para el área de influencia del Lote III.

FIGURA 21. Distribución satelital de los pozos en T.Q. del lote III



Leyenda	
	Pozos donde se realiza tratamiento químico para evitar la formación de parafinas.
	Baterías que pertenecen al Lote III.

2.5.3.2. Prueba de la Mancha:

La adición de hidrocarburos líquidos volátiles tales como n-pentano o n-hexano al petróleo crudo, repercuten en la solubilidad de los compuestos asfálticos en la solución y favorece su agregación y posterior deposición y precipitación. El estudio de la influencia que tienen los solventes de origen orgánico sobre los parámetros de solubilidad de los asfaltenos representa brinda información muy valiosa en el estudio de la estabilidad de los crudos y sus cortes.

Mediante la prueba de la mancha podremos determinar cualitativamente el punto de floculación de los compuestos asfálticos.

Para ello se deben observar las manchas que se forman por una gota de muestra (petróleo crudo + tolueno + heptano) sobre un papel filtro, si los compuestos asfálticos se hallan de forman dispersa se podrá ver una mancha de color uniforme, no obstante si estos están floculados, la mancha revelará una aureola central de color más oscuro. La preparación de la muestra se realiza pesando 5 gramos de muestra de crudo, diluida en tolueno en una relación de 1:1 en volumen. Más adelante mediante la utilización de una bureta se añaden alícuotas de 1 ml de heptano a la solución tolueno-crudo, con

agitación continua durante un minuto por cada mililitro que se agregue. Para terminar, se deposita una gota de mezcla sobre el papel filtro, verificando la forma de la mancha que formada por la gota. Se siguen agregando alícuotas de un mililitro de heptano hasta lograr una aureola central más oscura en la mancha sobre el papel filtro, ello indicaría la precipitación de asfaltenos.

Para realizar la prueba, se adecuó el procedimiento a nuestras condiciones de trabajo, eliminando el uso del tolueno ya que es un solvente fiscalizado y costoso; además se cambió el uso del heptano por el CGN ya que su composición encontramos desde el carbono 5 en adelante (C5+).

2.5.3.3. Prueba de Rolled:

La prueba de Rolled o prueba de Solvencia se realiza para evaluar el performance del solvente de parafinas en las muestras solidas de parafinas formadas, midiendo el tiempo que demora en actuar (tiempo de acción), y el tiempo que demora en disolver por completo la parafina (tiempo de solvencia).

Para esta prueba se colocan aproximadamente 10 gramos de parafina dentro de varias botellas de 6 onzas. Después se llenan las botellas con 100 ml de fluido producido o del fluido que va a usar como lavado dentro del pozo o línea de flujo. El fluido debe estar a temperatura ambiente. El producto más efectivo será aquel que remueva la mayor cantidad de parafina de las botellas dentro del fluido transportador

Para reducir costos operativos, se cree conveniente utilizar CGN (condensado de gas natural) como solvente de parafinas en los pozos que tienen un valor de Pour Point elevado (entre 3 y 18 °C) en el lote III, siendo 8 los seleccionados: 13012, 6389, 13036, 5942, 13034, 6388, 5975 y 13146; los cuales están dentro del programa de tratamiento químico.

Debido a que para obtener muestras de parafina sólida es necesario parar la producción, no fue posible obtener muestras de los pozos ya mencionados, sin embargo, se contaron con muestras de los pozos 4359, 5121, 4351, 13008 y 4373 del Lote III.

2.5.3.4. Evaluación del CGN:

Se evaluará el Condensado de Gas Natural como solvente de parafinas en muestras de los pozos con elevado Pour Point del Lote III, en comparación al desempeño del aditivo químico TEQ-7000 suministrado por la empresa UNITEQ, el cual es el producto actualmente utilizado en el lote petrolero del estudio.

El Condensado de Gas Natural (CGN) es un subproducto de la planta de Gas Natural de la empresa GRAÑA Y MONTERO PETROLERA cuya Gravedad API aproximada es de 86.2°API@60 °F.

Los parámetros a evaluar serán el tiempo de acción y tiempo de solvencia medidos en la prueba de solvencia.

En la Tabla 13 se detalla la información relevante y las características fisicoquímicas más importantes de los solventes de parafinas, como el nombre comercial, proveedor, composición, apariencia, color, olor, etc.

TABLA 13. Información de los Solventes

	TEQ-7000	CGN
Proveedor	UNITEQ	GMP
Aplicación del Producto	Disolvente de parafinas	Gasolina para motor / Solvente
Composición	2,2,4-trimetil pentano N-heptano N-hexano Metilciclohexano Xileno Tolueno Benceno	Etano Propano i-butano n-butano i-pentano n-pentano Hexanos M-C-pentano Benceno Ciclohexano Heptano M-C-hexano Tolueno Octano
Densidad Relativa (60° F)	0.675-0.725	0.6879
Apariencia	Líquido claro incoloro	Líquido incoloro
Punto de Inflamación	Mayor a 0 °C	-42 °C a -112 °C
Temperatura de autoignición	Mayor a 200 °C	180 °C a 549 °C
Olor	Bajo	Olor Suave

Solubilidad en agua	Insoluble, inmisilbe	0.1% - 1.0%
NFPA	Salud:1 Inflamabilidad: 3 Reactividad: 0	Salud:2 Inflamabilidad: 4 Reactividad: 0

Nota. Elaboración Propia

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. CARACTERIZACIÓN:

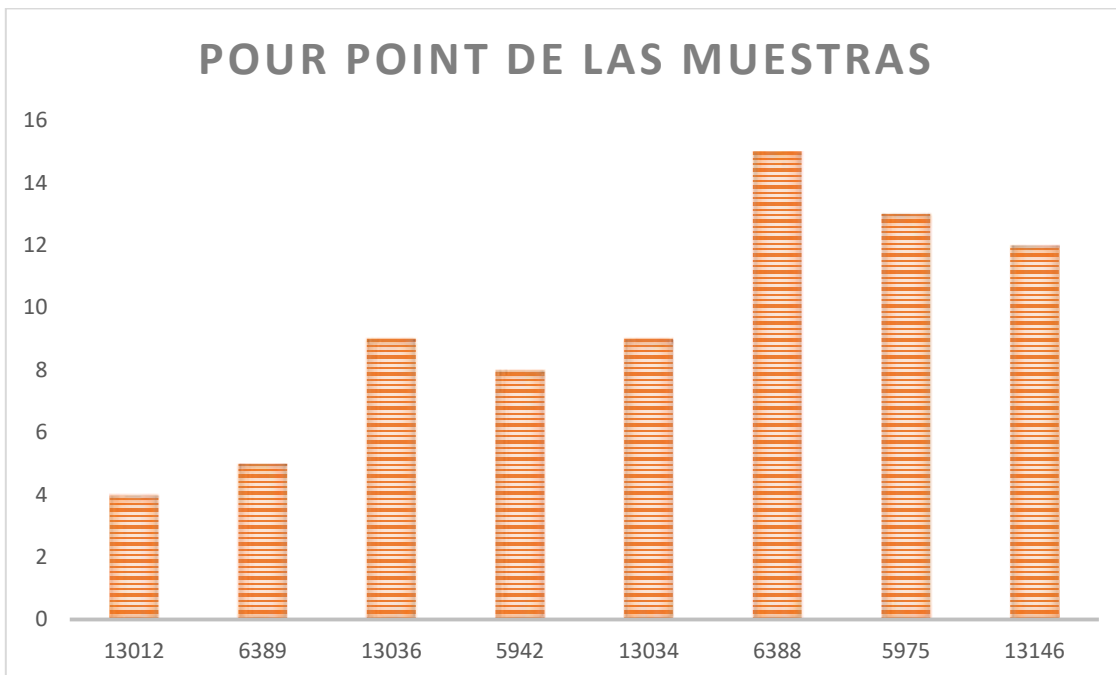
Se detallan los resultados de los análisis de Pour Point y Cloud Point de las muestras recolectadas de los pozos donde se identificó una tendencia a un Pour Point elevado.

TABLA 14. Caracterización de las muestras: Pour Point y Cloud Point

Fecha de Muestreo	Lote	Pozo	Pour Point (° C)	Cloud Point (° C)
11-ene-21	III	13012	4	24
12-ene-21	III	6389	5	21
13-ene-21	III	13036	9	23
15-ene-21	III	5942	8	24
16-ene-21	III	13034	9	24
18-ene-21	III	6388	15	22
20-ene-21	III	5975	13	24
22-ene-21	III	13146	12	24

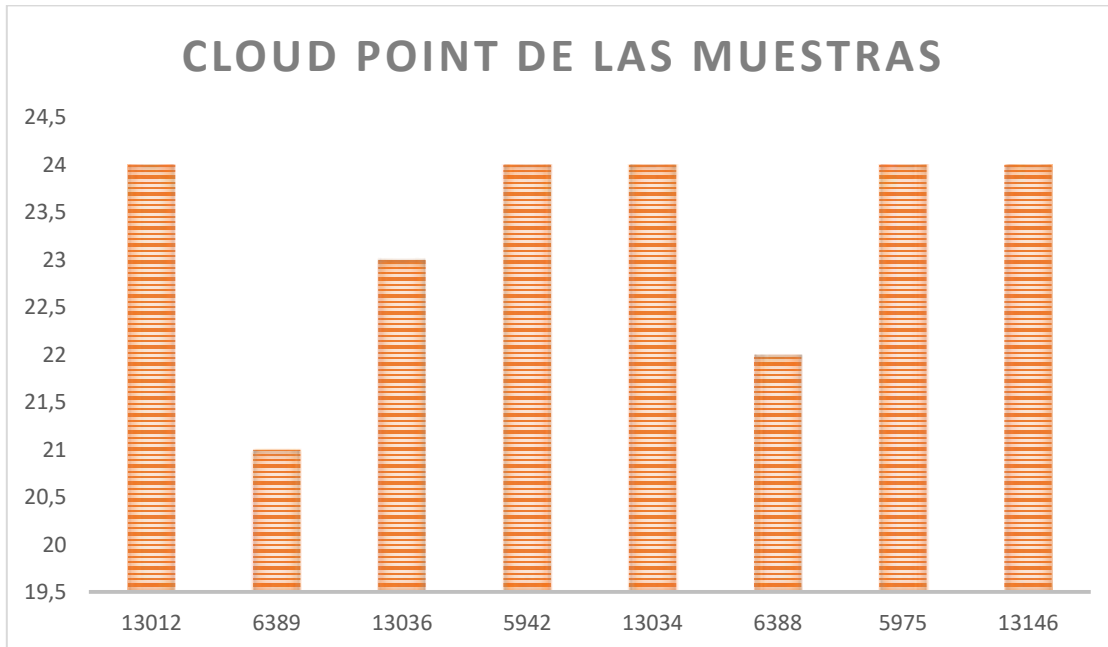
Nota. Elaboración Propia

GRÁFICO 10. Pour Point de las muestras



Nota. Elaboración Propia

GRÁFICO 11. Cloud Point de las muestras



Nota. Elaboración Propia

3.2. PRUEBA DE LA MANCHA:

La prueba de la mancha se realiza con el objetivo de determinar cualitativamente la estabilidad de los asfaltenos en el crudo en presencia del Condensado de Gas Natural (CGN).

