



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

EVALUACIÓN INTEGRAL DEL EFECTO DE DAÑO EN LA FORMACIÓN

TESIS PROFESIONAL QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO PETROLERO PRESENTA: ISAAC MENDOZA LÓPEZ

DIRECTORA DE TESIS: DRA. JETZABETH RAMIREZ SABAG



MÉXICO, D.F.

NOVIEMBRE 2000

280370



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



ESTADOS UNIDOS MEXICANOS  
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-506

**SR. ISAAC MENDOZA LOPEZ**  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Dra. Jetzabeth Ramírez Sabag y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**EVALUACION INTEGRAL DEL EFECTO DE DAÑO EN LA FORMACION**

- I INTRODUCCION**
  - II ANTECEDENTES**
  - III FACTORES QUE ORIGINAN LA PRESENCIA DEL DAÑO EN LA FORMACION**
  - IV DISCRETIZACION DEL DAÑO PRESENTE EN LA FORMACION**
  - V MEDIDAS PARA PREVENIR Y CORREGIR EL DAÑO EN LA FORMACION**
  - VI EJEMPLO DE APLICACION**
  - VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- NOMENCLATURA**  
**BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

**"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"**

Cd. Universitaria, a 25 de abril de 2000

EL DIRECTOR

  
**ING. GERARDO FERRANDO BRAVO**

GFB\*RLLR\*gtg

P

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

***EVALUACIÓN INTEGRAL DEL EFECTO DE DAÑO EN LA  
FORMACIÓN***

TESIS PRESENTADA POR:

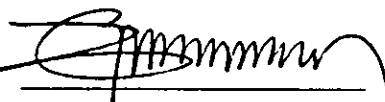
ISAAC MENDOZA LÓPEZ  
No. CTA. 8618040-7

DIRIGIDA POR:

DRA. JETZABETH RAMÍREZ SABAG

**JURADO DEL EXÁMEN PROFESIONAL:**

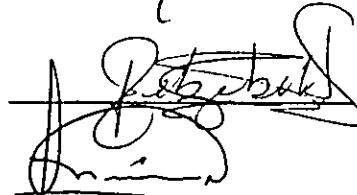
PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS



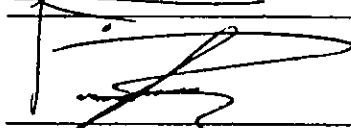
SECRETARIO: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA



VOCAL: DRA. JETZABETH RAMÍREZ SABAG



1° SUPLENTE: M. I. NESTOR MARTÍNEZ ROMERO



2° SUPLENTE: ING. JESÚS RODRÍGUEZ ROMAN

MÉXICO D. F., NOVIEMBRE DEL 2000

## **AGRADECIMIENTOS**

### ***A DIOS:***

Por darme la existencia y  
permitirme ser parte de su  
creación, a quien debo todo lo  
que soy.

### ***A MIS PADRES:***

**SERAFÍN Y ALICIA**

A quienes me han heredado el tesoro más valioso  
que pueda dársele a un hijo

A quienes sin escatimar esfuerzos  
me han formado y educado

A quienes la ilusión de su existencia ha sido  
verme convertido en persona de provecho

A quienes solo me resta decir

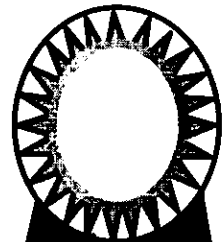
Gracias Hoy y Siempre

### ***A MIS HERMANOS:***

**HÉCTOR, LETICIA, ELISEO, SONIA, LIZETH Y  
M. ANGEL**

Éste logro en parte importante es gracias a ustedes,  
espero que lo disfruten tanto como yo y que les sirva  
como un aliciente más para que logren sus metas.

Gracias por permitirme ser parte de Ustedes.





A la máxima casa de Estudios,  
mi Alma Mater,  
La Universidad Nacional Autónoma de México,  
mi segundo hogar,  
por quién portaré y enalteceré orgullosamente el  
título de Universitario.

A la institución tan querida y respetada,  
la Facultad de Ingeniería  
por permitirme en sus instalaciones y  
prepararme para ser un profesional  
comprometido con México,  
al brindarme el tesoro y las armas más valiosas:  
El Conocimiento

A los profesores que a lo largo de mi trayectoria  
he tenido el agrado de conocer,  
por su encomiable labor,  
especialmente a los profesores de la  
Facultad de Ingeniería,  
pero en forma particular a los Sinodales por su  
valioso tiempo dedicado a la revisión  
de éste trabajo



**Finalmente a los demás miembros de mi familia y a todos mis amigos, que de alguna u otra forma me han apoyado incondicionalmente en la consecución de éste objetivo, disculpándome de antemano por abstenerme a nombrarlos, tratando de evitar herir susceptibilidades, pues se me escaparían algunos nombres por tratarse de una lista inmensa, pero teniendo la certeza de que se los haré saber personalmente.**

**Nunca digas todo lo que sabes  
nunca hagas todo lo que puedes  
nunca creas todo lo que oyes  
nunca gastes todo lo que tienes**

**Porque quién dice todo lo que sabe  
hace todo lo que puede  
cree todo lo que oye  
y gasta todo lo que tiene**

**Un día dirá lo que no sabe  
hará lo que no debe  
juzgará lo que no ve  
y gastará lo que no tiene**

***Inscripción en las ruinas de Persépolis***

# CONTENIDO

## CONTENIDO

<b>CAPÍTULO 1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO 2</b>	<b>ANTECEDENTES</b>	<b>3</b>
2.1.	Sistema Integral de Producción	3
2.1.1.	El Yacimiento	4
2.1.2.	La Composición Mineralógica	7
2.1.3.	La Porosidad	8
2.1.4.	La Permeabilidad	10
2.1.5.	Presión y Fuerza Capilar	13
2.1.6.	La Viscosidad	15
2.1.7.	La Densidad	15
2.1.8.	La Saturación	16
2.1.9.	El Equipo Superficial	16
2.1.10.	Ingeniería de Producción	18
2.2.	Comportamiento del Yacimiento	20
2.2.1.	Ecuaciones de Comportamiento de Afluencia al Pozo	21
2.2.2.	Perfiles de Presión del Yacimiento	25
2.2.3.	Índice de Productividad	27
2.2.4.	Alteración de la Permeabilidad	28
2.2.5.	Eficiencia de Flujo	30
2.3.	Daño a la Formación	32
2.4.	Cálculo del Factor de Daño a partir de Pruebas de Presión	40
2.4.1.	Cálculo del Factor de Daño a partir del Análisis de Pruebas de Variación de Presión por Métodos Convencionales	41
2.4.2.	Cálculo del Factor de Daño a partir del Ajuste de Curvas Tipo para Pozos No Fracturados y Naturalmente Fracturados	45
2.4.3.	Cálculo del Factor de Daño por Medio de Parámetros Obtenidos a partir de las Curvas Tipo para Pozos Fracturados	49



<b>CAPÍTULO 3</b>	<b>FACTORES QUE ORIGINAN LA PRESENCIA DEL DAÑO EN LA FORMACIÓN</b>	<b>58</b>
3.1.	Mecanismos que Gobiernan el Daño en la Formación	58
3.1.1	Reducción de la Permeabilidad de la Formación	59
3.1.2	Reducción de la Permeabilidad Relativa al aceite	59
3.1.3	Alteración de la Viscosidad de los Fluidos	60
3.2.	Origen del Daño	61
3.2.1	Durante la Perforación del Pozo	61
3.2.2	Durante la Introducción y Cementación de Tuberías de Revestimiento	62
3.2.3	Durante la Terminación del Pozo	63
3.2.4	Durante la Estimulación de Pozos	65
3.2.5	Durante la Limpieza del Pozo	66
3.2.6	Durante la Reparación del Pozo	66
3.2.7	Durante la Inyección de Agua	66
3.2.8	Durante la Inyección de Gas	67
3.2.9	Durante la Producción de Hidrocarburos	68
3.3.	Efectos del Daño Asociado a las Operaciones a que se Someten los Pozos	68
3.3.1	Daño por Invasión de Fluidos	69
3.3.1.1.	Hinchamiento de Arcillas	69
1.	Definición de Arcillas	69
2.	Presencia de las Arcillas en las Rocas Sedimentarias	69
3.	Propiedades Físicas y Químicas de las Arcillas	71
4.	Mecanismos de Hinchamiento y Dispersión de Arcillas	72
5.	Problemas por las Arcillas en el Yacimiento	74
3.3.1.2.	Migración de Finos	78
3.3.1.3.	Bloqueo por Agua	78
3.3.1.4.	Formación de Emulsiones	78
3.3.1.5.	Cambios de Mojabilidad	78
3.3.1.6.	Invasión de Fluidos Viscosos	79
3.3.1.7.	Precipitación Secundaria	79
3.3.2	Daño por Invasión de Sólidos	79
3.4.	Efectos del Daño Asociado al Flujo No Darciano Durante la Producción de los Hidrocarburos	81

3.4.1 Incrustaciones inorgánicas	81
3.4.2 Depósitos Orgánicos	81
3.4.3 Depósitos Mezclados	82
3.4.4 Condensación Retrógada	82
3.4.5 Migración de Finos	82
<b>CAPÍTULO 4 DISCRETIZACIÓN DEL DAÑO PRESENTE EN LA FORMACIÓN</b>	<b>83</b>
4.1. Daño Debido a la Alteración de la Permeabilidad Próxima a la Pared del Pozo	83
4.2. Daño Debido a la Penetración Parcial y Flujo Restringido	85
4.3. Daño Asociado al Flujo a Alta Velocidad	92
4.4. Daño Debido a la Penetración, Geometría y Densidad de los Disparos	102
4.5. Daño Asociado a la Producción de Arena	115
4.6. Daño Debido al Bloqueo por Condensación de Hidrocarburos	122
4.7. Daño Asociado al Efecto de la Inclinación del Pozo	125
<b>CAPÍTULO 5 MEDIDAS PARA PREVENIR Y CORREGIR EL DAÑO EN LA FORMACIÓN</b>	<b>134</b>
5.1. Prevención del Daño en la etapa de Perforación del Pozo	135
5.1.1 Control del Filtrado del Fluido de Perforación	135
5.1.2 Control de la Invasión de Sólidos	136
5.1.3 Control Durante la Cementación de la Tubería	136
5.1.4 Control de las Presiones Durante la Perforación	137
5.1.5 Empleo de la Perforación “Bajobalance”	139
5.2. Prevención del Daño en la Etapa Terminación y/o Reparación del Pozo	140
5.2.1 Control de la Invasión de los Fluidos de control	140
5.2.2 Adecuada Perforación de la Tubería de Revestimiento	142
5.2.3 Selección Adecuada del Aparejo de Producción	143
5.2.4 Control de Flujo Durante las pruebas de Producción	143
5.2.5 Diseño Adecuado del Empaque de Grava en la producción de Hidrocarburos Asociado con Arena	143

5.3.	Medidas para Corregir la Presencia del Daño en la Formación	144
5.3.1	Estimulaciones	144
5.3.2	Fracturamientos	146
5.4.	Empleo de Agentes en la Corrección del Daño	147
5.4.1	Métodos empleados durante la construcción y acondicionamiento del pozo	147
5.4.2	Métodos empleados durante la vida productiva del pozo	148
5.4.3	Métodos empleados en la Solución de Estabilización de Arcillas	149
 <b>CAPÍTULO 6 EJEMPLO DE APLICACIÓN</b>		 152
6.1.	Recopilación de la Información	152
6.1.1	Etapa de Perforación	152
6.1.2	Avance de la Perforación	154
6.1.3	Análisis de Núcleos Recuperados	155
6.1.4	Etapa de Terminación y Operaciones Realizadas al Pozo	156
6.1.5	Información del Pozo y de la Formación	156
6.1.6	Análisis de Pruebas PVT	157
6.1.7	Estado Mecánico del Pozo	158
6.2.	Registros Geofísicos	158
6.3.	Análisis de los Disparos	159
6.3.1	Resultados obtenidos del Análisis de Disparos	160
6.4.	Análisis de la Información	162
6.5.	Discretización del Daño	163
6.5.1	Daño Asociado a la Alteración de la Permeabilidad	163
6.5.2	Daño Asociado a los Disparos	163
6.5.3	Daño Asociado a la Penetración Parcial y Flujo Restringido	164
6.5.4	Daño Asociado a la Inclinación del pozo	166
6.5.5	Factores de Daño NO Incluidos en la Discretización	167
6.5.6	Daño Total Calculado para el ejemplo de Aplicación	167
6.6.	Simulación, Diseño y Tratamiento de Estimulación Aplicado del Pozo	169
6.6.1	Simulación de la remoción del Daño	169
6.6.2	Diseño del tratamiento de estimulación propuesto	171

6.6.3 Tratamiento de Estimulación realizado al Pozo	173
6.6.4 Evaluación del tratamiento de Estimulación realizado en el Pozo	174
<b>CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	175
<b>NOMENCLATURA</b>	177
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	184

# CAPITULO 1

## “INTRODUCCIÓN”

La industria del petróleo como bastión de la economía mexicana y la ingeniería petrolera como responsable de la extracción de los hidrocarburos han sido un ejercicio constante de creatividad y desarrollo tecnológico, como consecuencia de la creciente demanda de energéticos que se requieren por la permanente industrialización de las economías mundiales. Así, la dinámica de esta industrialización es el factor que propicia que países que cuentan con éste preciado recurso, y en especial México (por la importancia que representa el petróleo, como fuente generadora de energía y recursos económicos), hayan centrado sus objetivos en intensificar la exploración para la localización de nuevos yacimientos que permitan incrementar sus reservas. Sin embargo, ésta permanente búsqueda puede no tener éxito en muchas ocasiones debido a su elevado costo (por la existencia de nuevos retos técnicos importantes como la exploración y producción en aguas profundas, altas temperaturas en los pozos, profundidades de perforación cada vez mayores, etc.), por lo cual han tenido que ser abortados (los proyectos de exploración) no en muy pocas ocasiones, lo que aunado a la enorme responsabilidad que se tiene de asegurar para futuras generaciones el patrimonio energético de nuestro país, obliga que la producción de los yacimientos (que se encuentran en explotación) se realice bajo condiciones óptimas, promoviendo para ello, la reactivación de yacimientos maduros.

Esta necesidad de optimizar la explotación de los yacimientos, originó la realización de estudios sobre el comportamiento y las causas que propician que un yacimiento no aporte el volumen de hidrocarburos que de él se espera, un claro resultado del estudio fue la determinación de la existencia de una reducción de la producción, asociada a una caída de presión adicional durante el flujo de los fluidos, como consecuencia de la interacción de un sin número de factores que limitan su entrada al pozo, y cuya aparición inicia simultáneamente a la perforación del propio pozo. Factores, que necesariamente reducirán la capacidad de flujo del yacimiento, y peor aún, su valor se verá incrementado conforme el pozo sea sometido a un mayor número de operaciones durante la terminación, reparación y la propia producción de los hidrocarburos.

Estos factores que en conjunto han sido denominados “factores de daño”, como producto del constante contacto entre el yacimiento y todos aquellos elementos asociados a la explotación del mismo, han despertado la preocupación por mejorar las condiciones de operación para en medida de lo posible evitarlas y en el mejor de los casos erradicarlos. Sin embargo, existe la necesidad, para lograr este objetivo, de fortalecer el trabajo interdisciplinario, en el que participen tanto la ingeniería petrolera así como los demás profesiones relacionadas con las Ciencias de la Tierra, para comprender en mayor medida las consecuencias de una mala ejecución de la explotación de los hidrocarburos, y que en base a programas y proyectos claramente definidos, se asuma la responsabilidad y el compromiso de mejorar las condiciones del yacimiento, del pozo y del equipo superficial con el fin de incrementar la producción, técnicamente recomendable al menor costo posible.

Bajo esta premisa, el objetivo de la presente tesis, es analizar todos aquellos factores que ocasionan la reducción en la producción de hidrocarburos, asociado a la alteración de las condiciones naturales de la formación. Iniciando (en el siguiente capítulo), para una mejor comprensión del efecto negativo que originan estos factores, con un estudio dedicado a las propiedades petrofísicas y del comportamiento del yacimiento, de las propiedades de los fluidos, del equipo que se requiere en la explotación de los fluidos y finalmente la presencia del daño en la formación, así como su forma de cálculo a partir de pruebas de presión.

En el capítulo tres, se analizan los factores que originan la presencia del daño en la formación, asociados a los diversos trabajos a los que se someten los pozos (durante la perforación, terminación, reparación, etc.) para su puesta en operación, así como aquellos que se originan colateralmente a la producción de los hidrocarburos, debido básicamente a la presencia de flujo a alta velocidad y/o turbulento (flujo no Darciano) de los fluidos; contemplándose, para ello los mecanismos, el origen y los efectos que genera la presencia de estos factores.

En el capítulo cuatro, una vez que han sido identificados todos los factores y elementos que generan el daño en la formación, se procederá a realizar la discretización (cuantificación) de los mismos, proporcionando para ello las bases y modelos matemáticos que permitan su cálculo, con el objetivo de determinar el porcentaje con el que influyen en el total del daño presente en la misma, tomando en consideración que en algunos casos pueden no estar presentes.

En el capítulo cinco, se indican técnicas y soluciones para evitar y erradicar el daño a la formación, concientizándonos que es fundamental considerar el aspecto económico en la reducción del daño en todas las operaciones que afectan la vida productiva del pozo, modificando para ello muchas prácticas comunes, aun cuando esto signifique elevar inicialmente los costos, estos incrementos se verán recompensados al incrementarse la producción y recuperación de hidrocarburos.

En el capítulo seis, se centrará en demostrar a partir de la aplicación de un ejemplo, el efecto negativo que representa la presencia del daño en la formación cuando se explotan los hidrocarburos, apoyándose en información de un pozo, desde el inicio mismo de la perforación hasta su puesta en operación, no sin antes haberse detectado aquellos factores que reducen su capacidad de flujo y así como de los tratamientos a los que se someterá para incrementar la productividad del mismo.

Finalmente, en el capítulo siete, se presentarán las conclusiones y recomendaciones que se generaron al desarrollar el presente trabajo, tratando en medida de lo posible, como aportación adicional, crear conciencia a todas aquellas personas que se desenvuelven en la industria petrolera, que siempre será mejor evitar el daño a la formación, que corregirlo.

# CAPÍTULO 2

## “ANTECEDENTES”

La explotación de los hidrocarburos, desde su localización original en el yacimiento hasta los tanques de almacenamiento y/o las líneas para su comercialización, depende primordialmente para el éxito de su rentabilidad de las condiciones bajo las cuales se encuentren los pozos. Pues, finalmente éste es el medio por el cual se extraen los fluidos del yacimiento a la superficie; de ahí la necesidad de conocer, para involucrarnos dentro de un contexto de una óptima explotación de los recursos los factores que determinan la capacidad de producción, debido a que una baja productividad, es consecuencia sin duda, de las alteraciones que se presentan en el yacimiento, desde la perforación del pozo, durante el proceso mismo de la producción de los hidrocarburos e incluso a las condiciones que guarda el estado mecánico del pozo. Por esta razón se iniciará por hacer un estudio sobre el sistema integral de producción de los hidrocarburos, mismo que involucra dos conceptos distintos, pero íntimamente ligados: el yacimiento, asociándolo con la porosidad como el único medio que almacena y permite el flujo de fluidos a través de su seno, y la estructura artificial, que incluye al propio pozo, el fondo del pozo así como los componentes de la cabeza del mismo y finalmente la recolección superficial de la producción, que involucra al proceso de separación y el almacenamiento del hidrocarburo.

Parte fundamental del proceso mencionado es sin duda, la ingeniería de producción, cuyo objetivo fundamental es maximizar la producción de los hidrocarburos a un costo mínimo, optimizando recursos humanos y materiales, relacionándose con otras áreas de la ingeniería petrolera como la evaluación de las formaciones, la perforación de pozos y la ingeniería de yacimientos con el único fin de obtener la mayor captación de recursos económicos que genera la venta del hidrocarburo aplicando tecnología y métodos apropiados para garantizar que el costo de producción sea el mínimo.

### 2.1 SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCION

El conjunto yacimiento-pozo-producción, en un sistema integral de producción, se encuentran íntimamente relacionados entre sí, como se muestra en la Fig. 2.1. Por esta razón, se debe considerar que el proceso de explotación del yacimiento se constituye de tres etapas de flujo, las cuales son:

1. El flujo de los fluidos del yacimiento al pozo a través del intervalo terminado.
2. El flujo de los fluidos del fondo del pozo a la superficie.
3. El flujo de la cabeza del pozo al separador a través de línea de escurrimiento o descarga.

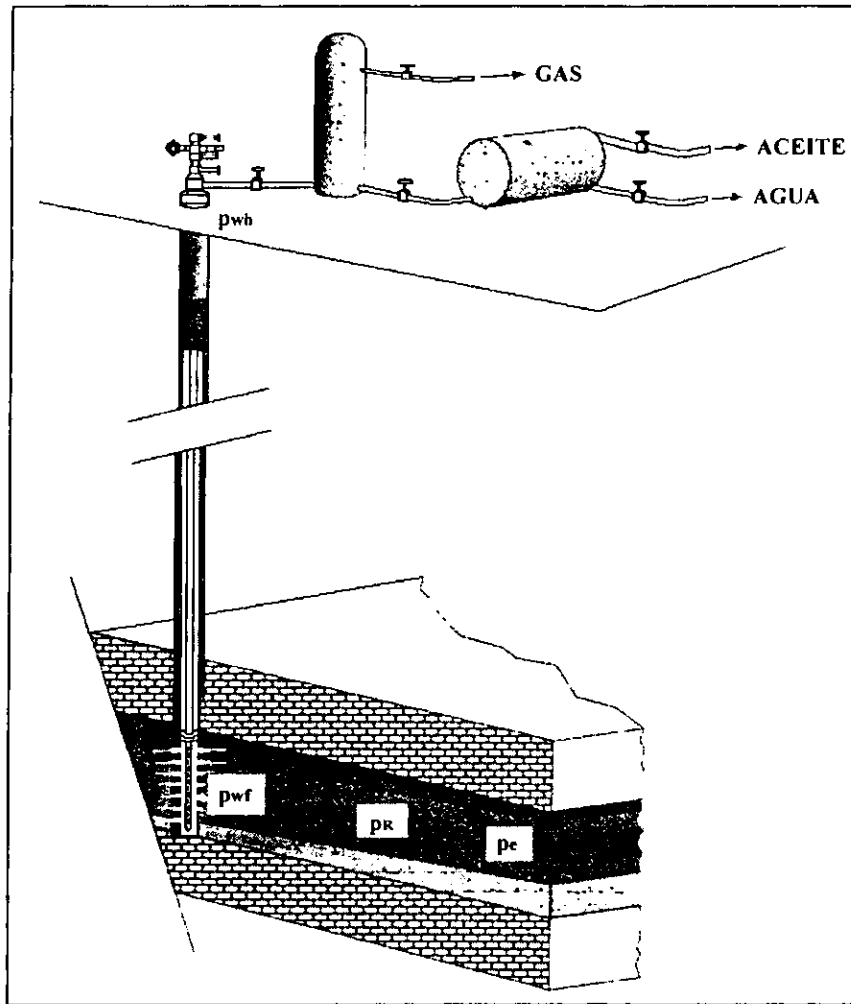


Figura 2.1

Sistema integral de producción, incluido el yacimiento, terminación subsuperficial del pozo, el propio pozo, la terminación superficial del pozo y equipo superficial<sup>(38)</sup>.

Dentro de los componentes que se analizarán en el presente capítulo, son en general, el sistema de producción de los hidrocarburos, y en particular el yacimiento. De ahí la necesidad de definir conceptos que permitirán comprender en mejor forma los efectos que ocasiona la presencia del daño en la formación, así como la interacción que existe entre éste con las propiedades que a continuación se analizan:

### 2.1.1 EL YACIMIENTO

Un yacimiento petrolero<sup>(1)</sup> se define como la porción de una trampa de una o varias unidades geológicas que comprende hidrocarburos en los poros o huecos de la roca, los que se encuentran intercomunicados entre sí y que permiten el flujo de fluidos.



Los hidrocarburos presentes en el yacimiento, se encuentran a una elevada presión y temperatura, generalmente de acuerdo con su profundidad<sup>(2)</sup>; debido a que al aumentar la profundidad de las acumulaciones de petróleo, éste se encuentra a condiciones de presión y temperatura más elevadas, lo que influye en la relación de componentes ligeros en un petróleo, pues presenta un incremento con la temperatura y ésta a su vez, con la profundidad, dando como resultado que los hidrocarburos líquidos encontrados a mayor profundidad sean fluidos de tipo ligero, con grandes volúmenes de gas en solución y que al llevarse a la superficie exhiban fuertes encogimientos. Los fluidos provenientes de un yacimiento petrolífero en tales condiciones, son el resultado de la serie de cambios termodinámicos que han sufrido la mezcla original de hidrocarburos, debido a los cambios de presión y temperatura, en su trayectoria desde el seno de la roca almacenadora hasta las estaciones de recolección en la superficie.

El paso siguiente al descubrimiento de un yacimiento de hidrocarburos, es tratar de ubicar los fluidos que contiene el mismo dentro de una clasificación preestablecida y confiable que permita citarlos con propiedad; de ahí que un entendimiento adecuado de la historia geológica que precede a la acumulación de los hidrocarburos es esencial, pues un desconocimiento o nulo entendimiento del proceso geológico de depositación, de la migración de los fluidos y su acumulación, nos limitará en forma significativa sobre una explotación adecuada.

En general, una de las clasificaciones de los yacimientos más usuales a la que se recurre para su estudio se basa según el tipo de fluidos que contienen, pues un yacimiento encontrado en la naturaleza contiene una mezcla diferente de fluidos a otros yacimientos, por ello cada uno será clasificado de acuerdo a su diagrama de fase<sup>(3)</sup>, característica que permanecerá constante mientras no cambie la composición de la mezcla debido a la producción de hidrocarburos del yacimiento. Para sistemas multicomponentes, en un diagrama, donde se gráfica la Presión contra Temperatura, como se ilustra en la Fig. 2.2.

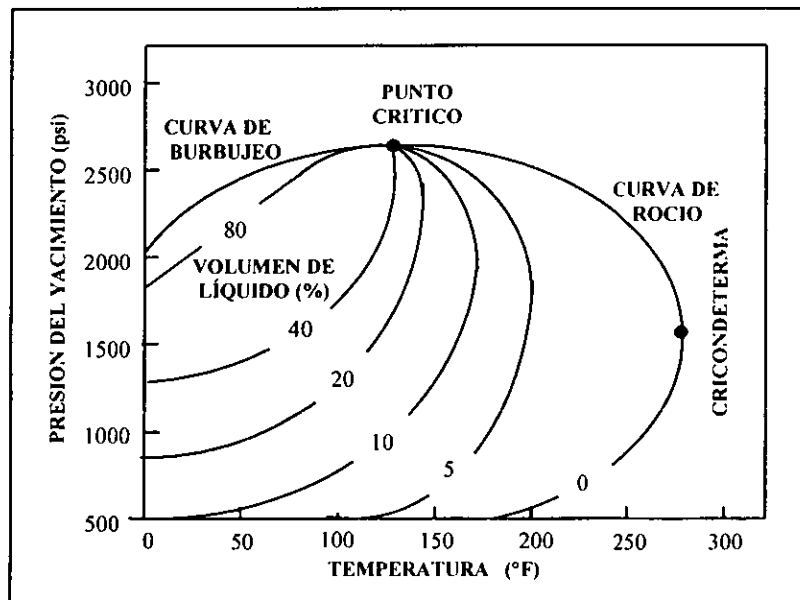


Figura 2.2

Diagrama de fases de un hidrocarburo, mostrando las curvas del punto de burbujeo y de rocío, líneas constantes de distribución de la fase, región de condensación retrógrada y los puntos de cricondeterma y crítico.

En la figura anterior se observan tres regiones perfectamente definidas:

1. La primera se encuentra por encima de la curva de puntos de burbuja y a la izquierda de la isoterma crítica llamada región de líquidos;
2. La segunda a la derecha de la isoterma crítica y por fuera de la línea de puntos de rocío llamada región de gases; y
3. La tercera y última, limitada por las líneas de puntos de burbuja y puntos de rocío, región llamada de dos fases.

Los sistemas multicomponentes de hidrocarburos encontrados en la naturaleza se clasifican generalmente en aceites y gases; dependiendo de su comportamiento de fase, de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento y del rendimiento que tengan en la superficie. De acuerdo con lo anterior, los yacimientos podemos clasificarlos según la fase original presente en el yacimiento, como:

A. Líquido original en el yacimiento

1. Yacimiento de aceite de bajo encogimiento (aceite negro).
2. Yacimiento de aceite de alto encogimiento (aceite volátil)

B. Gas original en el yacimiento

1. Yacimiento de gas y condensado
2. Yacimiento de gas húmedo
3. Yacimiento de gas seco

Otras clasificaciones de los yacimientos se deben a:

1. El tipo de roca

- arena
- arenisca
- dolomia
- calizas
- ígneas

2. El tipo de trampas

- estructurales
- estratigráficos
- mixtos

3. El tipo de empuje

- sistema roca-fluido
- liberación de gas disuelto
- casquete de gas
- segregación gravitacional

- empuje hidráulico (acuífero asociado)
- combinado
- inducido (artificial)

#### 4. Su presión original

- bajo saturado (presión inicial mayor a la presión de burbujeo)
- saturado (presión inicial menor a la presión de burbujeo)

### 2.1.2 COMPOSICIÓN MINERALÓGICA

Independientemente del método utilizado para obtener información sobre la formación el objetivo es conocer las características de ésta de una manera confiable, pues como ya se ha indicado la determinación de éstas propiedades son base fundamental para todas y cada una de las operaciones que se llevan a cabo en la vida productiva de un pozo; es tal su importancia que se han desarrollado diferentes técnicas para determinar estas propiedades de forma perfecta. Existiendo métodos que permiten tener muestras físicas de las zonas que se atraviesan durante la perforación (muestras de núcleos), que una vez analizadas en el laboratorio, permiten conocer la composición mineralógica de la formación, aunque también se puede obtener ésta información a través de registros geofísicos.

Haciendo referencia a las formaciones que contienen hidrocarburos, las calizas y dolomias, mineralógicamente <sup>(4)</sup>, son de las rocas sedimentarias más importantes y cuya composición es esencialmente de minerales de carbonatos.

#### 1) Calizas:

Las calizas están formadas primordialmente por calcita, sus texturas son variables e inigualables por cualquier otro grupo de rocas, algunas texturas son clásticas mientras que otras son de acreencia orgánica, muchas calizas constan de granos de carbonato de tamaño uniforme, mientras que otras son grandes cristales abigarrados esparcidos en una matriz de granos más finos, algunas calizas son porosas debido a las estructuras algaceas. Las calizas que constan principalmente de materiales orgánicos son probablemente más comunes y difundidas que cualquier otra, mismas que se designan comúnmente por sus fósiles predominantes como caliza crinoidal, caliza coralica, caliza bioquiopódica y caliza foraminífera.

Las calizas (y dolomitas) son producidas por uno o varios modos de depositación, como son: mecánica, química, orgánica o por reemplazamiento, las calizas pueden depositarse en mares, lagos, ríos y sobre la tierra; sin embargo los máximos depósitos en extensión se encuentran en el fondo del mar.

#### 2) Dolomitas:

Las dolomitas tienden a adoptar una textura de grano fino, algunas de las cuales presentan pequeñas cavidades. Esta formada en aproximadamente un 45% de  $\text{CO}_2$ , de un 30% de  $\text{CaO}$  y en un 25% de  $\text{MgO}$ ; se presenta interestratificadas con areniscas, limolitas, angilitas, calizas y diversas evaporitas. Los fósiles son raros en las dolomitas, pero están presente en todo sistema

geológico aunque su máxima distribución corresponde a sistemas del precámbrico y del paleozoico inferior. La única fuente adecuada de origen es el mar, la dolomitización se verifica favorablemente en aquellas regiones en las que el agua es más caliente.

### 3) Areniscas:

Estas rocas son evidentemente el producto final del intemperismo profundo, calcificación y abrasión ejercidos por areniscas preexistentes o por arenas resultantes de un intemperismo.

Algunos tipos de areniscas se caracterizan por su asociación con pedernales, radiolarios y con pizarras portadoras de fauna de aguas profundas y se cree que debido a terremotos submarinos la arena y el lodo son distribuidos intermitentemente, formando acumulaciones inestables sobre los bordes de un geosinclinal.

Las areniscas alcanzan porosidades hasta del 40%, pero cuando tienen valores menores del 7% en zonas con gas o del 8% en zonas con aceite, la permeabilidad será muy baja y no producirán. El límite comercial es del orden del 9%.

#### 2.1.3 LA POROSIDAD

De la ingeniería petrolera que se ocupa de la explotación de los fluidos, su principio básico se remonta a la porosidad media<sup>(5)</sup>, debido a que es el indicador directo de los fluidos que contiene la formación, como se muestra en la Fig. 2.3.

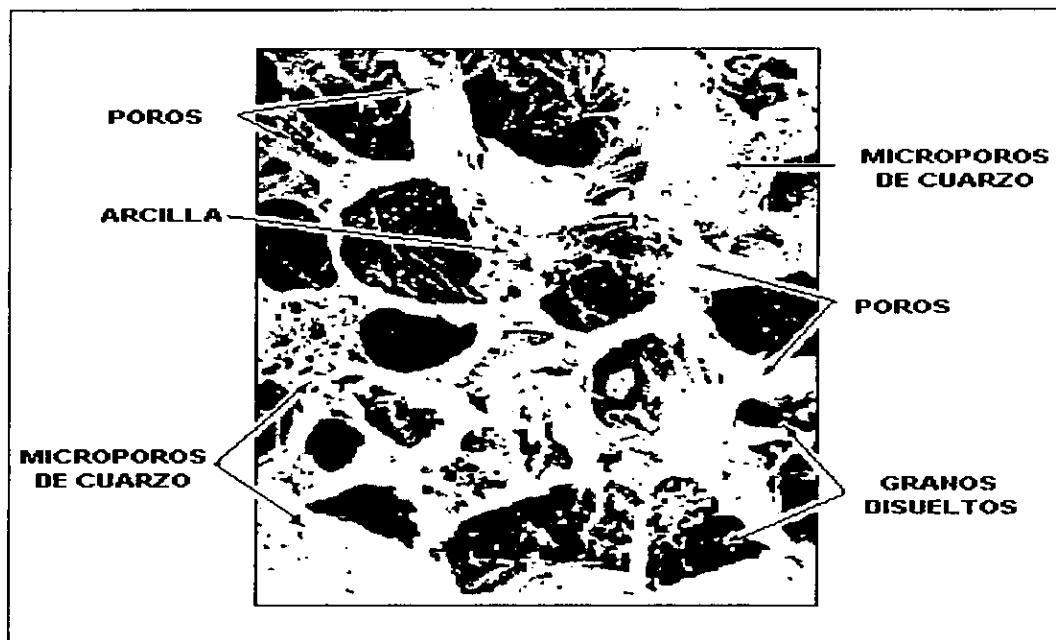


Figura 2.3

Microfotografía que muestra un espacio poroso en una Arenisca.

Un volumen de roca sedimentaria,  $V_r$ , está formada por un cierto volumen de sólidos,  $V_s$ , y un volumen de huecos o poros,  $V_p$ , es decir:

$$V_r = V_s + V_p \quad (2.1)$$

Si el volumen de poros se relaciona con el volumen de la roca, se obtiene la porosidad,  $\phi$ ,

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \quad (2.2)$$

o también:

$$\phi = \frac{V_p}{V_s + V_p} \quad (2.3)$$

Sin embargo, no todos los poros de una roca están comunicados; en ocasiones algunos poros están aislados; por lo que, se denomina porosidad absoluta,  $\phi_a$ , a la relación entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) y el volumen de roca, esto es:

$$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r} \quad (2.4)$$

donde:

$V_{pc}$ : Volumen de poros comunicados.  
 $V_{pnc}$ : Volumen de poros no comunicados.

Por otra parte, se considera como porosidad efectiva,  $\phi_e$ , a la relación entre el volumen de poros comunicados y el volumen de roca, esto es:

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (2.5)$$

Por lo que finalmente, de acuerdo con lo anterior la porosidad absoluta se puede expresar como:

$$\phi_a = \phi_e + \phi_{nc} \quad (2.6)$$

donde:

$\phi_{nc}$ : Es la porosidad debida a poros no comunicados o aislados.

Existe, sin embargo, otra clasificación de porosidad de una roca, que básicamente se refiere a la que se desarrolla en su proceso natural de depositación y a los procesos a los que son sometidos (los sedimentos) posteriormente a la misma, cuya clasificación es:

#### 1. Porosidad Primaria:

Porosidad que resulta de la acumulación de fragmentos o cristales para formar un sedimento, o sea la que se forma durante el depósito. A ésta porosidad también se le denomina porosidad intergranular o intercrystalina.

#### 2. Porosidad Secundaria:

Porosidad que se genera posterior al depósito de los sedimentos y generalmente se presenta como fisuras, fracturas y cavernas.

Por ésta razón, sin duda la porosidad,  $\phi$ , en general y la porosidad efectiva,  $\phi_e$ , en particular (sobre todo esta última la que más interesa en la explotación de yacimientos petroleros) es de los parámetros fundamentales ha obtenerse durante un proyecto de explotación de los hidrocarburos, pues nos dará la pauta para continuar con las actividades futuras que conllevan a la explotación potencial del yacimiento; determinándose de tal modo que si existe una ausencia sustancial de la porosidad, será inútil intentar explotar el yacimiento.

### 2.1.4. LA PERMEABILIDAD

La presencia sustancial de la porosidad usualmente (aunque no siempre) implica que se encuentran intercomunicados entre sí; por eso la porosidad media se relaciona también con la permeabilidad<sup>(5)</sup>, la cual se define como la habilidad de un fluido a fluir a través del medio poroso o bien la medida de la facilidad con la que los fluidos pueden fluir a través de una roca porosa.

La permeabilidad es una cualidad muy importante que deben tener las rocas almacenadoras, pues de ésta propiedad depende la migración de los fluidos hasta alcanzar la trampa y la descarga de los hidrocarburos al pozo. Una clasificación de los tipos de permeabilidad que se emplea es la siguiente:

#### 1. Permeabilidad Absoluta

Se denomina permeabilidad absoluta a la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través de ella, cuando se encuentra saturada al 100% del mismo.

#### 2. Permeabilidad Efectiva ( $k_o, k_g, k_w$ )

Se denomina permeabilidad efectiva de un fluido en particular (aceite, gas y/o agua), cuando su saturación es menor al 100%, esto es que el fluido de interés no satura a la roca al 100%,

como se muestra en la Fig. 2.4. Las relaciones de permeabilidad efectiva para agua y aceite mostradas en la figura, se dividen en tres regiones: en la región A solo el aceite puede fluir, debido a que se tiene  $S_w \leq S_{wc}$ . En la región B pueden fluir simultáneamente el aceite y el agua, En tanto que en la región C únicamente fluirá el agua.

En la Fig. 2.5 se muestra una gráfica típica de relación de permeabilidades efectuadas para gas y aceite. La forma de la curva en este caso indica que el aceite es la fase mojannte mientras que el gas es la fase no-mojante. También se presentan tres regiones, en forma similar al caso anterior.

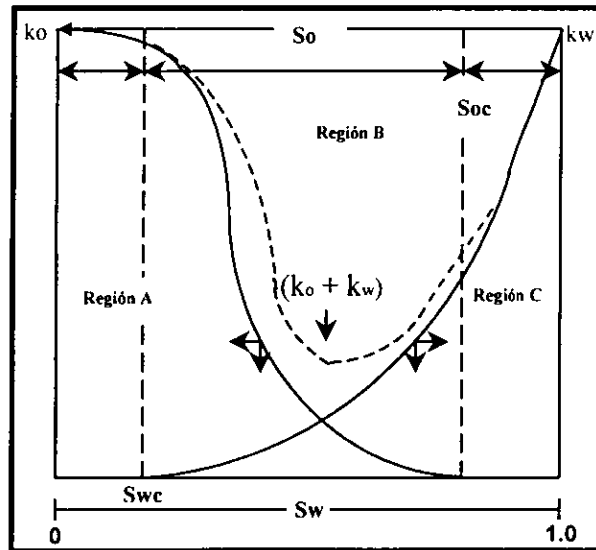


Figura 2.4

Representación de las relaciones típicas de permeabilidad efectiva para un sistema agua-aceite, en un medio poroso mojado por agua.

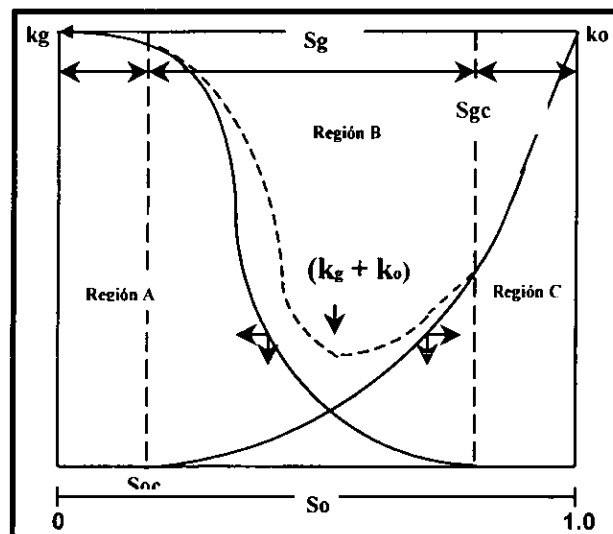


Figura 2.5

Representación de las relaciones típicas de permeabilidad efectiva para un sistema gas-aceite, en un medio poroso mojado por aceite.

### 3. Permeabilidad Relativa

Es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido específico (agua, aceite, y/o gas) y la permeabilidad absoluta; y se define para el aceite, gas y agua respectivamente como:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (2.7)$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad (2.8)$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad (2.9)$$

En la Fig. 2.6 se muestra una gráfica típica de curvas de permeabilidad relativas al agua y al aceite, y de cuyo análisis podemos indicar que al iniciar con una saturación de agua del 100%, las curvas indican que una disminución en la saturación de agua al 85% reduce frecuentemente la permeabilidad relativa al agua del 100 al 60%. En cambio a la saturación del 15% de aceite, la permeabilidad relativa al aceite es prácticamente cero. Este valor de saturación de aceite del 15% se denomina saturación crítica ( $S_{oc} = 0.15$ ), o sea, la saturación a la cual el aceite comienza a fluir, a medida que la saturación del aceite aumenta. También se denomina saturación residual de aceite ( $S_{or}$ ) al valor por debajo del cual no puede reducirse la saturación en un sistema agua-aceite. A medida que la saturación de agua disminuye, la permeabilidad relativa,  $k_{rw}$ , también disminuye, en tanto que la permeabilidad relativa al aceite aumenta. A una saturación de agua del 20%, la  $k_{rw} = 0$  y la  $k_{ro}$  es alta<sup>(1)</sup>.

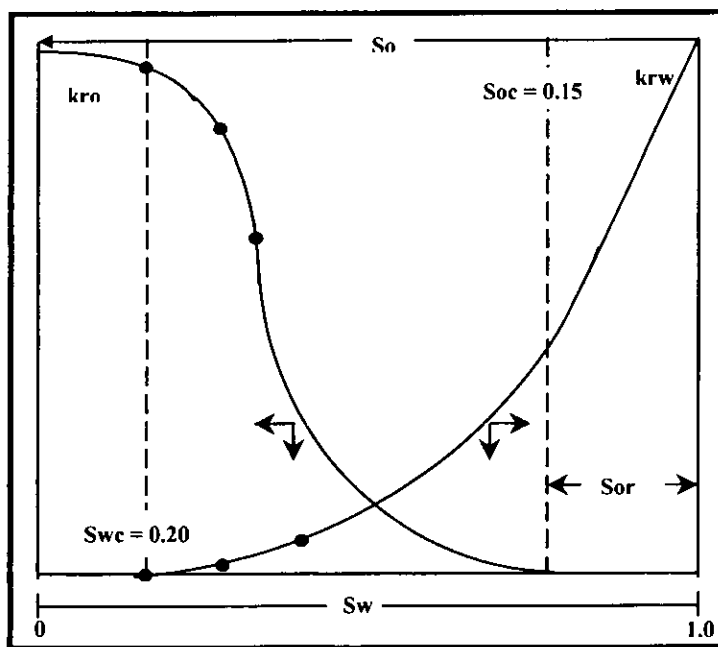


Figura 2.6.

Representación de las relaciones típicas de permeabilidad relativa para un sistema agua-aceite.



### 2.1.5 PRESIÓN Y FUERZA CAPILAR

La presión y la fuerza capilar<sup>(5)</sup>, en los yacimientos de hidrocarburos, son el resultado de los efectos combinados de las tensiones interfaciales y superficiales, del tamaño y la forma de los poros y del valor relativo de las fuerzas de adhesión entre fluidos y sólidos contenidos en el yacimiento y de las fuerzas de cohesión en los líquidos, es decir, de las propiedades de la mojabilidad del sistema roca-fluidos y del ángulo de contacto  $\theta$ , como se muestra en la Fig. 2.7.

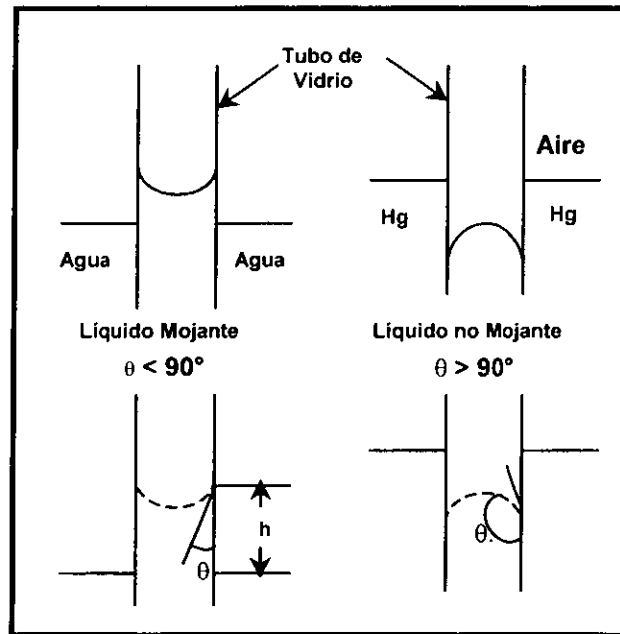


Figura 2.7

Representación esquemática de los conceptos de mojabilidad y ángulo de contacto  $\theta$ .

Con respecto al dibujo del líquido mojannte  $\theta \leq 90^\circ$  se tiene que:

$$\text{Fuerza capilar} = \text{Peso del líquido}$$

que matemáticamente se expresa como:

$$2\pi r \sigma \cos \theta = \rho g \pi r^2 h \quad (2.10)$$

donde:

- $\sigma \cos \theta$ : Fuerza capilar vertical, hacia arriba, por unidad de longitud.
- $2\pi r$ : Longitud de la circunferencia en la que están en contacto, por el interior del tubo, los fluidos y el sólido.
- $\rho g = \gamma$ : Peso específico del líquido.

$\pi r^2 h$ : Volumen del líquido que sube por el interior capilar.

pero como:

$$\rho gh = \Delta p \quad (2.11)$$

entonces:

$$\Delta p = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \quad (2.12)$$

Esta  $\Delta p$  es precisamente la presión capilar que actúa en la interfase. La  $\Delta p$  por el área es igual a la fuerza capilar  $2\pi r \sigma \cos\theta$ . Se utiliza  $P_c$  para representar la presión capilar, la que para un medio poroso se ha definido como la capacidad que tiene el medio de succionar el fluido que lo moja y de repeler al no mojante a través de la interfase de los fluidos.

Una forma de encontrar la  $P_c$  en una muestra de roca del yacimiento es determinando la presión que se debe aplicar a un fluido no mojante para alcanzar una cierta saturación de este fluido; a cada situación corresponde una  $P_c$  y viceversa, es decir,  $P_c = f(S)$ . Si la abertura mayor del medio poroso se considera circular y de radio  $r$  la presión necesaria para forzar la entrada de fluido no mojante es:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \quad (2.13)$$

Esta es la mínima presión a la cual dicho fluido inicia su entrada a la muestra. Solamente aplicando una presión mayor al fluido, entrará a los poros más pequeños.

De acuerdo con lo anterior, si los capilares de una muestra son muy uniformes, no se requerirá de mayor presión para saturarla del fluido no mojante y la curva de  $P_c$  contra  $S$  será plana, hasta valores de "S" cercanos a saturación irreductible; esta situación se ilustra en la Fig. 2.8, a través de la curva 1, las otras curvas corresponden a medios con poros de tamaños no uniformes<sup>(1)</sup>.

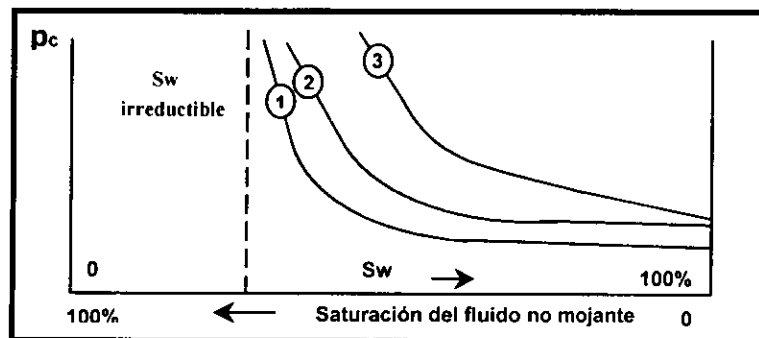


Figura 2.8

Curvas de Presión capilar contra Saturación de agua para medios con diferentes distribuciones de tamaños de poros.

### 2.1.6 VISCOSIDAD

La viscosidad es la propiedad que controla la resistencia al flujo de un fluido a través del medio por el que se transporta. La viscosidad de los hidrocarburos es variada, pues abarca desde el gas hasta el petróleo semisólido. La viscosidad se mide en “poises”, siendo ésta unidad, la viscosidad de una sustancia contenida en un recipiente con sección de  $1 \text{ cm}^2$  que sometida a una fuerza de 1 dina, se mueve hacia una pared fija con una velocidad de  $1 \text{ cm/seg}$ . Debido a que un poise tiene una gran magnitud, es recomendable manejarla en fracciones, por esta razón en la industria petrolera se adoptó como medida el centipoise (cp).

La viscosidad en la naturaleza depende de:

1) La composición:

Los aceites más pesados presentan mayor viscosidad.

2) La temperatura:

Los fluidos a mayor temperatura presentan menor viscosidad.

3) El contenido de gas disuelto:

El gas favorece al flujo y por consiguiente la viscosidad disminuye con su presencia<sup>(6)</sup>.

### 2.1.7 LA DENSIDAD

La densidad de una sustancia se define como la masa por unidad de volumen, esto es:

$$\rho = \frac{M}{V} \quad (2.14)$$

la cual es una propiedad intensiva; es decir, que es independiente de la cantidad de materia que contiene<sup>(7)</sup>.

En la industria petrolera se ha adoptado como unidad de densidad los grados *API* (siglas en inglés del American Petroleum Institute), siendo ésta una unidad arbitraria comúnmente utilizada en los Estados Unidos, y en muchos países del mundo. Esta relación involucra el peso específico del crudo estabilizado (medido a condiciones atmosféricas) de la siguiente manera:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{Pe} - 131.5 \quad (2.15)$$

donde:

*Pe*: peso específico =  $\rho g$  (a  $60^{\circ}\text{F}$  y 1 atmósfera.)

Los  $\rho_{API}$  corresponden a la densidad con la cual se manejan los diferentes tipos de crudo y de esta misma relación se puede notar que al incrementarse el mismo, la densidad disminuye; debido a que al aumentar la temperatura, el peso específico disminuye porque a mayor profundidad el petróleo contiene más gas disuelto, provocando disminución en su densidad.

### 2.1.8 SATURACIÓN

La saturación de un fluido ( $S_f$ ) en un medio poroso, se define como el volumen del fluido ( $V_f$ ) medido a la presión y temperatura a la que se encuentra entre su volumen de poros ( $V_p$ ), es decir:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (2.16)$$

Como en el caso de la porosidad, la saturación también se puede expresar en forma de porcentaje (%).

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua, y los valores de su saturación congénita u original son del orden del 10 al 30%, en tanto que en etapas avanzadas de extracción, por entrada natural o artificial de agua, se puede alcanzar valores del 80%, quedando saturaciones pequeñas de aceite y/o gas (saturaciones residuales).

En yacimientos de aceite, la saturación del gas ( $S_g$ ) puede variar desde cero (yacimiento bajo saturado) hasta valores del orden de 0.7. Además, de la definición de saturación, se demuestra que:

$$\sum S_f = 1$$

esto es, la saturación de los fluidos para cualquier yacimiento es igual a uno, a un tiempo cualquiera de explotación por lo que esto debe de tomarse en cuenta al considerarse cualquier situación de saturación de fluidos en los yacimientos.

Por otra parte, se llama saturación crítica al valor de la saturación a partir del cual el fluido correspondiente puede empezar a moverse. Así, por ejemplo, para el caso de un yacimiento de aceite bajo saturado, al llegar a la presión de saturación aparece la primera burbuja de gas; y al continuar bajando la presión se va incrementando la saturación de gas, pero el gas no se puede moverse hacia los pozos o hacia la parte superior de la estructura sino hasta que se alcanza la saturación crítica de gas " $S_{gc}$ ", que es del orden del 5.8% dependiendo de las características del sistema Roca-Fluidos<sup>(1)</sup>.

### 2.1.9 EL EQUIPO SUPERFICIAL

La composición de la mezcla y las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentran los hidrocarburos en el yacimiento, como ya se ha indicado, son los elementos requeridos para establecer si un yacimiento es de aceite negro, de aceite volátil, de gas y condensado o de gas seco. En función o de acuerdo con el tipo de yacimiento es la

configuración y las condiciones de operación del sistema para el manejo superficial de los hidrocarburos producidos<sup>(8)</sup>.

