

## RESERVORIOS PETROLEROS

**Carrera:** Tecnicatura Universitaria en Tecnología Ambiental y Petroquímica

**Asignatura:** Reservorios Petroleros

**Núcleo al que pertenece:** Avanzado Obligatorio

**Profesor:** Ing. Juan Manuel Soria

**Asignaturas previas necesarias para favorecer el aprendizaje:** Geología del petróleo

**Objetivos:** El principal objetivo que se desea alcanzar con el dictado de la presente materia, es que el estudiante de la Tecnicatura, pueda adquirir los conceptos básicos de la industria del petróleo correspondientes al Área del Upstream (exploración, explotación y producción).

Para ello es importante ir transitando las diferentes etapas de la Industria, a partir de adquirir un lenguaje acorde a las distintas disciplinas y su integración al objetivo final de la producción de Hidrocarburos.

Por lo tanto, al finalizar la cursada, habremos alcanzado los conocimientos para:

- Habiendo reconocido los diferentes tipos de roca, entender su importancia en la industria petrolera.
- Reconocer los elementos y procesos del Sistema Petrolero.
- Describir las disciplinas involucradas desde el inicio de un proyecto de explotación de un yacimiento de hidrocarburos, y cuál es el aporte de cada una de ellas.
- Entender las propiedades de la roca reservorio, y como se relaciona con las reservas y producción de hidrocarburos.
- Conocer las características principales de los fluidos del reservorio (hidrocarburo y agua)
- Distinguir los tipos de yacimientos de acuerdo a las propiedades y estado de los hidrocarburos en el reservorio.
- Entender cuál es el objetivo y fundamentos de la Ingeniería de Reservorios.
- Entender en qué consisten la recuperación primaria, secundaria y mejorada de hidrocarburos.
- Entender la eficiencia de los desplazamientos, y porque no se puede recuperar todo el petróleo.
- Características de los reservorios no convencionales.
- Evaluar diferentes sistemas de extracción de hidrocarburos.

- Entender la importancia de la interrelación de los diferentes ámbitos de la industria a la hora de evaluar una simulación de Reservorios.

**Contenidos mínimos:** Propiedades de las Rocas Reservorios. Correlación de Pozos. Cálculo de Reservas. Sistemas de Extracción. Presiones de Formación y de Fractura. Optimización de la perforación. Operaciones de Cementación de Pozos. Principales componentes del Equipo de Perforación. Introducción a la Construcción de Pozos.

**Carga horaria semanal:** 6 HORAS

**Programa analítico:**

- **Unidad 1 – Introducción a la Industria del Petróleo.** Contexto de la Industria. Energía y Desarrollo. Demanda mundial de Energía. Participación del Petróleo en la oferta mundial de Energía.
- **Unidad 2 - Petróleo.** Petróleo: Origen y generación. Composición. Propiedades. Sistema Petrolero. Perforación: Tipos de Pozos, Elementos del Equipo Perforador. Fluido de Perforación: Características, propiedades. Organización y estructura de un Equipo de Perforación. Tuberías. Evaluación del Impacto Ambiental durante la perforación y métodos de remediación de subproductos de la perforación.
- **Unidad 3 – Caracterización de la Roca Reservorio.** Petrofísica: Porosidad y Permeabilidad. Distribución y Movimiento de los fluidos en el Reservorio. Registros de Pozo: Tipos. Herramientas de Detección. Integración de la información.
- **Unidad 4 – Fluidos del Reservorio.** Diagramas P-T de sistemas multicomponentes. Propiedades termodinámicas de los hidrocarburos. Tipos de Yacimientos. Estudios PVT.
- **Unidad 5 – Fundamentos de la Ingeniería de Reservorios.** Mecanismos de Recuperación Naturales y Asistidos. Recursos y Reservas. Conceptos. Mecanismos de recuperación naturales y asistidos. Descripción de Sistemas. Análisis Nodal. Diseño. Catálogos.
- **Unidad 6 – No Convencionales.** Yacimientos Convencionales y no convencionales. Conceptos. Métodos de Exploración.

## **Bibliografía de consulta:**

- “Geología del petróleo” A.I. Levorsen – Ed. Eudeba
- “Geología del petróleo” J. Guillemot – Ed. Paraninfo
- “Petroleum Reservoir Engineering – Physical Properties” – James Amyx, Daniel Bass Jr., Robert Whiting – Ed. Mc Graw Hill
- “Petrophysics – Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties” – Djebbar Tiab and Erle Donaldson – Ed. GPP Elsevier
- “Elementos de Reservorios Petrolíferos” Norman J. Clark - Traducción de Juan Rosbaco y Juan Merlo - YPF
- “Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos” B.C. Craft y M.F. Hawkins Jr. – Ed. Tecnos
- “Fundamentals of Reservoir Engineering” Dake L.P.- Ed. Elsevier

**Organización de las clases:** La materia se dictará en forma teórica y práctica, mediante exposición dialogada utilizando como apoyo presentaciones de Power Point, Videos y exponiendo casos reales de la industria petrolera.

Se plantearán problemas prácticos relacionados con la Ingeniería de Reservorios, donde el alumno desarrollara los conceptos teóricos brindados a través de casos prácticos y se prevé al menos una Práctica de Laboratorio con la participación activa de los alumnos en el diseño y armado de los experimentos, a fin de visualizar y entender los conceptos teóricos correspondientes a la Unidad 2.

Se organizará también una visita a un Laboratorio relacionado con la Industria del Petróleo.

**Modalidad de Consultas:** Las consultas al docente, se podrán hacer en forma presencial o por correo electrónico.

**Modalidad de evaluación:** Se rendirán dos exámenes parciales, calificados sobre 10 puntos cada uno. Un ausente equivale a una calificación de 0 puntos. Todos ellos constan de su respectiva instancia recuperatoria. Los contenidos evaluados en cada examen corresponden a los de las unidades 1 a 3, 4 a 6 respectivamente.

La asistencia a las clases de laboratorio es obligatoria. El trabajo no realizado por ausencia debe recuperarse en las fechas propuestas a partir de un examen. No se considerarán excepciones de ningún tipo.

Para la aprobación de los trabajos prácticos (TPs) experimentales, se evaluará el uso adecuado de las herramientas disponibles, la calidad y precisión de los datos obtenidos, la presentación oral y escrita del trabajo realizado y el desempeño en el laboratorio. Además, deberá aprobarse una exposición del laboratorio, conforme al nivel exigido.

Todos los estudiantes deberán desarrollar los trabajos prácticos y presentarlos en tiempo y forma para su corrección.

### Régimen de aprobación:

#### Alternativa A (promoción)

- Aprobar los trabajos prácticos y de Laboratorio con calificación mayor o igual a 6 puntos
- Aprobar los parciales, obteniendo una calificación mínima de 6 puntos en cada uno de ellos y únicamente en la primera instancia. Quien desaprueba o no se presenta (tiene ausente) en la primera instancia parcial, pasará automáticamente al régimen de aprobación descrito en la alternativa B.

#### Alternativa B

- Aprobar los trabajos prácticos y de Laboratorio con calificación mayor o igual a 6 puntos
- Obtener una calificación mínima de 4 puntos en cada uno de los parciales.
- Aprobar un examen integrador. Para rendir este examen integrador se cuenta con 2 fechas, una dentro del cuatrimestre y otra según fecha propuesta por la Universidad al comienzo del cuatrimestre posterior, existiendo la posibilidad de presentarse en ambas.

