

FUNDAMENTOS DE LA TECNOLOGÍA DE

PRODUCTIVIDAD DE POZOS PETROLEROS

Jetzabeth Ramírez Sabag



EDITORIAL REVERTÉ

FUNDAMENTOS DE LA TECNOLOGÍA DE

PRODUCTIVIDAD DE POZOS PETROLEROS

Jetzabeth Ramírez Sabag



**EDITORIAL
REVERTÉ**

Barcelona · Bogotá · Buenos Aires · México

© Jetzabeth Ramírez Sabag

Edición en papel:

© Editorial Reverté. S.A., 2015

ISBN: 978-84-291-7917-0

Edición en e-book:

© Editorial Reverté. S.A., 2021

ISBN: 978-84-291-9360-2

MAQUETACIÓN: Reverté-Aguilar, S. L.

CORRECCIÓN DE TEXTOS: Guillem Pujades

DISEÑO DE LA CUBIERTA: David Kimura + Gabriela Varela

Propiedad de:

EDITORIAL REVERTÉ, S. A.

Loreto, 13-15. Local B

08029 Barcelona. ESPAÑA

Tel: (34) 93 419 33 36

reverte@reverte.com

www.reverte.com

Reservados todos los derechos. La reproducción total o parcial de esta obra, por cualquier medio o procedimiento, comprendidos la reprografía y el tratamiento informático, y la distribución de ejemplares de ella mediante alquiler o préstamo públicos, quedan rigurosamente prohibidas sin la autorización escrita de los titulares del copyright, bajo las sanciones establecidas por las leyes.

Dedico este libro a mi madre Lilia Sabag
quien ha dejado ya esta tierra por su hogar más allá del sol,
será un momento de gran regocijo cuando la vuelva a ver.

*“Cosas que ojo no vio, ni oído oyó. Ni han subido en corazón de hombre.
Son las que Dios tiene preparado para los que Le aman.*

1^{ra} Corintios 2:9

Porque de tal manera amó Dios al mundo,
que ha dado a Su Hijo Unigénito,
para que todo aquél que en Él cree,
no se pierda, más tenga Vida Eterna.

Juan 3:16

Prefacio

Hoy en día, más que nunca, la industria petrolera requiere de ingenieros petroleros altamente calificados de cara a los grandes desafíos que sobre explotación de hidrocarburos se demanda, dada la inminente reforma energética, próxima a ser implementada. Las empresas productoras de hidrocarburos en el mundo realizan grandes esfuerzos para optimizar sus sistemas de producción. Estos esfuerzos están dirigidos, a corto, mediano y largo plazo, a maximizar el factor de recuperación de los yacimientos. El primero de ellos, para acelerar la recuperación de las reservas que son recuperables, el mismo que constituye el núcleo del negocio de la producción petrolera, porque permite maximizar la producción total diaria de hidrocarburos con el consecuente beneficio económico.

Para responder adecuadamente a estos grandes desafíos, el ingeniero de producción requiere de un conocimiento profundo y una clara comprensión de los principios que gobiernan el movimiento de los fluidos, desde la formación hasta la cabeza del pozo. Sólo con este entendimiento es posible aplicar de forma correcta la tecnología disponible al decidir sobre las especificaciones precisas del equipo de producción a ser usado en cualquier caso particular. Además, se hace estrictamente necesario desarrollar una visión integrada del sistema de producción que incluya el yacimiento, el pozo y las instalaciones en superficie. En consecuencia, el diagnóstico y la solución también deben ser integrales, dado que ello es determinante en la recuperación de la reserva del yacimiento.

Es por lo anterior que el principal objetivo de esta obra es contribuir a la formación de recursos humanos en materia de producción de hidrocarburos, convencida de que contar con material didáctico adecuado es clave para la formación de talento especializado que cubra adecuadamente el requerimiento de la industria de ingenieros petroleros facultados que innoven, que apliquen las nuevas tecnologías y utilicen las mejores prácticas, profesionales que conformen equipos de trabajo interdisciplinario, a fin de lograr, con una visión integral el portafolio de oportunidades de mejoramiento de la producción.

Una revisión de la literatura disponible sobre el tema indica que existen múltiples documentos dedicados a aspectos avanzados sobre la producción de pozos, no obstante, a los fundamentos de la tecnología se le ha brindado muy poca atención. Estos documentos, además de encontrarlos dispersos, no logran ofrecer una visión global e integrada, ya que se concentran en alguno de los temas de forma particular. De aquí que el propósito de este texto ha sido ofrecer a los lectores una sola fuente de información que abarque todos los aspectos relacionados con la productividad de pozos petroleros, siendo así que, dentro de las inherentes limitaciones de espacio, la presente

obra puede ser considerada una compilación de los progresos realizados hasta ahora en materia de producción de hidrocarburos.

Por todo lo anterior se presenta este volumen cuyo contenido fue cuidadosamente seleccionado a fin de satisfacer la necesidad de contar con literatura que cubra los faltantes mencionados y responda adecuadamente a la demanda que sobre material didáctico en esta materia tienen las escuelas y facultades. Esta obra trata tres aspectos imprescindibles para optimizar los sistemas de producción: a) los principios de la tecnología de producción de hidrocarburos; b) las indicaciones de cómo estos pueden ser usados para producir de forma óptima y c) el enfoque de análisis integral de la productividad de pozos, basado en un alto nivel de integración entre las diversas tecnologías empleadas para definir las estrategias de producción. Esto es, la selección y diseño de las operaciones propuestas para maximizar la producción, a través de la optimización eficiente y eficaz de los sistemas de producción, considerando cada uno de sus elementos (yacimientos-pozos-instalaciones superficiales).

Este libro ofrece un apoyo didáctico a la asignatura de *Productividad de pozos* y a la vez, un libro de consulta para los alumnos de las diversas asignaturas de la carrera de Ingeniería Petrolera. Además, pretende proveer de una referencia práctica para los ingenieros que se ocupan de la evaluación de sistemas de pozo/yacimiento y el rendimiento de la presión de los pozos petroleros. El contenido de este texto se apega al nuevo Plan de Estudios 2015 de la carrera de Ingeniería Petrolera de la Facultad de Ingeniería, FI, de la Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM. Por lo tanto, además de la adecuación temática a la hoy asignatura equivalente y la actualización correspondiente del libro *Productividad de pozos, 2007, editado por la FI de la UNAM* –del cual soy primera autora– he considerado necesario, en la presente obra, fortalecer los fundamentos de la tecnología e integrar una visión global (sistémica) de la productividad de pozos. Es por ello que la finalidad de la estructura del presente libro se dirige a que el estudiante adquiera conocimiento desde los fundamentos básicos de yacimientos, abarcando los principios fundamentales, hasta cubrir todos los factores principales que influyen en la productividad de los pozos. Por lo que, los contenidos temáticos han sido organizados en los siguientes cinco capítulos:

En el **Capítulo 1**, se estudian múltiples conceptos, como la ubicación de la línea de productividad de pozos en la cadena de valor de la exploración y producción de yacimientos, los elementos que influyen en la recuperación final de los yacimientos de aceite y gas, el proceso mismo de producción de pozos, el papel que juega el ingeniero de producción, las causas que provocan la operación ineficiente de los pozos, así como el enfoque de la administración del análisis integral de la productividad de pozos. Adicionalmente, se presenta una breve descripción de los sistemas de producción de aceite, gas y sistemas integrales de producción costa afuera (*off shore*). Por último se aborda brevemente la evaluación de proyectos de producción.

El comportamiento de afluencia se revisa en el **Capítulo 2**, donde se analizan los factores que gobiernan el flujo de los fluidos desde de la formación productora hasta el pozo mismo; el comportamiento de flujo indicará la respuesta de la formación a una disminución de presión en el pozo productor. Por este motivo la buena comprensión de los conceptos, las interrelaciones y los factores que determinan el comportamiento del

flujo en el medio poroso son primordiales para usar apropiadamente los métodos o técnicas que se emplean para obtener el comportamiento presente y futuro de un yacimiento.