Entre los yacimientos de aceite se tienen básicamente dos tipos: de aceite negro y de aceite volátil. Para el manejo superficial de los hidrocarburos producidos por yacimientos de aceite volátil se requiere, además de los procesos utilizados para aceite negro, la incorporación de sistemas para la estabilización del aceite del gas y para el manejo de los condensados.

En la Fig. 2.9, se muestra un diagrama de flujo del sistema de producción. La mezcla se recibe en un cabezal o múltiple de recolección, desde donde se envía al sistema de separación gas aceite. La corriente de aceite se pasa a estabilización y desalado, quedando disponible para bombearse a una refinería o a una terminal para su exportación. La corriente de gas se pasa a rectificación (recuperación de condensados), deshidratación y endulzamiento, quedando preparado para su compresión y envío a las plantas petroquímicas, centros de consumo y/o exportación. La corriente de condensados, compuesta por butanos y gasolinas, se deshidrata y endulza previo a su envío a la refinería.

Para la separación de los hidrocarburos, el equipo utilizado es el separador. Este puede ser de dos fases (líquidos y gas) o tres fases (aceite, gas y agua). Los separadores de tres fases además de separar las fases líquida y gaseosa, separan el líquido en aceite y agua no emulsionada en éste.

Para establecer las condiciones de separación más apropiadas, de acuerdo con las características de los fluidos producidos, el Ingeniero de Producción tiene que considerar las siguientes variables de control:

- a) El tipo, tamaño y dispositivos internos del separador
- b) El tiempo de residencia del aceite
- c) Las etapas de separación
- d) Las presiones y temperaturas de operación
- e) El lugar de instalación de los separadores

Es evidente que existe una combinación de estas variables que permite obtener la separación requerida a un costo mínimo. La selección de las condiciones de separación depende, fundamentalmente de los objetivos de producción establecidos. Generalmente estos objetivos están orientados a la obtención de:

1. Alta eficiencia en la separación del aceite y el gas
2. Mayores ritmos de producción
3. Mayores recuperaciones de hidrocarburos líquidos
4. Menores costos por compresión
5. Aceite y gas estabilizados

Finalmente, el aceite crudo que proviene desde el yacimiento hasta la boca del pozo, es enviado por una tubería de escurrimiento (descarga) a la central de recolección (Batería) en donde se separa, mide, almacena y una vez que se ha acumulado una cantidad conveniente, se

bombea por un oleoducto hasta la refinería para su proceso industrial o bien para su exportación.

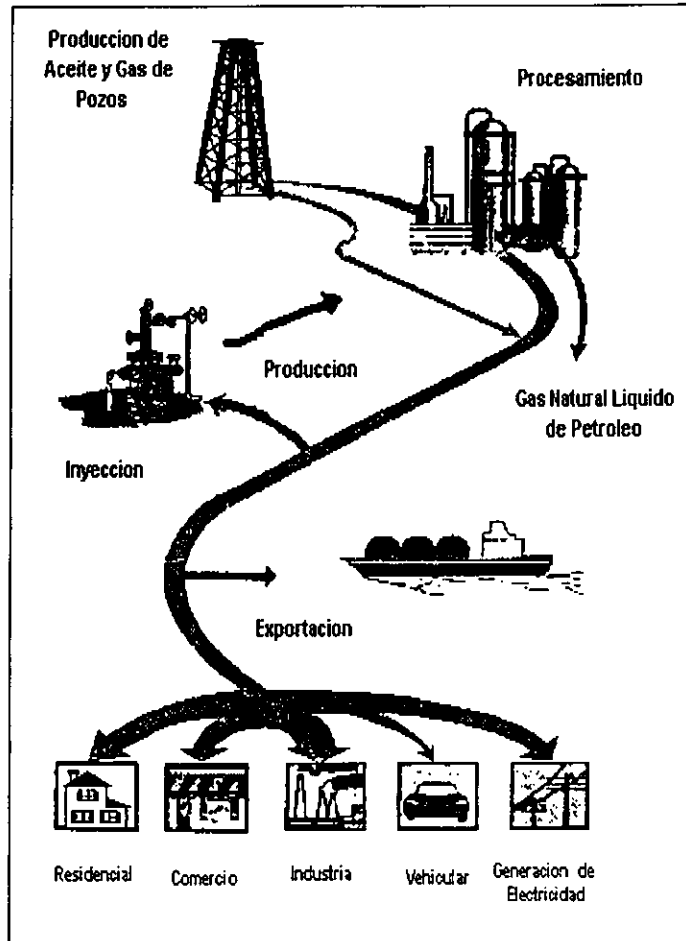


Figura 2.9  
Esquematización del proceso de transportación de los hidrocarburos

### 2.1.10 INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN

Finalmente, todos los componentes del sistema de producción se pueden condensar en un solo término: Índice de Productividad<sup>(9)</sup> “*J*” y siendo el objetivo de la ingeniería de producción de hidrocarburos, el maximizar la producción de los mismos a un mínimo costo, asumimos como prioritario tener una comprensión real de las variables que controlan el índice de productividad representada como:

$$J = \frac{q}{p_{ws} - p_{wf}} \tag{2.17}$$

Cuya definición es: La medida indicativa de la cantidad de aceite o gas que es capaz de

producir un pozo cuando se presenta una caída unitaria de presión, en unidades de (BPD/psi) o en (MMPCD/psi).

Sin embargo, para llevar a cabo la extracción y transportación de dichos fluidos a la superficie, se requiere vencer las caídas de presión por fricción que se presentan a lo largo del sistema de producción, el cual puede ser relativamente simple o complicado, dicha complejidad es función del número de componentes que contenga el sistema, como el que mostramos en la Fig. 2.10.

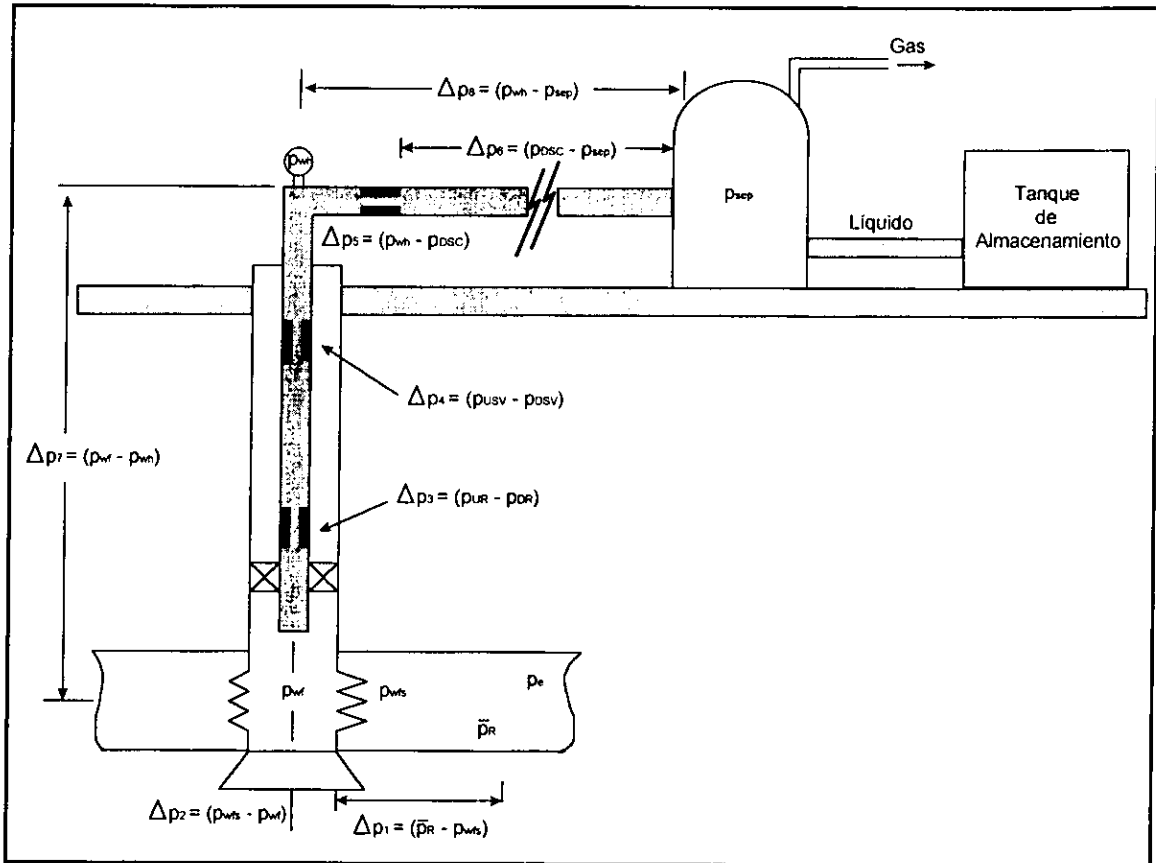


Fig. 2.10

Pérdida de presión en un sistema completo de producción.

donde:

- $\Delta p_1 = p_R - p_{wfs}$  : pérdida de presión en el medio poroso
- $\Delta p_2 = p_{wfs} - p_{wf}$  : pérdida de presión a través de la terminación
- $\Delta p_3 = p_{uR} - p_{DR}$  : pérdida de presión a través de restricciones (estranguladores)
- $\Delta p_4 = p_{usv} - p_{Dsv}$  : pérdida de fricción a través de válvulas de seguridad
- $\Delta p_5 = p_{wh} - p_{Dsv}$  : pérdida de presión a través de válvula superficial
- $\Delta p_6 = p_{Dsc} - p_{sep}$  : pérdida de presión a través de línea de flujo
- $\Delta p_7 = p_{wf} - p_{wh}$  : pérdida de presión total en la tubería de producción
- $\Delta p_8 = p_{wh} - p_{sep}$  : pérdida de presión total en la línea de flujo

Analizando la figura anterior, podemos decir que la caída de presión total,  $\Delta p_T$ , del sistema esta dada por la ecuación siguiente:

$$\Delta p_T = p_R - p_{sep} \quad (2.18)$$

donde:

$q$ :	Volumen del aceite producido.
$p_{ws}$ :	Presión estática del pozo, máxima presión que se presenta en el fondo del pozo después que fue cerrado (medido de preferencia al nivel medio de disparos).
$p_{wf}$ :	Presión de fondo fluyendo, presión que se registro en el fondo de un pozo cuando éste se encuentra produciendo a gasto constante.
$\Delta p_T$ :	Caída de presión total en el sistema.
$p_R$ :	Presión promedio del yacimiento.
$p_{sep}$ :	Presión de separación.

Por lo que, finalmente, ésta caída de presión es la suma de todas las caídas de presión que se tienen en cada uno de los componentes del sistema, mismos que pueden variar con el ritmo de producción y que además es controlado por los componentes seleccionados. La selección y el tamaño de dichos componentes, es fundamental, considerándose que no se debe de pasar por alto la interacción que existe entre sí, pues una alteración en la caída de presión en uno de ellos puede cambiar el comportamiento de la caída de presión en todos los demás.

Un método para analizar el comportamiento de un pozo, en el cual como objetivo se desea conocer la capacidad de producción con cualquier combinación de componentes, es llamado “análisis nodal”.

## 2.2 COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO<sup>(10)</sup>

De los componentes que se han señalado para su análisis, sin duda, el yacimiento es de los más importantes ha estudiar; considerando que el flujo de los fluidos hacia el pozo es función de la caída de presión que se presenta entre el yacimiento y el pozo. El flujo desde el yacimiento hacia el pozo ha sido llamado “flujo de entrada” o “comportamiento de entrada” y cuya representación gráfica de gastos contra presión de fondo fluyendo es llamada “relación de comportamiento de entrada” o simplemente IPR (Inflow Performance Relationships).

La relación existente entre el gasto y la caída de presión que se presenta en el medio poroso es muy compleja y depende de parámetros tales como las propiedades de la roca, del régimen de flujo, de los fluidos, de la saturación de los fluidos en la roca, de la compresibilidad de los fluidos, de los mecanismos de empuje, de la turbulencia que se presenta en algunas zonas del yacimiento y del daño que presenta la formación.



### 2.2.1 ECUACIONES DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA AL POZO

Con el fin de calcular la caída de presión que ocurre en el yacimiento, se requiere de una ecuación que relacione la pérdida de energía o presión debidas a las pérdidas por fricción y que sea función de la velocidad o del gasto, por lo que considerando un pozo productor, la ecuación de Darcy que en su forma más simple puede usarse para conocer la respuesta de un pozo, es:

$$v = - \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (2.19)$$

o en términos volumétricos, si se tiene:

$$q = vA \quad (2.20)$$

resulta:

$$q = - \frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (2.21)$$

donde:

$k$ : permeabilidad de la formación

$v$ : velocidad aparente del fluido

$q$ : gasto de flujo volumétrico

$A$ : área abierta al flujo

$\mu$ : viscosidad del fluido

$dp/dx$ : gradiente de presión en la dirección de flujo (negativo)

#### FLUJO LINEAL:

Para un área de flujo constante, la ecuación puede ser integrada para dar la caída de presión que ocurre a lo largo de la longitud  $L$ .

$$\int_{p_1}^{p_2} \frac{k dP}{\mu} = - \frac{q}{A} \int_{x_1}^{x_2} dx \quad (2.22)$$

$$\Rightarrow \int_{p_1}^{p_2} dP = - \frac{q\mu}{kA} \int_{x_1}^{x_2} dx$$

$$\Rightarrow P_2 - P_1 = -\frac{q\mu}{kA} L$$

si se supone que  $k$ ,  $\mu$  y  $q$  son independientes de la presión, o que pueden ser evaluadas a la presión promedio del sistema, la Ec. es:

$$q = \frac{CkA(p_1 - p_2)}{\mu L} \quad (2.23)$$

Si el fluido que está fluyendo es compresible, el gasto es una función de la presión, y empleando el concepto de que el flujo másico  $\rho q$ , deberá ser constante y expresando la densidad como función de la temperatura, presión y densidad relativa del gas, se tiene:

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{8.93ZT\mu L}{kA} q_{sc} \quad (2.24)$$

La Ec. 2.24 es válida para presiones menores a 2,500 (psia), debido a que el producto de  $\mu Z$  es aproximadamente constante. Para altas velocidades de flujo, en la cual la turbulencia puede estar presente, la ecuación de Darcy debe ser modificada para determinar la caída de presión adicional causada por la turbulencia; dando origen para el aceite y el gas respectivamente las siguientes Ecs.:

$$p_1 - p_2 = \frac{\mu_o B_o L}{1.127(10^{-3})k_o A} q_o + \frac{9.08(10^{-13})B_o^2 \beta_o L}{A^2} q_o^2 \quad (2.25)$$

y

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{8.93Z\mu_g L T}{k_g A} q_{sc} + \frac{1.247(10^{-16})\beta Z T L \gamma_g}{A^2} q_{sc}^2 \quad (2.26)$$

Aunque, debemos aclarar que el flujo lineal solo ocurre en las siguientes condiciones:

- Yacimientos fracturadas
- Arenas lenticulares
- Pozos horizontales
- Canales

#### FLUJO RADIAL:

La ley de Darcy puede ser usada para calcular el flujo hacia el pozo, que es donde el fluido esta convergiendo radialmente hacia el agujero; en este caso el área abierta al flujo no es constante

y deberá, por lo tanto ser incluida en la Ec. 2.19.

Refiriéndose a la geometría de flujo, como se ilustra en la Fig. 2.11, el área transversal abierta al flujo a cualquier radio es:

$$A = 2\pi rh$$

así, el cambio en la presión con la distancia radial de flujo será negativa; esto es:

$$\frac{dp}{dx} = - \frac{dp}{dr}$$

haciendo esta sustitución se tiene:

$$q = \frac{2\pi rhk}{\mu} \frac{dp}{dr} \tag{2.27}$$

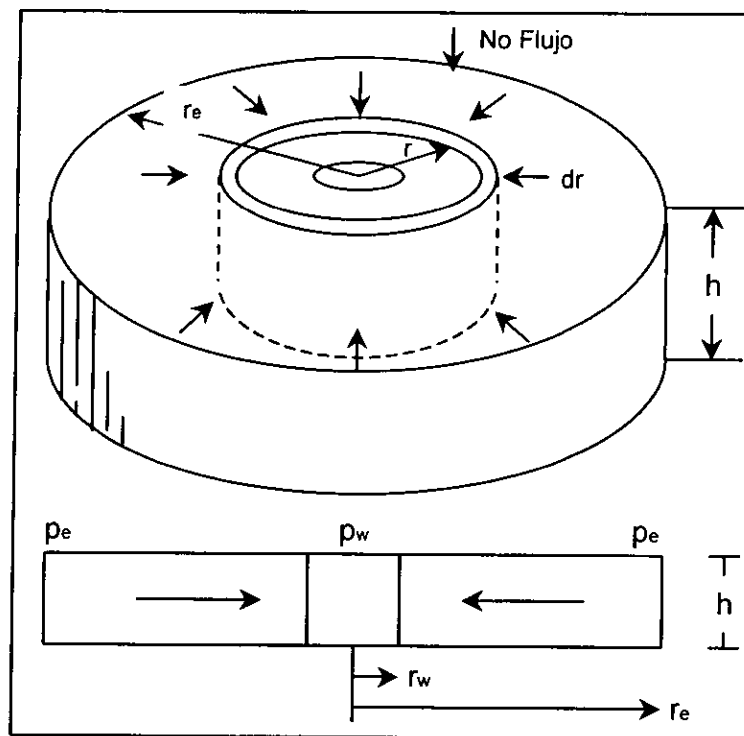


Figura 2.11  
Flujo radial típico en un sistema.

### A) FLUJO DE ACEITE

Cuando se aplica la ecuación de Darcy a flujo de aceite en el yacimiento, se supone que el

aceite es ligeramente compresible, y el cambio en el gasto,  $q$ , con la presión es manejado con el factor de volumen del aceite,  $B_o$ , así que el gasto puede ser expresado a condiciones de superficie o a condiciones de tanque, por lo que la Ec. 2.27 para flujo de aceite se transforma como:

$$q_o B_o = \frac{2\pi r h k_o}{\mu_o} \frac{dp}{dr} \quad (2.28)$$

o en:

$$2\pi h \int_{r_w}^{r_e} \frac{k_o}{\mu_o B_o} dP = q_o \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r}$$

Que al integrarse se supone que la función presión:

$$f(p) = \frac{k_o}{\mu_o B_o} \quad (2.29)$$

es independiente de la presión (constante) o que puede evaluarse a la presión promedio del yacimiento en el área de drene del pozo:

$$q_o = \frac{2\pi k_o (p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (2.30)$$

que en unidades de campo es:

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (2.31)$$

la ecuación anterior aplicada para flujo estacionario ( $p_e = \text{constante}$ ), flujo laminar para pozo situado en el centro de un área circular, es más útil si la expresamos en términos de presión promedio del yacimiento,  $p_R$ , y para un estado pseudo estacionario o flujo estabilizado:

$$(p_R - p_{wf} = \text{constante})$$

como:

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (p_R - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (2.32)$$

B) FLUJO DE GAS

Con el fin de poder integrar la Ec. 2.27 para flujo de gas, se debe suponer que  $\rho q$  es constante y con la ecuación de estado:

$$\rho = \frac{PM}{ZRT} \tag{2.23}$$

$$\rho q = \rho_{sc} q_{sc}$$

$$q_{sc} = \frac{\rho q}{\rho_{sc}}$$

$$= \frac{PT_{sc}}{P_{sc}TZ} \frac{2\pi r h k_g}{\mu_g} \frac{dP}{dr}$$

$$\int_{p_{wf}}^{p_e} P dP = \frac{q_{sc} \mu_g T P_{sc} Z}{2\pi h k_g T_{sc}} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r}$$

cuya integración, resulta la siguiente ecuación:

$$p_e^2 - p_{wf}^2 = \frac{q_{sc} \mu_g Z T P_{sc} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\pi k_g h T_{sc}} \tag{2.34}$$

que en unidades de campo es:

$$q_{sc} = \frac{703(10^{-6}) k_g h (p_R^2 - p_{wf}^2)}{\mu_g Z T \ln\left(\frac{0.402 r_e}{r_w}\right)} \tag{2.35}$$

2.2.2 PERFILES DE PRESION DEL YACIMIENTO

El comportamiento de la presión del yacimiento como una función del radio puede ser analizado al graficar la presión contra el radio por medio de la Ec. 2.32. suponiendo que la presión promedio del yacimiento es fija para  $r = 0.472 r_e$ , (aunque es necesario indicar que en estricto sentido el valor real de  $r = 0.5492 r_e$ ) y resolviendo para cualquier cambio en la presión, dicha ecuación resulta como:

$$p = p_R - \frac{141.2 q_o B_o \mu_o}{k_o h} \ln(0.402 r_e) + \frac{141.2 q_o B_o \mu_o}{k_o h} \ln(r_w) \tag{2.36}$$

Esta gráfica, para condiciones típicas del pozo se muestra en la Fig. 2.12, e indica un gran incremento en el gradiente de presión al aumentar la velocidad en las vecindades del pozo. Aproximadamente la mitad de la caída total de presión ocurre dentro de los primeros 15 pies de radio a partir del pozo; para flujo de gas, la caída de presión en la vecindad del pozo es más severa.

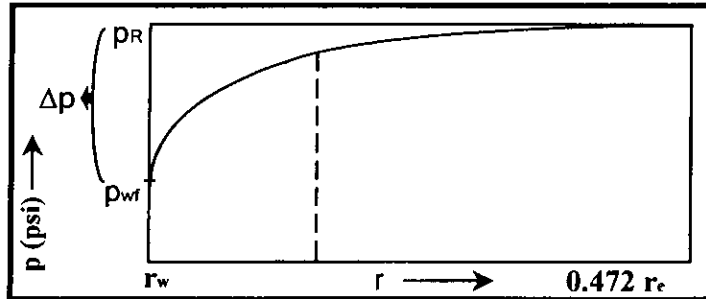


Figura 2.12  
Perfil de presiones en el yacimiento.

Analizando la ecuación anterior, revela que una gráfica de  $p$  contra  $\ln r$ , da como resultado una línea recta de pendiente constante, donde:

$$m = \frac{141.2 q_o B_o \mu_o}{k_o h} \tag{2.37}$$

Este tipo de gráficas es ilustrado en la Fig. 2.13, enfatizando que la pendiente permanece constante únicamente si todos los otros términos de la ecuación anterior permanecen constantes; de ahí que una pendiente diferente y por lo tanto un valor diferente de  $p_{wf}$  se obtiene para cada  $q_o$ .

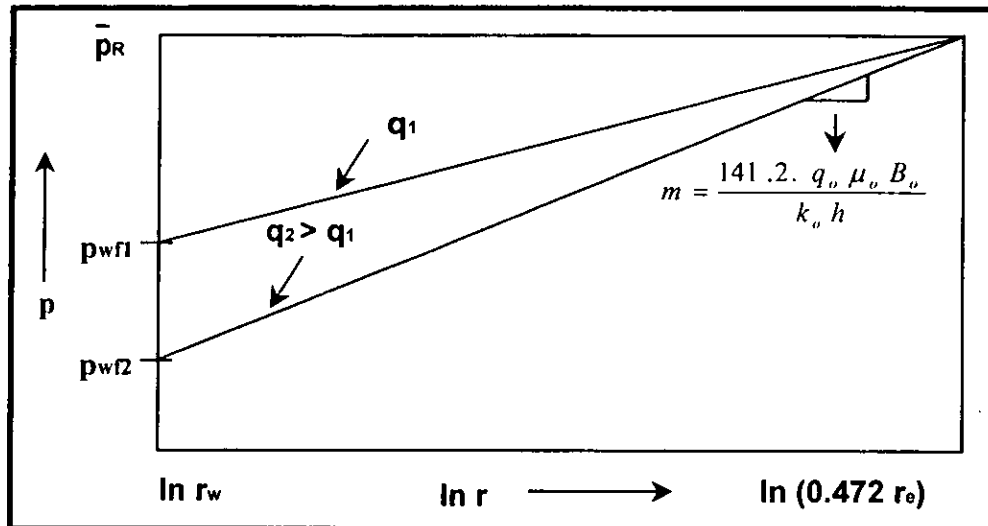


Figura 2.13  
Gráfica semilogarítmica de presión contra radio.

Un análisis similar de la Ec. 2.35 para flujo de gas revela que una gráfica de  $p$  contra  $\ln r$  da como resultado una línea recta de pendiente:

$$m = 1422 \frac{q_{sc} \mu_g ZT}{k_g h} \quad (2.38)$$

### 2.2.3 INDICE DE PRODUCTIVIDAD

La relación entre el gasto de entrada al pozo y la caída de presión ha sido expresada como índice de productividad, “ $J$ ”, definida con la ecuación:

$$J = \frac{0.00708 k_o h}{\mu_o B_o \ln \left( \frac{0.472 r_e}{r_w} \right)} \quad (2.39)$$

La ecuación para flujo de aceite puede entonces reescribirse como:

$$q_o = J(p_R - p_{wf})$$

o bien:

$$J = \frac{q_o}{p_R - p_{wf}} \quad (2.40)$$

Resolviendo para  $p_{wf}$  en términos de  $q_o$  revela que una gráfica de  $p_{wf}$  contra  $q_o$  en coordenadas cartesianas resulta en una línea recta con pendiente de  $-1/J$  y una intersección de  $p_R$  a  $q_o = 0$ , como el que se muestra en la Fig. 2.14.

$$p_{wf} = p_R - \frac{q_o}{J} \quad (2.41)$$

Si las condiciones son tales que “ $J$ ” es constante con la caída de presión, únicamente un valor de “ $J$ ” es obtenido desde una prueba de producción, esto puede ser usado para predecir el comportamiento de entrada para otras condiciones.

El concepto de índice de productividad puede ser también aplicado a comportamiento de entrada en pozos de gas si se define como:

$$J_K = \frac{q_R}{p_R^2 - p_{wf}^2} \quad (2.42)$$

o bien como:

$$J_k = \frac{703(10^{-6})k_g h \Delta p}{\mu_k Z T \ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right)} \quad (2.43)$$

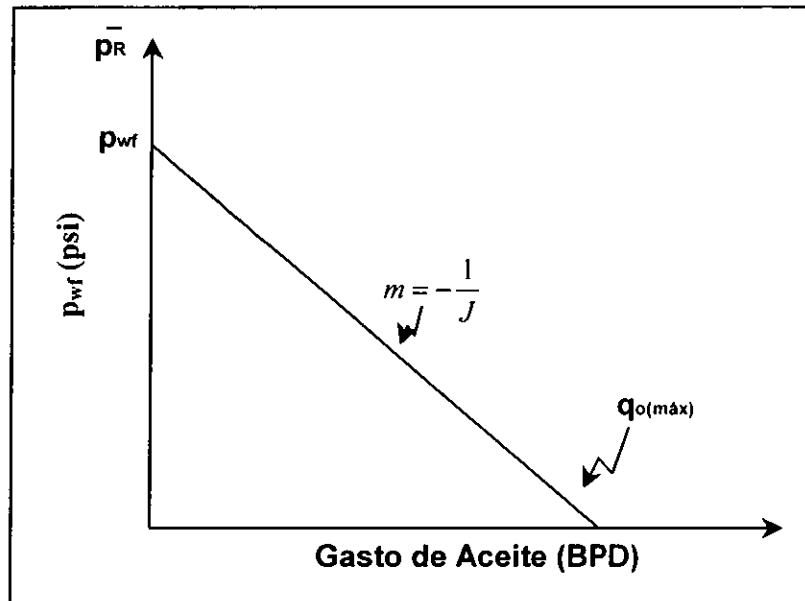


Fig. 2.14

Comportamiento del índice de productividad.

Una gráfica de  $p_{wf}$  contra  $q_{sc}$  no será lineal sobre coordenadas cartesianas.

#### 2.2.4 ALTERACION DE LA PERMEABILIDAD

Tomando en cuenta que la ley de Darcy está basada en la suposición de que la permeabilidad es constante en toda el área de drenaje del pozo y de que únicamente existe flujo laminar, la permeabilidad efectiva al aceite es el producto de la permeabilidad relativa al aceite y la permeabilidad absoluta del yacimiento, es decir:

$$k_o = k k_{ro}$$

La permeabilidad absoluta  $k$ , puede ser modificada alrededor del pozo, ya sea incrementándola mediante una estimulación o disminuyéndose por daño a la formación; esta deberá cambiar la pendiente del perfil de presión fuera del radio al cual la permeabilidad fue alterada, como se ilustra en la Fig. 2.15.



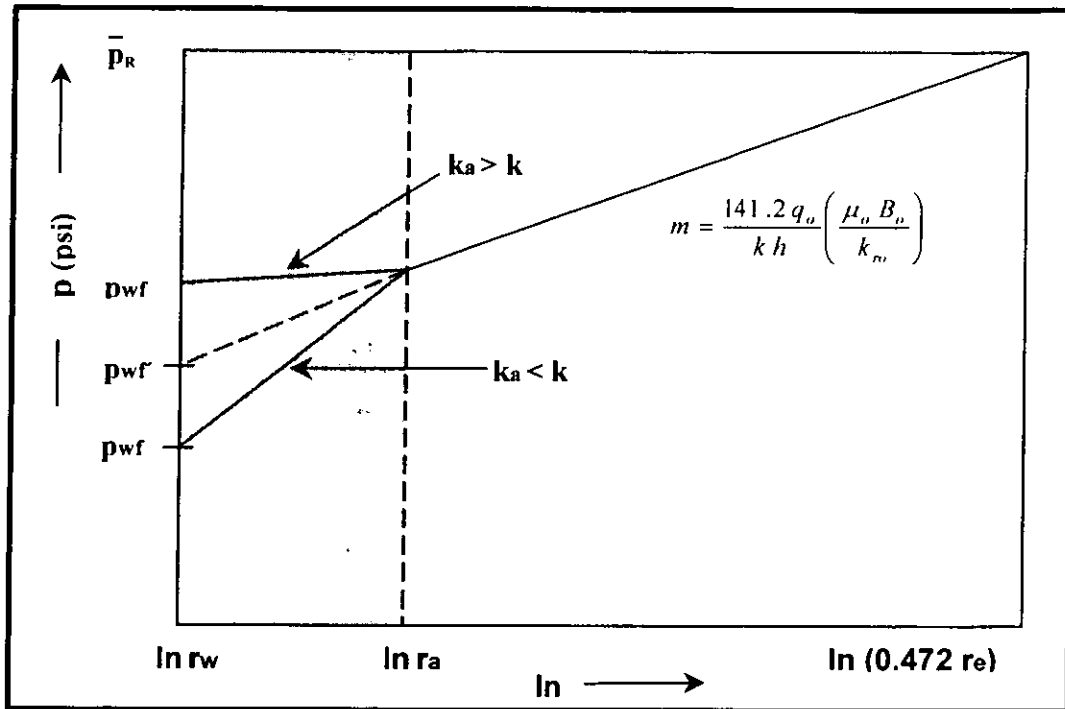


Figura 2.15

Efectos que provoca la alteración de la permeabilidad próxima a la pared del pozo en la presión.

Donde se observa que la diferencia entre la  $p_{wf\ ideal}$  y la  $p_{wf\ real}$ , es una caída de presión adicional ( $\Delta p_s$ ) debida al daño en la formación; además de que para un gasto constante, se tiene menor caída de presión si el pozo ha sido estimulado y mayor si el pozo esta dañado. La presión de fondo fluyendo requerida para ningún cambio en la permeabilidad es denominada  $p_{wf}$ .

A menudo es imposible determinar ya sea el radio alterado,  $r_a$ , o la permeabilidad alterada,  $k_a$ , en cuyo caso se supone que el cambio de presión debido a la permeabilidad alterada ocurre en el pozo en forma de daño, el cual puede ser valuada como:

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (p_R - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right) + s} \tag{2.44}$$

y para el gas:

$$q_g = \frac{703 (10^{-6}) k_g h (p_R^2 - p_{wf}^2)}{\mu_g Z T \ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right) + s} \tag{2.45}$$

El factor de daño “s” incluye los efectos de turbulencia y el daño real a la formación. El término “s” puede ser positivo para daño, negativo para mejoramiento o cero para un no cambio en la permeabilidad. El efecto de “s” sobre el perfil de presión para un yacimiento de aceite es ilustrado en la Fig. 2.16.

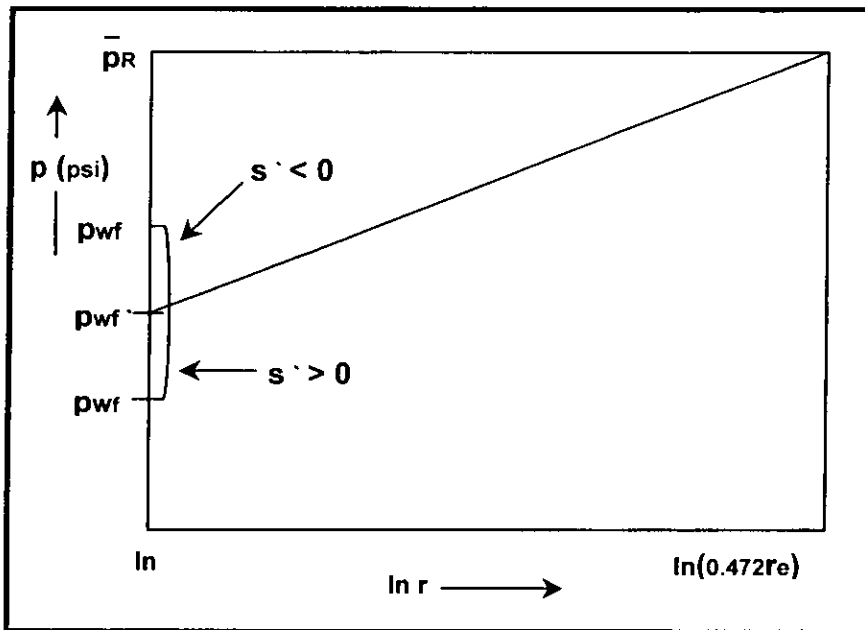


Figura 2.16

Efectos que originan la presencia del daño en la formación a la presión.

### 2.2.5 EFICIENCIA DE FLUJO<sup>(11)</sup>

La eficiencia de flujo de un sistema pozo-yacimiento, puede definirse como la relación de caídas de presión con daño y sin daño, haciendo que  $\Delta ps$ , sea la caída de presión total debida al factor de daño “s”, se tiene:

$$EF = \frac{p_R - p_{wf} - \Delta ps}{p_R - p_{wf}} \tag{2.46}$$

sustituyendo los valores de  $(p - p_{wf})$  y  $(\Delta ps)$  de una ecuación equivalente, en la ecuación anterior, se tiene:

$$EF = \frac{\ln \frac{r_p}{r_w}}{\ln \frac{r_p}{r_w} + s} \tag{2.47}$$

donde:

- $s$ : es el factor de daño total obtenido de una prueba de presión o de la suma de los pseudo factores de daño.
- $r_p$ : es el radio a la presión media

Esta ecuación puede simplificarse considerando el área de drenaje circular. En estas condiciones,  $r_p$ , se encuentra generalmente al 61% del radio de drenaje cuando la frontera se encuentra mantenida a presión constante y al 41% para el caso de un yacimiento con frontera cerrada, bajo estas condiciones la ecuación se reduce a:

$$EF = \frac{\ln\left(\frac{0.47r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{0.47r_e}{r_w}\right) + s} \tag{2.48}$$

o a la ecuación:

$$EF = \frac{\ln\left(\frac{0.47r_e}{r_w}\right) - 0.75}{\ln\left(\frac{0.47r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s} \tag{2.49}$$

En la Tabla 2.1 se muestran valores de  $\ln(0.47r_e/r_w)$ , para tamaño de barrenas en áreas de drenaje, obtenidos de la Ec. 2.50

Tabla 2.1  
Valores comunes de  $\ln(0.47r_e/r_w)$  para tamaños usuales de Barrena y Área de drenaje.

Diámetro de la barrena (pg)	Área de drenaje (Acres)		
	40	80	120
	Radio de drenaje aproximado (pies)		
	660	1320	1980
15	6.32	6.67	7.02
$12^{1/2}$	6.51	6.85	7.21
$9^{7/8}$	6.75	7.10	7.29
9	6.84	7.19	7.39
$8^{1/2}$	6.90	7.24	7.45
$6^{1/2}$	7.16	7.51	7.71
$5^{5/8}$	7.31	7.65	7.85

$$\left( \frac{0.47r_e}{r_w} \right) = \frac{1328(A)^{1/2}}{D} \quad (2.50)$$

donde:

$A$ :        área de drene (acres)  
 $D$ :        diámetro del pozo (pg)

Observando, que normalmente los valores de  $\text{Ln}(0.47r_e/r_w)$  varían de 6.5 a 7.5, se puede obtener una expresión que proporcione un valor aproximado de la eficiencia de flujo si se toma un promedio de los valores tabulados:

$$EF = \frac{7}{7 + s} \quad (2.51)$$

Definiéndose la relación de daño,  $DR$ , como:

$$DR = 1 - EF = \frac{\Delta ps}{(p_R - p_{wf})} \quad (2.52)$$

o la ecuación:

$$DR = \frac{s}{\text{Ln}\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s} \quad (2.53)$$

Tanto las Ecs. 2.49 y 2.51, son aplicables a yacimientos con patrón de flujo radial, o a pozos fracturados si la longitud media de la fractura es menor o igual a 0.2 veces el radio de drene del pozo,  $r_e$ .

### 2.3. DAÑO A LA FORMACION<sup>(12, 13)</sup>

El daño a la formación, se origina principalmente por dos fuentes: debido a la invasión y el contacto de materiales extraños con el yacimiento; generalmente provenientes de las operaciones realizadas en un pozo, desde su etapa inicial de perforación hasta su etapa de recuperación secundaria, pasando por la terminación y reparación e inclusive los propios tratamientos de limpieza, ocasionando una alteración a la zona próxima del mismo, presentándose con esto una permeabilidad diferente a la original. La otra fuente, se origina por el proceso natural de producción de los pozos al alterarse las características originales de los

fluidos producidos, o por la interacción de éstos con los materiales sólidos que constituyen la roca.

Van Everdingen<sup>(14)</sup> introdujo el concepto de factor de daño, observando que las presiones medidas en los pozos frecuentemente no eran iguales a las calculadas, por lo que concluyó que se debía a restricciones al flujo alrededor del pozo, como resultado de una película infinitesimal en la cara del pozo, en donde ocurre una caída de presión adicional que se debe precisamente a dicho fenómeno.

En el supuesto caso de que no existiese ninguna alteración en la permeabilidad virgen y equivalente de la formación a los fluidos del yacimiento y ninguna restricción de los mismos al entrar al pozo a través del intervalo en producción, se tendrá un comportamiento de la presión como el indicado en la Fig. 2.17, por lo que la Ec. 2.54,

$$q = \frac{2\pi kh(p_{ws} - p_{wf\ ideal})}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (2.54)$$

tendría validez:

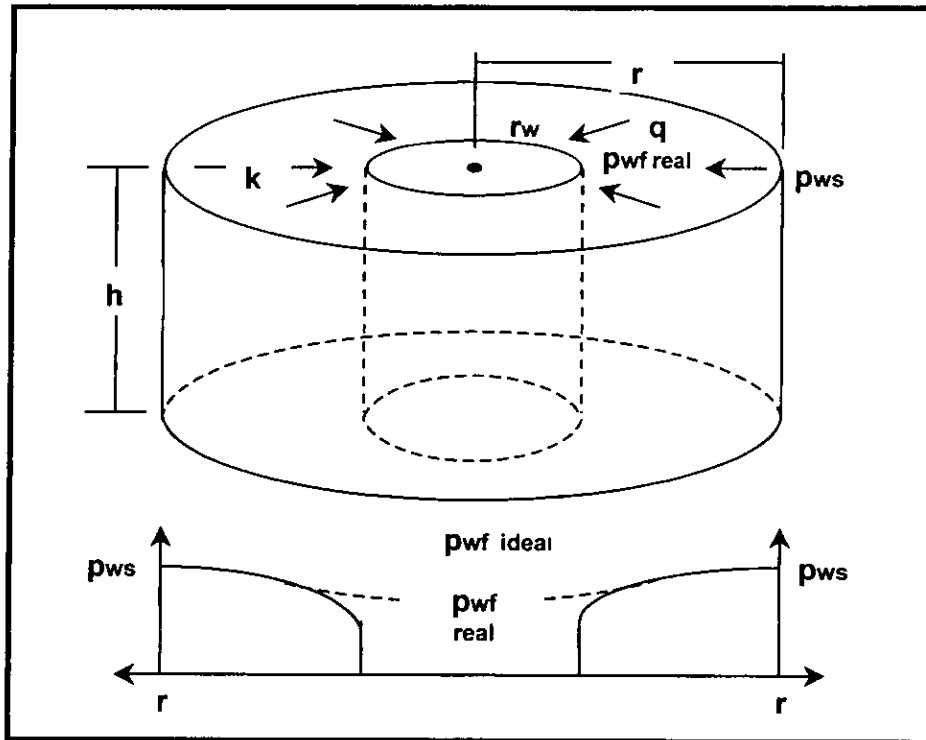


Figura 2.17

Condiciones de flujo "Darcy" en un yacimiento radial circular.

Sin embargo, en condiciones reales, es común que exista una caída de presión adicional; ésta

diferencia de presión (entre la *ideal* y la *real* o actual con la que fluye el pozo) es debido al daño que presenta la formación. Generalmente nos referimos a éste efecto como una caída de presión ( $\Delta ps$ ) debido al efecto "SKIN" ( $s$ ) o daño, dada por la ecuación:

$$\Delta ps = p_{ws \text{ ideal}} - p_{wf \text{ real}} \quad (2.55)$$

un dimensionamiento del factor de daño " $s$ ", proporcional a  $\Delta ps$  es definida como:

$$\Delta ps = \frac{q\mu}{2\pi kh} s \quad (2.56)$$

o bien:

$$s = \frac{2\pi kh}{q\mu} \Delta ps \quad (2.57)$$

En la Ec. 2.56, se observa que la caída de presión adicional es directamente proporcional al daño e inversamente proporcional a la permeabilidad, por lo que:

$$p_{wf \text{ ideal}} = \frac{q\mu}{2\pi kh} s + p_{wf \text{ real}} \quad (2.58)$$

Ahora bien, considerando un pozo productor, la ecuación de Darcy en su forma más simple puede utilizarse para conocer la respuesta del pozo. Para flujo permanente, en un yacimiento cilíndrico y sustituyendo  $p_{wf \text{ ideal}}$  en la Ec. 2.54 se tiene:

$$q = \frac{2\pi kh(p_{ws} - p_{wf \text{ real}})}{\mu \left\{ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s \right\}} \quad (2.59)$$

Ecuación que representa las condiciones reales de flujo del yacimiento al pozo, donde " $s$ " es adimensional.

Cada uno de los términos de esta ecuación afectarán la productividad del pozo, observándose que los parámetros que pueden modificarse se restringen básicamente a la permeabilidad,  $k$ , y al efecto "SKIN",  $s$ . Un valor bajo de permeabilidad o un valor grande del efecto "Skin" propiciarán una baja productividad del pozo; y en general es consecuencia de un daño causado en la zona vecina del pozo. Es importante señalar que en condiciones normales de los pozos, sobre todo a su terminación, la zona de la formación vecina a la pared del pozo se encuentra dañada, como se muestra en la Fig. 2.18, debido a la perforación misma, a la cementación de

las tuberías y al conjunto de operaciones requeridas para poner en producción al pozo.

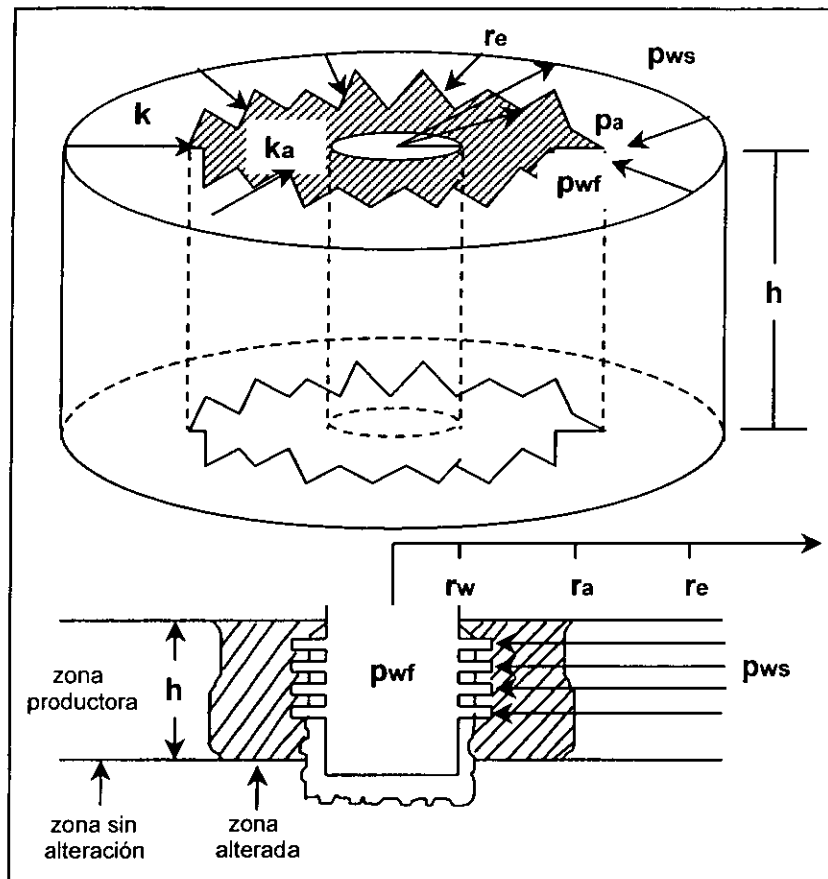


Figura 2.18

Sistema típico del flujo de fluidos de un yacimiento hacia un pozo.

Finalmente, el **efecto "SKIN" o daño a la formación productora de hidrocarburos**, es definido como la pérdida de productividad o inyectabilidad, parcial o total y natural o inducida de un pozo, resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un obturamiento de los canales permeables asociado con el proceso natural de producción.

Reanalizando la Ec. 2.59, se observa que para un valor grande de " $s$ ", como ya se ha indicado, es en general consecuencia de una alteración causada en la zona vecina al pozo y un valor negativo (yacimiento fracturado, pozos estimulados, etc.), causará condiciones de flujo favorables, con un consecuente incremento en la productividad del pozo.

Por otra parte, en una gráfica de gasto contra caída de presión, como el que se muestra en la Fig. 2.19 se observa que el factor de daño recae en reducciones o incrementos en la producción del pozo. Así mismo, se puede indicar que dado un gasto fijo, el efecto del daño recae en mayores caídas de presión conforme  $s > 0$ , y se reducen substancialmente cuando  $s < 0$ .

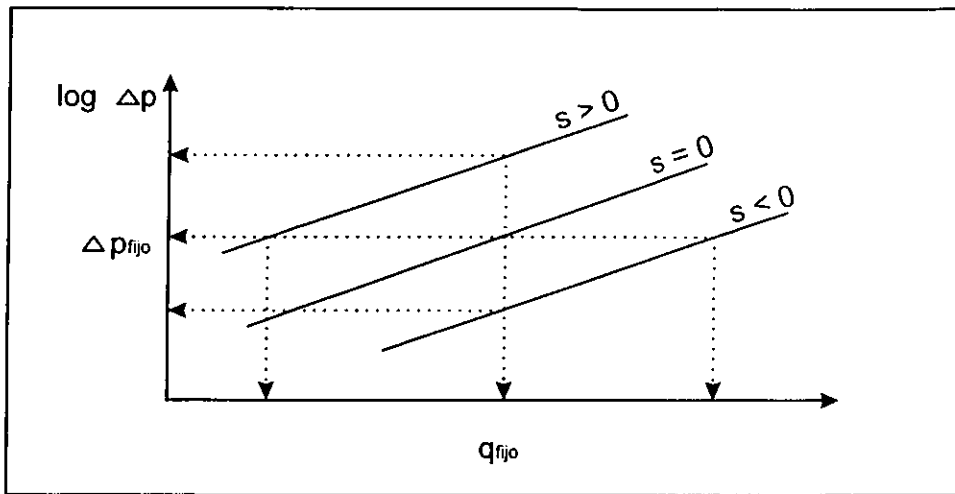


Figura 2.19

Variación del gasto con respecto al  $\log \Delta p$ .

En este sentido es de tal importancia conocer el daño a la formación, por el efecto que ocasiona en la presión, Fig. 2.20, donde el comportamiento de la presión contra el tiempo, para diferentes condiciones de daño, las grandes caídas de presión están asociadas a daños positivos.

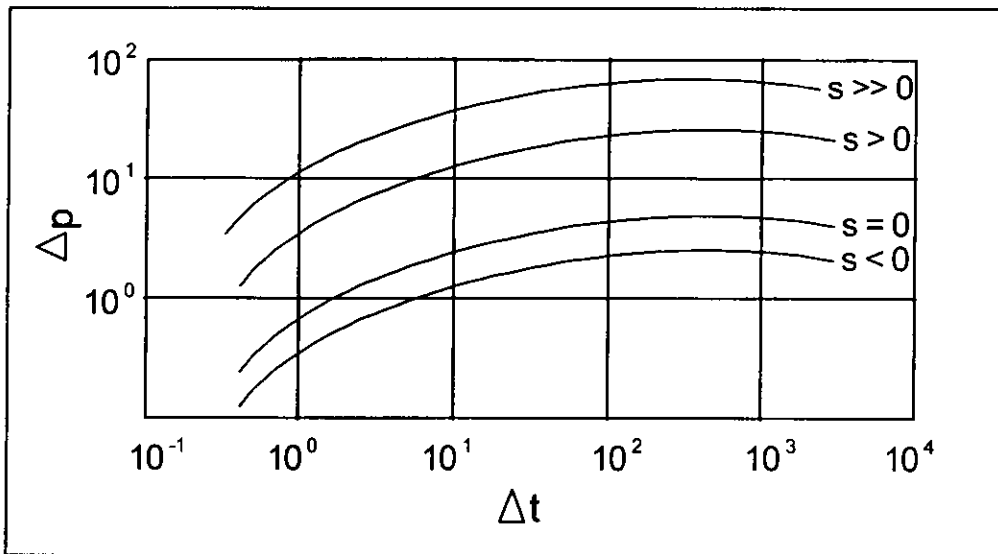


Figura 2.20

Comportamiento de la Presión con respecto al Tiempo en presencia del Factor de Daño.

Infinidad de autores se han preocupado por el estudio de este fenómeno; un ejemplo claro es Hawkins<sup>(15)</sup>, quien considerando flujo radial y terminación en agujero descubierto, presento una expresión para el factor de daño, utilizando la ecuación de Darcy para fluidos incompresibles, en régimen permanente:



$$s = \left( \frac{k}{k_a} - 1 \right) \text{Ln} \left( \frac{r_a}{r_w} \right) \quad (2.58)$$

donde  $k_a$  y  $r_a$  son la permeabilidad y el radio de la zona dañada respectivamente,  $k$  es la permeabilidad del yacimiento y  $r_w$  es el radio del pozo.

Se observa que si  $k_a = k$  ( $r_a = r_w$ ), no existe daño; por otra parte, si  $k < k_a$ , se tendrá un daño negativo ( $s < 0$ ), siendo el caso de un pozo estimulado o fracturado y cuando  $k > k_a$ , se presenta un daño positivo ( $s > 0$ ), lo que implica reducciones en la productividad de los pozos.

De ahí la importancia de analizar las causas de la caída de presión que se tiene al llevar los fluidos desde el yacimiento al fondo del pozo,  $\Delta p_r$ , pues ella en gran medida controla el gasto de entrada de fluidos al pozo. Para ello, se debe considerar el flujo de los fluidos desde el radio de drene del pozo hasta el intervalo perforado a través de los túneles de los disparos, pasando previamente a través de la zona virgen de la formación y de la zona vecina al pozo (generalmente alterada).

La caída de presión a la que se ha hecho referencia, finalmente no es otra cosa más que una restricción al flujo<sup>(16)</sup>; pero, como el total del efecto depende de una serie de factores de flujo no ideal próximo a la pared del pozo, es la razón por la que su cuantificación es una composición de estos efectos individuales.

Sin embargo, el factor de daño total, no es precisamente la suma de todos estos efectos de daños individuales, pues, es además el reflejo de la existencia de algún grado de interacción entre las diferentes restricciones de flujo que puede agrandar o moderar la composición de efecto, y es precisamente la cuantificación de la interferencia entre dos o más restricciones al flujo, la dificultad que se presenta al evaluar al daño a la formación, pues por una parte es imposible tratar el problema rigurosamente por métodos matemáticos y por otra el determinar la interferencia en un campo de observación. Aparentemente el aspecto simple a considerar es el segundo punto, debido a la limitación por restricción al flujo y por penetración parcial; pero simplemente, al restringir el flujo se crean altas velocidades en las proximidades a los disparos, en una proporción  $h/h_p$ , éstas velocidades son de un gran peso en el total de la caída de presión.

Rowald<sup>(17)</sup> y Jones-Watts<sup>(18)</sup> propusieron simples modelos que ajustaban individualmente los factores de daño para el efecto de flujo restringido. Ellos consideraban el modelo de flujo, como se muestra en la Fig. 2.21, en la que se observa la convergencia del flujo en el intervalo abierto al flujo antes de alcanzar la pared del pozo; es decir, la zona alterada, por ello, el flujo a alta velocidad, el bloqueo y los efectos de la perforación son de gran importancia, pues el flujo no darciano en la zona agrandan el abatimiento de presión causado por otros factores de daño.

