**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 descripto 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 desaprobar 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 desaprobar 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. | OtrosEspecificar |
| 1 | **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. Discusiones de los distintos aportes de las energías alternativas. | X |  |  |  |  |
| 2 | **Unidad 2 - Petróleo.** Petróleo: Origen y generación. Composición. Propiedades. Sistema Petrolero. Perforación: Tipos de Pozos, Elementos del Equipo Perforador.  | X |  |  |  |  |
| 3 | **Unidad 2 - Petróleo.** 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.***TP 1:*** *Operaciones asociadas a la Perforación*. | X | X |  |  |  |
| 4 | **Unidad 3 – Caracterización de la Roca Reservorio.** Petrofísica: Porosidad y Permeabilidad. Distribución y Movimiento de los fluidos en el Reservorio***TP 2:*** *Ejercicios de Petrofísica y Petrofísica Especial (SCAL: SPECIAL Core Analysis).* | x | X | X | Visita y Practica en Inlab S.A. |  |
| 5 | **Trabajo Práctico de Laboratorio: Movimiento de Fluidos en el Reservorio. Medición y Cálculo.** |  |  | X |  |  |
| 6 | **Unidad 3 – Caracterización de la Roca Reservorio.** Registros de Pozo: Tipos. Herramientas de Detección. Integración de la información.***TP 3:*** *Interpretación de Registros de Pozo. Cálculos de Propiedades a partir de la información de perfiles.* | X | X |  |  |  |
| 7 | **Repaso / 1er Parcial (Unidades 1 a 3)** |  |  |  |  | X |
| 8 | **Unidad 4 – Fluidos del Reservorio.** Diagramas P-T de sistemas multicomponentes. Propiedades termodinámicas de los hidrocarburos. Tipos de Yacimientos. Estudios PVT. | X |  |  |  |  |
| 9 | **Unidad 4 – Fluidos del Reservorio.** Estudios PVT.***TP 4:*** *Ejercicios de Propiedades de Fluidos de Reservorios.* | X | X |  |  |  |
| 10 | **Unidad 5 – Fundamentos de la Ingeniería de Reservorios.** Mecanismos de Recuperación Naturales y Asistidos. Recursos y Reservas. Conceptos.  | X |  |  |  |  |
| 11 | **Unidad 5 – Fundamentos de la Ingeniería de Reservorios.** Mecanismos de recuperación naturales y asistidos. Descripción de Sistemas. Análisis Nodal. Diseño. Catálogos.***TP 5:*** *Cálculo de Curvas IPR, Selección de Equipos de Bombeo. Estimación de Propiedades.* | X | X |  |  |  |
| 12 | **Unidad Complementaria: Simulación** | X |  |  | Aula Multimedia |  |
| 13 | **Unidad 6 – No Convencionales.** 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, Lo | 1350 m |
| Tiempo de Viaje, Tvo | 8 horas Lo=1350 |
| Incremento del tiempo de viaje, Tv | 10 min/200 m |
| Tiempo de Conexión, Tc | 2 min/conexión |
| Costo equipo, Ceq | 390U$S/h |
| Costo del Trépano, CT | 7800 U$S |

Trepano 2

|  |  |
| --- | --- |
| Profundidad donde empieza la carrera, Lo | 1370 m |
| Tiempo de Viaje, Tvo | 8 horas Lo=1350 |
| Incremento del tiempo de viaje, Tv | 10 min/200 m |
| Tiempo de Conexión, Tc | 2 min/conexión |
| Costo equipo, Ceq | 390U$S/h |
| Costo del Trépano, CT | 19500 U$S |

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/m3)

Si en lugar de baritina, se usa carbonato de calcio (2700 kg/m3) 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 m3

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 180m3, ¿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 m3 de un lodo de 150 U$S/m3 y 100 m3 de otro de 200 U$S/m3. 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 m3

***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:

|  |
| --- |
| k136 ftk29 ft |
| Esquema Ejercicio 1 |

En este reservorio se ha perforado un pozo de radio rw=0.33 ft, su radio de drenaje estimado es re=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
1. Calcular la permeabilidad media del reservorio
2. 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.
3. Si la zona lavada alcanzó un radio de 21 ft, ¿cómo vario la permeabilidad media en el área de drenaje del pozo?
4. Calcular el factor de daño luego del tratamiento.

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

* *pwf* =1320 psia
* *pe*= 1640 psia
* *μo*= 8.4cP
* *Swi*= 32.6%
* *kro (Swi)*=0.86
* Mecanismo de drenaje: acuífero natural activa
* Presión de burbuja *pb*=1080 psia
1. Comparar los caudales de producción de petróleo antes y después del tratamiento.
2. Calcular los correspondientes índices de productividad (*Bo*=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:

1. Del Estudio de PVT, se obtuvo el Boi=1.3
2. Tabla de Información de Espesores Útiles y propiedades petrofísicas:





|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **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 |  |



Vol roca = h (A0/2 + A1 + A2 + A3 + … + An/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/cm2. Estime el caudal de ingreso de agua dentro del reservorio.

