

## **UNIDAD 1.** Generalidades y características de los crudos pesados

### **Tema 1a:** Yacimientos de Crudos Pesados y Extra pesados

En esta sección se presentarán algunas de las características físicas y químicas más relevantes de los petróleos no convencionales, las cuales los diferencian de los convencionales.

#### **CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y QUÍMICAS DE LOS CRUDOS PESADOS Y EXTRA PESADOS**

- **VISCOSIDAD**

La viscosidad se considera la propiedad más importante de determinar a la hora de analizar los petróleos pesados y extra pesados.

Entre las definiciones más sencillas, de esta propiedad, se encuentran las siguientes:

- Es una magnitud física que mide la resistencia interna al flujo de un fluido, resistencia producto del frotamiento de las moléculas que se deslizan unas contra otras. La inversa de la viscosidad, es la fluidez.
- Es una propiedad de los fluidos que se manifiesta por la resistencia que ofrece al desplazamiento relativo de sus partículas como resultado de la actividad molecular. Las moléculas de mayor velocidad chocan con las de menor velocidad y viceversa.
- 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.
- Este valor depende además de la temperatura ambiente, de forma que cuanto menor resulta ésta, más viscoso es un crudo.

Existen dos tipos de viscosidades a saber:

1. **Viscosidad Absoluta:** Representa la viscosidad dinámica del líquido y es medida por el tiempo en que tarda en fluir a través de un tubo capilar a una determinada temperatura. Las unidades a través de las cuales se expresa esta propiedad son el Poise (P), el Pascal-Segundo (Pa-s) y el centiPoise (cP), siendo las relaciones entre ellas las siguientes: 1 Pa-s = 10 P = 1000 cP.
2. **Viscosidad Cinemática:** Representa la característica propia del líquido desechando las fuerzas que genera su movimiento, obteniéndose a través del cociente entre la viscosidad absoluta y la densidad del producto en cuestión.

$$\mu (cst) = \frac{\mu \text{ absoluta}}{\rho}$$

**Donde:**

$\mu$ (Cst): Viscosidad Cinemática (cm<sup>2</sup>/seg).

$\mu$  absoluta: Viscosidad absoluta (cp).

$\rho$ : densidad (g/cm<sup>3</sup>).

La magnitud de la viscosidad es afectada por:

- ✓ Densidad (°API)
- ✓ Temperatura
- ✓ Presión
- ✓ Gas disuelto / solubilidad del gas (Rs)
- ✓ Composición química

En cuanto a la gravedad o densidad API, en la sección anterior se mencionó que la viscosidad es inversamente proporcional a la °API.

Avancemos en analizar cómo afecta la temperatura a la viscosidad.

## Efecto de la Temperatura sobre la Viscosidad

La temperatura es una variable que tiene mucha influencia sobre la viscosidad y sus efectos son muy diferentes tanto en los gases como en los líquidos.

**En los Líquidos:** Al aumentar la temperatura del crudo se disminuye su viscosidad (grafica 1) debido al incremento de la velocidad de las moléculas y, por ende, tanto la disminución de su fuerza de cohesión, como también, la disminución de la resistencia molecular al desplazamiento.

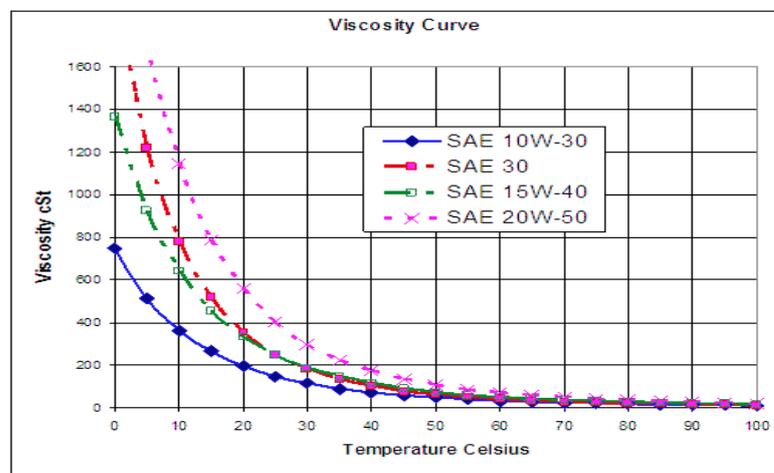


Gráfico 1. Efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los líquidos.

**En los Gases:** Podemos decir que en tanto la temperatura sea mayor, mayor es la agitación y los choques de las moléculas de gas, oponiéndose al movimiento y produciendo un aumento de la viscosidad del gas (ver Gráfico 2).