Los resultados obtenidos en la prueba de la mancha están resumidos en la tabla 15.

TABLA 15. Precipitación de asfaltenos

Pozo	Precipitación de asfaltenos
13012	Sí
6389	No
13036	Sí
5942	Sí
13034	Sí
6388	Sí
5975	Sí
13146	Sí

Nota. Elaboración Propia

En las Figuras 22 a 29, se muestran los resultados obtenidos a la Prueba de la Mancha a todas las muestras.

FIGURA 22A. Pozo 13012

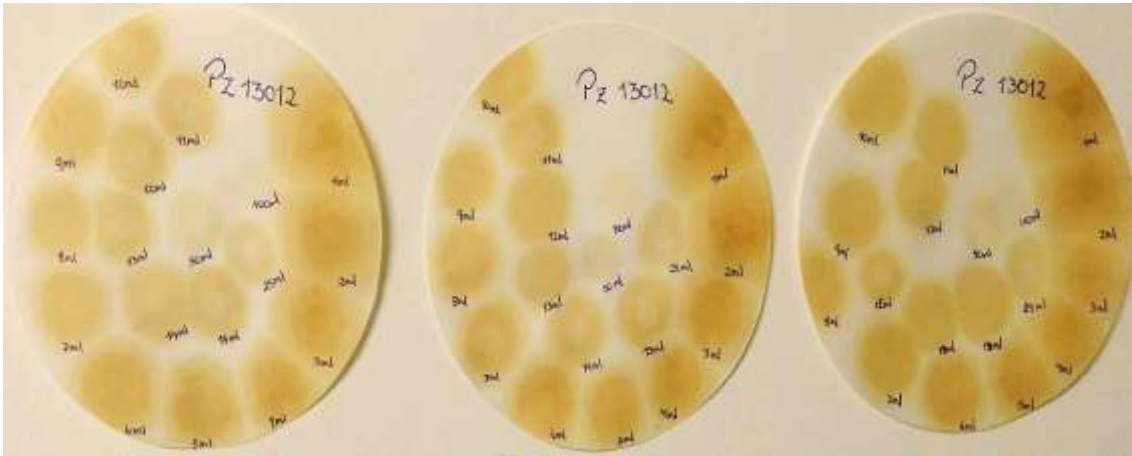
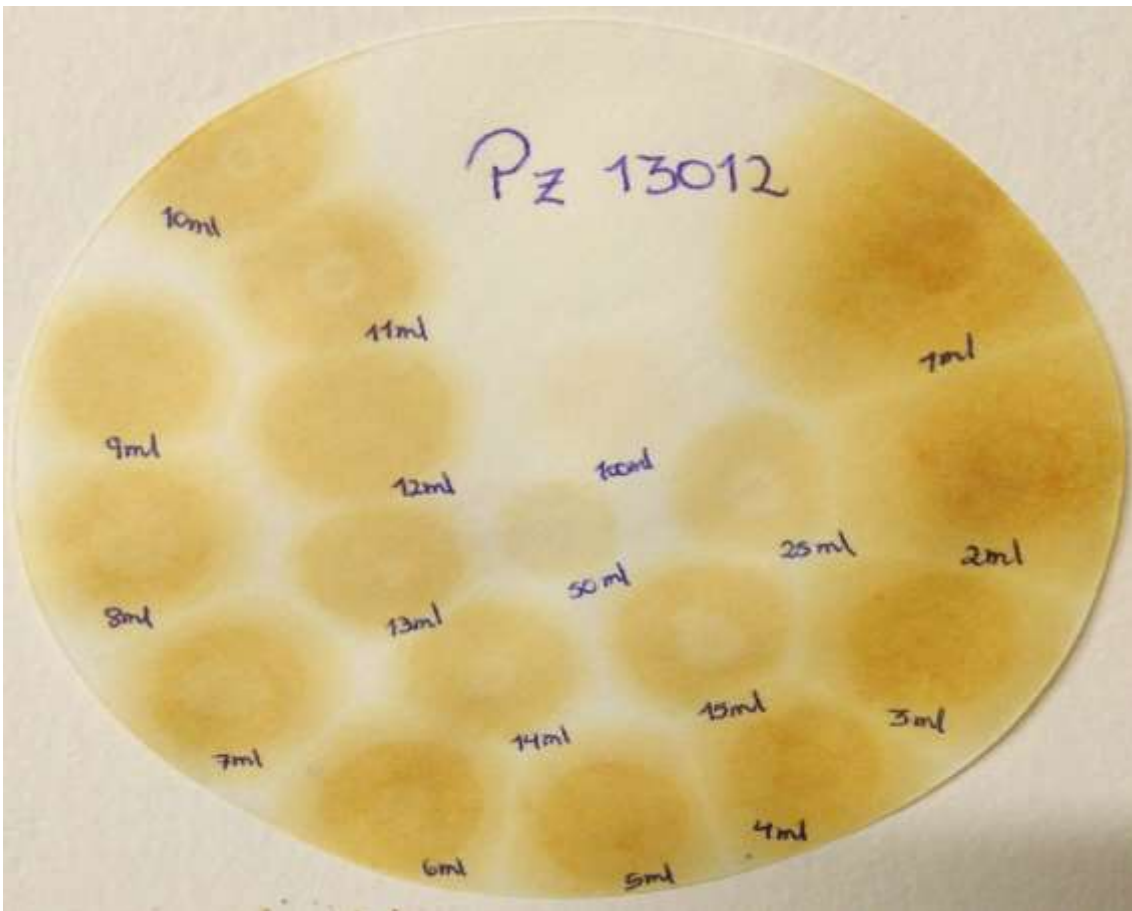


FIGURA 22B. Pozo 13012

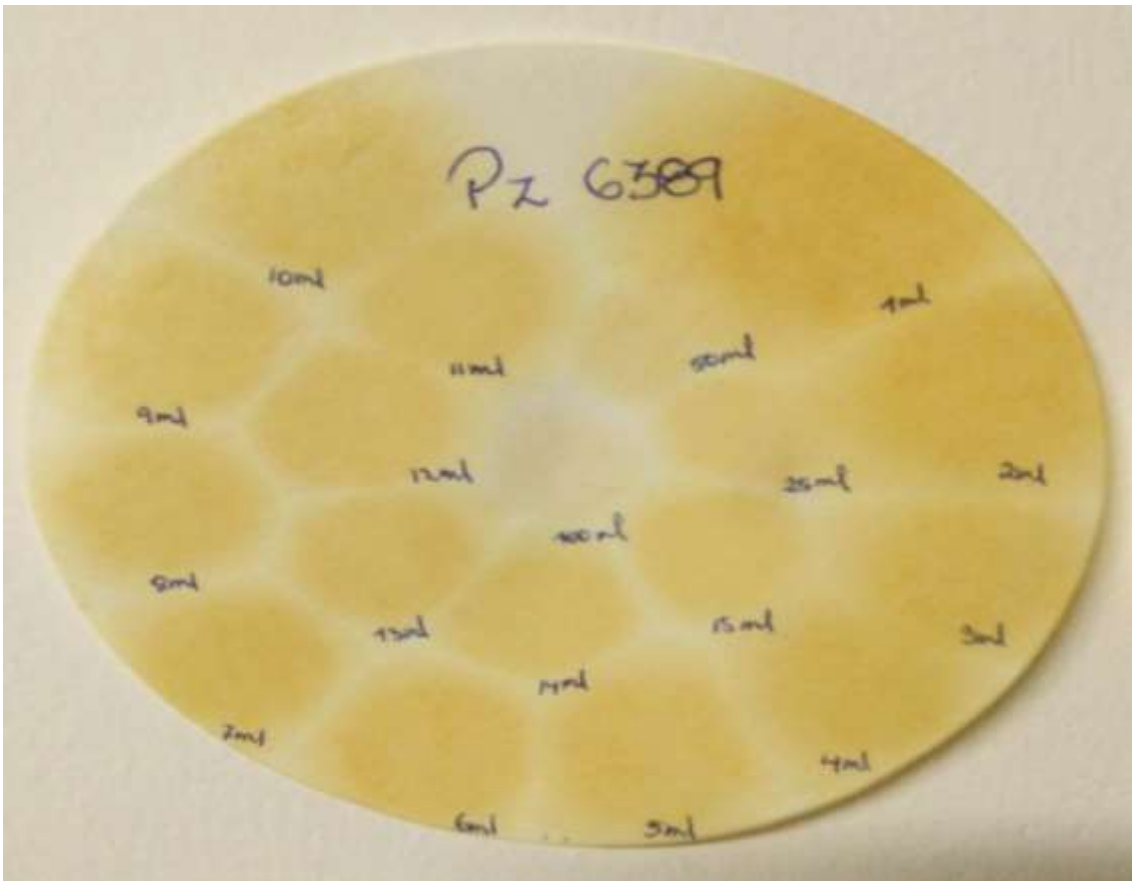


En la muestra obtenida del Pozo 13012 sí se observa precipitación de asfaltenos.

FIGURA 23A. Pozo 6389



FIGURA 23B. Pozo 6389



En la muestra obtenida de Pozo 6389 no se observa precipitación de asfaltenos.