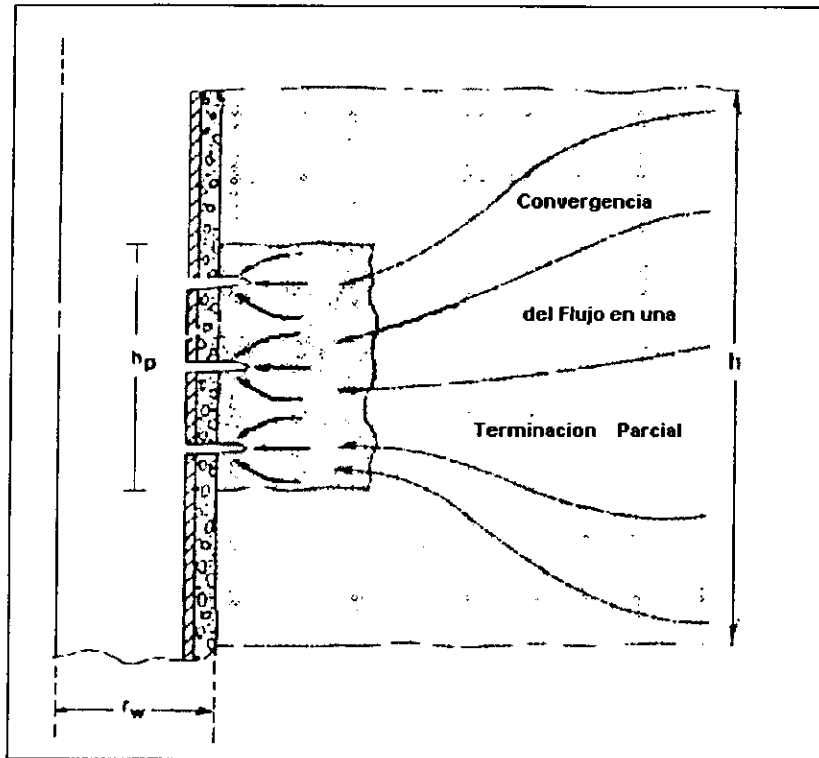


Figura 2.21

Modelo simplificado de la composición del Factor de Daño.

Empleando la definición formal del factor de daño (Ec. 2.56) y el alcanzar altas velocidades en la zona alterada, corresponderá a un abatimiento de presión con respecto a un flujo radial ideal y varios daños adicionales, los cuales son:

$$\Delta p_1 = \frac{141.2q_o\mu_o B_o}{kh} \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 \right]$$

Para Flujo Ideal.

$$\Delta p_2 = \left[ \frac{141.2q_o\mu_o B_o}{kh} \right] s_a$$

Debido a la alteración de la Permeabilidad próxima a la pared del pozo.

$$\Delta p_3 = \left[ \frac{141.2q_o\mu_o B_o}{kh} \right] s_c$$

Debido a la Penetración Parcial y Flujo Restringido.

$$\Delta p_4 = \left[ \frac{141.2q_o\mu_o B_o}{kh} \right] s_p$$

Debido a la Penetración, Geometría y Densidad de los Disparos.

$$\Delta p_5 = \left[ \frac{141.2q_o\mu_o B_o}{kh} \right] s_G$$

Debido a la Producción de Arena

$$\Delta p_6 = \left[ \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{kh} \right] s_b$$

Debido a la Condensación de los Hidrocarburos

$$\Delta p_7 = \left[ \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{kh} \right] s_\theta$$

Debido a la Inclinación del Pozo.

$$\Delta p_8 = \left[ \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{kh} \right] D_q$$

Debido al Flujo a Alta Velocidad.

$$\Delta p_9 = \left[ \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{kh} \right] D_{dp}$$

Debido al Flujo a Alta Velocidad a través de los Disparos.

$$\Delta p_{10} = \left[ \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{kh} \right] D_{Gi}$$

Debido al Flujo a Alta Velocidad a través del Empaque de Grava.

Que sumados es:

$$\Delta p_r = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{kh} \left[ \ln \left( \frac{re}{rw} \right) - 0.75 + s + D \right] \quad (2.59)$$

Donde  $s$  esta definida por:

$$s = s_a + s_c + s_p + s_{Gi} + s_b + s_\theta \quad (2.60)$$

y a su vez  $D$  por:

$$D = D_q + D_{dp} + D_{Gi} \quad (2.61)$$

Las Ecs., 2.60 y 2.61 son de igual forma aplicables a pozos de gas, notándose que  $s_c$ ,  $s_G$  y  $s_b$  no son concretamente ocasionados por flujo restringido; esto es, porque el flujo restringido es inherentemente considerado cuando estos factores de daño son calculados individualmente, una similar condición ocurre para elementos individuales de  $D$ .

El modelo de Rowland y Jones-Watts, podría arrojar errores en los resultados en casos donde los factores de daño individuales son negativos, aún así, el modelo probablemente es suficiente para los cálculos de ingeniería que se requieren.

Finalmente para determinar la caída de presión, se requiere registrar la presión de fondo del pozo y su variación con el tiempo. Los análisis de la variación de presión de pruebas de incremento o decremento, conducen a determinar una presión de fondo fluyendo real,  $p_{wf \text{ real}}$ .

Si se considera una terminación en agujero descubierto e inexistencia de alteración alguna en la vecindad del pozo, el valor de la presión de fondo fluendo sería diferente y se podría indicar como  $p_{wf\ ideal}$ .

Bajo estas condiciones, se define una diferencia de presión entre la  $p_{wf\ real}$  y la  $p_{wf\ ideal}$ , Ec. 2.55, relacionándola, ésta diferencia de presión en régimen permanente, con el llamado Efecto Daño, “Skin”,  $s$ .

Dado que las pruebas de presión permiten obtener el efecto “Skin” o factor de daño total “ $s$ ”, éste valor estará influenciado por el factor de daño verdadero a la formación y otros pseudofactores, alguno de los cuales pueden tomar valores negativos, positivos e incluso podrían ser nulos.

Por último, es necesario indicar que debido a la dificultad y el costo que implica la remoción del daño alrededor del pozo, es esencial su prevención. Para lograrlo, es necesario que al realizar aquellas operaciones en las cuales se genera daño, deben ser vistos como uno sólo, además de tener una planeación y ejecución de los trabajos con calidad.

#### 2.4 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO A PARTIR DE PRUEBAS DE PRESIÓN<sup>(19, 20, 21.)</sup>

La caída de presión en el pozo por unidad de gasto es inducida por la resistencia al flujo adicional alrededor de éste debido a las alteraciones que se presentan en dicha zona; llamado efecto de daño, “ $s$ ”, misma que provoca una disminución en la capacidad productiva de los pozos.

La caracterización de los yacimientos requiere sin duda de suficiente información que nos permita hacer una representación apropiada del mismo, y en gran medida ésta puede ser obtenida a partir de “pruebas de variación de presión”. Estas pueden ser de incremento de presión, decremento de presión, inyectividad y de interferencia, siendo las dos primeras las más usuales.

El objetivo de las pruebas de presión, que consisten básicamente en generar y medir variaciones de presión en los pozos, es obtener información del sistema roca-fluidos y de los mismos pozos, a partir del análisis de las citadas variaciones de presión.

En una prueba de presión se conoce la señal de entrada (gasto), aplicada al sistema (yacimiento), y se mide la señal de salida (presión); el propósito de las pruebas de presión es el de identificar al sistema (pozo-yacimiento).

La interpretación de las pruebas de presión recae en el uso de modelos, cuyas características son supuestas para representar al yacimiento real; se pueden definir varios modelos de interpretación para representar el comportamiento de los yacimientos:

- Modelo Geológico
- Modelo de Registros
- Modelo de Pruebas en Pozos

El comportamiento principal de un modelo de interpretación es el “modelo básico”, el cual caracteriza el comportamiento del yacimiento y puede ser:

- Homogéneo
- Doble Porosidad
- Doble Permeabilidad

Para que un modelo básico tenga aplicación práctica, debe asociarse con “condiciones de frontera interna”, tales como:

- Almacenamiento, constante o variable
- Daño
- Fracturas
- Penetración Parcial
- Pozo horizontal

Y con “condiciones de frontera externa”:

- Cerrada (No flujo), y
- Presión Constante

Considerando estas condiciones, es posible obtenerse modelos para el análisis de pruebas de variación de presión.

Para la determinación del factor de daño, los métodos a utilizarse los podemos dividir en dos grupos: los llamados convencionales, del cual se desprenden los métodos de Horner, Miller-Dyes-Hutchison. El otro grupo corresponde a los de ajuste de curvas tipo, siendo los métodos propuestos por Bourdet-Landel-Kniazeff, Cinco-Samaniego, los más comunes; mismos que describen el comportamiento de la presión en presencia de fracturas.

#### 2.4.1. CALCULO DEL FACTOR DEL DAÑO, A PARTIR DEL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE VARIACIÓN DE PRESIÓN POR MÉTODOS CONVENCIONALES.

Dentro de éste tipo de pruebas se distinguen dos tipos, las de incremento de presión y las de decremento, en los cuales los efectos de almacenamiento están presentes, así como también los producidos por la existencia de fracturas naturales o inducidas. Cuando se efectúan dichas pruebas y además se presentan dichos efectos, los puntos correspondientes de  $p$  contra  $t$  obtenidos no servirán para el análisis de dichas pruebas, por lo que es indispensable determinar el tiempo que duran esos efectos.

En pozos no fracturados, los efectos de almacenamiento se pueden detectar por medio de una gráfica doble logarítmica de  $P$  contra  $t$ ; si los puntos obtenidos en dicha gráfica se alinean en una recta con pendiente de  $45^\circ$ , Fig. 2.22, esto significa que dichos efectos están presentes y predominan.

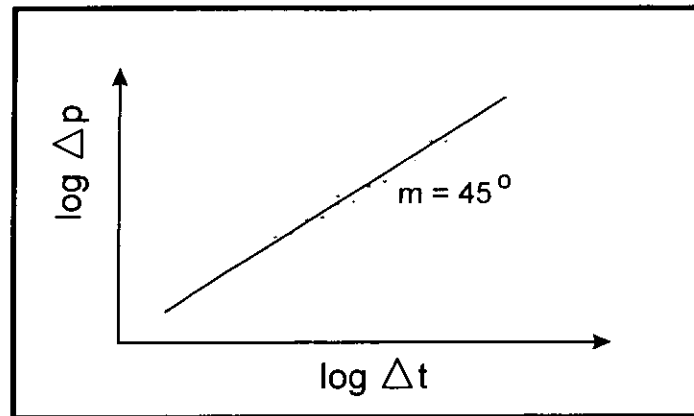


Figura 2.22

Gráfica doble logarítmica que muestra la presencia del efecto de almacenamiento.

En pozos fracturados, el tiempo que duran dichos efectos aunados a los producidos por fracturas naturales o inducidas se podrá determinar por medio del ajuste de curvas tipo. Una vez determinado el tiempo que duran estos efectos en la prueba de variación de presión, se desechan los datos correspondientes y a partir de ese punto se efectuarán los análisis de dicha prueba y se calcula “ $s$ ”.

#### A). PRUEBAS DE INCREMENTO

Esta prueba se realiza manteniendo un gasto constante durante un cierto tiempo para después cerrar el pozo, registrándose la variación de presión originada por el cierre.

##### 1.- METODO DE HORNER<sup>(22, 23)</sup>

La presión de fondo en una prueba de incremento se puede calcular a partir de la siguiente ecuación:

$$p_{ws} = p_i - 162.6 \frac{q\mu B}{kh} \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (2.62)$$

Esta ecuación se dedujo a partir de la solución fuente lineal en forma adimensional utilizando el principio de superposición, suponiéndose a demás flujo radial y la inexistencia de los efectos por almacenamiento y daño.

Si se gráfica  $p_{ws}$  contra logaritmo  $((t_p + \Delta t)/\Delta t)$  se obtendrá una recta con pendiente negativa e igual a:

$$m = 162.6 \frac{q\mu B}{kh} \quad (2.63)$$

El procedimiento para el cálculo de “s” a partir de éste método consiste en:

- Graficar en papel doble logarítmico los valores de  $\Delta p$  contra  $\Delta t$
- Determinar el tiempo en el cual los efectos de almacenamiento desaparecen; si no se logra calcular éste instante, no se podrá calcular “s”.
- Graficar en papel semilogarítmico  $p_{ws}$  contra  $((t_p + \Delta t)/\Delta t)$  a partir del tiempo determinado anteriormente.
- Trazar una recta con los puntos obtenidos y determinar su pendiente.
- Con la pendiente obtenida y con la ayuda de la ecuación (anterior) determinar la permeabilidad

$$k = 162.6 \frac{q\mu B}{mh} \quad (2.64)$$

- Calcular el factor de daño con la ecuación siguiente:

$$s = 1.151 \left\{ \frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi\mu c_{frw}^2} \right) + 3.2275 \right\} \quad (2.65)$$

## 2.- METODO DE MILLER-DYES-HUTCHINSON<sup>(24)</sup>

Este método es utilizado para cuando el periodo cierre ( $\Delta t$ ) es muy pequeño en comparación con el tiempo de producción ( $t_p$ ), por lo que  $p_{ws}$  se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$p_{ws} = p_{1hr} - 162.6 \frac{q\mu B}{kh} \log \Delta t \quad (2.66)$$

que resulta ser la ecuación de una recta al graficar  $p_{ws}$  contra logaritmo  $\Delta t$  con pendiente igual a la Ec. 2.63.

El procedimiento para el cálculo de “s” a partir de éste método consiste en:

- Graficar en papel doble logarítmico  $\Delta p$  contra  $\Delta t$

- Determinar el tiempo en el cual los efectos de almacenamiento desaparecen; si no se puede calcular éste instante, no se podrá calcular “s”.
- Graficar en papel semilogaritmico  $p_{ws}$  contra  $\Delta t$  a partir del tiempo determinado anteriormente.
- Trazar una recta con los puntos obtenidos y determinar su pendiente.
- Determinar  $p_{ws}$  para cuando  $\Delta t$  sea igual a una hora por medio de la recta anterior.
- Con la pendiente obtenida y la Ec. 2.64 determinar la permeabilidad.
- Calcular el factor de daño con la Ec. 2.65.

## B). PRUEBAS DE DECREMENTO

Esta prueba se realiza manteniendo inicialmente un gasto de cero (pozo cerrado), para posteriormente abrir el pozo manteniendo un gasto constante, registrando la variación de presión originada por la apertura del mismo.

### 1.- METODO SEMILOGARITMICO<sup>(21, 25)</sup>

Este método se efectuó para analizar las pruebas de decremento y se espera que la presión de fondo fluyendo se comporte de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$p_{wf} = p_{1hr} - m \log t \quad (2.67)$$

misma que se dedujo a partir de la solución fuente lineal en forma adimensional y utilizando el principio de superposición considerándose a demás los efectos del daño, donde  $p_{1hr}$  esta dada por la ecuación:

$$p_{1hr} = p_i - m \left[ \log \left( \frac{k}{\phi \mu c r_w^2} \right) - 3.227 + 0.875 \right] \quad (2.68)$$

De la Ec. 2.67 se puede observar que tiene la forma de una recta; si se gráfica  $p_{wf}$  contra logaritmo del tiempo se podrá obtener la pendiente “m” que es igual a la Ec. 2.63.

El procedimiento para el calculo de “s” a partir de éste método consiste en:

- Graficar en papel logaritmico los valores  $\Delta p$  contra  $\Delta t$
- Determinar el tiempo en el cual los efectos de almacenamiento desaparecen; si no se



puede calcular éste instante, no se podrá calcular “s”.

- Graficar en papel semilogaritmico  $p_{wf}$  contra el tiempo, a partir del tiempo calculado anteriormente, y determinar su pendiente.
- Con la pendiente obtenida y la Ec. 2.64 determinar la permeabilidad.
- Determinar el factor de daño con la ecuación:

$$s = 1.151 \left[ \frac{p_i - p_{1hr}}{m} - \log \frac{k}{\varphi \mu c r_w^2} + 3.227 \right] \quad (2.69)$$

#### 2.4.2 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO A PARTIR DEL AJUSTE POR CURVAS TIPO PARA POZOS NO FRACTURADOS Y FRACTURADOS NATURALMENTE.

Se iniciara por definir las ecuaciones (en forma adimensional) que utilizaremos para calcular el factor de daño a través de las curvas tipo<sup>(26, 27)</sup>

Presión:

$$p_D = \frac{kh\Delta p}{141.2q\mu B} \quad (2.70)$$

Tiempo:

$$t_D = \frac{2.64(10^{-4})k\Delta t}{\mu\varphi c r_w^2} \quad (2.71)$$

Radio:

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (2.72)$$

Almacenamiento:

$$C_D = \frac{0.8936C}{\varphi c h r_w} \quad (2.73)$$

Relación tiempo almacenamiento:

$$\frac{t_D}{C_D} = \frac{2.95(10^{-4})kh\Delta t}{\mu C} \quad (2.74)$$

Relación de la derivada de la presión, tiempo y almacenamiento:

$$\frac{t_D p'_D}{C_D} = \frac{kh\Delta t \Delta p'}{141.29\mu B} \quad (2.75)$$

### A) PARA POZOS NO FRACTURADOS<sup>(28, 29)</sup>

Para este caso los autores desarrollaron dos diferentes curvas, Fig. 2.23; las primeras son el resultado de graficar en papel doble logarítmico, y en forma adimensional, la presión contra la relación del tiempo dividido por el almacenamiento, resultando varias curvas que están en función de  $C_D e^{25}$ . Las segundas se obtuvieron al graficar en papel doble logarítmico y en forma adimensional, la derivada de la presión multiplicada por la relación  $(t_D/C_D)$ , resultando también varias curvas que están en función de  $C_D e^{25}$  una característica importante de las segundas resulta cuando el valor de  $(P_D t_D/C_D)$  es igual a 0.5, donde todas las curvas coinciden, a partir de un cierto valor de  $(t_D/C_D)$ , indicando que se ha alcanzado el régimen de flujo radial. Las curvas  $\lambda C_D/\omega(1-\omega)$  y  $\lambda C_D/1-\omega$  se emplean para pozos con fracturas naturales.

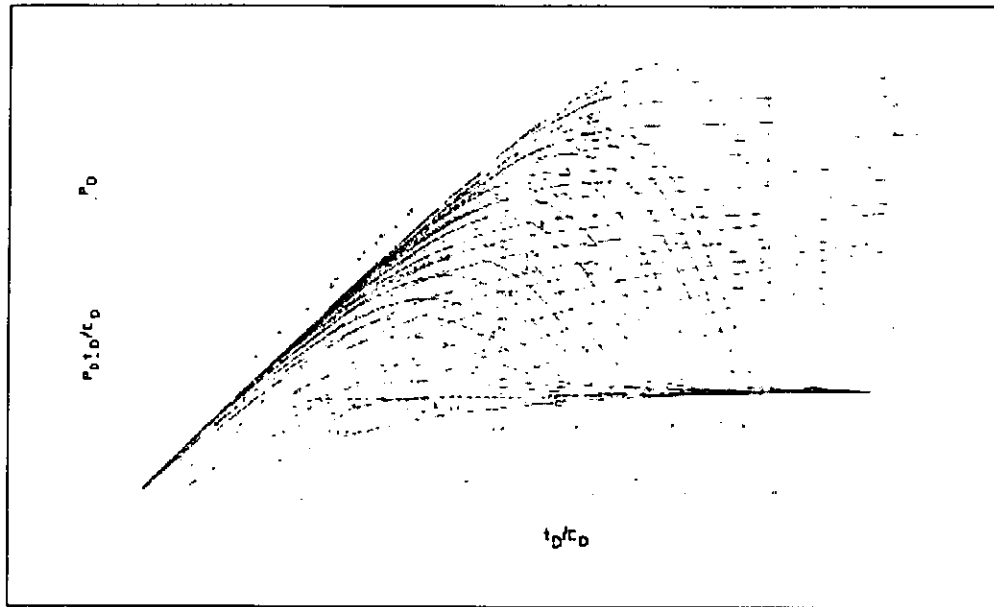


Figura 2.23

Curva tipo para pozos con o sin fractura.

### 1. CÁLCULO DEL FACTOR DE DAÑO POR MEDIO DEL AJUSTE DE CURVAS TIPO PARA POZOS NO FRACTURADOS.

En este caso se tienen dos posibilidades para determinar “s”; por medio de las curvas tipo, desarrolladas al graficar en papel doble logarítmico:

a). Logaritmo de  $p_D$  contra Logaritmo de  $t_D/C_D$

- Graficar en papel doble logarítmico  $\Delta p$  contra  $\Delta t$
- Ajustar la curva resultante en la Fig. 2.22 y determinar

$$(\Delta p)_a, (\Delta t)_a, (p_D)_a, \left(\frac{t_D}{C_D}\right)_a, (C_D e^{2s})_a$$

- Determinar  $kh$  despejándola de la Ec. 2.70

$$kh = \frac{141.2q\mu B(p_D)_a}{(\Delta p)_a} \tag{2.76}$$

- Calcular el almacenamiento despejándolo de la Ec. 2.74:

$$C = \frac{0.000295khe(\Delta t)_a}{\mu \left(\frac{t_D}{C_D}\right)_a} \tag{2.77}$$

- Determinar  $C_D$  de la ecuación 2.73
- Determinar “s” por medio de la siguiente ecuación:

$$s = 0.5 \text{Ln} \left[ \frac{C_D e^{2s}}{C_D} \right] \tag{2.78}$$

**b). Logaritmo de  $p'_{DfD}$  contra Logaritmo de  $t_D/C_D$ .**

- Graficar en papel doble logarítmico  $\Delta p'_{\Delta t}$  contra  $\Delta t$  utilizando diferencias finitas.
- Ajustar la curva resultante en la Fig. 2.23 y determinar:

$$(\Delta p'_{\Delta t})_a, \left(\frac{t_D p'_{DfD}}{C_D}\right)_a, \left(\frac{t_D}{C_D}\right)_a, (C_D e^{2s})_a, (\Delta t)_a$$

- Determinar “ $kh$ ” despejándola de la Ec. 2.75:

$$kh = \frac{141.29\mu B \left(\frac{t_D p'_{DfD}}{C_D}\right)_a}{(\Delta t \Delta p)_a} \tag{2.79}$$

- Determinar el almacenamiento con la Ec. 2.77
- Determinar “s” con la Ec. 2.78

## B) POZOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Para estos casos los autores<sup>(28, 29)</sup> desarrollaron curvas basadas en el modelo de doble porosidad, que suponen la existencia de dos partes con diferente porosidad y permeabilidad, donde sólo el medio poroso de más alta permeabilidad produce directamente al pozo; el otro medio actúa como suministro de fluido al primero. El sub-índice “f” significa fisura y “f+m” el sistema total.

Una característica muy importante es el flujo de “interporosidad”, que es el cambio de fluido entre las dos partes constitutivas del sistema con doble porosidad, así como también lo que significan los parámetros:  $\lambda$  y  $\omega$ .

Donde:

$\lambda$ : es el coeficiente de flujo de interporosidad y define que tan pronto el bloque de la matriz contribuye al flujo, cuya definición matemática es:

$$\lambda = \frac{r_w^2 k_m}{h^2 k_f}$$

$\omega$ : es la relación de almacenamiento de la fisura entre el sistema total, cuya definición matemática es:

$$\omega = \frac{(\varphi C t)_f}{(\varphi C t)_m + (\varphi C t)_f}$$

Las curvas de la gráfica doble logarítmica  $p_D$  contra  $t_D/C_D$  son dos familias de curvas, la primera corresponde a un comportamiento homogéneo y están en función de  $C_D e^{25}$  (son las mismas que para pozos no fracturados); la segunda muestra el comportamiento de la presión durante la transición, esto es entre el comportamiento homogéneo de la fisura  $(C_D e^{25})_f$  y el comportamiento homogéneo del sistema total  $(C_D e^{25})_{f+m}$  y están en función de  $\lambda e^{-25}$ .

Las curvas resultantes que se obtuvieron al graficar en papel doble logarítmico  $p_D$  contra  $t_D/C_D$  son tres familias de curvas, la primera corresponde a un comportamiento homogéneo, y están en función de  $C_D e^{25}$  (son las mismas que para pozos no fracturados); la segunda y tercera están en función del almacenamiento y del coeficiente de flujo de “interporosidad”.

La ventaja de utilizar estas curvas es la sensibilidad al comportamiento de la presión, cuando se tienen pozos fracturados naturalmente; además, cuando se ha alcanzado el periodo de flujo

radial, el valor de  $p^*_{D'}t_D/C_D$  será igual a 0.5.

### 1. CÁLCULO DEL FACTOR DE DAÑO POR MEDIO DEL AJUSTE DE CURVAS TIPO PARA POZOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

En este caso “s” se puede calcular por medio de las curvas tipo graficadas en papel doble logarítmico  $p_D$  contra  $t_D/C_D$ ; las segundas curvas tipo  $p^*_{D'}t_D/C_D$  contra  $t_D/C_D$  se pueden utilizar para identificar con mayor facilidad el comportamiento de la presión en presencia de una fractura natural; utilizando las primeras curvas los puntos de la prueba se alinearán a lo largo de una curva  $C_De^{25}$ , que corresponderá al comportamiento homogéneo de la fisura; posteriormente, estos puntos se alinearán a una curva  $\lambda e^{-25}$ , que corresponderá al comportamiento de la presión durante la transición y por último, se ajustarán a una curva  $C_De^{25}$ , que corresponde al comportamiento homogéneo del sistema total.

Sólo en el caso de que los puntos se alineen en esta última curva, se podrá obtener un valor aproximado de “s”. Con las segundas curvas tipo los puntos obtenidos de la prueba de variación de presión se alinearán a una curva  $C_De^{25}$ , que corresponderá al comportamiento homogéneo en la fisura; posteriormente, estos puntos se ajustarán a una de las curvas  $\lambda C_D/\omega(1-\omega)$ , siguiendo después una de las curvas  $\lambda C_D(1-\omega)$  hasta llegar a un valor de  $p^*_{D'}t_D/C_D$  de 0.5, que corresponderá al periodo de flujo radial, estas dos últimas familias de curvas definen el comportamiento de la presión durante la transición. Si existen varios puntos con este valor se determinará “s” utilizando los métodos convencionales.

El procedimiento para el cálculo de “s” es el mismo utilizado en pozos no fracturados; para esto es necesario que los puntos obtenidos en la prueba de variación de presión alcancen la última curva  $C_De^{25}$ , correspondiente al comportamiento del sistema total.

#### 2.4.3 CÁLCULO DEL FACTOR DE DAÑO POR MEDIO DE PARÁMETROS OBTENIDOS A PARTIR DE LAS CURVAS TIPO PARA POZOS FRACTURADOS

Cuando se tiene una fractura inducida, y se efectúa una prueba de variación de presión, se presentan varios tipos de flujo que dependerán de la duración de la prueba, de las características de la fractura y del fluido. Dentro de este último podemos identificar cuatro diferentes tipos de flujo<sup>(26, 27)</sup>:

##### 1.- Flujo Lineal en la Fractura:

Se presenta únicamente debido a la expansión del sistema en la fractura, al abrir el pozo; el flujo ocurre de la fractura al pozo y sucede en los primeros instantes de la prueba, Fig. 2.24

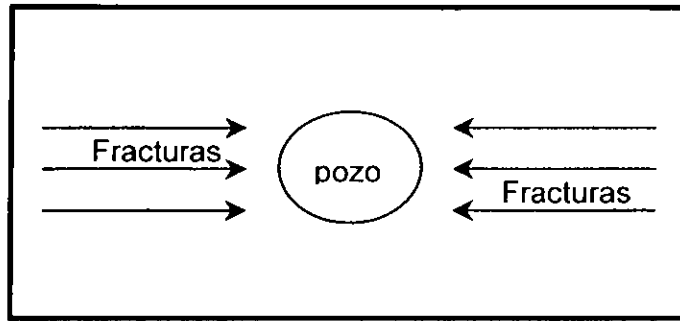


Figura 2.24  
Flujo lineal en la fractura.

2.- Flujo Bilineal:

Posteriormente se presentan dos flujos simultáneamente; uno es un flujo lineal incompresible en la fractura, y el otro es un flujo lineal compresible en la formación. Se puede identificar la existencia del flujo bilineal si al graficar en papel doble logarítmico  $\Delta P$  contra  $t$  se presenta una pendiente de un cuarto, Fig. 2.25, aunque esta no puede presentarse si existen condiciones de gran almacenamiento de fluido en el pozo y una alta conductividad de la fractura, Fig. 2.26

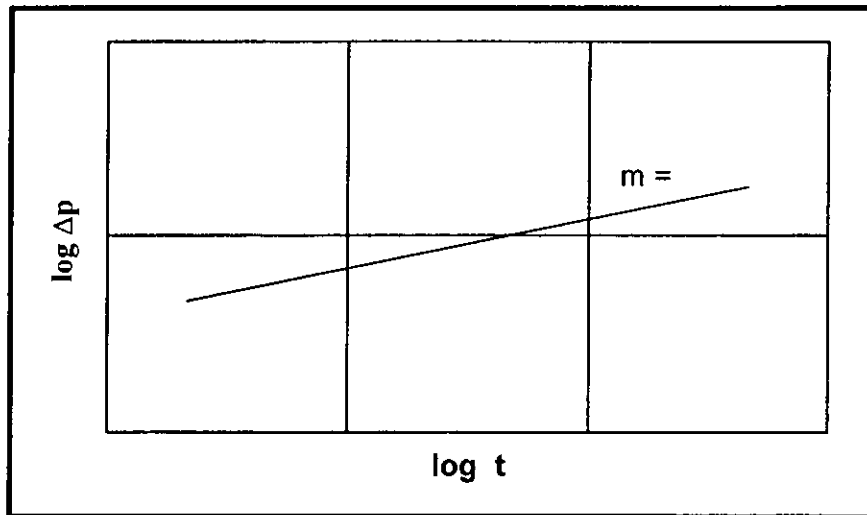


Fig. 2.25  
Pendiente de una gráfica doble logarítmica,  $\Delta p$  contra  $t$ , cuando existe flujo bilineal.

Conductividad de la fractura ( $k_f$ )(  $b_f$ ), se le llama al producto de la permeabilidad de la fractura por el espesor de ésta.

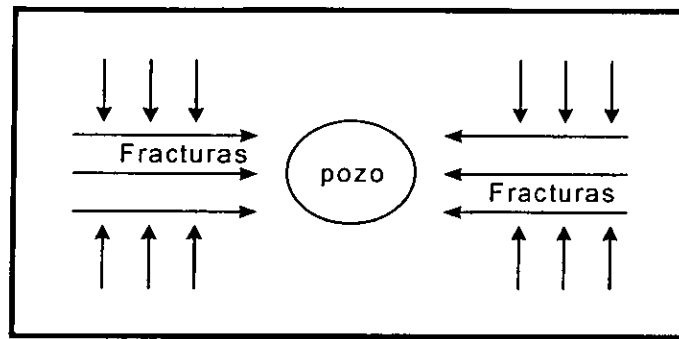


Figura 2.26  
Flujo bilineal.

3.- Flujo Lineal en la Formación:

Después del flujo bilineal se presenta éste tipo de flujo, donde la producción proviene exclusivamente de la formación alrededor de la fractura, presentándose cuando se tiene una alta conductividad adimensional, mayor o igual de 300 y se puede identificar su existencia si al graficar en papel doble logarítmico se tiene una pendiente de un medio, Figs 2.27 y 2.28

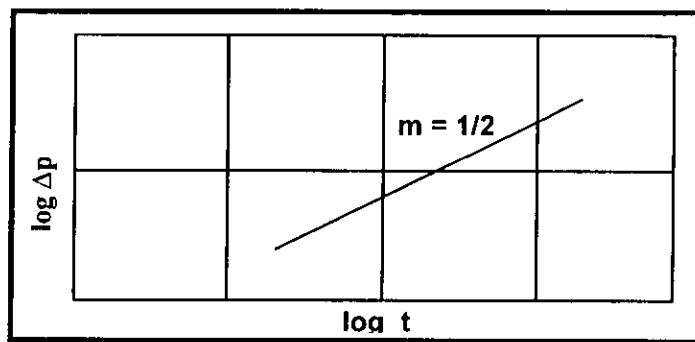


Figura 2.27

Pendiente de una gráfica doble logarítmica,  $\Delta p$  contra  $t$ , cuando existe flujo lineal en la formación.

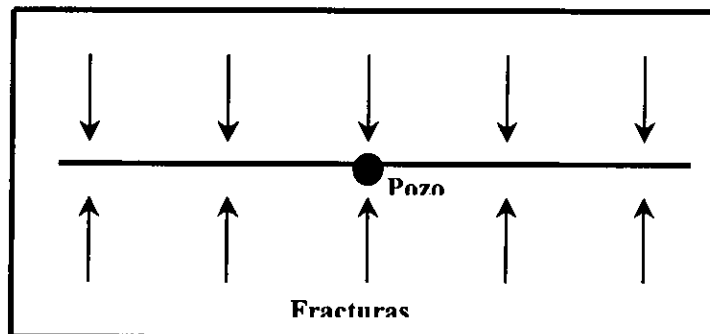


Figura 2.28  
Flujo lineal en la formación.

## 4.- Flujo Pseudoradial:

Esto sucede posterior al flujo lineal en la formación; es en forma pseudoradial, Fig. 2.29.

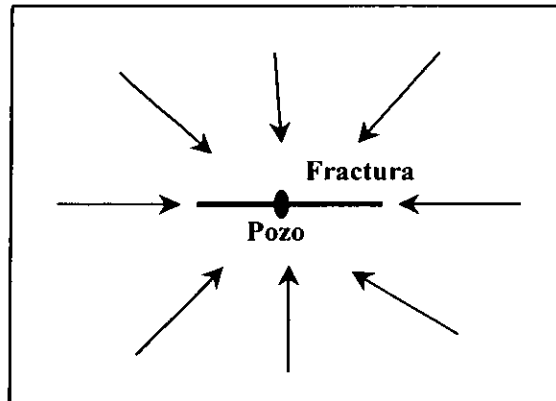


Figura 2.29  
Flujo pseudoradial.

los grupos adimensionales para describir el flujo de fluidos hacia un pozo hidráulicamente fracturado son:

- Tiempo adimensional:

$$t_D X_f = \frac{2.64(10^{-4})kt}{\mu\phi C_L X_f} \quad (2.80)$$

$$t_D r'_w = \frac{2.64(10^{-4})kt}{\mu\phi C_L r'_w{}^2} \quad (2.81)$$

donde:

- $x_f$ : es la longitud media de fractura
- $r'_w$ : es el radio efectivo del pozo, Fig. 2.30

- Conductividad de la fractura en forma adimensional:

$$(X_f b_f) = \frac{k_f b_f}{k x_f} \quad (2.82)$$



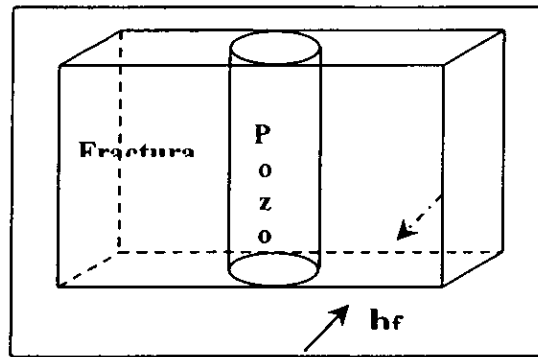


Figura 2.30  
Fractura vertical.

A) MÉTODO DE CÁLCULO UTILIZANDO LOS PARÁMETROS DE CURVAS TIPO.

Cinco Ley- Samaniego V.<sup>(26)</sup> desarrollaron gráficas donde relacionan la presión, tiempo, características de la fractura, formación y fluido; resultando varias curvas con diferentes características, empleando modelos matemáticos para fracturas verticales. En la Fig. 2.31, el periodo de flujo pseudoradial está representado por una sola curva, independientemente del comportamiento de la conductividad adimensional. En la Fig. 2.32, los periodos de flujo bilineal y lineal están representados por una sola curva; además se indica con una línea discontinua el inicio de la recta semilogarítmica; esta gráfica es útil para identificar el tipo de flujo existente. En la gráfica de la Fig. 2.33 se relaciona la conductividad adimensional con el cociente del radio efectivo y la longitud de fractura. Las tres gráficas son de suma utilidad para la determinación de "s".

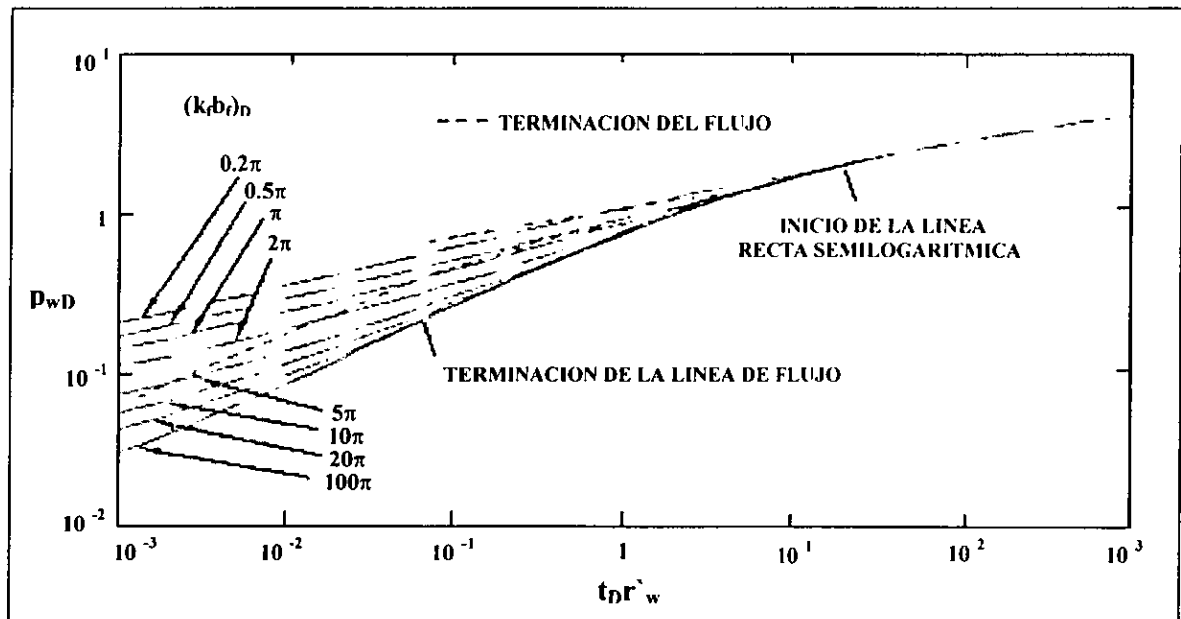


Figura 2.31  
Curvas tipo para pozos de conductividad finita en la fractura.

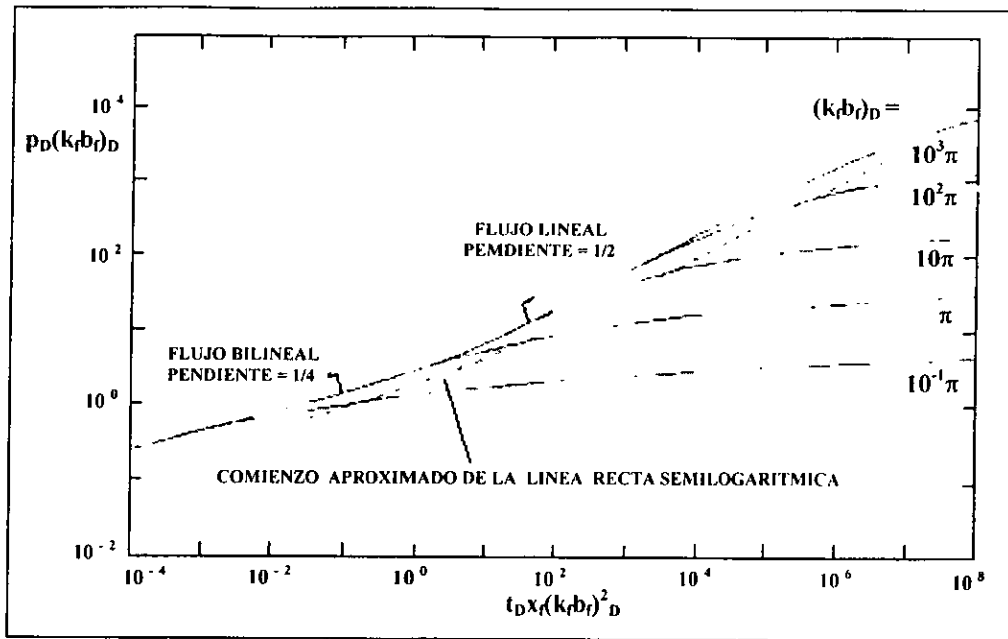


Figura 2.32  
Curvas tipo para pozos con fractura de conductividad finita.

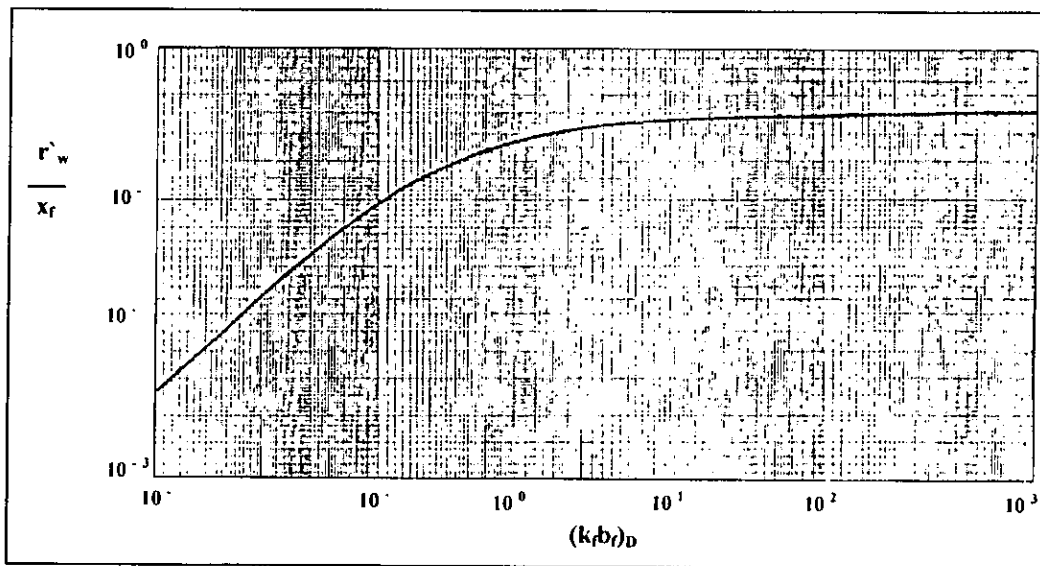


Figura 2.33  
Relación entre la conductividad adimensional contra el radio efectivo del pozo.

- 1.- Determinación de "s" por medio de los parámetros obtenidos de la Fig. 2.32
  - Graficar en papel, doble logarítmico  $\Delta p$  contra  $\Delta t$ .

- Ajustar la curva resultante de la gráfica anterior a una de las curvas de la Fig. 2.31; si la curva se ajusta con alguna de éstas, determinar:

$$(\Delta t)a, (\Delta p)a, ((k_f b_f)_D)a, (p_D(k_f b_f)_D)a, (t_D x_f (k_f b_f)_D)a$$

- Con los resultados anteriores determinar  $t_{Dxf}$ .

$$t_{Dxf} = \frac{[t_D x_f (k_f b_f)_D]a}{(k_f b_f)_D} \quad (2.83)$$

- Con el valor obtenido con la ecuación 2.83 y con la ecuación 2.80 determinar  $x_f$ :

$$x_f = \left[ \frac{2.637 \times 10^{-4} k(\Delta t)a}{\varphi \mu C_t t_{Dxf}} \right]^{1/2} \quad (2.84)$$

- si no se tiene el valor de la permeabilidad antes del fracturamiento, se puede obtener con la siguiente ecuación:

$$k = \frac{141.2 q \mu \beta (p_D)a}{h(\Delta p)a} \quad (2.85)$$

- Con el valor de la conductividad adimensional y con la Fig. 2.33, determinar  $r'_w/x_f$
- Con los valores obtenidos anteriormente determinar  $r'_w$ :

$$r'_w = \frac{r'_w x_f}{x_f} \quad (2.86)$$

- Determinar "s" con la ecuación:

$$s = \frac{Lnr_w}{r'_w} \quad (2.87)$$

- 2.- Determinación de "s" por medio de los parámetros obtenidos de la Fig. 2.31

- Graficar en papel, doble logarítmico  $\Delta p$  contra  $\Delta t$ .
- Ajustar la curva resultante de la gráfica anterior a una de las curvas de la Fig. 2.31; si la curva se ajusta con alguna de éstas, determinar:

$$(\Delta p)_a, (\Delta t)_a, (p_D)_a, (t_D r_w)_a, [(k_f b_f)_D]_a$$

- Si no se calculó la permeabilidad antes del fracturamiento, determinarla con la ecuación 2.85.
- Con la ecuación 2.81 despejar  $r'_w$  y determinar este valor, esto es:

$$r'_w = \left[ \frac{2.637 \times 10^{-4} k(\Delta t)_a}{\varphi \mu C_{it_D} r'_w} \right]^{1/2} \quad (2.88)$$

- Calcular “s” con la Ec. 2.87

Por medio de las Figs 2.31 y 2.32 se obtiene información importante para el cálculo del factor de daño total.

Cuando no se presenta el periodo de flujo pseudoradial es casi imposible calcular “s” por medio de los parámetros obtenidos de las curvas tipo. Sin embargo, existen casos especiales en los que sí se puede hacer éste cálculo:

a) En el flujo lineal de fractura:

No tiene uso práctico porque ocurre en tiempos muy pequeños y es afectado por el almacenamiento; la prueba de presión en estos instantes no proporciona datos para el cálculo.

b) En el flujo bilineal:

Este puede no presentarse; cuando existe, no puede hacerse un ajuste único con la Fig. 2.32.

c) Entre el flujo bilineal y lineal:

Cuando se está en éste caso y además los restantes puntos de la prueba queden ya sea en el flujo lineal o bilineal se puede obtener un ajuste único debido a que el periodo de transición tiene una forma característica; los autores indican que esto se puede efectuar cuando la conductividad adimensional sea mayor o igual que  $5\pi$ .

El procedimiento es el siguiente:

Utilizando la Fig. 2.32 y los primeros dos pasos para determinar “s” por medio de ésta Fig.; en ese caso no se podrá obtener el valor de  $((k_f b_f)_D)_a$ .

- Con las Ecs. 2.82 y 2.70 determinar  $(k_f b_f)/x_f$

$$\frac{k_f b_f}{x_f} = \frac{141.2 q \mu \beta p_D (k_f b_f)_D a}{h(\Delta p) a} \tag{2.89}$$

- Determinar  $x_f$  con la siguiente ecuación:

$$x_f = \frac{k_f b_f}{x_f} \left[ \frac{\beta \Delta t a}{\phi \mu C_{kt} x_f (k_f b_f)_D} \right]^{1/2} \tag{2.90}$$

- Determinar la conductividad con los valores encontrados anteriormente:

$$(k_f b_f) = \frac{x_f (k_f b_f)}{x_f} \tag{2.91}$$

- Si se tiene el valor de la permeabilidad antes del fracturamiento, calcular la conductividad adimensional con la ecuación 2.82. Si no se tiene el valor de la permeabilidad, determinarla con la ecuación 2.85.
- Con la Fig. 2.33 determinar la relación  $r'_w/x_f$ .
- Determinar  $r'_w$  con la Ec. 2.86.
- Determinar “s” con la Ec. 2.87.

El periodo de flujo lineal en la formación:

Si en los datos de la prueba se obtienen sólo puntos en este periodo de flujo, no se puede calcular “s”, debido a que no se obtendrá un ajuste único con la Fig. 2.32.

En el caso en el cual los puntos quedan en el inicio del flujo pseudoradial:

En este caso, no se puede obtener un ajuste único con la Fig. 2.32 debido a que las curvas para diferentes valores de conductividad tiene una forma similar. Sin embargo, con la Fig. 2.31 se podrá obtener un ajuste único, debido a las características de ésta.

El procedimiento para el cálculo de “s” es similar al que se utilizó con la Fig. 2.31.

# CAPÍTULO 3

## “FACTORES QUE ORIGINAN LA PRESENCIA DEL DAÑO EN LA FORMACIÓN”

Con el objetivo de comprender la gravedad que implica su presencia en la productividad y/o inyectividad de los pozos, el daño, debe ser analizado a partir de las siguientes dos condiciones:

1. La suposición de la existencia de una zona dañada alrededor del pozo, considerando como si estuviese terminado en agujero abierto, y
2. La alteración alrededor del pozo ocasionada por el proceso original de producción de los pozos.

Estos dos factores, sin aparente relación alguna, permitirán conocer con mayor profundidad todos aquellos elementos que conllevan a que las formaciones vean alteradas sus condiciones originales, los que una vez identificados, sea posible su análisis (discretización) y más aun, su cuantificación, para finalmente poder tomar las medidas correspondientes para erradicarlos de las formaciones en medida de lo posible.

### 3.1 MECANISMOS QUE GOBIERNAN EL DAÑO EN LA FORMACIÓN <sup>(12, 13, 30, 31)</sup>

Los mecanismos de daño que se presenta en la formación, se clasifican de acuerdo a la alteración que originan a las características de flujo de la formación, así como a los propios fluidos contenidos en ella. La determinación de esta alteración, es posible llevarla a cabo con el empleo de la Ley de Darcy para flujo radial, definida como:

$$q = - \frac{kA \Delta p}{\mu \Delta r} \quad (3.1)$$

Ecuación en la que se aprecia, que la disminución de la producción depende básicamente de la permeabilidad de la formación,  $k$ , (cuando ésta disminuye su valor) y de la viscosidad de los fluidos,  $\mu$ , (cuando esta incrementa su valor). Debiéndose aclarar que el término “permeabilidad”, se refiere a una permeabilidad equivalente efectiva a los fluidos del yacimiento, de la heterogeneidad de la formación, de la permeabilidad absoluta de la misma y de la permeabilidad relativa a los fluidos.

### 3.1.1 REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN

Cuando los conductos porosos o las fracturas naturales o inducidas pierden su capacidad de flujo, debido a la reducción del espacio vacío libre al flujo (como por ejemplo por invasión de sólidos o por hinchamiento de arcillas), se ve reducida la permeabilidad original de la formación; pues las formaciones consisten en miles de poros, que se encuentran interconectados, con diámetros que varían desde 10 y hasta 100 micrones.

Los sólidos del fluido de perforación, particularmente la barita, tiene partículas con diámetros entre los 43 y 75 micrones. Las partículas del cemento alcanzan los 80 micrones; las arcillas son partículas muy finas, que están en el rango de los 3 a 5 micrones, y muchos de los sólidos dispersos en el lodo tienen partículas del rango de los 60 micrones. Al iniciarse el proceso de formación del enjarre, estas partículas finas son transportadas por los fluidos a través del complejo sistema de conductos sinuosos, que cuando el flujo es alto, se taponan rápidamente debido a dos mecanismos. Si las partículas mencionadas tienen un diámetro mayor a la tercera parte del diámetro del poro, presentan la tendencia a puentearse, debido a los cambios de velocidad y dirección, forzando el flujo de los fluidos a otros poros. La movilidad de las partículas se ve también afectada por la mojabilidad y las fases de los fluidos en el sistema. Se sabe que la zona de hidrocarburos contiene agua y aceite y normalmente la roca está mojada por agua. Las partículas son atraídas y sumergidas en la envoltura de agua; si el flujo de agua es mínimo en el pozo, esto no representaría problema. Sin embargo, si las partículas migratorias están mojadas por aceite, éstas se moverán con el flujo de aceite y la tendencia a la formación de puentes puede resultar en un taponamiento mayor.

Por otra parte, el hinchamiento de las arcillas contenidas en la formación también produce taponamientos. Así mismo, la floculación de las mismas incrementa su movilidad. La migración de las arcillas es factible cuando entran en contacto con aguas extrañas al yacimiento, (más adelante en este capítulo se abordará ampliamente sobre los problemas que ocasiona la presencia de las arcillas en las formaciones productoras), a su vez, las reducciones de presión y temperatura acompañando el flujo de aceite crudo que contenga cantidades apreciables de materiales en la formación. Esta depositación reduce la permeabilidad de la formación por bloqueo de los espacios porosos o por que la formación queda mojada por aceite. Independientemente de como se cause la reducción del espacio vacío, ésta afectará considerablemente la permeabilidad absoluta de la roca.

### 3.1.2 REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE.

La reducción de la permeabilidad relativa al aceite, se origina por el incremento de la saturación de agua próxima a la pared del pozo, como el resultado de una alta invasión de filtrado o simplemente por la conificación del agua de formación. Si el filtrado contiene surfactantes usados en los fluidos de perforación, terminación o reparación, se puede cambiar la mojabilidad de la roca, y como resultado se puede reducir aun más la permeabilidad relativa al aceite, además de alterar la permeabilidad absoluta. La mayoría de los surfactantes catiónicos y ciertos surfactantes no iónicos causan que la superficie de las rocas con silicato sean mojadas por aceite. La geometría de los poros, asociada con el área superficial, afecta a los cambios de la permeabilidad relativa; al disminuir el volumen de poros con las partículas transportadas se aumenta su área superficial, por lo tanto las posibilidades de aumentar la

permeabilidad relativa al agua aumenta con el incremento de saturación de agua, dejando menor espacio disponible para el flujo de aceite. Se ha experimentado, en pruebas de laboratorio, que cuando el área superficial aumenta es más difícil de reducir la saturación de agua.

Al producir un pozo a un gasto alto puede causar que la presión alrededor de la pared del pozo disminuya por abajo de la presión de burbujeo de los hidrocarburos, reduciendo la permeabilidad relativa al aceite al incrementarse la saturación de gas pudiéndose presentar un bloqueo de gas<sup>(32)</sup>. Análogamente, la producción en pozos de gas y condensado por abajo del punto de rocío, ocasiona el brote de líquido alrededor de la pared del pozo.

Otro caso similar ocurre cuando un yacimiento disminuye la permeabilidad del aceite en presencia de agua. Como se muestra en la Fig. 3.1. En ella se observa que un incremento en la saturación de agua de 30 a 50 % reduce la permeabilidad relativa al aceite de 135 a 28 mD.