Todo estudiante que no se encuentre contemplado en las alternativas A o B desaprueba la asignatura. Esto supone que el alumno ya ha agotado todas las instancias de evaluación. Desde la perspectiva de los docentes de esta asignatura, esto significa que la última instancia es la segunda fecha de integración y por lo tanto en el acta y en la foja académica quedará consignado lo siguiente:

- Ausente: en caso de desaprobación la instancia recuperatoria correspondiente a alguno de los parciales (al no llegar a la etapa de integración, no agota todas las instancias posibles)
- Desaprobado (nota menor a 4 (cuatro)): en caso de desaprobación la segunda instancia de integrador.
- Pendiente de aprobación: cuando se han aprobado las instancias parciales sin alcanzar promoción (alternativa B) y se adeuda el integrador.

### **Aprobación de la asignatura según Régimen de Estudios vigente de la Universidad Nacional de Quilmes (Res. CS N° 201/18):**

Las asignaturas podrán ser aprobadas mediante un régimen regular, mediante exámenes libres o por equivalencias.

Las instancias de evaluación parcial serán al menos 2 (dos) en cada asignatura y tendrán carácter obligatorio. Cada asignatura deberá incorporar al menos una instancia de recuperación.

El/la docente a cargo de la asignatura calificará y completará el acta correspondiente, consignando si el/la estudiante se encuentra:

- a)** Aprobado (de 4 a 10 puntos)
- b)** Reprobado (de 1 a 3 puntos)
- c)** Ausente
- d)** Pendiente de Aprobación (solo para la modalidad presencial).

Dicho sistema de calificación será aplicado para las asignaturas de la modalidad presencial y para las cursadas y los exámenes finales de las asignaturas de la modalidad virtual (con excepción de la categoría indicada en el punto d).

Se considerará Ausente a aquel estudiante que no se haya presentado/a a la/s instancia/s de evaluación pautada/s en el programa de la asignatura. Los ausentes a exámenes finales de la modalidad virtual no se contabilizan a los efectos de la regularidad.

### CRONOGRAMA TENTATIVO

Semana	Tema/unidad	Actividad*				Evaluación
		Teórico	Práctico			
			Res Prob.	Lab.	Otros Especificar	
1	<b>Unidad 1 – Introducción a la Industria del Petróleo.</b> Contexto de la Industria. Energía y Desarrollo. Demanda mundial de Energía. Participación del Petróleo en la oferta mundial de Energía. Discusiones de los distintos aportes de las energías alternativas.	X				
2	<b>Unidad 2 - Petróleo.</b> Petróleo: Origen y generación. Composición. Propiedades. Sistema Petrolero. Perforación: Tipos de Pozos, Elementos del Equipo Perforador.	X				
3	<b>Unidad 2 - Petróleo.</b> Fluido de Perforación: Características, propiedades. Organización y estructura de un Equipo de Perforación. Tuberías. Evaluación del Impacto Ambiental durante la perforación y métodos de remediación de subproductos de la perforación.  <i>TP 1: Operaciones asociadas a la Perforación.</i>	X	X			
4	<b>Unidad 3 – Caracterización de la Roca Reservorio.</b> Petrofísica: Porosidad y Permeabilidad. Distribución y Movimiento de los fluidos en el Reservorio  <i>TP 2: Ejercicios de Petrofísica y Petrofísica Especial (SCAL: SPECIAL Core Analysis).</i>	x	X	X	Visita y Practica en Inlab S.A.	
5	<b>Trabajo Práctico de Laboratorio: Movimiento de Fluidos en el Reservorio. Medición y Cálculo.</b>			X		
6	<b>Unidad 3 – Caracterización de la Roca Reservorio.</b> Registros de Pozo: Tipos. Herramientas de Detección. Integración de la información.	X	X			

	<i>TP 3: Interpretación de Registros de Pozo. Cálculos de Propiedades a partir de la información de perfiles.</i>					
7	<b>Repaso / 1er Parcial (Unidades 1 a 3)</b>					X
8	<b>Unidad 4 – Fluidos del Reservorio.</b> Diagramas P-T de sistemas multicomponentes. Propiedades termodinámicas de los hidrocarburos. Tipos de Yacimientos. Estudios PVT.	X				
9	<b>Unidad 4 – Fluidos del Reservorio.</b> Estudios PVT. <i>TP 4: Ejercicios de Propiedades de Fluidos de Reservorios.</i>	X	X			
10	<b>Unidad 5 – Fundamentos de la Ingeniería de Reservorios.</b> Mecanismos de Recuperación Naturales y Asistidos. Recursos y Reservas. Conceptos.	X				
11	<b>Unidad 5 – Fundamentos de la Ingeniería de Reservorios.</b> Mecanismos de recuperación naturales y asistidos. Descripción de Sistemas. Análisis Nodal. Diseño. Catálogos. <i>TP 5: Cálculo de Curvas IPR, Selección de Equipos de Bombeo. Estimación de Propiedades.</i>	X	X			
12	<b>Unidad Complementaria: Simulación</b>	X			Aula Multimedia	
13	<b>Unidad 6 – No Convencionales.</b> Yacimientos Convencionales y no convencionales. Conceptos. Métodos de Exploración.	X				
14	Repaso / 2do Parcial (Unidades 4 a 6)					X
15	Recuperatorio 1er Parcial					X
16	Recuperatorio 2do Parcial					X
17	Primer Fecha Integrador					X

## **Anexo: Guías de Ejercicios a Entregar**

**TP 1:** Cálculo y selección de trépano y estimación de costos asociados.

### **Ejercicio**

Se disponen a la perforación de un pozo en un campo con buenas perspectivas, y se requiere coordinar los tiempos ya que se traerán de 2 campos que se encuentran perforando, y se tendrá que tomar la decisión de cual trépano se utilizará, para llegar al objetivo en no más de 30 horas.

Para ello se dispone de los siguientes datos:

Trepano 1

Profundidad donde empieza la carrera, $L_o$	1350 m
Tiempo de Viaje, $T_{vo}$	8 horas $L_o=1350$
Incremento del tiempo de viaje, $\Delta T_v$	10 min/200 m
Tiempo de Conexión, $\Delta T_c$	2 min/conexión
Costo equipo, $C_{eq}$	390U\$\$/h
Costo del Trépano, $CT$	7800 U\$\$

Trepano 2

Profundidad donde empieza la carrera, $L_o$	1370 m
Tiempo de Viaje, $T_{vo}$	8 horas $L_o=1350$
Incremento del tiempo de viaje, $\Delta T_v$	10 min/200 m
Tiempo de Conexión, $\Delta T_c$	2 min/conexión
Costo equipo, $C_{eq}$	390U\$\$/h
Costo del Trépano, $CT$	19500 U\$\$

Y en 50 horas, ¿qué trépano elegiría? En 80? Indique porque, justificando sus decisiones.

### **Ejercicio**

Se desea aumentar la densidad del lodo de 9 ppg a 10,5 ppg utilizando Baritina (4200 g/l).  
¿Qué concentración de densificante hay que usar? (Expresar en Kg/m<sup>3</sup>)

Si en lugar de baritina, se usa carbonato de calcio (2700 kg/m<sup>3</sup>) en lugar de la baritina,  
¿Qué concentración de densificante hay que usar? Si el carbonato de calcio viene en bolsas de 25kg, ¿Cuántas bolsas deben agregarse? Circulación. = 270 m<sup>3</sup>

Se necesita aumentar la concentración de PAC LV de 1,5 lb/Bbl a 2,0 lb/Bbl para bajar el filtrado de un lodo. Si las bolsas son de 25 kg y el volumen del circuito activo es de 180m<sup>3</sup>,  
¿Cuántas bolsas de PAC LV deben agregarse?