FIGURA 24A. Pozo 13036

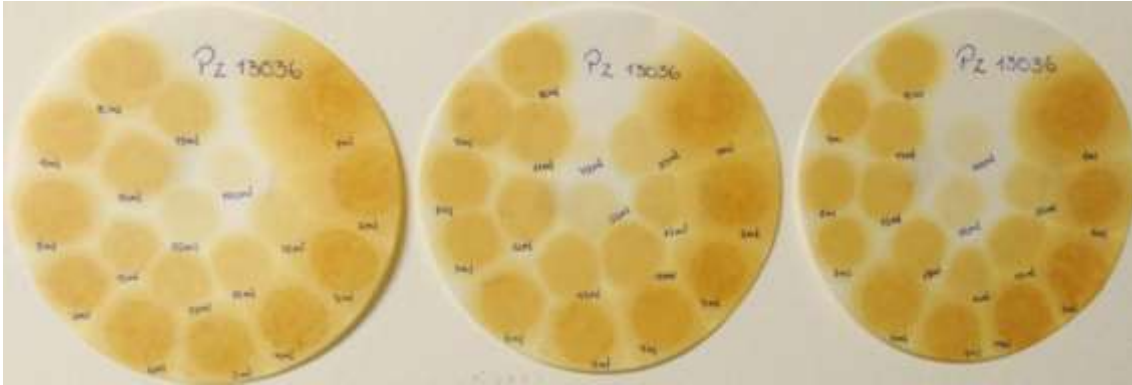
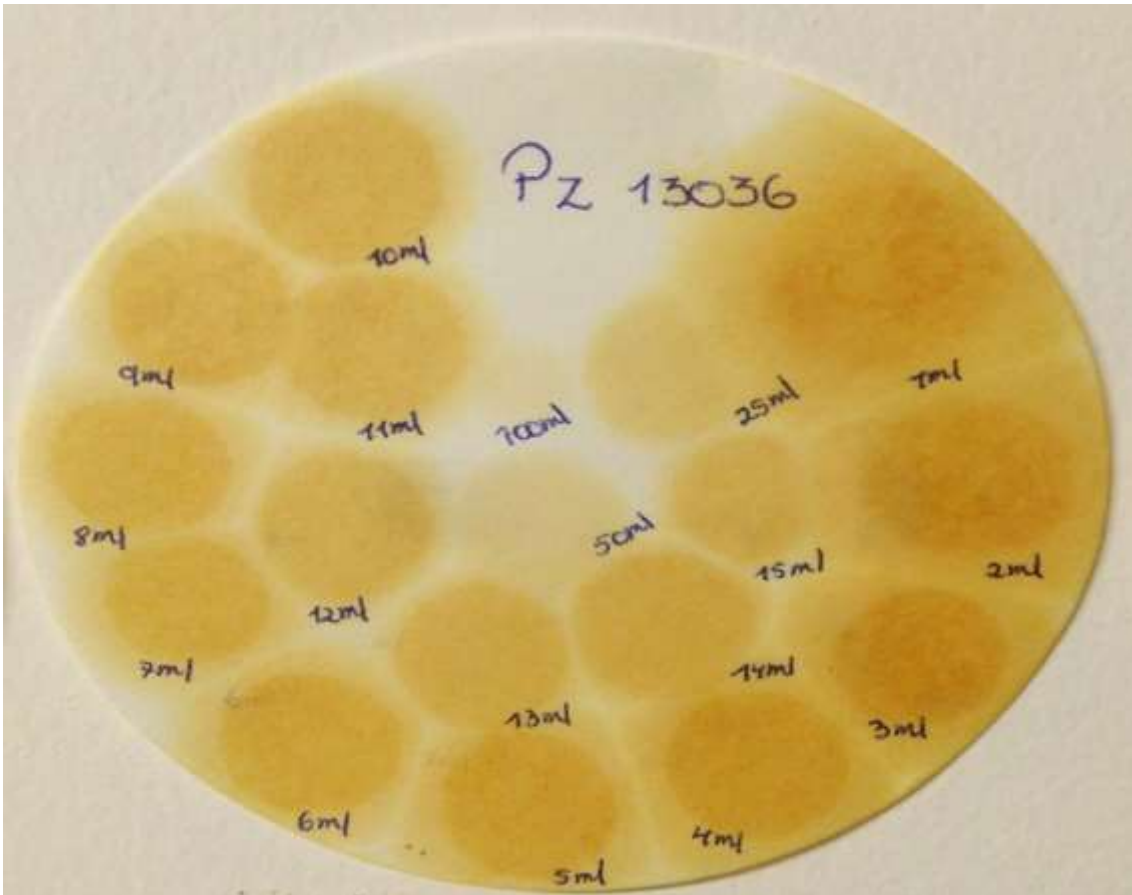


FIGURA 24B. Pozo 13036



En la muestra obtenida del Pozo 13036 sí se observa precipitación del asfaltenos.

FIGURA 25A. Pozo 5942

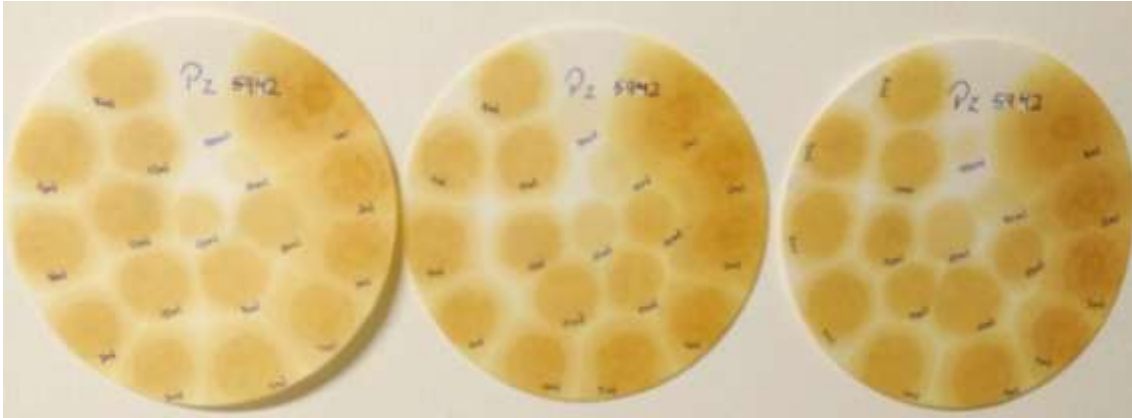
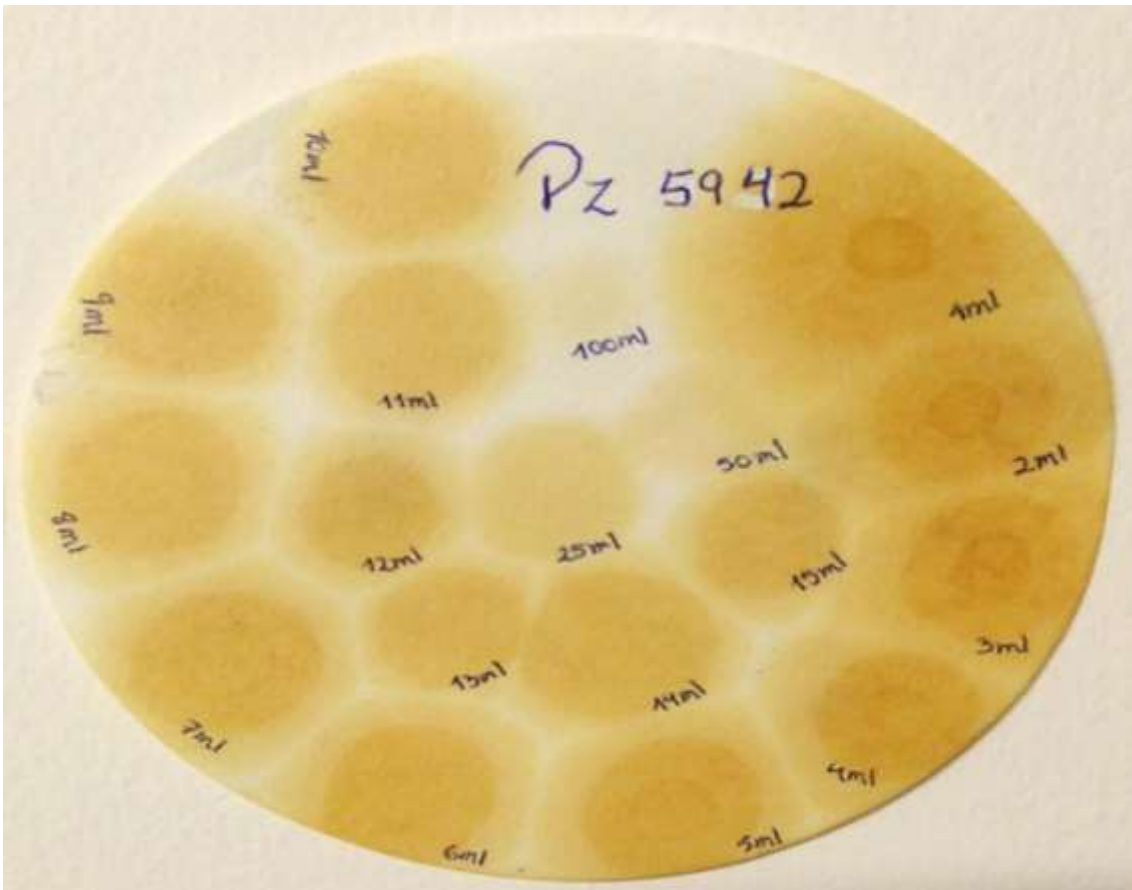


FIGURA 25B. Pozo 5942



En la muestra obtenida del Pozo 5942 sí se observa precipitación de asfaltenos.

