



Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional de Cuyo			
P1- PROGRAMA DE ASIGNATURA			
Asignatura:	RESERVORIOS I		
Profesor Titular:	Ing. Mónica Carmona		
Carrera:	Ingeniería de Petróleos		
Año: 2016	Semestre: 7°	Horas Semestre: 60	Horas Semana: 4

OBJETIVOS

Que el alumno adquiera los conocimientos necesarios:
Sobre métodos de cálculo y evaluación de reservas hidrocarburíferas. Clasificación.
Sobre las propiedades de las rocas y los fluidos presentes en el reservorio.
Sobre la dinámica de los fluidos en el medio poroso.

CONTENIDOS

UNIDAD 1: Propiedades físicas de las rocas.

1.A. Generalidades de la ingeniería de reservorios.

Generalidades de la ingeniería de reservorios. Definición. Objetivo y participación en las Distintas etapas de la vida de un yacimiento.

1.B. Propiedades físicas de las rocas.

Propiedades físicas de las rocas. Porosidad. Distintos tipos. Poros y gargantas porales. Factores que la afectan. Mediciones en Laboratorio. Permeabilidad. Factores que la afectan. Mediciones en Laboratorio. Efecto Klinkenberg. Relación entre porosidad y permeabilidad. Cálculos prácticos.

1.C. Saturación de fluidos.

Saturación de fluidos. Determinaciones en una muestra de roca. Factores que la afectan. Compresibilidad de la formación. Mediciones de laboratorio y cálculo empírico. Influencia de Los fluidos presentes en la compresibilidad total.

UNIDAD 2: Petrofísica.

2.A. Petrofísica.

Petrofísica. Presión capilar. Curvas. Mediciones en laboratorio. Conversión a condiciones dereservorios. Drenaje e imbibición.

2.B. Cálculo de la saturación de agua.

Cálculo de la saturación de agua. Mojabilidad. Función "J". Evaluación de la distribución del tamaño poral y de la permeabilidad. Ecuación de Poiseuille y Carman – Kozeny.

2.C. Permeabilidad efectiva.

Permeabilidad efectiva. Permeabilidad relativa Curvas. Mediciones en Laboratorio. Relación con curvas de presión capilar. Utilidad de las curvas de permeabilidad relativa. Curvas de "productividad". Discusión.

UNIDAD 3: Propiedades de los fluidos

3.A. Propiedades de los fluidos de un yacimiento.

Propiedades de los fluidos de un yacimiento. Regla de Gibb. Diagrama PVT: de una sustancia pura, de una mezcla binaria.

3.B. Clasificación de los fluidos del reservorio.

Clasificación de los fluidos del reservorio: petróleo negro, petróleo volátil, gas retrógrado, gas húmedo, gas seco. Diagramas de fase. Composiciones molares típicas de los fluidos argentinos. Curvas de % volumen de líquido vs. presión. Tendencias de producción de cada tipo. Yacimientos con dos fases. Identificación de los fluidos en el reservorio.

3.C. Gases.

Gases Ideales. Gases Reales: ecuaciones de estado. Métodos de determinación de Z. Propiedades pseudocríticas de gases naturales y fluidos condensados. Correcciones por impurezas. Hidratos de gas. Viscosidad.

UNIDAD 4: Petróleo

4.A. Ecuación de estado de líquidos.

Petróleo. Ecuación de estado de líquidos. Coeficientes de compresibilidad. Factor de volumen de formación de petróleo, de gas, de agua y total. Solubilidad del gas en el petróleo y en el agua. Viscosidad.

4.B. Fuente de datos PVT.

Fuente de datos PVT. Toma de muestras de fondo: acondicionamiento del pozo, muestreador. Toma de muestras en superficie: métodos, equipamiento requerido. Traslado de las muestras. Ensayos de laboratorio: flash, diferencial, volumen constante. Relación de los ensayos de laboratorio con los fenómenos que ocurren en el yacimiento. Utilización de correlaciones. Herramientas: MDT. Utilización de los parámetros PVT para definir las características del o los separadores de superficie.

UNIDAD 5: Agua

5.A. Agua de formación.

