

Análisis Integral de Pruebas de Trazadores en Yacimientos (Diseño, ejecución e interpretación)

Jetzabeth Ramírez Sabag

EDITORIAL REVERTÉ

Análisis Integral de Pruebas de Trazadores en Yacimientos (Diseño, ejecución e interpretación)

Jetzabeth Ramírez Sabag



EDITORIAL
REVERTÉ

Barcelona · Bogotá · Buenos Aires · México

Título de la obra original:

Análisis Integral de Pruebas de Trazadores en Yacimientos

© Jetzabeth Ramírez Sabag, 2020

Esta edición:

© Editorial Reverté, Barcelona, 2020

Edición en papel:

ISBN: 978-84-291-7919-4

Edición en e-book:

ISBN: 978-84-291-9546-0 (PDF)

Propiedad de:

Editorial Reverté, S.A.

Calle Loreto 13-15, local B

08029 Barcelona

Tel: (+34) 93 419 3336

reverte@reverte.com

www.reverte.com

Cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública o transformación de esta obra sólo puede realizarse con la autorización de sus titulares, salvo las excepciones previstas por la Ley 23/2006 de Propiedad Intelectual, y en concreto por su artículo 32, sobre ‘Cita e ilustración de la enseñanza’. Los permisos para fotocopiar o escanear algún fragmento de esta obra pueden obtenerse en Cedro (Centro Español de Derechos Reprográficos, www.cedro.org).

Para mi amado esposo,
por todo y por tanto.

A mi amado hijo.

Le dijo Jesús: *"Yo soy la resurrección y la vida;
el que cree en mí, aunque esté muerto, vivirá".*

Juan 11:25

Pues tengo por cierto que las aflicciones del tiempo presente no son
comparables con la gloria venidera que en nosotros ha de manifestarse.

Romanos 8:18

Pero los que esperan a Jehová tendrán nuevas fuerzas;
levantarán alas como las águilas; correrán y no se cansarán;
caminarán y no se fatigarán.

Isaías 40:31

Y dijo al hombre: *He aquí que el temor del Señor es la sabiduría,
y el apartarse del mal, la inteligencia.*

Job 28:28

Índice

CAPÍTULO 1. Introducción	1
1.1 Procesos de recuperación de hidrocarburos	4
1.1.1 Características ideales de un proceso de EOR.	5
1.1.2 Parámetros que influyen en la eficiencia de desplazamiento.	6
1.1.3 Clasificación de los métodos de recuperación de hidrocarburos ...	7
1.1.4 Criterios para seleccionar el mejor método de recuperación	9
1.1.5 Producción mundial de petróleo atribuible a procesos de EOR ...	10
1.2 Pruebas de trazadores entre pozos.	14
1.2.1 Uso de las pruebas de trazadores	17
1.2.2 Antecedentes.	18
1.3 Problemática.	22
1.3.1 Problemática detectada en proyectos con inyección de agua ...	23
1.3.2 Problemática detectada en proyectos con inyección de gases ..	25
1.3.3 Análisis cualitativo	26
1.3.4 El análisis cuantitativo, un problema en yacimientos naturalmente fracturados	27
1.4 Pruebas de un solo pozo y entre pozos para determinar la S_{or}	29
1.5 Impacto de las pruebas de trazadores	32
CAPÍTULO 2. Conceptos fundamentales y relacionados	35
2.1 Tipos de trazadores.	37
2.1.1 Trazadores radiactivos.	40
2.1.2 Trazadores químicos	45
2.2 Aplicaciones de los trazadores en la industria petrolera	47
2.2.1 Perforación y terminación de pozos.	48
2.2.2 Tratamiento de estimulación de pozos.	49

2.2.3	Localización de obstrucciones en ductos.....	50
2.2.4	Medición de fluidos.....	50
2.2.5	Producción y operaciones de recuperación mejorada	51
2.2.6	Tipos de pruebas de trazadores.....	51
2.3	Transporte de masa	53
2.3.1	Definiciones de concentraciones, velocidades y densidades de flujo de materia	54
2.3.2	Ley de difusión de Fick	56
2.3.3	Analogía entre los diferentes mecanismos de transporte	56
2.3.4	Ecuación de balance de materia	57
2.4	Ecuaciones generales de conservación	60
2.4.1	Leyes fundamentales de conservación.....	61
2.4.2	Ecuación de continuidad (conservación de masa)	62
2.5	Problemas de valores en la frontera	64
2.5.1	Condiciones de frontera utilizadas con más frecuencia	65
2.5.2	Problemas adimensionales de valores iniciales y de frontera ...	65
2.5.3	Conversión del problema de difusión a su forma adimensional... ..	66
2.6	Flujo multifásico en yacimientos	69
2.6.1	Fundamentos de las fuerzas superficiales y capilares	70
2.6.2	Fundamentos de los mecanismos macro y microscópicos	72
2.6.3	Ecuaciones de transporte	75
2.6.4	Componentes de cada fase.....	76

CAPÍTULO 3. Modelos matemáticos representativos del flujo de trazadores en medios porosos..... 79

3.1	Introducción	81
3.2	Mecanismos de transporte.....	83
3.2.1	Difusión en fluidos estancados	83
3.2.2	Dispersión en medios porosos.....	85
3.2.3	Dispersión longitudinal	85
3.2.4	Dispersión transversal.....	85
3.2.5	Mecanismos de dispersión	87
3.3	Modelos representativos de medios porosos homogéneos	87
3.3.1	Modelos de difusión de Coats	88
3.3.2	Modelos de difusión de Gershon	90
3.3.3	Modelos de difusión de Brigham	92
3.3.4	Modelo de capacitancia de Deans	97
3.3.5	Modelo de capacitancia de Coats y Smith	99
3.3.6	Modelo de capacitancia de Brigham	100