FIGURA 26A. Pozo 13034

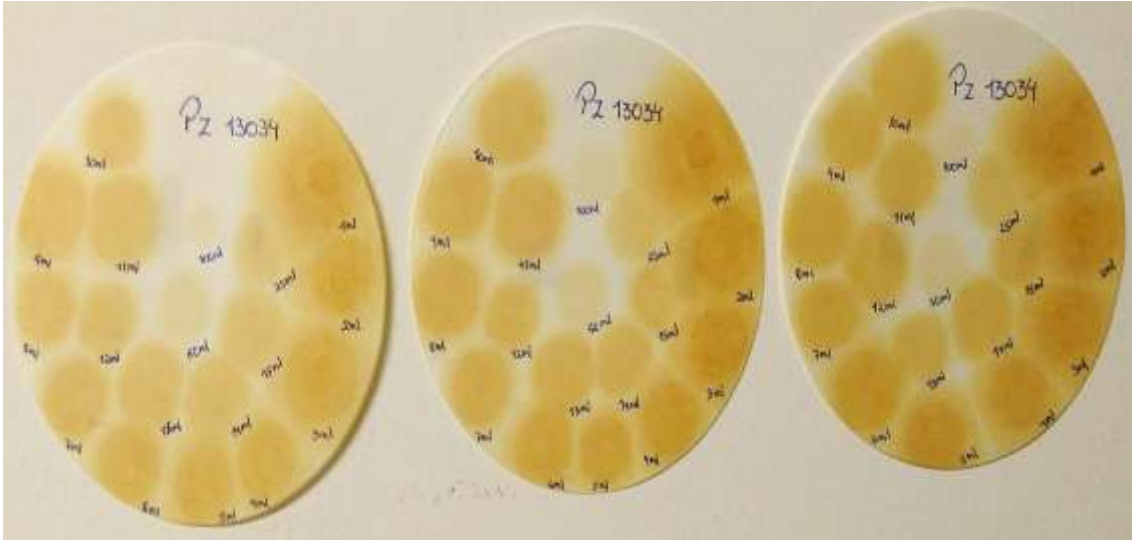
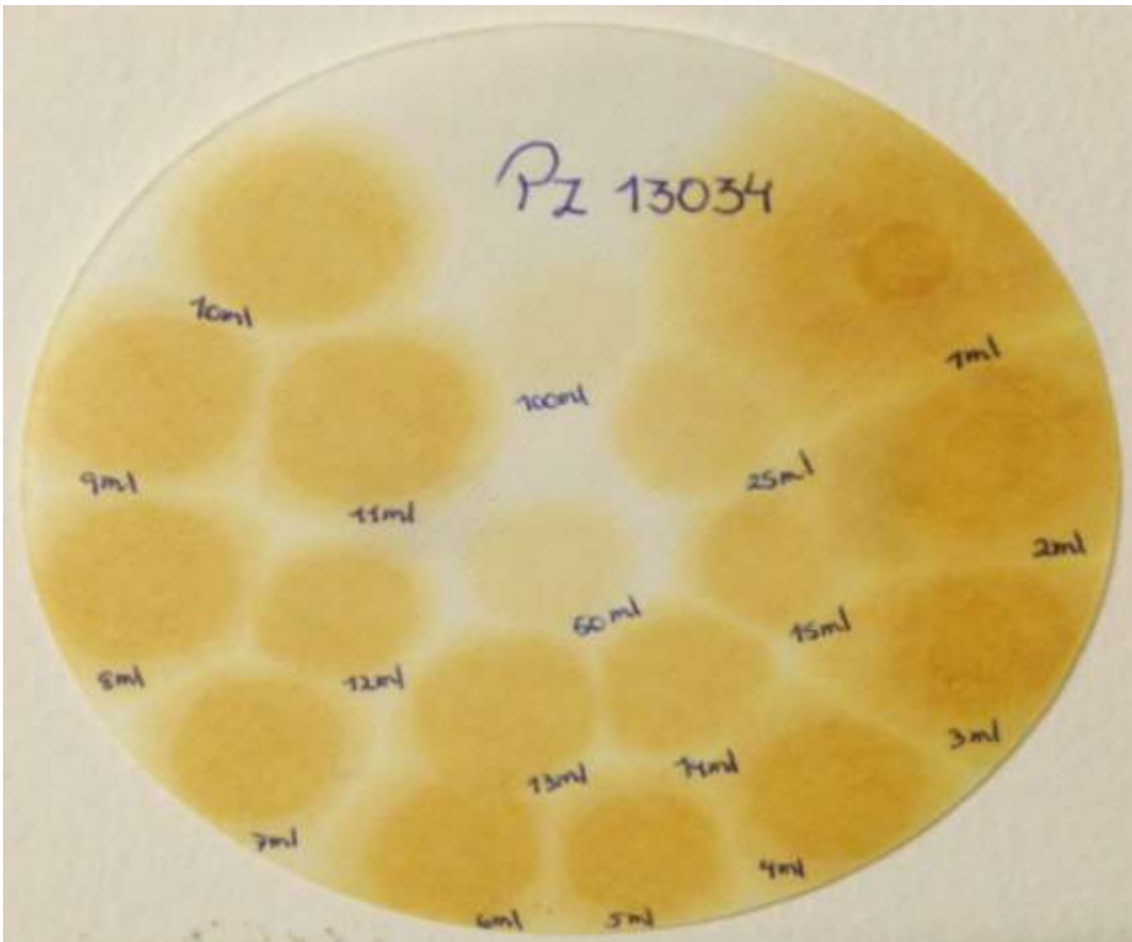


FIGURA 26B. Pozo 13034



En la muestra obtenida del Pozo 13034 sí se observa precipitación de asfaltenos.

FIGURA 27A. Pozo 6388

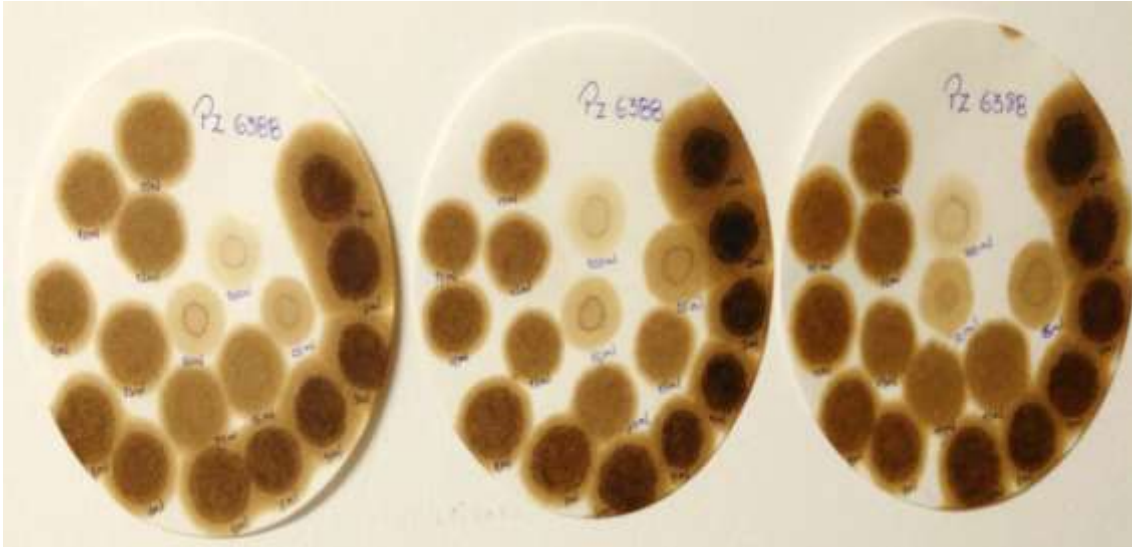
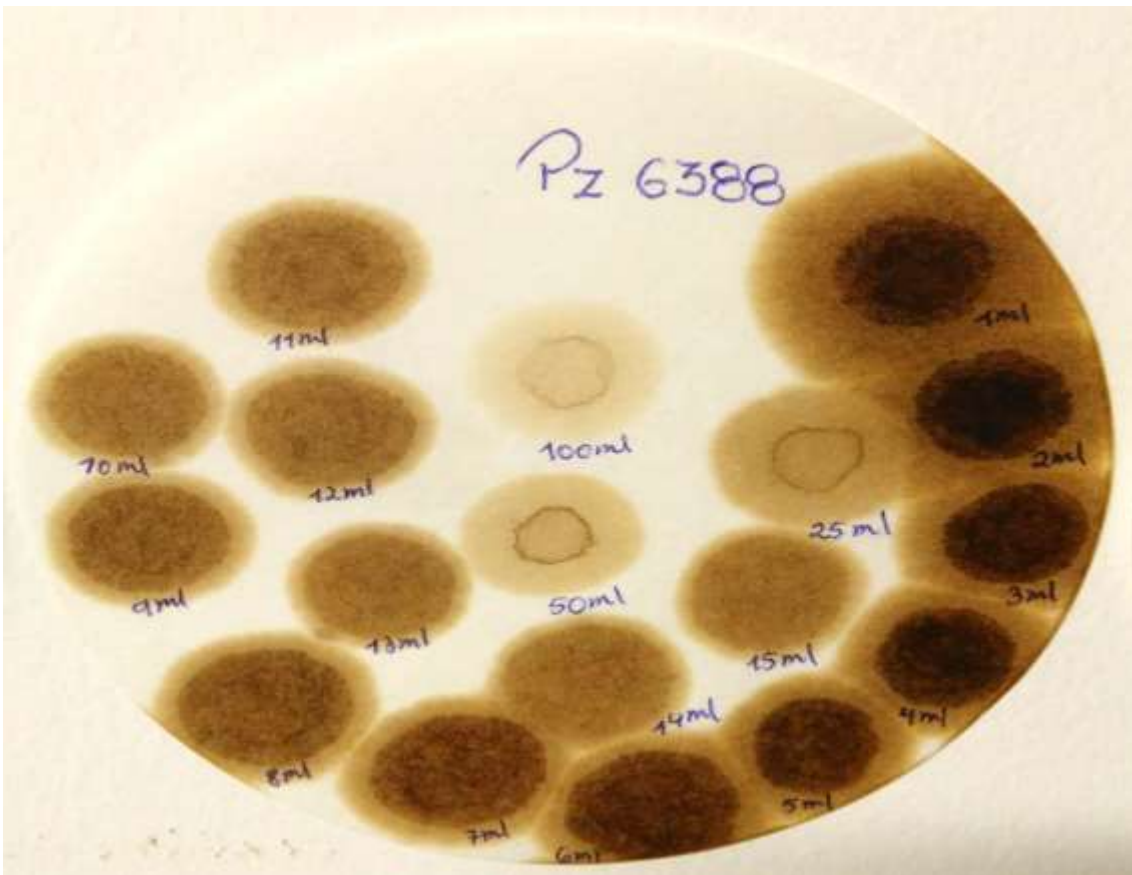


FIGURA 27B. Pozo 6388



En la muestra obtenida del Pozo 6388 sí se observa precipitación de asfaltenos.