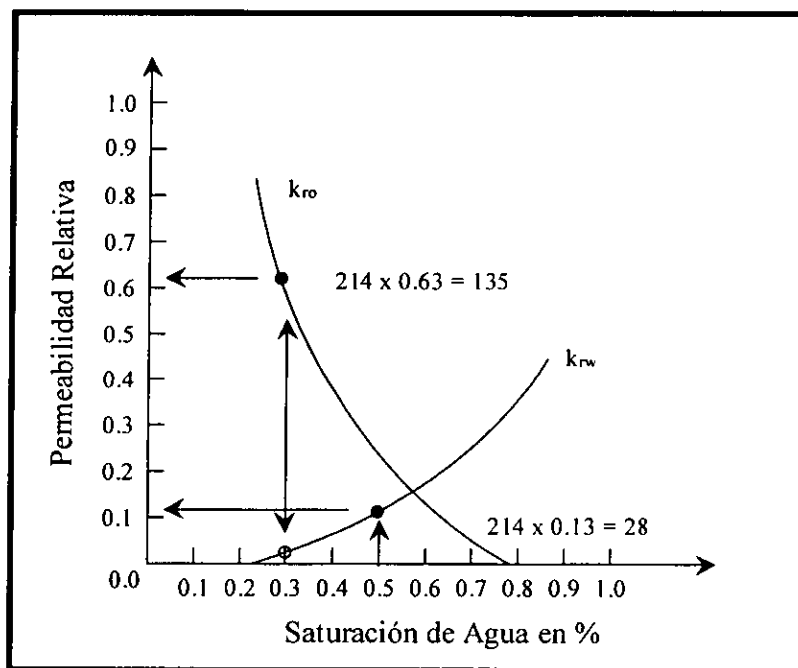


Figura 3.1

Muestra de permeabilidades relativas al aceite y al agua en un núcleo mojado por agua con permeabilidad absoluta medida con aire de 214 mD.

### 3.1.3 ALTERACIÓN DE LA VISCOSIDAD DE LOS FLUIDOS

La capacidad de flujo de la formación disminuye debido a la presencia de emulsiones en el medio poroso del yacimiento; esta alteración, ocurre como resultado de altos filtrados de fluidos que invaden la roca, y que además son incompatibles con los propios fluidos de la formación, propiciándose la creación de emulsiones estables. Estas emulsiones, se forman cuando el filtrado o fluidos extraños son inyectados a la formación y se mezclan con los fluidos contenidos en ésta. Los surfactantes en unión con sólidos finos, tienen la tendencia a estabilizar las emulsiones de agua en aceite (fase continua el aceite), son más viscosas que las



de aceite en agua, además la mojabilidad del yacimiento y de las partículas transportadas son factores importantes que influyen en la estabilidad de dichas emulsiones.

Las formaciones mojadas por aceite, tienen la tendencia a formar emulsiones más estables y viscosidades más altas que las mojadas por agua.

Adicionalmente cuando los hidrocarburos son producidos, la presión y la temperatura del yacimiento disminuye, produciéndose cambios en la composición de los hidrocarburos, por la pérdida de componentes ligeros o precipitación de material parafinico o asfáltico, lo que ocasiona un aumento en la viscosidad de los fluidos y depósitos semisólidos alrededor de la pared del pozo.

## 3.2 ORIGEN DEL DAÑO

Desde el momento mismo en que la barrena hace contacto con la zona productora hasta que el pozo es puesto a producción, la zona es expuesta a una serie de fluidos y operaciones que pueden afectar fuertemente la capacidad productiva del pozo<sup>(33)</sup>.

A continuación se hará una descripción de las operaciones que se realizan durante la preparación y puesta en operación del pozo y bajo las cuales se ocasiona daño.

### 3.2.1 DURANTE LA PERFORACIÓN.

Generalmente el lodo de perforación es la principal fuente de los contaminantes que causan el daño a la formación<sup>(34)</sup>.

Las características del fluido de perforación y la presión diferencial son factores críticos cuando se perfora a través de la zona productora. El daño a la formación y sus efectos sobre la productividad del pozo resultan de la interacción del filtrado del fluido de perforación con los minerales de la formación y de la invasión de los sólidos del lodo de perforación en la formación<sup>(33)</sup>.

El filtrado del lodo invade al yacimiento alterado las condiciones de permeabilidad, propiciando con ello bloqueos (en la siguiente sección se hará una descripción de estos efectos). Estos bloqueos pueden ser ocasionados por el filtrado del propio fluido o por la promoción de emulsiones. Así mismo; si no se toman precauciones, estos fluidos pueden ser incompatibles con la formación ocasionando problemas con las arcillas (floculación, dispersión, hinchamiento o migración) o cambios en la mojabilidad de la roca.

Los materiales contenidos en el fluido de perforación taponarán los poros, canales o fracturas; sin embargo, la penetración de los sólidos del fluido de perforación dentro de los poros de la formación es usualmente menor que la penetración del filtrado, por lo tanto puede tener menor efecto sobre la productividad del pozo. El daño a partir de los sólidos del lodo depende fuertemente de la distribución del tamaño de la partícula en el lodo de perforación y de las sobrepresiones en la pared del pozo<sup>(33)</sup>.

Adicionalmente, la acción escariadora de la barrena y los estabilizadores, pueden sellar los poros o fisuras próximas a la pared del pozo.

### 3.2.2 DURANTE LA INTRODUCCIÓN Y CEMENTACIÓN DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.

La introducción y cementación de la tubería de revestimiento pueden originar un daño a la formación, debido al efecto de incremento de presión contra la formación al bajar la tubería de revestimiento rápidamente, causando una presión diferencial adicional contra las zonas productoras, comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de perder circulación. Las lechadas de cemento tienen un alto filtrado y pueden acarrear sólidos adicionales, además de agua no compatible con la formación. Los productos químicos usados para lavar enjarre delante de las lechadas pueden ocasionar cambios en la formación. La amplia distribución de las partículas de cemento, junto con el uso de agentes de pérdida de fluido con alta eficiencia dan como resultado la invasión limitada de dichas partículas y del filtrado de la lechada de cemento; sin embargo, los tres casos siguientes pueden presentarse, originando un gran deterioro de la permeabilidad de la formación<sup>(32)</sup>.

- A) Filtrado de lechada de cemento con pH relativamente alto. Es particularmente perjudicial para formaciones arcillosas. Los iones liberados por las partículas de cemento, al entrar en contacto con las arcillas cercanas a la pared del pozo, dan como resultado un cambio en la composición del filtrado, creando en el fluido una desestabilización en términos de su habilidad de dispersión.
- B) El filtrado de cemento cuando entra en contacto con salmueras de la formación, que tienen alta concentración de calcio, puede provocar precipitaciones de carbonato de calcio, limo o silicato de calcio hidratado (yeso), como se muestra en la Fig. 3.2.



Figura 3.2

Fotografía que muestra un poro invadido por filtrado de cemento.

C) Lechadas altamente dispersas presentan una rápida separación de partículas de cemento, en el fondo, y de agua en la parte superior de la columna de cemento. El agua libre puede invadir una parte de la formación formando un bloqueo de agua muy significativo.

Una cementación forzada puede ser particularmente dañina en formaciones poco consolidadas y de alta permeabilidad. Las altas presiones que se manejan pueden provocar el fracturamiento de la formación, lo que a su vez provoca la invasión de la lechada de cemento a la formación.

### 3.2.3 DURANTE LA TERMINACIÓN DEL POZO <sup>(32)</sup>

Los fluidos “limpios” empleados durante la terminación del pozo, invaden el yacimiento alterando las condiciones de permeabilidad, lo que puede propiciar bloqueo de agua o emulsión, hinchamiento de arcillas o cambios de mojabilidad de la roca. Si el fluido de terminación contiene sólidos, estos pueden taponar los túneles de los disparos; los cuales, presentan alrededor del propio disparo, una zona comprimida y compactada, propiciando una reducción de la permeabilidad aún más pronunciada.

Durante la operación de disparar la tubería de revestimiento, la lechada de cemento y la propia formación, se produce una zona con un espesor de 0.5 pulgada en promedio donde se presenta la reducción de la permeabilidad (de hasta un 80%), como se muestra en la Fig. 3.3, dando origen al efecto de daño causado por los disparos.

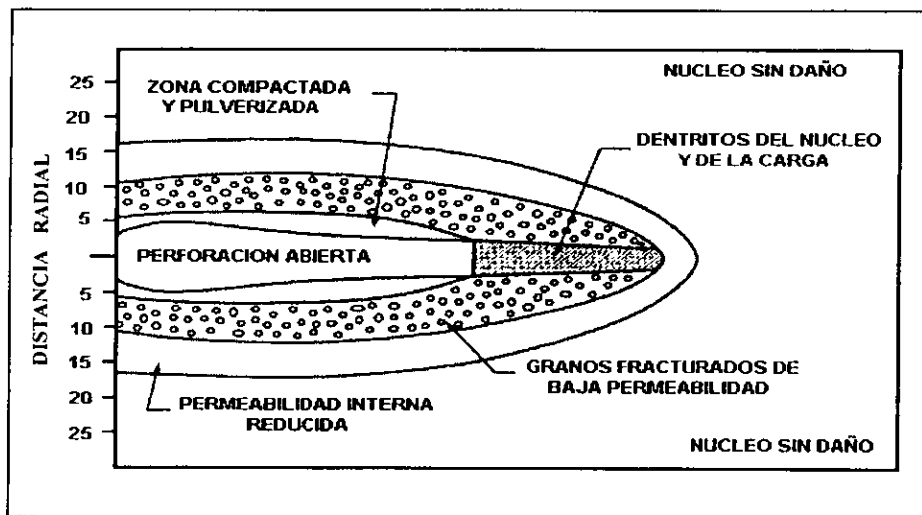


Figura 3.3

Efecto de la profundidad de perforación y densidad de disparos, en relación de la productividad de un pozo en una formación con daño al perforar.

Otro daño que se genera durante la terminación de un pozo, se presenta cuando se baja la tubería de producción con el empacador, provocándose un efecto similar al originado al bajar la tubería de revestimiento. Esto es, debido al incremento de la presión diferencial contra la formación, y que incluso se pueden originar pérdidas de circulación, provocando que los sólidos del fluido taponen los poros y fisuras cercanas a la pared del pozo. Si la presión diferencial es alta, estos sólidos son también las causas de que las perforaciones de los disparos se obturen.

Daño adicional se genera a la formación, cuando durante la terminación de un pozo, es necesario llevarla a cabo con empaque de grava (ver Sección 4.5), para evitar la producción de arena. Las principales fuentes de daño en terminaciones con empacamiento de grava son:

1. Empacamiento contaminado por partículas de la formación durante su colocación, como un resultado de una limpieza incompleta de los disparos.
2. Dimensiones inadecuadas de la grava dan lugar a que los finos de la formación invadan el empacamiento durante la fase de producción.
3. Cedazos con aberturas muy grandes o muy estrechas pueden taponarse y reducir la producción.

En empacamientos de grava colocados en agujero descubierto, el taponamiento puede ocurrir entre la formación y la pared del pozo. Aunque teóricamente las permeabilidades de los empacamientos son altas, del orden de 100 a 1000 Darcys o más, la conductividad real del empacamiento puede ser sólo una fracción de éstos valores como resultado de la invasión por sólidos externos. Si el empacamiento es gradualmente ocupado por arena de la formación y sólidos depositados en el empacamiento, la permeabilidad de éste podría eventualmente ser menor que la permeabilidad natural de la formación y se podría presentar un daño en el empacamiento. La Fig. 3.4 es una microfotografía de un empacamiento de grava invadido por lodo de perforación y arena de la formación

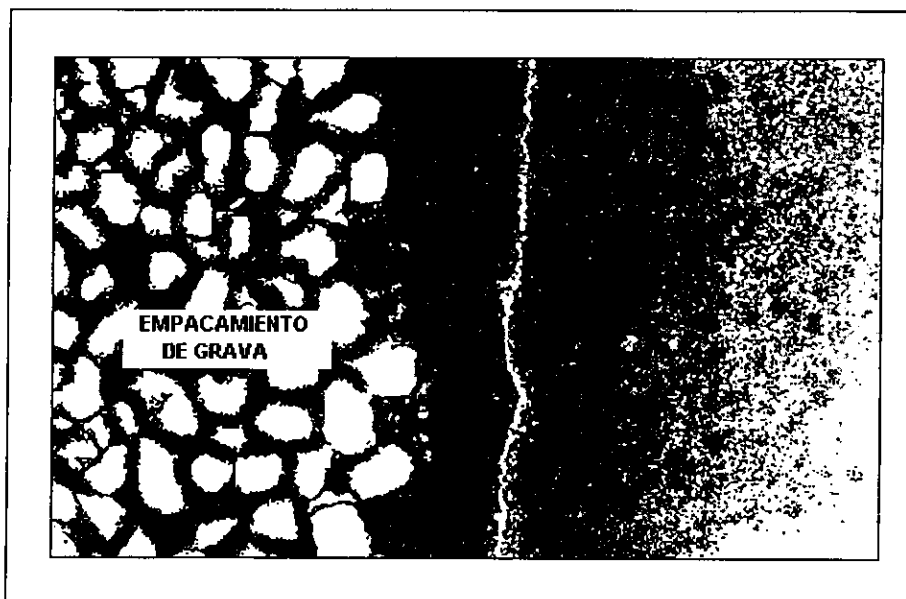


Figura 3.4

Fotografía que ilustra un empacamiento de grava invadido por arena de la formación y filtrado de lodo.

En una terminación con empacamiento de grava a través de los disparos con diámetro pequeño pueden sustancialmente restringir la producción debido a las grandes caídas de presión que ahí se generan. Puesto que la resistencia al flujo en los túneles de los disparos ocupados por arena son usualmente la mayor restricción en tales terminaciones, la invasión de ésta región por finos afecta críticamente la productividad del pozo. Detritos de los disparos y sólidos del lodo

podrían no sólo dificultar el flujo en túneles ocupados por arena , sino que podrían también bloquear suficientemente los disparos , evitando la colocación uniforme de materiales controladores de arena. Por lo tanto una limpieza minuciosa de cada uno de los disparos es necesaria antes de iniciar los trabajos de control de arena.

### 3.2.4. DURANTE LA ESTIMULACIÓN DE POZOS <sup>(32)</sup>

Una estimulación de un pozo se define como el proceso mediante el cual se regenera o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de este a la formación. Es decir, el objetivo de la estimulación de pozos es: “Para pozos productores, incrementar la producción de hidrocarburos; para pozos inyectoros, incrementar la inyección de fluidos como agua, gas o vapor, y para procesos de recuperación secundaria y mejorada, optimizar los patrones de flujo”.

Con esto, si el problema del pozo es diagnosticado adecuadamente y el tratamiento al mismo es diseñado y ejecutado correctamente, el efecto neto podría ser el mejoramiento de la producción; sin embargo, el tratamiento puede ser no satisfactorio, dando como resultado una declinación y/o no-mejoramiento de la productividad, debido principalmente a un inadecuado tratamiento de estimulación empleado en el pozo<sup>(33)</sup>.

Por otra parte, se puede presentar daño en la formación al emplearse el fluido de control, si la tubería de producción se encuentra sucia, y los fluidos, aunque limpios inicialmente, pueden acarrear sólidos dañando a la formación.

Cuando se diseña un inapropiado tratamiento de acidificación, trae como consecuencia problemas tales como:

1. Penetración de materiales dañinos presentes en la tubería hacia la formación.
2. Yacimiento mojado por aceite debido al uso de surfactantes especialmente inhibidores de corrosión, lo cual podría crear bloqueos por emulsión.
3. Bloqueo por agua.
4. Depósitos de asfaltenos cuando se inyectan grandes volúmenes de ácido.

Sumando lo anterior, deterioros en la producción, son el resultado de un pobre diseño de un tratamiento de acidificación. Estos deterioros incluyen:

1. Desconsolidación de la roca de formación causada por la excesiva disolución del material cementante por los ácidos.
2. Algunos agentes secuestrantes, utilizados en ácidos para prevenir problemas con el hierro, pueden formar precipitación cuando el ácido se ha gastado y el hierro no está presente.

3. Deterioro en la permeabilidad por residuos presentes en inhibidores de corrosión o producidos a través de la degradación térmica de polímeros, tales como los reductores de fricción.
4. Precipitación de productos debido a la reacción de ácidos con los minerales de la formación (reprecipitación de silicatos antes disueltos o precipitados insolubles, producto de la reacción de arcillas sódicas con el ácido).

Otra situación propicia para generar daño en esta etapa de la vida productiva del pozo, se presenta cuando estos son sometidos a fracturamiento hidráulico y además se colocan empaques de grava, al emplearse ácidos, se puede provocar la disolución de las arenas, originándose con ello taponamiento en los poros de la formación.

Además, los poros podrían ser taponados por sólidos o sustentantes finos del fluido fracturante.

Rompimientos inadecuados de fluidos fracturantes con alta viscosidad podrían causar el bloqueo de las fracturas. Fluidos perdidos o agentes sustentantes podrían causar el taponamiento de los disparos, de los poros o de las fracturas<sup>(35)</sup>.

### 3.2.5 DURANTE LA LIMPIEZA DEL POZO

Cuando los pozos se limpian para remover depósitos o productos de corrosión presentes en la tubería de producción, altas concentraciones de materiales dañinos pueden invadir la zona productora. Particularmente peligrosos son los componentes solubles en el fluido de limpieza (productos de corrosión en el ácido o parafinas en el aceite caliente), pues estos pueden precipitarse dentro de la formación y causar un daño extenso, severo y usualmente permanente<sup>(30)</sup>.

En ocasiones se emplean escariadores como parte de un programa para limpiar el pozo; sin embargo, si los residuos de esta operación circulan hacia el fondo y logran penetrar a la formación, es factible también el taponamiento de los poros del pozo.

### 3.2.6 DURANTE LA REPARACIÓN DE POZOS<sup>(32)</sup>

El daño durante estas operaciones es originado por las mismas causas que en la terminación del pozo, aunque en esta etapa, el daño por invasión de material extraño es más severo debido a que el yacimiento se encuentra depresionado y las pérdidas de fluido son mayores.

### 3.2.7 DURANTE LA INYECCIÓN DE AGUA<sup>(33)</sup>

El empleo de la inyección de agua genera daño, cuando el agua de inyección no está tratada apropiadamente, además de poder contener sólidos debido a un uso inadecuado de los fluidos, por el contenido de sales no compatibles o sales defloculantes o bien por el acarreo de surfatantes. Por ello es importante conocer la calidad y composición del agua de formación e inyección. La mezcla de agua de diferente origen para utilizarse en la inyección de los pozos debe emplearse con precaución, porque la reacción química entre aguas incompatibles forman

precipitados que pueden taponar un pozo inyector. Por ejemplo, la mezcla de un agua que contiene sulfatos con agua de formación que contiene bario, puede resultar una precipitación de sulfato de bario, originando el taponamiento del pozo.

De otra manera, el uso de agua producida en la inyección de pozos también puede causar taponamiento en el pozo por materiales suspendidos. El agua producida puede contener arcillas y otros finos del pozo así como una pequeña cantidad de aceite; sin embargo, los sólidos finos no sólo son materiales taponantes sino también tienden a estabilizar emulsiones de aceite en agua.

Ahora bien, los productos de descomposición bacteriana, también pueden causar taponamiento. Los productos de corrosión del hierro en un sistema típico de inyección de agua pueden taponar los poros de la roca de la formación. Taponamiento coloidal, especialmente por residuos de hierro producidos por la corrosión en la tubería de producción, cuando ésta es oxigenada por el agua de inyección; la severidad del taponamiento depende de la cantidad y naturaleza de los productos de corrosión y de la profundidad de penetración dentro de los poros de la roca. La particularidad de los productos formados depende del proceso de corrosión y de las características del líquido del medio ambiente. El oxígeno disuelto en ausencia de  $H_2S$  genera productos tales como hidróxido de hierro y oxidatos de hierro. En un agua amarga (que contenga  $H_2S$ ), productos de corrosión de sulfuro de hierro se precipitan cuando el pH es cercano a 7. Otros productos taponantes provenientes de la corrosión del acero como el carbonato de hierro se forman cuando el  $CO_2$  está presente en el agua de inyección.

En una salmuera amarga que contiene oxígeno disuelto, el daño por corrosión no sólo se incrementa, sino que los productos de la propia corrosión y de reacción secundaria incrementan el taponamiento; dos productos de reacción, sulfuro de hierro y azufre, son particularmente dañinos para la productividad del pozo. Aguas que contienen  $H_2S$  reaccionan con el oxígeno disuelto precipitando sulfuros. Generalmente los sulfuros de hierro son solubles en ácidos inmediatamente después de haberse formado, pero si se dejan por un tiempo podrían cambiar a insolubles en ácido, principalmente en presencia de indicios de oxígeno. El sulfuro de hierro puede ser insoluble en ácido porque puede ser cubierto por una capa protectora de aceite o azufre; por lo tanto, la limpieza de las paredes del pozo con ácido es incierta.

Causas adicionales de daño a la formación, relacionados específicamente con la inyección de polímeros dentro de la matriz de la roca incluyen:

1. Taponamiento por gel residual.
2. Desalojo y migración de finos de formación por fluidos pseudoplásticos.

### 3.2.8 DURANTE LA INYECCIÓN DE GAS

El gas generalmente alcanza flujo turbulento en todas las instalaciones, antes de llegar al intervalo abierto, esto ocasiona un efecto de barrido de diversos materiales, tales como, grasa para roscas, escamas de corrosión u otros sólidos que taponarán los poros del yacimiento. Así mismo, el gas inyectado puede acarrear surfactantes, residuos de lubricantes de compresoras, etc., todo lo cual reduce la permeabilidad al gas y su inyektividad<sup>(29)</sup>.

Problemas específicos que se presentan cuando se inyecta Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) a los pozos, son:

1. Precipitación de materiales orgánicos en la superficie debido al contacto del bióxido de carbono y el aceite.
2. Precipitación de determinadas incrustaciones tales como sulfato de bario en condiciones ácidas o carbonato de hierro por la combinación de bióxido de carbono con hierro producido por la corrosión.
3. Disolución de minerales carbonatados y una subsecuente alteración de la permeabilidad.

### 3.2.9 DURANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.

La producción de los pozos propicia cambios en la presión y temperatura en o cerca de la pared del pozo; dichos cambios pueden ocasionar un desequilibrio de los fluidos (agua, aceite y/o gas), con la consecuente precipitación y depositación de sólidos orgánicos e inorgánicos, que obviamente generan el obturamiento de los canales porosos lo que finalmente propicia el daño a la formación.

Otro elemento propicio para generar daño se presenta cuando existe producción de agua, misma que en ocasiones puede reducirse inyectando poliacrilamidas; sin embargo, la inyección de este material, conduce al decrecimiento simultáneo de la producción de aceite y gas, presentándose de esta forma fallas por este tipo de tratamientos como:

1. Daño por disolución incompleta del polímero.
2. Bloqueo por agua.
3. Interacción de agua o poliacrilamidas con arcillas de la formación, en zonas que contienen aceite.

### 3.3 EFECTOS DEL DAÑO ASOCIADOS A LAS OPERACIONES A QUE SE SOMETEN LOS POZOS.

La principal fuente de daño a la formación (como ya se ha mencionado) es el contacto de ésta con fluidos extraños; dentro de los cuales los más comunes son: el fluido de perforación, el fluido de terminación o reparación, el fluido de limpieza y estimulación. A continuación se describen los efectos que se ocasionan debido a la interacción de la formación con estos fluidos.



### 3.3.1 DAÑOS POR INVASIÓN DE FLUIDOS

Cuando el lodo de perforación forma el enjarre, un volumen apreciable de filtrado penetra a la formación y aún cuando el enjarre ya esté formado, el filtrado continúa a una velocidad más baja. El volumen de filtrado y consecuentemente la profundidad de su penetración dependen en gran medida del tipo del lodo y del tiempo de exposición. Aún cuando se usen lodos limpios en la terminación y reparación, la pérdida de este fluido está presente en forma similar al filtrado del lodo de perforación y del propio cemento utilizado en la cementación de las tuberías de revestimiento. La invasión de fluidos a la formación causa los siguientes tipos de daño:

#### 3.3.1.1 HINCHAMIENTO DE ARCILLAS<sup>(36)</sup>

Dependiendo del tipo de filtrado o fluido perdido (generalmente agua) se puede alterar el equilibrio entre las arcillas y el agua de formación. Las arcillas en forma natural son en gran parte un componente de muchas rocas, principalmente areniscas.

Son cuatro los tipos principales de arcillas que pueden dañar a la formación: Kaolinita, Illita, Clorita y Montmorillonita<sup>(37)</sup>

Debido a la severidad del daño que las arcillas causan se considera importante una discusión sobre ellas.

#### 1. DEFINICIÓN DE ARCILLAS

El término arcilla es utilizado para nombrar rocas, y también como un término que define el tamaño de la partícula en el análisis mecánico de las rocas sedimentarias, suelo, etc.

La arcilla se define como un material natural, terroso, de grano fino, el cual desarrolla plasticidad cuando es mezclado con una cierta cantidad de agua; sin embargo, esto no se puede mantener si la definición del tamaño de la partícula es usado. Este se define a la arcilla como la fracción compuesta de partículas de tamaño más pequeño.

En Geología, la tendencia es definir el grado de arcilla como un material fino de alrededor de 4  $\mu\text{m}$ . Sin embargo, esta no es una clasificación rigurosa ya que se tienen partículas de arcilla de más de 20  $\mu\text{m}$  (Kaolinita).

#### 2. PRESENCIA DE LAS ARCILLAS EN LAS ROCAS SEDIMENTARIAS.

Son dos los tipos de arcillas que pueden encontrarse en las areniscas, las detriticas y las autogenitas.

Las arcillas detriticas son introducidas a las areniscas por procesos físicos al momento de la depositación o por procesos biogénicos poco después de la depositación. Estas arcillas se presentan en las areniscas en una variedad de formas, Fig. 3.5, incluyendo laminas, clastos,

recubriendo granos, revistiendo u ocupando poros y escamas dispersas. En general, solo las tres últimas reducen la permeabilidad.

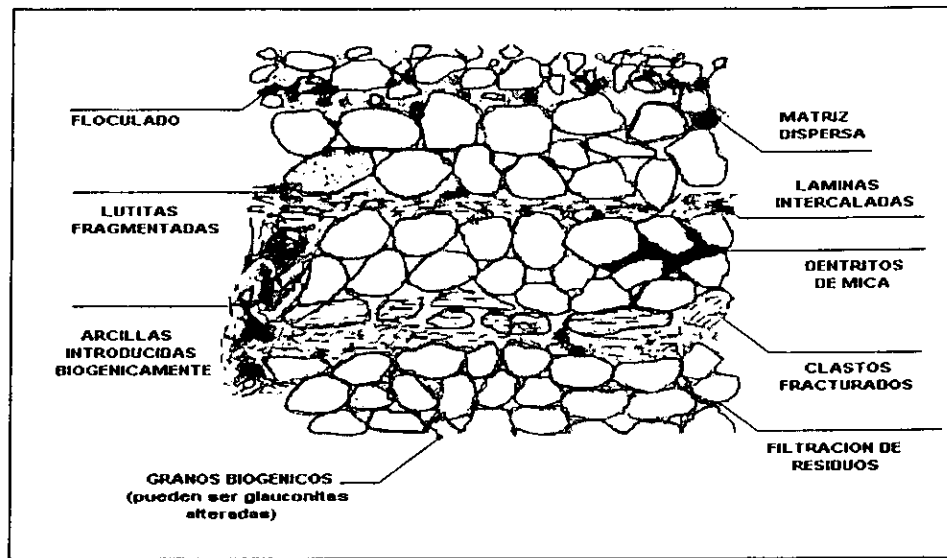


Figura 3.5

Esquematzación del proceso físico de deposición de las arcillas dentriticas en areniscas.

La disminución en las dimensiones de la partícula causa que la relación área superficial-volumen se incremente rápidamente, con lo que las partículas de arcillas dentriticas se vuelva susceptible a los ataques químicos, principalmente a la acción solvente del agua. Consecuentemente, se forman arcillas autogenitas en el espacio poroso de la formación como un precipitado directo a partir de las aguas de la formación (neoformación) o a través de reacciones entre materiales precursores y las aguas contenidas (regeneración). En la Fig. 3.6 se observan los procesos antes descritos.

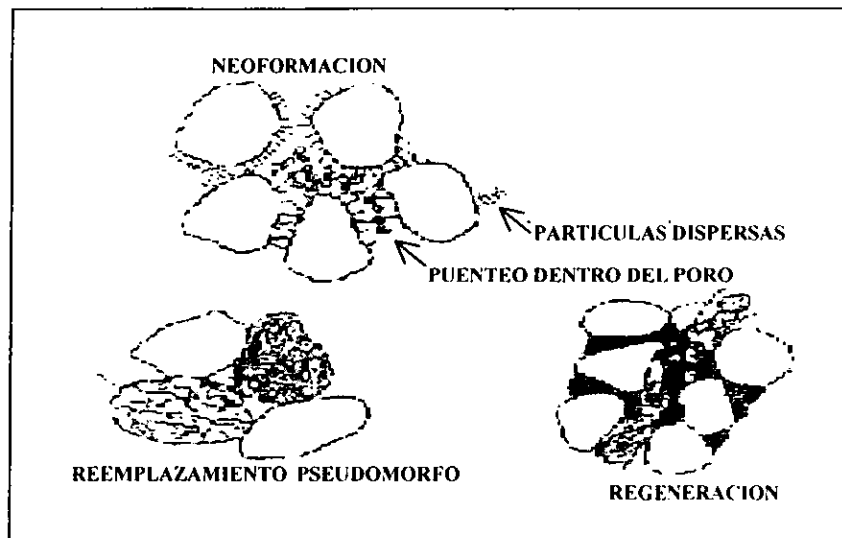


Figura 3.6

Esquematzación del proceso de la formación de arcillas autogenitas en el espacio poroso.

### 3. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DE LAS ARCILLAS

Las propiedades físicas y químicas de las arcillas están gobernadas por su estructura.

Las propiedades resultan principalmente del tipo de unión entre sus capas. Para la kaolinita, clorita e illita dicha unión es sumamente fuerte. A causa de ello, no hay reemplazamiento de cationes interconectados en estas arcillas y las moléculas de agua no pueden penetrar entre las capas. Por lo que, estas no se expanden y por lo tanto no se hinchan; sin embargo, los cationes interconectados de la smectita son cambiables y pueden ser hidratados. Así, el espacio interconectado podría ser ocupado por más agua causando la expansión e hinchamiento de la misma.

#### a) Reactividad:

Las arcillas tienen una alta relación área superficial-volumen debido a su estructura laminar. Estas por lo tanto, tienden a reaccionar fácilmente con los fluidos extraños introducidos en la roca sedimentaria.

#### b) Capacidad de Intercambio de Cationes.

Esta es quizás la propiedad más importante de las arcillas, debido a que la mayoría de los tratamientos de estabilización implican la habilidad de intercambio de cationes de las arcillas.

La Capacidad de Intercambio de Cationes, es definida como la habilidad de una arcilla para absorber iones en su superficie o borde. Esta es usualmente definida en términos del peso absorbido por cada 100 gramos de arcilla; entre mayor sea el valor de esta capacidad, mayor será su inestabilidad.

#### c) Naturaleza de los Cationes Intercambiables:

La habilidad del intercambio de cationes depende en gran medida del tipo de catión que se trate; el reemplazamiento de las series comúnmente usadas son:



Incremento de reemplacibilidad →

Consecuentemente, la estabilidad de los cationes intercambiables depende grandemente del tipo de catión. Así por ejemplo, el tipo de catión Calcio ( $\text{Ca}^{++}$ ), más fácilmente reemplazará al catión Sodio ( $\text{Na}^+$ ) que viceversa. También significa que el calcio proporciona una mejor unión entre las capas de smectita que el sodio, como se observa en la Fig. 3.7.

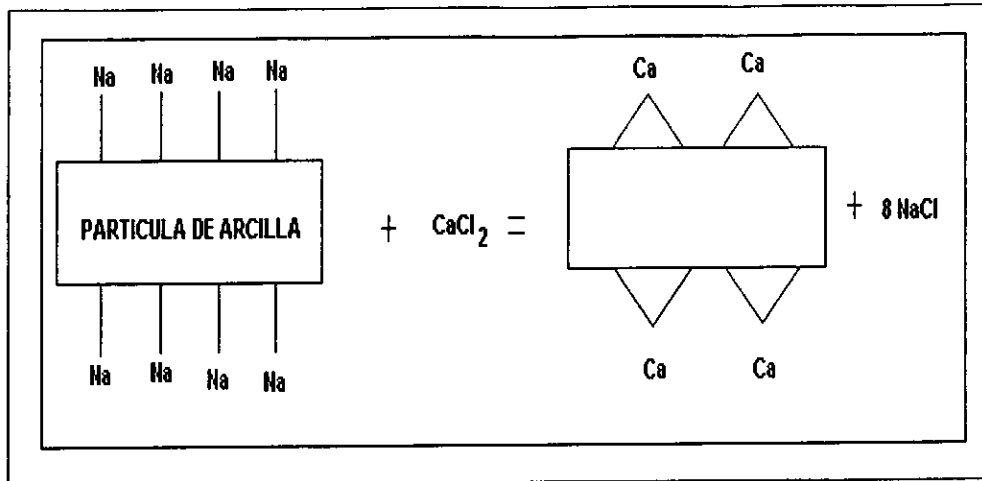


Figura 3.7

Esquematación de la capacidad de reacción de los cationes intercambiables sodio y calcio en una partícula de arcilla.

Cuando el calcio es el catión intercambiable, la arcilla absorberá únicamente unas pocas moléculas de agua. Sin embargo, cuando el sodio es el catión intercambiable se absorberán más moléculas de agua, propiciando mayor hinchamiento. Cuando la arcilla está en equilibrio con el agua de formación y entra en contacto con agua que contiene diferentes sales, el intercambio catiónico puede ocurrir.

El calcio, dado que es un ion divalente es muy efectivo en reemplazar iones monovalentes como el sodio. El potasio es más efectivo que el sodio para reemplazar al calcio. Una montmorillonita de calcio incrementa el tamaño cuando está en contacto con agua a una concentración baja de iones sodio, esto propicia además su defloculación.

Contrariamente, la floculación puede ocurrir cuando una arcilla de sodio está en contacto con agua que tiene una superficie concentración calcio.

En general el orden de reemplazamiento de cationes para todos los grupos de arcillas son una función de la valencia; cationes monovalentes son fácilmente reemplazables que los cationes divalentes y que en turno son aún reemplazables con mayor facilidad que los cationes trivalentes. Esto en ocasiones es llamado regla general de balance. La única excepción importante es el hidrógeno. Como una regla, éste es más difícil de reemplazar que los cationes trivalentes y por lo tanto el hidrógeno tendrá mayor poder de reemplazamiento que el resto de cationes.

#### 4. MECANISMOS DE HINCHAMIENTO Y DISPERSIÓN DE ARCILLAS

En todos los sistemas agua-arcilla hay ciertos factores tendientes a dispersar las partículas de arcillas y ciertos factores tendientes a retenerlas unidas. La combinación relativa de fuerzas de dichos factores de oposición determinan si las partículas podrían dispersarse o flocularse. Cualquier fluido fluyendo a través de una formación podría causar daño a la permeabilidad si los factores de dispersión de arcillas exceden a los factores de unión.

En cada plano, las partículas de arcillas tienen defectos internos que producen una carga negativa en la partícula. Esta carga negativa es balanceada por cationes pobremente unidos a las partículas superficiales como se ilustra en la Fig. 3.8. Estos cationes pueden negociar fácilmente sus lugares con otros iones presentes, por lo tanto, estos son conocidos como cationes intercambiables, los cuales sobreactúan por una atracción electrostática hacia la partícula cargada negativamente y una repulsión entre ellos mismos debido a sus cargas positivas. Como resultado, la distribución de los cationes alrededor de cada partícula debería ser semejante a una diminuta atmósfera, siendo denso en la superficie de la partícula y más difuso a mayor distancia a partir de la superficie. La compresión o expansión relativa de esta atmósfera es críticamente importante en la determinación de que si las partículas de arcilla podrían dispersarse.

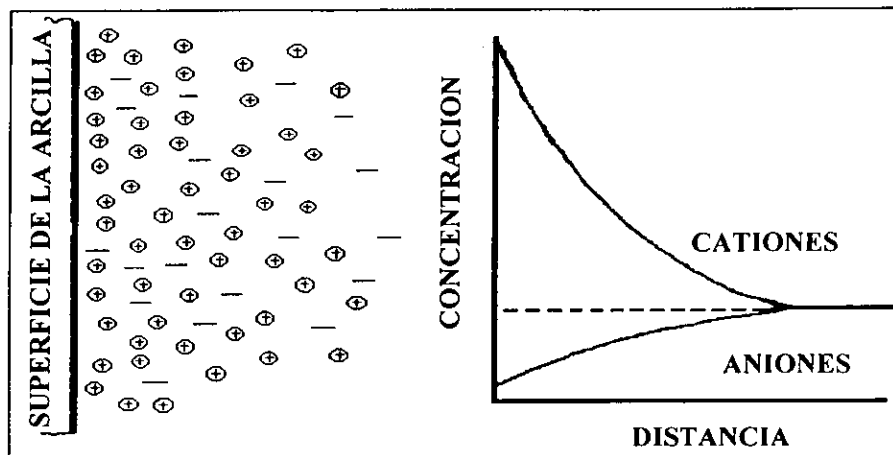


Figura 3.8

Esquematación del intercambio de cationes en la superficie de la arcilla, lo que determinará la dispersión o floculación de la arcilla.

La atracción de los cationes hacia la partícula dependen de la densidad total de la carga de la partícula y de la carga total efectiva de los cationes. Las fuerzas de difusión son fuertemente afectadas por la concentración de iones en la solución. La repulsión a partir de iones no retenidos por partículas contrarrestan la repulsión entre los cationes intercambiables. Por lo tanto, la atmósfera de los cationes intercambiables debería ser difusa en agua destilada y comprimida en una alta concentración de electrólito (salmuera pesada). En agua destilada deberían ser mucho más difusos si los iones son monovalentes que si se tratara de divalentes.

En dos partículas de arcilla suspendidas acercándose mutuamente, la interacción entre sus atmósferas de cationes intercambiables tienden a mantenerlas separadas. De igual forma si se compactan, agregaciones de arcillas son llevadas en agua destilada, las atmósferas de los cationes intercambiables se expanden y crean fuertes fuerzas de repulsión que sirve para separar las partículas. Si los cationes intercambiables son divalentes, estos se difunden menos y por lo tanto, producen menores fuerzas de separación (dispersión) que los cationes monovalentes.

La hidratación de los cationes intercambiables es responsable de la hidratación de la smectita; por ejemplo: si bien, el radio iónico del calcio es menor que el del potasio en un estado no hidratado, en un estado el radio iónico del calcio es mayor que para el potasio. Por esto el espesor de la arcilla podría incrementarse.

## 5. PROBLEMAS POR ARCILLAS EN EL YACIMIENTO

Las arcillas presentes en los yacimientos pueden provocar en gran medida:

- Reducción de la permeabilidad por efectos de hinchamiento y/o migración.
- Incremento en la sensibilidad al ácido o al agua dulce.
- Incremento de la saturación de agua irreductible.

Las arcillas tienen diferentes composiciones y estas reaccionan diferente a varios fluidos de perforación o estimulación, como resultado estos fluidos deberían diseñarse para la variedad específica de arcillas presentes en los poros.

Las arcillas pueden clasificarse en dos grupos:

- Arcillas no hinchables: Kaolinita, Illita, Clorita.
- Arcillas hinchables: Smectita.

Las arcillas predominantes encontradas en los pozos de aceite y gas son del tipo no hinchable. Sin embargo, el mayor problema de las arcillas es su dispersión y su consecuente migración. Frecuentemente mezclas de arcillas contienen Smectita. Esto incrementa el problema de la dispersión y migración de arcillas, después la Smectita podría hincharse causando la ruptura de la mezcla formada por las capas de arcilla y su migración.

**La Kaolinita.** Es un tipo de arcilla más frecuentemente encontradas en formaciones productora de aceite y/o gas. La Kaolinita es un aluminosilicato hidratado, por lo que se muy estable desde el punto de vista químico. Esta podría reaccionar con el ácido de la misma manera que reacciona el Cuarzo.

Este tipo de arcillas se caracteriza por sus grandes dimensiones. Usualmente sus cristales se ligan en agregados compactos (floculados) atando débilmente a los últimos granos, aparentando en ocasiones una baraja de cartas, como se muestra en la Fig. 3.9. Sin embargo, si estos cristales se dispersan y entran en contacto con fluidos en movimiento, estos podrían migrar y alojarse en la garganta de los poros donde actuarán como una válvula “check”. Así, la migración de la Kaolinita depende de que si sus cristales están en estado disperso o floculado.

El flujo turbulento dentro de un poro puede desprender la Kaolinita de la pared del poro donde se encuentra. Esto es particularmente verdadero en areniscas con alta turbulencia.

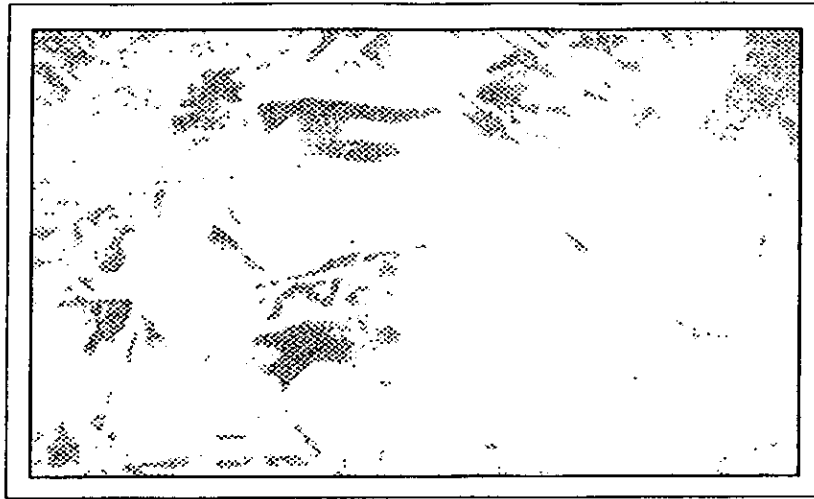


Figura 3.9

En la fotografía se muestran cristales de kaolinita dentro de un poro.

**La Illita.** Los principales problemas causados por esta arcilla son debidos a su forma. La Illita autogenita crece en los poros como grandes masas de filamentos, Fig. 3.10, los cuales crean un gran problema de microporosidad. Esta microporosidad incrementa gradualmente las fuerzas capilares en los poros, y así ligan el agua a los granos que la contienen (granos sobre los cuales la Illita ha crecido), resultando en una alta saturación de agua irreductible y una baja permeabilidad al aceite y/o gas.

Adicionalmente, la Illita autogenita puede romperse durante la producción y migrar para bloquear las gargantas de los poros. Esta arcilla actúa como un “pescante” que retiene finos en movimiento y crea el bloqueo de la permeabilidad <sup>(37)</sup>

Similarmente para la Illita dentrítica, la cual se presenta en los sedimentos como una masa floculada, la dispersión puede causar que esta migre.

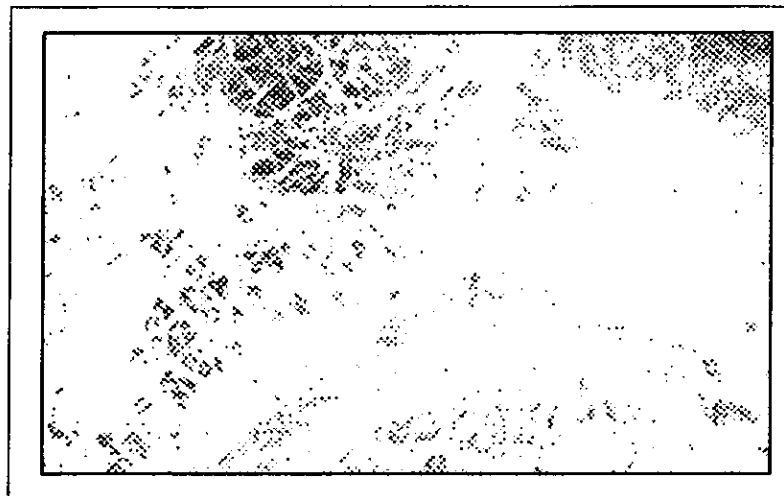


Figura 3.10

En la fotografía se muestran las fibras de la Illita llenando un poro de arenisca.

**La Clorita.** También se trata de un aluminosilicato hidratado, frecuentemente contiene grandes cantidades de hierro (Fe) y magnesio (Mg). Estructuralmente, es un mineral autogenito (se forma dentro del espacio poroso), es similar a la Illita, pues frecuentemente reviste a los poros con una estructura de panal o la ocupa totalmente. Esto puede crear una microporosidad, Fig. 3.11, que resulta en un problema de retención de fluido.

La Clorita muestra alta sensibilidad al ácido y al agua oxigenada. Desde luego, esta se disuelve rápidamente en HCl y el hierro liberado durante la disolución podrá precipitarse como un hidróxido férrico gelatinoso cuando el ácido se gasta; generalmente este gel es viscoso de un tamaño mayor que el de las gargantas del poro por lo que no pasa a través de estas.

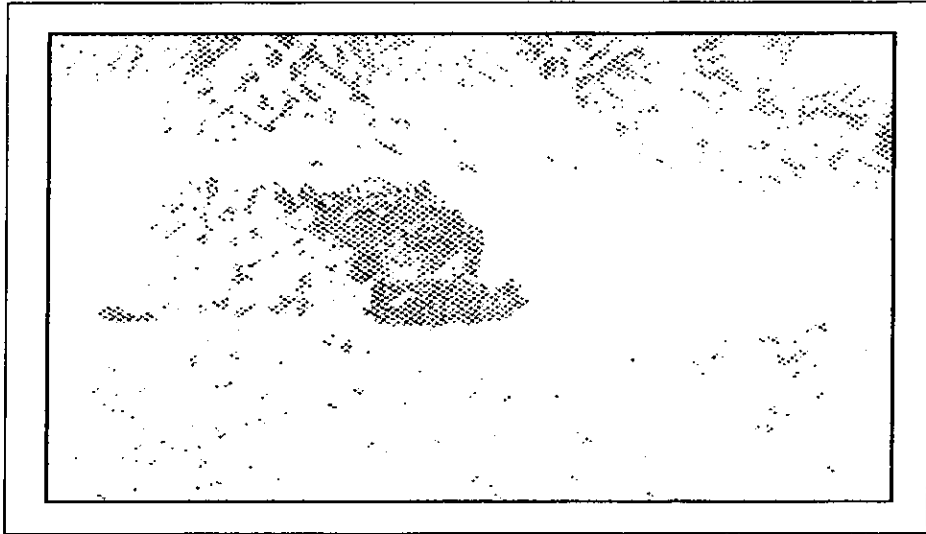


Figura 3.11

En la fotografía se muestra la Clorita, arcilla que se forma dentro del espacio poroso.

**La Smectita.** Este término incluye a todo el grupo de arcillas sensibles al agua tales como: Montmorillonita, Beedellita, Montronita y Saponita. En la industria petrolera esta familia entera de arcillas es llamada Montmorillonita. Estos minerales son estructuralmente a las micas pero la unión entre sus capas es débil. Así, cantidades variables de agua pueden entrar entre sus capas causando su hinchamiento. Los problemas producidos en areniscas ricas en Smectitas son cuando menos tres:

1. La arcilla es extremadamente sensible al agua, lo que puede inducir la desintegración de la formación y la producción de arena.
2. La Smectita que cubre el poro tiende a romperse liberándose, y se hincha durante la migración.
3. Similar a la Illita y Clorita, la estructura de la Smectita causa que el sistema de poros tenga alta relación área superficial-volumen resultando en una alta saturación de agua irreductible.



Bajo este factor es considerado que pozos potencialmente productores pueden ser taponados y abandonados sin pruebas correctas porque el registro de saturación de agua es considerado demasiado alto para que el pozo pueda ser comercial.

El hinchamiento de estas arcillas es debido a la introducción de agua relativamente dulce dentro de los poros, lo que ocasiona un taponamiento de las gargantas de los poros resultando en una pérdida de permeabilidad. Smectitas con alto contenido de sólidos pueden hincharse de 600 a 1000% de su volumen original. Películas diagenéticas de tales arcillas tienden a ser destruidas por el excesivo hinchamiento. Como un resultado de lo anterior las partículas de arcilla son liberadas y migran dentro del sistema poroso ocasionando un daño mayor; en la Fig. 3.12 se muestra una Montmorillonita y en la Tabla 3.1 se observan los problemas que se pueden presentar en una formación productora donde existen las arcillas.

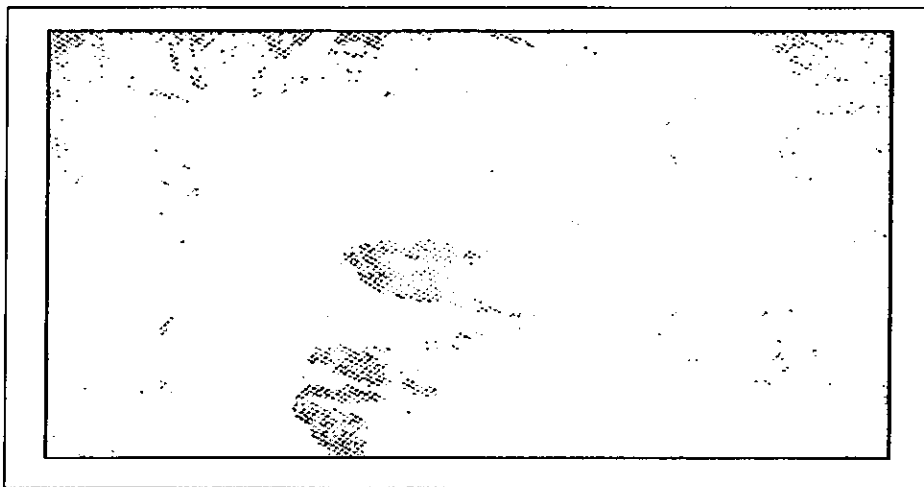


Figura 3.12

La fotografía muestra una Montmorillonita dentro de un poro.

Tabla 3.1

Problemas que se ocasionan a los diversos tipos de arcillas presentes en las formaciones, así como lo que no se debe emplear y recomendaciones para remover su presencia.

Tipo de arcilla	Problema potencial	Se debe evitar	Recomendación
Kaolinita	Movimiento de finos	Agua dulce y altos gastos de flujo	Sistema ácido HCl-HF con estabilizadores de arcilla
Illita	Incremento de la saturación de agua. Movimiento de finos.		
Clorita	precipitación de hidróxido de hierro. Migración de clastos.	Sistemas ricos en oxígeno y pH mayor que tres.	Sistema ácido con agentes secuestrantes de hierro y/u oxígeno.
Montmorillonita	Hinchamiento inducido	Agua dulce	Sistema ácido HCl-HF con estabilizadores de arcilla

### 3.3.1.2 MIGRACIÓN DE FINOS

Como se ha indicado, el contacto de las arcillas de formación, principalmente agregados de Kaolinita, con agua con un pH mayor de ocho propicia que las partículas puedan dispersarse y por tanto migrar. Esta movilidad de las partículas ocasiona que con el flujo puedan llegar a obturar las gargantas que comunican a los poros de la roca, produciendo pérdida de su permeabilidad absoluta.

### 3.3.1.3 BLOQUEO POR AGUA

Los bloqueos de agua pueden formarse durante las operaciones de perforación y terminación debido al filtrado de fluidos base agua que invaden la vecindad del pozo, provocando una alta saturación de la misma, con la consecuente disminución de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos; o bien, durante la producción a través de la conificación y digitación de agua de formación. El bloqueo de agua no se debe considerar como el mismo daño que el hinchamiento de arcillas, aún cuando los dos pueden presentarse simultáneamente. Este bloqueo se ve favorecido por la presencia en el sistema poroso de arcillas como la Illita, debido a que su forma propicia mayor área mojada por agua, incrementando la adsorción de ésta a las paredes de los poros.

### 3.3.1.4 FORMACIÓN DE EMULSIONES

Los filtrados ya de perforación, cementación, terminación, reparación o estimulación, pueden intermezclarse con los fluidos contenidos en la formación pudiendo formar emulsiones.

Estas emulsiones tienen una alta viscosidad, particularmente las emulsiones agua en aceite. Filtrados con alto pH del lodo o lechadas de cemento, o filtrado de bajo pH de fluidos ácidos pueden emulsificarse con aceites de la formación. Así mismo, filtrados de hidrocarburos de lodos base aceite o fluidos de estimulación pueden formar emulsiones con salmueras de formación. Estas emulsiones si no son estables no generarán daño a la formación; sin embargo, algunas emulsiones son estables por la presencia de agentes activos de superficie (surfactantes contenidos en los fluidos de invasión o en los del yacimiento), lo que originará un daño. Adicionalmente la presencia de partículas finas coadyuva a la estabilización de las emulsiones.

### 3.3.1.5 CAMBIOS DE MOJABILIDAD

Un medio poroso mojado por agua facilita el flujo del aceite; los fluidos que invaden la formación pueden tender a dejar la roca mojada por aceite lo cual redundaría en la reducción en la permeabilidad relativa al mismo. Esto es causado generalmente por surfactantes de tipo catiónico o no iónico contenidos en los fluidos de perforación, terminación, limpieza y estimulación. Este efecto puede provocar una reducción en la permeabilidad relativa a los hidrocarburos hasta en un 50% pudiendo ser mayores en las rocas de más baja permeabilidad.

### 3.3.1.6 INVASIÓN DE FLUIDOS VISCOSOS

La inyección de aceites en formaciones productoras de gas pueden ocasionar daño significativo y permanente, al crearse una saturación residual de aceite en pozos de gas, con la consecuente reducción de la permeabilidad relativa al gas.

**ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA**

### 3.3.1.7 PRECIPITACIÓN SECUNDARIA

La invasión a la formación de fluidos incompatibles que contienen iones solubles que reaccionan y precipitan sólidos, cuando se mezclan con agua de la formación, conduce a un efecto de obturamiento de los canales porosos por partículas sólidas precipitadas y pueden llegar a ser significativas si las concentraciones son altas.

En otros casos durante un tratamiento con ácido a la formación, óxidos y sulfuros de hierro son disueltos y el hierro solubilizado en agua es acarreado a la matriz de la formación. Al gastarse el ácido a pH abajo de 4, el hierro se precipita como hidróxido de hierro dañando la permeabilidad de la formación.

