



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL  
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA UNIDAD TICOMÁN  
CIENCIAS DE LA TIERRA

# ESTUDIO DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO A TRAVÉS DE PRUEBAS DE PRESIÓN Y DE TRAZADORES

T E S I S

A FIN DE OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

**JOSÉ MANUEL REVELES RAMÍREZ**

DIRECTOR DE TESIS EXTERNO:

**DR. HEBER CINCO LEY**

DIRECTOR DE TESIS INTERNO:

**M. en C. OSCAR CANO AGUILA**



CIUDAD DE MÉXICO

29 NOVIMEMBRE DEL 2019

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

Presente

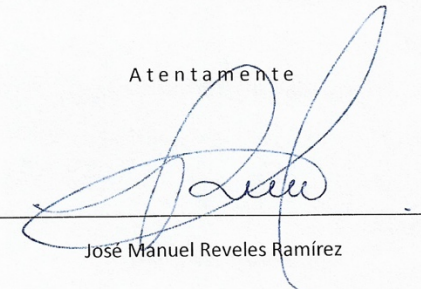
Bajo protesta de decir verdad, el que suscribe, José Manuel Reveles Ramírez, manifiesto ser autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada "Estudio de comportamiento de flujo a través de pruebas de presión y de trazadores", en adelante "LA TESIS" y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en el artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo al Instituto Politécnico Nacional, en adelante EL IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente, total o parcialmente en medios digitales (Publicación en Línea) "La Tesis" por un periodo de un año, contando a partir de a fecha de la presente autorización, dicho periodo se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso al IPN de su terminación.

En virtud de lo anterior, "El IPN" deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor de "La Tesis".

Adicionalmente, y en mi calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de "La Tesis", manifiesto que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto de "La Tesis", por lo que deslindo de toda responsabilidad al IPN en caso de que el contenido de "La Tesis" o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que puedan derivarse del caso.

Ciudad de México, a 29 de noviembre del 2019

Atentamente



Handwritten signature of José Manuel Reveles Ramírez in blue ink, written over a horizontal line.

José Manuel Reveles Ramírez



EP Y T/466/2019.

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"  
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos  
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"  
60 años de XEIPN Canal Once, orgulloosamente politécnico  
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

**Asunto**  
Registro de Tema

CDMX, 5 de noviembre de 2019.

**C. JOSÉ MANUEL REVELES RAMÍREZ**  
PASANTE DEL PROGRAMA ACADÉMICO DE  
INGENIERÍA PETROLERA  
**PRESENTE**

A continuación, comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha, para elaborarla.

**"ESTUDIO DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO A TRAVÉS DE PRUEBAS DE PRESIÓN Y DE TRAZADORES".**

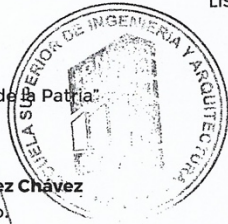
**CONTENIDO**

- RESUMEN
- ABSTRACT
- OBJETIVO
- INTRODUCCIÓN
- I. CONCEPTOS RELACIONADOS.
- II. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO Y PROBLEMA INVERSO.
- III. PRUEBAS DE PRESIÓN.
- IV. PRUEBAS DE TRAZADORES.
- PRUEBAS DE PRESIÓN Y PRUEBAS DE TRAZADORES.
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA
- LISTA DE FIGURAS
- LISTA DE TABLAS

**ATENTAMENTE**  
"La Técnica al Servicio de la Patria"

**Ing. Fernando Rodríguez Chávez**  
Subdirector Académico

FRCH/gach\*





**EDUCACIÓN**  
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
**UNIDAD TICOMÁN**

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"  
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos  
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estatuario Ramírez Ruiz"  
60 años de XEIPN Canal Once, orgulloosamente politécnico  
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

**Folio**  
EP Y T/467/2019.

**APROBACIÓN**

CDMX, 06 de Noviembre de 2019.

**ING. FERNANDO RODRÍGUEZ CHÁVEZ**  
SUBDIRECTOR ACADÉMICO  
**PRESENTE**

Por este conducto, hacemos constar que el Tema de Tesis Profesional, por la opción de **Tesis Individual**, **"ESTUDIO DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO A TRAVÉS DE PRUBEAS DE PRESIÓN Y DE TRAZADORES"** presentado por el pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera**, C. **JOSÉ MANUEL REVELES RAMÍREZ**, fue revisado y aprobado por los suscritos considerándolo ampliamente desarrollado, por lo tanto esa Subdirección a su cargo, puede señalar fecha para realizar el Examen Oral.

TITULARES

ING. ALBERTO ENRIQUE MORFÍN FAURE

ING. MANUEL TORRES HERNANDEZ

M. en C. CANO ÁGUILA OSCAR

ING. AZUCENA CHAVIRA GONZÁLEZ

M. en I. PLINIO ÁNGEL SANTOS PAREDES

Av. Ticomán No. 600, Col. San José Ticomán, Alcaldía Gustavo A. Madero, C.P. 07340, Ciudad de México  
Conmutador 01 (55) 5729 6000 ext. 56001 www.ipn.mx



**2019**  
EMILIANO ZAPATA







**EDUCACIÓN**  
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
UNIDAD TICOMÁN**

**Folio**  
EP Y T/451/2019.

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"  
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos  
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"  
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico  
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

**Asunto**  
ASESORIA DE TESIS

CDMX, 31 de Octubre de 2019.

**M. en C. OSCAR CANO ÁGUILA**  
P R E S E N T E

En atención a la Solicitud del C. **JOSÉ MANUEL REVELES RAMÍREZ**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera** con base en el Reglamento de Titulación Profesional del I.P.N., Capítulo II, Artículo 5, Fracción II y el Artículo 7 Inciso I, se le informa que ha sido seleccionado para asesorar la tesis del pasante mencionado, Por lo que solicito a usted se sirva proponer dentro de un plazo de 30 días calendario, el tema de tesis y contenido a desarrollar por el interesado.

Seguro de contar con su participación, lo saludo cordialmente.

**ATENTAMENTE**  
"La Técnica al Servicio de la Patria"

**Ing. Fernando Rodríguez Chávez**  
Subdirector Académico



UNIDAD TICOMÁN  
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA

c.c.p. M. en C. David Velázquez Cruz.- Jefe del Departamento de Formación Profesional Específica Interesado.

FRCH/betv\*

Av. Ticomán No. 600, Col. San José Ticomán, Alcaldía Gustavo A. Madero, C.P. 07340, Ciudad de México  
Conmutador 01 (55) 5729 6000 ext. 56001 www.ipn.mx



**2019**  
EMILIANO ZAPATA





**EDUCACIÓN**  
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
**UNIDAD TICOMÁN**

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"  
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos  
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramirez Ruiz"  
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico  
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

**Folio**  
EP Y T/452/2019.

**Asunto**  
ASESORIA DE TESIS

CDMX, 31 de octubre de 2019.

**DR. HEBER CINCO LEY**  
CONSULTOR AUTÓNOMO Y ASESOR DE LA  
Cía. JAGUAR EXPLORACIÓN-PRODUCCIÓN  
**PRESENTE**

En atención a la Solicitud del **C. JOSÉ MANUEL REVELES RAMÍREZ**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera** y tomando en consideración sus altos méritos profesionales, me es grato invitarla a dirigir el trabajo que con fines de titulación profesional por la opción de **TESIS INDIVIDUAL**, deberá desarrollar el interesado, por lo que solicito a usted, se sirva proponer a esta Subdirección el Tema y Contenido.

En la confianza de que contaremos con su colaboración, reciba un cordial saludo.

**ATENTAMENTE**  
"La Técnica al Servicio de la Patria"

**Ing. Fernando Rodríguez Chávez**  
Subdirector Académico



UNIDAD TICOMÁN  
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA

FRCH/betv\*

Av. Ticomán No. 600, Col. San José Ticomán, Alcaldía Gustavo A. Madero, C.P. 07340, Ciudad de México  
Conmutador 01 (55) 5729 6000 ext. 56001 www.ipn.mx



**2019**  
EMILIANO ZAPATA



Salmos 73:28.

A la memoria de mi padre,  
José Manuel Reveles Zanella.

A mi madre,  
Jetzabeth Ramírez Sabag.



# Índice

<b>RESUMEN .....</b>	<b>III</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>III</b>
<b>OBJETIVO .....</b>	<b>III</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>IV</b>
<b>CAPÍTULO 1  CONCEPTOS RELACIONADOS .....</b>	<b>1</b>
1.1 ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE YACIMIENTOS .....	1
1.1.1 <i>Yacimiento</i> .....	5
1.1.2 <i>Mecanismos de recuperación</i> .....	6
1.1.3 <i>Factor de recuperación</i> .....	9
1.2 PRINCIPALES PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS YACIMIENTOS .....	10
1.2.1 <i>Porosidad</i> .....	11
1.2.2 <i>Permeabilidad</i> .....	13
1.2.3 <i>Compresibilidad</i> .....	14
1.2.4 <i>Mojabilidad</i> .....	16
1.2.5 <i>Tensión superficial e interfacial</i> .....	16
1.2.6 <i>Presión capilar</i> .....	17
1.2.7 <i>Saturación</i> .....	18
1.2.8 <i>Espesor neto</i> .....	19
1.3 ECUACIONES QUE RIGEN EL FLUJO EN MEDIOS POROSOS .....	19
1.3.1 <i>Tipos de fluidos</i> .....	20
1.3.2 <i>Tipos de flujo asociados al tiempo</i> .....	21
1.3.3 <i>Ecuación de transporte de movimiento</i> .....	23
1.3.4 <i>Ecuación de continuidad</i> .....	24
1.3.5 <i>Ecuación de estado</i> .....	27
1.3.6 <i>Ecuación de transporte de materia</i> .....	27
1.4 YACIMIENTOS EN MÉXICO.....	28
1.4.1 <i>Doble porosidad</i> .....	29
1.4.2 <i>Doble permeabilidad</i> .....	31
1.4.3 <i>Sistemas compuestos</i> .....	33
<b>CAPÍTULO 2  CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO Y PROBLEMA INVERSO .....</b>	<b>35</b>
2.1 CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA.....	35
2.1.1 <i>Datos geofísicos</i> .....	36
2.1.2 <i>Datos geológicos</i> .....	37
2.1.3 <i>Registros geofísicos</i> .....	39
2.1.4 <i>Datos de laboratorio</i> .....	39
2.2 CARACTERIZACIÓN DINÁMICA .....	41
2.2.1 <i>Pruebas de presión</i> .....	41
2.2.2 <i>Pruebas de trazadores</i> .....	44
2.2.3 <i>Registros de producción (flujo y temperatura)</i> .....	45
2.2.4 <i>Datos históricos de producción</i> .....	45
2.3 MODELO INTEGRADO .....	46
2.4 PROBLEMA INVERSO.....	46
<b>CAPÍTULO 3  PRUEBAS DE PRESIÓN.....</b>	<b>49</b>

3.1	ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD .....	50
3.2	TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN .....	54
3.2.1	<i>Pruebas de un solo pozo</i> .....	55
3.2.2	<i>Pruebas multi-pozo</i> .....	59
3.3	FACTORES QUE AFECTAN LA MEDICIÓN EN LA RESPUESTA DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO .....	61
3.3.1	<i>Regímenes de flujo</i> .....	61
3.3.2	<i>Daño, estimulación y factor de daño</i> .....	65
3.3.3	<i>Efecto de almacenamiento</i> .....	67
<b>CAPÍTULO 4  PRUEBAS DE TRAZADORES.....</b>		<b>68</b>
4.1	ECUACIÓN DE DIFUSIÓN-CONVECCIÓN.....	70
4.2	TIPOS DE TRAZADORES .....	72
4.2.1	<i>Trazadores no particionables</i> .....	72
4.2.2	<i>Trazadores particionables</i> .....	72
4.2.3	<i>Trazadores radioactivos</i> .....	73
4.2.4	<i>Trazadores químicos</i> .....	74
4.2.5	<i>Trazador ideal</i> .....	75
4.3	TIPO DE PRUEBAS .....	76
4.3.1	<i>Pruebas en un solo pozo</i> .....	76
4.3.2	<i>Pruebas multi-pozos</i> .....	76
4.4	TIPO DE INYECCIÓN .....	77
4.5	DISEÑO DE PRUEBAS DE TRAZADORES.....	78
<b>CAPÍTULO 5  PRUEBAS DE PRESIÓN Y PRUEBAS DE TRAZADORES .....</b>		<b>80</b>
5.1	ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN Y TRAZADORES EN YACIMIENTOS HETEROGÉNEOS .....	80
5.2	REPRESENTACIÓN DEL MEDIO HETEROGÉNEO .....	82
5.3	SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN .....	84
5.4	ANÁLISIS DE LA RESPUESTA DE LA PRESIÓN .....	85
5.5	SIMULACIÓN DEL FLUJO DEL TRAZADOR .....	88
5.6	ANÁLISIS EN LA RESPUESTA DEL TRAZADOR .....	89
5.7	CONCLUSIONES DEL TRABAJO.....	92
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>		<b>93</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>		<b>95</b>
<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>		<b>98</b>
<b>LISTA DE TABLAS.....</b>		<b>99</b>

## Resumen

El estudio adecuado del comportamiento de flujo en medios porosos, en la actualidad, donde la mayoría de los yacimientos a nivel mundial se encuentran en una fase secundaria de explotación, se ha vuelto imprescindible para garantizar la mayor extracción económica de recursos posibles del subsuelo, aumentando años a la vida productiva de los yacimientos. En este trabajo se discute la importancia de la caracterización del yacimiento para la formación de un plan de explotación ideal; y se plantea el uso de las pruebas de presión y pruebas de trazadores de manera complementaria para alcanzar esta meta. En el primer Capítulo, se tratan los conceptos básicos de la administración integral de yacimientos, así como las propiedades petrofísicas y ecuaciones que gobiernan el flujo dentro de ellos. En el Capítulo dos, se revisan los temas de caracterización de yacimientos y el problema inverso. En los Capítulos tres y cuatro, respectivamente, se habla acerca de las pruebas de presión y las pruebas de trazadores como métodos independientes que analizan el flujo del fluido a través de un medio poroso. Finalmente, en el Capítulo cinco, se plantea el uso de ambas pruebas en el mismo medio como método de estudio del comportamiento del flujo.

## Abstract

An appropriate analysis of flow behavior; nowadays, where the majority of oil and gas reservoirs are entering a secondary production phase; has become essential to be able to extract the maximum economic recovery of a field, adding years of production to the life of a reservoir. In this thesis, the fundamental roll of reservoir characterization in the conception of an ideal depletion strategy is discussed; as well as the complementary use of well and tracer tests to achieve this goal. In the first Chapter, the basic notions of integrated reservoir management and the main petrophysical properties, in addition to the governing equation of flow in porous media are introduced. In the second Chapter, reservoir characterization and de inverse problem are presented. In Chapters three and four, respectively, well tests and tracer test are presented as independent methods that analyze the flow behavior through porous media. Finally, in Chapter five, the utilization of both tests in the same media is presents as a method of analysis of flow behavior.

## Objetivo

Resaltar la importancia del estudio de comportamiento de flujo en el proceso de la administración integral de yacimientos y plantear el uso de las pruebas de presión y pruebas de trazadores de manera conjunta para realizar un estudio más completo de los mismos.

## Introducción

La búsqueda, explotación y producción de los hidrocarburos en sus diferentes estados, han sido esenciales para moldear el estilo de vida que se tiene hoy en día. Con aportaciones que van desde gafas de sol, crema dental, almohadas, fertilizantes, sombrillas, globos, teléfonos celulares, raquetas de tenis, lápiz labial, plástico en diferentes presentaciones, perfumes, jabones; hasta solventes, fluidos anticongelantes, tinta, insecticidas, aceite para motor; y quizás como su forma más importante, energía; la explotación y uso de estos recursos han delineado en gran manera el panorama de nuestra actualidad.

La energía proveniente de los hidrocarburos, en sus diferentes variantes como petróleo, derivados y el gas natural, aportan el 57.14% del consumo energético mundial de energía primaria. Es cierto que el mundo busca moverse en una dirección, donde cada vez seamos más libres de la dependencia hacia los recursos no renovables; y las energías “limpias” incrementan su eficiencia y rentabilidad. Sin embargo, el día de hoy y en las décadas por venir, los hidrocarburos son y seguirán siendo parte de nuestras vidas por su tremenda eficiencia energética y variabilidad en sus usos.

Para el caso de nuestro país, a pesar de que los ingresos del Gobierno Federal por los hidrocarburos han declinado en los últimos años, (debido a diversos factores como las bajas del precio internacional del crudo, menor productividad en los principales yacimientos); se proyectan: una producción del orden de los 2 millones de barriles por día para el año 2025 en el escenario mínimo planteado por la Secretaría de Energía (SENER), además de una cartera de inversiones que supera los 300 mil millones de pesos mexicanos en los próximos años.

Tomando en consideración la necesidad de la sociedad de la extracción de hidrocarburos y los elevados costos de inversión requeridos para la realización de estos proyectos, es de vital importancia la implementación de un plan de explotación óptimo de los yacimientos, que involucre las diferentes disciplinas presentes en el manejo de estos recursos. Históricamente, ciertos elementos de la administración de los yacimientos han estado presentes en grandes proyectos de producción; no obstante, diversos autores consideran que un enfoque integral de la administración de un yacimiento no fue formado hasta la década de 1970. A partir de este punto, la administración integral de yacimientos comienza a utilizarse como el nuevo enfoque para la explotación de los hidrocarburos. En años recientes, su implementación, aunada a los últimos avances tecnológicos, han dado a las compañías la posibilidad de extraer la máxima cantidad de hidrocarburos posibles, sumando años a la vida productiva de un yacimiento. Esta metodología inicia con el planteamiento de un plan de explotación, basado en la información disponible, que, al ser implementado posteriormente en el campo, y llevando un monitoreo y análisis cauteloso de los resultados obtenidos, retroalimenta el plan de forma continua.

Ahora bien, una de las áreas involucradas en la definición de un plan de desarrollo o de explotación idóneo es la ingeniería de yacimientos, encargada del estudio del sistema roca-fluido y sus propiedades. Es de crucial importancia conocer las características intrínsecas del yacimiento a producir, principalmente, la facilidad que presenta el sistema poroso al flujo de los fluidos a través del mismo. De aquí nace la necesidad del estudio del comportamiento de flujo. Un correcto estudio y caracterización del yacimiento permite al especialista determinar y evaluar las propiedades petrofísicas del yacimiento que son de alta relevancia para el flujo de fluidos en el medio poroso; y



así, apoyar al diseño de un plan de explotación óptimo basado en un modelo que sea lo más aproximado posible al sistema roca-fluido real.

En este trabajo, se discute la posibilidad de utilizar las pruebas de presión y las pruebas de trazadores, que al día de hoy son los métodos más eficaces para determinar las características de un yacimiento, de manera conjunta para describir a mayor detalle el comportamiento del flujo en el medio poroso.

## Capítulo 1 | Conceptos relacionados

En este capítulo se busca hablar de generalidades que describen la práctica de la ingeniería petrolera en el contexto actual de México para comprender el rol que tienen y la importancia del estudio del comportamiento de flujo en los yacimientos. En primer lugar, se describe la metodología de la administración integral de yacimientos para aclarar el rol del estudio de flujo en este proceso. Posteriormente, se consideran las principales propiedades petrofísicas que constituyen el medio poroso. Más adelante, se especifican las ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos a través de los medios porosos; y, por último, se comentan los yacimientos de México y algunos modelos presentes dentro de estos que dificultan el estudio apropiado del flujo dentro de ellos.

### 1.1 Administración integral de yacimientos

La búsqueda, explotación y producción de los hidrocarburos en sus diferentes estados, han sido esenciales para moldear el estilo de vida que tenemos hoy en día. Es a través de su uso, que se ha delineado en gran manera el panorama de nuestra actualidad. Desde aportaciones como gafas de sol, crema dental, almohadas, fertilizantes, sombrillas, globos, raquetas de tenis, lápiz labial, plástico en diferentes presentaciones, perfumes, jabones; hasta solventes, fluidos anticongelantes, tinta, insecticidas, aceite para motor; y quizás como su forma más conocida, energía.

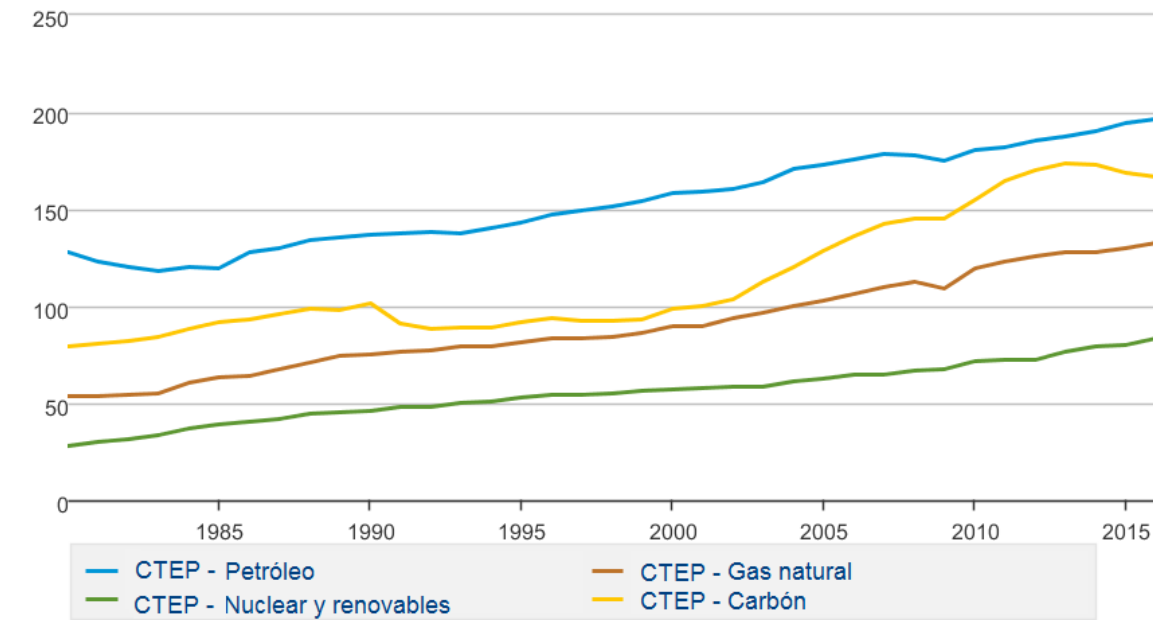
La energía proveniente de los hidrocarburos en sus diferentes variantes como petróleo, derivados y el gas natural, aportan el 57.14% del consumo energético mundial de energía primaria.<sup>1</sup> Si bien es cierto que la tendencia del mundo es moverse en una dirección, donde cada vez seamos más libres de la dependencia hacia los recursos no renovables; y las energías “limpias” incrementan su eficiencia y rentabilidad, la bibliografía y líneas de tendencia energética, sugieren que los hidrocarburos, continuarán siendo parte de nuestras vidas en las décadas por venir. En la siguiente gráfica, se puede observar el consumo total de energía primaria a nivel mundial y su fuente.

---

<sup>1</sup> Cifra al 2016, obtenida de U.S. Energy Information Administration, EIA

## Consumo total de energía primaria - MUNDO

Cuatrillones de BTU



Fuente: U.S. Energy Information administration

CTEP = Consumo total de energía primaria

Figura 1.1 Consumo total de energía primaria en el mundo por fuente de energía.

Como se observa en la Figura 1.1, el consumo de energía proveniente de fuentes nucleares y renovables como energía eólica, solar y marítima, ha ido en aumento en la última década y se espera continúe con esa tendencia. Sin embargo, la línea azul que corresponde únicamente a la energía consumida proveniente del petróleo (sin contar la energía proveniente de los hidrocarburos en forma de gas natural), se mantiene categóricamente por encima de las demás.

En el caso de México, el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) con el apoyo de PEMEX, estima que el 80% de la demanda total de energía del país es abastecida por los hidrocarburos.

En el panorama económico del México actual a pesar de que los ingresos del Gobierno Federal por los hidrocarburos han ido declinando en los últimos años (37% a 16%), debido a diversos factores como el precio internacional del crudo, así como bajas en la producción nacional; se proyecta una producción, en el escenario mínimo planteado por la Secretaría de Energía (SENER), de alrededor de 2 millones de barriles por día para el año 2025, además inversiones que superan los 300 mil millones de pesos mexicanos en los próximos años.

En la Figura 1.2, se observa la producción estimada de aceite en escenarios máximos y mínimos, obtenido de la Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2018-2032, documento elaborado por la SENER, 2017. Posteriormente, la Figura 1.3 representa, en miles de millones de pesos mexicanos, la inversión requerida para la cartera de proyectos planteados en la Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015-2029.



Figura 1.2 Producción estimada de aceite, escenario mínimo y máximo 2018 – 2032 en miles de barriles diarios, (Secretaría de Energía, 2017).

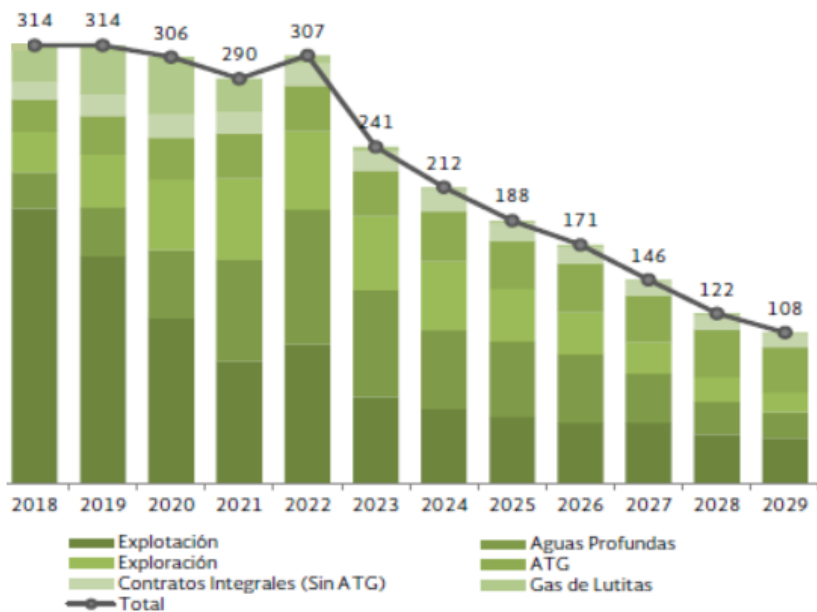


Figura 1.3 Inversión requerida para la cartera de proyectos de PEMEX Exploración y Producción en miles de millones de pesos mexicanos, (Secretaría de Energía, 2017).

Tomando en consideración los recursos a generar y la inversión requerida para estos proyectos, es de vital importancia una planificación integral detallada de la producción. Conforme al paso de los años, la tendencia de las grandes empresas fue adoptar conceptos de la **Administración Integral de Yacimientos** para lograr una reorganización de las mismas. La reorganización fue exitosa y tuvo como meta recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos posible, que normalmente quedaba remanente en el subsuelo debido al abandono de pozos y yacimientos por no ser rentables. Una definición de esta metodología utilizada por el Comisionado Néstor Martínez de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, es: “El uso adecuado de los recursos tecnológicos y financieros



disponibles, para maximizar la rentabilidad económica de un yacimiento, minimizando costos de inversión y operación, y maximizando ingresos.” (Martínez, 2003)<sup>2</sup>

Una buena administración afecta de manera positiva todas las partes involucradas en el proyecto, desde inversionistas hasta consumidor final; y una parte fundamental, fomenta el uso óptimo de los recursos naturales de los que se disponen, maximizando su utilidad y eliminando desperdicios.

La administración integral de yacimientos conlleva tomar decisiones acertadas, en los tiempos adecuados.

Este proceso de administración inicia con el planteamiento de un plan de explotación, basado en la información disponible, que, al ser implementado posteriormente en el campo, y llevando un monitoreo y análisis de los resultados que se obtienen, retroalimenta el plan de forma continua.

La figura 1.4 representa el proceso de administración de los yacimientos:



Figura 1.4 Proceso de administración de yacimientos, (Martínez, 2003).

Es importante aclarar que el plan de desarrollo puede variar por diferentes hechos, como: información nueva del campo que modifica el modelo conceptual de yacimiento, variación en los precios de los hidrocarburos, nuevas tecnologías y decisiones en rubros políticos y económicos tomadas por líderes de diferentes potencias mundiales. La capacidad de reconocer estos cambios

<sup>2</sup> Martínez, N. (2003). *La caracterización dinámica, un factor clave para la administración de los yacimientos petrolíferos*. Ciudad de México: Academia de Ingeniería.

en su momento oportuno y tomarlos en cuenta para adecuar el plan de explotación, permitirá permanecer en el escenario óptimo para la explotación de hidrocarburos.

La administración integral de yacimientos se extiende sobre las diferentes disciplinas involucradas, desde administración y economía, aspectos legales y ambientalistas, geofísica, geología, física, química, hasta ingeniería petrolera (perforación, producción y yacimientos); cada una complementándose entre sí. Es clave, entonces, que para que una administración integral de yacimientos obtenga los máximos valores de recuperación de hidrocarburos en un escenario óptimo, la formación de equipos multidisciplinarios con profesionales de diversas especialidades.

Para comenzar con la definición de un plan de desarrollo o de explotación idóneo, se necesitan conocer características intrínsecas del yacimiento a producir, principalmente, la facilidad que presenta el sistema poroso al flujo de los líquidos a través del mismo. Sin embargo, antes de mencionar algunas de estas propiedades petrofísicas de las formaciones, es importante dar una breve explicación de las formaciones petroleras y los yacimientos, las diferentes maneras de explotarlos y los fluidos que contienen.

### 1.1.1 Yacimiento

**Yacimiento petrolífero:** Cualquier estructura geológica o estrato poroso que contenga o pueda contener cualquiera de los hidrocarburos del grupo del petróleo. Los yacimientos se pueden clasificar de acuerdo al tipo y cantidad de fluido que contengan (gas, aceite o mezclas).<sup>3</sup>

De manera breve, un yacimiento se define como una roca en el subsuelo que exhibe el grado suficiente de permeabilidad y porosidad para almacenar y transmitir fluidos.

Existen dos tipos de yacimientos: Homogéneos y heterogéneos.

**Yacimiento homogéneo:** Formación donde las propiedades de la roca no varían a lo largo del yacimiento. Este escenario ideal nunca ocurre.

**Yacimiento heterogéneo:** Formación donde las propiedades de la roca varían dependiendo de la ubicación del yacimiento.

A pesar de estas diferencias en ambos casos, el ciclo de vida es el mismo. Este comienza con su exploración, que conduce al descubrimiento, seguido por la delimitación del yacimiento. Una vez delimitado el yacimiento, comienza el desarrollo del campo y su producción (primaria, secundaria y mejorada), hasta finalmente, su abandono. Un esquema del ciclo de vida general de un yacimiento se presenta en la siguiente figura:

---

<sup>3</sup> Secretaría de Energía. (2018). *Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2018-2032*. México: SENER.



Figura 1.5 Ciclo de vida de un yacimiento.

Una vez descubierto y delimitado el yacimiento, se inicia el plan de desarrollo para la explotación del mismo. Existen tres métodos diferentes de explotación de yacimientos: primaria, secundaria y terciaria o mejorada; cada una de estas técnicas utiliza diferentes procesos para lograr la extracción de hidrocarburos de la formación y produce diferentes cantidades de volumen de aceite o gas recuperable. Al porcentaje de hidrocarburo recuperado se le conoce como factor de recuperación, que, comúnmente se expresa en porcentaje, siendo el 100% la totalidad de los hidrocarburos contenidos en un yacimiento.

Antes de describir los tres métodos de recuperación de hidrocarburos, es conveniente señalar, que la administración de yacimientos busca **no** aplicar las técnicas de estos métodos de recuperación de manera *lineal* (primaria → secundaria → mejorada), sino en el momento más oportuno para la máxima recuperación de hidrocarburos posible.

Por muchos años se tuvo la creencia que técnicas de recuperación secundaria o mejorada no debían de ser aplicadas al yacimiento hasta el abatimiento total de su presión o hasta llegar al límite económico del método de recuperación en curso. Actualmente, la aplicación de técnicas de los diferentes métodos está función de las propiedades características del yacimiento, y al ser cada uno de estos único, no existe una secuencia ordenada para el uso de los diferentes procesos de recuperación. Es decir, lo que forma parte del plan de desarrollo óptimo para un yacimiento, no necesariamente lo será para otro.

### 1.1.2 Mecanismos de recuperación

#### *Recuperación primaria*

Es la primera etapa de producción de hidrocarburos, la energía propia del yacimiento, dada por algún tipo de empuje (hidráulico, expansión del sistema roca-fluido, casquete o capa de gas, segregación gravitacional o gas disuelto, Fig. 1.6), desplaza los hidrocarburos desde el yacimiento a pozos y superficie. Inicialmente, la presión del yacimiento es mucho mayor a la presión en el fondo del pozo, por lo que existe una alta diferencial de presión presente de manera natural en el sistema. Consecuentemente, la producción inicia gracias al flujo de fluidos ocasionado por este diferencial de presión.

