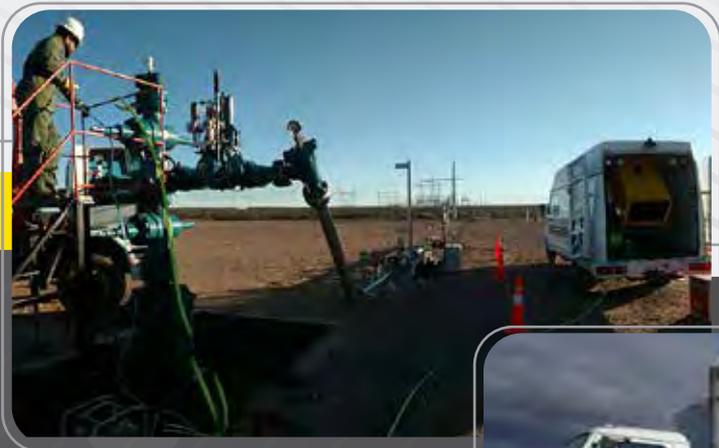
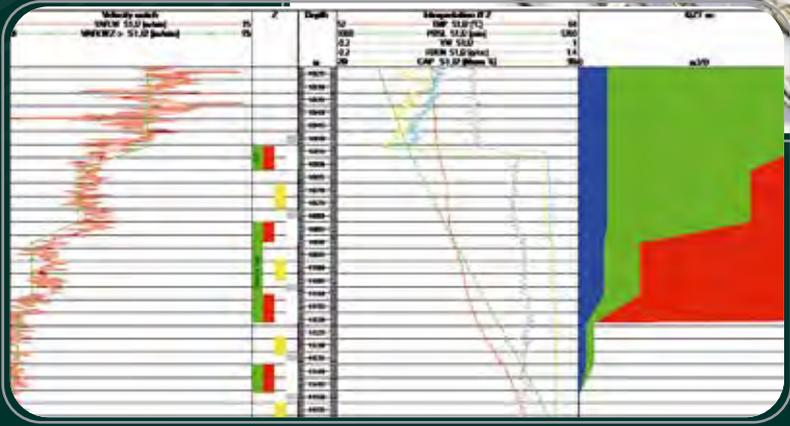


SEEP



SLICK LINE
services



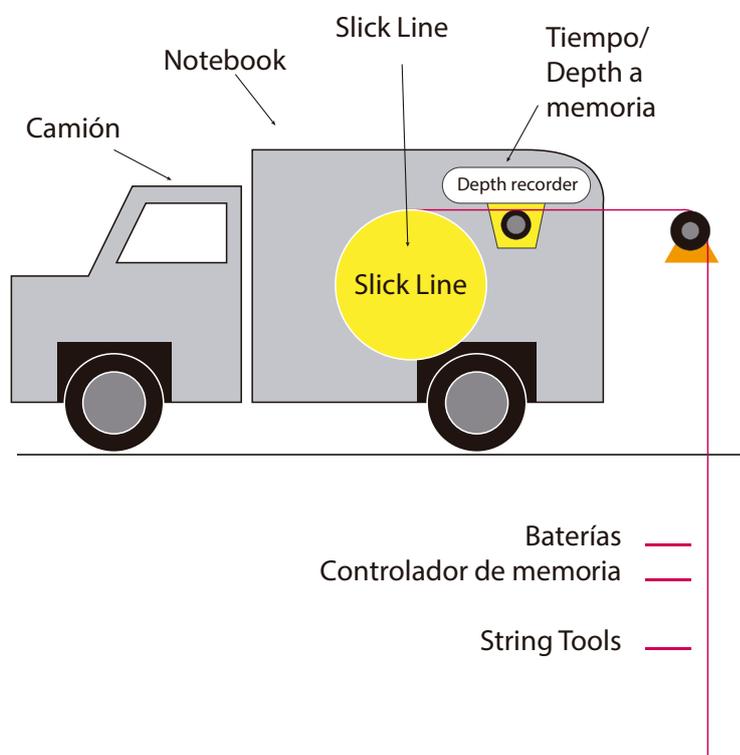
SERVICIOS DE MPLT

Porque utilizar una herramienta de registro de producción (PLT)?

¿Por qué el pozo no produce como se diseñaría?

Estas herramientas son una serie de sensores que permiten monitorear diferentes condiciones de producción o de inyección para diagnosticar:

- Si existen problemas en los pozos.
- Para evaluar los trabajos que se hayan realizado en los mismos.
- Evaluar las condiciones del pozo o la performance del reservorio.



¿Por qué MPLT (memoria)?

Con nuestros sensores memorizados se pueden realizar servicios de MPLT de similares características a los registros de PLT en tiempo real, con considerables ventajas:

- Su costo.
- Se minimiza la utilización de conexiones eléctricas y mecánicas.
- Fácil de transportar.
- Minimiza los riesgos de operación (pozos desviados y horizontales).
- Mayores posibilidades de bajar con altas producciones de caudales
- Reduce el tiempo de armado del String Tool (Sarta)

Nuestra amplia experiencia en este servicio nos ha permitido ensayar pozos críticos de muy bajos caudales de gas, de petróleo y de agua. Nosotros contamos con toda la tecnología y experiencia para realizar perfiles de producción en pozos altamente desviados y horizontales, determinando con precisión los caudales por cada zona e identificando dinámicamente los fluidos de fondo de pozo en sistema multifásico y monofásico.

OBJETIVOS FUNDAMENTALES

Determinar con herramientas especiales los siguientes parámetros de cada zona de interés del pozo:

- Caudales de gas, petróleo y agua
- Densidades de fluidos
- Presiones dinámicas de fondo
- Zonas ladronas (cross flow)
- Segregación de fases
- Pérdidas de cargas en tuberías
- Identificar caudales y tipo de fluidos de fondo de pozos
- Identificar agua de capas productoras
- Evaluación de trabajos de work-over (fracturas, ácidos, repunzados)
- Detección de flujos cruzados y movimientos detrás del revestimiento

CCL - Gamma Ray



Gradionometer



Pressure Gauge



Sensores Térmicos



Depth Recorder Meter

Standard String Tool

- Gamma Ray.
- Casing Collar Locator.
- Dual Quartz and Sapphire Pressure.
- Fast Response Temperature.
- Fluid Dielectric.
- Fullbore Flowmeter.
- Continuous Flowmeter.

