

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CUYO
FACULTAD DE INGENIERÍA
Centro Universitario - Ciudad de Mendoza

Espacio Curricular: Química del Petróleo y del Gas

Unidad 10: Propiedades de los crudos

Duración: 2 horas

Metodología: Método del caso y debate técnico-profesional

MARCO TEÓRICO

El petróleo crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos, compuesta principalmente por carbono e hidrógeno, y pequeñas proporciones de otros elementos como azufre, nitrógeno y metales.

Entre las diversas teorías existentes sobre su origen, la más aceptada admite su origen orgánico, formado a partir de restos animales y vegetales sometidos a determinadas condiciones de temperatura y presión, que junto a una acción bacteriana anaeróbica da lugar a los hidrocarburos.

Caracterización básica

Debido a su origen y composición, los crudos presentan proporciones variables de familias hidrocarbonadas (parafínicos, nafténicos y aromáticos). Las características físicas variarán en función de esta composición, y las posibilidades de refinado o aprovechamiento para la obtención de sus productos derivados, principalmente combustibles, lubricantes, asfaltos y materias primas para petroquímica, serán diferentes, así como su valoración económica.

El crudo debe transportarse desde el lugar de su producción hasta una refinería para su procesamiento. Esto implica una manipulación física del mismo: carga en buque tanque o petrolero, bombeo por oleoducto, descarga desde el barco a tanque de almacenamiento, trasiegos entre tanques, etc. Es importante conocer las características del crudo que influyen en esta manipulación; se deberán conocer, además de su densidad, sus características de fluidez y comportamiento en frío para prever su bombeabilidad y manipulación, y su volatilidad en términos de presión de vapor es un requisito necesario para asegurar también su manipulación y almacenamiento en condiciones seguras, tanto desde el punto de vista de explosión e incendio como de intoxicación; en este último aspecto su contenido en sulfuro de hidrógeno disuelto será un dato importante.

La determinación de las propiedades físicas y químicas debe realizarse mediante unos procedimientos o normas analíticas que garanticen, además de la adecuada medida de la propiedad a medir, una reproducibilidad y repetibilidad de los valores resultantes de la medición.

Principales propiedades físicas

Viscosidad

Se determina normalmente la viscosidad cinemática, que puede describirse como una medida de la resistencia de un líquido a fluir y se mide como el tiempo que un líquido tarda en descender en condiciones de gravedad a través de una restricción calibrada. La viscosidad es función de la temperatura, de forma que a mayor temperatura del fluido menor es su viscosidad. La viscosidad es un parámetro que influye en la potencial emisión de contaminantes dado que es una determinante en las condiciones de la combustión. Además, resulta importante para definir las posibilidades de bombeo de los productos y el tipo de régimen de los caños. Existen tablas que reflejan la viscosidad de los distintos hidrocarburos puros, líquidos, vapor y de fracciones del petróleo, estando en este último caso en estrecha relación con el peso molecular y la estructura química. La magnitud de la viscosidad depende de la conformación química del crudo, de manera que, a mayor proporción de fracciones ligeras, menor es la viscosidad. La determinación se realiza con un elemento denominado viscosímetro, y a dos temperaturas distintas, ya que existen correlaciones que permiten conocer la viscosidad de un líquido a una temperatura cualquiera a partir de los datos de dos temperaturas diferentes, normalmente a 40°C (100°F) y 100°C (210°F). Los datos de viscosidad suelen darse en centistokes. La determinación de la viscosidad se realiza mediante el ensayo normalizado ASTM D 445 «Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and calculation of dynamic viscosity)», o norma equivalente. La Norma ASTM D 341 «Test Method for Viscosity – Temperature Charts for Liquid Petroleum Products» o norma equivalente.

Punto de congelación

En condiciones de bajas temperaturas, del crudo pueden precipitar los hidrocarburos parafínicos de alto punto de congelación. El punto de congelación o de vertido de un crudo es una indicación de la mínima temperatura a que un crudo puede ser trasegado con una bomba o almacenado en estado líquido. Se debe distinguir entre el punto de enturbiamiento (cloud-point), en el cual se forman microcristales, y el punto de congelación inferior (pour point) en el que el líquido se hace pastoso y no fluye. El punto de congelación superior es la temperatura en la cual el hidrocarburo retorna a su estado fluido al recalentar el producto luego de una prolongada solidificación. Para determinados crudos, altamente parafínicos, esta temperatura puede ser superior a la ambiental en determinadas latitudes y épocas del año, en cuyo caso hay que prever cuándo se procede a su transporte o almacenamiento, el adecuado calentamiento con serpentines o traceado con vapor u otros sistemas y la necesaria calorifugación de líneas y tanques para evitar pérdidas de calor. La determinación del punto de congelación en crudos se realiza mediante el ensayo normalizado ASTM D 5853 «Test Method for Pour Point of Crude oils», pudiéndose utilizar también la ASTM D 97 «Test Method for Pour Point of Petroleum Products», o norma equivalente.

