

Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional de Cuyo			
P1- PROGRAMA DE ASIGNATURA			
Asignatura:	RESERVORIOS III		
Profesor Titular:	Ing. Silvia Maturano		
Carrera:	Ingeniería de Petróleos		
Año: 2023	Semestre: 1° de Quinto año	Horas Semestre: 75	Horas Semana: 5

FUNDAMENTACION

La materia Reservorios III pertenece al área de tecnologías aplicadas y se dicta en quinto año de la carrera de Ingeniería de Petróleos. Se desarrollan los métodos de recuperación secundaria que implican la inyección de agua o gas para aumentar la recuperación de crudo o para mantenimiento de presión y sus fundamentos, conceptos de recuperación asistida y se estudian los fundamentos y uso de la modelización numérica de reservorios como herramienta para determinar las condiciones óptimas para maximizar la recuperación económica de los hidrocarburos mediante una operación racional del reservorio.

EXPECTATIVAS DE LOGROS – PLAN DE ESTUDIOS ORD. 02/16-CS

- Adquirir conocimiento de los métodos de recuperación secundaria empleados en la Industria Petrolera.
- Adquirir conocimientos de simulación numérica de yacimientos
- Capacidad de realizar simulación numérica de yacimientos

CONTENIDOS MÍNIMOS - PLAN DE ESTUDIOS ORD. 02/16-CS

- Recuperación secundaria. Introducción. Desplazamiento inmiscible. Ecuación de flujo fraccional. Buckley-Leverett. Desplazamiento en reservorios. Estratificación. Métodos asistidos de recuperación. Simulación numérica de yacimientos. Derivación de las ecuaciones. Discretización. Métodos IMPES y totalmente implícitos. Gases, problemas de permeabilidad relativa.

OBJETIVOS

Que el alumno adquiera los conocimientos necesarios para:

- Implementar un proyecto piloto de recuperación secundaria para estimar el porcentaje adicional de recuperación de petróleo. Evaluar incrementos de factor de recuperación. Realizar simulación numérica de yacimientos mediante el uso de un simulador numérico.
- Analizar parámetros que intervienen en la implementación de proyectos de Recuperación Secundaria.
- Plantear distintos escenarios de proyectos de Recuperación Secundaria. Ajustar modelos con historia de producción.

- Realizar predicciones de comportamientos futuros. Seleccionar mejores alternativas técnica-económicas y optimización de alternativas.

CONTENIDOS

Unidad 1: Desplazamiento inmisible en un reservorio homogéneo. 1.A. Ecuación del flujo fraccional. Efectos del: buzamiento de la formación, presión capilar, mojabilidad, movilidades del petróleo y el agua. ¿Dónde calcular M? Efecto de la movilidad sobre la velocidad de barrido. Efecto de las heterogeneidades del reservorio. 1.B. Ecuación de Buckley-Leverett. Solución de Welge. Cálculos de recuperación de petróleo. Análisis de las permeabilidades relativas. Correlaciones más comunes para el cálculo de permeabilidades relativas. Normalización de curvas de permeabilidad relativa según el método de Schneider.

Unidad 2: Efecto de la zona de transición capilar en los cálculos de desplazamiento en un reservorio homogéneo. 2.A. Flujo Segregado. Lineamientos básicos del desplazamiento bajo condiciones de flujo segregado. Análisis de $H=h$: saturación de agua promediada en función del espesor. 2.B. Pseudoparámetros. Permeabilidades relativas promediadas con el espesor o "pseudopermeabilidades". Pseudo presión capilar. Resolución gráfica y uso de ecuaciones.

Unidad 3: Desplazamiento en reservorios estratificados. 3.A. Efecto de las heterogeneidades del reservorio Efecto de las heterogeneidades del reservorio. Eficiencias de barrido areal, vertical y volumétrica. Métodos para evaluar la permeabilidad vertical sin flujo cruzado entre capas: 1. Valor único, 2. Valor Variable: Coeficiente de Dykstra-Parsons, Método de Stiles. Selección de las capas. 3.B. Desplazamiento en reservorios estratificados Desplazamiento en reservorios estratificados: 1. Capas con la presión comunicada: pseudofunciones. 2. Capas sin comunicación de la presión: selección del número de capas y permeabilidades: Método de Stiles, Método de Dykstra-Parsons. Digitación viscosa.

Unidad 4: Eficiencias areales de barrido 4.A. Problema de las eficiencias areales de Barrido. Problema de las eficiencias areales de Barrido. Relación de movilidades. Configuración geométrica del arreglo o patterns: empuje en línea recta directa, empuje en línea desplazada o zigzag, five spot, nine spot, seven spot. 4.B. Factores que controlan la eficiencia de barrido areal. Factores que controlan la eficiencia de barrido areal. Eficiencia de barrido areal a la rotura según el mallado. Eficiencia de barrido areal después de la rotura. Otros factores que afectan la eficiencia de barrido areal. Estudio de Hutchinson. Flujos en línea y periféricos. Selección del mallado.