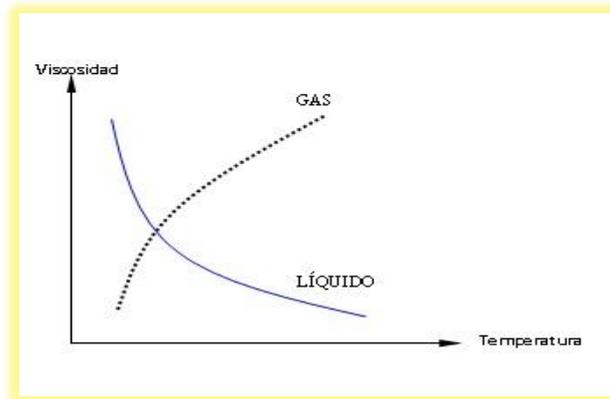


Gráfico 2. Efecto de la temperatura sobre la viscosidad los líquidos y gases.

**IMPORTANTE:** Cada petróleo pesado, extra pesado y bituminoso posee su propia relación de temperatura - viscosidad, pero todos siguen esta tendencia, reduciéndose la viscosidad al aumentar la temperatura.

En cuanto al concepto de densidad, es la relación entre el peso (masa) de una sustancia y el volumen que ocupa (esa misma sustancia), es decir, cuanto mayor es la masa, mayor será la densidad.

En el caso de los crudos pesados y extra pesados son más densos que los petróleos convencionales. Entonces los **crudos pesados** quienes presentan gravedades que oscilan entre 10° – 22 °API sus densidades oscilarán entre 0,934 – 1 g/cm<sup>3</sup> y en el caso de los **crudos extra pesados** quienes presentan °API menores a 10°, su densidad será superior a 1 g/cm<sup>3</sup> (ver tabla 1).

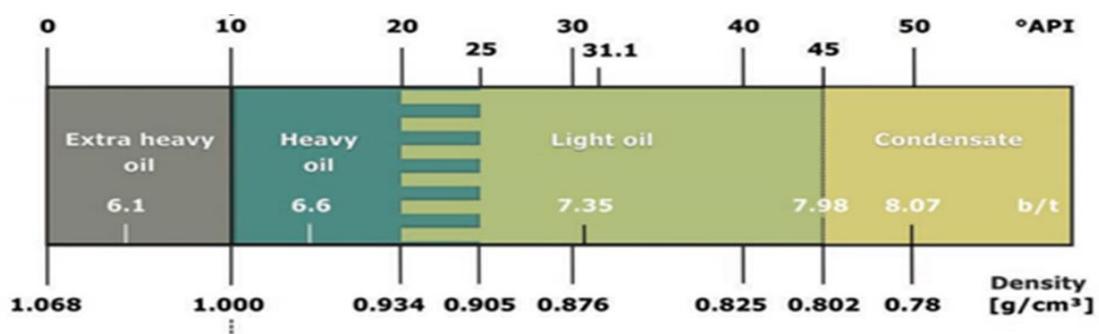


Tabla 1. Densidades de los diferentes tipos de petróleos.

## Densidad vs Viscosidad

Se suele tender a relacionar ambos términos como si fueran sinónimos, cuando son propiedades físicas que poco tienen que ver entre sí. Una mayor densidad no necesariamente está acompañada por una mayor viscosidad.

### Por ejemplo:

Un petróleo mediano de baja densidad, con alto contenido de parafina en un yacimiento frío y somero puede presentar una viscosidad más alta que un petróleo pesado, libre de parafina, en un yacimiento profundo y con alta temperatura.

Si bien, la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso, estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la producibilidad y la recuperación, es la viscosidad. Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo.



### RECUERDEN

Los petróleos pesados, extra pesados y bituminosos son densos y viscosos.

## Efecto de la presión sobre la Viscosidad

En base a la presión a la que está sometido el petróleo, la viscosidad puede clasificarse:

- **Viscosidad de Crudo Muerto ( $\mu_{od}$ ):** La viscosidad de crudo muerto es definida como la viscosidad a presión atmosférica, no hay gas en solución, y a condiciones de temperatura del sistema o yacimiento.
- **Viscosidad de Crudo Sub-Saturado ( $\mu_o$ ):** Es definida como la viscosidad del crudo por encima de la presión de burbuja y a condiciones de temperatura del yacimiento.
- **Viscosidad de Crudo Saturado ( $\mu_{ob}$ ):** Es definida como la viscosidad del crudo a la presión de burbuja y a condiciones de temperatura del yacimiento.

Entonces, dependiendo de las condiciones del yacimiento (saturado o sub saturado) la viscosidad variará su magnitud. En el caso que el reservorio se encuentre sub-saturado, la magnitud de la viscosidad prácticamente no variará nada, pero al encontrarse el reservorio saturado la viscosidad aumentará significativamente (ver gráfico 3).