3.4	Modelos representativos de medios porosos con fracturas naturales.....	101
3.4.1	Modelo de Tang y cols.....	101
3.4.2	Modelo de Jensen y Horne	104
3.4.3	Modelo de Walkup y Horne	106
3.4.4	Modelo de Ramírez-Sabag y cols.....	109
3.5	Modelos representativos de flujo radial en medios porosos homogéneos.....	118
3.5.1	Modelo de Tang y Babú	120
3.5.2	Modelo de Moench y Ogata	120
3.5.3	Modelo de Hsieh	121
3.5.4	Modelo de Tang y Peaceman	123
3.5.5	Modelo de Falade y Brigham	123
3.6	Modelos representativos de flujo radial en medios porosos no homogéneos.....	124
3.6.1	Modelos de Chen (1985)	124
3.6.2	Modelo Ramírez-Sabag y cols. (yacimiento estratificado)	127
3.6.3	Modelo Ramírez-Sabag y cols. para el flujo radial en un yacimiento fracturado (geometría matriz-fractura cúbica) ..	137

CAPÍTULO 4. Modelación numérica.....145

4.1	Simulación con líneas de corriente (LDC)	150
4.1.1	Introducción.....	150
4.1.2	Definiciones fundamentales	150
4.1.3	Formulación de líneas de corriente	156
4.1.4	Procedimiento general para la simulación de trazadores basada en el formalismo de LDC.....	163
4.1.5	Comentarios sobre la simulación con líneas de corriente	166
4.2	Simulación numérica de yacimientos.....	170
4.2.1	Introducción	170
4.2.2	Tipos de simuladores numéricos de yacimientos	174
4.2.3	Ecuaciones básicas del modelo de simulación numérica de yacimientos de tipo composicional	176
4.2.4	Ecuaciones básicas del modelo de simulación numérica de yacimientos tipo crudo negro	180
4.3	Simulación del flujo de trazadores con el simulador Eclipse	184
4.3.1	Palabras clave utilizadas en el simulador	190
4.3.2	Procedimiento	195

CAPÍTULO 5. Análisis de sensibilidad y problema inverso201

5.1 Análisis de sensibilidad 203

5.1.1 Modelo para flujo lineal en yacimientos naturalmente fracturados 203

5.1.2 Modelo para flujo radial 211

5.1.2.1 Modelo para flujo radial en un yacimiento estratificado .. 211

5.1.2.2 Modelo para flujo radial en un yacimiento fracturado (geometría matriz-fractura cúbica) 214

5.1.3 Aspectos prácticos 218

5.2 Problema inverso..... 229

5.2.1 Introducción al problema inverso..... 229

5.2.2 Problema directo (PD) 230

5.2.2.1 Modelos matemáticos 230

5.2.2.2 Solución del problema directo (PD) 232

5.2.2.3 Problema directo bien condicionado 233

5.2.3 Problema inverso (PI)..... 234

5.2.3.1 Conceptos básicos..... 234

5.2.3.2 Mal condicionamiento del problema inverso 236

5.2.3.3 Soluciones numéricas inversas mal condicionadas..... 237

5.2.3.4 Cambio de problemas inversos a problemas de optimización 239

5.2.3.5 Solución del problema inverso de pruebas de trazadores entre pozos 239

5.2.3.6 Aplicación..... 239

CAPÍTULO 6. Metodología «Análisis integral de pruebas de trazadores»253

6.1 Modelación matemática 256

6.2 Simulación numérica 257

6.3 Diseño de la prueba 261

6.4 Ejecución (implementación en campo)..... 266

6.5 Problema inverso (PI) 269

6.6 Interpretación de la prueba..... 270

6.7 Principales ventajas de la metodología integral de pruebas de trazadores..... 275

6.8 Conclusiones sobre la metodología 276

6.9 Aplicación..... 277

CAPÍTULO 7. Prueba de un solo pozo para determinar la saturación de petróleo residual	299	
7.1	Introducción	301
7.2	Métodos utilizados para estimar la saturación de petróleo residual y remanente	302
7.2.1	Técnicas para determinar la saturación de petróleo residual ...	305
7.2.2	Métodos para estimar la saturación de petróleo remanente ...	306
7.3	Conceptos básicos de la prueba de trazadores de un solo pozo para estimar la S_{or}	310
7.3.1	Prueba de trazadores de un solo pozo, SWTT, para determinar la saturación de petróleo residual	312
7.4	Principio de medición de la prueba SWTT, para determinar la S_{or}	313
7.5	Diseñar una prueba de trazadores de un solo pozo para determinar la S_{or}	315
7.5.1	Selección del trazador primario.....	317
7.5.2	Cálculo de los principales parámetros de diseño	319
7.6	Ejecución de la prueba de trazadores de un solo pozo	320
7.6.1	Pasos operacionales	321
7.7	Interpretación de la prueba SWTT para estimar la S_{or}	325
7.7.1	Método cualitativo	325
7.7.2	Método analítico	326
7.7.3	Método numérico	331
7.7.4	Simulador UTCHEM (University of Texas Chemical Compositional Modeling)	346
7.7.5	Aplicación del UTCHEM para diseñar e interpretar las SWTT ...	351
7.7.6	Evaluación de un proceso de recuperación mejorada a través de las SWTT.....	355
CAPÍTULO 8. Procedimiento de campo y laboratorio	363	
8.1	Transportar el material radiactivo	365
8.1.1	Contenedores.....	365
8.1.2	El vehículo para transportar material radiactivo	365
8.1.3	Ejemplo	366
8.1.4	Factores de protección radiológica	367
8.2	Actividades previas a la inyección	367
8.3	Inyección de trazadores según la operación específica.....	370
8.3.1	Procedimiento de inyección	370

8.3.2	Equipo y material necesarios para la inyección	372
8.3.3	Medir los niveles de radiación	373
8.4	Muestreo	374
8.5	Procedimiento de laboratorio para analizar muestras con equipo de centelleo líquido	375
8.5.1	Preparar y medir las muestras recogidas en el campo.....	375
8.5.2	Modificar el programa de muestreo.....	378
8.5.3	En el caso de que los pozos permanezcan cerrados.....	378
8.5.4	Equipo y material de muestreo	379
8.6	Seguridad y protección ambiental	380
8.6.1	Riesgos	380
8.6.2	Manejar los desechos	381
8.6.3	Referencias y normas	381

CAPÍTULO 9. Uso de pruebas de trazadores para diseño de proyectos de recuperación mejorada. Ejemplos de campo.

