

## TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

# **ESTUDIO Y EVALUACIÓN DE VARIABLES QUE INTERVIENEN EN EL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN TÉRMICA DE CRUDOS PESADOS A ESCALA DE LABORATORIO**

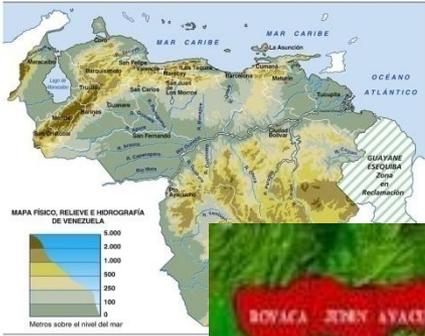
Tutor Industrial: Ing. Yefrenck Castro.  
Tutor Académico: Prof. Alí Lara

Realizado por:  
Br. Rondón V., Nelson

# Planteamiento del Problema



# PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA



*Estudio y evaluación de las variables que intervienen en el proceso de IAV como método de recuperación térmico a escala de laboratorio*



## OBJETIVO GENERAL

Estudiar y evaluar las variables que intervienen en el proceso de inyección alterna de vapor para crudos pesados y extrapesados a escala de laboratorio.

## OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Revisión bibliográfica de los aspectos relacionados con los fenómenos de transporte y fisicoquímicos presentes en la inyección alterna de vapor.
- Construcción y montaje de un equipo a escala de laboratorio que permita la simulación física, y monitoreo de las variables críticas del proceso de inyección alterna de vapor como método de recuperación mejorada.
- Preparar y caracterizar las muestras de petróleo pesado, agua de formación y de inyección para la realización de los ensayos que se llevarán a cabo en el laboratorio.
- Diseñar la metodología experimental que permita evaluar el efecto de cada una de las variables identificadas sobre el proceso
- Estudio y evaluación experimental de las variables críticas del proceso en función del porcentaje de recuperación.

A stack of several books with colorful covers (yellow, red, blue, green, purple) and white pages, slightly blurred to suggest depth. The books are stacked vertically, with the top book having a metal fastener.

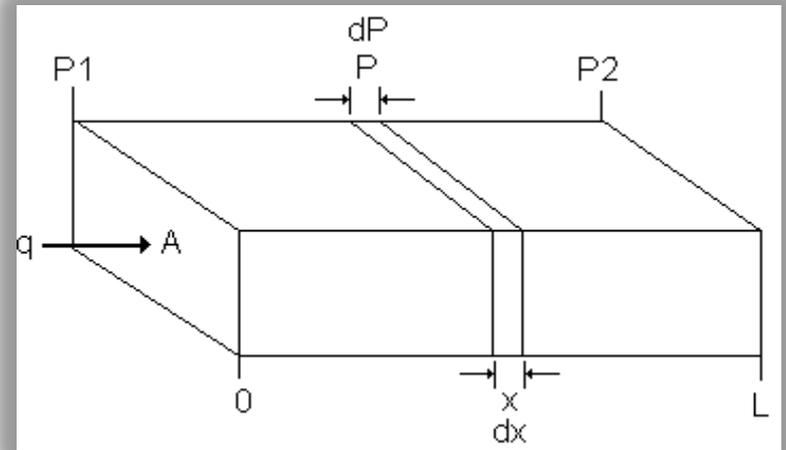
# Marco Teórico

# LEY DE DARCY

La ley de Darcy es una ecuación constitutiva que relaciona la velocidad del fluido ( $v_i$ ) en el medio poroso con el gradiente de presión, mediante el factor de proporcionalidad

$$v_i = \frac{Q}{A} = -\lambda_i \cdot \left( \frac{dP}{dl} \right) = -\frac{K}{\mu} \cdot \left( \frac{dP}{dl} \right)$$

**Figura N° 1:** Representación esquemática de un flujo lineal a través de un medio poroso.

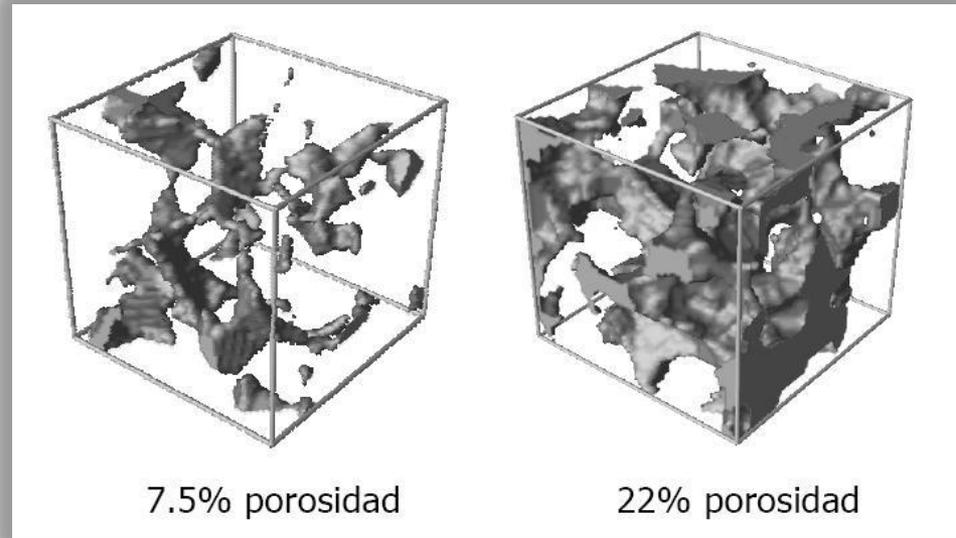


# PROPIEDADES DEL MEDIO POROSO

● **La porosidad**, ofrece una medida del espacio disponible para el almacenamiento de crudo en el medio poroso.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{\text{Volumen\_poroso}}{\text{Volumen\_total}}$$

$$V_p = V_t - V_g$$



**Figura N° 2:** Volumen poroso (Villa, 2006)

## PROPIEDADES DEL MEDIO POROSO

● **La permeabilidad**, es una característica inherente a la roca, y consiste en la habilidad en dejar que el fluido pase a través de los canales que constituyen el volumen poroso interconectado.

**Absoluta (K)**

Cuando existe una sola fase, la cual satura al 100% el medio poroso

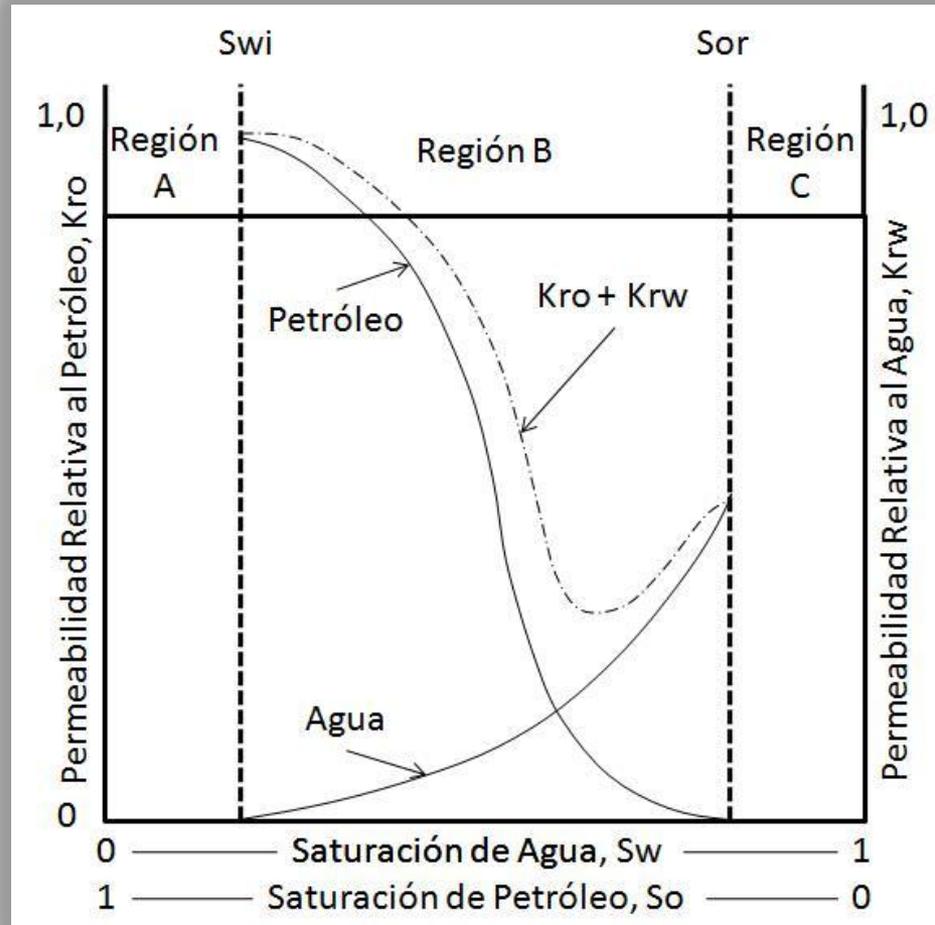
**Efectiva ( $K_e$ )**

Cuando hay más de una fase fluyendo simultáneamente, y siempre es menor que la

**Relativa ( $K_{ri}$ )**

Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la absoluta, es siempre menor que la unidad

Comportamiento de las permeabilidades relativas en un medio poroso mojado al agua.