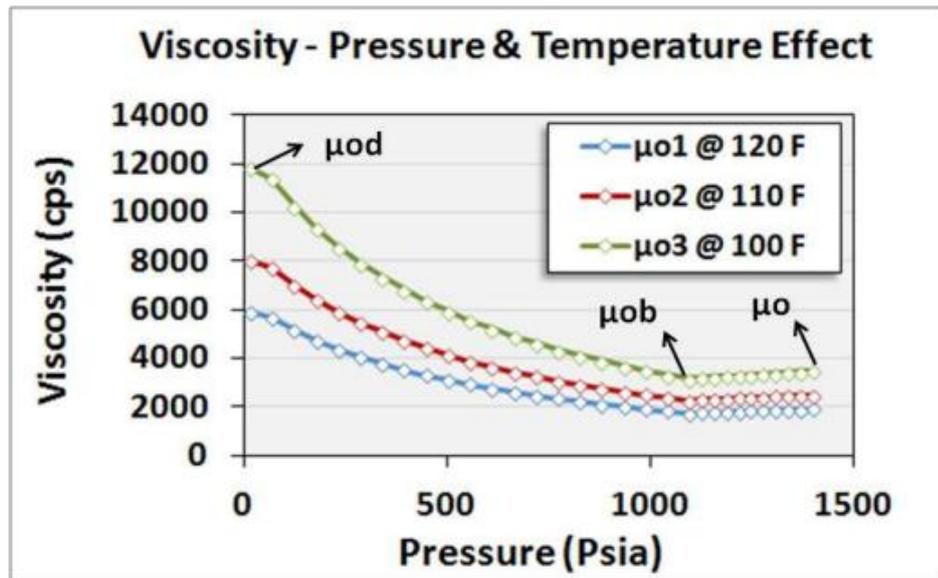


Gráfico 3. Efecto de la presión y temperatura sobre la viscosidad

### Efecto del Gas en solución ( $R_s$ ) sobre la Viscosidad

Este efecto está íntimamente relacionado con las presiones en el reservorio, ya que se supone que, al estar el yacimiento saturado, el gas se encontrará en solución con el petróleo (estado monofásico). Al disminuir la presión en el yacimiento y alcanzar el punto de burbuja ( $P_b$ ), el gas comenzará a separarse del petróleo (estado bifásico). Por lo tanto, al estar el gas disuelto la viscosidad del petróleo disminuirá y al separarse aumentará la viscosidad.

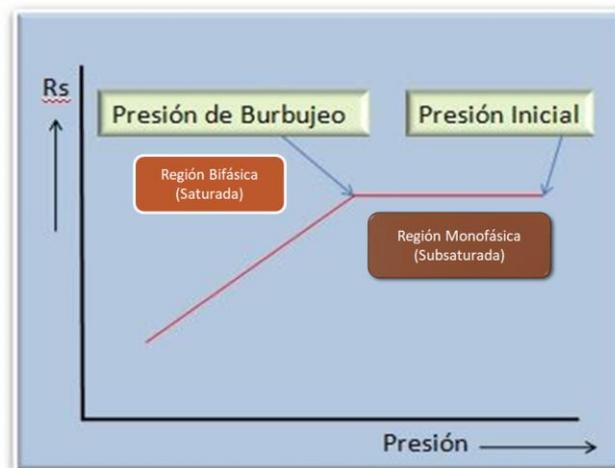


Gráfico 4. Efecto de la presión sobre la cantidad de  $R_s$ .



## RECUERDEN

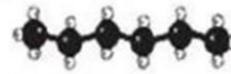
El gas en solución (Rs) en los crudos pesados son bajos en comparación con los crudos convencionales. Sus valores pueden oscilar entre 100 y 200 PCN/SBN aprox. para los crudos pesados entre a 20 – 50 PCN/SBN aprox. para los extra pesados.

## EFFECTO DE LA COMPOSICIÓN DE LOS HIDROCARBUROS SOBRE LA VISCOSIDAD

Inicialmente, recordemos los tipos de Hidrocarburos.

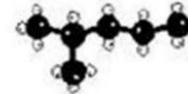
Existen cuatro (4) tipos:

Las **parafinas** son hidrocarburos lineales formados por átomos de carbono e hidrógeno. Las parafinas también se llaman ceras.



Paraffins

**Iso-parafinas**, que son parafinas no lineales, con uno o múltiples grupos pequeños de carbono e hidrógeno, unidos a ellas.