## Ejercicio

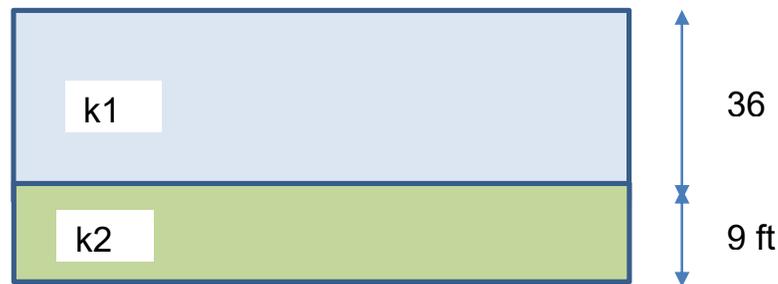
Se desea acondicionar un lodo, a fin de lograr una concentración final mientras se perfora de 6% de sólidos, para lo cual se cuenta con 50 m<sup>3</sup> de un lodo de 150 U\$/m<sup>3</sup> y 100 m<sup>3</sup> de otro de 200 U\$/m<sup>3</sup>. Indique cual sería el costo del tratamiento de la dilución para alcanzar la concentración deseada durante la perforación, sabiendo que:

% sólidos actuales 11.8 %  
% sólidos agregados 2.5 %  
Volumen de circuito 120 m<sup>3</sup>

**TP 2: Ejercicios de Petrofísica y Petrofísica Especial (SCAL: SPECIAL Core Analysis).**

## Ejercicio

Un reservorio está formado por dos capas de distintas permeabilidades como se observa en la figura:



Esquema Ejercicio 1

En este reservorio se ha perforado un pozo de radio  $r_w=0.33$  ft, su radio de drenaje estimado es  $r_e=1000$  ft.

Ensayos de permeabilidad realizados con testigos de roca extraídos de cada zona arrojaron los siguientes resultados:

- $k_1= 5.6$  mD
- $k_2= 32$  mD

- Calcular la permeabilidad media del reservorio
- Para mejorar la permeabilidad de la zona (1) se realizó un lavado ácido que produjo un aumento en las permeabilidades de ambas zonas, siendo éste de 15% y 33% para las zonas (1) y (2) respectivamente.
- Si la zona lavada alcanzó un radio de 21 ft, ¿cómo vario la permeabilidad media en el área de drenaje del pozo?
- Calcular el factor de daño luego del tratamiento.

Del pozo perforado en el reservorio anterior, se tienen además los siguientes datos:

- $p_{wf} = 1320$  psia
- $p_e = 1640$  psia
- $\mu_o = 8.4$  cP
- $S_{wi} = 32.6\%$

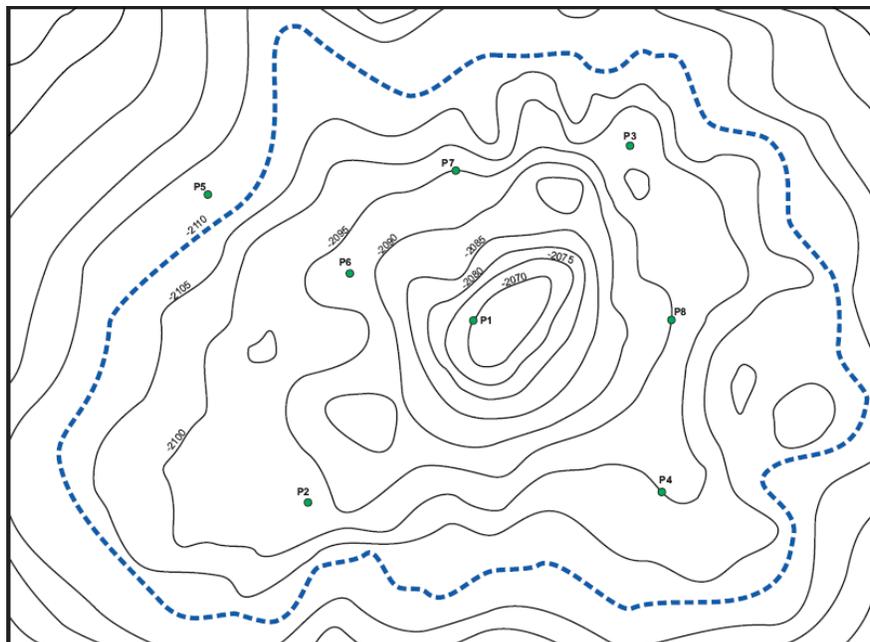
- $k_{ro (Sw_i)}=0.86$
  - Mecanismo de drenaje: acuífero natural activa
  - Presión de burbuja  $p_b=1080$  psia
- a- Comparar los caudales de producción de petróleo antes y después del tratamiento.
- b- Calcular los correspondientes índices de productividad ( $B_o=1.2$  RB/STB)

## Ejercicio

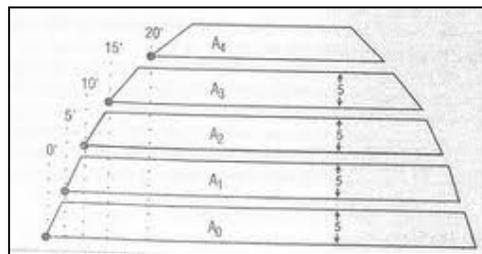
Determinar el volumen de OOIP (original oil in place) del reservorio que se presenta en el siguiente mapa estructural sabiendo que:

- a. Del Estudio de PVT, se obtuvo el  $B_{oi}=1.3$
- b. Tabla de Información de Espesores Útiles y propiedades petrofísicas:

Tabla de Propiedades									
Pozo	Tope mbnm	(CAP)		Htotal m	N/G	Hú m	Porosidad frac.	Sw frac.	
		Base mbnm							
P1	-2070	-2110		40	0.600	24.0	0.228	0.286	
P2	-2096.5	-2110		13.5	0.500	6.8	0.146	0.440	
P3	-2097.5	-2110		12.5	0.610	7.6	0.174	0.341	
P4	-2100	-2110		10	0.520	5.2	0.155	0.407	
P5	-2113	-2110		0		0.0			
P6	-2092	-2110		18	0.710	12.8	0.201	0.308	
P7	-2095	-2110		15	0.700	10.5	0.162	0.319	
P8	-2095	-2110		15	0.600	9.0	0.233	0.321	
Promedios arit.									
						$\Sigma Hú_i$	$\Sigma (Hú_i \times \phi_i)$	$\Sigma (Hú_i \times \phi_i \times Sw_i)$	



PLANIMETRÍA		
Área	cm2	m2
A11	2.44	74725
A10	9.74	298288
A9	24.40	747250
A8	46.38	1420388
A7	78.34	2399163
A6	123.24	3774225
A5	179.22	5488613
A4	246.66	7553963
A3	328.60	10063375
A2	421.96	12922525
A1	515.20	15778000
A0	657.12	20124300
□h	2 m	



$$\text{Vol roca} = \square h (A_0/2 + A_1 + A_2 + A_3 + \dots + A_n/2)$$

En este reservorio, se perforan 7 pozos en la zona petrolífera, que producen a un caudal constante de 935 STB/d, determinar el factor de recuperación del reservorio al año de comenzada su explotación, si no se cambia el régimen de extracción.