Composición. Determinación de la densidad por correlaciones. Solubilidad del gas natural en el agua. Efecto del gas disuelto sobre la compresibilidad del agua de formación.

5.B. Factor de volumen

Factor de volumen de formación del agua. Gráfico del factor de volumen del agua vs. La presión a temperatura constante. Cálculo del factor de volumen de formación del agua por correlaciones. Viscosidad del agua de formación. Obtención del PVT usando métodos informáticos.

5.C. Hidratos de metano.

Importancia. Características.

UNIDAD 6: Mecanismos de drenaje

6.A. Mecanismos de drenaje.

Energía disponible. Presiones de formación.

6.B. Pronósticos de producción.

Control y seguimiento. Pronósticos de producción.

UNIDAD 7: Cálculo de volúmenes.

7.A. Cálculo de volúmenes de hidrocarburos.

Límites de los reservorios. Estructurales. Estratigráficos y de fluidos. Mapas estructurales, isobáricos e isopáquicos. Otros. Valores de cut off.

7.B. Cálculo de petróleo y gas “in situ”.

Métodos determinísticos y probabilísticos. Cálculos volumétricos asistidos por computadora. Factor de recuperación. Estimación.

7.C. Clasificación de reservas.

Recursos. Categoría y “status”. Definiciones SEC, WPC, SPE.

METODOLOGÍA DE ENSEÑANZA

Dictado de clases teóricas y prácticas. Se utiliza proyector de power point.

Practica de Laboratorio de Petrofísica en el Laboratorio de Estudio de Corona, perteneciente a la D.E.T.I.

Elaboración de Trabajos prácticos. Trabajo final de investigación con exposición frente al resto de la cátedra.

Carpeta de Trabajos Prácticos.

Actividad	Carga horaria por semestre
Teoría y resolución de ejercicios simples	30
Formación práctica	
Formación Experimental – Laboratorio	10
Resolución de problemas de ingeniería	10
Proyecto y diseño	10
Total	60

BIBLIOGRAFÍA

Bibliografía básica

Autor	Título	Editorial	Año	Ejemplares en biblioteca
Amyx, James W.	Petroleum reservoir engineering	McGraw-Hill	1960	1
Pirson, Sylvain J.	Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos	Omega	1965	6
Smith C. – Tracy G.	Applied reservoir engineering I	OGGI	1992	2
Dake, L.P.	Fundamentals of reservoir engineering	Elsevier	1978	11
Craft, Benjamin C.	Applied petroleum reservoir engineering	Hall	1990	8
Crotti, Marcelo A.	Movimiento de fluidos en reservorios de hidrocarburos	Sigma	2004	2
Muskat, Morris	The flow of homogeneous fluids through porous media	Edwards	1946	1
Frick, Thomas C.	Petroleum production hand. -II	McGraw-Hill	1962	2
Archer, J. S.	Petroleum engineering : principles and practice	Grahan & Trotman	1986	1
Carman, P. C.	Flow of gases through porous media	Butterworth	1956	1
Cole, Frank W.	Reservoir engineering manual	Gulf Publis.	1961	1
Craft, Benjamin C.	Applied petroleum reservoir engineering	Prentice-Hall	1990	8
Ikoku, Chi U.	Natural gas reservoir engineering	Krieger	1992	1

EVALUACIONES

Asistencia: 75 %

Parciales y sus correspondientes recuperatorios: 2

La regularidad se obtiene cumpliendo el mínimo de asistencia y la aprobación de los parciales o recuperatorios. El alumno aprueba la materia rindiendo un examen final.

Programa de examen

Bolilla 1: Temas: 1A-4A-7A

Bolilla 2: Temas: 1B-4B-7B

Bolilla 3: Temas: 1C-5A-7C

Bolilla 4: Temas: 2A-5B-1B

Bolilla 5: Temas: 2B-5C-6B

Bolilla 6: Temas: 3A-6A-7C

Bolilla 7: Temas: 3B-6B-1B

Bolilla 8: Temas: 2A-2C-3C

Bolilla 9: Temas: 6A-5B-3B