**Figura N° 3:** Curva típica de permeabilidad relativa para una roca mojada por agua (Araujo, 2004).

## PROPIEDADES DEL MEDIO POROSO

● **La saturación**, es la fracción de volumen poroso que ocupa una fase: agua, petróleo y/o gas, en el yacimiento.

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \cdot 100\%$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \cdot 100\%$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \cdot 100\%$$

Además, se debe cumplir que  $S_o + S_w + S_g = 100\%$

## **RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO**

**“La recuperación mejorada de petróleo involucra a todos los procesos que incrementen económicamente el recobro de hidrocarburos, mediante la inyección de fluidos y energía al yacimiento”**

# Clasificación de los Métodos de Recuperación Mejorada:

## Térmicos:

Inyección Alterna de Vapor.  
Inyección Continua de Vapor.  
Inyección de Agua Caliente.  
Combustión en Sitio.

## Químicos:

Inyección de Polímeros.  
Inyección de Surfactantes.  
Inyección de Soluciones Cáusticas.

## Miscibles:

Inyección de Gas Enriquecido.  
Inyección de CO<sub>2</sub>.  
Inyección de Gases Inertes.

Microorganismos.

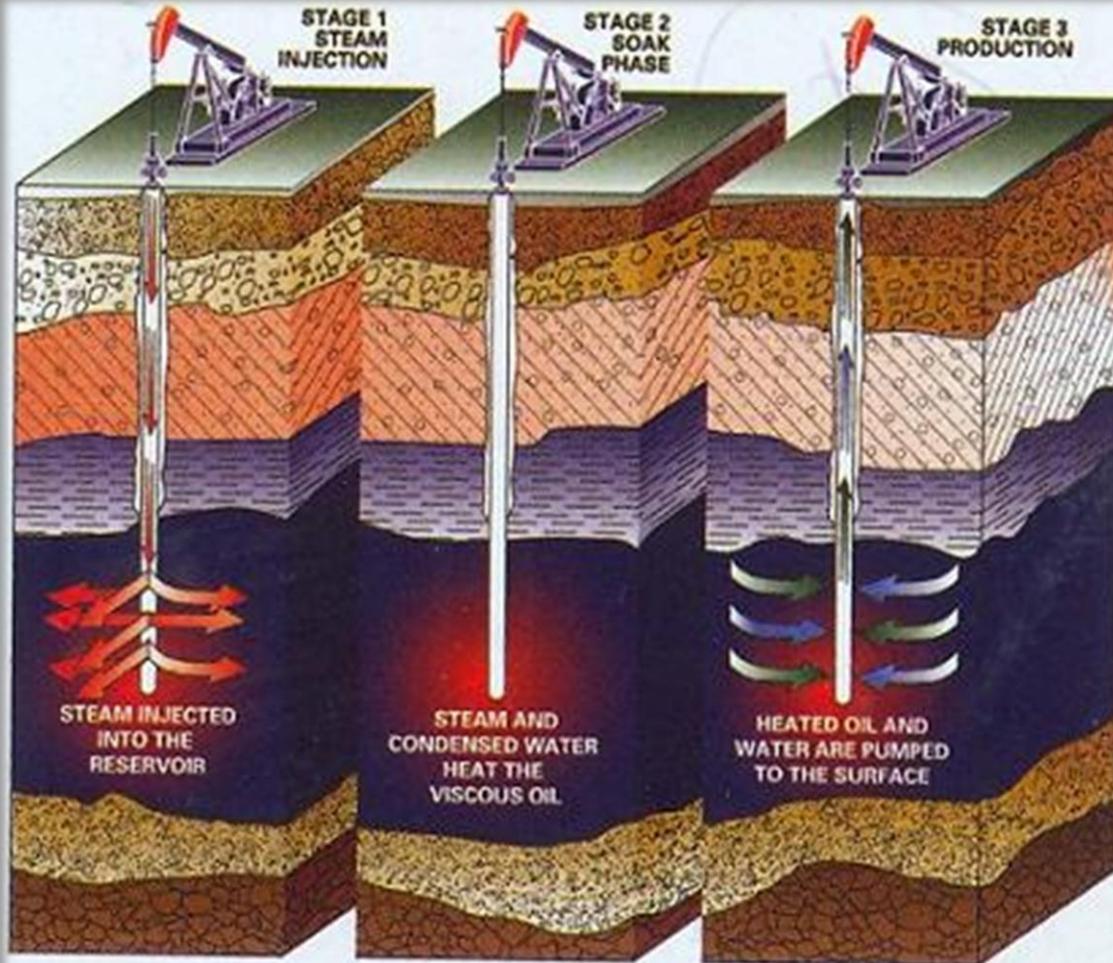
## Principio:

Inyectar en las formaciones bacterias y/o nutrientes.

## Propósito:

Propiciar la generación, en sitio, de gases, polímeros y/o surfactantes.

# INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR (IAV)



## Factores Operacionales en la Inyección Alterna de Vapor

- **Tiempo de Remojo:** si las pérdidas de calor son mínimas, se formará una zona de vapor cuya presión será mayor que la del yacimiento, que se expandirá hasta llegar a la presión del yacimiento. En este caso, el vapor aportará la energía para expulsar el petróleo del yacimiento.
  
- **Cantidad del Vapor Inyectado:** el aumentar la cantidad de vapor inyectado se aumenta la relación petróleo/vapor hasta un valor máximo, después del cual ésta disminuye con un aumento de la cantidad de vapor inyectado.
  
- **Número de Ciclos:** el número de ciclos depende de los factores relacionados con el recobro máximo esperado y el aspecto económico:
  - Recobro máximo esperado.
  - Comportamiento real observado.
  - Características geológicas y de fluidos.
  - Presión del yacimiento.
  - Rentabilidad de nuevos ciclos.

# DATOS DE CASO BASE

Datos de Campo	
$\phi$	30 %
K	4,6 Darcy
Prof.	55,7 m
Pi	1100 psi
Ty	50 °C
°API	9 °
RGP	88 PCN/BN
Soi	73 %
Swi	27 %





# Marco Metodológico

## Metodología General



### Objetivos

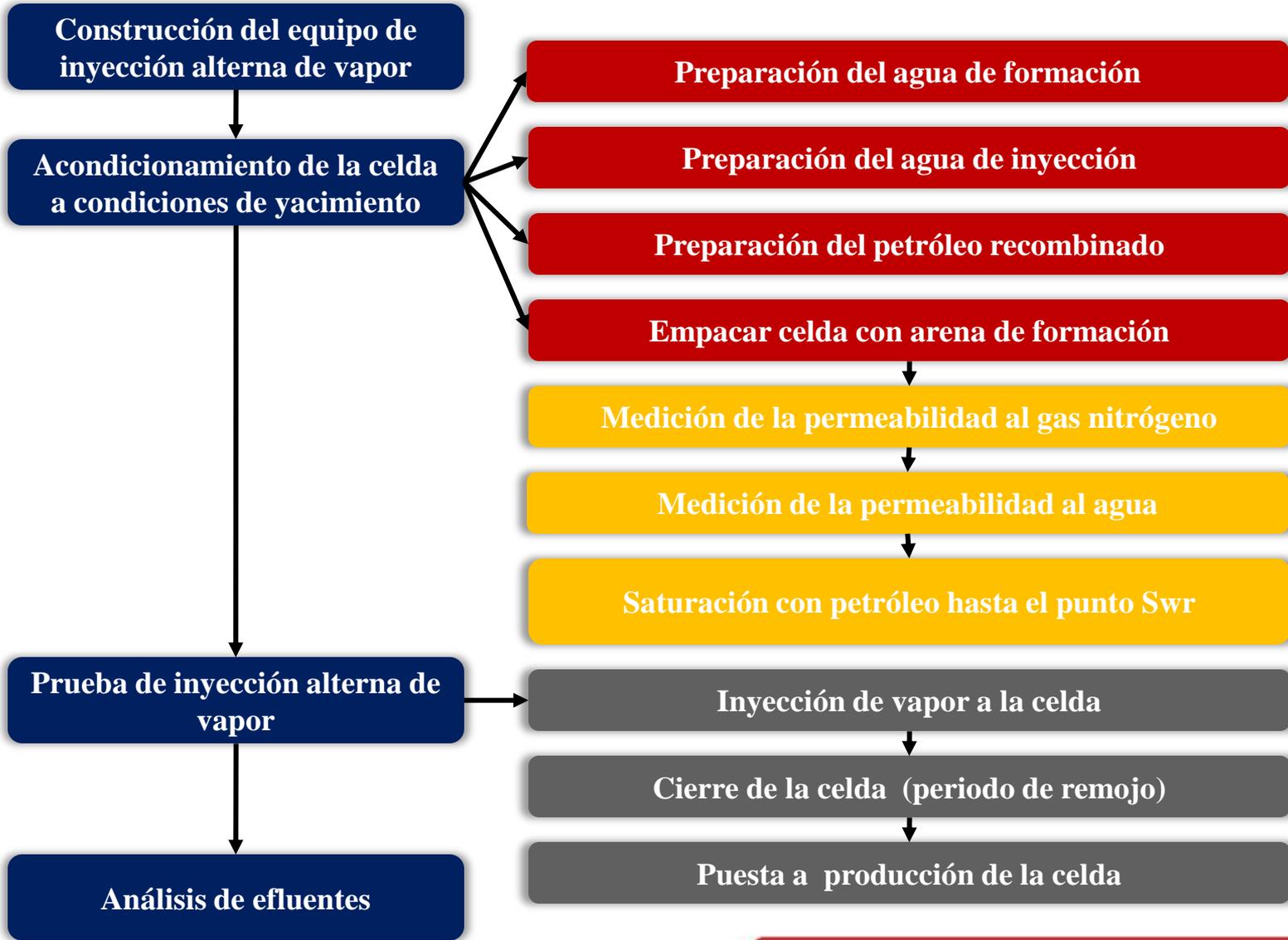
Variar los parámetros críticos de cada proceso como son, la cantidad (volumen) de vapor inyectado y el número de ciclos

