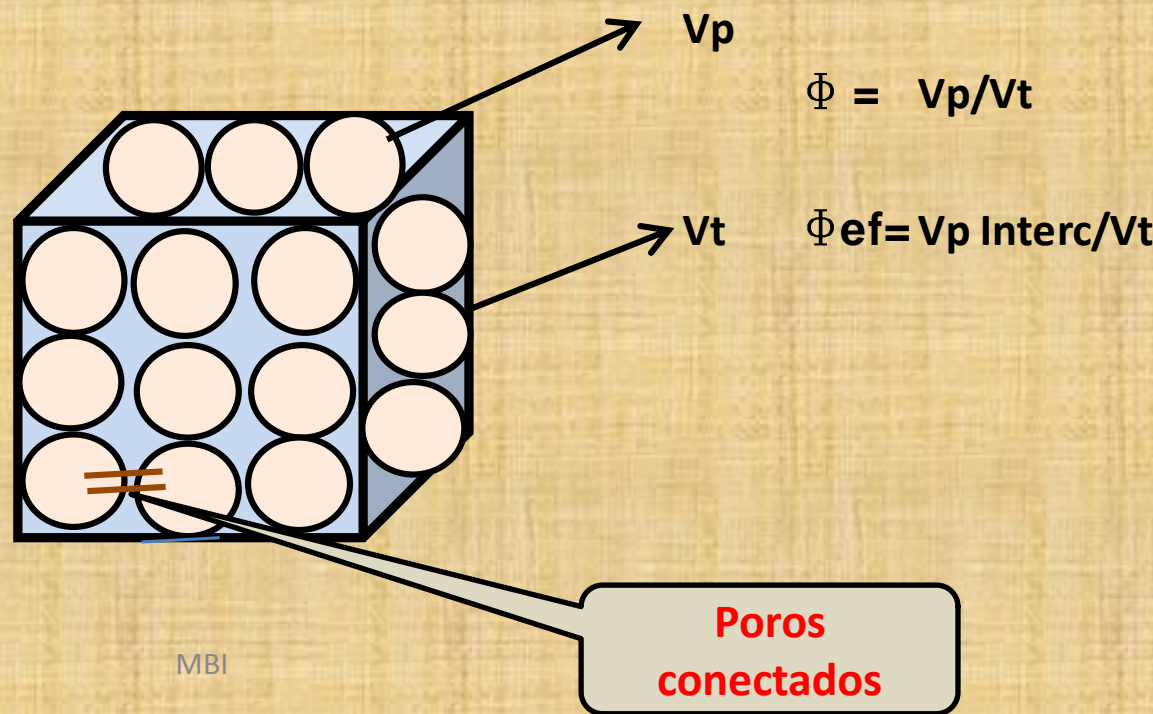
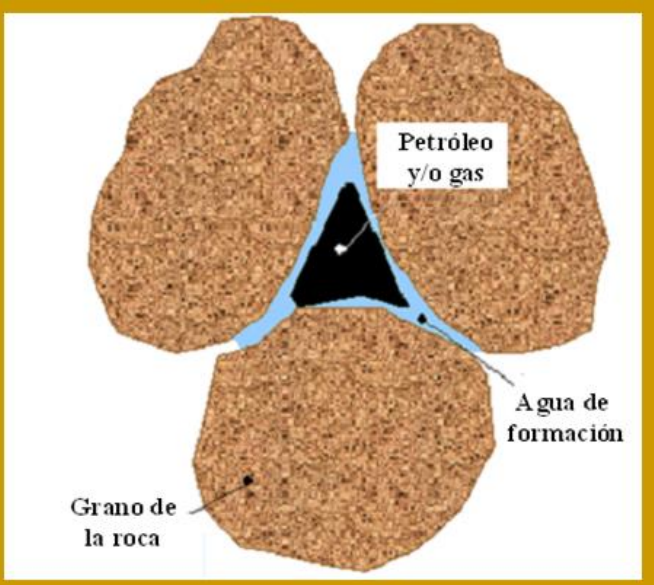


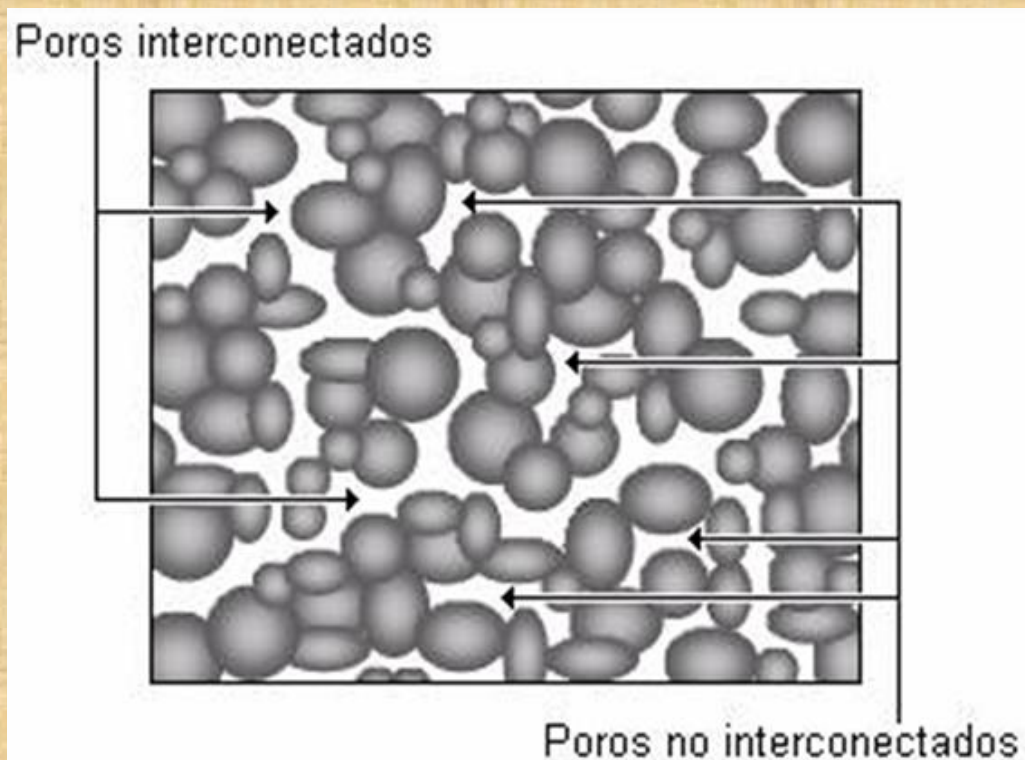
POROSIDAD

La porosidad es una medida del espacio disponible para el **almacenamiento** de fluidos.

$$\text{Porosidad} = \text{Volumen poral} / \text{Volumen total}$$

$$\text{Porosidad efectiva} = \text{Volumen poros interconectados} / \text{volumen total}$$