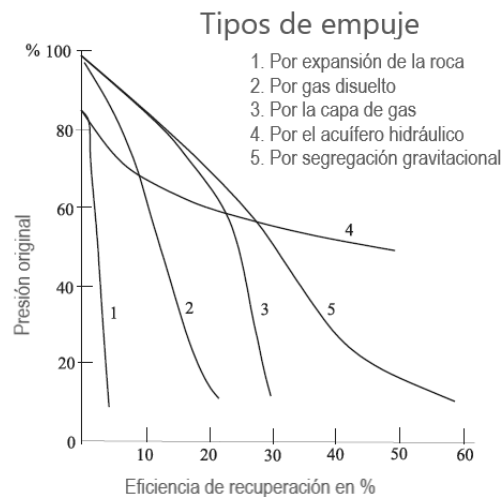


Figura 1.6 Tipos de empuje en recuperación primaria, (Satter & Thakur, 1994).

Sin embargo, a medida que la presión del yacimiento disminuye debido a la producción, también lo hace la presión diferencial. Para incrementar la diferencial de presión, se aplican sistemas artificiales de producción (SAP's), como bombeo mecánico, levantamiento con gas, bombeo electro centrífugo, que a través de diferentes mecanismos permiten continuar usando la energía natural del yacimiento para continuar con la producción.

La etapa de recuperación primaria alcanza su límite, cuando:

- a) La presión del yacimiento es tan baja que las tasas de producción ya no son rentables
- b) La proporción de producción de agua - aceite son muy elevadas.

Se estima que a través de la recuperación primaria alrededor de 2 a 30% del volumen de hidrocarburos total del yacimiento es extraído.

#### Recuperación secundaria

Es la segunda etapa en la producción de hidrocarburos donde un fluido externo como agua o gas es introducido al yacimiento a través de pozos de inyección al yacimiento. El propósito de la inyección de ese fluido externo al yacimiento es mantener o aumentar el diferencial de presión para continuar produciendo hacia superficie. El gas es inyectado en el casquete de gas y el agua, en la zona de producción, con el propósito de barrer el aceite remanente en el yacimiento.

La etapa de explotación secundaria llega a su límite cuando el fluido inyectado (agua o gas natural) está siendo producido en cantidades considerables desde los pozos de producción y la explotación ya no es económicamente rentable.

A través de la recuperación primaria y secundaria, se estima que se produce entre 30 y 40 % de las reservas originales de hidrocarburos.

#### Recuperación mejorada

EOR, por sus siglas en inglés (Enhanced Oil Recovery), es la recuperación mejorada que en algún momento fue conocida como recuperación terciaria al ser llevada a cabo sistemáticamente después



de la recuperación secundaria. La EOR utiliza técnicas sofisticadas para alterar las propiedades originales de los fluidos presentes en la formación. Su propósito, además de restaurar la presión del yacimiento, es mejorar el desplazamiento del aceite o el flujo de fluidos en el yacimiento. Se puede hacer la distinción general de cuatro tipos de operaciones:

- a) Procesos térmicos (inyección agua caliente, inyección de vapor, inyección de aire)
- b) Procesos de inyección de gases (inyección de  $CO_2$ , inyección de gas miscible o inmisible, inyección de nitrógeno, inyección de gases de combustión)
- c) Procesos químicos (inyección de polímeros, espumas y surfactantes)
- d) Otros (inyección de bacterias, inyección de surfactantes)

La aplicación óptima de cada uno depende de factores como:

- Temperatura del yacimiento
- Presión
- Profundidad
- Permeabilidad
- Saturaciones remanentes de agua y aceite
- Porosidad
- Grados API

A través de la aplicación de técnicas de recuperación mejorada, EOR; se estima la recuperación de un 40 a 50% de las reservas originales de hidrocarburos.

En la Figura 1.7, se observan los diferentes métodos de recuperación con sus respectivas técnicas, además del factor de recuperación esperado para cada etapa.

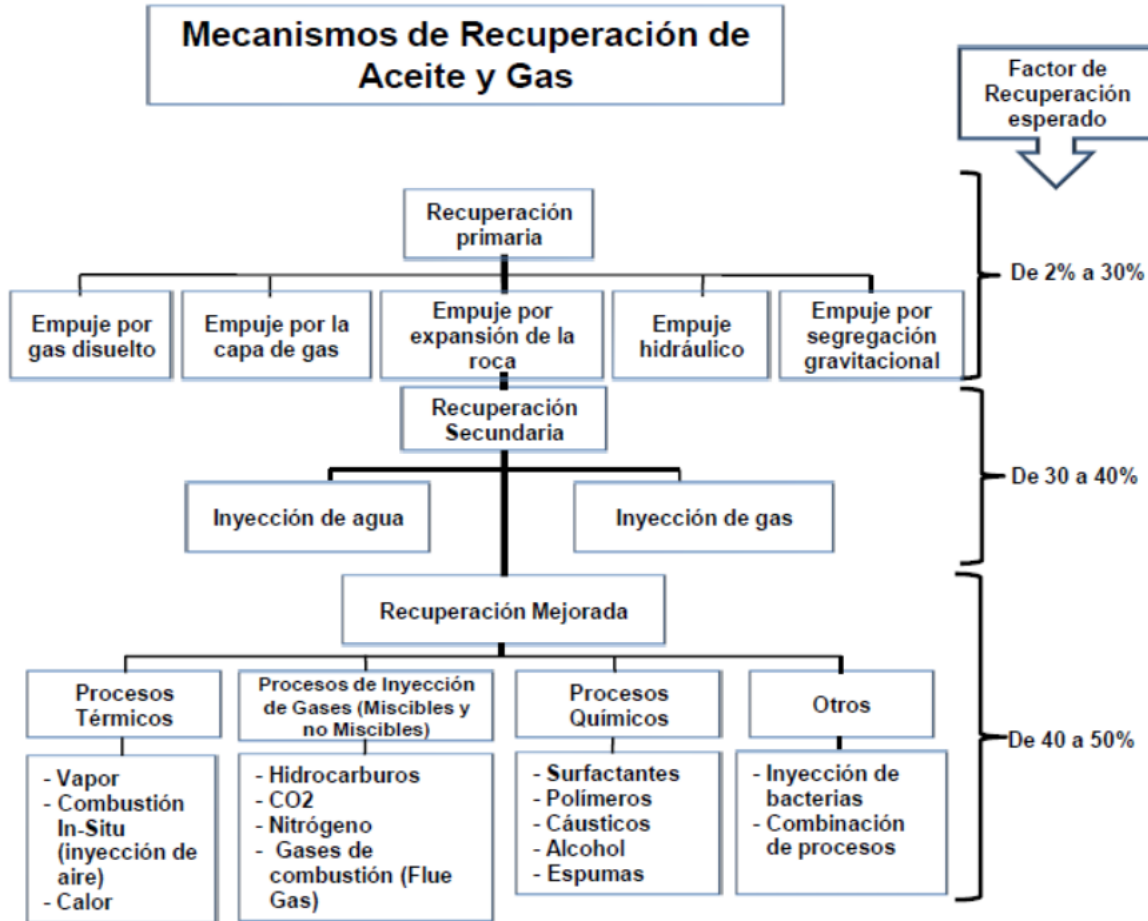


Figura 1.7 Esquema de mecanismos de recuperación de hidrocarburos y su respectivo factor de recuperación esperado (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2010).

### 1.1.3 Factor de recuperación

Como se mencionó, el factor de recuperación, expresado en porcentaje, es la cantidad de hidrocarburos recuperables del total que están presentes en una formación.

Expresado de manera matemática se define como: la relación existente entre la producción acumulada de aceite y/o gas y el volumen original de aceite, a condiciones atmosféricas.

La estimación del factor de recuperación de un yacimiento está en función de:

- Tiempo que tiene en producción
- Etapa de explotación en la que se encuentra
- Prácticas operativas con las que se explota el yacimiento
- Tecnologías empleadas
- Costos de producción y precio del petróleo

En México, el factor de recuperación, **FR**, se define de la siguiente manera:

$$FR \% = \frac{\text{Producción acumulada de aceite o gas}}{\text{Volumen orginial de aceite o gas en el yacimiento}} \times 100 \quad (1.1)$$

Las unidades de producción acumulada de aceite o gas al igual que el volumen original de aceite o gas en el yacimiento son generalmente barriles de petróleo crudo a condiciones de superficie (**bbl@cs**) y millones de pies cúbicos de gas (**mmpc@cs**) respectivamente.

Existe una variación al cálculo del factor de recuperación donde se estima el valor de recuperación de los hidrocarburos del yacimiento al final de su vida productiva, factor de recuperación final **FRF**, se calcula a través de la siguiente fórmula:

$$FRF \% = \frac{\text{Producción acumulada final esperada de aceite o gas}}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}} \times 100 \quad (1.2)$$

Las unidades de la ecuación 1.2, son las mismas que para la ecuación 1.1, sin embargo, la producción acumulada final esperada se puede obtener de distintas maneras. Las formas más utilizadas para su cálculo son:

- A) *Producción acumulada a la fecha de cálculo + Reservas probadas*
- B) *Producción acumulada a la fecha de cálculo + Reservas probadas + probables*

A pesar de que existe poca información disponible con respecto a los factores de recuperación a nivel global y la metodología utilizada para su cálculo; en diciembre del 2003, en la Reunión Regional del Congreso Mundial del Petróleo, Leif Magne Meling presentó una tabla con los valores de recuperación hasta esa fecha, así como los factores finales de recuperación esperados:

País	Factor de recuperación en %	Factor de recuperación final en %
Angola	38	42
Brasil	31	38
Canadá	36	38
México	20	28
Noruega	45	50
Inglaterra	38	40
Estados Unidos	39	40
Irán	26	42
Venezuela	12	22
<b>Promedio MUNDIAL</b>	<b>29</b>	<b>38</b>

Tabla 1.1 Valores de factor de recuperación y factor de recuperación final en varios países.

## 1.2 Principales propiedades petrofísicas de los yacimientos

Ningún yacimiento es igual a otro, sin embargo, las propiedades petrofísicas presentes en cada yacimiento son las mismas. La variación de estos parámetros entre un yacimiento y otro ocasiona

que cada uno de ellos sea único. A través de la determinación y el análisis de las propiedades petrofísicas se conocen las características de un yacimiento.

Las propiedades petrofísicas de los yacimientos más relevantes para su caracterización son:

- Porosidad,  $\phi$
- Permeabilidad,  $k$
- Compresibilidad,  $c$
- Mojabilidad,  $Mo$
- Tensión superficial e interfacial,  $\sigma$
- Presión capilar,  $P_c$
- Saturación de hidrocarburos,  $S_{hc}$
- Espesor neto,  $h$

### 1.2.1 Porosidad

La porosidad de una roca es la medición de la capacidad de almacenamiento (volumen poroso) que puede contener fluidos.

Los granos de arena y partículas de materiales carbonatados de yacimientos de areniscas y carbonatos, nunca encajan perfectamente unos con otros debido a altos grados de irregularidad en su forma. Este espacio existente entre sus partículas es llamado volumen poroso y puede ser ocupado por fluidos (líquidos o gases).

El método más común de clasificación de la porosidad es de acuerdo a su origen; depende de si, el volumen poroso entre las partículas de la roca se formó al momento de que las partículas fueron depositadas (porosidad primaria o de matriz); o si fue formado en procesos subsecuentes al depósito de sus partículas, como diagénesis, catagénesis y fracturamientos naturales o hidráulicos (porosidad secundaria o inducida).

Esta clasificación es útil para efectos bibliográficos; sin embargo, para la descripción del comportamiento de un fluido a través del espacio poroso, existe una clasificación más pertinente: porosidad efectiva y absoluta.

#### *Porosidad absoluta*

La **porosidad absoluta** es definida como la relación entre el volumen poroso total de la roca y el volumen de la roca. Se expresa matemáticamente de la siguiente manera:

$$\phi_a = \frac{\text{volumen de la roca} - \text{volumen de granos}}{\text{volumen de la roca}} = \frac{\text{volumen poroso total}}{\text{volumen de la roca}} \quad (1.3)$$

donde:

$\phi_a$  = porosidad absoluta.

Una roca puede tener una porosidad absoluta muy elevada y, aun así, no contar con conductividad para los fluidos debido a una falta de interconectividad en el volumen poroso.

El valor de la porosidad absoluta varía por diversos factores. Uno de lo más trascendentes y con una influencia directa sobre la porosidad del medio, es el empaquetamiento o acomodo de los sedimentos. Existen diferentes modelos teóricos sobre la disposición en el espacio de los granos de las rocas que

forman el material poroso. A continuación, se describen dos: el empaque o acomodo cúbico y el acomodo ortogonal.

**Acomodo cúbico:** Considera esferas uniformes que forman una estructura cúbica, donde en una situación ideal, podría haber aproximadamente 47% de porosidad (Figura 1.8).

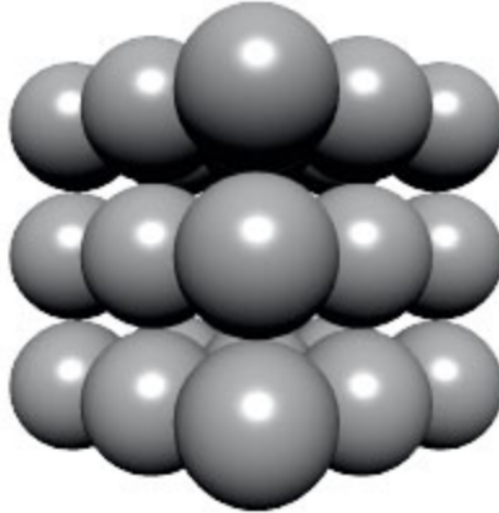


Figura 1.8 Acomodo cúbico, (Schlumberger, 2019).

Sin embargo, al ser la mayoría de los sedimentos no uniformemente esféricos ni de igual tamaño y sin poder formar un acomodo cúbico de forma natural; el medio presenta un valor de porosidad que se encuentra muy por debajo del 47%. Un acomodo parecido, puede presentarse en arenas limpias.

**Acomodo romboédrico:** Es un arreglo más compacto que el cúbico, donde se considera que los granos de la roca son esferas uniformes, donde en una situación ideal, presentaría una porosidad del 26% (Figura 1.9).



Figura 1.9 Acomodo romboédrico, (Schlumberger, 2019).

De la misma manera que el acomodo cúbico, en este tipo de empacamiento el valor de la porosidad se encuentra por debajo del 26% ya que no se cuenta con granos con esfericidad uniforme ni de mismo tamaño. Sin embargo, un medio poroso con un acomodo similar puede presentarse en arenas sucias.

### *Porosidad efectiva*

La **porosidad efectiva** es el porcentaje de poros interconectados con respecto al volumen total de la roca, es decir:

$$\phi = \frac{\text{volumen de poros interconectados}}{\text{volumen de la roca}} \quad (1.4)$$

donde:

$\phi$  = porosidad efectiva

La porosidad efectiva es el valor que se utiliza en los cálculos de modelamiento de yacimientos porque representa el espacio poroso interconectado por el cual se movilizará el fluido.

### 1.2.2 Permeabilidad

La permeabilidad se define como la capacidad de la roca a conducir o transmitir fluidos. Por consecuencia, las formaciones no porosas no tienen permeabilidad. Esta propiedad controla el movimiento direccional y la tasa de flujo de los fluidos del yacimiento en la formación.

La permeabilidad de una roca depende de su porosidad efectiva, por lo que es afectada por el tamaño de los granos de la roca, forma, distribución, empacamiento y por grado de consolidación y cementación. Por lo general, una porosidad alta es acompañada por una permeabilidad alta, sin embargo, esto no es una regla, sobre todo en los yacimientos naturalmente fracturados.

La permeabilidad de la roca se calcula con la ecuación de Darcy, de ahí sus unidades características (darcies o milidarcies). Esta ecuación se discutirá más adelante en: **Ecuaciones que rigen el flujo en medios porosos.**

De manera similar a la porosidad, la permeabilidad puede clasificarse de acuerdo a su origen en primaria y secundaria; dependiendo si fue originada al momento del depósito y litificación de las partículas de la roca, o si fue el resultado de alteraciones a la matriz de la roca por compactación, cementación o fracturamiento.

De la misma manera que en la porosidad, existe una clasificación diferente de la permeabilidad que depende de los fluidos involucrados en la roca. Se consideran tres permeabilidades:

#### *Permeabilidad absoluta, $k$*

Medición de la permeabilidad cuando en la roca solamente está presente un fluido o una sola fase.

#### *Permeabilidad efectiva, $k_e$*

Capacidad de flujo preferencial a un fluido en particular en presencia de otros fluidos inmiscibles. Uno de los fenómenos de la permeabilidad efectiva de diferentes fluidos es que la suma de sus permeabilidades siempre será igual o menor que la permeabilidad absoluta, es decir:



$$k_g + k_o + k_w \leq k \quad (1.5)$$

donde:

$k_g$  = permeabilidad efectiva del gas

$k_o$  = permeabilidad efectiva del aceite

$k_w$  = permeabilidad efectiva del agua

*Permeabilidad relativa,  $k_r$*

La relación entre la permeabilidad relativa de un fluido en particular a una saturación particular, y la relatividad absoluta de ese fluido particular a una saturación total.

Al ser  $k$  constante para un sistema poroso dado, la permeabilidad relativa varía de acuerdo con la saturación del fluido al igual que en el caso de la porosidad efectiva. El valor de la permeabilidad relativa de un fluido puede variar de cero, donde la saturación del fluido es casi nula, hasta uno, donde el fluido satura casi completamente la roca.

Se expresa de la siguiente manera:

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad (1.6)$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (1.7)$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad (1.8)$$

donde:

$k_{rg}$  = permeabilidad relativa al gas

$k_{ro}$  = permeabilidad relativa al aceite

$k_{rw}$  = permeabilidad relativa al agua

### 1.2.3 Compresibilidad

El yacimiento al estar situado a cientos o miles de metros en el subsuelo, está sometido a una presión de sobrecarga ocasionada por el peso de las formaciones situadas por encima. La presión del espacio poroso de la roca normalmente se encuentra muy por debajo de la presión de sobrecarga. Esta diferencia de presiones, aunado a una mayor disminución de la presión dentro de los poros por operaciones de explotación, provoca:

- a) Reducción en el volumen de la roca del yacimiento
- b) Expansión de las partículas de arena contenidas dentro del espacio poroso

Estas variaciones volumétricas tienden a reducir el espacio poroso y, por ende, la porosidad de la roca. La compresibilidad tiende a reducirse al incrementar la porosidad de la roca y la presión interna del poro.

Geerstma (1957), señala la existencia de tres compresibilidades diferentes en la roca:

### 1. Matriz

Definido como el cambio fraccional del volumen de un material de roca sólida (matriz) con respecto al cambio de una unidad de presión.

$$c_r = -\frac{1}{V_r} \left( \frac{\partial V_r}{\partial p} \right)_T \quad (1.9)$$

donde:

$c_r$  = coeficiente de compresibilidad de matriz,  $\text{psi}^{-1}$

$V_r$  = volumen de sólidos

El subíndice  $T$  indica que el proceso es realizado a una temperatura constante.

### 2. Roca

Se define como tasa de cambio de volumen de roca con una unidad de presión.

$$c_B = -\frac{1}{V_B} \left( \frac{\partial V_B}{\partial p} \right)_T \quad (1.10)$$

donde:

$c_r$  = coeficiente de compresibilidad de roca,  $\text{psi}^{-1}$

$V_B$  = volumen de roca

### 3. Poro

El coeficiente de compresibilidad de poro se define como el cambio fraccional del volumen de poro de la roca con una unidad de presión.

$$c_p = -\frac{1}{V_p} \left( \frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T \quad (1.11)$$

donde:

$c_r$  = coeficiente de compresibilidad de poro,  $\text{psi}^{-1}$

$V_p$  = volumen de poro

$p$  = presión de poro,  $\text{psi}$

La ecuación 1.11 puede ser expresada en términos de la porosidad, notando que  $\phi$  aumenta proporcionalmente con el incremento de la presión de poro:

$$c_p = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} \quad (1.12)$$

Para la mayoría de las formaciones, la compresibilidad de roca y matriz son consideradas despreciables al ser su valor muy pequeño en comparación con el valor de la compresibilidad de poro. Se describe la compresibilidad total de la formación como:

$$c_f = c_p = \frac{1}{V_p} \frac{\Delta V_p}{\Delta p} \quad (1.13)$$

donde:

$\Delta V_p$  = cambio de volumen de poro

$\Delta p$  = cambio de presión en poro

#### 1.2.4 Mojabilidad

La mojabilidad es definida como la tendencia de un fluido a esparcirse sobre, o adherir a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles entre sí. Esta tendencia puede expresarse de mejor manera midiendo el ángulo de contacto la superficie sólida y el líquido. Este ángulo se mide del líquido hacia el sólido y es llamado **ángulo de contacto  $\theta$** .

Como se puede observar en la Figura 1.8, mientras el ángulo de contacto es menor, la mojabilidad del fluido incrementa. Una mojabilidad completa ocurriría si el ángulo de contacto entre el fluido y la superficie fuera cero y de manera opuesta, si el ángulo de contacto fuera de  $180^\circ$ , la mojabilidad del fluido en esa superficie sería nula.

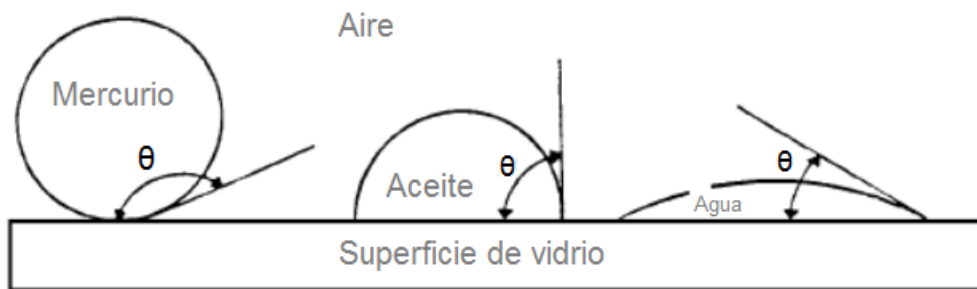


Figura 1.10 Esquema de ángulo de contacto entre diferentes fluidos sobre una superficie sólida.

La distribución de los fluidos en un medio poroso está en función de la mojabilidad de la roca del yacimiento. Por las fuerzas de atracción, la fase mojante tiene a ocupar los poros más pequeños de la roca y la fase no mojante, los espacios porosos más amplios.

#### 1.2.5 Tensión superficial e interfacial

A pesar de ser una propiedad de los fluidos, describir la tensión superficial e interfacial es pertinente para discutir posteriormente el fenómeno de presión capilar en las rocas del yacimiento.

Al estar presentes dos fluidos inmiscibles en un sistema, se debe analizar el efecto de las fuerzas que actúan en su interfase. Las fuerzas que actúan entre líquido y gas, son llamadas tensión superficial; y las fuerzas en la interfase entre dos líquidos se denomina tensión interfacial.

Las superficies de los líquidos están cubiertas normalmente de una película que, aunque pareciera tener poca fuerza, actúa como una membrana delgada que resiste al intentar romperse.

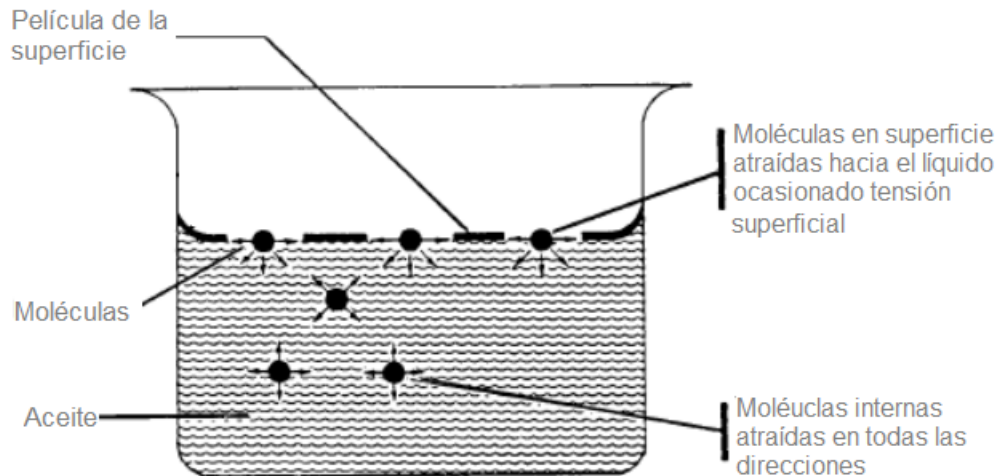


Figura 1.11 Ilustración de tensión superficial, (Society of Petroleum Engineers, 1969).

En la figura anterior se observan dos fluidos: aire (gas) y aceite (líquido). Las moléculas líquidas inmersas en el fluido están rodeadas a su vez de más moléculas resultando en una fuerza de atracción neta de cero hacia las moléculas del gas. Sin embargo, las moléculas que se encuentran en la interfase, están sometidas a una fuerza proveniente de las moléculas de aire que se encuentran inmediatamente por encima de la interfase y las moléculas de aceite por debajo de la interfase. La fuerza de atracción no balanceada entre las moléculas crea una especie de membrana o película con una tensión cuantificable. Incluso, si se coloca con cuidado un objeto de mayor densidad al líquido en la superficie de este, la membrana provoca que el objeto permanezca flotando en la superficie.

Esta tensión superficial o interfacial se denota normalmente con el símbolo  $\sigma$  y tiene como unidades fuerza entre distancia, (dinas/cm).

### 1.2.6 Presión capilar

La definición de presión capilar parte de los conceptos de mojabilidad y tensión interfacial. La presión capilar dentro de un yacimiento será el resultado de la tensión interfacial de roca y fluidos, el tamaño y geometría del poro, y las características de mojabilidad del sistema.

Al tener dos fluidos inmiscibles en contacto, existe una discontinuidad en la presión entre los fluidos a lo largo de la interfase. Esta diferencia de presiones es denotada  $p_c$ , presión capilar.

El desplazamiento de un fluido por otro en los poros es facilitado o empeorado por las fuerzas superficiales de la presión capilar. Por consecuencia, para mantener una saturación parcial de un fluido no mojante en presencia de un fluido mojante, la presión del fluido no mojante en el medio debe tener un valor superior que el del fluido mojante.

$$p_c = p_{nw} - p_w \quad (1.14)$$

donde:

$p_{nw}$  = presión de fase no mojante

$p_w$  = presión de fase mojante

Existen tres tipos de presión capilar:

- Presión capilar en interfase agua-aceite,  $p_{cwo}$
- Presión capilar en interfase gas-aceite,  $p_{cgo}$
- Presión capilar en interfase agua-gas,  $p_{cgw}$

### 1.2.7 Saturación

La saturación se define como la fracción del volumen poroso ocupado por un fluido en particular (agua, aceite, gas) y está expresada matemáticamente de la siguiente forma:

$$\text{Saturación de fluido} = \frac{\text{volumen total del fluido}}{\text{volumen poroso}} \quad (1.15)$$

Aplicando la expresión matemática anterior a cada fluido en el yacimiento:

$$S_o = \frac{\text{volumen de aceite}}{\text{volumen poroso}} \quad (1.16)$$

$$S_g = \frac{\text{volumen de gas}}{\text{volumen poroso}} \quad (1.17)$$

$$S_w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen poroso}} \quad (1.18)$$

donde:

$S_o$  = saturación de aceite

$S_g$  = saturación de gas

$S_w$  = saturación de agua

Se concluye entonces, que la saturación es dependiente del volumen poroso y no del volumen total de yacimiento. La saturación de cada fase tiene un rango de 0 a 100; por definición, la suma de las saturaciones debe ser 100%, por lo tanto:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (1.19)$$

Existen diferentes fases de saturación, sin embargo, se describirá únicamente la saturación crítica de aceite y la saturación residual de aceite.

#### *Saturación crítica de aceite*

Se define como la saturación mínima de aceite que debe existir para que este fluido sea desplazado. Por debajo de esta saturación, el aceite permanece en los poros.

#### *Saturación residual de aceite*

Durante el proceso de desplazamiento de aceite del medio poroso por agua o inyección de gas, una cantidad de aceite, con un valor de saturación mayor al de la saturación crítica, permanece dentro del yacimiento. Este valor de saturación residual, denotado por  $S_{or}$ , está asociado con la fase no mojante de la roca, cuando esta es desplazada por la fase mojante.

### 1.2.8 Espesor neto

Todos los yacimientos están confinados a ciertos límites geológicos y límites al flujo. Todo el hidrocarburo contenido dentro de esos confines es llamado **espesor neto** y es la sección del yacimiento que contribuye a la recuperación del fluido. El espesor neto está definido por la imposición de los siguientes criterios:

- Límite inferior de porosidad
- Límite inferior de permeabilidad
- Límite superior de saturación de agua

La selección de los límites inferiores tanto de porosidad como permeabilidad dependerán de ciertas particularidades de la formación como:

- Volumen total del yacimiento
- Rango total de valores de permeabilidad
- Rango total de valores de porosidad
- Distribución de valores de permeabilidad y porosidad

### 1.3 Ecuaciones que rigen el flujo en medios porosos

El flujo en medios porosos es un fenómeno que no puede describirse con la facilidad que se describe el comportamiento del flujo en tuberías y conductos. En el medio poroso el flujo es distinto, en el sentido de que no hay rutas de camino claramente identificables que puedan analizarse con simplicidad.

Las expresiones matemáticas que describen el comportamiento volumétrico y de presión de un yacimiento varían en diversas formas y su complejidad depende del número de fluidos presentes dentro del yacimiento.

Generalmente se habla de tres sistemas de flujo:

1. Flujo de una sola fase (agua, aceite o gas)
2. Flujo bifásico (agua-aceite, aceite-gas o agua-gas)
3. Flujo trifásico (agua, aceite y gas)

Previamente al discutir las ecuaciones principales que gobiernan el comportamiento del flujo en medios porosos, es importante mencionar los fluidos que pueden estar presentes en el yacimiento al estar sometidos a condiciones específicas de presión, volumen y temperatura; al igual que el tipo de flujos que están asociados al tiempo.

### 1.3.1 Tipos de fluidos

El coeficiente de compresibilidad isotérmica es esencialmente el factor que permite identificar el tipo de fluido del yacimiento. En general, los fluidos presentes en la formación se pueden clasificar en tres grupos:

- Fluidos incompresibles
- Fluidos ligeramente compresibles
- Fluidos compresibles

El coeficiente de compresibilidad isotérmica  $c$  se puede denotar matemáticamente por las siguientes ecuaciones:

En términos de volumen de fluido:

$$c = \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} \quad (1.20)$$

En términos de la densidad del fluido:

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \quad (1.21)$$

Donde:

$V$  = volumen de fluido

$\rho$  = densidad de fluido

#### *Fluidos incompresibles*

Un fluido incompresible se define como aquel que su volumen (o densidad) no cambia con respecto a la presión.



$$\frac{\partial \rho}{\partial p} = 0 \quad (1.22)$$

$$\frac{\partial V}{\partial p} = 0 \quad (1.23)$$

Los fluidos incompresibles no existen, sin embargo, este comportamiento se asume en ciertos casos para simplificar la derivación y forma final de muchas ecuaciones de flujo.

#### *Fluidos ligeramente compresibles*

Los fluidos “ligeramente” compresibles exhiben pequeños cambios en su volumen o densidad con respecto a la presión.

$$-c \int_{p_{ref}}^p dp = \int_{V_{ref}}^V \frac{dV}{V} \quad (1.24)$$

$$e^{c(p_{ref}-p)} = \frac{V}{V_{ref}} \quad (1.25)$$

$$V = V_{ref} e^{c(p_{ref}-p)} \quad (1.26)$$

donde:

$p$  = presión, psia

$V$  = volumen a una presión  $p$ , pies<sup>3</sup>

$p_{ref}$  = presión inicial, psia

$V_{ref}$  = volumen de fluido inicial a presión inicial, pies<sup>3</sup>

#### *Fluidos Compresibles*

Fluidos que sufren grandes variaciones en su volumen con respecto a la presión. Todos los gases son considerados fluidos compresibles.

Su coeficiente isotérmico de compresibilidad  $c_g$ , se describe con la siguiente ecuación:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left( \frac{\partial z}{\partial p} \right)_T \quad (1.27)$$

### 1.3.2 Tipos de flujo asociados al tiempo

Existen básicamente tres tipos de flujo que deben ser reconocidos para describir el comportamiento del fluido y la distribución de presión en el yacimiento con respecto al tiempo. Son:

- Flujo en estado estacionario

- Flujo en estado pseudo-estacionario
- Flujo en estado no estacionario o transitorio

#### Flujo estacionario

Durante un flujo estacionario, la presión en cualquier punto del yacimiento permanece constante y no se ve afectada por el tiempo.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = 0 \quad (1.28)$$

La ecuación indica que la variación de la presión  $p$  con respecto al tiempo  $t$  en cualquier punto  $i$  es igual a cero. En los yacimientos, este comportamiento de flujo solamente ocurre cuando el yacimiento es re-presionado por la invasión de un acuífero u operaciones de mantenimiento de presión.

#### Flujo pseudo-estacionario

Se caracteriza como un flujo pseudo-estacionario cuando la presión en diferentes puntos del yacimiento presenta un decremento de manera lineal con respecto al tiempo, es decir, una tasa de declinación constante.