La relación del efecto daño con el comportamiento de afluencia se estudia en el **Capítulo 3**, destacando sobre el requerimiento de optimizar la explotación de los yacimientos que exige la realización de estudios sobre el comportamiento de los pozos y las causas que propician que estos no aporten el volumen de hidrocarburos esperado. Los factores, conocidos como *factores de daño* reducirán indefectiblemente la capacidad de flujo del yacimiento. La determinación del factor de daño es a través del análisis de pruebas de variación de presión, por lo que como apoyo a los lectores que así lo requieran, se elaboró el **Apéndice C**, *Conceptos básicos relacionados con el análisis de pruebas transitorias de presión*. Aquí se presentan, los conceptos fundamentales del análisis de pruebas de variación de presión con el objetivo de introducir al lector, de forma práctica, en el estudio de esta técnica. Se describen de forma resumida los principios y conceptos básicos, se pretende mostrar la gran relevancia que tiene el uso de esta técnica en la toma de decisiones por parte de los ingenieros de producción.

En el **Capítulo 4** se tratan los tipos de declinación de la producción que más frecuentemente se presentan en la industria, y se discute su importancia en la estimación de gastos futuros de producción de un pozo, ya que una vez obtenidos estos gastos es posible determinar la reserva de un yacimiento. Se discuten también las bases para calcular la declinación del gasto de producción, se describen los dos principales periodos de declinación, la declinación transitoria y la declinación en estado pseudo-estacionario.

Por último, el análisis integral del pozo es discutido en el **Capítulo 5**. La ingeniería de producción involucra dos sistemas distintos pero íntimamente relacionados: el yacimiento, un medio poroso con características únicas de almacenamiento de hidrocarburos y características de flujo, y las estructuras, que incluyen el pozo y las instalaciones superficiales. De aquí, en este capítulo se revisan conceptos fundamentales de yacimientos, la caracterización de los fluidos y el efecto de la temperatura. Se discute el flujo de fluidos en cada uno de los componentes principales del sistema de producción. Adicionalmente, se estudia una de las técnicas más utilizadas para optimizar los sistemas de producción, la metodología *análisis nodal*[®], con la aplicación de esta técnica se adecua la infraestructura tanto de superficie como de subsuelo, para obtener el verdadero potencial de producción del pozo asociados a los yacimientos del sistema total de producción. Finalmente, en las tres últimas secciones, de este capítulo se discute sobre la optimización del sistema de producción, la planificación y desarrollo de campo, y algunos aspectos sobre el uso de *software* comercial para el análisis nodal.

Este prefacio no estaría completo si no mencionara que estoy profundamente agradecida con todos aquellos que contribuyeron a la realización de este libro. He recibido comentarios y sugerencias muy valiosas de parte de colegas, alumnos y amigos. Sólo menciono, por ejemplo, al M. en I. Tomás García, profesor de la materia de *Productividad de pozos* en la Facultad de Ingeniería de la UNAM, de quien aprecio

mucho sus valiosas observaciones. Hago una mención especial para agradecer al M. en I. Miguel Ángel Huerta Rosales, también profesor de la Facultad de Ingeniería, su colaboración en la revisión y edición de todas las figuras del presente texto, estimo en verdad su disposición y apoyo.

Además, reconozco al equipo que participó en la edición del libro *Productividad de pozos*, precedente de este trabajo, editado por la Facultad de Ingeniería de la UNAM en 2007 –cuyos autores son quien suscribe, Rodolfo Tavares y Gerardo Villajuana– material que se alineó en su totalidad al temario de la materia denominada *Comportamiento de pozos*, correspondiente al Plan de Estudios de 2005 y de la cual tuve el privilegio de ser profesora (de 1997 a 2000). Cabe destacar que, la obra editada en 2007 ha sido utilizada desde entonces como libro de texto de la asignatura correspondiente, aun en los cursos intensivos que sobre este tema son ofrecidos por compañías diversas. Los cursos de inducción ofrecidos por el Instituto Mexicano del Petróleo a ingenieros petroleros recién egresados, seleccionados como candidatos de nuevo ingreso a Petróleos Mexicanos, son un ejemplo de lo anterior.

No olvido agradecer a la editorial *Reverté* por el interés mostrado en la edición de esta obra, en particular al maestro Julio Bueno, por la inestimable colaboración recibida.

Hago un reconocimiento especial al Dr. Lácides García Detjen por la confianza demostrada hacia mi trabajo y el valioso apoyo brindado para la publicación del presente libro. Dr. Lácides, mi respeto y agradecimiento, siempre.

Finalmente en orden pero el primero en importancia, agradezco de todo corazón a mi Dios la preciosa oportunidad de escribir el presente texto y por toda la corona de favores y misericordias con las que nos ha sostenido; agradezco a mi esposo e hijo por el tiempo que les pertenecía a ellos y que sustraje, con su aprobación, para dedicarme a la elaboración de esta obra. Mil, mil gracias, mis amados Manueles. También reconozco a mi familia y amigos en general, por su paciencia, aliento y apoyo, en especial a Déborah y a Lilia.

Apreciaría mucho cualquier sugerencia, proveniente, ya sea de estudiantes, de profesores, de colegas, así como de cualquier persona interesada en mejorar este libro, por favor hacerla llegar al siguiente correo electrónico jetzabethramirez@ai.org.mx.

Jetzabeth Ramírez Sabag

Índice analítico

Prefacio	V
Capítulo 1. Introducción a la ingeniería de producción	1
Objetivo.....	3
1.1 Introducción a la ingeniería de producción.....	3
1.2 Ingeniería de producción y funciones del ingeniero de producción	17
1.3 Modelado y optimización del sistema de producción.....	21
1.4 Prácticas operativas para producir y explotar un yacimiento	33
1.5 Análisis integral de la productividad de pozos.....	34
1.6 Causas de la baja productividad de un pozo	34
1.7 Esquema general del proceso de producción	40
1.8 Descripción del sistema de producción terrestre (<i>onshore</i>)	41
1.9 Descripción del sistema de producción costa afuera (<i>offshore</i>)	50
1.10 Principales secciones del proceso, equipos y accesorios utilizados.....	66
1.11 Economía e impacto al medio ambiente de los sistemas de producción.....	81
Capítulo 2. Comportamiento de afluencia	95
Objetivo.....	97
2.1 Ecuación del comportamiento de afluencia.....	97
2.2 Comportamiento de afluencia en pozos de aceite bajo saturado	125
2.3 Comportamiento de afluencia en pozos de aceite saturado.....	139
2.4 Flujo laminar y no laminar	163
2.5 Comportamiento de afluencia en pozos de gas	174
2.6 Predicción del comportamiento de afluencia.....	185
2.7 Pruebas en pozos	225
Capítulo 3. Relación del efecto de daño con el comportamiento de afluencia	233
Objetivo.....	235
3.1 Introducción	235
3.2 Factores que provocan el daño	239
3.3 Factores de pseudodaño.....	248
3.4 Efecto del factor de daño sobre el comportamiento de afluencia.....	294
Capítulo 4. Análisis de declinación de la producción	311
Objetivo.....	313

4.1	Introducción	313
4.2	Declinación transitoria.....	315
4.3	Declinación en estado pseudoestacionario.....	324
4.4	Variables adimensionales	343
4.5	Ajuste por curvas tipo.....	346
4.6	Soluciones analíticas	349
4.7	Estrategias de producción	356
Capítulo 5. Análisis integral del pozo.....		359
	Objetivo.....	361
5.1	El sistema integral del pozo	361
5.2	Importancia de la caracterización del fluido y el efecto de la temperatura	363
5.3	Flujo del yacimiento al pozo.....	383
5.4	Flujo en la tubería de producción y en la línea de descarga.....	387
5.5	Flujo en la línea de descarga	408
5.6	Flujo en el estrangulador	410
5.7	Metodología del análisis nodal.....	414
5.8	Selección y ajuste de métodos de solución para cada elemento	427
5.9	Optimización del sistema de producción	431
5.10	Planificación y desarrollo de campo.....	437
5.11	Algunos aspectos sobre el uso de software comercial para el análisis nodal.....	443
	Resumen.....	451
	Comentarios finales.....	452
Apéndice A. Términos petroleros		455
Apéndice B. Unidades		467
Apéndice C. Conceptos básicos relacionados con el análisis de pruebas transitorias de presión		493
C.1	Introducción a las pruebas transitorias de presión y conceptos relacionados	495
C.2	Análisis con curvas tipo	510
C.3	Principales pruebas de variación de presión	531