Flow Meter Microtorque



Fluid Capacitance - Fid



Slim String Tool

- Accelerometer.
- Gamma Ray.
- Casing Collar Locator.
- Quartz Pressure.
- Fast Response Temperature.
- Fluid Dielectric.
- Gradimanometer
- Fullbore Flowmeter.
- InLine Flowmeter.
- Acoustic Density

Flow Meter Fullbore Bowspring



Acoustic Density



String Tools

Flow Meter Fullbore Bowspring

Características	Descripción
Diámetro (sensor cerrado)	1.375"
Diámetro (sensor abierto)	5" a 7"
Treshold Velocity	0.5 ft/min (1mt / min)
Spinner Respuesta	0.037 rps/ft/min. (0.12 rps/m/min)
Rango Temperatura	0 - 175 C°
Rango Presión	0 - 15.000 psi.
Servicio	H2S



Flow Meter Microtorque

Características Técnicas	Descripción
Rango máximo de caudal	Hasta +/- 6000 bbl/day en tuberías 2 3/8"
Rango máximo de temperatura	135 C°
Precisión de temperatura	+/- 1 C°
Resolución de temperatura	+/- 0.01 C°
Máxima presión de trabajo	15.000 psi.
Capacidad de registros de memoria	100.000 datos de caudal / temperatura / tiempo
Dimensiones	Diámetro máx. del impeller housing "39 mm"
Tipo de material	Acero inoxidable 255 / inconel



Acoustic Density

- Compatible con Spartek SRO y el Memory Logging Systems
- Identificación electrónica del número de serie y de el tipo de herramienta
- Alta resolución de sintonización vibratoria del sensor fork
- Desviación de pozo independiente
- No se utilizan líquidos radioactivos para la medición
- Removable protective shields for the sensor cavity

Características	Descripción
Sensor Type	Vibrating Tuning Fork
Resolution	0.0003 g/cc
Accuracy	+/- 0.0025 g/cc
Range	0 - 1.25 g/cc (for fluid viscosities < 50 cp)
Measure Point	12.0"



Fluid Capacitance Fid

Características Técnicas	Descripción
Resolución	0.05 Gr/cm ³
Presición	+/- 0.01 Gr/cm ³
Rango de Presión	15.000 Psi.
Pozos	Verticales, Desviados y Horizontales
Aplicación	Determina flujo volumétrico en regímenes de tres fases, hasta 7% corte de agua



Pressure Gauge

Gamma Ray

CCL



Gradiomanometer

Características Técnicas	Descripción
Resolución	0.05 Gr/cm ³
Presición	+/- 0.04 Gr/cm ³
Rango de Presión	15.000 Psi.
Pozos	Verticales y Desviados hasta 70°
Aplicación	Determina flujo volumétrico en regímenes de dos fases, hasta 6% corte de agua



Depth recorder meter



String Tools

Sensores Térmicos

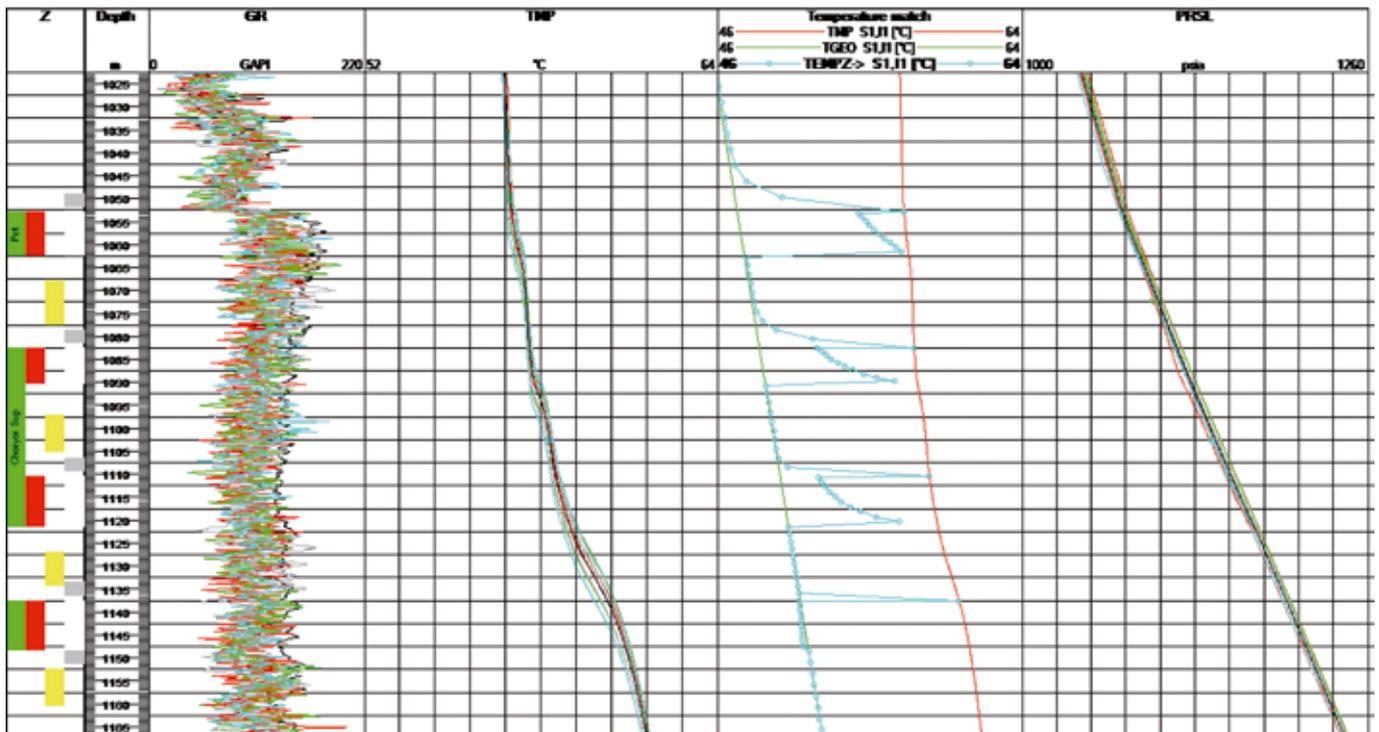
Características	Descripción
Tipo de Sensor	Semiconductor de Platino
Rango de Operación Térmica	-20 °C hasta 150 °C
Precisión de temperatura	+/- 1 °C
Dimensión	12.5" x 30 cm.
Tiempo de Estabilización Térmica	0.8seg.