Iso-Paraffins

### Petróleos de Base Parafínica:

- Contienen gran cantidad de parafinas, pero muy poca materia asfáltica o bituminosa.
- Son de color claro y de baja densidad (0.75-0.85 g/ml).
- Generalmente se obtiene Nafta, Gasolina, Querosén y Diesel.
- Por destilación producen abundante parafina y poco asfalto. Son los que proporcionan mayores porcentajes de nafta y aceite lubricante.

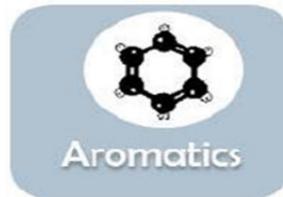
En la Cuencas Cuyana (Mendoza) y Noroeste (Salta) poseen yacimientos de petróleos parafínicos.

Ahora definamos los Nafténicos y Aromáticos:

**Nafténicos:** Estos hidrocarburos están compuestos de carbono e hidrógeno, unidos entre sí en forma de anillo con enlaces simples.



Los **aromáticos** también son hidrocarburos compuestos de anillos de carbono e hidrógeno, pero con dobles enlaces entre los elementos de carbono. En comparación con los Nafténicos, los aromáticos tienen, para una misma cantidad de carbonos, menos hidrógeno.



#### **Petróleos de base Asfáltica:**

- Son crudos que contienen gran proporción de materia asfáltica y poca parafina principalmente de naftenos y aceites lubricantes, cuyas viscosidades son más sensibles a los cambios de temperatura que los obtenidos de los crudos de base parafinita.
- Son llamados crudos de base nafténica.
- Estos suelen ser de color negro, viscosos y de elevada densidad (0.95 g/ml). En la destilación primaria producen poca nafta y abundante fuel-oil, quedando asfalto como residuo.

Este tipo de petróleos se extraen del flanco sur del golfo de San Jorge (Chubut y Santa Cruz).

#### **Existen también petróleos de base mixta.**

- Estos crudos contienen una proporción sustancial de materia parafinita y asfáltica, junto con cierta proporción de hidrocarburos aromáticos.
- Tienen características y rendimientos comprendidos entre las otras dos variedades principales.

Los petróleos de las Cuencas de Golfo San Jorge (Comodoro Rivadavia, Chubut) y Neuquina (Plaza Huinca, Neuquén) son de base mixta.

**Los petróleos pesados, extra pesados y bituminosos** son por naturaleza de base asfáltica o aromática. Esta característica afecta directamente sobre su viscosidad.

Veamos el siguiente ensayo de medición de la viscosidad realizado sobre ambos tipos de petróleo (parafinoso y asfáltico) realizado sobre muestras de petróleo de la cuenca del Golfo de San Jorge (tabla 2).

Temperatura (°C)	Viscosidad (cPoise)	
	Crudo Parafinoso	Crudo Asfáltico
25	100	8.800
30	28	5.500
40	25	2.500
60	19	720
80	15	350

Tabla 2. Viscosidad de los petróleos parafinosos vs los asfálticos.

Fuente: Nota Técnica GPA 75 – Viscosidad y estructura en crudos pesados de la C.G.S.J.

Los resultados indicaron que los crudos asfálticos son muchos más viscosos que los parafinosos. Por otro lado, el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de ambos petróleos (parafinoso y asfáltico) es totalmente distinto.

Sobre los parafínicos el cambio brusco de la viscosidad se da entre los 25 y 30°C, esto se debe a la disolución de los cristales de parafinas. Luego a partir de los 30°C la viscosidad varía muy poco con la temperatura, un cambio en 50°C, solo reduce la viscosidad a la mitad (tabla 2). Mientras que en el petróleo asfáltico muestra un cambio permanente en la viscosidad con la temperatura (una reducción de 50% cada 10°C).

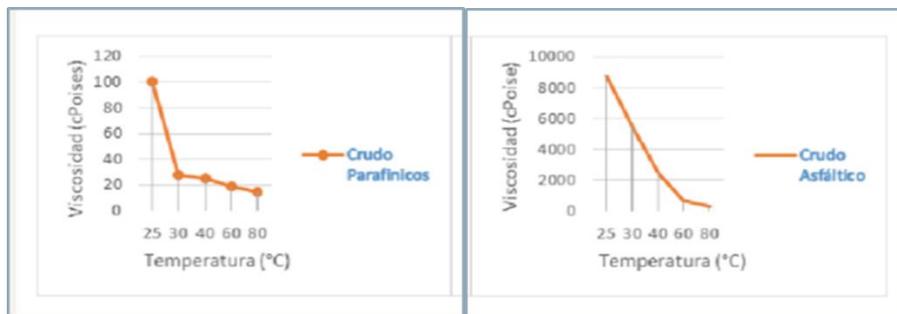


Gráfico 5. Viscosidad de los petróleos parafínicos vs los asfálticos en función de la temperatura.