diseñado en el laboratorio de IAV en las instalaciones de PDVSA-INTEVEP.

### Herramientas

Equipo desarrollado en el laboratorio de IAV para el seguimiento de la metodología planteada anteriormente.

# Metodología Experimental



# ACONDICIONAMIENTO DE LA CELDA

## ◆ Preparación del agua de formación sintética

Ion	Formula Química	Concentración (g/l)
Sodio	Na <sup>+</sup>	4,0506
Calcio	Ca <sup>+</sup>	0,1100
Potasio	K <sup>+</sup>	0,1602
Magnesio	Mg <sup>+2</sup>	0,0440
Cloruro	Cl <sup>-</sup>	9,9445
Bicarbonato	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1,5507
Sulfato	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	0,7409
Carbonato	CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	0,0100

El agua de formación sintética fue preparada siguiendo el procedimiento del *American Petroleum Institute (API) RP 45: Recommended Practice for Analysis of Oil-field Waters*

# ACONDICIONAMIENTO DE LA CELDA

## ● Preparación del agua de inyección sintética

Ion	Formula Química	Concentración (g/l)
Sodio	Na <sup>+</sup>	0,2464
Cloruro	Cl <sup>-</sup>	0,0350
Bicarbonato	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,2759
Sulfato	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	0,1085
Carbonato	CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	0,0840

El agua de inyección sintética fue preparada siguiendo el procedimiento del *American Petroleum Institute (API) RP 45: Recommended Practice for Analysis of Oil-field Waters*



## ACONDICIONAMIENTO DE LA CELDA

### ◆ Preparación del petróleo recombinado

Esto es llevado a cabo en reactor por carga, el cual consiste en un tanque con agitación continua, con camisa de calentamiento de marca *Parr*, serie 4550, modelo 4551, y cuya función es llevar a cabo la recombinación a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento en estudio (RGP = 88 PCN/BN)



**Figura N° 6:** Reactor por carga (marca Parr)

# ACONDICIONAMIENTO DE LA CELDA

## ● Preparar y empacar celda con arena de formación

Este procedimiento consiste en armar y empacar la celda de desplazamiento con arena de formación.



**Figura N° 8:** Celda de desplazamiento

Caudal de operación del vapor  
 $Q = 0,5 \text{ mL/min}$

Velocidad del vapor en la celda  
 $v = 1,5 \text{ cm/min}$

Número de Reynolds  
 $Re = 1850 \text{ (adim.)}$

# ACONDICIONAMIENTO DE LA CELDA

## ● Medición experimental de la permeabilidad al gas nitrógeno

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot \Delta l}{A \cdot \Delta P}$$

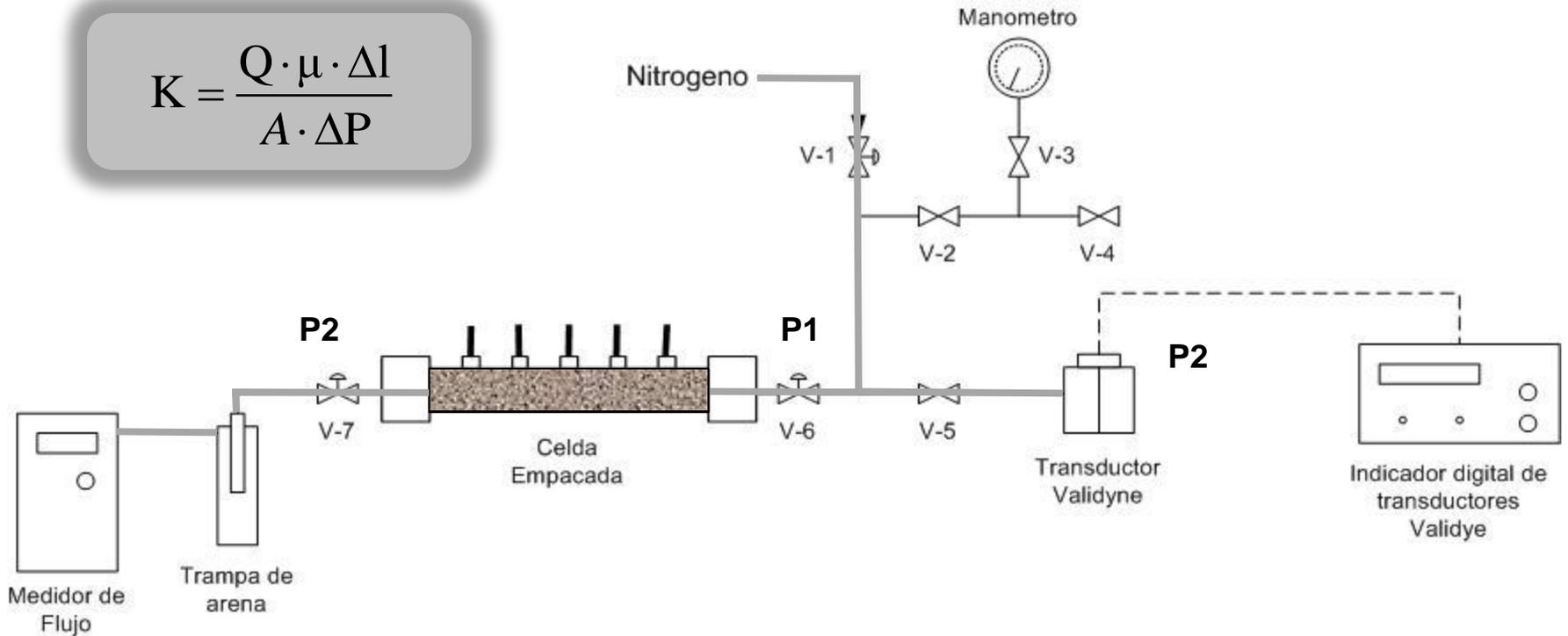
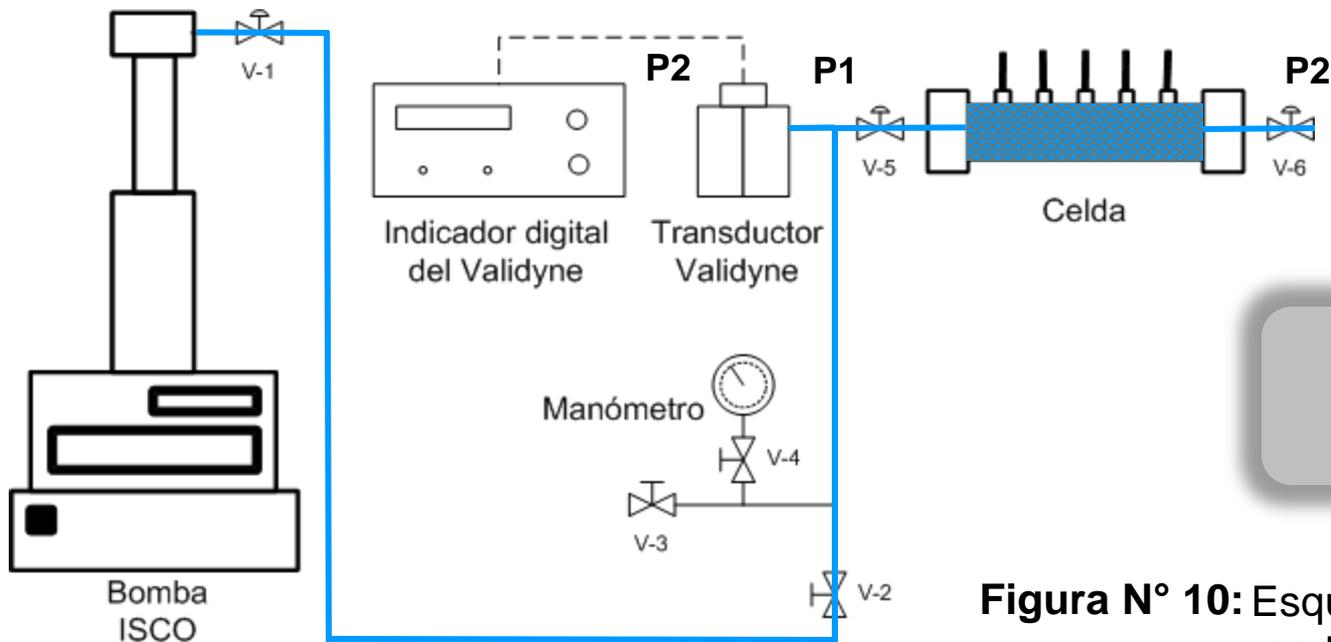