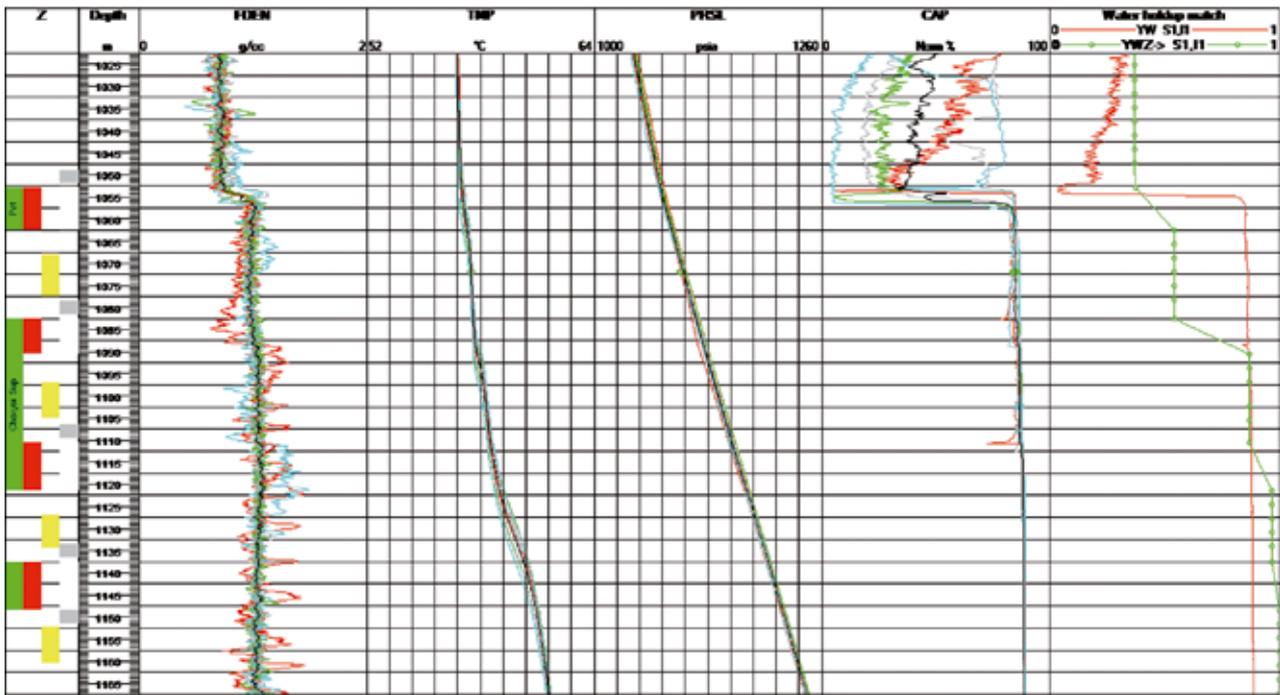
MPLT Tools

Reportes Modelo

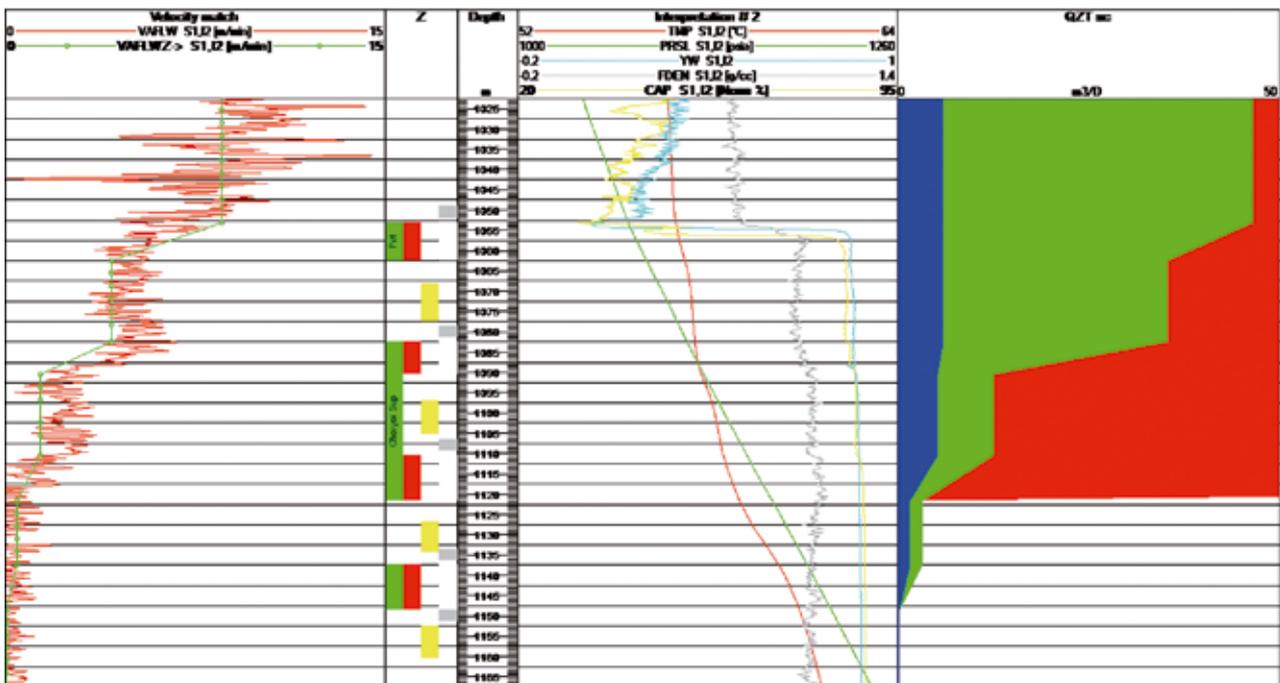
Gamma Ray y Temperatura



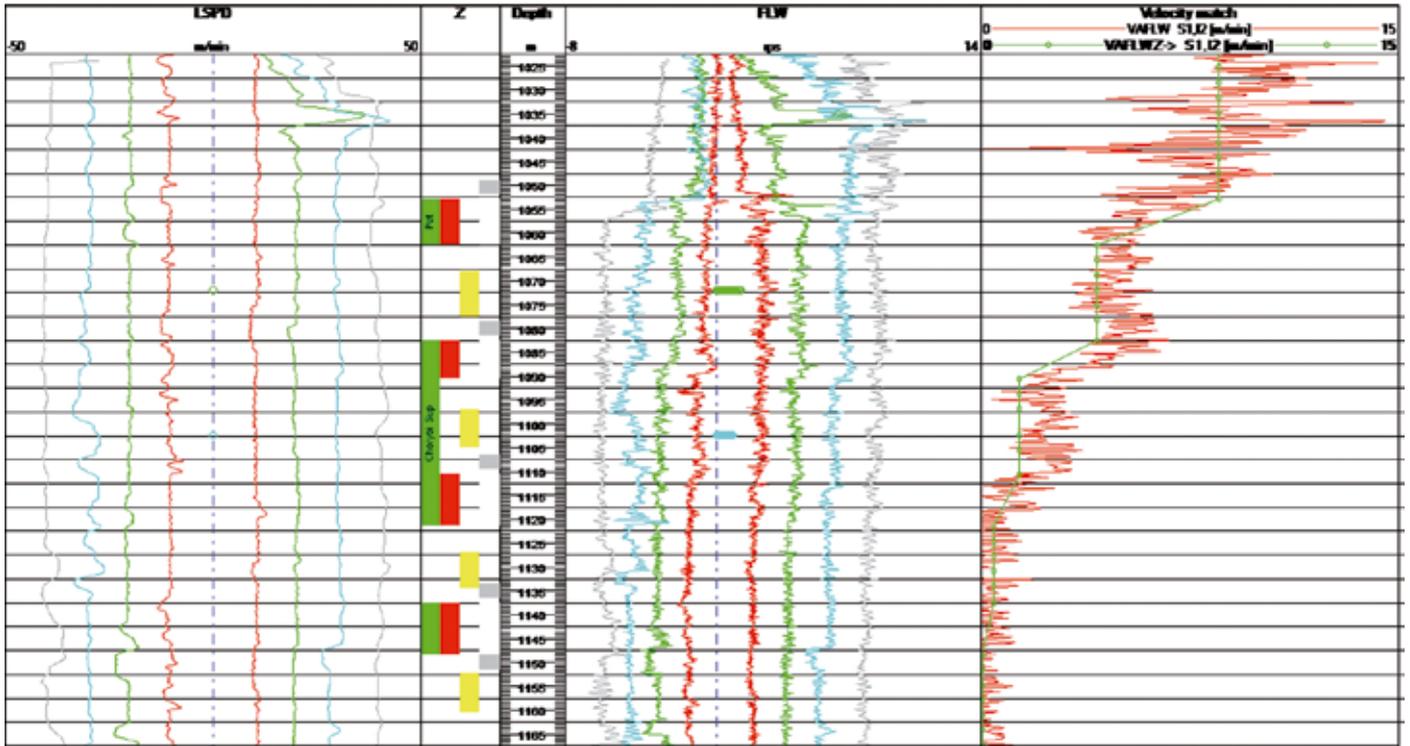
Presiones y Densidades



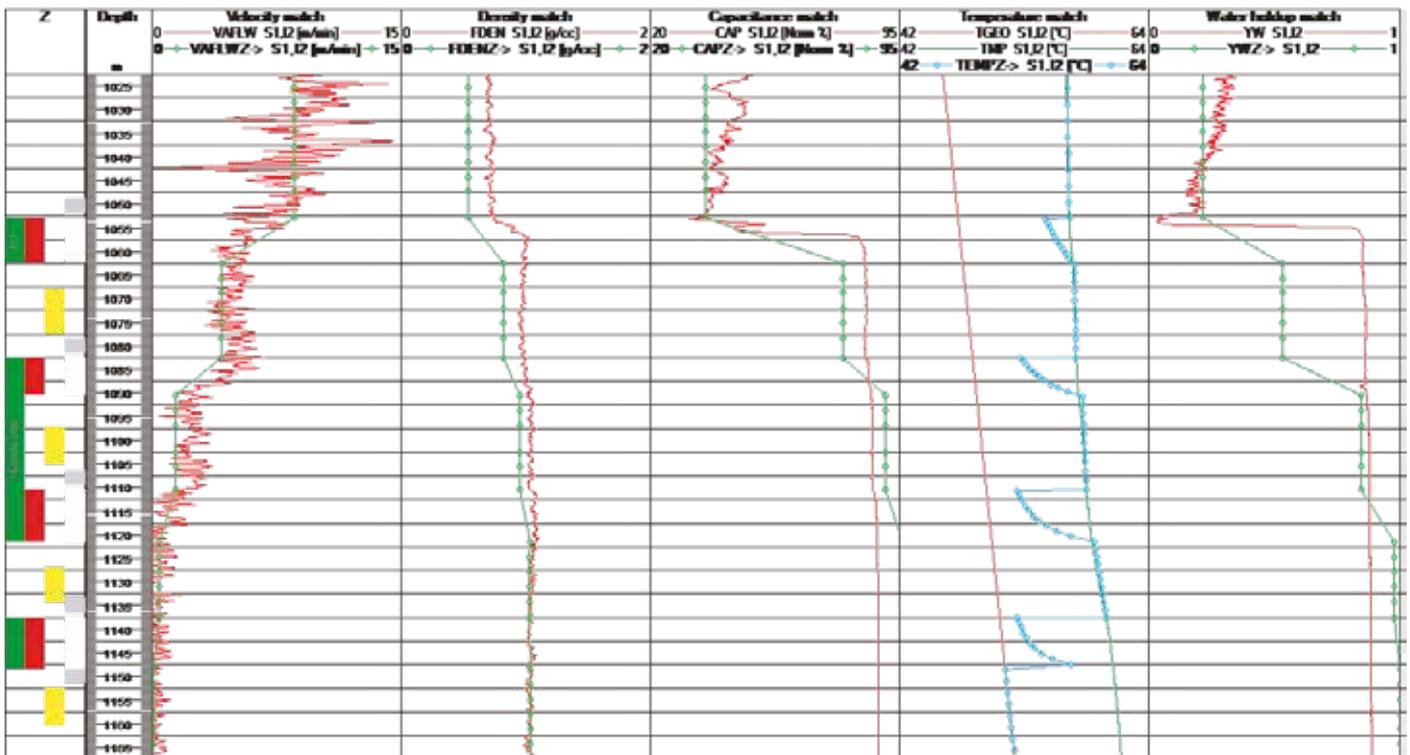
Modelo de Interpretación



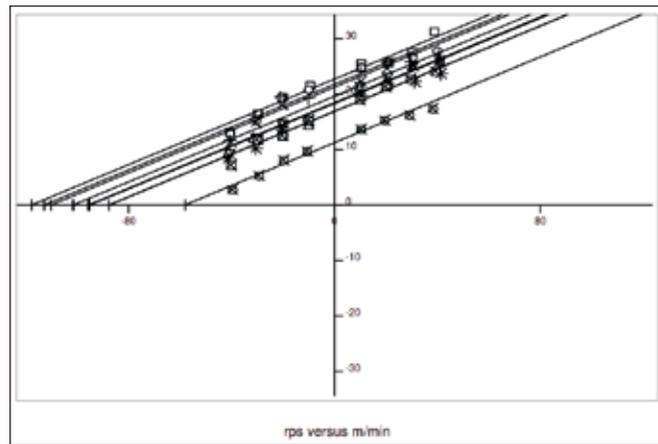
Velocidad Media



Match del Modelo

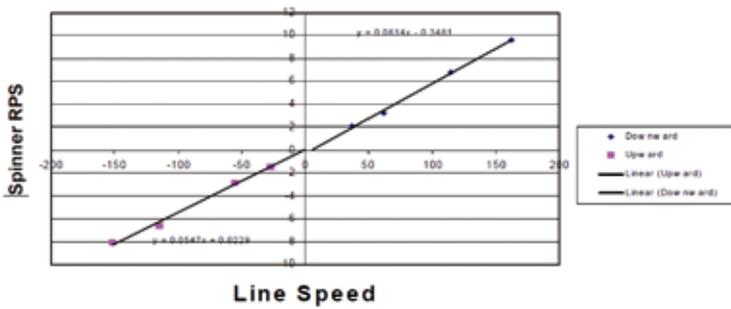


RPS versus m/min



Simulación y Análisis de perfil de flujos

Spinner Crossplot



En el gráfico de calibración de spinner, la respuesta del flowmeter y la velocidad del cable/alambre, son promediados para cada carrera (pass) y cada zona de calibración.

En este plot se considera una única zona de calibración, 4 carreras UP y 4 carreras Down

$$\text{Flujo aparente (Vapp)} = (\text{RPS/Slope}) + \text{Threshold} - \text{Line Speed}$$



Relación V_{app} / V_m

La velocidad del fluido dentro de una sección transversal de la tubería no es uniforme, pero sigue un perfil definido (Régimen)
 La calibración del spinner nos da la velocidad aparente del fluido (V_{app}).

