

**HERRAMIENTA MULTIMEDIA PARA EL ESTUDIO DE LA ASIGNATURA
INGENIERÍA DE YACIMIENTOS DEL PROGRAMA ACADÉMICO DE
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS.**

**CAROLINA FLÓREZ NOVOA
IVONN SANDOVAL MEJÍA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**HERRAMIENTA MULTIMEDIA PARA EL ESTUDIO DE LA ASIGNATURA
INGENIERÍA DE YACIMIENTOS DEL PROGRAMA ACADÉMICO DE
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS.**

**CAROLINA FLÓREZ NOVOA
IVONN SANDOVAL MEJÍA**

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar el título de
ingeniera de petróleos.**

**Director:
Ing. HELENA MARGARITA RIBÓN BARRIOS
Ingeniera de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

AGRADECIMIENTOS

A nuestra directora, Helena Margarita Ribón, por brindarnos sus valiosos aportes que nos llevaron a culminar con éxito este proyecto.

A nuestras calificadoras, Zuly Himelda Calderón Carrillo y Olga Patria Ortiz Cancino por brindarnos sus conocimientos.

A todas las demás personas que de alguna forma u otra nos ayudaron a la culminación de este proceso.

Carolina

A Marina Vecino Leal, Auxiliar de Admisiones por su apoyo y colaboración durante toda la carrera.

Ivonn

A Yeny Suarez, por su gran colaboración en los trámites internos.

A Luis Fernando Prada por ofrecerme su amistad desinteresada.

A Dios y la Virgen por haberme acompañado a lo largo de la carrera y demostrarme que todo es posible.

A la memoria de mi abuela Cecilia por estar conmigo desde el cielo.

A mi madre Nohora por su apoyo incondicional y por estar siempre a mi lado cuando más la he necesitado.

A mi esposo Vladimir por sus enseñanzas, colaboración, comprensión, paciencia y amor y por acompañarme siempre en este proceso.

A mi gran amiga Sister Theresa Couture por tenerme siempre en sus oraciones y brindarme su amistad.

A Laura Patricia y Daniela por su amistad y por estar siempre pendientes de mí.

A Ivonn por su amistad y colaboración.

A Francia, Pulga, Luis, Paco y la Negra por hacerme la vida más feliz.

*A mi papá Aglaide,
Por ser mi persona favorita en el mundo.*

*A mi mamá Cecilia,
Porque quisiera que estuviera aquí.*

*A mi sobrino Camilo
Por tener una sonrisa que encendería una estrella.*

*A mis hermanos Evelyn, Silvia, Remberto y Wilmar,
Por apoyarme siempre aún en la distancia.*

*A mis amigos:
Edwín por enseñarme con su ejemplo a ser mejor persona;
Carolina por darme una segunda oportunidad y Lina
por las palabras adecuadas, justo cuando más las necesitaba.*

*A la virgen,
Por los favores recibidos.*

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. EDUCACIÓN VIRTUAL	21
1.1 PRINCIPIOS DE LA EDUCACIÓN VIRTUAL	21
1.1.1 Características de la educación virtual	21
1.1.2 Aspectos positivos para los educandos	21
1.1.3 Aspectos positivos a nivel institucional	22
1.1.4 Rol del profesor en la enseñanza virtual	23
1.1.5 Rol del estudiante en la enseñanza virtual	23
1.1.6 Papel de la tecnología en la educación	24
1.2 PEDAGOGÍA	25
1.2.1 Sistemas evaluativos	25
1.3 DISEÑO Y COMUNICACIÓN VISUAL	27
1.3.1 Interfaz gráfica de usuario GUI	27
1.4 ARQUITECTURA DE LA INFORMACIÓN (AI)	28
1.4.1 La experiencia de usuario	29
1.5 TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN (TIC)	30
1.5.1 Clasificación de las TIC tomando en cuenta tipos de medio y enfoques educativos	31
1.5.2 Características de las TIC	32
1.5.3 Aportes de las TIC	33
1.5.4 Multimedia	33
2. INGENIERÍA DE YACIMIENTOS	36
2.1 CLASIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS	36
2.1.1 Generalidades y definiciones	38
2.1.2 Evaluación de recursos	42
2.1.3 Clasificación de recursos	44

2.1.4 Categorización de recursos	50
2.1.5 Pautas de evaluación	52
2.1.6. Estimación de cantidades recuperables	57
2.2 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS	65
2.2.1 Hábitat del yacimiento	65
2.2.2 Propiedades de la roca	68
2.3. ESTUDIOS INTEGRADOS DE YACIMIENTOS	74
2.3.1 Evolución de los estudios	75
2.3.2 Etapas de un estudio integrado: Caracterización	75
2.4 PROPIEDADES ROCA-FLUIDO	80
2.4.1 Propiedades de los fluidos de yacimientos	80
2.4.2. Propiedades del medio poroso	83
2.4.3 Interacción roca-fluidos	101
2.4.4 Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos	108
2.5 ESTIMACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS	130
2.5.1 Yacimientos de gas	130
2.5.2 Yacimientos de aceite	153
2.6. ACUÍFEROS	172
2.6.1 Clasificación de acuíferos	173
2.6.2 Reconocimiento de intrusión natural de agua	177
2.6.3 Modelos matemáticos de intrusión de agua	178
2.7 CURVAS DE DECLINACIÓN	197
2.7.1 Análisis de curvas	197
2.7.2 Modelos de declinación	198
2.7.3 Tipos de curvas de declinación	200
2.7.4 Métodos para curvas de declinación	215
2.7.5 Factores que afectan las curvas de declinación	220
3. MANUAL DEL USUARIO	221
3.1 REQUERIMIENTOS PARA LA INSTALACIÓN Y USO DE LA HERRAMIENTA MULTIMEDIA	221

3.2.1 Instalación de la herramienta educativa multimedia	221
3.3 PROCEDIMIENTO DE INICIO	222
3.4 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA	223
3.4.1 Interfaz de inicio	223
3.5 CONTENIDO	225
3.6 EVALUACIÓN	227
3.7 BOTONES COMPLEMENTARIOS	232
4. CONCLUSIONES	236
RECOMENDACIONES	237
BIBLIOGRAFÍA	238
ANEXOS	240

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Marco de clasificación de recursos	37
Figura 2. Proceso de evaluación.....	42
Figura 3. Sub-clases basado en madurez del proyecto.	47
Figura 4. Clasificación de reservas.	48
Figura 5. Sub clasificación de reservas.	49
Figura 6. Rango de incertidumbre.....	51
Figura 7. Limitantes en la estimación del volumen in situ.	59
Figura 8. Hábitat del yacimiento.....	66
Figura 9. Estudios integrados de yacimientos	74
Figura 10. Evolución de los estudios.	75
Figura 11. Modelo bidireccional de las etapas de un estudio integrado.....	75
Figura 12. Modelo de flujo lineal.	88
Figura 13. Muestra representativas de medios porosos	90
Figura 14. Perfil de Saturación del agua.....	96
Figura 15. Perfil de saturación inicial de un yacimiento de empuje combinado	97
Figura 16. Ilustración de la tensión superficial	99
Figura 17. Diagrama típico de p-T para un sistema multicomponente.....	109
Figura 18. Diagrama de fase p-T típico para un aceite negro.....	114
Figura 19. Típico diagrama p-T para un crudo volátil.....	116
Figura 20. Diagrama de fase típico de un sistema retrogrado	118
Figura 21. Diagrama de fase para un gas húmedo.....	120
Figura 22. Diagrama de fase para un gas seco.	122
Figura 23. Yacimiento de Empuje por Gas en solución	125
Figura 24. Yacimiento de Empuje por Capa de gas.....	127
Figura 25. Yacimiento con Empuje combinado.....	129

Figura 26. Balance de Materia	139
Figura 27. Balance para el poro.....	140
Figura 28: FEg vs Gp	144
Figura 29: F vs t	144
Figura 30. Ecuación de balance de materiales de gas.	146
Figura 31. Efecto del empuje de agua en la relación p/Z vs Gp	149
Figura 32. Determinación grafica del gas original en sitio, G	151
Figura 33. Diagrama p/z ilustrando el comportamiento no-lineal de un yacimiento de presión anormal.	152
Figura 34. $FEto$ vs $EtgEto$	163
Figura 35. F vs $Eo + Eg + Ef, w$	163
Figura 36. $FEto$ vs $EtgEto$	164
Figura 37. F vs Eto	164
Figura 38. F vs Eto para yacimiento negro siempre subsaturado.....	165
Figura 39. $FEto$ vs $EtgEto$	169
Figura 40. FEo vs $EgEo$	170
Figura 41. Geometrías de flujo.....	177
Figura 42. Geometría radial considerada para el acuífero.....	182
Figura 43. Determinación grafica de C y a	186
Figura 44. Entrada de agua en un yacimiento cilíndrico	188
Figura 45. Yacimiento por empuje de capa de gas.....	192
Tabla 3. Ecuación de ARPS para los tres tipos de curvas.....	202
Figura 46. Curva de declinación Q vs t . (Exponencial, hiperbólica, armónica)	202
Figura 47. Curva semilog: Tasa de producción (q) vs tiempo (t).....	204
Figura 48.. Curva cartesiana: Tasa de producción (q) vs producción acumulada (Np).	205
Figura 49. Curva semilog: Tasa de producción (q) vs producción acumulada (Np).	208
Figura 50. Curva log – log: Tasa de producción (q) vs producción acumulada(Np).	212

Figura 51. Método gráfico para determinar Di y b.....	216
Figura 52. Curvas tipo adimensionales para el análisis de las curvas de declinación.....	219
Figura 53. Visualización del ejecutable de la herramienta multimedia “INGENIERIA DE YACIMIENTOS”	222
Figura 54. Introducción a la interfaz de inicio de la herramienta multimedia después del intro.....	223
Figura 55. Ventana de visualización de la interfaz de inicio.....	224
Figura 56. Visualización de las siete secciones principales del contenido de la herramienta multimedia “INGENIERIA DE YACIMIENTOS”	225
Figura 57. Visualización de los sub-menús en el capítulo “CLASIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS”	227
Figura 58. Ventana de visualización antes de empezar la evaluación, en el modulo de Sistema de evaluación	228
Figura 59. Pregunta de tipo Falso o Verdadero	229
Figura 60. Pregunta de tipo selección múltiple con única respuesta.	229
Figura 61. Pantalla de visualización en el caso de Reprobar la evaluación, para este caso del tema “Clasificación y categorización de recursos y reservas.....	230
Figura 62. Pantalla de visualización en el caso de Aprobar la evaluación, para este caso del tema “Clasificación y categorización de recursos y reservas”	231
Figura 63. Pantalla de visualización en el caso de retroceder a revisar las preguntas acertadas o erróneas.	232
Figura 64.. Botón de Entrar a la interfaz de inicio.	232
Figura 65 Botón de índice.....	233
Figura 66. Botón de Cerrar	233
Figura 67. Botón de Sonido.	234
Figura 68. Botón de menú anterior.	234
Figura 69. Botón de pestaña deslizante.....	235

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Consideración de la profundidad	67
Tabla 2. Diferentes casos para EBM	171
Tabla 3. Ecuación de ARPS para los tres tipos de curvas	202

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXOS A	240
ANEXO A-1. Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito (Van Everdingen y Hurst W_{eD})	240
ANEXO A-2. Influjo de agua adimensional W_{eD} para varios valores de $r_e/r_R - r_a/r_e$ (Van Everdingen y Hurst W_{eD})	243
ANEXO B	245
ANEXO B - 1. Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito	245
ANEXO B - 2. Influjo de agua adimensional W_{eD} para $r'_D= 4$	261
ANEXO B - 3. Influjo de agua adimensional W_{eD} para $r'_D= 6$	262
ANEXO B - 4. Influjo de agua adimensional W_{eD} para $r'_D= 8$	263
ANEXO B - 5. Influjo de agua adimensional W_{eD} para $r'_D= 10$	264
ANEXO C. Standing and Katz compressibility factors chart	266

RESUMEN

TITULO: HERRAMIENTA MULTIMEDIA PARA EL ESTUDIO DE LA ASIGNATURA INGENIERÍA DE YACIMIENTOS DEL PROGRAMA ACADÉMICO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS*.

**AUTORAS: CAROLINA FLÓREZ NOVOA
IVONN SANDOVAL MEJIA****

PALABRAS CLAVE: Ingeniería, yacimientos, enseñanza, innovación, competencias, herramienta, multimedia.

DESCRIPCION

Este proyecto fue realizado con el fin de potencializar la enseñanza de la asignatura “*Ingeniería de Yacimientos*”, mediante técnicas computacionales como un soporte al aprendizaje convencional y tradicional. Con este método de enseñanza se pretende dar apoyo a los estudiantes universitarios que hoy por hoy tienen que manejar herramientas y programas computacionales que día a día van cambiando de acuerdo a las nuevas tecnologías de información y comunicación que exigen una transformación en la investigación de las Universidades. Esta herramienta exclusiva para Ingeniería de petróleo fue pensada y proyectada para que el estudiante navegue de una manera didáctica, amigable al usuario, con esquemas cognitivos capaces de desarrollar en el estudiante competencias y destrezas ante el panorama cambiante en escenarios donde se desarrollan investigaciones.

Con esta herramienta, los estudiantes de ingeniería de petróleo pueden desarrollar competencias en regímenes de presiones, propiedades interrelacionadas roca-fluido, propiedades PVT, determinación de reservas por métodos volumétricos y balance de materia, intrusión de agua y curvas de declinación.

Para la realización de este trabajo de grado, se hizo una revisión bibliográfica donde la primordial fuente de información fueron las Bases de Datos especializadas en Ingeniería de Petróleos como AAPG JOURNALS - The American Association of Petroleum Geologists y multidisciplinarias como SCIENCE@DIRECT/ELSEVIER, PROQUEST, EBSCO HOST, SCOPUS, SPRINGER, WEB OF SCIENCE, entre otras, reconocidas a nivel mundial.

Para el desarrollo de este documento se trabajaron tres secciones que se componen: Primero de una sección que incluye todo lo referente a las TIC (Tecnologías de Información y Comunicación) como piedra angular de este trabajo. La segunda sección se basa en recopilación de toda la información del tema de Ingeniería de Yacimientos. La tercera sección contiene el manual de usuario con la finalidad de brindar al usuario una guía necesaria que facilite la navegación en la herramienta multimedia.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. Ing. Helena Margarita Ribón

ABSTRACT

TITLE: MULTIMEDIA TOOL FOR THE STUDY OF RESERVOIR ENGINEERING COURSE ACADEMIC PROGRAM PETROLEUM ENGINEERING*.

**AUTHORS CAROLINA FLÓREZ NOVOA
 IVONN MEJIA SANDOVAL****

KEYWORDS: Engineering, Reservoirs, Education, Innovation, Competencies-Skills, Tools, Multimedia.

DESCRIPTION:

This project was conducted in order to potentiate the teaching of the subject "Reservoir Engineering", using computational techniques such as a support to conventional and traditional learning. With this method of teaching is intended to give support to students that today they are handling tools and computer programs that day to day will change according to the new information and communication technologies that require a transformation in the investigation of the universities. This unique tool for petroleum engineering it was conceived and planned for the student navigate as a didactic way, user-friendly, with cognitive schemata able to develop in the student abilities and skills in the changing landscape in scenarios where is carrying out researches. With this tool, the students can develop petroleum engineering competencies in pressure regimes, rock-fluid properties interrelated, PVT properties, determination of reserves by volumetric methods and material balance, water intrusion and decline curves.

In this work of degree a literature review was made where the primary source of information were the specialized databases in petroleum engineering as AAPG JOURNALS - The American Association of Petroleum Geologists and multidisciplinary SCIENCE@DIRECT/ELSEVIER , PROQUEST, EBSCO HOST, SCOPUS, Springer, WEB OF SCIENCE, among others, recognized at the global level.

For the development of this document are worked three sections that consist of: first in a section that includes everything related to ICT (Information and Communication Technologies) as a cornerstone of this work. The second section is based on the collection of all the information on the topic of reservoir engineering. The third section contains the user manual with the purpose of offering the user a necessary guide to facilitate the navigation in the multimedia tool.

* Project of grade

** Physicochemical Engineering Faculty. School of Petroleum Engineering. Director. Ing. Helena Margarita Ribón

INTRODUCCIÓN

Este proyecto es desarrollado con el fin de potencializar la enseñanza por medio de técnicas computacionales que sirven de soporte a la enseñanza convencional mediante prácticas tecnológicas alternadas consolidadas en una herramienta multimedia didáctica pedagógica que pretende afianzar el entendimiento de la asignatura de ingeniería de yacimientos, culminando así en un conocimiento integral y convirtiéndose a su vez en una guía de apoyo tanto para el proceso de estudio de los estudiantes de ingeniería de petróleos como para el docente en su labor de enseñanza.

El presente documento se compone de tres secciones principales, la primera sección incluye todo lo referente a las TIC (Tecnologías de Información y Comunicación) como piedra angular de este trabajo. La segunda sección se basa en la recopilación de información de varios libros y artículos relacionados con el tema de Ingeniería de Yacimientos con la finalidad de desarrollar una herramienta guía que incluya el contenido recopilado y satisfaga los objetivos del curso de pregrado y la tercera sección que representa el manual de usuario con la finalidad de brindar al usuario una guía clara y necesaria que facilite la navegación.

La segunda sección a su vez se subdivide en siete capítulos. El capítulo uno presenta una revisión de los conceptos del sistema de clasificación (mundialmente conocido como PRMS) para todos los recursos petrolíferos. El capítulo dos se centra en el hábitat del yacimiento y algunas características geológicas que definen los yacimientos de hidrocarburos. El capítulo tres se centra en la evolución del proceso dinámico y multidisciplinario que implica el estudio de un yacimiento.

El capítulo cuatro se centra en la comprensión y definición de las propiedades físicas del medio poroso, la ley de Darcy¹ y propiedades inherentes a la roca y fluido, presión capilar, entre otras. Al igual que la clasificación de los yacimientos de acuerdo al estado de los fluidos. El capítulo cinco se enfoca en los conceptos de evaluación de reservas de gas y petróleos mediante el método volumétrico y el método de balance de materia. En él, se desglosará la ecuación de balance de materia y se estudiará la liberalización de dicha ecuación. El capítulo seis es referente a la intrusión de agua y mantenimiento de la presión, además a las técnicas de predicción del comportamiento y recobro final de un yacimiento de petróleo mediante los modelos matemáticos de estado estable e inestable. Finalmente el capítulo siete introduce a las bases teóricas y graficas de las curvas de declinación.

¹ Darcy¹, AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. THIRD EDITION. United States. 2006.

1. EDUCACIÓN VIRTUAL²

La educación virtual es una oportunidad y forma de aprendizaje que se acopla al tiempo, espacio y necesidad del estudiante. La educación virtual facilita el manejo de la información y de los contenidos del tema que se desea tratar y está mediada por las tecnologías de la información y la comunicación las TIC - que proporcionan herramientas de aprendizaje más estimulantes y motivadoras que las tradicionales.

1.1 PRINCIPIOS DE LA EDUCACIÓN VIRTUAL

1.1.1 Características de la educación virtual

- Es oportuno para datos, textos, gráficos, sonido, voz, animaciones, videos e interactividad.
- Es económico porque no es necesario desplazarse hasta la presencia del docente o hasta el centro educativo.
- Es innovador según la motivación de nuevos escenarios de aprendizaje.
- Es motivador en el aprendizaje, ya que se sale del aula de clases convencional.
- Es actual porque permite conocer las últimas novedades a través de Internet y sistemas de información.

1.1.2 Aspectos positivos para los educandos:

- Poder adaptar el estudio al horario personal.
- Poder realizar participaciones de forma meditada gracias a la posibilidad de trabajar offline.
- El alumno tiene un papel activo.

² www.cibersociedad.net

- Todos los alumnos tienen acceso a la enseñanza, no son perjudicados aquellos que no pueden acudir periódicamente a clases por diferentes motivos.
- Mejora de la calidad de aprendizaje.
- Optimización del aprendizaje significativo: al mismo tiempo asimila otro tipo de aprendizajes.
- Ahorro de tiempo y dinero.
- El estudiante es protagonista y responsable de su propio proceso formativo.
- El estudiante recibe una instrucción más personalizada.

1.1.3 Aspectos positivos a nivel institucional:

- Permite a la universidad ofertar formación a las empresas sin los añadidos que suponen los desplazamientos, alojamientos y viáticos de los educadores.
- Permite ampliar su oferta de formación a aquellas personas que no pueden acceder a las clases presenciales.
- Mejora de la eficiencia en la institución educativa debido al avance tecnológico.

1.1.3.1 Aspectos negativos:

- El acceso desigual en la población.
- Fallas técnicas que pueden interrumpir las clases.
- Falta de estandarización de las computadoras y multimedia.
- Falta de programas en cantidad y calidad en lengua castellana, aunque existan muchos en lengua inglesa.
- Puede ser lenta y por lo tanto desmotivar.
- No se ofrece el mismo contacto persona a persona así como las clases presenciales.
- Se requiere un esfuerzo de mayor responsabilidad y disciplina por parte del estudiante.

- No todo se puede aprender a través de Internet.

1.1.4 Rol del profesor en la enseñanza virtual. Al igual que sucede en la presencialidad, el profesor debe realizar aquellas actividades que exige una buena planeación académica tales como: definición de objetivos, preparación de los contenidos, selección de una metodología apropiada, elaboración de un plan de evaluación; hasta aquí, las actividades del profesor en la virtualidad no difieren en absoluto del profesor presencial. Sin embargo cuando el medio disponible para la interacción profesor-alumno son las TIC que no permiten una interacción física, el profesor debe desarrollar además nuevas habilidades tales como:

- Capacidad de interactuar con diseñadores gráficos y programadores de sistemas que apoyarán el montaje y rodaje del curso.
- Conocimientos y habilidades en el manejo de las TIC: internet, correo electrónico, foros, chat, grupos de discusión y búsqueda de información en bases de datos electrónicas.
- Conocer y poner en práctica estrategias metodológicas que estimulen la participación de los estudiantes.
- Mantener una comunicación fluida y dinámica con los estudiantes a través de medios sincrónicos o asincrónicos de comunicación.
- Conocer y emplear metodologías que propicien el trabajo colaborativo de grupo.

1.1.5 Rol del estudiante en la enseñanza virtual. El estudiante que participa en un programa de educación virtual también debe desarrollar ciertas habilidades especiales que le permitan sacar el máximo provecho de las estrategias educativas definidas por su profesor:

- Desarrollar con base en la motivación un alto nivel de autonomía que le permita además de seguir las indicaciones del curso y obtener así el aprendizaje derivado de ellas, ir más allá a través de la búsqueda de nueva información y la elaboración de procesos avanzados de aprendizaje basados en el análisis, la síntesis y la experimentación.
- Al igual que el profesor el estudiante debe tener habilidades y conocimientos suficientes en el manejo de las TIC.
- Capacidad para relacionarse con su compañeros para la elaboración de proyectos de trabajo colaborativo.
- Tener una alta disciplina en el manejo del tiempo para garantizar así el cumplimiento de los objetivos educativos propuestos y dar cumplimiento al cronograma definido por su profesor.

1.1.6 Papel de la tecnología en la educación:

- Auxiliar a los estudiantes a escribir y calcular.
- Guiar a los estudiantes.
- Facilitar la adquisición de los recursos educativos desde ubicaciones remotas.
- Ayudar a los profesores en la evaluación del progreso del estudiante y la administración de la instrucción.
- Fomentar la colaboración entre estudiantes y profesores.

1.1.6.1 Impacto de las computadoras en los estudiantes:

- Aprenden más en las clases en que reciben instrucción basada en computadoras.
- Aprenden las lecciones en menos tiempo con instrucción basada en computadoras.

- A los estudiantes les gustan más las clases cuando reciben ayuda de las computadoras.
- Desarrollan más actitudes positivas hacia las computadoras cuando reciben ayuda de ellas en el estudio.

1.2 PEDAGOGÍA

Ciencia de carácter psicosocial que se ocupa de la educación y la enseñanza. Tiene como objetivo proporcionar guías para planificar, ejecutar y evaluar procesos de enseñanza y aprendizaje.

"Hay que saber distinguir que la pedagogía es la ciencia que estudia la educación mientras que la didáctica es la disciplina o conjunto de técnicas que facilitan el aprendizaje y es una disciplina de la pedagogía"³.

1.2.1 Sistemas evaluativos. La evaluación puede conceptualizarse como un proceso dinámico, continuo y sistemático acompañado de un sistema de recolección y análisis de información que retroalimenta los procesos de toma de decisiones enfocado hacia los cambios de las conductas y rendimientos mediante el cual se verifica los logros adquiridos en función de los objetivos propuestos. La evaluación adquiere sentido en la medida que comprueba la eficacia y posibilita el perfeccionamiento de la acción docente lo que conlleva a un elemento clave de la concepción actual de la evaluación: no evaluar por evaluar sino para mejorar los programas, la organización de las tareas y la transferencia a una más eficiente selección metodológica⁴.

³ BRICEÑO, Diana Carolina; JARAMILLO, Johana Andrea. Herramienta Multimedia para el Estudio y Diseño de Métodos de Producción en la Industria de los Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2011. Pág. 39.

⁴ <http://www.chasque.apc.org/gamolnar/evaluación%20educativa/evaluacion.01.html>

La evaluación es hoy quizá uno de los temas con mayor protagonismo del ámbito educativo y no porque se trate de un tema nuevo en absoluto sino porque administradores, educadores, padres, alumnos y toda la sociedad en su conjunto son más conscientes de la importancia y las repercusiones del hecho de evaluar o de ser evaluado para alcanzar una calidad educativa aprovechando adecuadamente los recursos, el tiempo y los esfuerzos. La evaluación se puede agrupar en diferentes objetivos y funciones enumeradas en tres grandes categorías⁵.

- **Evaluación predictiva o inicial (Diagnóstica)**

Se realiza para predecir un rendimiento o para determinar el nivel de aptitud previo al proceso educativo. Busca determinar cuáles son las características del alumno previo al desarrollo del programa con el objetivo de ubicarlo en su nivel, clasificarlo y adecuar individualmente el nivel de partida del proceso educativo.

- **Evaluación formativa**

Se realiza al finalizar cada tarea de aprendizaje y tiene por objetivo identificar los logros obtenidos y eventualmente advertir donde y en qué nivel existen dificultades de aprendizaje, permitiendo la búsqueda de nuevas estrategias educativas más exitosas.

- **Evaluación sumativa**

Es realizada después de un período de aprendizaje y su objetivo es calificar en función de un rendimiento, otorgar una certificación y determinar el nivel alcanzado.

⁵<http://www.oposicionesprofesores.com/biblio/docueduc/LA%20EVALUACI%D3N%20EDUCATIVA.pdf>

En el proceso de evaluación educativa se pueden fijar cuatro tipos de evaluación:

- Evaluación de contexto – necesidades.
- Evaluación de diseño – programación.
- Evaluación de proceso – desarrollo.
- Evaluación de resultados - producto.

1.3 DISEÑO Y COMUNICACIÓN VISUAL

La comunicación visual es un proceso de elaboración, difusión y recepción de mensajes visuales. En ella influyen: el emisor, el receptor, el mensaje, el código, el medio o canal y el referente. Es un medio de transmisión de mensajes estructurados.

Cuando se habla de comunicación visual no se puede limitar a un único tema, ya que el concepto comunicación visual puede ser tratado desde varias perspectivas. En este proceso intervienen los siguientes conceptos claves:

1.3.1 Interfaz gráfica de usuario GUI. La interfaz gráfica de usuario conocida también como GUI⁶ (*Graphical User Interface*) es un programa informático que actúa de interfaz de usuario, utilizando un conjunto de imágenes y objetos gráficos para representar la información y acciones disponibles en la interfaz. Su principal uso consiste en proporcionar un entorno visual sencillo para permitir la comunicación con el sistema operativo de una máquina o computador.

Habitualmente las acciones se realizan mediante manipulación directa para facilitar la interacción del usuario con la computadora.

⁶ AGUILAR, Joel. *Materiales Interactivos Asistidos por la Computadora*. Santafé de Bogotá: Uniandes. (1997).

En el contexto del proceso de interacción persona-ordenador, la interfaz gráfica de usuario es el artefacto tecnológico de un sistema interactivo que posibilita a través del uso y la representación del lenguaje visual, una interacción amigable con un sistema informático.

1.4 ARQUITECTURA DE LA INFORMACIÓN (AI)

Es la disciplina y arte encargada del estudio, análisis, organización, disposición y estructuración de la información en espacios de información y de la selección y presentación de los datos en los sistemas de información interactivos y no interactivos.

Se define como:

- El diseño estructural en entornos de información compartida.
- El arte y la ciencia de organizar y rotular sitios web, intranets, comunidades en línea y software para promover la usabilidad y la ubicabilidad.
- Una comunidad emergente orientada a aplicar los principios del diseño y la arquitectura en el entorno digital.

La arquitectura de la Información trata indistintamente del diseño de: sitios web, material multimedia, interfaces de dispositivos móviles, CD interactivos, videoclips digitales, entre otros.

Su principal objetivo es facilitar al máximo los procesos de comprensión y asimilación de la información así como las tareas que ejecutan los usuarios en un espacio de información definido.

La "arquitectura de la información" es un proceso iterativo, transversal que se da a lo largo de todo el diseño del material y en cada una de sus fases para asegurarse de que los objetivos de su producción y del desarrollo de la interfaz se cumplen de manera efectiva.

Con el fin de que la asimilación de contenidos por parte del usuario sea eficiente y efectiva durante el desarrollo se debe definir:

- El objeto, propósito y fines del sistema de información o sitio.
- La definición del público objetivo y los estudios de la audiencia.
- La realización de análisis competitivos.
- El diseño de la interacción.
- El diseño de la navegación, esquemas de organización y temario de los contenidos.
- El etiquetado o rotulado de los contenidos para acceder a la información.
- La planificación, gestión y desarrollo de contenidos.
- La facilidad de búsqueda y el diseño de la interfaz de búsqueda.
- La usabilidad.
- La accesibilidad.

1.4.1 La experiencia de usuario. Se entiende por experiencia del usuario el conjunto de factores y elementos que determinan la interacción satisfactoria del usuario con un entorno o dispositivo concretos siendo capaces de generar en él un conjunto de emociones positivas sobre el medio y su uso.

1.5 TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN (TIC)

Se denominan tecnologías de la información y las comunicaciones (TIC) al conjunto de tecnologías que permiten la adquisición, producción, almacenamiento, tratamiento, comunicación, registro y presentación de información en forma de voz, imágenes y datos contenidos en señales de naturaleza acústica, óptica o electromagnética. Las TIC incluyen la electrónica como tecnología base que soporta el desarrollo de las telecomunicaciones, la informática y lo audiovisual.

"Las TIC tienen sus orígenes en las llamadas tecnologías de la información, un concepto que apareció en los años 70 y que se refiere a las tecnologías para el proceso de la información. Su desarrollo ha permitido llevar la globalidad al mundo de la comunicación facilitando la interacción entre personas e instituciones a nivel mundial eliminando las barreras físicas como el tiempo y el espacio"⁷.

"Las tecnologías de información y comunicación (TIC) son un término que se utiliza actualmente para hacer referencia a una amplia gama de servicios, aplicaciones y tecnologías que utilizan diversos tipos de equipos y de programas informáticos y que a menudo se transmiten a través de las redes de telecomunicaciones"⁸.

Dentro de las TIC se encuentran los CD interactivos, CD-ROM multimedia y sitios web que son las plataformas relacionadas con el presente proyecto.

⁷ BRICEÑO, Diana Carolina; JARAMILLO, Johana Andrea. Herramienta Multimedia para el Estudio y Diseño de Métodos de Producción en la Industria de los Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2011. Pág. 22.

⁸ COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS, Comunicación de la comisión al consejo y al parlamento europeo. Tecnologías de la información y de la comunicación en el ámbito del desarrollo. El papel de las Tic en la política comunitaria de desarrollo. Bruselas, 14.12.2001

“Es necesario especificar el campo en el que se trabajan las tecnologías de información y comunicación ya que el enfoque que se le puede dar a su definición variará de acuerdo al mismo. Las TIC no se pueden implementar de la misma forma en el campo de las telecomunicaciones por ejemplo a como se trabajaría en un entorno educativo pues a pesar de que existan similitudes tanto en las herramientas implementadas como en las aplicaciones y servicios existirán diferentes metodologías de implementación y adaptación de las tecnologías hacia el fin que se desea buscar. En este caso cabe aclarar que una de las diferencias más importantes yace en que en la educación las TIC no hacen referencia a la tecnología como un instrumento sino a la aplicación que se da a esta para obtener mejores resultados en el estudio de una asignatura determinada”⁹.

Las aplicaciones o programas multimedia han sido desarrollados como una interfaz amigable y sencilla de comunicación para facilitar el acceso a todos los usuarios. Una de las características más importantes de estos entornos es "La interactividad". Es posiblemente la característica más significativa. A diferencia de las tecnologías más clásicas (TV, radio) que permiten una interacción unidireccional de un emisor a una masa de espectadores pasivos, el uso del ordenador interconectado mediante las redes digitales de comunicación proporciona una comunicación bidireccional (sincrónica y asincrónica), persona-persona y persona- grupo.

1.5.1 Clasificación de las TIC tomando en cuenta tipos de medio y enfoques educativos¹⁰. El uso de las TIC está muy ligado al enfoque educativo que se quiera usar así como las características fundamentales de los distintos tipos de medios y el nivel de cultura informática que pueden tener los participantes en el proceso.

⁹ GONZÁLEZ, Christian Leonardo; VANEGAS, Daniel Andrés. Herramienta Multimedia para el Estudio del Área de Perforación de Pozos en el Programa Académico de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2010. Pág. 20.

¹⁰ http://www.colombiaaprende.edu.co/html/investigadores/1609/articles-73523_archivo.pdf

Existen dos tipos de enfoques educativos:

- **algorítmico:** Centrado en el que enseña, sigue reglas para una efectiva transmisión desde el que sabe hacia los que desean aprender.
- **Heurístico:** Centrado en el que aprende, sigue principios que orientan la construcción individual o colaborativa del conocimiento.

1.5.2 Características de las TIC. Las tecnologías de información y comunicación tienen las siguientes características principales:

- Son de carácter innovador y creativo pues dan acceso a nuevas formas de comunicación.
- Tienen mayor influencia y beneficia en mayor proporción al área educativa ya que la hace más accesible y dinámica.
- Son considerados temas de debate público y político pues su utilización implica un futuro prometedor.
- Se relacionan con mayor frecuencia con el uso del internet y la informática.
- Afectan numerosos ámbitos de las ciencias humanas como la sociología, la teoría de las organizaciones o la gestión.
- Resultan un gran alivio económico aunque en el tiempo de adquisición resulte una fuerte inversión.

Los beneficios de esta revolución no están distribuidos de manera equitativa además de la falta de privacidad y aislamiento.

1.5.3 Aportes de las TIC:

- Fácil acceso a una gran fuente de información.
- Procesamiento rápido y fiable de todo tipo de datos.
- Canales de comunicación inmediatos.
- Capacidad de almacenamiento.
- Automatización de trabajos.
- Interactividad.
- Digitalización de toda la información.

1.5.4 Multimedia. La multimedia consiste en el uso de diversos tipos de medios para transmitir, administrar o presentar información. Estos medios pueden ser texto, gráficas, audio y video, entre otros. Cuando se usa el término en el ámbito de computación se refiere al uso de software y hardware para almacenar y presentar contenidos generalmente usando una combinación de texto, fotografías, ilustraciones, videos y audio. En realidad estas aplicaciones tecnológicas son la verdadera novedad al respecto y lo que ha popularizado el término ya que como se puede inferir la multimedia está presente en casi todas las formas de comunicación humana.

1.5.4.1 Tipos de información multimedia:

- Texto: Sin formatear, formateado, lineal e hipertexto.
- Gráficos: Utilizados para representar esquemas, planos, dibujos lineales, etc.
- Imágenes: Son documentos formados por píxeles. Pueden generarse por copia del entorno (escaneado, fotografía digital) y tienden a ser ficheros muy voluminosos.
- Animación: Presentación de un número de gráficos por segundo que genera en el observador la sensación de movimiento.

- **Vídeo:** Presentación de un número de imágenes por segundo que crean en el observador la sensación de movimiento. Pueden ser sintetizadas o captadas.
- **Sonido:** Puede ser habla, música u otros sonidos.

1.5.4.2 Tipos de Multimedia: Los diferentes tipos de multimedia se pueden clasificar de acuerdo a la finalidad de la información o también al medio en el cual serán publicadas.

- Multimedia publicitaria.
- Multimedia comercial.
- Multimedia informativa.
- Multimedia educativa.

1.5.4.3 Herramientas de desarrollo multimedia: Ciertas herramientas de programación están diseñadas para administrar los elementos de multimedia individualmente. Además de proporcionar un método para que los usuarios interactúen con el proyecto, la mayoría de las herramientas de desarrollo de multimedia ofrecen facilidades para crear y editar texto e imágenes y tienen extensiones para controlar la reproducción de video, control de sonido e imagen y actuar con los periféricos relacionados. El conjunto de lo que se produce y la forma de presentarlo al observador es la interfaz. El equipo y los programas que rigen los límites de lo que puede ocurrir es la plataforma o ambiente multimedia. Existen una amplia gama de herramientas de desarrollo cuya aplicación depende de factores como el tipo de información y plataformas, entre otras.

- **CD-ROM**

Los materiales multimedia requieren grandes cantidades de memoria digital cuando se almacenan los ficheros y librerías que conforman una herramienta multimedia o de un gran ancho de banda cuando se distribuye por cables o fibra óptica en una red.

Durante los últimos años el CD - ROM surge como el remedio de distribución más económico para proyectos de multimedia: un disco CD - ROM puede producirse en masa a muy bajo precio y puede contener vídeo de pantalla completa de excelente calidad o puede contener mezclas únicas de imágenes, sonidos, textos, video y animación controladas por un programa de autor para proporcionar interacción ilimitada a los usuarios.

- **Internet**

Internet es un conjunto descentralizado de redes de comunicación interconectadas que utilizan la familia de protocolos TCP/IP garantizando que las redes físicas heterogéneas que la componen funcionen como una red lógica única de alcance mundial.

Uno de los servicios que más éxito ha tenido en Internet ha sido la World Wide Web (WWW, o "la Web") hasta tal punto que es habitual la confusión entre ambos términos. La WWW es un conjunto de protocolos que permite de forma sencilla la consulta remota de archivos de hipertexto. Ésta fue desarrollada posteriormente (1990) y utiliza internet como medio de transmisión.

Existen por tanto muchos otros servicios y protocolos en Internet aparte de la Web: el envío de correo electrónico, la transmisión de archivos, las conversaciones en línea, la mensajería instantánea, la transmisión de contenido y la comunicación multimedia, la telefonía, la televisión, los boletines electrónicos, el acceso remoto a otros dispositivos, los juegos en línea, la educación virtual, entre otros.

Actualmente el aumento en la capacidad y velocidad de transmisión permite compartir información de tipo multimedia a través de internet. Permitiendo el acceso casi universal al contenido.

2. INGENIERIA DE YACIMIENTOS

2.1 CLASIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS.¹¹

En 1997 la Society of Petroleum Engineers (SPE)¹² y la World Petroleum Council (WPC) desarrollaron mancomunadamente un sistema de clasificación (mundialmente conocido como PRMS) para todos los recursos petrolíferos con el objetivo de unificar estas definiciones y el sistema relacionado de clasificación dentro de la industria petrolera. En el 2000 se incorpora la American Association of Petroleum Geologists (AAPG)¹³ al proyecto original y en el 2007 la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE)¹⁴. Este libro se basa en las directrices del 2011, al que también se ha integrado la Society of Exploration Geophysicists (SEG).

El uso de un sistema uniforme de clasificación mejora las comparaciones entre proyectos, grupos de proyectos y las carteras de compañías de acuerdo a los pronósticos de los perfiles de producción y recuperación.

Es importante establecer que los recursos petrolíferos son cantidades estimables de hidrocarburos que ocurren naturalmente sobre o dentro de la corteza terrestre; que las evaluaciones de recursos estiman las cantidades totales en acumulaciones conocidas o por descubrir y se enfocan en aquellas cantidades potencialmente recuperables y comercializables y que el sistema de gestión de recursos petrolíferos provee una metodología uniforme en la estimación de petróleo además de una evaluación de desarrollo de proyectos y la presentación de los resultados dentro de un marco exhaustivo de clasificación.

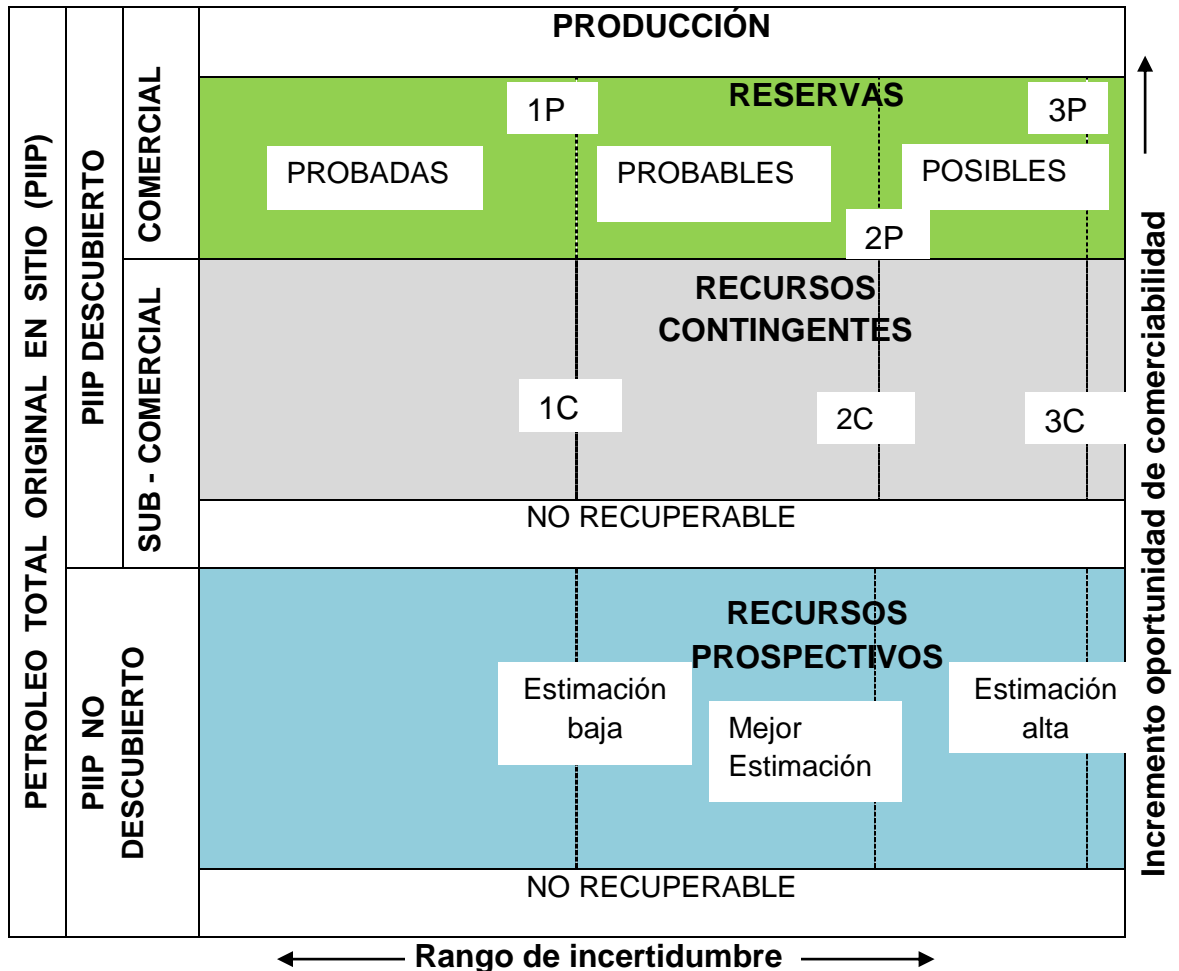
¹¹ Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. Auspiciado por SPE, AAPG, WPC, SPEE y SEG. 2011.

¹² *Ibíd.*, p.30

¹³ AAPG JOURNALS - The American Association of Petroleum Geologists

¹⁴ *Ibíd.*, p. 30

Figura 1. Marco de clasificación de recursos



Fuente: Traducido de SPE-PRMS. Auspiciado por SPE, AAPG, WPC, SPEE y SEG. 2011. Pág. 7.

(1P:Relativo a las reservas probadas; denota escenario de estimación baja de las reservas. 2P:Equivalente a la suma de las reservas probadas más las reservas probables; denota el escenario de estimación media de las reservas. 3P: Equivalente a la suma de las reservas probadas más las reservas posibles; denota escenario de estimación alta de reservas. 1C: Denota escenario de estimación baja de los recursos contingentes. 2C: Denota escenario de estimación media de los recursos contingentes. 3C: Denota escenario de estimación alta de los recursos contingentes).

2.1.1 Generalidades y definiciones. La estimación de recursos petrolíferos involucra la interpretación de volúmenes que cuentan con un grado inherente de incertidumbre. Estas cantidades están asociadas a proyectos de desarrollo a diferentes etapas de diseño e implementación.

- **PETRÓLEO TOTAL ORIGINALMENTE EN SITIO:** Todas aquellas cantidades estimadas de petróleo que están en la subsuperficie así como también aquellas cantidades ya producidas.
- **PETRÓLEO DESCUBIERTO ORIGINALMENTE EN SITIO:** Es la cantidad de petróleo que se estima está contenida en acumulaciones conocidas antes de iniciar su producción. Puede estar subdividido en Comercial, Sub-comercial e Irrecuperable.
- **PRODUCCIÓN:** Cantidad acumulativa de petróleo que ha sido recuperada a cierta fecha. Mientras todos los recursos recuperables son estimados y la producción se mide en términos de las especificaciones del producto de ventas, las cantidades de producción bruta (ventas más no-ventas) también son medidas y son necesarias para brindar soporte a los análisis de ingeniería basados en vaciamiento del yacimiento.

Se pueden aplicar múltiples proyectos de desarrollo a cada yacimiento conocido y cada proyecto recuperará una porción de las cantidades inicialmente in situ. Estos proyectos serán sub-divididos en comerciales y sub-comerciales con las cantidades estimadas recuperables clasificadas respectivamente como reservas y recursos contingentes, como se define a continuación:

- **RESERVAS:** Son esas cantidades de petróleo que se anticipan como comercialmente recuperables a través de la aplicación de proyectos de

desarrollo a yacimientos conocidos bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben ser descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (en la fecha de la evaluación) basado en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicado(s). Las reservas pueden además ser categorizadas de acuerdo con el nivel de certeza asociado a las estimaciones y pueden ser sub-clasificadas basándose en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción.

El método de estimación de reservas o de recursos se denomina determinista si se hace una estimación discreta basada en datos conocidos de geociencia, ingeniería y económicos. Mientras que el método de estimación de recursos se llama probabilístico cuando datos conocidos de geociencia, ingeniería y económicos se usan para generar un rango continuo de estimaciones y sus probabilidades asociadas.

Lo siguiente resume las definiciones para cada categoría de reservas en términos de tanto el enfoque determinista incremental como el enfoque de escenario; también provee los criterios de probabilidad si se aplican métodos probabilísticos.

- **RESERVAS PROBADAS:** Son aquellas cantidades de petróleo que con el análisis de datos de geociencia y de ingeniería pueden estimarse con certeza razonable serán comercialmente recuperables a partir de una determinada fecha.

Si se utilizan métodos deterministas, la intención es expresar con un alto grado de confianza una certeza razonable de que las cantidades serán recuperadas.

Si se utilizan métodos probabilísticos debería de haber por lo menos una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación.

- RESERVAS PROBABLES: Son aquellas reservas adicionales donde un análisis de los datos de geociencia y de ingeniería indican que son menos probables a ser recuperadas que las reservas probadas pero más ciertas a ser recuperadas que las reservas posibles.
- RESERVAS POSIBLES: Son aquellas reservas adicionales donde el análisis de datos de geociencia y de ingeniería sugieren que son menos probables a ser recuperadas comparadas a las reservas probables.

Cuando se utilizan los métodos probabilísticos debería de haber por lo menos una probabilidad de 10% que las cantidades recuperadas reales igualarán o superarán la estimación.

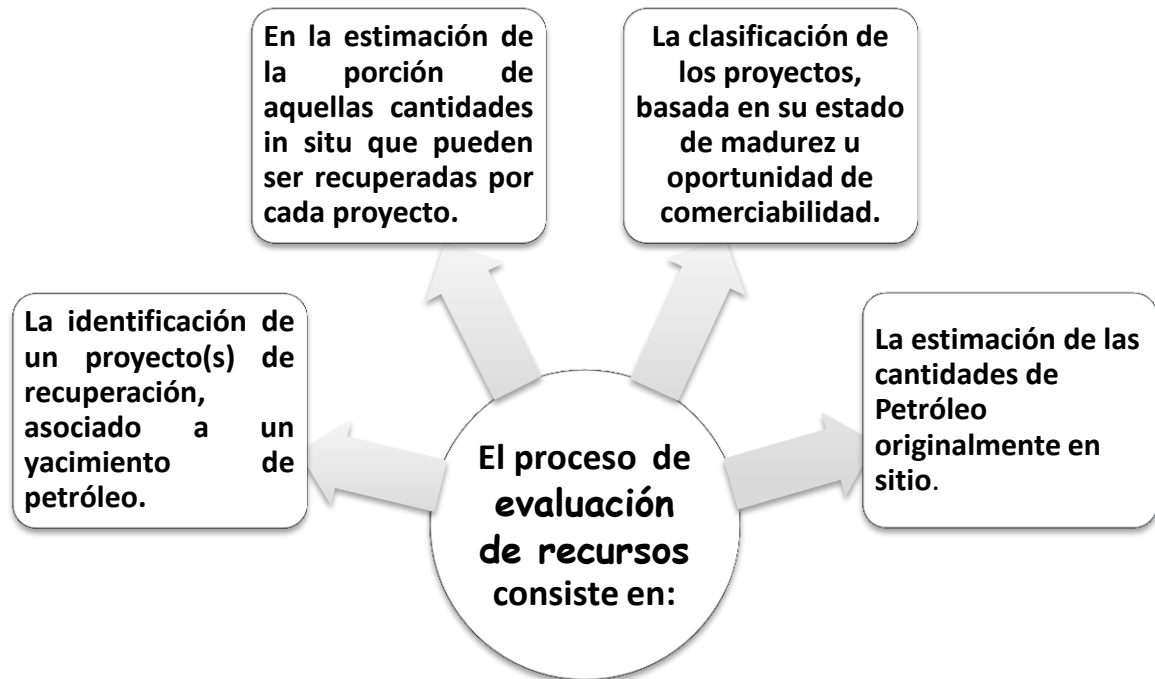
- RECURSOS CONTINGENTES: Son aquellas cantidades de petróleo que se estiman serán potencialmente recuperables en yacimientos conocidos a partir de una fecha determinada pero que el/los proyecto(s) aplicado(s) aún no se considera(n) suficientemente maduro(s) para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias. Los recursos contingentes pueden incluir por ejemplo, proyectos para cuales actualmente no existen mercados viables o donde una recuperación comercial es dependiente de tecnología aún bajo desarrollo o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar claramente la comerciabilidad. Los recursos contingentes se categorizan adicionalmente de acuerdo con el nivel de certeza asociado a las estimaciones y pueden ser sub-clasificados basado en la madurez del proyecto y/o caracterizados por su estado económico.
- PETRÓLEO NO DESCUBIERTO INICIALMENTE IN SITU: Es aquella cantidad de petróleo estimada a una determinada fecha de estar contenida dentro de acumulaciones aún a descubrir.

- **RECURSOS PROSPECTIVOS:** Son esas cantidades de petróleo que se estiman a determinada fecha serán potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de la aplicación de futuros proyectos de desarrollo. Los recursos prospectivos tienen tanto una oportunidad asociada de descubrimiento como una oportunidad de desarrollo. Además son adicionalmente subdivididos de acuerdo con el nivel de certeza asociado a las estimaciones de cantidades recuperables suponiendo su descubrimiento y desarrollo y pueden sub-clasificarse basado en la madurez del proyecto.

- **NO RECUPERABLE:** Es esa porción de petróleo descubierto o no descubierto inicialmente in situ que se estima a determinada fecha, no será recuperable con proyectos futuros de desarrollo. Una porción de estas cantidades puede llegar a ser recuperable en el futuro a medida que cambien las circunstancias comerciales u ocurran desarrollos tecnológicos; sin embargo, siempre habrá una porción remanente que nunca podrá ser recuperada debido a restricciones físicas/químicas representadas por la interacción en la sub-superficie de fluidos y las rocas del yacimiento.

2.1.2 Evaluación de recursos

Figura 2. Proceso de evaluación.



Fuente: Adaptado de Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. 2011.

Cada proyecto aplicado al desarrollo de un yacimiento específico genera una producción y un programa de flujo de caja únicos. La integración en el tiempo de estos programas llevados a límite técnico, económico o contractual del proyecto define los recursos recuperables y proyecciones del flujo de caja neto asociado a cada proyecto. Un proyecto puede clasificarse en diferentes niveles y etapas de madurez y puede incluir uno o más pozos asociados a instalaciones de producción y procesamiento.

En este contexto “*proyecto*” es el elemento principal considerado en esta clasificación de recursos y los recursos recuperables netos son las cantidades incrementales derivadas de cada proyecto.

El proyecto representa el nexo entre el yacimiento y el proceso de toma de decisiones. Un proyecto puede por ejemplo constituir el desarrollo de un yacimiento o campo también un desarrollo incremental para un campo en producción o el desarrollo integrado de varios campos y sus instalaciones asociadas con una titularidad común.

Para poder asignar recursos recuperables de cualquier tipo se debe definir un plan de desarrollo que consista en uno o más proyectos; inclusive para Recursos Prospectivos se deben definir las estimaciones de cantidades recuperables en términos de los productos de ventas que deriven de un programa de desarrollo comercial exitoso. Dadas las incertidumbres propias de una etapa temprana el programa de desarrollo no contará con el nivel de detalle propio de etapas posteriores de madurez. En la mayoría de los casos la eficiencia de recuperación suele basarse principalmente en proyectos análogos. Las cantidades in situ que en un proyecto factible no puedan definirse o no puedan ser razonablemente pronosticadas mediante el uso de tecnologías existentes son clasificadas como no recuperables.

No todos los planes de desarrollo técnicamente factibles serán comerciales. La viabilidad comercial de un proyecto de desarrollo depende de un pronóstico de las condiciones que existirán durante el período de tiempo que abarquen las actividades del proyecto. “*Condiciones*” incluyen factores tecnológicos, económicos, legales, ambientales, sociales y gubernamentales. Mientras los factores económicos pueden resumirse como un pronóstico de costos y precios de producto, las influencias subyacentes incluyen pero no quedan limitadas a condiciones del mercado, infraestructura de transporte y procesamiento, términos fiscales e impuestos.

2.1.3 Clasificación de recursos. La clasificación básica requiere el establecimiento de criterios para un descubrimiento petrolífero y a partir de allí la distinción entre proyectos comerciales y sub-comerciales en reservas probadas (y de ahí entre reservas y recursos contingentes).

2.1.3.1 Determinación del estado de descubrimiento: Un descubrimiento es un yacimiento de petróleo o una serie colectiva de acumulaciones de petróleo para el cual uno o varios pozos exploratorios han establecido a través de tests, muestreo y/o perfilaje la existencia de una cantidad significativa de hidrocarburos potencialmente movibles.

“*Significativa*” implica evidencia de una cantidad suficiente de petróleo para justificar una estimación del volumen in situ.

Las cantidades estimadas recuperables dentro de dicho yacimiento (conocido) inicialmente se clasificarán como recursos contingentes pendiente de una definición de los proyectos con una oportunidad suficiente de desarrollo comercial para reclasificar todas o una porción de las reservas. Donde se identifiquen hidrocarburos in situ pero que no se consideren recuperables al momento, dichas cantidades pueden clasificarse como descubiertas no recuperables, si se considera apropiada para propósitos de gestión de los recursos, una porción de estas cantidades puede llegar a ser recursos recuperables en el futuro a medida que las circunstancias comerciales varíen u ocurran desarrollos tecnológicos.

2.1.3.2 Criterios de Comercialibilidad: Los volúmenes recuperables descubiertos (*recursos contingentes*) pueden considerarse comercialmente producibles y por lo tanto reservas, sí existe:

- Evidencia para soportar un plazo razonable de tiempo para el desarrollo.
- Una evaluación razonable que sostenga que el futuro económico de dichos proyectos de desarrollo satisfacerán criterios definidos de inversión y operación.
- Una expectativa razonable de que habrá mercado para todas las cantidades producibles o por lo menos las cantidades esperadas de ventas requeridas para justificar el desarrollo.
- Evidencia que las instalaciones necesarias de producción y transporte están disponibles o puede llegar a estar disponibles.
- Evidencia que asuntos legales, contractuales, ambientales y otros de índole social y económica permitirán la implementación real del proyecto de recuperación que se evalúa.

Para ser clasificado como *reserva*, debe haber un alto nivel de confianza en la producibilidad comercial del yacimiento soportado por la producción real o los estudios de la formación. En ciertos casos se pueden asignar *reservas* basado en los análisis de perfiles de pozos y/o señales que puedan indicar que el yacimiento bajo estudio porta hidrocarburos o es análogo a otros yacimientos en la misma área que están produciendo o que han demostrado la capacidad de producir en el sondeo de la formación.

2.1.3.3 Estado del proyecto y riesgo comercial: Se subdivide el eje de oportunidades de comerciabilidad de acuerdo con la madurez del proyecto. Dichas sub-clases puede caracterizarse con descripciones estándares del nivel de madurez del proyecto (*cualitativas*) y/o por la oportunidad asociada de llegar al estado de producción (*cuantitativas*).

A medida que un proyecto avanza a un nivel más alto de madurez, habrá un aumento en oportunidad de que el yacimiento pueda desarrollarse comercialmente. Para recursos contingentes y prospectivos este puede adicionalmente expresarse como una estimación de oportunidad cuantitativa que incorpora dos componentes de riesgo claves:

- La oportunidad de que el yacimiento potencial resultará en el descubrimiento de petróleo. Esto se llama la “*oportunidad de descubrimiento*”.
- Una vez descubierta la oportunidad que el yacimiento se desarrolle comercialmente se llama “*oportunidad de desarrollo*”.

Por lo tanto para un yacimiento no descubierto la “*oportunidad de comerciabilidad*” es el producto de estos dos componentes de riesgo. Para un yacimiento descubierto donde la “*oportunidad de descubrimiento*” es un 100% la “*oportunidad de comerciabilidad*” llega a ser el equivalente de la “*oportunidad de desarrollo*”.

○ **Sub-Clases de proyectos de madurez**

Como se ve en la Figura 3, los proyectos de desarrollo (*y sus cantidades recuperables asociadas*) pueden ser sub-clasificados de acuerdo con los niveles de madurez del proyecto y las acciones (*decisiones comerciales*) requeridas para dirigir un proyecto hacia una producción comercial.

Figura 3. Sub-classes basado en madurez del proyecto.