Figura N° 9: Esquema del equipo de medición de permeabilidad al gas nitrógeno

# ACONDICIONAMIENTO DE LA CELDA

## ● Medición experimental de la permeabilidad al agua



$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot \Delta l}{A \cdot \Delta P}$$

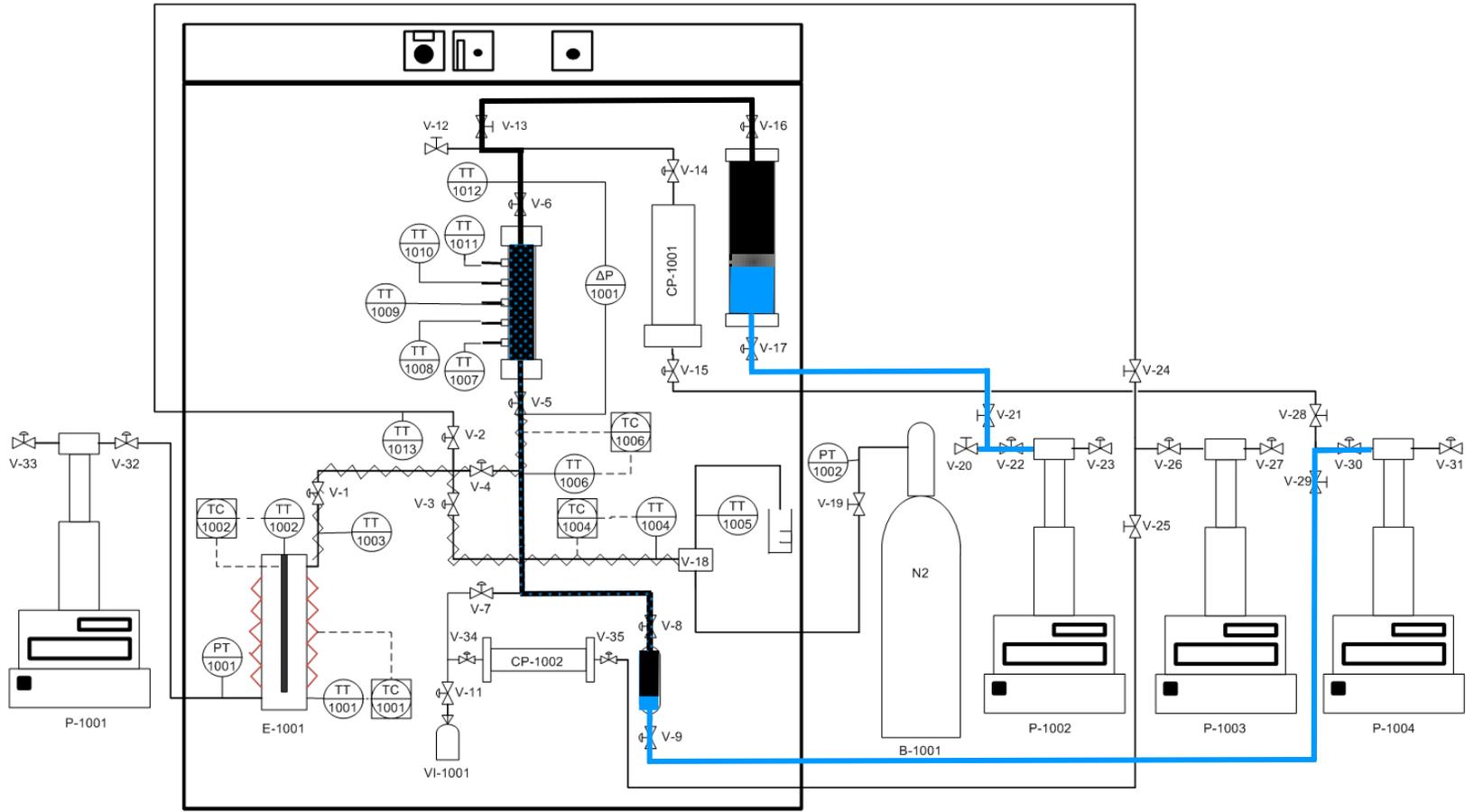
**Figura N° 10:** Esquema del equipo de medición de permeabilidad al agua de formación

## ACONDICIONAMIENTO DE LA CELDA

- Saturación con petróleo hasta el punto de saturación irreducible y medición de la permeabilidad al crudo.



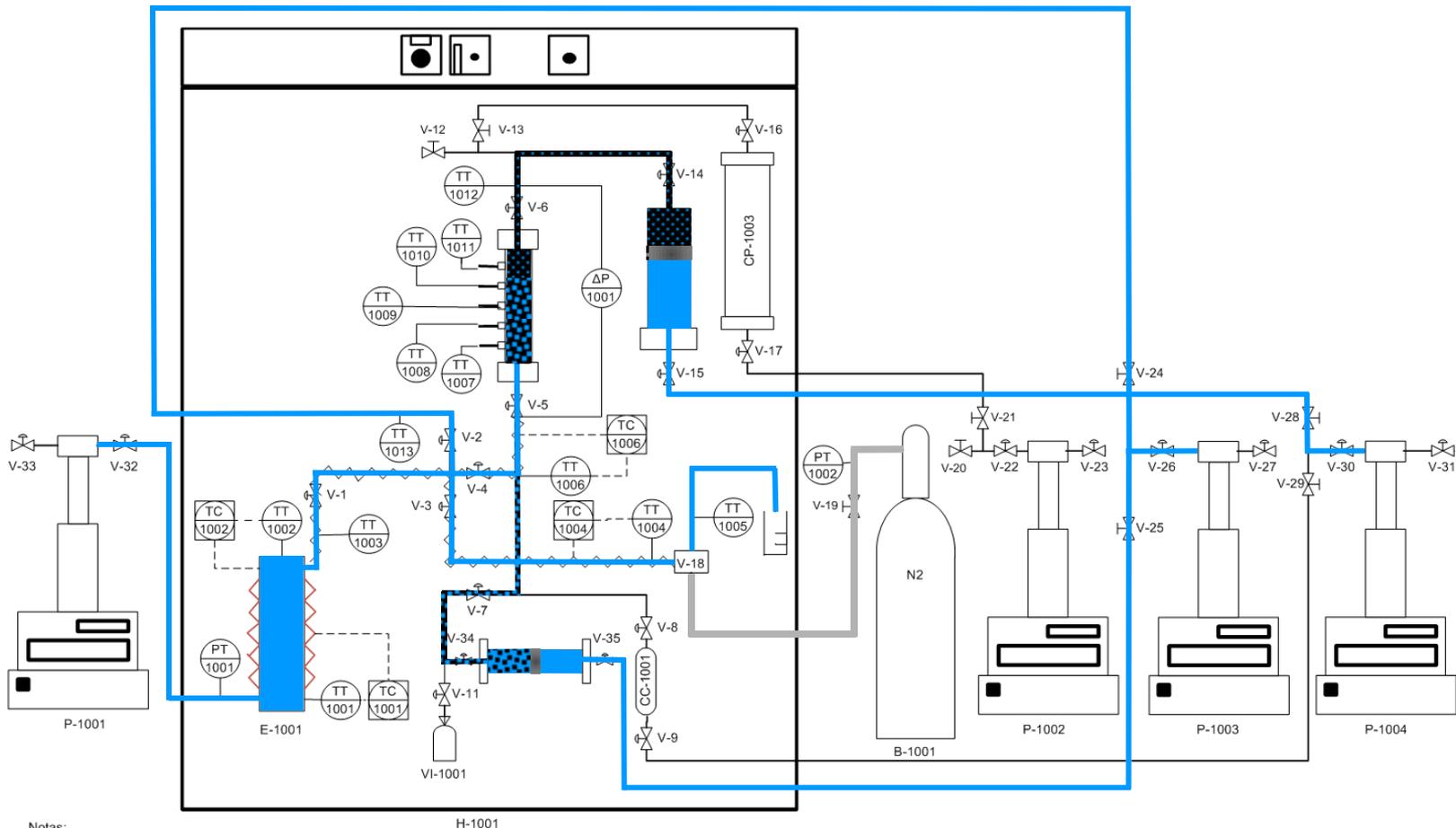
P-1001 Bomba ISCO    P-1002 Bomba ISCO    P-1003 Bomba ISCO    P-1004 Bomba ISCO    E-1001 Evaporador    C-1001 Celda    CP-1001 Cilindro Piston    CP-1002 Cilindro Piston    CP-1003 Cilindro Piston    V-18 Valvula de contra presion    H-1001 Horno    CC-1001 Cilindro Colector    B-1001 Bombona de Gas    VI-1001 Vial



