

# Máximo Aprovechamiento de Toma, Análisis y Usos de Muestras de Fluidos Para Estudios PVT

Muestreo Dependiente de Saturación

Subsaturado	Saturado	Gas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>RGP = R_s</math></li> <li>• <math>P_{wf} &gt; P_b</math></li> <li>• <math>P_{cab} &gt; P_b</math></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>RGP &gt; R_s</math></li> <li>• <math>P_{wf} \leq P_b</math></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Seco</li> <li>b) Húmedo</li> <li>c) Condensado</li> </ul>
Tipo de Muestreo		
Fondo		a) Superficie
Superficie Monofásica	Recombinada a $R_{si}$	b) Recombinada
		c) Recombinada

Parte 5 de 7 \_ Tipo de muestro dependiente de la condición del yacimiento

# La Interdependencia

- Luego de acondicionar el pozo, se sigue con el plan para tomar muestras:
  - Con un dispositivo de muestreo de fondo de pozo
  - O se pueden tomar muestras individuales de petróleo y gas en la superficie y recombinarlas para obtener una muestra representativa del fluido del yacimiento
- La elección del método de muestreo está influenciada por:
  - El volumen de muestra requerido
  - El tipo de fluido del yacimiento que se va a muestrear
  - El grado de agotamiento del reservorio
  - Los equipos de superficie y subsuelo

# Ventajas Desventajas de Tipos de Muestreo

Tipo de Muestreo	Ventajas	Desventajas
Fondo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Generalmente útiles para medir <math>R_s</math></li> <li>• Funciona bien en yacimientos subsaturados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Posibilidad de filtraciones del muestreador</li> <li>• Si el yacimiento es saturado generalmente no se obtienen muestras representativas</li> <li>• Procedimiento caro</li> <li>• Posibilidad de pérdida de equipo en pozo</li> <li>• No usar en yacimientos de condensados</li> </ul>
Recombinadas de separador	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Más económico</li> <li>• Permite evaluar mezclas de diferentes composiciones o <math>R_s</math></li> <li>• Se usa para condensados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Proporción adecuada de recombinación depende de mediciones de campo (<math>Q_o</math>, <math>R_s</math>, <math>P</math>, <math>T</math> vs tiempo)</li> <li>• Podría resultar en medición imprecisa de <math>P_b</math> o <math>P_d</math></li> </ul>
Superficie (cabezal o línea de flujo)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Usar en yacimientos de condensado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Colector de muestras requiere calibración para la condición específica de la prueba</li> </ul>