Unidad 5: Método de Craig-Geffen-Morse (CGM) 5.A. Cálculos previos Cálculos previos: 1- Cálculo del volumen poral de la malla, 2- Cálculo del petróleo original in situ al comienzo de la secundaria, 3- Cálculo de la relación de movilidades antes de la rotura, 4- Determinar la eficiencia de barrido a la rotura, 5- Cálculo del Reservorios III 2 máximo valor de la S_g^* , 6- Cálculo del agua inyectada al momento de la interferencia, 7- Cálculo del agua inyectada acumulada al producirse el fillup del gas. 8- Cálculo del agua inyectada acumulada al producirse la rotura. 5.B. Etapas Etapas: 1- Comportamiento previo a la interferencia, 2- Desde la interferencia hasta el fillup, 3- desde el llenado hasta la irrupción del frente en los productores, 4- desde la irrupción del frente hasta el límite económico. Predicción Multicapa.

Unidad 6: Análisis de Papers 1.- Calidad del Agua de Inyección (D.B. Bennion, D.W. Bennion, F.B. Thomas, R.F. Bietz - Hycal Energy Research Laboratories Ltd. JCPT) 2.- Monitoreo de Reservorios Bajo Recuperación Secundaria I (Richard Baker -JCTP, Abril de 1997, Volumen 36, N° 4) 3.- Monitoreo de Reservorios Bajo Recuperación Secundaria II (Richard Baker -JCTP, Enero de 1998, Volumen 37, N° 1) 4.- Determinación del Espesor Neto para los Mecanismos de Recuperación Primaria y secundaria (W. M. Cobb, SPE, y F.J. Marek, SPE, William M. el Cobb & Associates, Inc. SPE 48952, Septiembre de 1998) 5.- Método para Extrapolar Curva de Corte de

Agua vs. Recuperación de Petróleo (Iraj Ershaghi, SPE.AIME, Osazuwa Omoregie, Universidad del Sur de California. SPE 6977, Agosto 12, 1977) 6.- Técnica de Predicción para los Procesos Inmiscible Usando los Datos de la Producción Histórica del Reservorio (Iraj Ershaghi, SPE, Universidad del Sur de California, Doddy Abdassah, SPE, Universidad del Sur de California, SPE 10068, 1981) 7.- Contestación de Iraj Ershaghi a Startzman sobre la Discusión de una Técnica de Predicción para Procesos Inmiscibles que Usa Datos de Actuación de Campo (Iraj Ershaghi, SPE, Universidad del Sur de California, SPE 13793) 8.- Aplicación de la Técnica del X-Plot (Ershaghi, SPE, U. de California del Sur, L.J. Handy, SPE, U. de de California del Sur, M. Hamdi, U. de California del Sur. SPE 14209) 9.- Contestación del Autor a la Discusión de una Técnica de Predicción para Procesos Inmiscibles Usando los Datos de Actuación del Reservorio (Ershaghi, SPE, U. de California del Sur. SPE 19506)

Unidad 7: Recuperación Asistida 7.A. Clasificación EOR 7.B. Principios fisicoquímicos de CEOR 7.C. EOR en Yacimientos No convencionales

Unidad 8: Ecuaciones Diferenciales de flujo 8.A. Modelo matemático 8.B Ecuaciones diferenciales de flujo en reservorios. 8.C Ley de conservación de masa y Ley de Darcy. Ecuaciones de estado. 8.D. Condiciones de borde. Condiciones iniciales

Unidad 9: Diferencias Finitas 9.A. Ecuaciones discretas. Aproximación de ecuaciones diferenciales por diferencias finitas. 9.B. Cociente de diferencias de primer orden. Cociente de diferencias de segundo orden. Precisión de aproximación. Soluciones explícitas e implícitas. Criterios de estabilidad. 9.C. Tipos de grillas.

Unidad 10: Flujo fluidos incompresibles 10.A. Flujo de fluidos incompresibles 10.B. Forma implícita y explícita de las ecuaciones de flujo. Discretización de condiciones iniciales y de borde. Propiedades promedios entre celdas adyacentes 10.C. Balance de materiales.

Unidad 11: Flujo fluidos poco compresibles 11.A. Flujo de fluidos poco compresibles 11.B. Ecuaciones discretas para flujos poco compresibles. Forma implícita y explícita de las ecuaciones de flujo. 11.C. Balance de materiales.