El estado pseudo-estacionario es característico de una respuesta en un sistema cerrado. A través de una tasa de producción constante, la caída de presión se convierte constante para cada unidad de tiempo.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = \text{constante} \quad (1.29)$$

#### Flujo no estacionario o transitorio

El flujo no estacionario o transitorio se define como la condición de flujo que, a cualquier cambio de presión con respecto al tiempo, en cualquier punto del yacimiento, no es ni cero ni constante.

Una respuesta transitoria puede observarse antes de alcanzar los efectos de presión constante o de llegar a los límites de un sistema cerrado. La variación de la presión con respecto al tiempo está en función de la geometría del pozo y las propiedades del yacimiento, como su permeabilidad y heterogeneidad.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right) = f(i, t) \quad (1.30)$$

Las ecuaciones que describen el comportamiento del flujo en medios porosos pueden tener diversas formas que dependen de la combinación de variables que estén presentes (tipo de fluido, sistema de flujo, tipo de flujo, etc.). Sin embargo, se parte de cuatro ecuaciones base que permitirán el desarrollo de ecuaciones de flujo que caractericen su comportamiento en la forma deseada para su análisis.

En este capítulo se plantearán solamente 4 ecuaciones de las que se parte para la creación de las expresiones matemáticas que describen el fenómeno de transición de presión (*ecuación de difusividad*) y el de dispersión (*ecuación de convección-dispersión*).

### 1.3.3 Ecuación de transporte de movimiento

La Ley de Darcy es fundamental para la descripción del movimiento de fluidos en medios porosos. La expresión matemática desarrollada por Henry Darcy en 1856, establece que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido.

A continuación, se describe la Ley de Darcy para un sistema lineal horizontal y una sola fase:

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (1.31)$$

donde:

$v$  = velocidad aparente, cm/s

$q$  = gasto de flujo volumétrico, cm<sup>3</sup>/s

$A$  = área total de sección transversal de la roca o medio poroso, cm<sup>2</sup>

$\mu$  = viscosidad del fluido, centipoise

$\frac{dp}{dx}$  = gradiente de presión, atm/cm

La constante de proporcionalidad  $k$ , es la permeabilidad de la roca expresada en Darcies. El signo negativo de la ecuación es añadido debido a que el gradiente de presión es negativo en la dirección del flujo como se muestra en la siguiente figura:

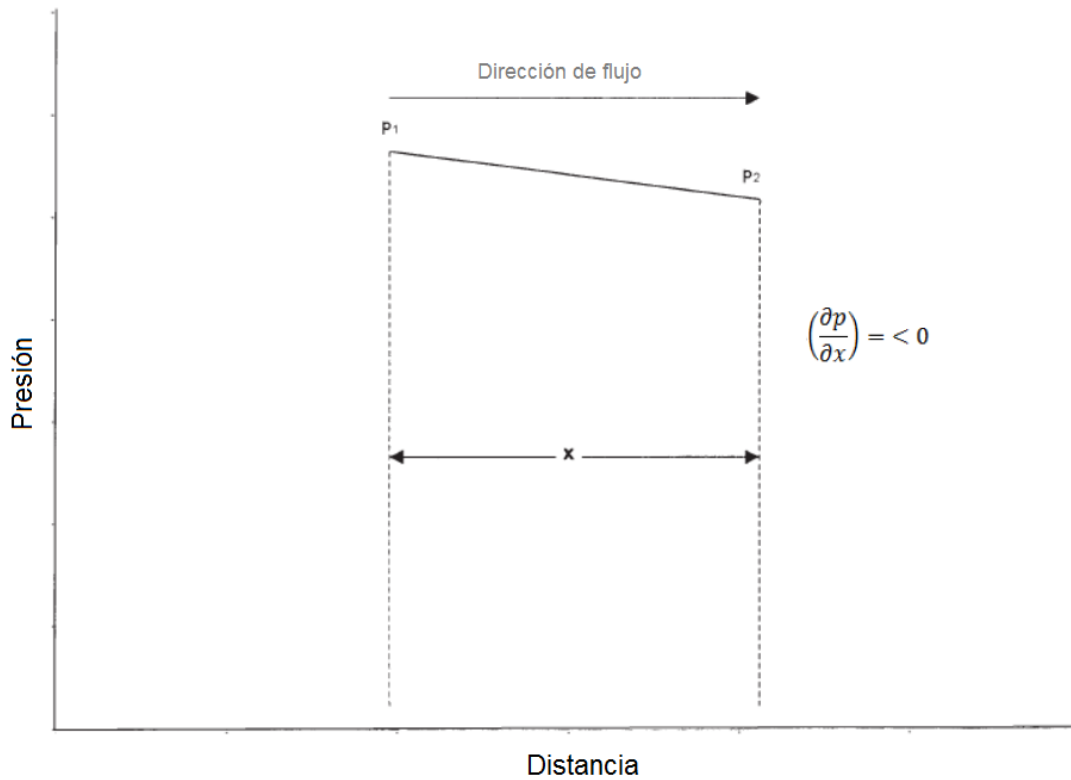


Figura 1.12 Gráfica de presión contra distancia y dirección de flujo. (Ramírez, 2013).

La Ley de Darcy, sin embargo, requiere de las siguientes condiciones de aplicación:

- Flujo laminar
- Flujo en estado estacionario
- Fluidos incompresibles
- Formación homogénea

Es claro que las condiciones de un yacimiento difieren de manera significativa de las necesarias para que la Ley sea aplicada; no obstante, la ecuación puede ser modificada para el escenario presentado.

#### 1.3.4 Ecuación de continuidad

La ecuación de continuidad se puede considerar una ecuación de balance de materia. De manera sencilla, la ecuación establece lo siguiente:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{gasto másico} \\ \text{entrando en elemento} \\ \text{volumétrico} \\ \text{durante un tiempo } \Delta t \end{array} \right\} - \left\{ \begin{array}{l} \text{gasto másico} \\ \text{saliendo de elemento} \\ \text{volumétrico} \\ \text{durante un} \\ \text{tiempo } \Delta t \end{array} \right\} = \left\{ \begin{array}{l} \text{gasto másico} \\ \text{acumulado en elemento} \\ \text{volumétrico} \\ \text{durante} \\ \text{un tiempo } \Delta t \end{array} \right\} \quad (1.32)$$

Considere un elemento volumétrico como el de la Figura 1.11. El elemento tiene un ancho  $dr$  y está localizado a una distancia  $r$  del centro del pozo, además de que es un elemento poroso con un volumen diferencial  $dV$ . De acuerdo al concepto de balance de materia, el flujo de masa que fluye hacia el interior del elemento volumétrico menos el flujo de masa que sale en un intervalo de tiempo  $\Delta t$  será igual al ritmo de acumulación de masa durante un intervalo de tiempo.

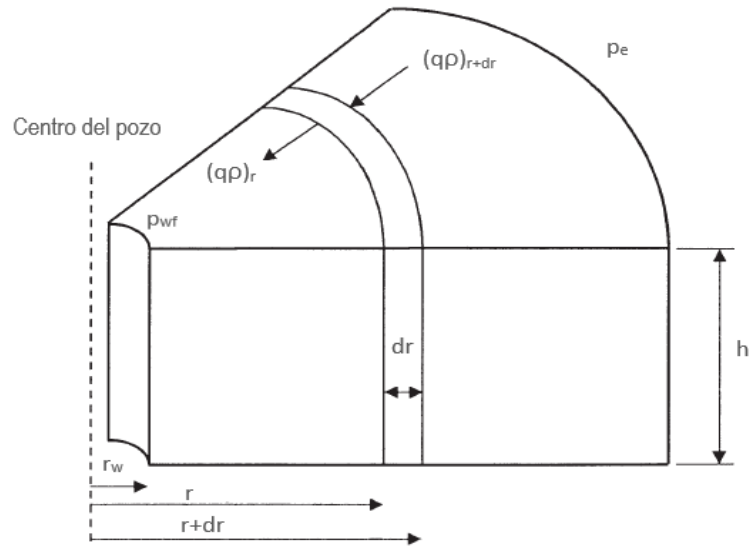


Figura 1.13 Elemento volumétrico en coordenadas radiales. (Ahmed, 2006).

Los términos de la ecuación 1.32 son descritos de manera individual a continuación:

*Masa que entra*

$$(Masa)_{entra} = \Delta t [Av\rho]_{r+dr} \quad (1.33)$$

donde:

$v$  = velocidad de flujo del fluido, pie/día

$\rho$  = densidad del fluido a  $(r + dr)$ , lb/pie<sup>3</sup>

$A$  = área a  $(r + dr)$

$\Delta t$  = intervalo de tiempo, días

El área del elemento volumétrico del lado de entrada de masa es:

$$A_{r+dr} = 2\pi(r + dr)h \quad (1.34)$$

Al combinar la ecuación 1.33 con la ecuación 1.34:

$$(Masa)_{entra} = 2\pi\Delta t(r + dr)h (v\rho)_{r+dr} \quad (1.35)$$

*Masa que sale*

Si se utiliza el mismo enfoque a fin de describir la masa que está entrando al sistema, la masa que sale está dada por:

$$(Masa)_{salida} = 2\pi\Delta t r h (v\rho)_r \quad (1.36)$$

*Masa acumulada*

El volumen del elemento volumétrico con radio  $r$  está dado por:

$$V = \pi r^2 h$$

Diferenciando la ecuación con respecto a  $r$ :

$$\frac{dV}{dr} = 2\pi r h$$

o

$$dV = (2\pi r h) dr \quad (1.38)$$

Por lo tanto, el flujo de masa acumulado durante un intervalo de tiempo  $\Delta t$  será:

$$\text{Flujo de masa acumulado durante un tiempo } \Delta t = dV[(\phi\rho)_{t+\Delta t} - (\phi\rho)_t]$$

Sustituyendo en  $dV$ :

$$\text{Flujo de masa acumulado} = (2\pi r h) dr [(\phi\rho)_{t+\Delta t} - (\phi\rho)_t] \quad (1.39)$$

Al cambiar los términos de la ecuación 1.32, por los recién calculados, se tiene que:

$$2\pi h(r + dr)\Delta t (\phi\rho)_{r+dr} - 2\pi h r \Delta t (\phi\rho)_r = (2\pi r h) dr [(\phi\rho)_{t+\Delta t} - (\phi\rho)_t]$$

Simplificando y dividiendo la ecuación entre  $(2\pi h r)$ :

$$\frac{1}{(r)dr} [(r + dr)(v\rho)_{r+dr} - r(v\rho)_r] = \frac{1}{\Delta t} [(\phi\rho)_{t+\Delta t} - (\phi\rho)_t]$$

o

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} [r(v\rho)] = \frac{\partial}{\partial t} (\phi\rho) \quad (1.40)$$

donde:

$\phi$  = porosidad

$\rho$  = densidad, lb/pie<sup>3</sup>

$v$  = velocidad del fluido, pie/día

### 1.3.5 Ecuación de estado

La ecuación de estado es una ecuación termodinámica que relaciona variables que describen el estado de materia en el que se encuentra el fluido que está sometido a ciertas condiciones físicas como presión, volumen y temperatura.

Anteriormente, se revisaron las ecuaciones que definen el coeficiente de compresibilidad del fluido  $c$ , en términos de su densidad y volumen (ecuación 1.20 y 1.21). Estas son denominadas ecuaciones de estado.

**En términos de volumen de fluido:**

$$c = \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p}$$

**En términos de la densidad del fluido:**

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}$$

### 1.3.6 Ecuación de transporte de materia

La ecuación de transporte de movimiento (Ley de Darcy), tiene lugar a causa de un gradiente de presión; la Ley de Fick, la ecuación de transporte de materia, tiene lugar a causa de un gradiente de concentración.

Al existir dos fluidos en contacto por medio de una interfase, inicialmente bien definida, al transcurrir el tiempo, el fluido desplazante se difundirá lentamente en el otro, desapareciendo gradualmente la interfase. En su lugar, se crea una zona de mezclado por difusión; en ambos extremos de esta zona se tienen los fluidos puros y al centro, en la zona de mezclado, la composición va variando. Si no hay variación en el volumen de mezclado de los dos fluidos, el transporte neto de los constituyentes de un fluido a otro, a través de cualquier plano, puede ser representado por la ley de Fick de difusión molecular.

La ley establece que una especie denominada A, se difunde en la dirección decreciente de la fracción molar A, de la misma forma que el flujo en la ley de Darcy va desde el punto con más presión hacia el de menor presión.



$$\vec{j}_A^* = -cD_{AB} \frac{dx_A}{dy} \quad (1.41)$$

donde:

$\vec{j}_A^*$  = densidad de flujo molar de difusión

$c$  = concentración

$D_{AB}$  = difusividad en un sistema binario

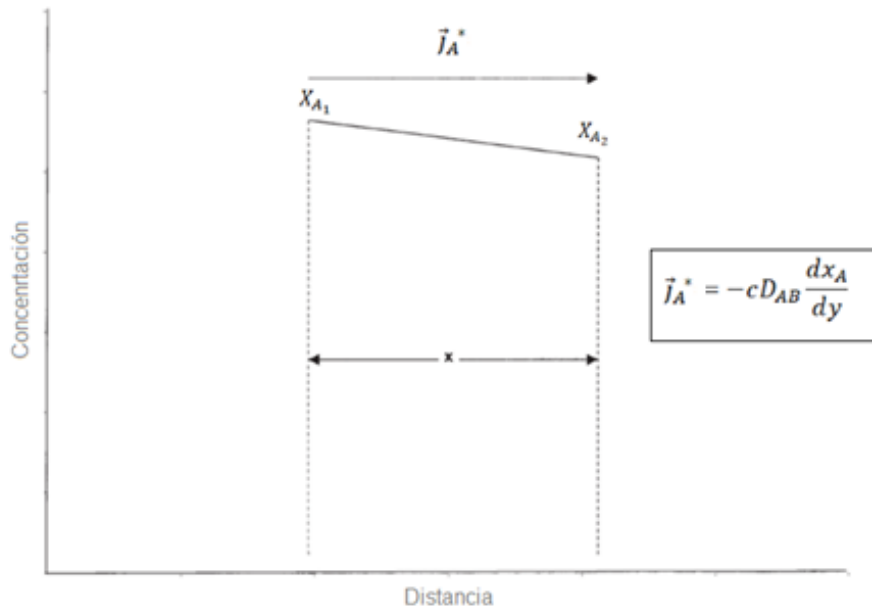


Figura 1.14 Ley de Fick, (Ramírez, 2013).

Esta ley establece que la densidad de flujo másico por unidad de área y por unidad de tiempo, es directamente proporcional a la concentración e inversamente proporcional a la distancia.

#### 1.4 Yacimientos en México

Se mencionó anteriormente que existen dos tipos de yacimientos: homogéneos, donde se considera que a lo largo de la formación las propiedades y características de la roca son invariables sin importar la ubicación donde te encuentres; y heterogéneos, que presentan una variabilidad significativa de las propiedades mismas del yacimiento tanto de manera lateral como vertical en distancias cortas.

Por lo tanto, la heterogeneidad del yacimiento está definida como la variación de las propiedades del yacimiento con respecto al espacio. La caracterización y el análisis de un yacimiento homogéneo resultan simples; sin embargo, la caracterización y el estudio de los yacimientos heterogéneos donde sus propiedades son distintas en función de su localización en el espacio, se vuelven más complejos.

La complejidad del estudio de flujo de los fluidos en los yacimientos en México, radica precisamente en estas heterogeneidades, donde más del 90% de los yacimientos de hidrocarburos nacionales se ubican en la clasificación de naturalmente fracturados (Chávez, 2006).

Los yacimientos naturalmente fracturados son complejos. La densidad de la red de fracturas puede variar dependiendo de su posición en el yacimiento, como resultado del estrés de la roca debido a la curvatura de la formación. La orientación y localización de las fracturas, ocasiona abruptas discontinuidades que pueden inducir propiedades anisotrópicas a la permeabilidad y/o porosidad, además de presentar canalizaciones y barreras al flujo. Adicionalmente a la complejidad de las características intrínsecas de un yacimiento que presenta un sistema de matriz y de fracturas, la interacción entre ambos sistemas en condiciones estáticas y dinámicas determina el grado de comunicación entre ellos, afectando de manera significativa el comportamiento del fluido en la formación

Por lo anterior, los diferentes modelos matemáticos creados para estudiar y describir el flujo en yacimientos naturalmente fracturados usan una versión simplificada del sistema heterogéneo. Es importante mencionar de nuevo, que **no existen los yacimientos homogéneos**, solamente **variación en los grados de su heterogeneidad**.

Estas heterogeneidades pueden ser identificadas por medio de variaciones en la respuesta de presión de un yacimiento, o a través de discontinuidades detectadas en pruebas de trazadores. En algunas ocasiones, los datos de presión se desvían del comportamiento de un yacimiento homogéneo solamente en los primeros minutos de realizada la prueba; en otros casos, no es hasta después del transcurso de algunas horas o incluso días que el comportamiento heterogéneo se vuelve evidente.

Los modelos de yacimientos heterogéneos presentan dos comportamientos distintos combinados en la respuesta de presión. Son descritos como modelos de doble porosidad (flujo interporoso restringido o no restringido), modelos de doble permeabilidad y sistemas compuestos.

#### 1.4.1 Doble porosidad

Los yacimientos de doble porosidad combinan el comportamiento de dos medios homogéneos con diferente capacidad de almacenamiento, debido a la existencia de una porosidad primaria y una porosidad secundaria en la formación.

Estos modelos asumen la existencia de dos regiones porosas dentro de la formación. Una región de alta conductividad asociada a las fracturas; mientras que la otra, de baja conductividad, es asociada a la matriz de la roca Warren y Root, (1963). En la formación, cuando el pozo se abre, una respuesta de presión ocurre velozmente en la red de fracturas debido a la alta difusividad. Se crea un diferencial de presión entre matriz y fractura; consecuentemente, la matriz comienza a aportar fluido hacia las fracturas. La presión dentro de la matriz presenta un decremento conforme el flujo continúa, hasta que finalmente, tiende a igualar la presión de las fracturas que se encuentran alrededor.

Warren y Root presentan un modelo idealizado (Fig.1.12) donde se tiene un arreglo de bloques de matriz representados por paralelepípedos rectangulares homogéneos e isotrópicos. Estos son separados por una red continua de fracturas ortogonales, espaciadas de manera uniforme y con un espesor constante. Para este modelo, consideran la existencia de flujo pseudo-estacionario (distribución de presión uniforme en bloques de matriz), únicamente entre la porosidad primaria y

secundaria; es decir, donde hay flujo del bloque de matriz hacia la fractura, pero no de un bloque a otro. Warren y Root, al aplicar la Ley de Darcy, la ecuación de continuidad y la ecuación de estado; obtuvieron las siguientes ecuaciones con variables adimensionales:

$$\frac{\partial^2 p_{fD}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_{fD}}{\partial r_D} = (1 - \omega) \frac{\partial p_{mD}}{\partial t_D} + \omega \frac{\partial p_{fD}}{\partial t_D} \quad (1.42)$$

$$(1 - \omega) \frac{\partial p_{mD}}{\partial t_D} + \omega \frac{\partial p_{fD}}{\partial t_D} = \lambda (p_{fD} - p_{mD}) \quad (1.43)$$

donde:

$p_{fD}$  = presión adimensional en fractura

$p_{mD}$  = presión adimensional en matriz

$r_D$  = radio adimensional

$t_D$  = tiempo adimensional

El uso de variables adimensionales es conveniente ya que es posible presentar de una manera más compacta la solución para un rango amplio de parámetros como porosidad, viscosidad, compresibilidad, permeabilidad y variables como el radio, la presión y el tiempo. (Lee, J. 1982).

Los símbolos  $\omega$  y  $\lambda$  representan parámetros que permiten analizar la desviación del comportamiento de un modelo de doble porosidad con respecto al de un sistema homogéneo. Warren y Root los definen como la capacidad de almacenamiento de las fracturas y el coeficiente de flujo interporoso, respectivamente.

La capacidad de almacenamiento  $\omega$ , hace referencia al cociente del almacenamiento en la porosidad secundaria con respecto al sistema total; es decir, representa la capacidad de almacenamiento de fluido dentro de las fracturas. Se define de la siguiente manera:

$$\omega = \frac{\phi_f C_f}{\phi_f C_f + \phi_m C_m} \quad (1.44)$$

donde:

$\omega$  = capacidad de almacenamiento

$\phi_f$  = porosidad de la fractura

$\phi_m$  = porosidad de la matriz

$C_f$  = compresibilidad de la formación,  $\text{psi}^{-1}$

$C_m$  = compresibilidad de la matriz,  $\text{psi}^{-1}$

Por otro lado, el coeficiente de flujo interporoso  $\lambda$ , evalúa la facilidad con la que los bloques de matriz aportan fluidos a las fracturas. Este parámetro está influenciado por el contraste entre las permeabilidades de ambos sistemas. Se define por la siguiente ecuación:

$$\lambda = \alpha \frac{k_m}{k_f} r_w^2 \quad (1.45)$$

donde:

$\lambda$  = coeficiente de flujo interporoso

$k_m$  = permeabilidad en la matriz

$k_f$  = permeabilidad en la fractura

$r_w$  = radio de pozo

El término  $\alpha$ , representa la geometría de la red de fracturas y está en función de número de fracturas en el sistema ( $n$ ) y del tamaño de los bloques de matriz ( $r_m$ ).

$$\alpha = \frac{n(n+2)}{r_m^2} \quad (1.46)$$

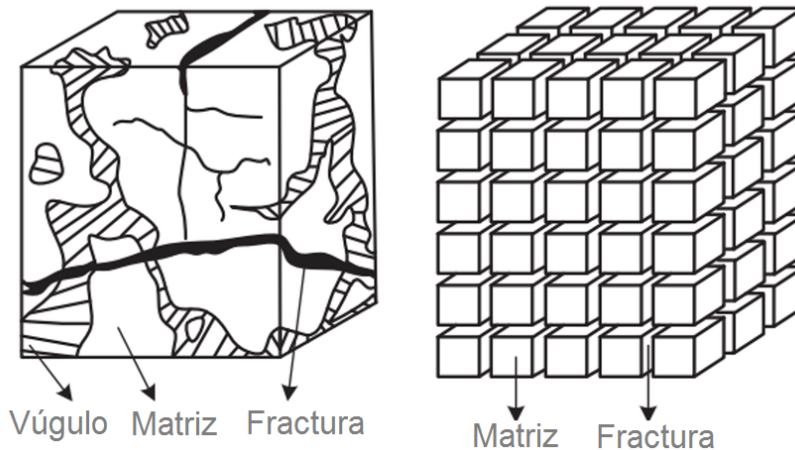


Figura 1.15 Idealización de un medio poroso heterogéneo, (Warren & Root, 1963).

#### 1.4.2 Doble permeabilidad

Al igual que el sistema de doble porosidad, el modelo de doble permeabilidad contempla también dos regiones distintas dentro del mismo yacimiento con propiedades diferentes. Los dos elementos son identificados como estratos, cada uno con su propia permeabilidad y porosidad. En cada estrato, el flujo es radial y ambos pueden producir de manera directa hacia el pozo.

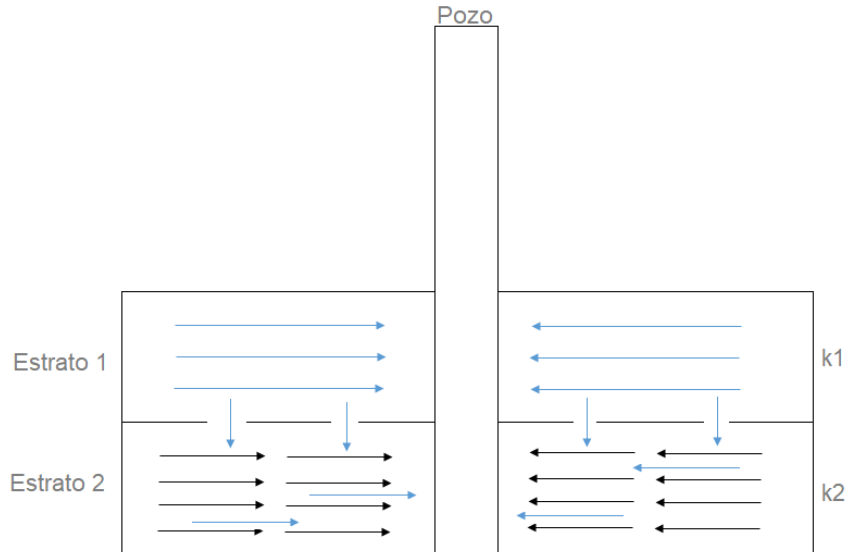


Figura 1.16 Modelo de doble permeabilidad.

Este modelo asume las siguientes condiciones:

- Presión inicial igual en ambos estratos
- Después de un tiempo de producción, comienza a haber flujo cruzado entre los estratos por la diferencial de presión en los mismos.
- Se introduce un nuevo parámetro  $h$ , que representa el espesor de cada estrato.

Por lo anterior, la permeabilidad/espesor total está definido como:

$$kh_{TOTAL} = (\phi C_t h)_1 + (\phi C_t h)_2 \quad (1.47)$$

El coeficiente de capacidad de almacenamiento  $\omega$ , se define de manera similar al del modelo de doble porosidad, con la diferencia que los rangos de espesor,  $h_1/(h_1 + h_2)$  y  $h_2/(h_1 + h_2)$ , son introducidos a la fórmula:

$$\omega = \frac{(\phi C_t h)_1}{(\phi C_t h)_1 + (\phi C_t h)_2} = \frac{(\phi C_t h)_1}{(\phi C_t h)_{TOTAL}} \quad (1.48)$$

El flujo cruzado se representa a través del coeficiente de flujo entre estratos  $\lambda$ , que mientras más pequeño es su valor, menor flujo cruzado existe en el modelo. Si  $\lambda = 0$ , significa que no hay flujo cruzado. Se expresa de la siguiente forma:

$$\lambda = \frac{r_w^2}{k_1 h_1 + k_2 h_2} \frac{2}{2 \frac{h_1}{k_{z1}} + \frac{h_2}{k_{z2}}} \quad (1.49)$$

El comportamiento del modelo de doble permeabilidad se observa en yacimientos estratificados, cuando las permeabilidades de los diferentes estratos participan en la respuesta del yacimiento o, cuando en yacimientos fracturados, los bloques de la matriz están conectados.

### 1.4.3 Sistemas compuestos

Son yacimientos conformados por dos o más regiones, donde cada región tiene propiedades de fluidos y/o de roca diferente. El sistema compuesto puede generarse por las propias características del yacimiento o los fluidos, donde una discontinuidad define dos regiones homogéneas distintas dentro de un modelo de yacimiento infinito. La interfase es estacionaria y no tiene espesor. La movilidad y capacidad de almacenamiento son diferentes en cada lado de la discontinuidad, sin embargo, el espesor del yacimiento es constante. El cambio en las propiedades del yacimiento es abrupto y no existe una resistencia al flujo entre ambas regiones.

A continuación, se presentará el modelo radial compuesto, que es el utilizado para el análisis de flujo multifásico:

Este modelo se compone de dos regiones concéntricas separadas por una discontinuidad; tanto la región externa como interna, presentan propiedades de la roca y fluidos diferentes entre sí pero uniformes dentro de cada una. Para el desarrollo de este modelo, se asume:

- Formación horizontal con espesor uniforme
- Características homogéneas de cada lado de la discontinuidad
- Valor de  $R$  (distancia a la discontinuidad) conocido y de espesor infinitesimal en la dirección radial
- Flujo laminar y radial
- Flujo de fluido ligeramente compresible
- Efecto de gravitacional despreciable
- Efecto de fuerzas capilares despreciable

Las ecuaciones 1.50 y 1.51, representan en forma adimensional el comportamiento de un yacimiento compuesto de dos regiones; las ecuaciones 1.52 y 1.53, son las condiciones establecidas en la discontinuidad:

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left( r_D \frac{\partial p_{D1}}{\partial r_D} \right) = \frac{\partial p_{D1}}{\partial t_D} \quad \text{para} \quad 1 \leq r_D \leq R_D \quad (1.50)$$

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left( r_D \frac{\partial p_{D2}}{\partial r_D} \right) = D \frac{\partial p_{D2}}{\partial t_D} \quad \text{para} \quad R_D \leq r_D \leq r_{eD} \quad (0 < \infty) \quad (1.51)$$

$$\frac{\partial p_{D2}}{\partial r_D} = M \frac{\partial p_{D1}}{\partial r_D} \quad \text{para} \quad R_D = r_D \quad \text{y} \quad t_D > 0 \quad (1.52)$$

$$r_D \frac{\partial p_{D2}}{\partial r_D} = -\frac{1}{s_f} (p_{D1} - p_{D2}) \quad \text{para} \quad R_D = r_D \quad \text{y} \quad t_D > 0 \quad (1.53)$$

Las ecuaciones anteriores establecen dos parámetros nuevos que definen el comportamiento de la presión en un yacimiento compuesto, estos son la relación de difusividad  $D$ , y la relación de movilidad  $M$ , respectivamente.

$$D = \frac{\left(\frac{k}{\phi C_t \mu}\right)_1}{\left(\frac{k}{\phi C_t \mu}\right)_2} \quad (1.54)$$

$$M = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_1}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_2} \quad (1.55)$$

Cuando ambas regiones tienen la misma capacidad de almacenamiento, se define la relación movilidad/difusividad, que está dada por la siguiente ecuación:

$$M = \frac{(\phi C_t)_1}{(\phi C_t)_2}$$

Algunos ejemplos de un sistema compuesto pueden ser un medio poroso con dos permeabilidades laterales o la presencia de dos fluidos diferentes en el yacimiento. Incluso, en proyectos de recuperación secundaria o mejorada, al inyectar un fluido ajeno a la formación que modifica las condiciones de permeabilidad o las propiedades del fluido; se pueden generar dos regiones con propiedades diferentes.

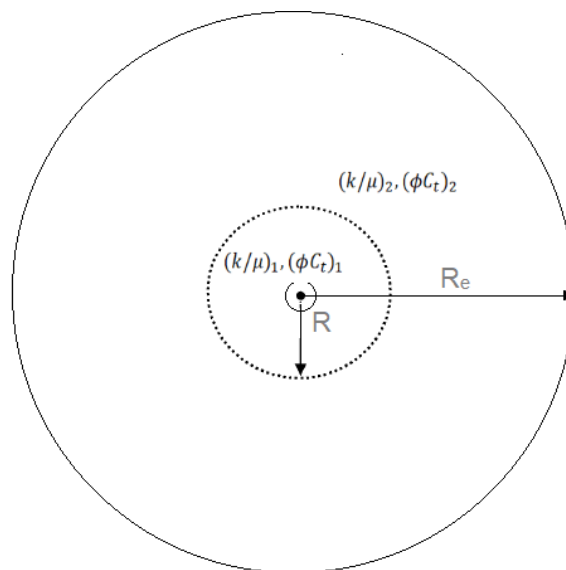


Figura 1.17 Modelo compuesto radial.



## Capítulo 2 | Caracterización del yacimiento y problema inverso

Cada yacimiento se debe considerar como un sistema único, donde, a pesar de que pueda exhibir similitudes con otro, sus propiedades físicas, respuesta a estímulos y ciclo de vida serán distintos.

En el capítulo anterior, se mencionó la importancia de la creación de un plan de desarrollo óptimo como parte de la administración integral de yacimientos. Para lograr crear un plan de recuperación óptimo, la definición de un modelo que represente las características del yacimiento a explotar es fundamental.

El desarrollo de este modelo está basado en la caracterización del yacimiento. La caracterización consiste en detectar y evaluar los elementos constitutivos de la formación que afectan el comportamiento del flujo en su interior, pertinentes a la habilidad del yacimiento para almacenar y transmitir hidrocarburo. Para alcanzar este objetivo, la caracterización debe incluir conocimiento de diferentes áreas de estudio como geofísica, geología, mecánica de fluidos, análisis composicional de la roca, propiedades de los fluidos contenidos en ella, el flujo de los fluidos en el sistema, mecanismos de recuperación, procesos de perforación y terminación y datos históricos de producción. Este modelo teórico debe representar las condiciones de flujo de los fluidos en el medio poroso real para predecir el comportamiento del flujo y su producción en el futuro.

Al igual que la porosidad y la permeabilidad, siendo la primera una propiedad petrofísica estática y la segunda una propiedad que presenta el medio al flujo; existen dos tipos de caracterización del yacimiento. La caracterización estática que describe un modelo estacionario donde no se toma en cuenta el flujo para su estudio; y la caracterización dinámica, que parte del modelo creado en la caracterización estática para analizar el fluido y su comportamiento dentro del modelo.

### 2.1 Caracterización estática

Se describirá primeramente la caracterización estática donde se busca detectar y evaluar los elementos que constituyen el yacimiento, y no el análisis del fluido y su comportamiento.

Con base en el análisis y la integración proveniente de herramientas de datos geofísicos, geológicos, registros geofísicos y datos de laboratorio; se busca determinar cualitativa y cuantitativamente propiedades geológicas y petrofísicas del sistema roca y el sistema roca-fluido.

