

UNIVERSIDAD DE CÁDIZ

PROYECTO OPENCOURSEWARE (OCW)

LABORATORIO VIRTUAL

Práctica 1: Caracterización de Crudos (Crude Oil Assay)

Prof. José Joaquín González Cortés

Asignatura: Tecnologías del Petróleo y Petroquímica

Índice

1. Introducción y Objetivos	2
2. Fundamento Teórico y Fórmulas	2
2.1. Corrección de Densidad por Temperatura	2
2.2. Gravedad API	3
2.3. Temperatura Media Ponderada y Factor K_{UOP}	3
3. Instrucciones del Simulador Web	3

1. Introducción y Objetivos

El *Crude Oil Assay* (COA) es la evaluación química y física inicial a la que se somete un crudo recién extraído. Esta caracterización es fundamental, ya que define tanto el precio de mercado del barril como la configuración de los procesos de refino necesarios para su tratamiento.

Debido a la naturaleza de las instalaciones requeridas, este laboratorio se realizará mediante un **simulador virtual interactivo**.

Objetivos de la Práctica

- Comprender el efecto de la dilatación térmica en los hidrocarburos y estandarizar mediciones de densidad.
- Calcular y clasificar el crudo según sus grados API.
- Determinar la Temperatura Media Ponderada (TMP) a partir de una curva de destilación simulada.
- Obtener el Factor de Caracterización de UOP (K_{UOP}) para inferir la base química del crudo.
- Analizar y valorar de forma autónoma la calidad del crudo para predecir su comportamiento en el refino..

2. Fundamento Teórico y Fórmulas

2.1. Corrección de Densidad por Temperatura

Los hidrocarburos líquidos se expanden o contraen significativamente con los cambios de temperatura. Por ello, la densidad medida en el laboratorio a una temperatura T debe corregirse siempre a la temperatura de referencia estándar de la industria petrolera: **60 °F (15.6 °C)**.

La ecuación linealizada para realizar la corrección es:

$$\rho_{15,6} = \rho_T + \alpha \cdot (T - 15,6) \quad (1)$$

Donde:

- $\rho_{15,6}$: Densidad corregida a 15.6 °C (g/mL).
- ρ_T : Densidad medida en el laboratorio (g/mL).
- T : Temperatura de la muestra en el laboratorio (°C).
- α : Coeficiente de expansión volumétrica promedio (g/mL·°C⁻¹).

Para la realización de esta práctica, se utilizará la **Tabla 1**, basada en correlaciones estándar del API:

Nota: Si al aplicar un factor α tu densidad corregida se sale del rango que elegiste, debes recalcular iterativamente usando el factor del rango contiguo. Para simplificar, asumiremos que la Gravedad Específica (SG) equivale numéricamente a la densidad corregida a 15.6 °C ($SG \approx \rho_{15,6}$).

Tabla 1: Factores de corrección de densidad (α) aproximados.

Rango a 15.6 °C (g/mL)	Tipo de Crudo	Coef. α (g/mL·°C ⁻¹)
0.700 – 0.749	Crudos Condensados	0.00090
0.750 – 0.799	Crudos Ligeros	0.00085
0.800 – 0.849	Crudos Medios-Ligeros	0.00080
0.850 – 0.899	Crudos Medios-Pesados	0.00070
0.900 – 0.949	Crudos Pesados	0.00065
0.950 – 1.000	Crudos Extra Pesados	0.00060

2.2. Gravedad API

La escala del *American Petroleum Institute* (API) es inversamente proporcional a la densidad. Su fórmula es:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{SG} - 131,5 \quad (2)$$

Si el resultado es mayor a 10°API, el crudo es más ligero que el agua y, por tanto, flotaría en ella.

2.3. Temperatura Media Ponderada y Factor K_{UOP}

Para caracterizar la mezcla compleja, se utiliza la Temperatura Media Ponderada (TMP), calculada a partir de los cortes volumétricos de la destilación ASTM (10%, 50% y 90% destilado):

$$TMP = \frac{T_{10} + 2T_{50} + T_{90}}{4} \quad (3)$$

Con el TMP (que debe convertirse a escala absoluta, es decir, **Kelvin**) y la Gravedad Específica (SG), hallamos el Factor de Caracterización Universal Oil Products (K_{UOP}):

$$K_{UOP} = \frac{\sqrt[3]{1,8 \cdot TMP(K)}}{SG} \quad (4)$$

Este factor nos indica la base constitutiva del crudo:

- $K_{UOP} \geq 12,1$: Base Parafínica.
- $11,5 \leq K_{UOP} < 12,1$: Base Mixta.
- $10,5 \leq K_{UOP} < 11,5$: Base Nafténica / Asfáltica.
- $K_{UOP} < 10,5$: Base Aromática.

3. Instrucciones del Simulador Web

Accede al simulador a través del enlace proporcionado en los materiales del curso. El sistema te asignará aleatoriamente las propiedades de un crudo de muestra. Deberás ir superando fases:

1. **Fase 1 (Laboratorio de Densidad):** Anota la densidad y temperatura generadas por la app. Usa la Tabla 1 para corregirla a 15.6 °C. Introduce tu respuesta en la aplicación para validarla.
2. **Fase 2 (Calidad API):** Con tu SG validada, calcula los grados API y clasifica tu crudo.

3. **Fase 3 (Destilación y Naturaleza Química):** La aplicación revelará los datos del ensayo ASTM. Calcula el TMP (en $^{\circ}C$), pásalo a Kelvin, y obtén tu K_{UOP} .
4. **Fase 4 (El Informe Final):** Se revelará el contenido de azufre (% S). Sabiendo que un crudo con $\geq 1\%$ S es agrio, redacta tus conclusiones en el formulario final de la app.

Nota sobre Autoevaluación

La aplicación generará un archivo `.txt` o `.pdf` descargable que incluirá tus variables de partida aleatorias y tus respuestas. Guarda este archivo para tu propio registro y compáralo con las **soluciones tipo** proporcionadas en el curso para autoevaluar tu aprendizaje.