SATURACIÓN DE FLUIDOS

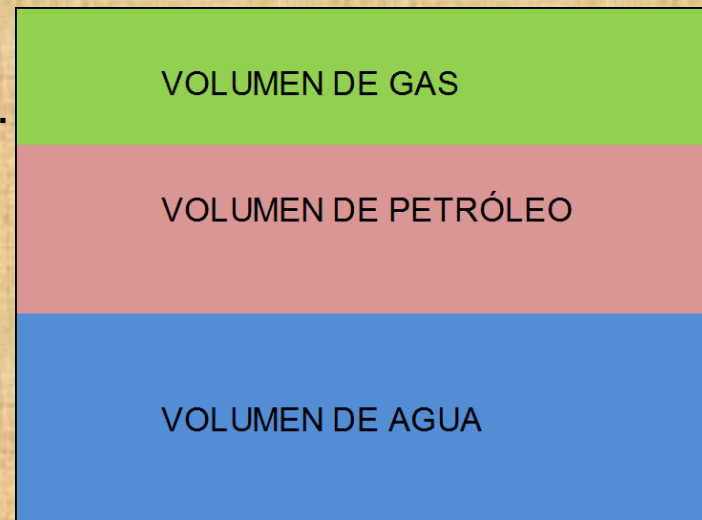
Es la fracción del volumen poral ocupada por un fluido.

$$S_w = \text{Vol agua} / \text{Vol total}$$

$$S_o = \text{Vol pet.} / \text{Vol total}$$

$$S_g = \text{Vol gas} / \text{Vol total}$$

MBI

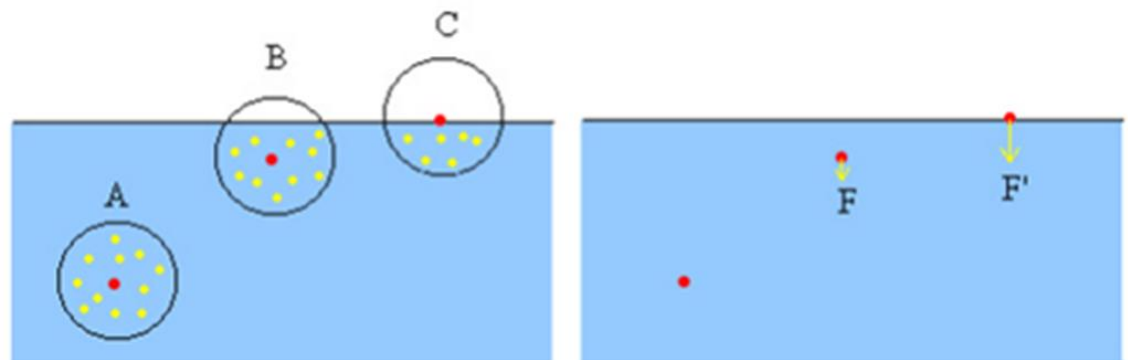
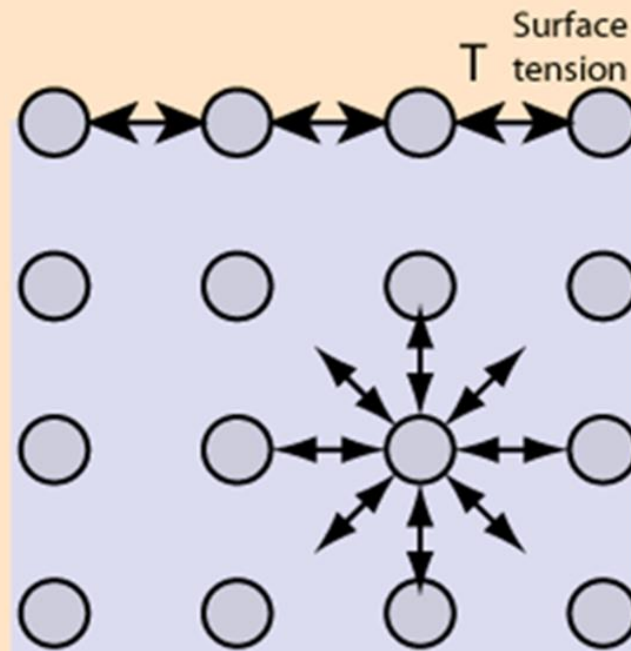


TENSIÓN SUPERFICIAL

La tensión superficial puede definirse como la fuerza que ejerce un líquido sobre una determinada superficie debido a la existencia de una atracción no compensada hacia el interior del mismo sobre las moléculas individuales de la superficie. Es la forma en que se refleja la cohesión entre moléculas en un líquido.

Cohesión y Tensión Superficial

Las fuerzas cohesivas entre las moléculas dentro de un líquido, están compartidas con todos los átomos vecinos. Las de la superficie, no tienen átomos por encima y presentan fuerzas atractivas más fuertes sobre sus vecinas próximas de la superficie. Esta mejora de las fuerzas de atracción intermoleculares en la superficie, se llama tensión sup



MOJABILIDAD

VIII.3.1. Ángulo de contacto

En la figura VIII.3, se muestran los efectos combinados de la mojabilidad y la tensión superficial. Una gota de agua, que moja una superficie, se desparrama en contra de su tensión superficial. Una gota de mercurio, que no moja la superficie, aunque el peso tiende a achatarla, se mantiene por la tensión superficial.