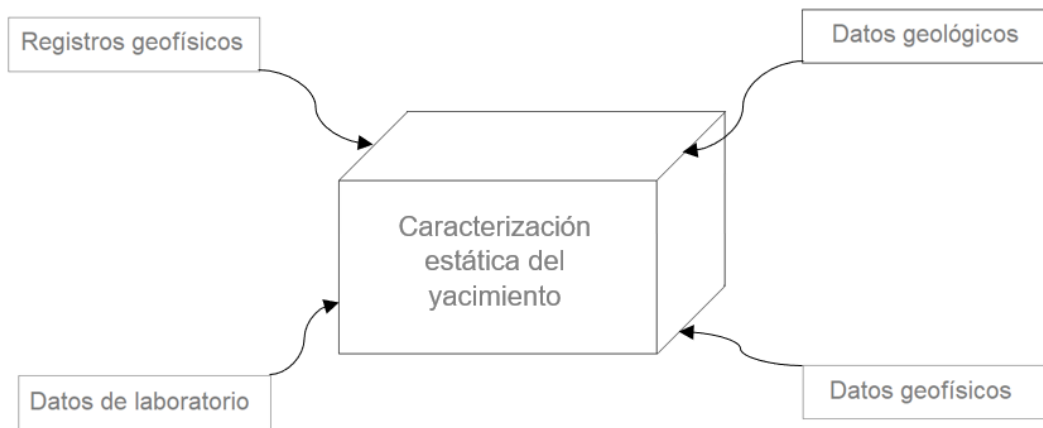


Figura 2.1 Herramientas que constituyen la caracterización estática del yacimiento.

Como se observa en la Figura 2.1, la integración de la información proveniente de las cuatro ramas, permiten generar un modelo estático del yacimiento donde se conocen: mapas de cimas y bases del yacimiento, delimitaciones físicas, columna estratigráfica, coordenadas del campo y objetivos (pozos).

A continuación, se describen las cuatro herramientas utilizadas para la caracterización estática del yacimiento.

### 2.1.1 Datos geofísicos

A través de métodos cuantitativos, la prospección geofísica puede proveer la localización de cuencas sedimentarias debajo de la superficie, además de identificar características estructurales y estratigráficas importantes como forma, fallas y límites externos.

A continuación, se mencionan y describen brevemente los métodos utilizados para la prospección de recursos petrolíferos.

#### 1. Método gravimétrico

Mide la aceleración de la gravedad sobre una región geológica y detecta las variaciones en la densidad de diferentes litologías presentes en el subsuelo.

#### 2. Método magnético

Consiste en la medición y análisis de las anomalías en el campo magnético terrestre. Su evaluación puede permitir identificar el basamento de la trampa geológica y a partir de esto, localizar y definir la extensión de las cuencas sedimentarias.

#### 3. Método sísmico

El más relevante para la caracterización estática, produce vibraciones y registra los tiempos de llegada de sus ondas, una vez refractadas en distintas formaciones geológicas generando una imagen de las discontinuidades sísmicas. Generalmente, estas discontinuidades coinciden con las discontinuidades estratigráficas donde puede haber presencia de hidrocarburos.

## Cobertura sísmica 3D



Figura 2.2 Cobertura sísmica 3D de cuencas petrolíferas en México (Comisión Nacional de Hidrocarburos).

### 2.1.2 Datos geológicos

La geología provee de información vital para el desarrollo de un modelo estático del yacimiento. A través del estudio y conocimiento de la roca almacenadora y sus propiedades (sedimentológicas, estratigráficas y estructurales) tanto externas como internas determinar propiedades valiosas de la roca que constituye a la formación. Algunas de estas características son:

- Heterogeneidad del medio poroso
- Características petrográficas
- Composición mineralógica
- Características sedimentológicas
- Análisis paleontológico
- Forma del grano (redondez, esfericidad)
- Empacamiento de los granos
- Tamaño
- Orientación
- Geometría general del cuerpo de la roca

Los datos geológicos facilitan la elaboración de columnas estratigráficas (Figura 2.3), donde se observa la ubicación vertical de los diferentes estratos que componen la columna de roca en un área específica. Esto permite comprender de manera exhaustiva la evolución de las cuencas además de permitir interpretaciones de rocas generadoras y de yacimiento potenciales, tanto en el área de frontera como en las provincias con hidrocarburos más maduras.

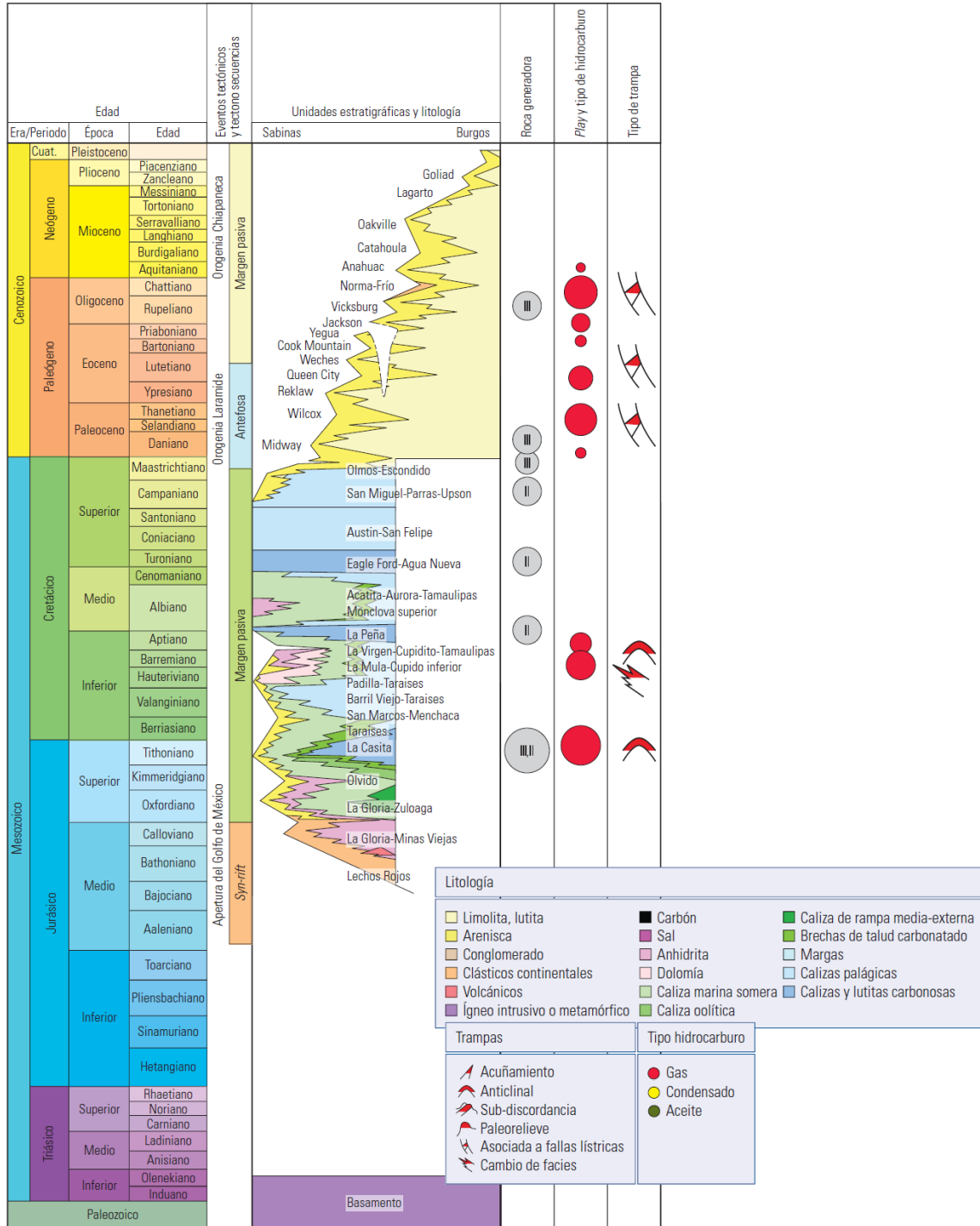


Figura 2.3 Columna estratigráfica de las Cuencas de Sabinas y Burgos, (Escalera & Hernández, 2010).

Además, se crean mapas topográficos donde se observan las características geológicas y de relieve importantes a nivel regional. A través de los datos geológicos es posible determinar también las coordenadas objetivo que se desarrollarán en el campo.

### 2.1.3 Registros geofísicos

La implementación y estudio de registros geofísicos en pozos se usan para determinar de manera directa características geológicas y físicas del material litológico que compone a la formación.

En la actualidad, los registros permiten determinar el contenido de hidrocarburos, agua, y minerales de la formación, además de evaluar la competencia de las rocas sujetas a diferentes esfuerzos, el grado de porosidad, tipo de litología, espesor de zonas y profundidad.

Un registro geofísico consiste en la medición de una propiedad física o química de la roca con respecto a la profundidad. El proceso de toma de un registro geofísico se lleva a cabo al introducir en el pozo una herramienta denominada sonda, compuesta de diferentes sensores que miden la respuesta física en la formación.

Algunos de los registros más utilizados en la caracterización de la formación son:

- Registro de rayos gamma
- Registro de densidad
- Registro de resistividad
- Registro de potencial espontáneo
- Registro de temperatura

### 2.1.4 Datos de laboratorio

Los datos provenientes de estudios realizados a muestras de roca de la formación (núcleos) y los fluidos que contienen en superficie, donde las muestras se someten a condiciones similares a las de formación, buscar generar una idea más clara del comportamiento de la roca y los fluidos que contiene cuando se encuentran en el yacimiento.



Figura 2.4 Núcleos de lutita extraídos durante operaciones rotativas (Fotografía: Larissa Walker, Agarwal et al, 2013).

Mediante diferentes estudios, se puede determinar las siguientes características:

- Presión de saturación
- Salinidad del agua
- Densidad de grano de la roca
- Litología
- Contenido de arcilla
- Porosidad
- Contacto entre fluidos
- Estimación de la permeabilidad
- Estimación del corte de agua

Es importante mencionar que los estudios realizados a las muestras de roca y fluidos, presentan características y propiedades de la formación muy puntuales, ya que representan únicamente una

zona local en la formación y no representan al yacimiento en su totalidad y sus características, especialmente en el caso de yacimientos naturalmente fracturados.

## 2.2 Caracterización dinámica

A diferencia de la caracterización estática, la caracterización dinámica busca detectar y evaluar los elementos que afectan el comportamiento de un yacimiento.

Cinco Ley (2005), enlista estos elementos identificables del yacimiento:

- Permeabilidad, Porosidad y Anisotropía
- Fuerzas Capilares y mojabilidad
- Estratificación
- Fallas Geológicas
- Discordancias
- Acuñaientos
- Fracturamiento
- Compartimentalización

La caracterización dinámica parte de la estática, ya que, a pesar de que la caracterización estática puede brindar información acerca de algunos de estos elementos, las propiedades no fueron determinadas en condiciones dinámicas. Es necesario, por lo tanto, evaluar estos elementos en condiciones de flujo para brindar una mayor fiabilidad y claridad a los resultados obtenidos y encontrar los demás elementos que afectan el comportamiento del yacimiento.

La caracterización de un yacimiento está basada en su descripción geológica y petrofísica, como en la distribución de sus propiedades. Una buena caracterización de las heterogeneidades del yacimiento, es un requerimiento fundamental para poder predecir el comportamiento del fluido en la formación.

Las herramientas que se usan a fin de determinar la caracterización dinámica son:

- **Pruebas de presión**
- **Pruebas de trazadores**
- **Registros de producción (flujo y temperatura)**
- **Datos históricos de producción**

Las pruebas de presión y pruebas de trazadores se discutirán a mayor detalle en el capítulo 3 y 4 respectivamente, sin embargo, una descripción breve de ellas y las demás herramientas se encuentra a continuación.

### 2.2.1 Pruebas de presión

Las pruebas de presión o pruebas de variación de presión consisten en la modificación del gasto (producción o inyección) en un pozo con el propósito de crear un disturbio de presión en el

yacimiento, mientras que, un sensor de alta sensibilidad generalmente en el fondo del pozo mide la presión y registra los cambios subsecuentes contra el tiempo.

Existen diferentes tipos de pruebas que, a pesar de tener como base el mismo principio de funcionamiento, difieren en la manera de crear el disturbio de presión al modificar el gasto en pozos de producción, modificar gasto en pozos de inyección, o incluso creando una serie de disturbios de presión que serán identificados en un pozo vecino.

Las pruebas más comunes de variación de presión junto con un esquema de su funcionamiento se presentan a continuación (Figura 2.5):



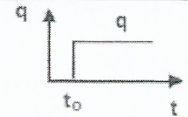
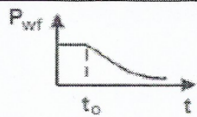
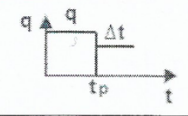
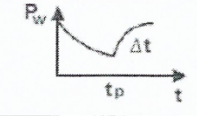
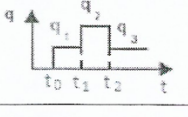
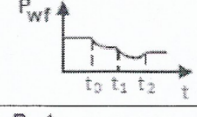
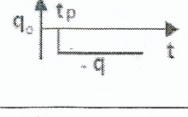
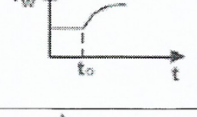
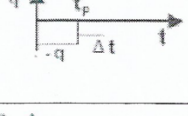
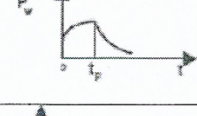
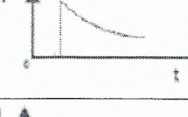
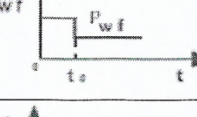
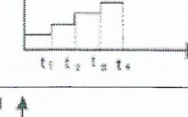
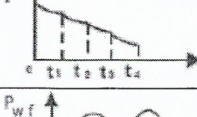
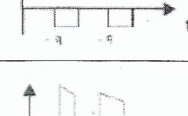
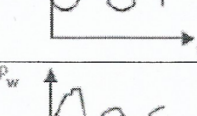
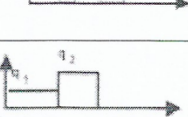
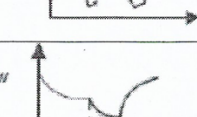

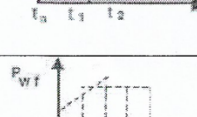
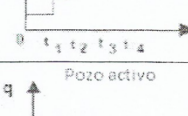
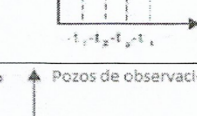
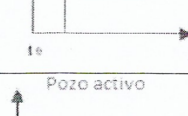
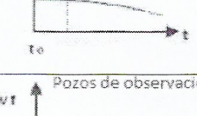
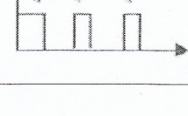
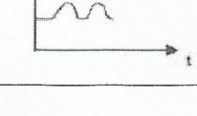
Prueba	Gasto $q$ , tiempo $t$	Presión $p$ , tiempo $t$
1. Decremento		
2. Incremento		
3. Q variable		
4. Inyección		
5. Abatimiento		
6. Presión constante		
7. Potencial		
8. Interferencia vertical		
9. Prueba de formación		
10. Multiprueba de formación		
11. Pruebas de escalera		
12. Interferencia		
13. Pulso		

Figura 2.5 Tipos de pruebas de presión más utilizadas (Cinco Ley, 2005).

Las diferentes pruebas de presión se usan en diferentes momentos de la vida productiva del yacimiento y para propósitos distintos, con ventajas y desventajas cada una; sin embargo, de manera general, la medición y el análisis de la información proveniente de las pruebas permiten determinar:

- Propiedades petrofísicas del yacimiento
- Detección de heterogeneidades
- Presión promedio del área de drene
- Evaluación del grado de comunicación entre zonas
- Estimación del factor de daño de un pozo
- Detección de casquete de gas
- Estimación del volumen poroso del yacimiento
- Evaluación de fracturamiento hidráulico

### 2.2.2 Pruebas de trazadores

Las pruebas de trazadores consisten en la inyección al yacimiento de una sustancia química y/o radioactiva denominada trazador, que después de un tiempo determinado, será producida muestreada y analizada en superficie.

Los trazadores se incorporan a un fluido que será inyectado a la formación. El trazador viajará diluido en el fluido y dependiendo de sus características (activo o conservativo) permanecerá en la misma fase que el fluido de inyección o podrá particionarse con las diferentes fases que se encuentren presentes en el yacimiento. Posteriormente, el fluido es producido; ya sea en el mismo pozo en el que fue inyectado después de un tiempo de cierre, o en un pozo vecino. El tiempo y la concentración del trazador en el fluido producido permitirá hacer inferencias importantes con respecto a las propiedades dinámicas del fluido, al igual que facilitará el proceso de caracterización del yacimiento.

Al igual que el caso de las pruebas de presión, existe una variedad de pruebas de trazadores donde a pesar de que el principio es el mismo, la configuración singular del tipo de trazador y pozos involucrados dependerá de las metas que se tengan en la prueba y la información que se busca obtener. Sin embargo, se clasifican en dos grandes rubros: pruebas realizadas en un solo pozo y pruebas realizadas en múltiples pozos.

Uno de los aspectos más importantes y quizás el más crucial por su impacto en las probabilidades de éxito de la prueba es el diseño y ejecución de la misma. La aplicación de una metodología adecuada influye grandemente en la utilidad de la información obtenida de la prueba y los objetivos que se logren alcanzar. De manera general el diseño de la prueba consta de cinco pasos:

1. Definición de objetivos
2. Selección del trazador y pruebas preliminares
3. Estrategia de implementación
4. Ejecución de la prueba
5. Interpretación de la prueba

### 2.2.3 Registros de producción (flujo y temperatura)

Los registros de producción permiten evaluar: el movimiento de los fluidos de entrada y salida en el pozo, cuantificar gastos de flujo y determinar las propiedades del fluido en condiciones de fondo de pozo.

A pesar de que los parámetros mencionados pueden ser medidos en superficie, no significa que reflejen necesariamente las condiciones a nivel del yacimiento. La evaluación de los datos de producción requiere de información obtenida en el fondo del pozo.

Hoy en día existe una gran variedad de herramientas que registran diferentes propiedades del flujo y el fluido; la velocidad de flujo se determina a través del registro de molinete hidráulico, donde su propela giratoria se mueve con el paso del fluido. De manera ideal, la velocidad rotacional de la propela en revoluciones por segundo, es proporcional a la velocidad del fluido. No obstante, la fricción en el eje giratorio y la viscosidad del fluido, resultan en una respuesta de velocidad no lineal que requiere de calibración y un factor de corrección. Una vez corregidos los datos, la velocidad rotacional del molinete se convierte a una velocidad promedio, a través de técnicas de modelado por computadora, que representa el perfil de velocidad del fluido a lo largo del diámetro del pozo.

Otra herramienta integral de los registros de producción es el registro de temperatura. Los datos obtenidos con esta herramienta, permiten hacer conclusiones cualitativas de entradas de fluido al pozo especialmente en escenarios donde la producción es lo suficientemente baja para que el molinete hidráulico no tenga la sensibilidad suficiente para detectar movimiento. La entrada de gas presenta un enfriamiento y estas anomalías también son detectadas.

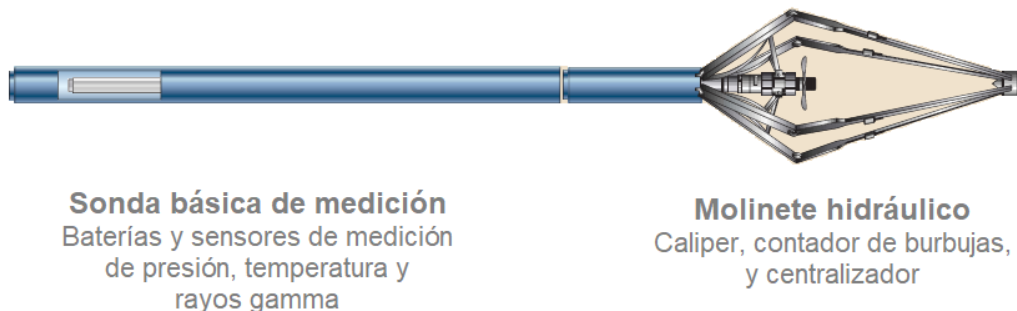


Figura 2.6 Herramienta de registro de producción con molinete hidráulico y sonda de medición, (Schulmberger, 2013).

Al ser el flujo no uniforme y de una, dos o hasta tres fases, los datos de producción deben ser interpretados cautelosamente. El desarrollo de programas computacionales ha facilitado esta labor y reducido la incertidumbre y ambigüedad en los datos. Una adecuada interpretación puede permitir identificar los intervalos de la formación donde hay más producción y donde no existe contribución, así como la detección de entradas de agua.

### 2.2.4 Datos históricos de producción

Los datos históricos de producción son todos los datos de gasto de producción de agua, aceite y/o gas, además de los datos de gasto de inyección de agua, gas u otro fluido; de todos los pozos existentes en un campo.

Estos datos resultan de gran importancia, dado que permiten obtener una visión más clara de las condiciones dinámicas de los fluidos en el yacimiento y al ser incorporados al modelo teórico del yacimiento creado a través de la caracterización, podrán predecir el comportamiento futuro del flujo en la formación. Para la creación de un modelo que sea lo más parecido a la realidad del medio poroso, resulta imperativo reproducir las características del yacimiento incluyendo los datos históricos de producción. Una práctica común ha sido modificar las propiedades del modelo a base de prueba y error o utilizando los datos históricos de producción. Sin embargo, Vasco y Gupta (1997), consideraron que los históricos de producción podrían ser utilizados directamente en simulaciones geostatísticas de las propiedades del yacimiento, a fin de determinar parámetros como la permeabilidad.

La incorporación de los datos históricos de producción al modelo del yacimiento es crítica para la identificación de canales de flujo o barreras al mismo que tienen un impacto significativo en la eficiencia de desplazamiento y la recuperación total de los hidrocarburos.

El análisis de estos datos puede realizarse a nivel de pozo, bloque, yacimiento o campo. Además de ser una herramienta crítica para la creación de un modelo que sea lo más cercano a la realidad posible; los datos pueden ser considerados como los provenientes de una prueba de decremento y su análisis puede proporcionar los siguientes parámetros:

- Información de volumen poroso de drenaje
- Patrones de flujo
- Fronteras y barreras al flujo
- Volumen original de hidrocarburos
- Modelo de entrada de agua

Los datos de producción registrados en condiciones dinámicas son una fotografía de la situación que existe en la formación, sin embargo, representan solamente un momento en el tiempo. Las condiciones del yacimiento, ya sea por cambios en gastos de producción o inyección, no permanecen constantes. El análisis de los datos de producción a través del tiempo permite comprender la dinámica de los fluidos en el yacimiento a lo largo de su vida productiva.

### 2.3 Modelo integrado

La caracterización dinámica y estática del yacimiento deben poder entrelazarse de manera adecuada. En ocasiones, los análisis realizados con herramientas de caracterización dinámica entran en conflicto con los datos del modelo estático del yacimiento y debe re plantearse un modelo que se acople correctamente. Aquí radica la importancia de una integración de trabajo de las múltiples disciplinas involucradas en el proceso para la elaboración de un modelo del yacimiento más preciso que represente las condiciones de flujo de los fluidos en el medio poroso real.

### 2.4 Problema Inverso

Antes de continuar con los capítulos de pruebas de presión y pruebas de trazadores, es conveniente hablar del principio básico de interpretación de estas pruebas, el cual está fundamentado en el problema inverso.

El problema inverso es un conjunto de técnicas matemáticas que permiten obtener información valiosa de un sistema a partir del análisis de una serie de mediciones, denominadas *resultados u observaciones*. A diferencia de un problema directo, en donde estos *datos*, son resultados medibles obtenidos a partir de ciertos principios físicos en condiciones específicas de un problema de estudio.

En otras palabras, los problemas directos son aquellos donde se tiene información sobre las causas que describen un proceso en un medio y la solución del problema nos conduce a descubrir el efecto producido por dichas causas. En cambio, en el problema inverso se cuenta con información limitada sobre los efectos producidos y los resultados, y se busca determinar las causas que provocaron dichos efectos.

En su manera más general, un problema inverso se refiere a la determinación de posibles propiedades físicas de un sistema, o información acerca de estas propiedades, dada la respuesta observada del sistema a un estímulo.

Para visualizar este enfoque se describen las tres variables involucradas:

- Sistema, **S**: compuesto por el yacimiento y el pozo, con sus respectivas propiedades características (permeabilidad, porosidad, heterogeneidades, daño, etc.)
- Estímulo o señal de entrada, **E**: en el caso de las pruebas de presión consiste en un cambio en el gasto. Para pruebas de trazadores, en la inyección de uno o varios trazadores diluidos en el fluido de inyección a una concentración determinada.
- Respuesta o señal de salida **R**: el resultado medible correspondiente al disturbio de presión o al gradiente de concentración del trazador medido en superficie.

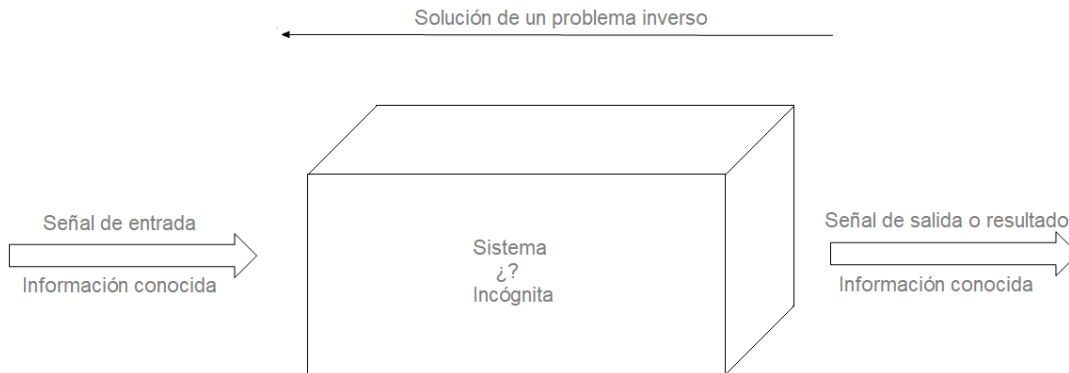


Figura 2.7 Visualización de la solución de un problema inverso.

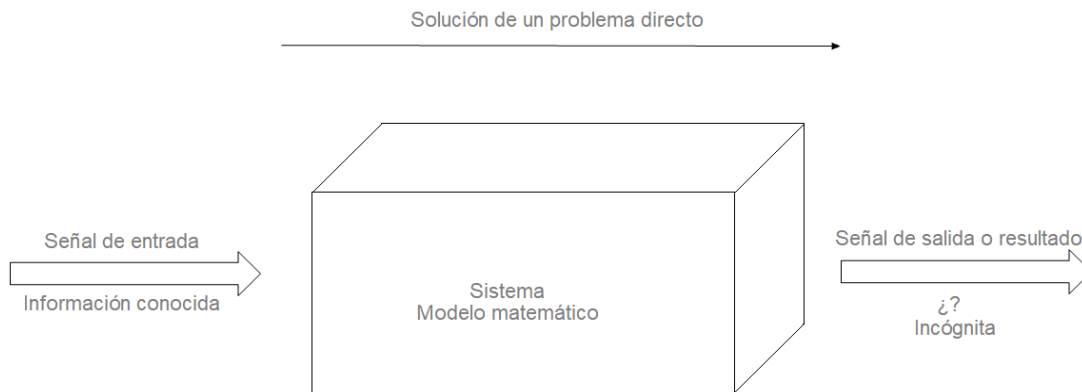


Figura 2.8 Visualización de la solución de un problema directo.

Con base a lo anterior, el problema inverso tiene como propósito identificar el sistema o yacimiento, así como los parámetros que lo caracterizan, a partir de conocer únicamente el estímulo generado y la señal de salida.

Para solucionar un problema inverso se requiere de:

1. **Conocimiento de la señal de entrada**
2. **Conocimiento de la señal de salida**
3. **Variables del sistema involucradas en el modelo analítico numérico**
4. **Valores iniciales de los parámetros de ajuste**

Como se mencionó, la solución de un problema inverso puede ser muy compleja, ya que depende de la cantidad y la calidad de información experimental que se tenga a disposición, así como los modelos matemáticos necesarios para su interpretación. Para el caso de las pruebas de presión y pruebas de trazadores, estos modelos de interpretación están compuestos de diversos componentes, que son relativamente independientes y exhiben características diferentes en diferentes tiempos. Una vez que todos los componentes han sido identificados, el modelo de interpretación es definido. A través de soluciones analíticas o modelaciones numéricas, se generan distintas respuestas de presión a históricos de producción específicos del pozo, y los parámetros son posteriormente ajustados hasta que el comportamiento del modelo sea idéntico al comportamiento del sistema o yacimiento. Para las pruebas de trazadores, de igual manera los parámetros obtenidos de la respuesta de trazador generada a partir soluciones analíticas o modelaciones numéricas, son optimizados para ajustarse al comportamiento real del yacimiento.

Además, a diferencia de un problema directo donde solamente existe una solución; el problema inverso y su interpretación, no tienen una solución única y existe un número de conjuntos de parámetro  $n$  que, al ingresarlos a uno o diferentes modelos, generen señales idénticas de salida a partir de los mismos estímulos.

## Capítulo 3 | Pruebas de presión

Para la caracterización de un yacimiento es esencial contar con información que describa el comportamiento del yacimiento y sus propiedades en condiciones dinámicas. Las pruebas de presión están diseñadas para proveer un análisis cuantitativo de estas propiedades.

Una prueba de presión consiste en la creación de un disturbio en la presión del yacimiento a partir de una modificación temporal en su producción; mientras tanto, la respuesta de presión en el yacimiento es monitoreada, generalmente con un sensor de presión en el fondo del pozo, y los datos obtenidos son registrados con respecto al tiempo. En una prueba de presión, la señal de entrada aplicada al yacimiento es conocida, *el gasto*; y se mide una señal de respuesta del sistema, *la presión*. A partir de la información de entrada y salida del sistema se determinan características importantes del flujo en el sistema roca-fluido, utilizando la ecuación de difusividad.

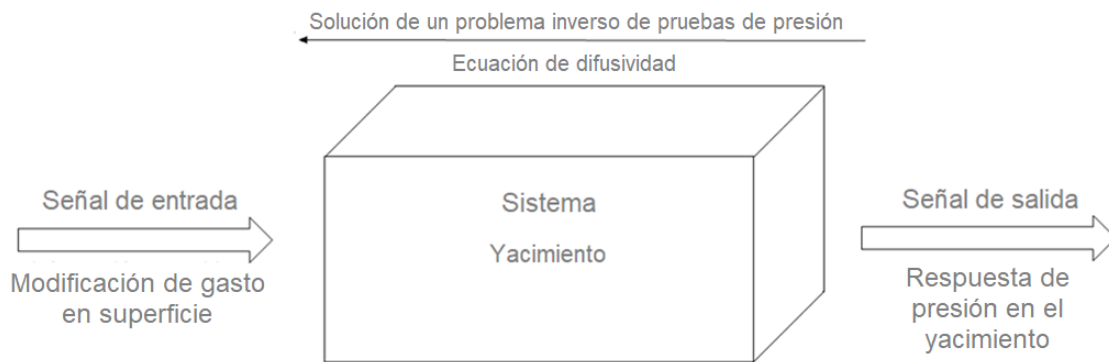


Figura 3.1 Representación de la solución de un problema de pruebas de presión, fundamentado en problema inverso.

Uno de los propósitos principales de las pruebas de presión es determinar la habilidad de la formación para producir fluidos del yacimiento. Además, permiten identificar la razón subyacente para la productividad de un pozo. Una prueba que se diseña, ejecuta y analiza de manera apropiada, proporciona información respecto a la permeabilidad del yacimiento, extensión de daño por almacenamiento o estimulación, presión del yacimiento y límites del yacimiento junto con sus heterogeneidades. Con el uso de información geológica, geofísica y petrofísica, en conjunto con la información obtenida en el análisis de las pruebas de presión, la creación de un modelo dinámico del yacimiento es más factible.

Como se mencionó, el comportamiento de la presión de un yacimiento después de un cambio en su producción refleja de manera directa la geometría y propiedades de la formación. Por lo que, a través del análisis de las pruebas de presión se puede obtener la siguiente información:

### Que describe al yacimiento:

- Permeabilidad efectiva ( $k$  horizontal y  $k$  vertical)



- Detección de daño o estimulación en la formación
- Barreras al flujo y contacto entre fluidos
- Presión promedio del área de drene
- Detección y evaluación de fracturas
- Comunicación entre pozos
- Área de drene
- Heterogeneidades del yacimiento (fracturas, estratificaciones y anisotropías)
- Límites (distancias, tamaño y forma)
- Presiones (inicial  $p_i$  y promedio  $\bar{p}$ )

**Que describe al pozo:**

- Potencial de productividad
- Geometría del pozo

Antes de describir el funcionamiento de las pruebas de presión, es fundamental describir las ecuaciones que rigen el fenómeno de transición de presión en un yacimiento.

**3.1 Ecuación de difusividad**

El fenómeno de transición de presión en un medio poroso está regido principalmente por la ecuación de difusividad. Es por esto que el análisis de los datos obtenidos en las pruebas se basa en las soluciones de esta ecuación.