PETROLEO TOTAL ORIGINAL EN SITIO (PIIP)	PIIP DESCUBIERTO	COMERCIAL	PRODUCCIÓN	Sub-classes de proyectos de madurez
			RESERVAS	En producción
				Aprobadas para desarrollo
		Justificadas para desarrollo		
		SUB - COMERCIAL	RECURSOS CONTINGENTES	Desarrollo pendiente
				Desarrollo sin clarificar o en espera
	Desarrollo no viable			
			NO RECUPERABLE	
	PIIP NO DESCUBIERTO	RECURSOS PROSPECTIVOS	Prospecto	
			Leads	
Play				
			NO RECUPERABLE	

Rango de incertidumbre

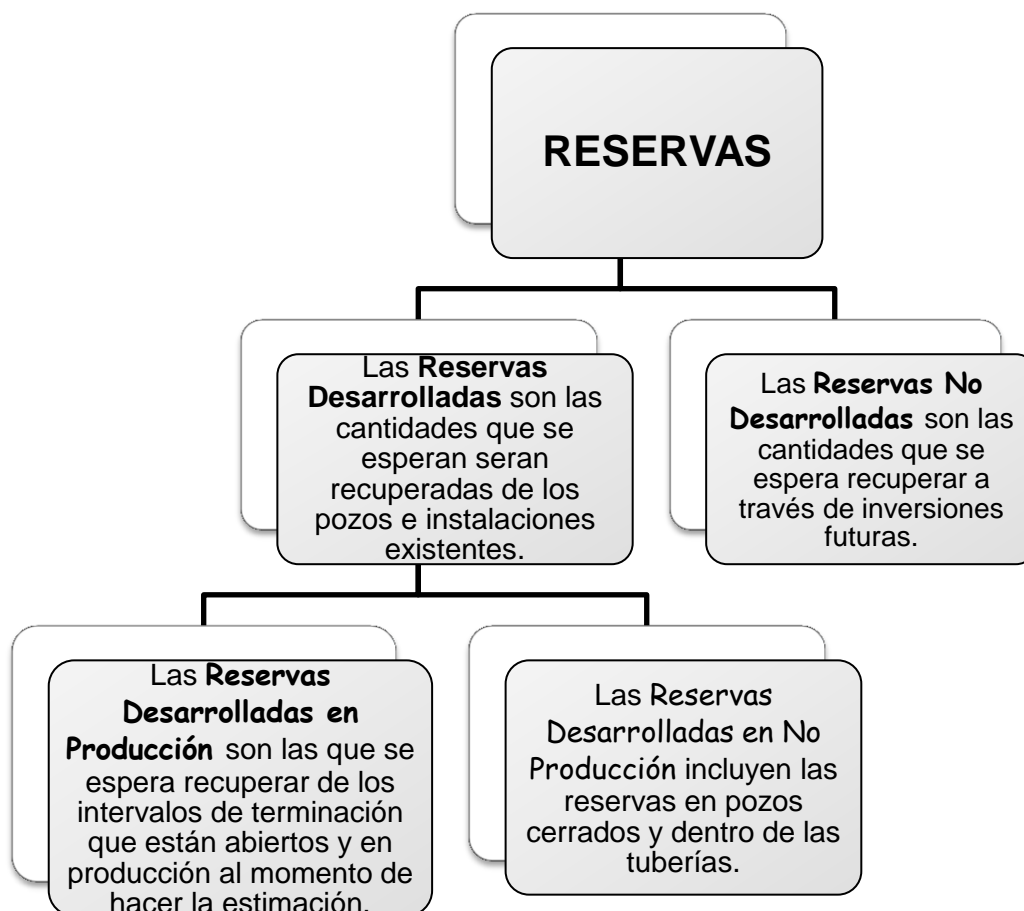
Incremento oportunidad de comerciabilidad ↑

Fuente: Traducido de Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. 2011. Pag 18.

○ **Estado de Reservas**

Una vez que los proyectos satisfacen los criterios de riesgo comercial, las cantidades asociadas son clasificadas como reservas. Estas cantidades pueden ser repartidas entre las siguientes sub-divisiones basadas en el estado del fondo del pozo y su estado operacional y de las instalaciones asociadas dentro del plan de desarrollo del yacimiento.

Figura 4. Clasificación de reservas.



Fuente: Adaptado de Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. 2011.

En caso que las reservas se mantengan no desarrolladas más allá de un tiempo razonable o se han mantenido sin desarrollo debido a repetidas postergaciones, se deberían revisar las evaluaciones para documentar los motivos de las demoras en iniciar el desarrollo y justificar la retención de estas cantidades dentro de la clase de reservas.

El estado de desarrollo y producción es de importancia significativa para la gestión del proyecto. Mientras que el estado de reservas tradicionalmente se aplica únicamente a las reservas probadas el mismo concepto de estado desarrollado y

no desarrollado basado en los fondos y el estado de operación de los pozos e instalaciones de producción dentro del proyecto de desarrollo es aplicable a través del rango completo de las categorías de incertidumbre en las reservas (*probadas, probables y posibles*).

Las cantidades pueden sub-dividirse de forma independiente de la sub-clasificación por madurez del proyecto. Las cantidades de reservas desarrolladas y/o no desarrolladas pueden identificarse por separado dentro de cada sub-clase de reservas (*En producción, aprobadas para desarrollo y justificadas para desarrollo*).

Figura 5. Sub clasificación de reservas.



Fuente: Adaptado de Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. 2011.

- o **Estado económico**

Los proyectos pueden caracterizarse adicionalmente por su *estado económico*.

Basado en suposiciones en términos de las condiciones futuras y su impacto sobre la viabilidad económica final, los proyectos actualmente clasificados como recursos contingentes puede dividirse ampliamente en dos grupos:

- Recursos contingentes marginales son aquellas cantidades asociadas con proyectos de factibilidad técnica que son económicos actualmente o que tienen una proyección de ser económicos bajo ciertas mejoras razonables en las condiciones comerciales pero no están incluidas en el desarrollo debido a una o más contingencias.
- Los recursos contingentes sub-marginales son aquellas cantidades asociadas a descubrimientos para los cuales el análisis indica que los proyectos de desarrollo técnicamente factibles no serían económicos u otras contingencias no quedarían satisfechas bajo las condiciones actuales o razonablemente pronosticadas en las condiciones comerciales. Estos proyectos de todas formas deberían retenerse dentro del inventario de recursos descubiertos pendiente de cambios importantes no previstos en las condiciones comerciales.

Donde las evaluaciones están incompletas de tal forma que es prematuro definir claramente la oportunidad final de comerciabilidad, es aceptable hacer la observación de que el estado económico está “sin determinar.”

Se puede identificar el estado económico independientemente de o aplicado en combinación con la sub-clasificación de madurez del proyecto para describir más completamente el proyecto y sus recursos asociados.

2.1.4 Categorización de recursos. El eje horizontal en la clasificación de recursos (Figura 1) define el rango de incertidumbre en las estimaciones de las cantidades de petróleo recuperable o potencialmente recuperable asociadas a un proyecto. Estas estimaciones incluyen componentes de incertidumbre tanto técnicos como comerciales, como se describe a continuación:

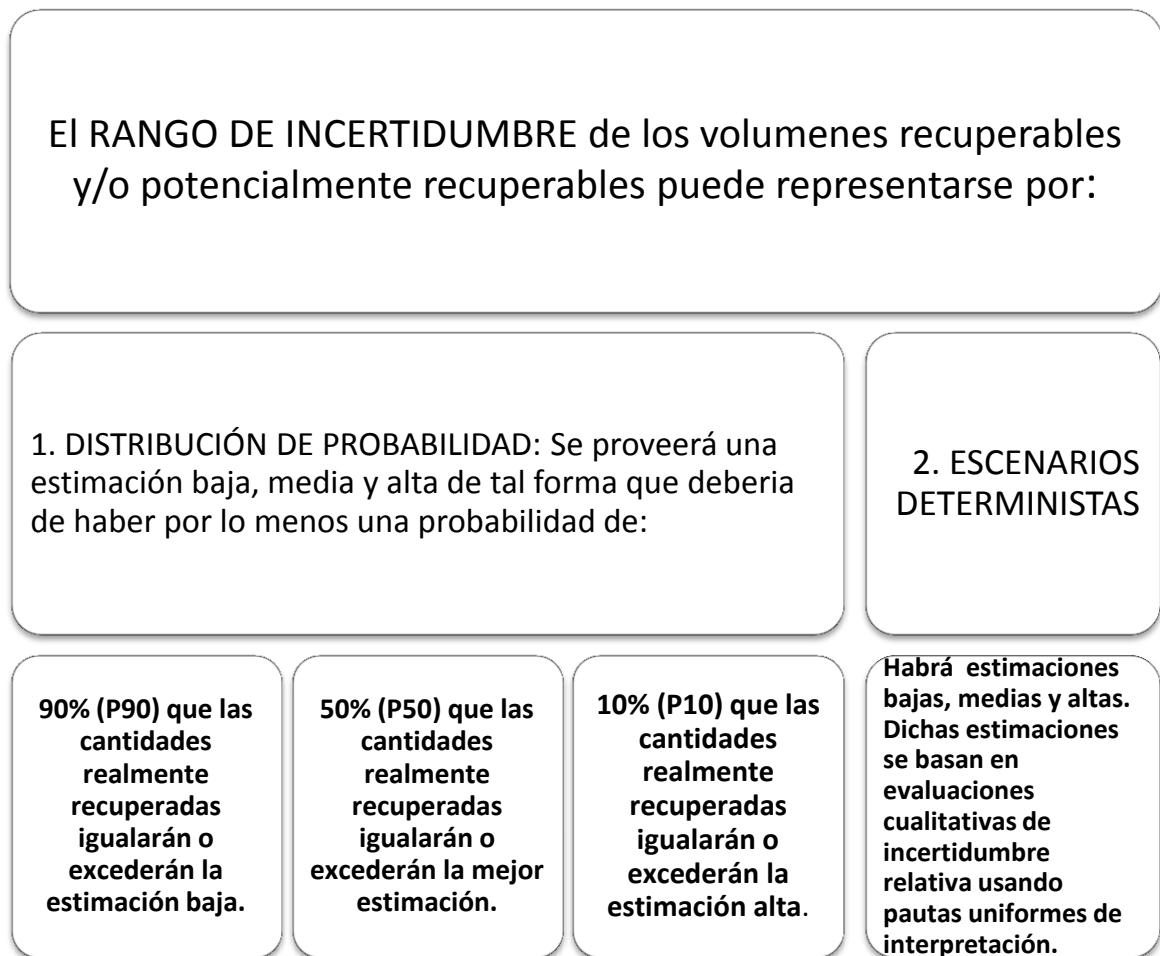
- Petróleo total remanente dentro del yacimiento (recursos in-situ).

- Variaciones en las condiciones comerciales que puedan impactar en las cantidades recuperadas y vendidas (*por ejemplo disponibilidad en el mercado, cambios contractuales*).

Donde las incertidumbres comerciales son tales que hay un riesgo significativo de que el proyecto completo (como se definió inicialmente) no procederá, se aconseja crear un proyecto separado clasificado como "recursos contingentes con una oportunidad apropiada de comerciabilidad".

- **Rango de Incertidumbre**

Figura 6. Rango de incertidumbre



Fuente: Adaptado de Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. 2011.

Estas mismas metodologías para describir incertidumbre pueden aplicarse a reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos.

Mientras haya riesgo significativo que las acumulaciones sub-comerciales y no descubiertas no logren una producción comercial es útil considerar el rango de cantidades potencialmente recuperables independiente de tal riesgo o considerando la clase de recursos donde se asignarán dichas cantidades.

2.1.5 Pautas de evaluación

2.1.5.1 Evaluaciones comerciales: Las decisiones de inversión están basadas en la visión que se haga la entidad o compañía de las condiciones comerciales futuras que pueden impactar en la factibilidad de desarrollo (*compromiso a desarrollar*) y el programa de producción y flujo de caja de los proyectos de petróleo y gas. Las condiciones comerciales incluyen pero no están limitadas a suposiciones de factores de condiciones financieras (*costos, precios, términos fiscales, impuestos*) de marketing, legales, ambientales, sociales y gubernamentales.

o Evaluaciones de recursos basadas en flujos de caja

Las evaluaciones de recursos están basadas en estimaciones de producción futura y los programas asociados de flujo de caja para cada proyecto de desarrollo. La suma de los flujos de efectivo anuales netos rinde un ingreso futuro estimado neto. Cuando los flujos de caja son descontados de acuerdo con una

tasa de descuento definida y período de tiempo definido la suma de los flujos descontados de efectivo se llama valor neto actualizado (VPN)¹⁵ del proyecto.

El cálculo reflejará:

- Las cantidades esperadas de producción proyectadas sobre períodos identificados de tiempo.
- Los costos estimados asociados con el proyecto a desarrollar, recuperar y producir las cantidades de producción en su punto de referencia, incluyendo el abandono ambiental y un reclamo de los costos imputados al proyecto basados en la visión del evaluador de los costos esperados a aplicar en períodos futuros.
- Los ingresos estimados de las cantidades de producción basados en la visión del evaluador de los precios esperados a ser aplicados a las materias primas respectivas en períodos futuros incluyendo aquella porción de los costos e ingresos acumulados por la entidad o compañía.
- Impuestos y regalías futuras proyectadas sobre la producción que se espera que la entidad abone.
- La aplicación de una tasa apropiada de descuento que razonablemente refleje el costo promedio ponderado del capital o la tasa mínima de retorno aceptable para la entidad en el momento de la evaluación.

Mientras que cada organización puede definir criterios específicos de inversión un proyecto normalmente se considera “económico” si su caso de “*mejor estimación*” tiene un valor neto actualizado positivo bajo la tasa estándar de descuento de la organización o si por lo menos cuenta con un flujo positivo no descontado de efectivo.

¹⁵ Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. Auspiciado por SPE, AAPG, WPC, SPEE y SEG. 2011.

○ **Criterios Económicos**

La evaluación económica detrás de la decisión de inversión se basa en el pronóstico razonable de la organización sobre condiciones futuras, incluyendo costos y precios que existirán durante la vida del proyecto (*caso de pronóstico*).

Dichos pronósticos se basan en cambios proyectados en las condiciones actuales. Se pueden modificar las evaluaciones para acomodar los criterios impuestos por agencias reguladoras en términos de declaraciones externas. Los criterios de presentación de informes externos pueden también especificar pautas alternativas sobre las condiciones actuales (*por ejemplo, costos y precios de fin de año*).

Puede haber circunstancias donde el proyecto satisface criterios a clasificarse como reservas usando el caso de pronóstico pero no satisface los criterios externos para “*reservas probadas*”. En estas circunstancias específicas la sociedad o compañía operadora puede registrar estimaciones sin registrar reservas probadas por separado. A medida que se incurre en costos y avanza el desarrollo la estimación se reduce pudiendo eventualmente satisfacer requerimientos externos y asignando las reservas probadas después.

○ **Límite Económico**

El límite económico es definido como la tasa de producción más allá de la cual los flujos netos de efectivo de las operaciones de un proyecto en el que puede ser un pozo individual, una concesión o yacimiento entero son negativos. Un punto en el tiempo que define la vida económica del proyecto.

Se deben basar los costos de operación en la misma clase de proyecciones usadas en los precios. Los costos de operación deben incluir únicamente aquellos costos que son incrementales para el proyecto en el cual se está calculando el límite económico. Los costos operativos deben incluir gastos fijos específicos para esa propiedad; sí estos son costos incrementales reales atribuibles al proyecto e

impuestos sobre la propiedad pero para los propósitos de calcular el límite económico deberían excluir costos de depreciación, abandono y reclamo, e impuestos a las ganancias, tanto como cualquier gasto fijo por encima de lo requerido para operar la propiedad de interés.

Los costos de operación pueden reducirse y por lo tanto extender la vida del proyecto a través de una variedad de planteamientos de reducción en costos y mejoramiento de los ingresos tales como compartir instalaciones de producción, combinando contratos de mantenimiento o las ventas de hidrocarburos no asociados.

2.1.5.2 Mediciones de la producción: En general el producto vendible como se mide de acuerdo con las especificaciones de entrega en un punto de referencia definido, provee la base para las estimaciones de recursos y cantidades de producción.

- **Punto de referencia**

Se define punto de referencia como la(s) locación(es) definida(s) en la cadena de producción donde las cantidades producidas se contabilizan o se evalúan. El punto de referencia típicamente es el punto de ventas a terceros o donde se transfiere el custodio a las operaciones aguas abajo de la entidad. La producción de ventas y la estimación de reservas normalmente se miden y se informan en términos de cantidades que cruzan este punto sobre el período de interés.

El punto de referencia puede definirse basado en reglamentos contables relevantes para asegurar que dicho punto sea igual para la medición de cantidades informadas de ventas y para el tratamiento contable de los ingresos de las ventas. Esto asegura que las cantidades de ventas son declaradas de acuerdo con sus especificaciones de entrega a un precio definido.

- **Balance de la Producción**

Se debe ajustar el estimado de reservas en el momento de la extracción de la producción. Esto puede ser un proceso contable complejo cuando la distribución de la producción entre los participantes del proyecto no está alineada con sus derechos a las reservas. Puede llegar a presentarse exceso o defecto de producción en los registros de producción de petróleo debido a la necesidad de los participantes de extraer su producción en volúmenes de cargo para ajustarse a programas disponibles de despacho como se acuerdan entre las partes. De la misma forma un desbalance en las entregas de gas puede resultar de participantes con diferentes arreglos de operación o ventas de volúmenes de gas iguales a las porciones de derechos dentro de un período dado de tiempo.

2.1.5.3 Derechos y reconocimientos de recursos: Cuando se evalúa la estimación del petróleo original total la asignación de las cantidades de ventas, costos e ingresos impacta sobre el proyecto en términos económicos y comerciales. Esta asignación es gobernada por los contratos aplicables entre los dueños de los recursos (*arrendatarios*) y contratistas (*arrendadores*) y generalmente se llama “derechos”. Para las empresas cotizadas en bolsa los reguladores de valores pueden establecer criterios relacionados con las clases y categorías que pueden ser “reconocidas” en declaraciones externas.

Los derechos deben asegurar que los recursos recuperables declarados por los accionistas suman la totalidad de los recursos recuperables o sea que no hay ni faltantes ni duplicación en el proceso de asignación de porciones.

- **Regalías**

La regalía se refiere a los pagos que se deben hacer al gobierno anfitrión o propietario (*arrendatario*) a cambio de la depleción de los yacimientos por el productor (*arrendador/contratista*) por acceder a los recursos de petróleo.

Muchos acuerdos permiten que el arrendador/contratista extraiga los volúmenes de regalía y los venda de parte del propietario de las regalías y se proceda al pago al propietario. Algunos acuerdos proveen que la regalía sea solo tomada en su tipo por el propietario de la regalía.

En cualquier caso los volúmenes de regalías deben restarse del derecho del contratista a los recursos. En algunos acuerdos las regalías que pertenecen al gobierno anfitrión son de hecho tratadas como impuestos a pagar en efectivo. En dichos casos los volúmenes equivalentes de regalías son controlados por el contratista quien puede (sujeto a pautas reglamentarias) elegir informar estos volúmenes como reservas y/o recursos contingentes con compensaciones apropiadas (aumentos en gastos operativos) para reconocer la responsabilidad financiera de la obligación sobre las regalías.

2.1.6. Estimación de cantidades recuperables. Suponiendo que los proyectos han sido clasificados de acuerdo con la madurez del proyecto, la estimación de cantidades recuperables asociadas bajo un proyecto definido y su asignación en las categorías de incertidumbre puede basarse en una combinación de procedimientos analíticos. Dichos procedimientos pueden aplicarse usando un planteamiento incremental (*basado en riesgos*) y/o un planteamiento de escenarios.

2.1.6.1 Procedimientos analíticos: Los procedimientos analíticos para estimar las cantidades recuperables entran dentro de tres amplias categorías: (a) analogías, (b) estimaciones volumétricas y (c) estimaciones basadas en desempeño que incluyen: balance de materiales, declinación en producción y otros análisis de desempeño de producción.

Normalmente se llevan a cabo evaluaciones previas al descubrimiento y tempranas en el pos-descubrimiento con datos de yacimientos análogos y estimaciones volumétricas. Después de iniciada la producción se dispone de

caudales de producción e información de presión entonces se pueden aplicar métodos basados en desempeño. Generalmente se espera una reducción en el rango de estimaciones a medida que se dispone de más información pero este no siempre es el caso.

En cada procedimiento analítico los resultados no son una simple cantidad del petróleo remanente recuperable sino un rango que refleja las incertidumbres de tanto los volúmenes in situ como de la eficiencia de recuperación del proyecto de desarrollo aplicado.

- **Analogías**

Las analogías se utilizan ampliamente en la estimación de recursos. En particular en las etapas de exploración y desarrollo cuando se encuentra limitada la información de mediciones directas. La metodología se basa en la suposición que el yacimiento análogo es comparable con el yacimiento bajo estudio en términos de las propiedades de los fluidos y de las propiedades del yacimiento que controlan la recuperación final de petróleo. Al seleccionar proyectos análogos apropiados, donde los datos de desempeño en planes comparables de desarrollo incluyendo clase de pozo, espaciamiento de los pozos y estimulación se encuentran disponibles se puede pronosticar un perfil similar de producción.

Los yacimientos análogos se definen por características que incluyen pero no quedan limitadas a profundidad aproximada, presión, temperatura, mecanismo de empuje del yacimiento, contenido original de fluido, gravedad del fluido del yacimiento, tamaño del yacimiento, espesor bruto, espesor neto, relación de neto con bruto, litología, heterogeneidad, porosidad, permeabilidad y plan de desarrollo. Los yacimientos análogos se forman bajo procesos iguales o muy similares en términos de sedimentación, diagénesis, presión, temperatura, historia química y mecánica y deformación estructural.

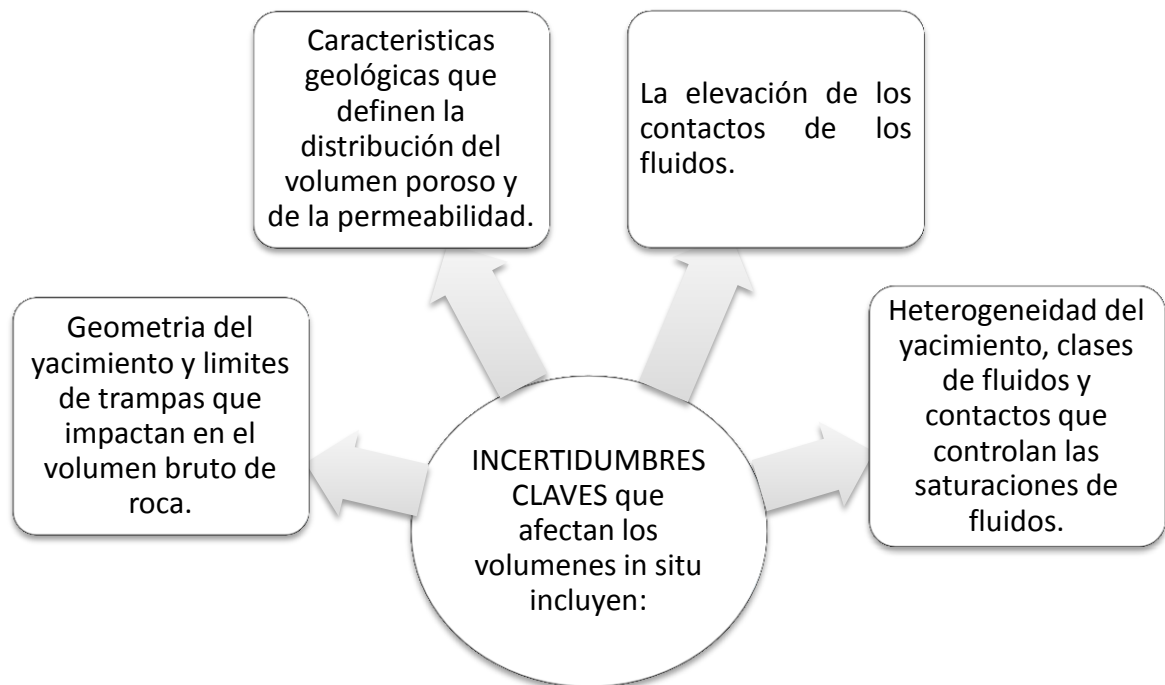
Una comparación con múltiples yacimientos análogos puede mejorar el rango de incertidumbre en las cantidades estimadas recuperables del yacimiento bajo estudio.

Mientras que los yacimientos de la misma área geográfica y edad son normalmente análogos dicha proximidad no puede ser solo la consideración principal. En todos los casos los evaluadores deberán documentar las similitudes y diferencias entre el yacimiento/proyecto análogo y el bajo estudio.

- o **Estimación Volumétrica**

Este procedimiento utiliza las propiedades de la roca y de los fluidos del yacimiento para calcular los hidrocarburos in situ y después estimar aquella porción que se recuperará con proyectos específicos de desarrollo.

Figura 7. Limitantes en la estimación del volumen in situ.



Fuente: Adaptado de Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. 2011.

- **Estimaciones Basadas en Desempeño**

- **Balance de Materiales**

Los métodos de balance de materiales para estimar cantidades recuperables involucran el análisis de comportamiento de presión a medida que se extraen los fluidos del yacimiento. En situaciones ideales tales como yacimientos con depleción por empuje de gas, yacimientos homogéneos y de alta permeabilidad y donde se encuentren disponibles datos de presión de alta calidad los cálculos basados en balance de materiales pueden ofrecer estimaciones altamente confiables de la recuperación final a diferentes presiones de abandono. En situaciones complejas tales como aquellas que involucran la afluencia de agua, compartimentalización, comportamiento multifásico y yacimientos multicapa o de baja permeabilidad las estimaciones basadas únicamente en balance de materiales pueden brindar resultados erróneos.

Modelos computarizados de yacimientos o simulaciones de yacimientos pueden considerarse como una forma sofisticada de análisis de balance de materiales.

- **Análisis de Desempeño de Producción**

Los análisis de cambios en los caudales de producción y en la relación producción vs. Tiempo y producción acumulativa vs. Tiempo a medida que se extraen los fluidos del yacimiento, brindan información importante en la predicción de cantidades recuperables finales. En algunos casos antes de una aparente declinación en caudales de producción las tendencias en los indicadores de desempeño tales como la relación de gas y petróleo (GOR)¹⁶, la relación de agua

¹⁶ Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. Auspiciado por SPE, AAPG, WPC, SPEE y SEG. 2011.

y petróleo (WOR)¹⁷, la relación de condensado y gas (CGR)¹⁸ y las presiones de fondo o de flujo pueden extrapolarse a una condición de límite económico para estimar las reservas.

Para resultados confiables se requerirá un período relativamente largo de condiciones de operación estabilizadas. En la estimación de cantidades recuperables se deben considerar factores complicados que afectan el comportamiento de desempeño de la producción tales como propiedades variables del yacimiento y de los fluidos, flujo transitorio vs estabilizado, variaciones en las condiciones operativas, efectos de interferencia y mecanismos de depleción. En las etapas tempranas de depleción puede haber una incertidumbre significativa en tanto el perfil de desempeño final como en los factores comerciales que impactan en la tasa de abandono. Dichas incertidumbres deberían reflejarse en la categorización de recursos. Para yacimientos muy maduros el pronóstico de producción futura puede contar con el grado de definición suficiente para que la incertidumbre remanente en el perfil técnico no sea significativa. Sin embargo, aún pueden haber incertidumbres comerciales que impactarán la tasa de abandono y estas deberán "acomodarse" en la categorización de recursos.

2.1.6.2 Métodos Determinativos y Probabilísticos: Sin importar el procedimiento analítico usado se pueden realizar estimaciones de recursos usando métodos determinativos o probabilísticos. Una estimación determinista es un escenario discreto dentro de un rango de resultados que podría derivarse con un análisis probabilístico.

¹⁷ Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. Auspiciado por SPE, AAPG, WPC, SPEE y SEG. 2011.

¹⁸ *Ibíd.*, p. 55.

En el método determinista se selecciona un valor discreto o serie de valores para cada parámetro basado en la selección por parte del evaluador de los valores que son más apropiados para la categoría correspondiente de recursos.

Con el método probabilístico se debe definir una distribución que represente el rango completo de valores posibles para cada parámetro de entrada. Se puede sacar muestras aleatorias de estas distribuciones para calcular un rango y una distribución completa del potencial de los resultados de cantidades recuperables

Se aplica este enfoque la mayoría de las veces a cálculos de recursos volumétricos en las fases tempranas de un proyecto de desarrollo y explotación. Las pautas de categorización de recursos incluyen criterios que proveen límites específicos a parámetros asociados con cada categoría. Adicionalmente, los análisis de recursos se deben considerar incertidumbres comerciales. Por consiguiente, cuando se usan métodos probabilísticos pueden ser necesarias restricciones sobre parámetros para asegurar que los resultados no quedan fuera del rango impuesto por las pautas deterministas de categoría y las incertidumbres comerciales.

Se calculan volúmenes deterministas para incrementos discretos y escenarios definidos. Mientras que las estimaciones deterministas pueden contar con niveles de confianza de interpretación amplia no cuentan con probabilidades asociadas de definición cuantitativa. Sin embargo los rangos de las pautas de probabilidad establecidos para el método probabilístico influyen en el valor de incertidumbre generalmente interpretada en la estimación derivada del método determinista.

Ambos métodos, determinista y probabilístico pueden usarse en conjunto para asegurar que los resultados de los dos métodos son razonables.

- **Métodos de adición de recursos y reservas**

Las cantidades de petróleo y gas son generalmente estimadas y categorizadas de acuerdo con la certeza de recuperación dentro de reservorios individuales o porciones de reservorios; esto se llama evaluación de “*nivel de reservorio*”. Estas estimaciones individuales se adicionan para llegar a las estimaciones para los yacimientos, propiedades y proyectos. La distribución de incertidumbre de las estimaciones individuales en cada nivel puede contar con amplias variaciones de acuerdo con los ambientes geológicos y la madurez de los recursos. Este proceso de sumas acumulativas generalmente se llama “*agregación*”.

Se pueden aplicar dos métodos generales de agregación: suma aritmética de las estimaciones por categoría y agregación estadística de distribuciones de incertidumbre. Típicamente hay una divergencia significativa en los resultados de aplicar estos métodos alternativos. En la agregación estadística exceptuando la rara situación cuando todos los yacimientos de la agregación son totalmente dependientes, las cantidades P90 (alto grado de certeza) de la agregación son siempre mayores que la suma aritmética de las cantidades de nivel P90 del yacimiento y la agregación de P10 (bajo grado de certeza) es siempre menor que la suma aritmética de las cantidades P10 evaluadas al nivel de yacimiento.

Los métodos de agregación utilizados dependen del propósito del negocio. Se recomienda que para propósitos de presentar informes que los resultados de evaluación no debieran incorporar agregación estadística más allá del nivel de yacimiento, propiedad o proyecto. El informe de resultados más allá de este nivel debería usar sumas aritméticas por categoría pero también debería advertir que la estimación agregada de probadas puede ser muy conservador y que el agregado 3P puede ser muy optimista de acuerdo con la cantidad de ítems en el agregado.

Si los análisis subyacentes están disponibles una comparación de los resultados de agregación aritmética y estadística (probabilístico) puede ser de gran valor en la evaluación del efecto del impacto sobre la cartera. Si se utilizan métodos deterministas o probabilísticos se debe tomar cuidado en evitar el error sistemático en el proceso de estimación.

Se reconoce que el valor monetario asociado con estas recuperaciones depende de los programas de producción y flujo de efectivo para cada proyecto por lo tanto las distribuciones agregadas de las cantidades recuperables puede no ser una indicación directa de las distribuciones correspondientes de incertidumbre del valor agregado.

- **Cuantificación de las clases de recursos**

Las cantidades de petróleo clasificadas como reservas, recursos contingentes o recursos prospectivos no deben "agregarse" entre sí sin la debida consideración de las diferencias significativas en los criterios asociados con su clasificación. En particular puede haber un riesgo significativo de que los yacimientos que contienen recursos contingentes y/o recursos prospectivos no lograrán una producción comercial.

Donde los riesgos asociados de descubrimiento y comerciabilidad han sido definidos cuantitativamente se pueden aplicar las técnicas para incorporar estimaciones de riesgo de proyectos individuales en el análisis de volumen y valor de la cartera.

2.2 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS.

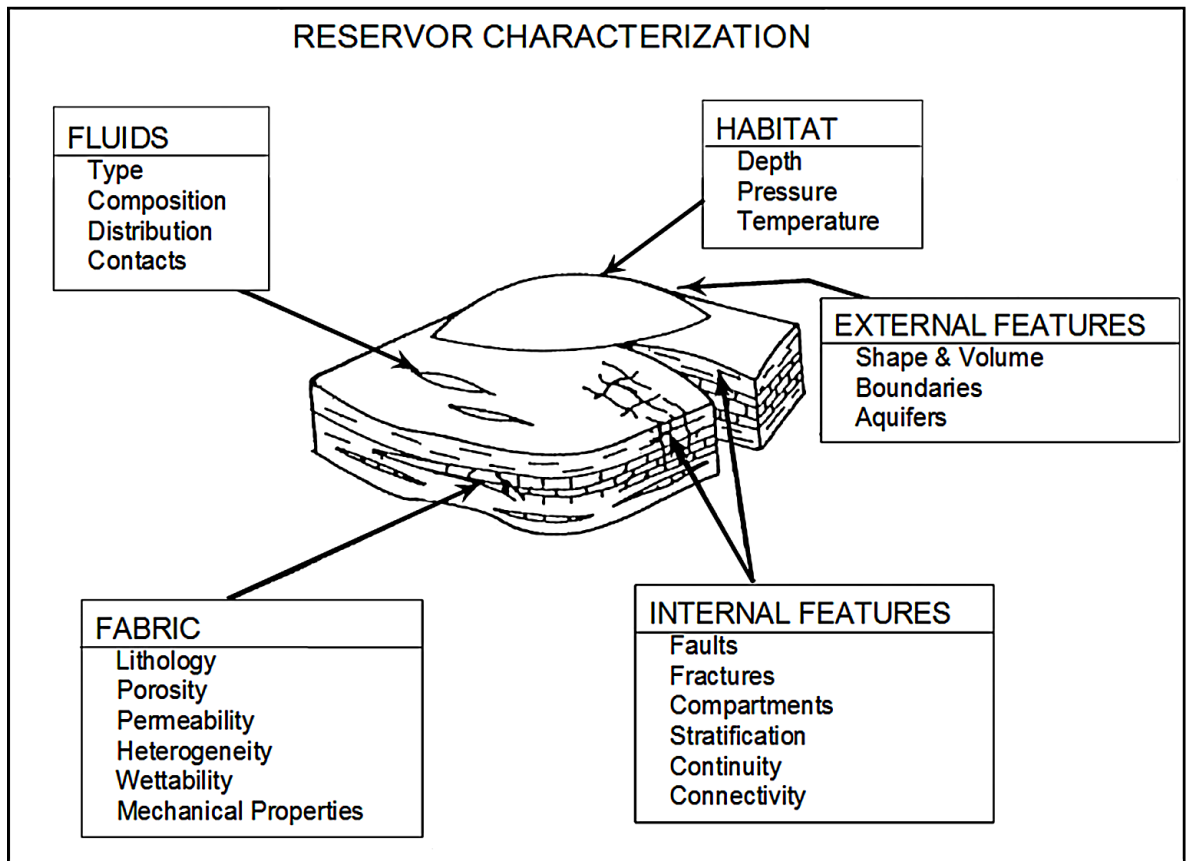
La caracterización de yacimientos es un esfuerzo multidisciplinario además de un proceso dinámico que exige una continua actualización. Las siguientes disciplinas participan en el proceso:

- Geofísica
- Geología
- Petrofísica
- Hidrología
- Ingeniería de yacimientos/ingeniería de producción/ ingeniería de perforación/ingeniería de facilidades
- Especialistas de laboratorio

Un enfoque multidisciplinario ha demostrado ser eficiente y productivo con el consiguiente ahorro de tiempo, esfuerzo y dinero y el subsiguiente acompañamiento entre las diversas disciplinas.

2.2.1 Hábitat del yacimiento. Un yacimiento de hidrocarburos está constituido por una capa de roca porosa que contiene considerables y variadas cantidades de aceite, gas y/o agua que han sido atrapados en una irregularidad geológica llamada trampa. Cada trampa tiene características físicas diferentes y nunca existirán dos yacimientos iguales. Externamente los yacimientos varían en su localización, profundidad, área, espesor, etc. Lo anterior tiene una apreciable importancia sobre las reservas y el potencial económico del depósito.

Figura 8. Hábitat del yacimiento.



Fuente: MARSHALL D. and AMAEFULE J, Analisis of Unconsolidated (Soft) sediment core and applications of the data for Reservoir Description and Explotation, 1989.

Algunas de las características más importantes del yacimiento se describen a continuación:

- **Profundidad**

La profundidad de la formación en un yacimiento es la consideración más importante ya que tiene gran impacto sobre las características físicas debido a que estas cambian considerablemente a medida que la profundidad se hace mayor y

rige la profundidad del pozo que suele ser variable dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentra dicha estructura geológica¹⁹.

Algunas variaciones de las características del yacimiento respecto a la profundidad se observan en la tabla 1.

Tabla 1. Consideración de la profundidad

YACIMIENTO	PRESIÓN	TEMPERATURA	GRADO DE COMPACTACIÓN
POCO PROFUNDO	Moderada	Baja	Moderado
PROFUNDO	Alta	Alta	Fuerte

Fuente: Adaptado de <http://www.buenastareas.com/ensayos/Propiedades-Petrofisicas-De-Un-Yacimiento/4513421.html>

Con el incremento de la profundidad se presenta la disminución del contenido de componentes livianos y el aumento de los pesados por lo que la relación gas-petróleo (RGP) experimenta una fuerte disminución con la profundidad.²⁰

- Presión del yacimiento

Todos los yacimientos están bajo la influencia de dos tipos de presiones.

- Presión de poro (yacimiento).
- Presión de sobrecarga.

La presión en los espacios porosos de roca normalmente no se aproxima a la presión de sobrecarga. Una presión típica de poro comúnmente referida como la presión del yacimiento es de aproximadamente 0,5 psi por pie de profundidad.

¹⁹ <http://es.scribd.com/doc/96342019/CARACTERISTICAS-DE-LA-PERFORACION>

²⁰ <http://es.scribd.com/doc/96342019/CARACTERISTICAS-DE-LA-PERFORACION>

La presión de sobrecarga es una fuerza de compresión al yacimiento causada por el peso de las formaciones suprayacentes varía de una zona a otra dependiendo de factores como la profundidad, la naturaleza de la estructura, la consolidación de la formación y posiblemente la edad geológica junto con la historia de las rocas. Un valor típico de la presión de sobrecarga es aproximadamente 1 psi por pie de profundidad. Si se asume que el yacimiento está suficientemente consolidado entonces la presión de sobrecarga no se transmite a los fluidos en los espacios de los poros.

La presencia de más de un fluido en el yacimiento está indicada por el cambio de gradiente de presión.

- **Temperatura del yacimiento**

Durante la fase de recuperación primaria la temperatura del yacimiento por lo general se mantiene esencialmente constante por lo que todos los procesos de yacimiento se suponen isotérmicos; en comparación la tensión efectiva se incrementa debido a la disminución de la presión del yacimiento. Debido a este cambio, se ha dado la compactación del yacimiento y el hundimiento de la superficie en muchos proyectos.

La temperatura del yacimiento es obtenida mediante:

- Medición directa usando un termómetro mediante cables.
- Cálculos a partir del gradiente termal y profundidad conocida

2.2.2 Propiedades de la roca. Las propiedades de la roca se determinan mediante la realización de análisis de laboratorio en núcleos de yacimientos evaluables (*prospects*). Los núcleos son removidos del entorno del yacimiento con los subsecuentes cambios que eso implica en el volumen neto del núcleo, en el volumen de poro, en las saturaciones de fluidos del yacimiento y en ocasiones en la mojabilidad de la formación.

El efecto de estos cambios en las propiedades de la roca puede variar desde insignificantes a sustanciales dependiendo de las características de la formación y de la propiedad de interés y deben ser evaluadas en el programa de pruebas de laboratorio.

Básicamente existen dos categorías principales de pruebas de análisis de núcleos que se realizan en muestras para determinar las propiedades físicas de las rocas del yacimiento. Estas son:

- **Análisis rutinarios de núcleos:**

- Porosidad
- Permeabilidad
- Saturación

- **Pruebas especiales:**

- Presión de sobrecarga
- Presión capilar
- Permeabilidad relativa
- Mojabilidad
- Tensión superficial e interfacial

➤ Estos datos de propiedades de roca son esenciales para los cálculos de ingeniería de yacimientos ya que afectan de manera directa tanto la cantidad como la distribución de hidrocarburos y cuando además se combinan con propiedades de los fluidos controlan el flujo de las fases existentes (ejemplo gas, petróleo y agua) dentro del yacimiento.

En un yacimiento se consideran dos tipos de volumen de roca: el volumen bruto que es todo el volumen de roca, contenga o no hidrocarburos y se puede determinar mediante contornos de mapas estructurales o de mapas isópacos y el volumen neto que es sólo el volumen que contiene hidrocarburos y que se puede determinar mediante mapas isópacos netos.

$$V_{\text{bruto}}: V_b = Ah \text{ [ft}^3 \text{ o acre-ft]}$$

$$V_{\text{neto}} = Ah\phi$$

El yacimiento es un depósito en sub-superficie de cuerpo de roca con atributos especiales tales que los hidrocarburos se pueden acumular. Estos atributos son:

- Porosidad: el espacio vacío para los fluidos
- Permeabilidad: espacio de poros interconectados para proporcionar comunicación de flujo.
- Mecanismo de entrapamiento: capa de roca sobre contacto de agua/aceite.

2.2.2.1 Heterogeneidad: El "*establecimiento*" de un yacimiento es un proceso a largo plazo que abarca una gran variedad de ambientes depositacionales tanto en tiempo como en espacio. Como resultado de subsecuentes reorganizaciones físicas y químicas tales como compactación, solución, dolomitización y cementación es que las características de los yacimientos son aún más variables. Por lo tanto la heterogeneidad de los yacimientos en su mayor parte dependen de los ambientes de depósito y los eventos subsecuentes.

La principal característica geológica de todas las propiedades físicas de las rocas que inciden en el comportamiento del yacimiento cuando se produce petróleo y gas es la extrema variabilidad (*Heterogeneidad*) de las propiedades dentro del propio yacimiento, tanto lateral como vertical y en distancias cortas.

Es importante reconocer que no existen yacimientos homogéneos en propiedades sólo diferentes grados de heterogeneidad.

Idealmente si el yacimiento es homogéneo la medición de una propiedad de yacimiento en cualquier dirección permitirá describir completamente el yacimiento. Por otro lado si el yacimiento es heterogéneo las propiedades del yacimiento varían en función de la localización espacial. Estas propiedades pueden incluir permeabilidad, porosidad, espesor, saturación, fallas y fracturas, facies y características de las rocas. Para una apropiada descripción del yacimiento, se necesita predecir la variación de estas propiedades del yacimiento en función de su localización espacial. Existen esencialmente dos tipos de heterogeneidad:

1. Heterogeneidad vertical
2. Heterogeneidad areal

La heterogeneidad de las propiedades del yacimiento puede ocurrir a varios niveles.

- Heterogeneidad a gran escala.

Puede deberse a:

- Presencia de fallas
- Presencia de grupos de fracturas
- Gran contraste de permeabilidad
- Yacimientos compartimentalizados

Muchos yacimientos son compartimentalizados en bloque separados. Cada bloque puede tener su propio contacto agua - aceite y puede contener un aceite de composición diferente que otros bloques.

La economía del proyecto se ve afectada si la información de la compartimentalización no es correcta. La planificación del desarrollo inicial (número de pozos, su ubicación y los requisitos de las instalaciones de superficie) depende de esto.

- Heterogeneidad a pequeña escala.

Puede deberse a:

- Forma y tamaño de los sedimentos
- Deposición histórica de los sedimentos
- Subsecuentes cambios debido a diagénesis y tectónica

Todas las propiedades del yacimiento pueden variar tanto areal como verticalmente pero el cambio en la permeabilidad es el más drástico por lo que a menudo son dos los métodos usados para la cuantificación de la heterogeneidad vertical en una escala de 0 (homogéneo) a 1 (heterogéneo).

1. Coeficiente de Lorenz
2. Factor de variación de permeabilidad (V), Dykstra & Parson²¹.

- **Coeficiente de Lorenz²²**: Schmalz y Rahme introdujeron un parámetro simple que describe el grado de heterogeneidad dentro de una sección de arena neta petrolífera. El término es llamado Coeficiente de Lorenz y varía entre cero para sistemas completamente homogéneos y uno para sistemas completamente heterogéneos.

²¹ <http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/coeficiente-de-lorenz.php>

²² *Ibíd.*, p. 66.

A continuación se resume la metodología utilizada para calcular el coeficiente de Lorenz:

- Ordenar todos los valores de permeabilidad en orden descendiente.
- Calcular la capacidad de permeabilidad acumulada ΣKh y la capacidad de volumen acumulada $\Sigma \Phi h$.
- Normalizar ambas capacidades acumuladas hasta que cada capacidad se encuentre en un rango entre 0 y 1.
- Graficar la capacidad de permeabilidad acumulada normalizada vs. La capacidad de volumen acumulado normalizado en una escala cartesiana.

Un sistema completamente uniforme tendría todas las permeabilidades iguales y el gráfico normalizado de ΣKh versus $\Sigma \Phi h$ sería una línea recta.

El gráfico puede ser usado para describir cuantitativamente la heterogeneidad del yacimiento calculando el coeficiente de Lorenz. Este coeficiente se define mediante la siguiente expresión:

$$L = \frac{\text{Area por encima de la línea recta}}{\text{Area por debajo de la línea recta}}$$

- **Variación de permeabilidad de Dykstra - Parsons²³**

Dykstra y Parsons introdujeron el concepto de coeficiente de variación de permeabilidad V , el cual es una medida estática de la no uniformidad de un conjunto de datos. Esto es generalmente aplicado a la propiedad de permeabilidad pero puede ser extendido para tratar otras propiedades de la roca.

²³ <http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/variacion-de-permeabilidad-de-dykstra-parsons.php>

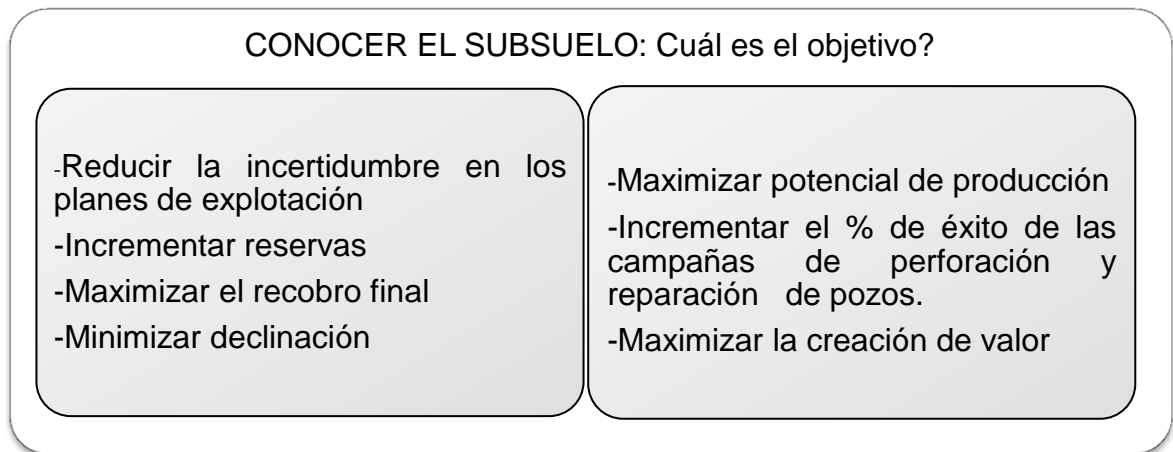
La información de permeabilidad presenta una distribución log-normal. Esto significa que los procesos geológicos que crearon la permeabilidad en una roca yacimiento aparecieron para dejar permeabilidades distribuidas alrededor de un promedio geométrico. Dykstra y Parsons²⁴ reconocieron este comportamiento e introdujeron la variación en la permeabilidad que caracteriza una distribución en particular.

2.3. ESTUDIOS INTEGRADOS DE YACIMIENTOS²⁵

Análisis Interpretativo y multidisciplinario de un yacimiento como una unidad geológica integral para describir su naturaleza y geometría.

Su objetivo es establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos integrando aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos y petrofísicos en un modelo único que permita establecer un plan de explotación que garantice la máxima recuperación económica de sus reservas y calificar y cuantificar propiedades de roca y fluidos.

Figura 9. Estudios integrados de yacimientos



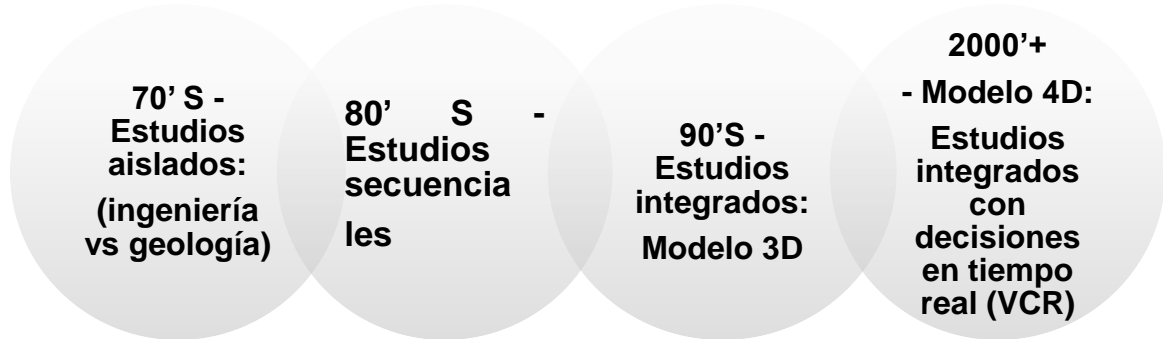
Fuente: Adaptado de "State-of-the-art" Integrated Studies Methodologies – An Historical Review. Vernon S. Breit, Joe A. Dozzo. 2004. Society of Petroleum Engineers Inc

²⁴ *Ibíd.*, p. 68

²⁵ "State-of-the-art" Integrated Studies Methodologies – An Historical Review. Vernon S. Breit, Joe A. Dozzo. 2004. Society of Petroleum Engineers Inc.

2.3.1 Evolución de los estudios

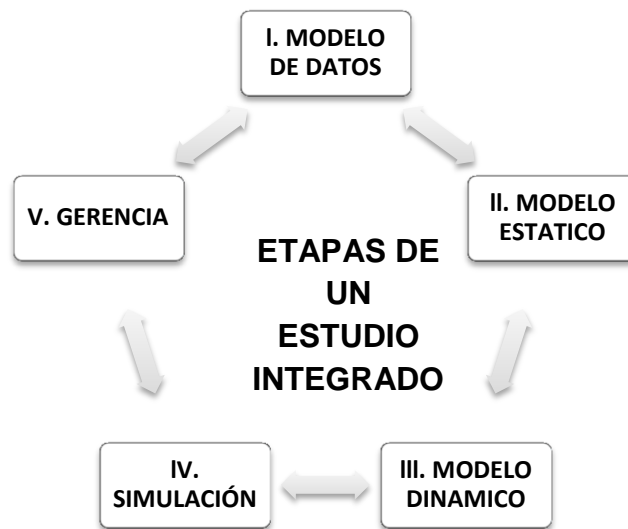
Figura 10. Evolución de los estudios.



Fuente: "State-of-the-art" Integrated Studies Methodologies – An Historical Review. Vernon S. Breit, Joe A. Dozzo. 2004. Society of Petroleum Engineers Inc.

2.3.2 Etapas de un estudio integrado: caracterización

Figura 11. Modelo bidireccional de las etapas de un estudio integrado



Fuente: Adaptado de "State-of-the-art" Integrated Studies Methodologies – An Historical Review. Vernon S. Breit, Joe A. Dozzo. 2004. Society of Petroleum Engineers Inc.

- **Fase I. MODELO DE DATOS**

- **Fase II: MODELO ESTÁTICO**

- Revisión de estudios previos
- Detección de necesidades adicionales de información
- Identificación de oportunidades inmediatas
- Base de datos del proyecto
- Análisis de núcleos que proveen información clave para la caracterización de yacimientos

i. Modelo estructural: Define la orientación y geometría de los elementos estructurales que delimitan el yacimiento.

ii. Modelo estratigráfico: Define arquitectura interna del yacimiento. Correlaciona y define unidades de flujo y mapas de distribución de arenas.

iii. Modelo sedimentológico: Define geometría, distribución y calidad de los yacimientos, límites y/o barreras verticales.

Mediante análisis de facies define ambientes e identifica unidades. El modelo sedimentológico complementa y calibra los modelos estratigráfico y estructural además de las propiedades de la roca para la caracterización petrofísica final.

iv. Modelo petrofísico: Cuantifica los parámetros básicos de porosidad, saturación, permeabilidad y contenido de arcillas de los yacimientos.

v. Modelo de fluidos: Define propiedades de fluidos y distribución inicial en el yacimiento. Cuantifica volúmenes de hidrocarburos en sitio.

- Análisis de fluidos
- Propiedades P.V.T
- Permeabilidades relativas
- Presiones capilares
- Contactos iniciales de fluidos
- Calculo POES/GOES y reservas

vi. Modelo geoestadístico: Los métodos geoestadísticos se usan ampliamente en la industria de petróleo para describir cuantitativamente los dos tipos de heterogeneidad del yacimiento, mediante técnicas geoestadísticas.²⁶ La técnica convencional para asignarle valor a una propiedad es redondear los valores conocidos y / o estimarlos a través de la incorporación de las tendencias geológicas, las características de sedimentación y la experiencia personal del usuario. Por lo tanto, estas técnicas son altamente subjetivas.

vii. Modelo geomecánico

- Análisis de los esfuerzos geo-mecánicos actuando sobre el yacimiento
- Previene inestabilidad estática o dinámica de la formación

● **Fase III: MODELO DINÁMICO**

i. Modelo de comportamiento: Analiza historias de producción e inyección

- Pruebas de producción
- Pruebas de presión
- Balance de materiales
- Evalúa mecanismos de producción

El mecanismo de producción de un yacimiento es determinante en los factores de recobro.

ii. Visualización: Es la mejor manera de validar y analizar la información integrada en 3D.

Permite:

- El análisis de tendencias espaciales de propiedades
- Un mejor entendimiento del yacimiento por parte del equipo multidisciplinario

²⁶ Guidelines for application of the petroleum resources management system.2011. Auspiciado por SPE, AAPG, WPC y SPEE.

- **Fase IV: SIMULACIÓN**

Su objetivo es modelar proceso complejos y además sensibilizar y analizar múltiples escenarios de explotación.

i. Modelo numérico: Incorpora todos los modelos generados en las fases anteriores en un modelo numérico de cálculo que utiliza ecuaciones de transferencia de masa y movimiento de fluidos en medios porosos para:

- Estimar POES/GOES²⁷ y reservas recuperables
- Analizar comportamiento de producción
- Analizar comportamiento de presión
- Predecir el comportamiento futuro del yacimiento

➤ ***Preguntas que debe responder una simulación:***

- ¿Cómo desarrollar y producir un campo para maximizar el recobro económico de reservas?.
- ¿Dónde y cuándo perforar los pozos?.
- ¿Cuál es el mejor esquema de recuperación adicional: # de inyectores, inyección por arreglos o periférica, tasas de inyección y producción?.
- ¿Porqué no se está comportando el yacimiento como se había pronosticado?.
¿Cómo se puede mejorar?.
- ¿Cuáles son los parámetros críticos en la aplicación de un esquema de recobro particular?
- ¿Cuál es el mejor esquema de completación de pozos?
- ¿De qué porción del yacimiento proviene la producción?

²⁷ "State-of-the-art" Integrated Studies Methodologies – An Historical Review. Vernon S. Breit, Joe A. Dozzo. 2004. Society of Petroleum Engineers Inc.

- **Fase V: GERENCIA.**

- i. Modelo de negocio

- Planificación y gerencia
- Elaboración de estrategias de explotación

- **PLANES DE ACCIÓN**

Conociendo la realidad del subsuelo diseñamos:

- Desarrollo primario, secundario, terciario
- Cambio de esquemas de explotación
- Cambio de patrones de Inyección
- Necesidades de nuevas tecnologías
- Espaciamiento óptimo. Número de pozos

En resumen:

Estadísticas indican que los modelos de yacimientos deben “re-estudiarse” cada 5 años dependiendo de:

- Niveles de actividad
- % de incertidumbre modelo anterior
- Complejidad
- Estado de agotamiento
- Nuevas tecnologías en el mercado
- Reingeniería

Si se mantiene una política de mantenimiento y actualización de los modelos existentes el tiempo de “re-estudio” debería ser cada vez menor y a menor costo. Este proceso lo dispara el proceso de monitoreo de yacimientos.

2.4 PROPIEDADES ROCA-FLUIDO

2.4.1 Propiedades de los fluidos de yacimientos. Para comprender y predecir el comportamiento volumétrico de los yacimientos de petróleo y gas como función de la presión se debe adquirir conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos. Estas propiedades de los fluidos son generalmente determinadas por experimentos de laboratorio realizados sobre muestras de fluidos de yacimientos reales. En ausencia de propiedades medidas experimentalmente, es necesario que el ingeniero de petróleos determine las propiedades mediante correlaciones derivadas empíricamente de propiedades físicas establecidas para los pozos de los siguientes fluidos de yacimiento:

- Gases naturales.
- Sistemas de petróleo crudo.
- Sistemas de yacimientos de agua (*acuíferos*)

2.4.1.1 Relación gas disuelto en el aceite (Rs)²⁸: También se le denomina solubilidad del gas en petróleo y relación gas petróleo, RGP (en inglés GOR). Se define como la cantidad de gas medido a condiciones de superficie, que se disuelven en un barril de petróleo, también medido a condiciones de superficie. *Este factor es solo para yacimientos de aceite y su gas disuelto.*²⁹

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas @ C.S disuelto en el aceite @ C.Y.}}{\text{Volumen de aceite @ C.S.}}$$

²⁸ <http://usuarios.multimania.es/renemarchan1/Ingenieria%20de%20Yacimientos.pdf>

²⁹ http://molten.latinclicks.info/glosario_petrolero/index.htm

La solubilidad del gas en el aceite se ve afectada por los siguientes factores:³⁰

1. a > presión > solubilidad
2. a > temperatura < solubilidad
3. a > °API > Rs (a P y T constantes)
4. a > Gravedad Especifica > Rs

El gas en solución, Rs, se calcula en función de la presión, temperatura, gravedad API y gravedad específica del gas. Si la presión es mayor o igual que la presión del punto de burbuja, se obtiene el Rs en el punto de burbuja (Rsb). Por encima de la presión de Burbuja, el Rs es constante e igual a Rsb.³¹

De acuerdo con la forma como se separe el gas del aceite, se obtienen diferentes valores para Rs.

- **Liberación instantánea**

La composición del sistema o mezcla de hidrocarburos no cambia, debido a que el gas liberado se mantiene en contacto con el aceite hasta el fin de la separación del gas.

- **Liberación diferencial**

En el cual el gas liberado, por disminución de la presión, se separa totalmente del aceite y, por lo tanto, la composición del sistema o mezcla de hidrocarburos va variando.

³⁰<http://es.scribd.com/doc/63551188/42/RELACION-GAS-DISUELTO-%E2%80%93-ACEITE-Rs>

³¹<http://usuarios.multimania.es/renemarchan1/Ingenieria%20de%20Yacimientos.pdf>

2.4.1.2 Relación gas –aceite (R)³²: La relación gas aceite, son los metros cúbicos de gas producidos (el cual considera gas disuelto y gas libre en el yacimiento) por cada metro cúbico de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar. Las condiciones de separación como presión, temperatura y número de etapas, afectan el valor de dicha relación.

$$R = \frac{\text{Volumen de gas producido @ C.S.}}{\text{Volumen de aceite @ C.S.}}$$

2.4.1.3 Factor volumétrico³³

- **Factor volumétrico del aceite (Bo)**

El factor volumétrico del aceite se define como el volumen de aceite del yacimiento requerido para producir un barril de aceite en el tanque de almacenamiento. *El aceite del yacimiento incluye el gas disuelto.*

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite y gas disuelto @ C.Y.}}{\text{Volumen de aceite @ C.S.}}$$

- **Factor volumétrico del gas (Bg)**

El factor volumétrico del gas, es definido como el volumen de gas medido a condiciones de yacimiento entre el volumen de ese mismo gas pero medido a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas @ C.Y.}}{\text{Volumen de gas a @ C.S.}}$$

³²http://molten.latinclicks.info/glosario_petrolero/index.htm

³³ *Ibíd.*, p. 30.

- **Factor volumétrico total (Bt)**

El factor volumétrico total o bifásico, se refiere al volumen de aceite en el yacimiento con su gas disuelto más el volumen de gas liberado entre el volumen de aceite en la superficie. Sólo para yacimientos de aceite y gas disuelto liberado.

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s)B_g$$

- **Otras propiedades de fluidos del yacimiento son:**

- Viscosidad
- Densidad
- Compresibilidad
- Distribución de fluidos
- Variación de la composición con un cambio de Presión/Temperatura
- Interacción del agua inyectada con el agua de la formación

2.4.2. Propiedades del medio poroso

2.4.2.1 Porosidad: Es uno de los parámetros de la roca más importantes, esto es debido a que da una idea de la capacidad de almacenamiento que puede tener la roca para contener hidrocarburos. La porosidad es un espacio disponible en la roca, sirviendo como receptáculo para los fluidos presentes en ella, por lo tanto la porosidad se puede definir como la relación del espacio vacío en la roca con respecto al volumen total de ella.³⁴ Esta importante propiedad de roca es determinada matemáticamente por:

$$\emptyset = \frac{\text{volumenporoso}}{\text{volumentotalderoca}}$$

³⁴ Ibíd., p. 76.

Es dependiente del tipo de roca, de la distribución del tamaño de grano, de la forma de los granos y su disposición, la naturaleza y grado de cementación, deposición histórica y los cambios diagenéticos.