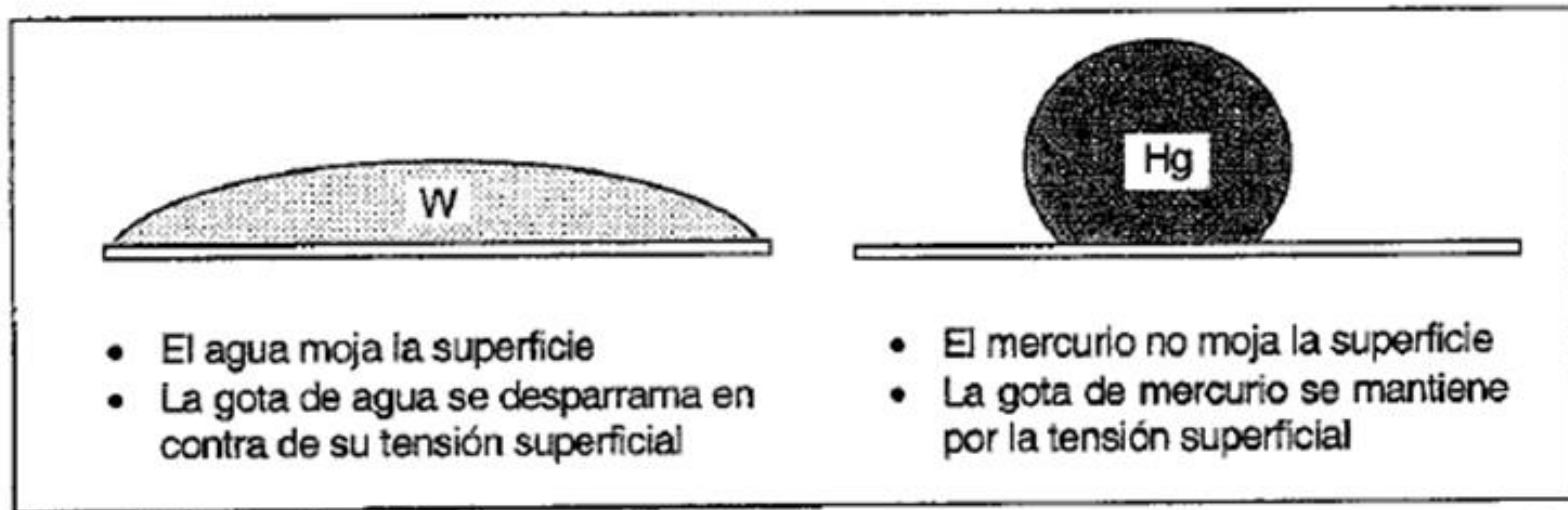


Figura VIII.3 - Efecto de la mojabilidad y la tensión superficial sobre gotas de agua y mercurio en una superficie (basada en Clark, 1960).

En un reservorio se encuentran hasta tres fases: agua, petróleo y gas. Sólo las dos primeras pueden (en determinadas circunstancias) mojar la roca. El gas es siempre no mojante.

Consideremos un sistema agua-petróleo-roca reservorio. Las tensiones interfaciales de dicho sistema se pueden relacionar con la ecuación de Young-Dupré:

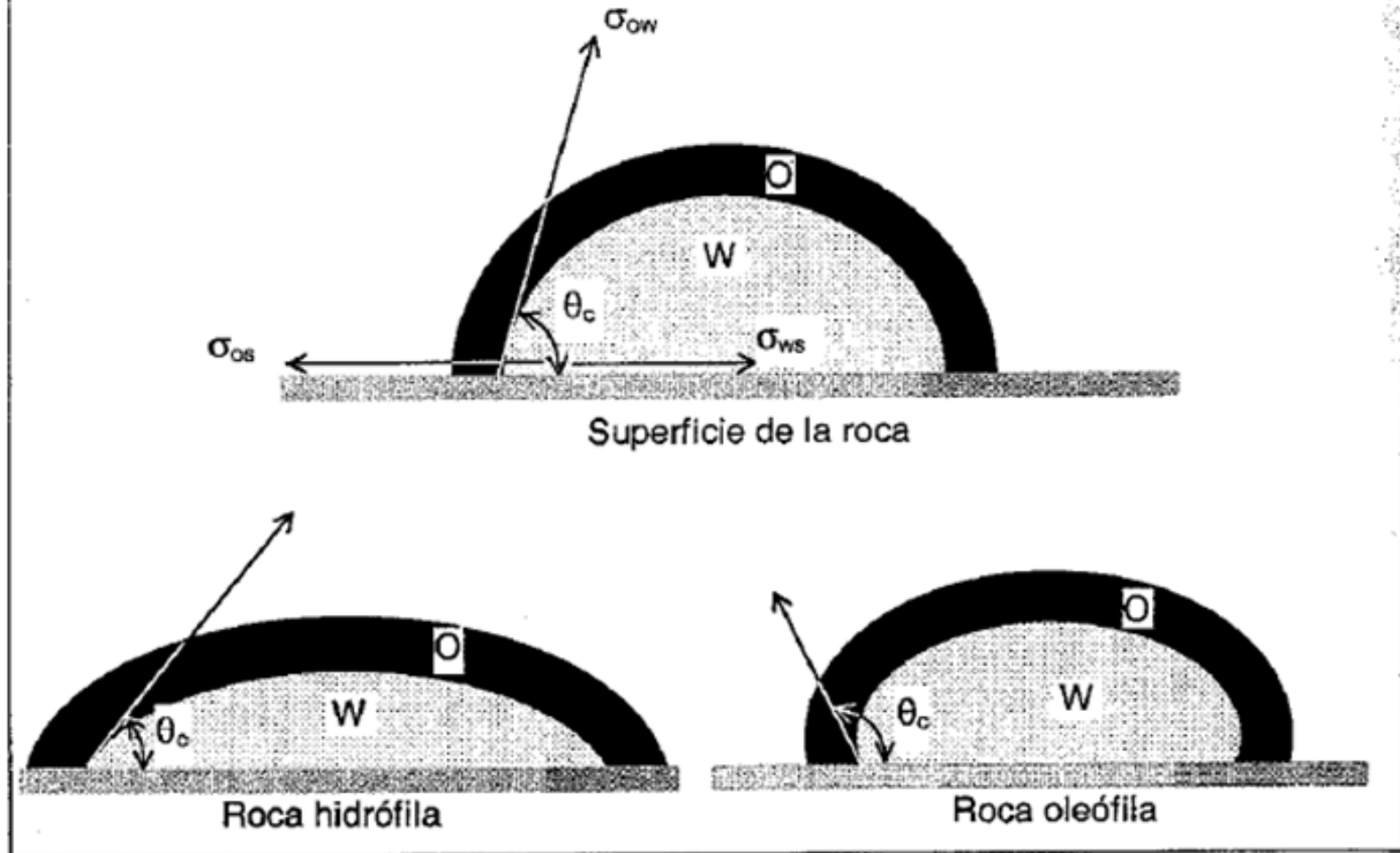


Figura VIII.4 - Mojabilidad de un sistema petróleo-agua-roca (basada en Craig, 1971).

Sin embargo, numerosos estudios de laboratorio y observaciones del comportamiento de reservorios, permiten concluir que también hay formaciones preferentemente mojadas por petróleo, de mojabilidad intermedia y de mojabilidad mixta. Esto último significa zonas mojadas por petróleo y zonas mojadas por agua dentro de un mismo reservorio.

La mojabilidad está relacionada con la presencia de compuestos polares de naturaleza asfáltica en el petróleo crudo. Estos compuestos, aun en pequeñísimas cantidades, son capaces de adsorberse en la roca y tornarla mojabla por petróleo.

IV.2.6. Viscosidad del petróleo

Las correlaciones también son diferentes a presiones menores o mayores que el punto de burbuja (McCain, 1991).

- $p \leq p_b$

Primero se estima la viscosidad del petróleo sin gas disuelto (*dead oil*), μ_{oD} , a la temperatura del reservorio mediante una correlación logarítmica:

$$\log \log(\mu_{oD} + 1) = 18653 - 0.025086 API - 0.5644 \log T \quad (IV.33)$$

donde T [°F] y μ_{oD} [cp]. Esta relación se basa en un conjunto de datos con $5 < API < 58$ y $60 < T < 175$.