Otro precipitado secundario que se puede generar al contacto de ácidos y algunos aceites de formación con alto contenido de material asfáltico, son los lodos asfálticos. Este material es altamente viscoso y no removible del medio poroso causando uno de los más severos daños a la formación.

### 3.3.2 DAÑO POR INVASIÓN DE SÓLIDOS<sup>(32)</sup>

Uno de los tipos más comunes de daño se debe a los componentes sólidos de los fluidos de perforación, terminación o reparación de pozos. Estos fluidos forman un enjarre en la cara de la formación penetrando una fracción de pulgada dentro de la misma.

Aunque este proceso de daño tiene una invasión somera alrededor del agujero sus efectos son alarmantes, presentándose una alta reducción en la permeabilidad la cual puede ser hasta de un 90%. Afortunadamente estos sólidos comúnmente no penetran más allá de una pulgada y son por lo tanto muy fácil de sobrepasar o eliminar. Deberá también reconocerse que los sólidos depositados en los disparos pueden ser mucho más difíciles de remover. Estos sólidos pueden ser arcillas, agentes densificantes, agentes viscosificantes, materiales para el control de pérdida de circulación, los propios recortes provenientes de la perforación, partículas de cemento, detritos de las pistolas, herrumbre de la tubería, etc.<sup>(32)</sup>. En la Fig. 3.13 se esquematiza el proceso de depositación de estos sólidos.

La invasión de sólidos del fluido de perforación se ve favorecida por:

1. Formaciones con poros de grandes dimensiones
2. Presencia de fisuras y fracturas naturales o inducidas en el yacimiento

3. Partículas muy pequeñas en el fluido de perforación (las partículas de los densificantes y de los preventores de pérdida de circulación son grandes, pero pueden ser fragmentadas por la acción de la barrena).
4. Altos gastos de perforación dan como resultado la destrucción del enjarre (incrementando la pérdida de filtrado) y un largo tiempo de contacto del lodo con la formación.
5. Altos gastos de circulación del fluido de perforación, erosionan el enjarre

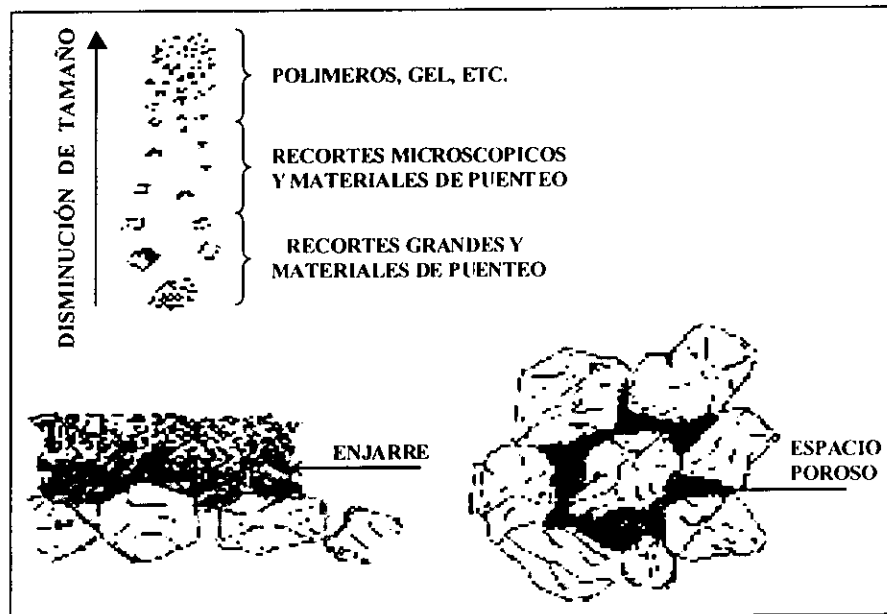


Figura 3.13

Esquemización del proceso de deposición de sólidos en la formación de enjarre.

Dependiendo del tamaño de los sólidos estos pueden removerse por contraflujo, sin embargo, muchas veces no es posible alcanzar las presiones diferenciales necesarias y el daño a la formación puede ser más severo. Si los sólidos que invaden a la formación son partículas pequeñas como arcillas, óxidos, reprecipitaciones de sólidos dentro de la formación, pueden tener penetraciones más profundas sobre las formaciones más permeables, ocasionando obturamientos más difíciles de remover.

Si bien los gastos de producción normalmente declinan con el agotamiento natural del yacimiento, la declinación acelerada debida al taponamiento de la formación es un problema común durante la fase de producción.

Los intervalos disparados son susceptibles de ser taponados por sólidos (arcillas y otros finos) que migran de la formación al ser arrastrados por el flujo del fluido al pozo; en formaciones de arena poco consolidadas, éste problema es mayor. Si el yacimiento esta depresionado, será mucho más fácil de ser dañado con estos sólidos.

Durante la producción del hidrocarburo se originan cambios en la estabilidad de los fluidos producidos, que pueden provocar precipitaciones orgánicas (asfaltenos y/o parafinas) o inorgánicas (sales) las cuales generan daño a la formación.

En ocasiones para inhibir precipitaciones o corrosión es necesaria la utilización de productos químicos; mismos que pueden alterar las condiciones de mojabilidad de la roca en forma desfavorable.

En algunos pozos productores de gas húmedo, los cambios en presión y temperatura pueden generar condensación retrograda, con lo que se presenta líquido en el medio poroso y por consecuencia se presenta una reducción en la permeabilidad relativa al gas.

### **3.4 EFECTOS DEL DAÑO ASOCIADO AL FLUJO NO-DARCIANO DURANTE LA PRODUCCIÓN DE LOS HIDROCARBUROS.**

#### **3.4.1 INCRUSTACIONES INORGÁNICAS<sup>(32)</sup>**

Las incrustaciones inorgánicas son depósitos de precipitados minerales; pueden precipitarse en la tubería de producción, en los disparos y/o en la formación. Estas incrustaciones pueden originarse por la mezcla de fluidos incompatibles: agua de formación con cualquier fluido filtrado o agua de inyección. Los tipos más comunes encontradas en un pozo son:

- Incrustaciones de carbonato (carbonato de calcio y carbonato de hierro). El carbonato de calcio es la incrustación más común y ocurre en yacimientos ricos en calcio y carbonatos y/o bicarbonatos iónicos.
- Incrustaciones de sulfatos, ocurren principalmente como yeso o anhidrita; los menos comunes son el sulfato de Bario o estroncionita, mismos que son muy difíciles de remover pero su ocurrencia es predecible.
- Incrustaciones de cloruro de sodio.
- Incrustaciones de silicatos, estas ocurren como depósitos cristalizados de calcedonia o como ópalo amorfo.
- Incrustaciones de hidróxidos, principalmente son de hidróxido de magnesio o calcio.

#### **3.4.2 DEPÓSITOS ORGÁNICOS**

Los depósitos orgánicos son precipitados de hidrocarburos pesados (parafinas o asfaltenos); localizados generalmente en la tubería, los disparos y/o en la formación. Cuando hay cambios de presión y/o temperatura en o próximos a la pared del pozo, la fracción de hidrocarburos pesados no se solubiliza e inicia su cristalización; este efecto es más pronunciado cuando se inyectan fluidos fríos a la formación.

### 3.4.3 DEPÓSITOS MEZCLADOS

También se pueden presentar depósitos que son mezclas de los dos anteriores, a estos se les denomina depósitos mezclados, que no son más que la mezcla de componentes orgánicos e incrustaciones y/o sedimentos (limo y arcilla). Cuando existe migración, finos asociados con un incremento en la producción de agua en yacimientos de areniscas quedan mojados por aceite y estos actúan como un sitio de acumulación para estos depósitos.

### 3.4.4 CONDENSACIÓN RETROGADA

En algunos pozos productores de gas húmedo, los cambios en presión y temperatura pueden generar condensación retrograda, con la invasión de líquidos en el medio poroso y por ende una reducción en la permeabilidad relativa al gas.

### 3.4.5 MIGRACIÓN DE FINOS DURANTE LA PRODUCCIÓN

Otra fuente común de daño asociado con el flujo de los fluidos de la formación al pozo es la migración de los finos (principalmente silicatos), sobre todo en formaciones poco consolidadas o mal cementadas; esto propicia el obturamiento de los canales porosos conduciendo al daño a la formación. Este daño generalmente se localiza en la formación cercana a la pared del pozo y en los túneles de los disparos.

# CAPÍTULO 4

## “DISCRETIZACIÓN DEL DAÑO PRESENTE EN LA FORMACIÓN”

En la presente sección se analizarán aquellos elementos que originan los llamados factores de daño y pseudodaño a la formación<sup>(16, 38)</sup>, (estos últimos se denominan así porque no corresponden a un factor de daño originado por la formación), de tal modo que se pueda tener una forma matemática para determinar un valor del daño, presente en la formación; para lo cual, primero se considerará que el daño “s” se compone de condiciones todas no ideales que afectan el flujo, los cuales son:

- $s_a$ : factor de daño de la formación próxima a la pared del pozo
- $s_c$ : factor de pseudodaño debido a penetración parcial y flujo restringido
- $D_q$ : factor de daño asociado al flujo a alta velocidad.
- $S_p$ : factor de pseudodaño debido a la penetración, geometría y densidad de los disparos
- $D_{dp}$ : factor de daño asociado al flujo a alta velocidad a través de los disparos
- $s_G$ : factor de pseudodaño debido al empaque de grava
- $D_G$ : factor de daño asociado al flujo a alta velocidad a través del empaque de grava
- $s_b$ : factor de pseudodaño debido al bloqueo por condensación de hidrocarburos.
- $s_\theta$ : factor de pseudodaño debido a la inclinación del pozo

Una vez identificados estos factores, la “discretización” de cada uno de ellos es fundamental para conocer la magnitud de su aportación en el daño total a la formación, para en medida de lo posible evitarlos o erradicarlos. A continuación se procede a realizar el análisis de cada uno de estos factores para su cálculo.

### 4.1 DAÑO DEBIDO A LA ALTERACIÓN DE LA PERMEABILIDAD PRÓXIMA A LA PARED DEL POZO.

El mantener un control de la presión durante la perforación, terminación y puesta en operación del pozo, nos conduce generalmente a realizar las operaciones en condiciones de sobre balance. Esto implica que la presión hidrostática del fluido en la pared del pozo es ligeramente mayor que la presión de la formación, el resultado de una condición de sobre balance origina

una invasión de fluidos y sólidos de la pared del pozo hacia la formación. Usualmente, el volumen de invasión de fluidos es limitado a distancias cortas, desde algunas pulgadas hasta unos cuantos pies, y para el caso de la invasión de los sólidos es aún más pequeña, generalmente unas cuantas pulgadas. Los fluidos y sólidos que invaden la formación interactúan con ésta, creando un sin número de efectos (analizados en la Sección 3.3) que merman la productividad del pozo.

No obstante, los métodos que existen para prevenir el daño, es común que un sin número de pozos se encuentran asociados a una alteración en la formación. Esta situación fue tratada analíticamente por Muskat<sup>(39)</sup>, empleando un modelo de un pozo produciendo en una formación de dos regiones anulares concéntricas, como se muestra en la Fig. 4.1, con diferente permeabilidad.

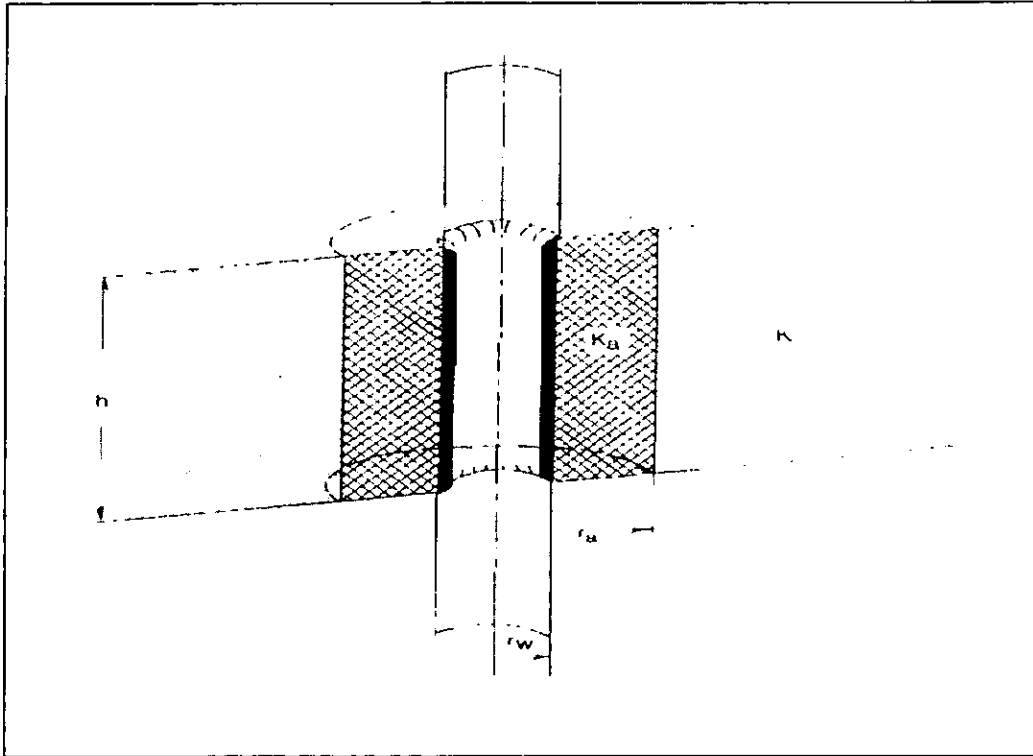


Figura 4.1

Modelo de una formación dañada, con dos zonas de permeabilidad diferente.

Craf y Hawkins<sup>(40)</sup> trasladaron el modelo de la alteración de la permeabilidad en la vecindad del pozo de Muskat a una expresión, la cual ya es considerada como un factor de daño, definido como:

$$s_a = \left( \frac{k}{k_a} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_a}{r_w} \right) \quad (4.1)$$

donde:



$k$  es la permeabilidad de la formación,  $k_a$  es la permeabilidad alterada que se extiende desde el radio del pozo ( $r_w$ ) hasta el radio alterado ( $r_a$ ).

El empleo de la Ec. 4.1, es válida aún cuando se presente un incremento de la permeabilidad próxima a la pared del pozo (debido a una estimulación por ejemplo). Sin embargo, un problema inherente a la utilización de la misma es la cuantificación de los términos  $k_a$  y  $r_a$ .

Otras expresiones relacionadas con el daño por alteración de la permeabilidad son obtenidas por un simple reacomodo de la Ec. 4.1. Por ejemplo, para el cálculo de la permeabilidad alterada alrededor de la pared del pozo es definida por la Ec. 4.2:

$$k_a = k \left[ 1 + \frac{s_a}{\ln \left( \frac{r_a}{r_w} \right)} \right]^{-1} \quad (4.2)$$

Así mismo, una ecuación para el cálculo del radio de la zona alterada es definida por la Ec. 4.3:

$$r_a = r_w \exp \left[ \frac{s_a}{\frac{k}{k_a} - 1} \right] \quad (4.3)$$

Simplificando expresiones para la situación de que se haya realizado una estimulación, donde la permeabilidad alterada es mayor a la permeabilidad de la formación ( $k_a \gg k$ ), para el radio alterado es:

$$r_a = r_w \exp[-s_a] \quad (4.4)$$

y el pseudodaño es definido como:

$$s_a = -\ln \left( \frac{r_a}{r_w} \right) \quad (4.5)$$

## 4.2 DAÑO DEBIDO A LA PENETRACIÓN PARCIAL Y FLUJO RESTRINGIDO

Desde el inicio de la producción de los hidrocarburos, los pozos deben estar perforados y terminados a través de sólo una fracción del total de la formación; esto es, se dice que existe

penetración parcial cuando sólo una porción del intervalo productor se dispara o está produciendo, como medida para evitar o retrasar el contacto de la zona de agua con la de aceite y/o gas, evitándose de esta forma la conificación.

En muchos pozos el problema de la conificación de agua y gas son factores que restringen el intervalo de producción. Sin embargo, otras razones por las que se hace necesario reducir el intervalo son:

1. Cuando el pozo no puede ser perforado en todo el intervalo de producción, como medida de seguridad para el estado mecánico del mismo.
2. Para evitar la producción de arena o de otras partículas friables de la formación.
3. Durante pruebas para la selección de intervalos en pozos exploratorios.
4. Recuperación de porciones de tubería no perforadas para futuras necesidades.
5. Durante una mala interpretación de los registros geofísicos, lo que origina un error al determinar la magnitud real de la zona productora.
6. Cerrar perforaciones que no contribuyen a la producción.

Muchas de las anteriores razones son realizadas intencionalmente, diseñadas para mejorar el funcionamiento total del pozo y/o el yacimiento (aunque no necesariamente para incrementar la productividad). Sin embargo, los dos últimos casos no son planeados, de hecho el operador inconscientemente origina un problema adicional.

Las características generales de un pozo con entrada de flujo limitada, se muestra en la Fig. 4.2. La penetración parcial origina una convergencia del flujo de los fluidos hacia la zona terminada, originándose una caída de presión, debido a una deformación del flujo próximo a la terminación del intervalo.

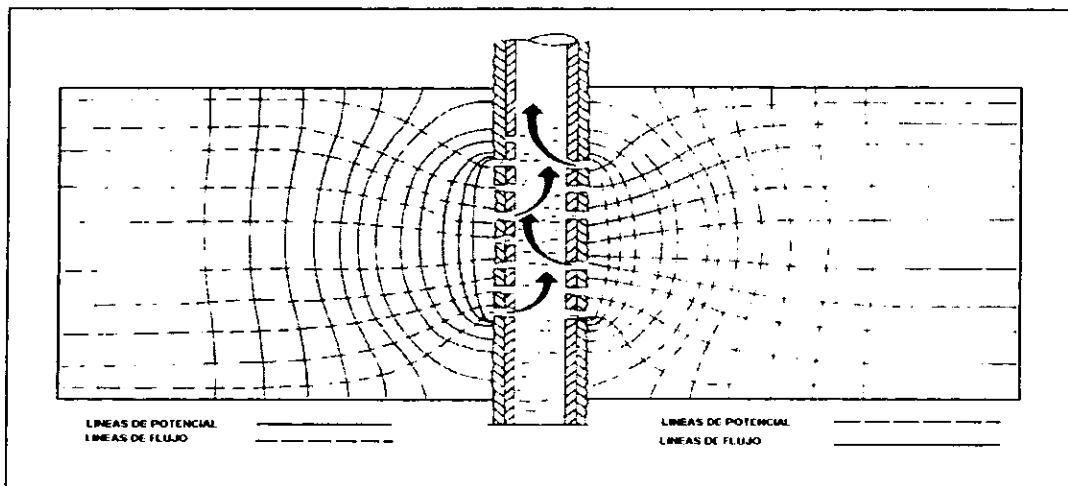


Figura 4.2

Comportamiento de flujo en un pozo con entrada limitada.

Muskat<sup>(41)</sup>, en su trabajo original sobre penetración parcial mostró la solución fundamental para un problema en régimen permanente, en el cual, ilustró la influencia de la penetración parcial, como un diagrama de radio contra presión de flujo para el caso de limitación de entrada sin otra restricción. En la Fig. 4.3, se muestran los resultados que obtuvo, discutiendo los efectos en una roca anisotrópica, donde la permeabilidad en varias direcciones varía considerablemente, debido al proceso natural de sedimentación, pues generalmente la permeabilidad en la dirección del plano de estratificación es mayor que la permeabilidad perpendicular al plano.

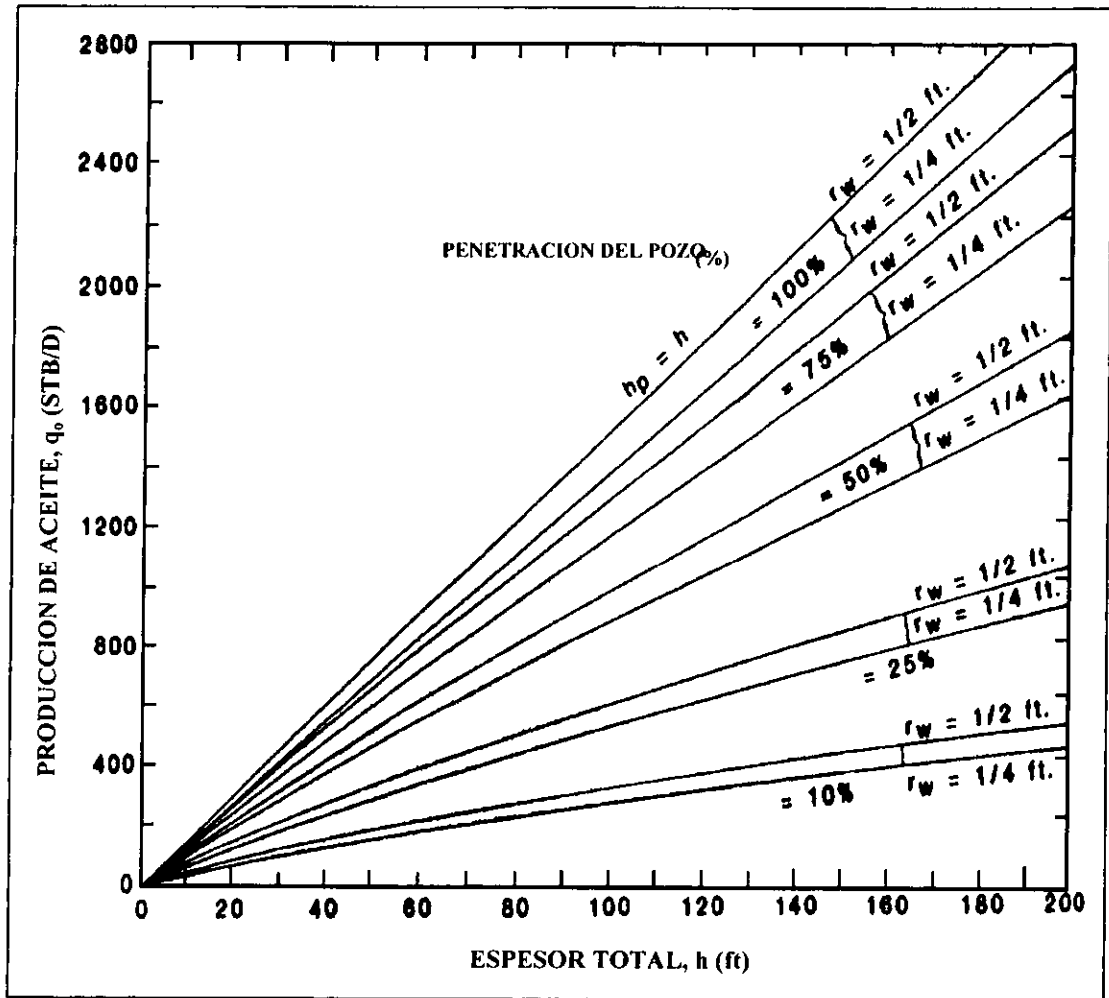


Figura 4.3

Efecto en la productividad en un pozo parcialmente penetrado.

En relación con la penetración parcial, donde la permeabilidad vertical es menor que la permeabilidad horizontal, el efecto anisotrópico impide la convergencia hacia el intervalo terminado y procurará impedir el flujo radial natural, reduciéndose con ello la capacidad de producción del pozo.

Brons y Marting<sup>(42)</sup>, sugirieron que la penetración parcial y flujo limitado pueden ser expresadas como factor de daño, empleando para su cálculo la siguiente ecuación:

$$s_c = \left(\frac{1}{b} - 1\right) [\ln(h_D) - G(b)] \quad (4.6)$$

donde:

$b$  : relación de penetración del intervalo abierto al flujo entre el espesor total  $h_p/h$ ,

$h_D$  : dimensión del intervalo productor,  $(k/k_v)^{0.5}(h/r_w)$

$h_p$  : intervalo abierto al flujo (ft),

$h$  : espesor total de la formación (ft),

$k$  : permeabilidad horizontal de la formación (md),

$k_v$  : permeabilidad vertical de la formación (md),

$G(b)$  : es una función de la penetración parcial  $b$ .

Muskat presentó una relación de aproximación para el cálculo de  $G(b)$ , definida como:

$$G(b) = 2.948 - 7.363b + 11.45b^2 - 4.675b^3 \quad (4.7)$$

Sin embargo, Brons y Marting, presentan a  $G(b)$  como una función de  $b$  calculada numéricamente, debido a que no puede ser calculada de forma analítica (la Ec. 4.7 es calculada como una aproximación), presentando una tabla de valores donde se puede obtener  $G(b)$ , cuyos valores son mostrados en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1

Comparación de los valores obtenidos analíticamente por Muskat y numericamente por Brons-Marting, de la función  $G(b)$ .

$b$	Brons-Marting $G(b)$	Muskat $G(b)$
0.1	2.337	2.337
0.2	1.862	1.862
0.4	1.569	1.569
0.6	1.621	1.620
0.8	1.995	1.992

En la Fig. 4.4, se muestran las curvas del daño " $s_p$ " contra penetración parcial " $b$ " para varios valores de " $h_D$ ".

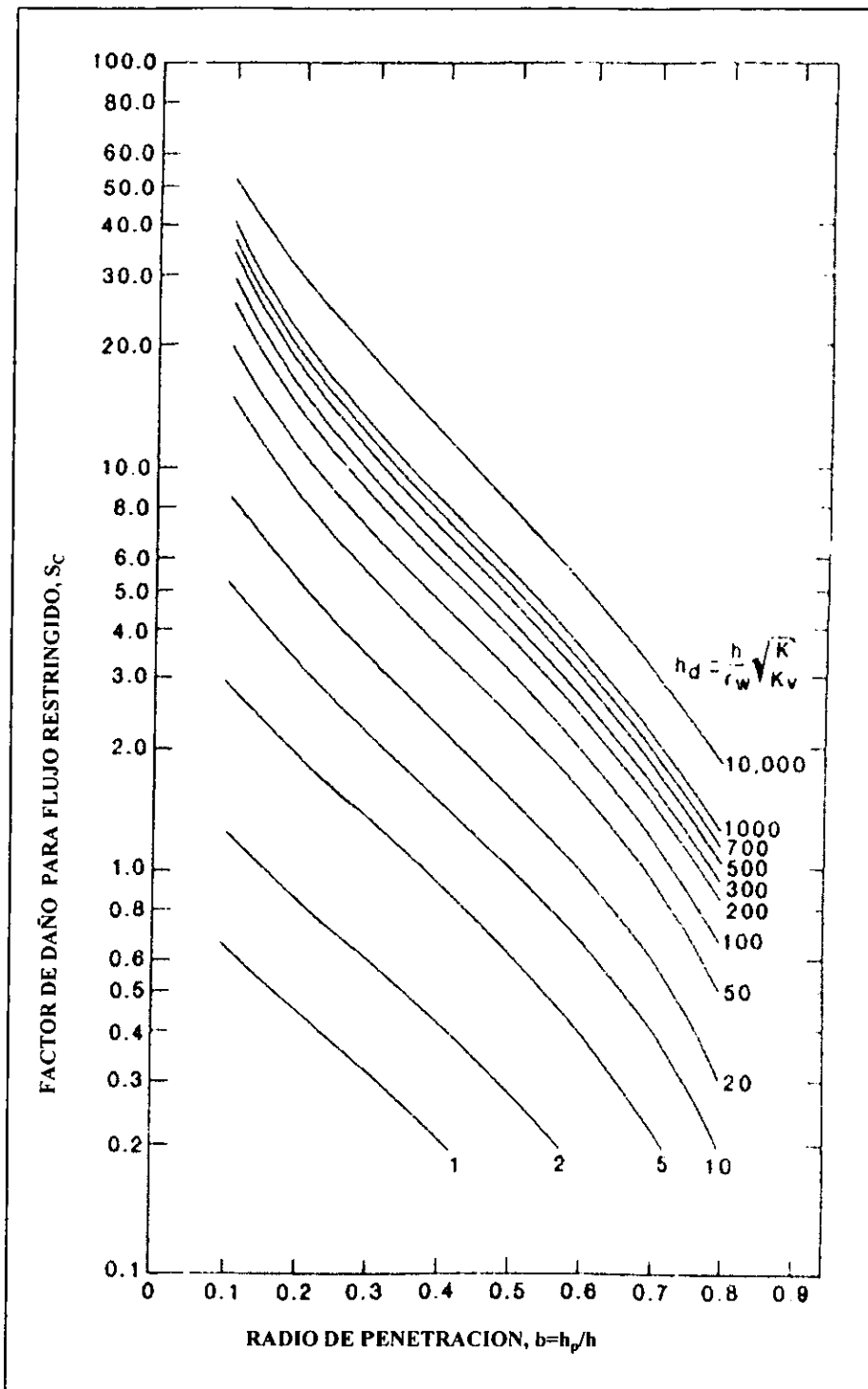


Figura 4.4  
Factor de daño asociado a la penetración parcial,  $s_c$ .

Estas curvas se emplean para tres tipos de configuraciones de flujo limitado, ilustrados en la Fig. 4.5,

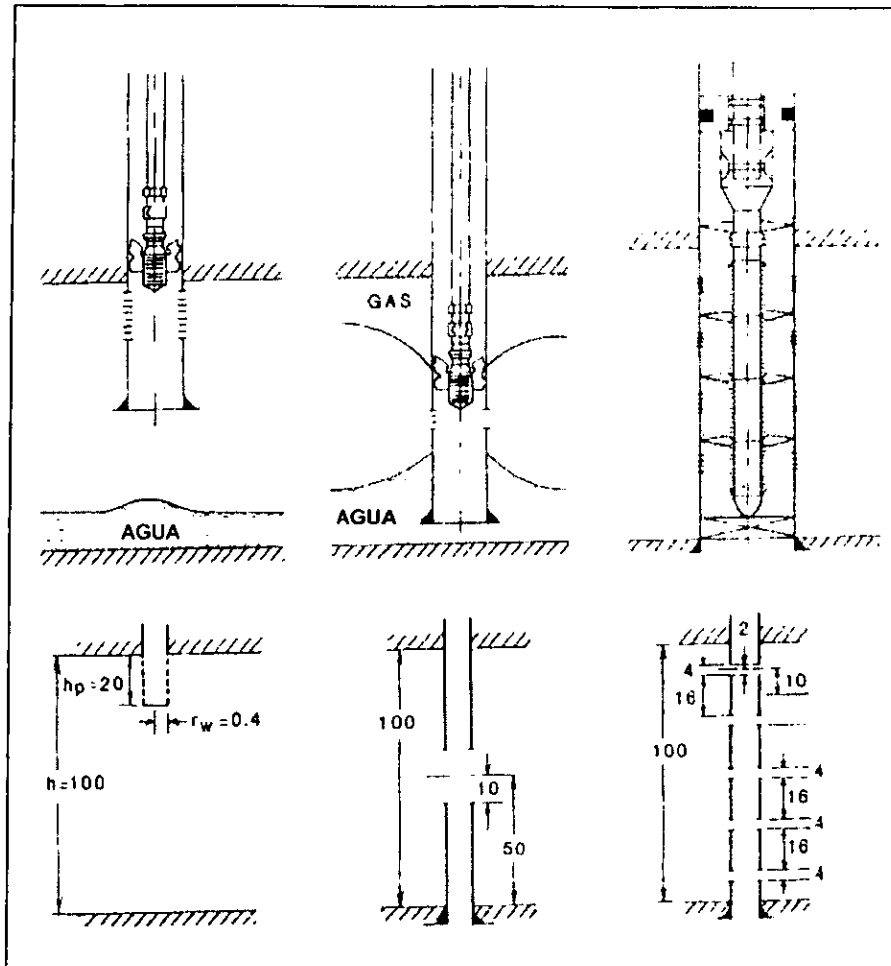


Figura 4.5

Geometría de los tres tipos de flujo limitado en una penetración parcial.

Los tres tipos de terminaciones que se muestran en la figura anterior son:

1. Penetración parcial en la parte superior del intervalo productor (se realiza cuando se quiere evitar la conificación de agua).
2. Penetración parcial en la parte media del intervalo productor (se realiza cuando se quiere evitar conificación de agua y gas).
3. Varios intervalos abiertos a la producción (se presentan cuando se tienen intercalaciones de zonas productoras).

Para cada uno de los tres casos, el valor de  $b$  permanece sin cambio; sin embargo,  $h_D$  varía y su valor esta en función de la profundidad del intervalo que se encuentra en producción para cada configuración, y se define como:

1. Para la penetración parcial en la parte superior de la formación, el total del espesor de la formación  $h$  es usado para definir  $h_D$ .
2. Si el pozo es abierto en la parte media de la formación,  $h/2$  es usada para definir  $h_D$ ,  $[h_D = (k/k_v)^{0.5} / (h/2r_w)]$ .
3. Para “ $N$ ” secciones de intervalos abiertos, localizados simétricamente alrededor de la mitad de la formación, con igual espesor y espaciamento, la expresión para calcular  $h_D$  es  $(k/k_v)^{0.5} (h/2Nr_w)$ .

Para los casos de la Fig. 4.5, respectivamente tenemos:

$b = \frac{h_p}{h}$	0.2	0.2	0.2
$h_D$	$(h/r_w)[(k/k_v)^{0.5}]$	$(h/2Nr_w)[(k/k_v)^{0.5}]$	$(h/2Nr_w)[(k/k_v)^{0.5}]$
	$k/k_v = 1$	$N = 1$	$k/k_v = 1$
	250	125	$N = 5$
			$k/k_v = 1$
			25
$s_c$	15	12	6.5

La definición del dimensionamiento de los espesores productores,  $h_D$ , para las tres configuraciones de la Fig. 4.4 es válida cuando se emplea la ecuación 4.6.

Sin embargo, otras publicaciones presentan expresiones para el calculo de  $s_c$ , siendo Odeh<sup>(43,44,45)</sup>, quien desarrolla una de las importantes aportaciones, al presentar una relación empírica para el cálculo del daño, con la ventaja de que se puede emplear para un intervalo abierto ( $h_p$ ) con localización arbitraria, la cual se define como:

$$s_c = 1.35 \left( \frac{1}{b-1} \right)^{0.825} \{ \ln(r_w h_D + 7) - 1.95 - [0.49 + 0.1 \ln(r_w h_D)] \ln(r_{wc}) \} \tag{4.8}$$

donde:

$$r_{wc} = r_w \exp \left[ 0.2126 \left( 2.753 + \frac{z_m}{h} \right) \right] \tag{4.9}$$

$$0 < \frac{z_m}{h} > 0.5 \quad (4.10)$$

$$r_{wc} = r_w \quad (4.11)$$

$$y = 0 \quad (4.12)$$

$$z_m = y + \frac{h_p}{2} \quad (4.13)$$

y es definida como la distancia desde la parte superior de la formación hasta la parte superior del intervalo.

Si  $z_m/h$  es mayor que 0.5, entonces se utiliza  $1-(z_m/h)$  en lugar de  $z_m/h$  en la Ec. 4.9.

Finalmente, es importante señalar que la penetración parcial, siempre es positivo; por lo que, la restricción al flujo invariablemente reducirá la productividad del pozo.

### 4.3 DAÑO ASOCIADO AL FLUJO A ALTA VELOCIDAD.

Como ya se ha indicado, para el flujo horizontal de fluidos a través de los medios porosos, la caída de presión en la dirección de flujo es proporcional a la velocidad del fluido, el establecimiento matemático de esta relación es la ley de Darcy. Sin embargo, cuando se tienen altos gastos, además del componente de fuerza viscosa (representado por la ecuación de Darcy), hay además una fuerza inercial actuando debido a las aceleraciones de las partículas del fluido a través de los espacios porosos.

El efecto de esta fuerza, llamado componente no-darciano, es despreciable a bajas velocidades, aunque el efecto de alta velocidad puede ser muy importante en la región cercana al pozo. Por lo tanto, el flujo no-darciano es convencionalmente incluido en las ecuaciones de flujo como un factor de daño adicional (daño dependiente del gasto).

Bajo esta condición, Forchheimer<sup>(46)</sup>, propuso un modelo para la obtención del daño por flujo a alta velocidad, analizando pruebas experimentales de flujo a través de núcleos con diferentes porosidades, sometidos a un amplio rango de velocidades de flujo, apoyado siempre en la ley de Darcy. Sin embargo, probablemente el método más ilustrativo de la relación existente entre la presión y la velocidad de flujo a través de la porosidad, es el presentado por Fancher, Lewis y Barnés<sup>(47)</sup>, en el cual muestran información sobre la velocidad y la caída de presión que experimentaban los diferentes materiales porosos empleados, incluyendo arenas con e inconsolidadas, al utilizar aceite, agua y gas como fluidos de prueba. Apoyando su trabajo en un diagrama doble logarítmico, como se muestra en la Fig. 4.6, donde se gráfica la presión (un



tipo de factor de fricción) contra un dimensionamiento de radio (un tipo de número de Reynolds), los resultados obtenidos de este trabajo son mostrados en la Tabla 4.2.

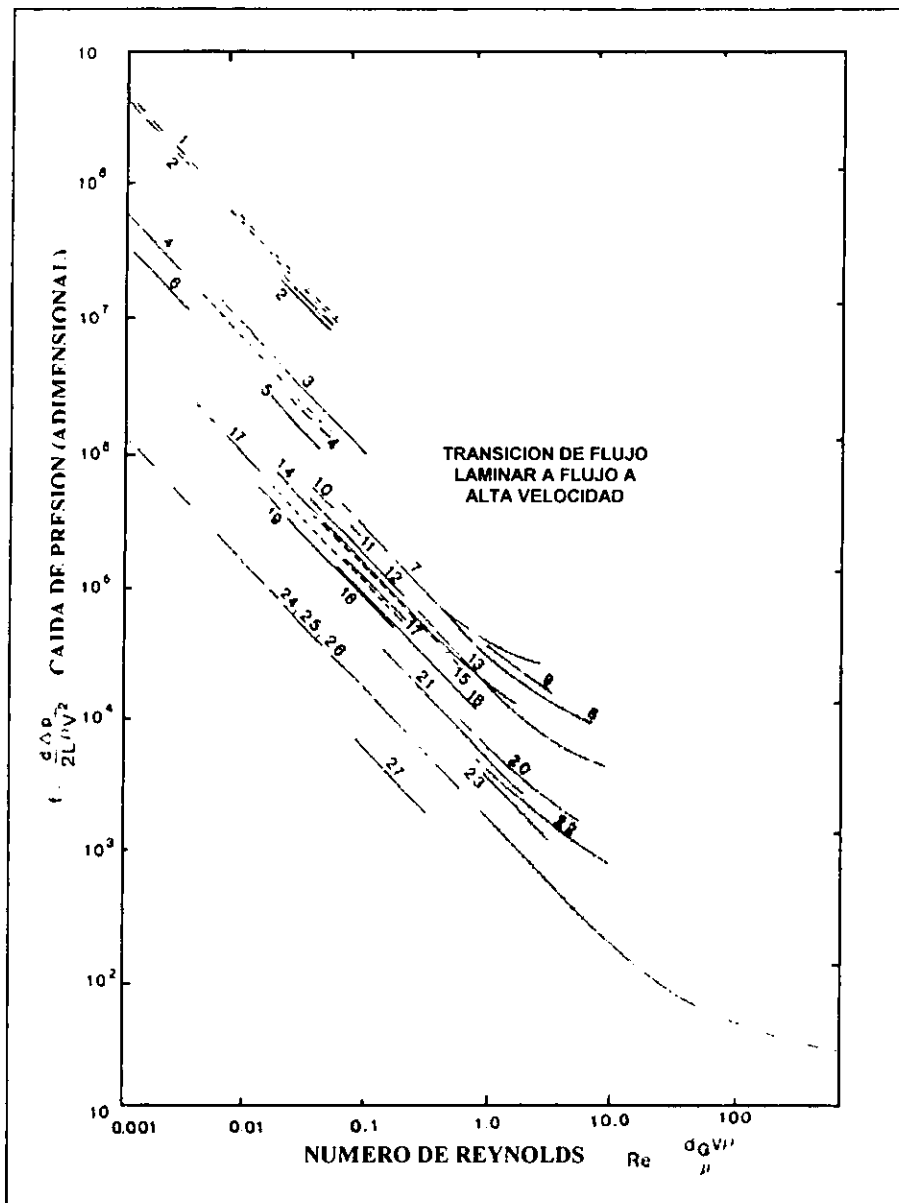


Figura 4.6

Caídas de presión que presenta el flujo a través de materiales porosos.

Tabla 4.2

Datos de porosidad obtenidos de arenas sometidas a experimentos de Presión contra Velocidad.

Prueba No.	Arena	Porosidad
1	Bradford	12.5
2	Bradford	12.3

## Continuación de la Tabla 4.2

Prueba No.	Arena	Porosidad
3	3ra. Venango	16.9
4	Ceramic A	37.0
5	Robinson	20.3
6	Ceramic B	37.8
7	Woodbine	19.7
8	Wilcox	15.9
9	3ra. Venango	11.9
10	Robinson	19.5
11	Robinson	18.4
12	3ra. Venango	22.3
13	Wilcox	16.3
14	Warren	19.2
15	3ra. Venango	21.4
16	Robinson	20.6
17	Ceramic C	33.2
18	3ra. Venango	21.9
19	Woodbine	23.8
20	Woodbine	26.9
21	Woodbine	27.7
22	Woodbine	22.1
23	Woodbine	28.8
24	Flint	38.5
25	Ottawa	30.9
26	20-30 Ottawa	34.5
27	Lead Shot	34.5

Para el estudio de éste efecto, es necesario señalar primeramente la definición de los elementos que intervienen en este método; por lo que, el factor de fricción,  $f$ , sé define como:

$$f = \frac{d\Delta p}{2L\rho v^2} \quad (4.14)$$

el número de Reynolds,  $Re$ , como:

$$Re = \frac{\rho v d}{\mu} \quad (4.15)$$

y el diámetro promedio de los granos,  $d$ , como:

$$d = \left[ \frac{\sum n_i d_i^3}{\sum n_i} \right]^{1/3} \quad (4.16)$$

donde:

$d_i$ : es el promedio aritmético del diámetro de los granos.

$n_i$ : es el número de granos con diámetro  $d_i$ .

En general, el diámetro promedio de los granos varía en un rango de 0.001 a 0.02 pulgadas, (25 a 500  $\mu\text{m}$ ), y puede sufrir un incremento si la permeabilidad sufre lo propio.

Muskat<sup>(39)</sup>, señala que una desviación del número de Reynolds entre 1 y hasta 8 puntos con respecto a la ley de Darcy, indica que se ha iniciado el flujo a alta velocidad. De hecho, Muskat declara: "Será suficiente para aceptar como un límite inferior seguro, cuando existe una desviación con respecto a la ley de Darcy, si el número de Reynolds llega a ser igual a 1.0 cuando ha sido empleado algún tipo de grano de arena con promedio de diámetro razonable". De hecho, la figura 4.6, está basada en una prueba experimental que soporta la misma.

Para determinar los rangos que señalan el inicio del flujo a alta velocidad, durante la producción de aceite y gas, así como el inicio de la desviación a partir de la ley de Darcy, se puede emplear para el aceite y el gas respectivamente, las Ecs. siguientes:

$$q_{oHVF} = 1.90 \times 10^4 \frac{\mu_o r_w h_p^2 (7+s)}{\rho_o B_o h \frac{k}{k_a}} \quad (4.17)$$

y

$$q_{gHVF} = 1.40 \times 10^6 \frac{\mu_g r_w h_p^2 (7+s)}{\gamma_g h \frac{k}{k_a}} \quad (4.18)$$

donde:

$r_w$ : es el radio del pozo (ft)

$h_p$ : intervalo perforado abierto al flujo (ft)

$h$ : espesor total de la formación (ft)

$\mu$ : viscosidad del aceite o gas (cp)

$\gamma_g$ : gravedad del gas (aire = 1)

$\rho_o$ : densidad del aceite a presión de flujo (lb/ft<sup>3</sup>)

$B_o$ : factor de volumen del aceite a presión de flujo (bbl/STB)

$k$ : permeabilidad de la formación (md)

$k_a$ : permeabilidad de la formación alterada próxima a la pared del pozo (md)

$s$ : factor de daño o estimulación en la formación

Las Ecs. 4.17 y 4.18, son obtenidas a partir de las ecuaciones de flujo radial, asumiendo arbitrariamente que el gasto para efectos no-laminares,  $q_{oHVF}$ , (HVF por sus siglas en inglés de High Velocity Flow) ocurre cuando la fracción de la caída de presión debido al flujo a alta velocidad es aproximadamente del 5% dentro de la caída de presión total. Durante periodos de producción transitorios, el valor de 7 en la Ec. 4.18, puede ser reemplazado por un apropiado valor de  $p_D$ .

En yacimientos con empuje de gas, donde fluyen simultáneamente gas y aceite, se puede afirmar que el efecto de flujo a alta velocidad se magnifica con relación a un yacimiento con una sola fase. Sin embargo, para este estudio se establece que no existe interferencia alguna con los efectos del flujo a alta velocidad si se tratara de un yacimiento con dos fases. Considerando que el efecto de producir gas, puede ser derivado a partir de la ecuación de flujo de Darcy, para pozos de aceite, la producción de gas  $q_g$  (scf/D) en la superficie es dada por:

$$q_g = q_o(R - R_s) \quad (4.19)$$

donde:

$q_o$ : gasto de aceite en la superficie (STB/D)

$R$ : relación de producción gas-aceite (scf/STB)

$R_s$ : relación de solubilidad gas-aceite medido a la presión de fondo fluyendo (scf/STB)

Comparando  $q_g$  de la Ec. 4.19 con  $q_{gHVF}$  de la Ec. 4.18, el resultado puede ser indicativo si es que el flujo de gas libre alcanza cierta desviación con respecto al flujo darciano. De hecho, con su cálculo es posible determinar la relación de producción gas-aceite,  $R_{HVF}$ , cuando el gas libre comienza el flujo a alta velocidad; por lo tanto, el empleo más importante de la ecuación, es decidir para un pozo en particular, los efectos del flujo a alta velocidad. Finalmente es necesario enfatizar que los pozos de aceite pueden ser dominados, si se presentan una o todas las condiciones siguientes:

1. Altas producciones del fluido.
2. Si el daño es significativo (si  $k/k_a$  es muy grande).
3. Si el intervalo abierto al flujo es solo una pequeña fracción en comparación con el espesor total de la formación.
4. Si la densidad y/o tamaño de las perforaciones es pequeño.
5. Si la terminación del pozo es con empaque de grava.

Sin embargo, la ecuación de Forchheimer es el modelo más popular para describir el efecto de flujo a alta velocidad en un yacimiento petrolero. Esta ecuación presenta los mejores resultados de laboratorio, incluyendo la transición gradual de flujo laminar (ecuación de Darcy) a flujo a alta velocidad (flujo no lineal). La ecuación de Forchheimer, adiciona un segundo término a la ecuación de Darcy, la velocidad, definida como:

$$\frac{dp}{dr} = av + bv^2 \quad (4.20)$$

En esta ecuación, para velocidades bajas, el término  $bv^2$  es insignificante cuando se aplica la ley de Darcy, a su vez  $av$  es insignificante y la caída de presión es proporcional al cuadrado de la velocidad. Sin embargo, en la zona de transición (entre baja y alta velocidad), los dos términos describen adecuadamente el comportamiento de la velocidad en esta etapa.

Por otra parte, Cornell y Katz<sup>(48)</sup>, expresan la ecuación de Forchheimer (Ec. 4.20) en términos de las propiedades de la roca y del fluido, concluyendo que la constante  $a$  es definida por la ley de Darcy ( $a = \mu/k$ ), y la constante  $b$  es función de la densidad del fluido y una constante empírica  $\beta$ , presentando finalmente la Ec. siguiente:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k}v + \beta\rho v^2 \quad (4.21)$$

La ecuación de Forchheimer, es expresada generalmente como la ecuación de Darcy para flujo radial, dependiente del daño  $Dq$ , donde es proporcional al flujo a alta velocidad, definida por  $\beta$ . Recientes estudios de Blacker<sup>(49)</sup>, indican que los pozos de aceite al igual que los de gas, son vulnerables al flujo a alta velocidad, concluyendo que el flujo a lo largo de un yacimiento con permeabilidad uniforme es expresada por  $D_R$ , donde para pozos de gas se tiene:

$$D_{Rg} = 2.222 \times 10^{-18} \frac{\gamma_g kh}{\mu_g r_w h_p^2} \beta_R \quad (4.22)$$

y para pozos de aceite se tiene:

$$D_{Ro} = 1.635 \times 10^{-16} \frac{kh\rho_o B_o}{\mu_o r_w h_p^2} \beta_R \quad (4.23)$$

o bien:

$$D_{Ro} = 1.635 \times 10^{-16} \frac{kh(0.0135R\gamma_g + 62.4\gamma_o)}{\mu_o r_w h_p^2} \beta_R \quad (4.24)$$

donde,  $\beta_R$ , es una propiedad de la roca del yacimiento, denominada como el factor de flujo a alta velocidad y es calculada a partir de la siguiente ecuación:

$$\beta = 2.73 \times 10^{10} k^{-1.1045} \quad (4.25)$$

Debido a que gran parte de la caída de presión es localizada próxima a la pared del pozo, un adecuado valor a emplearse de la permeabilidad, para el cálculo de  $\beta_R$ , es el de la permeabilidad efectiva de la zona alterada,  $k_a$ . Esta zona próxima a la pared del pozo, presenta (como se indicó en la Sección 4.1) una alteración en la permeabilidad original de la formación, de radio alterado,  $r_a$ , por lo que la expresión correcta para el cálculo del flujo a alta velocidad es:

$$D = D_a + D_R \quad (4.26)$$

donde, para pozos de gas se tiene la Ec. siguiente:

$$D_{aR} = 2.222 \times 10^{-18} \frac{\gamma_g kh}{\mu_g h_p^2} \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_a} \right) \beta_a \quad (4.27)$$

y para pozos de aceite se puede emplear:

$$D_{ao} = 1.635 \times 10^{-16} \frac{kh \rho_o B_o}{\mu_o h_p^2} \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_a} \right) \beta_a \quad (4.28)$$

o bien:

$$D_{ao} = 1.635 \times 10^{-16} \frac{kh(0.0135R_i \gamma_g + 62.4 \gamma_o)}{\mu_o h_p^2} \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_a} \right) \beta_a \quad (4.29)$$

donde  $\beta_a$ , esta definida como:

$$\beta_a = 2.73 \times 10^{10} k_a^{-1.1045} \quad (4.30)$$

El efecto de la alta velocidad, más allá de la zona de radio alterado es calculada empleando la Ec. 4.25 para  $\beta_R$  y la expresión  $(1/r_a - 1/r_e)$  en lugar de  $1/r_w$  en las Ecs. 4.22, 4.23 y 4.24. Usualmente, si existe una zona dañada, el término  $D_a$  (que expresa alta velocidad en la zona alterada), es mucho más grande que  $D_R$ , por lo que se puede asumir que  $D \cong D_a$ .

Para el cálculo de  $\beta$ , existen muchas correlaciones en la literatura, la mayoría de las cuales considera que la permeabilidad es el parámetro más importante a considerarse. Sin embargo, otras propiedades que han sido consideradas son: la porosidad, la saturación irreducible de agua, el tipo de roca y el promedio y distribución del tamaño del poro. Tessem<sup>(50)</sup> presento resultados, mostrados en la tabla 4.3, para el cálculo de  $\beta$ , al analizar núcleos de areniscas y carbonatos, empleando aire como fluido de medición. Otras formas de calculo de  $\beta$ , es a apartir del empleo de las gráficas mostradas en las Figs. 4.7 y 4.8.

Tabla 4.3  
Coeficiente de flujo a alta velocidad contra la permeabilidad, porosidad y el tamaño del poro.