Esta medición es correcta si el spinner esta centralizado y es la maxima velocidad obtenida.
 Lo que se necesita para el cálculo del Caudal es la Velocidad media (V_m)

La relación entre V_{app} y V_m es influenciado por el tipo de flujo. Esto sepuede expresar introduciendo un factor de corrección:

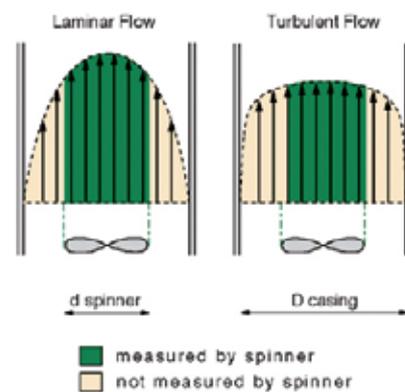
V_{pcf} (Velocity Profile Correction Factor)

$$V_m = V_{pcf} \times V_{app}$$

Asumiendo el spinner centralizado y un régimen de flujo simétrico alrededor del eje central de la tubería, V_{pcf} puede ser correlacionado con los números de Reynolds, y la proporción de los diámetros de la tubería y de la paleta del spinner

$$V_m = V_{pcf}(p, V_m, \dots) \times V_{app}$$

Tipo de Flujo	Valor de N_{re}
Laminar	≤ 2.000
Turbulento	> 4.000



Fricción/Aceleración

Aceleración

El componente de aceleración no es tenido en cuenta salvo en los casos de Fase simple Gas (single phase gas) o de Niebla (mis flow) en Fase Liquid-Gas – mezcla - . En estos casos el calculo de gradiente es corregido. Modelo Duns and Ross

Fricción

El valor del factor de fricción (f), es función de la rugosidad de la tubería y el Numero de Reynolds. Cuando debe calcularse, se considera la velocidad del fluido (V_m) y la velocidad de la Herramienta.

$$\text{Pérdidas por Elevación} + \text{Pérdidas por Fricción} + \text{Pérdidas por Aceleración} = \text{Pérdidas de Presión Total}$$

Fluido Single Fase - Fluido Multi Fase - Tuberías Verticales - Tuberías Desviadas

Retención - Colgamiento (Hold up)

Se define como retención en flujo en tuberías, a la proporción volumétrica de una fase de un fluido presente en una sección de la tubería, dividida por el volumen contenido en esa sección de tubería.

En mezclas de dos fases las retenciones se derivan con facilidad a partir de los gradientes hidrostáticos de presión tal como se miden con el gradiomanómetro. Hay que tener en cuenta que las retenciones son distintas de las tasas relativas de flujo de las fases; de hecho, siempre hay una mayor proporción de la fase mas pesada presente en la tubería que lo que debería esperarse de la producción en superficie. Esto es debido a que la fase más liviana tiene mayor velocidad vertical que la fase más pesada.