Notas:  
 Las termocuplas son tipo K  
 representan las mantas de calentamiento



P-1001 Bomba ISCO    P-1002 Bomba ISCO    P-1003 Bomba ISCO    P-1004 Bomba ISCO    E-1001 Evaporador    C-1001 Celda    CP-1001 Cilindro Piston    CP-1002 Cilindro Piston    CP-1003 Cilindro Piston    V-18 Valvula de contra presion    H-1001 Horno    CC-1001 Cilindro Colector    B-1001 Bombona de Gas    VI-1001 Vial



Notas:  
 Las termocuplas son tipo K  
 representan las mantas de calentamiento





**Resultados**

## PRUEBAS EXPERIMENTALES

Pruebas completadas que se llevaron a cabo en el equipo de inyección alterna de vapor

Prueba	Volumen poroso inyectado VP (adim.)	Fluidos inyectados	Observación
1	1,00	Vapor	Sin mantener el frente de calentamiento
2	0,75	Vapor	
3	0,50	Vapor	
4	0,30	Vapor	
5	0,75	Vapor	Manteniendo el frente de calentamiento
6	0,50	Vapor	
7	0,30	Vapor	
8	0,75	Vapor / gas nitrógeno	Sin mantener el frente de calentamiento

# CARACTERIZACIÓN DEL PETRÓLEO INICIAL

El crudo caracterizado es un crudo muerto deshidratado, al cual se le realizó un análisis SARA, por cromatografía líquida de alta resolución (HPLC).

Se le midió su viscosidad dinámica mediante un reómetro rotacional marca HAAKE, modelo ROTOVISCO RV-30.

Se midió la gravedad API, medición por picnometría de acuerdo con la norma ASTM D-70 03.

<b>Saturados (%p/p)</b>	7,0±0,4
<b>Aromáticos (%p/p)</b>	29±1
<b>Resinas (%p/p)</b>	53±1
<b>Asfáltenos (%p/p)</b>	11,0±0,5
<b>Viscosidad a 50 °C (Pa.s)</b>	32,5±0,9
<b>Gravedad API</b>	8,4±0,6

<b>Relación Gas-Petróleo (PCN/BN)</b>	
Cilindro 1	91
Cilindro 2	89
Cilindro 3	90
Cilindro 4	86

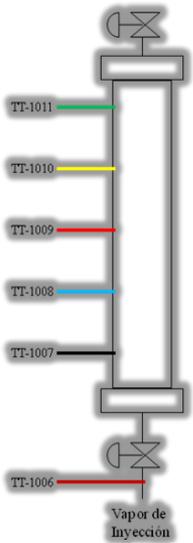
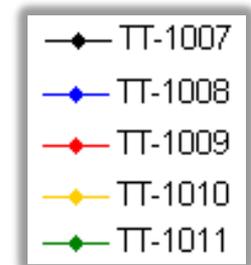
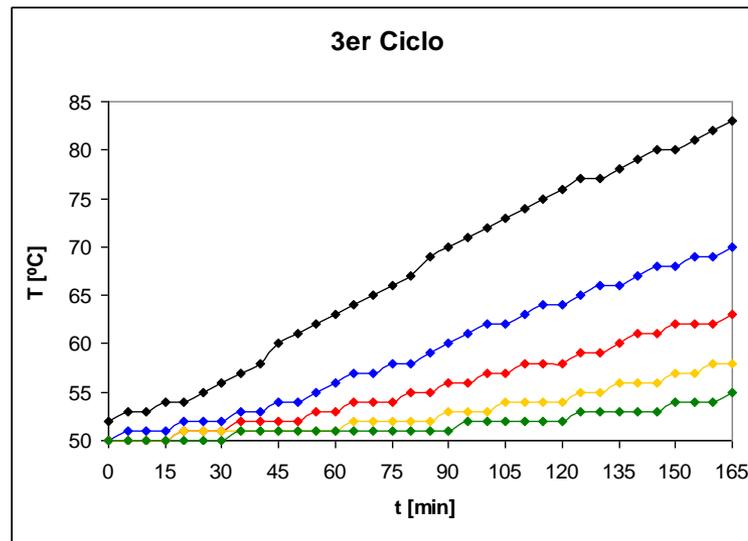
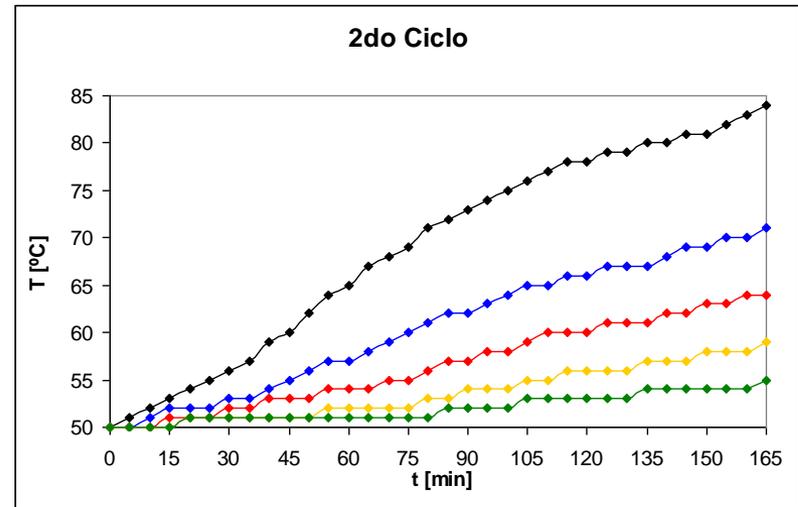
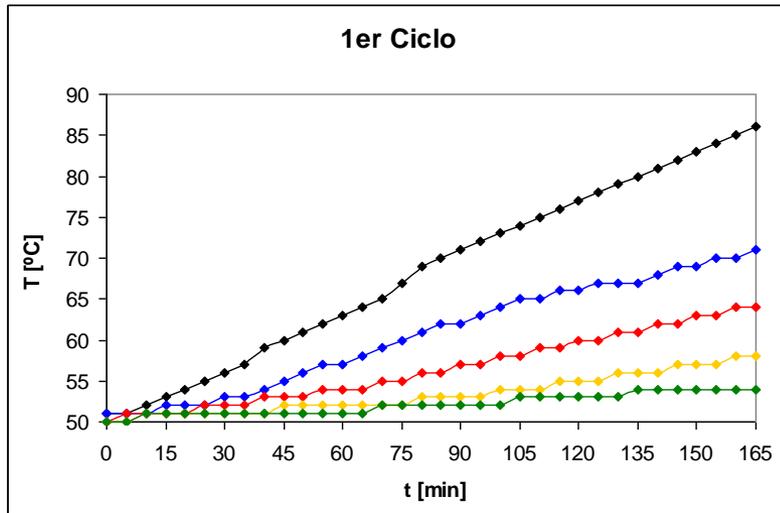
# CONDICIONES DE POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN DE LAS CELDAS

Prueba #	$\Phi$ (%)	Kg (Darcy)	Kw (Darcy)	Ko (Darcy)	So (%)	Sg (%)	Sw (%)
1	37,21	4,06	2,77	0,38	69,03	14,93	16,04
2	31,64	4,51	2,96	0,38	64,69	16,31	19,01
3	31,35	4,51	2,98	0,38	63,04	15,95	21,02
4	31,93	4,52	2,98	0,37	61,95	15,71	22,34
5	31,05	4,72	3,49	0,38	64,63	14,11	21,26
6	29,88	4,02	3,12	0,38	66,93	14,61	18,46
7	30,17	4,95	3,86	0,38	60,97	13,31	25,71
8	30,46	4,21	3,51	0,38	66,00	14,41	19,60
<b>Campo</b>	<b>30,00</b>	<b>4,60</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>59,42</b>	<b>13,58</b>	<b>27,00</b>

- ✓ El valor promedio de la permeabilidad fue de **4,44 Darcy** el cual presento un error del 3,52% del valor suministrado de campo.
- ✓ La media de la porosidad medida fue de **31,71%** presentando un error del 5,70% respecto al valor de 30% valor suministrado de campo.
- ✓ Los errores calculados respecto a los valores de campo de la saturación de crudo, gas y agua fueron 15,12, 9,85 y 38,22 % respectivamente