Datos:

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

|  |
| --- |
| Esquema Ejercicio |
| 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 |
| **901.60** | 22.98 | 30.4080 | **917.90** | 27.25 | 162.7144 |
| **902.00** | 21.80 | 15.5870 | **918.18** | 28.92 | 522.4251 |
| **902.26** | 9.59 | 0.1097 | **918.40** | 26.62 | 1050.5626 |
| **902.50** | 16.74 | 0.5029 | **918.65** | 24.50 | 586.2883 |
| **902.75** | 10.63 | 0.8011 | **918.95** | 12.16 | 17.2506 |
| **903.00** | 9.52 | 0.0756 | **919.15** | 10.01 | 46.4183 |
| **903.25** | 13.92 | 0.6885 | **919.43** | 6.88 | 0.1029 |
| **903.50** | 11.81 | 0.1621 | **919.65** | 7.39 | 0.0760 |
| **903.75** | 14.30 | 2.3277 | **919.90** | 8.67 | 0.1433 |
| **904.00** | 18.65 | 14.1490 | **920.15** | 8.80 | 0.0324 |
| **904.25** | 11.09 | 0.1192 | **920.38** | 10.01 | 0.2861 |
| **904.50** | 10.91 | 0.1172 | **920.65** | 9.50 | 21.0588 |
| **904.75** | 29.32 | 897.2783 | **920.90** | 23.90 | 21.6291 |
| **905.05** | 28.94 | 788.8795 | **921.15** | 9.42 | 0.0618 |
| **905.22** | 28.96 | 1192.8627 | **921.40** | 14.94 | 1.0389 |
| **905.45** | 30.76 | 1082.6090 | **921.64** | 7.92 | 0.0591 |
| **905.78** | 20.74 | 3.4597 | **921.89** | 8.52 | 0.1037 |
| **906.00** | 9.00 | 0.5376 | **922.17** | 26.64 | 914.3302 |
| **906.75** | 25.89 | 285.1732 | **922.40** | 26.98 | 1827.5977 |
| **906.98** | 28.17 | 430.4328 | **922.65** | 27.58 | 1340.1873 |
| **907.49** | 24.56 | 105.3258 | **922.88** | 27.87 | 1516.8159 |
| **907.67** | 27.09 | 435.4612 | **923.15** | 26.31 | 891.0833 |
| **908.05** | 25.73 | 304.2100 | **923.40** | 26.09 | 832.5946 |
| **908.25** | 26.74 | 125.2255 | **923.70** | 28.08 | 1252.2464 |
| **908.50** | 28.45 | 751.0513 | **923.90** | 27.01 | 1072.7696 |
| **908.75** | 29.65 | 879.8022 | **924.17** | 27.11 | 984.7938 |
| **909.00** | 24.32 | 34.8843 | **924.40** | 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-Carmen2-3 (Ec. **1**) y el concepto de radio hidráulico medio4 (Ec. **2**).

  (**1**)

  (**2**)

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

  (**3**)

 *RQI*= Índice de Calidad de Reservorio (m)

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

  (**4**)

 *z* = Índice de Porosidad Normalizada

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

  (**5**)

 *FZI*= Indicador de Zona de Flujo (m)

Tomando logaritmos de ambos lados de la igualdad se obtiene:

  (**6**)

La ecuación **6** indica que para una dada unidad hidráulica, un gráfico log-log de *RQI* en función de *z*, debe resultar en una línea recta con pendiente igual a la unidad. El punto de intersección de esta recta con *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 grafico de RQI vs. *z* y compare las estimaciones de la cantidad de medios poroso de características similares realizadas sobre el grafico de Porosidad vs. Kgas 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:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Sw*(%) | 100 | 100 | 86 | 72.3 | 63.7 | 57.5 | 50.7 | 48.3 | 47.1 | 42.8 | 41.2 |
| *Pc,L*(Pa x105) | 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/m3
* Densidad del petróleo en condiciones de reservorio: 916 kg/m3
* Tensión superficial entre petróleo y agua en condiciones de reservorio ( σ*ow*): 26 dinas/cm.
* Tensión superficial entre aire y agua en condiciones de laboratorio (σ*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:

1. La presión en el contacto agua-petróleo
2. La presión capilar en condiciones de reservorio, para las saturaciones de agua de la tabla.
3. La distribución de la saturación de agua en función de la profundidad. Graficar profundidad vs. Sw
4. 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: Rt= 5 ohm.m, Porosidad=20%, A=1, m=2 y n=2.

Calcular los siguientes puntos, asumiendo Rw y Porosidad constantes:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Rt** | **Phi** | **F** | **Rwa** | **Sw** | **Sh** | **Vw** | **Vh** | **Ro** |
| **500** | 0.2 |  |  |  |  |  |  |  |
| **50** | 0.2 |  |  |  |  |  |  |  |
| **20** | 0.2 |  |  |  |  |  |  |  |
| **5** | 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.



**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:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **GAS 1\*** | **yi [%]** | **PM** | **Pc (psia)** | **Tc (°R)** |
| 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 |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **GAS 2** | **yi [%]** | **PM** | **Pc (psia)** | **Tc (°R)** |
| 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 |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Tres1** | 110 | ºC |
| **Tres2** | 130 | ºC |

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

1. 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.
2. 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 m3/m3

API\_liqtnk 60 API

%C7+ 5%





**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:

1. 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.
2. 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.

1. Calcule la IPR
2. 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 m3/m3

TD: 1440 mbkb

Collar: 1420 mbkb

Intervalo Punzado: 1300 a 1340 mbkb



1. Si hubiera un error de +/- 5 m3/d en el caudal, ¡Qué rango de error obtendríamos?
2. 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 pullling 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 “regimenes 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:*

*-Bómba 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 m3/d, WCut 0%*

*Pwf del control: 600 psi*

*Densidad del Petróleo: 0.68*

*Densidad del Agua: 1*

*GOR: 75 m3/m3*

*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 (Φ)
* Permeabilidad Absoluta al Agua (Kw)
* Permeabilidad Efectiva al Oil (Kefec Swi)
* Permeabilidad Efectiva al Agua (Kefec Sor)
* Propiedades del reservorio
1. **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 (Swirr), con un esquema de inyección como sigue.

Inyección de Oil

Producción de Agua

Calcular Swi [%], y el Volumen máximo de petróleo disponible (OOIP).

1. **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 Np (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.

1. **Resultados y Conclusiones**

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