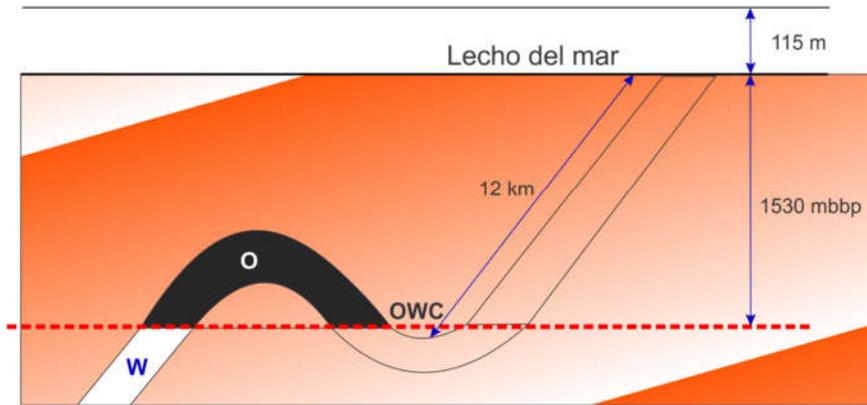
### Ejercicio

El contacto agua-petróleo en un reservorio está situado a una profundidad de 1530 mbnm. El reservorio se encuentra en producción. Su mecanismo de drenaje principal se debe a la acuífera que desemboca en el fondo del mar a 115 mbnm. La distancia desde el contacto agua-petróleo al lecho marítimo es de 12 km. La presión en el contacto agua-petróleo es de 85 kg/cm<sup>2</sup>. Estime el caudal de ingreso de agua dentro del reservorio.

Datos:

- Permeabilidad de la Arena 352 mD
- Ancho 1.4 km
- Espesor 17 m

Nivel del mar



Esquema Ejercicio

### Ejercicio

En el marco de una caracterización de un reservorio, se extrajo una corona sobre la que se tomaron puntos a lo largo de todo el intervalo y se midieron las propiedades petrofísicas de las muestras, registrándose los siguientes valores:

Prof	Poro	Kgas	Prof	Poro	Kgas
893.21	7.55	0.0572	909.75	11.46	0.0304
893.50	2.53	0.0424	910.00	12.24	0.0476
893.76	4.46	0.0442	910.25	11.66	0.1374
894.00	6.79	0.0770	910.49	10.68	0.0646
894.25	8.79	0.0680	910.75	9.76	0.0434
894.50	8.60	0.1032	910.94	7.45	0.0370
894.75	7.87	0.0271	911.65	10.49	0.0888
895.03	7.83	0.1402	911.90	15.67	0.8324
895.23	7.94	0.0143	912.10	11.37	2.6194
895.50	7.73	0.0699	912.40	18.40	27.1503
895.75	10.26	0.1037	912.65	26.60	228.1643
896.03	11.67	0.2598	912.84	28.58	496.8260
896.25	11.38	0.1566	913.15	24.31	111.4177
896.50	12.99	0.6324	913.40	16.52	21.5471
896.75	9.71	0.1456	913.65	14.24	1.1496
897.00	12.39	0.0540	913.97	7.06	0.0276
897.25	16.36	13.8776	914.22	11.00	0.2671
897.43	13.57	0.0847	914.41	10.13	0.0280
897.76	10.27	0.0827	914.65	13.99	0.0671
898.00	20.37	25.5365	914.88	11.72	0.1710
898.25	13.49	0.1515	915.15	10.31	0.4761
898.48	12.72	0.8987	915.40	13.61	0.1172
898.80	14.21	1.7330	915.65	9.22	27.7630
899.05	11.03	0.0462	915.90	21.10	4.3212
899.25	9.64	0.0423	916.15	25.69	24.7264
899.50	9.26	0.0289	916.40	23.49	15.6493
899.75	9.25	0.0516	916.65	20.55	5.3580
900.52	12.98	0.1254	916.90	17.29	0.8771
900.70	9.88	0.0327	917.13	22.56	27.3101
901.00	12.74	0.1221	917.40	26.67	90.6863
901.25	9.99	0.0507	917.65	26.12	114.9751

<b>901.60</b>	22.98	30.4080	<b>917.90</b>	27.25	162.7144
<b>902.00</b>	21.80	15.5870	<b>918.18</b>	28.92	522.4251
<b>902.26</b>	9.59	0.1097	<b>918.40</b>	26.62	1050.5626
<b>902.50</b>	16.74	0.5029	<b>918.65</b>	24.50	586.2883
<b>902.75</b>	10.63	0.8011	<b>918.95</b>	12.16	17.2506
<b>903.00</b>	9.52	0.0756	<b>919.15</b>	10.01	46.4183
<b>903.25</b>	13.92	0.6885	<b>919.43</b>	6.88	0.1029
<b>903.50</b>	11.81	0.1621	<b>919.65</b>	7.39	0.0760
<b>903.75</b>	14.30	2.3277	<b>919.90</b>	8.67	0.1433
<b>904.00</b>	18.65	14.1490	<b>920.15</b>	8.80	0.0324
<b>904.25</b>	11.09	0.1192	<b>920.38</b>	10.01	0.2861
<b>904.50</b>	10.91	0.1172	<b>920.65</b>	9.50	21.0588
<b>904.75</b>	29.32	897.2783	<b>920.90</b>	23.90	21.6291
<b>905.05</b>	28.94	788.8795	<b>921.15</b>	9.42	0.0618
<b>905.22</b>	28.96	1192.8627	<b>921.40</b>	14.94	1.0389
<b>905.45</b>	30.76	1082.6090	<b>921.64</b>	7.92	0.0591
<b>905.78</b>	20.74	3.4597	<b>921.89</b>	8.52	0.1037
<b>906.00</b>	9.00	0.5376	<b>922.17</b>	26.64	914.3302
<b>906.75</b>	25.89	285.1732	<b>922.40</b>	26.98	1827.5977
<b>906.98</b>	28.17	430.4328	<b>922.65</b>	27.58	1340.1873
<b>907.49</b>	24.56	105.3258	<b>922.88</b>	27.87	1516.8159
<b>907.67</b>	27.09	435.4612	<b>923.15</b>	26.31	891.0833
<b>908.05</b>	25.73	304.2100	<b>923.40</b>	26.09	832.5946
<b>908.25</b>	26.74	125.2255	<b>923.70</b>	28.08	1252.2464
<b>908.50</b>	28.45	751.0513	<b>923.90</b>	27.01	1072.7696
<b>908.75</b>	29.65	879.8022	<b>924.17</b>	27.11	984.7938
<b>909.00</b>	24.32	34.8843	<b>924.40</b>	27.20	1396.1771

Realice un gráfico Porosidad vs ln(K), e indique al menos cuantas agrupaciones de medios porosos estimaría encontrar.

En Ingeniería de Reservorios, es importante dar un marco global a la hora de comparar zonas productivas, por lo que se han definido términos muy usados en la industria y que permiten evaluaciones posteriores y comparativas con otras zonas de un mismo o distinto reservorio, y que no dejan de lado la interacción multidisciplinaria.