- **Clasificación.**

La porosidad puede clasificarse según el modo de origen, como original o inducida: La original es la desarrollada en la deposición del material mientras que la porosidad inducida, es la desarrollada por algún proceso geológico posterior a la depositación de la roca.

La porosidad intergranular de areniscas es un ejemplo típico de porosidad original mientras que la porosidad inducida se caracteriza por el desarrollo de fracturas como las halladas en lutitas y calizas.

Las Rocas de porosidad original son más uniformes en sus características que otras rocas.

A medida que los sedimentos se fueron depositando y las rocas fueron formándose, algunos espacios vacíos, quedaron aislados de los demás espacios vacíos por cementación excesiva. Por lo tanto muchos de los espacios vacíos están interconectados mientras que algunos de los poros están completamente aislados. Esto nos lleva a dos tipos distintos de porosidad:

- **Porosidad absoluta**

La porosidad absoluta se define como el cociente entre el espacio total de poro en la roca a la del volumen bruto. Una roca puede tener una considerable porosidad absoluta y sin embargo no tener conductividad de fluidos por falta de poros interconectados.

- **Porosidad efectiva**

La porosidad efectiva es el porcentaje del espacio poroso interconectado con respecto al volumen neto. Es el valor que se utiliza en todos los cálculos de ingeniería de yacimientos, ya que representa el espacio de los poros interconectados que contienen los hidrocarburos recuperables. De ahí que una aplicación importante de la porosidad efectiva sea su uso en la determinación del volumen original de hidrocarburos en sitio.

Dado que la porosidad efectiva es el valor de porosidad de interés para el ingeniero de petróleo, se debe prestar especial atención a los métodos utilizados para determinarla.

Considere un yacimiento con una extensión areal de A acres y un espesor promedio de h pies.

a. El volumen neto del yacimiento puede determinarse mediante las siguientes expresiones:³⁵

$$Volumen_{total} = 43,560Ah \quad [ft^3]$$

O

$$Volumen_{total} = 7,758Ah \quad [bbl]$$

Donde: A=extensión áreal [Acres]
h=espesor promedio

³⁵ Adaptado de: AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook. Third Edition. 2006. Pag 192

b. El volumen poroso PV del yacimiento puede ser entonces determinado combinando ecuaciones:

$$PV = 43,560Ah\phi \text{ ft}^3$$

O

$$PV = 7,758Ah\phi \text{ [bbl]}$$

"Un yacimiento que posea una porosidad menor del 5% no se considera comercial, a menos que posea otros factores que la compensen, entre otros: fracturas, fisuras o grandes espacios vacíos"³⁶

- **Factores que afectan la porosidad³⁷**

Los factores principales son:

- tipos de empaque
- material cementante
- geometría y distribución de los granos
- presencia de partículas finas de arcilla
- presión de las capas suprayacentes y confinantes

2.4.2.2 Permeabilidad: Es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad y habilidad de la formación de traspasar fluidos. Es la propiedad más importante puesto que regula la tasa de flujo del fluido, controlando el movimiento direccional y la rata de flujo de los fluidos de yacimiento en la formación. Por lo tanto la economía de un proyecto.

³⁶ Paris de Ferrer, Magdalena. FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela.

³⁷ *Ibíd.*, p. 80.

La permeabilidad es característica de la roca e independiente del tipo de fluido siempre y cuando se llene totalmente el volumen de poro efectivo (100% de saturación) y fluya a través de la roca en una forma laminar. Se representa por K y su unidad de medida es el *Darcy*.

Esta característica de roca fue matemáticamente definida por vez primera por Henry Darcy en 1856. (De hecho la ecuación que define la permeabilidad en términos cuantitativos se llama (*Darcy's Law*)³⁸. Darcy desarrolló una ecuación de flujo de fluido que desde entonces se ha convertido en una de las herramientas matemáticas estándar en la ingeniería de petróleos.

La permeabilidad se mide pasando un fluido de viscosidad μ conocida a través de un corazón-núcleo de dimensiones conocidas (figura 12 - A y L) y a continuación se mide la tasa de flujo q y la caída de presión Δp .

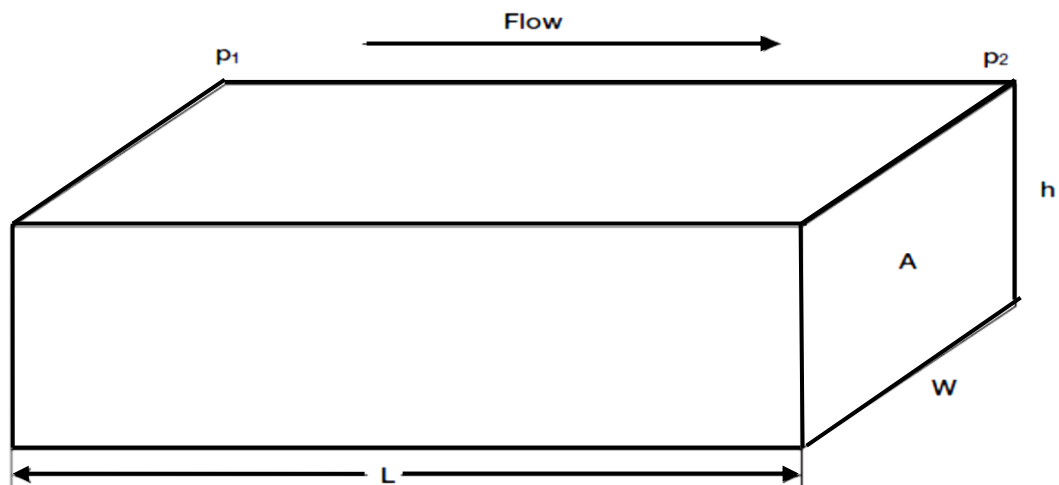
$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta p}$$

Donde: L = Longitud de núcleo [cm]

A = sección de área transversal [cm²]

³⁸ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. THIRD EDITION. United States. 2006.

Figura12. Modelo de flujo lineal.



Fuente: AHMED, TAREK. Reservoir engineering handbook. Third Edition. 2006. Pag 229

Un Darcy es una permeabilidad relativamente alta, las permeabilidades de la mayoría de rocas reservorio son menores que 1 Darcy. Con el fin de evitar el uso de fracciones al describir permeabilidades se usa el termino *miliDarcy*³⁹.

Los procedimientos estándar de análisis de laboratorio generalmente proporcionan información fiable sobre la permeabilidad de las muestras de núcleos. Si la roca no es homogénea, cualquier técnica de análisis específico reportará resultados más precisos que el análisis básico de los “tapones” de núcleo “Plugs” (por sus siglas en inglés: pequeños trozos cortados del núcleo). Procedimientos que se han utilizado para mejorar la exactitud de la determinación de la permeabilidad, incluyen cortar el núcleo con un lodo base aceite, empleando la presión del núcleo en el yacimiento y la realización de las pruebas de permeabilidad con aceite del yacimiento.

³⁹ *Ibíd.*, p. 38.

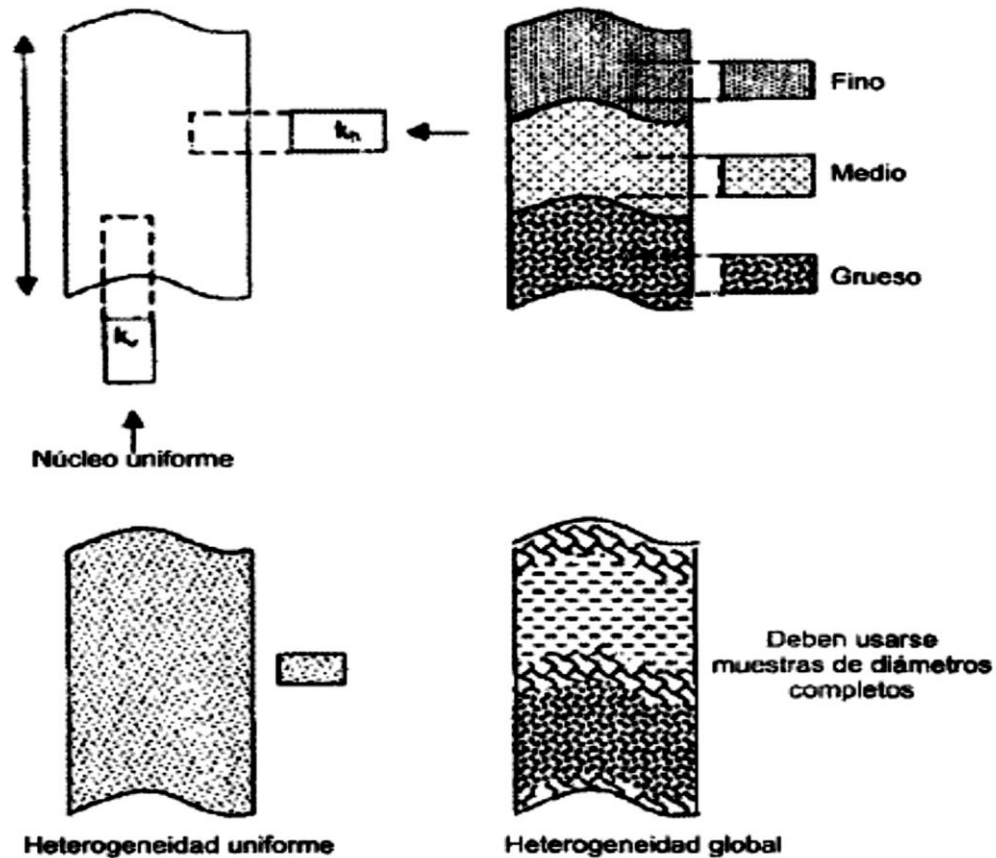
La permeabilidad se reduce por la presión de sobrecarga y este factor debe ser considerado en la estimación de la permeabilidad de la roca del yacimiento en pozos profundos porque la permeabilidad de una roca porosa es una propiedad isotrópica en algunas regiones definidas del sistema es decir es direccional.

Como se muestra en la figura 13, hay varios factores que deben considerarse como posibles fuentes de error en la determinación de la permeabilidad del yacimiento.

Estos factores son:

1. La muestra de núcleo puede no ser representativa de la roca del yacimiento debido a la heterogeneidad del yacimiento.
2. El núcleo recuperado puede estar incompleto.
3. La permeabilidad del núcleo puede ser alterada cuando se corta o cuando es limpiada y secada en preparación para el análisis. Es probable que este problema ocurra cuando la roca contiene arcillas reactivas.
4. El proceso de muestreo puede estar parcializado. Existe tentación para seleccionar las mejores partes del núcleo para el análisis.

Figura 13. Muestra representativas de medios porosos



Fuente: Paris de Ferrer, Magdalena. FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela. Pag 258.

Las siguientes condiciones se deben dar durante las mediciones de permeabilidad:

- Flujo laminar (viscoso)
- No debe existir reacción entre el fluido y la roca
- Fluido monofásico saturando el 100% del espacio poroso

La permeabilidad es una medida rutinaria en el laboratorio bajo condiciones ambientales de presión y temperatura. Usualmente se usa gas seco en la determinación de la permeabilidad debido a su conveniencia, disponibilidad y porque minimiza la reacción fluido-roca.

- **Tipos de permeabilidad**

- Permeabilidad absoluta. Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100 % el espacio poroso.
- Permeabilidad efectiva. A medida que la saturación de una fase particular disminuye, la permeabilidad de esa fase también disminuye. La permeabilidad medida se conoce como la permeabilidad efectiva y es una medida relativa de la conductancia del medio poroso para un fluido cuando el medio está saturado con más de un fluido. Esto implica que la permeabilidad efectiva es una propiedad asociada a cada fluido de reservorio es decir el gas, el aceite y el agua. Estas permeabilidades efectivas para los tres fluidos de yacimiento son representados por:
 - K_g = permeabilidad efectiva del gas
 - K_o = permeabilidad efectiva del aceite
 - K_w = permeabilidad efectiva del agua

Uno de los fenómenos de permeabilidades efectivas multifase es que la suma de las permeabilidades efectivas siempre es menor o igual a la permeabilidad absoluta,

$$K_g + K_o + K_w \leq K$$

- *Permeabilidad relativa. Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso.*⁴⁰

⁴⁰<http://usuarios.multimania.es/renemarchan1/Ingenieria%20de%20Yacimientos.pdf>

La permeabilidad relativa de un fluido puede variar desde un valor de cero (En alguna baja saturación de dicho fluido) a un valor de 1.0 (100%) de saturación de dicho fluido.

$$Krg = \frac{Kg}{K}$$

$$Kro = \frac{Ko}{K}$$

$$Krw = \frac{Kw}{K}$$

Así la permeabilidad relativa se puede expresar simbólicamente como que son permeabilidades relativas al gas, aceite y agua, respectivamente. Siempre las permeabilidades relativas son menores que la permeabilidad absoluta.

2.4.2.3 Saturación: La saturación es definida como la fracción o porcentaje del volumen de poro ocupado por un fluido particular (*aceite, gas o agua*) o como el índice de la distribución de los fluidos dentro de la roca,

$$saturación_{fluido} = \frac{volumentotaldelfluido}{volumenporo}$$

Aplicando el concepto matemático anterior de la saturación para cada fluido de yacimiento, entonces:⁴¹

$$S_o = \frac{volumendeaceite}{volumendeporo}$$

⁴¹ Tomado y traducido de: AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook. Third Edition. 2006. Pag 195.

$$S_g = \frac{\text{volumen de gas}}{\text{volumen de poro}}$$

$$S_w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen de poro}}$$

Donde: S_o =saturación de aceite
 S_g =saturación de gas
 S_w =saturación de agua

Todos los valores de saturaciones son basados en el volumen poroso y no en el volumen bruto del yacimiento. La saturación de cada fase individual varía entre cero y 100%. Por lo tanto:

$$S_g + S_o + S_w = 1.0$$

Las fuerzas de retención del agua en las zonas de petróleo y gas son denominadas fuerzas capilares porque son importantes sólo en los espacios de poros de tamaño capilar.

La saturación de agua intersticial (*connata*) S_{wc} es importante debido a que reduce la cantidad de espacio disponible para el petróleo y el gas. Generalmente no se distribuye uniformemente por todo el yacimiento sino que varía con la permeabilidad, litología y el límite superior del índice de agua libre.

Otra saturación de particular interés es la saturación crítica y se asocia con cada fluido del yacimiento. La definición y la importancia de la saturación crítica para cada fase se describen a continuación.

- **Saturación crítica de aceite, Soc**

Para que la fase de aceite fluya la saturación del aceite debe superar un cierto valor que se denomina saturación de petróleo crítico. En esta saturación en particular el aceite permanece en los poros y a efectos prácticos, no fluirá.

- **Saturación de aceite residual, Sor**

Durante el proceso de desplazamiento del petróleo crudo a través del medio poroso debido a la inyección (o invasión) de agua o de gas habrá aceite remanente que se caracteriza por un valor de saturación cuantitativamente menor que la saturación de petróleo crítico. Este valor de saturación se denomina saturación de petróleo residual, Sor. La saturación residual a largo plazo es por lo general asociada con la fase no mojante cuando está siendo desplazado por una fase mojante.

- **Saturación de aceite móvil, Som**

La saturación de petróleo movable es otra de saturación de interés y se define como la fracción de volumen de poros ocupado por el aceite móvil.

- **Saturación crítica de gas, Sgc**

A medida que la presión del yacimiento desciende por debajo de la presión del punto de burbuja, el gas se desprende de la fase de aceite y en consecuencia la saturación del gas aumenta, a medida que disminuye la presión del yacimiento. La fase gaseosa se mantiene inmóvil hasta que su saturación excede la llamada saturación de gas crítica por encima de la cual el gas comienza a moverse.

- **Saturación crítica de agua, Swc**

Saturación de agua crítica, saturación de agua connata y saturación de agua irreductible son términos ampliamente utilizados indistintamente para definir la máxima saturación de agua en la que la fase de agua permanecerá inmóvil.

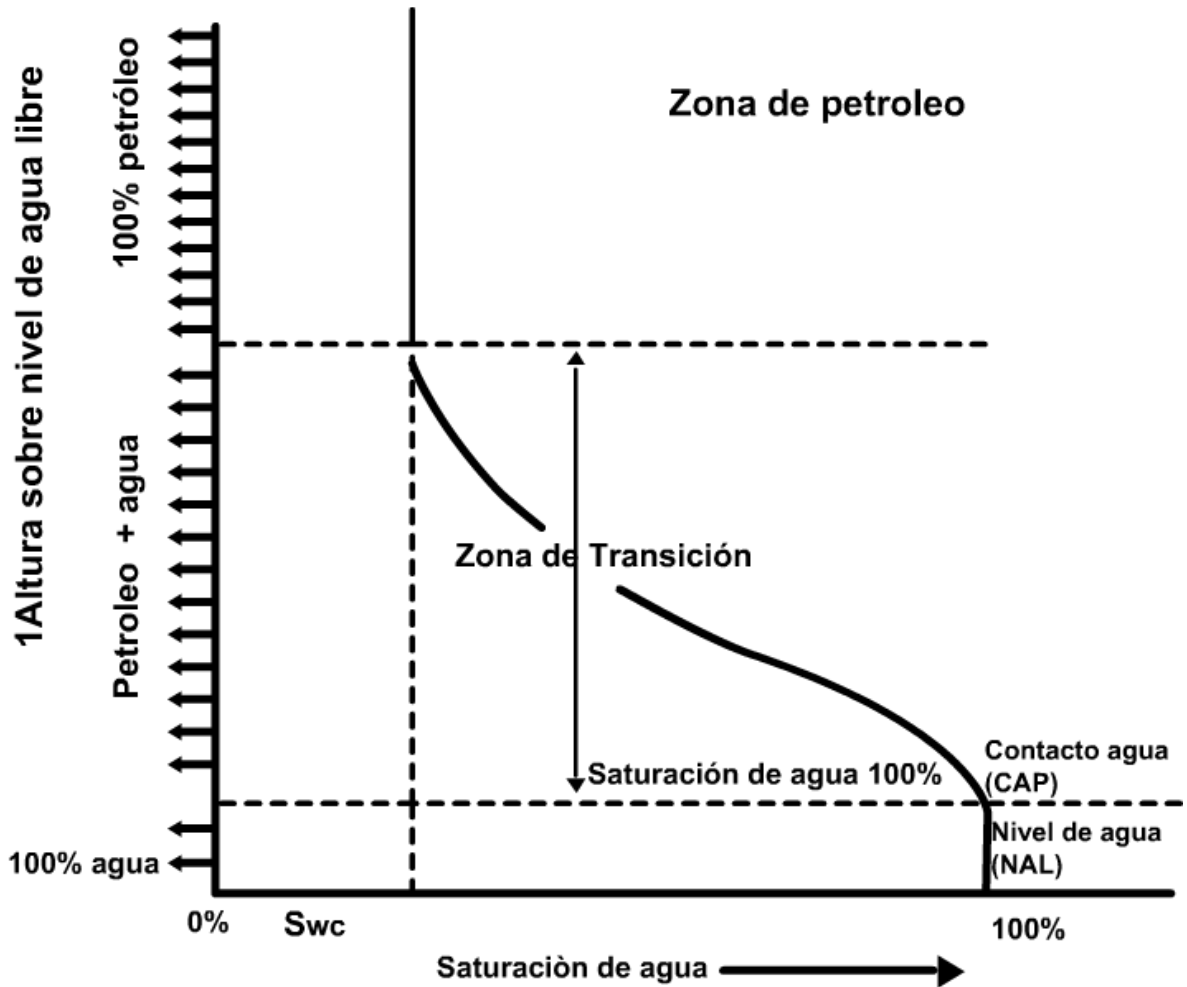
- Distribución inicial en el yacimiento

Una importante aplicación del concepto de presión capilar hace referencia a la distribución de los fluidos en un yacimiento antes de su explotación.

La figura 14 muestra un gráfico de la distribución de la saturación de agua en función de la distancia desde el nivel del agua, en un sistema de aceite y agua. Es esencial en este punto introducir cuatro conceptos importantes:

- i. Zona de transición
- ii. Contacto agua-aceite (WOC por sus siglas en ingles)
- iii. Contacto gas – aceite (GOC por sus siglas en ingles)
- iv. Nivel agua libre (FWL por sus siglas en ingles)

Figura 14. Perfil de Saturación del agua



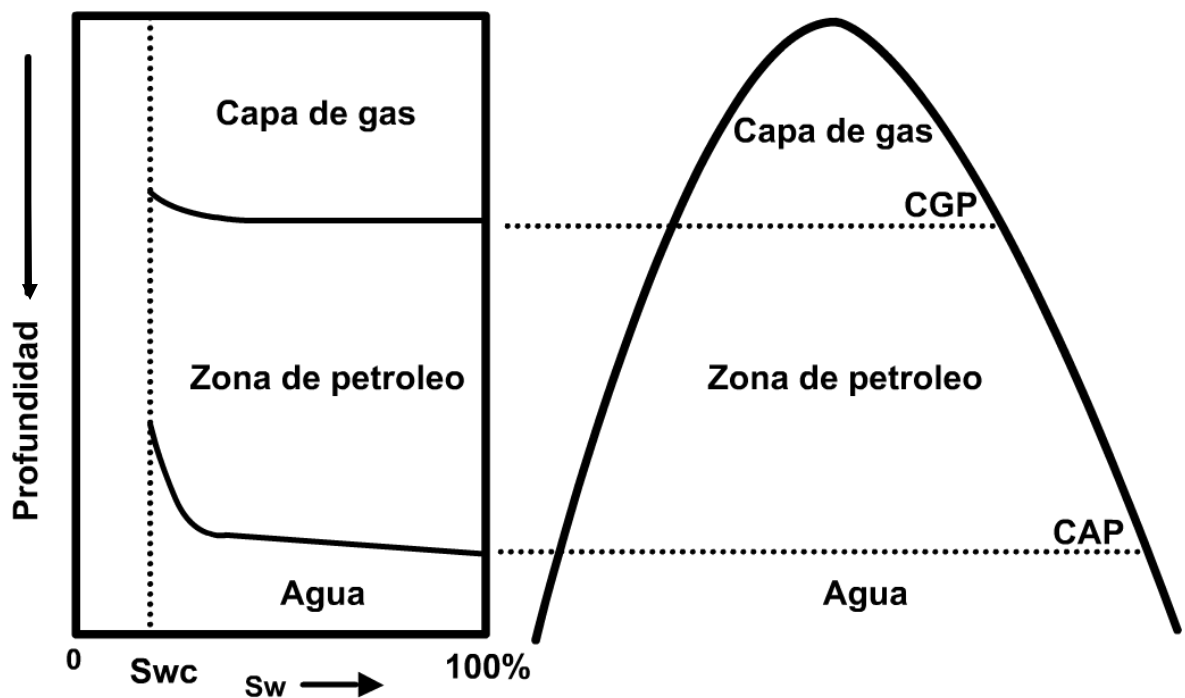
Fuente: Paris de Ferrer, Magdalena. FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela. Pag 279.

La figura 15. Ilustra la distribución idealizada de gas, aceite y agua en el yacimiento. La figura indica que las saturaciones varían gradualmente desde 100% agua en la zona de agua a la saturación de agua irreductible. Esta área vertical se denomina zona de transición. La zona de transición se define como el espesor vertical en el que la saturación de agua oscila entre 100% del nivel de saturación de agua a saturación de agua irreductible S_{wc} . El concepto importante

que se puede obtener de la figura 15 es que no hay un cambio abrupto de 100% agua a saturación máxima de aceite.

La zona de transición es uno de los mayores efectos de las fuerzas capilares en un yacimiento petrolero. Similarmente la saturación total de líquido (por ejemplo aceite y agua) varía suavemente desde 100% en la zona de aceite a la saturación de agua connata en la zona de capa de gas. Una transición similar existe entre el aceite y la zona de gas. La figura 14 sirve como definición de lo que se entiende por contacto gas-aceite y agua-aceite. El WOC se define como la “máxima profundidad en el yacimiento donde existe 100% de saturación de agua”. El GOC se define como la “mínima profundidad en la cual existe 100% liquido en el yacimiento por ejemplo aceite + agua”.

Figura 15. Perfil de saturación inicial de un yacimiento de empuje combinado



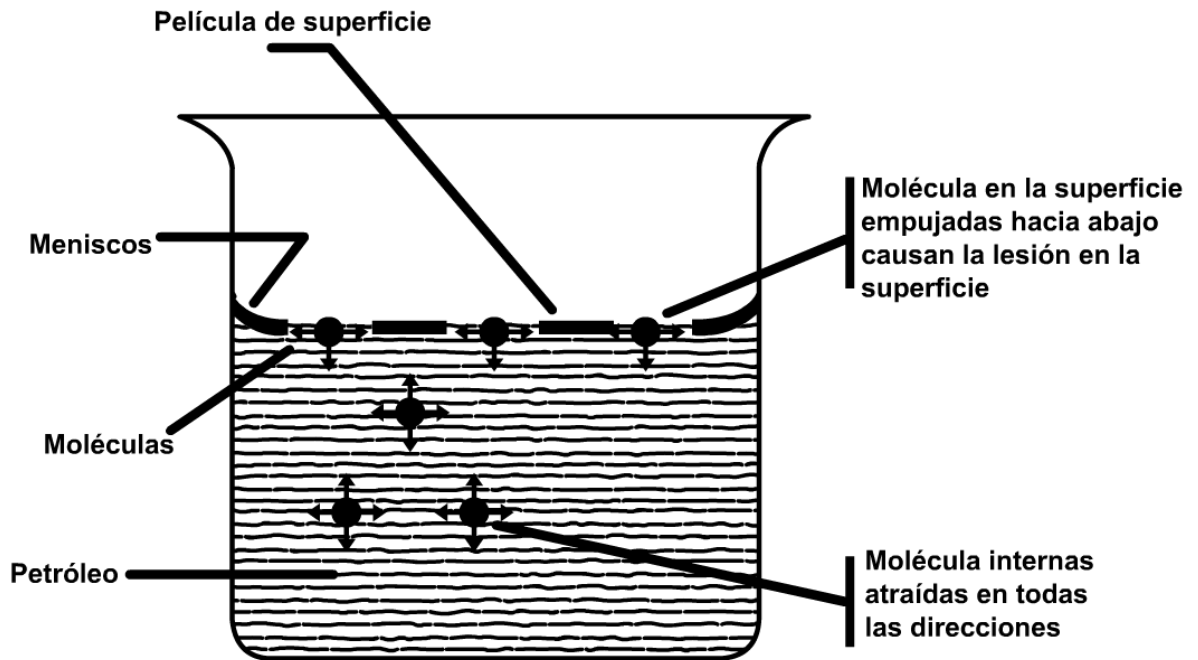
Fuente: Paris de Ferrer, Magdalena. FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela. Pag 280.

2.4.2.4 Tensión superficial e interfacial: En sistemas multifase es necesario considerar los efectos de las fuerzas que actúan en la interface en presencia de dos fluidos inmiscibles que están en contacto.

Cuando estos dos fluidos son líquido y gas, el termino tensión superficial es usado para describir las fuerzas que actúan en la interfase pero cuando la interfase es entre dos líquidos las fuerzas que actúan son llamadas tensión interfacial.

Las superficies de los líquidos están usualmente cubiertas con lo que actúa como una película delgada. Aunque esta película posea aparentemente poca fuerza no obstante actúa como una membrana delgada y se resiste a ser rota. Esto se cree que es causado por la atracción entre moléculas dentro de un sistema dado. Todas las moléculas son atraídas una a la otra en proporción al producto de sus masas e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia entre ellas.

Figura 16. Ilustración de la tensión superficial



Fuente. Paris de Ferrer, Magdalena. FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela. Pag 269.

En la figura 16 las fuerzas resultantes están desequilibradas y esta fuerza de atracción desequilibrada entre las moléculas crea una membrana superficial con una tensión medible es decir, la *tensión superficial*. De hecho si se coloca con cuidado, una aguja flotará sobre la superficie del líquido soportada por la fina membrana a pesar de que es considerablemente más densa que el líquido. La tensión superficial e interfacial tiene unidades de fuerza por unidades de longitud, Ej. Dinás/cm y es usualmente denotada por el símbolo σ .⁴²

$$\sigma_{gw} = \frac{rh\rho_w g}{2\cos\theta}$$

⁴² AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook. Third Edition. United States of America. 2006. Pag 202.

Como la densidad del aceite no es despreciable:

$$\sigma_{ow} = \frac{r h g (\rho_w - \rho_o)}{2 \cos \theta}$$

Donde: ρ_o = Densidad del aceite, [gm/cm³]

σ_{ow} = tensión interfacial entre el aceite y el agua, [dinas/cm]

2.4.2.5 Espesor total neto: Un requisito fundamental previo para la predicción del comportamiento del yacimiento es un conocimiento satisfactorio del volumen de aceite original en sitio. Los fluidos de yacimiento son necesariamente confinados a ciertos límites geológicos, por ejemplo, GOC, WOC y GWC (por sus siglas en inglés) por lo que la precisión es imperativa. Dentro de los confines de tales límites, el aceite se contiene en lo que comúnmente es referido como espesor bruto.

El *espesor neto* es la parte del espesor del yacimiento que contribuye para la recuperación de petróleo y se define mediante la imposición de los siguientes criterios:

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

Todas las mediciones realizadas disponibles en muestras del yacimiento y en pozos tales como análisis de núcleos y registros de pozos son ampliamente utilizadas en la evaluación del espesor neto del yacimiento.

La elección de límites inferiores de porosidad y permeabilidad dependerá de características individuales tales como:

- El volumen total del yacimiento
- El rango total de los valores de permeabilidad
- El rango total de valores de porosidad
- Distribución de los valores de la permeabilidad y la porosidad

Otras propiedades de roca son:

- Litología
- Anisotropía
- Estratificación
- Fallas
- Fracturas
- Conectividad
- Continuidad de la resistencia mecánica

2.4.3 Interacción roca-fluidos

2.4.3.1 Compresibilidad: Es el cambio en volumen que experimenta un volumen unitario cuando éste sufre un cambio de presión a una temperatura constante.⁴³

• **Compresibilidad de la formación**

La presión geoestática tiende a comprimir el yacimiento. Está balanceada por la resistencia de la roca y la presión de los fluidos en el espacio poroso. Al avanzar la producción de aceite y gas la presión en el espacio poroso disminuye. En consecuencia el volumen de poros del yacimiento disminuye levemente. Se define como *compresibilidad de la formación* al cambio de volumen de poros, con respecto a la presión de los fluidos contenidos en dicho volumen de poros.⁴⁴

⁴³http://molten.latinclicks.info/glosario_petrolero/index.htm

⁴⁴ Ibíd., p, 95

En los cálculos de ingeniería de yacimientos la compresión de la roca se reporta sobre la base del volumen de los poros.

- **Compresibilidad del aceite**

Es el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de aceite, cuando éste sufre un cambio de presión a una temperatura constante.⁴⁵

- **Compresibilidad de la roca**

Un yacimiento de miles de pies subterráneos está sometido bajo la presión de sobrecarga. La diferencia de presión entre la presión interna de poro y la sobrecarga interna se conoce como la presión de sobrecarga efectiva. Durante el agotamiento de la presión de operación, la presión interna de poros disminuye y por tanto la presión de sobrecarga efectiva incrementa. Este aumento provoca los siguientes efectos:

- ✚ El volumen bruto de la roca reservorio se reduce

- ✚ Los granos de arena dentro de los espacios porosos se expanden

Estos dos cambios de volumen tienden a reducir el espacio poroso y por consiguiente la porosidad de la roca. A menudo estos datos muestran relaciones tanto con la porosidad como con la presión de sobrecarga efectiva. La compresibilidad normalmente disminuye a medida que aumenta la porosidad y la presión de sobrecarga efectiva.

Como señala Geertsma⁴⁶: existen tres tipos diferentes de compresibilidad que deben ser distinguidos en las rocas:

⁴⁵ Ibid., p, 95.

⁴⁶ Geertsma (1957), En AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. THIRD EDITION. United States. 2006.

- **Compresibilidad de la roca matriz, C_r**

Se define como el cambio fraccional en volumen del material de roca sólida (*granos*) a partir del cambio de una unidad en la presión. Matemáticamente la compresibilidad de la roca es dado por:

$$C_r = \frac{1}{V_r} \frac{\partial V_r}{\partial p} \quad T$$

Donde c_r = Compresibilidad de la roca matrix [psi^{-1}]

V_r = Volumen de sólidos

El subíndice T indica que la derivada es medida a temperatura constante.

- **Compresibilidad del volumen bruto de la roca, C_R**

Se define como el cambio fraccional en volumen del volumen total de la roca a partir de un cambio de una unidad en la presión. Siendo la compresibilidad total de la roca C_R , se define matemáticamente por:

$$C_R = - \frac{1}{V_R} \frac{\partial V_R}{\partial P} \quad T$$

Donde C_R = Coeficiente de compresibilidad total de la roca [psi^{-1}]

V_R = volumen de roca

- **Compresibilidad de poro**

El coeficiente de compresibilidad de los poros se define como el cambio fraccional en el volumen de los poros de la roca a partir de una unidad de cambio en la presión y propuesta por la siguiente relación:

$$C_p = \frac{-1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial p} \quad T$$

Donde p = presión de poro [psi]

C_p = Coeficiente de compresibilidad de poro [psi^{-1}]

V_p = volumen de poro

En la mayoría de yacimientos de petróleo la compresibilidad de la roca matriz y de la roca total se consideran pequeñas en comparación con la compresibilidad de poro C_p . La compresibilidad de la formación es el término usado usualmente para describir la compresibilidad total de la formación y es equivalente a C_p , es decir:

$$C_f = C_p = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p}$$

Los valores típicos de compresibilidad de formación varían de 3×10^{-6} a $25 \times 10^{-6} \text{psi}^{-1}$.

2.4.3.2 Mojabilidad de la roca: Es la tendencia de un fluido a propagarse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles.

La tendencia de un líquido a propagarse sobre la superficie de un sólido es una indicación de las características mojables preferentes del líquido por el sólido.

Es una propiedad importante porque la distribución de los fluidos en los medios porosos es una función de la mojabilidad. Debido a las fuerzas de atracción la fase mojable tiende a ocupar los pequeños poros de la roca y la fase no mojable ocupa los canales abiertos.

- El gas es siempre el fluido no mojable. Por lo tanto preferentemente ocupa los centros de los poros más grandes.
- Las rocas reservorio se componen de minerales (*sílice y carbonatos*) que son originariamente y de forma natural humedecidos con agua.

- Muchos yacimientos exhiben una amplia gama de tendencias mojables (desde fuertemente mojado por agua a fuertemente mojado por aceite)

2.4.3.3 Presión capilar: Las fuerzas capilares en los yacimientos de petróleos son el resultado de efectos combinados de las tensiones superficiales e interfaciales de la roca y de los fluidos, de la geometría y del tamaño de poro además de las características mojables del sistema.

Cualquier superficie curva entre dos fluidos inmiscibles tiene la tendencia a contraerse a la menor área posible por unidad de volumen. Esto es particularmente cierto si los fluidos son aceite y agua, agua y gas (incluso aire) o aceite y gas. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto existe una discontinuidad en la presión de los dos fluidos que depende de la curvatura de la interfaz de separación de los líquidos. En petróleos esta diferencia de presión se llama presión capilar y se referencia por P_c .

El desplazamiento de un fluido a través de un medio poroso se produce ya sea o con la ayuda o con la oposición de las *fuerzas capilares*. Como consecuencia a fin de mantener un medio poroso parcialmente saturado con fluido no mojable y mientras que el medio también este expuesto a fluidos mojables se necesita mantener la presión del fluido no mojable a un valor mayor que la del fluido mojable.

La presión capilar puede ser expresada como:

Presión capilar = presión fase no mojante – presión fase mojante

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

La presión excesiva en el fluido no mojable es la presión capilar y está en función de la saturación. Existen tres tipos de presión capilar en un medio poroso:

- Presión capilar Agua - Aceite. (P_{cwo} por sus siglas en ingles)
- Presión capilar Gas - Aceite. (P_{cgo} por sus siglas en ingles)
- Presión capilar Gas - Agua. (P_{cgw} por sus siglas en ingles)

Aplicando la definición matemática de la presión capilar los tres tipos de presión capilar pueden ser escritos como:

- $P_{cwo} = P_o - P_w$
- $P_{cgo} = P_g - P_o$
- $P_{cgw} = P_g - P_w$

Donde P_o , P_g y P_w representan la presión de aceite, gas y agua respectivamente.

Sí todas las tres fases son continuas, entonces:

$$P_{cgw} = P_{cgo} - P_{cwo}$$

La ecuación de la presión capilar puede ser expresada en términos de la tensión superficial e interfacial.⁴⁷

⁴⁷ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. THIRD EDITION. United States. 2006.

o **Sistema gas-líquido**

$$p_c = \frac{2\sigma_{gw}(\cos\theta)}{r}$$

Y

$$h = \frac{2\sigma_{gw}(\cos\theta)}{rg(\rho_w - \rho_{gas})}$$

Donde ρ_w = densidad del agua [gm/cm³]

σ_{gw} = tensión superficial gas-agua [dinas/cm]

r = radio capilar [cm]

θ = Angulo de contacto

h = Altura capilar [cm]

g = aceleración debida a la gravedad, [cm/seg²]

p_c = presión capilar [dinas/cm²]

b. **Sistema aceite-agua**

$$p_c = \frac{2\sigma_{ow}(\cos\theta)}{r}$$

Y

$$h = \frac{2\sigma_{wo}(\cos\theta)}{rg(\rho_w - \rho_o)}$$

Donde σ_{wo} es la tensión interfacial agua-aceite.

La presión capilar que existe dentro de un medio poroso entre dos fases inmiscibles está en función de la tensión interfacial y del tamaño promedio de los

capilares que a su vez controlan la curvatura de la interfaz. Además dicha curvatura es también una función de la saturación de la distribución de los fluidos involucrados.

Los experimentos de laboratorio se han desarrollado para simular las fuerzas de desplazamiento en un yacimiento con el fin de determinar la magnitud de la fuerza capilar en el mismo y por tanto determinar la distribución de la saturación de fluidos y la saturación de agua connata.

2.4.4 Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos. Los yacimientos son generalmente clasificados en yacimientos de aceite o gas. Estas clasificaciones generalmente se subdividen dependiendo de:

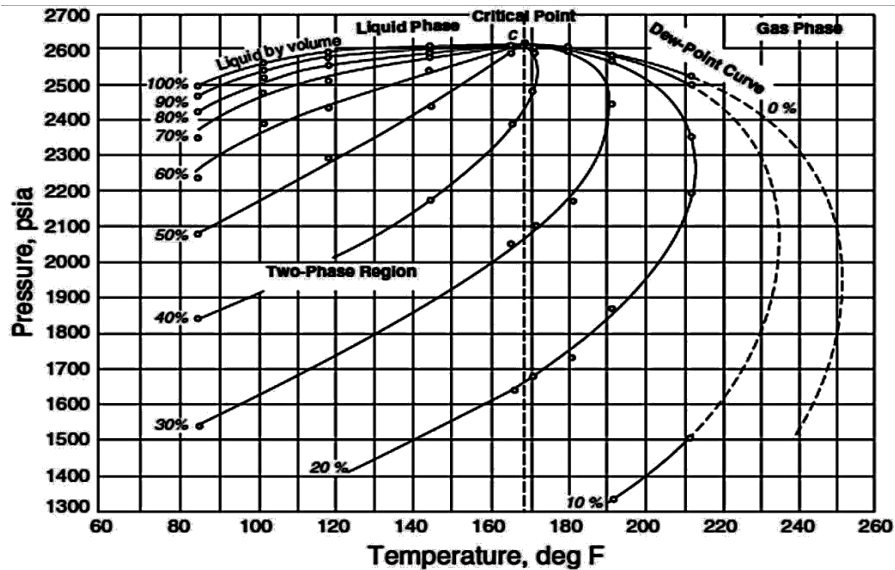
- La composición de la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento
- Presión y temperatura inicial de yacimiento
- Presión y temperatura de producción en superficie

Desde un punto de vista más técnico, los diferentes tipos de yacimientos pueden clasificarse de acuerdo con la localización de la presión y temperatura iniciales. Estas condiciones son convenientemente expresadas en diferentes tipos de diagramas comúnmente llamados diagramas de fase. Uno de esos tipos de diagrama se denomina *diagrama de presión y temperatura*.

2.4.4.1 Según el diagrama de presión – temperatura: La figura 17 muestra un diagrama de presión – temperatura típico de un sistema multicomponente con composición específica. Aunque un sistema de hidrocarburos diferente tendría un diagrama de fases diferentes la configuración general es similar. Estos diagramas de presión y temperatura de sistemas multicomponentes son utilizados esencialmente para:

- Clasificar yacimientos
- Clasificar los sistemas de hidrocarburos de origen natural
- Describir el comportamiento de las fases del fluido del yacimiento

Figura 17. Diagrama típico de p-T para un sistema multicomponente.



Fuente. AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook. Third Edition. 2006. Pag 2.

El área encerrada por las curvas del punto de burbuja y del punto de rocío hacia el lado izquierdo inferior es la región de combinaciones de presión y temperatura en donde existen dos fases: líquida y gaseosa. Las curvas dentro de la región de dos fases muestran el porcentaje de líquido en el volumen total de hidrocarburo para cualquier presión y temperatura.

Para comprender plenamente la importancia de los diagramas de presión-Temperatura es necesario definir e identificar en estos diagramas los siguientes puntos claves:

- Temperatura cricondentérmica (T_{ct})⁴⁸: La temperatura cricondentérmica se define como la máxima temperatura por encima de la cual no puede formarse líquido independientemente de la presión. La presión correspondiente se denomina *presión cricondentérmica*(P_{ct}).
- Presión criconderbárica (P_{cb})⁴⁹: La presión criconderbárica es la máxima presión por encima de la cual no puede formarse gas independientemente de la temperatura. La temperatura correspondiente se denomina temperatura Criconderbárica (T_{cb}).
- Punto crítico: El punto crítico de una mezcla multicomponente es el que se refiere al estado de presión y temperatura en la cual todas las propiedades intensivas de las fases gaseosa y líquida son iguales (punto C).

En el punto crítico, la presión y la temperatura correspondiente se denominan *presión crítica* P_c y *temperatura crítica* T_c de la mezcla.

- Región de dos fases: La región encerrada por la curva del punto de burbuja y la curva del punto de rocío es donde el gas y el líquido coexisten en equilibrio, se identifica como la fase envolvente del sistema de hidrocarburos.
- Líneas de calidad: Las líneas punteadas dentro del diagrama de fases se llaman líneas de calidad. Ellas describen condiciones de presión y temperatura para volúmenes iguales de líquidos. Nótese que las líneas de calidad convergen en el punto crítico (punto C).

⁴⁸ En AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. THIRD EDITION. United States. 2006.

⁴⁹ *Ibíd.*, p. 103.

- Curva de punto de burbuja: La curva de punto de burbuja se define como la línea que separa la región de fase líquida de la región de dos fases.
- Curva de punto de rocío: La curva del punto de rocío se define como la línea que separa la región de fase vapor de la región de dos fases.

En general, los yacimientos están clasificados convenientemente sobre la base de la ubicación del punto que representa la presión inicial del yacimiento p_i y la temperatura T con respecto al diagrama de presión-Temperatura del fluido del yacimiento. En consecuencia los yacimientos se pueden clasificar básicamente en dos tipos. Estos son:

- **Yacimientos de aceite:** Si la temperatura T del yacimiento es inferior a la temperatura crítica T_c del fluido del yacimiento, el yacimiento está clasificado como un yacimiento de petróleo.

"En éstos el petróleo es el producto dominante y el gas se halla disuelto como producto secundario en cantidades que dependen de la presión y la temperatura del yacimiento. Reciben el nombre de yacimientos saturados cuando el petróleo no acepta más gas en solución bajo las condiciones de temperaturas y presión existentes, lo que ocasiona que cualquier exceso de gas se desplace hacia la parte superior de la estructura, lo que forma una capa de gas sobre el petróleo"⁵⁰.

Dependiendo de la presión inicial p_i del yacimiento, los yacimientos de petróleo pueden subdividirse en las siguientes categorías:

⁵⁰ <http://mx.answers.yahoo.com/question/index?qid=20060821101442AAeVT8x>

- Yacimientos de aceite *subsaturado*⁵¹: Son yacimientos que se encuentran en condiciones de presión y temperatura por encima del punto de burbujeo, donde no existe capa de gas inicial y el acuífero es relativamente pequeño en volumen, por lo que el influjo de agua es despreciable. Por encima del punto de burbujeo se tiene que la relación gas-petróleo producido será igual a la relación gas-petróleo inicial, dado que todo el gas producido en la superficie debió haber estado disuelto en el yacimiento. Bajo estas suposiciones las "fuerzas" responsables del movimiento de hidrocarburos están formadas por la "*expansión de los fluidos*" y la "*reducción del volumen poroso*". Debido a que los depósitos de hidrocarburos se encuentran a profundidades del orden de los miles de pies, la presión de sobrecarga de los sedimentos comprime los fluidos contenidos en la roca. Cuando se perfora un pozo, la presión disminuye y el petróleo y el agua intersticial se expanden originando flujo de petróleo hacia el pozo.

Esta disminución en la presión también origina una contracción en el volumen poroso, lo cual ayuda a la expansión de los fluidos. "*Drenaje por gravedad*", o "*segregación gravitacional*", puede ocurrir en este tipo de yacimientos, drenando el petróleo con gran eficiencia si se maneja adecuadamente.

- Dado que una parte del yacimiento puede tener la presión por debajo del punto de burbujeo y una parte por encima de este, puede ocurrir separación del petróleo y del gas en alguna sección.

En yacimientos con alta permeabilidad vertical, alto buzamiento, buenos espesores de arenas y bajas tasas de flujo esta fuerza puede ser significativa aunque deberá actuar contra la retención originada por las fuerzas capilares.

⁵¹ <http://yacimientos-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/caractersticas-de-los-yacimientos.html>

Sin embargo cuando el "Drenaje por gravedad" no está presente en los yacimientos subsaturados la eficiencia de recobro es muy baja y grandes cantidades de petróleo pueden quedarse en el yacimiento.

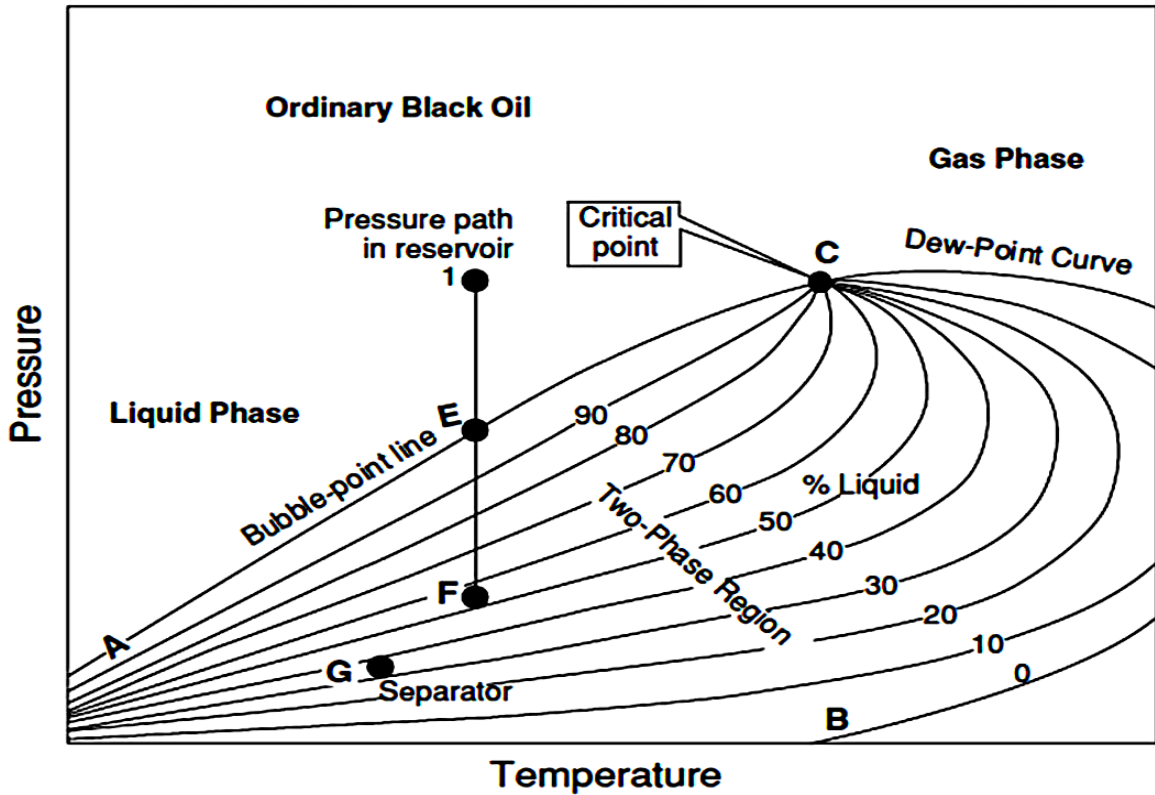
- Yacimientos de aceite saturado: Sí la presión inicial del yacimiento es igual o menor que la presión del punto de burbuja del fluido del yacimiento, el yacimiento se denomina yacimientos de capa de gas o yacimiento de dos fases en el que la fase de gas o vapor está sustentada por una fase de aceite. La línea de calidad apropiada da la relación entre el volumen de la capa de gas al volumen de petróleo del yacimiento.
- **Yacimiento de gas:** Si la temperatura T del yacimiento es superior a la temperatura crítica T_c de los hidrocarburos líquidos, el yacimiento es considerado como un yacimiento de gas.

2.4.4.2 Según el tipo de fluidos: Los sistemas de hidrocarburos en yacimientos se dividen en cinco categorías principales:

- Aceite negro
- Aceite volátil
- Gas condensado
- Gas húmedo
- Gas seco
- **Yacimientos de aceite.** Los aceites crudos abarcan una amplia gama de propiedades físicas y composiciones químicas, por lo que a menudo es importante poder agruparlas en categorías de aceites relacionados. En general los crudos se clasifican comúnmente en los siguientes tipos:
 - Aceite negro o crudo de baja merma
 - Aceite volátil o de alta merma

- **Aceite negro ordinario:** Un diagrama de fase P-T típico para un aceite negro se muestra en la figura 18.

Figura 18. Diagrama de fase p-T típico para un aceite negro



Fuente: AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook. Third Edition.2006. Pag 5.

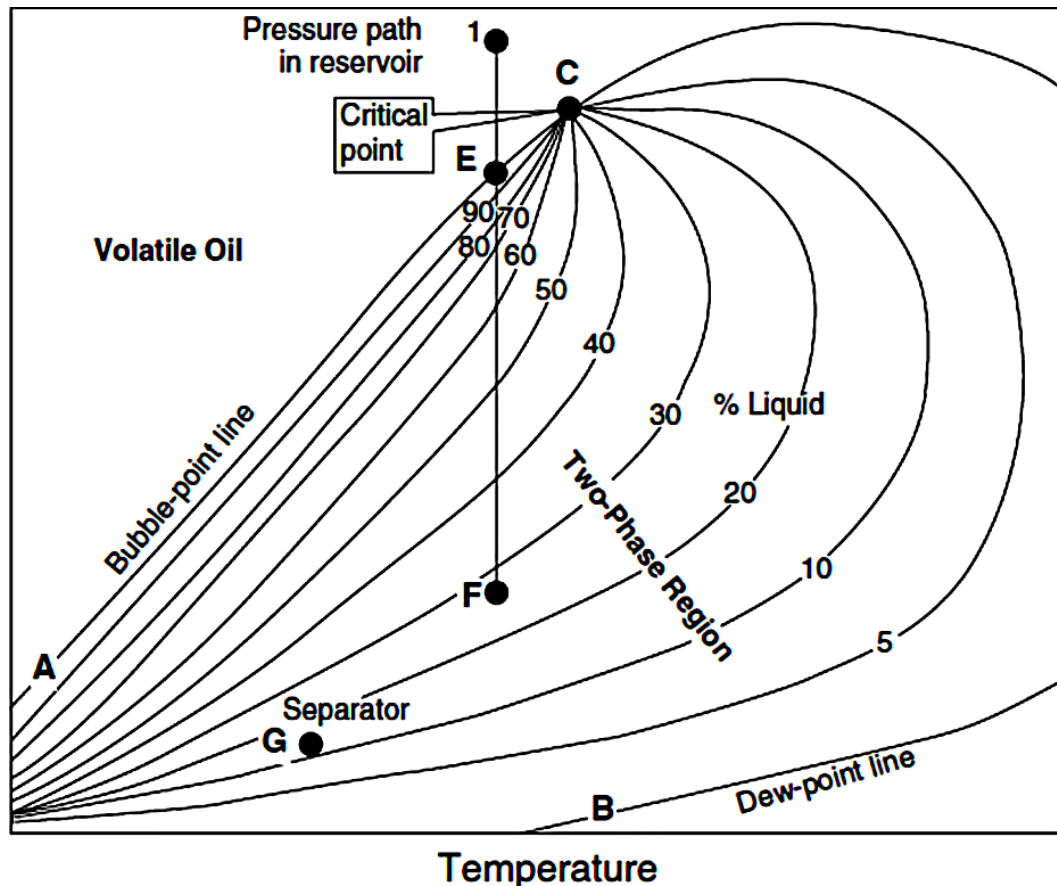
El diagrama de fase del aceite negro se caracteriza por líneas de calidad aproximadamente equidistantes. Siguiendo el camino de reducción de la presión como se indica por la vertical línea EF en la figura 18 la curva de contracción líquida se aproxima a una línea recta, excepto a presiones muy bajas.

Al momento de la producción los aceites que se obtienen son generalmente de gravedades de 15 a 40 API y el color del aceite en el tanque de almacenamiento es por lo general de marrón a verde oscuro.

La línea 1EF representa la caída de presión a temperatura del yacimiento. El punto crítico en un **aceite negro** aparece a temperaturas mucho más altas que la temperatura del yacimiento.

- **Aceite volátil:** El diagrama de fase para un crudo volátil se muestra en la figura 19. Comparado con el aceite negro el rango de temperatura del diagrama de fase de aceite volátil es más pequeño, las líneas isovolumétricas se unen en la parte superior y el punto crítico se encuentra más a la izquierda. Este tipo de crudo se caracteriza comúnmente por una alta merma de líquido inmediatamente por debajo del punto de burbuja.

Figura 19. Típico diagrama p-T para un crudo volátil



Fuente: AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook. Third Edition.2006. Pag 7.

Otras propiedades que caracterizan a este crudo son:

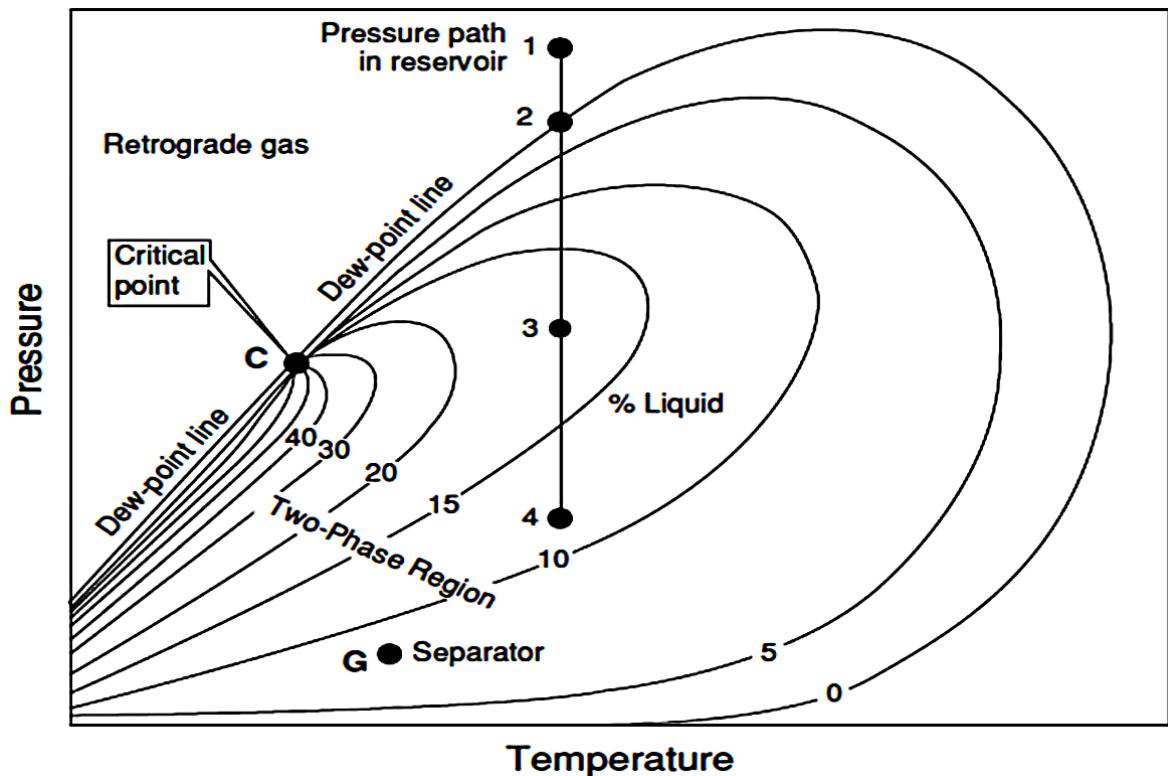
- Gravedad API entre: 45 – 55°
- Color verdoso a naranja
- **Yacimientos de gas.** En general si la temperatura del yacimiento esta sobre la temperatura crítica del sistema de hidrocarburos el yacimiento es clasificado como un yacimiento de gas natural. En base a sus diagramas de fase y a las condiciones imperantes en el yacimiento los gases naturales se pueden clasificar en 3 categorías:

- Gas retrogrado o condensado o Gas crítico
- Gas húmedo
- Gas seco

- **Gas retrogrado o condensado:** El término retrógrado se emplea porque generalmente durante una dilatación isotérmica ocurre vaporización en lugar de condensación. Esta categoría de yacimiento de gas es un tipo único de acumulación de hidrocarburos en el cual el especial comportamiento termodinámico del fluido del yacimiento es el factor controlador en el desarrollo y proceso de depleción del yacimiento.

Considere que la condición inicial de un yacimiento de gas retrógrado es representada por el punto 1 del diagrama de fase de p-T en la figura 20.

Figura 20. Diagrama de fase típico de un sistema retrogrado



Fuente: AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook. Third Edition.2006. Pag 10.

Debido a que la presión del yacimiento está por encima de la parte superior de la presión del punto de rocío, el sistema de hidrocarburos existe como una fase única (por ejemplo fase vapor) en el yacimiento. A medida que la presión del yacimiento declina isotérmicamente durante la producción desde la presión inicial (punto 1) hasta la presión superior en el punto de rocío (punto 2) la atracción entre las moléculas de los componentes pesados y livianos causa que se distancien cada vez más. Como esto ocurre la atracción entre las moléculas de los componentes pesados se vuelve más eficaz por lo tanto el líquido comienza a condensarse.