Fuente: Nota Técnica GPA 75 – Viscosidad y estructura en crudos pesados de la C.G.S.J.

Además de los asfaltenos, autores indican que la estructura y la interrelación asfalteno - resina son también determinantes del comportamiento viscoso en un petróleo. Asfaltenos y resinas están asociados en los petróleos por medio de uniones hidrógeno intermoleculares. Si la concentración de los asfaltenos es superior al 4% estos forman un sistema coloidal que influye sobre la viscosidad del petróleo.

Por otro lado, el porcentaje en peso de resinas y asfaltenos en los petróleos pesados y extra pesados suele estar dentro de los valores expresados en la tabla 3. Estudios igualmente han demostrado el aumento esperado del contenido de resinas y asfaltenos con la disminución de la ° API (gráfico 6).

Sample	Typical composition range (Wt.%)		
	Asphaltene	Resin	Oil fraction <sup>1</sup>
Conventional oil	< 0.1 - 12	3 - 22	67 - 97
Heavy oil	11 - 45	14 - 39	24 - 64
Residue	11 - 29	29 - 39	< 39

Tabla 3. Composición del Crudo por tipo (Adapted from Speight, 1991).

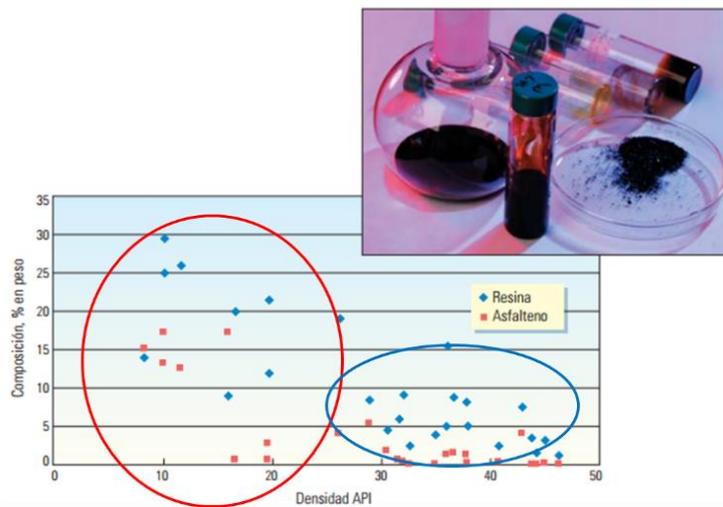


Gráfico 6. Composición en % en peso de resinas y asfaltenos a partir de la °API.

## PROPIEDADES QUÍMICAS DE LOS CRUDOS P Y XP

Además de la alta viscosidad, alta densidad, baja °API, entre otras características. Los petróleos pesados, extra pesados y bituminosos, poseen características químicas, tales como:

Alto % de contenido de Azufre

Estimable contenido de sal y metales  
(níquel, vanadio y otros)

A veces pueden contener cierta cantidad de  $H_2S$ , el cual es muy corrosivo y venenosos

Dichas características aumentan las dificultades de extracción, producción, transporte y refinación.

Veamos algunos Ejemplos de lo que pueden ocasionar la presencia de azufre, sales y asfaltenos en los crudos.

**Para el caso de altos % de azufre**, el mismo debe ser eliminado de los productos destilados, no sólo por los problemas de contaminación atmosférica que genera, sino porque, además, el azufre es un veneno para los catalizadores utilizados en la refinación.

Su presencia disminuye la calidad de las naftas y se transforma en anhídrido sulfuroso por combustión, que en presencia de agua produce ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ) muy diluido que corroe fuertemente los tubos de escape y las chimeneas.

El contenido de azufre, tiene su propia escala de clasificación.

- **Petróleo Dulce**, si contiene menos de 0.5% de azufre en peso (es un petróleo de alta calidad y es ampliamente usado para ser procesado como gasolina).
- **Petróleo semi – amargo**, son aquellos cuyo contenido de azufre se encuentra entre 0.5 y 1.5%.
- **Petróleo Amargo o Agrios**, son aquellos con más del 1.5% de azufre.

**A medida que aumenta el contenido de azufre en el crudo su costo de refinamiento es mayor.**

**La presencia de altos % de Sales ocasiona:**

- 
- **En la producción:** Cuando estos depósitos llegan a ser importantes, el diámetro del pozo disminuye, lo que lleva consigo una disminución de la producción.
- **En la Destilería:** Las sales se depositan en las tuberías, en los tubos de los intercambiadores, lo que disminuye la transferencia de calor, y en los tubos de los hornos, lo que crea puntos calientes y favorece la deposición de coque.