Unidad 12: Flujo fluidos compresibles 12.A. Flujo de fluidos compresibles (gases reales) Revisión de las ecuaciones de flujo para gases reales. 12.B. Uso de correlaciones para el cálculo de las propiedades PVT de gases. Cálculo de la pseudo presión relativa. 12.C. Solución de la ecuación de flujo. Balance de Materiales

Unidad 13: Flujos Multifásicos 13.A. Flujo multifásico. Cálculo de k_r (método de Stone y modificaciones). 13.B. Ecuaciones básicas para el flujo de gas-petróleo en una dimensión 13.C. Flujo trifásico. Compresibilidad de la roca. Solución para flujo gas petróleo. Método IMPES

Unidad 14: Simulación Numérica 14.A. Simulación numérica del flujo bifásico agua-petróleo. Aplicación a la recuperación secundaria de petróleo. 14.B. Modelo matemático: sistema de ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales. Solución numérica del modelo unidimensional lineal. Método IMPES (implícito en presiones y explícito en saturaciones). 14.C. Método totalmente implícito. Análisis de k_r . Uso del simulador CMG módulo IMEX. Modelo estático y dinámico del modelo de simulación. Ajuste histórico. Predicciones.

METODOLOGÍA DE ENSEÑANZA

Las unidades cuentan con material teórico como apuntes preparados en base a la bibliografía recomendada por la cátedra y/o presentaciones que han sido adaptadas mediante la incorporación de audios y documentos científicos para análisis de casos. Las prácticas de aprendizaje son semanales e incluyen resolución de ejercicios en planillas de cálculo y simulador numérico, cuestionarios de completamiento, de desarrollo y/u opción múltiple. Las

clases prácticas se desarrollan en el Aula de Informática. Se usan además, los recursos disponibles en el aula virtual para la generación de actividades semanales complementarias.

Actividad	Carga horaria por semestre
Teoría y resolución de ejercicios simples	25
Formación práctica	
Formación Experimental – Laboratorio	3
Formación Experimental - Trabajo de campo	5
Resolución de problemas de ingeniería	20
Proyecto y diseño	22
Total	75

BIBLIOGRAFÍA

Autor	Título	Editorial	Año	Ejemplares en biblioteca
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 flúidos en reservorios de hidrocarburos	Sigma	2004	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
Craft, Benjamin C.	Applied petroleum reservoir engineering	Prentice-Hall	1990	8
Ikoku, Chi U.	Natural gas reservoir engineering	Krieger	1992	1
CMG-Simulador numérico	Tutorial de simulador numérico	CMG	2021	Archivo pdf en el programa
Mattax, Calvin C., y Robert L. Dalton	Reservoir Simulation.	Texas: Society of Petroleum Engineers.	1990	1
Ertekin, Turgay. Jamal Abou-Kassem, y	.Basic Applied Reservoir Simulation.	1a. ed. Texas:	2001	2

Gregory R. King.		Society of Petroleum Engineers.		
Fanchi, J. R..	Principles of applied reservoir simulation.	Texas: Gulf Publishing.	1997	3
Instituto Argentino del Petróleo.	Jornadas de recuperación secundaria y asistida	IAPG	2005	1
Willhite, G. P.	Waterflooding	(3a. ed.). Louisiana: Society of Petroleum Engineers.	1986	3
Maturano, Silvia	Fundamentos de la Simulación Numérica	Material didáctico	2015	https://aulabierto.ingenieria.uncuyo.edu.ar/course/view.php?id=1794&section=2#tabs-tree-start
Links de interés				
https://www.sciencedirect.com/journal/journal-of-petroleum-science-and-engineering Acceso a través de http://biblioteca.mincyt.gob.ar/				
https://www.petrotecnia.com.ar/todas-las-revistas.html				

EVALUACIONES (S/ Ord. 108-10_CS)

Para obtener la regularidad los alumnos deben completar y aprobar las prácticas de aprendizaje propuestas en los distintas unidades del programa. Los parciales o recuperatorios de Recuperación Secundaria y Simulación Numérica se aprueban con un mínimo de 60%. El porcentaje de asistencia a clases es del 75% ya que las mismas son de contenido teórico práctico. Para aprobar la materia se debe rendir un examen final.

Criterios de evaluación: En las instancias de evaluación se tendrá en cuenta la organización lógica en el desarrollo de los temas, la pertinencia en la selección de ecuaciones, modelos, metodología y/o método a usar de acuerdo al caso planteado, la valoración de la consistencia de resultados y la selección de la mejor alternativa técnico-económica a aplicar dentro de distintos escenarios.

Programa de examen

Bolilla 1: Temas: 2B 3A 4B 5A 6 8 12 10

Bolilla 2: Temas: 1B 3B 4A 5B 6 7 14 11

Bolilla 3: Temas: 2A 1B 4B 5A 6 9 13 14

Bolilla 4: Temas: 2B 1A 3B 5B 6 11 7 13

Bolilla 5: Temas: 3A 2A 4B 5A 6 14 8 7

Bolilla 6: Temas: 3B 2B 4A 5B 6 10 9 12

14-03-2023

Ing. Silvia Maturano

FECHA, FIRMA Y ACLARACIÓN TITULAR DE CÁTEDRA