Una unidad hidráulica o zona de flujo se define como el elemento de volumen representativo del total de la roca reservorio, en el cual las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo son internamente consistentes y predecibles, siendo diferentes de las propiedades de los otros volúmenes de roca. Las unidades hidráulicas están relacionadas con la distribución de facies geológicas, pero no coinciden necesariamente con los límites de las facies. Por lo tanto, las unidades de flujo pueden no ser contiguas verticalmente. Las unidades hidráulicas suelen definirse a través de los atributos geológicos, como textura, mineralogía, estructura sedimentaria y naturaleza de las barreras de permeabilidad, y petrofísicos como porosidad, permeabilidad y presión capilar. La técnica para la determinación de estas zonas de flujo está basada en una modificación de la ecuación de Kozeny-Carmen<sup>2-3</sup> (Ec. 1) y el concepto de radio hidráulico medio<sup>4</sup> (Ec. 2).

$$k = \frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \left[ \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right] \quad (1)$$

$$r_{mh} = \frac{\text{Volumen Abierto al Flujo}}{\text{Area Superficial}} \quad (2)$$

A su vez, se puede definir un Índice de Calidad de Reservorio, expresando la permeabilidad en mD, como:

$$RQI = 0.0314 \cdot \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad (3)$$

$RQI$  = Índice de Calidad de Reservorio ( $\mu\text{m}$ )

y una fracción de porosidad como la relación de volumen poral a volumen de grano:

$$\phi_z = \left( \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) \quad (4)$$

$\phi_z$  = Índice de Porosidad Normalizada

El parámetro  $FZI$ , designado como Indicador de Zona de Flujo está dado por la siguiente ecuación:

$$FZI = \frac{1}{F_s r S_{gv}} = \frac{RQI}{\phi_z} \quad (5)$$

$FZI$  = Indicador de Zona de Flujo ( $\mu\text{m}$ )

Tomando logaritmos de ambos lados de la igualdad se obtiene:

$$\log RQI = \log \phi_z + \log FZI \quad (6)$$

La ecuación **6** indica que para una dada unidad hidráulica, un gráfico log-log de  $RQI$  en función de  $\phi_z$ , debe resultar en una línea recta con pendiente igual a la unidad. El punto de intersección de esta recta con  $\phi_z = 1$  es designado como el Indicador de Zona de Flujo,  $FZI$ , que es un parámetro único para cada unidad hidráulica. Todas las muestras con similar  $FZI$  caen en una línea recta de pendiente igual a 1. Estas muestras tienen similares atributos de gargantas porales y por consiguiente, constituyen una unidad hidráulica. Las muestras con diferentes valores de  $FZI$ , caerán en otras líneas paralelas.

A partir de las ecuaciones **3** y **4** obtenga el gráfico de  $RQI$  vs.  $\phi_z$  y compare las estimaciones de la cantidad de medios poroso de características similares realizadas sobre el gráfico de Porosidad vs. Kgás podría encontrar.

### **Ejercicio**

Sobre varias muestras de roca se han realizado experiencias para medición de presión capilar utilizando un sistema aire-agua. Los resultados obtenidos que son promedio del conjunto de curvas de presión capilar en función de la saturación del agua en la zona de petróleo, se presentan en la siguiente tabla:

$S_w$ (%)	100	100	86	72.3	63.7	57.5	50.7	48.3	47.1	42.8	41.2
$P_{c,L}$ (Pa $\times 10^5$ )	0	0.28	0.3	0.33	0.41	0.62	1.24	1.61	1.86	4.34	5.58

Se disponen de los siguientes datos:

- Densidad del agua en condiciones de reservorio: 1131.3 kg/m<sup>3</sup>
- Densidad del petróleo en condiciones de reservorio: 916 kg/m<sup>3</sup>
- Tensión superficial entre petróleo y agua en condiciones de reservorio ( $\sigma_{ow}$ ): 26 dinas/cm.
- Tensión superficial entre aire y agua en condiciones de laboratorio ( $\sigma_{gw}$ ): 84 dinas/cm.
- Profundidad del contacto gas-petróleo: 1290 m
- Profundidad del contacto agua-petróleo: 1560 m
- Gradiente de presión en la acuífera: 0.107 atm/m

Se necesita calcular:

- a- La presión en el contacto agua-petróleo
- b- La presión capilar en condiciones de reservorio, para las saturaciones de agua de la tabla.
- c- La distribución de la saturación de agua en función de la profundidad. Graficar profundidad vs.  $S_w$
- d- La saturación de agua a 1380 mbnm

**TP 3: Interpretación de Registros de Pozo. Cálculos de Propiedades a partir de la información de perfiles.**

### **Ejercicio**

Cuál es la resistividad del agua de formación de una arena limpia, 100% saturada en agua, siendo:  $R_t = 5$  ohm.m, Porosidad=20%,  $A=1$ ,  $m=2$  y  $n=2$ .

Calcular los siguientes puntos, asumiendo  $R_w$  y Porosidad constantes:

<b>Rt</b>	<b>Phi</b>	<b>F</b>	<b>Rwa</b>	<b>Sw</b>	<b>Sh</b>	<b>Vw</b>	<b>Vh</b>	<b>Ro</b>
<b>500</b>	0.2							
<b>50</b>	0.2							
<b>20</b>	0.2							
<b>5</b>	0.2							

### **Ejercicio**

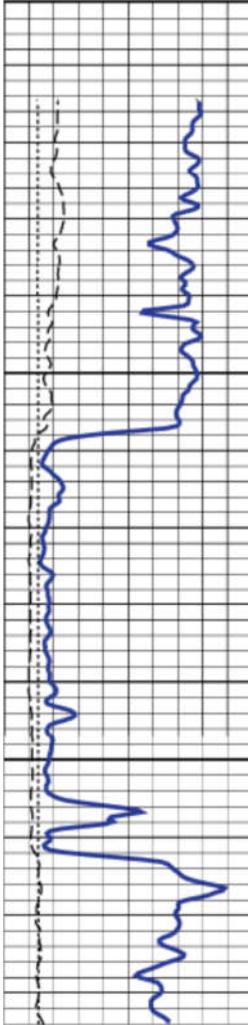
Usando el perfil a continuación, calcular el VSHgr (Clay Volumen) en las profundidades de: 581 m, 584 m, 589 m, 595 m, 601m.