**La presencia de Asfaltenos:**

- En la producción de petróleo suelen originar precipitados (sólidos) al agruparse por sufrir alteración en su ambiente (presión - temperatura) Causando, daño en el medio poroso o bloqueando las tuberías de producción, evitando así el flujo.



## RECUERDEN

**La composición química de cada crudo depende:**

- *Naturaleza del kerógeno originario.*
- *Grado de madurez alcanzado antes de la expulsión.*
- *Procesos migratorios experimentados.*
- *Procesos de biodegradación sufridos durante la permanencia en el yacimiento.*

A continuación, les comparto la siguiente tabla, en ella podrán evidenciar diferencias de algunas de las características discutidas sobre los crudos pesados, extra pesados y bituminosos con respecto a los hidrocarburos convencionales (condensados y livianos) y medianos.

Attribute	Unit	Conventional oil (131 basins, 8148 deposits)	Medium oil (74 basins, 774 deposits)	Heavy oil (127 basins, 1199 deposits)	Natural bitumen (50 basins, 305 deposits)
API gravity	degrees	38.1	22.4	16.3	5.4
Depth	feet	5,139.60	3,280.20	3,250.00	1,223.80
Viscosity (77°F)	cP	13.7	34	100,947.00	1,290,254.10
Viscosity (100°F)	cP	10.1	64.6	641.7	198,061.40
Viscosity (130°F)	cP	15.7	34.8	278.3	2,371.60
Conradson Carbon	wt%	1.8	5.2	8	13.7
Coke	wt%	2.9	8.2	13	23.7
Asphalt	wt%	8.9	25.1	38.8	67
Carbon	wt%	85.3	83.2	85.1	82.1
Hydrogen	wt%	12.1	11.7	11.4	10.3
Nitrogen	wt%	0.1	0.2	0.4	0.6
Oxygen	wt%	1.2		1.6	2.5
Sulfur	wt%	0.4	1.6	2.9	4.4

Tabla 4. Algunos atributos químicos y físicos de los crudos (promedios).  
 [cP, centipoise; wt%, weight percent; mgKOH/g, m]

Property	Athabasca Bitumen	Conventional Crude Oil
Specific gravity	1.03	0.85–0.90
Viscosity, cp		
38°C/100°F	750,000	< 200
100°C/212°F	11,300	
Pour point, °F	> 50	ca -20
Elemental analysis (% w/w)		
Carbon	83.0	86.0
Hydrogen	10.6	13.5
Nitrogen	0.5	0.2
Oxygen	0.9	< 0.5
Sulfur	4.9	< 2.0
Ash	0.8	0.0
Nickel (ppm)	250	< 10.0
Vanadium (ppm)	100	< 10.0
Fractional composition (% w/w)		
Asphaltenes (pentane)	17.0	< 10.0
Resins	34.0	< 20.0
Aromatics	34.0	> 30.0
Saturates	15.0	> 30.0
Carbon residue (% w/w)		
Conradson	14.0	< 10.0

Tabla 5. Características químicas y físicas de un crudo pesados vs arenas bituminosas.

Fuente: Libro Heavy Oil Recovery and Upgrading (James Speight, 2019).

## CRUDOS ESPUMOSOS (FOAMY OIL)

Otra característica que presentan los crudos pesados en reservorios cuyo mecanismo de drenaje es el gas en solución son los llamados **Crudos Espumosos**.

En yacimientos con desplazamiento por gas en solución, el gas disuelto es liberado debido a la declinación de presión del yacimiento. En crudos convencionales las burbujas de gas coalescen rápidamente y crecen para formar una fase libre y móvil de gas.

En el caso de los crudos pesados el gas que sale de la solución en el yacimiento no se fusiona en burbujas de gas más grandes, ni en una fase de gas de flujo continuo. En cambio, permanece en forma de pequeñas burbujas arrastradas en el petróleo crudo y mantiene así baja la viscosidad efectiva del petróleo, a la vez que provee energía expansiva que ayuda a impulsar el petróleo hacia el pozo de producción.

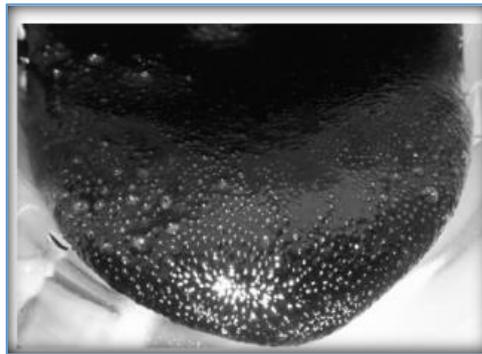


Figura 1. Muestra de un crudo espumoso.