La ecuación de difusividad parte de tres ecuaciones independientes y una serie de condiciones iniciales y de frontera. Las ecuaciones independientes forman parte de las ecuaciones que gobiernan el flujo en medios porosos y fueron descritas en el capítulo 1. Las condiciones iniciales y de frontera, junto con una breve descripción de las ecuaciones antes mencionadas se escriben a continuación:

**a) Ecuación de continuidad (1.40)**

Ecuación de balance de materia que representa la masa de fluido producido, inyectado y/o remanente en el yacimiento, en un intervalo de tiempo.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} [r(v\rho)] = \frac{\partial}{\partial t} (\phi\rho)$$

**b) Ecuación de transporte (1.31)**

La ecuación de continuidad es complementada con la ecuación para un fluido en movimiento para describir el gasto al que fluye el fluido cuando entra y sale del yacimiento. La ecuación de transporte para este caso es la ecuación de Darcy es su forma generalizada.

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

**c) Ecuación de estado (1.21)**

La ecuación de compresibilidad de fluidos (que puede ser expresada en términos de densidad o volumen), es después integrada a la ecuación de continuidad y transporte para



describir los cambios en el volumen del fluido como función de la presión. La compresibilidad de cualquier fluido se relaciona directamente a su densidad por lo que:

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}$$

**d) Condiciones iniciales y de frontera**

Se requieren dos condiciones de frontera y una condición inicial para completar el planteamiento de la ecuación de difusividad. Las condiciones son:

- Condiciones de frontera:  
La formación produce con un gasto constante hacia el pozo.  
No hay flujo cruzado en la frontera límite y el yacimiento se comporta como si fuera infinito.
- Condición inicial:  
Establece que el yacimiento se encuentra a una presión uniforme al inicio de la producción.

En la bibliografía se encuentran diferentes expresiones que buscan definir el comportamiento del fluido en el medio poroso; sin embargo, todas parten de las ecuaciones y condiciones planteadas anteriormente.

A continuación, se describe el desarrollo matemático para llegar a la ecuación de difusividad según Tarek Ahmed<sup>4</sup>:

A la ecuación de continuidad, se añade la ecuación de transporte de movimiento, a fin de relacionar la velocidad del fluido con el gradiente de presión dentro de un volumen de control  $dV$ . La Ley de Darcy establece que la velocidad será proporcional al gradiente de presión  $\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)$ . Por lo tanto, la ecuación de Darcy en coordenadas radiales y con el factor de conversión para expresarse en unidades de campo es:

$$v = (0.006328) \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \tag{2.1}$$

donde:

$k$  = permeabilidad, md

$v$  = velocidad, pie/día

---

4

Tarek, A. (2006). *Reservoir Engineering Handbook*. Elsevier.

La ecuación de transporte en los términos recientemente expresados (2.1), se introduce a la ecuación de continuidad (1.40) para relacionar la velocidad del fluido al gradiente de presión dentro del volumen de control, resulta en:

$$\frac{0.006328}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{k}{\mu} (\rho r) \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad (2.2)$$

Si se expande el lado derecho de la ecuación, la porosidad se elimina del término derecho de la diferencial parcial:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) = \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \frac{\partial \phi}{\partial t} \quad (2.3)$$

Como se mostró en el capítulo 1, la porosidad de la formación se relaciona con su compresibilidad (ec. 1.12) y se expresa matemáticamente como:

$$c_f = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p}$$

Aplicando la regla de la cadena a  $\partial \phi / \partial t$ ,

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} = \phi c_f \frac{\partial p}{\partial t}$$

Al sustituir la ecuación anterior en la ecuación 2.2, se tiene que:

$$\frac{0.006328}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{k}{\mu} (\rho r) \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \rho \phi c_f \frac{\partial p}{\partial t} + \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (2.4)$$

Esta ecuación es la ecuación diferencial parcial general para describir el flujo de cualquier fluido en coordenadas radiales en un medio poroso, sin embargo, a esta expresión se añade la ecuación de estado para lograr describir el flujo de un fluido ligeramente compresible.

Para simplificar la ecuación anterior, se asume que la permeabilidad y la viscosidad del fluido son constantes sin importar la presión, tiempo y distancia a la que se encuentre el fluido:

$$\left[ \frac{0.006328k}{\mu r} \right] \frac{\partial}{\partial r} \left( r \rho \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \rho \phi c_f \frac{\partial p}{\partial t} + \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (2.5)$$

Desarrollando el lado izquierdo de la ecuación se tiene:

$$0.006328 \left(\frac{k}{\mu}\right) \left[ \frac{\rho}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \rho \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{\partial p}{\partial r} \frac{\partial \rho}{\partial r} \right] = \rho \phi c_f \frac{\partial p}{\partial t} + \phi \frac{\partial \rho}{\partial t}$$

Se utiliza la regla de la cadena en la ecuación y se llega a la siguiente expresión:

$$0.006328 \left(\frac{k}{\mu}\right) \left[ \frac{\rho}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \rho \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)^2 \frac{\partial \rho}{\partial p} \right] = \rho \phi c_f \left(\frac{\partial p}{\partial t}\right) + \phi \left(\frac{\partial p}{\partial t}\right) \left(\frac{\partial \rho}{\partial p}\right)$$

Al dividir la expresión anterior entre la densidad del fluido se tiene:

$$0.006328 \left(\frac{k}{\mu}\right) \left[ \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)^2 \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}\right) \right] = \phi c_f \left(\frac{\partial p}{\partial t}\right) + \phi \frac{\partial p}{\partial t} \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}\right)$$

Al recordar que la compresibilidad de un fluido está directamente relacionada con su densidad, como se expresa en la ecuación 1.21;

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}$$

Al combinar las últimas ecuaciones se tiene:

$$0.006328 \left(\frac{k}{\mu}\right) \left[ \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + c \left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)^2 \right] = \phi c_f \left(\frac{\partial p}{\partial t}\right) + \phi c \left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)$$

El término  $c \left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)^2$  se considera muy pequeño y puede ignorarse:

$$0.006328 \left(\frac{k}{\mu}\right) \left[ \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \phi (c_f + c) \left(\frac{\partial p}{\partial t}\right) \quad (2.6)$$

La compresibilidad total,  $c_t$  se define como:

$$c_t = c + c_f \quad (2.7)$$

Finalmente, en la ecuación se expresa el tiempo en horas en lugar de días.

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{0.000264k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.8)$$

donde:

$k$  = permeabilidad, md

$r$  = radio, pies

$p$  = presión, psia

$c_t$  = compresibilidad total,  $\text{psi}^{-1}$

$t$  = tiempo, horas

$\phi$  = porosidad, fracción

$\mu$  = viscosidad, cp

La ecuación 2.8 se denomina ecuación de difusividad. Es una de las ecuaciones más importantes en la ingeniería petrolera ya que está diseñada para determinar la presión como una función del tiempo  $t$  y una posición  $r$ .

El término,  $\frac{0.000264k}{\phi \mu c_t}$ , es llamado constante de difusividad y puede ser denotado por el símbolo  $\eta$ .

$$\eta = \frac{0.000264k}{\phi \mu c_t} \quad (2.8)$$

La ecuación de difusividad puede escribirse de una manera más conveniente de la siguiente forma:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.9)$$

### 3.2 Tipos de pruebas de presión

Existen dos grupos en los que se pueden categorizar las pruebas de presión; las pruebas de un solo pozo y pruebas multi-pozo. Ambos tipos de pruebas son utilizadas para estimar las propiedades del yacimiento in situ; y conforme al avance del tiempo y la tecnología disponible, las pruebas se han mejorado a fin de realizar un análisis más extenso con menores costos de inversión.

A continuación, se describirán ambas categorías y algunas de las pruebas más importantes en el proceso de caracterización del yacimiento. Una lista más completa de los tipos de pruebas de

presión existentes y un pequeño esquema de su funcionamiento se encuentran en el Capítulo 2 (ver Figura 2.5: Tipos de pruebas de presión).

### 3.2.1 Pruebas de un solo pozo

Al realizar este tipo de pruebas de manera adecuada, se pueden conocer características importantes del pozo y la vecindad del mismo, como porosidad, efecto de almacenamiento, factor de daño, volumen poroso, tamaño del área de drene, entre otras.

#### *Prueba de incremento de presión*

Es la medición de fondo y análisis de los datos de la variación de presión ocasionada al momento de cerrar un pozo después de un periodo de producción. Se considera que antes del cierre, el pozo produjo en una tasa constante; y también un pozo libre de efecto de almacenamiento, es decir que, al momento de cierre, la formación no aportó más fluido al pozo.

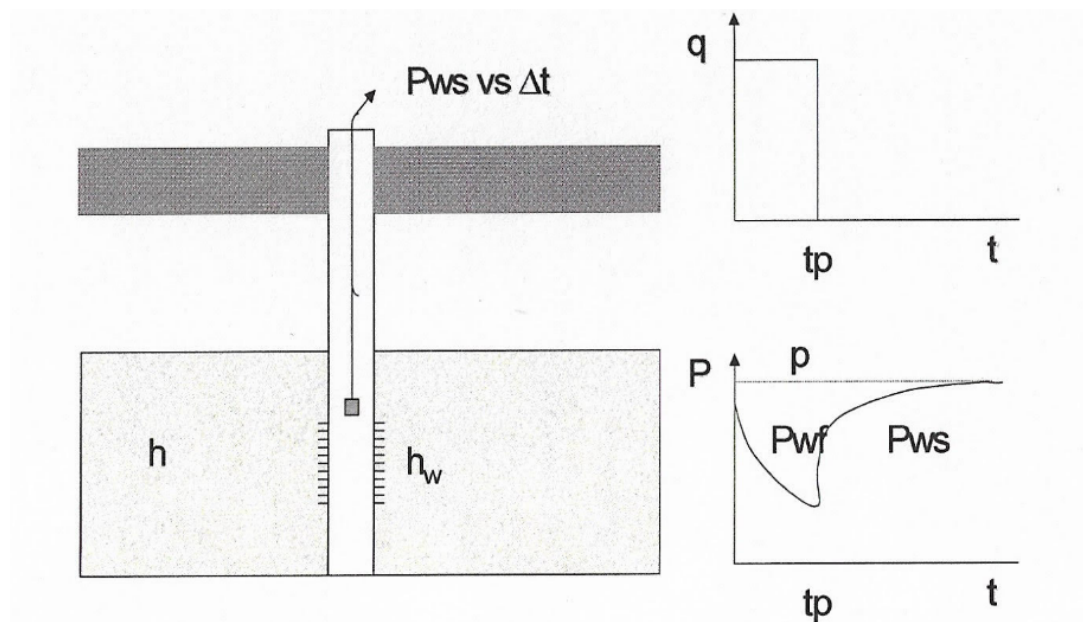


Figura 3.2. Representación de sistema pozo-yacimiento durante una prueba de incremento de presión; gráficas de tiempo vs gasto y presión respectivamente, (Cinco Ley, 2005).

En la práctica, mantener una producción constante es complicado por lo que el análisis de la información obtenida puede proveer información errónea. Es por esto que la presión al momento del cierre es evaluada en términos de la variación de gasto con respecto al tiempo; donde, para tiempos pequeños la presión de cierre registrada está influenciada por el último gasto, para tiempos intermedios, por el último gasto y tiempo de producción, y en tiempos largos por la producción acumulativa únicamente. Una ventaja en este tipo de pruebas es poder determinar la presión estática en el yacimiento sin necesidad de esperar semanas o meses a que la presión se estabilice en todo el yacimiento.

Ya que, a la respuesta de presión en el fondo, posterior al cierre, marca generalmente una tendencia definitiva del comportamiento de la presión, se pueden determinar las siguientes propiedades:

- Permeabilidad efectiva del sistema
- Presencia de fallas
- Presión promedio del yacimiento
- Grado de factor de daño (positivo) o estimulación (negativo) y extensión alrededor del pozo

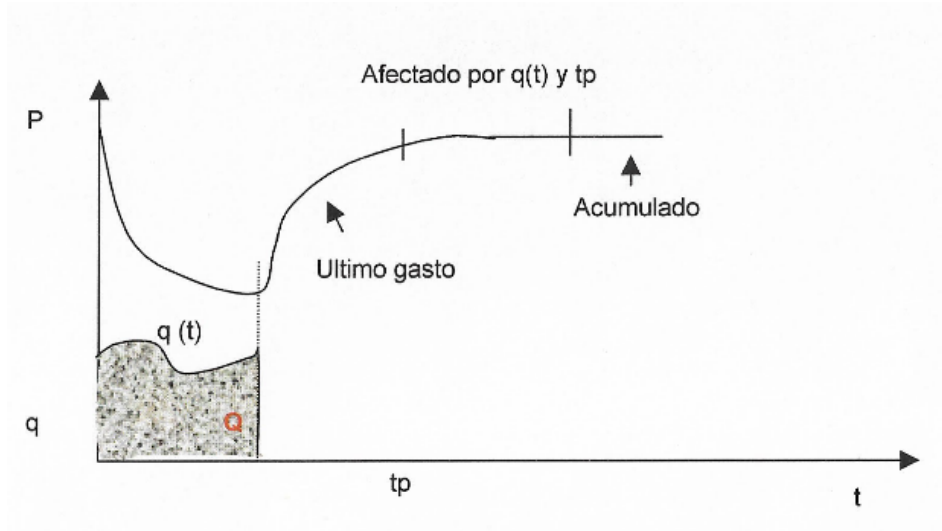


Figura 3.3 Gráfica de presión contra tiempo, donde se visualizan los efectos del gasto en el comportamiento de la presión, (Cinco Ley, 2005).

#### Prueba de decremento de presión

Es la medición y el análisis de datos de presión registrados en el pozo cuando se encuentra en producción, ya sea al inicio de la explotación (etapa idónea para realizar la prueba) o después de un periodo extendido de cierre donde se permita a la presión estabilizarse a lo largo de la formación (hasta alcanzar la presión estática).

Los datos que se obtienen en esta prueba presentan mucho “ruido”, es decir, variaciones de presión ocasionadas por falta de estabilidad de gasto de producción. Estos datos son difíciles de interpretar por lo que se utiliza un proceso de normalización, que representa la estimación de la respuesta de presión causada por un caudal unitario.

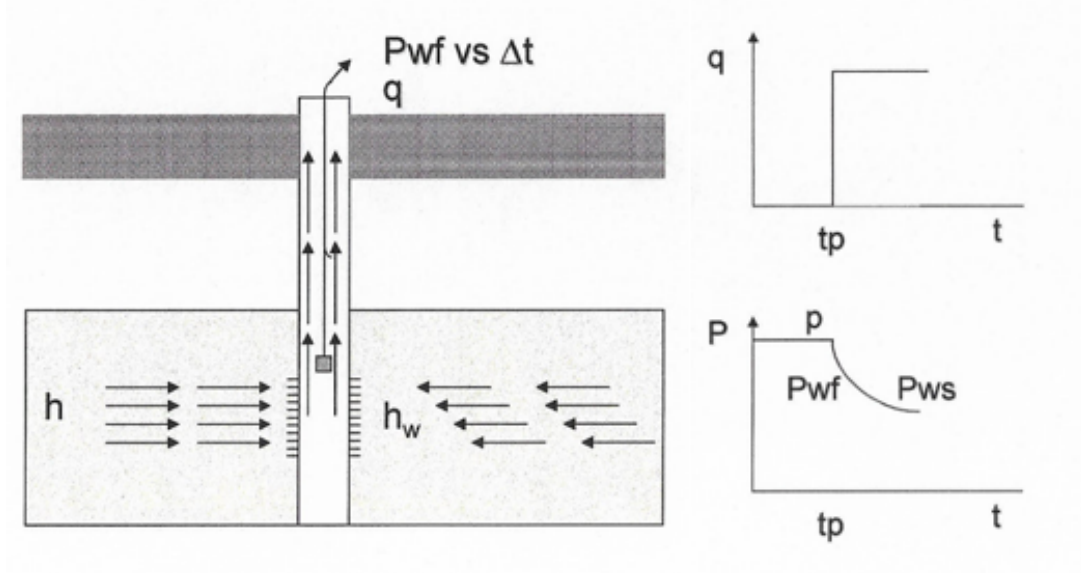


Figura 3.4 Representación de sistema pozo-yacimiento durante una prueba de decremento de presión; gráficas de tiempo vs gasto y presión respectivamente, (Cinco Ley, 2005).

Los objetivos principales al realizar una prueba de decremento son:

- Obtener una permeabilidad promedio  $k$  del yacimiento dentro del área de drene del pozo
- Evaluar el grado de daño o estimulación inducido en la vecindad del pozo
- Determinar el volumen de poro
- Detectar heterogeneidades dentro del área de drene del pozo.

#### Prueba de inyección

Las pruebas de inyección tienen un procedimiento análogo a las pruebas de decremento en pozos productores; consiste en generar un gasto negativo, es decir, inyección de un fluido con gasto constante en el pozo, al mismo tiempo que se registra el incremento de presión en el fondo.

El pozo se estabiliza y cierra primeramente para después iniciar la inyección del fluido a gasto constante.

Earlougher (1977), indica que el análisis de una prueba de inyección debe cumplir con una condición, una relación de movilidad aproximada entre el fluido inyectado y los fluidos desplazados alrededor del pozo. El tipo de fluido utilizado en estas pruebas varía, desde agua dulce, aceite deshidratado, gas natural, nitrógeno, y hasta proyectos donde es utilizado  $CO_2$ .

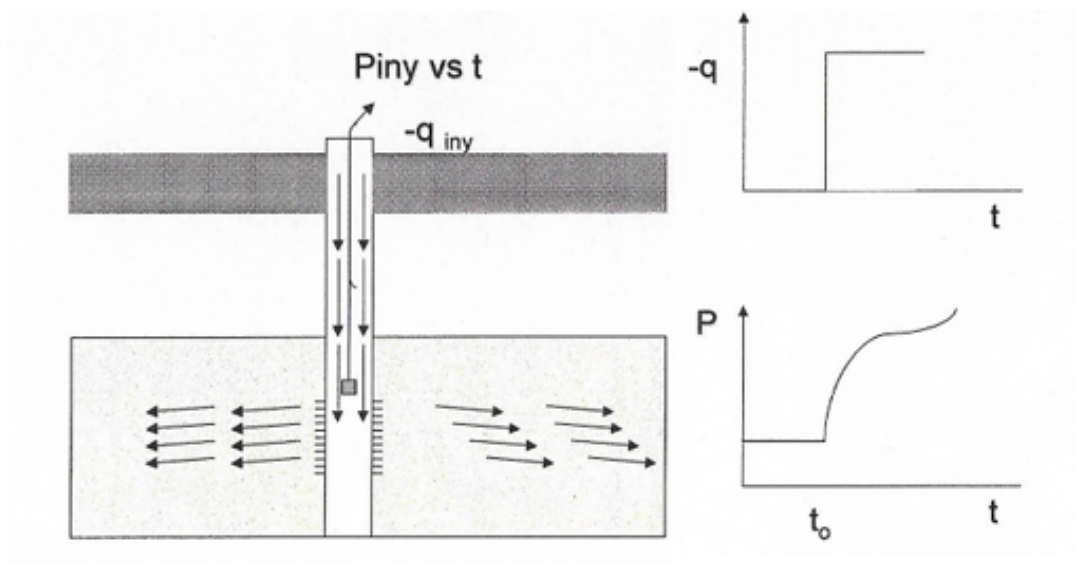


Figura 3.5 Representación de sistema pozo-yacimiento durante una prueba de inyección; gráficas de tiempo vs gasto y presión respectivamente, (Cinco Ley, 2005).

Las pruebas de inyección determinan propiedades del yacimiento en pozos que cuentan con poca infraestructura y conocimiento de las propiedades del mismo yacimiento. Se puede además evaluar el daño creciente en proyectos de inyección de agua.

#### Prueba de abatimiento (Fall-off Test)

Se refiere a la medición y análisis de datos de presión registrados cuando un pozo de inyección es cerrado.

Similares a las pruebas de incremento en pozos productores, se tiene un pozo en proceso de inyección de un fluido con un gasto constante y negativo ( $-q$ ) y las condiciones de presión en fondo son de admisión. La inyección para y comienza a registrarse el decremento de la presión de fondo hasta alcanzar las condiciones de presión promedio del área de influencia del pozo

Al igual que en las pruebas de inyección y decremento, si existe una relación de movilidad aproximada a uno entre los fluidos, las pruebas Fall-off pueden analizarse como pruebas de incremento.



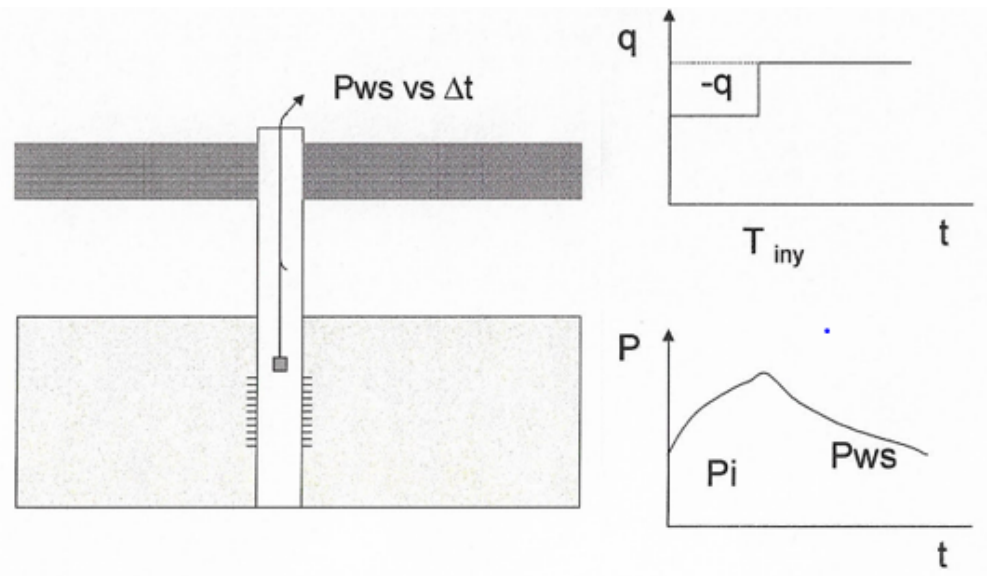


Figura 3.6 Representación de sistema pozo-yacimiento durante una prueba de abatimiento de presión; gráficas de tiempo vs gasto y presión respectivamente, (Cinco Ley, 2005).

Su análisis permite caracterizar la zona de admisión y la determinación de daños inherentes formados por el proceso de inyección.

### 3.2.2 Pruebas multi-pozo

A diferencia de las pruebas de un solo pozo, las pruebas de mutli-pozo permiten analizar el fenómeno de transición de presión al medir la respuesta del sistema en pozos de **observación**, a perturbaciones causadas por la modificación del gasto en un pozo **activo**.

A través de estas pruebas, se pueden identificar propiedades de la región productora entre el pozo activo y el pozo de observación.

Existen dos tipos de pruebas de esta clase:

- Prueba de interferencia
- Prueba de pulsos

En ambas pruebas, las variaciones de presión son registradas por un sensor de alta sensibilidad en el fondo del o los pozos de observación. Se asume que las ondas de presión viajan a través del yacimiento utilizando como medio transmisor únicamente a los fluidos que saturan la formación.

#### Prueba de interferencia

Es la variación de presión que se registra con respecto al tiempo en pozo(s) de observación como resultado de cambios en el gasto (positivo o negativo) en el pozo activo.

En el pozo activo se hacen las operaciones necesarias con objeto de generar un disturbio en la presión (abrir, cerrar y estrangular el pozo) con el que se podrá evaluar el grado de comunicación que tenga con el pozo vecino. El pozo de observación únicamente se utiliza como el receptor de las variaciones generadas en el pozo activo. Las variaciones registradas pueden ser de magnitudes muy pequeñas por lo que se requiere aumentarr el cuidado de la toma de datos, ya que un efecto ajeno a la prueba, como tendencias de represionamiento o depresionamiento en el yacimiento

ocasionadas por la producción histórica o cierre reciente de los pozos, puede enmascarar los resultados.

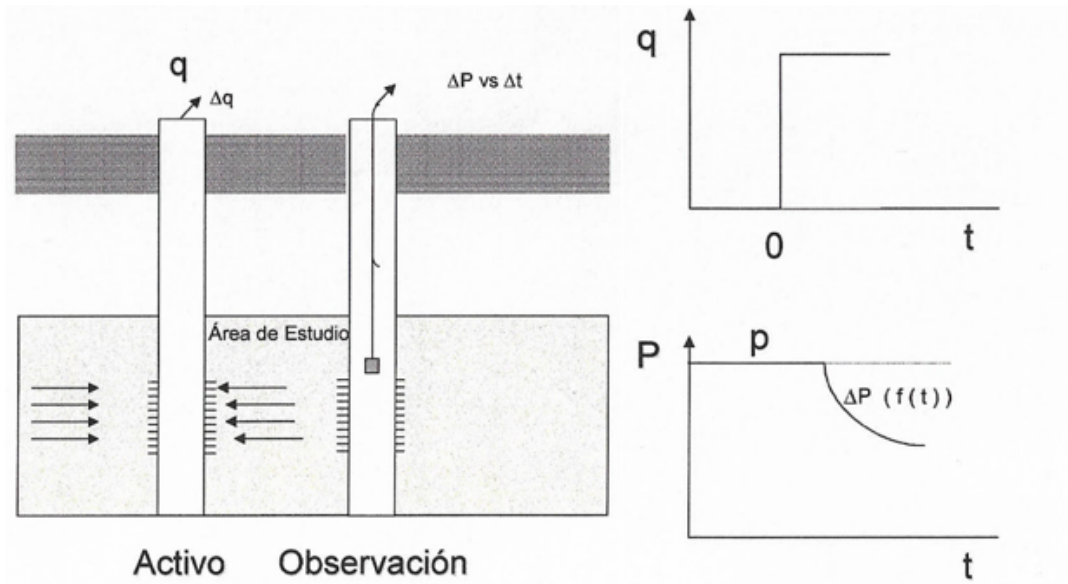


Figura 3.7 Representación de sistema pozo-yacimiento durante una prueba de interferencia; gráficas de tiempo vs gasto y presión respectivamente, (Cinco Ley, 2005).

La prueba de interferencia tiene como propósito obtener información de la región localizada entre los pozos para caracterizar la zona productora, como la capacidad de almacenamiento, la anisotropía en permeabilidad, y establecer las direcciones preferenciales de flujo.

#### Prueba de pulsos

A diferencia de las pruebas de interferencia, en este tipo de pruebas se registra y analiza la variación de la presión con respecto al tiempo como resultado de no solamente un disturbio en la presión generado en el pozo activo; sino una serie de perturbaciones que se verán reflejadas en el pozo de observación en caso de que haya comunicación entre ambos.

Para estas pruebas se utilizan únicamente el pozo activo y un pozo de observación. Las variaciones de presión ocasionadas en el pozo activo generan un patrón de presión identificable, que en el caso de que exista comunicación con el pozo de observación, puede ser detectado y aislado de las tendencias de presión propias del yacimiento.

Este tipo de pruebas presentan algunas ventajas con respecto a las pruebas de interferencia, como son:

- Menor tiempo de interrupción a operaciones de producción normales
- Menos fallas de interpretación ocasionadas por ruido y tendencias de presión en el yacimiento
- Su análisis está basado en soluciones simples a la ecuación de difusividad, donde se asume un yacimiento infinito y homogéneo.

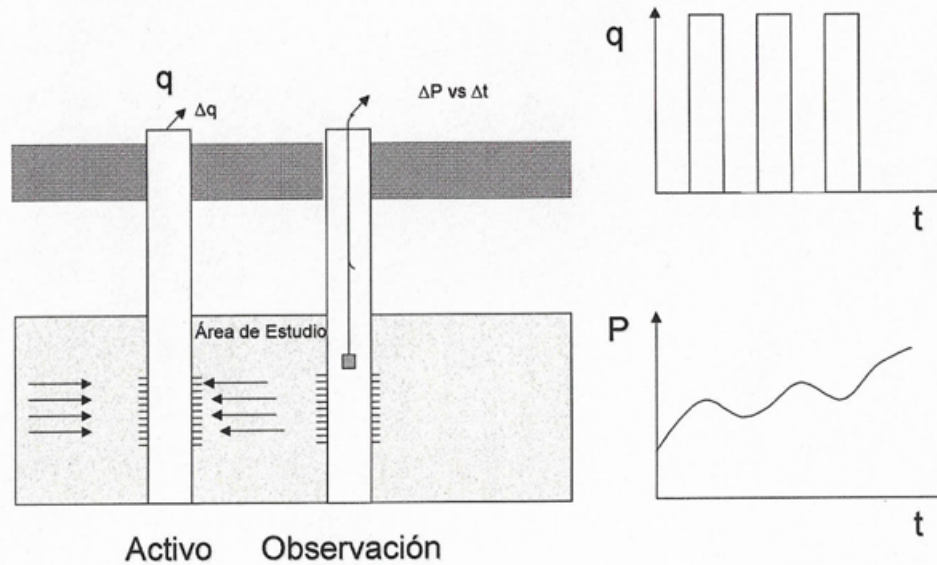


Figura 3.8 Representación de sistema pozo-yacimiento durante una prueba de pulsos; gráficas de tiempo vs gasto y presión respectivamente, (Cinco Ley, 2005).

Al igual que las pruebas de interferencia, las pruebas de pulso permiten evaluar el grado de comunicación entre pozos y las propiedades entre ellos, además de caracterizar eventos geológicos importantes, como fallas, sellos, canales, etc., y validar su extensión horizontal o vertical, o para definir comunicación vertical en un solo pozo.

### 3.3 Factores que afectan la medición en la respuesta de presión del yacimiento

Aunado a las propiedades que caracterizan al yacimiento, existen además otros factores que deben considerarse al momento de analizar la respuesta de presión que se registra del yacimiento ya que tienen una influencia directa sobre su comportamiento. Estos factores, a diferencia de las características intrínsecas del yacimiento, están presentes como consecuencia de un proceso de producción del yacimiento como lo son: los regímenes de flujo, la estimulación y daño al yacimiento y el efecto de almacenamiento. A continuación, se describen de manera breve.

#### 3.3.1 Regímenes de flujo

Al establecer la producción del yacimiento, las líneas de flujo del fluido convergen hacia el pozo con diferentes patrones o geometrías dependiendo de las condiciones de flujo. Estas condiciones son afectadas de manera importante por la forma del yacimiento.

La geometría de flujo tiene un efecto considerable sobre la variación de presión en el fondo del pozo en el tiempo. Al inicio de la producción la geometría de flujo predominante se encontrará en las vecindades del pozo, y a medida que transcurre el tiempo, abracará un área mayor.

Al ser la mayoría de los yacimientos heterogéneos con fronteras irregulares, la descripción de su geometría es, en muchas ocasiones, solamente alcanzable a través del uso de simuladores numéricos. No obstante, para su análisis y específicamente el análisis de las pruebas de presión, la

geometría de flujo puede ser representada por uno de los siguientes patrones denominados regímenes de flujo.

- Flujo radial
- Flujo lineal
- Flujo esférico y hemisférico
- Flujo bilineal

Algunos factores a los que se atribuyen las diferentes geometrías de flujo son: terminación del intervalo productor, elementos que limitan el medio poroso y heterogeneidades presentes (fallas, acuíferos, anisotropía, etc.)

A continuación, se describen de manera breve los patrones antes mencionados:

#### *Flujo radial*

Es considerado el flujo más importante en el análisis de las pruebas de presión. En ausencia de heterogeneidades significativas en el yacimiento, el flujo hacia o desde el pozo presenta líneas de flujo radiales, transmitiéndose con una forma de cilindro circular, a una distancia considerable desde el pozo. Se denomina flujo radial porque al producir el yacimiento, el fluido se mueve hacia el pozo en todas las direcciones convergiendo en él.

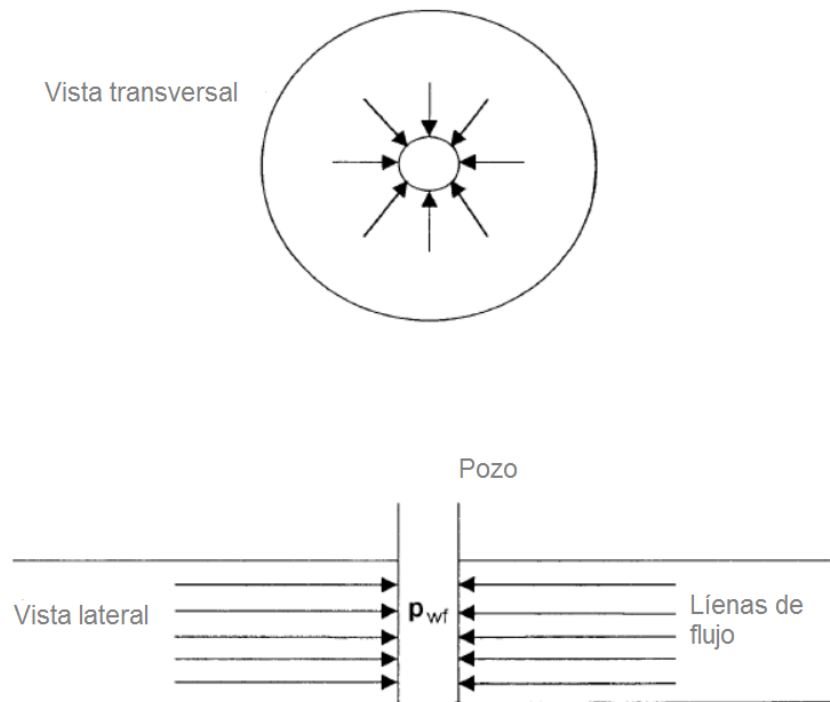


Figura 3.9 Representación de vista transversal y lateral, respectivamente, de flujo radial.