Muestra No.	$k$ (md)	$\phi$	$k \times \phi$	$\beta$ (ft <sup>-1</sup> )	$d_{50}$ ( $\mu$ m)	$\beta/k$
1	8.5	1.162	1.38	$1.102 \times 10^9$		$3.21 \times 10^9$
2.1	113.2	0.184	20.83	$3.87 \times 10^7$	185	$4.12 \times 10^8$
2.2	98.5	0.202	19.90	$2.59 \times 10^7$	203	$2.57 \times 10^8$
2.3	227.6	0.188	42.80	$1.89 \times 10^7$	160	$2.85 \times 10^8$
2.4	24.2	0.202	4.89	$4.35 \times 10^8$		$2.14 \times 10^9$
2.5	13.9	0.149	2.07	$7.70 \times 10^8$		$2.87 \times 10^9$
2.6	12.0	0.169	2.03	$5.84 \times 10^8$		$2.02 \times 10^9$
2.7	165.9	0.192	31.85	$2.47 \times 10^7$		$3.18 \times 10^8$
3.1	149.3	0.147	21.95	$3.17 \times 10^7$	155	$3.87 \times 10^8$
3.2	164.3	0.173	28.42	$2.41 \times 10^7$		$3.09 \times 10^8$
5.1	97.0	0.201	19.50	$4.30 \times 10^7$	155	$4.24 \times 10^8$
5.2	298.9	0.237	70.84	$1.40 \times 10^7$		$2.42 \times 10^8$
6.1	168.0	1.192	32.31	$2.14 \times 10^7$		$2.77 \times 10^8$
6.2	162.4	0.201	32.64	$1.98 \times 10^7$		$2.52 \times 10^8$
7.1	333.4	0.183	61.01	$9.76 \times 10^6$	138	$1.78 \times 10^8$
8.1	11.1	1.210	2.33	$1.80 \times 10^8$	145	$6.00 \times 10^8$
8.2	44.3	0.174	7.71	$1.34 \times 10^8$		$6.92 \times 10^8$
9.1	356.2	0.165	58.77	$1.07 \times 10^7$	225	$2.02 \times 10^8$
9.2	650.9	0.204	132.78	$3.66 \times 10^6$	215	$9.34 \times 10^7$
9.3	51.2	0.185	9.47	$3.49 \times 10^7$		$250 \times 10^8$
9.4	390.7	0.162	63.29	$7.32 \times 10^6$	135	$1.45 \times 10^8$
9.5	2.0	0.161	0.32	$2.18 \times 10^{10}$	25	$3.08 \times 10^{10}$
9.6	275.0	0.239	65.73	$6.41 \times 10^6$	43	$1.06 \times 10^8$
10.1	8.6	0.178	1.53	$2.20 \times 10^8$	142	$6.45 \times 10^8$
10.2	5.1	0.152	0.78	$5.08 \times 10^8$		$1.15 \times 10^9$
102	65.5	0.264	17.29	$6.34 \times 10^7$	450	$5.13 \times 10^8$
104	724.8	0.196	142.06	$3.66 \times 10^6$		$9.85 \times 10^7$
105	231.8	1.171	39.63	$7.02 \times 10^6$		$1.07 \times 10^8$
106	2.4	0.149	0.36	$8.53 \times 10^8$	23	$1.32 \times 10^9$
108	7.4	0.167	1.24	$2.58 \times 10^8$	42	$7.02 \times 10^8$
110	128.9	0.209	26.94	$1.77 \times 10^7$		$2.01 \times 10^8$

Continuación de la Tabla 4.3

Muestra No.	$k$ (md)	$\phi$	$k \times \phi$	$\beta$ (ft <sup>-1</sup> )	$d_{50}$ (μm)	$\beta/k$
111	140.0	0.222	31.08	$1.46 \times 10^7$	130	$1.73 \times 10^8$
114	24.8	0.185	4.59	$1.10 \times 10^8$		$5.48 \times 10^8$
117S	43.6	0.246	10.73	$1.12 \times 10^8$	360	$7.40 \times 10^8$
117L	2.2	0.151	0.33	$1.14 \times 10^{10}$		$1.69 \times 10^{10}$
118	3.7	0.203	0.75	$8.39 \times 10^8$		$1.61 \times 10^9$
119	423.6	0.208	88.11	$5.19 \times 10^6$		$1.07 \times 10^8$
206	2.4	0.296	0.71	$9.50 \times 10^9$		$147 \times 10^{10}$
214	0.7	0.325	0.23	$1.15 \times 10^9$		$9.62 \times 10^8$
215	0.6	.321	0.19	$6.76 \times 10^8$		$5.24 \times 10^8$

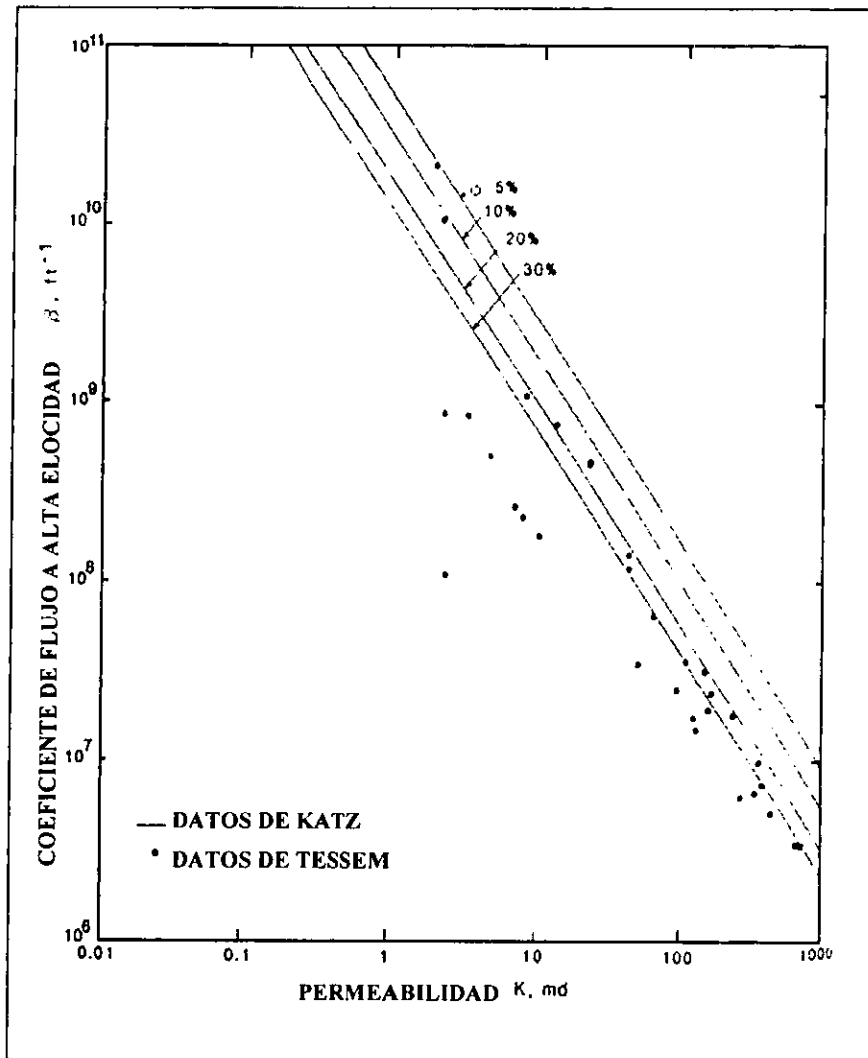


Figura 4.7

Coefficiente de Flujo a Alta Velocidad contra la Permeabilidad.



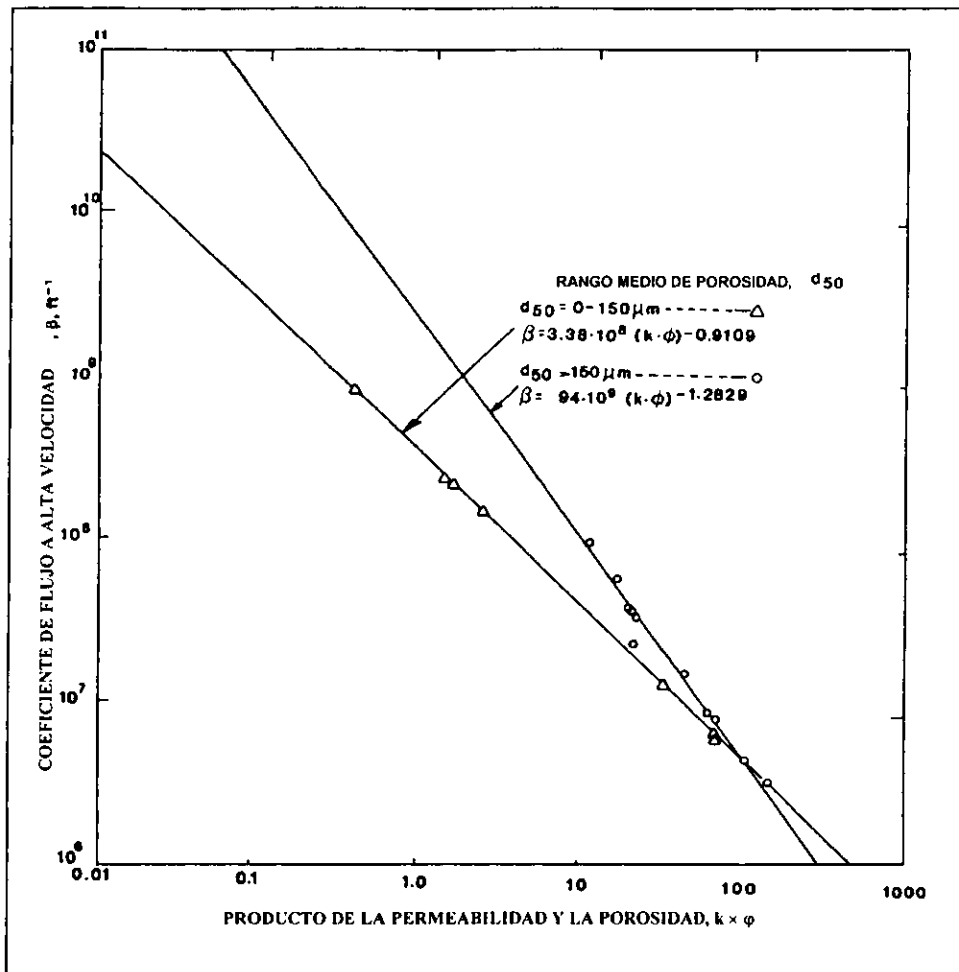


Figura 4.8

Coefficiente de Flujo a Alta Velocidad contra el producto de la Permeabilidad y la Porosidad.

Sin embargo, para el cálculo de  $D$  a partir de las correlaciones que permiten obtener el valor de  $\beta$  es, en muchas ocasiones un resultado incorrecto, debido a que es información obtenida en laboratorios, pero, como no existen modelos matemáticos que nos permitan obtener un resultado exacto de él, su empleo es razonable.

Los errores más comunes que se observan al emplearse, para el cálculo del coeficiente son:

1. En lugar de calcular  $D$  con el término  $h/h_p^2$ , sólo el total de la formación es considerado; esto es,  $1/h$  es empleado de las Ecs. 4.22 a la 4.29 (exceptuando la ecuación 4.26) en vez de  $h/h_p^2$ , resultando un gran error en el cálculo de  $D$ .
2. En lugar de emplear la permeabilidad próxima a la pared del pozo,  $k_a$ , es empleada incorrectamente la permeabilidad de la formación,  $k$ .

Si estos dos errores fuesen erradicados, al calcular el valor de  $D$ , a partir de la correlación para obtener  $\beta$ , éste valor será razonable. Sin embargo, otros factores que influyen, para que el valor de  $\beta$  sea aún más difícil de obtener, se presentan cuando los pozos son terminados con tubería de revestimiento, las cuales tienen que ser disparadas para poner en producción al pozo, o bien

con empaque de grava, para evitar la producción de arena, pues finalmente el flujo a alta velocidad se presenta a través de estos elementos, analizados en la sección 4.4 y 4.5 respectivamente.

#### 4.4 DAÑO DEBIDO A LA PENETRACIÓN, GEOMETRÍA Y DENSIDAD DE LOS DISPAROS.

Cuando generalmente, los pozos son terminados con tuberías de revestimiento cementadas, implica que éstas posteriormente sean perforadas (disparadas), para poner en contacto a la formación con el pozo, permitiendo el ingreso de los fluidos del yacimiento hacia éste. Para realizar la operación de disparar la tubería, se requiere la utilización de pistolas que permitan hacer agujeros a través de la tubería de revestimiento con cargas de explosivos, los cuales se bajan al pozo a la profundidad de interés. Una vez que se detonan, las cargas emiten pequeños chorros ("jets") penetrantes de metal fundido a alta velocidad que perforan la tubería, el cemento y una cierta distancia dentro de la formación, originándose así el flujo. En la Fig. 4.9 se muestra un esquema de una carga y la penetración que se origina por una detonación.

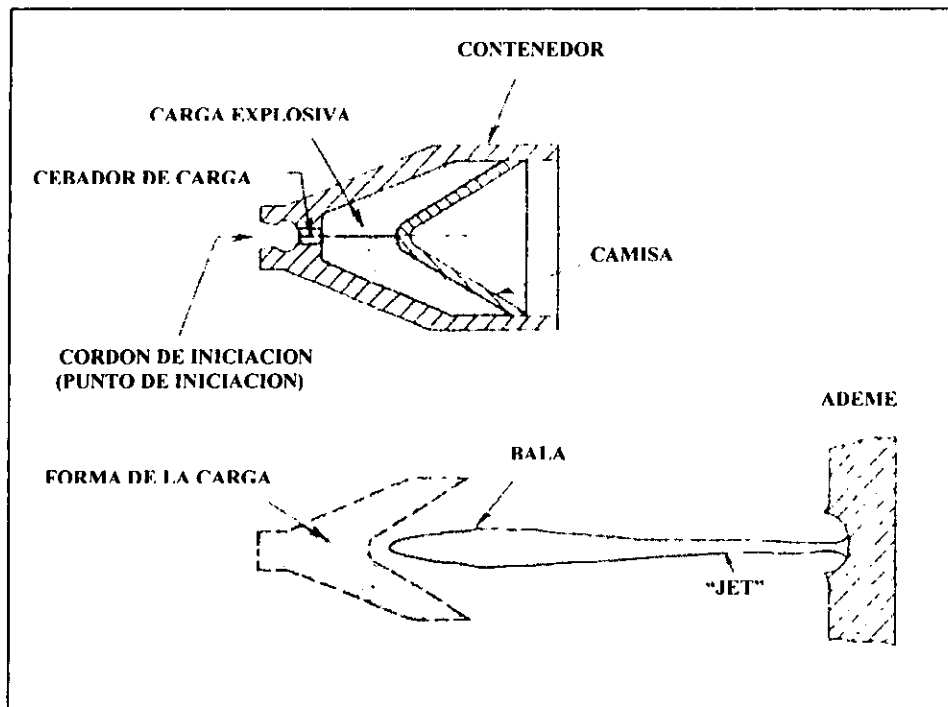


Figura 4.9  
Cargas y penetración a chorro al perforar tuberías.

Es importante señalar que cuando se realizan los disparos a chorro "jet", el material no se pulveriza durante su trayecto, si no que el efecto que se provoca es una compactación de la tubería, el cemento y hasta de la propia formación. Además la utilización del "jet", es seguida de pequeñas partículas de metal que forman parte del material de carga, que no afectan la penetración en sí, pero si alterará la capacidad de flujo a través de las perforaciones debido a un taponamiento parcial de los poros.

La realización de ésta operación puede realizarse con cualquiera de los tres tipos de pistolas, mostradas en la Fig. 4.10,

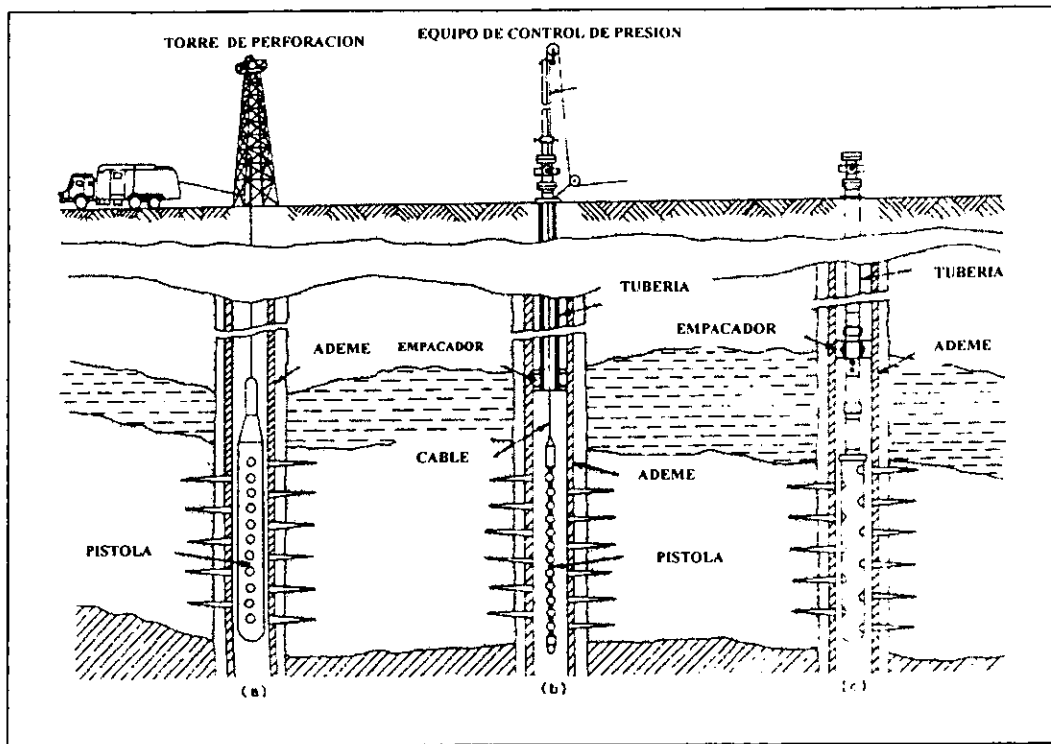


Figura 4.10

Técnicas para penetración de tuberías con pistolas.

- a) Pistolas transportadas mediante línea de acero para perforar tubería de revestimiento. Son pistolas de gran magnitud, que se corren a través de la tubería de revestimiento con una línea de acero eléctrica. Las perforaciones se realizan, generalmente, en condiciones de sobre balance (la presión del fluido es mayor que la presión de la formación), por lo que el fluido en el pozo crea una presión diferencial hacia la formación, lográndose con ello que el pozo no fluya inmediatamente después de la perforación. Esta operación requiere contar con el equipo de perforación en el sitio y con la protección de preventores como medida de seguridad para evitar un brote imprevisto.
- b) Pistolas transportadas mediante línea de acero a través de la tubería de producción. Es una pistola de magnitud pequeña, corrida generalmente a través del árbol de válvulas, es utilizada en pozos que presentan condiciones de bajo balance, lo que ocasiona que la formación produzca inmediatamente después de la perforación.
- c) Pistolas transportada con tubería. Es una pistola de gran magnitud que se instala en el fondo (punta) de la tubería y es corrida con la propia sarta. Posteriormente se instala en la superficie el árbol de válvulas para iniciarse las detonaciones; este tipo de pistolas se usa en condiciones de sobre y bajo balance por igual.

Sin embargo dos grandes desventajas que se deben considerar al realizar las perforaciones de la tubería con pistolas transportadas con la línea de acero son:

1. La condición de sobre balance, que creará un daño debido a la afluencia del fluido de perforación hacia la formación.
2. La necesidad de “matar” el pozo para correr la tubería, removiendo por una parte el preventor y por otra instalar el árbol de válvulas.

El flujo a través de las perforaciones, afecta directamente la producción de un pozo, debido al cambio de la geometría del flujo en la proximidad a la pared del pozo, como se muestra en la Fig. 4.11. Este efecto es usualmente expresado como un factor de daño, siendo Muskat<sup>(51)</sup>, quien propuso la primera expresión para evaluar éste daño, considerando para ello un radio aparente próximo a la pared del pozo.

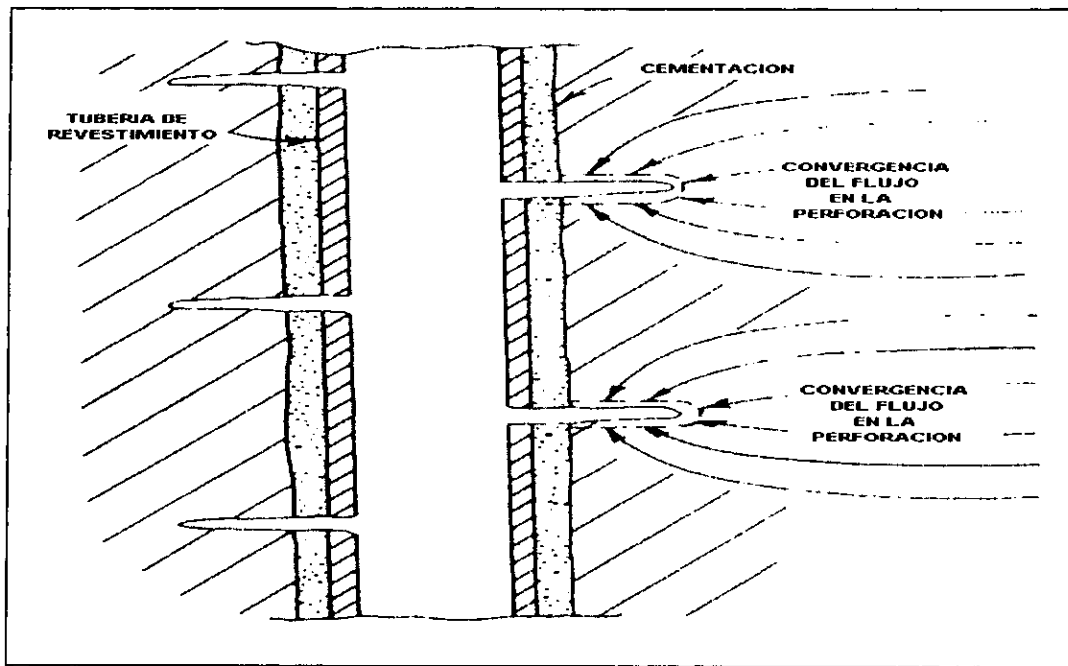


Figura 4.11

Geometría del flujo próximo a las perforaciones de los disparos.

El factor de daño ocasionado durante la penetración por disparos " $s_p$ " depende básicamente de la geometría y de la calidad de las perforaciones. Sin embargo, otros elementos importantes ha considerar, como se muestra en la Fig. 4.12, son:

1. La profundidad de penetración de los disparos.
2. El diámetro de la perforación.
3. La densidad de los disparos.
4. distribución angular de los disparos.

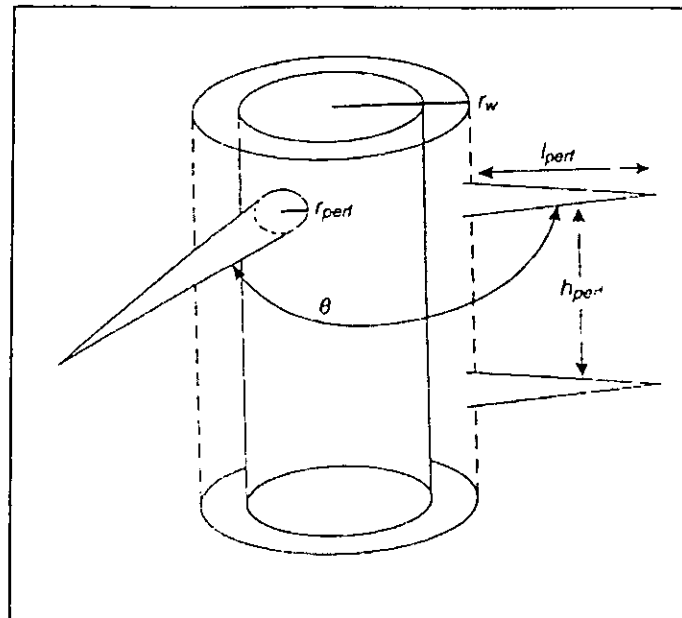


Figura 4.12

Variables a considerar para el cálculo del factor de daño en la penetración por disparos.

Esta última variable, tiene una gran importancia en el diseño de las perforaciones alrededor del pozo, pues si la distribución de los disparos se realiza sobre un sólo costado, es decir fase 0 (distribución a  $0^\circ$ ), sería la peor selección que se puede realizar, en relación a la capacidad de producción, debido a que se verá afectada considerablemente, como se muestra en la Fig. 4.13, ello como consecuencia de que todos los disparos aportará producción solamente desde un costado del pozo.

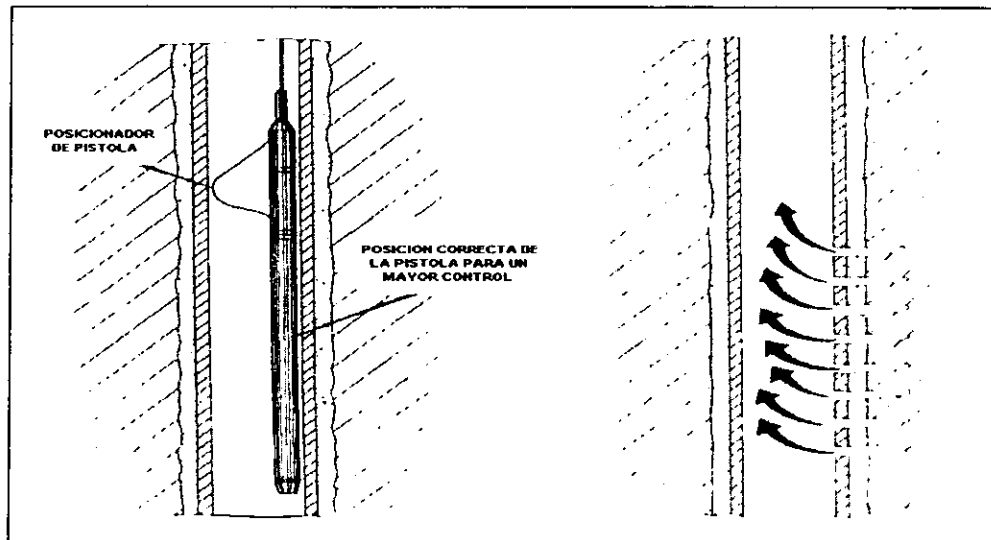


Figura 4.13

Posicionamiento de las pistolas para una penetración con fase a cero grados.

Uno de los estudios más representativos que se han desarrollado para determinar el efecto de la perforación en la producción, es el realizado por Harris<sup>(52)</sup>, y que una vez retomado como

antecedente por Standing<sup>(53)</sup>, en el cual presentan el resultado en dos graficas, mostradas en las Figs. 4.14 y 4.15, indicando el daño como una función de la profundidad de la perforación más allá de la propia tubería de revestimiento (0 a 30 pulgadas), de la densidad de los disparos (1, 2 ó 4 disparos por pie) y el arreglo de la distribución angular (0 ó 180°). Aunque en un principio estas gráficas eran exclusivamente para ésta distribución angular, Standing indico que la gráfica de 180° podría ser utilizada también para un arreglo de 120°, y más aún, Locke<sup>(54)</sup> sugirió la utilización de la misma carta para un arreglo de 90° con un margen de error mínimo.

Sin embargo, la utilización de las gráficas de Standing-Harris son especificadas para perforaciones con una longitud de 1.5 pulgadas a través de la tubería cementada y con un diámetro de 9.5 pulgadas (diámetro de la barrena); por lo que, para pozos con un diferente diámetro "d", la penetración actual "L<sub>p</sub>" es corregida a una penetración aparente, es definida por la Ec. 4.31, donde el efecto de una diferencia en el diámetro de perforación (desde 0.5 pulgada) es negligibe.

$$L_{pa} = L_p \left( \frac{9.5}{d} \right) \tag{4.31}$$

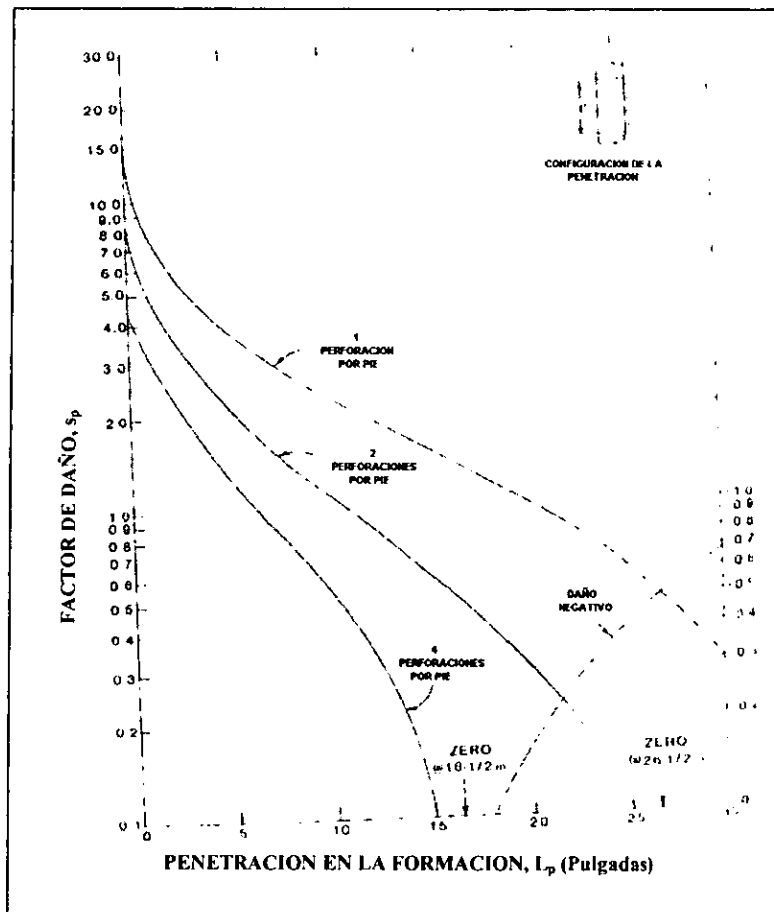


Figura 4.14

Factor de daño para perforaciones para una fase de 0°.

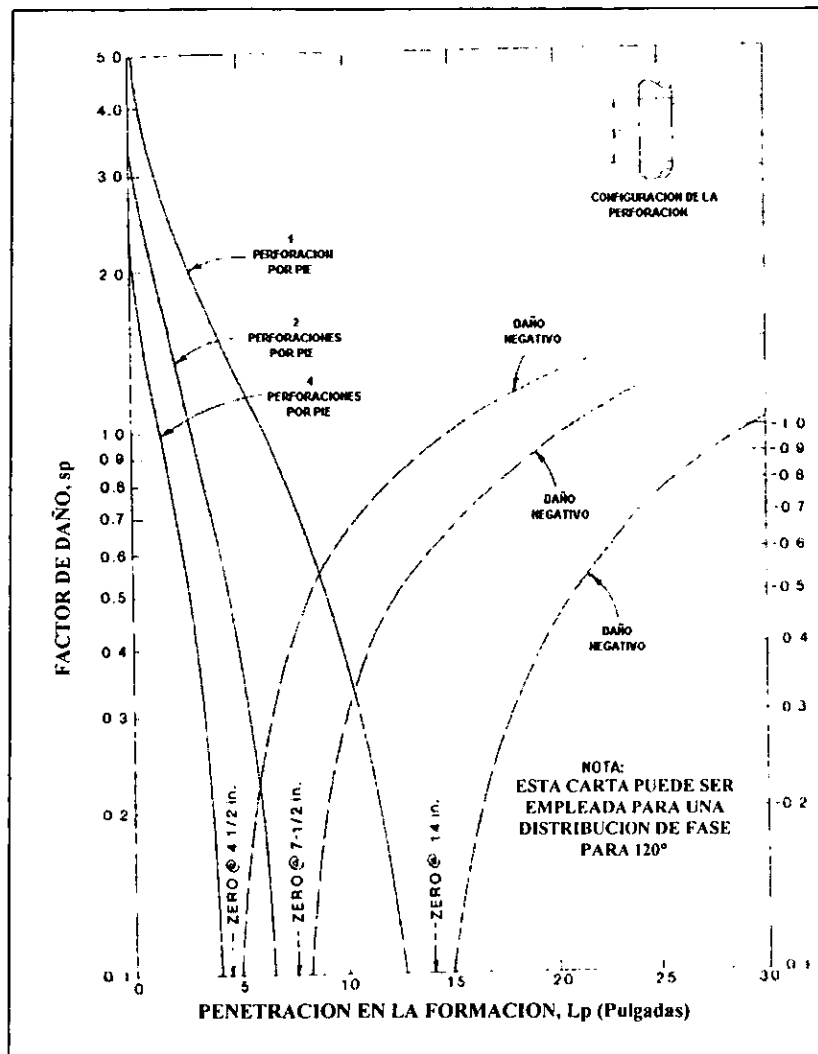


Figura 4.15

Factor de daño para perforaciones para una fase de  $180^\circ$ .

Sin embargo, el problema que se presenta al cuantificar éste efecto, es el cálculo de la profundidad de penetración de los disparos, solamente se puede tener una aproximación de éste valor en forma experimental, (apoyándose en los procedimientos y especificaciones listadas en la norma API RP 43<sup>(55)</sup>), desarrollada concretamente para la formación de arenisca blanca Berea, mostrada en la Fig. 4.16.

En diversos pozos, la desviación de resultados de la profundidad penetración con respecto a la prueba API son el resultado de un gran número de problemas tales como:

1. La variación del espacio libre entre la pistola y la tubería de revestimiento.
2. La variación del fluido en el pozo.
3. Las propiedades mecánicas de la tubería.
4. Las propiedades mecánicas de formación.
5. Los esfuerzos y fuerzas de compresión de la roca del yacimiento.
6. La zona "destrozada" alrededor de la perforación.

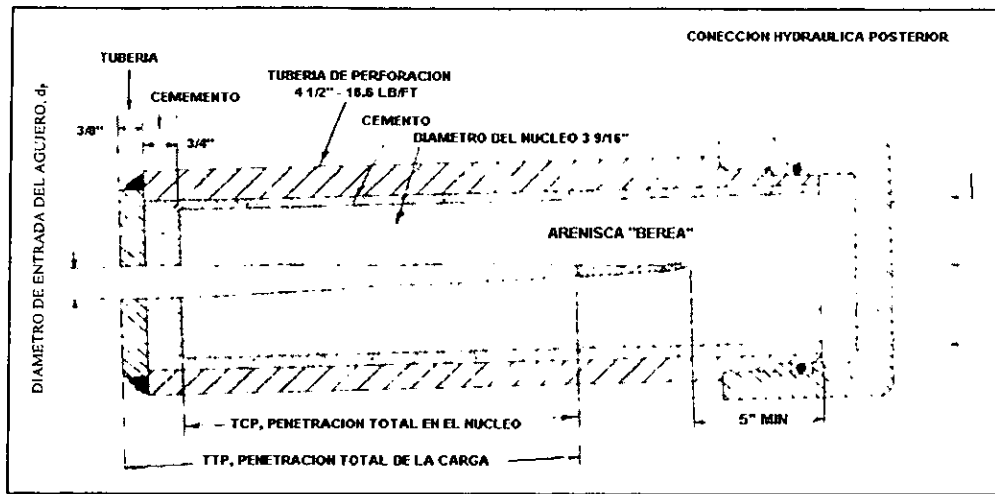


Figura 4.16

Prueba API RP-43 para el cálculo de la profundidad de penetración en una perforación mediante disparos.

De los parámetros mencionados, Thompson<sup>(56)</sup> desarrolló una correlación empírica que relaciona la profundidad de penetración y la fuerza compresiva de la roca, presentando una ecuación para estimar la correlación de penetración del disparo  $L_{pB}$  (específicamente para la arena blanca Berea) a una penetración actual  $L_p$ , (ambos en pulgadas) definida por:

$$L_p = (L_{pB} \times 10^{3.7(10-5)(C_B-C)}) - (T_s + T_c) \tag{4.32}$$

donde:

- $L_p$ : profundidad de la penetración del disparo en la formación (pg) (penetración total del núcleo = TCP por sus siglas en inglés de Total Core Penetration).
- $L_{pB}$ : profundidad de la penetración a través la tubería de 3/8-pg., el cemento de 3/4-pg. (pg) (penetración total del tiro = TTP por sus siglas en inglés de Total Target Penetration).
- $C_B$ : fuerza compresiva de al arena Berea  $\approx$  6500 psia.
- $C$ : fuerza compresiva de la roca (psia).
- $T_s$ : espesor de la lechada de cemento (pg) (usualmente 0.75 pg)
- $T_c$ : espesor de la tubería (pg) (usualmente 0.375 pg).

La Ec. 4.32, es aplicable solamente para pistolas con cargas a chorro (jet). El cálculo de la profundidad de penetración,  $L_p$ , puede realizarse directamente de las cartas mostradas en las Figs. 4.14 y 4.15 para estimar el factor de daño por perforación de los disparos.

Por otra parte, Saucer y Lands<sup>(57)</sup>, sugieren que el parámetro apropiado a corregir en la prueba API, es el esfuerzo de la formación, presentando una correlación para el radio definida por:

$$M_p = \frac{L_p}{0.7} [L_{pB} - (T_c + T_s)] \tag{4.33}$$



El procedimiento para la utilización de la correlación es el siguiente:

1. Solicitar al fabricante información de la carga de perforación, referente a la capacidad de penetración total para la arenisca Berea blanca (TTP). La  $L_{pB}$  es obtenida en la prueba API según especificaciones de la pistola obtenida.
2. Corregir la  $L_{pB}$  por cemento, empleado durante la cementación de la tubería de revestimiento, de la prueba API y obtener el total de penetración del núcleo (TCP).
3. Multiplicar el TCP por 0.7, debido a la reducción en la perforación que se presenta entre la prueba API practicada y el modelo API.
4. Determinar el esfuerzo efectivo de la formación, que es igual a presión de poro debido a las capas suprayacentes, la cual puede ser estimada al multiplicar la profundidad por un gradiente de 1.1 psi/pie. La presión del poro es la presión del yacimiento al momento de la perforación.
5. Determinar el tipo de roca de la formación, entrar a la Fig. 4.17 con el esfuerzo efectivo, seleccione a uno de los tres tipos de roca y tomar la lectura de corrección para la penetración debido al esfuerzo efectivo.
6. Multiplicar el factor de corrección en el paso 5 por la profundidad del paso 3; esto es igual a la penetración total de la roca  $L_p$ .

Lo que matemáticamente representa:

$$L_p = 0.7[L_{pB} - (T_s + T_c)]M_p \quad (3.34)$$

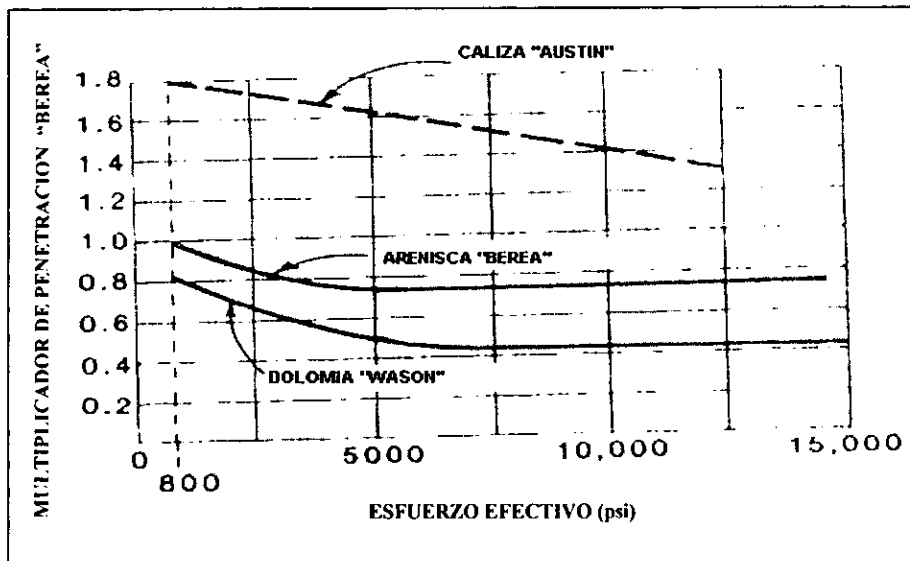


Figura 4.17

Corrección en la profundidad de penetración debido al empleo de la arenisca Berea como estándar.

Sin embargo, el empleo de ésta correlación presenta una gran desventaja al contemplar un limitado número de tipos de rocas de formación, por ello su empleo no es de forma general.

A su vez Klotz<sup>(58)</sup>, Locke<sup>(54)</sup> y McLeod<sup>(59)</sup> han considerado a la zona próxima a los agujeros generados por los disparos, como zona “destrozada” o compactada por los propios impactos de los disparos (zona compactada alrededor de la perforación), razón por la cual se debe considerar como un efecto adicional al daño. La prueba API RP 43, expresa ésta zona en términos de eficiencia de flujo en el núcleo (CFE, por sus siglas en inglés de Core Flow Efficiency). La CFE es el radio de la permeabilidad,  $k_p$ , de un núcleo perforado con una carga a chorro a la longitud,  $L_p$ , dividida por una permeabilidad ideal,  $k_i$ , a lo largo de la longitud  $L_p$ . Una prueba API proporciona una medida de la  $k_p$  directamente después de lavar la zona; sin embargo, un valor adecuado,  $k_o$ , que se puede tomar es la permeabilidad de la arenisca Berea sin perforaciones.

La eficiencia del flujo en el núcleo es calculada con la Ec. siguiente:

$$CFE = \frac{k_p}{k_i} = \frac{k_o}{k_i} \quad (4.35)$$

La Fig. 4.18 muestra esquemáticamente la prueba API RP 43 del flujo en términos de  $k_o$ ,  $k_p$  y  $k_i$ .

Un valor cercano a 1.0 del CFE indica que la formación se encuentra relativamente limpia, sin un daño grave por la perforación, pero, si es menor a 1.0, indica una alteración o daño por perforación. Los valores más comunes de CFE fluctúan entre 0.65 y 0.85 y la longitud de la zona destrozada es de aproximadamente 0.5 pulgadas de espesor alrededor de la perforación, por lo que la permeabilidad de la zona varía de entre un 10 al 35% con respecto a la permeabilidad original de la formación. La figura 4.19 muestra una relación de aproximación que puede ser utilizada para determinar el valor de la CFE para una zona destrozada de 0.5 pulgada de extensión.

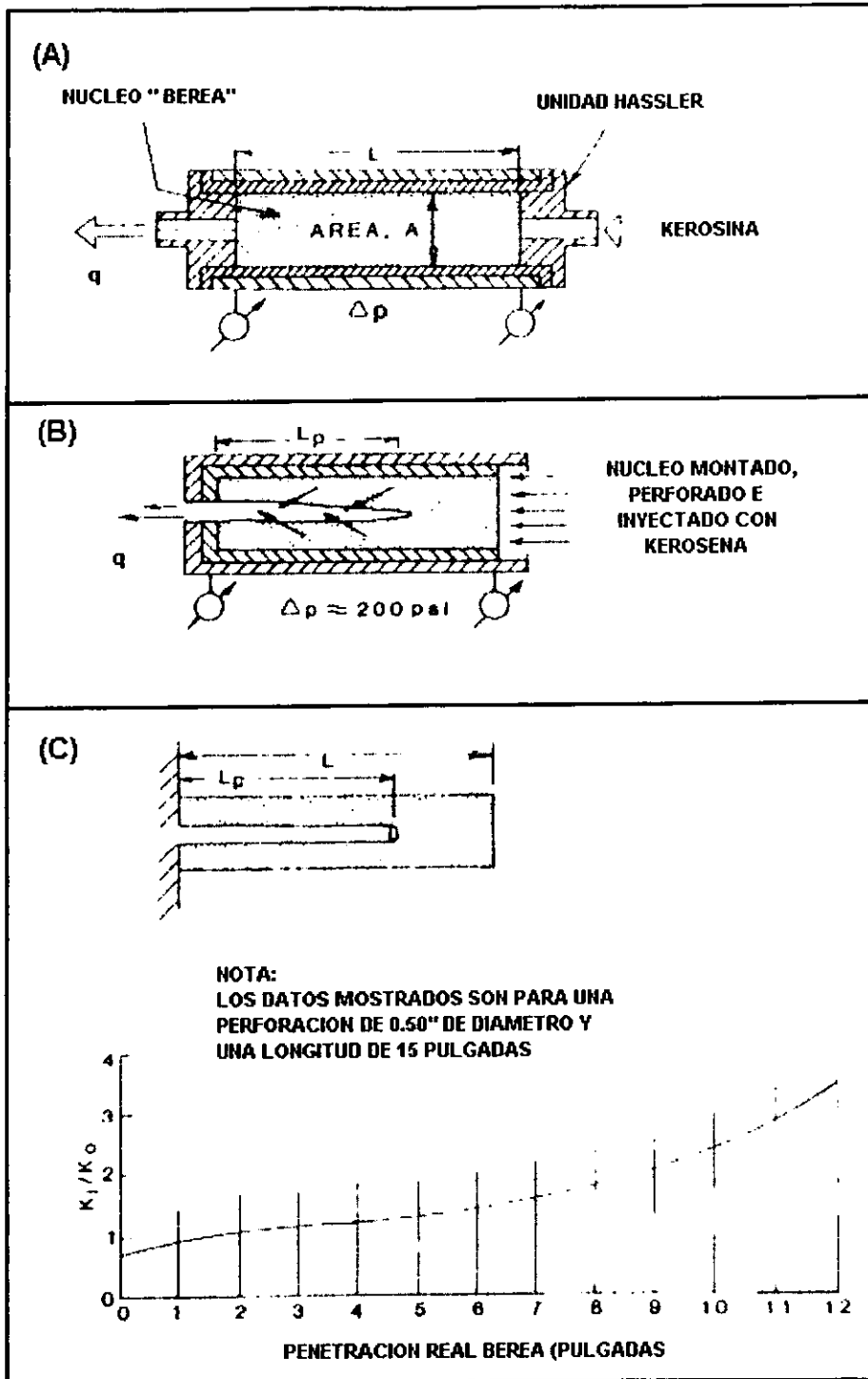


Figura 4.18

Prueba de flujo para la cuantificación del efecto de la profundidad de penetración de acuerdo a la prueba API RP 43<sup>(55)</sup>.

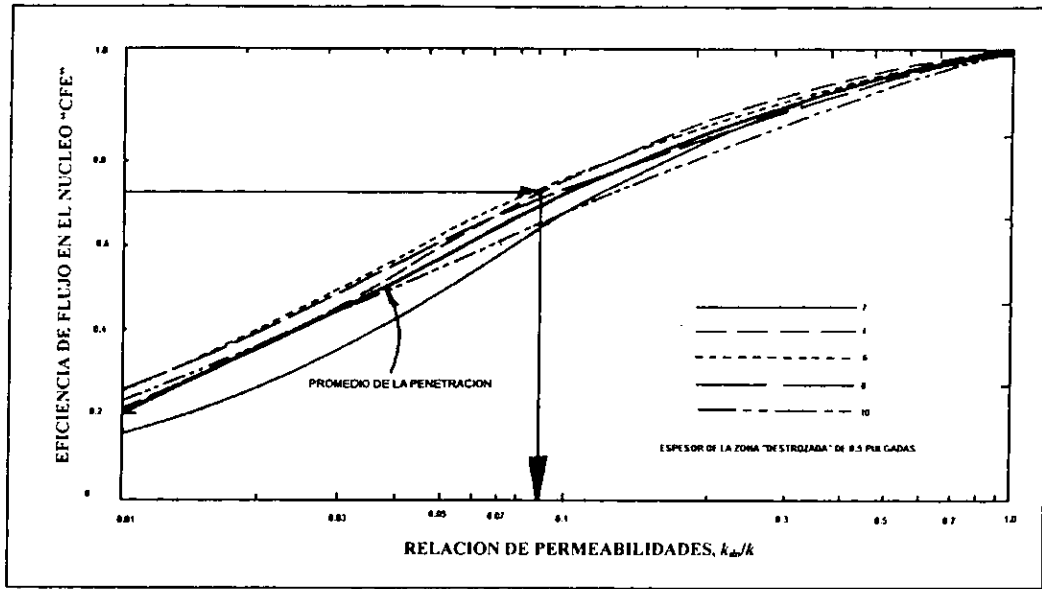


Figura 4.19

Estimación de la permeabilidad en la zona "destrozada" por los disparos.

Sin embargo, pruebas experimentales indican que la CFE sufre un incremento gradual con el paso de fluido a través de la perforación; dicho incremento tiene un límite, que se presenta hasta alcanzar un valor en el cual se estabiliza, originándose una zona destrozada "residual", como se muestra en la Fig. 4.20.

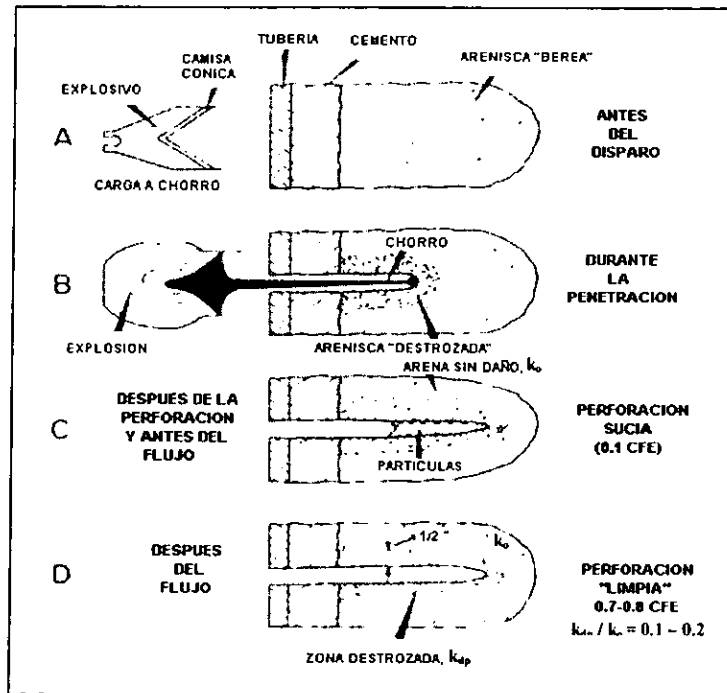


Figura 4.20

Proceso de la penetración de los disparos en una prueba API.

Los experimentos que desarrolla la API consisten en inyectar kerosena en las perforaciones hasta alcanzar una presión de 200 psi, como se ilustra en la Fig. 4.21. Sin embargo, la dificultad que presenta, es que se trata de una burda representación de las condiciones de flujo, la cual se incrementa cuando se trata de pozos que producen en formaciones con contenido de gas y se presenta flujo a alta velocidad en la zona próxima a la pared del pozo.

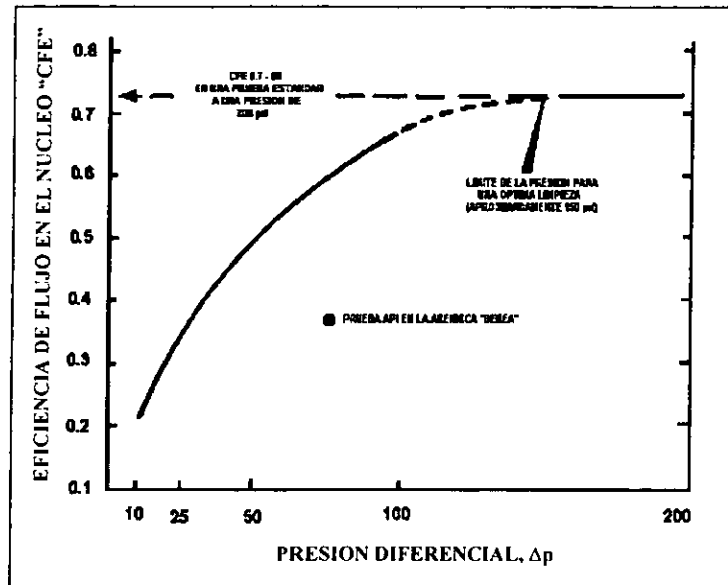


Figura 4.21

Eficiencia de flujo en un núcleo contra una caída de presión, en una prueba API RP 43.

Los autores Locke y McLeod, sugieren que el efecto de la zona destrozada puede ser cuantificada como un factor de daño, incluido en los cálculos del IPR, presentando para ello un modelo, en el cual contemplan esta reducción de permeabilidad en dicha parte, definida por:

$$s_{dp} = \left( \frac{k}{k_{dp}} - \frac{k}{k_a} \right) \left( \frac{12h_p}{nL_p} \right) \ln \left( \frac{r_{dp}}{r_p} \right) \tag{4.36}$$

donde:

- $k$ : es la permeabilidad de la formación (md)
- $k_{dp}$ : permeabilidad de la zona destrozada (md)
- $k_a$ : permeabilidad de la zona alterada próxima a la pared del pozo (md)
- $r_{dp}$ : radio de la zona destrozada (pg)
- $r_p$ : radio de la perforación (pg)
- $L_p$ : longitud de la perforación (pg)
- $h_p$ : intervalo perforado (ft)
- $n$ : número total de perforaciones

Los parámetros de la Ec. 4.36, son ilustrados en la Fig. 4.22, en la cual se puede observar que el emplearla implica conocer valores de ciertos parámetros como: la permeabilidad actual en la zona dañada, el número efectivo de disparos, la profundidad de penetración actual y la permeabilidad de la zona destrozada alrededor de las perforaciones, que en muchas ocasiones son estimados no sin cierto error. Por ello, la existencia de una gran dificultad para la utilización de la ecuación, lo que la convierte en un modelo complicado.

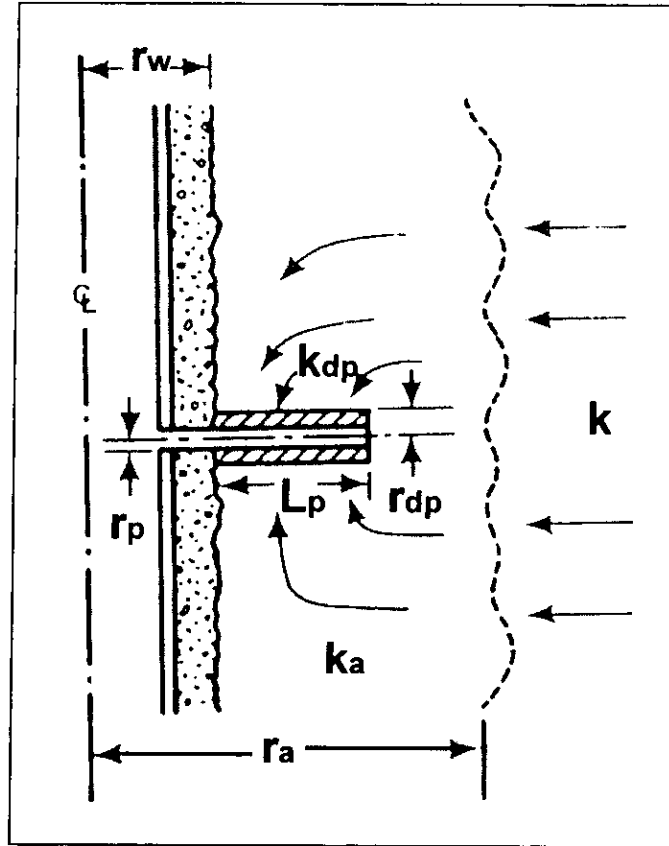


Figura 4.22

Modelo del efecto de penetración por los disparos, propuesto por McLeod.

Por otra parte, como la caída de presión se presenta en la zona compactada (destrozada) próxima a la perforación y con fundamento en pruebas de laboratorio, McLeod sugiere que el radio de la zona dañada, ( $r_{dp}$ ), es de aproximadamente 0.5 pulgadas. Más aún, cálculos de la permeabilidad en esta zona, ( $k_{dp}$ ), a partir de pruebas de eficiencia de flujo en núcleos (CFE), indican que un buen valor ha emplearse es el de un décimo de la permeabilidad alterada, ( $k_a$ ), esto es:  $k_{dp} = 0.1(k_a)$ .