Luego se considera el efecto del gas en solución a la presión de interés con la correlación de Beggs y Robinson (1975):

$$\mu_o = A \mu_{oD}^B \quad (IV.34)$$

donde

$$A = 10.715(R_x + 100)^{-0.515} \quad (IV.35)$$

$$B = 5.44(R_y + 150)^{-0.338} \quad (IV.36)$$

Estas ecuaciones se encontraron a partir de mediciones realizadas a temperaturas y presiones inferiores a 295 °F y 5250 psig.

- $p > p_b$

Con la ecuación IV.34 se estima la viscosidad a la presión de burbuja, μ_{ob} (para calcular A y B con las ecuaciones IV.35 y IV.36 se considera $R_x = R_{xb}$). Posteriormente se aplica la correlación de Vázquez y Beggs (1980) para presiones mayores:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b} \right)^B \quad (IV.37)$$

siendo

$$B = 2.6 p^{1.187} \exp(-11.513 - 8.98 \times 10^{-5} p) \quad (IV.38)$$

La relación entre la viscosidad y otras propiedades del petróleo es demasiado compleja para ser evaluada sobre la base de las mediciones de campo usuales. Por eso las correlaciones anteriores son aproximadas, permitiendo estimar solamente el orden de magnitud de la viscosidad.

RESULTADOS

MUESTRA NATURAL

DETERMINACION	UNIDAD	RESULTADO	METODO
AGUA	%v	5,00	ASTM D 4928
IMPUREZAS	%v	0,50	ASTM -D-4007

MUESTRA DESHIDRATADA

DETERMINACION	UNIDAD	RESULTADO	METODO
AGUA	%v	< 0,05	ASTM D 4928
IMPUREZAS	%v	< 0,05	ASTM -D-4007
SALES (ONa)	g/m ³	18,75	ASTM D 3220
DENSIDAD A 15°C	g/cm ³	0,9108	ASTM D-5002
PUNTO DE ESCURRIMIENTO	°C	< - 18	ASTM D-97
GRADOS API A 15°C	---	23,85	ASTM D-287
AZUFRE	mg/kg	2453,00	FRX

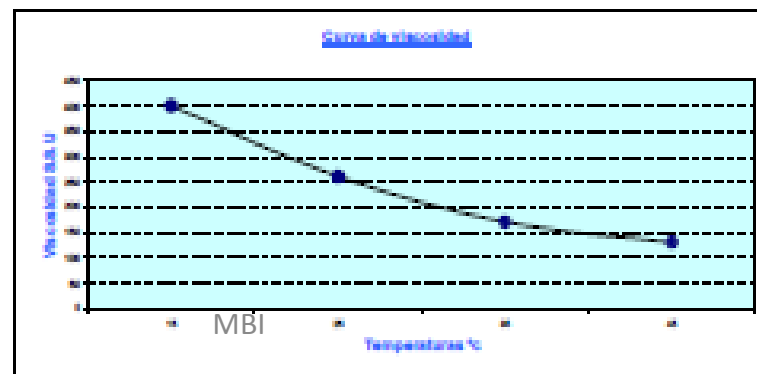
OTROS ANALISIS

S.A.R.A.

COMPUESTOS	UNIDAD	RESULTADO	METODO
ASFALTOS	%w	7,94	Modificacion ASTM D 3279
SATURADOS	%w	77,28	
AROMATICOS	%w	13,70	
RESINAS	%w	1,10	

CURVA DE VISCOSIDAD

TEMPORATURA °C	SGU	CPOISE	METODO
15	400	78,78	ASTM D-88
25	280	51,28	
35	170	33,23	
45	130	24,43	



Viscosidad en Crudos Diferentes de la C.G.S.J.

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

El cambio brusco de la viscosidad entre 25 y 30 °C del crudo parafinoso se debe a la disolución de los cristales de parafina. Véase que a partir de 30°C la viscosidad varía muy poco con la temperatura, un cambio en 50 °C solo la reduce a la mitad.

El crudo asfáltico (los crudos pesados lo son en naturaleza) muestra un cambio permanente en la viscosidad con reducción en 50% cada 10 °C.

Es posible inferir que en un crudo parafinoso cuyo contenido de asfaltenos es bajo (<1%) es la fracción parafina (C₁₅⁺) el componente que define el comportamiento viscoso; en un crudo asfáltico –sin perjuicio de la contribución de la fracción parafinosa, deben ser los asfaltenos aquellos componentes que definan el desarrollo de la viscosidad. Hacia allá vamos.

Clasificación de Crudos – 11th. WPC

Tipo de Crudo	°API	Densidad @ 15,0 °C (gr/cm³)
Liviano	mayor de 31,1	menor de 0,870
Medio	22,3 - 31,1	0,870 - 0,920
Pesado	10,0 - 22,3	0,920 - 1,000
Extrapesado	menor a 10,0	mayor a 1,000

Propiedades y Composición de diferentes hidrocarburos

Hidrocarburo	Densidad @ 15,0 °C (gr/cm³)	Viscosidad cPoise	Resinas %	Asfaltenos %	Saturados + aromaticos %
Condensado	0,660 -0,609	0,6 @ 20 °C	0	0	100
Kerosen	0,790 -0,810	1,7 @ 20 °C	0	0	100
Gas Oil	0,8312	3,4 @ 40 °C	0,4	0,0	99,6
Pet. Liviano	0,798	8,5 @ 40 °C	10,0	0,5	89,5
Pet. Pesado	0,9312	1.500 @ 80 °C	30,8	5,8	63,4