Capítulo 1

Introducción a la ingeniería de producción

Objetivo	3
1.1 Introducción a la ingeniería de producción.....	3
1.1.1 Conceptos relacionados con la productividad de pozos.....	5
1.1.2 Proceso de producción de un pozo	13
1.2 Ingeniería de producción y funciones del ingeniero de producción.....	17
1.3 Modelado y optimización del sistema de producción	21
1.3.1 Etapa de desarrollo.....	21
1.3.2 Etapa de producción.....	23
1.3.3 Sistemas de producción	24
1.3.4 Modelado de sistemas de producción.....	28
1.3.5 Mecanismos de transporte y variables de flujo.....	29
1.4 Prácticas operativas para producir y explotar un yacimiento.....	33
1.5 Análisis integral de la productividad de pozos.....	34
1.6 Causas de la baja productividad de un pozo	34
1.6.1 Problemas asociados al yacimiento	35
1.6.2 Problemas asociados a la terminación del pozo	38
1.6.3 Problemas asociados al equipo de producción.....	38
1.7 Esquema general del proceso de producción.....	40
1.8 Descripción del sistema de producción terrestre (<i>onshore</i>).....	41
1.8.1 Yacimiento-pozo.....	43
1.8.2 Cabezales de pozo.....	46
1.8.3 Múltiples colectores / recolección (<i>manifolds</i>).....	46
1.8.4 Separación	47
1.8.5 Compresión de gas.....	48
1.8.6 Medición, almacenamiento y exportación	49
1.8.7 Sistemas de servicio.....	50
1.9 Descripción del sistema de producción costa afuera (<i>offshore</i>).....	50
1.9.1 Características técnicas de la perforación mar adentro	52
1.9.2 Clasificación de estructuras de producción (plataformas petroleras)	52
1.9.3 Principales factores para la elección y diseño de plataformas.....	64
1.10 Principales secciones del proceso, equipos y accesorios utilizados.....	66
1.10.1 Sistemas de producción submarinos	66
1.10.2 Templetos y múltiples (colectores / <i>manifolds</i>) submarinos.....	66
1.10.3 Principales secciones del proceso	68
1.10.4 Medición, almacenamiento y exportación	79
1.11 Economía e impacto al medio ambiente de los sistemas de producción.....	81
1.11.1 Conceptos básicos de evaluación económica	81
1.11.2 Instrumentos económicos de decisión	86
1.11.3 Tratamiento de incertidumbres.....	91
1.11.4 Criterios para la toma de decisiones sobre proyectos de inversión.....	91
1.11.5 Objetivos medioambientales.....	92
1.11.6 Objetivos técnicos	93
1.11.7 Restricciones.....	93

Objetivo

ESTE PRIMER CAPÍTULO tiene por objetivo presentar los fundamentos de la ingeniería de producción. En primer lugar se presenta el enfoque integral de la productividad de pozos, que está basado en un alto nivel de integración entre las diversas tecnologías empleadas con el fin de conocer las propiedades del yacimiento y establecer estrategias de producción. Dicho enfoque también tiene en cuenta el modelado y la predicción del comportamiento de afluencia y la selección óptima de los componentes del los sistemas de producción.

Cuando se habla de mejoramiento de productividad se hace estrictamente necesario desarrollar una visión integrada del sistema de producción que incluye el yacimiento, el pozo y la superficie. En consecuencia, el diagnóstico y la solución también deben ser integrales, ya que es determinante en la recuperación de la reserva del yacimiento. En este sentido los productores de aceite y gas explotan mejor el potencial económico de los activos de hidrocarburos cuando concentran sus esfuerzos en su actividad específica, que es la producción. El personal de campo y los analistas de producción utilizan la experiencia local y la más avanzada tecnología para aprovechar al máximo la infraestructura, los recursos, los productos y los servicios a su alcance, mediante el uso de prácticas operativas más sensatas y la mutua cooperación con los proveedores de servicios integrados.

En este capítulo se estudian numerosos parámetros, como la ubicación de la línea de productividad de pozos en la cadena de valor de la exploración y producción de yacimientos, los elementos que influyen en la recuperación final de los yacimientos de aceite y gas, el proceso mismo de producción de pozos, el papel que juega el ingeniero de producción, las causas que provocan la operación ineficiente de los pozos al pozo, así como el enfoque de la administración del análisis integral de la productividad de pozos. Adicionalmente, se presenta una breve descripción de los sistemas de producción de aceite, gas y sistemas integrales de producción costa afuera. Por último se aborda de forma muy breve la evaluación de proyectos producción.

1.1 Introducción a la ingeniería de producción

En la última década las actividades de exploración y producción de hidrocarburos han sufrido cambios importantes derivados de las mejoras en cuanto a la adquisición y el procesamiento de más y mejores datos de los yacimientos. Hay que tener en cuenta que existe un mercado de altas variaciones en cuanto al precio de los hidrocarburos, por lo que las organizaciones relacionadas con la actividad petrolera han realizado cambios importantes con el fin de incrementar sus niveles de productividad minimizando costos y buscar la eficiencia en sus procesos productivos. En este sentido hay que puntualizar que los costos de descubrimiento y explotación de los hidrocarburos han disminuido de forma importante en los últimos 10 años. Esto implica un nivel alto de competitividad en la industria, que pone a prueba la efectividad de los cambios que se han realizado en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Los procesos de trabajo han sufrido también grandes transformaciones, donde los especialistas en las diversas áreas técnicas, como geólogos, geofísicos, ingenieros petroleros y expertos en otras especialidades, han tenido que adaptarse a estas nuevas condiciones para formar grupos multidisciplinarios y desarrollar en conjunto estrategias óptimas, tanto de exploración como de explotación con el fin de maximizar el valor de los hidrocarburos.

En esta área tecnológica se busca desarrollar las capacidades que permitan entender los parámetros que controlan el potencial de producción de los yacimientos y establecer las mejores estrategias de desarrollo considerando una gran diversidad de tipos y condiciones de explotación de los yacimientos. Esta actividad ha sido un factor importante para llevar a cabo una reducción importante en cuanto al costo de producción de los hidrocarburos, y es además la base para incrementar el factor de recuperación de los yacimientos.

La industria petrolera mundial, en gran parte dedicada a la explotación de los hidrocarburos, hoy día tiene los objetivos siguientes:

- a) Reducir costos de producción.
- b) Acelerar el ciclo exploración-producción.
- c) Reducir la incertidumbre y el riesgo en los proyectos.
- d) Incrementar reservas recuperables.
- e) Incrementar productividad de los pozos.
- f) Incrementar las reservas recuperables.

Se hace notar que estos objetivos en un sistema donde se tienen pocos datos de diversa naturaleza, y por lo tanto, también de diversa escala, tienen un alto impacto en la complejidad de los proyectos de yacimientos, por lo que los proyectos de inversión de producción de hidrocarburos se asocian a una alta incertidumbre. La industria petrolera se encuentra actualmente en una etapa importante de desarrollo, donde los avances técnicos en áreas como la sísmica, la perforación, el modelado de los yacimientos y los nuevos sistemas de producción han modificado de forma importante los tiempos y los costos de producción de los yacimientos. Establecer los mejores modelos para conocer sus propiedades permitirá el establecimiento de mejores alternativas de producción y de recuperación de los hidrocarburos, y es por esto que existe un número importante de instituciones, empresas y compañías que trabajan con este objetivo.

La administración eficiente de los yacimientos de aceite y gas a lo largo de su vida productiva no es una tarea sencilla, ya que la aplicación y la integración de diversas tecnologías de subsuelo como la geología, la geofísica, la petrofísica, la ingeniería de yacimientos, las ingenierías de perforación y producción deben de acoplarse de forma efectiva con la ingeniería de superficie, el control de las operaciones de producción, el monitoreo y las disciplinas económicas. Todas estas tecnologías deben estar orientadas a administrar aspectos técnicos y comerciales relacionados con la explotación de los yacimientos.