Este proceso de condensación retrógrada continúa con el decrecimiento de la presión hasta que el líquido marginado alcanza su máximo en el punto 3. Además

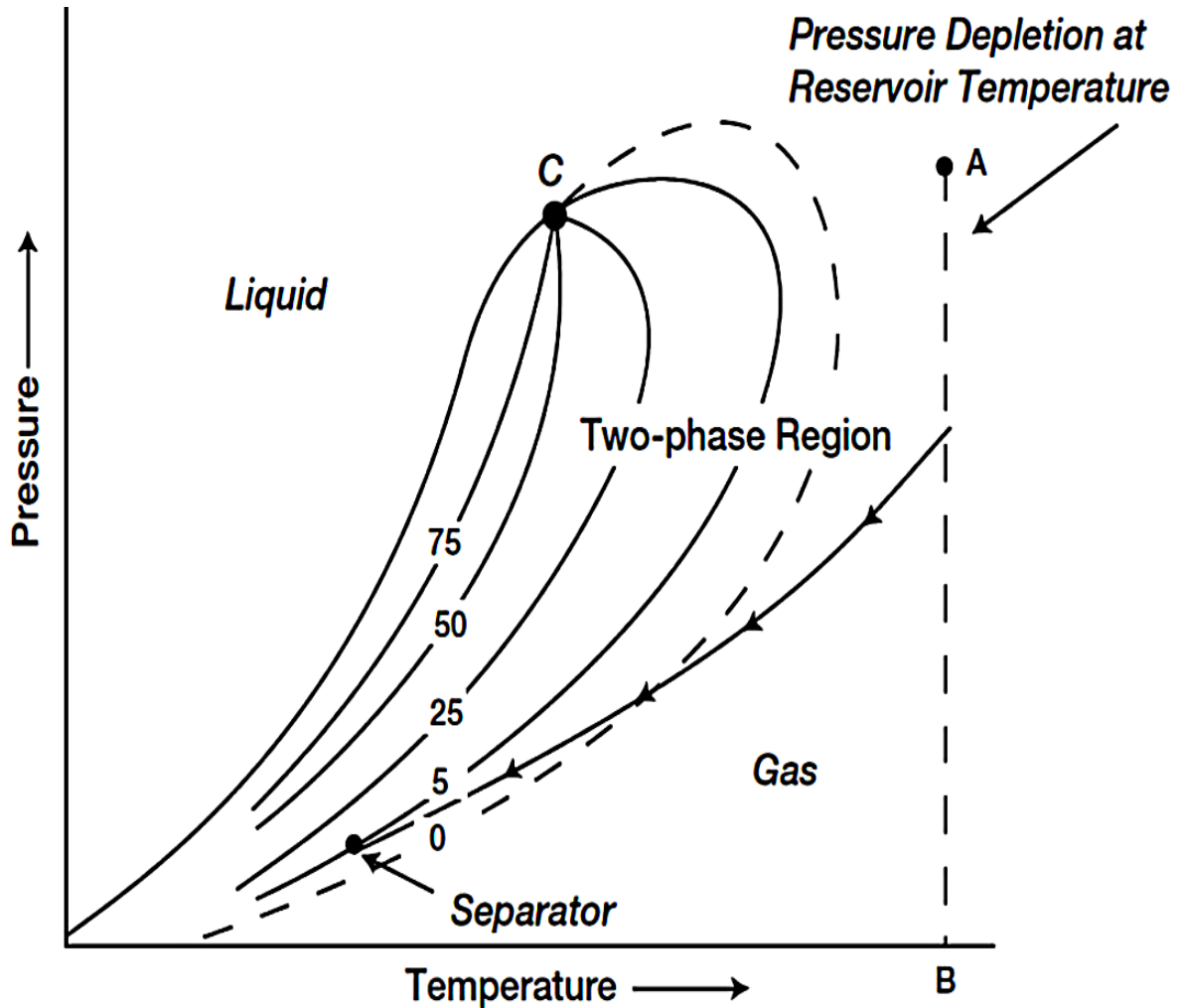
la reducción de la presión permite a las moléculas pesadas iniciar el proceso normal de vaporización. Este es el proceso mediante el cual un menor número de moléculas de gas golpea la superficie del líquido y causa que más moléculas dejen de entrar en la fase líquida. El proceso de vaporización continúa hasta que la presión del yacimiento alcanza la parte inferior de la presión del punto de rocío. Esto significa que todo el líquido que se formó debe vaporizarse ya que el sistema es esencialmente todo vapor en el punto inferior de rocío.

Las características físicas asociadas a esta categoría son:

- La gravedad del condensado está por encima de 50 ° API
- En el stock-tank el líquido es usualmente una ligera agua de color blanca

- **Gas húmedo.** La palabra húmedo en la expresión gas húmedo no significa que el gas es mojado por agua sino que el gas contiene algunas moléculas de hidrocarburos más pesados que en condiciones de superficie forman una fase líquida. Un diagrama de fase típico de un gas húmedo se muestra en la figura 21, donde la temperatura del yacimiento está por encima de la cricondentérmica de la mezcla de hidrocarburos. Debido a que la temperatura del yacimiento excede la cricondentérmica del sistema de hidrocarburos el fluido del yacimiento siempre permanecerá en la región de fase de vapor a medida que el yacimiento se depleta isotérmicamente, a lo largo de la línea vertical A-B.

Figura 21. Diagrama de fase para un gas húmedo



Fuente: AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook. Third Edition.2006.

A medida que el gas producido fluye a la superficie, la presión y temperatura del gas disminuye. Si el gas entra en la región de dos fases la fase líquida condensa a partir del gas y se produce hidrocarburo líquido en los separadores de superficie. Esto es causado por una disminución de la energía cinética de las moléculas pesadas por descenso de temperatura y su posterior conversión a líquido a través de las fuerzas de atracción entre moléculas.

Los yacimientos de gas húmedo se caracterizan por las siguientes propiedades:

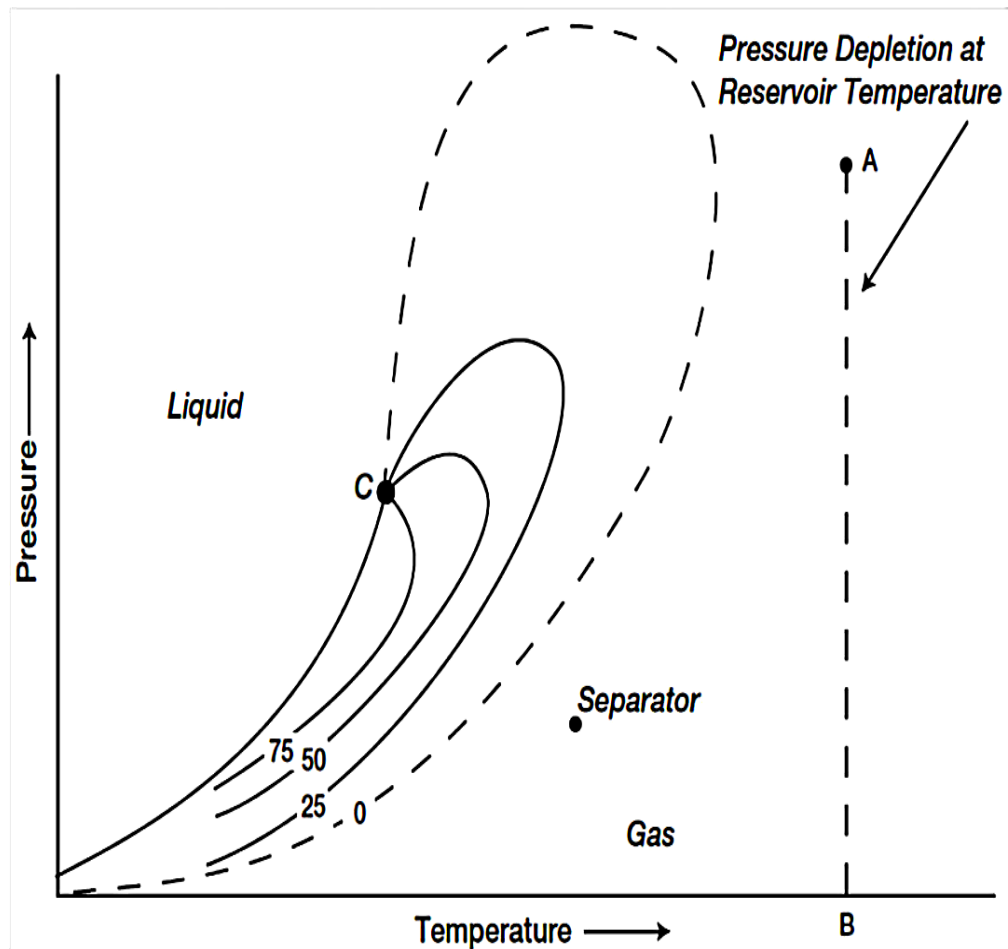
- Relación gas-aceite entre 60,000 a 100,000 SCF/STB
- Gravedad API del aceite en stock – tank por encima de 60°
- El líquido es agua de color blanco
- A presión y Temperatura de separador se encuentra dentro de la región de dos fases

- **Gas seco.** "Son yacimientos que contienen hidrocarburos en su fase gaseosa pero que al ser producidos no se forman líquidos independientemente de los cambios de presión y temperatura. El gas se genera gracias a un proceso de expansión, parecido al que ocurre en las bombonas donde la cantidad de gas está relacionada con la presión del envase".⁵²

En los yacimientos de gas seco la energía cinética de la mezcla es tan alta y la atracción entre moléculas tan pequeña que ninguno de estos coalescen a líquido en condiciones de temperatura y presión de tanque. El único líquido asociado con el gas de un yacimiento de gas seco es agua. El diagrama de fase de un yacimiento de gas seco se muestra en la figura 22. Un sistema que tenga una relación de gas-aceite mayor que 100,000 SCF/STB es usualmente considerado un gas seco.

⁵² <http://yacimientos-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/caractersticas-de-los-yacimientos.html>

Figura 22. Diagrama de fase para un gas seco.



Fuente: AHMED, TAREK. Reservoir engineering handbook. Third Edition. 2006.

2.4.4.3 Según los mecanismos primarios de producción⁵³: Los mecanismos de producción se refieren a las fuerzas naturales del yacimiento que hacen que los fluidos se muevan hacia los pozos. Básicamente se distinguen cinco tipos de mecanismos de producción:

- Expansión roca fluido

⁵³ Paris de Ferrer, Magdalena. FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela. Pag 46-48.

- Empuje por Gas en solución
- Empuje por Capa de gas
- Empuje con agua
- Empuje por drenaje gravitacional

- **Expansión de roca y fluido**⁵⁴.

A presiones por encima de la presión del punto de burbuja, el crudo, el agua connata, la roca y los fluidos son los únicos materiales presentes. Como la presión del yacimiento declina, la roca y los fluidos se expanden debido a sus compresibilidades individuales. La compresibilidad de la roca reservorio es el resultado de dos factores:

- La expansión de los granos individuales de las rocas
- La compactación de la formación

Estos dos factores son el resultado de una disminución de la presión del fluido dentro del espacio poroso y ambos tienden a reducir el volumen poroso mediante la reducción de la porosidad.

Como la expansión de los fluidos y la reducción en el volumen poroso ocurren con el descenso de la presión del yacimiento, el crudo y el agua serán forzados a salir del espacio poroso del pozo. Debido a que el líquido y la roca son sólo ligeramente compresibles, el yacimiento experimentará un rápido descenso de la presión. El yacimiento de aceite bajo este mecanismo de empuje se caracteriza por una relación gas – aceite constante que es equivalente a la solubilidad del gas a la presión del punto de burbuja.

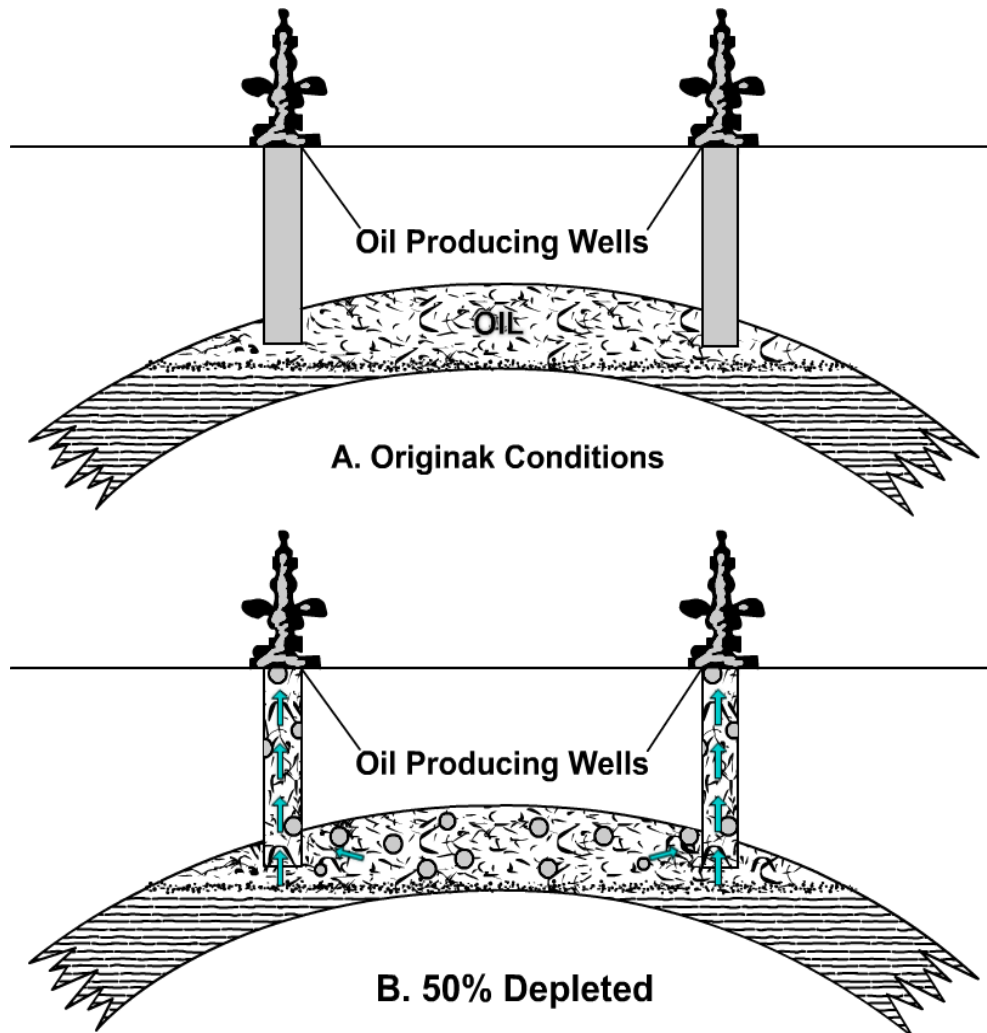
⁵⁴ AHMED, TAREK. Reservoir engineering handbook. Third Edition. 2006. Pag 734

Este mecanismo de empuje es considerado el menos eficiente de las fuerzas de empuje y usualmente resulta en el recobro de únicamente un pequeño porcentaje del total del aceite en sitio.

- **Empuje por Gas en solución**

Un yacimiento de petróleo no tiene capa de gas inicial si la presión del yacimiento es mayor que la presión de burbujeo. A medida que el petróleo es producido, el petróleo remanente, por ser compresible, se expande para llenar el espacio vacío que va quedando detrás, lo que causa una disminución en la presión del yacimiento. Cuando la presión disminuye hasta el punto de burbujeo, el gas disuelto comienza a separarse del petróleo y como este gas libre es más compresible que el petróleo, la presión declinará más suavemente. Este proceso se conoce como empuje por gas en solución y su eficiencia depende en gran parte de la cantidad inicial de gas disuelto.

Figura 23. Yacimiento de Empuje por Gas en solución



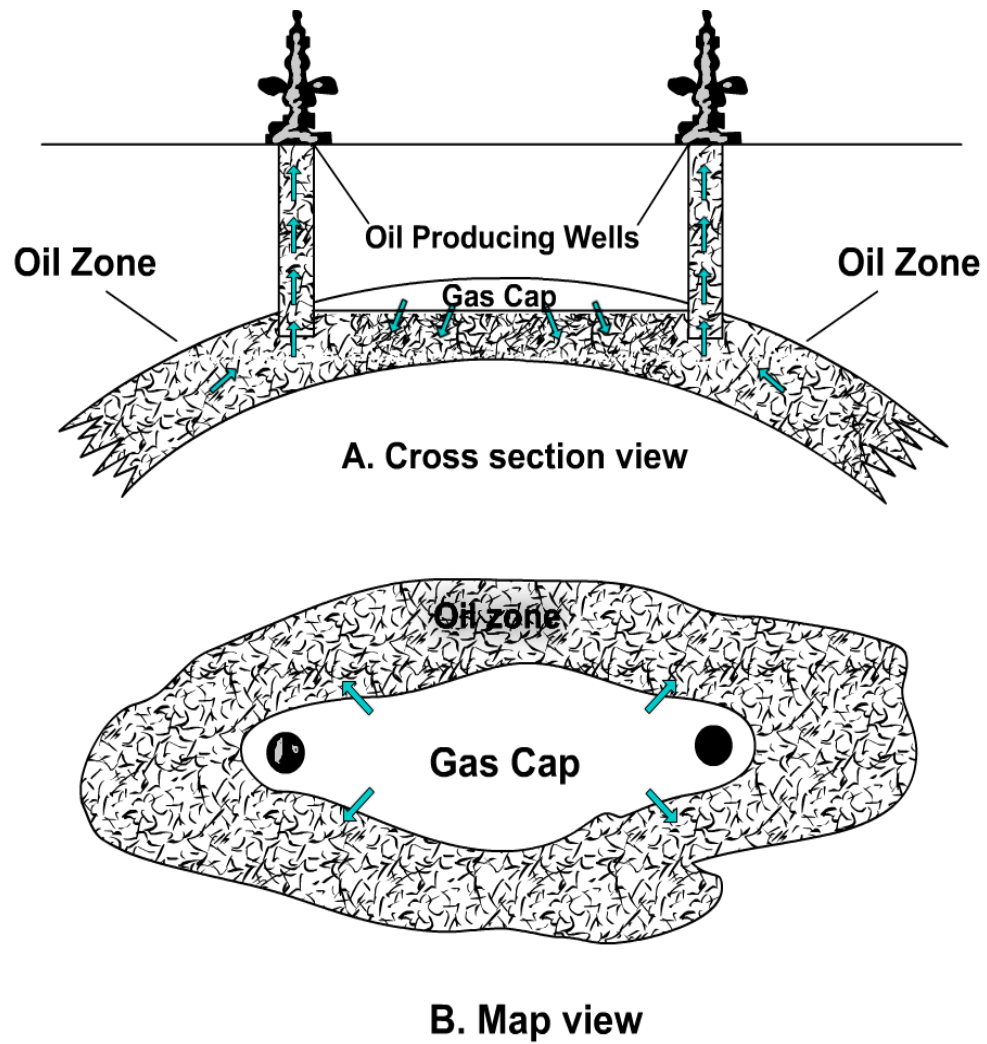
Fuente. Clark, N. J., Elements of Petroleum Reservoirs, SPE, 1969 en AHMED, TAREK. Reservoir engineering handbook. Third Edition.2006. pag 736.

○ **Empuje por Capa de gas**

Si un yacimiento tiene una capa de gas inicial, la presión inicial en el contacto gas-petróleo (CGP)⁵⁵ es equivalente a la presión de burbujeo del petróleo. Debajo de dicho contacto, la presión de burbujeo y la cantidad de gas disuelto permanecen usualmente constantes a medida que la presión del yacimiento aumenta con la profundidad. Aunque la presión del yacimiento es igual a la presión de saturación o de burbujeo solamente en el CGP, el petróleo y el gas están en equilibrio y se dice que el petróleo está saturado. Estos yacimientos producen por el mecanismo de empuje de la capa de gas, ya que debido a su compresibilidad, el gas se expande y ayuda a expulsar el petróleo. Sin embargo, para que este mecanismo sea efectivo, es necesario definir el tamaño de la capa de gas y que la formación tenga una alta permeabilidad vertical y un espesor o buzamiento considerable. En efecto, una capa de gas muy pequeña no es tan eficiente como una de tamaño mediano. En contraste, una capa de gas que es muy grande en relación a la columna de petróleo es también menos eficaz que una de tamaño mediano. La razón de esto es que resulta difícil producir el petróleo cuando la capa de gas es muy grande y la zona de petróleo es delgada, porque el gas tiende a sobrepasar al petróleo e irrumpe primero en los pozos de producción. En conclusión, el yacimiento de empuje por capa de gas más eficiente es aquel que posee un volumen de la capa de gas similar en tamaño al volumen de la zona de petróleo. Cuando este tipo de mecanismo está presente, la recuperación es mayor, normalmente de un 30 a 40% del petróleo inicialmente en el yacimiento.

⁵⁵ PARIS DE FERRER, MAGDALENA. Fundamentos de ingeniería de yacimientos.

Figura 24. Yacimiento de Empuje por Capa de gas



Fuente: Clark, N. J., Elements of Petroleum Reservoirs, SPE, 1969 en AHMED, TAREK. Reservoir engineering handbook. Third Edition.2006.pag 738.

- **Empuje con agua**

Se presenta cuando debido a la disminución de presión en el yacimiento, se origina la expansión de un acuífero que lo subyace, desplazando de esta manera el petróleo hacia los pozos productores. La eficiencia de este tipo de empuje está controlada principalmente por el tamaño del acuífero y la permeabilidad de la roca reservorio. Dado que la compresibilidad del agua es pequeña, se requieren acuíferos de gran tamaño para que exista un empuje hidráulico efectivo. También se requiere una permeabilidad alta, de tal forma que exista una rápida comunicación entre el yacimiento y el acuífero.

Este tipo de mecanismo puede llegar a ser muy efectivo, obteniéndose recuperaciones del orden de 40-70% del petróleo inicial en el yacimiento.

- **Empuje por drenaje gravitacional**

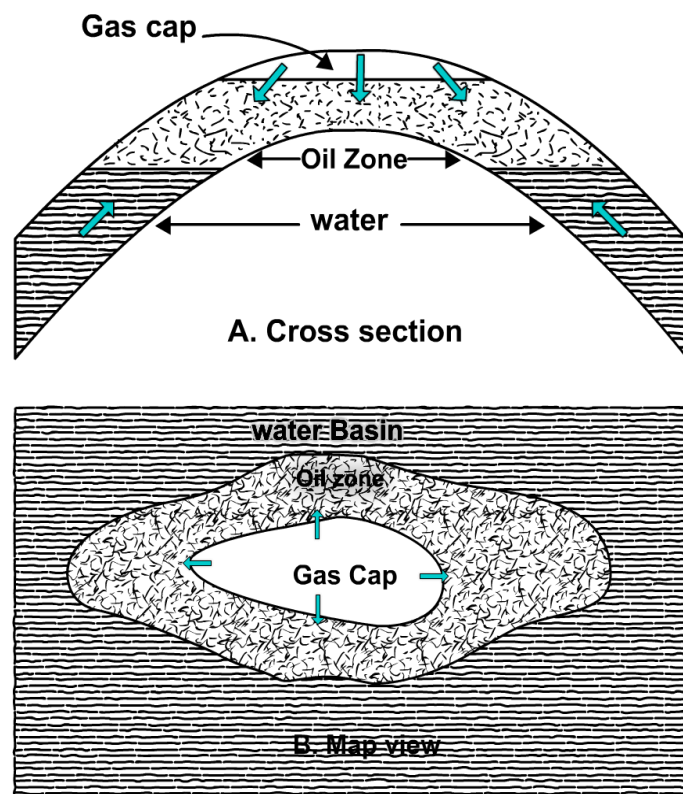
La gravedad es un mecanismo de empuje muy lento, pero eficaz. Los pozos completados en yacimientos que ya no tienen otra energía que la gravedad se reconocen porque poseen tasas de producción lentas y constantes para períodos muy largos. La gravedad usualmente trabaja en conjunto con otros mecanismos de empuje para incrementar su eficiencia. Así por ejemplo un yacimiento delgado y horizontal con un fuerte empuje de agua de fondo puede tener una baja recuperación debido a que el agua tiende a conificar los pozos prematuramente, sobrepasando al petróleo; pero si el mismo yacimiento se encuentra inclinado estructural o estratigráficamente, el recobro aumenta debido a que la segregación gravitacional drena el petróleo hacia abajo, existiendo también la acción de empuje del agua del acuífero hacia arriba. Además, la gravedad estabiliza el frente de agua-petróleo durante la producción, disminuyendo la cantidad de petróleo residual. Lo mismo sucede con las unidades grandes de capa de gas. Como la presión y la gravedad expulsan naturalmente el petróleo hacia los pozos, la capa de gas empuja el petróleo hacia la parte baja, estabilizando el límite entre lo que drena por gravedad y el contacto gas-petróleo.

Teóricamente la fuerza de gravedad puede originar factores de recobro de hasta el 80%, si el yacimiento está produciendo a través de pozos localizados en la parte más baja de la estructura.

- **Empuje combinado**

En la mayoría de los yacimientos se presenta más de un tipo de empuje durante su vida productiva, bien sea en forma alternada o simultánea. En ambos casos, se dice que el yacimiento produce por empuje combinado.

Figura 25. Yacimiento con Empuje combinado



Fuente. Clark, N. J., Elements of Petroleum Reservoirs, SPE, 1969 en AHMED, TAREK. Reservoir engineering handbook. Third Edition.2006. pag 751.

En todos los tipos de empuje están presentes las fuerzas de gravedad y capilaridad, alterando positiva o negativamente la acción de tales empujes. En caso de yacimientos de gran espesor y/o buzamiento pronunciado, el efecto de gravedad puede hacer que el gas que sale de la solución con el petróleo fluya hacia la parte más alta de la estructura, en contracorriente con el petróleo, originando así una capa de gas secundaria o engrandeciendo la original. Por otro lado, un fuerte empuje con agua abrumará completamente un empuje por gas en solución al mantener la presión por encima del punto de burbujeo.

2.5 ESTIMACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS

El cálculo volumétrico de petróleo y/o gas es una de las herramientas para la estimación de reservas. Los métodos para cuantificar reservas son:

- Método volumétrico
- Ecuación de balance de materia
- Curvas de declinación

2.5.1 Yacimientos de gas

- **Generalidades**

Los yacimientos que sólo contienen gas libre se denominan yacimientos de gas. Tales yacimientos contienen una mezcla de hidrocarburos, que se halla totalmente en estado gaseoso. La mezcla puede ser un gas seco, húmedo o condensado, dependiendo de la composición del gas y de las condiciones de presión y temperatura que se den en el yacimiento. Los yacimientos de gas pueden tener entrada de agua a partir de un acuífero contiguo a la formación o puede ser volumétrico (es decir, sin entrada de agua $W_e = 0$).

La mayoría de los cálculos de ingeniería de gas implican el uso del factor volumétrico de formación del gas B_g y el factor de expansión del gas E_g . Estas ecuaciones entre otras se resumen a continuación:

- El factor volumétrico de formación del gas, B_g se define como el volumen real ocupado por n moles de gas a presión y temperatura del yacimiento, dividido por el volumen ocupado por la misma cantidad de gas a condiciones de superficie (Condiciones estándar, p_{sc} y T_{sc}). Aplicando la ecuación de estado de gas real, a ambas condiciones se obtiene:

$$B_g = \frac{P_{sc} zT}{T_{sc} p}$$

Donde p_{sc} es 14.7 psia y T_{sc} es 60°F

$$B_g = 0.02827 \frac{zT}{p} \text{ ft}^3/\text{SC}.$$

$$= 0.00504 \frac{zT}{p} \text{ bbl}/\text{SCF}$$

- El factor de expansión del gas, E_g . Es simplemente el recíproco de B_g :

$$E_g = \frac{T_{sc} P}{P_{sc} zT} = 35.37 \frac{P}{zT} \text{ SCF}/\text{ft}^3$$

- Factor de compresibilidad, Z.⁵⁶

A partir de las leyes de Boyle, Charles y Avogadro se puede determinar la ecuación de estado de los gases Ideales.

$$Pv=nRT$$

El factor de compresibilidad Z, es un factor de corrección, que se introduce en la ecuación de estado de gas ideal para modelar el comportamiento de los gases reales, los cuales se pueden comportar como gases ideales para condiciones de baja presión y alta temperatura, tomando como referencia los valores del punto crítico (*La desviación de un gas respecto de su comportamiento ideal se hace mayor cerca del punto crítico.*) es decir si la temperatura es mucho más alta que la del punto crítico, el gas puede tomarse como ideal y si la presión es mucho más baja que la del punto crítico el gas también se puede tomar como ideal.

Z puede ser obtenido experimentalmente dividiendo el volumen real de n moles de un gas a p y T por el volumen ideal ocupado por la misma masa de gas a iguales condiciones de p y T.

Introduciendo el factor de corrección Z:

$$Pv=ZRT$$

Standing y Katz desarrollaron un gráfico el cual permite determinar el factor de compresibilidad de una mezcla de hidrocarburos a partir de las condiciones Pseudoreducidas de la mezcla.

⁵⁶<http://www.inmecanica.com/termo/factorcompresibilidad/factordecompresibilidad.html>

Otras propiedades del gas incluyen:

- Peso molecular aparente, M_a
- Gravedad específica, γ_g
- Densidad,
- Volumen específico, V
- Coeficiente de compresibilidad isoterma del gas, C_g
- Viscosidad, μ

Las anteriores propiedades del gas pueden obtenerse a partir de mediciones directas en laboratorio o por predicción a partir de expresiones matemáticas generalizadas.

Se presentan dos enfoques para la estimación de a). Gas original en sitio G , b). Reservas y c). Recobro de gas para yacimientos volumétricos y con mecanismo de empuje de agua:

- Método volumétrico
- Balance de materiales

2.5.1.1 El método volumétrico: Los datos que se utilizan para estimar las condiciones PV de un yacimiento gasífero incluyen pero no se limitan a: registros de pozos, análisis de núcleos, presión de fondo de pozo (BHP) e información de muestras de fluido junto con pruebas de pozo. Estos datos normalmente se usan para desarrollar varios mapas de subsuelo. Estos mapas estructurales y estratigráficos de sección transversal ayudan a establecer la extensión areal del yacimiento mediante las formulas piramidal y trapezoidal además de que identifica discontinuidades del mismo tales como acuñamientos, fallas o contactos gas-agua.

La ecuación volumétrica es útil en el trabajo de estimación de reservas de gas in situ en cualquier etapa de agotamiento. Durante el periodo de desarrollo antes de que los límites del yacimiento se definan con precisión, es conveniente calcular el gas in situ por acre-pie de roca del yacimiento total. Posteriormente durante la vida del yacimiento, cuando el volumen del yacimiento está definido y los datos de rendimiento están disponibles, los cálculos volumétricos proporcionan un valioso control sobre el gas in situ a partir de las estimaciones obtenidas por métodos de balance de materiales.

- La Ecuación para cálculos de gas en sitio es:

$$G = \frac{43,560Ah\phi (1-s_w)}{B_g}$$

Donde G = gas en sitio, [SCF]

A=área del yacimiento, [acres]

h=espesor promedio del yacimiento, [ft]

ϕ =porosidad

Sw=saturación de agua y

Bg=factor volumétrico del gas de formación, [ft³/SCF]

- ❖ La ecuación anterior se puede aplicar a condiciones iniciales y de abandono con el fin de calcular el gas recuperable.

- *Gas inicial en sitio:*

$$G = \frac{43,560Ah\phi (1 - s_{wi})}{B_{gi}}$$

- *Gas remanente:*

$$G_a = \frac{43,560 Ah \phi (1 - s_{wi})}{B_{ga}}$$

Donde B_{ga} es evaluado a presión de abandono.

∴ Gas producido = Gas inicial - Gas remanente

○

$$G_p = 43,560 Ah \phi (1 - S_{wi}) \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_{ga}} \right)$$

La aplicación del método volumétrico asume que el volumen poroso ocupado por el gas es constante.

Sí se está produciendo entrada de agua, A , h y S_w cambiarán.

2.5.1.2 El método de balance de materiales⁵⁷: El concepto de balance de materiales se asocia en ingeniería de yacimientos con el equilibrio volumétrico que existe en el yacimiento entre los fluidos que originalmente contiene y los que quedan en él, después de haberse producido una determinada cantidad de petróleo debido a una declinación de la presión. Generalmente la producción de petróleo origina la entrada de fluidos provenientes de una capa de gas o de un acuífero, la expansión de los fluidos inicialmente presentes en el yacimiento y la expansión de la roca, los cuales pasan a ocupar el espacio poroso dejado por el petróleo.

⁵⁷ Paris de Ferrer, Magdalena. FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela. Pag 459.

En este método se realiza un balance de materiales cero dimensional (significa que es evaluado en un punto del yacimiento) aplicando la ecuación de Schilthuis ampliamente conocida como ecuación de balance de materiales (EBM)⁵⁸. Posteriormente, dicha ecuación se aplicará en conjunto con la técnica de Havlena y Odeh para obtener una mejor comprensión de los mecanismos de empuje que actúan en el yacimiento bajo condiciones de recuperación primaria.

- **La ecuación de balance de materiales**

La EBM se reconoce desde hace mucho tiempo como una de las herramientas básicas para interpretar y predecir el comportamiento de los yacimientos, utilizando para ello un modelo tipo tanque. En otras palabras, las variaciones de presión y saturación se consideran uniformes en tiempo, pero no en posición. Cuando se aplica adecuadamente puede utilizarse para:

- Estimar el petróleo y el gas en sitio. (POES) y (GOES)
- Estimar el tamaño de la capa de gas.
- Estimar la presencia, tipo y tamaño de un acuífero.
- Predecir el comportamiento de presión conociendo la historia de producción del yacimiento.
- Estimar las profundidades de los contactos agua-petróleo, gas-petróleo y agua-gas.
- Predecir el comportamiento futuro de los yacimientos.

- **Limitaciones de la ecuación de balance de materiales**

Algunas de las limitaciones y suposiciones más importantes con respecto al desarrollo y aplicación de la EBM son las siguientes:

⁵⁸ *Ibíd.*, p. 128.

- Considera que el yacimiento tiene un volumen poroso constante ocupado por diferentes fluidos
- Supone constante la temperatura del yacimiento
- Considera que existen condiciones de equilibrio en el yacimiento en cualquier tiempo
- Asume que la producción es totalmente resultado de la expansión del gas liberado del petróleo y de una capa de gas inicial, al disminuir la presión del yacimiento
- La recuperación es independiente de la tasa
- Las propiedades PVT disponibles o estimadas deben ser representativas del yacimiento y relacionar la producción con los datos de su vaciamiento
- No considera el factor geométrico del yacimiento
- Requiere cierto grado de explotación del yacimiento a fin de disponer de suficientes datos de producción y de presión
- El factor volumétrico del agua en la formación y la solubilidad se consideran iguales a la unidad y a cero, respectivamente
- Considera que existen condiciones de equilibrio en el yacimiento en cualquier tiempo. En otras palabras a un tiempo en particular, la razón de permeabilidades relativas gas-petróleo (k_{rg}/k_{ro}) es constante en toda la zona del petróleo lo cual incluye la suposición de que no existe segregación por gravedad
- Supone que la producción es totalmente una consecuencia de la liberación del gas en solución y de la expansión del gas liberado del petróleo y de una capa de gas inicial cuando disminuye la presión del yacimiento. Nótese que esta suposición sólo es válida por debajo del punto de burbujeo y que estos efectos deben ser considerados por encima del punto de burbujeo

- **Derivación de la ecuación de balance de materiales**

En su forma más simple la EBM está estructurada para mantener un balance de todos los materiales que entran, salen y se acumulan en un volumen de roca que contiene petróleo, agua y gas. Debido a que éste se considera constante, la suma algebraica de los cambios de volumen (incluida la producción e inyección) del petróleo, el gas libre y el agua debe ser igual a cero.

En otras palabras, la ecuación se deriva considerando un balance volumétrico del yacimiento que iguala lo que sale (producción acumulada) con la expansión que experimentan los fluidos como consecuencia de una caída de presión finita.

El método de materiales constituye la aplicación en conjunto de dos principios básicos.

- La Ley de la conservación de la masa
- La Ley de la conservación de la energía

$$\text{Volumen inicial} = \text{volumen producido} + \text{volumen remanente}$$

- ❖ Consideraciones para aplicar balance de materia:

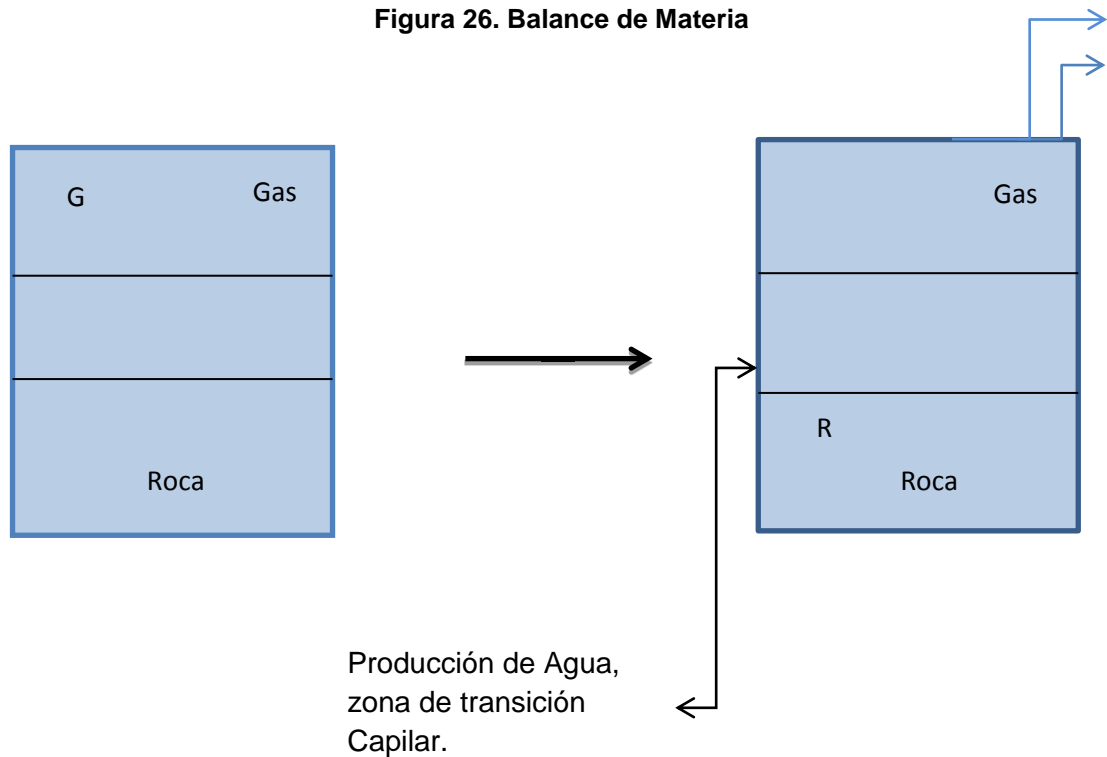
- Volumen Poroso Constante. No existe compactación ni subsidencia
- El PVT es representativo del Yacimiento
- Proceso Isotérmico
- C_w y C_f son despreciables
- Dimensión cero

- ❖ Aplicaciones de la ecuación de balance de materia:

- Determinar hidrocarburos iniciales en el yacimiento
- Evaluar W_e conociendo G

- Predecir el comportamiento y recobro final de yacimientos, especialmente lo que producen por gas en solución o depleción
- Evaluar factores de Recobro (mecanismos de producción de que tiene el yacimiento)

Figura 26. Balance de Materia



Fuente: Los autores

1. Conservación del Volumen:

$$V_g + V_w + V_r = V_T \quad \longrightarrow \quad \frac{\delta V_g}{\delta t} + \frac{\delta V_w}{\delta t} + \frac{\delta V_r}{\delta t} = 0$$

$$\frac{\Delta V_g}{\Delta t} + \frac{\Delta V_w}{\Delta t} + \frac{\Delta V_r}{\Delta t} = 0 \quad \longrightarrow \quad \Delta V_g + \Delta V_w + \Delta V_r = 0$$

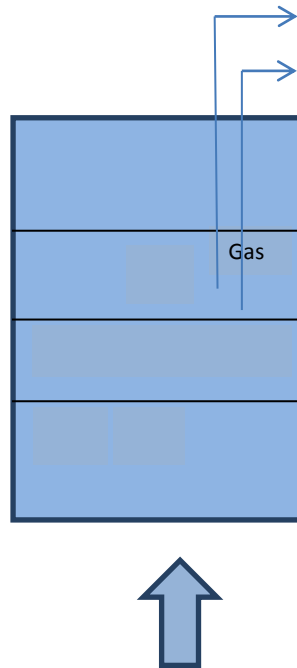
2. Balance para el Gas

$$V_{gi} = GB_{gi} \quad SCF \cdot \frac{RCF}{SCF}$$

$$V_{gt} = G_t B_g = G - G_p B_g \longrightarrow \Delta V_g = V_{gi} - V_{gt} = GB_{gi} - G - G_p B_g$$

3. Balance para la Roca

Figura 27. Balance para el poro



Fuente: Los autores

- Balance para el Poro:

$$V_{pi}$$

$$V_{pt} = V_{pi} - \Delta VP^{Red}$$

$$\Delta V_p = V_{pi} - V_{pt}$$

$$\Delta V_p = V_{pi} - V_{pi} - \Delta VP^{Red}$$

$$\Delta V_p = \Delta VP^{Red}$$

- Balance para la Roca:

$$\text{Compresibilidad} = C = -\frac{1}{V} \frac{\delta V}{\delta P}$$

Compresibilidad de la Formacion C_f

$$C_f = \frac{1}{V_{pi}} \frac{\Delta VP^{Red}}{\Delta P} \rightarrow \Delta VP^{Red} = C_f V_{pi} \Delta P$$

$$\Delta V_p = C_f V_{pi} \Delta P; \quad V_{pi} = V_{wi} + V_{gi} @ Yto$$

$$V_{pi} = S_{wi} V_{pi} + GB_{gi} \rightarrow V_{pi} (1 - S_{wi}) = GB_{gi}$$

$$V_{pi} = \frac{GB_{gi}}{1 - S_{wi}} \rightarrow \Delta V_p = C_f \frac{GB_{gi}}{1 - S_{wi}} \Delta P$$

$$\left\{ \begin{array}{l} S_{wi} = \frac{V_{wi}}{V_{pi}} \\ V_{wi} = S_{wi} V_{pi} \end{array} \right.$$

La roca se expande conforme el volumen poroso se reduce

$$\Delta V_r = -\Delta V_p$$

$$\Delta V_r = -C_f \frac{GB_{gi}}{1 - S_{wi}} \Delta P$$

4. Balance para el Agua

$$V_{wi} = W$$

$$V_{wt} = W + \Delta V W^{exp} - W_p B_w + W_e$$

$$\Delta V_w = V_{wi} - V_{wt} = W - W + \Delta V W^{exp} - W_p B_w + W_e$$

$$\Delta V_w = W_p B_w - \Delta V_w^{exp} - W_e$$

$$C_w = \frac{1}{V} \frac{\delta V_w}{\delta P} = \frac{1}{W} \frac{\Delta V_w^{exp}}{\Delta P} \Rightarrow \Delta V_w^{exp} = C_w \cdot W \cdot \Delta P$$

$$V_{pi} = \frac{GB_{gi}}{1 - S_{wi}} \rightarrow \Delta V_w^{exp} = C_w S_{wi} \frac{GB_{gi}}{1 - S_{wi}} \Delta P$$

Sumando los términos de los balances para gas, roca y agua.

$$\Delta V_g + \Delta V_w + \Delta V_r = 0$$

$$GB_{gi} - G - G_p B_g - C_f \frac{GB_{gi}}{1 - S_{wi}} \Delta P + W_p B_w - C_w S_{wi} \frac{GB_{gi}}{1 - S_{wi}} \Delta P - W_e$$

Dejando a un lado las variables conocidas (Variables de producción)

$$G_p B_g + W_p B_w - W_e = G B_g - B_{gi} + \underbrace{B_{gi} \frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \Delta P}_{\text{Presión Normal}}$$

Mecanismos de empuje en yacimientos de gas

$$G_p B_g + W_p B_w - W_e = G B_g - B_{gi} + B_{gi} \frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \Delta P$$

$$G_p B_g = G B_g - B_{gi} + G B_{gi} \frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \Delta P + W_e - W_p B_w$$

$$1 = G B_g - B_{gi} + G B_{gi} \frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \Delta P + W_e - W_p B_w$$

$$1 = \underbrace{\frac{G B_g - B_{gi}}{G_p B_g}} + \underbrace{\frac{G B_{gi}}{G_p B_g} \frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \Delta P}_{\text{Expansión del Agua y de la formación.}} + \underbrace{\frac{W_e - W_p B_w}{G_p B_g}}_{\text{Empuje por Agua o Hidrostático.}}$$

: Expansión del Gas

Expansión del Agua y de la formación.

Empuje por Agua o Hidrostático.

- Metodo de linealización de Havlena y Odeh

La EBM expresada como una línea recta fue propuesta por Havlena y Odeh. El método de Havlena-Odeh consiste en agrupar ciertos términos en la EBM y graficar un conjunto de variables con respecto a otro.

$$G_p B_g + W_p B_w - W_e = G B_g - B_{gi} + B_{gi} \frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \Delta P$$

- Linealización de Havlena and Odeh:

$F = G E_g + E_{f,w} W_e$ Donde: $F \rightarrow$ Representa el fluido retirado del Yacimiento

\downarrow
: Expansión Total

$E_g \rightarrow$ Expansión del Gas

$E_{f,w} \rightarrow$ Expansión el agua y la formación

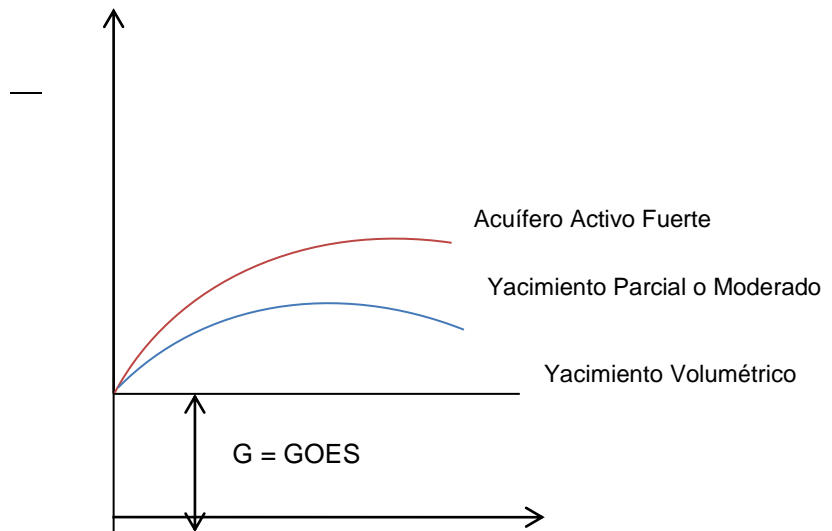
Asumiendo que el termino de expansion de agua y roca $E_{f,w}$ es despreciable en comparacion con E_g .

$$F = GE_g + W_e$$

Finalmente dividiendo a ambos lados de la ecuacion por E_g .

$$\frac{F}{E_g} = G + \frac{W_e}{E_g} e$$

Figura 28: $\frac{F}{E_g}$ vs G_p

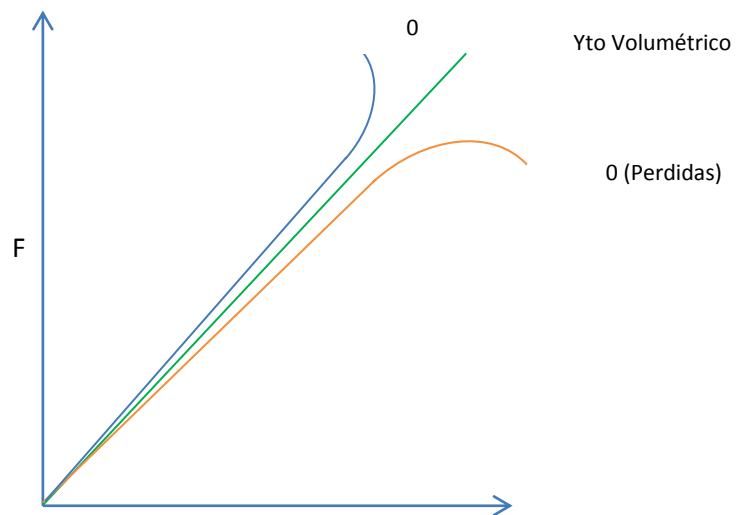


Fuente: Los autores

Figura 29: F vs t

$$F = GE_g + W_e$$

(Expansion Total)



Fuente: Los autores

2.5.1.3 Yacimientos de gas volumétricos de presión normal⁵⁹: Para un yacimiento volumétrico y asumiendo que no existe producción de agua, la ecuación EBM se reduce a:

$$\frac{p_{sc}G_p}{T_{sc}} = \frac{p_i}{z_i T} V - \frac{p}{z T} V$$

Donde

Pi= presión inicial del yacimiento; Gp=producción acumulada de gas, SCF;
P=presión actual de yacimiento; V= volumen de gas original (GBgi), ft³;
Zi=factor de desviación del gas a pi; Z= factor de desviación del gas a P;
T=temperatura, °R

Esta ecuación comúnmente se expresa mediante las siguientes dos formas:

- **Forma 1.** En términos de p/z.
- Replantando la anterior y resolviendo para p/Z da:

$$\frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} - \frac{p_{sc} T}{T_{sc} V} G_p$$

Esta es una ecuación de una línea recta cuando se traza (p/Z) vs la producción acumulativa de gas Gp, tal como muestra en la figura 30. Esta relación lineal es quizás una de las relaciones más ampliamente utilizadas en la determinación de reservas de gas.

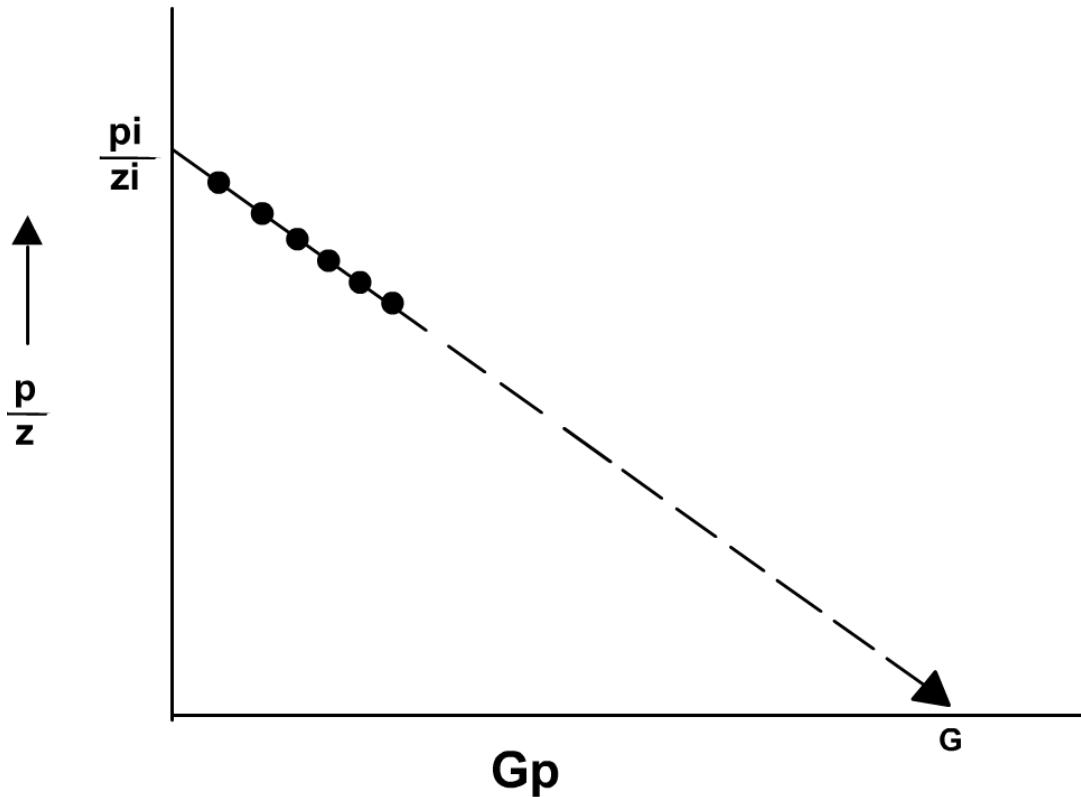
⁵⁹AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook. Third Edition. United States of America.2006. Pag 860

La relación de línea recta supe al ingeniero de las características del yacimiento:

- o La pendiente de la línea recta es equivalente a:

$$pendiente = -\frac{p_{sc}T}{T_{sc}V}$$

Figura 30. Ecuación de balance de materiales de gas.



Fuente. AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook. Third Edition. United States of America.2006. pág. 861.

El volumen original de gas V puede ser calculado a partir de la pendiente y usarlo para determinar la extensión areal de un yacimiento a partir de:

$$V = 43,560 Ah \Phi (1 - S_{wi})$$

Donde A es el área del yacimiento en acres.

- Interceptando a $G_p=0$ da p_i/z_i
- Interceptando a $p/Z=0$ da el gas original en sitio G en SCF
- Producción acumulativa de gas o recobro de gas a cualquier presión

En un yacimiento el volumen inicial de gas V puede ser expresado en términos del volumen de gas a condiciones estándar mediante:

$$V = B_g G = \frac{p_{sc} z_i T}{T_{sc} p_i} G$$

Combinando la ecuación anterior con la siguiente ecuación;

$$\frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} - \frac{p_{sc} T}{T_{sc} V} G_p$$

Da;

$$\frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} - \frac{p_i}{z_i} \frac{1}{G} G_p$$

Esta relación puede ser expresada en una forma más simplificada:

$$\frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} - m G_p$$

Donde el coeficiente m es esencialmente constante y representa la resultante de la línea recta cuando se traza p/Z Vs G_p . La pendiente, m es definida por:

$$m = \frac{p_i}{z_i} \frac{1}{G}$$

E Intercepto = $\frac{p_i}{z_i}$

Igualmente m se define a partir la siguiente ecuación ya vista anteriormente ;

$$pendiente = -\frac{p_{sc}T}{T_{sc}V}$$

Como;

$$m = \frac{T p_{sc}}{T_{sc} V}$$

Donde G=gas original en sitio, SCF

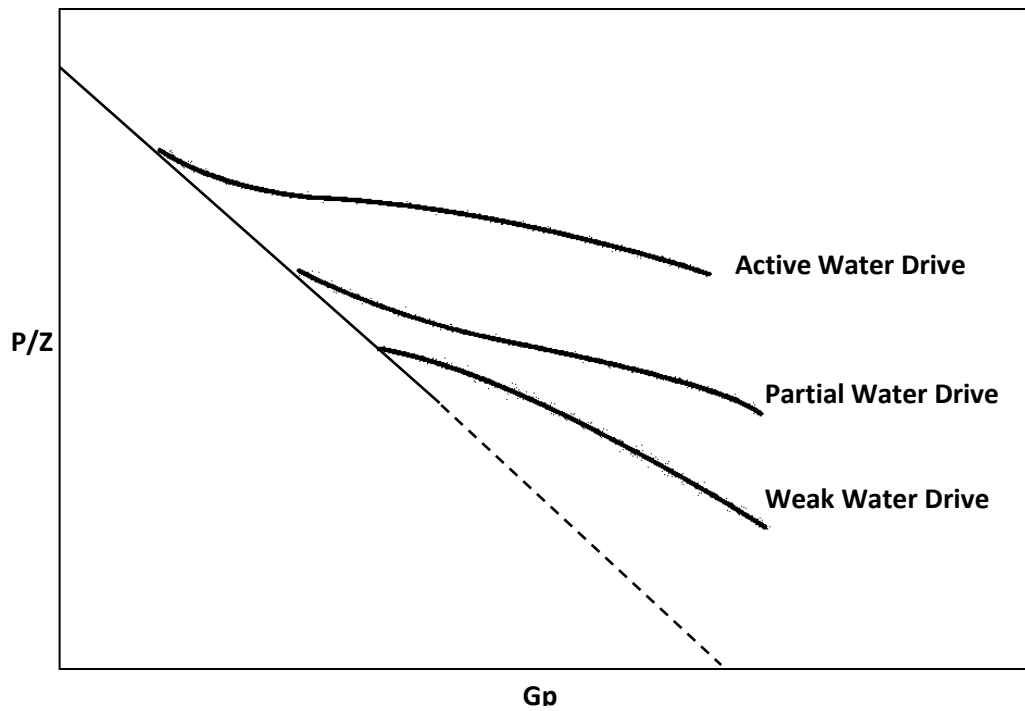
V= Gas original en sitio, ft³

Nuevamente, la ecuación; $\frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} - \frac{p_i}{z_i} \frac{1}{G} G_p$

La ecuación $\frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} - \frac{p_i}{z_i} \frac{1}{G} G_p$ muestra que para un yacimiento volumétrico, la relación entre (p/Z) y Gp es esencialmente lineal. Esta popular ecuación indica que mediante la extrapolación de la línea recta a la abscisa, por ejemplo a p/Z=0 dará el valor del gas original en sitio como G=Gp.

La representación gráfica de la ecuación anterior se puede utilizar para detectar la presencia de entrada de agua, como se muestra gráficamente en la figura 31. Sí el gráfico de (p/Z) vs Gp se desvía de la relación lineal, esto es indicador de la presencia de intrusión de agua.

Figura 31. Efecto del empuje de agua en la relación p/Z vs Gp.



Fuente. AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook. Third Edition. United States of America.2006. Pag 865.

- **Forma 2.** En términos de B_g

A partir de la definición del factor volumétrico, puede ser expresada como:

$$B_{gi} = \frac{V}{G}$$

Combinando la expresión anterior con la siguiente ecuación;

$$B_g = 0.02827 \frac{zT}{p} \frac{ft^3}{SCF}$$

Da:

$$\frac{p_{sc} z_i T}{T_{sc} p_i} = \frac{V}{G}$$

Donde: V=volumen de gas original en sitio, ft³; G=gas original en sitio, SCF;
Pi=presión original del yacimiento; Zi=factor de compresibilidad del gas a Pi.

La ecuación; $\frac{p_{sc} z_i T}{T_{sc} p_i} = \frac{V}{G}$

puede ser combinada con la ecuación; $\frac{p_{sc} G_p}{T_{sc}} = \frac{p_i}{z_i T} V - \frac{p}{z T} V$

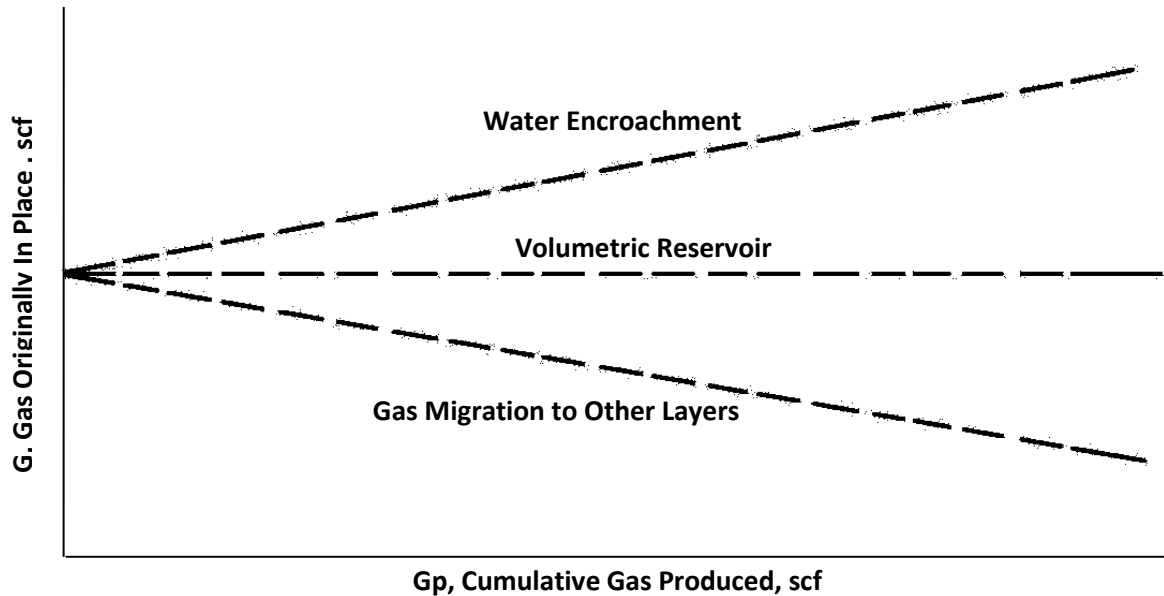
dando; $G = \frac{G_p B_g}{B_g - B_{gi}}$

La ecuación anterior sugiere que para calcular el volumen de gas inicial, los únicos datos imprescindibles son los datos de producción, los datos de presión y la gravedad específica del gas. Con estos se obtiene el factor Z y la temperatura del yacimiento. Un pequeño cambio en el denominador se traducirá en una gran discrepancia en el valor calculado de gas inicial en sitio. Por lo tanto, no se debe confiar en la ecuación de balance de materiales al inicio de la vida del yacimiento.

Los balances de materiales en yacimientos volumétricos de gas son simples. El gas original en sitio puede ser calculado a partir de la ecuación anterior sustituyendo la producción acumulativa del gas y los apropiados factores volumétricos de formación del gas que corresponde a las presiones del yacimiento durante el período histórico. Si tras cálculos sucesivos se dan valores coherentes con la historia para el gas original en sitio, el yacimiento está operando bajo el control volumétrico y el cálculo de G es fiable, como se muestra en la figura 32.

Una vez que G ha sido determinado y la ausencia de entrada de agua se ha establecido de este modo, la misma ecuación se puede utilizar para predecir la producción acumulada de gas en función de la presión del yacimiento.

Figura 32. Determinación gráfica del gas original en sitio, G .