PRESIÓN CAPILAR

FUERZAS DEBIDAS A LA TENSION SUPERFICIAL

$$\sigma \cos \theta * 2 \pi r$$

FUERZAS DEBIDAS A LA GRAVEDAD

$$\pi r^2 * h * (\rho_w - \rho_o) * g$$

$$\sigma \cos \theta * 2 \pi r = \pi r^2 * h * (\rho_w - \rho_o) * g$$

$$\sigma = r * h * (\rho_w - \rho_o) * g / 2 \cos \theta$$

$$P_o = P_{atm} + \rho_o * g * h_1$$

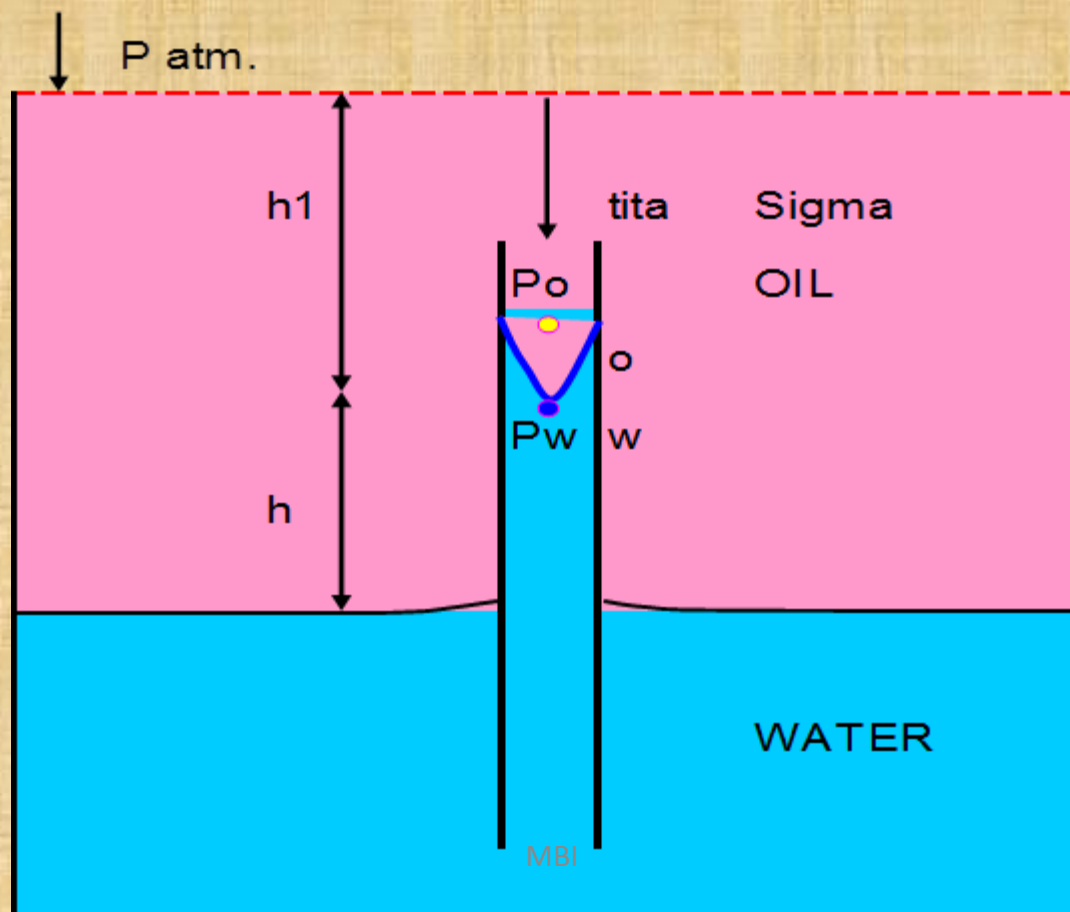
$$P_w = P_{atm} + \rho_o * g * (h + h_1) - \rho_w * g * h$$

$$P_o - P_w = h * (\rho_w - \rho_o^{MBI}) * g = P_c$$

$$\sigma_{ow} = r * g * h (\rho_w - \rho_o) / 2 \cos \theta$$

$$P_c = 2 \sigma_{ow} * \cos \theta / r$$

$$P_c \propto 1 / r$$



COMPRESIBILIDAD

La compresibilidad es una medida del cambio de volumen que experimenta un fluido debido a una variación de presiones. Los sólidos también son compresibles, pero en menor escala que los fluidos. La inversa de la compresibilidad es módulo de elasticidad volumétrico.

$$C = - dV/V / dP = 1 / E_v$$

C= compresibilidad

E_v = módulo de elasticidad volumétrico

$$C = - 1/V_i \quad (V_i - V_f) / (P_i - P_f)$$

$\Delta P = P_i - P_f$

$$\Delta V = (-) \Delta P V_i C$$

$$E_v (\text{agua}) = 21.460 \text{ Kg/cm}^2$$

Compresibilidad para:

gases $200 * 10^{-6}$ psi^{-1}

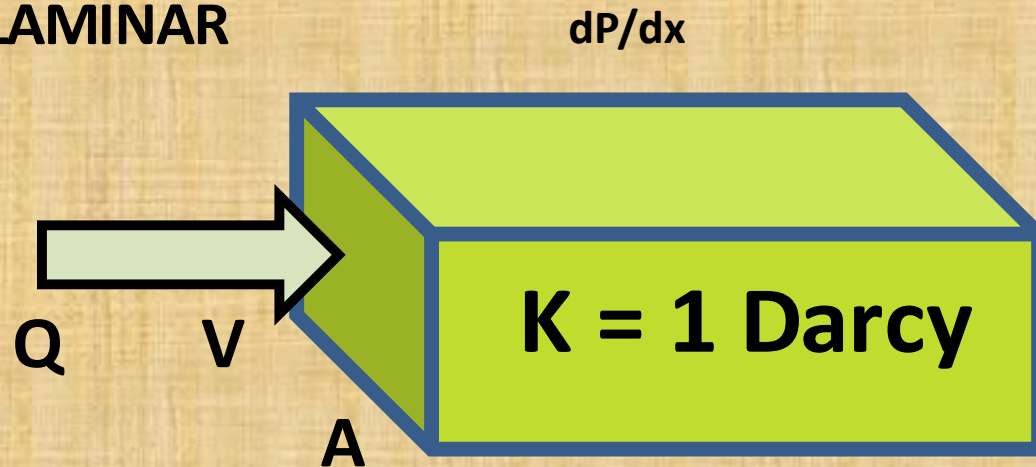
petróleo $7 \text{ a } 15 * 10^{-6}$ psi^{-1}