Finalmente, como ya se ha mencionado, la presencia del flujo a alta velocidad a través de los disparos, provoca un considerable incremento en el valor del daño total. McLeod empleo tales observaciones para verificar la magnitud que representa en el total del daño, el flujo a alta velocidad a través de la zona destrozada alrededor de las perforaciones. Presentando para ello, una ecuación que permitiera obtener el valor de éste término, definiéndola como:

$$D_{pd} = 3.84 \times 10^{-15} \left( \frac{kh\gamma_g}{\mu_k} \right) \left( \frac{\beta_{dp}}{n^2 L_p^2 r_p} \right) \quad (4.37)$$

donde  $\beta_{dp}$  es el factor de turbulencia en la zona destrozada, la cual puede ser calculada por:

$$\beta_{dp} = 2.73 \times 10^{10} k_{dp}^{-1.1045} \quad (4.38)$$

#### 4.5 DAÑO ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DE ARENA.

Es común en muchas áreas del mundo que el aceite y el gas sean producidos de areniscas inconsolidadas o pobremente consolidadas. En tales formaciones, las arenas pueden ser producidas con los mismos fluidos; pues, como es sabido, los fluidos fluyen a través de la porosidad del material rocoso, creándose así fuerzas de arrastre a lo largo del flujo (ambos se pueden presentarse en oleajes o gradualmente en largos de periodos de tiempo). Por esta razón, en función del grado y la naturaleza de la cementación y así como de la fricción intergranular, compactación y cohesión de las partículas de la roca, se originan grandes pérdidas en cantidades de material rocoso, al ser arrastrados por el flujo, presentándose de tal forma la producción de arena.

Esta producción de arena que se presenta durante la producción de hidrocarburos, es indeseable, debido a los efectos negativos que provoca, los más comunes son:

1. La erosión y taponamiento del pozo, y
2. El desgaste prematuro del equipo e instalaciones superficiales.

Por ésta razón, es importante comprender las condiciones que promueven la producción de arena y en medida de lo posible prevenirla, pues la producción y su control se reflejan directamente en la producción y el radio de producción del pozo. Algunos factores que incrementan la tendencia de producción de arena son:

1. La declinación de la presión del yacimiento incrementa la sobrecarga que mantiene los granos de arena, debilitándose de tal forma la cementación de los mismos.
2. El incremento en la producción de agua que disuelve y debilita el material cementante.
3. Formaciones dañadas que incrementan el gradiente de presión próximo a la pared del pozo, incrementan a su vez la desestabilización de los granos de la arena.

La producción de arena es un problema tan común, que se puede presentar incluso durante la prueba inicial recién descubierto el pozo; por lo que es posible conocer si un pozo aportará arena (aunque no indica la naturaleza de su presencia), permitiéndonos de tal forma tomar las medidas correspondientes para prevenir su producción. Sin embargo, la necesidad de establecer el radio crítico de aceite libre de arena, ha orillado a investigadores, Stein<sup>(60)</sup> por ejemplo, a realizar combinaciones de pruebas con correlaciones empíricas, como registros de

densidad y sónico con pruebas mecánicas para determinar la tendencia de la producción de arena.

De los numerosos estudios desarrollados para encontrar el procedimiento apropiado para el control de la producción de arena, se ha determinado, basados en la experiencia, que el método más eficaz para retener la producción de arena, es el empaque de grava, en la Fig. 4.23 se ilustran los elementos que intervienen en este método.

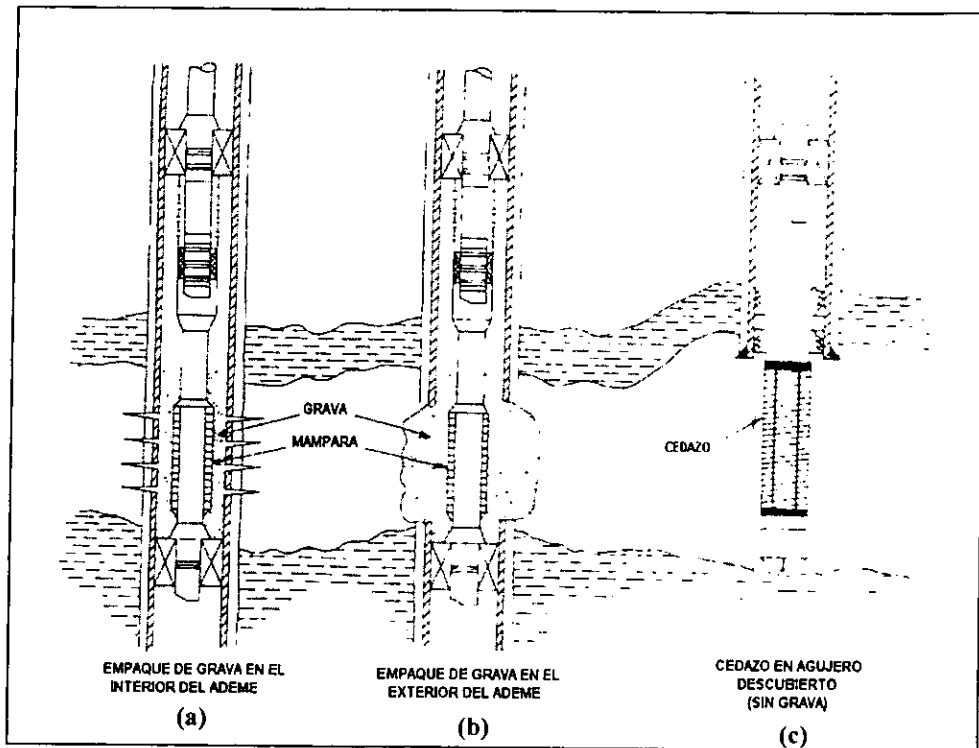


Figura 4.23

Mecanismos empleados para el control de la producción de arena.

Estos empaques son los mecanismos convencionales comúnmente empleados (caso a o b) para la retención de arena, o bien un cedazo de tubería (caso c), que no es más que tubería perforada o ranurada cubierta con una malla de alambre.

Generalmente, el mecanismo de retención de las partículas de arena es conseguido por la formación de un puente o bien por un filtro de retención, como se ilustra en la Fig. 4.24. El puente no es más que la habilidad de los granos de arena de depositarse a través del material poroso de la grava, de tal manera que sólo el fluido sea capaz de pasar a través de los orificios interconectados. Primeramente, partículas de gran tamaño son retenidas, para posteriormente retener a su vez partículas de menor tamaño, hasta construir una estructura piramidal que eventualmente creará un efectivo control de producción de arena.



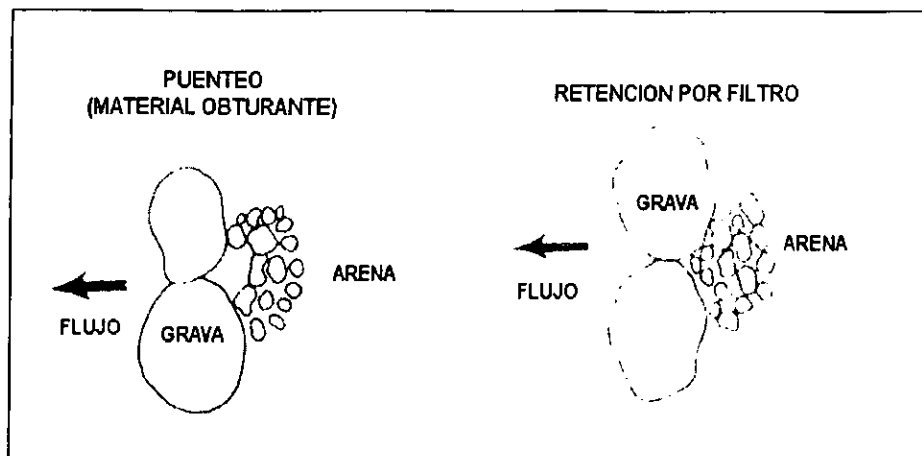


Figura 4.24

Mecanismos empleados en la retención de arena.

Sin embargo, para que éste mecanismo tenga un buen grado de efectividad en la retención de todas las partículas individuales de arena, es necesario que el tamaño de la mampara (tamaño del filtro) o de la porosidad de la grava, debe ser mucho menor con respecto al tamaño del grano de la roca de la formación. Es por otra parte, para el propósito de retención de arena, el filtro de retención quien presenta mayor seguridad por encima del puente, aún cuando presenta problemas originados por la excesiva restricción al flujo, así como un posible taponamiento por partículas de arcilla. Por lo que, un excelente retenedor de arena es aquel que logra atrapar las partículas de arena en el sitio de operación, pero además ceda el paso a pequeñas impurezas, usualmente suspendidas en los fluidos del yacimiento, sin que provoque un taponamiento.

Una observación en general, en la retención de arena, cuando se presentan partículas grandes y uniformes, es que pueden ser retenidos con efectividad con una mampara de un sólo tamaño. Sin embargo, en presencia de tamaños irregulares en las partículas de la formación, se logran retener sólo por un uniforme y apropiado tamaño de grava. Precisamente, ésta observación es la que da la pauta para seleccionar entre el empleo de una mampara de retención uniforme o bien el empaque de grava para arena no uniforme. Por ello, para retener arena de la formación es conveniente la utilización de empaques de grava, y para partículas de similar tamaño, mamparas de retención.

Para instalar el arreglo de la grava frente a la zona productora, existen dos métodos: La primera técnica consiste en colocar el empaque de grava entre la tubería de revestimiento y la mampara de retención (caso (a) en la Fig. 4.23), la cual se baja a través del espacio anular, para ser colocada justamente frente a los disparos. La segunda técnica consiste en barrenar la tubería de revestimiento y parte de la propia formación, justo frente a la zona productora, obteniéndose de tal forma un intervalo de agujero descubierto (caso (b) en la Fig. 4.23), la grava se instala entre la roca de la formación, aflorada con la ampliación, y la mampara suspendida en el centro del agujero del pozo.

Ahora bien, la trayectoria del flujo desde el yacimiento hasta el pozo, a través del empaque de grava en el interior de la tubería de revestimiento (caso (a) en la Fig. 4.23), presenta una caída

de presión adicional, que ocurre a través de las perforaciones del empaque de grava y en las ranuras de la mampara, como se muestra en la Fig. 4.25. Pruebas de flujo realizadas a mamparas comercialmente conocidas, indican que las caídas de presión a través de las ranuras, pueden ser insignificantes, a menos que se presente un taponamiento. Así, de éste modo la única caída de presión existente en un empaque de grava se presenta a través de las perforaciones del empaque. Esta caída de presión puede ser calculada al emplearse la ecuación de Forchheimer, la cual es dominada por el flujo a alta velocidad y que además presentará mayor resistencia al flujo si el empaque de grava se mezcla con arena de la formación o bien es invadida por partículas finas de la formación.

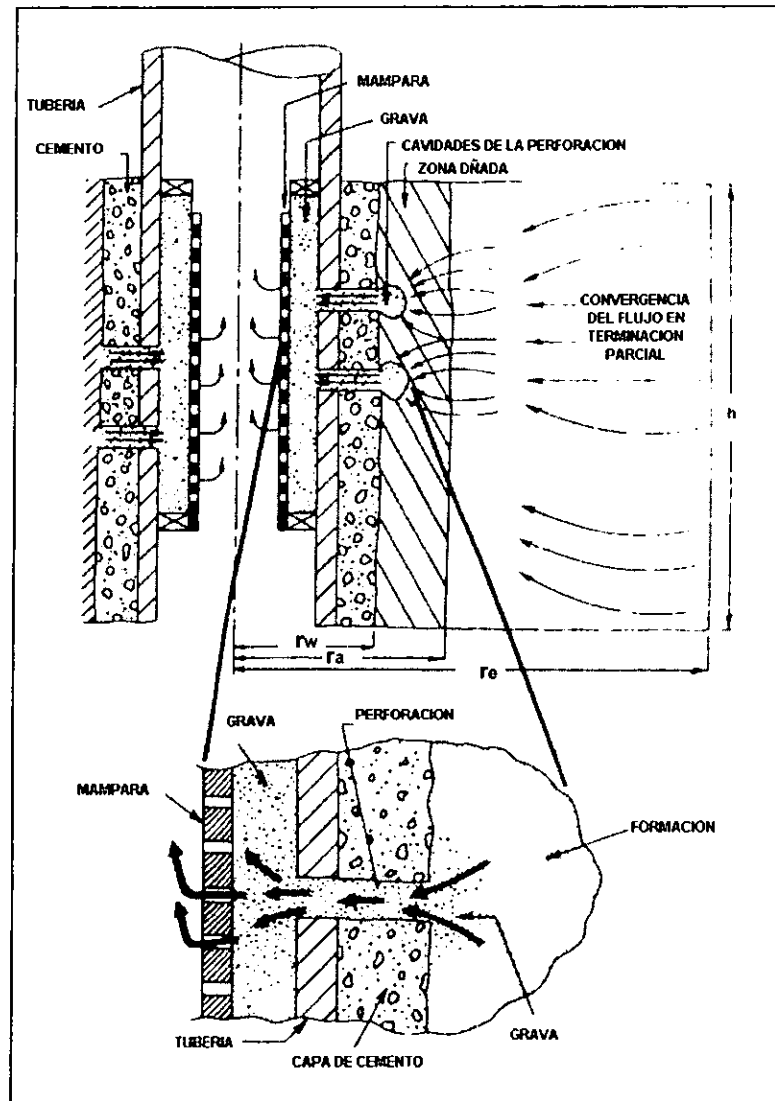


Figura 4.25

Flujo de los fluidos en un pozo con terminación con empaque de grava.

Por ello, se asume que el flujo en los túneles de las perforaciones es función de la permeabilidad y el coeficiente de alta velocidad que presenta la grava,  $k_G$  y  $\beta_G$ , respectivamente. La permeabilidad y el coeficiente de grava comúnmente empleados, se muestran en la tabla 4.4, donde, el tamaño de la grava se expresa en unidades de malla, esto es

el número de orificios que presenta la mampara por pulgada lineal. Por convención, una malla de grava 20-40, pasa a través de un cedazo de malla 20, pero es atrapado por un cedazo de malla 40. Este tamaño de grava tiene una permeabilidad normal de 120 darcys (120,000 md) y un coeficiente de alta velocidad de  $3 \times 10^4 \text{ ft}^{-1}$ . En la tabla 4.5 se enlistan algunas medidas de mallas de empleo más común.

Tabla 4.4

Datos de los tamaños más comunes de grava con sus respectivos grados de porosidad, permeabilidad y coeficiente de alta velocidad.

Tamaño de la Arena/Grava (pulgadas)		Tamaño de la Malla (U. S.)	Diámetro Aproximado (pulgadas)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD $\times 10^5$ )	$\beta_G = bk_G^{-a}$	
						a	b ( $\times 10^{12}$ )
0.006	0.017	40 - 100	0.012				
0.008	0.017	40 - 70	0.013				
0.010	0.017	40 - 60	0.014	32 - 39	1.2 - 1.7	1.6	2.12
0.017	0.033	20 - 40	0.025	35 - 40		1.54	3.37
0.023	0.047	16 - 30	0.035				
0.033	0.066	12 - 20	0.050				
0.039	0.066	12 - 18	0.053				
0.033	0.079	10 - 20	0.056	32 - 40	5.0 - 6.5	1.34	84.0
0.047	0.079	10 - 16	0.063	35 - 40	17.0 - 20.0		
0.066	0.094	8 - 12	0.080	36 - 40	17.0 -	1.24	53.1
0.079	0.132	6 - 10	0.106	- 42			

Tabla 4.5

Valores estándar para la selección del tamaño del Tamiz.

Tamaño de la Malla Estándar U. S.		Tyler	Criba abierta (pulgadas) (mm)	
2.5			0.315	8.00
	2.5		0.312	7.925
3			0.265	6.73
	3		0.263	6.68
3.5			0.223	5.66
	3.5		0.221	6.613
4			0.187	4.76
	4		0.185	4.699
5			0.157	4.00
	5		0.156	3.962
6			0.132	3.36
	6		0.131	3.327
7			0.111	2.83
	7		0.110	2.794
8			0.0937	2.38

Continuación de la Tabla 4.5

Tamaño de la Malla Estándar U. S.	Tyler	Criba abierta	
		(pulgadas)	(mm)
	8	0.093	2.362
10		0.0787	2.00
	9	0.078	1.981
12		0.0661	1.68
	10	0.065	1.651
14		0.0555	1.41
	12	0.055	1.397
16		0.0469	1.19
	14	0.046	1.168
18		0.0394	1.00
	16	0.0390	0.991
20		0.0331	0.840
	20	0.0328	0.833
25		0.0280	0.710
	24	0.0276	0.701
30		0.0232	0.589
	28	0.0232	0.589
35		0.0197	0.500
	32	0.0195	0.495
40		0.0165	0.420
	35	0.0164	0.417
45		0.0138	0.351
	42	0.0138	0.351
50		0.0117	0.297
	48	0.0116	0.295
60		0.0098	0.250
	60	0.0097	0.246
70		0.0083	0.210
	65	0.0082	0.208
80		0.0070	0.177
	80	0.0069	0.175
100		0.0059	0.149
	100	0.0058	0.147
120		0.0049	0.124
	115	0.0049	0.124
140		0.0041	0.104
	150	0.0041	0.104
170		0.0035	0.088
	170	0.0035	0.088
200		0.0029	0.074
	200	0.0029	0.074
230		0.0024	0.062
	250	0.0024	0.062
270		0.0021	0.053
	270	0.0021	0.053
325		0.0017	0.044
	325	0.0017	0.044
400		0.0015	0.037
	400	0.0015	0.037

Para la cuantificación del efecto del empaque de grava en la productividad, la caída de presión a través de perforaciones de éste, es expresada en términos de factor de daño. Aplicando la ecuación de Darcy para flujo lineal permanente en pozos de aceite y gas se tiene:

$$s_G = 96 \frac{\left(\frac{k}{k_G}\right) h L_p}{d_p^2 n} \quad (4.39)$$

Además para condiciones similares y de acuerdo a la ecuación de Forchhermer, el efecto de flujo a alta velocidad, para pozos de gas es:

$$D_{Gr} = 2.45 \times 10^{-13} \frac{\gamma_g k h L_p}{\mu_g d_p^4 n^2} (\beta_G) \quad (4.40)$$

y para pozos de aceite, se tiene:

$$D_{Go} = 1.80 \times 10^{-11} \frac{B_o \rho_o k h L_p \beta_G}{\mu_o d_p^4 n^2} \quad (4.41)$$

donde  $\beta_G$  es referido a la permeabilidad mediante una correlación sugerida por Cooke<sup>(62)</sup>, definida como:

$$\beta_G = b k_G^{-a} \quad (4.42)$$

que a su vez,  $a$  y  $b$ , definen a  $k_G$  y  $\beta_G$  respectivamente, y son listadas en la tabla 4.4. Sin embargo, Brown<sup>(63)</sup> sugirió, sin referencia alguna, los valores de  $b = 1.47 \times 10^7$  y  $a = 0.55$  para todos los tamaños de grava, donde:

$kh$ : permeabilidad de la formación por el espesor de la formación (md-ft)

$k_G$ : permeabilidad del empaque de grava (md)

$L_p$ : longitud de la penetración de la perforación (in)

$d_p$ : diámetro de la perforación (in)

$n$ : número total de la perforación.

$\beta_G$ : coeficiente de flujo a alta velocidad en la grava

$\mu$ : viscosidad (cp)

$B_o$ : factor del volumen del aceite (bbl/STD)

$\rho_o$ : densidad del aceite (lb/ft<sup>3</sup>)

Por otra parte, la correlación empírica en la Ec. 4.42, es válida sólo para el 100% de la saturación del líquido o gas. Si existe, la presencia de una segunda fase, por ejemplo agua en caso de producción de gas, el valor de  $\beta_G$  puede ser mucho mayor.

Geertsma<sup>(64)</sup>, discutió el efecto de la saturación del líquido en  $\beta_G$  para un sistema gas-líquido, presentando para grava seca la siguiente ecuación:

$$\beta_G = 1.746 \times 10^7 \times k_{Gi}^{-0.5} \phi^{-1.5} \quad (4.43)$$

y para grava húmeda la ecuación:

$$\beta_G = \frac{1.746 \times 10^7 \times k_{Gi}^{0.5} \phi^{-1.5}}{k_{rg}^{0.5} (1 - S_w)^{1.5}} \quad (4.44)$$

donde:

$\phi$ : porosidad

$k_{rg}$ : permeabilidad relativa al gas

$S_w$ : saturación del agua

Finalmente, para realizar un adecuado diseño del empaque de grava, durante la terminación del pozo, se debe considerar:

1. La Realización de pruebas y análisis exactos del tipo de arena, determinando el promedio del tamaño del grano y su distribución.
2. La optimización del tamaño de la grava con respecto a la media del tamaño de la arena de formación.
3. La optimización en el diseño del tamaño de la malla abierta al flujo.
4. Una gran efectividad en el diseño del empaque al colocarlo dentro de las perforaciones y a través de la malla.
5. La instalación del empaque de grava con fluidos de control que no originen daño adicional.

#### **4.6 DAÑO DEBIDO AL BLOQUEO POR CONDENSACIÓN DEL HIDROCARBURO.**

La condensación del hidrocarburo es un fenómeno que se presenta en los yacimientos de gas y condensado, cuando se alcanzan presiones por abajo de la presión de rocío, como se muestra en la Fig. 4.26.

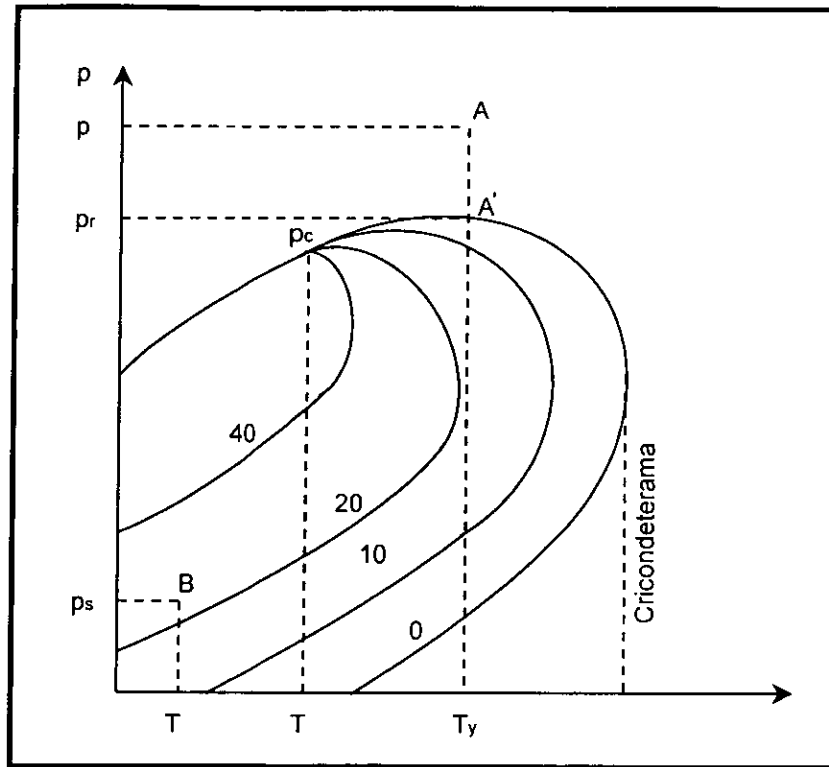


Figura 4.26

Diagrama de la envolvente de fases típico de un Yacimiento de Gas y Condensado.

En la figura anterior, se observa que la temperatura del yacimiento cae entre la temperatura crítica y la cricondeterma de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico generalmente cae a la izquierda de la cricondeterma y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja. Si la presión de yacimiento es superior a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso. Los fluidos que penetran al pozo, en su camino hasta el tanque de almacenamiento, sufren una fuerte reducción, tanto en temperatura como en presión, penetrando rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con altas relaciones gas-aceite (entre 1,000 y 10,000  $\text{m}^3/\text{m}^3$ ).

Ahora bien, cuando en el yacimiento se presenta una reducción isotérmica de la presión y se cruza la presión de rocío, como ya se ha mencionado, se entra a la región de dos fases, ocurriendo la llamada condensación retrógrada, que se depositan como líquidos en los poros de la roca; los fluidos así depositados no logran fluir hacia los pozos, debido a que raramente alcanzan la saturación crítica del líquido.

El efecto dañino de la condensación retrógrada, tiene el agravante de que lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla y, que por lo tanto, no sólo se pierde la parte de mayor valor en el yacimiento, sino que el fluido que se continua extrayendo se empobrece en cuanto a su contenido de tales fracciones, por un lado, y por el otro, en lo referente al presente estudio, cuando éste fenómeno se presenta alrededor y próximo a la pared del pozo, origina un bloqueo al flujo de fluidos, provocando un caída de presión adicional.

Algunos investigadores como Muskat<sup>(65)</sup>, Odell y Miller<sup>(66)</sup> y Fussell<sup>(67)</sup> han estudiado el efecto de la acumulación de líquidos en pozos de gas y condensado; sin embargo, el trabajo más importante desarrollado, es el presentado por Muskat, en el cual sugiere al factor de daño por bloqueo de fluido como:

$$\frac{dS_o}{dt} = \frac{q_g}{2\pi h \phi} \frac{dp}{dr} \frac{dC}{dp} \quad (4.45)$$

donde:

$S_o$ : saturación del condensado (fracción)

$t$ : tiempo (días)

$q_g$ : producción de gas húmedo (scf/D)

$r$ : radio (ft)

$h$ : espesor de la formación (ft)

$\phi$ : porosidad (fracción)

$p$ : presión (psia)

$C$ : unidad de volumen de condensado contenido en el gas húmedo (ft<sup>3</sup>/scf)

$dp/dr$ : presión para estado estacionario

Este último elemento se calcula con la ecuación:

$$p(r) = p_R - \frac{25.15 q_g \mu_g B_g}{kh} \ln \left( \frac{r}{r_w} \right) \quad (4.46)$$

que al diferenciarse con respecto al radio, se tiene:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{25.15 q_g \mu_g B_g}{khr} \quad (4.47)$$

donde el factor de volumen del gas en la formación y la viscosidad pueden ser evaluadas a la presión prevaleciente  $p(r)$ , dada por:

$$B_g = 0.02827 \frac{ZT}{p_R} \quad (4.48)$$

al sustituir las Ecs. 4.47 y 4.48 en la Ec. 4.45, se tiene:

$$\frac{dS_o}{dt} = 0.1132 \frac{q_g^2 \mu_g ZTY}{S_{oc} h^2 \phi k p_R} \quad (4.49)$$



donde:

$Y$ : es el factor de condensación retrogada, y que es calculada como:

$$Y = \frac{dC}{dp} \quad (4.50)$$

que al calcularse, su valor fluctúa entre  $10^{-6}$  y  $10^{-7}$  (vol/vol/psi). Sin embargo, como su cálculo se complica, un valor razonable ha emplearse es de  $3 \times 10^{-7}$ .

Por otra parte, la saturación crítica de condensación,  $S_{oc}$ , alrededor de la pared del pozo, relacionada con el radio, es definida por:

$$r_b^2 = 0.1132 \frac{q_g \mu_g ZTYt}{S_{oc} h^2 \phi k p_R} \quad (4.51)$$

donde  $r_b$  es el radio de bloqueo que se alcanza debido a la saturación crítica de condensación.

Finalmente, el efecto de bloqueo puede ser cuantificado en términos de daño, empleando la relación del factor de daño:

$$s_b = \left( \frac{1}{k_{r_{gc}}} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_b}{r_w} \right) \quad (4.52)$$

donde:

$k_{r_{gc}}$ : es la permeabilidad relativa al gas a la saturación crítica de condensación.

Por lo tanto, el efecto más relevante debido al bloqueo, es sin duda la reducción de la permeabilidad del gas debido a la acumulación del condensado.

#### 4.7 DAÑO ASOCIADO AL EFECTO DE LA INCLINACIÓN DEL POZO

Es común encontrar que los pozos no sean perpendiculares al plano de estratificación de la formación productora; esto ocurre, cuando los pozos desviados producen ya sea de formaciones horizontales o inclinadas. La inclinación de un pozo con respecto a la normal del plano de estratificación, origina un pseudo-factor de daño negativo, debido a que un área mayor de la formación está expuesta al flujo.

Se debe hacer mención que nunca se logra la perforación de un pozo completamente vertical; es decir, que siempre se tiene un ángulo de inclinación por pequeño que éste sea; como consecuencia de la dificultad que se presenta el mantener la vertical, y más aún a grandes profundidades. Aunado a la necesidad de perforar pozos desviados ya sea porque los

yacimientos subyacen en lugares inaccesibles o en el caso de pozos marinos, donde se deben perforar varios pozos desde una misma plataforma.

Cornell y Katz<sup>(48)</sup> realizaron un estudio empleando una analogía con un modelo eléctrico, por razones de similitud entre la ley de Ohm para flujo eléctrico y la ley de Darcy para flujos incompresibles. Considerando la totalidad del espesor del yacimiento señalan que bajo condiciones de flujo estacionario, la desviación de un pozo, tiene un efecto directo sobre la productividad del pozo, como consecuencia de un decremento en la resistencia al flujo alrededor del pozo, al incrementarse el área de flujo; creándose de tal forma un efecto de daño negativo (equivalente a una Estimulación); presentándose, además un incremento de la productividad conforme aumenta el ángulo de desviación del pozo.

En este sentido, Cinco Ley<sup>(68)</sup> estudia el problema de flujo transitorio hacia pozos desviados o con fracturas inclinadas, empleando las consideraciones siguientes:

1. Yacimiento horizontal, isotrópico, homogéneo, medio poroso de espesor infinito, porosidad y permeabilidad independientes de la presión y el tiempo.
2. Fluido ligeramente compresible
3. Pozo con intervalo productor  $h_w$ , de radio  $r_w$ , ángulo de inclinación  $\theta_w$ , gasto de producción constante  $q_w$  y punto medio del intervalo productor  $z_w$ .
4. El intervalo productor debe cumplir con:

$$h_w \leq \frac{h}{\cos \theta_w}$$

$$\frac{h_w}{2} \leq \frac{z_w}{\cos \theta_w}$$

$$\frac{h_w}{2} \leq \frac{(h - z_w)}{\cos \theta_w}$$

5. No existe flujo cruzado en ninguna de las dos fronteras (superior e inferior)
6. No existen cambios en las fronteras externas ( $r \rightarrow \infty$ )

Definiendo, ahora las siguientes variables adimensionales:

Presión

$$P_D = \frac{2\pi kh \Delta P}{q_w \mu} \tag{4.53}$$

Tiempo

$$t_D = \frac{kt}{\phi \mu c r_w^2} \tag{4.54}$$

$$\text{Espesor del intervalo productor} \quad h_D = \frac{h}{r_w} \quad (4.55)$$

$$\text{Radio} \quad r_D = \frac{r}{r_w} \quad (4.56)$$

$$\text{Distancia vertical} \quad z_D = \frac{z}{r_w} \quad (4.57)$$

$$\text{Espesor del intervalo abierto al flujo} \quad h_{wD} = \frac{h_w}{r_w} \quad (4.58)$$

y, considerando en sistema mostrado en la Fig. 4.27, donde el pozo se encuentra desviado con un ángulo de inclinación,  $\theta_w$ , con respecto a la normal del plano de estratificación y con intervalo de estratificación;  $h_w$ . Las líneas de flujo son afectadas por  $\theta_w$ ,  $z_w$  y  $h_w$ ; de tal forma que los efectos de penetración y desviación del pozo se combinan; donde para un pozo desviado totalmente penetrante puede ser calculado con la siguiente expresión:

$$s_\theta = -\left(\frac{\theta_w}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{\theta_w}{56}\right)^{1.865} \log\left(\frac{h_D}{100}\right) \quad (4.59)$$

donde:

$s_\theta$ : pseudo factor de daño debido a la desviación del pozo (adimensional)

$\theta_w$ : ángulo de inclinación del pozo (grados)

$h_D$ : espesor efectivo de la formación (pies)

$r_w$ : radio del pozo (pies)

Lográndose observar que con forme más desviado se encuentre el pozo, existe un incremento de  $s_\theta$ . Es decir, se presenta una mayor capacidad de flujo.

Sin embargo, frecuentemente los pozos son terminados parcialmente; esto es, el intervalo abierto al flujo es menor que el espesor total del yacimiento (factor de pseudodaño analizado en la sección 4.2), y bajo esta condición, se considera un pseudo factor de daño combinado, entre una terminación parcial y un pozo inclinado, denotado por  $s_{\theta+c}$ .

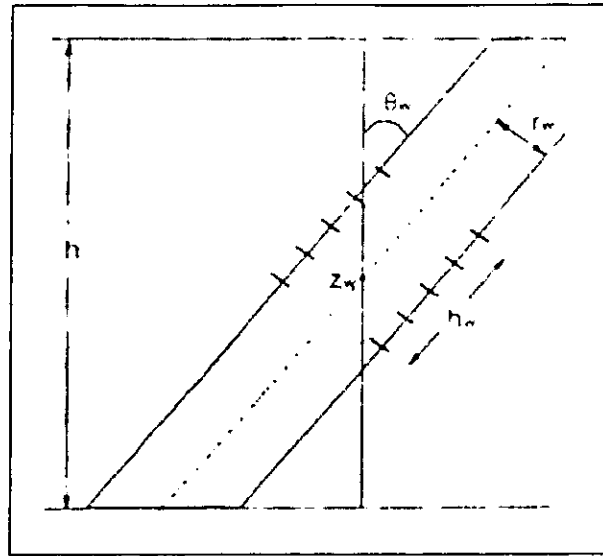


Figura 4.27

Pozo desviado totalmente penetrado.

Cinco Ley<sup>(69)</sup>, soluciona el problema analíticamente presentando valores para los efectos de daño para varias combinaciones de terminación parcial, elevación de la terminación y desviación del pozo. En la Fig. 4.28 se muestran las variables más relevantes asociadas a este efecto.

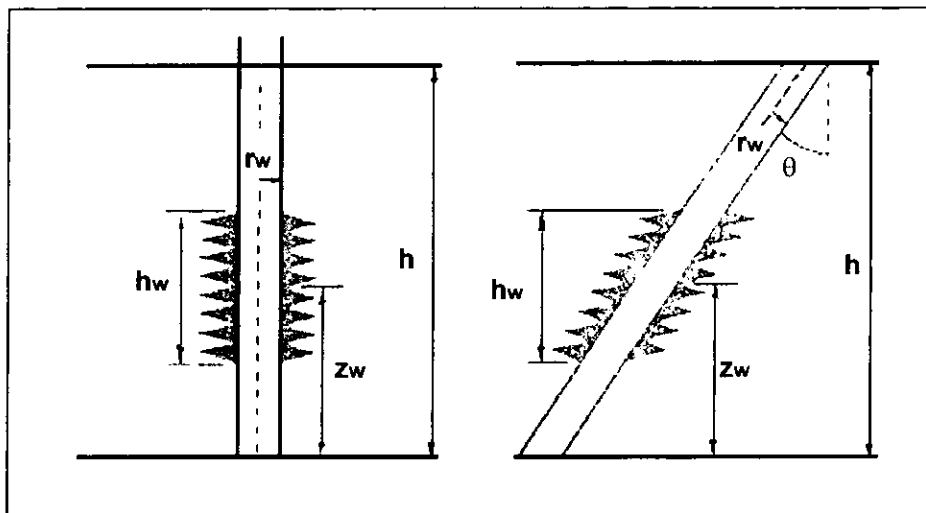


Figura 4.28

Configuración de un pozo inclinado parcialmente penetrado.

donde:

$h$ : Espesor de la formación (pies)

$r_w$ : Radio del pozo (pies)

$z_w$ : Es la elevación desde la base de la formación hasta la parte media del intervalo productivo

$h_w$ . Espesor del intervalo productor terminado.

En las Tablas 4.6 y 4.7 se presentan resultados para el cálculo de este pseudo daño; el cual se realiza previo a la determinación de los siguientes conjuntos adimensionales:

$$\text{Espesor } (h/h_w) \qquad h_D \qquad (4.60)$$

$$\begin{aligned} \text{Relación de elevación media} \\ \text{del intervalo productor y} \\ \text{espesor:} \end{aligned} \qquad \frac{z_{wD}}{h_D} \qquad (4.61)$$

$$\text{Relación de penetración:} \qquad \frac{h_{wD} \cos \theta_w}{h_D} \qquad (4.62)$$

Presentado para el espesor adimensional valores de 100 y 1000 y así como la composición del efecto de daño,  $s_{\theta+c}$ , y las partes individuales,  $s_c$  y  $s_\theta$ . Por otra parte, como se puede observar, el valor absoluto del daño por inclinación puede verse como un efecto favorable, debido a que la inclinación del pozo con respecto a la normal del plano de estratificación origina una mayor área de la formación expuesta al flujo; entonces el pseudo-daño por penetración parcial,  $s_{\theta+c}$ , puede tener un valor positivo o negativo; por lo tanto, un pozo inclinado parcialmente terminado puede parecer estimulado comparándolo con un pozo vertical totalmente penetrado.

Tabla 4.6  
Pseudo-factores de Daño para Pozos inclinados Parcialmente Penetrante( $h_D = 100$ )

$\theta$	$h_D$	$z_w/h$	$h_w/h$	$s_{\theta+c}$	$s_c$	$s_\theta$
0	100	0.95	0.1	20.810	20.810	0
15				20.385	20.810	-0.425
30				18.948	20.810	-1.861
45				16.510	20.810	-4.299
60				12.662	20.810	-8.147
75				6.735	20.810	-14.074
0	100	0.8	0.1	15.809	15.809	0
15				15.449	15.809	-0.36
30				14.185	15.809	-1.623
45				12.127	15.809	-3.682
60				8.944	15.809	-6.864
75				4.214	15.809	-11.594
0	100	0.6	0.1	15.257	15.257	0

Continuación de la Tabla 4.6

$\theta$	$h_D$	$z_w/h$	$h_w/h$	$s_{\theta+c}$	$s_c$	$s_\theta$
15				14.898	15.257	-0.359
30				13.636	15.257	-1.621
45				11.583	15.257	-3.674
60				8.415	15.257	-6.842
75				3.739	15.257	-11.517
0	100	0.5	0.1	15.213	15.213	0
15				14.854	15.213	-0.359
30				13.592	15.213	-1.620
45				11.540	15.213	-3.673
60				8.372	15.213	-6.841
75				3.699	15.213	-11.514
0	100	0.875	0.25	8.641	8.641	0
15				8.359	8.641	-0.282
30				7.487	8.641	-1.154
45				5.968	8.641	-2.673
60				3.717	8.641	-4.924
75				0.464	8.641	-8.177
0	100	0.75	0.25	7.002	7.002	0
15				6.750	7.002	-0.251
30				5.969	7.002	-1.032
45				4.613	7.002	-2.388
60				2.629	7.002	-4.372
75				-0.203	7.002	-7.206
0	100	0.6	0.25	6.658	6.658	0
15				6.403	6.658	-0.249
30				5.633	6.658	-1.024
45				4.290	6.658	-2.447
60				2.337	6.658	-4.320
75				0.418	6.658	-7.076
0	100	0.5	0.25	6.611	6.611	0
15				6.361	6.611	-0.249
30				5.587	6.611	-1.023
45				4.245	6.611	-2.365
60				2.295	6.611	-4.315
75				-0.451	6.611	-7.062
0	100	0.75	0.5	3.067	3.067	0
15				2.878	3.067	-0.189
30				2.308	3.067	-0.759
45				1.338	3.067	-1.729
60				-0.082	3.067	-3.150
75				-2.119	3.067	-5.187

Continuación de la Tabla 4.6

$\theta$	$h_D$	$z_w/h$	$h_w/h$	$s_{\theta+c}$	$s_c$	$s_\theta$
0	100	0.6	0.5	2.430	2.340	0
15				2.254	2.340	-0.176
30				1.730	2.340	-0.700
45				0.838	2.340	-1.592
60				-0.466	2.340	-2.897
75				-2.341	2.340	-4.772
0	100	0.5	0.5	2.369	2.369	0
15				2.149	2.369	-0.175
30				1.672	2.369	-0.697
45				0.785	2.369	-1.584
60				-0.509	2.369	-2.879
75				-2.368	2.369	-4.738
0				0.924	0.924	0
15				0.778	0.924	-0.145
30				0.337	0.924	-0.587
45				-0.411	0.924	-1.336
60				-1.507	0.924	-2.432
75				-3.099	0.924	-4.024
0	100	0.5	0.75	0.694	0.694	0
15				0.554	0.694	-0.139
30				0.134	0.694	-0.560
45				-0.581	0.694	-1.275
60				-1.632	0.694	-2.326
75				-3.170	0.694	-3.864
0	100	0.5	1.0	0	0	0
15				-0.128	0	-0.128
30				-0.517	0	-0.517
45				-1.178	0	-1.178
60				-2.149	0	-2.149
75				-3.577	0	-3.577

Tabla 4.7

Pseudo-factores de Daño para Pozos inclinados Parcialmente Penetrante ( $h_D = 1000$ )

$\theta$	$h_D$	$z_w/h$	$h_w/h$	$s_{\theta+c}$	$s_c$	$s_\theta$
0	1000	0.95	0.1	41.521	41.521	0
15				40.343	41.521	-1.178
30				36.798	41.521	-4.722
45				30.844	41.521	-10.677
60				22.334	41.521	-19.187
75				10.755	41.521	-30.766

## Continuación de la Tabla 4.7

$\theta$	$h_D$	$z_w/h$	$h_w/h$	$s_{\theta+c}$	$s_c$	$s_\theta$
0	1000	0.8	0.1	35.840	35.840	0
15				34.744	35.840	-1.095
30				31.457	35.840	-4.382
45				25.973	35.840	-9.867
60				18.261	35.840	-17.599
75				8.003	35.840	-27.837
0	1000	0.6	0.1	35.290	35.290	0
15				34.195	35.290	-1.095
30				30.910	35.290	-4.380
45				25.430	35.290	-9.860
60				17.710	35.290	-17.580
75				7.522	35.290	-27.768
0	1000	0.5	0.1	35.246	35.246	0
15				34.151	35.246	-1.095
30				30.866	35.246	-4.380
45				25.386	35.246	-9.860
60				17.667	35.246	-17.579
75				7.481	35.246	-27.765
0	1000	0.875	0.25	15.733	15.733	0
15				15.136	15.733	-0.597
30				13.344	15.733	-2.389
45				10.366	15.733	-5.367
60				6.183	15.733	-9.550
75				0.632	15.733	-15.101
0	1000	0.75	0.25	14.040	14.040	0
15				13.471	14.040	-0.569
30				11.770	14.040	-2.270
45				8.959	14.040	-5.081
60				5.047	14.040	-8.993
75				-0.069	14.040	-14.109
0	1000	0.6	0.25	13.701	13.701	0
15				13.133	13.701	-0.568
30				11.437	13.701	-2.264
45				8.638	13.701	-5.063
60				4.753	13.701	-8.948
75				-0.288	13.701	-13.989
0	1000	0.5	0.25	13.655	13.655	0
15				13.087	13.655	-0.568
30				11.391	13.655	-2.264
45				8.593	13.655	-5.062
60				4.711	13.655	-8.944



Continuación Tabla 4.7

$\theta$	$h_D$	$z_w/h$	$h_w/h$	$s_{\theta+c}$	$s_c$	$s_\theta$
75				-0.321	13.655	-13.976
0	1000	0.75	0.5	5.467	5.467	0
15				5.119	5.467	-0.348
30				4.080	5.467	-1.387
45				2.363	5.467	-3.104
60				-0.031	5.467	-5.498
75				-3.203	5.467	-8.670
0	1000	0.6	0.5	4.837	4.837	0
15				4.502	4.837	-0.335
30				3.503	4.837	-1.334
45				1.858	4.837	-2.979
60				-0.424	4.837	-5.261
75				-0.431	4.837	-8.268
0	1000	0.5	0.5	4.777	4.777	0
15				4.443	4.777	-0.334
30				3.446	4.777	-1.331
45				1.806	4.777	-2.971
60				-0.467	4.777	-5.244
75				-3.458	4.777	-8.235
0	1000	0.625	0.75	1.735	1.735	0
15				1.483	1.735	-0.252
30				0.731	1.735	-1.004
45				-0.512	1.735	-2.247
60				-2.253	1.735	-3.988
75				-4.595	1.735	-6.330
0	1000	0.5	0.75	1.508	1.508	0
15				1.262	1.508	-0.246
30				0.528	1.508	-0.980
45				-0.683	1.508	-2.191
60				-2.380	1.508	-3.888
75				-4.665	1.508	-6.173
0	1000	0.5	1.0	0	0	0
15				-0.206	0	-0.206
30				-0.824	0	-0.824
45				-1.850	0	-1.850
60				-3.298	0	-3.298
75				-5.282	0	-5.282

# CAPÍTULO 5

## “MEDIDAS PARA PREVENIR Y CORREGIR EL DAÑO EN LA FORMACIÓN”

Como ya se ha indicado, la reducción de la permeabilidad, sistemáticamente nos orilla a una disminución de la productividad; debido ya sea, a las distintas operaciones que se requieren realizar para la puesta en producción del pozo, y aún cuando operaciones como la reparación y estimulación de pozos son propuestos inicialmente, para mejorar las condiciones de la permeabilidad, si no son realizadas adecuadamente, tendrán un efecto contrario al deseado y como la presencia del daño siempre estará latente a lo largo de la vida productiva del pozo; es la razón por la cual, el daño a la formación ha sido considerado como un serio problema, de ahí la necesidad de desarrollar tecnología que permita la reducción y en el mejor de los casos su eliminación. Dentro de los logros más connotados para este fin, se tienen los siguientes avances:

1. Progreso en la comprensión de los mecanismos que originan el daño a la formación y predicción de formaciones sensibles.
2. Desarrollo de fluidos de perforación y terminación de pozos que eliminen en cierto grado de daño a las formaciones, tales como fluidos de alta viscosidad, fluidos de terminación base-polimero, con un mayor control en la pérdida de fluido.
3. Desarrollo de materiales obturantes (construcción de enjarre) que pueden ser fácilmente removido antes de iniciar la producción.
4. Desarrollo de agentes químicos que tienden a inhibir el daño a la formación.
5. Mejoramiento de las practicas que se realizan en las operaciones de un pozo.
6. Desarrollo de técnicas de perforación de los pozos en condiciones de bajo balance.

Por ésta razón, en el presente capítulo se analizarán algunos métodos y técnicas que nos permitan evitar y/o erradicar el daño en la formación, para lo cual se partirá de las siguientes medidas generales para su prevención:

1. El empleo de fluidos de perforación, terminación, reparación y/o estimulación adecuados a la composición mineralógica, presión y tipo de fluido contenidos en la formación, con el objeto de mantener las condiciones originales de la formación, sobre todo la permeabilidad.
2. Ejecución de las diversas operaciones de acuerdo a las características del pozo, en función de la presión de los fluidos de la formación, del gradiente de fractura, de la permeabilidad y porosidad de la formación, de la estabilidad de las paredes del pozo y de las condiciones reológicas y tixotrópicas de los fluidos utilizados.

3. Conocer las condiciones que guarda el estado mecánico del pozo, así como todos aquellos puntos que provocan una caída de presión drástica y que conllevan a que se presente flujo turbulento durante la producción de los fluidos.

## 5.1 MEDIDAS PARA PREVENIR EL DAÑO EN LA ETAPA DE PERFORACIÓN DEL POZO<sup>(70,71, 72)</sup>

### 5.1.1 CONTROL DEL FILTRADO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

#### 1. Densidad de los fluidos de perforación

Independientemente de las características del fluido, así como de la operación que se desarrolla en el pozo, el factor más importante para evitar o disminuir el daño a la formación es el trabajar con el mínimo valor de diferencia de presiones ( $\Delta p$ ), existente entre la presión de la formación y la presión que ejerce el fluido de perforación (presión hidrostática); pues, como se observa a partir de la siguiente definición:

$$\Delta p = p_h - p_f \quad (5.1)$$

se observa que la presión hidrostática es función de la profundidad y de la densidad del fluido, indicando con esto, que la densidad es la única variable que puede ser controlada para que la diferencia de presión sea la más apropiada.

Siguiendo con el criterio general de que la presión hidrostática “debe” ser mayor (más adelante se analizará que no necesariamente debe ser así) que la presión de la formación, para contrarrestar la presión de los fluidos de la formación, evitando con ello que éstos penetren en el agujero y ocasionen un descontrol del pozo y contaminaciones del fluido de perforación.

Para determinar la densidad del fluido de perforación, se debe conocer la presión de los fluidos de la formación y de acuerdo con la norma establecida, la presión hidrostática debe ser mayor a la presión de los fluidos de la formación entre un 5 y 10%. Sin embargo, éste valor se debe reducir hasta en un 2% si se sabe con precisión los valores de la presión de los fluidos de las formaciones que se van a perforar.

El valor de la presión hidrostática también debe disminuirse si se presentan pérdidas de circulación del fluido, las cuales no se pueden controlar con el uso de los obturantes correspondientes.

#### 2. Pérdidas de fluido en formaciones con alta porosidad y permeabilidad

Aún considerando la utilización de una densidad mínima en el fluido de perforación, es necesario a su vez la utilización de obturantes adecuados a las características de la formación y de ser posible de tipo temporal para que pueda ser removido por disolución cuando se inicie la producción. El obturante debe ser del tipo fino, para que penetre a través de la malla vibradora junto con el lodo de perforación.

Cuando se está perforando la formación productora, que es sumamente sensible al agua del filtrado del lodo de perforación, se recomiendan las siguientes medidas preventivas:

- a) Utilizar fluidos del tipo de emulsión inversa o fluidos base agua inhibidos con altas concentraciones de cloruro de sodio o de cloruro de potasio y con pH moderado, entre 9 a 10; pues este tipo de lodos producen filtrados que son compatibles con la mayoría de las formaciones productoras, ya sean arenas sucias o calizas contaminadas con arcillas hidratantes.
- b) Reducir al mínimo el filtrado dinámico de los fluidos utilizados; cuando se utiliza el fluido base aceite, el filtrado dinámico se reduce aplicando mayor cantidad de emulsionante y para lodos inhibidos, generalmente se utiliza la carboximetilcelulosa de sodio de baja viscosidad.
- c) Reducir al mínimo el tiempo de contacto entre el fluido de perforación y la formación productora.

### 5.1.2 CONTROL DE LA INVASIÓN DE SÓLIDOS

La invasión de los sólidos del lodo de perforación en la formación expuesta, forman una barrera cilíndrica de permeabilidad reducida alrededor del agujero, desafortunadamente, el enjarre del lodo que se compone además del lodo de perforación de algunos recortes de la propia formación y cuya función es evitar que exista invasión hacia la formación, en ocasiones o no es impermeable o ha sido dañado físicamente, con lo cual los sólidos del lodo, sujetos a una presión hidrostática diferencial, invadan la formación causando el taponamiento de los poros y/o fracturas.

Algunas medidas preventivas para evitar su presencia son:

- a) La eliminación de arenas y arcillas, utilizando desarenadores y desarcilladores para evitar su circulación, el fracturamiento en partículas más pequeñas y su remolido por la barrena para disminuir al mínimo el arrastre de éstas partículas por el filtrado a los poros de la formación productora.
- b) La utilización de lodos con bajo contenido de sólidos, y si se contará con su presencia en el lodo, que su tamaño sea suficientemente grande para evitar que penetren en los poros de la formación y que además puedan ser suspendidos en el seno del fluido (en referencia a la barita).

### 5.1.3. CONTROL DURANTE LA CEMENTACIÓN DE TUBERÍA

Los daños originados a la formación productora, durante la operación de cementación, es de los parámetros más importantes a tomar en cuenta, pues sin duda los fluidos utilizados durante ésta operación, como los fluidos separadores de enjarre y los “colchones” que separan el lodo y la lechada de cemento, son fluidos que tienen altos índices de filtrado, razón por la cual, se puede aseverar que éstas operaciones siempre causarán alteraciones a la formación que son

inevitables, pero que se puede lograr que sean lo mínimo posible, para lo cual se proponen las siguientes medidas preventivas;

- a) No utilizar “baches” de agua dulce o salada que eliminen el enjarre formado por el lodo de perforación. Este enjarre debe ser eliminado con raspadores y desalojado por el mismo lodo de perforación al desplazar la lechada de cemento al espacio anular del agujero.
- b) Utilizar cloruro de sodio o de potasio en la lechada de cemento para reducir la hidratación e hinchamiento de las arcillas que contaminan a las arenas o calizas de las formaciones productoras.
- c) Utilización de surfactantes y detergentes en la lechada de cemento para que el filtardo tenga menor tensión interfacial y se favorezca la formación de emulsiones de bajas viscosidades.
- d) Utilización de reductores de filtrado en la lechada de cemento, tales como la carboximetilcelulosa de sodio para reducir el filtrado y arrastre de partículas sólidas a la formación productora.
- e) Utilización de diesel, salmueras de cloruro de sodio o potasio o emulsiones de diesel (50% agua con 2% de surfactantes y 4% de emulsionante) como “colchones” que separen el lodo de la lechada de cemento.
- f) Reducir al mínimo posible la densidad del lodo antes de iniciar las operaciones de introducción de la tubería de revestimiento.
- g) Introducir la tubería de revestimiento a velocidades moderadas, extremando precauciones si se encuentran resistencias.
- h) Durante la cementación de zonas porosas, utilizar altas velocidades de desplazamiento de la lechada de cemento.
- i) Las cementaciones forzadas deben hacerse con la mínima carga hidrostática de la columna del lodo, para evitar canalizaciones de lechada hacia la formación.

#### 5.1.4 CONTROL DE LAS PRESIONES DURANTE LA PERFORACIÓN

El control de presiones durante la perforación de pozos, puede emplearse como una medida preventiva para evitar los daños a la formación ocasionados por los fluidos de control de densidades mayores a la necesaria.

El control de ésta propiedad, además de evitar los daños citados anteriormente, permite así mismo el conocimiento previo del gradiente de presión y de fractura de las formaciones, la determinación de las profundidades requeridas de cementación de las tuberías de revestimiento, lo que implica adicionalmente tener considerables ahorros, por lo cual es de suma importancia señalar algunas medidas y conceptos que nos permitirán tener un mejor control y conocimiento sobre las presiones, como:

## a) Presión de formación

Es aquella que actúa sobre los fluidos contenidos en la formación (agua, aceite y gas) en el espacio poroso. Una presión normal de formación es igual en magnitud a la presión hidrostática.

## b) Gradiente de presión

Es el aumento de la presión por unidad de profundidad, la cual varía de acuerdo con el peso específico o densidad del fluido.