Punto de enturbiamiento

Conocido también como punto de niebla. Mide la temperatura a la que aparecen los primeros cristales de parafinas. Es una indicación de la potencial aparición de problemas asociados a estos fenómenos en épocas frías. Hay varios procedimientos y normas para su determinación, todos ellos equivalentes: Norma ASTM D 2500 «Test Method for Cloud Point of Petroleum Products». Norma ASTM D 5771 «Test Method for Cloud Point of Petroleum Products (Optical Detection Steeped cooling Method)».

Solubilidad

Los hidrocarburos son solubles entre sí en todas las proporciones. La separación de los componentes puede llevarse a cabo con solventes polares, como el dióxido de azufre, furfural y otros. En éstos, los aromáticos se disuelven de manera más fácil que los parafínicos y nafténicos. Por otro lado, los hidrocarburos de elevado peso molecular con los de inferior peso molecular son miscibles en cierto grado; determinando que la solución se sature provocando la precipitación del componente de mayor peso.

Densidad

Una de las propiedades físicas más importantes en la calidad de un crudo es la densidad, la cual indica qué tan liviano o pesado es en su totalidad. Los crudos más livianos tienen una mayor proporción de pequeñas moléculas, que las refinerías pueden convertir en productos muy demandados como las naftas y gas oil. Los crudos más pesados tienen proporciones más altas de moléculas grandes, que las refinerías pueden utilizar en combustibles industriales pesados como el asfalto, los lubricantes y otros productos pesados cuyos mercados son menos dinámicos, o procesarlas en moléculas más pequeñas que se pueden utilizar en combustibles para transporte. Generalmente la densidad de un crudo se expresa en grados API. La gravedad API, o grados API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que, en comparación con el agua a temperaturas iguales, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo. Índices superiores a 10 implican que son más livianos que el agua y, por lo tanto, flotarían en ésta. Denota la relación correspondiente de peso específico y de la fluidez de los crudos con respecto al agua.

La densidad de un crudo de petróleo se puede expresar en grados API. Los grados API se calculan mediante la siguiente fórmula: $API = (141,5/\rho) - 131,5$ donde ρ es la densidad relativa respecto al agua. La mayoría de los crudos se encuentran entre los 27 y 40 grados API. Los crudos se clasifican según la gravedad API, por la siguiente escala:

Extrapesados < 9,9

Pesados 10 - 21,9

Medianos 22,0 - 29,9

Livianos 30 - 39,9

Condensados > 40

Opciones para prevenir o resolver el problema de acumulación de parafinas en instalaciones de extracción y producción en campos petrolíferos:

Desparafinación con solventes (Solvent Dewaxing): Este es un proceso diseñado para eliminar la cera de los aceites lubricantes y dar al producto buenas características de fluidez a bajas temperaturas (por ejemplo, bajos puntos de escurrimiento). Implica disolver el aceite ceroso en un solvente que mantenga el aceite en solución, y luego enfriar para que la cera se separe como cristales.

Tratamiento térmico: Los crudos cerosos son sensibles al tratamiento térmico, lo que puede afectar sus características de viscosidad. Esto sugiere que el control de la temperatura puede ser una estrategia.

Aditivos químicos: Se utilizan productos específicos denominados *depresores del punto de escurrimiento* (*pour point depressants*) para modificar el comportamiento de las parafinas y mejorar la fluidez del crudo a bajas temperaturas. Estos aditivos actúan interfiriendo en la cristalización de las ceras, reduciendo su tendencia a aglomerarse y permitiendo que el petróleo mantenga su capacidad de bombeo y transporte incluso por debajo de su temperatura natural de solidificación.

Dilución: La dilución del crudo pesado con nafta es necesaria para el transporte por oleoducto cuando la viscosidad es muy alta, lo que también podría ayudar a mantener las parafinas disueltas o reducir su impacto.