agua $3 * 10^{-6}$ psi^{-1}

roca $3 \text{ a } 4 * 10^{-6}$ psi^{-1}

ECUACIÓN DE DARCY

FLUJO VISCOZO. LAMINAR



$$v = Q/A = -K / \mu \quad dP/dx$$

$$Q = -K \quad A/\mu \quad dP/dx$$

$$\mu = 1 \text{ cP}$$

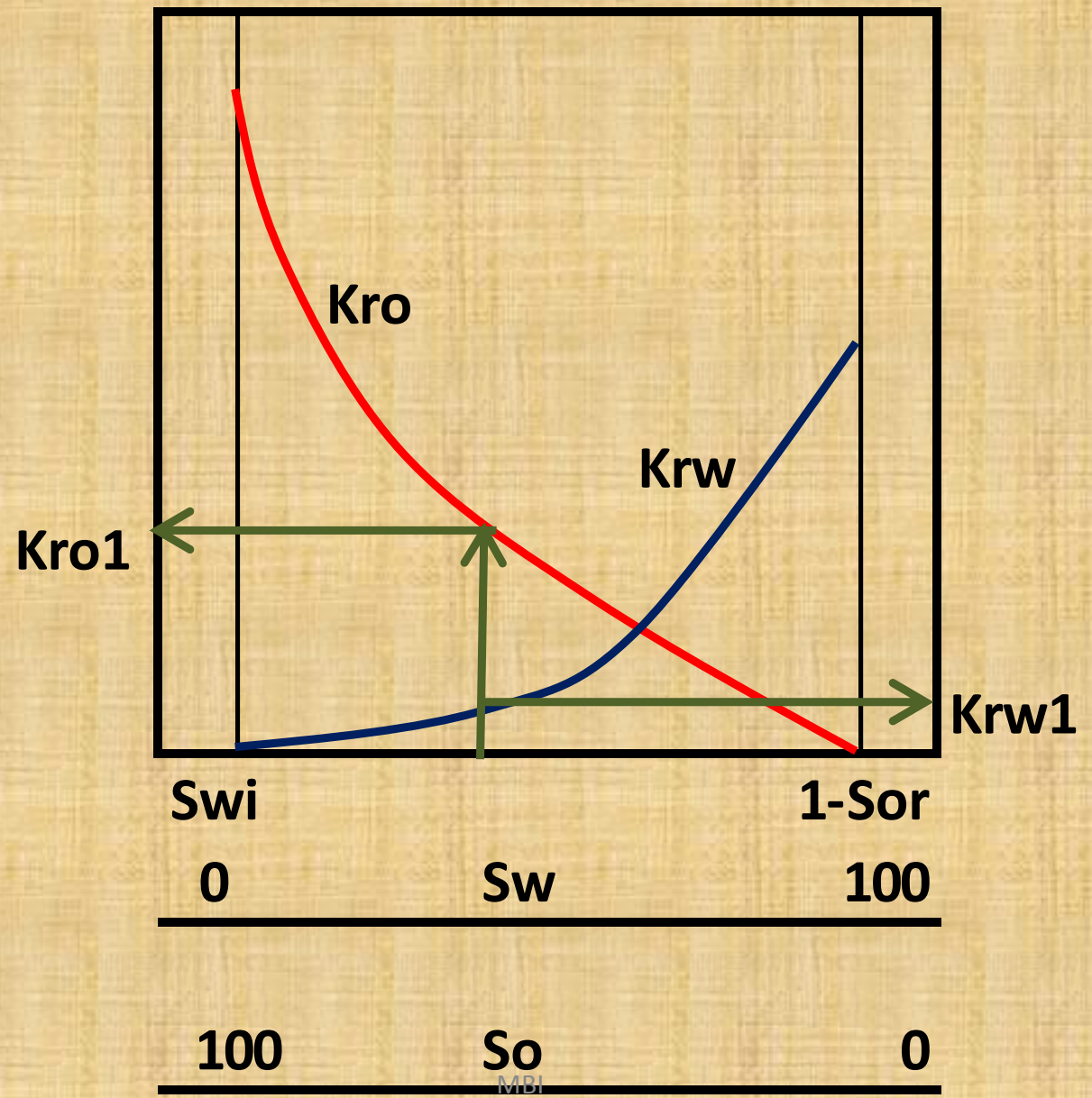
$$L = 1 \text{ cm}$$

$$A = 1 \text{ cm}^2$$

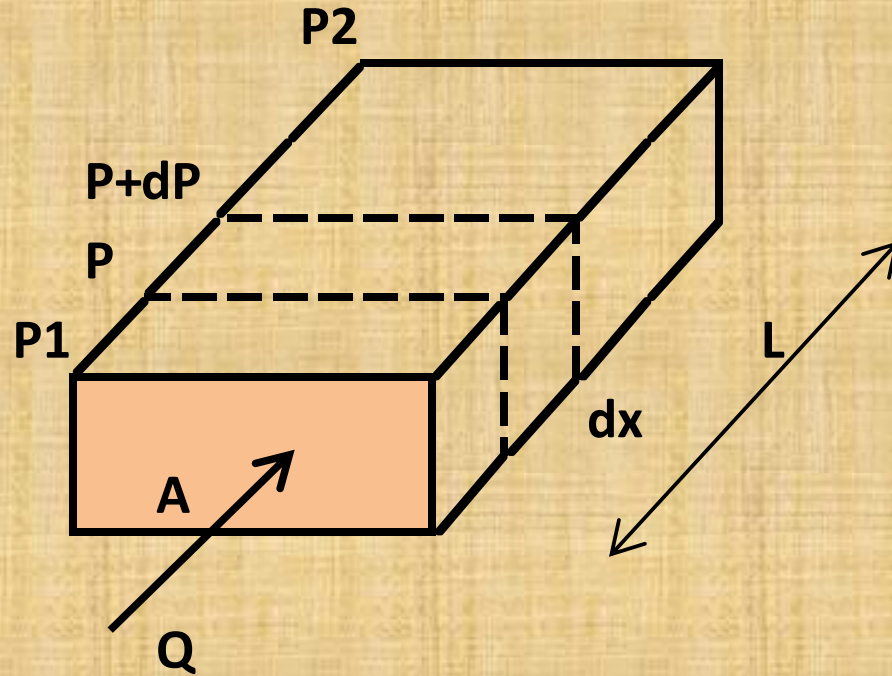
$$Q = 1 \text{ cm}^3/\text{seg}$$

$$dP = 1 \text{ atm}$$

CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA



FLUJO LINEAL FLUIDO INCOMPRESIBLE



$$Q = -K \frac{A}{\mu} \frac{dP}{dx}$$

$$Q \int_0^L dx = -K \frac{A}{\mu} \int_1^2 dP$$

$$Q L = -K A/\mu (P_2 - P_1)$$

$$Q = K A/\mu (P_1 - P_2) / L$$

FLUJO LINEAL FLUIDO COMPRESIBLE

$$Q P / T = Z Q_s P_s / T_s$$

T = cte (isotérmica)