BS  
125.0000 (MM) 375.0000

CAL  
125.0000 (MM) 375.0000

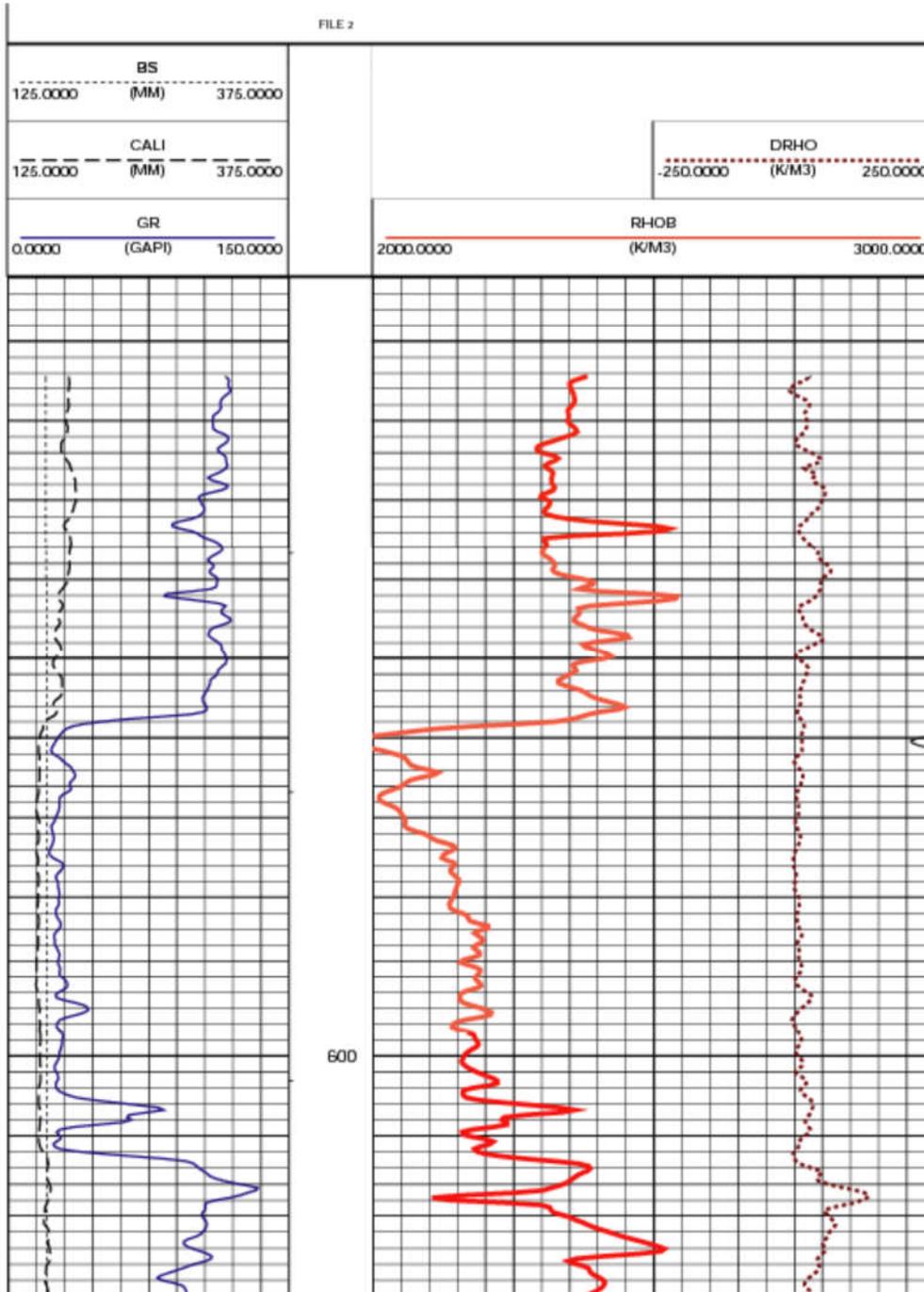
GR  
0.0000 (GAPI) 150.0000

DT  
500.0000 (US/M) 100.0000



## Ejercicio

Calcular la porosidad a partir del Density Log, en los puntos de: 568 m, 581 m, 584 m, 589 m, 595 m, 601m



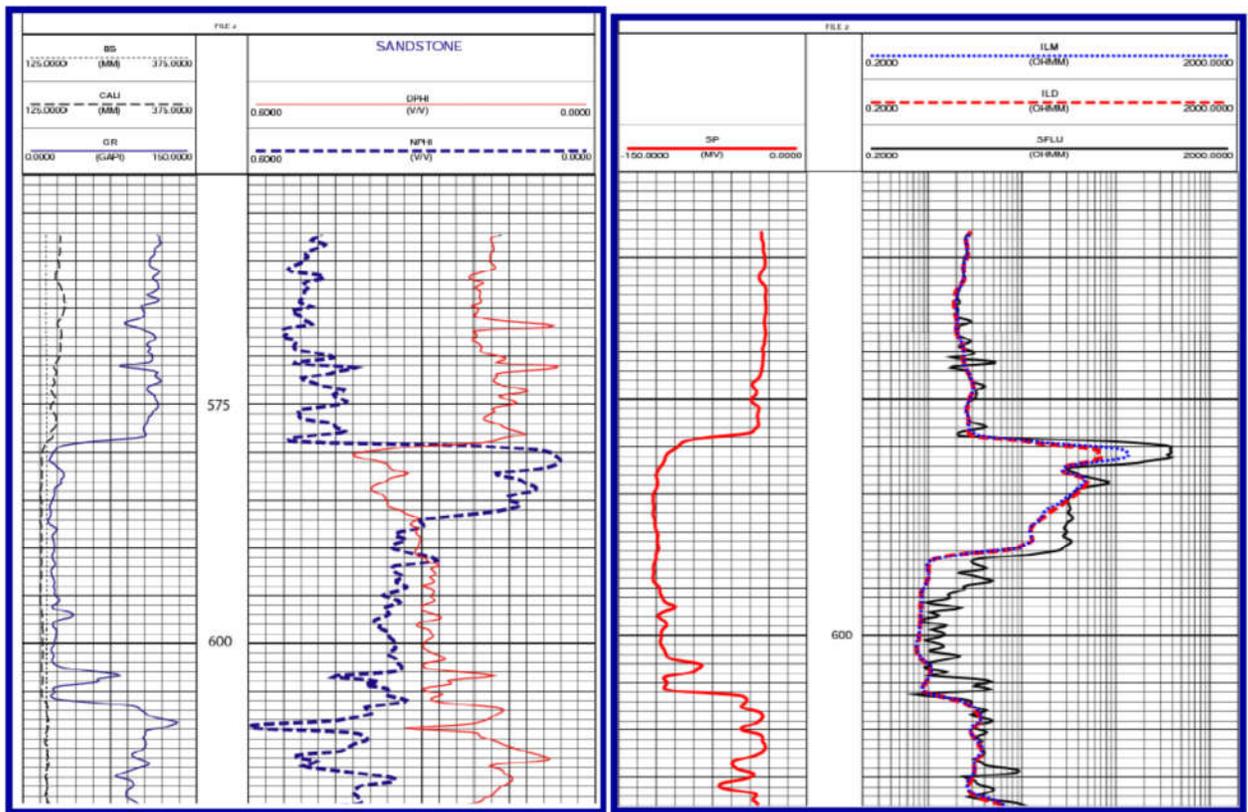
## Ejercicio

A partir de los siguientes perfiles, definir:

- El tope y base de cada capa de arena.
- El contacto agua-hidrocarburo
- contacto gas-liquido.

Además dibujar con una línea vertical, cada zona con un color diferente:

- Amarillo, las arenas
- rojo, el gas
- azul, el agua
- verde, petróleo.



**TP 4: Ejercicios de Propiedades de Fluidos de Reservorios.**

**Ejercicio**

1. Calcular el factor de desviación Z (mediante Dranchuk y Abu-Kassem -MACRO VBA-) y por el Método de Standing-Katz y Bg entre 14.7 y 10,000 psia para los siguientes gases a dos temperaturas de reservorio:

<b>GAS 1*</b>	<b>yi [%]</b>	<b>PM</b>	<b>Pc (psia)</b>	<b>Tc (°R)</b>
H2S	20,9%	34,08	1306	672
CO2	44,7%	44,01	1071	548
N2	1,2%	28,01	493	227
C1	21,8%	16,04	668	343
C2	3,7%	30,07	708	550
C3	2,1%	44,1	616	666
i-C4	0,6%	58,12	529	735
n-C4	1,1%	58,12	551	765
i-C5	0,5%	72,15	490	829
n-C5	0,6%	72,15	489	845
C6	0,7%	86,18	437	913
C7+	2,3%	100,2	397	972

<b>GAS 2</b>	<b>yi [%]</b>	<b>PM</b>	<b>Pc (psia)</b>	<b>Tc (°R)</b>
CH4	84,70%	16,04	668	343
C2	5,86%	30,07	708	550
C3	2,20%	44,1	616	666
i-C4	0,35%	58,12	529	735
n-C4	0,58%	58,12	551	765
i-C5	0,27%	72,15	490	829
n-C5	0,25%	72,15	489	845
n-C6	0,28%	86,18	437	913
n-C7	0,28%	100,2	397	972
n-C8	0,15%	114,23	361	1024
n-C9	0,18%	128,26	332	1070
n-C10	0,15%	142,29	304	1112
CO2	1,30%	44,01	1071	548
H2S	0,00%	34,08	1306	672
N2	3,45%	28,01	493	227

<b>Tres1</b>	110 °C
<b>Tres2</b>	130 °C

Comparar los valores obtenidos de Z mediante un gráfico de Z vs. Presión. Graficar Bg vs. Presión para cada gas.