En una mezcla agua-petróleo, el petróleo viaja más rápido que el agua, y esto tiene un marcado efecto en las herramientas que pretenden medir la densidad de los fluidos. La Fig muestra una sección de tubería a la cual se le ha realizado un corte transversal A; en ella está fluyendo una mezcla de petróleo y agua. Llamemos V_w a la velocidad del agua, y V_o a la velocidad del petróleo. V_o es mayor que V_w por la velocidad de deslizamiento, una cantidad V_s .

Así, tenemos:

$$V_o = V_w + V_s$$

Cuando una herramienta se perfila en un pozo para medir la densidad de fluidos, se puede calcular la retención mediante la siguiente ecuación:

$$Y_h = (\rho_{mix} - \rho_l) / (\rho_h - \rho_l)$$

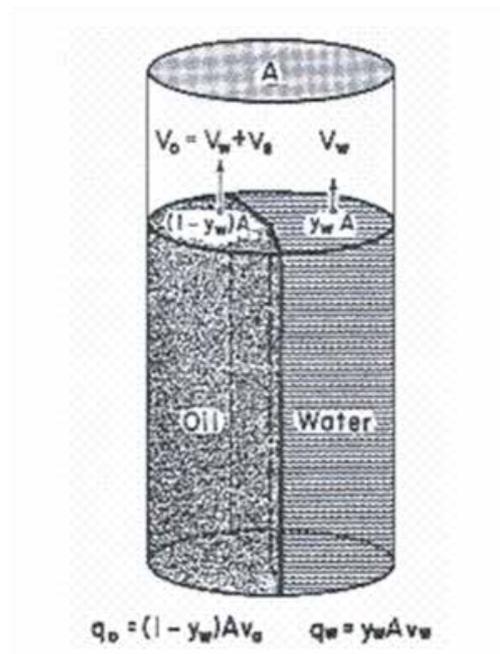
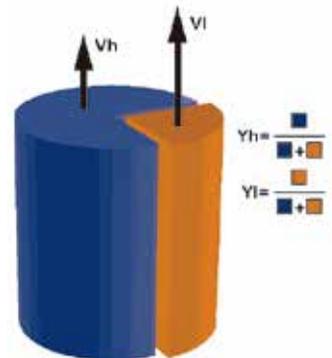
Donde:

ρ_{mix} = Densidad de la mezcla. (gm/cc)

ρ_l = Densidad de la fase liviana. (gm/cc)

ρ_h = Densidad de la fase pesada. (gm/cc)

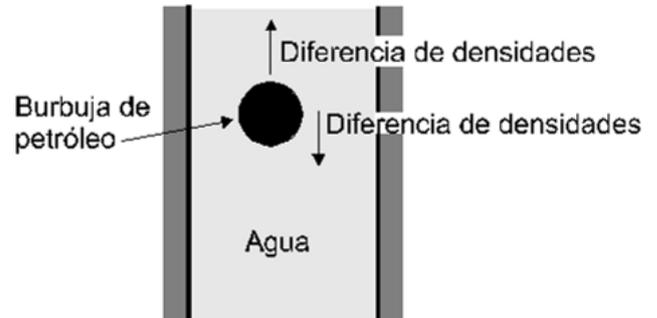
Al obtener este parámetro es posible hallar la velocidad de deslizamiento, incluso para una mezcla trifásica.



$$q_o = (1 - y_w) A v_o \quad q_w = y_w A v_w$$

Velocidad de deslizamiento (Slippage velocity)

La diferencia de velocidades entre una fase liviana y otra más pesada mencionada en la sección anterior, se conoce como velocidad de deslizamiento (V_s). La velocidad de deslizamiento es importante, porque es el eslabón que conecta la retención de una fase (Y_h) con la tasa de producción de esa misma fase.



Obtención de la Velocidad de deslizamiento

El método de interpretación bifásica disponible en este momento fue desarrollado para el flujo de burbujas. Al colocar una burbuja de una densidad P_1 en un líquido de densidad P_2 , la fuerza de gravedad la hará flotar o hundirse, dependiendo de la diferencia de las densidades.

Si imaginamos una burbuja de petróleo liberada en el fondo de un pozo en una columna de agua, el petróleo ascenderá con una velocidad dada por la diferencia de su densidad y la del agua y por la fricción entre el petróleo y el agua.

De esta forma, se puede inferir que cuando se tiene flujo de petróleo y agua combinados, el petróleo fluirá a una velocidad más alta que la del agua. Aunque se ha hecho mucha investigación sobre la Forma de calcular o predecir la velocidad de deslizamiento, el método más usado es el presentado por Y. Nicholas en los años 70

Régimen de Flúidos en tuberías

Los regímenes de flujo (Patrones) están caracterizados por las tasas de producción y los porcentajes relativos de cada fluido en una mezcla y de sus propiedades físicas.

Importancia del patrón de flujo:

1. Afecta el fenómeno de colgamiento (Hold Up), por lo que para poder calcular el colgamiento

es necesario primero saber qué patrón de flujo se tiene en la tubería.