Las actividades de exploración y producción se organizan en diversas unidades de negocio, que son manejadas de forma independiente sobre las diversas fases de vida de los campos. Estas fases, relacionadas con la cadena de valor de las actividades, inclu-

yen la exploración, el descubrimiento, el desarrollo, la producción y el abandono de los yacimientos. Durante estas fases, diversas combinaciones de tecnologías y habilidades requieren ser aplicadas de forma eficiente para maximizar el valor de los yacimientos.

Las actividades técnicas en exploración y producción requieren cuatro elementos importantes: procesos de trabajo, datos confiables, herramientas y especialistas con altas capacidades. Los procesos de trabajo hacen posible identificar las actividades necesarias que hay que realizar, y permiten el control de calidad y la identificación de su impacto en el negocio. Las herramientas son principalmente el *hardware*, el *software* y los laboratorios especializados que se requieren para obtener datos adicionales, para procesarlos, analizarlos e interpretarlos de forma eficiente.

La administración de yacimientos es la aplicación eficiente de conocimientos y tecnologías con el fin de establecer la estrategia de desarrollo que asegure el máximo beneficio por la explotación del yacimiento en estudio. Esta estrategia considera los siguientes elementos:

- a) La definición de parámetros que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de hidrocarburos.
- b) El desarrollo de modelos numéricos del yacimiento.
- c) La optimización del modelo de producción con un enfoque integral del sistema yacimiento-pozo-instalaciones y el transporte de la producción.
- d) El flujo eficiente de trabajo en todas las etapas del estudio.

El óptimo desarrollo de campos requiere el empleo eficiente y con visión de equipo multidisciplinario de diversas tecnologías, que integran el espectro de las actividades de exploración y producción, tales como: modelado geológico, sísmica, caracterización de yacimientos, simulación numérica de yacimientos, perforación, productividad de pozos, recuperación de hidrocarburos y sistemas e instalaciones de producción. Derivado de que la presente obra se enfoca principalmente en uno de los puntos estratégicos de esta cadena de valor, aquí se trata sólo uno de los elementos de la estrategia de desarrollo mencionados arriba: optimización del modelo de producción con un enfoque integral del sistema yacimiento-pozo-instalaciones y transporte de la producción.

1.1.1 Conceptos relacionados con la productividad de pozos

Para un diseño apropiado de un sistema integral de producción, es importante comprender lo mejor posible los mecanismos de empuje de un yacimiento. El tipo de empuje influye directamente sobre el ritmo de producción y, por lo tanto, sobre el diseño del sistema de producción. Existen en general tres tipos básicos de yacimientos y posiblemente dos o tres combinaciones de ellos. A continuación se describen brevemente cinco tipos de yacimiento.

TIPOS DE YACIMIENTO

Al descubrirse un yacimiento o un campo, se procura recopilar una gran cantidad de información del mismo y se realizan varios estudios de la formación productora, entre

ellos los núcleos y sus correspondientes estudios en el laboratorio, diferentes tipos de registros geofísicos y de producción, muestras del aceite y gas en condiciones originales para realizar análisis *PVT*, pruebas de producción a los pozos y cálculos de los índices de productividad y potencial de los pozos. Se llevan a cabo además varios tipos de análisis de curvas de presión. Todos estos trabajos se realizan con el objetivo de evaluar el potencial petrolero del nuevo descubrimiento y conocer de forma inicial sus características desde el punto de vista de la ingeniería de los yacimientos.

Posteriormente, a través de la perforación de pozos delimitadores en el nuevo yacimiento, se puede conocer mejor su tamaño, en términos del posible volumen original *in situ* que contenga. También se llegan a determinar características adicionales como la profundidad de un contacto aceite-agua si es que existe, de la misma forma que se trata de definir si hay una capa de gas en la parte superior. Con esta información se empieza a identificar el mecanismo natural de producción que puede existir en el yacimiento o la combinación de mecanismos que pudieran tenerse. Esto último es lo que realmente ocurre en la mayoría de los campos.

Existen cinco mecanismos naturales de recuperación primaria en los yacimientos:

- a) Empuje por gas disuelto.
- b) Empuje por la capa de gas.
- c) Empuje por expansión de la roca.
- d) Empuje hidráulico (por efecto del acuífero).
- e) Empuje por segregación gravitacional.

A continuación se describen brevemente algunas de las características de cada uno de estos empujes que se presentan en los yacimientos.

a) Empuje por gas disuelto

En este tipo de empuje en el yacimiento, el principal mecanismo que opera en la formación productora es la expansión del aceite y del gas disuelto originalmente en el mismo. Es decir, el incremento de los volúmenes de fluido durante el proceso de reducción de la presión en el yacimiento es equivalente a la producción que se obtiene. Esto es particularmente cierto en los casos en los cuales el yacimiento es bajo saturado. Es decir, se encuentra a una presión por encima de la presión de saturación o de burbuja, que es como se le conoce. En la Fig. 1.1 se muestra una curva de porcentaje de reducción de la presión original en función de la recuperación en porcentaje del volumen original *in situ* en el yacimiento, en campos donde el empuje dominante es por gas disuelto. Como se puede observar se calcula que en los mejores casos se podría obtener hasta un 22 % del factor de recuperación. Sin embargo hay que tener en cuenta que esta es una gráfica teórica, calculada a través de las ecuaciones de balance de materia, por lo que los factores reales de recuperación podrían ser menores a los que se presentan.

b) Empuje por la capa de gas

En muchos casos de campos descubiertos en el mundo, se determinó que ya existía una capa de gas al inicio de su explotación, por lo que uno de los mecanismos de empuje se sabe que es debido a esta capa de gas. Por otro lado, si el yacimiento ha reducido su

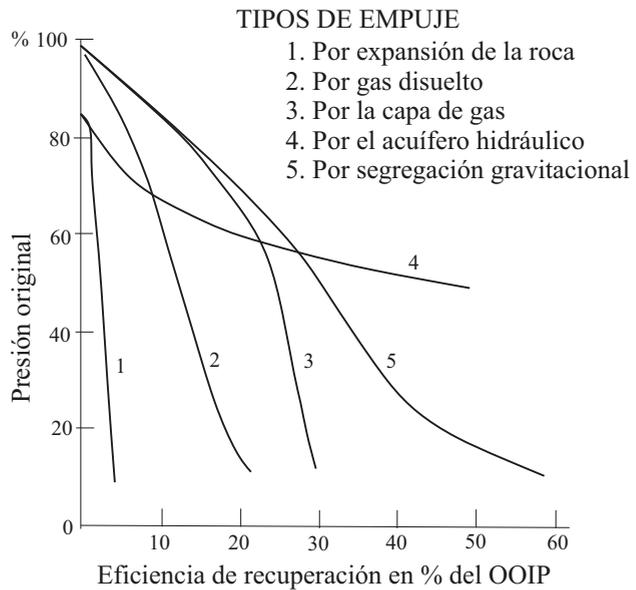


Figura 1.1 Tipos de empuje.

presión original hasta niveles por debajo de la presión de saturación, se dice que el aceite contenido en el mismo se encuentra saturado y, por tanto, se va a empezar a desprender gas libre en la formación. Dependiendo del espesor de dicha formación y del echado (inclinación) que tenga, se puede generar una capa de gas que se conoce como casquete de gas secundario.

El empuje que se genera para producir el aceite debido a la capa de gas descrita, puede llegar a ser el mecanismo preponderante de producción en el yacimiento y en combinación con otros mecanismos de empuje definirá el nivel de factor de recuperación que puede llegar a obtener.