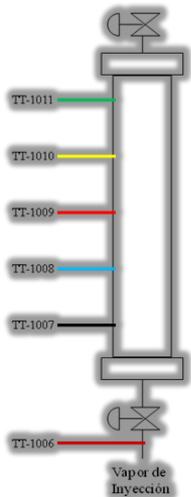
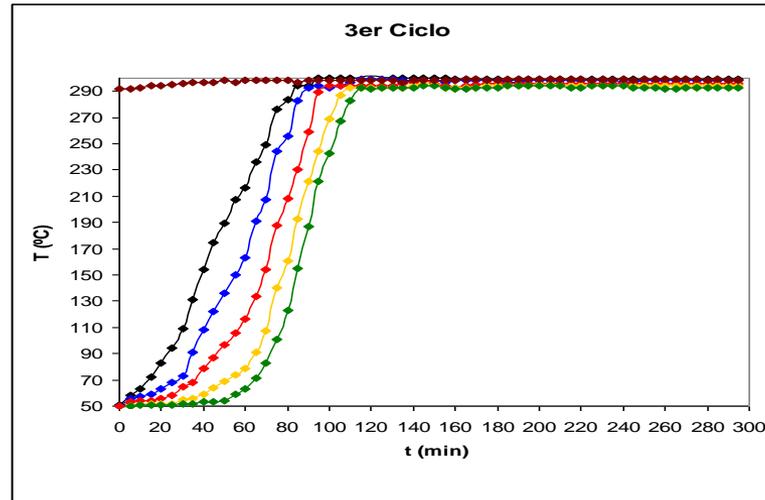
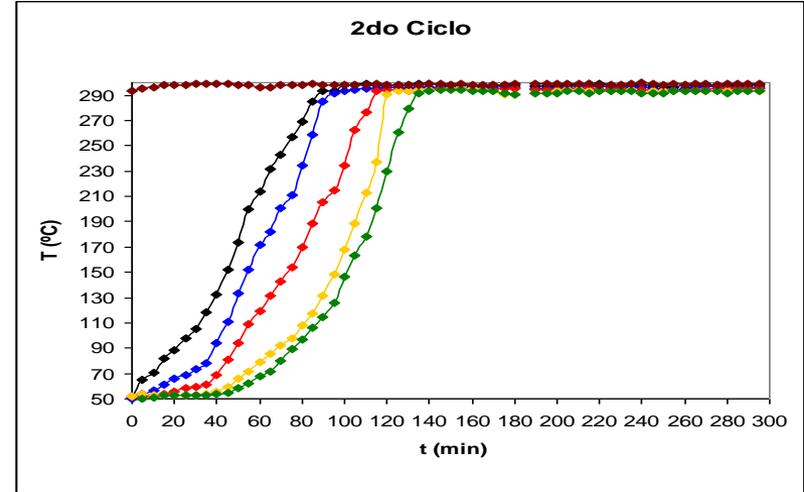
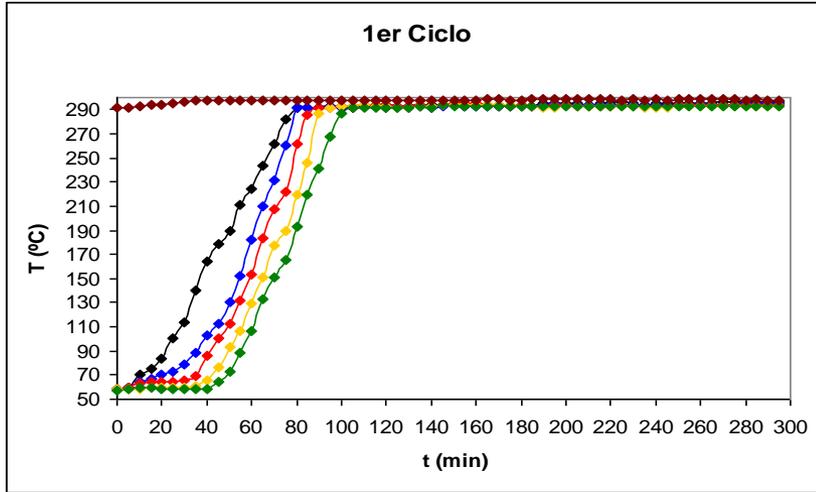
# PERFIL DE TEMPERATURA

## Prueba sin mantener el frente de calentamiento



# PERFIL DE TEMPERATURA

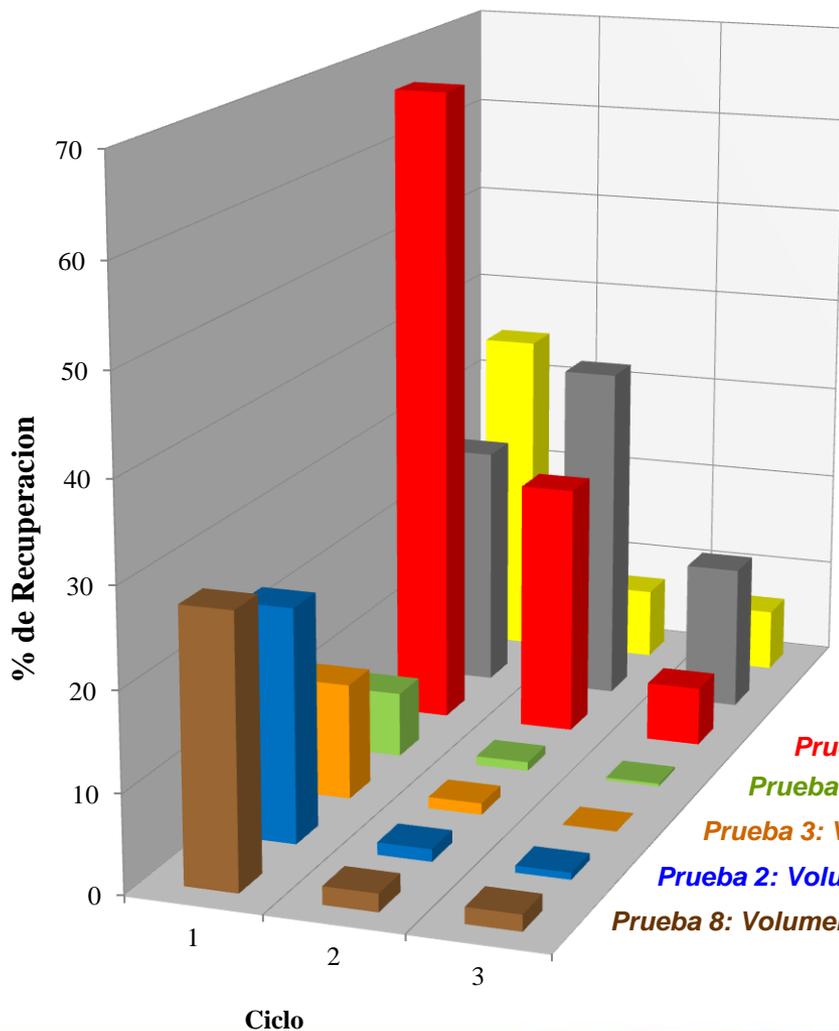
## Prueba manteniendo el frente de calentamiento



- TT-1006
- TT-1007
- TT-1008
- TT-1009
- TT-1010
- TT-1011

# PORCENTAJES DE RECUPERACIÓN

$$\% \text{ de Recuperación} = \frac{(Vom_i - Vom_f)}{Vom_i} \cdot 100\%$$



Prueba	Volumen poroso iny.	1er ciclo	2do ciclo	3er ciclo	Acum.
#	VP	%R (%)	%R (%)	%R (%)	%R (%)
1	1,00	-	-	-	-
2	0,75	23,74	1,27	0,71	25,72
3	0,50	11,83	1,17	-	13,00
4	0,30	6,67	0,91	0,28	7,86
5	0,75	66,77	26,01	6,06	98,84
6	0,50	25,32	35,21	15,00	75,53
7	0,30	34,70	7,36	6,44	48,50
8	0,75	27,48	1,84	1,66	30,98