Autor invitado Edgar A. Meza Pérez.....**385**

9.1	Ejemplo 1. Campo Poza Rica	387
9.1.1	Descripción del campo.....	387
9.1.2	Descripción del proyecto.....	388
9.1.3	Resultados y comentarios	390
9.2	Ejemplo 2. Campo Tamaulipas – Constituciones	391
9.2.1	Descripción del campo.....	391
9.2.2	Descripción del proyecto.....	392
9.2.3	Resultados y comentarios	394
9.3	Ejemplo 3. Campo Sitio Grande	396
9.3.1	Descripción del campo.....	396
9.3.2	Descripción del proyecto.....	396
9.3.3	Resultados y comentarios	398
9.4	Ejemplo 4. Campos Agua Fría – Tajín	401
9.4.1	Descripción del campo.....	401
9.4.2	Descripción del proyecto.....	403
9.4.3	Resultados y comentarios	406

APÉNDICE A. Solución a las ecuaciones diferenciales del flujo lineal unidimensional de trazadores a través de yacimientos homogéneos ... 409

A.1	Modelo de Difusión de Coats y Smith (1963) (ecuación 3.9), primer grupo de condiciones de frontera	411
-----	--	-----

- A.2 Flujo lineal unidimensional de trazadores a través de yacimientos homogéneos con condiciones mixtas. Ecuación de Difusión de Coats y Smith (ecuación 3.9 del capítulo 3) ... 414

APÉNDICE B. Desarrollo de las ecuaciones de flujo lineal del

Modelo Ramírez-Sabag y cols. 423

- B.1 Solución de la ecuación para la región inmóvil. Ecuación 3.173. 427
 B.2 Solución de la ecuación para la región móvil. Ecuación 3.162. 428

APÉNDICE C. Derivación de la solución semianalítica para flujo lineal de trazadores en un yacimiento fracturado.

Modelo Ramírez-Sabag y cols. 431

APÉNDICE D. Solución a las ecuaciones fundamentales de flujo radial del Modelo Ramírez-Sabag y cols. para yacimientos estratificados 437

- D.1 Modelo matemático expresado en variables adimensionales. 439
 D.2 Solución a la ecuación para la región inmóvil. 440
 D.3 Solución a la ecuación fundamental para la región móvil. 441

APÉNDICE E. Derivación y solución del modelo matemático para flujo radial (geometría matriz-fractura cúbica) por Ramírez-Sabag y cols. 445

- E.1 Desarrollo de las ecuaciones fundamentales de flujo 447
 E.1.1 Ecuación de flujo para la región móvil. 447
 E.1.2 Ecuación de flujo para la región inmóvil. 449
 E.2 Solución del modelo matemático para flujo radial con geometría matriz-fractura cúbica. 450
 E.2.1 Solución de la ecuación para la región inmóvil o para los bloques de matriz. 453
 E.2.2 Solución de la ecuación fundamental que gobierna el comportamiento del trazador en el sistema de fracturas. 457

APÉNDICE F. Normativa y seguridad en el manejo de material radiactivo 459

- F.1 Organismos responsables. 461
 F.1.1 Secretaría de Energía. 461
 F.2 Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia Nuclear. 461
 F.2.1 Trámites y servicios al público. 462

F.3	Normas oficiales mexicanas en materia de protección radiológica y seguridad nuclear.....	463
F.4	Reglamento General de Seguridad Radiológica.....	464
F.4.1	Seguridad Radiológica	464
F.4.2	Objetivos de la protección radiológica	464
F.4.3	Efectos biológicos de las radiaciones ionizantes	465
F.4.4	Efectos somáticos	465
F.4.5	Efectos estocásticos	465
F.4.6	Efectos determinísticos.....	466
F.4.7	Límites de dosis.....	466
F.5	Dosimetría	467
F.5.1	Unidad de actividad de una fuente	467
F.5.2	Exposición	468
F.5.3	Unidad de exposición (C/kg).....	468
F.5.4	Unidad de dosis absorbida	469
F.5.5	Unidad de equivalente de dosis	469
F.5.6	Rapidez del equivalente de dosis	470
F.5.7	Rapidez de exposición	470
F.5.8	Dosis absorbida.....	470
F.6	Reglamentación de las fuentes de radiación ionizante	471
F.6.1	Generalidades. Disposiciones Generales	471
F.6.2	Autorizaciones, permisos y licencias para manejar material radiactivo	471
F.6.3	Recomendaciones generales para embarcar y manejar materiales radiactivos	471
F.7	Organismos reguladores en diferentes países con instalaciones nucleares y organismos internacionales.....	473
F.7.1	Organismos internacionales.....	474
F.7.2	Marco Regulatorio Internacional.....	474
	APÉNDICE G. Tabla de modelos matemáticos.....	475
	GLOSARIO	483
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	495

Prólogo

El propósito de este libro es presentar en forma sencilla cada uno de los aspectos que conforman la teoría y las buenas prácticas de las pruebas de trazadores en yacimientos petroleros. Se pretende que el presente texto sea considerado como el ABC de las pruebas de trazadores en yacimientos.

La mayor dificultad que se presenta en este campo no reside tanto en la comprensión de sus conceptos, sino en la escasez, a nivel mundial, de la literatura que debe servir de base para el diseño, ejecución e interpretación de las pruebas de trazadores. Sin embargo, a pesar de que prácticamente no existen libros dedicados a este tema (dos o tres a nivel internacional), sí existen numerosas aplicaciones de este tipo de pruebas en todo el mundo. Esta paradoja se explica porque el valor que genera la extracción de hidrocarburos depende del conocimiento de las formaciones que contienen los yacimientos.

Conocer cómo se mueven los fluidos en un yacimiento durante su producción es una tarea indispensable para definir las estrategias de un esquema óptimo de explotación. La ventaja que ofrecen los trazadores se basa en que son un “testigo” de los caminos que siguen los fluidos en el sistema. Los resultados que se obtienen con esta técnica tienen un gran impacto en el diseño de los procesos de recuperación de hidrocarburos, de forma que permiten minimizar los riesgos asociados a la complejidad de los yacimientos, contribuyendo así al éxito de los proyectos de inversión.