Limpieza de oleoductos: Para mantener la eficiencia del transporte y evitar obstrucciones, se utilizan dispositivos denominados *raspatubos* o *pigs*, que se desplazan por el interior de los ductos eliminando los depósitos adheridos a las paredes. Este procedimiento permite remover acumulaciones de parafinas y otros sedimentos, garantizando un flujo continuo y reduciendo la necesidad de intervenciones mayores.

Gestión del equilibrio del sistema: De manera general, el mantenimiento de la estabilidad del crudo es clave, ya que es un sistema delicadamente equilibrado. Cualquier perturbación puede causar inestabilidad y precipitación

CASO PRÁCTICO

El crudo congelado del Pozo La Paloma X-12

Contexto:

Durante el mes de julio, la empresa PetroAndes detectó un problema operativo en el Pozo La Paloma X-12, ubicado en el sur de Mendoza. El caudal de petróleo hacia la planta de tratamiento se redujo un 40% en 15 días, y el personal de mantenimiento observó formación de depósitos cerosos en el ducto principal.

Los datos registrados fueron:

- Temperatura ambiente media: 8 °C
- Densidad del crudo (15 °C): 0,91 g/cm³
- Viscosidad (40 °C): 48 cP

- Punto de enturbiamiento (cloud point): 16 °C
- Punto de escurrimiento (pour point): 12 °C

El ingeniero de producción pide al equipo técnico que diagnostique las causas del problema y proponga alternativas de mitigación considerando tanto los aspectos fisicoquímicos como los operativos y ambientales.

OBJETIVOS DE APRENDIZAJE

- Analizar la relación entre composición, densidad, viscosidad y comportamiento térmico de los crudos.
- Comprender cómo la temperatura y las características parafínicas influyen en el transporte.
- Diseñar estrategias técnicas de prevención y tratamiento.
- Argumentar y debatir desde distintos roles profesionales.

ACTIVIDADES

Parte 1 – Análisis inicial

1. Identifique qué propiedades del crudo están relacionadas con la formación de parafinas.

2. En el caso del crudo del Pozo La Paloma X-12, ¿cómo explica la Química Orgánica la formación de depósitos de parafinas en el ducto cuando la temperatura ambiental desciende?

3. Explique por qué el flujo se reduce drásticamente cuando la temperatura ambiental desciende.

4. Calcule la gravedad API del crudo y clasifíquelo (liviano, mediano o pesado). Fórmula:

$$^{\circ}\text{API} = (141,5 / \rho) - 131,5$$

Cálculo:

5. Determine si la temperatura del ducto está por debajo del punto de escurrimiento y
qué consecuencias operativas tiene.

6. Mencione dos ensayos de laboratorio (normas ASTM) que permitirían caracterizar este crudo.
-

Parte 2 – Simulación de roles y debate

Se dividirán en dos equipos:

- Equipo A – Ingenieros/as de Campo: priorizan mantener la producción y proponen medidas técnicas.
- Equipo B – Supervisores/as Ambientales y de Operaciones: evalúan impacto ambiental y sostenibilidad de las soluciones.

Cada grupo deberá:

- Preparar una propuesta técnica (10 min) para mitigar la formación de parafinas.
- Justificar su elección con base en datos y normativa.
- Participar de un debate moderado (15 min):
 - ¿Qué alternativa es más viable técnica y ambientalmente?
 - ¿Qué costos o riesgos implica cada opción?
 - ¿Existe un punto intermedio posible?

Conclusión grupal:

Parte 3 – Nota técnica

Redacte una nota técnica breve dirigida a la gerencia de PetroAndes, que incluya:

- Diagnóstico resumido del problema.
- Alternativas propuestas.
- Argumento técnico y ambiental.
- Recomendación final.

Espacio para la redacción:

Anexo – Propiedades comparativas de crudos reales

Crudo / Fuente	Densidad (g/cm ³)	°API	Punto de escurrimiento (°C)	Punto de enturbiamiento (°C)
WTI Light (ExxonMobil)	0.83	47.5	-30	-47
CPC Blend (ExxonMobil)	0.84	46.6	-15	-45
Bravo (Brasil)	0.91	24	-24	-55
Escenario La Paloma X-12	0.91	24	12	16

Bibliografía

Lluch Urpí, José. (2008). *Tecnología y Margen de Refino del Petróleo*. Ediciones Díaz de Santos.

Secretaría de Energía – República Argentina. (2003). *Conceptos sobre Hidrocarburos*.

Speight, J. G. (2014). *The Chemistry and Technology of Petroleum* (5th ed.). CRC Press.