2. Calcular la gravedad específica (GE) para el GAS 2 según composición y luego comparar las propiedades pseudo-críticas obtenidas con la correlación de Sutton & Brown vs el cálculo con la composición.
  3. Calcular compresibilidad del gas 1 y 2 entre 14.7 y 10,000 psia @ Tres1 y @Tres2. Realizar el cálculo de  $dZ/dP$  por diferencias finitas y con una función polinómica para  $z$  vs  $P$ . Comparar con  $1/P$  (compresibilidad de gas ideal).
- En todos los casos graficar las propiedades vs  $P$ .

### Ejercicio

Determinación de composición del fluido de reservorio a partir de tres composiciones. Decir de qué tipo de fluido se trata por McCain

GORi 1600 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>  
 API\_liqtnk 60 API  
 %C7+ 5%

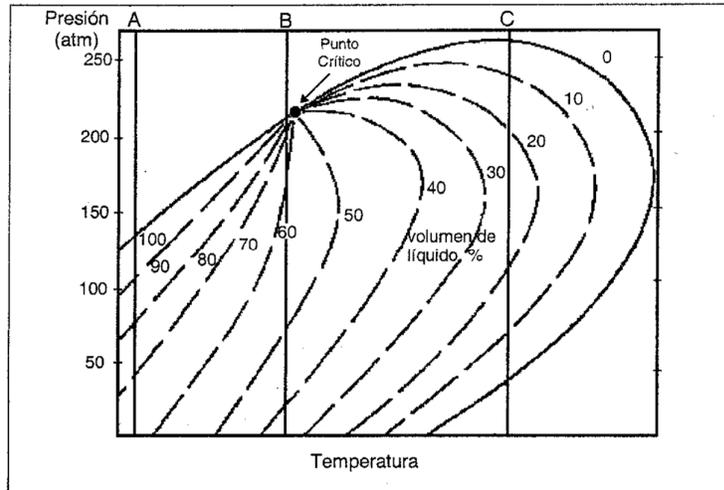
Componente	Gas_Sep	Gas_TNK	Liq_TNK	Densidad	PM	Pc	Tc
	% molar	% molar	% molar	[gr/cm <sup>3</sup> ]	[gr/mol]	[psia]	[R]
N2	1,39%	1,23%	0,00%	0,803	28,02	493	227
CO2	0,00%	0,00%	0,00%	0,809	44,01	1071	548
C1	90,23%	48,04%	0,05%	0,300	16,04	668	343
C2	4,79%	13,44%	0,12%	0,356	30,07	708	550
C3	2,13%	16,00%	0,73%	0,507	44,09	616	666
C4i	0,34%	4,00%	0,63%	0,563	58,12	529	735
C4n	0,60%	8,62%	2,64%	0,584	58,12	551	765
C5i	0,16%	2,69%	2,75%	0,624	72,15	490	829
C5n	0,17%	3,01%	5,53%	0,631	72,15	489	845
C6	0,10%	1,75%	9,57%	0,664	84,00	437	913
C7	0,06%	0,91%	15,94%	0,727	96,00	397	972
C8	0,02%	0,25%	17,21%	0,749	107,00	361	1024
C9	0,01%	0,05%	10,90%	0,768	121,00	332	1070
C10	0,00%	0,01%	7,75%	0,782	134,00	304	1112
C11	0,00%	0,00%	5,46%	0,793	147,00		
C12	0,00%	0,00%	4,18%	0,804	161,00		
C13	0,00%	0,00%	4,07%	0,815	175,00		
C14	0,00%	0,00%	2,73%	0,826	190,00		
C15	0,00%	0,00%	1,88%	0,836	206,00		
C16	0,00%	0,00%	1,53%	0,843	222,00		
C17	0,00%	0,00%	1,47%	0,851	237,00		
C18	0,00%	0,00%	1,03%	0,856	251,00		
C19	0,00%	0,00%	0,81%	0,861	263,00		
C20+	0,00%	0,00%	3,05%	0,927	460,10		

GOR de separador corregido	1600
GOR de tanque [m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ]	70
Peso Molecular liq tnk	A determinar
Densidad liq tnk [gr/cm <sup>3</sup> ]	0,74
Temp. Reservorio	98 °C
R	0,082 lt atm / K mol

### Ejercicio

En un determinado campo, se observó que se encontraron 3 reservorios subsaturados y a diferentes temperaturas, que responden a un diagrama p-T de una mezcla de hidrocarburos. Con la información disponible:

- a) Construya un gráfico con los volúmenes de líquido producidos vs. Presión, cuando se expanden las muestras de los reservorios A, B y C, desde una presión inicial de 265 atm, en una celda PVT en el laboratorio.
- b) B) que tipo de comportamiento representan las muestras de hidrocarburos? Justifique su respuesta.



**TP 5: Cálculo de Curvas IPR, Selección de Equipos de Bombeo. Estimación de Propiedades.**

### Ejercicio

Se perfora un pozo en una zona nueva. Se punza y se obtiene el ensayo de pistoneo adjunto. Según el análisis de laboratorio el petróleo es de 35°API. Se sabe que existe un casquete de gas en la formación, por lo que se puede asegurar que el petróleo se encuentra en el punto de burbuja (petróleo saturado). Los datos del RFT arrojan una presión estática de 1520 psi.

- Calcule la IPR
- Suponiendo que el equipo trabajará con una PIP DE 500 PSI, ¿Qué caudal espera producir? Sugerencia: Construya la curva IPR a partir de la planilla de pistoneo. Considere Petróleo Saturado.

Datos del pozo

Preservorio según RFT: 1520 psi

Densidad del Petróleo: 35° API

Densidad del agua: 1

GOR : 75 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

TD: 1440 mbkb

Collar: 1420 mbkb

Intervalo Punzado: 1300 a 1340 mbkb

**PLANILLA DE ENSAYO POR PISTONEO**

PARTE N°:	1
FECHA:	07-Feb-2009
POZO:	Pta Atenas 11

TUBING		CASING		PACKER		NIPLES			ENSAYO N°	
TIPO	N-80	TIPO	N-80	TIPO:	M-3	TIPO	ID.	PROFUNDIDAD	FORMACION:	1
OD.	2.78"	OD.	5.5	PROFUNDIDAD (m):	3060.30				INTERVALO:	1310-1330
ID.	2.441	ID.	4950 / 4892						TOPE FONDO (m):	1420
CAP.	3.02	CAP.	12.41 / 12.1	TIPO:					VOL. CAMARA (litros):	785
LONG.:		LONG.		PROFUNDIDAD (m):					VOL. A RECUPERAR (litros):	9.242
V. TBG	6481 Lts	V. CSG		COMENTARIOS:	Volumen total a recuperar 9242 litros					

FECHA	HORA	Carr./Hs.	NIVEL DE FLUIDO (metros)	PROF. DE SUMERG. (metros)	VOLUMEN RECUPERADO		VOL. ACUM. (litros)	FLUIDOS RECUPERADOS		DENS. PET. g/cm <sup>3</sup>	TEMP. °C	TOTALES		SAL. g/l	COMENTARIOS	
					V/hora	m <sup>3</sup> /día		PET. %	AGUA %			Dens. g/cm <sup>3</sup>	Impur. %			PET. litros
07-Feb	9:00	3	BDP	220	1.995	47.9	1.995	0	100						22	Fluido vertido
07-Feb	10:00	3	650	180	1.934	44.0	3.625	0	100						22	Fluido vertido
07-Feb	11:00	3	1.200	240	1.934	46.4	5.559	30	70						22	Fluido vertido
07-Feb	12:00	3	900	150	1.834	44.0	7.393	50	50							Fluido vertido
07-Feb	13:00	3	600	150	1.849	44.4	9.242	70	30							
07-Feb	14:00	3	410	150	844	20.3	10.086	100	0							Termina de recuperar vertido
07-Feb	15:00	3	420	150	783	18.8	10.869	100	0							Densidad de Petroleo 35 API
07-Feb	16:00	3	420	150	880	21.1	11.749	100	0							
07-Feb	17:00	3	400	150	788	18.9	12.537	100	0							
07-Feb	18:00	3	400	150	804	19.3	13.341	100	0							
07-Feb	19:00	3	410	150	890	21.4	14.231	100	0							

CORTA ENSAYO

- c. Si hubiera un error de +/- 5 m3/d en el caudal, ¿Qué rango de error obtendríamos?
- d. Si la determinación hubiera sido con un nivel de 1150 mbkb y un caudal de 44 m3/d (mismo IPR), ¿Cómo sería la dispersión de los datos?