FIGURA 28A. Pozo 5975

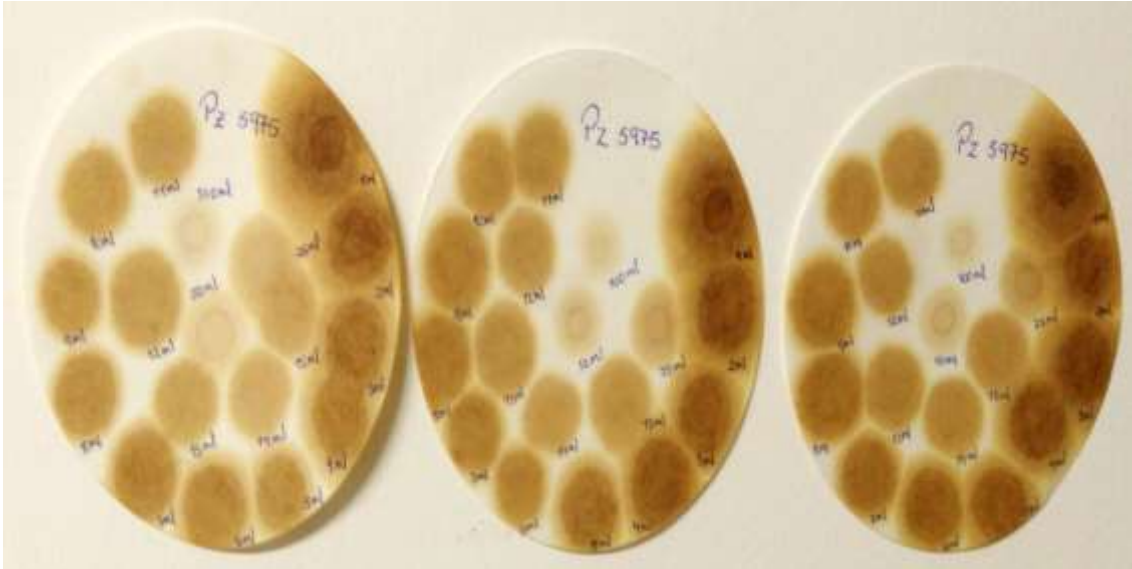
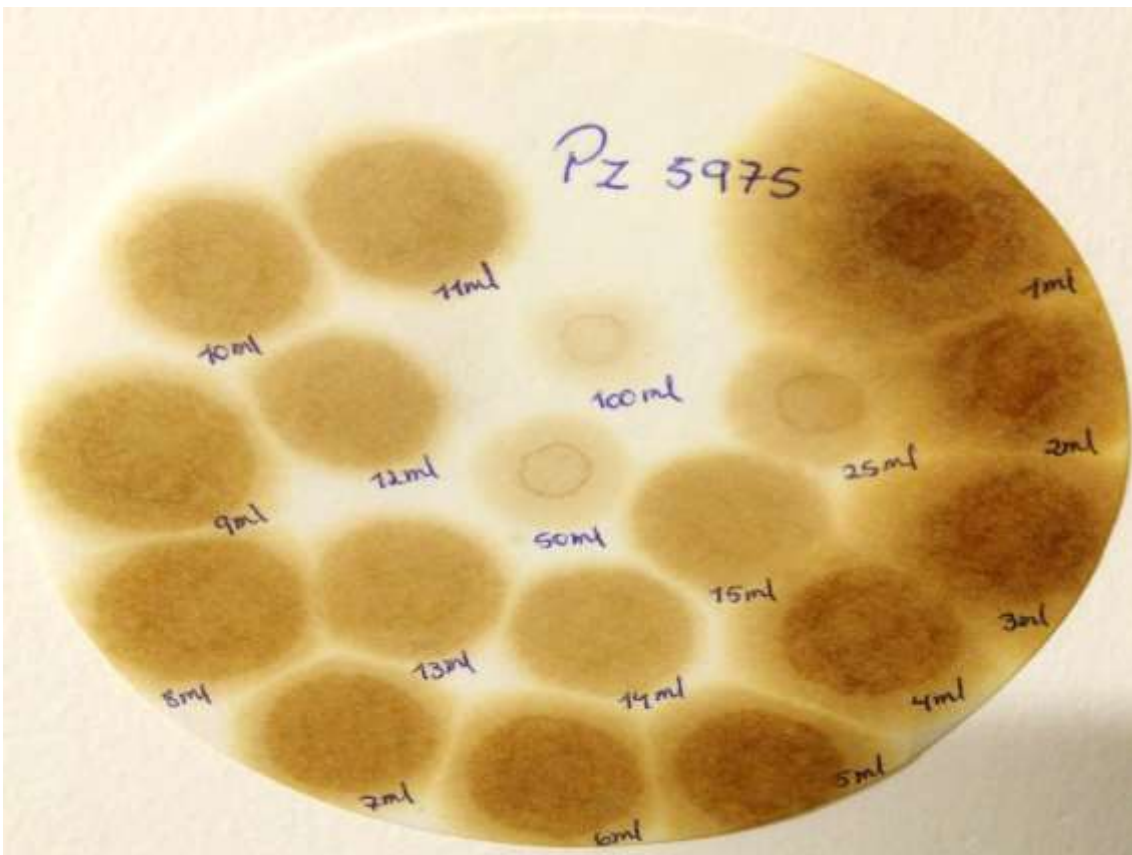


FIGURA 28B. Pozo 5975

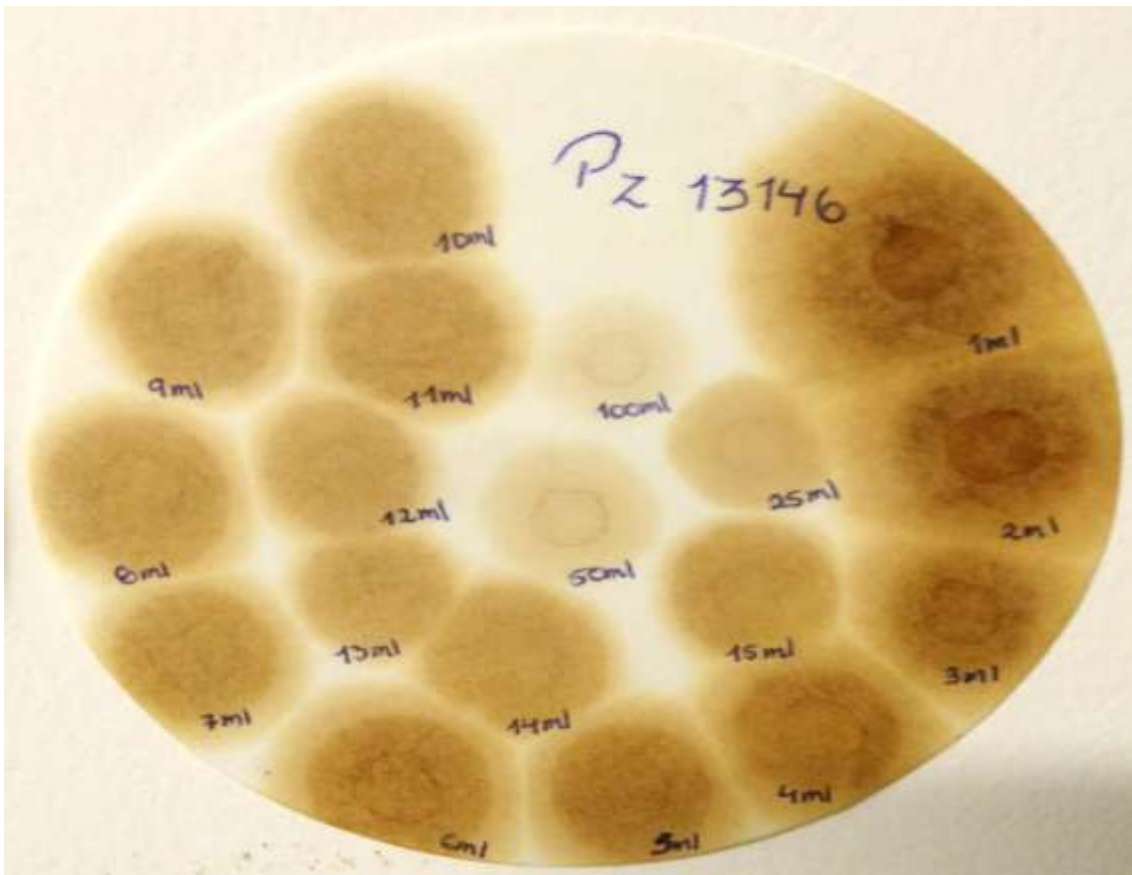


En la muestra obtenida del Pozo 5975 sí se observa precipitación de asfaltenos.

FIGURA 29A. Pozo 13146



FIGURA 29B. Pozo 13146



En la muestra obtenida del Pozo 13146 sí se observa precipitación de asfaltenos.

FIGURA 30. Muestras de crudo con CGN



3.3. PRUEBA DE ROLLED:

En la Tabla 16 se muestran los resultados de la prueba de Rolled o Solvencia efectuados sobre las muestras.

TABLA 16. Resultados Prueba de Rolled.

Pozo	4359		5121		4351		13008		4373	
Producto	TEQ 7000	CGN	TEQ 7000	CGN	TEQ 7000	CGN	TEQ 7000	CGN	TEQ 7000	CGN
Tiempo de acción	0:15:36	0:10:03	0:10:43	0:07:24	0:50:17	0:40:12	0:30:25	0:06:51	0:25:06	0:22:06
Tiempo de solvencia	1:25:18	0:56:39	0:35:18	0:30:07	2:49:31	2:27:10	3:16:10	1:38:02	2:05:16	2:30:45

Nota. Elaboración Propia

En la Tabla 17 se analizan estadísticamente los resultados obtenidos por la prueba de Rolled mediante el coeficiente alfa de Cronbach. El índice arroja un valor de 0.77, considerándose una buena fiabilidad del estudio.

TABLA 17. Análisis Estadístico

	TEQ 7000		CGN		Suma
	T acción	T solvencia	T acción	T solvencia	
4359	0:15:36	1:25:18	0:10:03	0:56:39	2:47:36
5121	0:10:43	0:35:18	0:07:24	0:30:07	1:23:32
4351	0:50:17	2:49:31	0:40:12	2:27:10	6:47:10
13008	0:30:25	3:16:10	0:06:51	1:38:02	5:31:28
4373	0:25:06	2:05:16	0:22:06	2:30:45	5:23:13
VARP	9,17092E-05	0,00160421	7,7857E-05	0,00110988	0,00679074
Varianza de la Población				0,00288367	
α				0,76713761	

Nota. Elaboración Propia

FIGURA 31A. Inicio de Prueba - Pozo 4359



FIGURA 31B. Tiempo de Acción - Pozo 4359



FIGURA 31C. Tiempo de Solvencia - Pozo 4359



En la Tabla 16 observamos que el producto que tuvo mejor performance en la parafina del pozo 4359 fue el CGN quien tuvo mejor tiempo de acción y de solvencia.

FIGURA 32A. Inicio de Prueba - Pozo 5121



FIGURA 32B. Tiempo de Acción - Pozo 5121



FIGURA 32C. Tiempo de Solvencia - Pozo 5121



En la Tabla 16 observamos que el producto que tuvo mejor performance en la parafina del pozo 5121 fue el CGN quien tuvo mejor tiempo de acción y de solvencia.