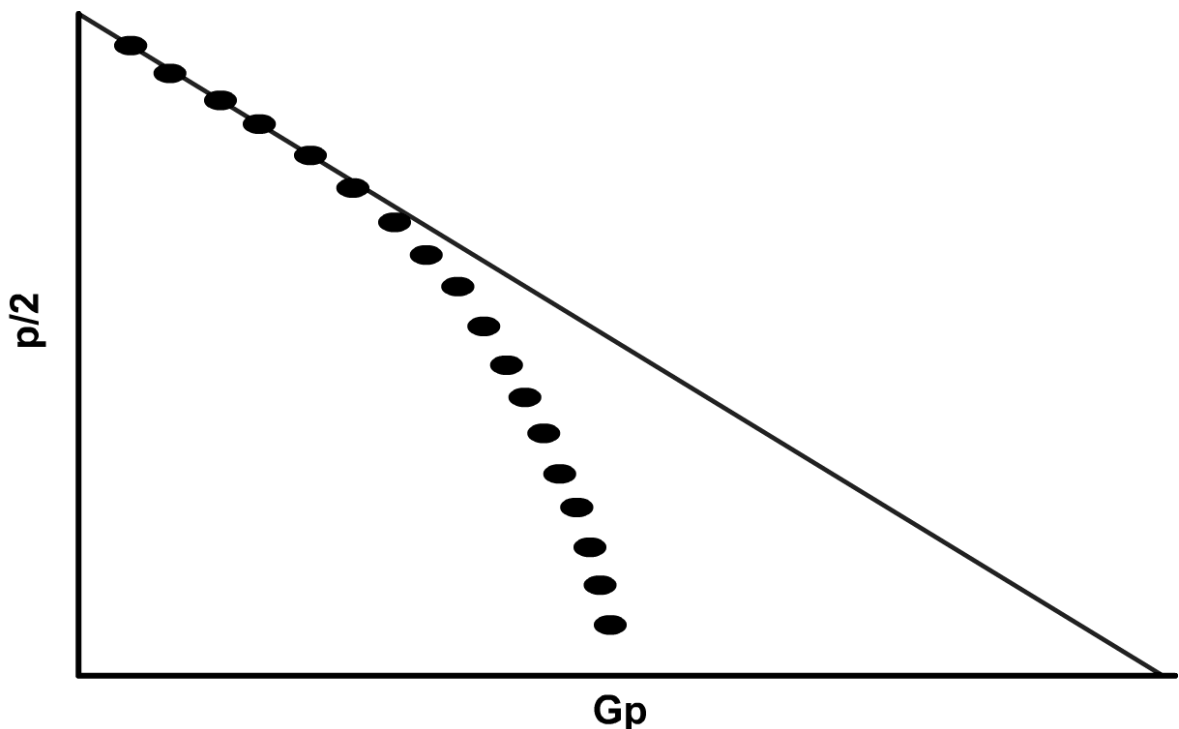
Fuente. AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook. Third Edition. United States of América.2006. Pag 869.

2.5.1.4 Presiones anormales en yacimientos de gas: Hammerlindl⁶⁰ señaló que en yacimientos volumétricos de gas las presiones son anormalmente altas, dos pendientes diferentes se evidencian cuando el gráfico p/Z vs G_p es usado para predecir reservas dentro de la formación y debido a los efectos de compresibilidad en los fluidos. La pendiente final del diagrama p/Z es más pronunciada que la pendiente inicial por consiguiente la estimación de reservas basadas en una curva de la vida temprana son altamente erróneas.

⁶⁰ Hammerlindl (1971), AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. THIRD EDITION. United States. 2006.

La pendiente inicial se debe al gas de expansión y a una significativa presión de conservación provocada por la compactación de la formación, expansión de cristales y expansión del agua. A aproximadamente el gradiente de presión normal, la compactación de la formación es esencialmente completa y el yacimiento asume las características de un yacimiento de gas de expansión normal.

Figura 33. Diagrama p/z ilustrando el comportamiento no-lineal de un yacimiento de presión anormal.



Fuente. Craft, B.C; Hawkins, M. Applied Petroleum Reservoir Engineering. Second edition. Prentice-Hall, Inc. 1991. United States of America. Pag 97.

Todo comportamiento de los yacimientos de gas está relacionado con la compresibilidad efectiva, (diferente de compresibilidad del gas). Cuando la presión es anormal y elevada, la compresibilidad efectiva puede ser el doble o más veces mayor que la compresibilidad del gas. Si la compresibilidad efectiva es igual al doble de la compresibilidad de gas, entonces el primer pie cúbico de gas

producido es debido en un 50% a la expansión de gas y en otro 50% a la compresibilidad de la formación y expansión del agua. A medida que la presión se reduce en el yacimiento, la contribución debida a la expansión del gas se hace mayor porque la compresibilidad del gas se aproxima a la compresibilidad efectiva.

2.5.1.5 Efecto de la tasa de producción de gas en la recuperación final: Los yacimientos volumétricos de gas son depletados esencialmente por expansión y, por lo tanto, la recuperación de gas final es independiente de la tasa de producción del campo. La saturación de gas en este tipo de yacimiento nunca se reduce; sólo se reduce el número de libras de gas que ocupan el espacio de los poros. Por lo tanto, es importante reducir la presión de abandono al menor nivel posible. En cierres de yacimientos de gas, no es inusual recuperar cerca del 90% del gas original en sitio.

La EBM expresada por cualquiera de estas ecuaciones es muy simple de aplicar porque no es dependiente de las tasas de flujo, la configuración del yacimiento, propiedades de las rocas, o detalles de los pozos. Sin embargo, hay supuestos fundamentales que deben satisfacerse a la hora de aplicar la ecuación, incluyendo las siguientes:

- Saturación uniforme en todo el yacimiento a cualquier tiempo
- Pequeña o ninguna variación de la presión dentro del yacimiento
- El yacimiento puede representarse por una única presión promedio a cualquier tiempo
- El yacimiento está representado como un tanque, es decir, área de drenaje constante, de propiedades homogéneas.

2.5.2 Yacimientos de aceite. Un yacimiento volumétrico de aceite es aquel que no tiene intrusión de agua, mientras que un yacimiento no volumétrico de aceite es aquel que tiene intrusión de agua (*acuífero*).

- Propiedades PVT del aceite negro(Unidades inglesas)

- Rs: relación gas - aceite en solución [SCF/STB]

Este es el volumen de gas en SCF que esta disuelto en un STB de aceite a condiciones de P y T de yacimiento.

- Bo: factor volumétrico de formación del aceite [BBL/STB]

Este es el volumen en BBL que un STB de aceite y su gas (Rso) disuelto ocupa en un yacimiento a P y T de yacimiento.

2.5.2.1 Método volumétrico.⁶¹: El aceite en sitio es calculado o por el método volumétrico o por balance de materiales.

El método volumétrico para estimar el aceite en sitio es basado en registros y análisis de datos básicos para determinar el volumen neto, la porosidad y la saturación de los fluidos, y un análisis de fluidos para determinar el factor volumétrico del aceite. Bajo condiciones iniciales 1 ac-ft de roca productora de aceite contiene

- Agua intersticial: $7758 \times \Phi \times Sw_c$
- Aceite en el yacimiento: $7758 \times \Phi \times (1 - Sw_c)$
- Reservas de petróleo en tanque: $\frac{7758 \times \phi \times 1 - Sw_c}{Boi}$

Donde 7758 barriles resulta de $43560 \text{ (ft}^2/\text{acre)}/5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$, Φ es la porosidad, Sw_c es el agua intersticial o connata y Boi es el factor volumétrico de formación del aceite inicial.

⁶¹AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. THIRD EDITION. United States. 2006.

- Para yacimientos de aceite bajo *control volumétrico*, no hay entrada de agua que reemplace el aceite producido, por lo que debe ser remplazado por la saturación del gas, la cual incrementa a medida que la del aceite decrece. Si S_g es la saturación del gas y B_o el factor volumétrico del aceite a abandono, entonces a condiciones de abandono 1 ac-ft de roca contiene
 - Agua intersticial: $7758 \times \Phi \times S_{w_c}$
 - Gas en yacimiento: $7758 \times \Phi \times S_g$
 - Aceite en el yacimiento: $7758 \times \Phi \times (1 - S_{w_c} - S_g)$
 - Reservas de petróleo en tanque $\frac{7758 \times \phi \times (1 - S_{w_c} - S_g)}{B_o}$

- En el caso de yacimientos bajo *control hidráulico*, donde no hay una apreciable declinación en la presión del yacimiento, el influjo de agua es o bien hacia el interior y paralela a los planos de estratificación o hacia arriba donde la zona de producción de petróleo está sustentada por agua. El aceite remanente a abandono en esta porción del yacimiento invadido por agua, en barriles por acre-pie, es:
 - Aceite en el yacimiento: $7758 \times \Phi \times S_{or}$
 - Reservas de petróleo en tanque $\frac{7758 \times \phi \times S_{or}}{B_{oi}}$

Donde S_{or} es la saturación de aceite residual remanente después del desplazamiento del agua. Puesto que se supone que la presión del yacimiento se mantuvo a su valor inicial debido a la entrada de agua, no se desarrolla saturación de gas libre en la zona petrolera y el factor volumétrico del aceite a abandono sigue siendo B_{oi} .

2.5.2.2. Método de balance de materiales: Cuando un yacimiento de aceite y gas es perforado, se producen gas, aceite y frecuentemente agua, de esta manera se reduce la presión del yacimiento, causando que el aceite remanente y el gas se expandan para ocupar el espacio vacante dejado por los fluidos removidos.

La relación de volumen inicial de la capa de gas a volumen inicial de aceite, se simboliza por **m**.

$$m = \frac{\text{volumen inicial de gas libre en el yacimiento}}{\text{volumen inicial de aceite en el yacimiento}}$$

Si este valor puede ser determinado con precisión razonable, sólo queda una incógnita (N) en el *balance de materiales en yacimientos volumétricos de capa de gas*, y dos (N y We) en *yacimientos de empuje de agua*. El valor de **m** es determinado a partir de datos básicos de completamiento de pozos, los cuales frecuentemente ayudan a ubicar los contactos gas-aceite y agua-aceite.

Para simplificar la derivación, ésta se divide en los cambios que sufre el aceite, gas y agua, y el volumen de roca, durante el inicio de la producción y a cualquier tiempo. El cambio en el volumen de la roca es expresado como un cambio en el volumen del espacio vacío. En el desarrollo de la *ecuación general de balance de material*, usualmente los siguientes términos son usados:

(Las unidades escritas en mayúscula indican condiciones de superficie y en minúscula condiciones de yacimiento)

- N: Aceite original en el yacimiento o petróleo en sitio, STB
- Boi: Factor volumétrico de formación del aceite inicial, bbl/STB
- Np: aceite producido acumulado, STB
- Bo: factor volumétrico de formación del aceite, bbl/STB

- G: Gas inicial en el yacimiento, SCF
- Bgi: factor volumétrico de aceite inicial de formación, bbl/SCF
- Gf: Cantidad de gas libre en el yacimiento, SCF
- Rsi: Relación Gas disuelto - Aceite @ presión inicial [SCF/BBL]
- Rp: Relación Gas – Petróleo acumulada. SCF/STB
- Bg: factor volumétrico de formación del gas, bbl/SCF
- Bgi: factor volumétrico de la formación del gas a la presión inicial [bbl/SCF]
- W: Agua inicial en el yacimiento, bbl
- Wp: producción acumulada de agua, STB
- Bw: factor volumétrico de formación del agua, bbl/STB
- We: influjo de agua en el yacimiento, bbl
- c_w : compresibilidad isoterma del agua, psi^{-1}
- Δp : variación en la presión promedio del yacimiento, psia
- Swi: saturación inicial de agua
- Vf: espacio vacío inicial, bbl
- C_f : compresibilidad isoterma de la formación, psi^{-1}

- **DERIVACIÓN DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES**

- Conservación del Volumen

$$V_g + V_o + V_w + V_r = V_T \rightarrow \frac{\delta V_g}{\delta V_t} + \frac{\delta V_o}{\delta V_t} + \frac{\delta V_w}{\delta V_t} + \frac{\delta V_r}{\delta V_t} = 0$$

$$\frac{\Delta V_g}{\Delta t} + \frac{\Delta V_o}{\Delta t} + \frac{\Delta V_w}{\Delta t} + \frac{\Delta V_r}{\Delta t} \rightarrow \Delta V_g + \Delta V_o + \Delta V_w + \Delta V_r = 0$$

- Balance para el Aceite

$$V_{oi} = NB_{oi}$$

$$V_{ot} = N_t B_o = N - N_p B_o$$

$$\Delta V_o = V_{oi} - V_{ot}$$

$$\Delta V_o = NB_{oi} - N - N_p B_o$$

o Balance para el Gas

$$V_g = GB_{gi}$$

$$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}} \rightarrow V_{gi} = GB_{gi} = N_m B_{oi}$$

$$V_g = G_t B_g = \frac{N_m B_{oi}}{B_{gi}} + NR_{soi} - G_p - N_t \cdot R_{so} B_g$$

Pero;

$$N_t = N - N_p \quad NR_{soi} - N_t R_{so}$$

$$V_{gt} = V_{gt} = NR_{soi} - G_p - N - N_p R_{so} B_g$$

$$R_p = \frac{G_p}{N_p} \rightarrow G_p = N_p \cdot R_p$$

$$V_{gt} = \frac{N_m B_{oi}}{B_{gi}} + NR_{soi} - N_p \cdot R_p - N - N_p R_{so} B_g$$

$$\Delta V_g = V_{gi} - V_{gt}$$

$$\Delta V_g = N_m B_{oi} - \frac{N_m B_{oi}}{B_{gi}} + NR_{soi} - N_p \cdot R_p - N - N_p R_{so} B_g$$

o Balance para la Roca

$$V_{pi} = V_{pi}$$

$$V_{pt} = V_{pi} - \Delta V P^{red}$$

$$\Delta V_p = V_{pi} - \Delta V P^{red}$$

$$\Delta V_p = V_{pi} - V_{pi} - \Delta V P^{red}$$

$$\Delta V_p = \Delta V P^{red}$$

$$C_f = \frac{1}{V_{pi}} \frac{\Delta V P^{red}}{\Delta_p} \rightarrow \Delta V P^{red} = C_f \cdot V_{pi} \Delta_p$$

$$\Delta V_p = C_f \cdot V_{pi} \Delta_p ;$$

$$V_{pi} = V_{oi} + V_{gi} + V_{pi}$$

$$S_{wi} = \frac{V_{wi}}{V_{pi}} \rightarrow V_{wi} = S_{wi} \cdot V_{pi}$$

$$V_{pi} = NB_{oi} + N_m B_{oi} + S_{wi} V_{pi}; \quad V_{pi} (1 - S_{wi}) = NB_{oi} + N_m B_{oi}$$

$$V_{pi} = \frac{NB_{oi} + N_m B_{oi}}{1 - S_{wi}}$$

$$\Delta V_p = C_f \frac{NB_{oi} + N_m B_{oi}}{1 - S_{wi}} \cdot \Delta P$$

$$\Delta V_r = -C_f \cdot \frac{NB_{oi} + N_m B_{oi}}{1 - S_{wi}} \cdot \Delta P$$

o *Balance para el Agua*

$$V_{wi} = W$$

$$V_{wt} = w + \Delta V_w^{exp} - W_p \cdot B_w + W_e$$

$$\Delta V_w = V_{wi} - V_{wt} = W - W + \Delta V_w^{exp} - W_p \cdot B_w + W_e$$

$$\Delta V_w = W_p B_w - \Delta V_w^{exp} - W_e$$

$$V_{pi} = \frac{NB_{oi} + N_m B_{oi}}{1 - S_{wi}} \rightarrow \Delta V_w^{exp} = C_w S_{wi} \cdot \frac{NB_{oi} + N_m B_{oi}}{1 - S_{wi}} \cdot \Delta_p$$

$$\Delta V_w = W_p \cdot B_w - C_w S_{wi} \frac{NB_{oi} + N_m B_{oi}}{1 - S_{wi}} \Delta_p - W_e$$

$$\Delta V_o + \Delta V_g + \Delta V_w + \Delta V_r = 0$$

$$\rightarrow NB_{oi} - N - N_p B_o + N_m B_{oi} - \frac{N_m B_{oi}}{B_{gi}} + NR_{soi} - N_p R_p - N - N_p R_{so} B_g +$$

$$B_w W_p - C_w S_{wi} \cdot \frac{NB_{oi} + N_m B_{oi}}{1 - S_{wi}} \cdot \Delta_p - W_e - C_f \cdot \frac{NB_{oi} + N_m B_{oi}}{1 - S_{wi}} \cdot \Delta_p = 0$$

$$\rightarrow NB_{oi} - NB_o + N_p B_o + N_m B_{oi} + \frac{N_m B_{oi} B_g}{B_{gi}} - NR_{soi} B_g + N_p R_p B_g + NB_g R_{so} -$$

$$N_p B_g R_{so} = W_e - B_w \cdot W_p + 1 + m NB_{oi} \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \cdot \Delta_p$$

$$\rightarrow NB_{oi} - NB_o + N_p B_o + N_m B_{oi} - \frac{N_m B_{oi} B_g}{B_{gi}} - NR_{soi} B_g + N_p R_p B_g + NB_g R_{so} -$$

$$N_p B_g R_{so} + N_p B_g R_{soi} - N_p B_g R_{soi} = W_e - B_w W_p + 1 + m NB_{oi} \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \cdot \Delta_p$$

$$\rightarrow NB_{oi} + N_m B_{oi} - N B_o + R_{soi} - R_{so} B_g + N_p B_o + R_{soi} - R_{so} B_g + R_p - R_{soi} B_g N_p - \frac{N_m B_{oi} B_g}{B_{gi}} = W_e - B_w W_p + 1 + m NB_{oi} \cdot \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \Delta p$$

$$N B_t - B_{ti} + \frac{N_m B_{ti}}{B_{gi}} B_g - B_{gi} + 1 + m NB_{ti} \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \Delta p + W_e = N_p B_t + R_p - R_{soi} B_g + B_w W_p$$

o Reorganizando la EMB

$$N B_t - B_{ti} + \frac{N_m B_{ti}}{B_{gi}} B_g - B_{gi} + 1 + m NB_{ti} \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \Delta p + W_e - B_w W_p = N_p B_t + R_p - R_{soi} B_g$$

$$1 = \underbrace{\frac{N B_t - B_{ti}}{A}}_{DD} + \underbrace{\frac{N_m B_{ti} B_g - B_{gi} / B_{gi}}{A}}_{DS} + \underbrace{\frac{W_e - W_p B_w}{A}}_{DM} + \underbrace{\frac{N 1 + m B_{ti} \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \Delta p}{A}}_{DE}$$

$$A = N_p B_t + R_p - R_{soi} B_g$$

La misma ecuación más convenientemente organizada con el concepto del factor volumétrico total de la formación, **Bt = Bo+(Rsi - Rs)Bg** y suponiendo que **no** existe inyección de fluidos, resulta:

$$N = \frac{N_p B_t + R_p - R_{si} B_g - W_e - W_p B_w}{B_t - B_{ti} + m B_{ti} \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 + B_{ti} 1 + m \frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}} \Delta p}$$

Donde: Swi es la saturación de agua inicial, Rp, es la relación acumulada gas-petróleo producido, SCF/BN y Δp, el cambio en la presión volumétrica promedio del yacimiento, psi.

Los índices de empuje se definen en los yacimientos de petróleo para indicar la magnitud relativa de las diferentes fuerzas de energía presentes. Si se considera

un yacimiento con empuje combinado donde existen simultáneamente todos los *mecanismos de empuje*, es conveniente determinar dicha magnitud para cada uno de ellos y su contribución a la producción. Por lo tanto, si se reordena la ecuación;

$$N = \frac{N_p B_t + R_p - R_{si} B_g - W_e - W_p B_w}{B_t - B_{ti} + m B_{ti} \frac{B_g - B_{gi}}{B_{gi}} - 1 + B_{ti} 1 + m \frac{c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}} \Delta p}$$

Resulta:

$$\frac{N B_t - B_{ti}}{A} + \frac{N m B_{ti} \frac{B_g - B_{gi}}{B_{gi}}}{A} + \frac{W_e - W_p B_w}{A} + \frac{N B_{oi} 1 + m \frac{c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}} p_i - p}{A} = 1$$

Con el parámetro A definido por:

$$A = N_p B_t + R_p - R_{si} B_g$$

La ecuación

$$\frac{N B_t - B_{ti}}{A} + \frac{N m B_{ti} \frac{B_g - B_{gi}}{B_{gi}}}{A} + \frac{W_e - W_p B_w}{A} + \frac{N B_{oi} 1 + m \frac{c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}} p_i - p}{A} = 1$$

puede abreviarse* y expresarse así:

$$DDI + SDI + WDI + EDI = 1$$

Donde DDI es el índice de empuje por agotamiento (por sus siglas en español: IDD - índice de desplazamiento por depleción); SDI, el índice de empuje por expansión de la roca y de los fluidos debido al cambio de presión en el yacimiento.

* Abreviación de Pirson

En esta ecuación si los índices de empuje no suman 1, significa que no se ha alcanzado la solución correcta del balance de materiales.

Se ha establecido que Havlena y Odeh, desarrollaron una técnica para aplicar la EBM e interpretar los resultados, representándola de manera que resulte la ecuación de una línea recta.

- Método de Linealización de Havlena and Odeh

$$N B_t - B_{ti} + N m \frac{B_{ti}}{B_{gi}} B_g - B_{gi} + \underbrace{1 + m N B_{ti} \frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_{wi}} \Delta_p + W_e}_{E_{fw}} = N_p B_t + \underbrace{R_p - R_{soi} B_g + B_w W_p}_F$$

E_o mE_g E_{fw} F

$$F = N E_o + mE_g + E_{fw} + W_e$$

- Yacimiento de Petróleo Negro siempre Saturado (Capa de Gas Inicial)

$P_i < P_b$; $m \neq 0$:

$$\underbrace{N_p B_{to} + R_p - R_{soi} B_g + W_p B_w - W_e}_F = N \underbrace{B_{to} - B_{toi}}_{E_o} + B_{ti} \underbrace{\frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \Delta_p}_{E_{f,w,o}} + G \underbrace{B_g - B_{gi}}_{E_g} + B_{gi} \underbrace{\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \Delta_p}_{E_{f,w,g}}$$

Agrupando Términos

$$E_{to} = E_o + E_{f,w,o}$$

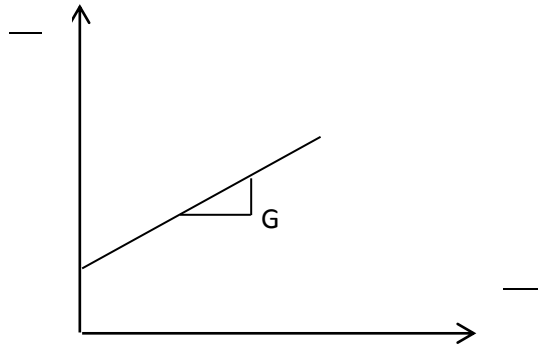
$$\longrightarrow F = N E_{to} + G E_{tg}$$

$$E_{tg} = E_g + E_{f,w,g}$$

Figura 34. $\frac{F}{E_{to}}$ vs $\frac{E_{tg}}{E_{to}}$

Linealizando

$$\frac{F}{E_{to}} = N + G \frac{E_{tg}}{E_{to}}$$



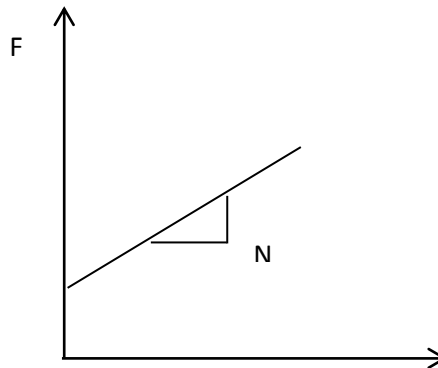
Fuente: Los autores

- Para el caso en que "m" es desconocido y "N" desconocido; conviene arreglar la EBM así;

$$\underbrace{N_p B_{to} + R_p - R_{soi} B_g + W_p B_w - W_e}_{F} = N \underbrace{B_{to} - B_{toi}}_{E_o} + m \underbrace{B_{toi} \frac{B_g}{B_{gi}} - 1}_{E_g} + \underbrace{1 + m B_{toi} \frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \Delta_p}_{E_{f,w}}$$

Figura 35. F vs $E_o + E_g + E_{f,w}$

$$F = N E_o + E_g + E_{f,w}$$



Fuente: Los autores

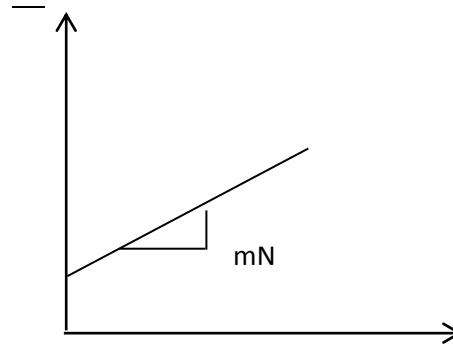
- Para el caso en que "m" y "N" se desconocen

$$\underbrace{N_p B_{to} + R_p - R_{soi} B_g + W_p B_w - W_e}_{F} = N \underbrace{B_{to} - B_{toi} + B_{toi} \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \Delta_p}_{E_{to}} + m N \underbrace{B_{toi} \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 + B_{wi} \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \Delta_p}_{E_{tg}}$$

Figura 36. $\frac{F}{E_{to}}$ vs $\frac{E_{tg}}{E_{to}}$

$$F = NE_{to} + mNE_{tg}$$

$$\frac{F}{E_{to}} = N + mN \frac{E_{tg}}{E_{to}}$$



Fuente: Los autores

- Yacimientos de petróleo negro inicialmente subsaturado pero en algún momento saturado

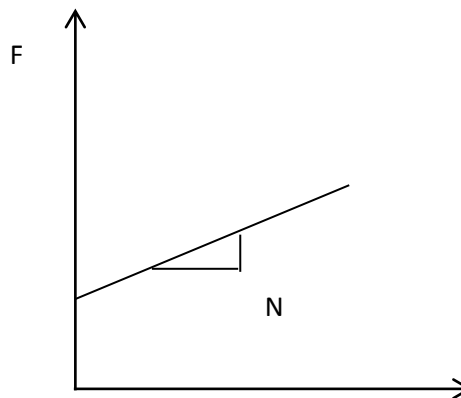
$$P_t < P_b; R_{so} < R_{soi} :$$

$$\underbrace{N_p B_{to} + R_p - R_{soi} B_g + W_p B_w - W_e}_F = N \underbrace{B_{to} - B_{toi}}_{E_o} + B_{ti} \underbrace{\frac{C_w s_{wi} + C_f}{1 - s_{wi}} \Delta p}_{E_{f,w,o}}$$

Figura 37. F vs E_{to}

$$E_{to} = E_o + E_{f,w,o}$$

$$F = NE_{to}$$



Fuente: Los autores

- Yacimiento de petróleo negro siempre subsaturado:

$$P_i > P_b; P_{ab} > P_b;$$

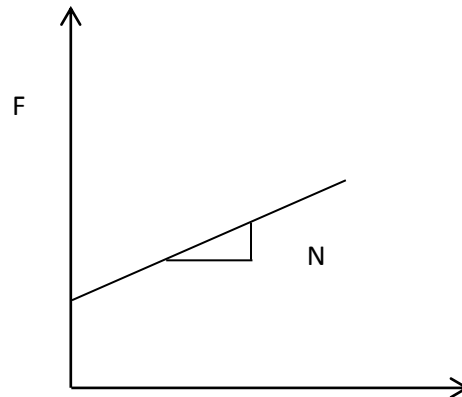
$$m = 0; R_{so} = R_{soi}$$

$$\underbrace{N_p B_o + W_p B_w - W_e}_{F} = N \underbrace{B_o - B_{oi}}_{E_o E_{f,w,o}} + \underbrace{\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \Delta p}_{E_o E_{f,w,o}}$$

Figura 38. F vs E_{to} para yacimiento negro siempre subsaturado

$$F = N E_o + E_{f,w,o}$$

$$F = N E_{to}$$



Fuente: Los autores

❖ **Ecuación de Balance de Materia para cualquier tipo de Yacimiento**

○ *Balance para el Petróleo:*

$$\Delta V_o = V_{oi} - V_{ot}$$

$$V_{oi} = NB_{oi}$$

$$V_{ot} = N_t B_o$$

$$N_t = V_o \text{ libre} + V_o \text{ Vaporizado inicial} - V_o \text{ producido} - V_o \text{ queda evaporizado}$$

$$N_t = N + GR_{voi} - N_p - G_t R_{vo}$$

○ *Balance para el Gas:*

$$V_{gi} = GB_{gi}$$

$$V_{gt} = G_t B_g$$

$$G_t = V_g \text{ libre} + V_g \text{ solución inicial} - V_g \text{ producido} - V_g \text{ queda solución}$$

$$G_t = G + NR_{soi} - G_p - N_t R_{so}$$

Para continuar con el balance debe resolverse el sistema 2x2 para encontrar

N_t Y E_t .

Donde:

$$N_t = \frac{N(1 - R_{soi}R_{vo}) + G(R_{voi} - R_{vo}) - N_p + G_p R_{vo}}{1 - R_{so}R_{vo}}$$

$$G_t = \frac{N(R_{soi} - R_{so}) + G(1 - R_{so}R_{voi}) - G_p + N_p R_{so}}{1 - R_{so}R_{vo}}$$

Ahora hallamos nuevamente el balance para el petróleo:

$$V_{oi} = NB_{oi}$$

$$N_{ot} = N_t B_o = \frac{N(1 - R_{soi}R_{so}) + G(R_{voi} - R_{vo}) - N_p + G_p R_{vo}}{1 - R_{so}R_{vo}} B_o$$

$$\Delta V_o = V_{oi} - V_{ot}$$

$$\Delta V_o = NB_{oi} - \frac{N(1 - R_{soi}R_{so}) + G(R_{voi} - R_{vo}) - N_p + G_p R_{vo}}{1 - R_{so}R_{vo}} B_o$$

$$\Delta V_o = V_{oi} - V_{ot}$$

$$\Delta V_o = NB_{oi} - \frac{N(1 - R_{soi}R_{vo}) + G(R_{voi} - R_{vo}) - N_p + G_p R_{vo}}{1 - R_{so}R_{vo}} B_o$$

○ *Balance para el Gas*

$$V_g = GB_{gi}$$

$$V_{gt} = G_t B_g = \frac{N(R_{soi} - R_{so}) + G(1 - R_{so}R_{voi}) - G_p + N_p R_{so}}{1 - R_{so}R_{vo}} B_g$$

$$\Delta V_g = V_{gi} - V_{gt}$$

$$\Delta V_g = GB_{gi} - \frac{N(R_{soi} - R_{so}) + G(1 - R_{so}R_{voi}) - G_p + N_p R_{so}}{1 - R_{so}R_{vo}} B_g$$

○ *Balance de la Roca*

$$\Delta V_p = V_{pi} - \Delta V_p^{red}$$

$$V_{pi} = \frac{NB_{oi} + N_m B_{oi}}{1 - S_{wi}} \cdot \Delta_p; \quad \Delta V_p^{red} = C_f V_{pi} \Delta_p$$

$$\Delta V_p = \frac{C_f NB_{oi} + N_m B_{oi}}{1 - S_{wi}} \cdot \Delta_p$$

$$\Delta V_r = -\Delta V_p; \quad GB_{gi} = N_m B_{oi}$$

$$\Delta V_r = - \frac{NB_{oi} + N_m B_{oi}}{1 - S_{wi}} C_f \Delta_p$$

$$\Delta V_r = - \frac{NB_{oi} + GB_{gi}}{1 - S_{wi}} G_f \Delta_p$$

○ *Balance para el Agua*

$$V_{wi} = W$$

$$V_{wt} = W + \Delta V_w^{exp} - W_p B_w + W_e$$

$$\Delta V_w = W_{wi} - V_{wt} = W - W + \Delta V_w^{exp} - W_p B_w + W_e$$

$$\Delta W_w = W_p B_w - \Delta V_w^{exp} - W_e$$

$$V_{pi} = \frac{NB_{oi} + GB_{gi}}{1 - S_{wi}} \rightarrow \Delta V_w^{exp} = C_w S_{wi} \frac{NB_{oi} + GB_{gi}}{1 - S_{wi}} \cdot \Delta p$$

$$\Delta V_w = W_p B_w - W_e \frac{NB_{oi} + GB_{gi}}{1 - S_{wi}} S_{wi} C_w \Delta p$$

Sumando y reorganizando

$$N_p \frac{1 - R_p R_{vo} B_o + R_p - R_{so} B_g}{1 - R_{vo} R_{so}} + W_p B_w - W_e =$$

F: Vaciamiento del Yacimiento

$$N \frac{1 - R_{soi} R_{vo} B_o + R_{soi} - R_{so} B_g}{1 - R_{so} R_{vo}} - B_{oi} \left[1 - \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p +$$

E_o: Expansión del Petróleo

E_{f,w,o}: Expansión del agua y la formación en la zona del Petróleo

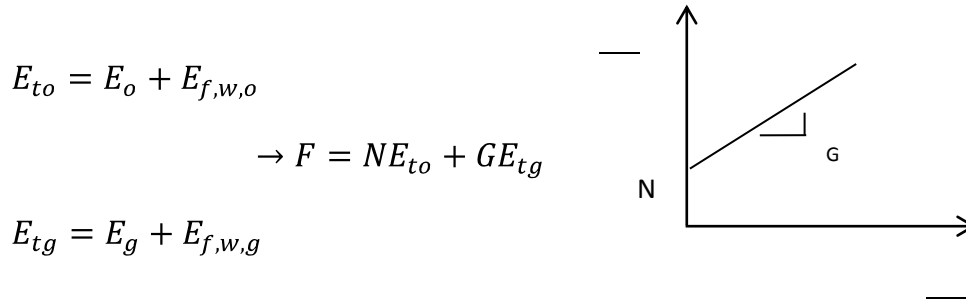
$$G \frac{1 - R_{voi} R_{so} B_g + R_{voi} - R_{vo} B_o}{1 - R_{so} R_{vo}} - B_{gi} \left[1 - \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p$$

E_g: Expansión del Gas

E_{f,w,g}: Expansión del agua y la formación en la zona de Gas

❖ Agrupando términos para aplicar la linealización de Havlena and Odeh

Figura 39. $\frac{F}{E_{to}}$ VS $\frac{E_{tg}}{E_{to}}$



Fuente: Los autores

Desarrollo propuesto por Walsh⁶² : despreciando C_f Volumen Poroso Constante y C_w :

$$\underbrace{\left[N_p \frac{1-R_p R_{vo} B_o + R_p - R_{so} B_g}{1-R_{vo} R_{so}} + W_p B_w \right]}_F W_e = N \underbrace{\frac{1-R_{soi} R_{vo} B_o + R_{soi} - R_{so} B_g}{1-R_{so} R_{vo}}}_{E_o} - B_{ot} +$$

$$G \underbrace{\frac{1 - R_{voi} R_{so} B_g + R_{voi} - R_{vo} B_o}{1 - R_{so} R_{vo}} - B_{gi}}_{E_g}$$

⁶² Walsh (1994) en AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. THIRD EDITION. United States. 2006.

Sean:

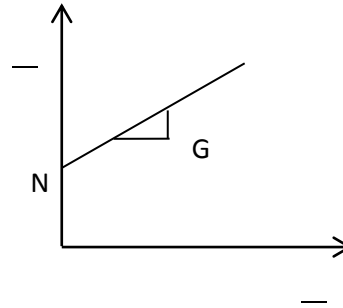
$$\left. \begin{aligned} 1 - R_{soi}R_{vo} B_o + R_{soi} - R_{so} B_g &= B_{to}; & B_{oi} &= B_{toi} \\ 1 - R_{voi}R_{so} B_g + R_{voi} - R_{vo} B_o &= B_{tg}B_{gi} & &= B_{tgi} \end{aligned} \right\} F = N B_{to} - B_{toi} + G B_{tg} - B_{tgi}$$

Figura 40. $\frac{F}{E_o}$ vs $\frac{E_g}{E_o}$

$$F = NE_o + GE_g$$

Linealizando

$$\frac{F}{E_o} = N + G \frac{E_g}{E_o}$$



Fuente: Los autores

Tabla 2. Diferentes casos para EBM⁶³

Ecuación de balance de materiales (EBM) Yacimientos de petróleo. Diferentes casos		
Tipo de Yacimiento	EBM lineal	Gráficos
Subsaturado Volumétrico $\rho > \rho_b$	$F = N(E_o + E_{f,w})$	$\frac{F}{E_o + E_{f,w}}$ vs Np
		$\frac{F}{E_o + E_{f,w}}$ vs. t
Saturado no Volumétrico $\rho = \rho_b$	$F = NE_o$	F vs E_o
Saturado Volumétrico $\rho = \rho_b$	$F = N(E_o + mEg)$	F vs. $N(E_o + mEg) \rightarrow N$
	$\frac{F}{N} - E_o = mEg$	$\frac{F}{N} - E_o$ vs. $Eg \rightarrow m$
	$\frac{F}{E_o} = N + mN \frac{Eg}{E_o}$	$\frac{F}{E_o}$ vs $\frac{Eg}{E_o} \rightarrow N, mN$
Saturado no Volumétrico $\rho = \rho_b$	$\frac{F}{E_o} = N + K \frac{\Delta p}{E_o}$	$\frac{F}{E_o}$ vs $\frac{\Delta p}{E_o} \rightarrow N, K$
	$\frac{F}{E_o} = N + C \frac{\int_0^t p_i - p dt}{E_o}$	$\frac{F}{E_o}$ vs $\frac{W_e}{E_o} \rightarrow N, C$
	$\frac{F}{E_o} = N + B \frac{\Delta p W_{eD}}{E_o}$	$\frac{F}{E_o}$ vs $\frac{\Delta p W_{eD}}{E_o} \rightarrow N, B$
Ecuación de balance de materiales (EBM) Yacimientos de gas		
Tipo de Yacimiento	EBM lineal	Gráficos
Gas seco	$\frac{p}{z} = - \frac{p_i}{z_i G} Gp + \frac{p_i}{z_i}$	$\frac{p}{z}$ vs. Gp
		$\frac{F}{Eg} = \frac{W_e}{Eg} + G$

En el capítulo 6. Acuíferos. Se presentan varios modelos de influjo de agua aplicables a la EBM.

⁶³ Adaptado de: Paris de Ferrer, Magdalena. FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela. Pag 495.

2.6. ACUÍFEROS

Casi todos los yacimientos de hidrocarburos están rodeados de un colchón rocoso de agua llamado acuífero. Estos acuíferos pueden ser sustancialmente mayores que el yacimiento de petróleo o gas de modo que se asemejen a un tamaño infinito, o pueden ser tan pequeños como para ser insignificante en su efecto sobre el rendimiento del yacimiento.

Como los fluidos del yacimiento son producidos y la presión del yacimiento declina, una presión diferencial se desarrolla a partir del acuífero que rodea al yacimiento. Siguiendo la *ley básica de flujo de fluidos en medio poroso*, el acuífero reacciona usurpando el espacio de los hidrocarburos originales a través de su contacto con el agua. En algunos casos, la invasión de agua se produce debido a condiciones hidrodinámicas y al continuo llenado de la formación debido a las aguas superficiales en un afloramiento rocoso.

En muchos casos, el volumen poroso del acuífero no es significativamente mayor que el volumen poroso del yacimiento mismo. Así, la expansión del agua en el acuífero es relativamente despreciable a la energía total del sistema, y el yacimiento se comporta como volumétrico. En este caso, el efecto de la entrada de agua puede ser ignorado. En otros casos, la permeabilidad del acuífero puede ser lo suficientemente baja de tal manera que se requiera un diferencial de presión muy grande antes de que una cantidad apreciable de agua pueden invadir en el yacimiento. En esta instancia, los efectos de la afluencia de agua puede ser ignorada en el pozo.

Se centra en aquellos sistemas de yacimiento-acuífero en el que el tamaño del acuífero sea lo suficientemente grande y la permeabilidad de la roca lo suficientemente alta para que se produzca entrada de agua en el yacimiento agotado.

2.6.1 Clasificación de acuíferos. Muchos yacimientos de aceite y de gas producen mediante un mecanismo denominado *empuje de agua*. Usualmente este es llamado *empuje natural de agua* para distinguirlo del *empuje artificial de agua* el cual involucra inyección de agua dentro de la formación. La producción de hidrocarburos desde el yacimiento y la subsecuente caída de presión estimularán una respuesta del acuífero para compensar la caída de presión. Esta respuesta viene en forma de entrada de agua comúnmente llamada *invasión de agua*, el cual es atribuido a:

- Expansión del agua en el acuífero
- Compresibilidad de la roca del acuífero
- Agua subterránea que por estar bajo condiciones de confinamiento al ser captada por un pozo, su nivel de agua se levanta por encima de la superficie del terreno. Comúnmente es llamada presión artesiana y la formación geológica que contiene el agua artesiana se llama acuífero artesiano.⁶⁴

Los sistemas yacimientos-acuíferos se clasifican según:

- La magnitud de mantenimiento de presión
- Las condiciones de frontera externa
- Los regímenes de flujo
- Geometrías de flujo

• **Según la magnitud de mantenimiento de la presión**

Basado en la magnitud de la presión de conservación en el yacimiento proporcionada por el acuífero, el *empuje natural de agua* es a menudo cualitativamente descrito como:

- Empuje de agua activo
- Empuje de agua parcial
- Empuje de agua limitado

⁶⁴<http://monografias.com/trabajos14/problemadelagua/problemadelagua.shtml>

El término *activo* en empuje de agua refiere al mecanismo de intrusión de agua en el cual la tasa de flujo de agua es equivalente a la tasa total de producción del yacimiento. Los yacimientos de empuje de agua activa son típicamente caracterizados por una lenta y gradual declinación de la presión del yacimiento. Si, durante un período cualquiera de tiempo, la tasa de producción y la presión del yacimiento permanecen razonablemente constantes, la tasa de la fracción porosa del yacimiento debe ser igual a la tasa de flujo de agua.

$$\begin{matrix} \textit{Tasa} \\ \textit{entrada} \\ \textit{agua} \end{matrix} = \begin{matrix} \textit{Caudal} \\ \textit{aceite} \end{matrix} + \begin{matrix} \textit{Caudal} \\ \textit{gas libre} \end{matrix} + \begin{matrix} \textit{Caudal} \\ \textit{agua producida} \end{matrix}$$

O

$$e_w = Q_o B_o + Q_g B_g + Q_w B_w$$

Donde: e_w = tasa de entrada de agua, bbl/día; Q_o = tasa de flujo de aceite, STB/día; B_o = factor volumétrico del aceite de formación, bbl/STB; Q_g = tasa de flujo de gas libre, SCF/día; B_g = factor volumétrico del gas de formación, bbl/SCF; Q_w = tasa de flujo de agua, STB/día; B_w = factor volumétrico de formación del agua, bbl/STB

La ecuación $e_w = Q_o B_o + Q_g B_g + Q_w B_w$. Puede ser igualmente expresada en términos de *producción acumulativa* mediante la introducción de los siguientes términos:

$$e_w = \frac{dW_e}{dt} = B_o \frac{dN_p}{dt} + GOR - R_s \frac{dN_p}{dt} B_g + \frac{dW_p}{dt} B_w$$

Donde: W_e = flujo acumulado de agua, bbl; t = tiempo, días; N_p = producción acumulada de aceite, STB; GOR = relación actual gas-aceite, SCF/STB; R_s = solubilidad de gas actual, SCF/STB; B_g = factor volumétrico del gas de formación, bbl/SCF; W_p = producción acumulada de agua, STB; dN_p/dt = tasa de flujo diario de aceite Q_o , STB/día; dW_p/dt = tasa de flujo diario de agua Q_w , STB/día; dW_e/dt = tasa de entrada de agua e_w diaria, bbl/día; $(GOR - R_s)dN_p/dt$ = tasa diaria de flujo de gas libre, SCF/día.

- **Según condiciones de frontera externa**

El acuífero puede ser clasificado como infinito o finito (limitado). Geológicamente todas las formaciones son finitas, pero pueden actuar como infinitas si los cambios en la presión del contacto agua-aceite no son “sentidos” en los límites del acuífero. Algunos afloramientos de acuíferos son de acción infinita, debido al reaprovisionamiento de la superficie. En general, la frontera externa gobierna el comportamiento del acuífero y por lo tanto:

- El sistema infinito indica que el efecto de los cambios de la presión en los límites del contacto aceite/acuífero no se puede sentir en el límite exterior. Este límite está para todos los efectos, a una presión constante igual a la presión inicial del yacimiento.
- Los sistemas finitos indican que el límite exterior del acuífero se ve afectado por la intrusión de agua en la zona de petróleo y que la presión en estos límites exteriores varían con el tiempo.

- **Según regímenes de flujo**

Son básicamente tres los regímenes de flujo que influyen en la tasa de entrada de agua en el yacimiento:

- Estado estable o de flujo continuo: Existe cuando en cada sección transversal a la dirección de flujo la densidad es constante en el tiempo; es decir no existen cambios de presión ni de velocidad del fluido con el tiempo.

En condiciones comparables, los yacimientos de gas alcanzan condiciones de estado continuo más rápidamente que los del petróleo. Esto se debe a que la viscosidad de los gases es mucho más baja, lo que se compensa por el aumento en la compresibilidad del fluido.

- Estado pseudoestable o flujo semicontinuo: También denominado flujo variable, existe cuando la presión declina linealmente con el tiempo en cualquier ubicación del yacimiento.
- Estado inestable o flujo no continuo: Es el flujo de la formación al pozo en el cual la presión en el yacimiento no cambia linealmente con el tiempo.

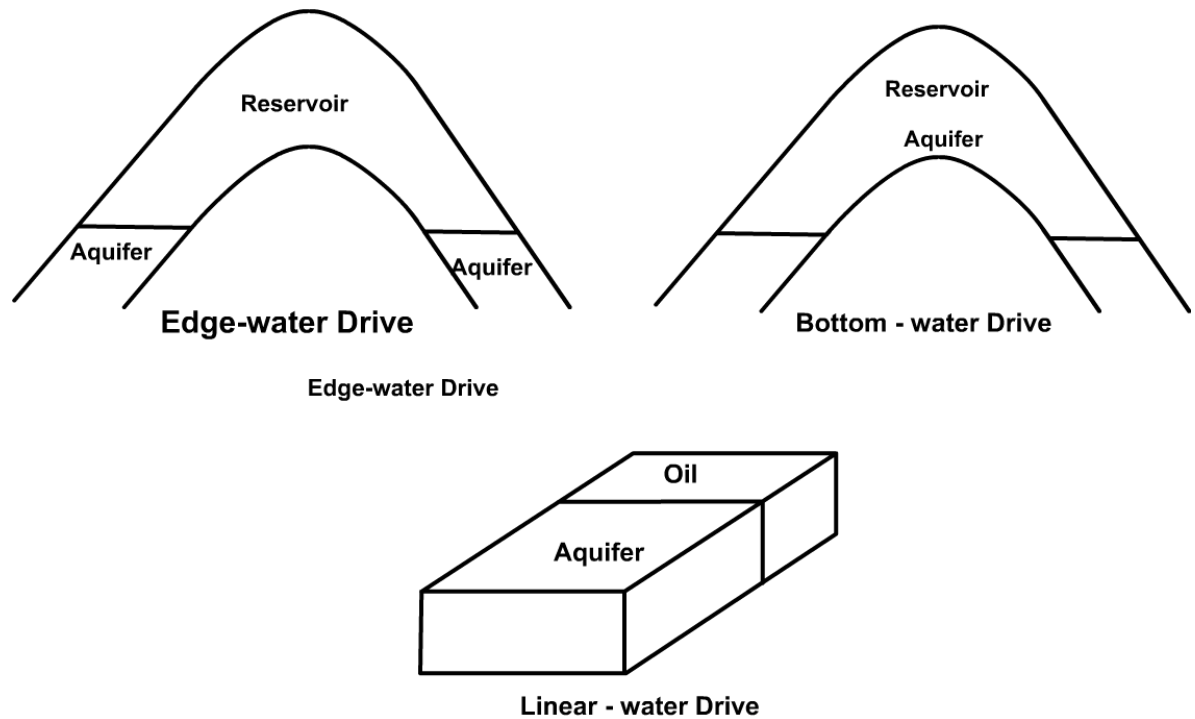
- **Según geometría de flujo**

La mayoría de los yacimientos tienen límites irregulares y la descripción matemática de su geometría sólo es posible con el uso de simuladores numéricos. Sin embargo los sistemas yacimientos/acuíferos pueden ser clasificados básicamente en las siguientes geometrías de flujo:

- Empuje de agua lateral: El agua se mueve en los flancos del yacimiento como resultado de la producción de hidrocarburos y la caída de presión en el límite yacimiento-acuífero. El flujo es esencialmente radial con flujo insignificante en la dirección vertical.
- Empuje de agua de fondo: Ocurre en los yacimientos muy grandes y de inclinación suave donde el contacto agua-yacimiento está completamente en el fondo del yacimiento. El flujo es esencialmente radial y en contraste con el empuje de agua límite, el empuje de agua de fondo tiene un significativo flujo vertical.

- Empuje de agua lineal: La afluencia es por un costado del yacimiento. El flujo es estrictamente lineal, con un área de sección transversal constante.

Figura 41. Geometrías de flujo



Fuente.AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook.Third Edition. United States of America.2006. pag 654.

2.6.2 Reconocimiento de intrusión natural de agua. Normalmente es muy poca la información que se obtiene durante el período de exploración de un yacimiento sobre la presencia o las características de un acuífero que pudiera proporcionar una fuente de entrada de agua durante el período de agotamiento. El empuje de agua natural se puede asumir mediante analogías con la producción de yacimientos cercanos, porque las tendencias de rendimientos de yacimientos cercanos suelen dar indicios. Un relativo decrecimiento en la declinación de la

presión del yacimiento con un incremento acumulativo de la “contracción” es indicativo de invasión de fluido.

Si los límites del yacimiento no han sido delineados mediante el desarrollo de pozos secos, por más que el influjo pudiera ser de un área no desarrollada del yacimiento no suma para la presión promedio del yacimiento. Si la presión del yacimiento está por debajo de la saturación de aceite, un descenso en la tasa de incremento de la relación gas-petróleo producido también es indicativo de la intrusión de fluido.

La producción temprana de agua desde el borde de pozos también es indicativa de la intrusión de agua. Tales observaciones deberán ser moderadas por la posibilidad de que la producción temprana de agua sea debida a pequeñas fracturas de la formación; alta permeabilidad o conicidad en relación con un límite del acuífero. Incluso la producción de agua puede ser debida a fugas en el revestimiento.

2.6.3 Modelos matemáticos de intrusión de agua. En la ingeniería de yacimientos hay más incertidumbres respecto a este tema que a cualquier otro. Esto simplemente se debe a que rara vez se perforan pozos en un acuífero para obtener la información necesaria acerca de la porosidad, permeabilidad, espesor, y las propiedades del fluido. En cambio, estas propiedades con frecuencia deben deducirse de lo observado en el yacimiento. Más incierto todavía es la geometría y la continuidad areal del acuífero mismo.

Se han desarrollado muchos modelos para estimar la entrada de agua y se basan en suposiciones que describen las características del acuífero. Debido a las incertidumbres inherentes a las características de los acuíferos, todos los modelos propuestos requieren datos históricos de desempeño del yacimiento para evaluar las constantes que representan las propiedades paramétricas de los acuíferos ya

que estas raras veces se conocen como resultado del desarrollo de la exploración y perforación con la suficiente precisión para la aplicación directa. La ecuación de balance de materiales puede ser usada para determinar el influjo histórico de agua siempre que el aceite original en sitio sea conocido desprendiéndose de las estimaciones del volumen poroso. Esto permite la evaluación de las constantes en las ecuaciones de influjo a fin de que la futura tasa de entrada de agua pueda ser pronosticada.

Los *modelos matemáticos de entrada de agua* que se utilizan comúnmente en la industria del petróleo se clasifican en:

- Estado estable o continuo:
 - Acuífero Pot.
 - Schilthuis
 - Modificado de Hurst

- Estado inestable o no continuo
 - van Everdingen-Hurst
 - Principio de superposición
 - Carter-Tracy
 - Método de Fetkovich
 - Acuífero radial
 - Acuífero lineal
 - Allard Chen

2.6.3.1 Modelos de estado estable:

- **Acuífero Pot**⁶⁵

Este modelo es el más sencillo para estimar la intrusión de agua en un yacimiento de gas o de petróleo y se basa en la definición de compresibilidad. Como se sabe, una caída de presión en el yacimiento ocasionada por la producción de los fluidos causa una expansión en el agua del acuífero, la cual fluye hacia el yacimiento. La compresibilidad se define matemáticamente por:

$$c_w = \frac{dW_e}{dt} = B_o \frac{dN_p}{dt} + RGP - R_s \frac{dN_p}{dt} B_g + \frac{dW_p}{dt} B_w$$

O bien:

$$\Delta V = cV \Delta p$$

Aplicando al acuífero esta definición básica de compresibilidad, se tiene:

Influjo de agua = (compresibilidad del acuífero) (volumen inicial de agua) (caída de presión)

O bien:

$$W_e = (c_w + c_f)W_i(p_i - p)$$

Donde W_e , es la intrusión de agua acumulada, bbl; c_w , la compresibilidad del agua del acuífero, psi^{-1} ; c_f , la compresibilidad de la roca del acuífero, psi^{-1} ; w_i , el volumen inicial de agua en el acuífero, bbl; p_i , la presión inicial del yacimiento, psi; y p , la presión actual del yacimiento, psi.

⁶⁵Paris de Ferrer, Magdalena. FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela. Pag 482.

El cálculo del volumen inicial de agua en el acuífero requiere conocer las propiedades y dimensiones de este último, las cuales rara vez se miden. Por ello, si se supone que el acuífero tiene forma radial, entonces:

$$W_i = \frac{\pi r_a^2 - r_c^2 h \phi}{5,615}$$

Donde r_a es el radio del acuífero, ft; r_c , el radio del yacimiento, ft; h , el espesor del acuífero, ft; ϕ , la porosidad del acuífero.

La ecuación $w_i = \frac{\pi r_a^2 - r_c^2 h \phi}{5,615}$ sugiere que la intrusión de agua ocurre en forma radial y en todas las direcciones. Sin embargo no siempre es así ya que ni el agua entra en todas las direcciones del yacimiento ni el yacimiento es circular. Por lo tanto, para tomar en cuenta estos casos, se debe modificar la ecuación;

$W_e = (c_w + c_f)W_i(p_i - p)$ de manera que se describa el tipo de flujo. La modificación más sencilla consiste en incluir una fracción del ángulo de entrada, como se ilustra en la figura 31, de manera que:

$$W_e = (c_w + c_f)fW_i(p_i - p)$$

Donde f es la fracción del ángulo de intrusión θ y se calcula por:

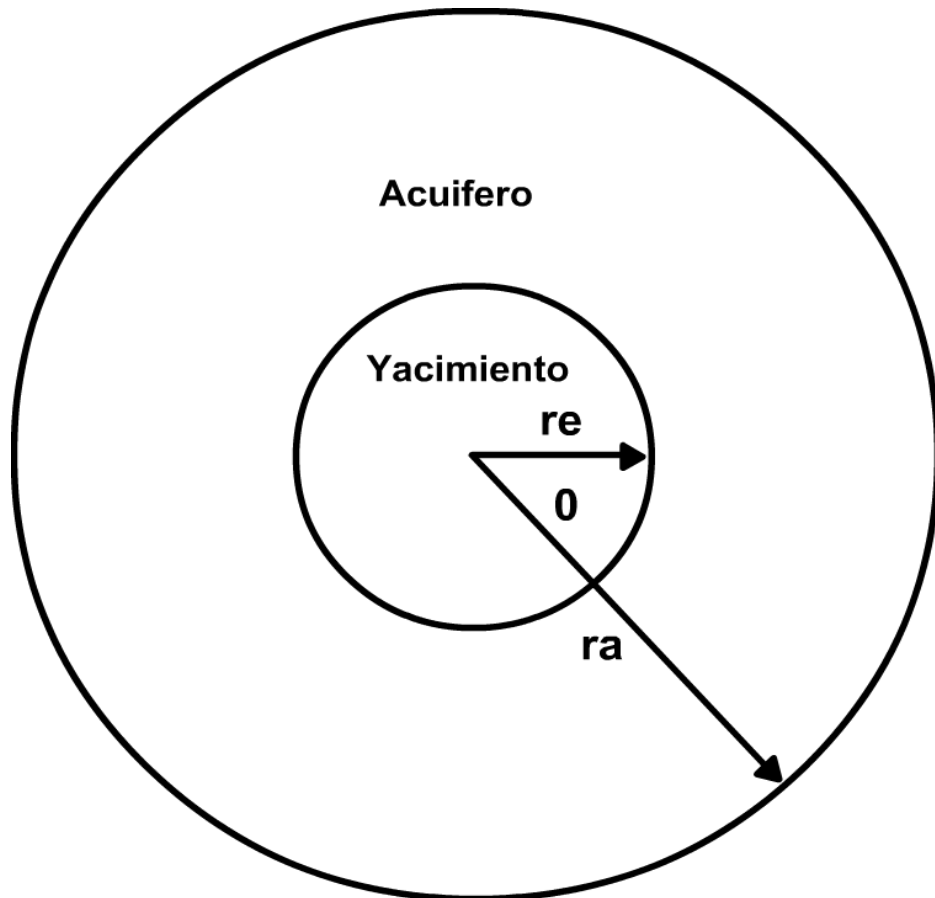
$$f = \frac{\text{ángulo de intrusión}}{360^\circ} = \frac{\theta}{360^\circ}$$

Este modelo sólo es aplicable a acuíferos pequeños cuyas dimensiones sean de la misma magnitud que la del yacimiento. De acuerdo con *Dake*⁶⁶, cuando esto sucede, una caída de presión en el yacimiento se transmite instantáneamente en

⁶⁶ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. THIRD EDITION. United States. 2006.

el sistema acuífero – yacimiento. Por ello sugiere que en acuíferos grandes se utilice un modelo matemático que incluya el tiempo, para poder conocer el tiempo de respuesta del acuífero a los cambios de presión en el yacimiento.

Figura 42. Geometría radial considerada para el acuífero.



Fuente: Paris de Ferrer, Magdalena. FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela. Pag 483.

- **Modelo de Estado Estable de Schilthuis**

Schilthuis⁶⁷ propuso que en un acuífero que esta fluyendo bajo el régimen de flujo de estado estable, el comportamiento del flujo podría ser descrito mediante la ecuación de Darcy. Por lo tanto la tasa de entrada de agua e_w puede determinarse mediante la aplicación de esta misma ecuación:

$$\frac{dW_e}{dt} = e_w = \frac{0.00708kh}{\mu_w \ln \frac{r_a}{r_e}} p_i - p$$

La anterior relación puede ser mejor convenientemente expresada como:

$$\frac{dW_e}{dt} = e_w = c p_i - p$$

Donde e_w = tasa de entrada de agua, bbl/día; K = permeabilidad del acuífero, md; h = espesor del acuífero, ft; r_a = radio del acuífero, ft; r_e = radio del yacimiento, ft; t = tiempo, días.

El parámetro C es llamado la *constante de intrusión de agua* y es expresado en bbl/día/psi. Esta constante C puede ser calculada a partir de los datos históricos de la producción a través de cierto número de intervalos de tiempo seleccionados, siempre que la tasa de entrada de agua e_w haya sido determinada de manera independiente en una expresión diferente. Por ejemplo, el parámetro C puede ser estimado combinando la ecuación $e_w = Q_o B_o + Q_g B_g + Q_w B_w$ con la ecuación anterior. Aunque la constante de intrusión puede obtenerse sólo de esta manera cuando la presión del yacimiento es estable, una vez que dicha constante ha sido

67 Schilthuis (1936), AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. THIRD EDITION. United States. 2006.

determinada, esta puede ser aplicada tanto a yacimientos estabilizados como de presión variable.

Sí la aproximación de estado estacionario describe adecuadamente el régimen de flujo del acuífero, el valor de la *constante C* será constante en el periodo histórico. Es de destacar que las caídas de presión que contribuyen al influjo, son caídas de presión acumulativas desde la presión inicial.

- En términos de *entrada de agua acumulada We*:

La ecuación $\frac{dW_e}{dt} = e_w = c (p_i - p)$ se integra para dar la muy común expresión de Schilthuis para entrada de agua:

$$\int_0^{W_e} dW_e = \int_0^t c (p_i - p) dt$$

○

$$W_e = C \int_0^t (p_i - p) dt$$

Donde W_e = entrada de agua acumulada, bbl; C = constante de entrada de agua, bbl/día/psi; t = tiempo, días; P_i = presión inicial del yacimiento, psi; P = presión en el contacto aceite-agua en el tiempo t .