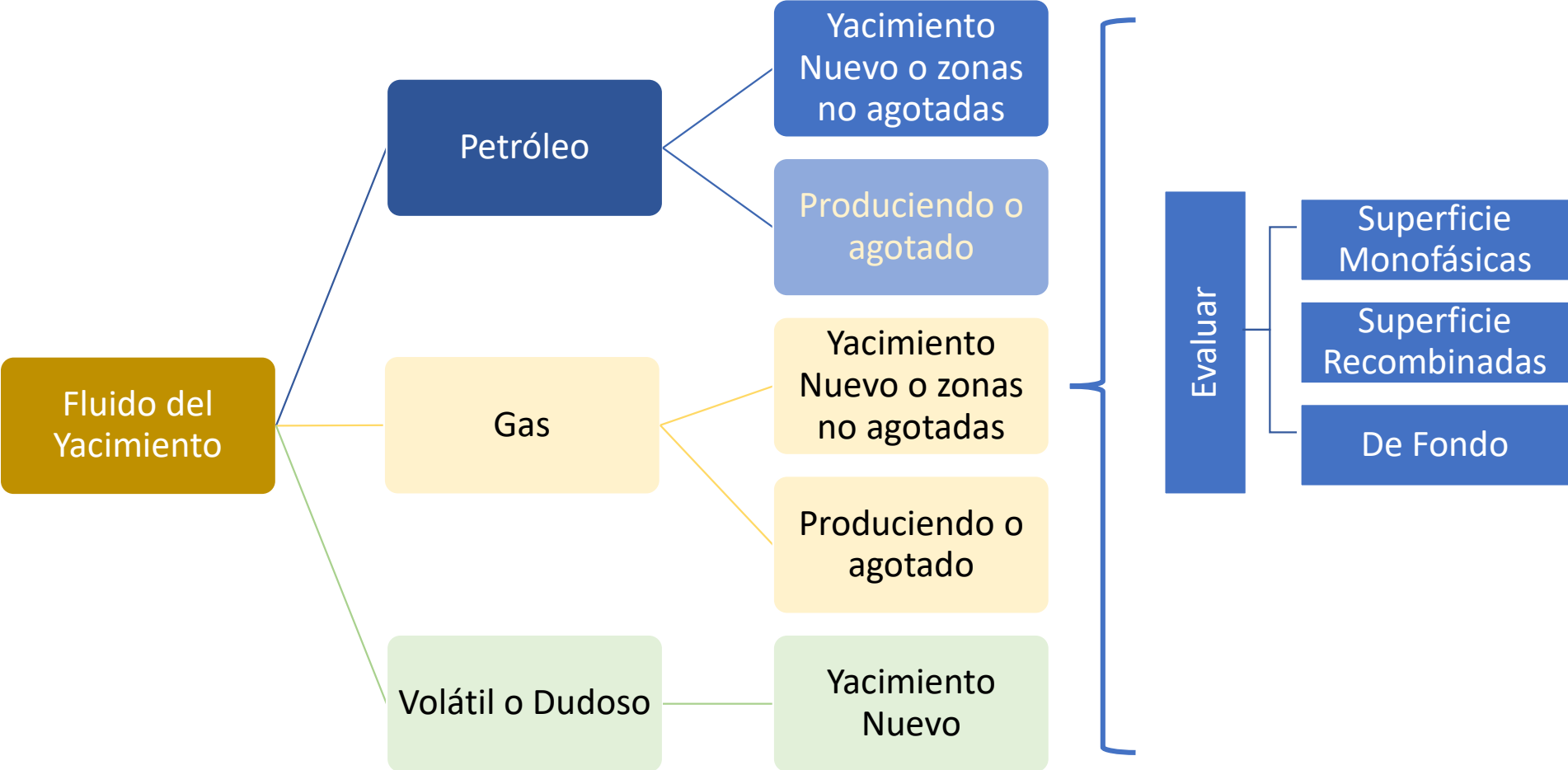
**Nota**

Llevar la data PVT a condiciones de yacimiento para compensar limitaciones por muestreo o laboratorio  
 Al final ajustar resultados PVT a campo y combinar los ensayos diferencial e instantáneo