FIGURA 33A. Inicio de Prueba - Pozo 4351



FIGURA 33B. Tiempo de Acción - Pozo 4351

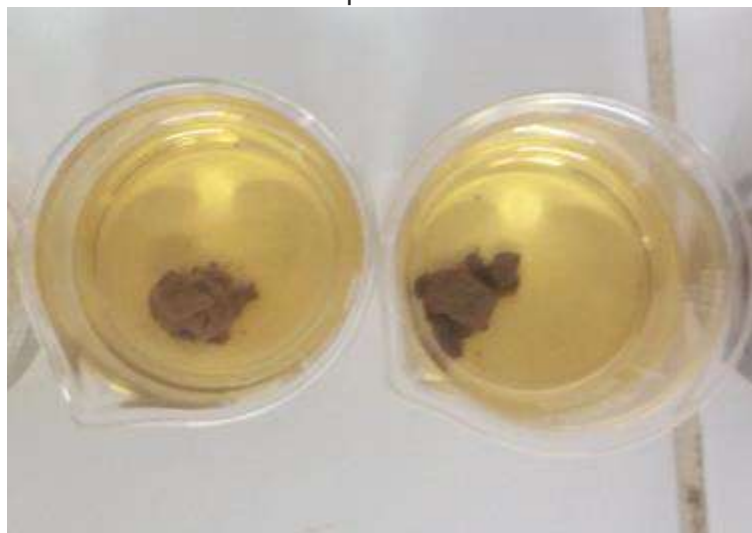


FIGURA 33C. Tiempo de Solvencia - Pozo 4351



En la Tabla 16 observamos que el producto que tuvo mejor performance en la parafina del pozo 4351 fue el CGN quien tuvo mejor tiempo de acción y de solvencia.

FIGURA 34A. Inicio de Prueba - Pozo 13008



FIGURA 34B. Tiempo de Acción - Pozo 13008



FIGURA 34C. Tiempo de Solvencia - Pozo 13008



En la Tabla 16 observamos que el producto que tuvo mejor performance en la parafina del pozo 13008 fue el CGN quien tuvo mejor tiempo de acción y de solvencia.

FIGURA 35A. Inicio de Prueba - Pozo 4373



FIGURA 35B. Tiempo de Acción - Pozo 4373

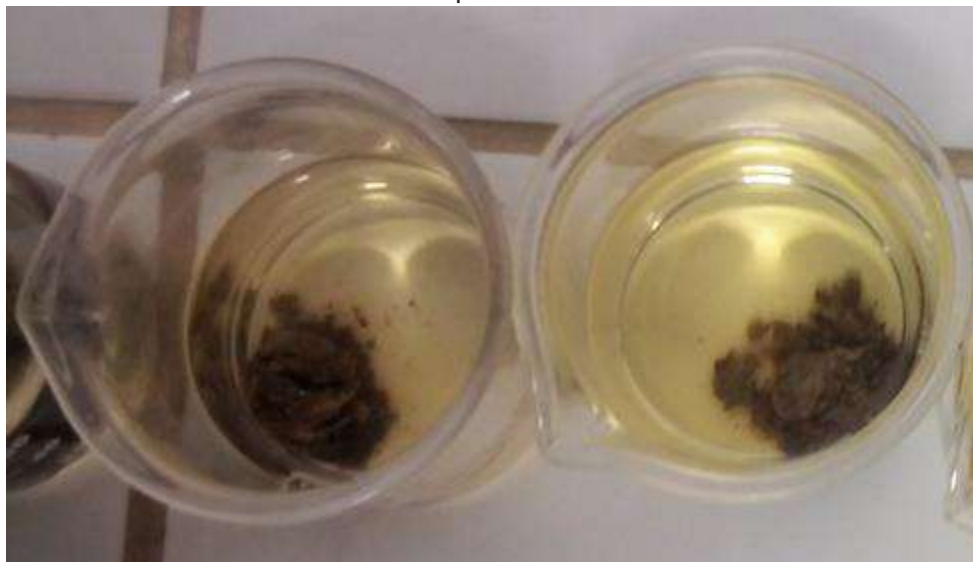


FIGURA 35C. Tiempo de Solvencia - Pozo 4373



En la Tabla 16 observamos que el producto que tuvo mejor performance en la parafina del pozo 4373 fue el TEQ - 7000 quien tuvo mejor tiempo de acción y de solvencia.

IV. CONCLUSIONES

- En las pruebas de Rolled se confirmó que el CGN tuvo mejor performance tanto en tiempo de acción como en tiempo de solvencia en comparación con el TEQ – 7000, a excepción de la prueba realizada en la muestra del pozo 4373, sin embargo el solvente de parafinas CGN presentó mayor volatilidad que el TEQ – 7000.
- La solubilidad y deposición de parafinas se tradujo principalmente por el punto de fluidez y el punto de nube, los cuales a su vez se estuvieron definidos por la temperatura, presión y composición del crudo.
- Se caracterizaron adecuadamente los pozos del Lote III que presentaron un elevado Pour Point (3 – 18° C) durante los últimos meses, así se identificaron como pozos problema: 13012, 6389, 13036, 5942, 13034, 6388, 5975 y 13146.
- Se determinó cualitativamente que el producto químico solvente de parafinas CGN facilitó la floculación o precipitación de los asfaltenos presentes en el crudo de los pozos 13012, 13036, 5942, 13034, 6388, 5975 y 13146, mientras que en el pozo 6389 no precipitan los asfaltenos con la adición de CGN.

V. RECOMENDACIONES

- Verificar la precipitación de asfaltenos a los pozos dentro del programa de tratamiento químico contra la formación de parafinas y determinar en cuales sería factible el uso de CGN como solvente de parafinas.
- Evaluar agregar un aditivo químico que estabilice la tendencia a precipitar asfaltenos en los pozos vulnerables.
- Determinar la cantidad de asfaltenos que tiene cada pozo y generar una curva del comportamiento del crudo por zonas, con la finalidad de aplicar un tratamiento químico a futuro.

BIBLIOGRAFÍA

- Repsol YPF, 2002, *El Petróleo: El Recorrido de la Energía*, Madrid, España.
- Wauquier J.P., 1994, *El Refino del Petróleo*, Instituto Francés del Petróleo, Paris, Francia.
- Barbierii Efraín E., 1982-1983, *El Pozo Ilustrado*, Caracas, Venezuela.
- Vela, A. 1975. *Evaluación de Petróleos del Oriente Ecuatoriano. Trabajo de Grado*. Ingeniera Química. Universidad Central del Ecuador. Facultad de Ingeniería Química. Quito.
- Burbano Dario. 2012. *Caracterización Físico Química y Destilación Simulada de Petróleos Crudos*. Trabajo de Grado. Ingeniero Químico. Universidad Central del Ecuador. Facultad de Ingeniería Química. Quito.
- Osinergmin, 2010, *Exploración y Explotación*, Lima, Perú. Disponible en: <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/pages/GFH/150.htm>
- Osinergmin, 2015, *La Industria de los Hidrocarburos Líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país*, Lima, Perú.
- Bolaños Rolando, 2017, *Reseña Histórica de la Exploración por Petróleo en las cuencas costeras del Perú*, Boletín de la Sociedad Geológica del Perú, Lima, Perú.
- Ecopetrol, 2014, *El Petróleo y su Mundo*, Bogotá, Colombia.
- Candelo A. F. y Carvajal B.M. (2010), *Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en el Campo de Colorado*, Tesis para optar al título de ingeniero de petróleos. Universidad Industrial de Santander, Colombia.
- Whuitier Pierre, 1971, *El Petróleo Refino y Tratamiento Químico*, Madrid, España.
- Keating, J. F. and Wattenbarger, R. A., 1994. *The simulation of paraffin deposition and removal in wellbores*. Disponible en: SPE. No. 27871.
- Pinzón Sergio y Rojas Jonathan, 2006. *Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos petroleros*. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. UIS: Facultad de Ing. Fisicoquímicas. Escuela de Petróleos. Colombia.
- Allen, T.O. and Roberts, A.P. 1997. *Production Operation: well completions, workover, and stimulation*. Fourth edition.
- Rodríguez, L. y Castañeda, M. 2001. *Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido dinámico de crudos parafínicos*. Colombia.
- Barker, K.M. and Newberry, M.E. 2001. *Paraffin solvation in the oilfield*. Disponible en: SPE. No. 64995.
- Biao, Wan and Lijian, Dong. 1995. *Paraffin characteristics of waxy crude oils in china and the methods of paraffin removal and inhibition*. Disponible en: SPE.No.29954.

- Ochoa, Sergio y López, Ismael, 2009. *Evaluación de un tratamiento químico para el control en el crudo parafínico del Campo Colorado*, Trabajo de grado Ingeniería Química. UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Química. Colombia.
- Poveda, Diana. Kafarov, Viatcheslav y Plata, Manuel. 2009. *Diseño de un Tratamiento Químico para Remover Depósitos Orgánicos que Dificultan las Operaciones de Producción del Crudo*. Universidad Industrial de Santander. Colombia.
- Newberry, M.E. and Barker, K.M. 1985. *Formation damage prevention through the control of paraffin and asphaltene deposition*. Disponible en: SPE. No. 13796.
- Ferworn, K.A.; Hammami, A. and Ellis, H. 1997. *Control of Wax Deposition: An Experimental Investigation of Crystal Morphology and an Evaluation of Various Chemicals Solvents*. Disponible en: SPE. No. 37240.
- Becker, Jr. 2000. *Oilfield paraffin treatments: hot oil and hot water compared to crystal modifiers*. En: SPE. No. 63123.
- Osinergmin. (08 de enero 2021). Organismo Supervisor de la inversión en energía y mina. Obtenido de Osinergmin: <http://www.osinerg.gob.pe>
- Peru Tourist Guide. (27 de diciembre 2020). Obtenido de http://www.perutoptours.com/index19ta_el_alto_petroleo.html
- PeruPetro. (03 de enero 2021). PeruPetro. Obtenido de PeruPetro: <http://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/perupetro/site>

ANEXO

HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DEL CGN



HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD

Nombre del Producto: **Condensado de Gas Natural**
 Fecha de Revisión: Junio 2016. Revisión N°01



ONU:
UN: 1268



NFPA

SECCION 1 : IDENTIFICACION DEL PRODUCTO Y DE LA COMPAÑÍA

PRODUCTO

Nombre Químico: Condensado de Gas Natural
Número CAS: Ver sección 2
Sinónimos: **Gasolina Natural**

COMPAÑÍA: GTM

Teléfonos de Emergencia

México : +52 55 5831 7905– SETIQ 01 800 00 214 00
 Guatemala: +502 6628 5858
 El Salvador: +503 2251 7700
 Honduras: +504 2564 5454
 Nicaragua: +505 2269 0361 – Toxicología MINSA: +505 22897395
 Costa Rica: +506 2537 0010 – Emergencias 9-1-1. Centro Intoxicaciones +506 2223-1028
 Panamá: +507 512 6182 – Emergencias 9-1-1
 Colombia: +018000 916012 Cisproquim / (571) 2 88 60 12 (Bogotá)
 Perú: +511 614 65 00
 Ecuador: +593 2382 6250 – Emergencias (ECU) 9-1-1
 Argentina +54 115 031 1774
 Brasil: +55 21 3591-1868