El crudo espumante está acompañado de propiedades muy importantes y positivas para la economía de la explotación del yacimiento, tales como:

- ❑ El petróleo espumoso da cuenta de la producción inusualmente elevada en yacimientos de petróleo pesado bajo el empuje de gas disuelto.
- ❑ Agotamiento más lento de la presión del yacimiento (Javadpour, F. y Jeje, A. (2003).
- ❑ Alta productividad de los pozos, que en algunos casos llega a ser 10 veces mayor que la productividad esperada sin flujo espumante (Javadpour, F., Maini, B. y Jeje, A. (2002).
- ❑ Altos factores de recuperación del petróleo del yacimiento por flujo primario (antes de la recuperación secundaria o terciaria), que puede llegar al 15-20 % del petróleo in situ, en lugar del 3 al 5 % esperado.
- ❑ Factor Volumétrico de formación del petróleo ( $B_o$ ) los crudos espumantes se expanden rápidamente entre el valor que correspondería a la presión de burbuja y al de **Pseudo punto de burbuja\***. Esto se debe a que el gas que es muy compresible es liberado de la solución, pero se mantiene como una fase atrapada en el crudo, dando una compresibilidad artificial para el crudo.

\***Pseudo punto de burbuja** es la presión obtenida en los análisis PVT a la cual cesa de incrementarse la cantidad de gas atrapado en el crudo y se alcanza el valor máximo de la saturación del gas ( $S_{gc}$ ). Usualmente este valor puede estar alrededor de un 25% más bajas que las presiones de burbujas, aunque hay ejemplos cuya diferencia es menor.

## **EFFECTO DE LA TEMPERATURA Y EL GAS EN SOLUCIÓN SOBRE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS**

Un término adimensional implementado para adaptar la ecuación de Darcy a las condiciones de flujo multifásico. La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido en particular, con una saturación dada, y la permeabilidad absoluta de ese fluido en condiciones de saturación total. Si en una roca existe un solo fluido presente, su permeabilidad relativa es de 1.

La determinación de la permeabilidad relativa permite la comparación de las diferentes capacidades de los fluidos para fluir en su respectiva presencia, ya que la presencia de más de un fluido por lo general inhibe el flujo.

Dado que, los yacimientos de petróleo pesado necesitan ser calentados para poder obtener altos factores de recuperación, por ser la viscosidad altamente sensible a la temperatura. Muchos investigadores han estudiado sobre el efecto de la temperatura en la permeabilidad relativa del petróleo pesado y el agua.

Por ser la permeabilidad relativa al petróleo pesado y al agua uno de los parámetros más importantes en la producción y predicción en campos petroleros. La introducción de estas variables en modelos numéricos de simulación de yacimientos y la caracterización del comportamiento del flujo de fluidos se ha vuelto muy significativa.

Actualmente, y a pesar que desde la década de 1960 comenzaron a aparecer mediciones de las permeabilidades relativas con el aumento de la temperatura en estudios de recuperación térmica de petróleo. En más de 50 años de investigación, cada investigador ha sacado sus propias conclusiones y sigue habiendo controversia en torno a que si la permeabilidad relativa depende o no de la temperatura, y aún no se ha llegado a un consenso sobre este tema.

Sin embargo, un reciente estudio experimental publicado por Yadong Qin, et al. (2018), titulado: "Experimental studies on effects of temperature on oil and water relative permeability in heavy-oil reservoirs". El objetivo de la investigación fue realizar mediciones de permeabilidad relativa al agua y al petróleo, utilizando una técnica de estado no estacionario a diferentes temperaturas (45 °C - 200 °C) sobre muestra de petróleo pesado de Venezuela teniendo en cuenta las condiciones reales del yacimiento.

Sus conclusiones fueron las siguientes:

1. La capacidad de flujo tanto del petróleo como del agua mejora y la permeabilidad relativa de ambas fases aumenta, con el aumento de la temperatura. Las curvas de permeabilidad relativa y su punto de intersección entre las permeabilidades ( $K_{rw}$ - $K_{ro}$ ) se desplazan hacia la derecha con la disminución de la temperatura (ver gráfico 7).
2. La saturación de agua irreducible ( $S_{wi}$ ) aumenta de manera lineal, es decir, al aumentar la temperatura, aumenta la  $S_{wi}$ .
3. En cuanto a la disminución de la saturación de petróleo residual no es lineal, es decir, al aumentar la temperatura se reduce la  $S_{or}$ .