La ecuación $W_e = C \int_0^t (p_i - p) dt$ puede entonces ser escrita como:

$$W_e = c \int_0^t \Delta p \Delta t$$

- **Modelo de estado estable modificado de Hurst**

Uno de los problemas asociados al modelo de estado estable de *Schilthuis* es que como el agua es drenada desde el acuífero, el radio de drenaje del acuífero se incrementa con el paso del tiempo.

Hurst⁶⁸ propuso que el radio “aparente” del acuífero r_a podría incrementarse con el tiempo y por lo tanto el radio adimensional r_a/r_e pudiera ser remplazado como una función dependiente del tiempo:

$$r_a/r_e = at$$

Sustituyendo la ecuación anterior en la ecuación; $\frac{dW_e}{dt} = e_w = \frac{0.00708kh}{\mu_w \ln \frac{r_a}{r_e}} p_i - p$

da:

$$e_w = \frac{dW_e}{dt} = \frac{0.00708kh}{\mu_w \ln at} p_i - p$$

- La ecuación de estado estable modificada de Hurst puede ser escrita en una forma más simplificada:

$$e_w = \frac{dW_e}{dt} = \frac{C}{\ln at} p_i - p$$

- En términos de entrada de agua acumulada:

$$W_e = C \int_0^t \frac{p_i - p}{\ln at} dt$$

○

$$W_e = C \int_0^t \frac{\Delta p}{\ln at} \Delta t$$

⁶⁸ Hurts (1943) AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. THIRD EDITION. United States. 2006.

❖ **Constantes a y C.**

La ecuación de estado estable modificada de Hurst contiene dos constantes desconocidas estas son a y C, que deben ser determinadas a partir de la presión yacimiento-acuífero y de los datos históricos de entrada de agua. El procedimiento de determinación de las constantes a y C se basan en expresar la ecuación

$$e_w = \frac{dW_e}{dt} = \frac{c}{\ln at} \frac{p_i - p}{e_w} \text{ como una relación lineal.}$$

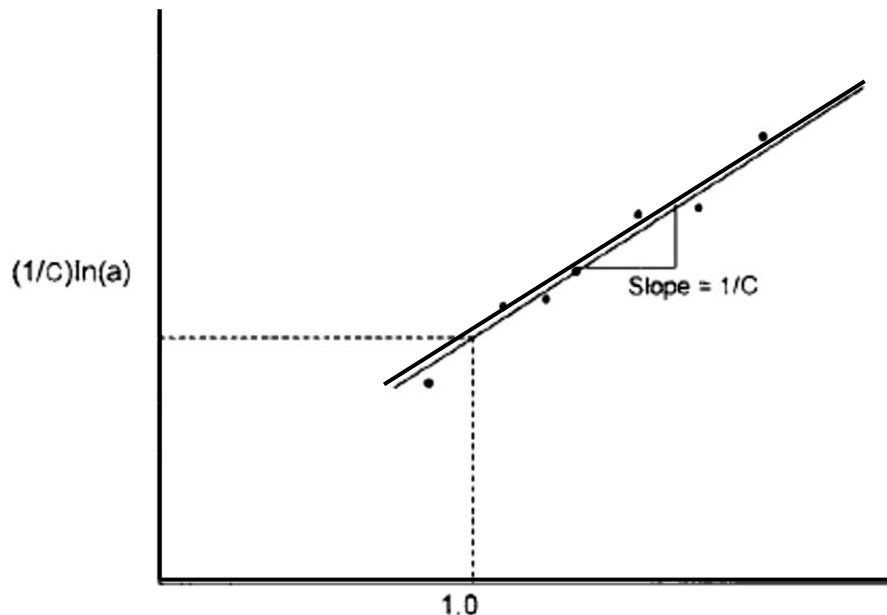
$$\frac{p_i - p}{e_w} = \frac{1}{C} \ln at$$

O

$$\frac{p_i - p}{e_w} = \frac{1}{C} \ln a + \frac{1}{C} \ln t$$

La ecuación anterior indica que una grafica de $(p_i - p)/e_w$ vs $\ln(t)$ será una línea recta con una pendiente de $1/C$ e intercepto de $(1/C)\ln(a)$, se muestra el esquema en la figura 43.

Figura 43. Determinación grafica de C y a.



Fuente. AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook. Third Edition. United States of America.2006. Pag 665.

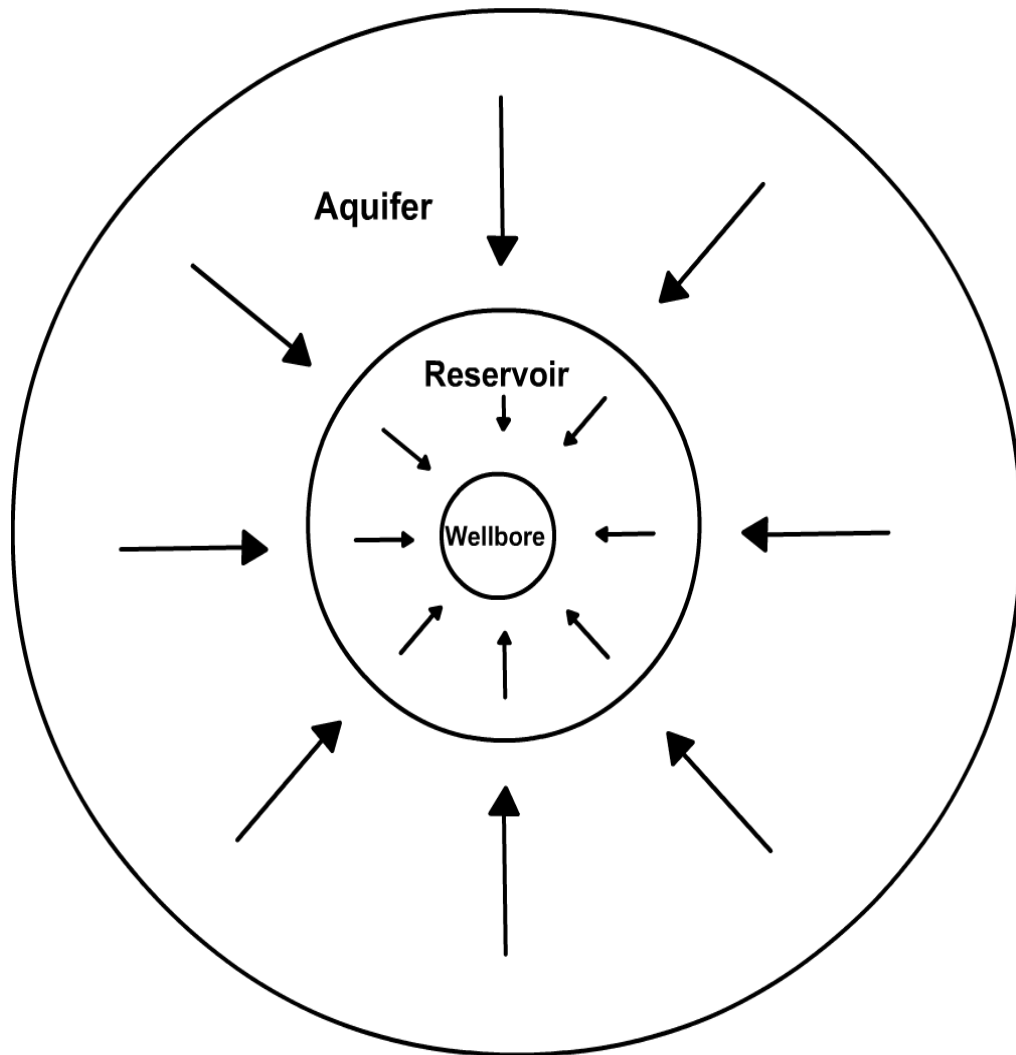
2.6.3.2 Modelo de estado inestable

- **Modelo de estado inestable de Van Everdingen-Hurst⁶⁹**

Las formulaciones matemáticas que describen el flujo del crudo en un pozo son idénticas en su forma a las ecuaciones que describen el flujo de agua desde un acuífero en un yacimiento cilíndrico, como se muestra esquemáticamente en la figura 44. Cuando un pozo de petróleo en producción es llevado a un caudal constante después de un periodo de cierre, el comportamiento de la presión es esencialmente controlado por condiciones de flujo transitorio (estado inestable). Estas condiciones de flujo se definen como el periodo de tiempo durante el cual los límites no han sido afectados por el comportamiento de la presión.

⁶⁹ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. THIRD EDITION. United States. 2006.

Figura 44. Entrada de agua en un yacimiento cilíndrico



Fuente. AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook. Third Edition. United States of América.2006.Pag 667.

La forma adimensional de la ecuación de difusividad, es básicamente la ecuación matemática general diseñada para modelar el comportamiento de flujo transitorio en yacimientos o acuíferos. En su forma adimensional, la ecuación de difusividad toma la forma:

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_D}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D}$$

Van Everdingen-Hurst resolvieron la ecuación de difusividad para el sistema yacimiento-acuífero aplicándole la *transformada de Laplace* a la ecuación. Esta solución se puede utilizar para determinar la entrada de agua en los siguientes sistemas:

- Sistema de empuje de agua lateral (sistema radial)
- Sistema de empuje de agua de fondo
- Sistema de empuje de agua lineal

Van Everdingen - Hurst⁷⁰ propusieron la solución a la ecuación adimensional de difusividad para las dos siguientes condiciones de límites yacimiento-acuífero:

- Tasa constante final: Para la condición límite tasa constante final, la *tasa de entrada de agua* se asume constante durante un período determinado y se calcula la caída de presión en el límite yacimiento-acuífero.
- Presión constante final: Para la condición límite de presión constante final, se supone constante una caída de presión durante un período de tiempo finito y se determina la tasa de flujo de agua.

En la descripción de entrada de agua desde un acuífero a un yacimiento, hay un mayor interés en el cálculo de la tasa de flujo antes que en la presión. Esto conduce a la determinación de la entrada de agua como una función de una caída de presión en el borde interior del sistema yacimiento-acuífero.

⁷⁰ Van Everdingen – Hurst (1949), AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. THIRD EDITION. United States. 2006.

- Van Everdingen - Hurst propusieron una solución a la ecuación adimensional de difusividad que además de la condición de *presión constante final*, utiliza las siguientes condiciones iniciales y de límites externos.

1. *Condiciones iniciales:*

$P = P_i$ para todos los valores de radio r

2. *Condiciones de límites externos*

- Para un acuífero infinito

$P = P_i$ a $r = \infty$

- Para un acuífero finito

$\frac{\partial p}{\partial r} = 0$ A $r = r_a$

Los autores expresaron su relación matemática para el cálculo de la entrada de agua en forma de un parámetro adimensional que es llamado *intrusión de agua adimensional* W_{eD} . También expresaron la entrada de agua adimensional como una función del tiempo adimensional t_D y un radio adimensional r_D , así se logró que la solución a la ecuación de difusividad fuera *generalizada* y aplicable a cualquier acuífero donde el flujo de agua en el yacimiento es esencialmente radial. Las soluciones fueron derivadas para casos de acuíferos de extensión finita e infinita.

- Los dos parámetros adimensionales t_D y r_D son dados por:

$$t_D = 6.328 \times 10^{-3} \frac{kt}{\phi \mu_w c_t r_e^2}$$

$$r_D = \frac{r_a}{r_e}$$

$$C_t = C_w + C_f$$

Donde

t = tiempo, días; k = permeabilidad del acuífero, md; ϕ = porosidad del acuífero; μ_w = viscosidad del agua en el acuífero, cp; r_a = radio del acuífero, ft; r_e = radio del yacimiento, ft; c_w = compresibilidad del agua, psi^{-1} ; c_f = compresibilidad de la formación del acuífero, psi^{-1} ; c_t = coeficiente de compresibilidad total, psi^{-1} .

- La entrada de agua está dada por:

$$W_e = B \Delta p W_{eD}$$

Con

$$B = 1.119 \phi c_t r_e^2 h$$

Donde

W_e = intrusión acumulada de agua, bbl; B = constante de intrusión de agua, bbl/psi; Δp = caída de presión en el límite, psi; W_{eD} = intrusión adimensional de agua, bbl.

La ecuación $B = 1.119 \phi c_t r_e^2 h$ asume que el agua está invadiendo en una forma radial pero usualmente el agua no invade todos los lados del yacimiento o el yacimiento no es de naturaleza circular. En estos casos, se debe modificar la ecuación $B = 1.119 \phi c_t r_e^2 h$ para describir adecuadamente el mecanismo de flujo.

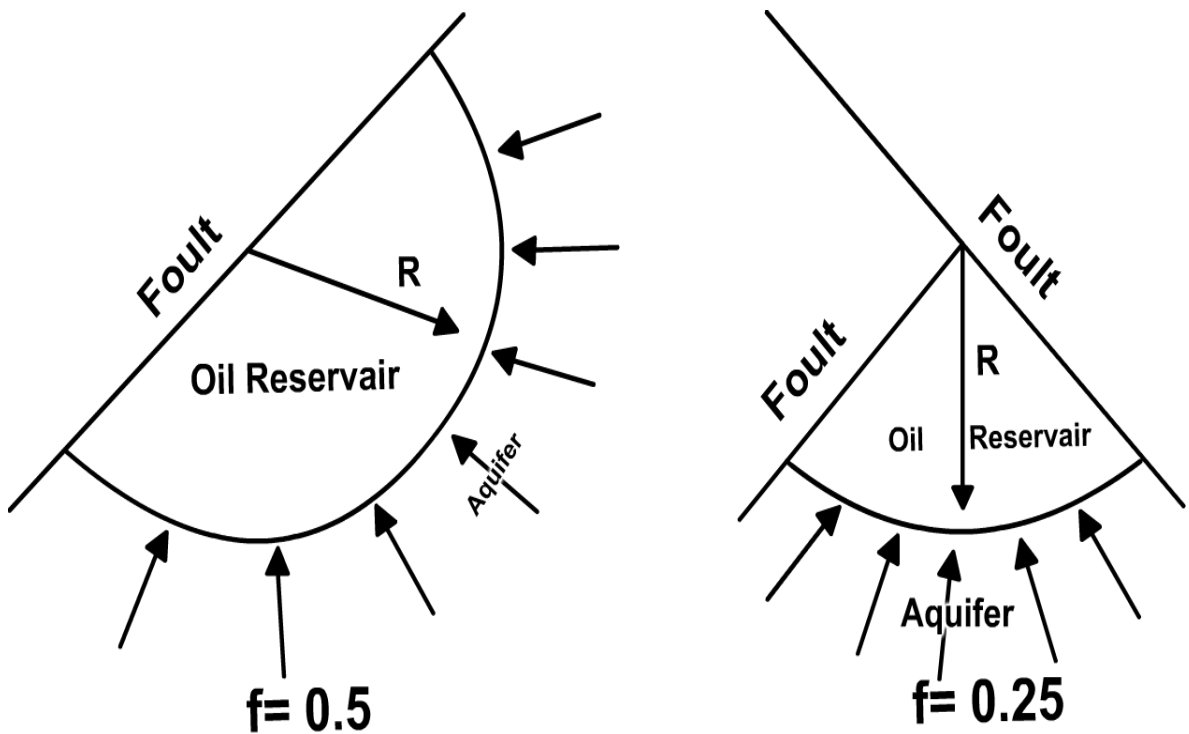
Una de las más simples modificaciones es introducir el ángulo de invasión de la entrada constante de agua en B :

$$f = \frac{\theta}{360}$$

$$B = 1.119\phi c_t r_e^2 h f$$

θ es el ángulo subtendido por la circunferencia del yacimiento, es decir, para un círculo completo de $\theta = 360^\circ$ y para un yacimiento semicircular de $\theta=180^\circ$, como muestra la figura 45.

Figura 45. Yacimiento por empuje de capa de gas.



Fuente: AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook. Third Edition. United States of América. 2006. Pág. 682.

El modelo Van Everdingen y Hurst supone que el acuífero se caracteriza por:

- Espesor constante
- Permeabilidad constante
- Porosidad uniforme
- Compresibilidad de roca y agua constante

- **Limitantes.**

La solución Everdingen-Hurst de la ecuación radial de difusividad se considera el modelo de flujo de acuífero más riguroso hasta la fecha. La propuesta técnica de la solución, sin embargo, no es adecuada para describir la invasión vertical del agua en el *sistema de empuje de agua de fondo*.

- Coats⁷¹: Presentó un modelo matemático que toma en cuenta los efectos del flujo vertical en los *acuíferos de agua de fondo*. Él señaló correctamente que, en muchos casos los yacimientos se sitúan en la parte superior de un acuífero con una interface horizontal continua entre el fluido del yacimiento y el agua del acuífero y un significativo espesor del acuífero. Coats modificó la *ecuación de difusividad* para explicar el flujo vertical mediante la inclusión de un término adicional en la ecuación, quedando así:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + F_k \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\mu \phi c}{k} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Donde F_k es la relación de permeabilidades horizontales y verticales, o:

$$F_k = K_v/K_h$$

⁷¹ Coats (1962) AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. THIRD EDITION. United States. 2006.

Donde K_v = Permeabilidad vertical

K_h = Permeabilidad horizontal

- Allard y Chen⁷² Señalaron que existe un número infinito de soluciones para la ecuación $\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + F_k \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\mu \phi c}{k} \frac{\partial p}{\partial t}$, representando todas las posibles configuraciones de yacimiento-acuífero. Ellos sugirieron que es posible derivar una solución general que es aplicable a una variedad de sistemas por la solución de la ecuación $\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + F_k \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\mu \phi c}{k} \frac{\partial p}{\partial t}$ en términos de tiempo adimensional t_D , radio adimensional r_D y la introducción de una nueva variable adimensional z_D .

$$z_D = \frac{h}{r_e F_k}$$

Donde z_D = distancia vertical adimensional

h = espesor del acuífero, ft

F_k es la relación de permeabilidades horizontales y verticales

Allard y Chen usaron un modelo numérico para resolver la ecuación

$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + F_k \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\mu \phi c}{k} \frac{\partial p}{\partial t}$ Ellos desarrollaron una solución de *intrusión de agua de fondo* que es comparable en forma con la de *van Everdingen y Hurst*.

$$W_e = B \Delta p W_{eD}$$

⁷² Allard y Chen (1988), Tarek. Reservoir Engineering Handbook. THIRD EDITION. United States. 2006.

Definiendo la *constante de entrada de agua B* idéntica en la siguiente ecuación.

$$B = 1.119\phi c_t r_e^2 h$$

Nótese que B no incluye el ángulo θ de invasión.

Los valores reales de W_{eD} son diferentes de los del *Modelo Everdigen-Hurst* porque W_{eD} para *empuje de agua de fondo* es también una función de la permeabilidad vertical. *Allard y Chen* tabularon los valores de W_{eD} como una función de r_D , t_D , y Z_D .

- **Principio de Superposición⁷³**

Las soluciones de la ecuación de difusividad presentadas anteriormente son aplicables solamente para describir la distribución de presión en un yacimiento infinito, causada por la producción constante de un solo pozo. Como un sistema real de un yacimiento usualmente tiene varios pozos operando a diferentes tasas, se requiere una aproximación generalizada para estudiar el flujo de fluidos durante el periodo de flujo no continuo o transitorio.

El *principio de superposición* es una herramienta poderosa que se puede aplicar para eliminar las restricciones impuestas a las diferentes expresiones encontradas para el flujo transitorio. Matemáticamente este principio establece que cualquier suma de soluciones individuales de la ecuación de difusividad es también una solución de la ecuación. Este concepto puede aplicarse para tomar en cuenta los siguientes efectos en la solución de flujo transitorio:

⁷³Paris de Ferrer, Magdalena. FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela. Pag 426.

- Efectos de múltiples pozos
- Efectos de tasas de flujo variables
- Efectos de los límites del yacimiento.

El principio de superposición también se usa en el caso de *presión constante* en el *límite exterior*.

○ *Efectos de múltiples pozos*

Frecuentemente, se requiere tomar en cuenta los efectos de más de un pozo sobre la presión en el mismo punto del yacimiento. El concepto de superposición establece que la caída de presión total en cualquier punto del yacimiento es la suma de los cambios de presión en ese punto, causados por el flujo de cada uno de los pozos en el yacimiento. En otras palabras, se superpone el efecto de uno sobre el otro.

○ *Efectos de las tasas de flujo variables*

Prácticamente todos los pozos producen a tasas variables y por lo tanto, es importante incorporar en la predicción del comportamiento de presión el efecto que se produce cuando cambian las tasas de flujo. A tal fin, se recurre al concepto de superposición que dice: *Cada cambio de la tasa de flujo en un pozo dará como resultado una respuesta de presión que es independiente de las respuestas de presión causadas por otros cambios previos de las tasas de flujo*. De acuerdo con esto, la caída total de presión que ha ocurrido a cualquier tiempo es la suma de todos los cambios causados separadamente por cada cambio neto de la tasa de flujo.

○ *Efectos de los límites del yacimiento*

El principio de superposición puede extenderse para predecir la presión de un pozo en un yacimiento finito. El principio de superposición aplicado a los efectos de límites, se conoce como *método de las imágenes*.

2.7 CURVAS DE DECLINACIÓN

Desde unas décadas atrás, varios métodos han sido desarrollados para la estimación de reservas. Estos métodos van desde la ecuación de balance de materiales a técnicas de análisis de curvas tipo. Existen dos tipos de técnicas de análisis de curva de declinación,

- La clásica curva ajustada a los datos históricos de producción
- La técnica correspondiente a cada tipo de curva

Algunas soluciones gráficas utilizan una combinación de curvas de declinación y curvas-tipo con diferentes limitaciones.

2.7.1 Análisis de curvas⁷⁴. El análisis de la curvas de declinación, introducido por *Arps* en 1945, ha sido el método más utilizado para predecir la producción en campos de petróleo y gas. Originalmente este análisis se consideró una práctica totalmente empírica ya que la técnica tiene pocas bases teóricas fundamentales, sin embargo, la simplicidad y el éxito de sus pronósticos extendió su uso, logrando aceptación general.

El típico análisis de una curva de declinación que realiza un ingeniero de yacimientos consiste en representar en papel semilog la *tasa de producción vs el tiempo* y tratar de ajustar los datos en una línea recta. Este método de análisis extrapola la historia de producción para estimar el comportamiento de la producción futura. Además de la *tasa de producción vs el tiempo* existen otros tipos de tendencias que permiten analizar las historias de producción, las cuales incluyen: Tasa de producción vs petróleo acumulado, agua acumulada vs. Producción de petróleo y relación gas-petróleo vs. Producción acumulada.

⁷⁴ Paris de Ferrer, Magdalena. FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela. Pag 503.

La estimación de las tasas de producción se realiza para los siguientes fines: 1. Pronosticar las reservas remanentes; 2. Planificar a largo plazo las operaciones; 3. Estimar algunas propiedades y 4. Calcular las posibles cargas fiscales.

El análisis de las curvas de declinación se aplica a la producción de petróleo o gas, de pozos individuales, de grupos de pozos o de la totalidad de un yacimiento, pero no a la primera fase de vida de un yacimiento pues en ésta no hay suficientes datos de producción sobre los cuales basar las predicciones. También es aplicable en aquellos pozos cuyo comportamiento pasado, presente y futuro tiene una tendencia natural de declinación y no están sujetos a cambios operacionales. Ahora bien, la confiabilidad de este análisis depende de la cantidad y la calidad de los datos de producción en los que originalmente se basa y dichas predicciones nunca deben realizarse más allá de una duración similar a la de los datos de producción suministrados. Por ejemplo, si un análisis está basado en los datos de producción de cinco años, la predicción debe limitarse también a cinco años o un periodo razonable.

2.7.2 Modelos de declinación⁷⁵. Los diferentes métodos de análisis de las curvas de declinación se basan en la manera en como la tasa de declinación varía con el tiempo. En consecuencia, para realizar el análisis de yacimientos usando tales métodos es necesario definir algunos parámetros básicos:

- **Tasa de declinación nominal**

Se define como el cambio fraccional de la tasa de producción con el tiempo o también, como la pendiente negativa de la curva que representa el logaritmo natural de la *tasa de producción vs. El tiempo*, es decir:

$$D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -\frac{d \ln q}{dt}$$

⁷⁵ *Ibíd.*, p. 192.

Donde: D es la tasa de declinación nominal, años⁻¹; q , la tasa de producción de petróleo, BB/día y t es el tiempo en años o meses.

La declinación nominal, D , por ser una función continua, se usa principalmente para facilitar la derivación de otras relaciones matemáticas y se conoce también como *índice o relación de pérdida*. Si la tasa de declinación actual se multiplica por 100, dará el cambio porcentual que experimentará con el tiempo. El signo menos se ha añadido porque dq y dt tienen signos opuestos y es conveniente tener D siempre positiva.

- **Tasa de declinación efectiva**

Se define como la disminución en la tasa de producción desde un valor inicial q_i hasta un valor q durante un período igual a la unidad (1 mes o 1 año), dividido por la producción al comienzo del período:

$$d = \frac{q_i - q}{q_i}$$

Donde: d es la tasa de declinación efectiva, %/año o mes; q , la tasa de producción de petróleo a un tiempo t , BB/día; y q_i , la tasa de producción de petróleo al comienzo del periodo de declinación, BB/día.

Esta declinación es, por lo general, la más popular, ya que por ser una función discreta concuerda mejor con las prácticas actuales de registro de producción. Si el período es un mes, se le refiere como *declinación efectiva mensual* y, si es un año, como *declinación efectiva anual*.

- **Producción de petróleo acumulada**

Se define como la integral de la curva de la tasa de producción en función del tiempo desde el inicio de la vida productiva del pozo hasta un tiempo determinado:

$$N_p = \int_0^t q dt$$

Donde: N_p es la producción acumulada de petróleo en BB; q , la tasa de producción de petróleo a un tiempo t , BB/día y t , el tiempo en consideración, meses o años.

2.7.3 Tipos de curvas de declinación. Existen tres tipos de curvas de declinación: *hiperbólica*, *exponencial* y *armónica*, las cuales se definen según la siguiente expresión básica general:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^b$$

Donde

b es el exponente de declinación de Arps y D_i la tasa de declinación al comienzo del periodo de declinación actual.

En la curva de declinación exponencial o de porcentaje constante, b es igual a cero; en la armónica b es igual a uno y en la hiperbólica el valor de b está entre cero y uno. De acuerdo con esto, la expresión de la *tasa de declinación*, para cada tipo de curva es:

- Exponencial: $D = D_i = \text{constante}$ → la caída en producción por unidad de tiempo es una fracción constante de la tasa de producción.
- Armónica: $D = D_i \frac{q}{q_i}$ → la caída en producción por unidad de tiempo como una fracción de la tasa de producción es directamente proporcional a la tasa de producción.
- Hiperbólica: $D = D_i \left(\frac{q}{q_i}\right)^b$ → la caída en producción por unidad de tiempo como una fracción de la tasa de producción es proporcional a una potencia fraccional de la tasa de producción, con la potencia variando entre 0 y 1.

- **Tendencias**

Cada tipo de curva de declinación tiene una curvatura diferente. Las características principales de estas curvas de declinación pueden ser utilizadas para seleccionar el modelo de declinación del caudal, apropiado para describir la relación caudal-tiempo del sistema de hidrocarburos.

Los parámetros determinados a partir del ajuste clásico de los datos históricos, es decir, la *tasa de disminución*, D , y el *exponente*, b , pueden ser utilizados para predecir la producción futura. Este tipo de análisis de curvas de declinación puede ser aplicado a pozos individuales o al yacimiento entero. La precisión de la aplicación al yacimiento a veces es incluso mejor que la de los pozos individuales debido al suavizado de los datos del caudal. Basado en el comportamiento de la tasa de declinación del sistema de hidrocarburos y en el hecho de que el valor de b va desde el rango de 0 a 1, entonces la ecuación de Arps puede expresarse convenientemente en las siguientes tres formas:

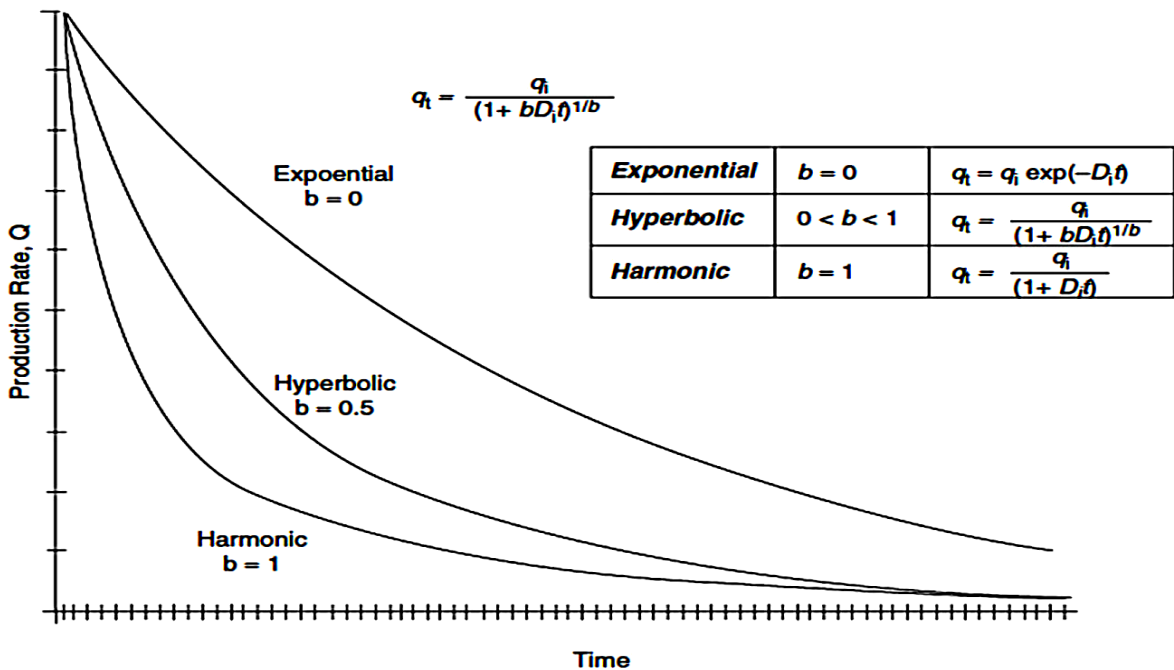
Tabla 3. Ecuación de ARPS para los tres tipos de curvas.

CASO	b	Relación caudal - tiempo
Exponencial	b = 0	$q_t = q_i \exp -D_i t$
Hiperbólica	0 < b < 1	$q_t = \frac{q_i}{1 + b D_i t^{1/b}}$
Armónica	b = 1	$q_t = \frac{q_i}{1 + D_i t}$

Fuente: Tomado y adaptado de AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook. Third Edition. United States of America.2006. Pag 1239.

La figura 46 ilustra la forma general de las tres curvas a diferentes posibles valores de b. Estas relaciones matemáticas se pueden aplicar por igual para yacimientos de gas y petróleo.

Figura 46. Curva de declinación Q vs t. (Exponencial, hiperbólica, armónica)



Fuente: AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook. Third Edition. United States of América.2006.Pag 1240.

Es necesario destacar que estas tres formas de las ecuaciones de la curva de declinación son aplicables *SOLO* cuando el pozo/yacimiento se encuentra sujeto a condiciones de flujo de estado pseudoestable (semi-continuo), que es condiciones de flujo dominado por el límite. La *ecuación de Arps* a menudo ha sido usada incorrectamente para modelar el desempeño de pozos de petróleo y gas, cuyos regímenes de flujo están en un estado transitorio.

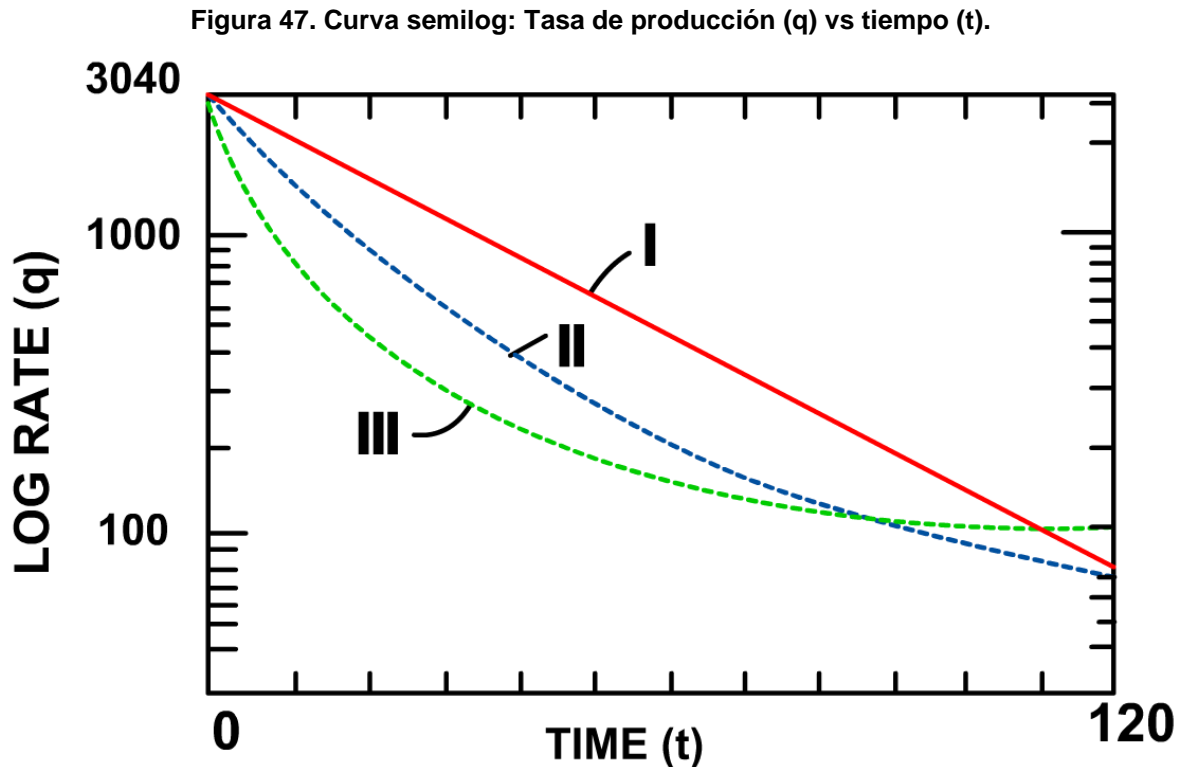
La siguiente es una lista de suposiciones inherentes que deben ser satisfechas antes de la ejecución del análisis de las curvas de declinación:

- El pozo está drenando un área de drenaje constante, es decir, el pozo está en una condición de flujo dominado por el límite
- El pozo produce a o cerca de su capacidad
- El pozo produce a una presión de fondo constante

2.7.3.1 Clasificación

- DECLINACIÓN EXPONENCIAL

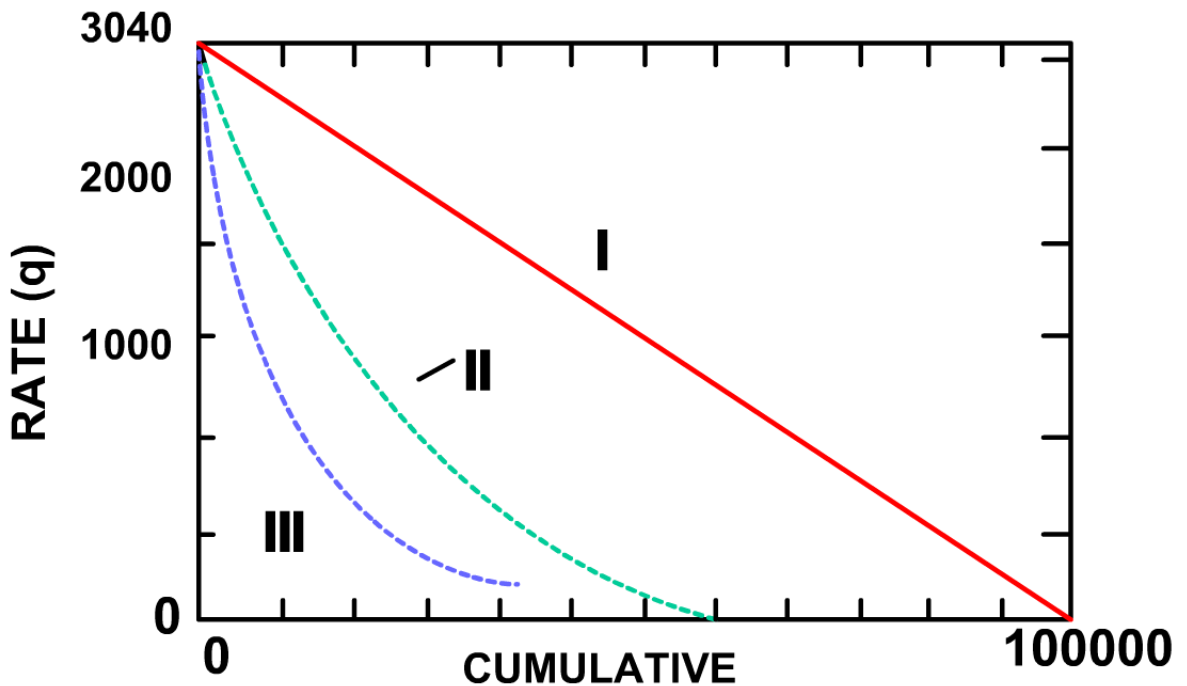
- Análisis de la curva



Fuente: Arps, J.J. En AHMED, TAREK. Reservoir engineering handbook. Third Edition. United States of America.2006. Pag 1237.(I. Declinación exponencial, II. hiperbólica, III. armónica)

El análisis de las curvas muestra que en el caso de la declinación exponencial o de porcentaje constante, la curva de *tasa de producción vs. Tiempo* se convierte en una línea recta en escala semi-logarítmica (figura 47) mientras que la curva *tasa de producción vs. Producción acumulada* lo hace en escala cartesiana (figura 48). En ambos casos, el valor absoluto de la pendiente es igual a la fracción de declinación nominal D .

Figura 48.. Curva cartesiana: Tasa de producción (q) vs producción acumulada (Np).



Fuente: Arps, J.J. En AHMED, TAREK. Reservoir engineering handbook. Third Edition. United States of America. 2006. Pag 1237. (I. Declinación exponencial, II. hiperbólica, III. armónica)

o **Área bajo la curva**

El área bajo la curva de declinación de q vs *tiempo* entre el tiempo t_1 y el t_2 (figura 46) es una medida del aceite acumulado o el gas de producción durante este periodo. Tratándose de *yacimientos de gas*, el gas producido acumulado, G_p , puede ser expresado matemáticamente como:

$$G_p = \int_{t_1}^{t_2} q_t dt$$

Sustituyendo el caudal, q_t , en la anterior ecuación con la ecuación $q_t = q_i \exp -D_i t$ e integrando, da la siguiente:

$$G_p t = \frac{q_i - q_t}{D_i}$$

Donde $G_{p(t)}$ = producción de gas acumulada a tiempo t , MMscf; q_i = caudal inicial de gas a tiempo $t = 0$, MMscf/unidad de tiempo; t = tiempo, unidad de tiempo; q_t = caudal de gas a tiempo t , MMscf/unidad de tiempo; D_i = tasa de declinación nominal (inicial), 1/unidad de tiempo.

La representación gráfica de este tipo de curva de declinación indica que un diagrama de $q(t)$ vs $G_p(t)$ en una escala cartesiana producirá una *relación lineal*.

En este tipo de curva, la tasa de declinación nominal es constante:

$$\frac{D}{D_i} = \frac{q}{q_i}^0 = 1 \rightarrow D = D_i = \text{constante}$$

Integrando la ecuación $D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -\frac{d \ln q}{dt}$ Para $D = \text{constante}$, se obtiene una expresión para:

✚ La tasa de producción en función del tiempo:

$$q = q_i e^{-D_i t}$$

Donde,

$$D = -\ln 1 - d$$

Sustituyendo la ecuación $D = -\ln 1 - d$ en la ecuación $q = q_i e^{-D_i t}$, se obtiene:

$$q = q_i (1 - d)^t$$

Esto indica que, con este tipo de declinación, la tasa de producción en períodos sucesivos (meses o años) puede representarse mediante una serie geométrica.

Integrando la ecuación $q = q_i e^{-Dt}$, se obtiene una expresión para:

✚ La producción de petróleo acumulada en función del tiempo o de la tasa de producción:

$$N_p = \frac{q_i}{D} (1 - e^{-Dt}) = \frac{q_i - q}{D}$$

Sustituyendo la ecuación $D = -\ln(1 - d)$ en la ecuación anterior, se obtiene:

$$N_p = \frac{q_i (1 - (1 - d)^t)}{-\ln(1 - d)}$$

De la ecuación $q = q_i (1 - d)^t$, puede obtenerse una expresión para:

✚ El tiempo de vida productiva remanente antes de abandono (t_a), correspondiente a la tasa de límite económico (q_a), o sea:

$$t_a = \frac{1}{D} \ln \frac{q_i}{q_a} = \frac{\ln q_i / q_a}{-\ln(1 - d)}$$

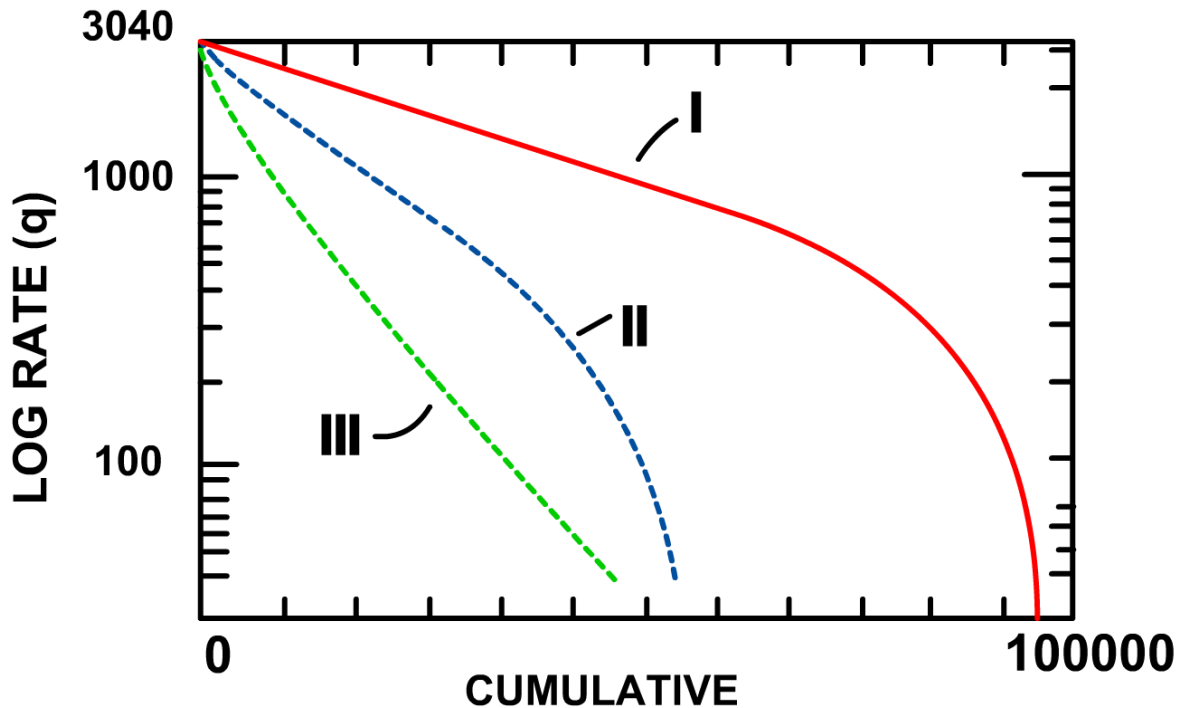
Este tipo de *curva de declinación* es quizás la más sencilla de usar porque sus parámetros son fáciles de determinar y es quizás la más conservadora en cuanto a reservas futuras. Es extensamente usada en la industria esencialmente por la siguiente razón: *Muchos pozos siguen una tasa de declinación constante durante gran parte de su vida productiva y se desvían significativamente de esta tendencia hacia el final de este período.*

- **DECLINACIÓN ARMÓNICA**

- **Análisis de la curva**

En este tipo de declinación, la gráfica del inverso de la *tasa de producción* $1/q$ vs. *Tiempo* se convierte en una línea recta de pendiente positiva en escala cartesiana, mientras que la curva *tasa de producción* vs. *Producción acumulada* lo hace en una línea recta en escala semi-logarítmica (figura 49). En ambos casos, el valor absoluto de la pendiente es igual a la fracción de declinación nominal inicial, D_i , dividida entre la tasa de producción inicial q_i .

Figura 49. Curva semilog: Tasa de producción (q) vs producción acumulada (N_p).



Fuente: Arps, J.J. En AHMED, TAREK. Reservoir engineering handbook. Third Edition. United States of America.2006.Pag 1237.(I. Declinación exponencial, II. hiperbólica, III. armónica)

- **Tendencia**

La *tasa de producción vs. Producción acumulada* es una línea recta en una escala semilogarítmica; todos los otros tipos de curva de declinación tienen cierta curvatura. Existen varias técnicas de desplazamiento diseñadas para “enderezar” la curva que resulta de trazar la *tasa de producción vs tiempo* en una escala log-log.

- **Área bajo la curva**

El área bajo la curva de declinación de *q vs tiempo* entre el tiempo t_1 y el t_2 (figura 46) es una medida del aceite acumulado o el gas de producción durante este periodo. Tratándose de *yacimientos de gas*, el gas producido acumulado, G_p , puede ser expresado matemáticamente como:

$$G_p = \int_{t_1}^{t_2} q_t dt$$

Sustituyendo el caudal q_t , en la anterior ecuación con la ecuación $q_t = \frac{q_i}{1 + bD_i t^{1+b}}$ e integrando:

$$G_{p(t)} = \frac{q_i}{D_i^{1-b}} \left[1 - \frac{q_t}{q_i} \right]^{1-b}$$

Donde $G_{p(t)}$ = producción de gas acumulada a tiempo t , MMscf; q_i = caudal inicial de gas a tiempo $t = 0$, MMscf/unidad de tiempo; t = tiempo, unidad de tiempo; q_t = caudal de gas a tiempo t , MMscf/unidad de tiempo; D_i = tasa de declinación nominal (inicial), 1/unidad de tiempo.

En este tipo de curva, la tasa de declinación nominal es proporcional a la tasa de producción:

$$\frac{D}{D_i} = \frac{q}{q_i}^1 = 1 \rightarrow D = nq$$

Donde la constante n se determina bajo condiciones iniciales, como:

$$n = \frac{D_i}{q_i}$$

Integrando la ecuación $D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -\frac{d \ln q}{dt}$ Para $D = nq$, se obtiene una expresión para:

✚ La tasa de producción en función del tiempo:

$$q = \frac{q_i}{1 + D_i t}$$

Donde:

$$D_i = \frac{d_i}{1 - d_i} \quad \text{Y} \quad D = \frac{D_i}{1 - D_i t}$$

Sustituyendo la ecuación $q = \frac{q_i}{1 + D_i t}$ en la ecuación $N_p = \int_0^t q dt$, e integrando se obtiene una expresión para:

✚ La producción de petróleo acumulada en función del tiempo o de la tasa de producción:

$$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln(1 + D_i t) = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q}$$

De la ecuación $q = \frac{q_i}{1+D_i t}$ puede obtenerse una expresión para:

- ✚ El tiempo de vida productiva remanente antes de abandono (t_a) correspondiente a la tasa de límite económico (q_a)

$$t_a = \frac{1}{D_i} \frac{q_i}{q_a - 1}$$

El método de mínimos cuadrados puede también ser usado para calcular la tasa de declinación D_i ,

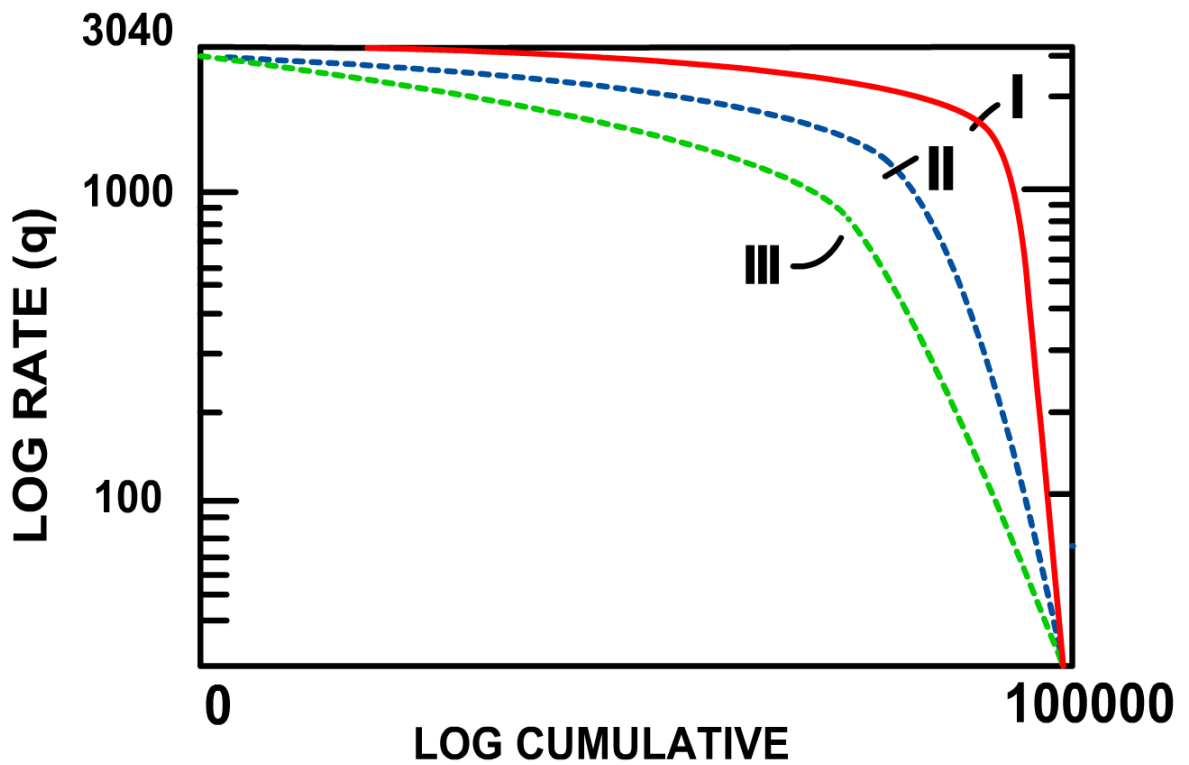
$$D_i = \frac{t \frac{t q_i}{q_t} - t t}{t t^2}$$

- DECLINACIÓN HIPERBÓLICA

- Análisis de la curva

La curva de *tasa de producción vs. Producción acumulada* se convierte en una *línea recta* de pendiente positiva en escala logarítmica (figura 50),

Figura 50. Curva log – log: Tasa de producción (q) vs producción acumulada(Np).



Fuente: Arps, J.J.En AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook.Third Edition.United States of America.2006.Pag 1237. (I. Declinación exponencial, II. hiperbólica, III. armónica)

Sí en vez de la producción acumulada lineal N_p se utiliza una producción acumulada N'_p definida como:

$$N'_p = \frac{q_i - 1 - b D_i N_p}{q_i^b}$$

El valor de la pendiente en este caso es igual a $1/(1-b)$.

○ **Tendencia**

Ninguna de las escalas, ni cartesiana, ni semi-log, ni log-log producirá una relación de línea recta para una declinación hiperbólica. Sin embargo; si se traza *tasa de producción vs tiempo* en papel log-log, la curva resultante puede ser enderezada con técnicas de desplazamiento.

○ **Área bajo la curva**

El área bajo la curva de declinación de q vs *tiempo* entre el tiempo t_1 y el t_2 (figura 46) es una medida del aceite acumulado o el gas de producción durante este periodo. Tratándose de *yacimientos de gas*, el gas producido acumulado, G_p , puede ser expresado matemáticamente como:

$$G_p = \int_{t_1}^{t_2} q_t dt$$

Sustituyendo el caudal q_t , en la anterior ecuación con la ecuación $q_t = \frac{q_i}{1+D_i t}$ e integrando, entonces:

$$G_{p\ t} = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q_t}$$

Donde $G_{p(t)}$ = producción de gas acumulada a tiempo t , MMscf; q_i = caudal inicial de gas a tiempo $t = 0$, MMscf/unidad de tiempo; t = tiempo, unidad de tiempo; q_t = caudal de gas a tiempo t , MMscf/unidad de tiempo; D_i = tasa de declinación nominal (inicial), 1/unidad de tiempo.

En este tipo de curva, la tasa de declinación nominal es proporcional a una potencia fraccional b de la tasa de producción:

$$\frac{D}{D_i} = \frac{q}{q_i}^b \rightarrow D = nq^b$$

Donde la constante n se determina, a condiciones iniciales, como:

$$n = \frac{D_i}{q_i^b}$$

Integrando la expresión $D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -\frac{d \ln q}{dt}$ para $D=nq^b$, se obtiene la siguiente relación para:

✚ La tasa de producción en función del tiempo:

$$q = q_i / (1 + bD_i t)^{1/b}$$

Donde,

$$D_i = \frac{1}{b} (1 - d_i)^{-b} - 1 \quad \text{y} \quad D = \frac{D_i}{1 + bD_i t}$$

Integrando la ecuación $q = q_i / (1 + bD_i t)^{1/b}$, se obtiene una expresión para:

- La producción de petróleo acumulada en función del tiempo o de la tasa de producción,

$$N_p = \frac{q_i}{1 - b D_i} \left[1 - (1 + bD_i t)^{1-b} \right] = \frac{q_i^b}{1 - b D_i} \left[q_i^{1-b} - q^{1-b} \right]$$

De la ecuación $q = q_i / (1 + bD_i t)^{1/b}$ puede obtenerse una expresión para:

- El tiempo de vida productiva remanente antes de abandono (t_a) correspondiente a la tasa de límite económico (q_a),

$$t_a = \frac{1}{bD_i} \left[\frac{q_i}{q_a} \right]^b - 1$$

2.7.4 Métodos para curvas de declinación

- Métodos para estimar b y Di**

Para determinar los mejores valores que ajustan las constantes b y Di para una serie de datos de producción conocidos se recomienda la declinación hiperbólica, ya que las otras dos siempre darán como resultado gráficos lineales. A tal efecto, existen al menos tres métodos: 1. Gráfico, 2. De la curva tipo y 3. De regresión lineal.

Se profundizará sólo en los dos primeros.

- **Método gráfico** (rápido pero impreciso).

Este método se basa en la ecuación $D_i = \frac{1}{b} (1 - d_i^{-b} - 1)$ y $D = \frac{D_i}{1 + bD_it}$:

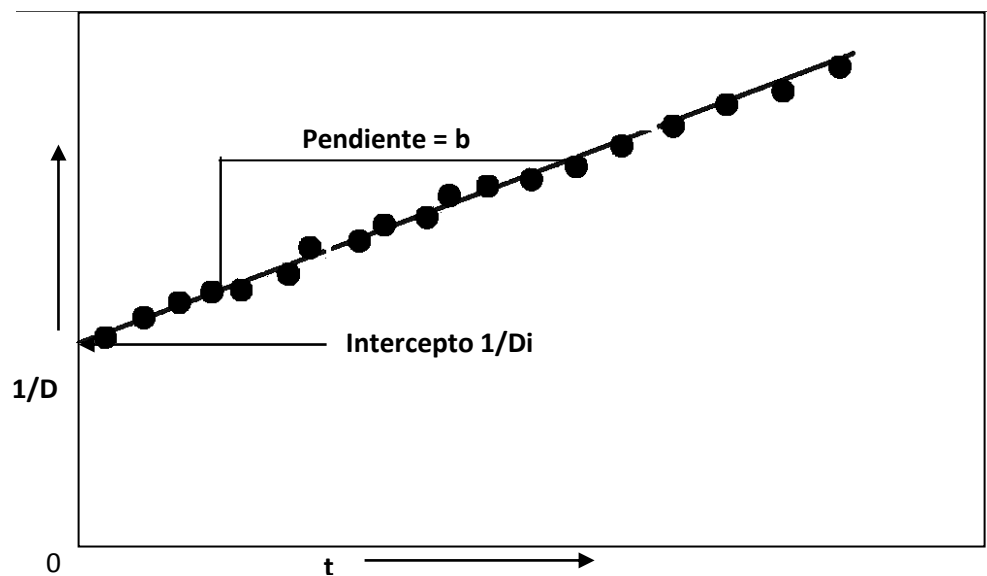
$$D = \frac{D_i}{1 + bD_it}$$

La cual muestra que la tasa de declinación D disminuye desde un máximo ($t=0$) a medida que el tiempo aumenta. El recíproco de esta ecuación es:

$$\frac{1}{D} = \frac{1}{D_i} + bt$$

Esta ecuación indica que un gráfico de $\frac{1}{D}$ vs. t , es una línea recta cuya pendiente es n y el intercepto D_i , como se ilustra en la figura 51.

Figura 51. Método gráfico para determinar D_i y b .



Fuente: Paris de Ferrer, Magdalena. FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela. Pag. 516

Este gráfico de $\frac{1}{D}$ vs. t , será una línea recta solamente si la declinación es hiperbólica. En la práctica, los datos de producción no se reproducen exactamente con este tipo de declinación y, como consecuencia, es necesario realizar un ajuste por ensayo y error, seleccionando sólo algunos de los datos de producción y eliminando los que corresponden a medidas anormales, lo cual ayuda a reducir el intervalo de variación de D_i y b .

Generalmente, cuando se utiliza un procedimiento de ensayo y error, los mejores valores se consiguen relacionando dos gráficos: q vs. t y N_p vs. t .

Como se observa en la Ec. $D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -\frac{d \ln q}{dt}$, D es una función de la derivada $\frac{dq}{dt}$ que puede calcularse numéricamente de los datos de q vs. Tiempo, usando, por ejemplo, la siguiente ecuación:

$$D = \frac{-\ln \frac{q_j}{q_{j-1}}}{t_j - t_{j-1}}$$

Donde j se refiere a un nivel de tiempo, de modo que j es más tarde que $j-1$.

En resumen, el *procedimiento general* para aplicar este método es como sigue:

1. Se seleccionan los datos de q vs. t
2. Se calcula D para cada incremento de tiempo usando la $D = \frac{-\ln \frac{q_j}{q_{j-1}}}{t_j - t_{j-1}}$
3. Se representa gráficamente $1/D$ vs. t
4. Se estiman en el gráfico anterior $1/D_i$ (el intercepto) y b (la pendiente).
5. Se estiman q y N_p en función de tiempo usando las ecuaciones y aplicando los valores calculados de D_i y b .

6. Se representan gráficamente q y N_p en función de tiempo y se comparan los valores estimados con los actuales. Si los valores son satisfactorios, se ajustan los valores de D_i y b y se repite el procedimiento.
7. Una vez que los valores estimados sean iguales a los actuales, las curvas de declinación podrán usarse para realizar la predicción del comportamiento de producción.