SECCION 2 : COMPOSICION / INFORMACION SOBRE LOS INGREDIENTES

Etano	74-84-0	<0.10 % CONCENTRACION
Propano	74-98-6	<1.0% CONCENTRACION
i- Butano	75-28-5	<1.0 % CONCENTRACION
n- Butano	106-97-8	<2.0 % CONCENTRACION
I-Pentano	78-78-4	<5.0 % CONCENTRACION
n-Pentano	109-66-0	<5.0 % CONCENTRACION
Hexanos	110-54-3	<13.0 % CONCENTRACION
M-C-Pentano	-	<5.0 % CONCENTRACION
Benzeno	71-43-2	<1.0 % CONCENTRACION
Cyclohexano	110-82-7	<5.0 % CONCENTRACION
Heptano	142-82-5	<20.0 % CONCENTRACION
M-C-Hexano	-	<25.0 % CONCENTRACION
Tolueno	108-88-3	<3.0 % CONCENTRACION
Octano	111-65-9	<20.0 % CONCENTRACION



Nonano1
C 11+

11-84-2
-

<15.0 % CONCENTRACION
<5.0 % CONCENTRACION

SECCION 3 : IDENTIFICACION DE PELIGROS

Clasificación ONU: UN 1268

Clasificación NFPA: Salud: 2 Inflamabilidad: 4 Reactividad: 0

EFFECTOS ADVERSOS POTENCIALES PARA LA SALUD:

Inhalación:	Asfixia. Antes de que el sofocamiento pueda ocurrir, el límite más bajo de inflamabilidad del propano en aire puede ser excedido, causando posiblemente una atmósfera deficiente en oxígeno y explosiva. La exposición a concentraciones mayores de 10 % puede causar vértigos. La exposición a atmósferas que contienen 19 % o menos de oxígeno causará inconsciencia sin presentar síntomas. La carencia de oxígeno suficiente puede causar lesión seria o muerte..
Ingestión:	No se espera que la ingestión ocurra en uso normal; sin embargo, el propano refrigerado puede causar quemaduras similares a la congelación
Contacto con los ojos:	El contacto con el propano refrigerado puede causar congelamiento del tejido fino.
Contacto con la piel:	La liberación de propano líquido refrigerado puede congelar el punto de contacto con la piel. El propano presurizado también causa quemaduras pero en menor magnitud
Efectos sobre exposición aguda:	La sobre exposición puede causar debilidad, dolor de cabeza, confusión visión nublada, adormecimiento, náuseas y otros efectos en el sistema nervioso.
Efectos sobre exposición crónica:	No Disponible
Condiciones agravadas con la exposición:	No Disponible
Peligros Especiales:	No Disponible

SECCION 4 : MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS

Inhalación:	Los individuos que sufren de carencia de oxígeno deben ser llevados al aire fresco. Si la víctima no está respirando, administre respiración artificial. Si la respiración es difícil, administre oxígeno. Obtenga ayuda médica inmediata.
--------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------



Contacto Dérmico:	Remueva la ropa, los zapatos y la joyería saturados. Sumerja el área afectada en agua tibia que no exceda los 40.6 °C (105 °F). Obtenga ayuda médica inmediata.
Contacto Ocular:	Lavar los ojos inmediatamente con abundante agua al menos durante 15 minutos. Obtenga ayuda médica inmediata
Ingestión:	No se considera una vía de exposición potencial.

SECCION 5 : MEDIDAS PARA EXTINCION DE INCENDIOS

Agente de Extinción:	Producto químico seco (PQS), dióxido de carbono (CO ₂), aerosol de agua o niebla para los alrededores.
Procedimientos especiales:	Evacúe a todo el personal innecesario del área. Permita solamente personal correctamente entrenado y protegido. Usar respiradores u otro. Si el flujo del gas no puede ser apagado, no extinga el fuego, permita que el fuego se quemé hacia afuera. Utilice abastecimiento de agua de alto volumen para refrescar los contenedores expuestos por presión y del equipo próximo. Para fuegos incontrolables y/o cuando la llama está afectando al envase, retire a todo el personal y evacúe la vecindad inmediatamente.
Equipo de protección para la Emergencia:	No Disponible

SECCION 6: MEDIDAS PARA FUGAS ACCIDENTALES

Medidas de emergencia:	Aislar el área. Prohibir la entrada a la zona a personal innecesario. No fumar. Evitar zonas bajas donde se pueden acumular vapores. Evitar cualquier posible fuente de ignición. Cortar el suministro eléctrico. Evitar las cargas electrostáticas..
Equipos de protección:	Equipos de respiración autónoma en presencia de elevadas concentraciones de producto. Guantes de PVC. Protección ocular cerrada. Calzado antiestático. Evacuar inmediatamente a todo el personal de la zona peligrosa (hacia un lugar contrario a la dirección del viento). Nunca entrar en lugares cerrados o en cualquier otra área donde la concentración de propano esté por debajo del límite de inflamabilidad (2.2%).



Precauciones a tomar para evitar daño al medio ambiente:

La fase gaseosa se evapora totalmente, evitar que las fugas alcancen desagües y alcantarillas.

La fase líquida es tóxica para los organismos acuáticos, puede provocar a largo plazo efectos negativos en el medio ambiente acuático. Los vertidos crean una película sobre la superficie del agua evitando la transferencia del oxígeno.

Método de control y limpieza:

Dejar evaporar y secar la superficie con materiales ignífugos y absorbentes. Depositar los residuos en contenedores cerrados para su posterior eliminación.

SECCION 7: MANEJO Y ALMACENAMIENTO

Condiciones de almacenaje:

Almacene en un lugar bien ventilado. Mantenga el envase bien cerrado. Almacene de acuerdo con las recomendaciones de la Asociación Nacional de Protección contra Incendios (NFPA). Almacene lejos de fuentes de ignición y oxidantes

Embalajes recomendados:

No Disponible

Otras Precauciones a tomar:

Utilice la tubería y el equipo diseñados adecuadamente para soportar la presión a ser alcanzada. El código NFPA 58 y el OSHA 29 CFR 1910,10 de LP-GAS requieren que se entrene a todas las personas empleadas en los procedimientos apropiados.

Evite respirar el gas. Evite el contacto con los ojos, la piel o la ropa. Lávese bien después de la manipulación. Lave la ropa después de usarla

Dependiendo del tipo de operación, es posible que sea necesario el uso de equipo que no genere chispas y sea a prueba de explosión. Mantenga el material lejos del calor, chispas o llamas

SECCION 8: CONTROLES DE EXPOSICION Y PROTECCION PERSONAL

Protección respiratoria:

No ingresar a áreas con concentraciones altas sin la protección respiratoria apropiada. Usar respiradores con alimentación de aire o equipo respiratorio autónomo aprobados por la NIOSH para situaciones de emergencia o especiales en las cuales la concentración es excesiva (arriba de 2100 ppm).

Guantes de protección:

No Disponible

Protección de la vista:

Se recomiendan las gafas de seguridad, los anteojos o los protectores de la cara al manejar los cilindros

Equipos de protección dérmica:	Deberá usarse para evitar el congelamiento que puede resultar por la evaporación rápida cuando se manipula el producto en forma líquida o por su temperatura propia.
Otros equipos de protección:	Si existe la posibilidad de que el líquido entre en contacto con la piel, deberá usarse ropa impermeable térmicamente protectora para evitar la congelación.
Ventilación:	Proporcione la ventilación adecuada para asegurar que el propano no alcance una mezcla inflamable. Deberá usarse ventilación mecánica a prueba de explosión en áreas cerradas.

SECCION 9: PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS

Punto de Inflamabilidad:	-42°C a - 112°C
Presión de Vapor a 15.6 °C:	14.8 psi
Densidad Relativa del Líquido (agua =1):	0,6879 a 15,56 °C (60 °F)
Solubilidad en agua:	Leve, 0,1 a 1,0 %
Melting Point:	No Determinado
Apariencia y color:	Líquido Incoloro
Olor:	Olor Suave
Temperatura de la auto ignición en aire::	180 °C a 549 °C (356 °F a 1120 °F)
Límites de inflamabilidad en el aire:	(% en volumen): Más bajo: 2.15 %. Alto: 9.6 %
Límites de Explosividad:	Inferior: 0.6%. Superior: 13.5.0%.

SECCION 10 : ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD

Estabilidad:	Estable.
Condiciones a evitar:	Cercanía a calor, a agentes oxidantes fuertes y a fuentes de ignición.
Incompatibilidad con otros materiales:	Incompatible con agentes oxidantes fuertes. Evitar el contacto con peróxidos, plásticos y dióxido de cloro.
Productos peligrosos de descomposición:	Bajo condiciones de fuego produce: humos, monóxido de carbono, aldehídos y otros productos de la descomposición. En la mayoría de los usos donde hay combustión incompleta se producirá monóxido de carbono (gas tóxico) y se desarrollarán concentraciones que pueden crear un peligro para la salud.
Productos peligrosos de la combustión:	No Disponible
Polimerización Peligrosa:	No Ocurre

SECCION 11 : INFORMACION TOXICOLOGICA

Vías de entrada:	La inhalación es la ruta más frecuente de exposición. También por contacto con la piel y ojos.
Efectos agudos y crónicos:	El propano no es tóxico pero si es considerado un asfixiante simple. Tiene características anestésicas leves. En concentraciones altas puede causar mareo.



Carcinogenicidad:
Clasificación IARC:

Grupo 2B (el agente o su mezcla es posiblemente cancerígeno para el hombre)

Toxicidad para la reproducción:

No existen evidencias de toxicidad para la reproducción en mamíferos.

Condiciones médicas agravadas por la exposición:

Problemas respiratorios y afecciones dermatológicas.
No suministrar epinefrina u otras aminas simpaticomiméticas.

SECCION 12 : INFORMACION ECOLOGICA

Efectos sobre la ecología:

Evitar que el producto se esparza, si se puede hacerlo sin peligro.
Eliminar las fuentes de ignición y poner a tierra todo el equipo
Prevenga la entrada a cuerpos de agua.
Se puede usar una espuma para suprimir los vapores
Absorba o cubra con tierra seca, arena u otro material no combustible
Aísle el área por 25 a 50 m. en todas las direcciones
Coloque barreras de contención para evitar que se esparza el derrame y active el plan de contingencia.