#### *Flujo lineal*

El flujo lineal ocurre cuando las líneas de flujo son paralelas y el fluido se mueve en una sola dirección. Además, el área de la sección transversal al flujo debe ser constante. Este tipo de geometría es característica de modelos de pozos verticales fracturados y pozos horizontales.

En el caso de los pozos con fracturamiento hidráulico, se observan dos comportamientos diferentes: fractura de conductividad finita e infinita.

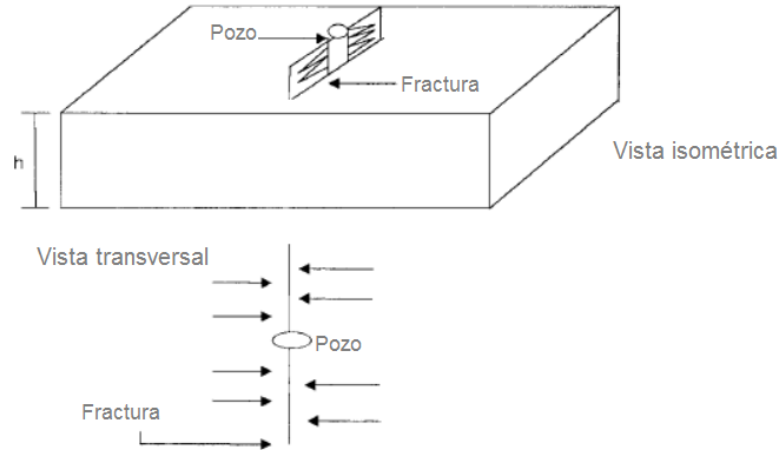


Figura 3.10 Representación de vista isométrica y vista transversal de flujo lineal.

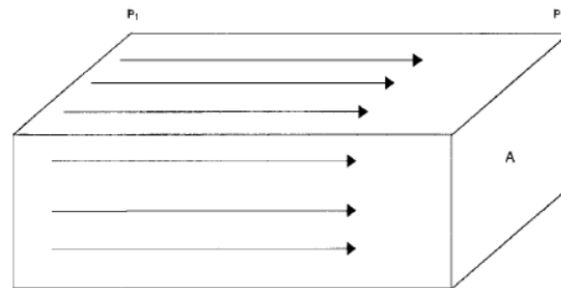


Figura 3.11 Representación de flujo lineal en el yacimiento hacia la fractura.

### Flujo esférico y hemisférico

Dependiendo del tipo de terminación del pozo, es posible tener una geometría de flujo esférica o hemisférica en la vecindad del pozo. Cuando la terminación del pozo es parcial o se encuentra en una formación parcialmente penetrante, el pozo está conectado únicamente a una fracción del intervalo productor de la zona, provocando un flujo esférico. Si la terminación del pozo parcial o penetración parcial está cerca del límite de la base o de la cima del intervalo productor, la capa impermeable más cercana establece una geometría hemisférica.

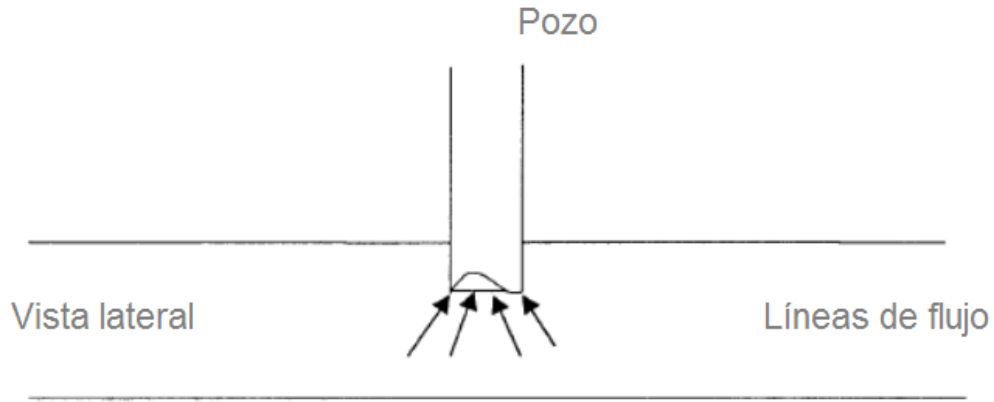


Figura 3.12 Representación de vista lateral de flujo hemisférico.

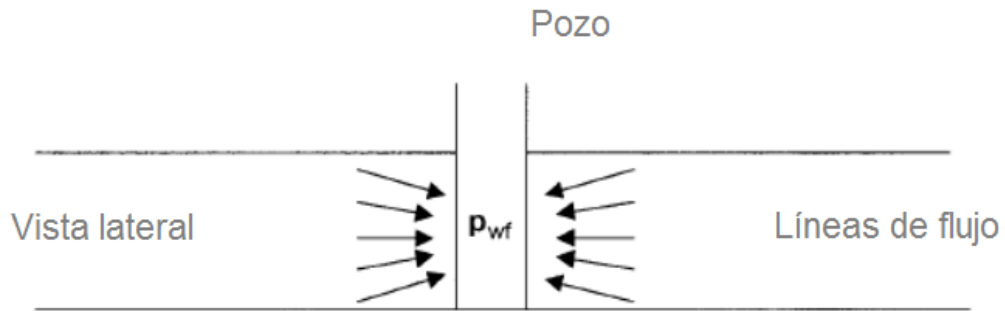


Figura 3.13 Representación de vista lateral de flujo esférico.

**Flujo bilineal**

Esta geometría de flujo es el resultado de una combinación simultánea de dos patrones de flujo lineales en direcciones normales. Cuando la caída de presión en el plano de la fractura no es despreciable, se establece un segundo régimen de flujo a lo largo de la extensión de la fractura; es decir, se tiene flujo lineal tanto en la fractura como el plano fracturado.

En la siguiente figura, se observa este fenómeno donde  $w_f$  es el ancho de fractura y  $k_f$  la permeabilidad de dicha fractura.

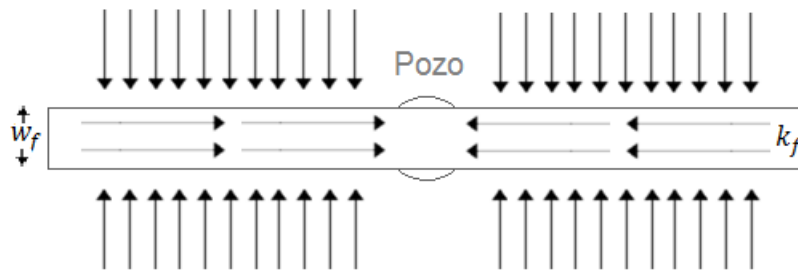


Figura 3.14 Representación de vista transversal de flujo bilineal.

### 3.3.2 Daño, estimulación y factor de daño

Durante la perforación, terminación u operaciones del pozo, es común que diferentes materiales como lodo de perforación, lechada de cemento o partículas de arcilla entren a la formación reduciendo su permeabilidad en la vecindad del pozo. En el caso contrario, técnicas de estimulación, que mejoran las condiciones de flujo en la vecindad del pozo, permiten aumentar la permeabilidad de la zona cercana al pozo. Por consiguiente, se concluye que la permeabilidad en la vecindad del pozo es siempre distinta a la permeabilidad de la formación, donde los efectos de operaciones de perforación o estimulación no han modificado sus propiedades.

A esta zona en la vecindad del pozo se le conoce como zona de daño. Se debe aclarar que siempre existirá una disminución de presión en el fluido al pasar de la formación hacia el pozo, sin embargo, las variaciones a este perfil original de presión ocasionadas por las diferentes restricciones al flujo, o las distintas técnicas de estimulación, son denotadas por  $\Delta p_s$  y la permeabilidad afectada por estos factores por  $k_s$

La Figura 3.15 representa la modificación a la respuesta de la presión ocasionada por el daño; dependiendo de la magnitud de la diferencia de presión ocasionada por el daño, pueden existir los siguientes tres escenarios:

- **Primer escenario**

$\Delta p_s > 0$ , indicando una caída de presión adicional debido al daño.  
 $k_s < k$

- **Segundo escenario:**

$\Delta p_s < 0$ , indicando una disminución en la caída de presión por alguna estimulación.  
 $k_s > k$

- **Tercer escenario:**

$\Delta p_s = 0$ , indicando que no hay decremento adicional ni disminución al perfil original de presión.  
 $k_s = k$

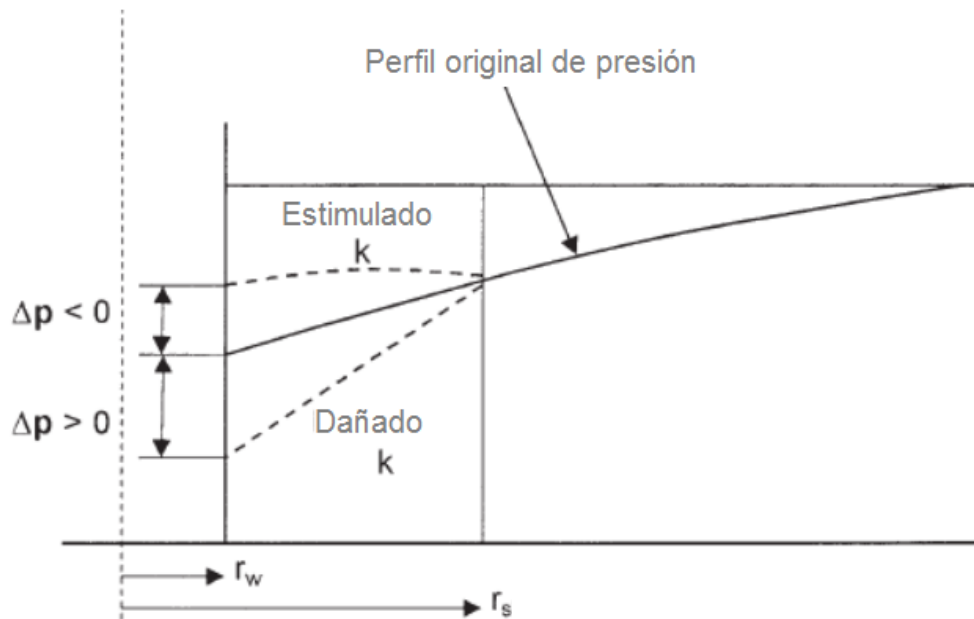


Figura 3.15 Representación de efecto positivo y negativo del daño sobre la presión. (Ahmed, 2006).

Hawkins (1956), sugirió que la permeabilidad en la zona de daño era uniforme y la caída de presión a lo largo de la zona se podía calcular a través de la ecuación de Darcy.

La ecuación utilizada para determinar la caída de presión adicional en la zona dañada se expresa comúnmente en la siguiente forma:

$$\Delta p_s = \left[ \frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708 k h} \right] s = 141.2 \left[ \frac{Q_o B_o \mu_o}{k h} \right] s$$

donde:

$s$  = factor de daño

El factor de daño está definido como:

$$s = \left[ \frac{k}{k_s} - 1 \right] \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right)$$

Al evaluar el factor de daño  $s$ , con respecto a cero, se tienen tres posibles resultados:

- Factor de daño positivo,  $s > 0$   
La zona en la vecindad del pozo está dañada y  $k_s$  es menor que  $k$ . La magnitud del valor del factor de daño aumenta conforme el valor de  $k_s$  disminuye.
- Factor de daño negativo,  $s < 0$   
La permeabilidad en la vecindad del pozo  $k_s$  es mayor que la permeabilidad  $k$  de la formación. Este valor negativo, refleja condiciones de un pozo estimulado.



- Sin factor de daño,  $s=0$   
Ocurre cuando no se observa ninguna alteración a la permeabilidad en la vecindad del pozo,  $k_s = k$ .

### 3.3.3 Efecto de almacenamiento

Para visualizar este efecto, considere un pozo en el que se ejecuta una prueba de decremento de presión. Al momento de abrir el pozo después del periodo de cierre, la presión dentro del pozo cae abruptamente. Esto ocasiona dos efectos diferentes:

1. Efecto de almacenamiento por expansión del fluido  
Al caer la presión dentro del pozo, el fluido contenido en él se expande, provocando que la producción inicial en superficie sea atribuible únicamente a este efecto y la contribución de la formación al pozo no sea aún apreciable.
2. Efecto de almacenamiento por cambios en el nivel del fluido en el espacio anular  
Al abrir el pozo, la reducción de presión en el pozo provoca que el nivel de fluido en el espacio anular baje. La producción en el espacio anular se une a la producción de la formación y contribuye al flujo total aportado al pozo.

Conforme el tiempo de producción incrementa, la contribución a la producción por efectos de almacenamiento disminuye, y el fluido aportado por la formación incrementa hasta que eventualmente iguala al gasto obtenido en superficie.

Ambos efectos se cuantifican en términos del factor de efecto de almacenamiento  $C$ , dado por:

$$C = \frac{\Delta V_{wb}}{\Delta p}$$

donde:

$C$  = volumen de almacenamiento, barriles/psi

$\Delta V_{wb}$  = variación en volumen de fluido dentro del pozo, barriles

Al caer la presión dentro del pozo, el fluido contenido en él se expande, provocando que la producción inicial en superficie sea atribuible únicamente a este efecto y la contribución de la formación al pozo no sea apreciable.

## Capítulo 4 | Pruebas de trazadores

Las pruebas de trazadores, al igual que las pruebas de presión, resultan de gran importancia en el estudio del comportamiento del flujo de fluidos en medios porosos, permitiendo realizar un estudio dinámico de las propiedades del yacimiento. Las pruebas de trazadores y las pruebas de presión son las únicas técnicas que pueden describir dinámicamente el yacimiento, son estudios complementarios.

Una prueba de trazadores consiste en la inyección de una sustancia química y/o radioactiva denominada trazador, al yacimiento a través de uno o varios pozos. Después de un periodo determinado de tiempo, se comienza a producir el fluido proveniente de la formación. Se toman muestras de este fluido donde la concentración del trazador se mide y se registra contra el tiempo.

Las pruebas de trazadores están diseñadas con objeto de obtener información a partir del comportamiento del fluido inyectado dentro de la formación. Anteriormente, el empleo de los trazadores estaba limitado a identificar el movimiento de los fluidos en la vecindad del pozo o para determinar la comunicación entre pozos, ambos parámetros de gran importancia en la caracterización de un yacimiento. Sin embargo, conforme las técnicas del empleo de trazadores fueron mejorando, hoy en día la información proveniente de una prueba de trazadores es más precisa y adecuada.

Existe una gran variedad de sustancias o compuestos, en cualquiera de los tres estados físicos (sólido, líquido y gaseoso) y de innumerables composiciones químicas, utilizados como trazadores, así como una extensa variedad de las pruebas a realizar; sin embargo, el principio básico es el mismo. Al igual que en las pruebas de presión, se conoce la señal de entrada (concentración del trazador en el fluido inyectado) y se mide la señal de salida (concentración del trazador en el fluido producido). El análisis de los datos anteriores permite caracterizar al yacimiento.

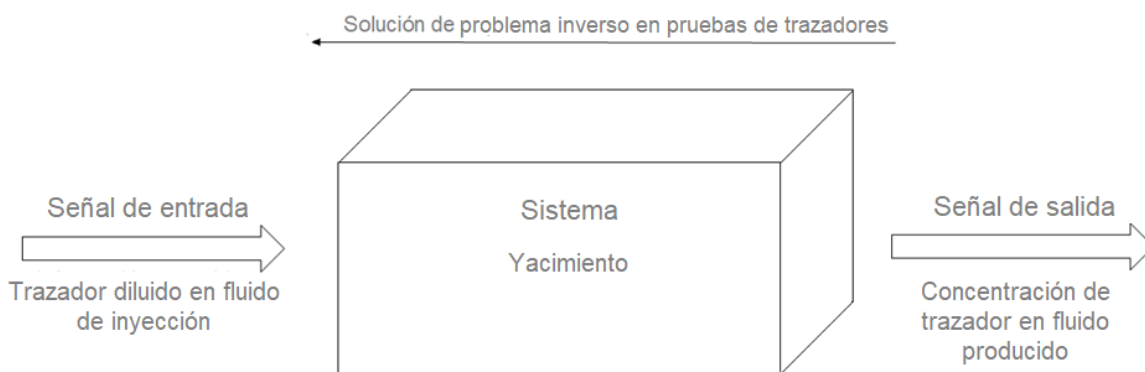


Figura 4.1 Representación de la solución de un problema inverso de trazadores.

Una vez inyectado el trazador a la formación, el fluido producido es monitoreado de manera constante para determinar el grado de concentración presente (respuesta del trazador). A partir de

esta respuesta, se crea una curva de surgencia de trazador (Figura 4.1), donde la concentración es graficada contra el tiempo. De esta curva se determinan parámetros fundamentales para el análisis del comportamiento del fluido inyectado con el trazador como: tiempo de arribo, tiempo promedio de tránsito y el tiempo máximo de duración de la prueba. El diseño de la prueba de trazadores y su correcta implementación son cruciales para el éxito de la misma.

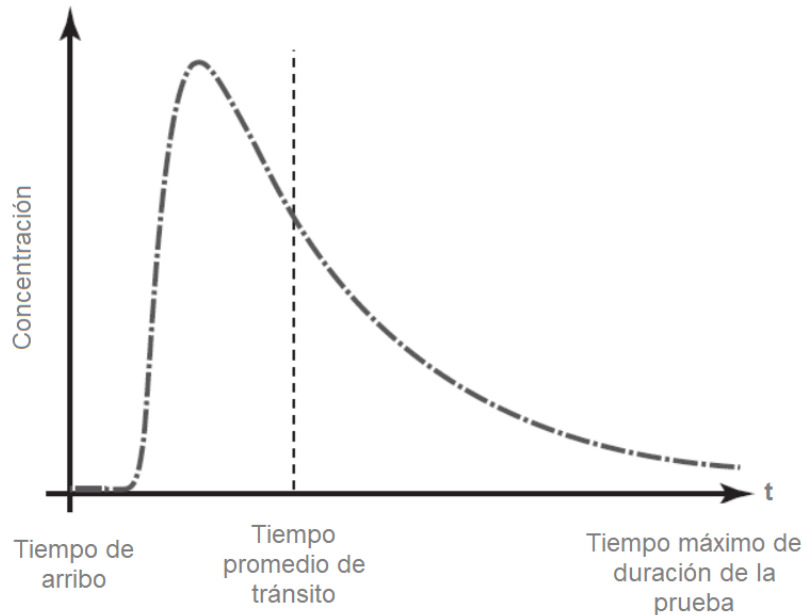


Figura 4.2 Curva hipotética de respuesta de un trazador en el monitoreo de un pozo.

Si por diferentes causas, como un monitoreo inadecuado y/o la cantidad de trazador inyectada no fue suficiente, se logran captar solamente algunos de los puntos que conforman la curva, existirá gran incertidumbre en las partes más descriptivas de la misma.

Sin embargo, a través del correcto diseño, ejecución y análisis e interpretación de una prueba de trazadores se puede obtener información de gran utilidad con respecto a la dinámica de los fluidos en el yacimiento y se pueden determinar parámetros fundamentales para la caracterización del yacimiento como:

- Detección de canalizaciones de fluido
- Determinación de heterogeneidades
- Tendencias direccionales
- Barreras de flujo
- Altura mínima y ancho de fractura
- Concentración relativa de agente sustentante en la fractura
- Evolución de la eficiencia volumétrica de barrido
- Cálculo de saturación residual de aceite
- Volumen de drene de poro
- Comunicación entre pozos
- Distribución de la geometría de flujo

#### 4.1 Ecuación de difusión-convección

De la misma manera como en las pruebas de presión, donde el análisis de los datos obtenidos está basado en soluciones de la ecuación de difusividad; el análisis de los datos provenientes de las pruebas de trazadores está basado principalmente en la solución de una ecuación.

Esta ecuación se conoce como el modelo de difusión, o bien, como la ecuación de difusión-convección. Este modelo parte de la Ley de difusión molecular de Fick que analiza transporte de masa de una partícula determinada de una región de mayor concentración a una de menor concentración (ecuación 1.41); así como la parte correspondiente a la convección del fluido, como se indica a continuación:

Al igual que la ecuación de continuidad (1.32), el desarrollo de la ecuación de difusión-convección parte de un balance de materia en un elemento volumétrico de control infinitesimal y una serie de suposiciones como se plantea a continuación:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{velocidad neta de} \\ \text{entrada de masa} \\ \text{de la especie } \mathbf{A} \\ \text{al elemento} \\ \text{volumétrico} \\ \text{durante un tiempo } \Delta t \end{array} \right\} + \left\{ \begin{array}{l} \text{velocidad de} \\ \text{producción de masa} \\ \text{de la especie } \mathbf{A} \\ \text{dentro del elemento} \\ \text{volumétrico} \\ \text{durante un tiempo } \Delta t \end{array} \right\} = \left\{ \begin{array}{l} \text{velocidad de cambio} \\ \text{de masa} \\ \text{de la especie } \mathbf{A} \\ \text{dentro del elemento} \\ \text{volumétrico} \\ \text{durante un tiempo } \Delta t \end{array} \right\} \quad (4.1)$$

La ecuación 4.1 puede denotarse de la siguiente manera:

$$\frac{\partial M_A^T}{\partial t} = -div (j_A^T) + r_A \quad (4.2)$$

donde:

$M_A^T$  = masa total de la especie **A**

$j_A^T$  = densidad de flujo másico total

$r_A$  = término de liga de las dos regiones

El término  $r_A$  se considera cero en este caso ya que no existen fuentes ni sumideros.

Se realizan las siguientes suposiciones:

1. La densidad de la especie **A** es constante.
2. La especie **A** no es producida mediante ningún tipo de reacción química dentro del volumen de control.
3. No existe adsorción, ni decaimiento radioactivo.

Al no existir una reacción química, efectos de adsorción y decaimiento radioactivo, la velocidad de cambio de masa total se escribe como:

$$\frac{\partial M_A^T}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t} \phi C = -div (j_A^T) \quad (4.3)$$

donde:

$\phi$  = porosidad del medio

$C$  = concentración de la especie **A**

El término de la densidad de flujo total  $j_A^T$ , puede ser desarrollado como:

$$j_A^T = J_c^x C + j_A^d \quad (4.4)$$

Entonces, la divergencia de la ecuación (4.4), es:

$$\text{div} (j_A^T) = J_c^x \frac{\partial C}{\partial x} + C \frac{\partial J_c^x}{\partial x} + \frac{\partial j_A^d}{\partial x} \quad (4.5)$$

Se realizan las siguientes suposiciones adicionales:

4. No existe componente de velocidad en dirección "y" y "z":  $J_c^y = 0$ ;  $J_c^z = 0$
5. El cambio de velocidad en la dirección de flujo es despreciable:  $\frac{\partial J_c^x}{\partial x} = 0$
6. La difusión solamente ocurre en la dirección x:  $\frac{\partial j_A^d}{\partial y} = 0$ ;  $\frac{\partial j_A^d}{\partial z} = 0$
7. El elemento volumétrico y su porosidad  $\phi$ , son constantes; y se considera que la suposición número 5 implica un flujo permanente.

Entonces, el término convectivo de la ecuación (4.4)  $J_c^x$ , puede se expresa como:

$$J_c^x = \phi v \quad (4.6)$$

Por otro lado, el término de difusión de la ecuación (4.4)  $j_A^d$ , es descrito por la Ley de Fick (ec. 1.41):

$$\vec{j}_A^d = -c D_{AB} \frac{dx_A}{dy}$$

La Ley de Fick planteada en el Capítulo 1 se encuentra en términos molares dentro un sistema binario; ya que representa de manera generalizada el fenómeno de difusión molecular de dos fluidos en contacto. A continuación, se describe la Ley de Fick en términos de concentración de masa en el caso específico del flujo de trazadores en un medio poroso:

$$j_A^d = -\phi D^x \frac{dC}{dx} \quad (4.7)$$

La ecuación 4.6 y 4.7 se sustituyen en la ecuación 4.5 y se tiene:

$$\text{div} (j_A^T) = \phi V \frac{dC}{dx} - \phi D^x \frac{d^2 C}{dx^2} \quad (4.8)$$

Por último, la expresión anterior se sustituye en la ecuación 4.3 y se considera la porosidad  $\phi$ , constante:

$$\phi \frac{\partial C}{\partial t} = -\phi \left( v \frac{dC}{dx} - D^x \frac{d^2 C}{dx^2} \right) \quad (4.9)$$

Eliminado la porosidad y re-arreglando:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = D^x \frac{d^2 C}{dx^2} + v \frac{dC}{dx} \quad (4.10)$$

La ecuación anterior se conoce como la ecuación de difusión-convección unidimensional para el transporte de materia en medios porosos.

## 4.2 Tipos de trazadores

A la fecha, a pesar de que el empleo de los trazadores en el proceso de caracterización ha ido en aumento, no existe una clasificación definida y estándar en la industria petrolera sobre los diferentes tipos de trazadores utilizados. Diversos autores han clasificado a los trazadores en diferentes grupos con sus respectivos subgrupos y son desde: activos y conservativos; químicos y de partición o particionables, radioactivos y naturales; etc. A pesar de las diferencias en la clasificación podemos encontrar dos grupos que presentes en la mayoría de los casos; trazadores activos (particionables) y conservativos (no particionables); y trazadores radioactivos y químicos

En principio, un trazador conservativo o no particionable se refiere a aquel que sigue en todo momento la fase del fluido en el cual es inyectado. Un trazador activo o particionable, interactúa con otros fluidos en la formación o con la roca de la formación. Este último, se particiona con las otras fases del fluido presentes.

Dentro de ambos grupos, se puede considerar una subdivisión pertinente: trazadores radioactivos y trazadores químicos. A continuación, se describirá brevemente cada categoría.

### 4.2.1 Trazadores no particionables

Como se mencionó, los trazadores conservativos son aquellos que permanecen en una sola fase y proveen información importante de la fase en el que el trazador y fluido son inyectados. Este tipo de sustancias deben además cumplir con ciertos criterios para ser consideradas trazadores:

- Muy bajo índice de detección
- Estable a condiciones de yacimiento
- Capacidad para permanecer en la fase en la que fue inyectada y mínima partición con otras fases
- No debe ser adsorbida por la roca
- Mínimo impacto ambiental

Las pruebas realizadas con este tipo de trazadores, son regularmente realizadas en yacimientos bajo saturados o de gas, una sola fase, pero no están restringidas a este tipo de formaciones.

### 4.2.2 Trazadores particionables

Son los trazadores que sin importar la fase en la cual son inyectados, tienen la capacidad de particionarse al entrar en contacto con más fases presentes en la formación; debido a esto, el tiempo de “residencia” en el fluido es mayor en comparación de los trazadores conservativos.

#### 4.2.3 Trazadores radioactivos

Toda la materia se compone por elementos, que, a su vez están formados por átomos. Un átomo consiste en un núcleo pequeño cargado positivamente, balanceado por electrones con carga negativa que giran a su alrededor.

El núcleo, se considera está compuesto por protones y neutrones. Los neutrones, siendo partículas pesadas que no tienen carga; y los protones, partículas pesadas con una sola carga positiva.

Algunas combinaciones de protones y neutrones resultan en un núcleo inestable, es decir sin una carga balanceada. Este tipo de núcleos son sometidos a una desintegración espontánea a través del tiempo. Este decaimiento, acompañado por una emisión de partículas provenientes del núcleo y/o una radiación electromagnética, es conocido como radioactividad.

Este material radioactivo únicamente puede ser medido e identificado por la radiación que emite. Es por este motivo que la concentración de trazadores radioactivos, puede ser de manera relativamente sencilla, monitoreada en el fluido en el cual fue inyectado, haciéndolos los más utilizados en la industria al día de hoy.

Dentro de los trazadores radioactivos existen diferentes subclasificaciones, Ramírez Sabag (2008), que son:

- **Trazadores radioactivos artificiales:** obtenidos de manera artificial a través de aceleradores de partículas o reactores nucleares.
- **Trazadores activables:** compuestos químicos no radioactivos que contienen en su estructura un elemento radioactivo detectable por análisis por activación.
- **Trazadores radioactivos naturales:** trazadores presentes en todas las aguas existentes de forma natural, incluidas las de los yacimientos, donde se encuentran disueltos o son parte de su estructura molecular.
- **Isótopos estables:** trazadores con núcleos no transmutables en  $10^{21}$  años, que pueden transmutarse en otros núcleos bajo ciertas condiciones.

Los trazadores radioactivos presentan ventajas significativas a comparación con los demás utilizados en la industria; algunas de ellas son:

- Detección en muy bajas concentraciones
- Posibilidad de marcar grandes volúmenes
- Mínima reacción con la roca de la formación

Por supuesto, una de las desventajas más importantes de los trazadores radioactivos es contaminación y radiación al medio y los usuarios. A pesar de que las prácticas en la industria continúan mejorando y están cada vez mejor dirigidas hacia la protección de los trabajadores y el medio ambiente; la irradiación al organismo y la contaminación siempre se consideran un riesgo latente. Además, algunos materiales radioactivos, requieren permisos especiales para su transporte y uso; y en algunos casos se tiene escasa disponibilidad.

En la tabla 4.1 se presentan los trazadores radioactivos más utilizados en la industria y algunas de sus principales características.

Nombre	Mezcla	Energía emitida [MeV]	Vida media
Tritio ( $^3\text{H}$ )	Agua tritiada o hidrocarburos tritiados	Emisor beta: 0.0186	12.33 años
Iodo-131 ( $^{131}\text{I}$ )	Yoduro de sodio o yoduro de metilo	Emisor beta: 0.61 Emisor gamma: 0.364	8.041 días
Bromo-82 ( $^{82}\text{Br}$ )	Bromo benceno o bromuro de metilo	Emisor gamma: 0.554	35.3 horas
Cobalto-60 ( $^{60}\text{Co}$ )	Hexacianuro de cobalto	Emisor beta: 0.318 Emisor gamma: 1.332	71 días
Cobalto-58 ( $^{58}\text{Co}$ )	Hexacianuro de cobalto	Emisor gamma: 0.81	71 días
Cobalto-57 ( $^{57}\text{Co}$ )	Hexacianuro de cobalto	Emisor gamma: 0.122	271 días
Iridio-192 ( $^{192}\text{Ir}$ )	Hexacloruro de iridio	Emisor beta: 0.666 Emisor gamma: 0.316	74.2 días

Tabla 4.1 Trazadores radioactivos más empleados en la industria.

#### 4.2.4 Trazadores químicos

Los trazadores químicos son sustancias o compuestos que penetran el fluido en el que son inyectados y su presencia se monitorea hasta las partes por millón en su composición.

Para que una sustancia química pueda ser considerada como un trazador debe cumplir con ciertos criterios como: no interferir con el flujo de los fluidos, ser de fácil conducción, detectable a bajas concentraciones, que no exista en el yacimiento o esté presente en muy bajas concentraciones, no tóxico, entre otros.

Ramírez Sabag (2008), menciona que dentro de los trazadores químicos se encuentran dos grandes grupos: trazadores en fase líquida y trazadores en fase gaseosa.

Dentro de los trazadores en fase líquida se tienen los siguientes tres grupos:

- **Tintas:** Tintas fluorescentes (rodamina) detectables en el rango de partes por billón.
- **Iónicos:** Aniones de sales de sodio y amonio solubles en agua, como yoduro de potasio, nitrato de sodio y algunos tipos de cloruros; detectables en el rango de partes por millón.
- **Orgánicos:** Alcoholes como etanol, metanol, isopropanol, butanol terciario, o solventes como el metilcetona.

Los trazadores en fase gaseosa más utilizados en la industria y algunas de sus características son:

- **Perfluorometilciclopentano (PMCP):** Presenta límites de detección tan bajos o más bajos que los trazadores radioactivos; no tóxico; no reactivos; bajo costo.
- **Perflurodimetilciclobutano (PDMCB):** Extremadamente estable; límite de detección bajo; seguros de manejar; no tóxico; bajo costo.



- **Tipo freón:** Trazadores como sulfuro hexafluorídrico, halohidrocarburos, perfluorocarbonos y fluorocarbonos clorados. Detección en el rango de las partes por trillón; uso restringido por impacto ambiental.

En general, los trazadores químicos presentan ventajas considerables sobre los trazadores radioactivos como: precios más bajos, ausencia de contaminación radiológica, factibilidad de transporte y adquisición, manipulación durante la inyección, no tóxicos.

Sin embargo, su desventaja principal es que los trazadores químicos a comparación de los trazadores radioactivos, sufren con mayor frecuencia de pérdidas ocasionadas por la adsorción del material químico en la formación. Además de esto, son necesarios para su monitoreo, instrumentos de alta complejidad y elevado costo.