$$Q = Z Q_s P_s / P T / T_s$$

P: por expansión /compresión

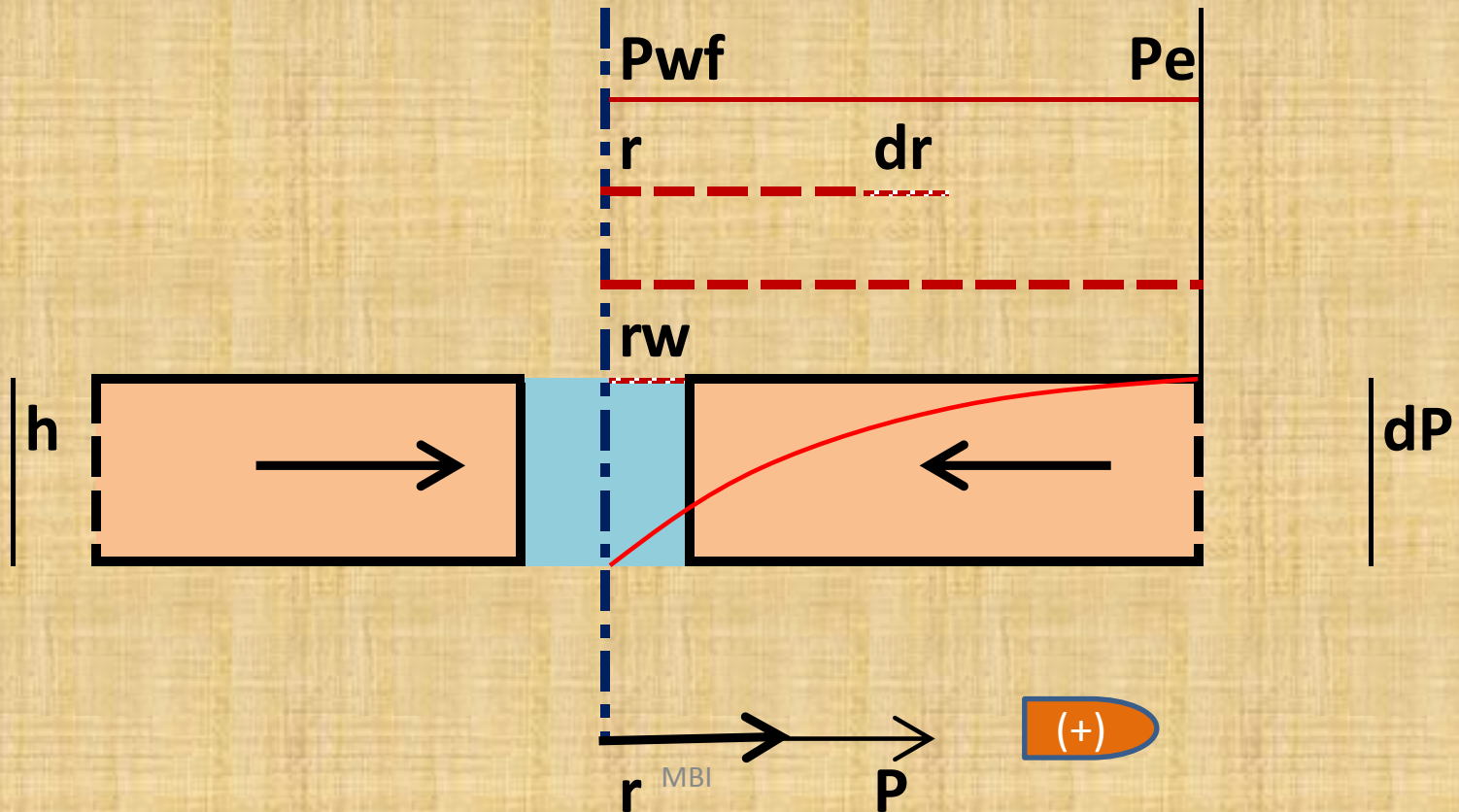
$$Z Q_s P_s / T_s T = -K A/\mu \frac{dP}{dx} \quad dP: \text{gradiente que produce el flujo}$$

$$\int_0^L Q_s dx = -K A/\mu T_s/Z P_s T \int_1^2 \frac{dP}{P}$$

$$Q_s L = - K A T_s / \mu Z P_s T (P_2^2 - P_1^2)/2$$

$$Q_s = K A T_s / \mu Z T P_s L (P_1^2 - P_2^2)/2$$

FLUJO RADIAL. FLUIDO INCOMPRESIBLE



$$Q = K \frac{2\pi r h}{\mu} \frac{dP}{dr}$$

$$Q = \int_{rw}^{re} \frac{dr}{r} = \int_{Pwf}^{Pe} K \frac{2\pi h}{\mu} dP$$

$$Q \ln(re/rw) = 2\pi \frac{K}{\mu} h (Pe - Pwf)$$

$$Q = 2\pi \frac{K}{\mu} h \frac{(Pe - Pwf)}{\ln(re/rw)}$$

FLUJO RADIAL. FLUIDO COMPRESIBLE

$$Q \frac{P}{T} = Z Q_s \frac{P_s}{T_s}$$

$$Q = 2\pi K r h / \mu \quad dP/dr$$

$$2\pi K r h / \mu \quad dP/dr = Z Q_s \frac{P_s T}{P T_s}$$

$$Q_s \int_{rw}^{re} \frac{dr}{r} = 2\pi K h \frac{T_s}{Z \mu P_s T} \int_{P_{wf}}^{P_e} P \, dP$$

$$Q_s = 2\pi K h \frac{T_s}{Z \mu T P_s} \frac{(P_e^2 - P_{wf}^2)}{2 \ln re / rw}$$

estándar entre densidad y viscosidad, pero los términos “pesado” y “viscoso” tienden a utilizarse en forma indistinta para describir los petróleos pesados, porque los petróleos pesados tienden a ser más viscosos que los petróleos convencionales. La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 centipoise (cP) [0.001 Pa.s], la viscosidad del agua, y aproximadamente 10 cP [0.01 Pa.s]. La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre menos de 20 cP [0.02 Pa.s] y más de 1,000,000 cP [1,000 Pa.s]. El hidrocarburo más viscoso, el bitumen, es un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta.

Como el petróleo pesado es menos valioso, más difícil de producir y más difícil de refinar que los petróleos convencionales, surge la pregunta acerca del porqué del interés de las compañías petroleras en comprometer recursos para extraerlo. La primera parte de la respuesta, que consta de dos partes, es que ante la coyuntura actual, muchos yacimientos de petróleo pesado ahora pueden ser explotados en forma rentable. La segunda parte de la respuesta es que estos recursos son abundantes. El total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 9 a 13×10^{12} (trillones) de barriles [1.4 a 2.1 trillones de m^3]. El petróleo convencional representa sólo un 30% aproximadamente de ese total, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y bitumen ([página anterior](#)).

El petróleo pesado promete desempeñar un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera y muchos países están tendiendo a

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Cosan Ayan, Yakarta, Indonesia; Hany Banna, Bombay, India; Teresa Barron, Syncrude Canada Ltd., Fort McMurray, Alberta, Canadá; Celine Bellehumeur, Jonathan Bryan y Apostolos Kantzas, Universidad de Calgary, Alberta; Sheila Dubey, Shell Global Solutions (US), Houston;

$$1\text{Cp} = 0.001 \text{ Pa s}$$





^ Petr6leo pesado sudamericano de alta viscosidad adquirido mediante operaciones de muestreo con cable.



^ Medici6n de la viscosidad del petr6leo viscoso con un re6metro. Los re6metros miden los cambios producidos en la viscosidad con la variaci6n de la tasa de flujo. Esto es importante para la caracterizaci6n de los petr6leos viscosos que exhiben un comportamiento no Newtoniano, lo que significa que su viscosidad es una funci6n del 6ndice de cizalladura (corte).