4. Las curvas de permeabilidad relativa de flujo bifásico aumentan notablemente con el aumento de la temperatura.
5. A medida que la temperatura aumenta, el punto de intersección de la permeabilidad relativa entre el petróleo y el agua son esencialmente causados por mecanismos que incluyen la expansión de volumen de los fluidos y las rocas, la adsorción y los cambios en la viscosidad del petróleo. Estos factores son funciones de la temperatura y, por lo tanto, la permeabilidad relativa es fundamentalmente una función de la temperatura.

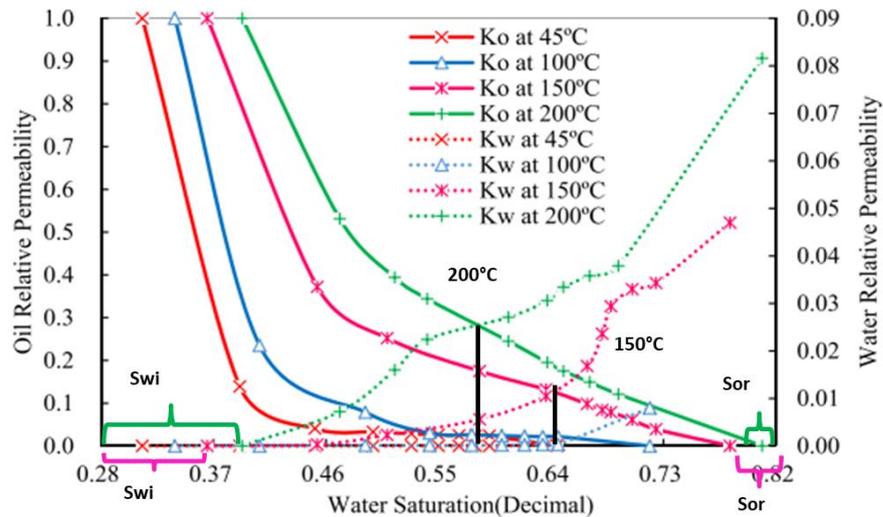


Gráfico 7. Curvas de permeabilidad relativa con las mismas escalas para el petróleo y el agua a diferentes temperaturas experimentales.

Fuente: Experimental studies on effects of temperature on oil and water relative permeability in heavy-oil reservoirs. Yadong Qin et al (2018).

### Referencias Bibliográficas

- Altgelt K, Harle O. Ind Eng. Chem. The Effect of Asphaltenes on Asphalt Viscosity. Prod. Res. Dev Vol N° 4, 1975 pp 240-246.

- Argiller J, Coustet C. Heavy Oil Rheology as a Function of Asphaltene and Resin Content and Temperature – Henaut I SPE 79496 (2002).
- Conaway C: The Petroleum Industry: A Nontechnical Guide. Tulsa, Oklahoma, EUA: Pennwell Publishing Co., 1999.
- GPA Estudios y servicios petroleros. Viscosidad y estructura en crudos pesados de la C.G.S.J.
- Ehlig-Economides CA, Fernández BG y Gongora CA: “Global Experiences and Practice for Cold Production of Moderate and Heavy Oil,” artículo de la SPE 58773, presentado en el Simposio Internacional de la SPE sobre Control del Daño de Formación. Lafayette, Luisiana, EUA, 23 al 24 de febrero de 2000.
- Nehring R, Hess R y Kamionski M: The Heavy Oil Resources of the United States. R-2946-DOE (Febrero de 1983).
- Speight, J.G., 2013a. Heavy Oil Production Processes. Gulf Professional Publishing, Elsevier, Oxford, United Kingdom.
- Speight, J. G., The Chemistry and Technology of Petroleum. Marcel Dekker, Inc. (1991).
- Speight, J.G., 2014a. The Chemistry and Technology of Petroleum, fifth ed. CRC-Taylor and Francis Group, Boca Raton, Florida.
- Tissot BP y Welte DH: Petroleum Formation and Occurrence. Berlín, Alemania: Springer-Verlag, 1978.)
- U.S. Department of the Interior U.S. Geological Survey. Heavy Oil and Natural Bitumen Resources in Geological Basins of the World. Open File Report 2007 – 1084. URL: [file:///C:/Users/hjlar/Documents/Clases%20Online%20Crudos%20pesados\\_2020/Heavy%20Oil%20and%20Bitumen%20Resources%20of%20the%20world.pdf](file:///C:/Users/hjlar/Documents/Clases%20Online%20Crudos%20pesados_2020/Heavy%20Oil%20and%20Bitumen%20Resources%20of%20the%20world.pdf)
- Yen, T.F., 1984, Characterization of heavy oil, in Meyer, R.F., Wynn, J.C., and Olson, J.C., ed., The Second UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, Caracas, February 7-17, 1982: New York, McGraw-Hill, p. 412-423.