#### 4.2.5 Trazador ideal

El trazador ideal debe cumplir con dos requisitos: debe de seguir fielmente la ruta y velocidad del fluido en el que fue inyectado. Se concluye que, a pesar de los múltiples compuestos utilizados como trazadores, no existe alguno que sea manejado universalmente en la industria. Su selección y la cantidad a usar será determinado por una serie de parámetros como: la distribución de las permeabilidades del yacimiento, el gasto de inyección y producción, la concentración pico, su dispersividad, el espesor de la formación y su porosidad, la saturación de agua, el método de muestro y el método de análisis de muestreo; y los dos factores más importantes: que el trazador no tenga interacción con el sistema roca-fluido y que se ajuste a los objetivos de la prueba.



Figura 4.3 Fotografía de prueba de trazadores realizada en Villahermosa, (se observa al centro de la imagen, la bomba de inyección de trazadores radiactivos).

### 4.3 Tipo de pruebas

Igual que el caso de las pruebas de presión, las pruebas de trazadores se dividen en dos grupos: pruebas realizadas en un solo pozo y pruebas en múltiples pozos.

#### 4.3.1 Pruebas en un solo pozo

En este tipo de pruebas, la inyección y posterior producción del trazador, se realiza en el mismo pozo. Las pruebas de trazadores de un solo pozo son aplicadas con menor frecuencia que las de múltiples pozos y con propósitos distintos. Estas pruebas consisten, generalmente, en inyectar dos trazadores en un pozo invadido con agua; uno de ellos, disuelto en el agua inyectada, y el otro sin tener interacción con esta. Después de un tiempo determinado de cierre, el pozo es abierto nuevamente para iniciar la producción. A partir de la diferencia de tiempos de respuesta de los trazadores, se puede estimar la saturación residual de aceite y la eficiencia de un proceso de inyección de agua.

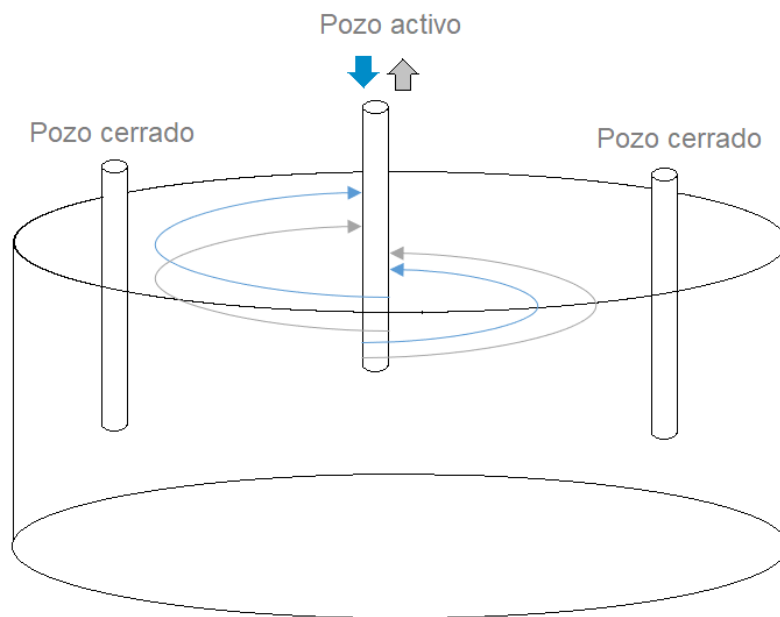


Figura 4.4 Representación de prueba de trazadores en un solo pozo.

Estas pruebas también son utilizadas para la evaluación de fracturas y detección de zonas de alta permeabilidad.

#### 4.3.2 Pruebas multi-pozos

De manera análoga a las pruebas de presión en múltiples pozos, las pruebas de trazadores involucran por lo menos dos pozos, uno **activo** y uno de **observación**. El trazador (líquido o gaseoso) se inyecta al yacimiento a través del pozo inyector o activo, mientras que, en el pozo de observación se realiza el muestreo del fluido producido para detectar la presencia del trazador.

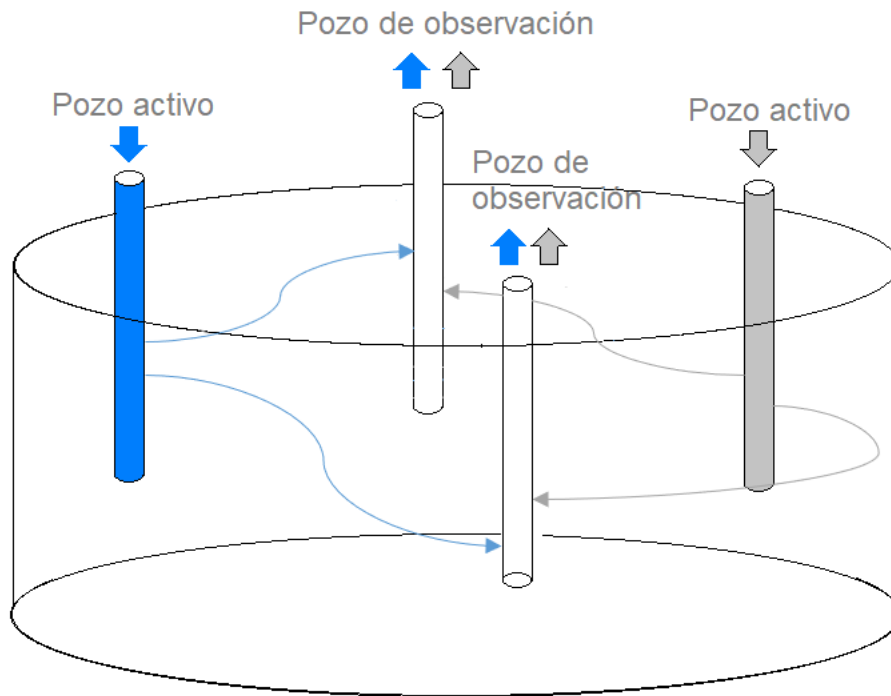


Figura 4.5 Representación de prueba de trazadores en múltiples pozos (de observación y activos).

Dependiendo del tiempo de tránsito del trazador a través de la formación y la concentración de trazador en los fluidos producidos (curva característica) se obtiene información que ayuda a disminuir las incertidumbres respecto al flujo de los fluidos y el medio donde se encuentran. En principio, este tipo de pruebas permite determinar:

- Presencia de canales o barreras de flujo
- Detección de anisotropías
- Comunicación preferencial y grado de comunicación entre pozos productores e inyectores
- Tiempo de irrupción de los trazadores en diferentes pozos productores (velocidades relativas del fluido en el yacimiento)
- Eficiencia de barrido
- Compartimentación en yacimientos con múltiples bloques

Como se observa, ciertas características del yacimiento como direcciones preferenciales de flujo, la detección de barreras y canales al flujo y la continuidad entre distintas regiones en el yacimiento se pueden determinar tanto con el análisis de las pruebas de presión de interferencia, como el análisis de pruebas de trazadores en múltiples pozos. Sin embargo, las pruebas de interferencia proporcionan valores medio de transmisibilidad total y se pierden detalles importantes que solamente son evidentes al realizar un proyecto de inyección como la detección de zonas de alta permeabilidad.

#### 4.4 Tipo de inyección

Existen diferentes métodos para realizar el proceso de inyección del trazador a la formación. Tres son los principales:

1. **Continua:** inyección permanente del trazador y la concentración del trazador en la frontera de la inyección es constante  $C_0$ , durante toda la duración del estudio.
2. **Pico:** inyección del trazador en un tiempo extremadamente pequeño en comparación con el tiempo de duración de la prueba.
3. **Bache, (Walkup & Horne 1984):** inyección en un tiempo finito del trazador a un yacimiento; la inyección es más prolongada que la inyección pico y tiene un tiempo comparable al tiempo de tránsito. La concentración de inyección  $C_0$ , se mantiene constante durante el tiempo de inyección y es cero, posteriormente.

#### 4.5 Diseño de pruebas de trazadores

Las pruebas de trazadores se han convertido en una herramienta única y de gran capacidad para el estudio del comportamiento de flujo en el yacimiento. Y, a pesar del crecimiento en su uso en los años recientes, se tiene una idea quizás “errónea” de su aplicación para caracterizar el yacimiento. En la literatura técnica, se encuentran proyectos de pruebas de trazadores donde los resultados fueron ambiguos y no pudieron contribuir al conocimiento del yacimiento y a la dinámica de los fluidos en su interior. Múltiples autores, expertos en el tema atribuyen estos casos de fracaso a un mal diseño y ejecución de la prueba, provocando gastos del orden de los millones de dólares y un daño irreversible a la formación, además de afectar de manera importante la percepción general del uso de las pruebas de trazadores.

Los autores coinciden que el uso de una buena metodología en el diseño de la prueba y el seguimiento de cada una de las etapas en su ejecución, conducen a un elevado porcentaje de éxito de la misma.

Shook, G., Ansley, S., & Wylie, A. (2004), en un trabajo presentado para el Departamento de Energía de Estados Unidos, plantean la importancia de una metodología adecuada para el diseño de la prueba y mencionan algunos casos de fracaso por no seguir de manera ordenada los pasos para su realización:

- ❖ **Caso a):** A mediados de los 80's, una compañía petrolera llevo a cabo una prueba con trazadores particionables para estimar la saturación de aceite residual en una formación. Trazadores particionables y no particionables fueron inyectados y subsecuentemente monitoreados en los pozos vecinos de producción; sin embargo, no se detectó la presencia del trazador particionable. Cálculos posteriores mostraron que la cantidad de trazador particionable inyectada no fue suficiente para satisfacer las condiciones de adsorción del medio poroso. El error de no calcular el factor de adsorción en la masa del trazador requerido, resultó en un fracaso total de la prueba.
- ❖ **Caso b):** En el año 2000, en un laboratorio del Departamento de Energía de EUA, trabajó con diferentes tintas orgánicas para utilizar como trazadores. Las pruebas preliminares de los trazadores y la roca de formación (con el propósito de estimar: masa requerida, tiempo de tránsito, reacción con el medio poroso, etc.), no se llevaron a cabo. Sin embargo, completando la prueba en campo, se monitoreó una pérdida del trazador del 80% por adsorción.

Es evidente, que la realización de una prueba de trazadores exitosa se basa en el seguimiento de las etapas de ejecución planteadas en el diseño de la prueba. El nivel de detalle de cada una de estas etapas dependerá de los objetivos específicos que se tengas en la prueba de presión, no obstante, cada uno de los pasos es necesario.

A continuación, se presenta una de las metodologías más utilizadas en la industria para el diseño de la prueba de trazadores:

**1. Definición los objetivos del trazador**

Los objetivos que se tienen del trazador deben ser definidos específicamente, tanto como sea posible para evitar cualquier ambigüedad en el proceso del diseño de la prueba. Los objetivos impactan de manera directa otros aspectos de la prueba como el método de análisis a utilizar, el programa de muestreo requerido de los fluidos, el número de trazadores a utilizar, las propiedades de los trazadores, entre otros. La definición de los objetivos del trazador y la condición que tienen en el diseño, implementación y posterior análisis, tiene un impacto directo en la probabilidad de éxito de la prueba.

**2. Selección del trazador y pruebas preliminares**

Una vez seleccionados los objetivos que se plantean cumplir con el trazador, se requiere definir las propiedades de los compuestos que se planean utilizar. Una vez definidas estas propiedades, se llevan a cabo pruebas preliminares para establecer si el trazador utilizado es adecuado sometiéndolo a condiciones similares a las que se tendrán en la prueba.

**3. Estrategia de implementación**

Etapas cruciales de la prueba que debe incluir una descripción clara y específica de cómo se realizará la prueba: número y tipo de trazador o trazadores a utilizar, masa de trazador requerida, duración total de la prueba, tipo de inyección, gasto de inyección y de producción, programa de muestreo, métodos de análisis y documentación e interpretación de los resultados.

**4. Ejecución de la prueba**

La realización de la prueba. En esta etapa se requiere: conocer la interacción entre el pozo y el trazador; estimación del campo de velocidades del fluido en la vecindad del pozo; la inyección del trazador; la ejecución adecuada del programa de muestreo; el análisis del fluido producido; la toma de notas y creación de una bitácora a lo largo de la prueba.

**5. Interpretación de la prueba**

Se interpreta la prueba a través de un método de análisis como:

- Análisis cuantitativo
- Análisis cualitativo

## Capítulo 5 | Pruebas de presión y pruebas de trazadores

Al analizar los capítulos anteriores, se puede concluir que, tanto las pruebas de presión, como las pruebas de trazadores; son herramientas vitales para el estudio del comportamiento de flujo en los medios porosos. Ambas, permiten al especialista analizar al fluido en condiciones dinámicas facilitando la comprensión de su comportamiento, y de esta manera, hacer un diagnóstico más adecuado de las condiciones del yacimiento y su futuro productivo.

Existe una variedad de estudios de transporte a través de medios porosos con permeabilidad y porosidad heterogénea, donde se realiza el análisis de la respuesta de la presión o el de la respuesta del trazador. En la mayoría de estos casos, los modelos utilizados para interpretar las pruebas de presión y trazadores entre pozos determinan propiedades promedio, como permeabilidad y dispersividad respectivamente, que corresponden a un sistema homogéneo. Este modelo homogéneo después se modifica para ajustarse al comportamiento de un medio poroso real (medio heterogéneo). Al detectar heterogeneidades en el sistema real, ya sea cuantitativa o cualitativamente, se necesita obtener información que permita asociar los parámetros promedio calculados con las heterogeneidades del yacimiento, así como las condiciones bajo las cuales estos parámetros pueden describir el comportamiento del medio poroso.

A pesar de que, estas pruebas han sido ampliamente usadas en forma independientemente para determinar características del medio poroso, (las pruebas de presión prácticamente desde la creación del concepto de caracterización de un yacimiento, y la pruebas de trazadores de manera exponencial en los años recientes); en pocas ocasiones se ha planteado, tanto en la literatura como en casos reales, utilizar ambas pruebas de manera complementaria para caracterizar al yacimiento.

A continuación, se presenta el desarrollo de un artículo que plantea el uso de las pruebas de presión y pruebas de trazadores en forma complementaria para caracterizar los medios heterogéneos.

### 5.1 Análisis de pruebas de presión y trazadores en yacimientos heterogéneos

Mishra, Brigham y Orr (1991), en su trabajo llamado “Análisis de pruebas de presión y trazadores para la caracterización de yacimientos heterogéneos”<sup>5</sup>, simularon dos pruebas entre pozos (una, de interferencia de presión entre un pozo de observación y uno activo; la otra, una prueba de trazadores entre pozos), en un sistema con una distribución de permeabilidad y porosidad variable.

Los autores plantearon el cuestionamiento de, si ambas pruebas podían ser utilizadas para caracterizar variaciones macroscópicas en la permeabilidad en una escala entre pozos. Analizaron esta suposición en el sistema de interés mostrado en la Figura 5.1. Mishra y cols., establecen que el objetivo de la simulación fue proveer un análisis comparativo que permitiera:

- Examinar la sensibilidad en la respuesta de pruebas entre pozos en un yacimiento heterogéneo con permeabilidad variable

<sup>5</sup> Mishra, S., Brigham, W., & Orr, F. (1991). *Tracer and Pressure Test Analysis for Characterization of Areally Heterogeneous Reservoirs*. Society of Petroleum Engineers.

- La cuantificación in-situ de las variaciones en la permeabilidad del análisis de los datos de ambas pruebas.

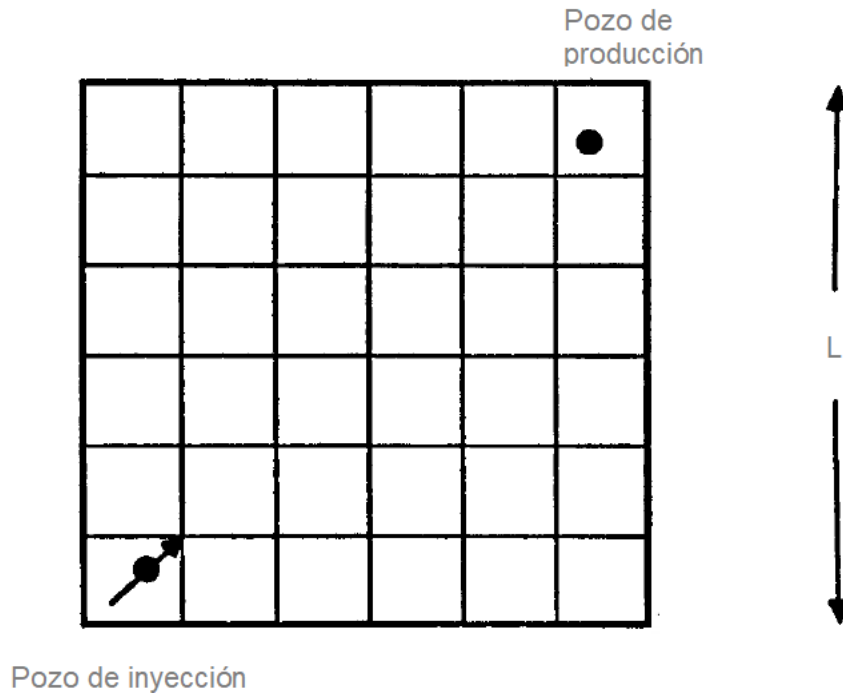


Figura 5.1 Malla de dos dimensiones de longitud  $L \times L$ , con celdas iguales de longitud  $L/n$ , donde  $n$  es el número de celdas, y distribución logarítmica normal de permeabilidad.

El estudio se concentró en la repuesta de presión en los pozos de inyección y producción; y en la dispersión aparente del trazador entre ambos pozos resultante de un flujo puramente convectivo. La simulación del estudio se realizó de la siguiente manera: en primer lugar, se asignaron valores de permeabilidad a cada nodo de las celdas presentadas en la Figura 5.1, de tal manera que se representaran las condiciones de heterogeneidad obtenidas de datos y estadísticas de campo.<sup>6,7</sup> Posteriormente, un historial de presión en el pozo de inyección y el pozo de producción fueron simulados hasta alcanzar un estado estacionario y los datos de presión contra tiempo fueron analizados. Por último, se simuló flujo convectivo del trazador y las curvas de surgencia fueron analizadas. Este procedimiento fue repetido para diferentes arreglos de permeabilidad para cada grupo de parámetros estadísticos.

Como se mencionó en capítulos anteriores, las pruebas de trazadores entre pozos se utilizan para rastrear el movimiento de los fluidos debajo de la superficie para inferir las características de los mismos y de la formación. En este tipo de pruebas, el trazador escogido es inyectado junto con agua u otro fluido con una cierta concentración y después se monitorea en el pozo de observación adyacente. La interpretación cuantitativa de las pruebas de trazadores está basada en soluciones de la ecuación de difusión-convección:

<sup>6</sup>Jensen, L., Lake, L., & Hinkley, D. (1987). *A Statistical Study of Reservoir Permeability: Distributions, Correlations, and Averages*. SPEFE

<sup>7</sup> Law, J. (1944). *Statistical Approach to the Interstitial Heterogeneity of Sand Reservoirs*. AIME.



$$\frac{\partial c}{\partial t} = \nabla \cdot (D\nabla C - vC)$$

Por otro lado, las pruebas de presión entre pozos, sean de interferencia o de pulsos, son útiles para estimar las propiedades promedio de la formación en la sección estudiada además de detectar condiciones de almacenamiento y barreras al flujo, al igual que las condiciones que se presentan en la vecindad del pozo. En estas pruebas un disturbio en la presión es generado en el pozo activo y la respuesta de la presión monitoreada en el pozo de observación. El análisis de los datos obtenidos a través de estas pruebas, está basado en las soluciones de la ecuación de difusividad:

$$\nabla \cdot (k\nabla p) = \phi\mu C_t \frac{\partial p}{\partial t}$$

A continuación, se presenta el desarrollo de la representación del medio heterogéneo donde fueron realizadas las simulaciones.

## 5.2 Representación del medio heterogéneo

Los datos de campo indican qué propiedades del medio poroso, como su permeabilidad y porosidad, varían de un punto a otro de manera aleatoria y exhiben también una correlación espacial. En el trabajo que se realizó, se limitó a analizar únicamente las variaciones de la permeabilidad, ya que las variaciones en la porosidad tuvieron un efecto despreciable en el transporte del fluido en el medio.

Se asumió que la permeabilidad era una función aleatoria en un medio, con variación y estructura de correlación espacial conocida. Se asumió también que el flujo estaba dentro de un dominio homogéneo, es decir que es independiente de su localización y la correlación espacial entre dos muestras depende únicamente de la separación entre ellas.

La permeabilidad fue caracterizada con una frecuencia de distribución acumulativa logarítmica normal (Figura 5.2), con el propósito de que la variabilidad pudiera ser expresada por el coeficiente de Dykstra-Parsons:

$$V_{DP} = \frac{(k_{50} - k_{84.1})}{k_{50}} = 1 - \exp[-\sigma_{\ln(k)}] \quad (5.1)$$

donde:

$V_{DP}$  = Coeficiente de Dykstra-Parsons

$k_{50}$  = valor percentil obtenido de una función de distribución acumulativa de permeabilidad logarítmica

$k_{84.1}$  = valor percentil obtenido de una función de distribución acumulativa de permeabilidad logarítmica

$\sigma_{\ln(k)}^2$  = variación de permeabilidad logarítmica



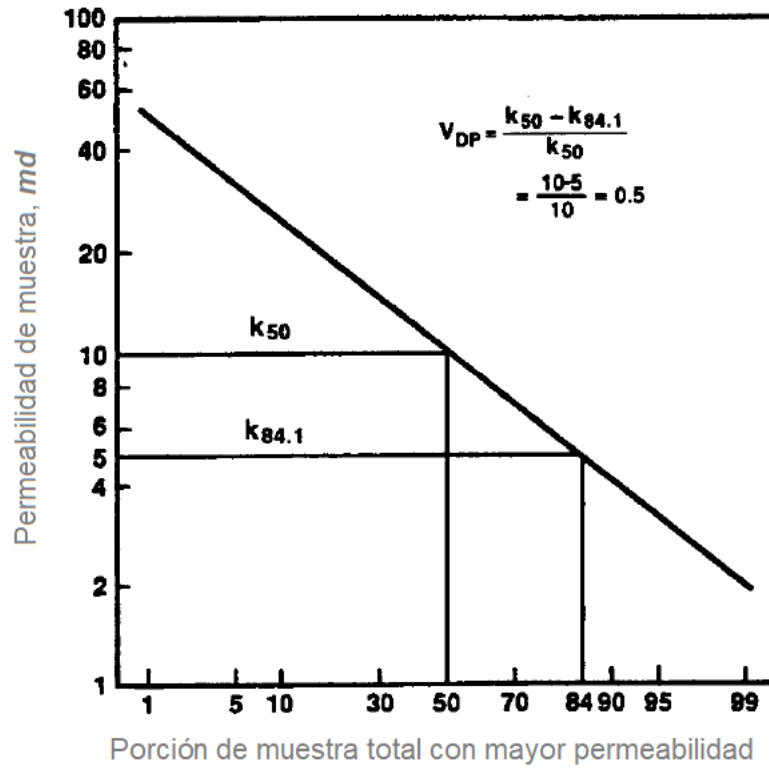


Figura 5.2 Frecuencia de distribución acumulativa logarítmica normal hipotética de permeabilidad.

La continuidad espacial implica la existencia de una correlación entre permeabilidades de las celdas que estén dentro de un área dada en un sistema de dos dimensiones. Esto fue expresado cualitativamente a través de un semivariograma. A continuación, en la Figura 5.3 se presenta un semivariograma hipotético donde se debe notar que la variabilidad aumenta (y la correlación disminuye) para cada incremento de  $l$ , longitud de las celdas. La variabilidad alcanza su valor máximo e iguala la variación  $\sigma^2_{\ln(k)}$ , a una determinada longitud de celdas  $\alpha$ ; donde a partir de este punto, los valores de los parámetros no fueron correlacionados.

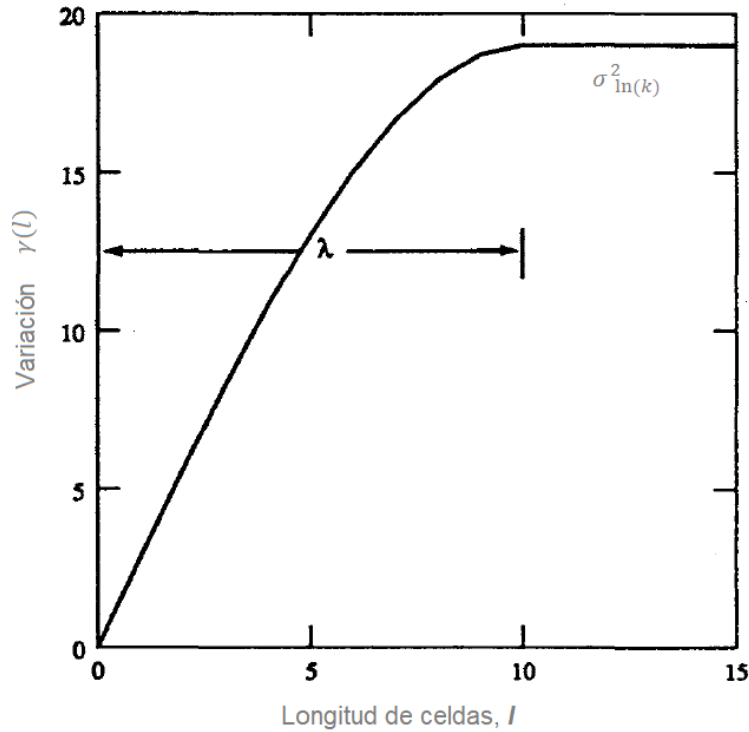


Figura 5.3 Semivariograma hipotético

Después, se obtuvo una variable adimensional de correlación  $\lambda_D$ , al normalizar  $\lambda$  (rango de semivariograma) con una longitud de flujo característica de la malla de longitud  $L$ .

La simulación de las pruebas reportadas en el trabajo, estuvieron basadas en un rango de  $V_{DP}$ , de 0.35 a 0.65; y un rango de  $\lambda_D$ , de 1/15 a 16/15 ( $60 < \lambda < 1000$  pies). Los autores consideran que los valores de  $V_{DP}$ , representan las condiciones de campo reales. Sin embargo, también consideraron que no se le podía dar el mismo grado de confianza a los valores de  $\lambda_D$ . La incertidumbre surge de la falta de información acerca de las escalas de longitud de correlaciones de permeabilidad en yacimientos reales. A continuación, se presenta el proceso de la simulación y análisis de ambas pruebas.

### 5.3 Simulación del comportamiento de la presión

El comportamiento de la presión fue modelado con un simulador que resuelve una ecuación de diferencias finitas análoga a la ecuación de difusividad en dos dimensiones.

En un patrón balanceado de inyección/producción, el sistema alcanza un estado estacionario un poco después del inicio y término de la inyección. La declinación de la presión transitoria en el pozo de producción y su aumento en el pozo de inyección, puede ser analizada para estimar parámetros efectivos alrededor de estos pozos. Se asumió un flujo radial e infinito, y se relacionó la permeabilidad de la inyección  $k_j$ , a la pendiente  $m_j$ , de la porción lineal de una gráfica semilogarítmica de presión contra tiempo con:

$$k_j = \frac{162q\mu}{m_j h} \quad (5.2)$$

donde:

$k_j$  = permeabilidad en inyección (inj) o producción (prd)

La permeabilidad efectiva calculada con la ecuación anterior (5.2), permite determinar el valor promedio de permeabilidad en una zona finita de influencia en la vecindad del pozo.

La caída de presión en el estado estacionario entre los pozos  $\Delta p_{ss}$ , también puede ser utilizada para calcular una permeabilidad en estado estacionario entre los pozos. La ecuación planteada por los autores para el sistema de interés fue la siguiente:

$$k_{ss} = \frac{282.4q\mu F}{h\Delta p_{ss}} \quad (5.3)$$

donde:

El factor geométrico  $F$ , está en función de la distancia entre los pozos  $d$ , y el radio efectivo del pozo  $r_D$ . Estos valores fueron calculados de la calibración de la simulación de un sistema homogéneo en estado estacionario con una permeabilidad conocida.

#### 5.4 Análisis de la respuesta de la presión

Para cada combinación de  $V_{DP}$  y  $\lambda_D$ , respectivamente, se simuló la respuesta de presión para 20 escenarios de diferente permeabilidad. Como se puede observar en las figuras 5.4 y 5.5, cuando la variación en la permeabilidad y la correlación espacial son pequeñas, la respuesta en el pozo de inyección y el de producción son casi simétricas; parten de una presión inicial cercana a 4000 psi; y la variabilidad en las diferentes simulaciones es pequeña.

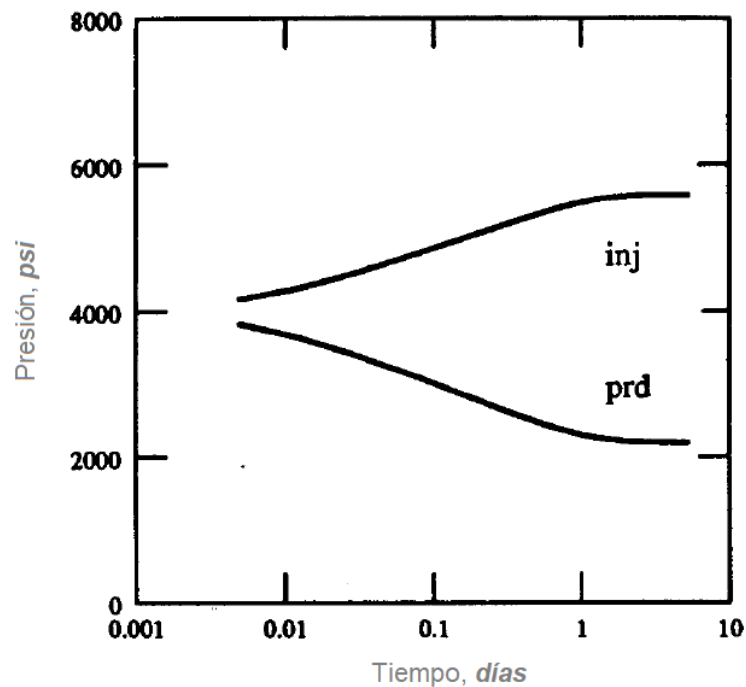


Figura 5.4 Simulación de respuesta de presión con valores de  $V_{DP} = 0.35$ ;  $\lambda_D = 1/15$ .

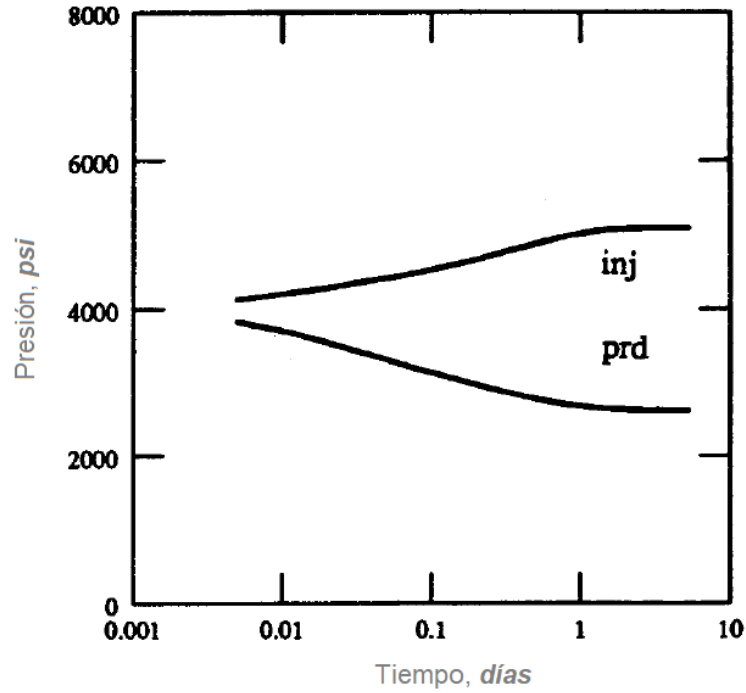


Figura 5.5 Simulación de respuesta de presión con valores de  $V_{DP} = 0.50$ ;  $\lambda_D = 6/15$ .

De manera contraria, (figura 5.6), se observó que mientras los valores de heterogeneidad,  $V_{DP}$  y  $\lambda_D$  aumentaban, existía un incremento en la asimetría en el comportamiento del pozo de inyección y de producción, además de una mayor variabilidad en respuesta a las diferentes simulaciones.