Es por ello que la industria petrolera tiene la urgente necesidad de realizar pruebas de trazadores, ya que pueden proveer información imprescindible para el diseño e implementación exitosa de proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos.

Algunos ejemplos de la información que pueden proporcionar son los siguientes:

- la saturación remanente/residual de aceite, objetivo del proyecto de recuperación;
- las propiedades del sistema roca-fluidos y características dinámicas del yacimiento, a fin de identificar y cuantificar barreras de flujo, zonas de alta permeabilidad, fallas conductivas, etc., que de no conocerlas a tiempo pueden conducir al fracaso mismo del proceso de recuperación de hidrocarburos;
- el origen de la alta producción de agua en detrimento de la producción de petróleo.

Numerosas aplicaciones han sido publicadas en artículos técnicos. Sin embargo, estos artículos no muestran detalles sobre el diseño, la ejecución y la interpretación de las mismas. De las experiencias documentadas se puede concluir que los factores que conducen al fracaso de las pruebas de trazadores son varios. Los más frecuentes están relacionados con el diseño de la prueba y con su implementación en campo. La literatura técnica sobre el tema está muy dispersa, y se reporta que aproximadamente el 65% de todos los estudios de trazado son cualitativos.

Hasta ahora, una de las técnicas para la caracterización dinámica de los yacimientos son las pruebas de presión, que de alguna manera indirecta puede proporcionar resultados asociados al tipo de flujo que ocurre en el medio poroso. Sin embargo, existe el problema de soluciones múltiples, que puede reducirse combinando resultados provenientes de otras fuentes.

En esta obra se incluyen los principales temas relacionados con la naturaleza, los modelos, el diseño, la ejecución y la interpretación de las pruebas de trazadores. El enfoque de los temas tiene el propósito de asentar las bases para avanzar tanto en la teoría como en la tecnología, así como en las mejores prácticas de esta materia.

El texto contribuye a la comprensión de los conceptos teóricos y prácticos; pero son justamente los profesionales de la ingeniería petrolera quienes deben contribuir con la tarea de continuar con el desarrollo de la tecnología de pruebas de trazadores, a fin de lograr los resultados contundentes que de esta técnica se espera. En este libro se tratan explícitamente las tres etapas en las que se dividen las pruebas de trazadores: diseño, ejecución e interpretación, tanto para las pruebas de un solo pozo como para las pruebas entre pozos. Los temas incluidos en este texto fueron motivados por la falta de literatura adecuada para diseñar e interpretar los resultados, de modo tal que éstos sean contundentes para soportar técnicamente los proyectos de inversión de recuperación de hidrocarburos.

El libro se divide en tres partes:

Antecedentes (Capítulos 1 a 5): Aquí se presentan todos los conceptos fundamentales y otros relacionados con esta técnica; entre ellos, la modelación matemática, la simulación numérica y el problema inverso.

Metodología integral (Capítulos 6 y 7): En esta parte se tratan paso a paso el diseño, la implementación y la interpretación cuantitativa de pruebas de trazadores. Esta metodología que he desarrollado trata de evitar muchos de los problemas que conducen a los resultados ambiguos reportados en la literatura técnica.

Procedimientos de campo y de laboratorio (Capítulos 8 y 9): En esta parte se presentan los procedimientos que se consideran importantes en los estudios de trazadores en yacimientos, con ejemplos reales. Además se incluye un capítulo sobre la determinación de aceite residual.

Los siete apéndices de la obra presentan material de soporte técnico.

Todo lo anterior expresa el desafío que viven los administradores de yacimientos petroleros; así como el reto de las instituciones de educación superior, dado que no se reconoce una asignatura con personalidad propia sobre pruebas de trazadores en los planes de estudio de la carrera de ingeniería petrolera.

Espero que este material (resultado de mi investigación durante muchos años) sea útil para el lector y que en él encuentre lo necesario, bien para introducirse en el tema, bien para resolver alguno de los problemas que haya detectado en sus aplicaciones, o también para profundizar en cualquiera de los aspectos tratados en este libro. Asimismo, es mi deseo que la obra contribuya a la formación de recursos humanos y sea útil como material didáctico de esta materia

Agradezco de forma muy especial al autor del capítulo 9, el M. en I. Edgar A. Meza, por su invaluable aportación. Hago también un reconocimiento al Dr. Israel Ramírez, por su colaboración en la edición de este libro; al M. en I. Ángel Huerta, por el apoyo brindado, específicamente en la edición de las figuras de esta obra. Asimismo, agradezco a todos aquellos colegas y alumnos que contribuyeron de alguna manera en la conformación de los temas tratados en el presente libro.

Apreciaré mucho cualquier comentario a esta obra, que pueden enviar al siguiente correo electrónico: jetzabeth@ai.org.mx.

Jetzabeth Ramírez Sabag

Capítulo 1

Introducción

1.1	Procesos de recuperación de hidrocarburos	4
1.1.1	Características ideales de un proceso de EOR.....	5
1.1.2	Parámetros que influyen en la eficiencia de desplazamiento	6
1.1.3	Clasificación de los métodos de recuperación de hidrocarburos ...	7
1.1.4	Criterios para seleccionar el mejor método de recuperación	9
1.1.5	Producción mundial de petróleo atribuible a procesos de EOR ...	10
1.2	Pruebas de trazadores entre pozos	14
1.2.1	Uso de las pruebas de trazadores	17
1.2.2	Antecedentes.....	18
1.3	Problemática	22
1.3.1	Problemática detectada en proyectos con inyección de agua ...	23
1.3.2	Problemática detectada en proyectos con inyección de gases ..	25
1.3.3	Análisis cualitativo	26
1.3.4	El análisis cuantitativo, un problema en yacimientos naturalmente fracturados	27
1.4	Pruebas de un solo pozo y entre pozos para determinar la S_{or}	29
1.5	Impacto de las pruebas de trazadores	32

La vida de un yacimiento comienza con la exploración que conduce al descubrimiento, seguido por la delimitación del yacimiento, el desarrollo del campo, la producción (primaria, secundaria y terciaria) y, finalmente, su abandono (véase figura 1.1). Integrar una buena administración de yacimientos es la clave del éxito de las operaciones que se realicen a lo largo de vida de este.