2. Transferencia de calor.

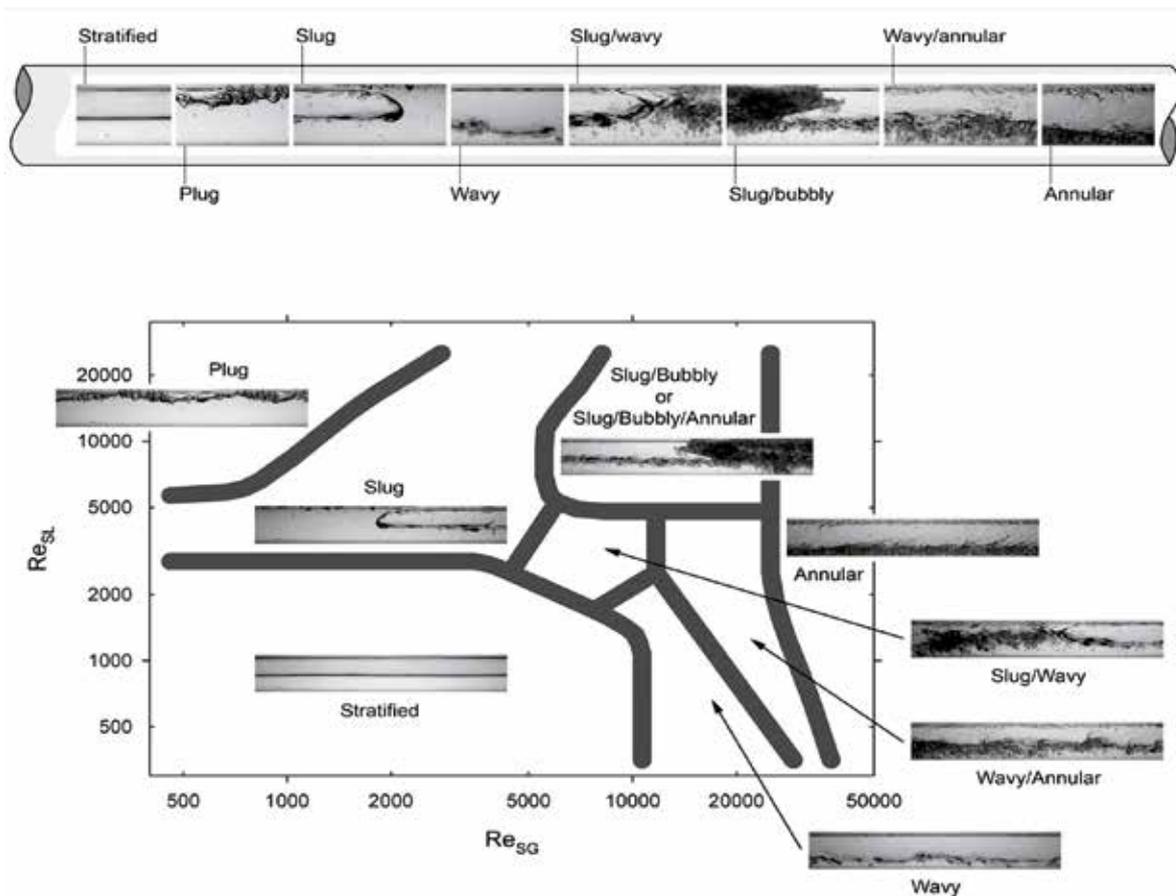
3. Determina qué fase está en contacto con la pared,

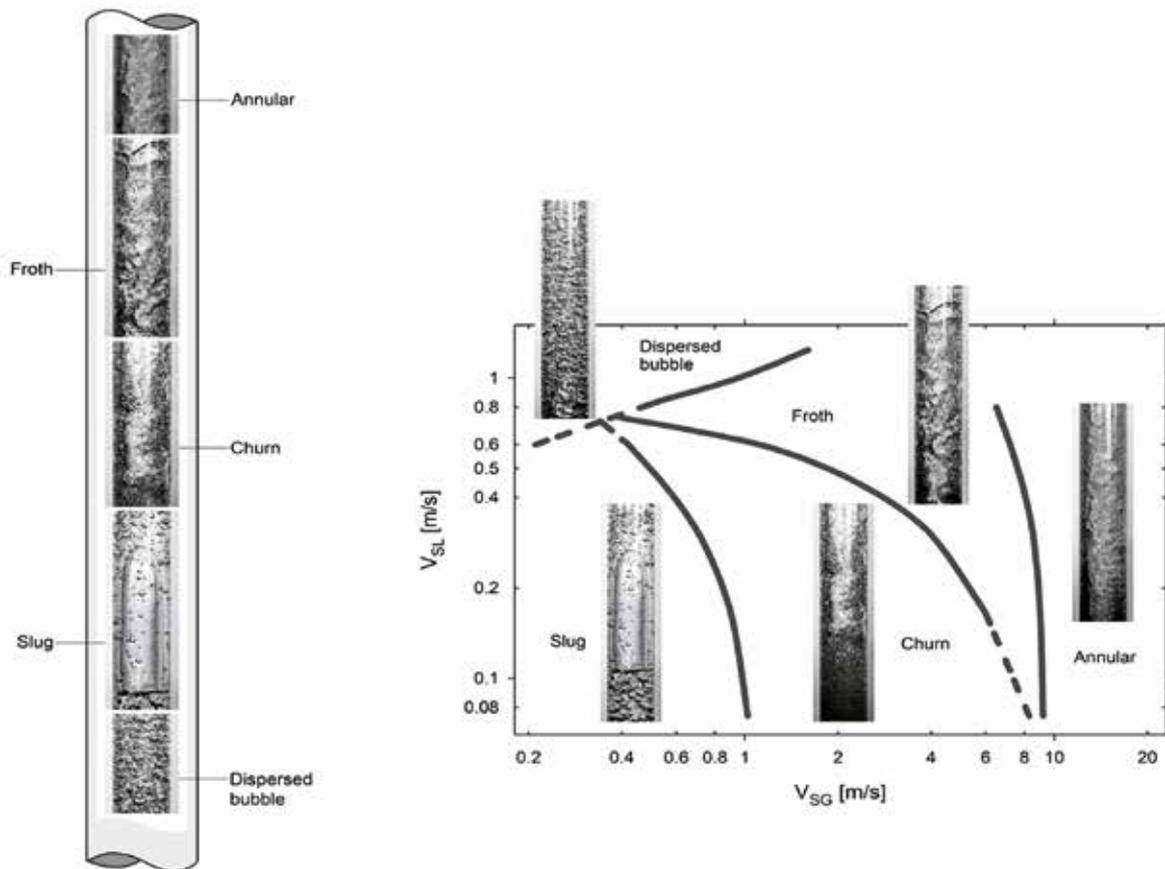
4. Afecta condiciones de operación en las instalaciones de proceso por el comportamiento de los oleogasoductos.

Patrones de Flujo en tuberías Horizontales/Inclinadas

Patrones de Flujo en tuberías Verticales

Comportamiento de Fullbore En distintos Patrones de Flujo





Modelo de flujos

Existen 4 Modelos de Flujos utilizables para la interpretación de Perfiles de Producción (en adición al modelo Monofásico (Single Fase)

Liquid - Gas

La fase líquida puede comprender oil, agua, o una mezcla de ambos. No hay deslizamiento (slip) entre el petróleo y el agua.

3 Phase L-G

Esta es una combinación de un Liquid – Gas y un modelo Water – Oil . Existe deslizamiento entre las fases de Oil y Agua . Hay también deslizamiento entre el Gas y el liquido mixto (mezcla)

Water Hydrocarbons (G)

Situación Liquid – Gas donde la fase pesada es el agua y la fase liviana predominante es Gas con algún Oil (o condensado).