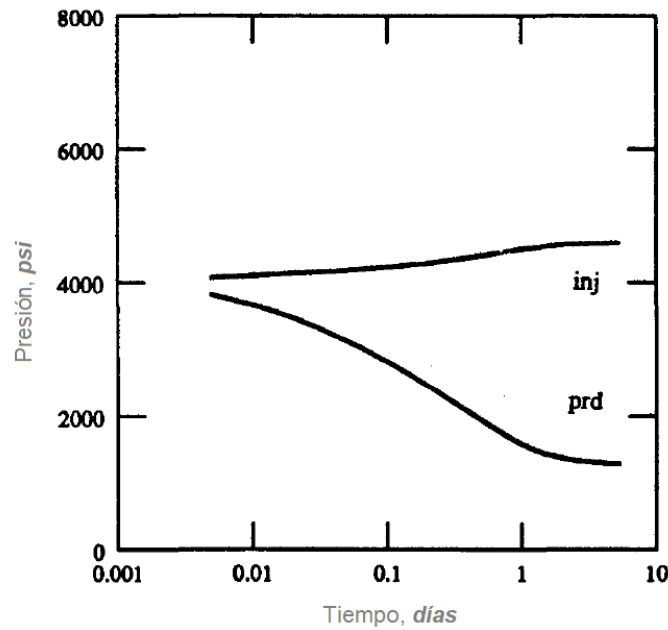


Figura 5.6 Simulación de respuesta de presión con valores de  $V_{DP} = 0.65$ ;  $\lambda_D = 6/15$ .

Se calculó también la permeabilidad en estado estacionario  $k_{ss}$ , a partir de la ecuación 5.3 y se encontró que la mayoría de los valores estaban en un rango entre la permeabilidad en la zona de inyección  $k_{inj}$ , y la permeabilidad en la zona de producción  $k_{prd}$ . Este comportamiento permitió a los autores concluir que un promedio ponderado entre  $k_{ss}$  y  $k_{inj}$ , podía ser utilizado para estimar  $k_{ss}$ . Este promedio geométrico de permeabilidades se probó con este propósito y dio buenos resultados. La Figura 5.7, indica la concordancia entre los valores de  $k_{ss}$ , calculados a partir de la ecuación 5.3 y los valores predichos a partir del promedio de permeabilidades geométrico.

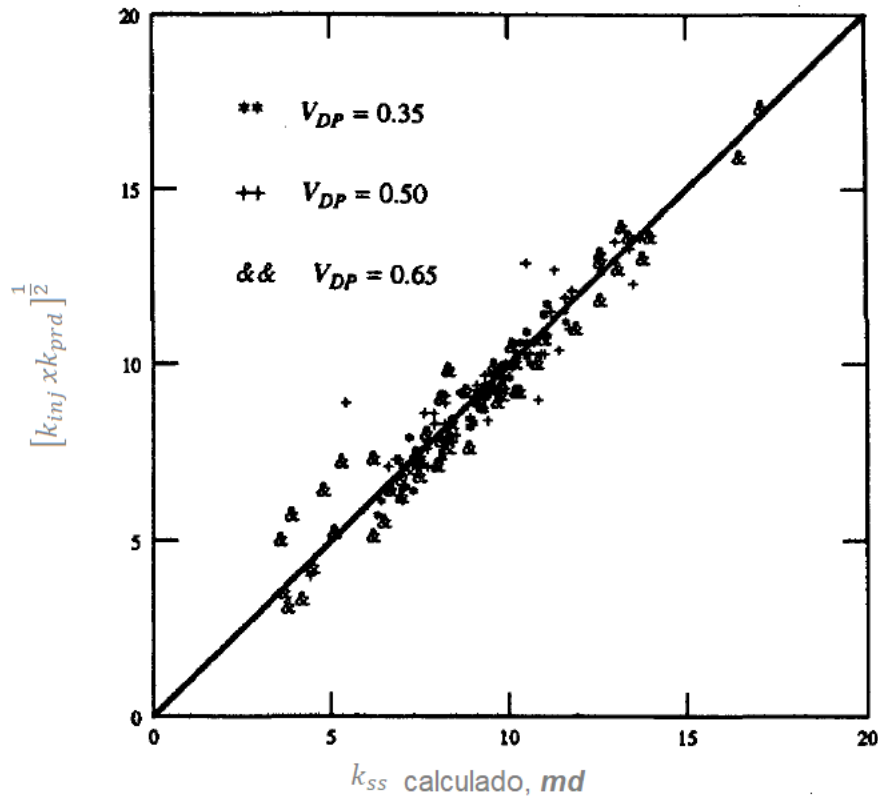


Figura 5.7 Valores de permeabilidad en estado estacionario calculados vs predichos por promedio geométrico.

Los autores también definieron una diferencia de permeabilidad adimensional  $\Delta k_D$ , con el propósito de correlacionar a través cierto grado de heterogeneidad la variación entre la permeabilidad de inyección y la de producción:

$$\Delta k_D = \frac{|k_{iny} - k_{prod}|}{k_{ss}} \quad (5.4)$$

Se calculó este valor para las diferentes combinaciones de  $V_{DP}$  y  $\lambda_D$  en las 20 simulaciones realizadas. Al observar el comportamiento de  $\Delta k_D$ , como función de  $V_{DP}$  y  $\lambda_D$ , se notó que mientras  $\lambda_D$  aumentaba,  $\Delta k_D$  también lo hacía. En base a esto, se escogió una combinación de  $V_{DP}$  y  $\lambda_D$  para ser utilizado como parámetro correlativo, llamado índice de heterogeneidad.

Se seleccionó  $\sigma_{In(k)}^2 \lambda_D$  como el **índice de heterogeneidad**. Este grupo de parámetros es una medida de heterogeneidad conveniente ya que involucra la variabilidad y la continuidad espacial del campo

de permeabilidad. La selección de  $\sigma_{\ln(k)}^2 \lambda_D$  como parámetro correlativo, fue hecha en base a dos razones. La primera, los estudios de dispersión del trazador en campos de velocidad estocásticos muestran que la dispersividad resultante de un efecto de convección está relacionada a este grupo de parámetros. La segunda razón, el parámetro adimensional  $\Delta k_D$ , que es una medición de la diferencia en las permeabilidades en ambos pozos, cuantifica la importancia de la tendencia en la distribución de la permeabilidad a lo largo de la escala del problema. Cuando las tendencias son insignificantes, por ejemplo, cuando  $\lambda_D$  está en el orden de la unidad, la probabilidad de agrupamiento de celdas con permeabilidades similares es alto. Por lo tanto, si la permeabilidad promedio en la vecindad del pozo de inyección es más alta que la media, la permeabilidad promedio alrededor del pozo de producción sería más baja que la media. Entonces, la diferencia entre estos dos valores podría ser proporcional a  $\sigma_k$ .

### 5.5 Simulación del flujo del trazador

La herramienta numérica utilizada para modelar el flujo del trazador en un estado estacionario, con un radio de movilidad igual a uno y condiciones de desplazamiento miscibles, fue el USGS 2D. Este simulador resuelve a través de una aproximación de diferencias finitas la ecuación de difusividad para calcular la distribución de velocidad del fluido en un estado estacionario. Se utilizó también un procedimiento de seguimiento de partículas para representar el flujo convectivo.

La simulación fue corregida ajustando las curvas de surgencia del trazador simuladas para un sistema homogéneo con las soluciones analíticas de Abbaszadeh-Dehghani y Brigham.<sup>8,9</sup> La ecuación convección-dispersión en diferencias finitas presenta dispersión numérica, por lo que es necesario utilizar un método que disminuya esta desviación numérica. Los autores de este trabajo, emplearon el método de características que permitió eliminar de manera efectiva esta dispersión.

La base para interpretar los datos de una prueba de trazadores, parte de la solución analítica de la ecuación de convección-dispersión. La expresión para la curva de surgencia es desarrollada primeramente al combinar la mezcla que ocurre dentro de cada línea de corriente con su tiempo de tránsito y posteriormente integrando los resultados de cada una de las líneas de corriente. Los autores presentan la ecuación para el cálculo de la concentración basada en formulismo de líneas de corriente como se muestra a continuación la solución final:

$$C = 0.57726 C_i F_r \sqrt{\frac{a}{\alpha}} x \int_0^{\pi/4} \frac{\exp\left\{\frac{0.645776a}{Y(\psi)} [V_{pBT}(\psi) - V_p]^2\right\} d\psi}{Y(\psi)} \quad (5.5)$$

donde:

$C$  = concentración del trazador

<sup>8</sup> Abbaszadeh-Dehghani, M., & Brigham, W. (1982). *Analysis of Unit Mobility Radio Well-to-Well Tracer Flow to Determine Reservoir Heterogeneity*. California: Stanford University.

<sup>9</sup> Abbaszadeh-Dehghani, M., & Brigham, W. (1984). *Analysis of Well-to-Well Tracer Flow to Determine Reservoir Layering*. JPT.

$V_{pBT}(\psi)$  = surgencia del trazador inyectado correspondiente a la línea de corriente  $\psi$

$F_r$  = bache inyectado de trazadores

$\alpha$  = coeficiente de dispersividad hidrodinámica

$Y(\psi)$  = integral hiperelíptica que relaciona la velocidad y dispersividad en la línea de corriente a un total de esparcimiento en la línea de corriente

## 5.6 Análisis en la respuesta del trazador

Se generaron respuestas del trazador para diferentes casos. Las figuras 5.8 a 5.10 representan las curvas de surgencia del trazador que fueron obtenidas de los mismos 20 escenarios de permeabilidad a los que las pruebas de presión fueron sometidas.

Como se esperaba, los datos de concentración del trazador contra el tiempo mostraron mayor sensibilidad a las variaciones de la permeabilidad que los datos de presión. En todos los escenarios de simulación del flujo del trazador hubo una irrupción temprana del trazador. Esta irrupción temprana indica la presencia de canales de flujo preferenciales.

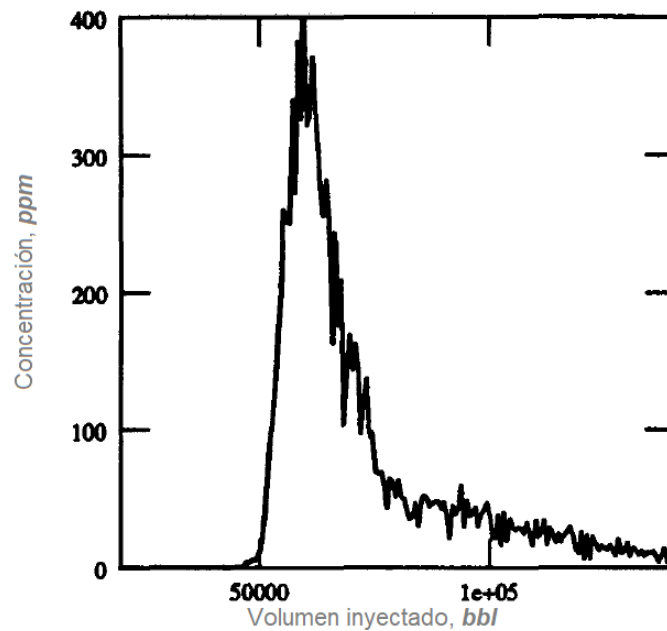


Figura 5.8 Curva de surgencia del trazador con valores de  $V_{DP} = 0.35$ ;  $\lambda_D = 1/15$ .

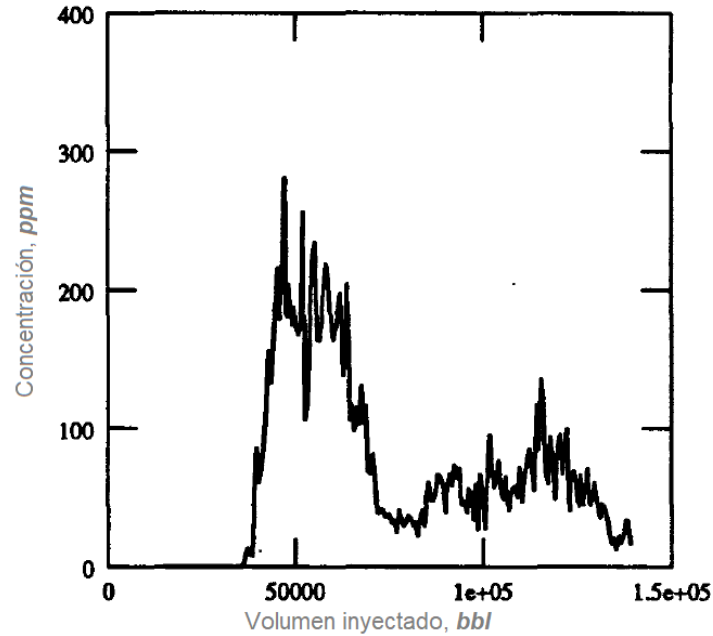


Figura 5.9 Curva de surgencia del trazador con valores de  $V_{DP} = 0.50$ ;  $\lambda_D = 6/15$

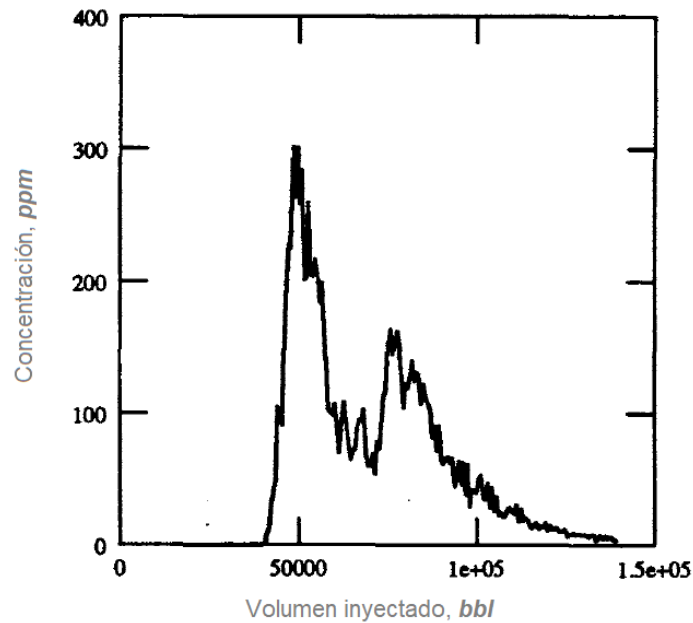


Figura 5.10 Curva de surgencia del trazador con valores de  $V_{DP} = 0.65$ ;  $\lambda_D = 16/15$

Los autores comentan que las curvas de repuesta del trazador, además, permiten identificar la naturaleza del sistema de flujo. En general, son identificables dos comportamientos de flujo de manera cualitativa. El primero, el flujo difusivo, que se caracteriza por reflejar una respuesta del trazador como si estuviese en un sistema homogéneo. En este flujo, la respuesta del trazador se puede ajustar con la solución a la ecuación de convección dispersión adecuada para determinar una



dispersividad efectiva. Ya que la dilución del trazador es únicamente atribuible a las variaciones en la velocidad/permeabilidad de un sistema heterogéneo, la dispersividad efectiva es esencialmente una medida de la variación de la permeabilidad.

Por el otro lado, el segundo comportamiento de flujo es llamado convectivo. Este se caracteriza por la presencia de múltiples picos en la curva de surgencia del trazador que indican la presencia de más de un canal de flujo en el sistema. Esta geometría, que consiste en múltiples canales de flujo dentro de un solo estrato, es equivalente a un sistema estratificado donde los diferentes estratos no tienen comunicación entre sí. Como el radio de movilidad es igual a uno, la respuesta del trazador en este sistema puede ser modelado por la superposición de soluciones individuales para cada estrato, y un esquema no lineal de optimización puede ser utilizado para deconvolucionar la curva integrada de irrumpción del trazador para estimar las propiedades de cada estrato.

En las diferentes simulaciones, se observó un comportamiento difusivo para valores pequeños de  $V_{DP}$  y  $\lambda_D$ . Para valores más grandes de  $V_{DP}$  y  $\lambda_D$ , se generaron diferentes canales preferenciales de flujo ocasionado un comportamiento de naturaleza convectivo y la ecuación de convección-dispersión con un solo valor de dispersividad no podía ser utilizada para describir de manera adecuada los datos de concentración del trazador. Para estos casos, la mayoría de las curvas de surgencia del trazador pudieran ser ajustadas a un modelo de dos capas. En cada caso, se asignó un valor de  $\alpha$ , de manera arbitraria de 1 pie para hacer que el problema fuera dominado por la convección. Posteriormente un programa de regresión no lineal se utilizó para ajustar los datos de la curva de surgencia simulada a una solución analítica apropiada.

Estas observaciones fueron cuantificadas a través del índice de heterogeneidad definido previamente, al ser un grupo de parámetros que contiene información acerca del grado de variación en la permeabilidad, al igual que la escala del espacio donde estas variaciones persisten. Los autores graficaron las simulaciones de la respuesta del trazador donde se observó un flujo convectivo como una función del índice de heterogeneidad (Figura 5.11).

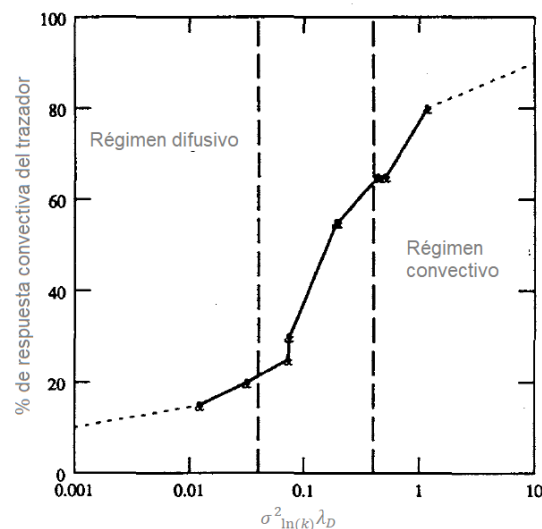


Figura 5.11 Influencia del índice de heterogeneidad en respuesta del trazador.

Los autores sugieren que las condiciones bajo las cuales el flujo estará dentro del dominio del flujo difusivo o convectivo pueden ser deducidas. En la Figura 5.11 se observa que el comportamiento difusivo está restringido para valores de  $\sigma_{\ln(k)}^2 \lambda_D$  menores a  $4 \times 10^{-2}$ ; y el comportamiento de flujo convectivo para valores de  $\sigma_{\ln(k)}^2 \lambda_D$  mayores a  $4 \times 10^{-1}$ .

Adicionalmente, en base a la información obtenida de la Figura 5.11, los autores infieren que el comportamiento difusivo del flujo era probable para valores de  $V_{DP} = 0.35$ ;  $\lambda_D = 1/15$  y  $V_{DP} = 0.50$ ;  $\lambda_D = 1/15$ .

## 5.7 Conclusiones del trabajo

Después de la simulación y análisis de ambas pruebas realizadas en el sistema de interés, Mishra, Brigham y Orr llegaron a las siguientes conclusiones:

1. Para una malla de dos dimensiones de longitud  $L \times L$ , con celdas iguales de longitud  $L/n$  donde  $n$  es el número de celdas; la permeabilidad en estado estacionario entre pozos puede ser aproximada a través del promedio geométrico de permeabilidades de inyección y producción.
2. Una diferencia adimensional de permeabilidad, definida en término de estas cantidades, es relacionada a una medida de variación en la permeabilidad  $\sigma_{\ln(k)}^2 \lambda_D$ , llamada índice de heterogeneidad.
3. Cuando el índice de heterogeneidad es pequeño, los datos de las pruebas de trazadores pueden ser ajustados con las soluciones de la ecuación de convección-dispersión, para calcular dispersividades que sean proporcionales al índice de heterogeneidad.
4. Para valores mayores del índice de heterogeneidad, el uso solamente de la ecuación de convección-dispersión, es inapropiado para modelar el flujo del trazador; ya que se crean canales preferenciales de flujo que provocan en las curvas de surgencia del trazador un comportamiento como si se tratase de un sistema de varias capas.
5. Un esquema de descripción del yacimiento, que parte del análisis de pruebas de trazadores, pruebas de presión y el índice de heterogeneidad, fue propuesto para ser utilizado para estimar la posibilidad de identificar una correlación de permeabilidad significativa a una escala entre pozos

## Conclusiones y recomendaciones

Con el desarrollo de este trabajo se concluye lo siguiente:

- El estudio del comportamiento de flujo es fundamental en el proceso adecuado de la administración integral de yacimientos.
- La caracterización del yacimiento es llevada a cabo a través de métodos indirectos como las pruebas de presión y las pruebas de trazadores, que permiten identificar y cuantificar propiedades petrofísicas del yacimiento de relevancia para el entendimiento de la dinámica de fluidos en el medio poroso.
- Las pruebas de trazadores exhiben una mayor sensibilidad a las heterogeneidades del yacimiento como variaciones en su permeabilidad y presencia de canalizaciones de flujo, que las pruebas de presión.
- El uso de pruebas de presión y pruebas de trazadores bien diseñadas es imperativo para detectar las heterogeneidades del yacimiento con mayor aproximación a la realidad del medio poroso.
- Las pruebas de presión y las pruebas de trazadores pueden realizarse de manera conjunta para revelar con mayor precisión la combinación de parámetros que influyen en el flujo en el medio poroso.
- La respuesta de las curvas de surgencia del trazador, permite identificar la naturaleza del comportamiento del flujo; convectivo o difusivo.
- Se demostró a través del trabajo desarrollado por Mishra, Brigham y Orr, que el índice de heterogeneidad del yacimiento afecta de manera directa las respuestas de presión y trazador; y por ende, determina los modelos a utilizar para su análisis e interpretación.

Se realizan también las siguientes recomendaciones:

- Utilizar en la medida de lo posible las pruebas de presión y pruebas de trazadores en el mismo medio y generar un mayor entendimiento del comportamiento del flujo en medios porosos.
- El diseño e implantación de pruebas correctamente diseñadas como prioridad en el proceso de la administración integral del yacimiento.

- Se detectó falta de información bibliográfica al igual que diferencias en la clasificación de los tipos de trazadores; por lo que se recomienda abundar en el estudio y formación de bibliografía relevante en los trazadores.
- La mayoría de los yacimientos en México son altamente complejos y se encuentran en una segunda fase de explotación por lo que el uso de estas dos técnicas contribuiría a una mejor descripción del medio poroso y con ello impactaría al éxito del proceso de recuperación adicional.

## Bibliografía

- Abbaszadeh, M., & Brigham, W. (1984). *Analysis of well-to-well tracer flow to determine reservoir layering*. JPT.
- Abbaszadeh, M., & Brigham, W. (1982). *Analysis of unit mobility ratio well-to-well tracer flow to determine reservoir heterogeneity*. California: Stanford University.
- Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering*. Burlington: Gulf Professional Publishing.
- Akin, S. (2000). *Reservoir characterization by integrated pressure-transient and tracer-concentration/time data analysis*. Ankara: Middle East Technical University.
- Anisimov, L., & al, e. (2009). *The use of tracers for reservoir characterization*. Society of Petroleum Engineers.
- Bird, B., Stewart, W., & Lightfoot, E. (2006). *Fenómenos de transporte* (Segunda ed.). México: Limusa Wiley.
- Bobadilla, G. (2012). *Conceptos básicos de caracterización dinámica de yacimientos*. México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Bourdet, D. (2002). *Well test analysis: The use of advanced interpretation models*. Elsevier Science.
- Brigham, W., & Abbaszadeh-Dehghani, M. (1987). *Tracer testing for reservoir description*. Journal of Petroleum Technology.
- Chávez, S. (2006). *Nueva metodología para el análisis de pruebas de presión en yacimientos naturalmente fracturados*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Carmona, D., & Victor, F. (2014). *Caracterización integrada de yacimientos petroleros*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Chatzichristos, C., & al, e. (2000). *Application of partitioning tracers for remaninig oil saturation estimation: An experimental and numerical study*. Tulsa: Society of Petroleum Engineers.
- Chaudhry, A. (2004). *Oil well test handbook*. Burlington: Gulf Professional Publishing.
- Cinco, H. (2005). *Curso de caracterización dinámica de yacimientos*. UNAM.
- Lee, J. (1982). *Well testing*. Society of Petroleum Engineers.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos . (s.f.). *La nueva industria de la información de los hidrocarburos*.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2010). *Factores de recuperación de aceite y gas en México*. Ciudad de México: Secretaría de Energía.

- Donaldson, E., & Tiab, D. (2004). *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rocks and fluid properties* (Segunda ed.). Burlington: Gulf Professional Publishing.
- Dugstad, Ø. (2007). *Well-to-well tracer tests*. Petroleum Engineering Handbook, Volume V: Reservoir Engineering and Petrophysics. Society of Petroleum Engineers.
- Earlougher, R. (1977). *Advances in well test analysis*. Society of Petroleum Engineers.
- Escalera, J., & Hernández, U. (2010). *Provincias petroleras de México*. Schlumberger, WEC México 2010 (págs. 1-49). México: Schlumberger.
- Gaona, A. (2014). *Interpretación de pruebas de interferencia dominadas por flujo bilineal*. México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Geertsma, J. (1957). *The effect of fluid pressure decline on volume changes of porous rocks*. AIME.
- Guand, L., Du, Y., Johnson, S., & Choudhary, M. (2005). *Advances of interwell tracer analysis in the petroleum industry*. JCPT, 12-15.
- Martínez, N. (2003). *La caracterización dinámica, un factor clave para la administración de los yacimientos petrolíferos*. Ciudad de México: Academia de Ingeniería.
- Mishra, S., & Ramey Jr, H. (1990). *A comparison of pressure-transient and tracer-concentration/time data for layered reservoirs under injection*. Society of Petroleum Engineers.
- Mishra, S., Brigham, W., & Orr, F. (1991). *Tracer and pressure test analysis for characterization of areally heterogeneous reservoirs*. Society of Petroleum Engineers.
- Oliver, D., Reynolds, A., & Liu, N. (2008). *Inverse theory for petroleum reservoir characterization and history matchmaking*. Cambridge University Press.
- Ramírez, J. (2008). *Pruebas de trazadores en la recuperación de hidrocarburos*. México: Academia de Ingeniería.
- Ramírez, J. (2013). *Matemáticas aplicadas a la ingeniería petrolera*. Reverté.
- Ramírez, J., & Valdiviezo, O. (2004). *Inter-well tracer tests in oil reservoirs using different optimization methods: A field case*. México: Geofísica Internacional.
- Schlumberger. (2013). Principles of production logging. *Oilfield Review*, 63-64.
- Satter, A., & Thakur, G. (1994). *Integrated petroleum reservoir management, a team approach*. Pennwell.
- Secretaría de Energía. (2015). *Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2015-2029*. México: SENER.
- Secretaría de Energía. (2018). *Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2018-2032*. México: SENER.
- Shook, G., Ansley, S., & Wylie, A. (2004). *Tracers and tracer testing design, implementation, and interpretation methods*. Idaho: Idaho National Engineering and Environmental Laboratory.



## Lista de figuras

Figura 1.1 Consumo total de energía primaria en el mundo por fuente de energía.....	2
Figura 1.2 Producción estimada de aceite, escenario mínimo y máximo 2018 – 2032 en miles de barriles diarios, (Secretaría de Energía, 2017). .....	3
Figura 1.3 Inversión requerida para la cartera de proyectos de PEMEX Exploración y Producción en miles de millones de pesos mexicanos, (Secretaría de Energía, 2017). .....	3
Figura 1.4 Proceso de administración de yacimientos, (Martínez, 2003).....	4
Figura 1.5 Ciclo de vida de un yacimiento. ....	6
Figura 1.6 Tipos de empuje en recuperación primaria, (Satter & Thakur, 1994). ....	7
Figura 1.7 Esquema de mecanismos de recuperación de hidrocarburos y su respectivo factor de recuperación esperado (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2010). ....	9
Figura 1.8 Acomodo cúbico, (Schlumberger, 2019). ....	12
Figura 1.9 Acomodo romboédrico, (Schlumberger, 2019). ....	12
Figura 1.10 Esquema de ángulo de contacto entre diferentes fluidos sobre una superficie sólida..	16
Figura 1.11 Ilustración de tensión superficial, (Society of Petroleum Engineers, 1969). ....	17
Figura 1.12 Gráfica de presión contra distancia y dirección de flujo. (Ramírez, 2013). ....	24
Figura 1.13 Elemento volumétrico en coordenadas radiales. (Ahmed, 2006).....	25
Figura 1.14 Ley de Fick, (Ramírez, 2013). ....	28
Figura 1.15 Idealización de un medio poroso heterogéneo, (Warren & Root, 1963). ....	31
Figura 1.16 Modelo de doble permeabilidad. ....	32
Figura 1.17 Modelo compuesto radial. ....	34
Figura 2.1 Herramientas que constituyen la caracterización estática del yacimiento. ....	36
Figura 2.2 Cobertura sísmica 3D de cuencas petrolíferas en México (Comisión Nacional de Hidrocarburos). ....	37
Figura 2.3 Columna estratigráfica de las Cuencas de Sabinas y Burgos, (Escalera & Hernández, 2010). ....	38
Figura 2.4 Núcleos de lutita extraídos durante operaciones rotativas (Fotografía: Larissa Walker, Agarwal et al, 2013). ....	40
Figura 2.5 Tipos de pruebas de presión más utilizadas (Cinco Ley, 2005). ....	43
Figura 2.6 Herramienta de registro de producción con molinete hidráulico y sonda de medición, (Schulmberger, 2013). ....	45
Figura 2.7 Visualización de la solución de un problema inverso. ....	47
Figura 2.8 Visualización de la solución de un problema directo. ....	48
Figura 3.1 Representación de la solución de un problema de pruebas de presión, fundamentado en problema inverso.....	49
Figura 3.2. Representación de sistema pozo-yacimiento durante una prueba de incremento de presión; gráficas de tiempo vs gasto y presión respectivamente, (Cinco Ley, 2005). ....	55
Figura 3.3 Gráfica de presión contra tiempo, donde se visualizan los efectos del gasto en el comportamiento de la presión, (Cinco Ley, 2005). ....	56
Figura 3.4 Representación de sistema pozo-yacimiento durante una prueba de decremento de presión; gráficas de tiempo vs gasto y presión respectivamente, (Cinco Ley, 2005). ....	57



Figura 3.5 Representación de sistema pozo-yacimiento durante una prueba de inyección; gráficas de tiempo vs gasto y presión respectivamente, (Cinco Ley, 2005). .....58

Figura 3.6 Representación de sistema pozo-yacimiento durante una prueba de abatimiento de presión; gráficas de tiempo vs gasto y presión respectivamente, (Cinco Ley, 2005). ..... 59

Figura 3.7 Representación de sistema pozo-yacimiento durante una prueba de interferencia; gráficas de tiempo vs gasto y presión respectivamente, (Cinco Ley, 2005). ..... 60

Figura 3.8 Representación de sistema pozo-yacimiento durante una prueba de pulsos; gráficas de tiempo vs gasto y presión respectivamente, (Cinco Ley, 2005). ..... 61

Figura 3.9 Representación de vista transversal y lateral, respectivamente, de flujo radial. .... 62

Figura 3.10 Representación de vista isométrica y vista transversal de flujo lineal. .... 63

Figura 3.11 Representación de flujo lineal en el yacimiento hacia la fractura. .... 63

Figura 3.12 Representación de vista lateral de flujo hemisférico. .... 64

Figura 3.13 Representación de vista lateral de flujo esférico. .... 64

Figura 3.14 Representación de vista transversal de flujo bilineal. .... 64

Figura 3.15 Representación de efecto positivo y negativo del daño sobre la presión. (Ahmed, 2006). ..... 66

Figura 4.1 Representación de la solución de un problema inverso de trazadores. .... 68

Figura 4.2 Curva hipotética de respuesta de un trazador en el monitoreo de un pozo. .... 69

Figura 4.3 Fotografía de prueba de trazadores realizada en Villahermosa, (se observa al centro de la imagen, la bomba de inyección de trazadores radiactivos). .... 75

Figura 4.4 Representación de prueba de trazadores en un solo pozo. .... 76

Figura 4.5 Representación de prueba de trazadores en múltiples pozos (de observación y activos). ..... 77

Figura 5.1 Malla de dos dimensiones de longitud  $L \times L$ , con celdas iguales de longitud  $L/n$ , donde  $n$  es el número de celdas, y distribución logarítmica normal de permeabilidad. .... 81

Figura 5.2 Frecuencia de distribución acumulativa logarítmica normal hipotética de permeabilidad. .... 83

Figura 5.3 Semivariograma hipotético. .... 84

Figura 5.4 Simulación de respuesta de presión con valores de  $V_{DP} = 0.35$ ;  $\lambda_D = 1/15$ . .... 85

Figura 5.5 Simulación de respuesta de presión con valores de  $V_{DP} = 0.50$ ;  $\lambda_D = 6/15$ . .... 86

Figura 5.6 Simulación de respuesta de presión con valores de  $V_{DP} = 0.65$ ;  $\lambda_D = 6/15$ . .... 86

Figura 5.7 Valores de permeabilidad en estado estacionario calculados vs predichos por promedio geométrico. .... 87

Figura 5.8 Curva de surgencia del trazador con valores de  $V_{DP} = 0.35$ ;  $\lambda_D = 1/15$ . .... 89

Figura 5.9 Curva de surgencia del trazador con valores de  $V_{DP} = 0.50$ ;  $\lambda_D = 6/15$ . .... 90

Figura 5.10 Curva de surgencia del trazador con valores de  $V_{DP} = 0.65$ ;  $\lambda_D = 16/15$ . .... 90

Figura 5.11 Influencia del índice de heterogeneidad en respuesta del trazador. .... 91

## Lista de tablas

Tabla 1.1 Valores de factor de recuperación y factor de recuperación final en varios países. .... 10

Tabla 4.1 Trazadores radioactivos más empleados en la industria. .... 74