Figura 1.1 Ciclo de vida de un yacimiento (Setter y Thakur, 1992).

Una gran cantidad de hidrocarburos remanentes en los yacimientos de todo el mundo no se recuperan. Sin embargo, la buena noticia es que se están logrando muchos avances tecnológicos en geología, geofísica, petrofísica, así como en la producción e ingeniería de yacimientos. Concretamente, las supercomputadoras –y las estaciones de trabajo– están incrementando el poder computacional, de modo que los avances tecnológicos en herramientas computacionales y en *software* proveen oportunidades para la mejora económica de la recuperación de hidrocarburos.

Las reservas de hidrocarburos han ido disminuyendo. Sin embargo, se ha producido un pequeño incremento en la eficiencia de recuperación de las reservas gracias a la buena administración de yacimientos, que podrían suponer cantidades significativas. Estos incentivos y retos motivan las buenas prácticas en la administración de yacimientos.

Esto puede interpretarse como el uso juicioso de los medios disponibles para maximizar los beneficios/ganancias del yacimiento, optimizando la recuperación de hidrocarburos en tanto se minimiza la inversión y las operaciones costosas. La administración de yacimientos implica tomar decisiones acertadas: por un lado, puede dejarse pasar la oportunidad de generar algún beneficio a través de operaciones en el yacimiento sin una planificación programada, o, por otro lado, puede mejorarse

la recuperación de hidrocarburos y maximizar los beneficios económicos del mismo yacimiento a través de las buenas prácticas en la administración.

Los mecanismos primarios de recuperación de hidrocarburos que usan la energía natural del yacimiento (empuje por expansión del líquido y de la roca, expansión del gas disuelto, empuje por casquete de gas, entrada natural de agua o una combinación de estos mecanismos), así como los métodos secundarios que aumentan la energía natural a través de la inyección de fluidos (por ejemplo, agua, gas o una combinación de estos) dejan en el yacimiento desde un tercio del crudo original hasta la mitad, o incluso más. Esto significa que es mayor la cantidad de petróleo que permanece en el yacimiento que el que se ha producido o del que se producirá por métodos primarios y secundarios. Por ello, es lógico que se empleen las técnicas de recuperación mejorada, pues así es posible obtener las enormes fuentes de energía necesarias para recuperar el petróleo remanente en el yacimiento.

En la siguiente sección se describen con más de detalle este tipo de procesos.

1.1 Procesos de recuperación de hidrocarburos

Los procesos de recuperación mejorada de petróleo, conocidos como EOR (por sus iniciales en inglés, *Enhanced Oil Recovery*), incluyen todos los métodos que usan fuentes externas de energía o sustancias para recuperar el crudo que no puede producirse económicamente por medios convencionales. Los métodos de EOR pueden clasificarse de forma general (Farouq Ali, 1996) como:

- Métodos térmicos (inyección de vapor, agua caliente y combustión *in situ*).
- Métodos no térmicos (inyección de químicos, miscibles y empuje de gas).

Para una administración de yacimientos eficiente, es necesario conocer las bases de estos métodos y sus aplicaciones.

El objetivo de un proceso de EOR es movilizar el petróleo residual o remanente en todo el yacimiento. Esto es posible mejorando los mecanismos microscópicos de desplazamiento de crudo y la eficiencia de barrido. La eficiencia de desplazamiento se incrementa reduciendo la viscosidad del petróleo (por métodos térmicos, por ejemplo) o bien reduciendo las fuerzas capilares o la tensión interfacial (por inyección de químicos, por ejemplo). En cambio, la eficiencia de barrido volumétrica se mejora a través de la disminución de la movilidad del fluido desplazante (inyección de polímeros, por ejemplo).

Los procesos de EOR se han usado como una prolongación de la recuperación secundaria, por lo que se les ha denominado *procesos de recuperación terciaria*. Sin embargo, en el caso de crudos muy viscosos y lutitas petrolíferas, que tienen muy poca o ninguna recuperación primaria ni secundaria, los métodos de EOR se referirán a las técnicas de recuperación de petróleo empleadas desde el comienzo de la

vida productiva del yacimiento. Es decir, que no se restringen a una fase particular (primaria, secundaria o terciaria).

El mayor incentivo para usar estos métodos radica en que, en los yacimientos que se están explotando, todavía queda más de la mitad del petróleo original *in situ*. Con todo, su aplicación depende de los precios del crudo y de las posibles ganancias, principalmente porque la tecnología de EOR es muy compleja y costosa.

1.1.1 Características ideales de un proceso de EOR

La eficiencia de desplazamiento total de cualquier proceso de EOR se considera que es igual al producto de las eficiencias micro y macroscópicas de desplazamiento. Esto, expresado en forma de ecuación, equivale a:

$$r = E_D \times E_V \quad (1.1)$$

donde r es el factor de recuperación (petróleo recuperado por proceso/petróleo *in situ* al comienzo del proceso); E_D es la eficiencia microscópica de desplazamiento expresada en fracción y E_V , la eficiencia macroscópica de desplazamiento, también expresada en fracción.

La eficiencia microscópica, E_D , se relaciona con el desplazamiento o movilización del crudo a escala de poros y mide la efectividad del fluido desplazante para mover el petróleo en aquellos lugares de la roca donde dicho fluido entra en contacto con el crudo. E_D , entonces, refleja la magnitud de la saturación de petróleo residual, S_{or} , en las regiones contactadas por el fluido desplazante.

Por su parte, la eficiencia macroscópica, E_V , denominada también *eficiencia de barrido volumétrico*, se relaciona con la efectividad del fluido desplazante para contactar el yacimiento volumétricamente. Mide la efectividad del fluido desplazante para barrer, tanto areal como verticalmente, el volumen de un yacimiento y para desplazar el petróleo hacia los pozos productores. Deben tenerse en cuenta tanto el barrido areal como el vertical. A menudo se utiliza la E_V como el producto de las eficiencias de desplazamiento areal y vertical para reflejar la magnitud de una saturación residual promedio, debido a que se basa en el petróleo residual que queda en las zonas barridas y no barridas del yacimiento.