○ **Método de la curva tipo.** (Método empírico - requiere usar logaritmos)

Una curva tipo es una representación gráfica de las soluciones teóricas de ecuaciones de flujo. El análisis de curvas tipo consiste en encontrar la curva tipo que teóricamente 'coincida' la respuesta de un test de pozo con la real del yacimiento cuando se varía la tasa de producción o la presión. La coincidencia se puede encontrar gráficamente mediante la superposición física de un gráfico de los datos reales de prueba en una gráfica de curvas tipo similar. Ya que las curvas tipo son gráficos de soluciones teóricas de ecuaciones de estado de flujo transitorio y pseudoestable, ellas usualmente se presentan en términos de variables adimensionales en lugar de las variables reales (Δp , t , r y C). Por ejemplo,

- Presión adimensional, p_D
- Tiempo adimensional, t_D
- Radio adimensional, r_D y
- Almacenamiento adimensional del pozo, C_D

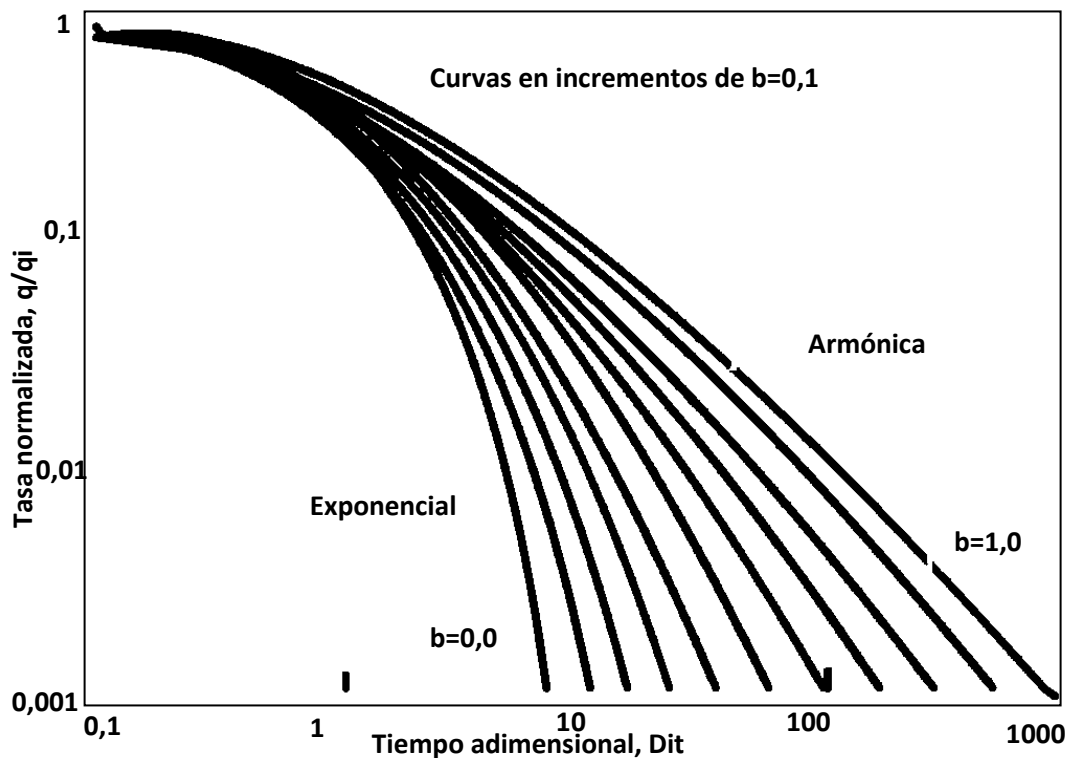
Los parámetros del yacimiento y del pozo, como la permeabilidad y el daño, puede calcularse a partir de los parámetros adimensionales que definen las curvas tipo. El método de la curva tipo fue propuesto en 1968 por Slider y posteriormente en 1980 por Fetkovich. Consiste en representar gráficamente el logaritmo de la *tasa de producción normalizada vs. El producto de $D_i t$* para varios valores de b , el cual

representa un tiempo adimensional. Los datos de la figura 41 se obtienen aplicando la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q_i} = \frac{1}{1 + b D_i t^{1-b}}$$

Donde $\frac{q}{q_i}$ se evalúa como una función de $D_i t$ para diferentes valores de b .

Figura 52. Curvas tipo adimensionales para el análisis de las curvas de declinación.



Fuente: Adaptado de Paris de Ferrer, Magdalena. FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela. Pag. 517.

El procedimiento general para usar la figura 52 es:

1. Se seleccionan los datos de q vs. t
2. Se obtiene un papel gráfico log-log similar al de la curva tipo y se construye el gráfico de q vs. t

3. Se superpone el gráfico obtenido y se desliza paralelamente hasta conseguir que coincidan los dos ejes.
4. El óptimo valor de b está dado por la curva que muestra una mejor coincidencia con el construido.
5. Se comparan los ejes horizontales para obtener el óptimo valor de D_i .

Cualquiera que sea el método utilizado se debe tener en cuenta que los resultados son muy subjetivos y aproximados, y dependen de que la actual *tasa de producción vs. tiempo* siga una declinación hiperbólica.

2.7.5 Factores que afectan las curvas de declinación

- Periodos desiguales entre pruebas de medición de pozos, pues dificultan la ponderación de un tiempo promedio. Lo ideal es efectuar las pruebas en lapsos iguales.
- Reducción del índice de productividad o incremento del factor de daño debido a cambios físicos en el hueco, tales como depósitos de ceras y asfaltenos provenientes de los fluidos producidos o de la acumulación de la arena suelta.
- Cambios en: La presión de fondo, relación gas-petróleo, porcentaje de agua.
- Completación de pozos nuevos.
- Cierres de producción

A menos que se detecten y corrijan esas condiciones, las estimaciones de reservas obtenidas usando *curvas de declinación de producción* estarán limitadas a las que puedan obtenerse bajo las condiciones adversas existentes en el pozo. Por el contrario, cuando el equipo de levantamiento está operando en forma adecuada y las condiciones de fondo son satisfactorias, la tendencia de *declinación de la producción* reflejará las condiciones cambiantes del yacimiento, y la extrapolación de dicha tendencia podrá considerarse como una guía confiable para predecir las *reservas remanentes recuperables*.

3. MANUAL DEL USUARIO

Este manual que se presenta a continuación se desarrolló con el objetivo de brindar al usuario una guía clara y necesaria para la navegación y manejo adecuado de la “Herramienta Educativa Multimedia para el Estudio de la asignatura de “INGENIERÍA DE YACIMIENTOS” describiendo cada una de las funciones y elementos que la conforman, obteniendo las opciones y ayudas que se dispone durante la ejecución de la herramienta.

3.1 REQUERIMIENTOS PARA LA INSTALACIÓN Y USO DE LA HERRAMIENTA MULTIMEDIA.

Para llevar a cabo un adecuado manejo de la herramienta y un proceso de consulta exitoso, es necesario tener en cuenta ciertas recomendaciones y desarrollar algunos pasos.

3.2.1 Instalación de la herramienta educativa multimedia. Para instalar la herramienta es necesario que el ordenador tenga como requisito mínimo de software, un sistema operativo MAC OS/ Windows 2000/ Windows XP/ Windows Vista/ Windows 7 - 8, el programa Adobe Flash Player instalado y un espacio libre en el disco duro de 50 MB.

No es necesario llevar a cabo un proceso de instalación de la herramienta en el ordenador, pero si es indispensable que cuente con la capacidad mencionada anteriormente. Si por alguna razón, el ordenador tiene la reproducción automática desactivada, solo basta con explorar la ubicación de la herramienta y ejecutar el archivo “INGENIERÍA DE YACIMIENTOS” desarrollada en Flash, para tener acceso a la herramienta multimedia.

3.3 PROCEDIMIENTO DE INICIO.

Para dar inicio a la herramienta se debe introducir el CD y este se ejecutará automáticamente. Si por el contrario no se reproduce automáticamente, como se mencionó anteriormente, se debe, dar doble Clic o seleccionar el archivo y oprimir Entre, en la aplicación “INGENÍERIA DE YACIMIENTOS.exe”, como se muestra en la figura 53 y se visualizará la introducción a la interfaz de inicio, como se muestra en la figura 54, donde se deberá dar Clic en el botón “Inicio” situado justo después del intro de la multimedia para acceder.

Figura 53. Visualización del ejecutable de la herramienta multimedia “INGENIERIA DE YACIMIENTOS”



Fuente: Los autores.

Figura 54. Introducción a la interfaz de inicio de la herramienta multimedia después del intro.



Fuente: Los autores

3.4 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA.

Dado que la herramienta contiene numerosos vínculos, comandos y botones, se entrará de manera general a la descripción y utilidad de cada componente presente en la herramienta multimedia.

3.4.1 Interfaz de inicio. La interfaz de inicio aparecerá una vez haya finalizado el intro y proceso de inicio, descrito en el numeral anterior. La interfaz se puede observar en la figura 55.

Figura 55. Ventana de visualización de la interfaz de inicio.



Fuente: Los autores

Donde se pueden observar tres comandos primordiales,

- 1. CONTENIDO:** En este comando se encontrará toda la información relacionada con la asignatura **INGENIERÍA DE YACIMIENTOS**. Se encuentra la información completa de los ítems mencionados en el capítulo 2 de este libro, mediante textos, imágenes, gráficas y animaciones.
- 2. EVALUACIÓN:** En esta sección se tiene acceso a una prueba donde se pretende evaluar de manera constructiva al usuario referente a los capítulos estudiados en la herramienta. Es por esto que se aconseja presentar la evaluación una vez que el usuario termine por completo el contenido de un capítulo en específico y estar seguro de sus conocimientos adquiridos, Este se basa en dos tipos de evaluación más una serie de ejercicios: **SELECCIÓN MÚLTIPLE** consiste en una serie de mínimo siete preguntas por cada capítulo de la herramienta que se cargan de manera aleatoria cada vez que ingresa. **ACUMULATIVA** consiste en 20 preguntas en formato falso y verdadero que

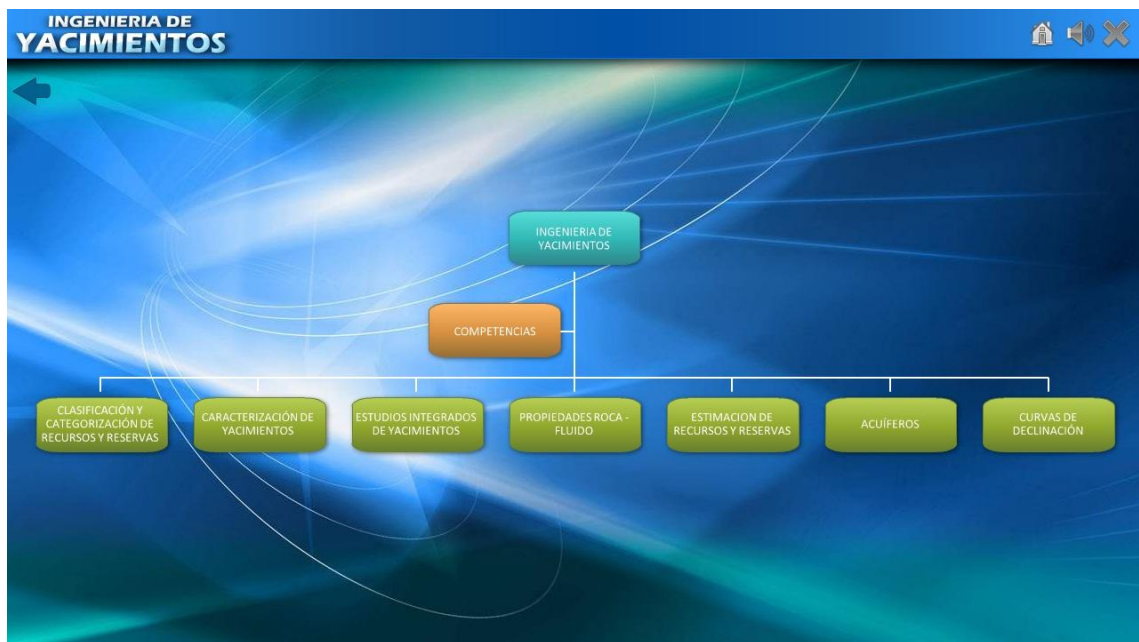
abarcan todo el contenido de la herramienta y por último EJERCICIOS que cuentan con su respectiva solución de los principales temas de la herramienta.

3. MANUAL DE USUARIO: en este menú de ayuda se accede al manual de usuario, en formato PDF, de la herramienta.

3.5 CONTENIDO.

El extenso contenido de la herramienta multimedia contiene información textual, grafica y animada distribuida en siete secciones principales que se encuentran en color verde mas una sección donde se encuentran las COMPETENCIAS de la asignatura que se encuentra de color naranja, como se visualiza en la figura 56.

Figura 56. Visualización de las siete secciones principales del contenido de la herramienta multimedia “INGENIERIA DE YACIMIENTOS”



Fuente: Los autores

Las siete secciones principales, están divididas de la siguiente manera,

- **CLASIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS:** Presenta una revisión de los conceptos del sistema de clasificación para todos los recursos petrolíferos
- **CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS:** Se centra en el hábitat del yacimiento y en algunas características geológicas que definen los yacimientos de hidrocarburos.
- **ESTUDIOS INTEGRADOS DE YACIMIENTOS:** Se centra en la evolución del proceso dinámico y multidisciplinario que implica el estudio de un yacimiento.
- **PROPIEDADES ROCA – FLUIDO:** Se centra en la comprensión y definición de las propiedades físicas del medio poroso y propiedades inherentes a la roca. Al igual que la clasificación de los yacimientos de acuerdo al estado de los fluidos.
- **ESTIMACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS:** Se enfoca en los conceptos de evaluación de reservas de gas y petróleo mediante el método volumétrico y el método de balance de materia. En él, se desglosará la ecuación de balance de materia y se estudiará la linealización de dicha ecuación.
- **ACUIFEROS:** es referente a la intrusión de agua y mantenimiento de la presión, además a las técnicas de predicción del comportamiento y recobro final de un yacimiento de petróleo mediante los modelos matemáticos de estado estable e inestable.
- **CURVAS DE DECLINACIÓN:** introduce a las bases teóricas y gráficas de las curvas de declinación.

Al seleccionar el capítulo aparecerá en la parte superior una pestaña blanca que se desliza mostrando los submenús de cada herramienta que hacen el capítulo más complementario y de ágil acceso a la información deseada. Esto facilita al usuario identificar el tema de estudio, los capítulos estudiados y capítulos remanentes.

Figura 57. Visualización de los sub-menús en el capítulo “CLASIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS”



Fuente: Los autores

Para acceder a cualquier tema solo es necesario dar clic en el sub-menú deseado. Los temas siempre están situados por debajo de los menús, por lo que se evita al usuario volver a empezar si se escogió un tema no deseado.

La información está distribuida en páginas de modo vertical. La navegación a través de estas se logra por medio de una barra deslizador que se encuentra en la parte derecha del tema.

3.6 EVALUACIÓN

Para acceder a la parte evaluativa es necesario ingresar en el comando de SISTEMA DE EVALUACIÓN, que puede encontrarse en la ventana de la interfaz de inicio (figura 44). En este módulo pueden encontrarse una serie de preguntas divididas según el tema a evaluar, para acceder a este se debe hacer lo mismo

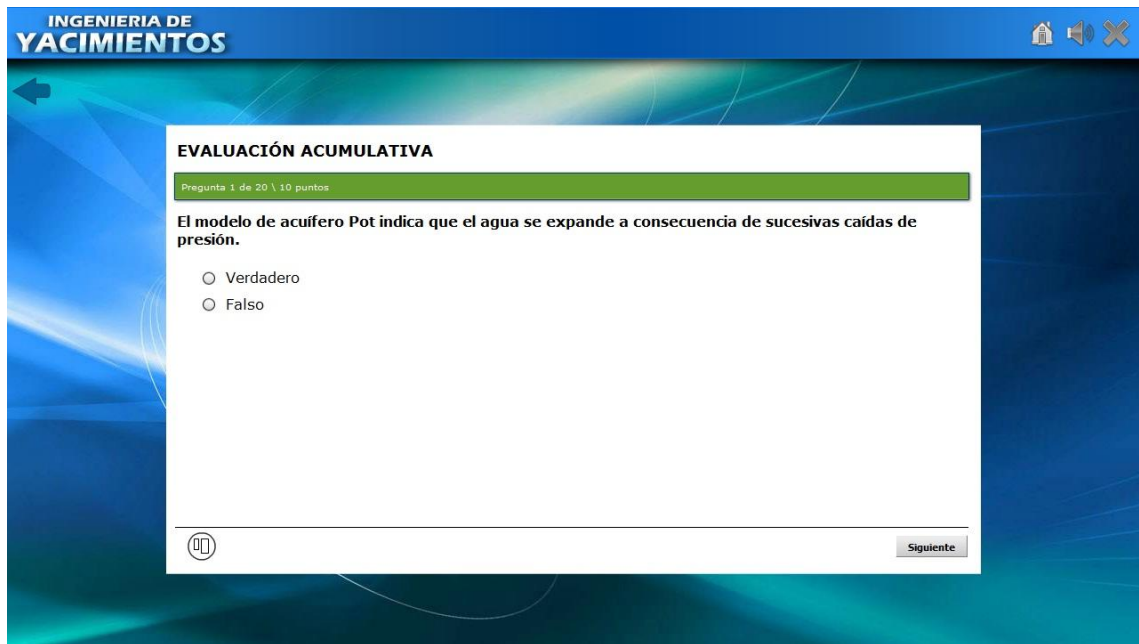
que en el comando CONTENIDO situándonos en la pestaña blanca que aparece en la parte superior para que se deslice el sub-menú, como se puede ver en la figura 58. El usuario tiene la libertad de escoger qué módulo desea evaluar mediante una serie de preguntas del tipo SELECCIÓN MÚLTIPLE con única respuesta, de tipo FALSO Y VERDADERO y EJERCICIOS respectivamente solucionados como se muestra en las figuras 59 y 60.

Figura 58. Ventana de visualización antes de empezar la evaluación, en el modulo de Sistema de evaluación



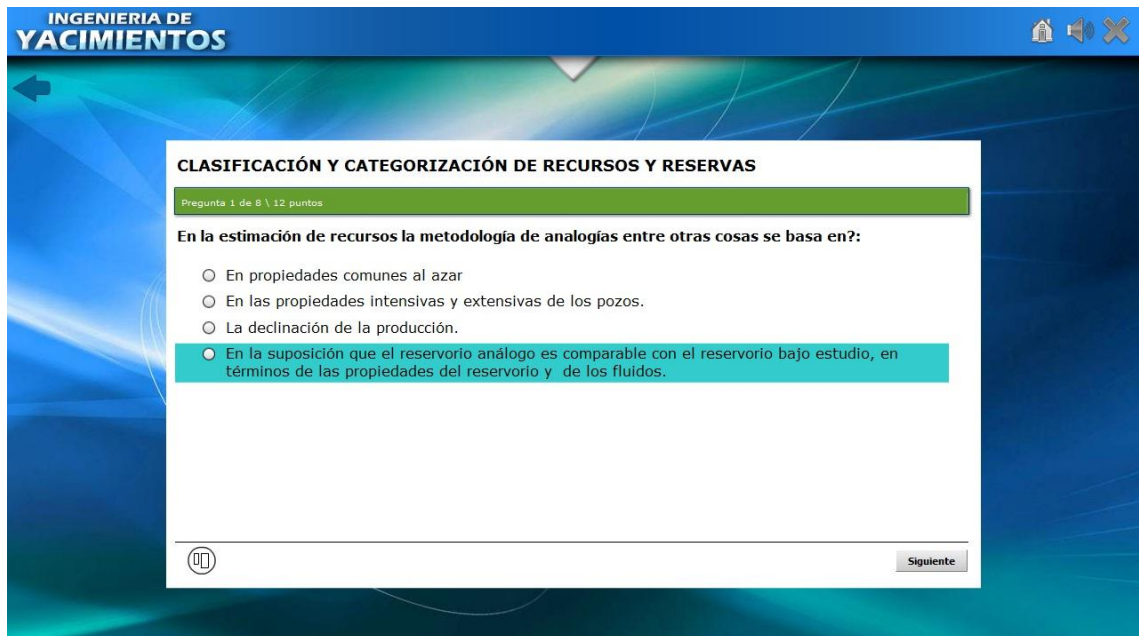
Fuente: Los autores

Figura 59. Pregunta de tipo Falso o Verdadero



Fuente: Los autores

Figura 60. Pregunta de tipo selección múltiple con única respuesta.



Fuente: Los autores

La estructura del módulo de evaluación se basa en contestar todas las preguntas asignadas para el tema elegido. Al ir avanzando en la prueba, la herramienta muestra los puntajes obtenidos y acumulados.

Al finalizar la prueba, el sistema muestra el puntaje obtenido. Para su aprobación es necesario cumplir un 60% de las preguntas asignadas. La herramienta ilustra de manera textual e ilustrativa el puntaje obtenido y si el usuario aprueba o reprueba el test evaluativo, como se ilustra en las figuras 61 y 62.

Figura 61. Pantalla de visualización en el caso de Reprobar la evaluación, para este caso del tema “Clasificación y categorización de recursos y reservas.”

The screenshot displays a software interface with a blue header containing the text 'INGENIERIA DE YACIMIENTOS' and navigation icons. The main content area has a dark blue background with a white central box. At the top of this box, the title 'CLASIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS' is shown. Below the title is a red horizontal bar with the word 'REPROBO' in white. A table with two columns, 'Su puntuación' and 'Puntaje de aprobación', shows 'Puntos' and '37.5 %' on the left, and 'Puntos' and '60 %' on the right. Below the table, the text 'LO SENTIMOS ud:' is followed by three red lines of feedback: '*AÁºn no comprende las principales definiciones de cada tipo de recursos y reservas', '*Ud. desconoce las clasificaciones de las reservas.', and '*Ud. no comprende con claridad las sub clasificaciones de cada tipo de reservas.'. At the bottom left of the white box is a circular icon with a vertical bar, and at the bottom right is a 'Salir' button.

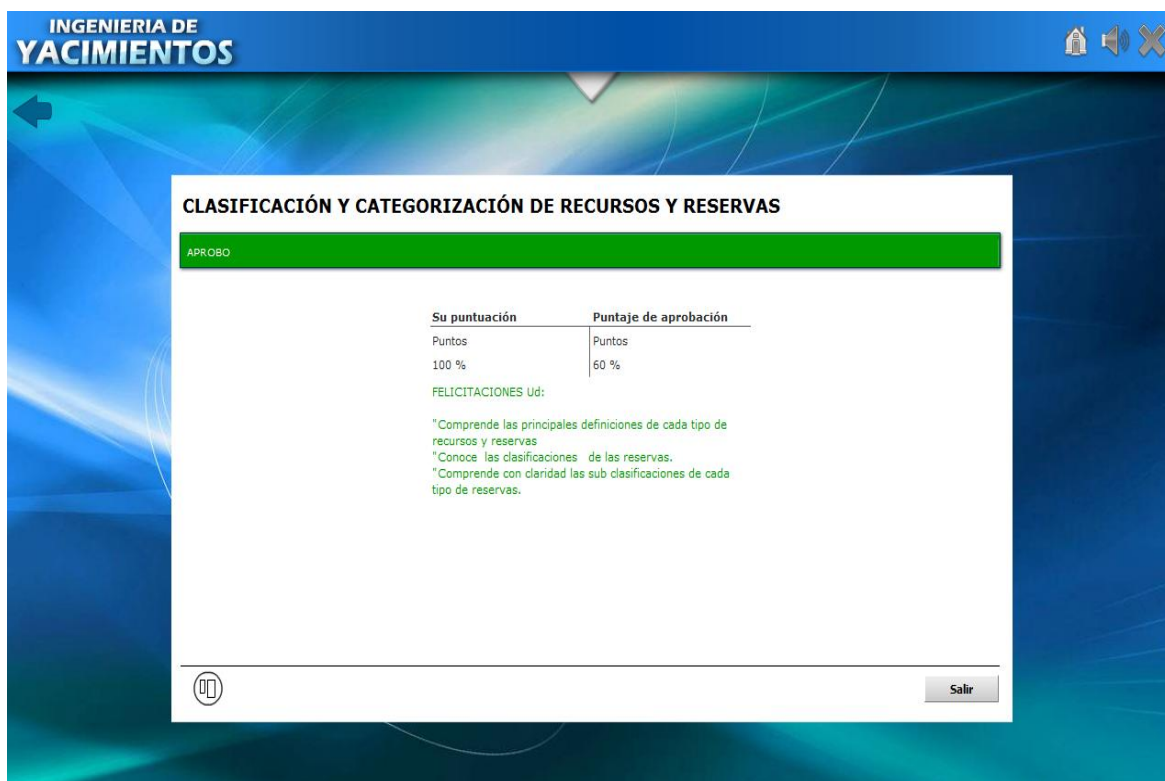
Su puntuación	Puntaje de aprobación
Puntos	Puntos
37.5 %	60 %

LO SENTIMOS ud:

- *AÁºn no comprende las principales definiciones de cada tipo de recursos y reservas
- *Ud. desconoce las clasificaciones de las reservas.
- *Ud. no comprende con claridad las sub clasificaciones de cada tipo de reservas.

Fuente: Los autores

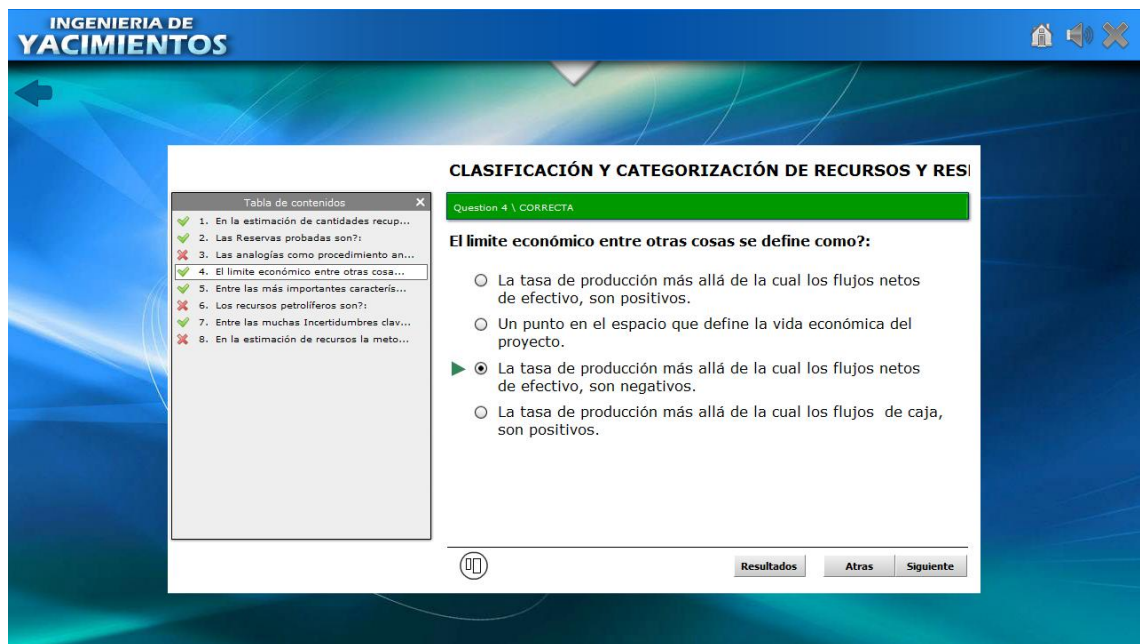
Figura 62. Pantalla de visualización en el caso de Aprobar la evaluación, para este caso del tema “Clasificación y categorización de recursos y reservas”



Fuente: Los autores

Al final de test de preguntas tenemos la opción de dar un retroceso para mirar cuales preguntas estuvieron acertadas y cuales preguntas no, al igual que mirar su respuesta correcta y la respuesta errónea.

Figura 63. Pantalla de visualización en el caso de retroceder a revisar las preguntas acertadas o erróneas.



Fuente: Los autores

3.7 BOTONES COMPLEMENTARIOS.

La herramienta multimedia consta de una serie de botones complementarios que le permiten al usuario acceder a diferentes funciones dentro del sistema. Estos botones ayudan a una pronta, eficaz y favorable navegación dentro de la herramienta.

a) BOTÓN DE INICIO.

Figura 64.. Botón de Entrar a la interfaz de inicio.



Este botón se encuentra en la introducción a la interfaz de inicio después del intro. Es necesario darle clic para poder acceder a la interfaz y empezar a navegar dentro de la herramienta multimedia “INGENIERÍA DE YACIMIENTOS”

b) BOTÓN DE INDEX

Figura 65 Botón de índice.



El botón de índice se encuentra ubicado en la parte superior derecha dentro de la herramienta. Este botón permite al usuario ir directamente al intro del inicio en el instante que desee hacerlo.

c) BOTÓN CERRAR

Figura 66. Botón de Cerrar



Este botón se encuentra en la parte superior derecha. Permite al usuario cerrar automáticamente la herramienta desde cualquier posición dentro de la herramienta y en el instante deseado.

d) BOTÓN SONIDO.

Figura 67. Botón de Sonido.



El botón sonido se encuentra ubicado en la parte superior derecha de la herramienta. Permite al usuario silenciar o poner en marcha el sonido programado en la herramienta. Para poder hacer efecto, es necesario hacer clic en este botón.

e) BOTON DE MENU ANTERIOR

Figura 68. Botón de menú anterior.



Se encuentran ubicados en la parte izquierda de la herramienta de la ventana de visualización de la información, una vez se encuentre en el módulo de contenido o evaluación. Permite al usuario devolver al menú anterior.

f) BOTON DE PESTAÑA DESLIZANTE

Figura 69. Botón de pestaña deslizante.



Se encuentran ubicados en la parte superior de la herramienta después de haber elegido el tema. Permite al usuario navegar por los diferentes sub-menús y acceder con facilidad a los contenidos.

4. CONCLUSIONES

La herramienta multimedia desarrollada presenta una extensa recopilación de completa información de varios libros y artículos concernientes a la INGENIERÍA DE YACIMIENTOS organizada de una manera didáctica y de fácil acceso que incrementa la posibilidad de aprendizaje, cumpliendo con los requisitos mínimos de contenido de la asignatura.

La interfaz de la herramienta fue desarrollada de modo tal que la estructuración del contenido permita estudiar cada capítulo por separado y la visualización de los temas facilita el refuerzo de distintos términos y definiciones mejorando significativamente la asimilación y comprensión de conceptos individuales.

La herramienta busca potencializar la eficiencia del tiempo del estudiante, ya que lo puede manejar en forma autónoma, maximizando el aprendizaje a su propio ritmo permitiendo dedicar más tiempo al análisis de temas de su interés.

RECOMENDACIONES

La herramienta desarrollada, aplicada a la asignatura INGENIERÍA DE YACIMIENTOS no debe ser tomada por parte del estudiante como única fuente de estudio, siendo ella en realidad solo un valioso refuerzo en el proceso de aprendizaje que no busca desplazar los demás medios existentes.

Es importante que se continúen desarrollando las herramientas de TIC para que el grueso del estudiantado cuente con diversos soportes para el desarrollo de las asignaturas de ingeniería de petróleos favoreciendo el trabajo interdisciplinario.

Con la finalidad de maximizar el uso y beneficio de la herramienta no se recomienda un uso exclusivo para adquirir conocimiento de forma autodidacta es necesario el acompañamiento docente cualificado, que permita profundizar y orientar en la solución de las inquietudes del estudiante en aquellos temas que impliquen mayor dificultad de comprensión.

BIBLIOGRAFIA

AGUILAR, Joel. Materiales Interactivos Asistidos por la Computadora. Santafé de Bogotá: Uniandes. (1997).

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. THIRD EDITION. United States. 2006.

BURGER, Jeff. La Biblia del multimedia. Wilmington D.D: Addison Wesley Iberoamericana. (1994).

CRAFT, B.C; HAWKINS, M. Applied Petroleum Reservoir Engineering. SECOND EDITION. By Prentice-Hall, Inc. United States of America. 1991.

GALVIS PANQUEVA, Alvaro H., Ingeniería del Software educativo. Santafé de Bogotá: Uniandes. (1992).

MCCAIN, WILLIAM D. The Properties of Petroleum Fluids. SECOND EDITION. By PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma. 1990.

PARIS DE FERRER, MAGDALENA. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela. 2009.

Referencias electrónicas

AAP JOURNALS- The American Association of Petroleum Geologists.
SCIENCE@DIRECT/EL SEVIER
PROQUEST, EBSCO HOST, SCOPUS, SPRINGER, WEB OF CIENCE.

Bibliografía adicional (no utilizada directamente en este libro)

Disponible en: <http://quenergia.com/medioambiente/sostenibilidad/la-economia-solamente-debe-alejar-a-los-paises-del-petroleo-crudo/>. Fecha de consulta:

Disponible en:

<http://usuarios.multimania.es/renemarchan1/Ingenieria%20de%20Yacimientos.pdf>

<http://www.beatmap.net/es/portfolio-detail/curso-generacion-energia-3d/>.

Fecha de consulta:

ANEXOS

ANEXOS Aⁱ

ANEXO A-1. Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito (Van Everdingen y Hurst W_{eD})

Dimensionless Water Influx W_{eD} for Infinite Aquifer
(Van Everdingen and Hurst W_{eD} . Permission to publish by the SPE.)

Dimensionless time t_D	Fluid influx W_{eD}	Dimensionless time t_D	Fluid influx W_{eD}	Dimensionless time t_D	Fluid influx W_{eD}	Dimensionless time t_D	Fluid influx W_{eD}	Dimensionless time t_D	Fluid influx W_{eD}	Dimensionless time t_D	Fluid influx W_{eD}
0.00	0.000	79	35.697	455	150.249	1190	340.843	3250	816.090	35.000	6780.247
0.01	0.112	80	36.058	460	151.640	1200	343.308	3300	827.088	40.000	7650.096
0.05	0.278	81	36.418	465	153.029	1210	345.770	3350	838.067	50.000	9363.099
0.10	0.404	82	36.777	470	154.416	1220	348.230	3400	849.028	60.000	11,047.299
0.15	0.520	83	37.136	475	155.801	1225	349.460	3450	859.974	70.000	12,708.358
0.20	0.606	84	37.494	480	157.184	1230	350.688	3500	870.903	75.000	13,531.457
0.25	0.689	85	37.851	485	158.565	1240	353.144	3550	881.816	80.000	14,350.121
0.30	0.758	86	38.207	490	159.945	1250	355.597	3600	892.712	90.000	15,975.389
0.40	0.898	87	38.563	495	161.322	1260	358.048	3650	903.594	100.000	17,586.284
0.50	1.020	88	38.919	500	162.698	1270	360.496	3700	914.459	125.000	21,560.732
0.60	1.140	89	39.272	510	165.444	1275	361.720	3750	925.309	1.5(10) ⁵	2.538(10) ⁴
0.70	1.251	90	39.626	520	168.183	1280	362.942	3800	936.144	2.0"	3.308"
0.80	1.359	91	39.979	525	169.549	1290	365.386	3850	946.966	2.5"	4.066"
0.90	1.469	92	40.331	530	170.914	1300	367.828	3900	957.773	3.0"	4.817"
1	1.569	93	40.684	540	173.639	1310	370.267	3950	968.566	4.0"	6.267"
2	2.447	94	41.034	550	176.357	1320	372.704	4000	979.344	5.0"	7.699"
3	3.202	95	41.385	560	179.069	1325	373.922	4050	990.108	6.0"	9.113"
4	3.893	96	41.735	570	181.774	1330	375.139	4100	1000.858	7.0"	1.051(10) ⁵
5	4.539	97	42.084	575	183.124	1340	377.572	4150	1011.595	8.0"	1.189"
6	5.153	98	42.433	580	184.473	1350	380.003	4200	1022.318	9.0"	1.326"
7	5.743	99	42.781	590	187.166	1360	382.432	4250	1033.028	1.0(10) ⁶	1.462"
8	6.314	100	43.129	600	189.852	1370	384.859	4300	1043.724	1.5"	2.126"
9	6.869	105	44.858	610	192.533	1375	386.070	4350	1054.409	2.0"	2.781"

10	7.411	110	46.574	620	195.208	1380	387.283	4400	1065.082	2.5"	3.427"
11	7.940	115	48.277	625	196.544	1390	389.705	4450	1075.743	3.0"	4.064"
12	8.457	120	49.968	630	197.878	1400	392.125	4500	1086.390	4.0"	5.313"
13	8.964	125	51.648	640	200.542	1410	394.543	4550	1097.024	5.0"	6.544"
14	9.461	130	53.317	650	203.201	1420	396.959	4600	1107.646	6.0"	7.761"
15	9.949	135	54.976	660	205.854	1425	398.167	4650	1118.257	7.0"	8.965"
16	10.434	140	56.625	670	208.502	1430	399.373	4700	1128.854	8.0"	1.016(10) ⁶
17	10.913	145	58.265	675	209.825	1440	401.786	4750	1139.439	9.0"	1.134"
18	11.386	150	59.895	680	211.145	1450	404.197	4800	1150.012	1.0(10) ⁷	1.252"
19	11.855	155	61.517	690	213.784	1460	406.606	4850	1160.574	1.5"	1.828"
20	12.319	160	63.131	700	216.417	1470	409.013	4900	1171.125	2.0"	2.398"
21	12.778	165	64.737	710	219.046	1475	410.214	4950	1181.666	2.5"	2.961"
22	13.233	170	66.336	720	221.670	1480	411.418	5000	1192.198	3.0"	3.517"
23	13.684	175	67.928	725	222.980	1490	413.820	5100	1213.222	4.0"	4.610"
24	14.131	180	69.512	730	224.289	1500	416.220	5200	1234.203	5.0"	5.689"
25	14.573	185	71.090	740	226.904	1525	422.214	5300	1255.141	6.0"	6.758"
26	15.013	190	72.661	750	229.514	1550	428.196	5400	1276.037	7.0"	7.816"
27	15.450	195	74.226	760	232.120	1575	434.168	5500	1296.893	8.0"	8.866"
28	15.883	200	75.785	770	234.721	1600	440.128	5600	1317.709	9.0"	9.911"
29	16.313	205	77.338	775	236.020	1625	446.077	5700	1338.486	1.0(10) ⁸	1.095(10) ⁷
30	16.742	210	78.886	780	237.318	1650	452.016	5800	1359.225	1.5"	1.604"
31	17.167	215	80.428	790	239.912	1675	457.945	5900	1379.927	2.0"	2.108"
32	17.590	220	81.965	800	242.501	1700	463.863	6000	1400.593	2.5"	2.607"
33	18.011	225	83.497	810	245.086	1725	469.771	6100	1421.224	3.0"	3.100"
34	18.429	230	85.023	820	247.668	1750	475.669	6200	1441.820	4.0"	4.071"
35	18.845	235	86.545	825	248.957	1775	481.558	6300	1462.383	5.0"	5.032"
36	19.259	240	88.062	830	250.245	1800	487.437	6400	1482.912	6.0"	5.984"
37	19.671	245	89.575	840	252.819	1825	493.307	6500	1503.408	7.0"	6.928"
38	20.080	250	91.084	850	255.388	1850	499.167	6600	1523.872	8.0"	7.865"
39	20.488	255	92.589	860	257.953	1875	505.019	6700	1544.305	9.0"	8.797"
40	20.894	260	94.090	870	260.515	1900	510.861	6800	1564.706	1.0(10) ⁹	9.725"
41	21.298	265	95.588	875	261.795	1925	516.695	6900	1585.077	1.5"	1.429(10) ⁸

Continuación - Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito (Van Everdingen y Hurst W_{eD})

Dimen- sionless time t_D	Fluid influx W_{eD}	Dimen- sionless time t_D	Fluid influx W_{eD}	Dimen- sionless time t_D	Fluid influx W_{eD}	Dimen- sionless time t_D	Fluid influx W_{eD}	Dimen- sionless time t_D	Fluid influx W_{eD}	Dimen- sionless time t_D	Fluid influx W_{eD}
42	21.701	270	97.081	880	263.073	1950	522.520	7000	1605.418	2.0"	1.880"
43	22.101	275	98.571	890	265.629	1975	528.337	7100	1625.729	2.5"	2.328"
44	22.500	280	100.057	900	268.181	2000	534.145	7200	1646.011	3.0"	2.771"
45	22.897	285	101.540	910	270.729	2025	539.945	7300	1666.265	4.0"	3.645"
46	23.291	290	103.019	920	273.274	2050	545.737	7400	1686.490	5.0"	4.510"
47	23.684	295	104.495	925	274.545	2075	551.522	7500	1706.688	6.0"	5.368"
48	24.076	300	105.968	930	275.815	2100	557.299	7600	1726.859	7.0"	6.220"
49	24.466	305	107.437	940	278.353	2125	563.068	7700	1747.002	8.0"	7.066"
50	24.855	310	108.904	950	280.888	2150	568.830	7800	1767.120	9.0"	7.909"
51	25.244	315	110.367	960	283.420	2175	574.585	7900	1787.212	1.0(10) ¹⁰	8.747"
52	25.633	320	111.827	970	285.948	2200	580.332	8000	1807.278	1.5"	1.288"(10) ⁹
53	26.020	325	113.284	975	287.211	2225	586.072	8100	1827.319	2.0"	1.697"
54	26.406	330	114.738	980	288.473	2250	591.806	8200	1847.336	2.5"	2.103"
55	26.791	335	116.189	990	290.995	2275	597.532	8300	1867.329	3.0"	2.505"
56	27.174	340	117.638	1000	293.514	2300	603.252	8400	1887.298	4.0"	3.299"
57	27.555	345	119.083	1010	296.030	2325	608.965	8500	1907.243	5.0"	4.087"
58	27.935	350	120.526	1020	298.543	2350	614.672	8600	1927.166	6.0"	4.868"

59	28.314	355	121.966	1025	299.799	2375	620.372	8700	1947.065	7.0"	5.643"
60	28.691	360	123.403	1030	301.053	2400	626.066	8800	1966.942	8.0"	6.414"
61	29.068	365	124.838	1040	303.560	2425	631.755	8900	1986.796	9.0"	7.183"
62	29.443	370	126.720	1050	306.065	2450	637.437	9000	2006.628	1.0(10) ¹¹	7.948"
63	29.818	375	127.699	1060	308.567	2475	643.113	9100	2026.438	1.5"	1.17(10) ¹⁰
64	30.192	380	129.126	1070	311.066	2500	648.781	9200	2046.227	2.0"	1.55"
65	30.565	385	130.550	1075	312.314	2550	660.093	9300	2065.996	2.5"	1.92"
66	30.937	390	131.972	1080	313.562	2600	671.379	9400	2085.744	3.0"	2.29"
67	31.308	395	133.391	1090	316.055	2650	682.640	9500	2105.473	4.0"	3.02"
68	31.679	400	134.808	1100	318.545	2700	693.877	9600	2125.184	5.0"	3.75"
69	32.048	405	136.223	1110	321.032	2750	705.090	9700	2144.878	6.0"	4.47"
70	32.417	410	137.635	1120	323.517	2800	716.280	9800	2164.555	7.0"	5.19"
71	32.785	415	139.045	1125	324.760	2850	727.449	9900	2184.216	8.0"	5.89"
72	33.151	420	140.453	1130	326.000	2900	738.598	10,000	2203.861	9.0"	6.58"
73	33.517	425	141.859	1140	328.480	2950	749.725	12,500	2688.967	1.0(10) ¹²	7.28"
74	33.883	430	143.262	1150	330.958	3000	760.833	15,000	3164.780	1.5"	1.08(10) ¹¹
75	34.247	435	144.664	1160	333.433	3050	771.922	17,500	3633.368	2.0"	1.42"
76	34.611	440	146.064	1170	335.906	3100	782.992	20,000	4095.800		
77	34.974	445	147.461	1175	337.142	3150	794.042	25,000	5005.726		
78	35.336	450	148.856	1180	338.376	3200	805.075	30,000	5899.508		

ANEXO A-2. Inlujo de agua adimensional W_{eD} para varios valores de r_e/r_R - r_a/r_e (Van Everdingen y Hurst W_{eD})

Dimensionless Water Influx W_{eD} for Several Values of r_e/r_R , i.e. r_a/r_e (Van Everdingen and Hurst W_{eD} . Permission to publish by the SPE.)

$r_e/r_R = 1.5$		$r_e/r_R = 2.0$		$r_e/r_R = 2.5$		$r_e/r_R = 3.0$		$r_e/r_R = 3.5$		$r_e/r_R = 4.0$		$r_e/r_R = 4.5$	
Dimen- sionless time t_D	Fluid influx W_{eD}	Dimen- sionless time t_D	Fluid flux W_{eD}	Dimen- sionless time t_D	Fluid influx W_{eD}	Dimen- sionless time t_D	Fluid influx W_{eD}	Dimen- sionless time t_D	Fluid influx W_{eD}	Dimen- sionless time t_D	Fluid flux W_{eD}	Dimen- sionless time t_D	Fluid influx W_{eD}
5.0(10) ⁻²	0.276	5.0(10) ⁻²	0.278	1.0(10) ⁻¹	0.408	3.0(10) ⁻¹	0.755	1.00	1.571	2.00	2.442	2.5	2.835
6.0"	0.304	7.5"	0.345	1.5"	0.509	4.0"	0.895	1.20	1.761	2.20	2.598	3.0	3.196
7.0"	0.330	1.0(10) ⁻¹	0.404	2.0"	0.599	5.0"	1.023	1.40	1.940	2.40	2.748	3.5	3.537
8.0"	0.354	1.25"	0.458	2.5"	0.681	6.0"	1.143	1.60	2.111	2.60	2.893	4.0	3.859
9.0"	0.375	1.50"	0.507	3.0"	0.758	7.0"	1.256	1.80	2.273	2.80	3.034	4.5	4.165
1.0(10) ⁻¹	0.395	1.75"	0.553	3.5"	0.829	8.0"	1.363	2.00	2.427	3.00	3.170	5.0	4.454
1.1"	0.414	2.00"	0.597	4.0"	0.897	9.0"	1.465	2.20	2.574	3.25	3.334	5.5	4.727
1.2"	0.431	2.25"	0.638	4.5"	0.962	1.00	1.563	2.40	2.715	3.50	3.493	6.0	4.986
1.3"	0.446	2.50"	0.678	5.0"	1.024	1.25	1.791	2.60	2.849	3.75	3.645	6.5	5.231
1.4"	0.461	2.75"	0.715	5.5"	1.083	1.50	1.997	2.80	2.976	4.00	3.792	7.0	5.464
1.5"	0.474	3.00"	0.751	6.0"	1.140	1.75	2.184	3.00	3.098	4.25	3.932	7.5	5.684
1.6"	0.486	3.25"	0.785	6.5"	1.195	2.00	2.353	3.25	3.242	4.50	4.068	8.0	5.892
1.7"	0.497	3.50"	0.817	7.0"	1.248	2.25	2.507	3.50	3.379	4.75	4.198	8.5	6.089
1.8"	0.507	3.75"	0.848	7.5"	1.299	2.50	2.646	3.75	3.507	5.00	4.323	9.0	6.276
1.9"	0.517	4.00"	0.877	8.0"	1.348	2.75	2.772	4.00	3.628	5.50	4.560	9.5	6.453
2.0"	0.525	4.25"	0.905	8.5"	1.395	3.00	2.886	4.25	3.742	6.00	4.779	10	6.621
2.1"	0.533	4.50"	0.932	9.0"	1.440	3.25	2.990	4.50	3.850	6.50	4.982	11	6.930
2.2"	0.541	4.75"	0.958	9.5"	1.484	3.50	3.084	4.75	3.951	7.00	5.169	12	7.208
2.3"	0.548	5.00"	0.993	1.0	1.526	3.75	3.170	5.00	4.047	7.50	5.343	13	7.457
2.4"	0.554	5.50"	1.028	1.1	1.605	4.00	3.247	5.50	4.222	8.00	5.504	14	7.680
2.5"	0.559	6.00"	1.070	1.2	1.679	4.25	3.317	6.00	4.378	8.50	5.653	15	7.880
2.6"	0.565	6.50"	1.108	1.3	1.747	4.50	3.381	6.50	4.516	9.00	5.790	16	8.060
2.8"	0.574	7.00"	1.143	1.4	1.811	4.75	3.439	7.00	4.639	9.50	5.917	18	8.365
3.0"	0.582	7.50"	1.174	1.5	1.870	5.00	3.491	7.50	4.749	10	6.035	20	8.611
3.2"	0.588	8.00"	1.203	1.6	1.924	5.50	3.581	8.00	4.846	11	6.246	22	8.809
3.4"	0.594	9.00"	1.253	1.7	1.975	6.00	3.656	8.50	4.932	12	6.425	24	8.968
3.6"	0.599	1.00"	1.295	1.8	2.022	6.50	3.717	9.00	5.009	13	6.580	26	9.097
3.8"	0.603	1.1	1.330	2.0	2.106	7.00	3.767	9.50	5.078	14	6.712	28	9.200
4.0"	0.606	1.2	1.358	2.2	2.178	7.50	3.809	10.00	5.138	15	6.825	30	9.283
4.5"	0.613	1.3	1.382	2.4	2.241	8.00	3.843	11	5.241	16	6.922	34	9.404
5.0"	0.617	1.4	1.402	2.6	2.294	9.00	3.894	12	5.321	17	7.004	38	9.481
6.0"	0.621	1.6	1.432	2.8	2.340	10.00	3.928	13	5.385	18	7.076	42	9.532
7.0"	0.623	1.7	1.444	3.0	2.380	11.00	3.951	14	5.435	20	7.189	46	9.565
8.0"	0.624	1.8	1.453	3.4	2.444	12.00	3.967	15	5.476	22	7.272	50	9.586
		2.0	1.468	3.8	2.491	14.00	3.985	16	5.506	24	7.332	60	9.612
		2.5	1.487	4.2	2.525	16.00	3.993	17	5.531	26	7.377	70	9.621
		3.0	1.495	4.6	2.551	18.00	3.997	18	5.551	30	7.434	80	9.623
		4.0	1.499	5.0	2.570	20.00	3.999	20	5.579	34	7.464	90	9.624
		5.0	1.500	6.0	2.599	22.00	3.999	25	5.611	38	7.481	100	9.625
				7.0	2.613	24.00	4.000	30	5.621	42	7.490		
				8.0	2.619			35	5.624	46	7.494		
				9.0	2.622			40	5.625	50	7.499		
				10.0	2.624								

$r_e/r_R = 5.0$		$r_e/r_R = 6.0$		$r_e/r_R = 7.0$		$r_e/r_R = 8.0$		$r_e/r_R = 9.0$		$r_e/r_R = 10.0$	
Dimen- sionless time t_D	Fluid influx W_{eD}	Dimen- sionless time t_D	Fluid influx W_{eD}	Dimen- sionless time t_D	Fluid influx W_{eD}	Dimen- sionless time t_D	Fluid influx W_{eD}	Dimen- sionless time t_D	Fluid influx W_{eD}	Dimen- sionless time t_D	Fluid influx W_{eD}
3.0	3.195	6.0	5.148	9.00	6.861	9	6.861	10	7.417	15	9.965
3.5	3.542	6.5	5.440	9.50	7.127	10	7.398	15	9.945	20	12.32
4.0	3.875	7.0	5.724	10	7.389	11	7.920	20	12.26	22	13.22
4.5	4.193	7.5	6.002	11	7.902	12	8.431	22	13.13	24	14.95
5.0	4.499	8.0	6.273	12	8.397	13	8.930	24	13.98	26	14.95
5.5	4.792	8.5	6.537	13	8.876	14	9.418	26	14.79	28	15.78
6.0	5.074	9.0	6.795	14	9.341	15	9.895	26	15.59	30	16.59
6.5	5.345	9.5	7.047	15	9.791	16	10.361	30	16.35	32	17.38
7.0	5.605	10.0	7.293	16	10.23	17	10.82	32	17.10	34	18.16
7.5	5.854	10.5	7.533	17	10.65	18	11.26	34	17.82	36	18.91
8.0	6.094	11	7.767	18	11.06	19	11.70	36	18.52	38	19.65
8.5	6.325	12	8.220	19	11.46	20	12.13	38	19.19	40	20.37
9.0	6.547	13	8.651	20	11.85	22	12.95	40	19.85	42	21.07
9.5	6.760	14	9.063	22	12.58	24	13.74	42	20.48	44	21.76
10	6.965	15	9.456	24	13.27	26	14.50	44	21.09	46	22.42
11	7.350	16	9.829	26	13.92	28	15.23	46	21.69	48	23.07
12	7.706	17	10.19	28	14.53	30	15.92	48	22.26	50	23.71
13	8.035	18	10.53	30	15.11	34	17.22	50	22.82	52	24.33
14	8.339	19	10.85	35	16.39	38	18.41	52	23.36	54	24.94
15	8.620	20	11.16	40	17.49	40	18.97	54	23.89	56	25.53
16	8.879	22	11.74	45	18.43	45	20.26	56	24.39	58	26.11
18	9.338	24	12.26	50	19.24	50	21.42	58	24.88	60	26.67
20	9.731	25	12.50	60	20.51	55	22.46	60	25.36	65	28.02
22	10.07	31	13.74	70	21.45	60	23.40	65	26.48	70	29.29
24	10.35	35	14.40	80	22.13	70	24.98	70	27.52	75	30.49
26	10.59	39	14.93	90	22.63	80	26.26	75	28.48	80	31.61
28	10.80	51	16.05	100	23.00	90	27.28	80	29.36	85	32.67
30	10.98	60	16.56	120	23.47	100	28.11	85	30.18	90	33.66
34	11.26	70	16.91	140	23.71	120	29.31	90	30.93	95	34.60
38	11.46	80	17.14	160	23.85	140	30.08	95	31.63	100	35.48
42	11.61	90	17.27	180	23.92	160	30.58	100	32.27	120	38.51
46	11.71	100	17.36	200	23.96	180	30.91	120	34.39	140	40.89
50	11.79	110	17.41	500	24.00	200	31.12	140	35.92	160	42.75
60	11.91	120	17.45			240	31.34	160	37.04	180	44.21
70	11.96	130	17.46			280	31.43	180	37.85	200	45.36
80	11.98	140	17.48			320	31.47	200	38.44	240	46.95
90	11.99	150	17.49			360	31.49	240	39.17	280	47.94
100	12.00	160	17.49			400	31.50	280	39.56	320	48.54
120	12.00	180	17.50			500	31.50	320	39.77	360	48.91
		200	17.50					360	39.88	400	49.14
		220	17.50					400	39.94	440	49.28
								440	39.97	480	49.36
								480	39.98		

ANEXO Bⁱⁱ

ANEXO B - 1. Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito.

**Dimensionless Water Influx, W_{eD} , for Infinite Aquifer
(Permission to publish by the SPE)**

t_D	z_b						
	0.05	0.1	0.3	0.5	0.7	0.9	1.0
0.1	0.700	0.677	0.508	0.349	0.251	0.195	0.176
0.2	0.793	0.786	0.696	0.547	0.416	0.328	0.295
0.3	0.936	0.926	0.834	0.692	0.548	0.440	0.396
0.4	1.051	1.041	0.952	0.812	0.662	0.540	0.486
0.5	1.158	1.155	1.059	0.918	0.764	0.631	0.569
0.6	1.270	1.268	1.167	1.021	0.862	0.721	0.651
0.7	1.384	1.380	1.270	1.116	0.953	0.806	0.729
0.8	1.503	1.499	1.373	1.205	1.039	0.886	0.803
0.9	1.621	1.612	1.477	1.286	1.117	0.959	0.872
1	1.743	1.726	1.581	1.347	1.181	1.020	0.932
2	2.402	2.393	2.288	2.034	1.827	1.622	1.509
3	3.031	3.018	2.895	2.650	2.408	2.164	2.026
4	3.629	3.615	3.477	3.223	2.949	2.669	2.510
5	4.217	4.201	4.048	3.766	3.462	3.150	2.971
6	4.784	4.766	4.601	4.288	3.956	3.614	3.416
7	5.323	5.303	5.128	4.792	4.434	4.063	3.847
8	5.829	5.808	5.625	5.283	4.900	4.501	4.268
9	6.306	6.283	6.094	5.762	5.355	4.929	4.680
10	6.837	6.816	6.583	6.214	5.792	5.344	5.080
11	7.263	7.242	7.040	6.664	6.217	5.745	5.468
12	7.742	7.718	7.495	7.104	6.638	6.143	5.852
13	8.196	8.172	7.943	7.539	7.052	6.536	6.231
14	8.648	8.623	8.385	7.967	7.461	6.923	6.604
15	9.094	9.068	8.821	8.389	7.864	7.305	6.973
16	9.534	9.507	9.253	8.806	8.262	7.682	7.338

Continuación - Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito.

17	9.969	9.942	9.679	9.218	8.656	8.056	7.699
18	10.399	10.371	10.100	9.626	9.046	8.426	8.057
19	10.823	10.794	10.516	10.029	9.432	8.793	8.411
20	11.241	11.211	10.929	10.430	9.815	9.156	8.763
21	11.664	11.633	11.339	10.826	10.194	9.516	9.111
22	12.075	12.045	11.744	11.219	10.571	9.874	9.457
23	12.486	12.454	12.147	11.609	10.944	10.229	9.801
24	12.893	12.861	12.546	11.996	11.315	10.581	10.142
25	13.297	13.264	12.942	12.380	11.683	10.931	10.481
26	13.698	13.665	13.336	12.761	12.048	11.279	10.817
27	14.097	14.062	13.726	13.140	12.411	11.625	11.152
28	14.493	14.458	14.115	13.517	12.772	11.968	11.485
29	14.886	14.850	14.501	13.891	13.131	12.310	11.816
30	15.277	15.241	14.884	14.263	13.488	12.650	12.145
31	15.666	15.628	15.266	14.634	13.843	12.990	12.473
32	16.053	16.015	15.645	15.002	14.196	13.324	12.799
33	16.437	16.398	16.023	15.368	14.548	13.659	13.123
34	16.819	16.780	16.398	15.732	14.897	13.992	13.446
35	17.200	17.160	16.772	16.095	15.245	14.324	13.767
36	17.579	17.538	17.143	16.456	15.592	14.654	14.088
37	17.956	17.915	17.513	16.815	15.937	14.983	14.406
38	18.331	18.289	17.882	17.173	16.280	15.311	14.724
39	18.704	18.662	18.249	17.529	16.622	15.637	15.040
40	19.088	19.045	18.620	17.886	16.964	15.963	15.356
41	19.450	19.407	18.982	18.240	17.305	16.288	15.671
42	19.821	19.777	19.344	18.592	17.644	16.611	15.985
43	20.188	20.144	19.706	18.943	17.981	16.933	16.297
44	20.555	20.510	20.065	19.293	18.317	17.253	16.608
45	20.920	20.874	20.424	19.641	18.651	17.573	16.918
46	21.283	21.237	20.781	19.988	18.985	17.891	17.227
47	21.645	21.598	21.137	20.333	19.317	18.208	17.535
48	22.006	21.958	21.491	20.678	19.648	18.524	17.841
49	22.365	22.317	21.844	21.021	19.978	18.840	18.147
50	22.722	22.674	22.196	21.363	20.307	19.154	18.452
51	23.081	23.032	22.547	21.704	20.635	19.467	18.757

Continuación - Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito.

t_D	z_D						
	0.05	0.1	0.3	0.5	0.7	0.9	1.0
52	23.436	23.387	22.897	22.044	20.962	19.779	19.060
53	23.791	23.741	23.245	22.383	21.288	20.091	19.362
54	24.145	24.094	23.593	22.721	21.613	20.401	19.664
55	24.498	24.446	23.939	23.058	21.937	20.711	19.965
56	24.849	24.797	24.285	23.393	22.260	21.020	20.265
57	25.200	25.147	24.629	23.728	22.583	21.328	20.564
58	25.549	25.496	24.973	24.062	22.904	21.636	20.862
59	25.898	25.844	25.315	24.395	23.225	21.942	21.160
60	26.246	26.191	25.657	24.728	23.545	22.248	21.457
61	26.592	26.537	25.998	25.059	23.864	22.553	21.754
62	26.938	26.883	26.337	25.390	24.182	22.857	22.049
63	27.283	27.227	26.676	25.719	24.499	23.161	22.344
64	27.627	27.570	27.015	26.048	24.816	23.464	22.639
65	27.970	27.913	27.352	26.376	25.132	23.766	22.932
66	28.312	28.255	27.688	26.704	25.447	24.068	23.225
67	28.653	28.596	28.024	27.030	25.762	24.369	23.518
68	28.994	28.936	28.359	27.356	26.075	24.669	23.810
69	29.334	29.275	28.693	27.681	26.389	24.969	24.101
70	29.673	29.614	29.026	28.006	26.701	25.268	24.391
71	30.011	29.951	29.359	28.329	27.013	25.566	24.681
72	30.349	30.288	29.691	28.652	27.324	25.864	24.971
73	30.686	30.625	30.022	28.974	27.634	26.161	25.260
74	31.022	30.960	30.353	29.296	27.944	26.458	25.548
75	31.357	31.295	30.682	29.617	28.254	26.754	25.836
76	31.692	31.629	31.012	29.937	28.562	27.049	26.124
77	32.026	31.963	31.340	30.257	28.870	27.344	26.410
78	32.359	32.296	31.668	30.576	29.178	27.639	26.697
79	32.692	32.628	31.995	30.895	29.485	27.933	26.983
80	33.024	32.959	32.322	31.212	29.791	28.226	27.268
81	33.355	33.290	32.647	31.530	30.097	28.519	27.553

Continuación - Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito.