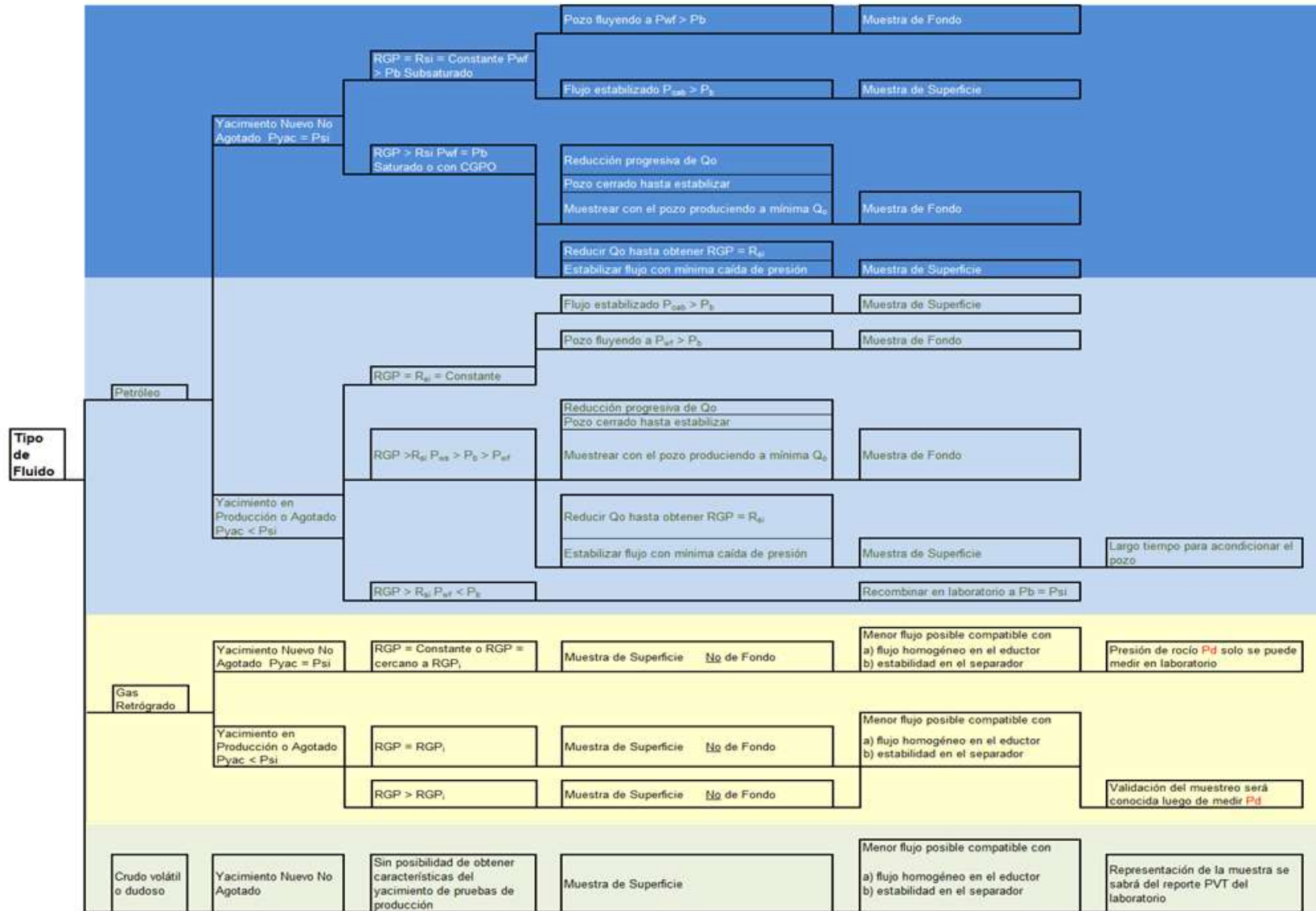
# Muestreo Depende de Nivel de Saturación y Tipo de Fluido

Subsaturado	Saturado	Gas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>RGP = R_s</math></li> <li>• <math>P_{wf} &gt; P_b</math></li> <li>• <math>P_{cab} &gt; P_b</math></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>RGP &gt; R_s</math></li> <li>• <math>P_{wf} \leq P_b</math></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Seco</li> <li>b) Húmedo</li> <li>c) Condensado</li> </ul>
Tipo de Muestreo		
Fondo		a) Superficie
Superficie Monofásica	Recombinada a $R_{si}$	b) Recombinada
		c) Recombinada

# Muestreo Depende de Estado del Yacimiento



# Muestreo Depende de la Condición del Yacimiento



# Muestreo Dependiente de la Condición del Yacimiento (Volátil o Dudoso)



- En general **no** tomar muestras de fondo de pozo en yacimientos de gas retrógrado
  - La mayoría están saturados y es probable que las fases se segreguen en el pozo

Tipo de Fluido	Crudo Volatil o Dudoso
Estado de Agotamiento	Yacimiento Nuevo No Agotado $P_{yac} = P_{psi}$
Condición de RGP	$RGP > RGP_i$
Nivel o Condición de Presión	$P_{yac} = P_{psi}$
Acción a Tomar	Muestra de Superficie
	Menor flujo posible compatible con a) flujo homogéneo en el eductor b) estabilidad en el separador
	Representación de la muestra se sabrá del reporte PVT del laboratorio