Por ejemplo, según Creen y Willhite (1998), en una inyección de agua, donde S_{oi} es 0,60 y S_{or} es 0,30, la magnitud de la eficiencia E_D será:

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} = \frac{0,60 - 0,30}{0,60} = 0,50 \quad (1.2)$$

En una inyección de agua, un valor común de E_V es 0,70. Así, para una inyección de agua típica, la recuperación de petróleo o de la eficiencia de desplazamiento total está en torno a un tercio. Sin embargo, este no es un valor universal: algunos yacimientos tendrán una recuperación mayor o menor, dependiendo de sus propias

características y de las del crudo. No obstante, el resultado indica que una cantidad significativa de petróleo residual permanece en la zona barrida del yacimiento después de una inyección de agua, debido a dos factores: primero, por una saturación de petróleo residual que permanece en los lugares barridos por el agua y, segundo, porque una gran porción del yacimiento no entra en contacto con el agua inyectada y el crudo no se desplaza de estas zonas a los pozos productores. Además, algo de petróleo de la parte barrida puede desplazarse a otras no barridas, lo cual aumenta la saturación de petróleo en estas zonas. En los procesos de EOR, es deseable una situación en la que los valores de E_D , E_V y, consecuentemente, r , se aproximen a la unidad.

Un proceso de EOR ideal podría ser aquel donde el primer tapón desplazante remueva todo el crudo de los poros en contacto con el fluido ($S_{or} \rightarrow 0$) y en el cual el fluido desplazante contacte el volumen total del yacimiento y desplace el crudo hacia los pozos productores. Un segundo tapón de fluido usado para desplazar el primer tapón podría comportarse de forma similar, desplazando el primer tapón eficientemente, tanto macro como microscópicamente. Desarrollar un fluido desplazante con propiedades que proporcionen estos resultados y que sean, además, económicos es un objetivo muy difícil de lograr. Muchas reacciones entre el fluido desplazante y el petróleo conducen a un desplazamiento eficiente (bajo S_{or}): miscibilidad entre los fluidos, disminución de la tensión interfacial entre los fluidos, expansión volumétrica del petróleo y reducción de la viscosidad del crudo.

1.1.2 Parámetros que influyen en la eficiencia de desplazamiento

Después de la producción primaria y, posiblemente, de la inyección de agua, cierta cantidad de crudo, denominada *petróleo remanente*, se queda en la roca del yacimiento y permanece ahí irrecuperable.

En teoría, en una roca mojada por agua, todo el petróleo puede ser desplazado por la fase permeable (agua) si el gradiente de presión es suficientemente alto. En la práctica, el crudo desplazado dependerá de la cantidad de agua que se haya inyectado, de la velocidad y, también, de la razón de movilidad.

Si la movilidad (razón permeabilidad/viscosidad) del fluido desplazante es mayor que la del fluido que se desplazará, la relación de movilidades es desfavorable. Esta situación no es deseable porque el mecanismo de desplazamiento será ineficiente. La razón de movilidad, M , generalmente se define como la movilidad de la fase desplazante, λ_D , dividida entre la movilidad del fluido desplazado, λ_d . Este factor influye en la eficiencia de desplazamiento, esto es, en la eficiencia microscópica de desplazamiento del crudo dentro de los poros. En efecto, si $M > 1$, el fluido desplazante –por ejemplo, agua en una inyección de agua– se mueve más fácil que el fluido desplazado, el petróleo. Esta situación no es deseable porque el fluido desplazante fluirá, sobrepasando al fluido desplazado, y, como consecuencia, producirá un desplazamiento ineficiente, fenómeno conocido como *canalización viscosa*.

Para que ocurra un desplazamiento óptimo, debe darse que $M < 1$, relación definida generalmente como *razón de movilidad favorable*. Si $M > 1$, significa que debe inyectarse más fluido para alcanzar una determinada saturación de petróleo residual en los poros.

Igual que la eficiencia de desplazamiento, tanto la eficiencia de barrido areal como la de conformación (o eficiencia de barrido vertical) decrecen a medida que la razón de movilidad aumenta. En otras palabras, si el fluido desplazante fluye más rápidamente que el petróleo, el desplazamiento es ineficiente también desde un punto de vista macroscópico. La razón de movilidad puede mejorarse disminuyendo la viscosidad del crudo, aumentando la viscosidad de la fase desplazante, aumentando la permeabilidad efectiva al petróleo y disminuyendo la permeabilidad efectiva de la fase desplazante. Por todo ello, y dado que los diferentes métodos de EOR ayudan a lograr uno o más de estos efectos, es más conveniente hablar en términos de movilidades.

Otro parámetro que juega un papel importante en los procesos de EOR es el número capilar, un grupo adimensional que expresa la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas interfaciales. El número capilar, N_C , se define como $\mu v / \sigma \cos \theta$, el cual es similar a $k\Delta p / \sigma L$, donde v es la velocidad frontal ($q/A\phi$); q , el gasto al área de la sección transversal; ϕ , la porosidad; σ , la tensión interfacial entre las fases desplazada y desplazante, con θ como su ángulo de contacto, y μ , la viscosidad del fluido desplazante. Conforme el número capilar se incrementa en un proceso de EOR, la saturación de petróleo residual decrece. Un incremento en el número capilar se obtiene incrementado el gradiente de presión, bajando la viscosidad del crudo o reduciendo la tensión interfacial. Para desplazamientos miscibles, la tensión interfacial se aproxima a cero y la eficiencia del desplazamiento de petróleo en la escala microscópica o de poro es óptima.

Se ha observado que la recuperación de petróleo está dominada por la razón de movilidad y el número capilar. Así mismo, un cambio en la tensión interfacial podría afectar a la presión capilar y, por lo tanto, a las permeabilidades efectivas y, finalmente, a M y N_C . En realidad, la situación resulta mucho más compleja debido a las emulsiones, a las interacciones roca-fluido y a otros factores difíciles de cuantificar (flujo de finos, efecto de temperatura, compactación, entre otros) que están involucrados en la mayoría de los procesos de EOR. También, la permeabilidad de la roca juega un papel muy importante.