En la Fig. 1.1 se presenta la curva que señala el comportamiento de la reducción de la presión si el yacimiento tiene este empuje en función de la recuperación en porcentaje del volumen original *in situ*. Como se puede observar, en las mejores situaciones se podría obtener un factor de recuperación de casi un 30 %.

c) Empuje por la expansión de la roca

La producción de aceite y gas del yacimiento genera una reducción de la presión de los fluidos en el mismo, lo que a su vez implica un aumento en la presión de sobrecarga en la formación. Este aumento de presión en los granos de la formación causa su compactación, que a su vez podría llevar a ocasionar una subsidencia en la superficie, lo cual se ha observado en algunos campos en el mundo. Por lo tanto, el mecanismo por expansión de la roca, también conocido como mecanismo de compactación, expulsa el aceite y gas debido a la reducción del volumen poroso en el yacimiento. Sin embargo, es importante destacar que este mecanismo sólo es relevante si la compresibilidad de la formación es grande, lo cual sucede en las formaciones constituidas por carbonatos.

El efecto de este mecanismo de empuje se ha determinado mejor en yacimientos más bien superficiales y que se encuentran a menos de 2000 metros de profundidad. En la Fig. 1.1 se muestra cuál podría ser la recuperación si sólo existiera el empuje por expansión de la roca y fluidos en función de la disminución de la presión en el yacimiento. Como se puede observar podría obtenerse cuando mucho un 4 % del factor de recuperación si sólo existiera este empuje en el yacimiento, lo cual es poco probable.

d) Empuje hidráulico (por efecto del acuífero)

El empuje natural por efecto del acuífero, también conocido como empuje hidráulico, ocurre en los yacimientos que tienen un acuífero asociado y se empieza a presentar una vez que se reduce la presión en el yacimiento, lo que permite que el agua en el acuífero se expanda y fluya dentro de la zona de aceite del mismo. Este mecanismo de desplazamiento en los yacimientos, es de los más eficientes, dependiendo del tipo de formación de que se trate. De hecho, los factores de recuperación más altos que se han observado en varios yacimientos alrededor del mundo, casi siempre se han asociado a un empuje hidráulico considerable. Se puede observar en la Fig. 1.1 que este empuje hidráulico es de los más eficientes y permite obtener factores de recuperación de alrededor de 50 % en algunos campos.

e) Empuje por segregación gravitacional

Este empuje no es muy común que se presente en los yacimientos, pero cuando se tiene, es el mecanismo de producción más eficiente que se ha encontrado en los yacimientos alrededor del mundo. Esencialmente está relacionado con el empuje por capa de gas secundaria, ya que la segregación gravitacional se relaciona normalmente con yacimientos de grandes espesores o que tienen un echado considerable. Esto permite que por gravedad los fluidos pesados vayan a ocupar las partes bajas del mismo y que el gas, al ser más ligero, tienda a ocupar la parte superior. Al lograrse dentro de este tipo de yacimientos, la capa de gas opera de manera muy eficiente, ya que hace el efecto de un pistón que empuja el aceite y los fluidos más pesados hacia abajo.

Existen en varios países casos de yacimientos con este tipo de empuje y normalmente se ha logrado obtener de ellos factores de recuperación muy elevados debido a la manera tan eficiente que opera la segregación gravitacional. En la Fig. 1.1 se puede distinguir que en el caso del empuje por segregación gravitacional se podrían obtener factores de recuperación de alrededor del 60 %.

Finalmente se debe recordar, como ya se ha mencionado anteriormente, que rara vez se presenta en los yacimientos sólo uno de estos empujes descritos a lo largo de su vida productiva. Por esta razón las mejores prácticas en la administración de yacimientos tienen que dedicar un esfuerzo y un tiempo considerables para la obtención de información de los mismos, para definir los mecanismos de empuje preponderantes y poder aprovecharlos plenamente, para poder así obtener los mayores factores de recuperación posibles, al menos en la etapa de recuperación primaria.

A continuación se presenta una tabla con el resumen de los principales empujes de acuerdo con sus características.

Tabla 1.1. Características de los yacimientos según sus diferentes mecanismos de empuje.

Tipo de yacimiento	Características	Comportamiento
Yacimientos bajo saturados	Presión del yacimiento	Desciende rápidamente y se estabiliza a un valor bajo.
	Relación gas-aceite producido	Es pequeña o tendiendo a cero (se produce muy poco gas o nada de gas con el petróleo).
	Factor de recuperación estimado	Es menor al 5 % con producción primaria.
Yacimientos con empuje de gas en solución	Presión del yacimiento	Desciende de forma rápida y continua.
	Relación gas-aceite producido	Primero es baja, luego aumenta hasta un máximo, y por último desciende.
	Comportamiento de los pozos	Requiere levantamiento artificial temprano en la vida productiva.
	Factor de recuperación estimado	Es del 5 al 30 %.
Yacimientos bajo empuje por capa de gas	Presión del yacimiento	Disminuye despacio y de forma continua en los pozos altos en estructura.
	Relación gas-aceite producido	Aumenta de forma continua en los pozos altos en la estructura.
	Comportamiento de los pozos	Tiene larga vida productiva (depende del tamaño de la capa de gas).
	Factor de recuperación estimado	Se sitúa entre el 20 y el 40 %.
Yacimientos con empuje de agua	Presión del yacimiento	Permanece alta.
	Relación gas-aceite producido	Permanece baja.
	Producción de agua	Comienza temprano en la vida productiva y aumenta considerablemente.
	Comportamiento de los pozos	Flujo natural hasta que la producción de agua es excesiva.
	Factor de recuperación estimado	Es del 35 al 75 %.

ETAPAS DE EXPLOTACIÓN DEL YACIMIENTO DE ACEITE Y/O GAS

En la ingeniería en general se considera que existen tres etapas de explotación en la vida de los yacimientos:

Primaria. Esta etapa comienza desde el inicio de la explotación de un campo o yacimiento y es aquella en la cual se aprovecha la energía natural con la que cuenta el campo. En esta etapa se puede considerar el empleo de tecnologías en el pozo, como tipos diversos de sistemas artificiales de producción, fracturación hidráulica de la formación, así como el empleo de pozos horizontales o multilaterales en el área de perforación.

Secundaria. Durante esta etapa el objetivo es inyectar al yacimiento energía adicional, ya sea a través de inyección de agua o de gas natural. Ambos procesos permiten el mantenimiento de la presión o sirven como métodos de desplazamiento de fluidos dentro del yacimiento. Durante esta etapa también se pueden emplear tecnologías como sistemas artificiales de producción, fracturación hidráulica de la formación y pozos horizontales y/o multilaterales.

Mejorada. Es en esta etapa para continuar la explotación de un campo o yacimiento se requiere la implantación de otros métodos con el fin de aumentar los factores de recuperación de aceite y gas. Dichos métodos pueden ser térmicos, como la inyección de vapor o la inyección de aire para generar una combustión *in situ* en el yacimiento, pueden ser químicos, como la inyección de polímeros o surfactantes, para reducir la tensión interfacial, o pueden ser gases miscibles, como CO₂, gases enriquecidos, gases exhaustos o nitrógeno, considerando que este último puede ser un proceso miscible o inmisible.

Hay que reconocer que en el caso de algunos yacimientos no es fácil identificar estas tres etapas. Es más, en ciertos yacimientos se ha encontrado que no existió la etapa primaria y fue necesario pasar a la secundaria e incluso a la mejorada, sin haber pasado por las anteriores. Un buen ejemplo de estos casos es el de yacimientos de aceite muy pesado y viscoso que no pudieron ser producidos en su etapa primaria ni secundaria y sólo se obtuvo aceite de ellos a través de la inyección de vapor. Este caso se consideraría ya la etapa de recuperación mejorada.

Adicionalmente a los tipos de yacimientos, de acuerdo a sus correspondientes fuerzas impulsoras, es necesario conocer algunos conceptos generales de ingeniería de yacimientos, tales como las propiedades del yacimiento mismo, como heterogeneidades, anisotropía, discontinuidades y fronteras que afectan al rendimiento de pozos verticales, horizontales y de arquitectura compleja. Es esencial entender la historia geológica que precede a la presente acumulación de hidrocarburos.