82	33.686	33.621	32.973	31.846	30.402	28.812	27.837
83	34.016	33.950	33.297	32.163	30.707	29.104	28.121
84	34.345	34.279	33.622	32.478	31.011	29.395	28.404
85	34.674	34.608	33.945	32.793	31.315	29.686	28.687
86	35.003	34.935	34.268	33.107	31.618	29.976	28.970
87	35.330	35.263	34.590	33.421	31.921	30.266	29.252
88	35.657	35.589	34.912	33.735	32.223	30.556	29.534
89	35.984	35.915	35.233	34.048	32.525	30.845	29.815
90	36.310	36.241	35.554	34.360	32.826	31.134	30.096
91	36.636	36.566	35.874	34.672	33.127	31.422	30.376
92	36.960	36.890	36.194	34.983	33.427	31.710	30.656
93	37.285	37.214	36.513	35.294	33.727	31.997	30.935
94	37.609	37.538	36.832	35.604	34.026	32.284	31.215
95	37.932	37.861	37.150	35.914	34.325	32.570	31.493
96	38.255	38.183	37.467	36.223	34.623	32.857	31.772
97	38.577	38.505	37.785	36.532	34.921	33.142	32.050
98	38.899	38.826	38.101	36.841	35.219	33.427	32.327
99	39.220	39.147	38.417	37.149	35.516	33.712	32.605
100	39.541	39.467	38.733	37.456	35.813	33.997	32.881
105	41.138	41.062	40.305	38.987	37.290	35.414	34.260
110	42.724	42.645	41.865	40.508	38.758	36.821	35.630
115	44.299	44.218	43.415	42.018	40.216	38.221	36.993
120	45.864	45.781	44.956	43.520	41.666	39.612	38.347
125	47.420	47.334	46.487	45.012	43.107	40.995	39.694
130	48.966	48.879	48.009	46.497	44.541	42.372	41.035
135	50.504	50.414	49.523	47.973	45.967	43.741	42.368
140	52.033	51.942	51.029	49.441	47.386	45.104	43.696
145	53.555	53.462	52.528	50.903	48.798	46.460	45.017
150	55.070	54.974	54.019	52.357	50.204	47.810	46.333
155	56.577	56.479	55.503	53.805	51.603	49.155	47.643
160	58.077	57.977	56.981	55.246	52.996	50.494	48.947
165	59.570	59.469	58.452	56.681	54.384	51.827	50.247
170	61.058	60.954	59.916	58.110	55.766	53.156	51.542
175	62.539	62.433	61.375	59.534	57.143	54.479	52.832
180	64.014	63.906	62.829	60.952	58.514	55.798	54.118

Continuación - Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito.

t_D	z_0						
	0.05	0.1	0.3	0.5	0.7	0.9	1.0
185	65.484	65.374	64.276	62.365	59.881	57.112	55.399
190	66.948	66.836	65.718	63.773	61.243	58.422	56.676
195	68.406	68.293	67.156	65.175	62.600	59.727	57.949
200	69.860	69.744	68.588	66.573	63.952	61.028	59.217
205	71.309	71.191	70.015	67.967	65.301	62.326	60.482
210	72.752	72.633	71.437	69.355	66.645	63.619	61.744
215	74.191	74.070	72.855	70.740	67.985	64.908	63.001
220	75.626	75.503	74.269	72.120	69.321	66.194	64.255
225	77.056	76.931	75.678	73.496	70.653	67.476	65.506
230	78.482	78.355	77.083	74.868	71.981	68.755	66.753
235	79.903	79.774	78.484	76.236	73.306	70.030	67.997
240	81.321	81.190	79.881	77.601	74.627	71.302	69.238
245	82.734	82.602	81.275	78.962	75.945	72.570	70.476
250	84.144	84.010	82.664	80.319	77.259	73.736	71.711
255	85.550	85.414	84.050	81.672	78.570	75.098	72.943
260	86.952	86.814	85.432	83.023	79.878	76.358	74.172
265	88.351	88.211	86.811	84.369	81.182	77.614	75.398
270	89.746	89.604	88.186	85.713	82.484	78.868	76.621
275	91.138	90.994	89.558	87.053	83.782	80.119	77.842
280	92.526	92.381	90.926	88.391	85.078	81.367	79.060
285	93.911	93.764	92.292	89.725	86.371	82.612	80.276
290	95.293	95.144	93.654	91.056	87.660	83.855	81.489
295	96.672	96.521	95.014	92.385	88.948	85.095	82.700
300	98.048	97.895	96.370	93.710	90.232	86.333	83.908
305	99.420	99.266	97.724	95.033	91.514	87.568	85.114

Continuación - Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito.

310	100.79	100.64	99.07	96.35	92.79	88.80	86.32
315	102.16	102.00	100.42	97.67	94.07	90.03	87.52
320	103.52	103.36	101.77	98.99	95.34	91.26	88.72
325	104.88	104.72	103.11	100.30	96.62	92.49	89.92
330	106.24	106.08	104.45	101.61	97.89	93.71	91.11
335	107.60	107.43	105.79	102.91	99.15	94.93	92.30
340	108.95	108.79	107.12	104.22	100.42	96.15	93.49
345	110.30	110.13	108.45	105.52	101.68	97.37	94.68
350	111.65	111.48	109.78	106.82	102.94	98.58	95.87
355	113.00	112.82	111.11	108.12	104.20	99.80	97.06
360	114.34	114.17	112.43	109.41	105.45	101.01	98.24
365	115.68	115.51	113.76	110.71	106.71	102.22	99.42
370	117.02	116.84	115.08	112.00	107.96	103.42	100.60
375	118.36	118.18	116.40	113.29	109.21	104.63	101.78
380	119.69	119.51	117.71	114.57	110.46	105.83	102.95
385	121.02	120.84	119.02	115.86	111.70	107.04	104.13
390	122.35	122.17	120.34	117.14	112.95	108.24	105.30
395	123.68	123.49	121.65	118.42	114.19	109.43	106.47
400	125.00	124.82	122.94	119.70	115.43	110.63	107.64
405	126.33	126.14	124.26	120.97	116.67	111.82	108.80
410	127.65	127.46	125.56	122.25	117.90	113.02	109.97
415	128.97	128.78	126.86	123.52	119.14	114.21	111.13
420	130.28	130.09	128.16	124.79	120.37	115.40	112.30
425	131.60	131.40	129.46	126.06	121.60	116.59	113.46
430	132.91	132.72	130.75	127.33	122.83	117.77	114.62
435	134.22	134.03	132.05	128.59	124.06	118.96	115.77
440	135.53	135.33	133.34	129.86	125.29	120.14	116.93
445	136.84	136.64	134.63	131.12	126.51	121.32	118.08
450	138.15	137.94	135.92	132.38	127.73	122.50	119.24
455	139.45	139.25	137.20	133.64	128.96	123.68	120.39
460	140.75	140.55	138.49	134.90	130.18	124.86	121.54
465	142.05	141.85	139.77	136.15	131.39	126.04	122.69
470	143.35	143.14	141.05	137.40	132.61	127.21	123.84
475	144.65	144.44	142.33	138.66	133.82	128.38	124.98
480	145.94	145.73	143.61	139.91	135.04	129.55	126.13

Continuación - Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito.

t_D	z_D						
	0.05	0.1	0.3	0.5	0.7	0.9	1.0
485	147.24	147.02	144.89	141.15	136.25	130.72	127.27
490	148.53	148.31	146.16	142.40	137.46	131.89	128.41
495	149.82	149.60	147.43	143.65	138.67	133.06	129.56
500	151.11	150.89	148.71	144.89	139.88	134.23	130.70
510	153.68	153.46	151.24	147.38	142.29	136.58	132.97
520	156.25	156.02	153.78	149.85	144.70	138.88	135.24
530	158.81	158.58	156.30	152.33	147.10	141.20	137.51
540	161.36	161.13	158.82	154.79	149.49	143.51	139.77
550	163.91	163.68	161.34	157.25	151.88	145.82	142.03
560	166.45	166.22	163.85	159.71	154.27	148.12	144.28
570	168.99	168.75	166.35	162.16	156.65	150.42	146.53
580	171.52	171.28	168.85	164.61	159.02	152.72	148.77
590	174.05	173.80	171.34	167.05	161.39	155.01	151.01
600	176.57	176.32	173.83	169.48	163.76	157.29	153.25
610	179.09	178.83	176.32	171.92	166.12	159.58	155.48
620	181.60	181.34	178.80	174.34	168.48	161.85	157.71
630	184.10	183.85	181.27	176.76	170.83	164.13	159.93
640	186.60	186.35	183.74	179.18	173.18	166.40	162.15
650	189.10	188.84	186.20	181.60	175.52	168.66	164.37
660	191.59	191.33	188.66	184.00	177.86	170.92	166.58
670	194.08	193.81	191.12	186.41	180.20	173.18	168.79
680	196.57	196.29	193.57	188.81	182.53	175.44	170.99
690	199.04	198.77	196.02	191.21	184.86	177.69	173.20
700	201.52	201.24	198.46	193.60	187.19	179.94	175.39
710	203.99	203.71	200.90	195.99	189.51	182.18	177.59

Continuación - Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito.

720	206.46	206.17	203.34	198.37	191.83	184.42	179.78
730	208.92	208.63	205.77	200.75	194.14	186.66	181.97
740	211.38	211.09	208.19	203.13	196.45	188.89	184.15
750	213.83	213.54	210.62	205.50	198.76	191.12	186.34
760	216.28	215.99	213.04	207.87	201.06	193.35	188.52
770	218.73	218.43	215.45	210.24	203.36	195.57	190.69
780	221.17	220.87	217.86	212.60	205.66	197.80	192.87
790	223.61	223.31	220.27	214.96	207.95	200.01	195.04
800	226.05	225.74	222.68	217.32	210.24	202.23	197.20
810	228.48	228.17	225.08	219.67	212.53	204.44	199.37
820	230.91	230.60	227.48	222.02	214.81	206.65	201.53
830	233.33	233.02	229.87	224.36	217.09	208.86	203.69
840	235.76	235.44	232.26	226.71	219.37	211.06	205.85
850	238.18	237.86	234.65	229.05	221.64	213.26	208.00
860	240.59	240.27	237.04	231.38	223.92	215.46	210.15
870	243.00	242.68	239.42	233.72	226.19	217.65	212.30
880	245.41	245.08	241.80	236.05	228.45	219.85	214.44
890	247.82	247.49	244.17	238.37	230.72	222.04	216.59
900	250.22	249.89	246.55	240.70	232.98	224.22	218.73
910	252.62	252.28	248.92	243.02	235.23	226.41	220.87
920	255.01	254.68	251.28	245.34	237.49	228.59	223.00
930	257.41	257.07	253.65	247.66	239.74	230.77	225.14
940	259.80	259.46	256.01	249.97	241.99	232.95	227.27
950	262.19	261.84	258.36	252.28	244.24	235.12	229.39
960	264.57	264.22	260.72	254.59	246.48	237.29	231.52

Continuación - Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito.

t_D	z_b						
	0.05	0.1	0.3	0.5	0.7	0.9	1.0
970	266.95	266.60	263.07	256.89	248.72	239.46	233.65
980	269.33	268.98	265.42	259.19	250.96	241.63	235.77
990	271.71	271.35	267.77	261.49	253.20	243.80	237.89
1,000	274.08	273.72	270.11	263.79	255.44	245.96	240.00
1,010	276.35	275.99	272.35	265.99	257.58	248.04	242.04
1,020	278.72	278.35	274.69	268.29	259.81	250.19	244.15
1,030	281.08	280.72	277.03	270.57	262.04	252.35	246.26
1,040	283.44	283.08	279.36	272.86	264.26	254.50	248.37
1,050	285.81	285.43	281.69	275.15	266.49	256.66	250.48
1,060	288.16	287.79	284.02	277.43	268.71	258.81	252.58
1,070	290.52	290.14	286.35	279.71	270.92	260.95	254.69
1,080	292.87	292.49	288.67	281.99	273.14	263.10	256.79
1,090	295.22	294.84	290.99	284.26	275.35	265.24	258.89
1,100	297.57	297.18	293.31	286.54	277.57	267.38	260.98
1,110	299.91	299.53	295.63	288.81	279.78	269.52	263.08
1,120	302.26	301.87	297.94	291.07	281.98	271.66	265.17
1,130	304.60	304.20	300.25	293.34	284.19	273.80	267.26
1,140	306.93	306.54	302.56	295.61	286.39	275.93	269.35
1,150	309.27	308.87	304.87	297.87	288.59	278.06	271.44
1,160	311.60	311.20	307.18	300.13	290.79	280.19	273.52
1,170	313.94	313.53	309.48	302.38	292.99	282.32	275.61
1,180	316.26	315.86	311.78	304.64	295.19	284.44	277.69
1,190	318.59	318.18	314.08	306.89	297.38	286.57	279.77
1,200	320.92	320.51	316.38	309.15	299.57	288.69	281.85
1,210	323.24	322.83	318.67	311.39	301.76	290.81	283.92
1,220	325.56	325.14	320.96	313.64	303.95	292.93	286.00
1,230	327.88	327.46	323.25	315.89	306.13	295.05	288.07
1,240	330.19	329.77	325.54	318.13	308.32	297.16	290.14
1,250	332.51	332.08	327.83	320.37	310.50	299.27	292.21
1,260	334.82	334.39	330.11	322.61	312.68	301.38	294.28

Continuación - Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito.

1,270	337.13	336.70	332.39	324.85	314.85	303.49	296.35
1,280	339.44	339.01	334.67	327.08	317.03	305.60	298.41
1,290	341.74	341.31	336.95	329.32	319.21	307.71	300.47
1,300	344.05	343.61	339.23	331.55	321.38	309.81	302.54
1,310	346.35	345.91	341.50	333.78	323.55	311.92	304.60
1,320	348.65	348.21	343.77	336.01	325.72	314.02	306.65
1,330	350.95	350.50	346.04	338.23	327.89	316.12	308.71
1,340	353.24	352.80	348.31	340.46	330.05	318.22	310.77
1,350	355.54	355.09	350.58	342.68	332.21	320.31	312.82
1,360	357.83	357.38	352.84	344.90	334.38	322.41	314.87
1,370	360.12	359.67	355.11	347.12	336.54	324.50	316.92
1,380	362.41	361.95	357.37	349.34	338.70	326.59	318.97
1,390	364.69	364.24	359.63	351.56	340.85	328.68	321.02
1,400	366.98	366.52	361.88	353.77	343.01	330.77	323.06
1,410	369.26	368.80	364.14	355.98	345.16	332.86	325.11
1,420	371.54	371.08	366.40	358.19	347.32	334.94	327.15
1,430	373.82	373.35	368.65	360.40	349.47	337.03	329.19
1,440	376.10	375.63	370.90	362.61	351.62	339.11	331.23
1,450	378.38	377.90	373.15	364.81	353.76	341.19	333.27
1,460	380.65	380.17	375.39	367.02	355.91	343.27	335.31
1,470	382.92	382.44	377.64	369.22	358.06	345.35	337.35
1,480	385.19	384.71	379.88	371.42	360.20	347.43	339.38
1,490	387.46	386.98	382.13	373.62	362.34	349.50	341.42
1,500	389.73	389.25	384.37	375.82	364.48	351.58	343.45
1,525	395.39	394.90	389.96	381.31	369.82	356.76	348.52
1,550	401.04	400.55	395.55	386.78	375.16	361.93	353.59
1,575	406.68	406.18	401.12	392.25	380.49	367.09	358.65
1,600	412.32	411.81	406.69	397.71	385.80	372.24	363.70
1,625	417.94	417.42	412.24	403.16	391.11	377.39	368.74
1,650	423.55	423.03	417.79	408.60	396.41	382.53	373.77
1,675	429.15	428.63	423.33	414.04	401.70	387.66	378.80
1,700	434.75	434.22	428.85	419.46	406.99	392.78	383.82
1,725	440.33	439.79	434.37	424.87	412.26	397.89	388.83
1,750	445.91	445.37	439.89	430.28	417.53	403.00	393.84
1,775	451.48	450.93	445.39	435.68	422.79	408.10	398.84

Continuación - Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito.

t_D	z_D						
	0.05	0.1	0.3	0.5	0.7	0.9	1.0
1,880	457.04	456.48	450.88	441.07	428.04	413.20	403.83
1,825	462.59	462.03	456.37	446.46	433.29	418.28	408.82
1,850	468.13	467.56	461.85	451.83	438.53	423.36	413.80
1,875	473.67	473.09	467.32	457.20	443.76	428.43	418.77
1,900	479.19	478.61	472.78	462.56	448.98	433.50	423.73
1,925	484.71	484.13	478.24	467.92	454.20	438.56	428.69
1,950	490.22	489.63	483.69	473.26	459.41	443.61	433.64
1,975	495.73	495.13	489.13	478.60	464.61	448.66	438.59
2,000	501.22	500.62	494.56	483.93	469.81	453.70	443.53
2,025	506.71	506.11	499.99	489.26	475.00	458.73	448.47
2,050	512.20	511.58	505.41	494.58	480.18	463.76	453.40
2,075	517.67	517.05	510.82	499.89	485.36	468.78	458.32
2,100	523.14	522.52	516.22	505.19	490.53	473.80	463.24
2,125	528.60	527.97	521.62	510.49	495.69	478.81	468.15
2,150	534.05	533.42	527.02	515.78	500.85	483.81	473.06
2,175	539.50	538.86	532.40	521.07	506.01	488.81	477.96
2,200	544.94	544.30	537.78	526.35	511.15	493.81	482.85
2,225	550.38	549.73	543.15	531.62	516.29	498.79	487.74
2,250	555.81	555.15	548.52	536.89	521.43	503.78	492.63
2,275	561.23	560.56	553.88	542.15	526.56	508.75	497.51
2,300	566.64	565.97	559.23	547.41	531.68	513.72	502.38
2,325	572.05	571.38	564.58	552.66	536.80	518.69	507.25
2,350	577.46	576.78	569.92	557.90	541.91	523.65	512.12
2,375	582.85	582.17	575.26	563.14	547.02	528.61	516.98
2,400	588.24	587.55	580.59	568.37	552.12	533.56	521.83
2,425	593.63	592.93	585.91	573.60	557.22	538.50	526.68
2,450	599.01	598.31	591.23	578.82	562.31	543.45	531.53
2,475	604.38	603.68	596.55	584.04	567.39	548.38	536.37
2,500	609.75	609.04	601.85	589.25	572.47	553.31	541.20
2,550	620.47	619.75	612.45	599.65	582.62	563.16	550.86

Continuación - Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito.

2,600	631.17	630.43	623.03	610.04	592.75	572.99	560.50
2,650	641.84	641.10	633.59	620.40	602.86	582.80	570.13
2,700	652.50	651.74	644.12	630.75	612.95	592.60	579.73
2,750	663.13	662.37	654.64	641.07	623.02	602.37	589.32
2,800	673.75	672.97	665.14	651.38	633.07	612.13	598.90
2,850	684.34	683.56	675.61	661.67	643.11	621.88	608.45
2,900	694.92	694.12	686.07	671.94	653.12	631.60	617.99
2,950	705.48	704.67	696.51	682.19	663.13	641.32	627.52
3,000	716.02	715.20	706.94	692.43	673.11	651.01	637.03
3,050	726.54	725.71	717.34	702.65	683.08	660.69	646.53
3,100	737.04	736.20	727.73	712.85	693.03	670.36	656.01
3,150	747.53	746.68	738.10	723.04	702.97	680.01	665.48
3,200	758.00	757.14	748.45	733.21	712.89	689.64	674.93
3,250	768.45	767.58	758.79	743.36	722.80	699.27	684.37
3,300	778.89	778.01	769.11	753.50	732.69	708.87	693.80
3,350	789.31	788.42	779.42	763.62	742.57	718.47	703.21
3,400	799.71	798.81	789.71	773.73	752.43	728.05	712.62
3,450	810.10	809.19	799.99	783.82	762.28	737.62	722.00
3,500	820.48	819.55	810.25	793.90	772.12	747.17	731.38
3,550	830.83	829.90	820.49	803.97	781.94	756.72	740.74
3,600	841.18	840.24	830.73	814.02	791.75	766.24	750.09
3,650	851.51	850.56	840.94	824.06	801.55	775.76	759.43
3,700	861.83	860.86	851.15	834.08	811.33	785.27	768.76
3,750	872.13	871.15	861.34	844.09	821.10	794.76	778.08
3,800	882.41	881.43	871.51	854.09	830.86	804.24	787.38
3,850	892.69	891.70	881.68	864.08	840.61	813.71	796.68
3,900	902.95	901.95	891.83	874.05	850.34	823.17	805.96
3,950	913.20	912.19	901.96	884.01	860.06	832.62	815.23
4,000	923.43	922.41	912.09	893.96	869.77	842.06	824.49
4,050	933.65	932.62	922.20	903.89	879.47	851.48	833.74
4,100	943.86	942.82	932.30	913.82	889.16	860.90	842.99
4,150	954.06	953.01	942.39	923.73	898.84	870.30	852.22
4,200	964.25	963.19	952.47	933.63	908.50	879.69	861.44
4,250	974.42	973.35	962.53	943.52	918.16	889.08	870.65
4,300	984.58	983.50	972.58	953.40	927.80	898.45	879.85

Continuación - Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito.

t_D	z'_D						
	0.05	0.1	0.3	0.5	0.7	0.9	1.0
4,350	994.73	993.64	982.62	963.27	937.43	907.81	889.04
4,400	1,004.9	1,003.8	992.7	973.1	947.1	917.2	898.2
4,450	1,015.0	1,013.9	1,002.7	983.0	956.7	926.5	907.4
4,500	1,025.1	1,024.0	1,012.7	992.8	966.3	935.9	916.6
4,550	1,035.2	1,034.1	1,022.7	1,002.6	975.9	945.2	925.7
4,600	1,045.3	1,044.2	1,032.7	1,012.4	985.5	954.5	934.9
4,650	1,055.4	1,054.2	1,042.6	1,022.2	995.0	963.8	944.0
4,700	1,065.5	1,064.3	1,052.6	1,032.0	1,004.6	973.1	953.1
4,750	1,075.5	1,074.4	1,062.6	1,041.8	1,014.1	982.4	962.2
4,800	1,085.6	1,084.4	1,072.5	1,051.6	1,023.7	991.7	971.4
4,850	1,095.6	1,094.4	1,082.4	1,061.4	1,033.2	1,000.9	980.5
4,900	1,105.6	1,104.5	1,092.4	1,071.1	1,042.8	1,010.2	989.5
4,950	1,115.7	1,114.5	1,102.3	1,080.9	1,052.3	1,019.4	998.6
5,000	1,125.7	1,124.5	1,112.2	1,090.6	1,061.8	1,028.7	1,007.7
5,100	1,145.7	1,144.4	1,132.0	1,110.0	1,080.8	1,047.2	1,025.8
5,200	1,165.6	1,164.4	1,151.7	1,129.4	1,099.7	1,065.6	1,043.9
5,300	1,185.5	1,184.3	1,171.4	1,148.8	1,118.6	1,084.0	1,062.0
5,400	1,205.4	1,204.1	1,191.1	1,168.2	1,137.5	1,102.4	1,080.0
5,500	1,225.3	1,224.0	1,210.7	1,187.5	1,156.4	1,120.7	1,098.0
5,600	1,245.1	1,243.7	1,230.3	1,206.7	1,175.2	1,139.0	1,116.0
5,700	1,264.9	1,263.5	1,249.9	1,226.0	1,194.0	1,157.3	1,134.0
5,800	1,284.6	1,283.2	1,269.4	1,245.2	1,212.8	1,175.5	1,151.9
5,900	1,304.3	1,302.9	1,288.9	1,264.4	1,231.5	1,193.8	1,169.8
6,000	1,324.0	1,322.6	1,308.4	1,283.5	1,250.2	1,211.9	1,187.7
6,100	1,343.6	1,342.2	1,327.9	1,302.6	1,268.9	1,230.1	1,205.5
6,200	1,363.2	1,361.8	1,347.3	1,321.7	1,287.5	1,248.3	1,223.3
6,300	1,382.8	1,381.4	1,366.7	1,340.8	1,306.2	1,266.4	1,241.1
6,400	1,402.4	1,400.9	1,386.0	1,359.8	1,324.7	1,284.5	1,258.9
6,500	1,421.9	1,420.4	1,405.3	1,378.8	1,343.3	1,302.5	1,276.6
6,600	1,441.4	1,439.9	1,424.6	1,397.8	1,361.9	1,320.6	1,294.3

Continuación - Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito.

6,700	1,460.9	1,459.4	1,443.9	1,416.7	1,380.4	1,338.6	1,312.0
6,800	1,480.3	1,478.8	1,463.1	1,435.6	1,398.9	1,356.6	1,329.7
6,900	1,499.7	1,498.2	1,482.4	1,454.5	1,417.3	1,374.5	1,347.4
7,000	1,519.1	1,517.5	1,501.5	1,473.4	1,435.8	1,392.5	1,365.0
7,100	1,538.5	1,536.9	1,520.7	1,492.3	1,454.2	1,410.4	1,382.6
7,200	1,557.8	1,556.2	1,539.8	1,511.1	1,472.6	1,428.3	1,400.2
7,300	1,577.1	1,575.5	1,559.0	1,529.9	1,491.0	1,446.2	1,417.8
7,400	1,596.4	1,594.8	1,578.1	1,548.6	1,509.3	1,464.1	1,435.3
7,500	1,615.7	1,614.0	1,597.1	1,567.4	1,527.6	1,481.9	1,452.8
7,600	1,634.9	1,633.2	1,616.2	1,586.1	1,545.9	1,499.7	1,470.3
7,700	1,654.1	1,652.4	1,635.2	1,604.8	1,564.2	1,517.5	1,487.8
7,800	1,673.3	1,671.6	1,654.2	1,623.5	1,582.5	1,535.3	1,505.3
7,900	1,692.5	1,690.7	1,673.1	1,642.2	1,600.7	1,553.0	1,522.7
8,000	1,711.6	1,709.9	1,692.1	1,660.8	1,619.0	1,570.8	1,540.1
8,100	1,730.8	1,729.0	1,711.0	1,679.4	1,637.2	1,588.5	1,557.6
8,200	1,749.9	1,748.1	1,729.9	1,698.0	1,655.3	1,606.2	1,574.9
8,300	1,768.9	1,767.1	1,748.8	1,716.6	1,673.5	1,623.9	1,592.3
8,400	1,788.0	1,786.2	1,767.7	1,735.2	1,691.6	1,641.5	1,609.7
8,500	1,807.0	1,805.2	1,786.5	1,753.7	1,709.8	1,659.2	1,627.0
8,600	1,826.0	1,824.2	1,805.4	1,772.2	1,727.9	1,676.8	1,644.3
8,700	1,845.0	1,843.2	1,824.2	1,790.7	1,746.0	1,694.4	1,661.6
8,800	1,864.0	1,862.1	1,842.9	1,809.2	1,764.0	1,712.0	1,678.9
8,900	1,883.0	1,881.1	1,861.7	1,827.7	1,782.1	1,729.6	1,696.2
9,000	1,901.9	1,900.0	1,880.5	1,846.1	1,800.1	1,747.1	1,713.4
9,100	1,920.8	1,918.9	1,899.2	1,864.5	1,818.1	1,764.7	1,730.7
9,200	1,939.7	1,937.4	1,917.9	1,882.9	1,836.1	1,782.2	1,747.9
9,300	1,958.6	1,956.6	1,936.6	1,901.3	1,854.1	1,799.7	1,765.1
9,400	1,977.4	1,975.4	1,955.2	1,919.7	1,872.0	1,817.2	1,782.3
9,500	1,996.3	1,994.3	1,973.9	1,938.0	1,890.0	1,834.7	1,799.4
9,600	2,015.1	2,013.1	1,992.5	1,956.4	1,907.9	1,852.1	1,816.6
9,700	2,033.9	2,031.9	2,011.1	1,974.7	1,925.8	1,869.6	1,833.7
9,800	2,052.7	2,050.6	2,029.7	1,993.0	1,943.7	1,887.0	1,850.9
9,900	2,071.5	2,069.4	2,048.3	2,011.3	1,961.6	1,904.4	1,868.0

Continuación - Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito.

z_b	z_b							
	t_D	0.05	0.1	0.3	0.5	0.7	0.9	1.0
1.00×10^4	2.090×10^3	2.088×10^3	2.067×10^3	2.029×10^3	1.979×10^3	1.922×10^3	1.885×10^3	
1.25×10^4	2.553×10^3	2.551×10^3	2.526×10^3	2.481×10^3	2.421×10^3	2.352×10^3	2.308×10^3	
1.50×10^4	3.009×10^3	3.006×10^3	2.977×10^3	2.925×10^3	2.855×10^3	2.775×10^3	2.724×10^3	
1.75×10^4	3.457×10^3	3.454×10^3	3.421×10^3	3.362×10^3	3.284×10^3	3.193×10^3	3.135×10^3	
2.00×10^4	3.900×10^3	3.897×10^3	3.860×10^3	3.794×10^3	3.707×10^3	3.605×10^3	3.541×10^3	
2.50×10^4	4.773×10^3	4.768×10^3	4.724×10^3	4.646×10^3	4.541×10^3	4.419×10^3	4.341×10^3	
3.00×10^4	5.630×10^3	5.625×10^3	5.574×10^3	5.483×10^3	5.361×10^3	5.219×10^3	5.129×10^3	
3.50×10^4	6.476×10^3	6.470×10^3	6.412×10^3	6.309×10^3	6.170×10^3	6.009×10^3	5.906×10^3	
4.00×10^4	7.312×10^3	7.305×10^3	7.240×10^3	7.125×10^3	6.970×10^3	6.790×10^3	6.675×10^3	
4.50×10^4	8.139×10^3	8.132×10^3	8.060×10^3	7.933×10^3	7.762×10^3	7.564×10^3	7.437×10^3	
5.00×10^4	8.959×10^3	8.951×10^3	8.872×10^3	8.734×10^3	8.548×10^3	8.331×10^3	8.193×10^3	
6.00×10^4	1.057×10^4	1.057×10^4	1.047×10^4	1.031×10^4	1.010×10^4	9.846×10^3	9.684×10^3	
7.00×10^4	1.217×10^4	1.217×10^4	1.206×10^4	1.188×10^4	1.163×10^4	1.134×10^4	1.116×10^4	
8.00×10^4	1.375×10^4	1.375×10^4	1.363×10^4	1.342×10^4	1.315×10^4	1.283×10^4	1.262×10^4	
9.00×10^4	1.532×10^4	1.531×10^4	1.518×10^4	1.496×10^4	1.465×10^4	1.430×10^4	1.407×10^4	
1.00×10^5	1.687×10^4	1.686×10^4	1.672×10^4	1.647×10^4	1.614×10^4	1.576×10^4	1.551×10^4	
1.25×10^5	2.071×10^4	2.069×10^4	2.052×10^4	2.023×10^4	1.982×10^4	1.936×10^4	1.906×10^4	
1.50×10^5	2.448×10^4	2.446×10^4	2.427×10^4	2.392×10^4	2.345×10^4	2.291×10^4	2.256×10^4	
2.00×10^5	3.190×10^4	3.188×10^4	3.163×10^4	3.119×10^4	3.059×10^4	2.989×10^4	2.945×10^4	
2.50×10^5	3.918×10^4	3.916×10^4	3.885×10^4	3.832×10^4	3.760×10^4	3.676×10^4	3.622×10^4	
3.00×10^5	4.636×10^4	4.633×10^4	4.598×10^4	4.536×10^4	4.452×10^4	4.353×10^4	4.290×10^4	
4.00×10^5	6.048×10^4	6.044×10^4	5.999×10^4	5.920×10^4	5.812×10^4	5.687×10^4	5.606×10^4	
5.00×10^5	7.436×10^4	7.431×10^4	7.376×10^4	7.280×10^4	7.150×10^4	6.998×10^4	6.900×10^4	
6.00×10^5	8.805×10^4	8.798×10^4	8.735×10^4	8.623×10^4	8.471×10^4	8.293×10^4	8.178×10^4	
7.00×10^5	1.016×10^5	1.015×10^5	1.008×10^5	9.951×10^4	9.777×10^4	9.573×10^4	9.442×10^4	
8.00×10^5	1.150×10^5	1.149×10^5	1.141×10^5	1.127×10^5	1.107×10^5	1.084×10^5	1.070×10^5	
9.00×10^5	1.283×10^5	1.282×10^5	1.273×10^5	1.257×10^5	1.235×10^5	1.210×10^5	1.194×10^5	
1.00×10^6	1.415×10^5	1.412×10^5	1.404×10^5	1.387×10^5	1.363×10^5	1.335×10^5	1.317×10^5	
1.50×10^6	2.059×10^5	2.060×10^5	2.041×10^5	2.016×10^5	1.982×10^5	1.943×10^5	1.918×10^5	
2.00×10^6	2.695×10^5	2.695×10^5	2.676×10^5	2.644×10^5	2.601×10^5	2.551×10^5	2.518×10^5	
2.50×10^6	3.320×10^5	3.319×10^5	3.296×10^5	3.254×10^5	3.202×10^5	3.141×10^5	3.101×10^5	
3.00×10^6	3.937×10^5	3.936×10^5	3.909×10^5	3.864×10^5	3.803×10^5	3.731×10^5	3.684×10^5	
4.00×10^6	5.154×10^5	5.152×10^5	5.118×10^5	5.060×10^5	4.981×10^5	4.888×10^5	4.828×10^5	
5.00×10^6	6.352×10^5	6.349×10^5	6.308×10^5	6.238×10^5	6.142×10^5	6.029×10^5	5.956×10^5	
6.00×10^6	7.536×10^5	7.533×10^5	7.485×10^5	7.402×10^5	7.290×10^5	7.157×10^5	7.072×10^5	
7.00×10^6	8.709×10^5	8.705×10^5	8.650×10^5	8.556×10^5	8.427×10^5	8.275×10^5	8.177×10^5	
8.00×10^6	9.972×10^5	9.967×10^5	9.906×10^5	9.699×10^5	9.555×10^5	9.384×10^5	9.273×10^5	
9.00×10^6	1.103×10^6	1.102×10^6	1.095×10^6	1.084×10^6	1.067×10^6	1.049×10^6	1.036×10^6	
1.00×10^7	1.217×10^6	1.217×10^6	1.209×10^6	1.196×10^6	1.179×10^6	1.158×10^6	1.144×10^6	
1.50×10^7	1.782×10^6	1.781×10^6	1.771×10^6	1.752×10^6	1.727×10^6	1.697×10^6	1.678×10^6	
2.00×10^7	2.337×10^6	2.336×10^6	2.322×10^6	2.298×10^6	2.266×10^6	2.227×10^6	2.202×10^6	
2.50×10^7	2.884×10^6	2.882×10^6	2.866×10^6	2.837×10^6	2.797×10^6	2.750×10^6	2.720×10^6	
3.00×10^7	3.425×10^6	3.423×10^6	3.404×10^6	3.369×10^6	3.323×10^6	3.268×10^6	3.232×10^6	
4.00×10^7	4.493×10^6	4.491×10^6	4.466×10^6	4.422×10^6	4.361×10^6	4.290×10^6	4.244×10^6	
5.00×10^7	5.547×10^6	5.544×10^6	5.514×10^6	5.460×10^6	5.386×10^6	5.299×10^6	5.243×10^6	
6.00×10^7	6.590×10^6	6.587×10^6	6.551×10^6	6.488×10^6	6.401×10^6	6.299×10^6	6.232×10^6	
7.00×10^7	7.624×10^6	7.620×10^6	7.579×10^6	7.507×10^6	7.407×10^6	7.290×10^6	7.213×10^6	
8.00×10^7	8.651×10^6	8.647×10^6	8.600×10^6	8.519×10^6	8.407×10^6	8.274×10^6	8.188×10^6	
9.00×10^7	9.671×10^6	9.666×10^6	9.615×10^6	9.524×10^6	9.400×10^6	9.252×10^6	9.156×10^6	
1.00×10^8	1.069×10^7	1.067×10^7	1.062×10^7	1.052×10^7	1.039×10^7	1.023×10^7	1.012×10^7	
1.50×10^8	1.567×10^7	1.567×10^7	1.555×10^7	1.541×10^7	1.522×10^7	1.499×10^7	1.483×10^7	
2.00×10^8	2.059×10^7	2.059×10^7	2.048×10^7	2.029×10^7	2.004×10^7	1.974×10^7	1.954×10^7	
2.50×10^8	2.546×10^7	2.545×10^7	2.531×10^7	2.507×10^7	2.476×10^7	2.439×10^7	2.415×10^7	
3.00×10^8	3.027×10^7	3.026×10^7	3.010×10^7	2.984×10^7	2.947×10^7	2.904×10^7	2.875×10^7	
4.00×10^8	3.979×10^7	3.978×10^7	3.958×10^7	3.923×10^7	3.875×10^7	3.819×10^7	3.782×10^7	
5.00×10^8	4.920×10^7	4.918×10^7	4.894×10^7	4.851×10^7	4.793×10^7	4.724×10^7	4.679×10^7	
6.00×10^8	5.852×10^7	5.850×10^7	5.821×10^7	5.771×10^7	5.702×10^7	5.621×10^7	5.568×10^7	

Continuación - Influjo de agua adimensional W_{eD} para acuífero infinito.

t_D	z_b						
	0.05	0.1	0.3	0.5	0.7	0.9	1.0
7.00×10^8	6.777×10^7	6.774×10^7	6.741×10^7	6.684×10^7	6.605×10^7	6.511×10^7	6.450×10^7
8.00×10^8	7.700×10^7	7.693×10^7	7.655×10^7	7.590×10^7	7.501×10^7	7.396×10^7	7.327×10^7
9.00×10^8	8.609×10^7	8.606×10^7	8.564×10^7	8.492×10^7	8.393×10^7	8.275×10^7	8.199×10^7
1.00×10^9	9.518×10^7	9.515×10^7	9.469×10^7	9.390×10^7	9.281×10^7	9.151×10^7	9.066×10^7
1.50×10^9	1.401×10^8	1.400×10^8	1.394×10^8	1.382×10^8	1.367×10^8	1.348×10^8	1.336×10^8
2.00×10^9	1.843×10^8	1.843×10^8	1.834×10^8	1.819×10^8	1.799×10^8	1.774×10^8	1.758×10^8
2.50×10^9	2.281×10^8	2.280×10^8	2.269×10^8	2.251×10^8	2.226×10^8	2.196×10^8	2.177×10^8
3.00×10^9	2.714×10^8	2.713×10^8	2.701×10^8	2.680×10^8	2.650×10^8	2.615×10^8	2.592×10^8
4.00×10^9	3.573×10^8	3.572×10^8	3.556×10^8	3.528×10^8	3.489×10^8	3.443×10^8	3.413×10^8
5.00×10^9	4.422×10^8	4.421×10^8	4.401×10^8	4.367×10^8	4.320×10^8	4.263×10^8	4.227×10^8
6.00×10^9	5.265×10^8	5.262×10^8	5.240×10^8	5.199×10^8	5.143×10^8	5.077×10^8	5.033×10^8
7.00×10^9	6.101×10^8	6.098×10^8	6.072×10^8	6.025×10^8	5.961×10^8	5.885×10^8	5.835×10^8
8.00×10^9	6.932×10^8	6.930×10^8	6.900×10^8	6.847×10^8	6.775×10^8	6.688×10^8	6.632×10^8
9.00×10^9	7.760×10^8	7.756×10^8	7.723×10^8	7.664×10^8	7.584×10^8	7.487×10^8	7.424×10^8
1.00×10^{10}	8.583×10^8	8.574×10^8	8.543×10^8	8.478×10^8	8.389×10^8	8.283×10^8	8.214×10^8
1.50×10^{10}	1.263×10^9	1.264×10^9	1.257×10^9	1.247×10^9	1.235×10^9	1.219×10^9	1.209×10^9
2.00×10^{10}	1.666×10^9	1.666×10^9	1.659×10^9	1.646×10^9	1.630×10^9	1.610×10^9	1.596×10^9
2.50×10^{10}	2.065×10^9	2.063×10^9	2.055×10^9	2.038×10^9	2.018×10^9	1.993×10^9	1.977×10^9
3.00×10^{10}	2.458×10^9	2.458×10^9	2.447×10^9	2.430×10^9	2.405×10^9	2.376×10^9	2.357×10^9
4.00×10^{10}	3.240×10^9	3.239×10^9	3.226×10^9	3.203×10^9	3.171×10^9	3.133×10^9	3.108×10^9
5.00×10^{10}	4.014×10^9	4.013×10^9	3.997×10^9	3.968×10^9	3.929×10^9	3.883×10^9	3.852×10^9
6.00×10^{10}	4.782×10^9	4.781×10^9	4.762×10^9	4.728×10^9	4.682×10^9	4.627×10^9	4.591×10^9
7.00×10^{10}	5.546×10^9	5.544×10^9	5.522×10^9	5.483×10^9	5.430×10^9	5.366×10^9	5.325×10^9
8.00×10^{10}	6.305×10^9	6.303×10^9	6.278×10^9	6.234×10^9	6.174×10^9	6.102×10^9	6.055×10^9
9.00×10^{10}	7.060×10^9	7.058×10^9	7.030×10^9	6.982×10^9	6.914×10^9	6.834×10^9	6.782×10^9
1.00×10^{11}	7.813×10^9	7.810×10^9	7.780×10^9	7.726×10^9	7.652×10^9	7.564×10^9	7.506×10^9
1.50×10^{11}	1.154×10^{10}	1.153×10^{10}	1.149×10^{10}	1.141×10^{10}	1.130×10^{10}	1.118×10^{10}	1.109×10^{10}
2.00×10^{11}	1.522×10^{10}	1.521×10^{10}	1.515×10^{10}	1.505×10^{10}	1.491×10^{10}	1.474×10^{10}	1.463×10^{10}
2.50×10^{11}	1.886×10^{10}	1.885×10^{10}	1.878×10^{10}	1.866×10^{10}	1.849×10^{10}	1.828×10^{10}	1.814×10^{10}
3.00×10^{11}	2.248×10^{10}	2.247×10^{10}	2.239×10^{10}	2.224×10^{10}	2.204×10^{10}	2.179×10^{10}	2.163×10^{10}
4.00×10^{11}	2.965×10^{10}	2.964×10^{10}	2.953×10^{10}	2.934×10^{10}	2.907×10^{10}	2.876×10^{10}	2.855×10^{10}
5.00×10^{11}	3.677×10^{10}	3.675×10^{10}	3.662×10^{10}	3.638×10^{10}	3.605×10^{10}	3.566×10^{10}	3.540×10^{10}
6.00×10^{11}	4.383×10^{10}	4.381×10^{10}	4.365×10^{10}	4.337×10^{10}	4.298×10^{10}	4.252×10^{10}	4.221×10^{10}
7.00×10^{11}	5.085×10^{10}	5.082×10^{10}	5.064×10^{10}	5.032×10^{10}	4.987×10^{10}	4.933×10^{10}	4.898×10^{10}
8.00×10^{11}	5.783×10^{10}	5.781×10^{10}	5.760×10^{10}	5.723×10^{10}	5.673×10^{10}	5.612×10^{10}	5.572×10^{10}
9.00×10^{11}	6.478×10^{10}	6.476×10^{10}	6.453×10^{10}	6.412×10^{10}	6.355×10^{10}	6.288×10^{10}	6.243×10^{10}
1.00×10^{12}	7.171×10^{10}	7.168×10^{10}	7.143×10^{10}	7.098×10^{10}	7.035×10^{10}	6.961×10^{10}	6.912×10^{10}
1.50×10^{12}	1.060×10^{11}	1.060×10^{11}	1.056×10^{11}	1.050×10^{11}	1.041×10^{11}	1.030×10^{11}	1.022×10^{11}
2.00×10^{12}	1.400×10^{11}	1.399×10^{11}	1.394×10^{11}	1.386×10^{11}	1.374×10^{11}	1.359×10^{11}	1.350×10^{11}

ANEXO B - 2. Influjo de agua adimensional W_{eD} para $r'_D = 4$

Dimensionless Water Influx, W_{eD} , for $r'_D = 4$
(Permission to publish by the SPE)

t_D	z_D						
	0.05	0.1	0.3	0.5	0.7	0.9	1.0
2	2.398	2.389	2.284	2.031	1.824	1.620	1.507
3	3.006	2.993	2.874	2.629	2.390	2.149	2.012
4	3.552	3.528	3.404	3.158	2.893	2.620	2.466
5	4.053	4.017	3.893	3.627	3.341	3.045	2.876
6	4.490	4.452	4.332	4.047	3.744	3.430	3.249
7	4.867	4.829	4.715	4.420	4.107	3.778	3.587
8	5.191	5.157	5.043	4.757	4.437	4.096	3.898
9	5.464	5.434	5.322	5.060	4.735	4.385	4.184
10	5.767	5.739	5.598	5.319	5.000	4.647	4.443
11	5.964	5.935	5.829	5.561	5.240	4.884	4.681
12	6.188	6.158	6.044	5.780	5.463	5.107	4.903
13	6.380	6.350	6.240	5.983	5.670	5.316	5.113
14	6.559	6.529	6.421	6.171	5.863	5.511	5.309
15	6.725	6.694	6.589	6.345	6.044	5.695	5.495
16	6.876	6.844	6.743	6.506	6.213	5.867	5.671
17	7.014	6.983	6.885	6.656	6.371	6.030	5.838
18	7.140	7.113	7.019	6.792	6.523	6.187	5.999
19	7.261	7.240	7.140	6.913	6.663	6.334	6.153
20	7.376	7.344	7.261	7.028	6.785	6.479	6.302
22	7.518	7.507	7.451	7.227	6.982	6.691	6.524
24	7.618	7.607	7.518	7.361	7.149	6.870	6.714
26	7.697	7.685	7.607	7.473	7.283	7.026	6.881
28	7.752	7.752	7.674	7.563	7.395	7.160	7.026
30	7.808	7.797	7.741	7.641	7.484	7.283	7.160
34	7.864	7.864	7.819	7.741	7.618	7.451	7.350
38	7.909	7.909	7.875	7.808	7.719	7.585	7.496
42	7.931	7.931	7.909	7.864	7.797	7.685	7.618
46	7.942	7.942	7.920	7.898	7.842	7.752	7.697
50	7.954	7.954	7.942	7.920	7.875	7.808	7.764
60	7.968	7.968	7.965	7.954	7.931	7.898	7.864
70	7.976	7.976	7.976	7.968	7.965	7.942	7.920
80	7.982	7.982	7.987	7.976	7.976	7.965	7.954
90	7.987	7.987	7.987	7.984	7.983	7.976	7.965
100	7.987	7.987	7.987	7.987	7.987	7.983	7.976
120	7.987	7.987	7.987	7.987	7.987	7.987	7.987

ANEXO B - 3. Influjo de agua adimensional W_{eD} para $r'_D = 6$

Dimensionless Water Influx, W_{eD} , for $r'_D = 6$
(Permission to publish by the SPE)

t_D	z_D						
	0.05	0.1	0.3	0.5	0.7	0.9	1.0
6	4.780	4.762	4.597	4.285	3.953	3.611	3.414
7	5.309	5.289	5.114	4.779	4.422	4.053	3.837
8	5.799	5.778	5.595	5.256	4.875	4.478	4.247
9	6.252	6.229	6.041	5.712	5.310	4.888	4.642
10	6.750	6.729	6.498	6.135	5.719	5.278	5.019
11	7.137	7.116	6.916	6.548	6.110	5.648	5.378
12	7.569	7.545	7.325	6.945	6.491	6.009	5.728
13	7.967	7.916	7.719	7.329	6.858	6.359	6.067
14	8.357	8.334	8.099	7.699	7.214	6.697	6.395
15	8.734	8.709	8.467	8.057	7.557	7.024	6.713
16	9.093	9.067	8.819	8.398	7.884	7.336	7.017
17	9.442	9.416	9.160	8.730	8.204	7.641	7.315
18	9.775	9.749	9.485	9.047	8.510	7.934	7.601
19	10.09	10.06	9.794	9.443	8.802	8.214	7.874
20	10.40	10.37	10.10	9.646	9.087	8.487	8.142
22	10.99	10.96	10.67	10.21	9.631	9.009	8.653
24	11.53	11.50	11.20	10.73	10.13	9.493	9.130
26	12.06	12.03	11.72	11.23	10.62	9.964	9.594
28	12.52	12.49	12.17	11.68	11.06	10.39	10.01
30	12.95	12.92	12.59	12.09	11.46	10.78	10.40
35	13.96	13.93	13.57	13.06	12.41	11.70	11.32
40	14.69	14.66	14.33	13.84	13.23	12.53	12.15
45	15.27	15.24	14.94	14.48	13.90	13.23	12.87
50	15.74	15.71	15.44	15.01	14.47	13.84	13.49
60	16.40	16.38	16.15	15.81	15.34	14.78	14.47
70	16.87	16.85	16.67	16.38	15.99	15.50	15.24
80	17.20	17.18	17.04	16.80	16.48	16.06	15.83
90	17.43	17.42	17.30	17.10	16.85	16.50	16.29
100	17.58	17.58	17.49	17.34	17.12	16.83	16.66
110	17.71	17.69	17.63	17.50	17.34	17.09	16.93
120	17.78	17.78	17.73	17.63	17.49	17.29	17.17
130	17.84	17.84	17.79	17.73	17.62	17.45	17.34
140	17.88	17.88	17.85	17.79	17.71	17.57	17.48
150	17.92	17.91	17.88	17.84	17.77	17.66	17.58
175	17.95	17.95	17.94	17.92	17.87	17.81	17.76
200	17.97	17.97	17.96	17.95	17.93	17.88	17.86
225	17.97	17.97	17.97	17.96	17.95	17.93	17.91
250	17.98	17.98	17.98	17.97	17.96	17.95	17.95
300	17.98	17.98	17.98	17.98	17.98	17.97	17.97
350	17.98	17.98	17.98	17.98	17.98	17.98	17.98
400	17.98	17.98	17.98	17.98	17.98	17.98	17.98
450	17.98	17.98	17.98	17.98	17.98	17.98	17.98
500	17.98	17.98	17.98	17.98	17.98	17.98	17.98

ANEXO B - 4. Influjo de agua adimensional W_{eD} para $r'_D = 8$

Dimensionless Water Influx, W_{eD} , for $r'_D = 8$
(Permission to publish by the SPE)

t_D	z_D						
	0.05	0.1	0.3	0.5	0.7	0.9	1.0
9	6.301	6.278	6.088	5.756	5.350	4.924	4.675
10	6.828	6.807	6.574	6.205	5.783	5.336	5.072
11	7.250	7.229	7.026	6.650	6.204	5.732	5.456
12	7.725	7.700	7.477	7.086	6.621	6.126	5.836
13	8.173	8.149	7.919	7.515	7.029	6.514	6.210
14	8.619	8.594	8.355	7.937	7.432	6.895	6.578
15	9.058	9.032	8.783	8.351	7.828	7.270	6.940
16	9.485	9.458	9.202	8.755	8.213	7.634	7.293
17	9.907	9.879	9.613	9.153	8.594	7.997	7.642
18	10.32	10.29	10.01	9.537	8.961	8.343	7.979
19	10.72	10.69	10.41	9.920	9.328	8.691	8.315
20	11.12	11.08	10.80	10.30	9.687	9.031	8.645
22	11.89	11.86	11.55	11.02	10.38	9.686	9.280
24	12.63	12.60	12.27	11.72	11.05	10.32	9.896
26	13.36	13.32	12.97	12.40	11.70	10.94	10.49
28	14.06	14.02	13.65	13.06	12.33	11.53	11.07
30	14.73	14.69	14.30	13.68	12.93	12.10	11.62
34	16.01	15.97	15.54	14.88	14.07	13.18	12.67
38	17.21	17.17	16.70	15.99	15.13	14.18	13.65
40	17.80	17.75	17.26	16.52	15.64	14.66	14.12
45	19.15	19.10	18.56	17.76	16.83	15.77	15.21
50	20.42	20.36	19.76	18.91	17.93	16.80	16.24
55	21.46	21.39	20.80	19.96	18.97	17.83	17.24
60	22.40	22.34	21.75	20.91	19.93	18.78	18.19
70	23.97	23.92	23.36	22.55	21.58	20.44	19.86
80	25.29	25.23	24.71	23.94	23.01	21.91	21.32
90	26.39	26.33	25.85	25.12	24.24	23.18	22.61
100	27.30	27.25	26.81	26.13	25.29	24.29	23.74
120	28.61	28.57	28.19	27.63	26.90	26.01	25.51
140	29.55	29.51	29.21	28.74	28.12	27.33	26.90
160	30.23	30.21	29.96	29.57	29.04	28.37	27.99
180	30.73	30.71	30.51	30.18	29.75	29.18	28.84
200	31.07	31.04	30.90	30.63	30.26	29.79	29.51
240	31.50	31.49	31.39	31.22	30.98	30.65	30.45
280	31.72	31.71	31.66	31.56	31.39	31.17	31.03
320	31.85	31.84	31.80	31.74	31.64	31.49	31.39
360	31.90	31.90	31.88	31.85	31.78	31.68	31.61
400	31.94	31.94	31.93	31.90	31.86	31.79	31.75
450	31.96	31.96	31.95	31.94	31.91	31.88	31.85
500	31.97	31.97	31.96	31.96	31.95	31.93	31.90
550	31.97	31.97	31.97	31.96	31.96	31.95	31.94
600	31.97	31.97	31.97	31.97	31.97	31.96	31.95
700	31.97	31.97	31.97	31.97	31.97	31.97	31.97
800	31.97	31.97	31.97	31.97	31.97	31.97	31.97

ANEXO B - 5. Influjo de agua adimensional W_{eD} para $r'_D = 10$

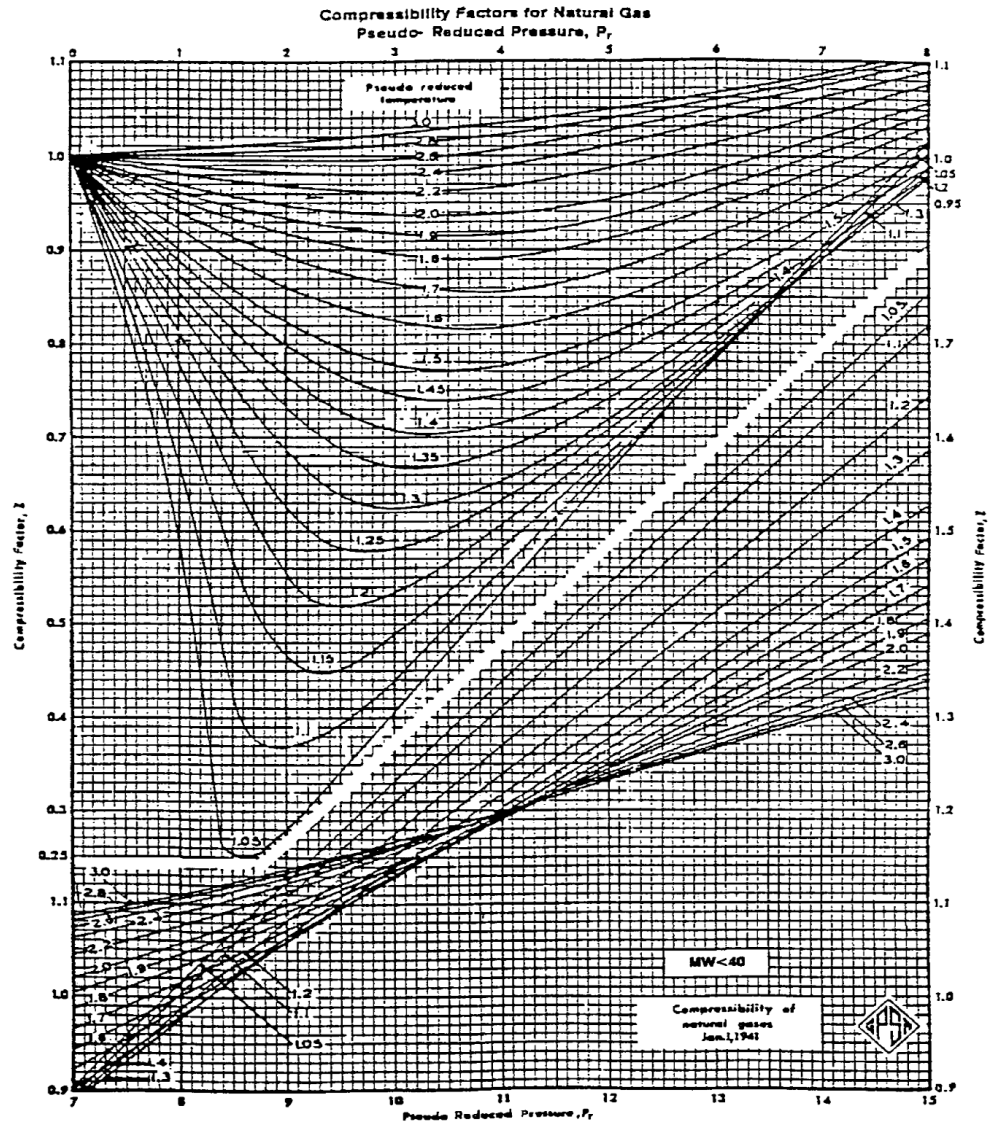
**Dimensionless Water Influx W_{eD} for $r_D = 10$
(Permission to publish by the SPE)**

t_D	z_D						
	0.05	0.1	0.3	0.5	0.7	0.9	1.0
22	12.07	12.04	11.74	11.21	10.56	9.865	9.449
24	12.86	12.83	12.52	11.97	11.29	10.55	10.12
26	13.65	13.62	13.29	12.72	12.01	11.24	10.78
28	14.42	14.39	14.04	13.44	12.70	11.90	11.42
30	15.17	15.13	14.77	14.15	13.38	12.55	12.05
32	15.91	15.87	15.49	14.85	14.05	13.18	12.67
34	16.63	16.59	16.20	15.54	14.71	13.81	13.28
36	17.33	17.29	16.89	16.21	15.35	14.42	13.87
38	18.03	17.99	17.57	16.86	15.98	15.02	14.45
40	18.72	18.68	18.24	17.51	16.60	15.61	15.02
42	19.38	19.33	18.89	18.14	17.21	16.19	15.58
44	20.03	19.99	19.53	18.76	17.80	16.75	16.14
46	20.67	20.62	20.15	19.36	18.38	17.30	16.67
48	21.30	21.25	20.76	19.95	18.95	17.84	17.20
50	21.92	21.87	21.36	20.53	19.51	18.38	17.72
52	22.52	22.47	21.95	21.10	20.05	18.89	18.22
54	23.11	23.06	22.53	21.66	20.59	19.40	18.72
56	23.70	23.64	23.09	22.20	21.11	19.89	19.21
58	24.26	24.21	23.65	22.74	21.63	20.39	19.68
60	24.82	24.77	24.19	23.26	22.13	20.87	20.15
65	26.18	26.12	25.50	24.53	23.34	22.02	21.28
70	27.47	27.41	26.75	25.73	24.50	23.12	22.36
75	28.71	28.55	27.94	26.88	25.60	24.17	23.39
80	29.89	29.82	29.08	27.97	26.65	25.16	24.36
85	31.02	30.95	30.17	29.01	27.65	26.10	25.31
90	32.10	32.03	31.20	30.00	28.60	27.03	26.25
95	33.04	32.96	32.14	30.95	29.54	27.93	27.10
100	33.94	33.85	33.03	31.85	30.44	28.82	27.98
110	35.55	35.46	34.65	33.49	32.08	30.47	29.62
120	36.97	36.90	36.11	34.98	33.58	31.98	31.14
130	38.28	38.19	37.44	36.33	34.96	33.38	32.55
140	39.44	39.37	38.64	37.56	36.23	34.67	33.85
150	40.49	40.42	39.71	38.67	37.38	35.86	35.04
170	42.21	42.15	41.51	40.54	39.33	37.89	37.11
190	43.62	43.55	42.98	42.10	40.97	39.62	38.90
210	44.77	44.72	44.19	43.40	42.36	41.11	40.42
230	45.71	45.67	45.20	44.48	43.54	42.38	41.74
250	46.48	46.44	46.01	45.38	44.53	43.47	42.87
270	47.11	47.06	46.70	46.13	45.36	44.40	43.84
290	47.61	47.58	47.25	46.75	46.07	45.19	44.68

Continuación - Influjo de agua adimensional W_{eD} para $r'_D= 10$

t_D	z_D						
	0.05	0.1	0.3	0.5	0.7	0.9	1.0
310	48.03	48.00	47.72	47.26	46.66	45.87	45.41
330	48.38	48.35	48.10	47.71	47.16	46.45	46.03
350	48.66	48.64	48.42	48.08	47.59	46.95	46.57
400	49.15	49.14	48.99	48.74	48.38	47.89	47.60
450	49.46	49.45	49.35	49.17	48.91	48.55	48.31
500	49.65	49.64	49.58	49.45	49.26	48.98	48.82
600	49.84	49.84	49.81	49.74	49.65	49.50	49.41
700	49.91	49.91	49.90	49.87	49.82	49.74	49.69
800	49.94	49.94	49.93	49.92	49.90	49.85	49.83
900	49.96	49.96	49.94	49.94	49.93	49.91	49.90
1,000	49.96	49.96	49.96	49.96	49.94	49.93	49.93
1,200	49.96	49.96	49.96	49.96	49.96	49.96	49.96

ANEXO C. Standing and Katz compressibility factors chart.ⁱⁱⁱ



ⁱ Pag 674 - 681.

ⁱⁱ Ibid. Pag 694 - 716

ⁱⁱⁱ GPSA and GPA Engineering Data Book, en AHMED, TARED. Reservoir engineering handbook. Third Edition. 2006. Pag 39.