No hay deslizamiento (slip) entre la fase de Gas y el Oil.

Water Hydrocarbons (L)

Situación Liquid – Liquid donde la fase pesada es el Agua y la fase liviana el Oil, posiblemente con Gas disuelto en la fase.

No hay deslizamiento entre la fase de Oil y el Gas.

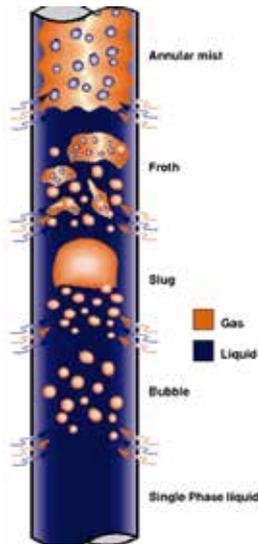
Correlaciones numéricas

Los modelos de correlación son aquellos en los que sus autores proponen una serie de ajustes de datos experimentales para correlacionar una variable determinada. Las correlaciones pueden considerar tanto el deslizamiento entre las fases como la existencia de patrones de flujo; por tanto, requieren de métodos para determinar el patrón de flujo presente.

Una vez que se ha determinado el patrón de flujo correspondiente a unas condiciones dadas, se determina la correlación apropiada para el cálculo del factor de fricción como la fracción volumétrica de líquido con deslizamiento, las cuales, generalmente, son distintas dependiendo del patrón.

Liquid-Gas	Liquid-Liquid
Duns and Ross	Nicolas
Aziz and Govier	Choquette*
Beggs and Brill	ABB-Deviated
Artep	Nicolas*
Duckler*	Constant slippage
Hagedorn-Brown	
Petalas & Aziz	
Constant slippage	

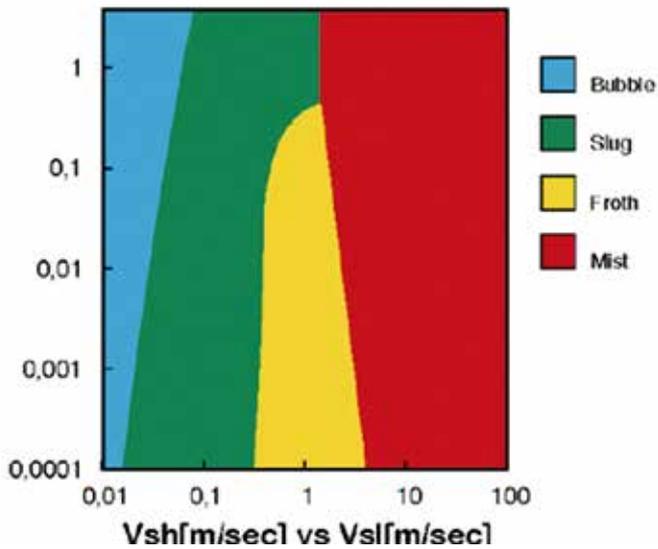
PVT	Flow model	Variable	Required Measurements
Single phase	Single phase	V_m	1 velocity (or temperature)
Oil-Gas	Single phase	V_m	1 velocity (or temperature)
	Liquid-Gas	V_{sh}, V_{sl}	2 including 1 velocity (or temperature)
Water-Gas	Liquid-Gas	V_{sh}, V_{sl}	2 including 1 velocity (or temperature)
Gas – Condensate	Single phase	V_m	1 velocity (or temperature)
	Liquid-Gas	V_{sh}, V_{sl}	2 including 1 velocity (or temperature)
Water-Oil-Gas	Liquid-Gas	V_{sh}, V_{sl} (fo fixed)	2 including 1 velocity (or temperature)
		V_{sh}, V_{sl}, fo	3 including 1 velocity (or temperature)
	Water-Hydrocarbons (L)	V_{sh}, V_{sl}	2 including 1 velocity (or temperature)
	3-Phase L-G	V_{sh}, V_{sl}, fo	3 including 1 velocity (or temperature)
Water-Gas-Condensate	Water-Hydrocarbons (G)	V_{sh}, V_{sl}	2 including 1 velocity (or temperature)



La mayoría de los modelos Liquid – Gas consideran estos regímenes de flujo.

Los modelos proveen un termino medio de calculo de caudal. En el régimen de niebla (mist flow) el deslizamiento es 0 en todos los casos.

En el modelo Liquid – Liquid es considera el régimen de Burbuja únicamente.



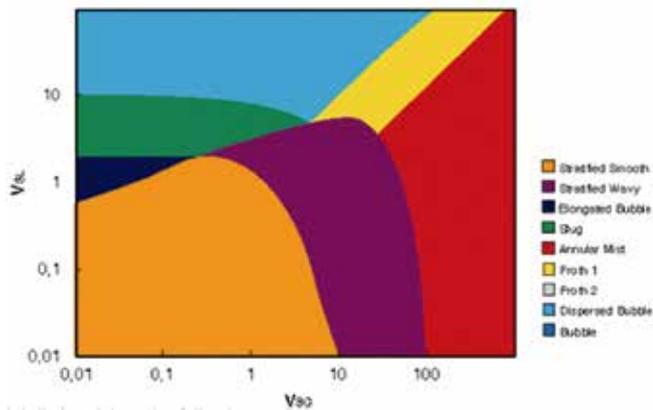
Aziz and Govier

Modelo Mecanistico para Flujos Liquid – Gas Solamente flujo vertical es considerado en este modelo.

La determinación de los regímenes de flujo es hecha usando un solo mapa de flujo representando la velocidad superficial, donde X y Y son funciones de las densidades de la interfaz.

Vsl = Velocidad superficial fase liviana (light)

Vsh= Velocidad superficial fase pesada (heavy)



Petalas & Aziz

Modelo Mecanistico para todo tipo de inclinación y geometría de tuberías.

La determinación de los regímenes de flujo es hecha usando un solo mapa de flujo representando la velocidad superficial, donde X y Y son funciones de las densidades de la interfaz.

Vsl = Velocidad superficial del liquido

Vsg= Velocidad superficial del gas