*Prueba 7: Volumen inyectado 0,30 VP, (con reducción de pérdidas de calor)*

*Prueba 6: Volumen inyectado 0,50 VP, (con reducción de pérdidas de calor)*

*Prueba 5: Volumen inyectado 0,75 VP, (con reducción de pérdidas de calor)*

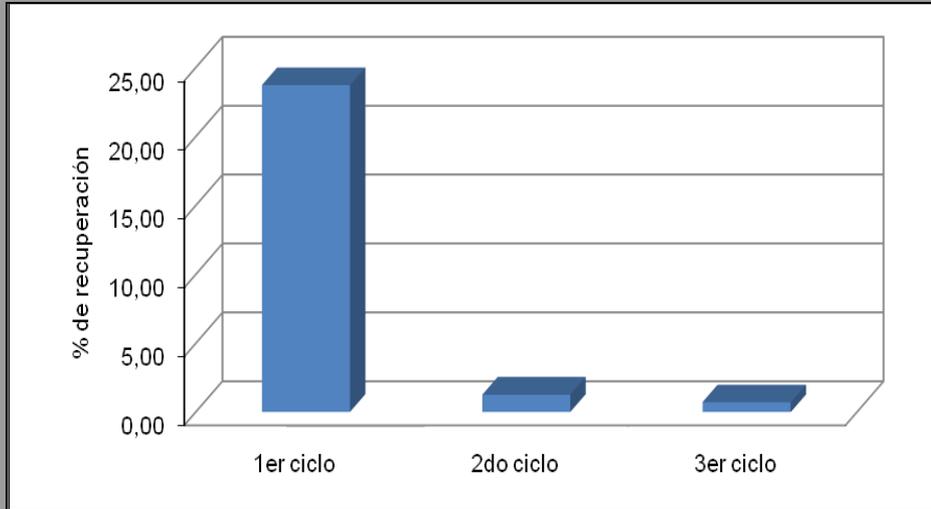
*Prueba 4: Volumen inyectado 0,30 VP*

*Prueba 3: Volumen inyectado 0,50 VP*

*Prueba 2: Volumen inyectado 0,75 VP*

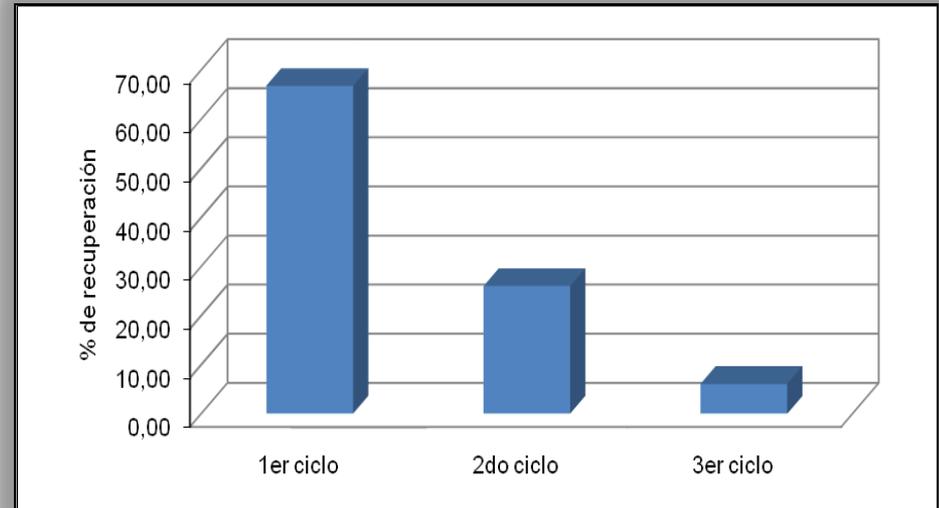
*Prueba 8: Volumen inyectado 0,75 VP, (con gas nitrógeno, relación gas/vapor: 1/3)*

# PORCENTAJES DE RECUPERACIÓN



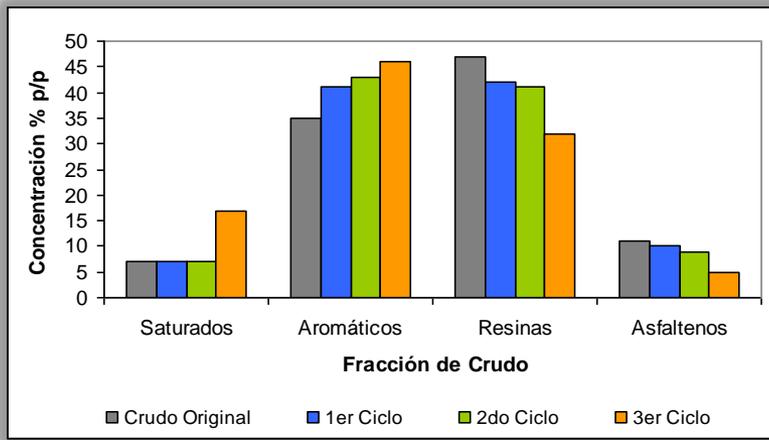
**Prueba 2:** Volumen inyectado 0,75 VP

**Prueba 5:** Volumen inyectado 0,75 VP, (con reducción de pérdidas de calor)

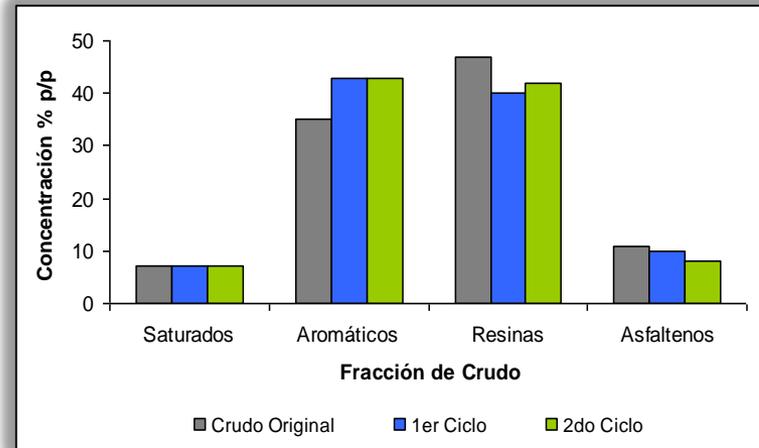


# ANÁLISIS DE LOS EFLUENTES

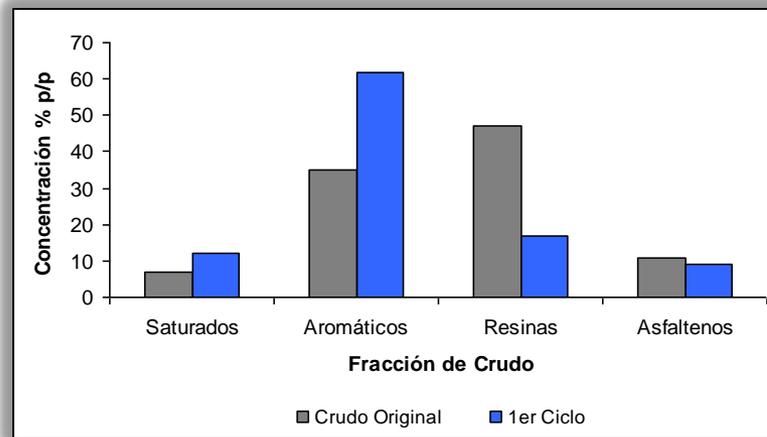
## Análisis SARA del petróleo recuperado