1.1.3 Clasificación de los métodos de recuperación de hidrocarburos

Existe una amplia variedad de procesos de EOR, pero, debido a la diversidad de los yacimientos y a la disponibilidad de recursos, ninguno puede aplicarse de forma universal. En general, los procesos de EOR pueden agruparse en dos grandes categorías: térmicos y no térmicos (químicos e inyección de gases) y estos últimos, a su vez, pueden ser miscibles o inmiscibles. Los procesos térmicos se usan con preferencia

para los crudos pesados. En cambio, los métodos no térmicos, para crudos livianos –aunque algunos pueden aplicarse a crudos pesados, pero han tenido poco éxito en las aplicaciones de campo. Con todo, la geología de los yacimientos y las propiedades de los fluidos determinan el método que debe emplearse, incluso cuando los conocimientos fundamentales indicaran descartarlos.

Los procesos de EOR suelen ser costosos, requieren altos porcentajes de tiempo para aplicarlos (aproximadamente cinco años) y necesitan tecnologías más sofisticadas que las utilizadas en la recuperación primaria y secundaria. En la figura 1.2, se presenta un esquema con los métodos convencionales y los EOR.

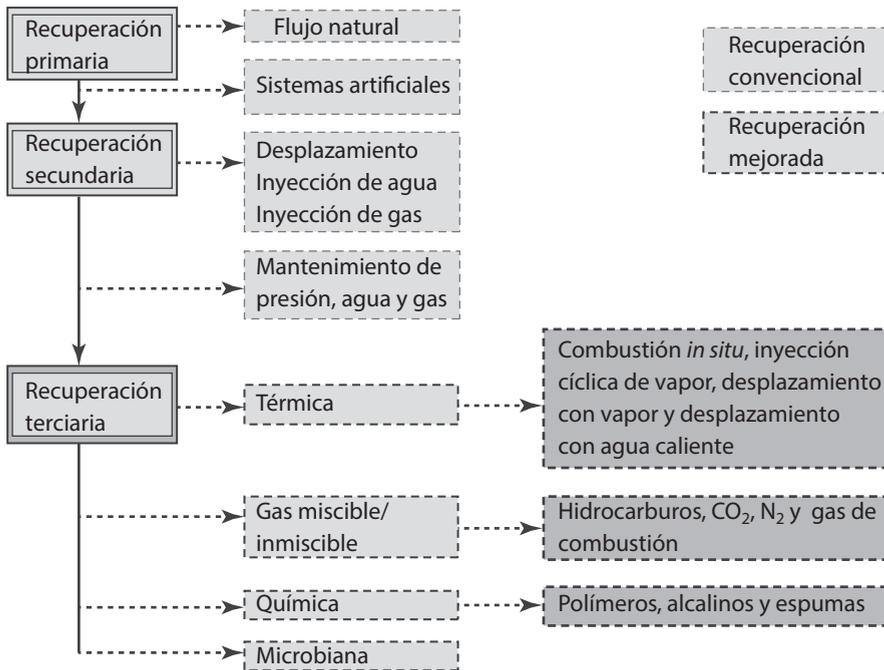


Figura 1.2 Esquema de explotación de los yacimientos de hidrocarburos.

Por todo el mundo, se han implantado diversos esquemas de explotación durante la vida productiva de los yacimientos con el objetivo de maximizar la recuperación de hidrocarburos. En la tabla 1.1 se ilustran algunos yacimientos de seis países, incluido México, y la secuencia de las diferentes etapas de recuperación de hidrocarburos.

Tabla 1.1 Secuencia de los diferentes proyectos de recuperación en algunos países (Morales, 1999).

Yacimiento	Sistemas aplicados	Años
Hawkins (EE. UU.)	Producción primaria	1940
	Inyección de gas de combustión	1975
	Inyección de N ₂	1991
Midale (Canadá)	Producción primaria	1954
	Inyección de agua	1962
	Inyección de CO ₂	1984
Samaria (México)	Producción primaria	1973
	Inyección de agua	1977
	Inyección de N ₂	2008
Tía Juana (Venezuela)	Producción primaria	1936
	Inyección de vapor	1961
Ekofisk (Noruega)	Producción primaria	1971
	Inyección de agua	1981
	Redistribución de agua	1991
	Inyección de N ₂	1996
Natih (Oman)	Producción primaria	1963
	Inyección de agua	1972
	Inyección de gas	1982

1.1.4 Criterios para seleccionar el mejor método de recuperación

Puede decirse que no existe un proceso de EOR válido para todos los casos; es decir, dado que cada proceso tiene su aplicación específica, no existe un proceso de aplicación universal. Antes de iniciar un proceso de EOR, deben analizarse la roca del yacimiento y las propiedades del fluido, así como la historia de producción. Esto resulta importante para revisar el proceso de recuperación secundaria precedente y determinar así las razones principales por las que no se produjo el petróleo residual. Los factores que inciden fuertemente sobre el éxito de un proceso de recuperación secundaria también suelen ser, por lo general, los factores que afectan el éxito de un subsecuente proyecto de EOR o terciaria.

Ahora bien, hay que tener en cuenta que todos los procesos de EOR presentan límites de aplicación, derivados tanto de la teoría como de experimentos de laboratorio, así como de experiencias de campo.

Seleccionar un posible proceso de recuperación para implantar, significa básicamente:

- Evaluar la información disponible del yacimiento (petróleo, roca, agua, geología y desarrollo previo).

- Completar la información disponible con determinados estudios especializados de laboratorio.
- Seleccionar los procesos potencialmente aplicables, descartando los que de ningún modo pueden aplicarse.

Lo anterior constituye el primer paso en la secuencia de implementación de un proceso de EOR. Los subsiguientes pasos forman parte de una evaluación futura del proceso candidato si más de uno satisface los criterios de selección, el diseño, la implementación y la evaluación de la prueba piloto a escala de campo, y los beneficios comerciales.

Puede ocurrir que uno o más procesos de EOR puedan aplicarse en un yacimiento; en tal caso, aunque uno o dos de los criterios de selección no se satisfagan, no debe descartarse ningún proceso. Hay que evaluar cada posibilidad de acuerdo con sus propios méritos, analizando el yacimiento, las operaciones necesarias y las variables económicas. Puede decirse que la viabilidad técnica de varios de los métodos de EOR está muy influenciada por la viscosidad del crudo, la permeabilidad de la roca y la profundidad del yacimiento.