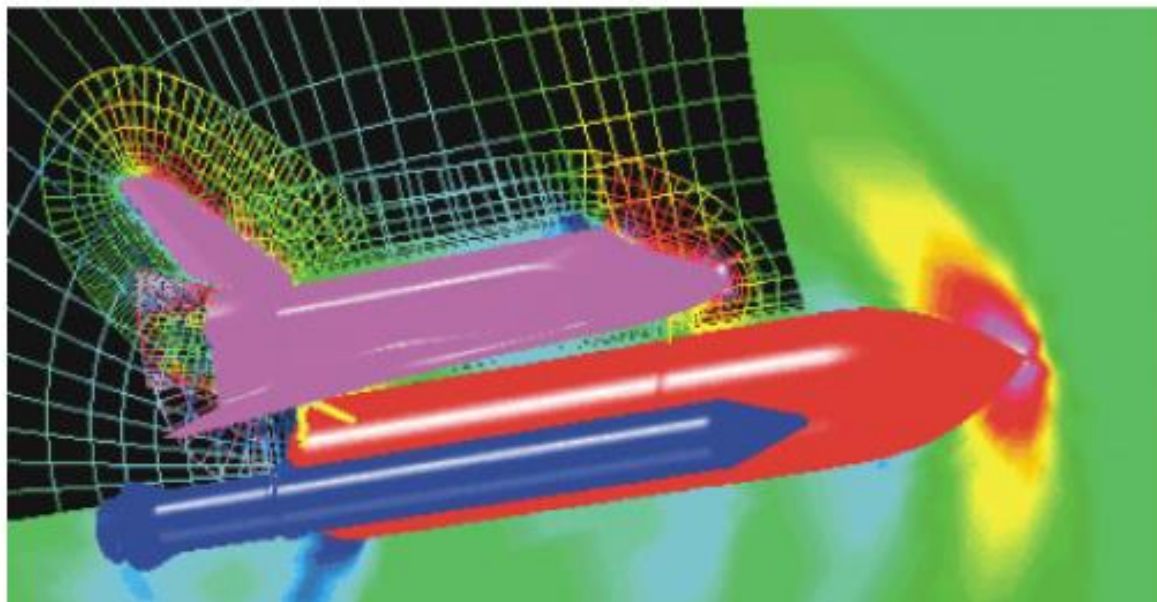


Dinámica de fluidos computacional: definición

La dinámica de fluidos computacional es una de las ramas de la mecánica de fluidos que usa métodos numéricos y algoritmos para estudiar y analizar problemas que involucran fluidos en movimiento, mediante la solución de las ecuaciones de Navier-Stokes, transferencia de calor e incluso otras (reacciones químicas) en el computador. Existen diferentes métodos numéricos y algoritmos que resuelven de distinta forma las ecuaciones fundamentales.

En otras palabras, la dinámica de fluidos computacional es el arte de reemplazar los sistemas de ecuaciones diferenciales parciales en un sistema algebraico de ecuaciones que pueden ser resueltas usando computadores.

Un dato curioso es que actualmente han pasado más de 150 años después de la definición de las ecuaciones de Navier-Stokes, y es entonces cuando se están pudiendo resolver mediante técnicas de cálculo aplicadas en computadores. Incluso alguna vez ofrecieron una alta cantidad de dinero a la persona que fuera capaz de resolverla analíticamente. La siguiente figura muestra una imagen de un ejemplo de los resultados (campo de presiones) de una simulación CFD al transbordador espacial.



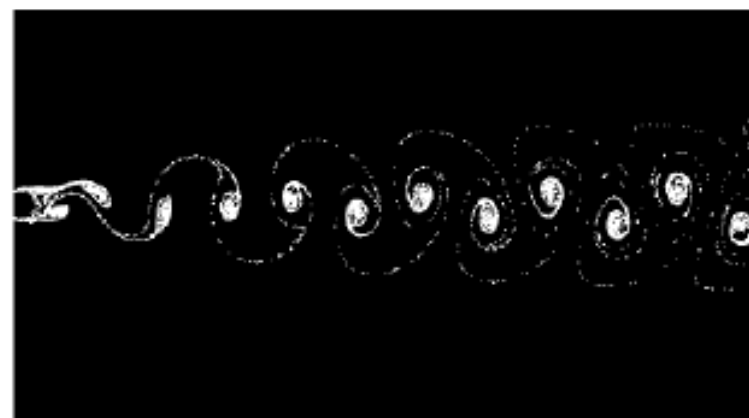
Conceptos básicos:

La dinámica de fluidos computacional proporciona información cualitativa y cuantitativa de la predicción del flujo de fluido por medio de la solución de las ecuaciones fundamentales usando métodos numéricos.

La CFD permite a los científicos e ingenieros desarrollar “experimentos numéricos” (simulaciones computacionales) en un “laboratorio virtual” (computador). Estos experimentos permiten predecir comportamientos y conocer datos de las variables involucradas en el proceso. Por ejemplo, un diseñador requiere conocer el comportamiento aerodinámico del ala de un avión (datos de velocidades, presiones y fuerzas alrededor del ala). Con la herramienta CFD se puede “montar” un experimento virtual que permita conocer en detalle el valor y comportamiento de las variables necesarias en un determinado escenario. La información generada es importante y clave para comprobar el diseño y mejorar la eficiencia y comportamiento del ala. La figura 3 muestra una imagen comparativa de los resultados obtenidos por métodos experimentales y métodos numéricos, sobre un mismo escenario y problema.



Experimento real



Experimento numérico

Figura 3. Vórtices de Von Karman. Kuzmin©

MODELOS POTENCIOMÉTRICOS

$$dP = R h Q$$

$$dV = R I$$

Bio Reductor de Viscosidad.



Es un producto Bioenergético Refinado, con formulaciones que permiten reducir la viscosidad del petróleo pesado y extrapesado. Rompe y evita la formación de emulsiones en pozos petroleros desde el intervalo productor hasta la superficie.



Muestra de Crudo Pesado.

Muestra de Crudo Pesado renovado con BRV.

Bio Reductor de Viscosidad

Dispersante de Asfaltenos y Parafinas

Dispersante de Finos Geo DSF

Fluidos de Perforación

Disolventes e Inhibidores de Escamas Inorgánicas

Estabilizadores de Finos Geo DSF

Emulsificante - Desemulsificante

Eliminador de H₂S en gases

Encapsulante de Cationes Precipitables

Clarificador

Biocida

Bio Reductor de Viscosidad (Estabilizador)

Otros Productos

Artículos Publicados:

Study of Sustainable Viscosity Reduction for Extra-Heavy Crude Oil: BRV

Mejoramiento de un crudo pesado mezclado con alcanos de bajo peso molecular y un dispersante.

Bioreducer effect in heavy and extraheavy oil crudes.

Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Heavy Crude Oil by adding a Viscosity Bioreducer.