A continuación se resumen algunos de los conceptos fundamentales de la ingeniería de yacimientos relacionados con la productividad de pozos. Todos ellos se describen con más detalle en el Apéndice A de este libro:

- a) **Porosidad.** Se trata de un indicador de la cantidad de fluido en el lugar y es esencial para la clasificación de los yacimientos. La obtención del valor de esta variable en la actualidad lleva a cabo de diversas maneras a través de la medición de la resistividad de la formación eléctrica. Ya que se conoce que las salmueras

de formación son buenos conductores de electricidad, es decir, tienen resistividades pobres, y que los hidrocarburos son lo contrario, una medida de esta propiedad eléctrica en una formación porosa de altura suficiente puede detectar la presencia de hidrocarburos. La combinación de la porosidad, el espesor neto del yacimiento, y las saturaciones son esenciales para decidir si un yacimiento es potencialmente atractivo o no lo es. Estas variables pueden permitir la estimación de hidrocarburos cerca del pozo.

- b) **Espesor.** Describe el espesor del medio poroso que está comunicado hidráulicamente y contenido entre dos estratos. Estos estratos se consideran impermeables.
- c) **Saturación de fluidos.** Controla la producción de los hidrocarburos, y es la saturación de fluidos, gas y aceite, que nunca están solos en el espacio poroso. Siempre está presente el agua, y por consiguiente compite con la producción de aceite. Las fuerzas electrostáticas y la acción de la tensión superficial generan las diferentes mojabilidades, las cuales pueden cambiar, usualmente con consecuencias perjudiciales. Si el agua está presente pero no fluye, la correspondiente saturación de agua se conoce como connata o intersticial. Saturaciones de agua mayores a este valor se traducirían en el libre flujo de agua a través del medio poroso y competirían con los hidrocarburos.
- d) **Fluidos producidos,** mezcla de hidrocarburos de muchos componentes, que son divididos en aceite y gas, como resultado de la inyección de fluidos, la perforación, la estimulación u otra actividad. Son consecuencia de la preferencia de una roca para la entrada de fluidos al pozo.
- e) **Clasificación de yacimientos de acuerdo a su diagrama de fases.** Todas las mezclas de hidrocarburos se pueden describir mediante un diagrama de fases tal como se muestra en la Fig. 1.2. En ella se ilustran las gráficas p en función de T en diferentes tipos de yacimiento. Un punto concreto es el punto crítico, donde las propiedades de líquido y de gas convergen. Para cada temperatura inferior a la temperatura crítica (a la izquierda de cada gráfica de la Fig. 1.2) existe una presión llamada la presión del *punto de burbuja*, por encima de la cual sólo el líquido (aceite) está presente, y por debajo de ella, el gas y el líquido coexisten (región de dos fases). Para presiones inferiores, a temperatura constante, se libera más gas. Los yacimientos que se encuentran por encima de la presión del punto de burbuja se llaman yacimientos *bajo saturados*. Si la presión inicial del yacimiento es igual o menor que la presión del punto de burbuja, o si se permite que el pozo fluya a presión de fondo para estar en un valor de esta magnitud, incluso si la presión del yacimiento inicial está por encima del punto de burbuja, al menos se forma el gas libre y es probable que fluya en el yacimiento. Este tipo de yacimiento se conoce como *dos fases* o *saturado*.

Cada yacimiento de hidrocarburos tiene un diagrama de fase característico, un resultado físico y propiedades termodinámicas. Estas propiedades se miden generalmente en el laboratorio con las pruebas realizadas en las muestras de líquidos obtenidos a partir del pozo de una manera altamente especializada. Las propiedades termodinámicas de los fluidos provenientes de un pozo petrolero se conocen colectivamente como propiedades *PVT* (presión-volumen-temperatura).

Características		Yacimiento de gas y condensados				
		Gas seco	Gas húmedo	Gas y condensados	De alto encogimiento (aceite volátil)	Yacimiento de aceite y gas disuelto (aceite negro)
Diagrama de Fase						
Temperatura			$T_y >$	$T_c < T_y <$	$T_y \leq T_c$	$T_y < T_c$
Punto crítico			Cricondenbarma	Cricondenbarma	P.C. cercano a la Cricondenbarra	P.C. a la derecha de la Cricondenbarra
Estado en el yacimiento		P_y nunca entra a la región de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso	P_y nunca entra a la región de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso	Si $P > P_r @ T_y$ Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_r @ T_y$ Yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > P_b @ T_y$ Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b @ T_y$ Yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > P_b @ T_y$ Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b @ T_y$ Yacimiento Saturado [2 fases]
Curvas de calidad		Casi pegados a la línea de puntos de burbuja	Más pegados a la línea de puntos de burbuja	Tienden a pegarse a la línea de puntos de burbuja	Más separados de la línea de rocío	Muy pegado a la línea de puntos de rocío
Singularidades				Fenómenos retrógrados		
Producción en superficie		Dentro de la región (1 fase)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)
Composición		Casi puros componentes ligeros la mezcla original	Pequeñas cantidades de intermedios en la mezcla original	Regulares cantidades de intermedios en la mezcla original	Grandes cantidades de intermedios en la mezcla original	Grandes cantidades de pesados en la mezcla original
RGAs $\left[\frac{m^3}{m^3} \right]$		< 20000	$10000 - 20000$	$500 - 15000$	$200 - 1000$	< 200
Densidad líquido $\left[\frac{gr}{cm^3} \right]$		$> 0,75$	$0,80 - 0,75$	$0,80 - 0,75$	$0,85 - 0,75$	$> 0,85$

Figura 1.2 Diagramas de fase de acuerdo con los tipos de yacimiento y sus principales características.

- f) **Extensión areal.** Las conclusiones favorables sobre la porosidad, la altura del yacimiento, las saturaciones de fluidos y la presión, que implica distribución de fase de un yacimiento, en base a mediciones individuales, son insuficientes tanto para la decisión de desarrollar un campo como para el establecimiento de un mecanismo apropiado en el esquema de explotación. Los avances en 3D y las técnicas de sísmica de pozo, en combinación con las pruebas de los pozos, puede aumentar en gran medida la región donde el conocimiento de las dimensiones del yacimiento (con la altura, la porosidad y las saturaciones) es posible. También se pueden detectar discontinuidades y hallar sus respectivas ubicaciones.

A medida que más pozos son perforados, la información adicional puede mejorar aún más el conocimiento de las peculiaridades del yacimiento y sus límites. La extensión del área es fundamental en la estimación del aceite (*oil*) o gas *in situ*. El volumen de hidrocarburos en el yacimiento es:

$$V_{hc} = A\phi(1 - S_w)h, \quad (1.1)$$

donde A es la extensión del área en la h , que es el espesor del yacimiento en pies, ϕ es la porosidad, y S_w es la saturación de agua. Por lo tanto, $(1 - S_w)$ es la saturación de hidrocarburos. La porosidad, la altura y la saturación puede, por supuesto, variar dentro de la extensión del área del yacimiento.

- g) **Permeabilidad.** La presencia de una porosidad sustancial por lo general, aunque no siempre, implica que los poros estarán interconectados. Por lo tanto el medio poroso también es permeable. La propiedad que describe la capacidad de los fluidos a fluir en el medio poroso es la permeabilidad. En determinadas litologías, por ejemplo, las areniscas, una porosidad más grande se asocia con una permeabilidad más grande. En otras litologías, por ejemplo, las tizas, hay porosidades muy grandes, a veces más de 0,4, y no están necesariamente asociadas proporcionalmente con gran permeabilidad. Las correlaciones de porosidad con la permeabilidad se deben utilizar con un grado considerable de precaución, sobre todo cuando se pasa de una a otra litología. Para los cálculos de ingeniería de producción estas correlaciones rara vez son útiles, excepto cuando se considera la estimulación de la matriz. La relación de la permeabilidad entre la viscosidad es conocida como la movilidad del fluido.

1.1.2 Proceso de producción de un pozo

El proceso de producción en un pozo de aceite y/o gas comienza desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. Antes de mostrar el sistema completo de producción se describen de forma sucinta los elementos que lo componen:

- 1) **El yacimiento.** Consta de una o varias unidades de flujo geológicas interconectadas. Si bien la forma de un pozo y convergencias de flujo han creado en el pasado el concepto de configuración de flujo radial, técnicas modernas como la sísmica 3D, los nuevos registros y las pruebas de pozos permiten una descripción más precisa de la forma de una unidad de flujo geológico y del carácter de la producción.