1.1.5 Producción mundial de petróleo atribuible a procesos de EOR

Los métodos de EOR se aplican desde hace varias décadas principalmente en Norteamérica, debido a que las reservas en los yacimientos de Estados Unidos y Canadá disminuían con mayor rapidez que la velocidad con la que se incrementaban los volúmenes gracias a nuevos descubrimientos. A causa de la baja probabilidad de localizar pozos de magnitudes considerables en esas regiones, las empresas productoras decidieron buscar nuevas reservas en yacimientos ya conocidos, marcando así la pauta para probar de forma intensiva las técnicas de EOR. El éxito de estas estrategias condujo a que, en 1990, la producción con métodos de EOR en Estados Unidos y Canadá supusiera más de la mitad de la producción mundial y proveniente de la EOR (Lake, 1992).

Tabla 1.2 Producción anual de petróleo en el mundo, proveniente de la EOR, en miles de barriles diarios (1990).

País	Térmico	Miscibles	Químico	Total EOR	Porcentaje
EE. UU.	454	191	11,9	666,8	49
Canadá		127	17,2	152,2	10
Europa	14	2		17	1
Venezuela	108	11		119	9
Otros países de Sudamérica	2	N/A	N/A	17	1
Unión Soviética	20	90	50	152	10
Otros (estimados)	171	280	1,5	452,5	20
Total	777	702	90,6	1576,5	100

Según Kockal (2010) y otros autores, la contribución de la EOR a la producción mundial durante el 2010 fue aproximadamente del 7,5%. Sin embargo, para dimensionar la contribución de la EOR, tanto en tiempo reciente como en las proyecciones, puede utilizarse el pronóstico presentado en la figura 1.3. En ella, se ilustra de forma semicualitativa la contribución de los métodos de EOR a la producción mundial de petróleo, la cual, de acuerdo con estos autores, alcanzará valores del 20% para el año 2030. La producción mundial actual proveniente de la EOR es superior a los tres millones de barriles diarios.

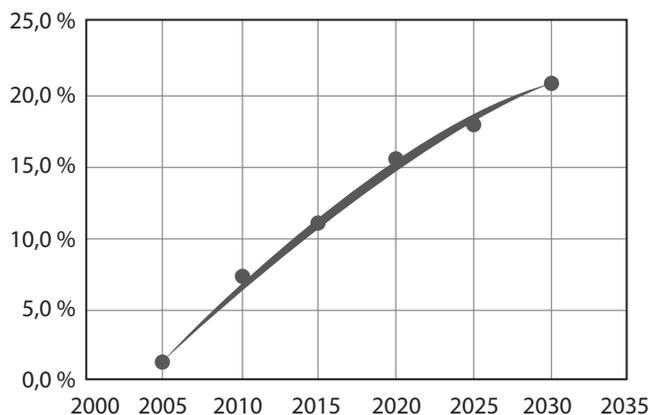


Figura 1.3 Contribución proveniente de métodos de EOR a la producción mundial de petróleo.

De toda la producción mundial, los métodos térmicos contribuyeron con el 67%, aproximadamente. Estos se aplicaron principalmente a proyectos de crudo pesado en Alberta (Canadá), Bakersfield (California, EE. UU.), Venezuela, Indonesia, Omán y China. Por su parte, la inyección de gases contribuyó con un 22%. Por el contrario, se señala que la participación por inyección de CO_2 ha incrementado considerablemente con el tiempo, de modo que actualmente alcanza el 11%, principalmente en la cuenca de Pérmico (EE. UU.) y en yacimientos de Canadá. La inyección de gases hidrocarburos contribuye aproximadamente con un 11%, en Canadá, Estados Unidos, Venezuela y Libia, entre otros. Por último, consta la producción proveniente de inyección de químicos, principalmente en proyectos de China, con una aportación del 11%, aproximadamente.

En 2012, solo en Estados Unidos, se contabilizaron 200 proyectos de EOR, el 68% de los cuales corresponde a inyección de gases y alrededor de un 32%, a los térmicos. Por su parte, la aportación de los procesos químicos fue poco significativa. En la tabla 1.3 se presenta esta información de forma más detallada.

Tabla 1.3 Proyectos de EOR activos en Estados Unidos.

	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012
Térmico												
Vapor	137	119	109	105	92	86	55	46	40	43	45	48
Combustión <i>in situ</i>	8	8	5	8	7	5	6	7	12	12	12	11
Agua caliente	9	6	2	2	1	1	4	3	3	3	3	2
Total térmico	154	133	116	115	100	92	65	56	55	58	60	61
Químico												
Polímero miscelar	5	3	2									
Polímero	42	44	27	11	10	10	4	4		1	1	
Cáustico/ alcalino	2	2	1	1	1							
Surfactante	1									1	2	3
Total químico	50	49	30	12	11	10	4	4		2	3	3
Gas												
Hidrocarburo miscible/ inmiscible	23	25	15	14	11	6	7	8	13	13	12	13
CO ₂ miscible	52	52	54	60	66	63	66	70	79	101	103	112
CO ₂ inmisible	4	2	1	1		1	1	1	2	5	5	8
Nitrógeno	9	7	8	9	10	4	4	4	3	4	3	3
Gas de combustión (miscible e inmiscible)	3	2										
Otros		1	1	1								
Total Gas	91	89	79	84	87	74	78	83	97	123	123	136
Otros												
Microbiano		2	1	1	1							
Total otros		2	1	1	1							
Gran Total	295	273	226	212	199	176	147	143	152	183	186	200

La recuperación avanzada, conocida como IOR (siglas del término inglés *Improve Oil Recovery*), se refiere a cualquier técnica de recuperación utilizada para incrementar la recuperación de petróleo, sin importar el medio empleado. Estas técnicas pueden incluir la recuperación secundaria y los métodos de EOR; sin embargo, también abarcan un amplio abanico de actividades de ingeniería petrolera, como estrategias operacionales relacionadas con incrementar la eficiencia de barrido mediante pozos