Pruebas base

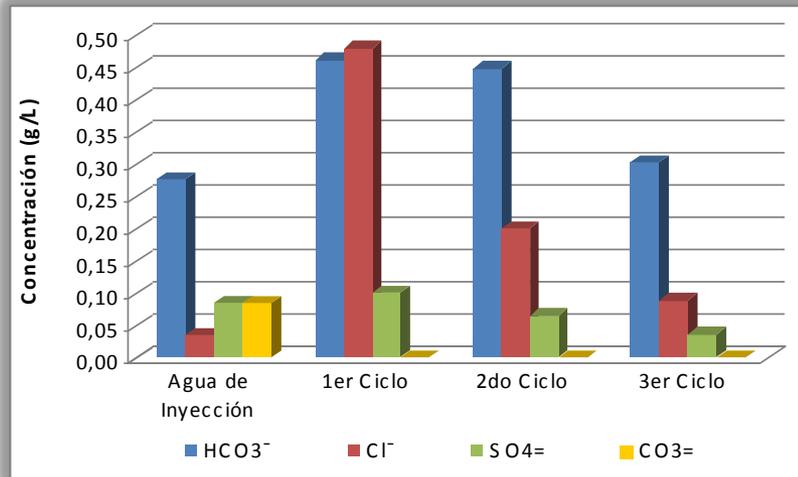


Pruebas con reducción de pérdidas de calor

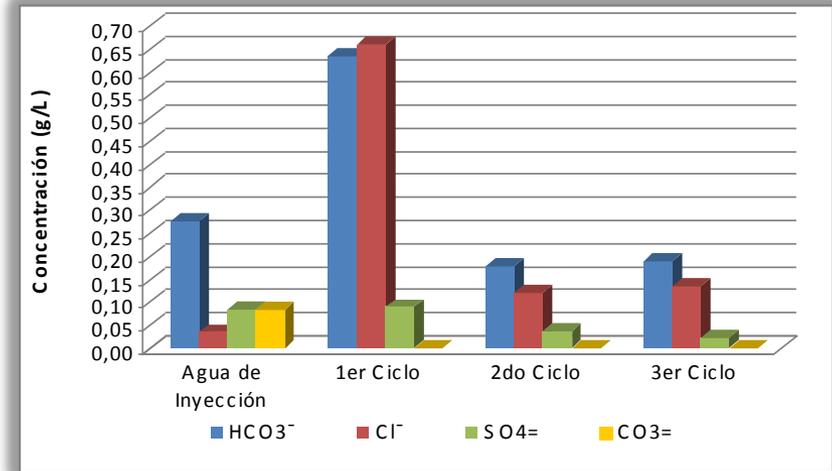


Pruebas con gas nitrógeno

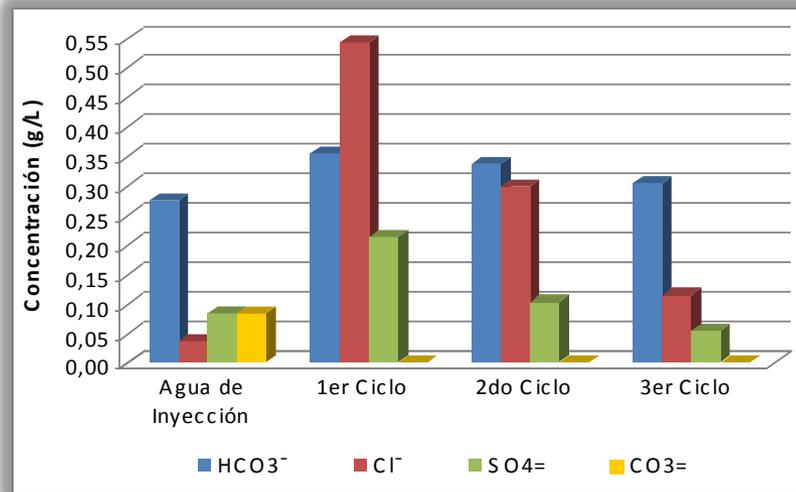
## Concentraciones de aniones en aguas efluentes



Pruebas base

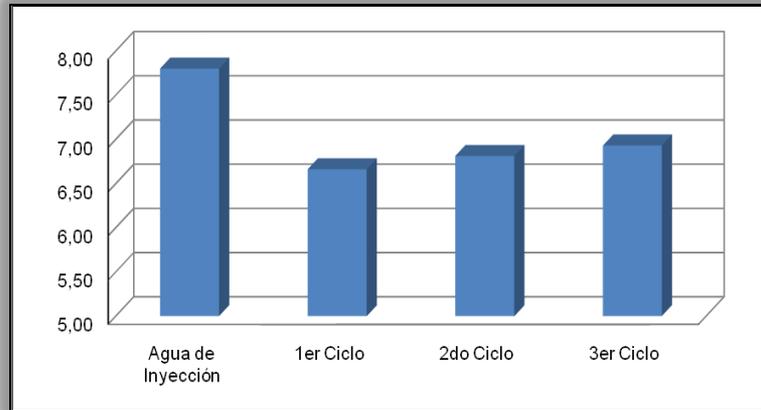


Pruebas con reducción de perdidas de calor

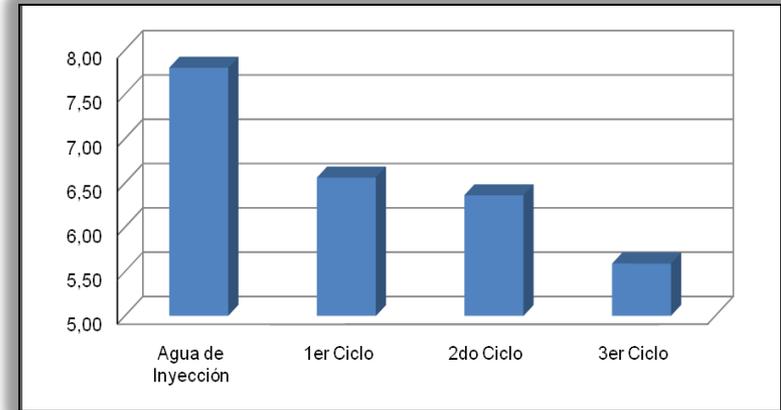


Pruebas con gas nitrógeno

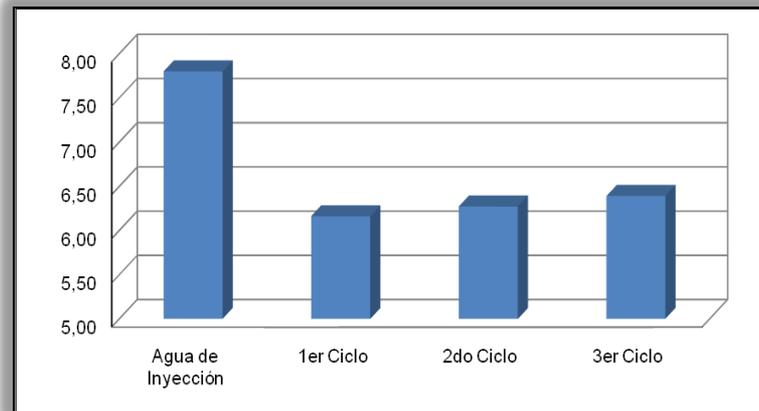
## Análisis de pH en aguas efluentes



Pruebas sin mantener el frente de calentamiento



Pruebas manteniendo el frente de calentamiento



Prueba con gas nitrógeno

✓ pH < 7,0. se tiene soluciones ácidas.

# CONCLUSIONES

- La metodología desarrollada permite obtener las condiciones de yacimiento en las celdas de desplazamiento, con un porcentaje de error aceptable.
- El aumentar la cantidad de vapor inyectado a la celda de desplazamiento incrementa el porcentaje de recuperación total para procesos de inyección alterna de vapor a escala de laboratorio.
- El porcentaje de recuperación disminuye a medida que se realizan cada ciclo de inyección de vapor. Para el caso de estudio son suficientes tres (3) ciclos.
- El mantener el frente de calentamiento del vapor compensando las pérdidas de calor permite incrementar el porcentaje de recuperación total.
- El inyectar gas nitrógeno con vapor permite que las temperaturas alcanzadas sean mayores a lo largo de la celda.
- El inyectar gas nitrógeno con el vapor permite incrementar en un 6% el porcentaje de recuperación en el primer ciclo, con respecto a la prueba sin nitrógeno.

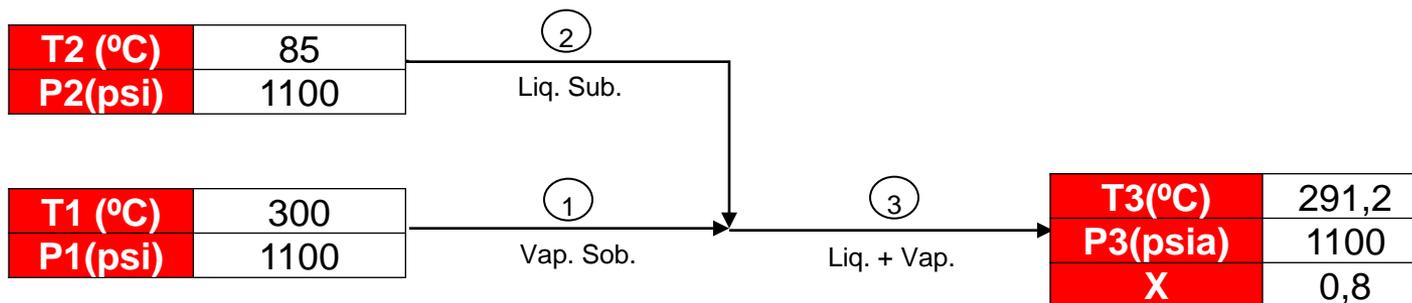
## RECOMENDACIONES

- Incorporar al equipo de inyección alterna de vapor un sistema de adquisición de datos más eficiente. Para llevar un mejor registro y monitoreo de datos generados en las pruebas como son los perfiles de temperatura.
- Analizar el crudo que quedo contenido en la celda para ver el efecto y consecuencia que tiene el introducir gas nitrógeno sobre el crudo en sitio.
- Continuar con estudios donde se evalúe el efecto y los posibles aditivos (agentes espumantes, u otros) al utilizar e introducir gas nitrógeno.
- Realizar mediciones de H<sub>2</sub>S, a los efluentes del proceso. Ya que el agua efluentes contenía gran cantidad de este gas disuelto, por su olor característico.
- Realizar estudios de aditivos para inhibir la generación de H<sub>2</sub>S producto de la inyección de vapor.

**MUCHAS GRACIAS**



# BALANCE DE ENERGIA



Balance de Energía					
Corriente	T (°C)	P (psi)	H (BTU/lb)	V (ft <sup>3</sup> /lb)	Estado
1	300	1200	1190,87	0,36887	Vap. Sob.
2	85	1200	155,83	0,01648	Liq. Sub.
3	297,3	1200	1061,78	0,29441	X = 0,8
Vap. Sat.	297,3	1200	1184,24	0,36243	X = 1
Liq. Sat.	297,3	1200	571,94	0,02233	X = 0

Balance de Masa			
Corriente	3	2	1
m (g/min)	0,272	0,034	0,238
q (cc/min)	5,001	0,035	5,484