Esto es particularmente cierto en la identificación de los límites laterales y verticales y en las heterogeneidades inherentes.

Una descripción adecuada del yacimiento, incluyendo el alcance de las heterogeneidades, las discontinuidades y las anisotropías, es estrictamente necesaria y más aún después de la aparición de pozos horizontales y sus arquitecturas complejas con longitudes totales de exposición al yacimiento de miles de metros. Ya que los problemas de posibles heterogeneidades laterales o discontinuidades (fallas sello), límites verticales (lentes de esquisto) y anisotropías (permeabilidades) se vuelven críticos cuando se perforan pozos horizontales y complejos, el encuentro de las discontinuidades laterales (incluyendo el agotamiento de la presión heterogénea causada por los pozos existentes) tiene un gran impacto en la producción.

- 2) **La zona cercana al pozo, el frente de la formación y la terminación del pozo.** La zona que rodea un pozo es importante. En primer lugar, incluso sin ninguna alteración hecha por el hombre, el flujo radial convergente de fluidos resulta en una caída de presión considerable alrededor del pozo. En segundo lugar, todas las actividades intrusivas tales como la perforación, la cementación o la terminación del pozo ciertamente alteran las condiciones del yacimiento cercanas al pozo. Esto suele ser perjudicial y no es extraño que en algunos casos el 90 % de la caída total de presión en el yacimiento pueda ser consumida en una zona a pocos metros de distancia desde el pozo. La estimulación matricial está diseñada para recuperar o incluso mejorar la permeabilidad cercana al pozo. Hay un daño asociado incluso con la estimulación, el efecto neto que se espera que sea beneficioso. La fracturación hidráulica es hoy una de las técnicas de terminación de pozos más ampliamente practicadas y altera la manera en que los fluidos fluyen hacia el pozo. Uno de sus efectos más importantes es que el daño asociado en la vecindad del pozo se elimina.
- 3) **El pozo.** La entrada de los fluidos en el pozo después de su trayectoria de flujo a través del medio poroso, la región vecina al pozo (zona alterada), y el conjunto de terminación requieren que se eleven a través del pozo hasta la superficie. Por todo ello es necesario un gradiente de presión entre el fondo del pozo y la cabeza del pozo. El gradiente de presión consiste en la diferencia de energía potencial (presión hidrostática) y la caída de presión por fricción. La primera depende de la profundidad del yacimiento, y esta última depende de la longitud del pozo. Si la presión de fondo es suficiente para levantar los fluidos a la superficie, entonces el pozo se considera naturalmente fluente. De lo contrario, es necesario el levantamiento artificial de los fluidos. Por ejemplo, la elevación de fluidos de forma mecánica, es decir, la energía requerida, puede ser suministrada a través de una bomba. Otra técnica que se utiliza es la reducción de la densidad del fluido en el pozo y por lo tanto la reducción de la presión hidrostática, lo que se logra mediante la inyección de gas en el lugar o lugares designados a lo largo del pozo. Este concepto se conoce como *gas lift*, o lo que es lo mismo, levantamiento de aceite por gas (*LAG*).
- 4) **Instalaciones superficiales o equipo de superficie.** Una vez que los fluidos alcanzan el nivel de la superficie es probable que se conduzca hacia un colector, también conocido como múltiple (*manifold*), conectado a un determinado número de pozos. Los fluidos producidos del yacimiento generalmente consisten en una mezcla de

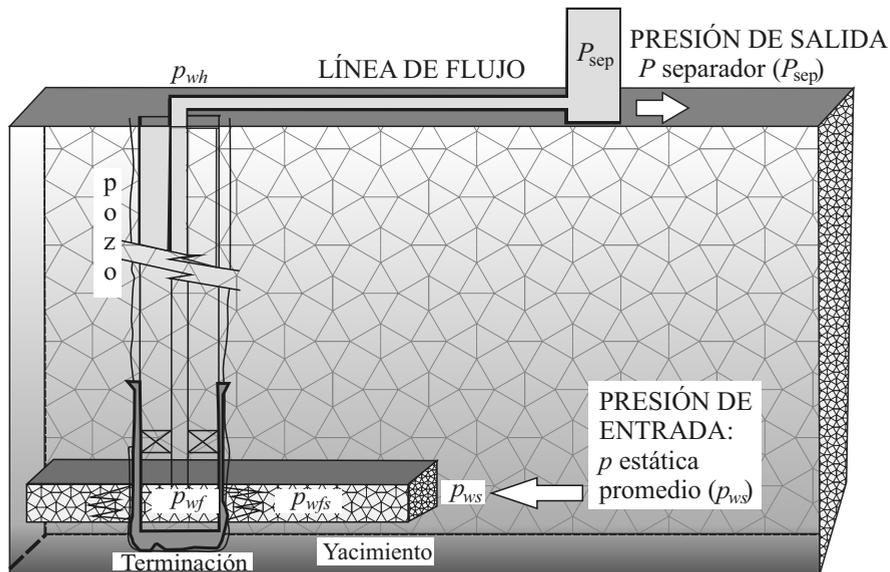


Figura. 1.3 Proceso de producción de un pozo.

aceite, gas y agua. En el segundo caso, incluso si la presión de fondo fluente es mayor que la presión del punto de burbuja es probable que el gas salga de la solución a lo largo del pozo. Esta mezcla de aceite, gas y agua comúnmente no es transportada grandes distancias, por lo que se requiere que la separación de fases ocurra en instalaciones para tal efecto y que se ubique en las proximidades de los pozos. Una excepción que se está volviendo cada vez más común se produce en algunos campos costa afuera, donde la producción de pozos submarinos, o a veces la producción mezclada de varios pozos, puede ser transportada grandes distancias antes de que se lleve a cabo la separación de fases.

Por último los fluidos separados son transportados o almacenados. En el caso del agua de formación es por lo general reinyectada en el subsuelo a través de un pozo de inyección. La Fig. 1.3 ilustra el proceso de producción completo con cuatro componentes claramente identificados: el yacimiento, la terminación, el pozo y la línea de flujo superficial. Existe una presión de referencia de los fluidos que corresponde a la presión a la cual se inicia dicho proceso, la presión estática del yacimiento, p_{ws} , a veces también llamada presión media del yacimiento, p_y , y una presión final o de entrega, que en algunos casos corresponde a la presión de salida del separador en la estación de flujo, p_{sep} , o bien, a la presión del tanque de almacenamiento, que corresponde a la presión atmosférica.

El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia r_e del pozo donde la presión es p_{ws} y viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del agujero, r_w , donde la presión es p_{wfs} . En esta sección el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo ($k_o h$), presente restricciones en las cercanías del agujero (daño, s) y el fluido ofrezca resistencia al flujo (μ_o). Como más grande sea el agujero, más grande será el área de comunicación entre el yacimiento y el

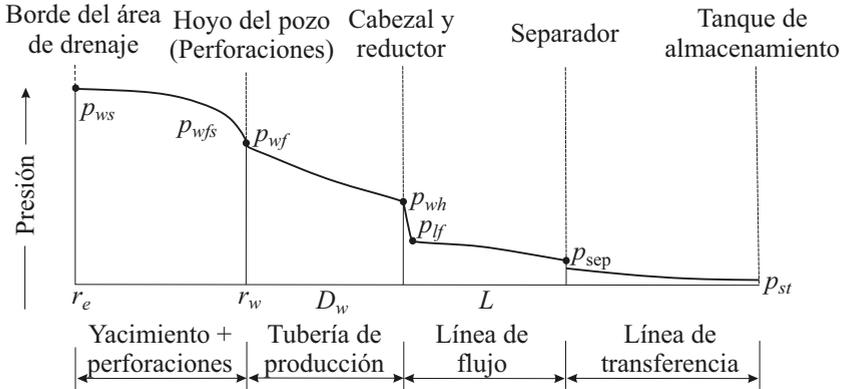


Figura. 1.4a Pérdidas de energía en el proceso de producción.

pozo, aumentando con ello el índice de productividad del pozo. Al atravesar la terminación del pozo, los fluidos entran al fondo del pozo con una presión p_{wf} .