# Resumen Interactivo

- Se creó un resumen interactivo de las tablas anteriores
- Data de entrada en celdas resaltadas

Conclusiones o acciones a tomar en las celdas indicadas

INPUT DATA	
Parámetro	Valor
Composición % molar C <sub>1</sub>	91,0
Composición % molar C <sub>6</sub> <sup>+</sup>	2,1
RGP Mínima (pcn/bnp)	100000
RGP Máxima (pcn/bnp)	1000000
°API Mínima	60,0
°API Máxima	70,0
Conclusión	<b>Fluido del Yacimiento</b> Gas Húmedo
Color	Incoloro
Factor volumétrico del petróleo (by/bnp)	N/D
Composición % molar C <sub>7</sub> <sup>+</sup>	N/D
Conclusión	<b>Fluido del Yacimiento</b> Gas Húmedo <b>Tipo de Cálculo</b> Composicional

INPUT DATA	
Parámetro	Valor
Tipo de Fluido	Crudo Volatil o Dudoso
Estado de Agotamiento	Yacimiento Nuevo No Agotado
Condición de RGP	N/D
Condición de Flujo (si es conocida) o de Presión de yacimiento	Pyac = Psi
Acción a Tomar	Muestra de Superficie  Menor flujo posible compatible con a) flujo homogéneo en el eductor b) estabilidad en el separador  Representación de la muestra se sabrá del reporte PVT del laboratorio

INPUT DATA	
Parámetro	Valor
Tipo de Muestreo	Superficie
Tipo de Yacimiento	Gas Húmedo o Condensado
Estado	N/D
RGP	N/D
Flujo Inicial	Período de limpieza largo_Fluir el pozo al separador más cercano_Evitar perturbaciones_Eliminar períodos largos de estabilización en las líneas de flujo_Fluir durante 12 horas
Presión	N/D
Eliminar	Fluidos de perforación, completación o estimulación
Período Estable	
Verificar Estabilidad	P y T del separador, cabezal y fondo estables
Muestrear	Tomar muestras de gas y líquido del separador



# Resumen Interactivo

- La herramienta de interrogación sirve de guía para:
  - Identificar tipo de fluido
  - Método de cálculo recomendado
  - Tipo de muestreo
  - Proceso de acondicionamiento de pozo para la toma de fluidos

INPUT DATA	
Parámetro	Valor
Composición % molar C <sub>1</sub>	20,0
Composición % molar C <sub>6</sub> <sup>+</sup>	71,0
RGP Mínima (pcn/bnp)	50
RGP Máxima (pcn/bnp)	100
°API Mínima	10,0
°API Máxima	25,0
Conclusión	<b>Fluido del Yacimiento</b> Petróleo Pesado

Color	Oscuro (negro marrón, verde)
Factor volumétrico del petróleo (by/bnp)	<=2,0
Composición % molar C <sub>7</sub> <sup>+</sup>	>20%
Conclusión	<b>Fluido del Yacimiento</b> Petróleo Negro <b>Tipo de Cálculo</b> Balance de Materiales, Simulador Black Oil

Tipo de Fluido	Petróleo
Estado de Agotamiento	Yacimiento Nuevo No Agotado
Condición de RGP	RGP = Rsi = Constante Pwf > Pb Subsaturado
Condición de Flujo (si es conocida) o de Presión de yacimiento	Pozo fluyendo a Pwf > Pb
Acción a Tomar	Muestra de Fondo  Muestra de Fondo

Tipo de Muestreo	Fondo
Tipo de Yacimiento	Subsaturados
Estado	Fluyendo
RGP	RGP = Constante = Rsi
Flujo Inicial	Por 24 hrs a Qo Mínima
Presión	Pwf = Pb + 100-200 psi
Eliminar	Contaminantes agua, emulsiones, lodo, etc.
Período Estable	5-10 veces el volumen de la sarta de eductores
Verificar Estabilidad	Qo, Qg (RGP), THP, Pwf
Muestrear	Tomar muestras de fondo