SECCION 14 : INFORMACION SOBRE TRANSPORTE

UN: 1268

Grupo embalaje/envasado: III

SECCION 15 : INFORMACION REGLAMENTARIA

Esta hoja de seguridad cumple con la normativa legal de:

México: NOM-018-ST5-2000

Guatemala: Código de Trabajo, decreto 1441

Honduras: Acuerdo Ejecutivo No. ST55-053-04

Costa Rica: Decreto Nº 28113-S

Panamá: Resolución #124, 20 de marzo de 2001

Colombia: NTC 445 22 de Julio de 1998

Ecuador: NTE INEN 2 266:200



SECCION 16 : INFORMACION ADICIONAL

La información indicada en ésta Hoja de Seguridad fue recopilada y respaldada con la información suministrada en las Hojas de Seguridad de los proveedores. La información relacionada con este producto puede ser no válida si éste es usado en combinación con otros materiales o en otros procesos. Es responsabilidad del usuario la interpretación y aplicación de esta información para su uso particular. La información contenida aquí se ofrece solamente como guía para la manipulación de este material específico y ha sido elaborada de buena fe por personal técnico. Esta no es intencionada como completa, incluso la manera y condiciones de uso y de manipulación pueden implicar otras consideraciones adicionales.

CONTROL DE REVISIONES Y CAMBIOS DE VERSIÓN:

Junio 2016. Se confecciona la Hoja de Datos de Seguridad.

HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DEL TEQ7000



HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DE MATERIALES

1. IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO Y FABRICANTE

Producto: TEQ-7000
Aplicación: Disolvente de parafinas
Fecha revisión: 01 Abril 2015
Fabricante: UNITEQ EIRL
Dirección: Calle San Aurelio Mz. H1 Lt. 7 Urb. Santa Luisa, Distrito San Martín de Porres, Lima.
Teléfono: (51) 948-917-383

2. IDENTIFICACIÓN DE LOS PELIGROS

CLASIFICACIÓN DE LA MEZCLA

Efectos adversos: Líquido y vapores muy inflamables. Causa irritación en la piel. Puede causar somnolencia o mareos. Muy tóxico para los organismos acuáticos, con efectos nocivos duraderos.

SEGURIDAD

Tomar medidas de precaución contra las descargas estáticas. Llevar guantes de protección / ropa de protección / protección ocular. Utilizar únicamente en exteriores o en un área bien ventilada.

En caso de incendio: Utilizar medios de extinción apropiados para la extinción.

EN CASO DE CONTACTO CON LA PIEL (o el pelo): Quitar inmediatamente toda la ropa contaminada. Lavar con abundante agua.

EN CASO DE INHALACIÓN: Transportar a la víctima al exterior y mantenerla en reposo en una posición confortable para respirar. Llamar a un CENTRO DE INFORMACIÓN TOXICOLÓGICA, a un médico si se encuentra mal.

3. COMPOSICIÓN / INFORMACIÓN DE INGREDIENTES

Componentes en mezcla	Detalle	%Peso aprox
Mezcla de hidrocarburo parafínico	CAS# [No aplica]	%Peso aprox.: 50-75
2,2,4-Trimetilpentano	CAS# 540-84-1	<30%
N-heptano	CAS# 142-82-5	>25%
N-Hexano	CAS# 111-65-9	<8%
Mezcla de hidrocarburo nafténico	CAS# [No aplica]	%Peso aprox.: 10-25
Metilciclohexano	CAS# 108-87-2	<30%
Ciclohexano	CAS# 110-82-7	<2%
Otros componentes	CAS# [No aplica]	%Peso aprox.: <1
Xileno	CAS# 1330-20-7	<0.01%
Tolueno	CAS# 108-88-3	<0.01%
Benceno	CAS# 71-43-2	<0.01%

4. PRIMEROS AUXILIOS

DESCRIPCIÓN DE LOS PRIMEROS AUXILIOS

Contacto con la piel: Quitarse todas las prendas y calzado contaminados inmediatamente, mojar la piel afectada con agua corriente durante 10 minutos o más si la sustancia permanece todavía sobre la piel.

Contacto con los ojos: Lavar el ojo con agua durante 15 minutos.

Ingestión: Lavar la boca con agua. No inducir el vómito. Si está consciente, dar medio litro de agua para beber inmediatamente.

Inhalación: Retirar de la exposición, garantizando la propia seguridad mientras se realiza.

En todos los casos consulte a un médico.

PRINCIPALES SÍNTOMAS Y EFECTOS, AGUDOS Y RETARDADOS

Contacto con la piel: Puede producirse irritación y enrojecimiento del lugar de contacto.

Contacto con los ojos: Puede producirse irritación y enrojecimiento. Los ojos pueden llorar abundantemente.

Ingestión: Puede producirse dolor y enrojecimiento en la boca y la garganta. Pueden producirse náuseas y dolor de estómago. Pueden producirse vómitos.

Inhalación: Puede producirse irritación de la garganta con una sensación de opresión en el pecho.

Retrasados / efectos inmediatos: Efectos inmediatos pueden ser consecuencia de una exposición a corto plazo.

5. MEDIDAS DE CONTROL DE FUEGO

Medios de extinción apropiados para el fuego circundante deberán ser utilizados. Use agua pulverizada.

Peligros de exposición: Durante la combustión emite vapores tóxicos.

Recomendaciones para el personal de lucha contra incendios: Utilizar equipo de respiración autónomo. Llevar prendas protectoras para evitar el contacto con la piel y los ojos.

UNION TECNICA QUIMICA E.I.R.L.

Calle San Aurelio Mz. H1 Lt. 7 Urb. Santa Luisa - Z.I. San Martín de Porres - Lima



6. MEDIDAS CONTROL DERRAMES Y FUGAS

Precauciones personales: Usar EPP completo.

Precauciones medioambientales: No verter en los desagües ni ríos. Controlar el vertido utilizando la agrupación.

Procedimientos de limpieza: Absorber con tierra o arena seca. Transferir a un contenedor de salvamento etiquetado, con cierre, para eliminación mediante un método apropiado.

7. MANIPULACIÓN Y ALMACENAJE

Requisitos de manipulación: Evite el contacto directo con la sustancia. Asegúrese de que existe una ventilación suficiente del área. No manipular en un espacio confinado. Evitar la formación o propagación de neblinas en el aire.

Condiciones de almacenamiento: Almacenar en un lugar fresco y bien ventilado. Mantenga el envase bien cerrado. El suelo de almacenamiento debe ser impermeable para evitar el escape de líquidos. Usos específicos finales (s): No hay datos disponibles.

8. PROTECCIÓN PERSONAL / CONTROL DE LA EXPOSICIÓN

Disposiciones de ingeniería: Asegurarse de que existe una ventilación suficiente del área. El suelo de la sala de almacenamiento debe ser impermeable para evitar el escape de líquidos.

Protección respiratoria: Aparato de respiración autónoma debe estar disponible en caso de emergencia.

Protección de las manos: Guantes impermeables.

Protección de los ojos: Gafas de protección. Asegúrese de baño ocular es a mano.

Protección de la piel: Vestimenta de protección impermeable.

9. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

Parafínicos	(%w) aprox.	: 75
Nafténicos	(%w) aprox.	: 25
Aromáticos	(ppm)	: <100
Rigidez dieléctrica (ASTM1816)		: >22 KV (17°C, 2mm)
Compuestos no volátiles		: 0%
Apariencia		: Líquido claro, incoloro
Estado		: Líquido (25°C / 1atm)
Color (Saybolt)		: < 25
Densidad, 15°C (grs/cm ³)		: <0.6750 – 0.7250>
Índice de refracción		: <1.300 – 1.400>
Olor		: Bajo en olor
Carácter		: No iónico
Viscosidad		: 1 mPa.s
Solubilidad en agua		: Insoluble, inmiscible
Presión de vapor		: 5 KPa
Punto de auto-ignición		: >200°C
Punto de ebullición		: <80 – 105>°C
Punto de inflamación		: <0°C

10. ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD

Reactividad: Estable bajo las condiciones de transporte o almacenamiento recomendadas.

Estabilidad química: Estable en condiciones normales.

Reacciones peligrosas: Reacciones peligrosas no ocurrirá bajo condiciones normales de transporte o almacenamiento.

La descomposición puede producirse por exposición a condiciones o materias que figuran a continuación.

Condiciones que deben evitarse: Calor.

Materiales a evitar: Agentes oxidantes fuertes. Ácidos fuertes.

Durante la combustión emite vapores tóxicos.

11. INFORMACIÓN TOXICOLÓGICA

Contacto con la piel: Puede producirse irritación y enrojecimiento del lugar de contacto.

Contacto con los ojos: Puede producirse irritación y enrojecimiento. Los ojos pueden llorar abundantemente.

Ingestión: Puede producirse dolor y enrojecimiento en la boca y la garganta. Pueden producirse náuseas y dolor de estómago.

Pueden producirse vómitos.

Inhalación: Puede producirse irritación de la garganta con una sensación de opresión en el pecho.

Retrasados / efectos inmediatos: efectos inmediatos pueden ser consecuencia de una exposición a corto plazo.



12. INFORMACIÓN ECOLÓGICA

Potencial de bioacumulación.

Movilidad: Se absorbe rápidamente en el suelo.

Otros efectos adversos: Tóxico para los organismos acuáticos. Tóxico para los organismos del suelo.

13. CONSIDERACIONES DE DISPOSICIÓN FINAL

Operaciones de eliminación: Transferir a un recipiente y disponga para su recogida por la eliminación especializada. Se requiere la atención del usuario hacia la posible existencia de regulaciones regionales o nacionales relacionadas con la eliminación.

14. INFORMACIÓN DEL TRANSPORTE

UN-Number: 3295; Clase 3. Packaging group: III; F1;

LIQUIDO HIDROCARBONADO N.O.S.

OBS. [Mezcla de parafinas y naftenos]

15. INFORMACIÓN DE REGULACIÓN

Ajústese a las regulaciones vigentes.



Líquido irritante.

Líquido inflamable.

Peligro para el medio ambiente.

16. OTRAS INFORMACIONES

HMIS RATINGS

Salud: 1

Fuego: 3

Inestabilidad: 0

Protección personal: _

CLASIFICACIÓN SEGÚN NFPA

Salud: 1

Fuego: 3

Inestabilidad: 0

La recepción y uso de esta información constituye dar su consentimiento a estos términos y condiciones.

La información contenida en esta Hoja de datos de Seguridad aplica solo a los productos identificados y descritos en este documento. Toda la información establecida en este documento se basa en datos técnicos del producto identificado y que se cree ser confiables a la fecha del presente. Antes de cada uso de cualquier producto, el usuario siempre debe leer y seguir las advertencias e instrucciones de la Hoja de Datos Técnicos, la etiqueta y la Hoja de Datos de Seguridad.

UNITEQ EIRL no aplica ninguna garantía expresa o implícita y no asume ninguna responsabilidad derivada de esta información o su uso. UNITEQ EIRL no se hace responsable por el uso de este producto de manera que pueda infringir cualquier patente o cualquier derecho de propiedad intelectual que tienen los demás.