En el interior del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción en las paredes internas de la tubería. En el cabezal la presión resultante se identifica como p_{wh} . La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente (véase la Fig. 1.4a y 1.4b), depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del gasto transportado, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie.

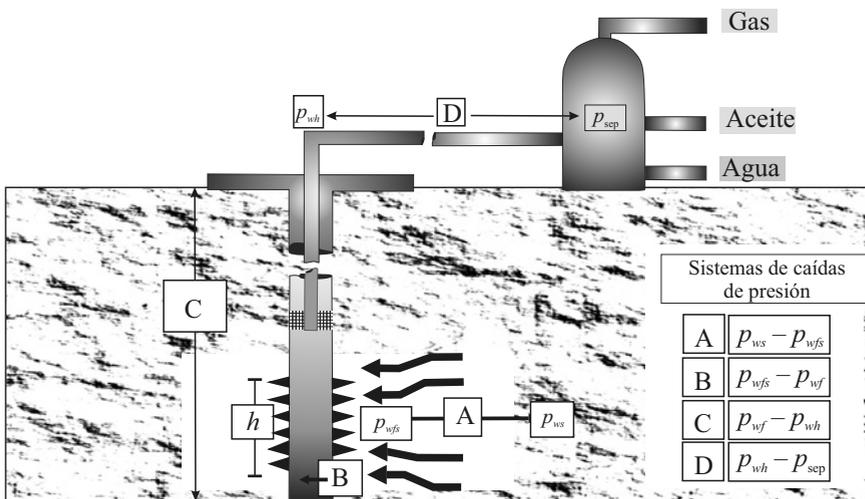


Figura 1.4b Representación esquemática de las pérdidas de presión del sistema de producción.

1.2 Ingeniería de producción y funciones del ingeniero de producción

La producción de aceite y gas natural involucra dos sistemas muy diferentes pero íntimamente relacionadas: (a) el yacimiento, que es un medio poroso con características de almacenamiento y flujo único; y (b) las estructuras artificiales, que incluyen el pozo, desde el fondo de pozo, y los elementos que conforman la cabeza del pozo, así como la línea de descarga, separación y almacenamiento de fluidos. El ingeniero de producción¹ es el profesional de ingeniería petrolera que tiene a su cargo la maximización de la producción (o inyección) de una manera razonable y rentable. En las dos últimas décadas se han incrementado de forma sobresaliente las mejores prácticas en la producción de hidrocarburos en todo el mundo. Encabezadas por la fracturación hidráulica se ha incrementado por diez en dólares constantes, convirtiéndose en la segunda partida presupuestaria más importante de la industria, justo por detrás de la perforación. La arquitectura compleja de los pozos horizontales, mucho más elaborada que en los pozos verticales, ha evolucionado también considerablemente y se ha convertido en una herramienta fundamental en la explotación de yacimientos. En la práctica uno o más pozos pueden estar involucrados, pero el distintivo del ingeniero de producción, a diferencia por ejemplo del ingeniero de yacimientos, es el enfoque que se centra usualmente en pozos específicos con un objetivo a corto plazo haciendo énfasis en la optimización de la producción o de la inyección. En comparación el ingeniero de yacimientos tiene una visión a largo plazo y se centra principalmente en la recuperación de los hidrocarburos. Puede existir eventualmente conflicto en la industria, sobre todo cuando las compañías petroleras internacionales tienen por objetivo acelerar y maximizar la producción y tienen que trabajar para nuestra empresa petrolera nacional y tienen como principales objetivos administrar reservas y estrategias de explotación a largo plazo. Las tecnologías y métodos de aplicación de ingeniería de producción se relacionan directamente e interdependientemente con otras áreas importantes de la ingeniería de petrolera, tales como la evaluación de la formación, la perforación, y la ingeniería de yacimientos. Algunas de las interacciones más importantes se resumen a continuación:

- La evaluación de la formación moderna proporciona una descripción completa del yacimiento a través de la sísmica tridimensional, la correlación entre los registros geofísicos y las pruebas, tanto de trazadores como de variación de presión. Tal descripción conduce a la identificación de las unidades geológicas de flujo, cada una con características específicas. Las unidades de flujo conectadas conforman el yacimiento.

¹ Para un buen desempeño de su actividad profesional, es necesario que el ingeniero de producción comprenda lo mejor posible el comportamiento de los parámetros que controlan la producción de hidrocarburos, así como también las características del sistema. Se recomienda al lector revisar los conceptos de este mismo capítulo, Sección 1.1, así como el Apéndice A, para más detalle. Y para revisar los conceptos a mayor profundidad ver por ejemplo, Amix (1960), Craft y Hawkins (1991) y Dake (1998).

- La perforación crea el pozo, que es lo más importante. Con el advenimiento de la tecnología de perforación direccional es posible imaginar muchas configuraciones de pozos controlables, incluyendo pozos con secciones horizontales muy largas, multilaterales, de varios niveles, y pozos ramificados, dirigidas a las unidades de flujo individuales.
- La ingeniería de yacimientos en su sentido más amplio se traslapa con la ingeniería de producción en cierto grado. Con frecuencia no se identifica claramente la línea de separación tanto en el contexto del estudio (un solo pozo contra múltiples) como en la duración de tiempo de interés (a largo plazo frente a corto plazo). El comportamiento de un solo pozo es sin lugar a dudas el objeto del ingeniero de producción, y este puede servir como una condición de frontera en el estudio del campo (a largo plazo) por el ingeniero de yacimientos. Por el contrario, los resultados de los cálculos de balance de materia o de la simulación de yacimientos definen con mayor profundidad o perfeccionan las predicciones de la productividad de pozos y permiten así la toma de decisiones más fundamentadas de ingeniería de producción.

Una vez que un pozo está listo para producir, los ingenieros de producción deben comenzar las tareas para maximizar la recuperación de fluidos que se encuentran en el yacimiento. Algunos yacimientos pueden permitir que los fluidos se muevan libremente, facilitando así la recuperación de los mismos. La energía presente en un yacimiento dado, va a depender de los tipos de empuje que estén activos, los cuales pueden ser un empuje por la expansión roca-fluidos, un empuje por gas disuelto liberado, un empuje por casquete de gas, una segregación gravitacional, un empuje hidráulico y un empuje combinado. Los pozos en los que la energía del yacimiento puede vencer las caídas de presión a lo largo de sistema integral de producción, *SIP*, y permite el transporte de los fluidos hasta la superficie se llaman pozos fluyentes.

También está el caso en el que el yacimiento no cuenta con la energía suficiente para llevar los fluidos a la superficie, por lo que se han desarrollado distintas técnicas que proveen una energía externa al yacimiento, para ayudarlo a vencer las caídas de presión a lo largo del *SIP* después de los disparos, es decir a nivel pozo, las mismas que reciben el nombre genérico de *sistemas artificiales de producción (SAP)*. Lo anterior no quiere decir que un pozo no debe fluir con la energía propia del yacimiento para que sea aplicado un *SAP*, ya que aunque sea fluyente, la implementación de un *SAP* es de gran ayuda para optimizar la producción. Además, los *SAP* tienen la ventaja de que no se requieren grandes gastos, comparados con la implementación de pozos inyectores e instalaciones en general usadas en métodos de recuperación secundaria o mejorada, como inyección de vapor, combustión *in situ*, etc. En este texto no se aborda este tipo de sistemas.

Para que un pozo petrolero sea explotado de manera óptima pero racional, sin tener que elegir entre una larga vida productiva del pozo y un periodo muy productivo corto, los ingenieros de producción deben dictar ciertos lineamientos sobre cómo debe producir un pozo. Para ello se requiere visualizar claramente y de forma integral el comportamiento de los fluidos dentro de la formación a lo largo de la tubería y en superficie. Las tasas de producción deben establecerse con base tanto en un enfoque técnico como económico, esto es, conociendo las características del yacimiento y del