## Ejercicio

En un yacimiento que está siendo sometido a una recuperación secundaria se perfora un pozo entre dos inyectores y se descubre una zona con muy buena saturación de petróleo. Se realiza un ensayo del pozo y se obtienen los siguientes datos:

Q: 230 m3/d

Pwf: 1500 psi

Densidad del agua: 1.01 g/cc

Densidad del Petróleo: 35° API

Caudal de Gas: 20500 m3/d

Porcentaje de agua: 50%.

El análisis de los puntos de RFT arroja que la zona está levemente con sobrepresión.

El promedio de los puntos de 2700 psi.

Profundidad de la formación 1500 m.

a) Calcule el AOF del pozo.

b)Cuál sería la producción del pozo si se decide instalar una cañería de 2 7/8" con un PKR inmediatamente sobre la formación y la presión de línea que tiene que vencer es de 200 psi.

## Ejercicio

Usted es Responsable de Producción del pozo Incognito-222. El mismo entró en pulling y se lo intervendrá en un par de semanas. Para dejar listo el trabajo y no tener que estar corriendo a último momento (como suele suceder) se dispone a realizar el programa de pulling,

**Parte A: Recolección de datos para el diseño del Tubing Landing y posterior simulación en software de diseño.**

2. Suponiendo que el equipo trabajará con una PIP de 200 PSI, ¿que caudal espera producir?

*Sugerencia: Construya la curva IPR c/ el último Ctrl. Considere petróleo Saturado*

*Sugerencia: Recuerde q la curva IPR se debe utilizar Pwf, no PIP!*

3. Realice un cuadro comparativo de cuanta producción puede manejar con las posibles bombas y los AIB disponibles, utilizando estos últimos a 6 GPM y en carrera intermedia. Suponga una eficiencia del 90% y un llenado del 100%

4. Seleccione el equipo que más se adapta al pozo, justificando su elección.

5. ¿A cuántos Golpes deberá dejar trabajando el AIB para producir:

a) el caudal deseado?

b) 20% Más del Caudal Deseado?

c) 20 % menos del Caudal Deseado?

6. ¿Cuál es la máxima y la mínima producción que podría manejar con el equipo seleccionado (suponiendo que el pozo me entregaría dicha producción) ?

*Nota: Utilice las “reglas de dedo” para estimar los GMP máximos y mínimos, considerando que el equipo posee sistema de lubricación forzada y que a su vez es un equipo con ya bastantes años, por lo cual no va a querer llevarlo a “regímenes forzados”*

**Parte B**

Durante la terminación, por problemas logísticos (el “piquete” del gremio de los Puesteros Neuquinos cortó la Ruta Nacional que vincula el depósito de materiales con la locación, por lo cual no pudieron llevar todos los tbng necesarios, debiendo dejar el niple asiento en 900 mbkb.

9. Calcule cuanto caudal voy a producir con mi equipo optimizado ( PIP = 200 psi). Suponer mismas eficiencias anteriores.

10. Puedo producir este nuevo caudal con el equipo seleccionado? En que condiciones deberá operar el mismo.

**Datos:**

*AIB en taller de Grandes Maquinas:*

*M640-256-144*

*M320-256-120*

*Bombas disponibles en depósito de Bombas:*

*-Bomba mecánica 25-150-RHBC-24-3-1*

*-Bomba mecánica 25-200-RHBC-24-3-1*

*Datos del Pozo:*

*Preservorio: 1000 PSI*

*Caudal último control: 26 m<sup>3</sup>/d, WCut 0%*

*Pwf del control: 600 psi*

*Densidad del Petróleo: 0.68*

*Densidad del Agua: 1*

*GOR: 75 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>*

*TD: 1400 mbkb*

*Zapato: 1392*

*Collar: 1376*

## **Trabajo Práctico de Laboratorio: Movimiento de Fluidos en el Reservorio. Medición y Cálculo.**

En el presente trabajo practico, se espera que el alumno, a través de una experiencia visual, logre conceptualizar los conocimientos vinculados sobre la caracterización de un reservorio a través de sus parámetros petrofísicos, y establecer a través de inyecciones de una fase orgánica sintética y agua, las curvas de producción en condiciones fijadas, y avanzada la producción modificar las estrategias de producción y evaluar cómo afectan esos cambios en la recuperación final.

Para realizar esta práctica contaremos con 2 reservorios de acrílico, de diámetro interior de 3.4 cm y 45.5 cm de largo, y un reservorio de geometría regular de 20 cm x 20 cm.

El material de relleno, corresponde a esferas de vidrio de distintos tamaños, y en diferentes arreglos.

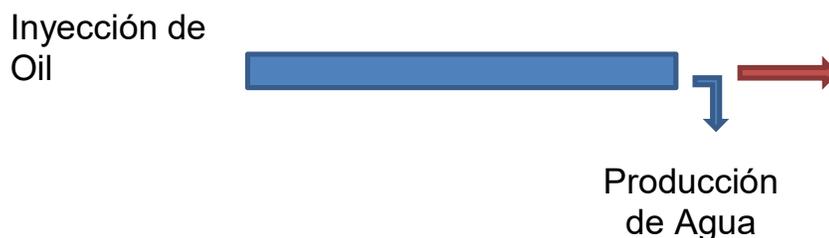
### **1. Caracterización del Reservorio**

Dados los parámetros de laboratorio, se desea establecer:

- Porosidad ( $\Phi$ )
- Permeabilidad Absoluta al Agua ( $K_w$ )
- Permeabilidad Efectiva al Oil ( $K_{efec\ Swi}$ )
- Permeabilidad Efectiva al Agua ( $K_{efec\ Sor}$ )
- Propiedades del reservorio

### **2. Determinación de Agua Irreductible**

Establecidas las características del reservorio, se comenzará la inyección de la fase orgánica de viscosidades ya definidas, y se establecerá el valor de Saturación de Agua Irreductible ( $S_{wirr}$ ), con un esquema de inyección como sigue.



Calcular  $S_{wi}$  [%], y el Volumen máximo de petróleo disponible (OOIP).

### 3. Curvas de Producción

Alcanzado el punto donde el agua no se desplaza más, se cambia el esquema inyectando agua, y cada reservorio, tomara una opción:

- Inyectar a Caudal bajo
- Inyectar a Caudal alto
- Inyectar a Caudal Constante

En este punto, se ira registrando:

Tiempo	Presión /Cuentas	Volumen de Petróleo	Lectura de Agua	Caudal

Ir graficando  $N_p$  (petróleo producido) vs. Tiempo, y %OOIP vs. VPI (volúmenes porales inyectados).

Al llegar alrededor del 40% del volumen disponible, el grupo que adopte el caudal bajo, lo duplicará, y el grupo de alto caudal, lo disminuirá a la mitad. El grupo de Caudal Constante continuará hasta el final de la misma manera.

### 4. Resultados y Conclusiones

Se presentará un informe incluyendo, los resultados obtenidos, y las conclusiones observadas de acuerdo a las estrategias adoptadas en cada caso.