## c) Presión hidrostática

Es la presión de un líquido en reposo, obtenida al multiplicarla profundidad por el gradiente de presión del fluido. La presión hidrostática en pozos direccionales debe calcularse empleando la profundidad vertical y no la profundidad medida.

## d) Presión de circulación

La presión de circulación tiene la función de vencer la fricción entre el lodo y todo lo que éste pueda encontrar durante su movimiento en la tubería, en la barrena y en el espacio anular. La presión de bombeo es la suma de las caídas de presión en cada una de estas secciones.

Para obtener la presión total sobre la formación debe agregarse la presión para vencer la fricción del lodo entre la tubería y la formación en el espacio anular a la presión hidrostática de la columna de lodo. Estas pérdidas de presión de circulación varían con la viscosidad y el gel del lodo, la longitud y el diámetro de la tubería, el tamaño de las toberas de la barrena, el espacio anular y el gasto.

## e) Presiones adicionales

Las presiones adicionales son consecuencia de los movimientos de la tubería de perforación, las cuales actúan básicamente contra la pared del pozo, especialmente cuando dichos movimientos se realizan a gran velocidad, cuando el lodo es de viscosidad y gel elevado y de los diámetros de la tubería, de las lastrabarrenas y del agujero.

En función de todos estos factores, mientras mayor sea el movimiento relativo del lodo respecto a la tubería y viceversa, más grande será la tendencia del lodo a adherirse a la tubería y a la pared del agujero. Si la tubería es maniobrada hacia abajo al mismo tiempo que se hace circular el lodo, el efecto será acentuado, debido a que los dos efectos se deberán sumar.

## f) Pérdidas de circulación

Uno de los más graves y costosos problemas que se presentan en la perforación del pozo es la pérdida de circulación, mismas que se presentan generalmente en las siguientes formaciones:

- Rocas cavernosas y con fracturas abiertas.
- Formaciones permeables como arenas y gravilla.

- Formaciones fracturadas o fácilmente fracturables.

Para que se verifique pérdida de circulación, deben existir aperturas en la roca que reciban el fluido, además de un exceso suficiente de presión que provoque la infiltración del fluido en la formación. Defectos de cementación de la tubería de revestimiento es también una causa frecuente de pérdida de circulación.

#### g) Fractura de la formación

La capacidad de la formación expuesta en un pozo a resistir la presión de un lodo de cierta densidad y a una determinada profundidad, está relacionada al peso de sobrecarga y a la presión en el espacio poroso de la formación. Si la presión del fluido en el pozo es mayor que la presión de fractura de la formación, entonces la formación se fracturará, con la subsecuente pérdida de fluido.

### 5.1.5 PERFORACIÓN “BAJOBALANCE”<sup>(73)</sup>

Propiamente diseñadas y ejecutadas las operaciones bajo balance pueden eliminar o reducir significativamente el daño a la formación, las reacciones potencialmente adversas de los fluidos de perforación con la matriz del yacimiento o los fluidos nativos de la misma, la llave para una selección apropiada de los yacimientos candidatos es un balance de factores técnicos, económico y de seguridad.

La perforación bajo balance esta incrementando su uso a lo ancho del mundo para reducir problemas de daño a la formación en yacimientos de aceite y gas. No es necesariamente una panacea para todos los problemas de daño a la formación. En realidad, si las operaciones de perforación bajo balance están diseñadas y son ejecutadas pobremente, puede provocarse un daño potencial más grande que cuando se emplea la perforación sobre balance; por el contrario, si es apropiadamente implementada, la perforación bajo balance puede incrementar el aprovechamiento de los campos de aceite y gas por la reducción del daño por invasión a la formación, maximizando la producción e incrementando la velocidad optima de perforación, reduciéndose los tiempos y los costos de perforación.

Estos son los principales atributos de ésta técnica de perforación. Por otra parte evitar los problemas de pérdida de circulación y pegadura de tubería diferencial usando sistemas de lodos menos costosos, pueden ser también un fuerte incentivo para perforar bajo balance.

Además por otra parte, se facilitan los trabajos en las pruebas de flujo y producción de aceite durante las operaciones de perforación (evitando la necesidad de operaciones de terminación y simulación) son otras excelentes razones financieras para la perforación bajo balance.

Sin embargo, hay desventajas potenciales para los procesos de perforación bajo balance, particularmente si es pobremente diseñado y ejecutado, estos son:

1. Lo concerniente a consolidación y estabilidad del agujero perforado.
2. Seguridad y control del pozo en lo concerniente a presiones altas o daños ambientales.

3. Efectos de liberación de gas o condensado.
4. Propensión a incrementar los problemas de corrosión por el aire (oxígeno) contenido en el gas empleado para generar las condiciones bajo balance.

La perforación bajo balance puede incrementar significativamente la producción en los campos, si se aprovecha la experiencia del daño que se genera a la formación con la perforación convencional (sobre balance). Sin embargo, no obstante éste tipo de perforación no incrementará la producción de yacimientos con problemas de baja permeabilidad. Los criterios principales para decidir si se implementa o no la tecnología de perforación bajo balance en un yacimiento dado, son:

1. Determinar si la perforación bajo balance ofrece una ventaja técnica-económica significativa comparada a los métodos tradicionales de perforación sobre balance.
2. Determinar si hay un incremento en el valor esperado que justifique el riesgo asociado.

Ahora bien, yacimientos apropiados para perforar con el sistema bajo balance, son:

1. Yacimientos con pérdida de circulación o potencial invasión de fluidos, estos incluirán zonas con permeabilidad intercrystalina de más de 1000 mD, con fracturas grandes, etc.; sobre todo en el caso de yacimientos carbonatados fracturados o heterogéneos, debido principalmente a la dificultad de generar enjarres uniformes y estables que prevengan la invasión de filtrado y sólidos del lodo.
2. Yacimientos con fluidos sensibles, pues como se ha mencionado, los daños considerables a la formación pueden ser causados por reacciones adversas de incompatibilidad de filtrados base agua.

## **5.2 MEDIDAS PREVENTIVAS AL DAÑO EN LA ETAPA DE TERMINACIÓN Y/O REPARACIÓN DEL POZO<sup>(74)</sup>**

### **5.2.1 DISMINUCIÓN DE LA INVASIÓN DE FLUIDO DE CONTROL**

Es en esta etapa, durante la realización de las operaciones de terminación y/o reparación de pozos cuando se da origen a los mayores daños posibles a las formaciones productoras del hidrocarburo. Dentro del análisis a desarrollar, se deben contemplar los siguiente parámetros:

#### **1. Utilización de fluidos de control**

Las características del fluido de control utilizado durante las etapas de terminación y/o reparación de pozos, tiene un efecto preponderante sobre las formaciones productoras, las cuales se deben regir por información aportada durante la perforación del mismo, así como de las presiones que se esperan obtener al iniciar la producción del o los intervalos programados



para el caso de las terminaciones y de los registros de presión de fondo y del comportamiento del pozo durante su etapa productiva y para las operaciones a que haya lugar.

#### A) Empleo de fluidos de emulsión inversa

El empleo de lodos bentoníticos para el control y la limpieza de los pozos es una práctica común al realizarse una terminación del mismo; sin embargo, por sus propias características, como los sólidos en suspensión y su alto rango de filtrado, ocasiona alteraciones a la formación al entrar en contacto con ella, una vez que ha sido perforada (disparada) la tubería de revestimiento. Por esta razón el empleo de lodo de emulsión inversa, cuyas características son favorables, puede prevenir el daño, debido a que se cuentan con las siguientes ventajas:

- a) Su rango de filtrado es nulo, y en caso de presentarse, el aceite que contiene no dañaría la formación.
- b) Debido a que el aspecto económico es fundamental, a pesar de que su costo inicial es elevado, a medida que se incrementa su utilización, el costo se ve reducido considerablemente, sobre todo ya que se trata de un fluido recuperable (en aproximadamente un 80%) y mediante un reacondicionamiento se puede reemplazar en posteriores intervenciones.
- c) La densidad del mismo puede variarse en el rango más adecuado, en función de las condiciones del yacimiento.
- d) La toma de registros geofísicos no se ve afectada al utilizar este tipo de fluidos.

Sin embargo, el empleo de éste tipo de fluido implica a su vez ciertas desventajas que restringen su utilización, tales como:

- a) La necesidad de construir un sistema cerrado de circulación para evitar derrames y contaminación.
- b) El peligro de accidentes se incrementa, debido a las propias características del fluido.

Aun así, se existe una regulación en las características y analizando sus ventajas, se estima que su empleo como fluido de control es el más adecuado en todo tipo de intervenciones.

#### B) Empleo de agua salada

El empleo del agua salada como fluido de control, se realiza en pozos cuya presión es normal y conocido, además de que el filtrado si llega a presentarse, su efecto es minimizado al tratarse de intervalos productores con altos porcentajes de arcilla.

Se estima por otra parte, que la utilización de éste tipo de fluido de control, tiene el inconveniente de la acción bacteriana en las formaciones productoras, dado que el agua no es tratada químicamente, por lo cual los microorganismos que proliferan en ella pueden propiciar una reducción en la permeabilidad.

#### C) Empleo de aceite estabilizado

Su empleo como fluido de control, es bastante recomendable en aquellas intervenciones de carácter rutinario, como cambios de aparejo en pozos de bombeo neumático y en pozos de baja

presión en donde aún el agua tiende a perderse en la formación. Sus características lo hacen el fluido más aceptable, considerando las siguientes ventajas:

- a) Si se llega a presentar filtrado hacia la formación, se trata de aceite por lo que el daño se reduce.
- b) Su obtención es simple, sobre todo en aquellos lugares que cuentan con planta de absorción.

Sin embargo, al igual que el fluido de control de emulsión inversa, cuenta con las mismas desventajas, pero además se debe tener precaución con su punto de ignición e inflamación.

### 5.2.2. ADECUADA PERFORACIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO DE EXPLOTACIÓN.

Durante la terminación así como en la reparación de pozos, es necesario perforar la tubería de revestimiento para abrir a producción los intervalos seleccionados. El problema radica principalmente en las cantidades considerables de residuos que originan la utilización de las pistolas, ocasionando taponamiento de la tubería de producción, lo que conlleva a una restricción al flujo. Por ello ha sido necesario desarrollar prácticas de perforación que permitan conseguir una mayor eficiencia en el flujo a través de las mismas como:

1. Seleccionar cargas y pistolas que aseguren mayores profundidades de perforación.
2. Preferir cargas con estallidos más fuertes para incrementar el CFE.
3. Incrementar la densidad de disparos. No menos de 4 disparos por pie, y en casos en que se cuenten con terminaciones con empaque de grava, realizar entre 8 y 12 disparos por pie preferentemente.
4. Si el intervalo perforado es grande y heterogéneo, seleccionar intervalos con la mayor permeabilidad existente.
5. Perforar en pozos que se encuentren bajo balance, para maximizar el flujo inicial a través de las perforaciones.

En éste último punto, se ha optado por la utilización de nitrógeno represionado en la sarta de producción, el cual será expulsado al abrir el pozo a la atmósfera. Si durante la operación del disparo en cámara de nitrógeno represionado, existiera invasión del mismo a la formación, no se presentará daño alguno, debido además de que se trata de un gas inerte, este después es desahogado a la superficie.

El empleo del nitrógeno se ha realizado principalmente en aquellos yacimientos cuya presión de fondo estática a presión de yacimiento se conoce o se estima que es muy baja y que aún con el uso de una columna de agua o de aceite se tendrán problemas de pérdidas, así como en aquellos yacimientos en los cuales aún cuando su presión suficiente para soportar la carga hidrostática, su permeabilidad es considerablemente reducida.

### 5.2.3 SELECCIÓN ADECUADA DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN

La tendencia de terminar los pozos con empacadores de carácter permanente, ha ocasionado problemas que incluso llegan a dañar la formación, consistente en la invasión de filtrado y sólidos del fluido de control a la formación, como consecuencia de la utilización de lodos de alta viscosidad que originan altas presiones de bombeo, con el fin de recuperar la pedacera de la parte del empacador que es molible, cuando se va a intervenir el yacimiento.

Además de éste daño, en ocasiones se llegan a presentar problemas mecánicos que inclusive orillan a abandonar el yacimiento por reparación, esto primordialmente se refiere al caso de aquellos empacadores permanentes que se encuentran colocados arriba de la boca de una tubería de revestimiento corta.

Con el objeto de evitar al máximo posible los daños y problemas mecánicos antes señalados, cabe hacer mención que la utilización de empacadores del tipo semipermanente, los cuales permiten aislar la zona disparada mediante accesorios especiales cuando las operaciones a efectuar se desarrollaran arriba de dicho empacador, evitándose de esta forma un posible daño por invasión del fluido de control; por otra parte si se requiere hacer la intervención en zonas inferiores a la localización del empacador, éste se puede recuperar, evitándose así los problemas previamente descritos.

### 5.2.4. CONTROL DE FLUJO DURANTE LAS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

El manejo inadecuado de estranguladores, durante las pruebas de producción, puede ser origen de daño a la formación productora, tales como arenamiento, conificación, etc., por lo que al iniciarse el flujo del pozo, es necesario una minuciosa observación del comportamiento del mismo, con el objeto de regular el flujo en los estranguladores apropiados, hasta que los hidrocarburos fluyan completamente limpios, con lo cual se evitarán problemas que ameriten intervenciones posteriores.

### 5.2.5. DISEÑO ADECUADO DEL EMPAQUE DE GRAVA EN LA PRODUCCIÓN DE ARENA<sup>(75)</sup>

Como ya se ha indicado, la producción de arena origina muchos problemas asociados con la erosión del equipo en el pozo, por que algunas operaciones que se recomiendan como alternativas para el control de la producción de esta son:

1. Reducir los radios de producción de aceite y gas, por abajo del radio crítico de la producción de arena, por lo que es necesario conocer las características de la producción de arena y establecer el radio crítico de producción; además de una terminación del pozo y prácticas de operaciones como:
  - a) Alta densidad de disparos (8 a 12 disparos por pie).
  - b) Largos intervalos de perforación.
  - c) Selección intervalos con alto grado de cementación para perforar.

- d) Empleo de fluidos que no reduzcan la estabilidad de la arena en la terminación y tratamiento de los pozos.
  - e) Evitar los cambios súbitos del radio de drene.
2. Consolidación química de la formación, empleando resinas en áreas próximas a la pared del pozo, para unir nuevamente los granos de arena, formando una estable, consolidada y permeable masa de roca. La utilización de las resinas debe ser adecuada; pues en caso contrario, si ésta es incompatible, se originará un daño mayor.
3. Inyección de empaques de grava “resina-contenedor” dentro de las perforaciones, consiguiendo que el empaque de grava origine una estabilidad de la perforación al ser introducido en estos y la resina ayude a mantener los granos de la arena dentro de los mismos.

### **5.3 MEDIDAS PARA CORREGIR LA PRESENCIA DEL DAÑO EN LA FORMACIÓN**

El daño causado a la formación productora de un pozo perforado y terminado en condiciones normales, generalmente se pueden eliminar casi totalmente con tratamientos adecuados de estimulación. Se consideran medidas correctivas a las estimulaciones, las cuales pueden ser del tipo químico, térmico y de fracturamiento.

#### **5.3.1. ESTIMULACIONES<sup>(12)</sup>**

La estimulación de un pozo es el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento, para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo o viceversa. La función de una estimulación de pozos es: para pozos productores, incrementar la producción de hidrocarburos; para pozos inyectoros, incrementar la inyección de fluidos como gas, agua o vapor. Tal es la importancia de la estimulación de pozos que se puede asegurar que no existe pozo en el mundo en el que no se haya aplicado uno o más de estos procedimientos; aún más, muchos pozos existen como productores comerciales debido precisamente a tratamientos de estimulación.

Los pozos requieren comúnmente de estimulación al inicio de su explotación. Una operación de estimulación consiste en colocar el fluido de estimulación en el lugar y que este penetre completamente a la formación dañada, para remover dicho daño. Una buena planeación de la operación de una estimulación, eliminará el daño, abriendo nuevos canales flujo hasta la formación que no sufrió daño, modificando el sistema de flujo radial a lineal hacia la fractura abierta, incrementándose de tal forma el área de drene y reduciendo la caída de presión existente entre la matriz del yacimiento y el agujero, registrándose una mayor presión en superficie e incremento de producción del pozo.

Las correcciones al daño de la formación productora, se deben programar de acuerdo a la intensidad de éste, mismo que puede presentar las siguientes magnitudes:

- a) Daño superficial, consistente en una invasión de filtrado y sólidos, formando un enjarre con muy poca profundidad en la formación.

- b) Daño por invasión del fluido sin fracturamiento de la formación, sin apreciable invasión del fluido.
- c) Daño por invasión del fluido por fracturamiento y pérdida de más del 20% del fluido empleado en la perforación, terminación o reparación.

Además, el daño se debe ser considerado también por el tipo de fluido que ocasiono el daño, si se trata de un fluido base agua o de emulsión inversa, pues en función de ello y del tipo de formación del que se trate, se requerirá un estudio de laboratorio para diseñar el óptimo programa de estimulación para corregirlo. Dependiendo de la interacción entre estas soluciones y el tipo de daño presente en la roca, la estimulación matricial puede ser:

- A) Estimulación matricial no reactiva o no ácida, en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales sólidos de la roca. En este caso se emplean principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, con aditivos, principalmente los surfactantes. Estas estimulaciones comúnmente se emplean para remover daños por bloqueo de agua, aceite o emulsión; daños por pérdida de lodo, por depósitos orgánicos, etc.
- B) Estimulación matricial reactiva, en la cual los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y los propios sólidos de la roca. En este caso se emplean los sistemas ácidos. Esta estimulación se emplea para remover algunos tipos de daños, como los ocasionados por partículas sólidas (arcillas), precipitaciones inorgánicas, etc.

Estos dos tipos básicos de estimulación son caracterizados por los gastos y presiones de inyección. Gastos de inyección a presiones inferiores a la presión de fractura caracterizan la estimulación matricial, mientras aquellos gastos a presiones superiores a la presión de fractura, caracterizan la estimulación por fracturamiento.

Para definir estos rangos de gasto y presión es común realizar, previo a cualquier estimulación, pruebas de admisión o inyección en el intervalo productor, definiendo a través de las mismas el comportamiento de la presión al incrementarse el gasto de inyección. La Fig. 5.1, ilustra el comportamiento típico de la presión durante la prueba de inyectividad.

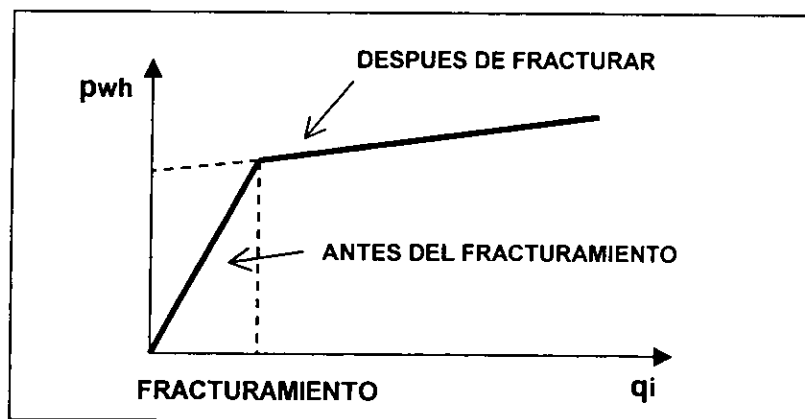


Figura 5.1

Comportamiento de la presión de inyección en la cabeza del pozo, durante una prueba de admisión a la formación.

### 5.3.2 FRACTURAMIENTOS<sup>(12)</sup>

El fracturamiento es un método que nos permite estimular la producción, incrementando la permeabilidad de la formación productora, mediante la inyección de un líquido (agua, aceite, alcohol, ácido clorhídrico diluido, gas licuado y espuma), el cual se bombea bajo una presión extremadamente alta a través de la tubería de producción o de perforación y de los disparos de la tubería de revestimiento. El fluido penetra en la formación y la fractura; una vez que el fluido se encuentra en ésta, llevando materiales en suspensión (material sustentante, como granos de arena, esferas de aluminio o cuentas de vidrio), la presión es liberada en la superficie, el fluido fracturante regresa a la superficie, con lo que las fracturas cierran parcialmente sobre el material sustentante, dejando canales de flujo.

La estimulación por fracturamiento se puede realizar mediante dos métodos, los cuales son:

1. El fracturamiento con ácido, consiste en inyectar ácido a la formación a una presión suficientemente alta para fracturar la formación o abrir las fracturas existentes. La estimulación se logra cuando después del tratamiento permanece abierto un canal o una serie de canales altamente permeables. Este canal se forma por la reacción del ácido sobre las paredes de la fractura soluble en ácido. En éste fracturamiento es necesario definir la geometría de la fractura, calcular la temperatura del fluido, determinar la penetración del ácido en la fractura y calcular el incremento en la productividad originado por la reacción del ácido. El fracturamiento con ácido es la técnica más usada para estimular las formaciones calcáreas.
2. El fracturamiento hidráulico, es un método de estimulación que permite aumentar considerablemente la producción de los pozos. El procedimiento consiste en aplicar presión a la formación hasta lograr su ruptura. El fluido utilizado para transmitir la presión hidráulica, denominado fluido fracturante, penetra a la formación, ampliando y extendiendo la fractura. La consideración más importante en la selección de un fluido fracturante es su compatibilidad con la roca del yacimiento y sus fluidos. Junto con el fluido fracturante se introduce a la formación un agente sustentante, a fin de mantener abierta la fractura al terminar el tratamiento y establecer un conducto de alta permeabilidad entre la formación y el pozo. Los sustentantes que se emplean generalmente son arenas de sílice, fragmentos de cáscara de nuez arredondados y perlas de vidrio de alta resistencia a la compresión. El sustentante se adiciona al fluido fracturante, cuando la fractura en la pared del pozo es suficientemente amplia para permitir su introducción libremente, sin que se arene el pozo.

Los tipos básicos de estimulación son caracterizados por los gastos y presiones de inyección. Gastos de inyecciones a presiones inferiores a la presión de fractura caracterizan a la presión matricial, mientras aquellos gastos a presiones superiores a la presión de fractura, caracterizan a la estimulación por fracturamiento, como se ilustra en la Fig. 5.1. Para definir estos rangos de gasto y presión es común realizar, previo a cualquier estimulación, pruebas de admisión o inyección en el intervalo productor, definiendo a través de las mismas el comportamiento de la presión al incrementar el gasto de inyección.

## 5.4 EMPLEO DE AGENTES EN LA CORRECCIÓN DEL DAÑO

Los agentes activos de superficie o surfactantes son compuestos de moléculas orgánicas, caracterizados por estar formados por dos grupos químicos, uno afin al agua (polar), llamado hidrofílico, y otro afin al aceite (no polar) llamado lipofílico.

Estos productos, mezclados con fluidos acuosos, oleosos, alcoholes o solventes mutuos pueden afectar favorable o desfavorablemente el flujo de hidrocarburos hacia el pozo; consecuentemente, es de gran importancia considerar su acción durante los procesos de perforación, cementación, terminación, reparación, limpieza y estimulación de pozos.

Una vez que ha sido caracterizado el daño y su origen, se puede tomar la acción correcta de solución, siendo las características físicas del daño las que determinan el tipo de fluido de tratamiento ha emplearse. A continuación se describirán las propiedades que deben cumplir los fluidos de tratamiento acorde al tipo de daño a eliminar.

### 5.4.1. MÉTODOS EMPLEADOS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN Y ACONDICIONAMIENTO DEL POZO.

#### A) Por invasión de fluidos

La corrección de éste tipo de daño se basa principalmente en abrir nuevos canales de flujo a través de la formación, debido a que el efecto de hinchamiento en sí es muy difícil de corregir; se debe emplear como tratamiento mezclas de ácido clorhídrico y fluorhídrico a presiones menores que las de fracturamiento, cuando la arcillosidad de la arena es baja, o bien, fracturamiento de la formación con ácidos o materiales compatibles con los fluidos contenidos en la misma.

#### B) Cambios de mojabilidad<sup>(76)</sup>

Este tipo de daño es removido por la inyección de solventes mutuos que remueven la fase de hidrocarburos que moja la roca y después se debe inyectar surfactantes para dejar a la roca mojada por agua. Esto reduce la tendencia de una nueva precipitación de hidrocarburos que moje la roca.

#### C) Emulsificación y bloqueo por agua

La reducción de la permeabilidad causada al formarse emulsiones entre el aceite del yacimiento y el filtrado del fluido de control (ocasionando una reducción de la tensión superficial entre el agua y el aceite) y/o el taponamiento de los poros por el agua mismo (debido a su presión capilar), puede ser eliminada empleándose reductores de tensión superficial mezclados con aceite crudo estabilizado o ácido clorhídrico e inyectado directamente a la formación. Ácidos no acuosos son particularmente convenientes en pozos de gas debido a que además promueven la vaporización de agua en el gas producido.

#### D) Precipitación de sólidos

La precipitación de sólidos en una formación como consecuencia de la invasión de filtrado de lodo de perforación o del cemento, es ocasionada por el arrastre de las partículas finas removidas en la zona adyacente al agujero o bien por la reacción del filtrado con los fluidos congénitos. La reparación de este tipo de daño se lleva a cabo con tratamiento a base de mezclas de ácido clorhídrico y fluorhídrico, considerando que la presión de inyección deberá ser siempre menor a la presión de fracturamiento de la formación.

#### E) Alteración de la propiedad de la roca

El movimiento de las partículas finas intersteciales puede ocasionar el bloqueo de los poros de una formación, produciendo un efecto de válvulas de contra presión. La remoción de estas partículas se logra con tratamientos de ácido clorhídrico y fluorhídrico.

### 5.4.2. MÉTODOS EMPLEADOS DURANTE LA VIDA PRODUCTIVA DEL POZO

#### A) Depósitos inorgánicos (incrustaciones)

Para el caso de que se presente el depósito de material orgánico durante la producción en el pozo, se debe emplear solventes que permitan disolver las incrustaciones, tomando en cuenta que el empleo de dichos solventes, esta en función de la mineralogía de la formación, así tenemos que:

El sulfato de calcio, los sulfatos de bario y estroncio pueden ser disueltos por Agentes Reductores y Secuestrantes (EDTA), bajo condiciones de temperaturas altas y tiempo de contacto grandes.

Las incrustaciones de cloruros son fácilmente disueltas con agua dulce o raras veces con soluciones de ácido clorhídrico o ácido acético.

El ácido clorhídrico con agentes reductores y secuestrantes, podrían disolver las incrustaciones de hierro ( $\text{FeS}$ ) u óxido ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) y prevenir precipitaciones de subproductos tales como hidróxido de hierro y azufre.

El ácido fluorhídrico disuelve fácilmente las incrustaciones de silicatos.

El ácido clorhídrico o algún ácido que reduzca suficientemente el pH y que no origine la precipitación de sales de calcio o magnesio puede ser empleado para remover incrustaciones de magnesio o de calcio.

Una de las características fundamentales en el diseño del tratamiento al emplear ácidos, es sin duda el tiempo de contacto; pues es necesario dar el tiempo suficiente para que el ácido reaccione y disuelva efectivamente el volumen de material incrustante.



### B) Depósitos orgánicos

Los depósitos orgánicos son usualmente resolubilizados mediante solventes orgánicos. Mezclas de solventes pueden ser empleados para un problema en particular, pero un solvente aromático es un fluido de propósito general eficiente. Agregar una pequeña cantidad de alcohol es benéfico cuando se disuelven asfaltenos.

### C) Depósitos mezclados

Este tipo de depósitos requieren de un sistema bisolvente tal como, un solvente de dispersión de hidrocarburos (a menudo aromáticos) dentro de un ácido.

## 5.4.3. MÉTODOS EMPLEADOS EN LA SOLUCIÓN DE ESTABILIZACIÓN DE ARCILLAS

Como ya se ha mencionado las arcillas son los finos más fácilmente alterables en un yacimiento<sup>(77)</sup>, por lo que se debe en medida de lo posible erradicar. El término estabilización de arcillas se refiere al tratamiento de una formación que contiene aceite y gas para prevenir el daño a la permeabilidad y la reducción del flujo causado por:

1. La reducción de la concentración de sal en la salmuera del yacimiento, cuando ésta es diluida por el agua producida e inyectada, o por
2. Un efecto hidráulico del flujo de fluidos a través del sistema poroso.

El primer efecto conocido como daño a la permeabilidad por agua dulce es relacionado con las arcillas que frecuentemente son sensibles a reaccionar con el agua de la formación. El segundo efecto está relacionado con las partículas finas (menos de 40  $\mu\text{m}$ ), tales como: feldspatos, micas y cuarzo, las cuales representan partículas potencialmente móviles dentro de los poros de la roca.

La causa de la sensibilidad al agua de la formación es el hinchamiento y/o dispersión de las arcillas seguido por su migración; estos efectos son ocasionados por la expansión de pequeños cationes atmosféricos alrededor de cada partícula o capa de la arcilla. Por éste motivo, la mayoría de los métodos de control de arcillas se basan en efectos de la carga superficial. Tres formas para determinar el comportamiento repulsivo de las superficies cargadas negativamente, responsables de la expansión de esta atmósfera catiónica alrededor de la capa de arcilla (hinchamiento) o de los cristales (dispersión) son las siguientes:

1. Mantener las arcillas en un ambiente iónico similar a su ambiente natural, de tal manera que la nube catiónica alrededor de cada capa o plaqueta sea tan densa como al inicio.
2. Colocar a las arcillas en presencia de cationes intercambiables, los cuales tienen la habilidad para reponer los cationes retenidos por las arcillas y para ligar estos nuevos con fuerzas con fuerzas electroestáticas lo suficientemente fuertes para estar seguros que estas no van a ser removidas. Esto podría mantener a las arcillas en un estado de no hinchamiento o no dispersión. Este aislamiento se logra usando cationes con alta valencia

(cationes inorgánicos polivalentes) o cadenas de cationes para ligar las arcillas por varias partes ( polímeros de aminas cuaternarias).

3. Colocar a las arcillas en presencia de surfactantes cationicos de tal modo que el sitio cationico del surfactante tomará el lugar del catión intercambiable y el sitio hidrófílico podría cubrir a la arcilla con una película de aceite y prevenir el contacto de agua dulce con la arcilla.
4. Otro método, como fusión de partícula no se emplea por el efecto de carga de superficie de la arcilla, pero las solda mejor físicamente con los granos que las contienen. Así, este sistema de tratamiento es el más recomendado para estabilizar granos finos no arcillosos.

#### a) Métodos de neutralización ionica

##### a.1) Salmueras

Salmueras con concentraciones del 1 al 4% son con frecuencia utilizadas para evitar el hinchamiento o la dispersión de las arcillas. El ambiente iónico creado por esas salmueras comprime la atmósfera de cationes intercambiables en torno a las arcillas migratoria causando un floculado permanente.

En el control de arcillas el uso de salmueras debe ser solo temporal, ya que la introducción de nuevas salmueras o agua dulce podría cambiar totalmente la situación. Cationes de la nueva salmuera podrían remover y reemplazar  $K^+$  o  $NH_4$ ; el agua dulce permitirá la expansión de la atmósfera cationica de la arcilla provocando la dispersión o el hinchamiento de estas.

##### a.2) Hidróxidos

El uso de hidróxido de potasio (KOH) como un estabilizador de arcilla, para prevenir la reducción de la producción de aceite causada por cambios en la concentración de sal en la salmuera de la formación. Se afirma que la estabilización de las arcillas resulta de una interacción cáustica con arcillas en presencia de iones de potasio alterando la química de los silicatos, lo cual las vuelve permanentemente insensitivas al agua dulce.

##### a.3) Cationes inorgánicos polivalentes

Los cationes inorgánicos polivalentes empleados para estabilizar las arcillas son el oxiclورو de circonio y el hidróxido de aluminio.

El oxiclورو de circonio es un ion metal hidroxilizable que forma un catión polinuclear con alta carga cationica. La atracción entre una partícula de arcilla cargada negativamente y estos cationes intercambiables es exponencialmente relacionada con la carga de los cationes. Así, un ion polinuclear con carga neta de +8, +12 o mayor puede ser varios millones de veces más fuertemente atraídas a una arcilla, que los cationes monovalentes o divalentes. Consecuentemente, a partir de consideraciones electrostáticas, iones polinucleares podrían inmediatamente ser reemplazados por los cationes intercambiables y ser fuertemente retenidos.

El hidróxido de aluminio es también un catión polinuclear con alta carga cationica  $(Al_6(OH)_{12})^{6+}$ .

#### a.4) Polímeros de amina cuaternaria

Una capa monomolecular de estos polímeros es fuertemente absorbida sobre la superficie de la arcilla por un catión intercambiable. Estos producen estabilizaciones más permanentes desde que las partículas de arcilla son puenteadas por cationes múltiples a lo largo de la cadena del polímero. La liberación simultánea de todos los cationes es requerida para el intercambio con otros iones de la salmuera de la formación para desestabilizar las arcillas. Estos aditivos son solubles al agua; por lo tanto, dejan mojada por agua a la formación. Debido a la naturaleza cationica de estos materiales, estos pueden ser utilizados en tratamientos con fluidos acuosos bajo condiciones ácidas, neutrales y alcalinas.

#### a.5) Surfactantes cationicos

Los surfactantes cationicos, tales como las amina cuaternarias grasosas y sales amina, prevén la defloculación de las arcillas por su adsorción en la superficie de la arcilla por el intercambio de cationes.

Este compuesto grasoso imparte mojabilidad de aceite a la superficie de las arcillas y areniscas, y esto previene su adsorción de agua, de otro modo las arcillas se deflocularian. Para una adecuada estabilización pueden requerirse grandes concentraciones de estos componentes.

#### **b) Método de fusión de la partícula.**

El método de estabilización por fusión de la partícula involucra el uso del tratamiento con ácido fluborico ( $\text{HFB}_4$ ), el cual tiene la doble función de estimular la formación y estabilizar los finos de la misma.

El ácido estabiliza a las arcillas por un proceso de fusión único en el cual las planquetas son físicamente cementadas y unidas a la superficie de la roca. Esta cementación es debida a subproductos de la reacción entre el ácido y las arcillas u otros finos. Las arcillas y finos estabilizados de esta manera son permanentemente estables.

# CAPÍTULO 6

## “EJEMPLO DE APLICACIÓN”

El objetivo del presente capítulo es demostrar la magnitud del efecto de daño en la formación, mediante la discretización de cada uno de los factores presentes en la misma, aplicando técnicas y metodologías (analizadas a lo largo del trabajo) a un pozo real.

La información del pozo “estudio” (llamado así exclusivamente para el ejemplo de aplicación) para su análisis, fue proporcionada del campo Taratunich<sup>(78)</sup>, la cual consistió en los datos del propio pozo, de la formación, del estado mecánico del pozo, de las historias de perforación y terminación, de los registros geofísicos, y de las operaciones a las que ha sido sometido el mismo.

De acuerdo al análisis de esta información del pozo, se determinó, que las altas pérdidas parciales y totales del fluido de perforación que se registraron durante la perforación de la etapa del “liner” de 5 pulgadas, ocasionaron alteraciones a las características originales de la formación, evitando con ello que el pozo no se manifestará al ser disparada la zona productora. El análisis de los disparos, realizado con el software Simulador de Análisis de Disparos SPAN<sup>(79)</sup>, se determinó que las pistolas y el tipo de carga empleadas, en el intervalo 4086-4101 m, únicamente lograron penetrar en la formación 11.304 pulgadas, por lo que, al presentarse dichas pérdidas, es muy probable que la alteración próxima a la pared del pozo en la formación, haya sido mucho mayor de 1 pie, siendo necesario para su manifestación efectuarse un tratamiento de estimulación. Es importante señalar, que los sistemas de tratamiento de estimulación únicamente son presentados con nombres genéricos de los aditivos a utilizarse, los cuales deberán ser definidos en función de pruebas de compatibilidad por emulsión del aceite del pozo y el sistema ácido.

### 6.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

#### 6.1.1 ETAPA DE PERFORACIÓN

##### 1ª ETAPA (Tubo Conductor de 30” a 180.5 m)

Se inicia la perforación del pozo con barrena de 36”, utilizándose como fluido de perforación lodo bentonítico de densidad de 1.04 g/cm<sup>3</sup>, perforándose hasta 193 m. Cementándose Tubo Conductor de 30” con cemento de densidad de 1.90 g/cm<sup>3</sup>.

##### 2ª ETAPA (Tubería de Revestimiento de 20” a 580 m)

Se perforó con barrena de 26” con lodo bentonítico de densidad de 1.04 g/cm<sup>3</sup>, a la profundidad de 465 m, se presentó una pérdida parcial del lodo de perforación. Se introduce y cementa Tubería de Revestimiento de 20” a la profundidad de 580 m.

### 3ª ETAPA (Tubería de Revestimiento de 13 3/8" a 1,962 md)

Se perfora con barrena de 17 1/2" con lodo Lignosulfonato de densidad de 1.15 g/cm<sup>3</sup>. A la profundidad de 1123 m se inicia la desviación del pozo perforándose hasta 1975 md; sin embargo, a la profundidad de 1425 md, es necesario repasar en el intervalo de 1401 a 1425 md por registrarse resistencias. Posteriormente, se introduce y cementa tubería de 13 3/8", anclándose a la profundidad de 1962.16 md.

### 4ª ETAPA (Tubería de Revestimiento de 9 5/8" a 3205 md).

Se perfora con barrena de 12 1/4" de diámetro con lodo Cálcico con densidad de 1.18 g/cm<sup>3</sup>. A la 2366 md, se observa atorón de la sarta de perforación, se trabaja la sarta hacia arriba operando martillo, liberándose la barrena y al sacarse a superficie, se detecto que el motor de fondo se atasco por recortes de la formación.

Al efectuarse el acondicionamiento del agujero, se presento un pescado, el cual se recupera. Sin embargo, al continuarse con el acondicionamiento del agujero, se detecto en varias ocasiones resistencias de la profundidad de 2281 a 2347 md, sin lograrse con herramienta orientada encontrar el agujero del pozo, siendo necesario colocar un tapón de cemento. Posteriormente, con barrena, motor de fondo y herramienta desviadora, se perfora normal hasta 2651 md, suspendiéndose por no tenerse avance. Al sacarse la barrena a superficie se presentó en varias ocasiones fricciones en el intervalo de 2310 a 2339 md. Se arma la barrena y con herramienta desviadora se perfora normal hasta 3210 md. Iniciándose la introducción de la tubería de revestimiento de 9 5/8", la cual se ancla y cementa a 3205 md.

### 5ª ETAPA (Tubería de Revestimiento de 7" a 3839.5 md).

Con barrena de 8 3/8" de diámetro y lodo Lignosulfonato de Calcio de densidad de 1.77 g/cm<sup>3</sup>, se perfora desviado hasta 3718 md, pero en el intervalo de 3725 a 3750 md, se detecta fricción y torsión, perforándose hasta 3771 md, profundidad a la que al tratar de levantar la sarta para estabilizar agujero se presenta acuñamiento de la sarta, la cual se logra liberar al aplicarse bache lubricador. Se introduce "Liner" de 7", anclándose a la profundidad de 3849 md.

### 6ª ETAPA ("Liner" de 5" a 4197.5 md)

Con barrena de 5 7/8" de diámetro y lodo bentonítico de densidad de 1.01 g/cm<sup>3</sup>, se perfora hasta 4197.5 md, registrándose durante su perforación pérdidas parciales y totales del lodo de perforación, siendo necesario densificar el lodo y adicionar obturantes de grano medio. Posteriormente, se introduce "Liner" de 5", a la profundidad de 4197.5 md se ancla y cementa. Se arma molino de 5 7/8" y se introduce hasta 3556.73 mD donde se toca la cima del cemento, sometiéndose a prueba la Tubería de Revestimiento con 2300 psi, prueba que pasa satisfactoriamente. Posteriormente, se rebaja cemento de 3556.73 a 3647.70 md, revisándose la boca del "liner" y probándose satisfactoriamente, se saca molino a superficie y arma barrena de 4 1/8" de diámetro y se introduce libre hasta 3647.70 md, iniciándose la rebaja del cemento hasta 3685 md. Posteriormente, se mete molino y escariadores libre de 3685 a 4168 md, probándose el "liner" de 5" satisfactoriamente, dándose por terminada la etapa de perforación

del pozo, registrándose una profundidad interna de 4168 md y una profundidad total de 4197.5 md.

### 6.1.2. AVANCE DE LA PERFORACIÓN.

Con los datos registrados en el reporte diario de perforación de profundidad y tiempo, y con el propósito de visualizar el comportamiento del avance de la perforación del pozo, se hizo necesario la graficación de la información, cuyo resultado se muestra en la Fig. 6.1.

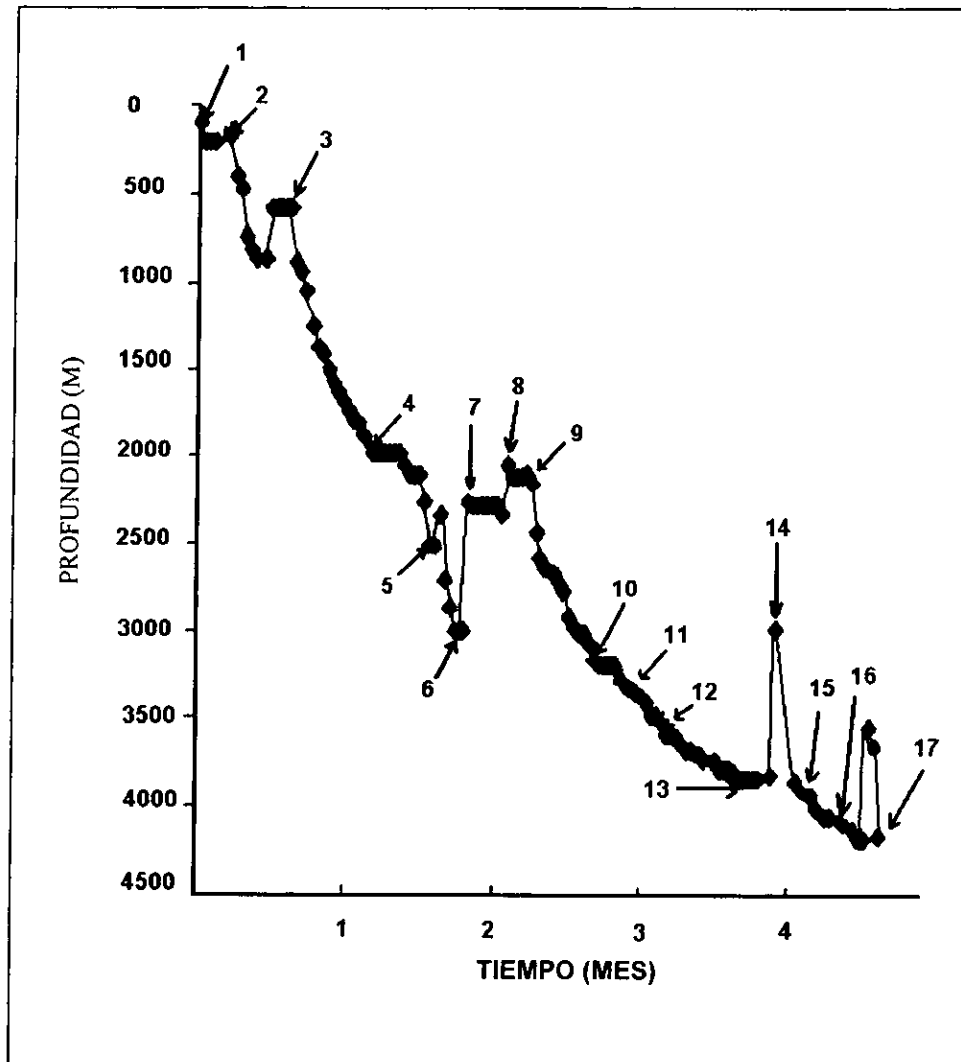


Figura 6.1  
Avance de la Perforación del Pozo.

Operaciones realizadas al pozo durante la Etapa de Perforación:

1. Inicio de la Perforación del pozo.
2. Se introduce, ancla y cementa Tubería de Revestimiento de 30" a 180.5 m,

3. Se baja Tubería de Revestimiento de 20", quedando atrapada a la profundidad de 580 m, sin lograrse liberar, cementándose a esta profundidad.
4. Se introduce, ancla y cementa Tubería de Revestimiento de 13 3/8" a 1962.16 md.
5. Se suspende operación por falla del motor de fondo, originado por el atascamiento, ocasionado por los recortes generados por la formación.
6. Se presentan fricciones en la sarta de perforación y resistencias continuas en el intervalo de 2100 a 2400 md, siendo necesario conformar agujero para eliminarlas.
7. Al realizar conformación del agujero y tratar de continuar con la perforación se pierde la orientación del agujero, siendo necesario colocar un Tapón de Cemento.
8. Se coloca el primer Tapón de Cemento a la profundidad de 2162 md, sin éxito.
9. Se coloca el segundo Tapón de Cemento a la profundidad de 2160 md, con éxito.
10. Se introduce, ancla y cementa la tubería de revestimiento de 9 5/8" a 3205 md.
11. Se presenta atrapamiento de la sarta de perforación, siendo necesario bombear bache lubricador para su liberación.
12. Se vuelve a presentar atrapamiento de la sarta de perforación, volviéndose a bombear bache lubricador.
13. Se introduce, ancla y cementa la tubería de revestimiento de 7" a 3839.5 md.
14. Prueba efectividad de la Boca de "Liner" de la tubería de revestimiento de 7" a la profundidad de 3004.16 md, con una presión de 1174 psi, presentándose abatimiento de la presión hasta 870 psi, siendo necesario colocar un Tapón de Cemento para corregir anomalía.
15. Se perfora la última etapa del "liner" de 5" registrándose pérdidas parciales y totales del fluido de perforación.
16. Se introduce, ancla y cementa "liner" de 5" a 4197.5 md.
17. Se prueba efectividad del "liner" de 5" con éxito, rebajándose cemento hasta 4168 md, registrándose ésta como la profundidad interna del pozo.

### 6.1.3 ANÁLISIS DE NÚCLEOS RECUPERADOS DURANTE LA PERFORACIÓN.

En los reportes diarios de perforación no se indica la toma o recuperación de algún núcleo de formación, así como, en los expedientes del pozo y de la carpeta de información de núcleos.

#### 6.1.4. ETAPA DE TERMINACIÓN Y OPERACIONES REALIZADAS AL POZO

Se inicia la terminación del pozo, lavándose el mismo al bombearse 30 m<sup>3</sup> de fluido de control. Posteriormente, al tratar de tomar el registro eléctrico NGT, se presentan resistencias a diferentes profundidades: 3648 md, 3664 md, 3688 md y 3692 md, siendo necesario trabajar sonda y levantarla hacia superficie observándose en varias ocasiones atorones de la sonda. Se mete barra calibradora de 3 1/8" y se registra a la profundidad de 3699 md resistencia franca. Se arma molino de 4 1/8" y baja libre hasta 3788 md sin observarse resistencia, al pasar por la boca del "liner" de 5" se operó en varias ocasiones escariador con movimientos verticales y con rotaria con movimientos hacia abajo arriba en el intervalo 3647-3788 md. Se continúa introduciéndose molino y a la profundidad de 3928 md se detecta resistencia, operando en varias ocasiones escariador en el intervalo 3928-4168 md.

Posteriormente se toma registro de cementación "CBT" y "VDL" de 4165 md a 36225 md, el registro "NGT" de 4166 md a 3850 md y el registro "CNL-GR- CCL" de 4166 md a 3648.5 md. Posteriormente, se calibró la Tubería de Revestimiento de 7" con canasta calibradora de 5 3/4" de 3000 a 3648.5 md sin detectarse resistencia.

Se arma aparejo de producción de 3 1/2" hasta la profundidad de 3523.67 md e instala válvula de tormenta de 4 1/2", probándose apertura de la misma satisfactoriamente, y se realiza desplazamiento del fluido de control por diesel bombeándose 91 m<sup>3</sup> de diesel e instala medio árbol de válvulas 4 1/2". Finalmente, se introduce pistolas Ener-Jet de 2 1/8" fase 90° con 13 c/m y efectúa disparo al intervalo 4086-4101 mD sin observarse manifestación.

#### 6.1.5. INFORMACIÓN DEL POZO Y DE LA FORMACIÓN

La información del pozo y de la formación es presentada en la Tabla 6.1.

Tabla 6.1  
Información del pozo y de la formación.

Pozo	"Estudio"
Campo	
Distrito	
Región	Marina
Productor	Aceite ligero
Gasto de producción	6,072 bl/día
Diámetro del Estrangulador	1 1/2 pg
Relación Gas-Aceite	195 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Presión de fondo estática (09/08/1996) a 4092 mD	258.2 kg/cm <sup>2</sup>
Curva de decremento (09/08/1996) a 4092 mD	256.1 kg/cm <sup>2</sup>
Presión de saturación	295 kg/cm <sup>2</sup> **
Saturación de Agua	9.0 %
Temperatura de fondo	148.25 °C
Intervalo disparado	4086-4101 md*



Continuación de la Tabla 6.1

Tipo de pistolas y Diámetro	Ener-Jet 2 1/8''*
Densidad de disparos	13 c/m*
Fase	90°*
Permeabilidad	1.5 darcy****
Porosidad	6.0%
Formación (Brecha del Paleoceno Cretácico Superior)	B.P.K.S.
Roca productora: Caliza-Dolomitizada	Dolomía 75% Caliza 20 % Arcilla 5.0%
Espesor bruto	100 (m)
Radio de drene	400 m
Contacto agua aceite	3780 mV
Flujo fraccional de agua ( )	0.0%
Salinidad (ppm)	Sin determinación
°API	36.57***
Densidad relativa del aceite (agua = 1)	0.8419***

\* Datos obtenidos del programa de terminación del pozo.

\*\* Datos obtenidos del análisis PVT del aceite crudo del pozo representativo del campo.

\*\*\* Datos obtenidos del aforo del pozo.

\*\*\*\* Datos promedio del Campo.

### 6.1.6 ANÁLISIS DE PRUEBAS PVT.

El pozo no ha sido sometido a ningún análisis PVT, por lo que se empleó como referencia los resultados obtenidos del análisis PVT realizados a Pozos vecinos representativos del Campo, los cuales son presentados en la Tabla 6.2.

Tabla 6.2  
Resultados de las Pruebas del Análisis PVT

Determinación	Resultado
Tipo de Yacimiento	Aceite Saturado
Pb @ Temperatura de Yacimiento	295 (kg/cm <sup>2</sup> )
Co @ Temperatura de Yacimiento	5.374x10 <sup>-4</sup> (kg/cm <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup>
Bo @ Pb	2.148 (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
Rs @ Pb	301.51 (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
Densidad del aceite @ Pb	0.5134 (g/cm <sup>3</sup> )
Viscosidad del aceite @ Pb	0.2399 (c.p.)
Bg @ 1er E.S.D.	6.274x10 <sup>-3</sup> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
Densidad del gas @ Yacimiento	0.147 (g/cm <sup>3</sup> )
Z @ 1er Estación de separación	0.9103
Densidad relativa del gas (aire=1)	0.895

6.1.7. ESTADO MECÁNICO DEL POZO.

El estado mecánico del pozo, es presentado en la Fig. 6.2

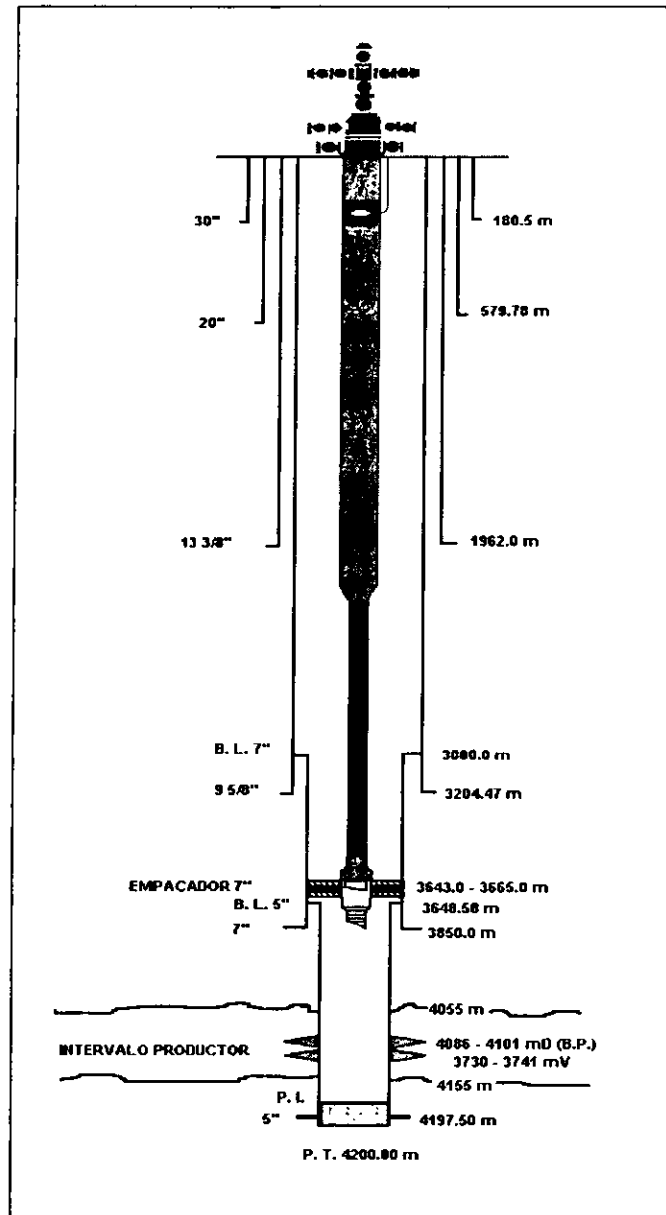


Figura 6.2  
Condiciones del estado mecánico del pozo.

6.2 REGISTROS GEOFÍSICOS

Con la finalidad de determinar las zonas de admisión y cuantificar la litología de la formación, se analizó el registro de Rayos Gamma-DIL y se solicitó al personal de caracterización de yacimientos, información referente a la composición mineralógica de la roca, presentando el registro geofísico mostrado en la Fig. 6.3.

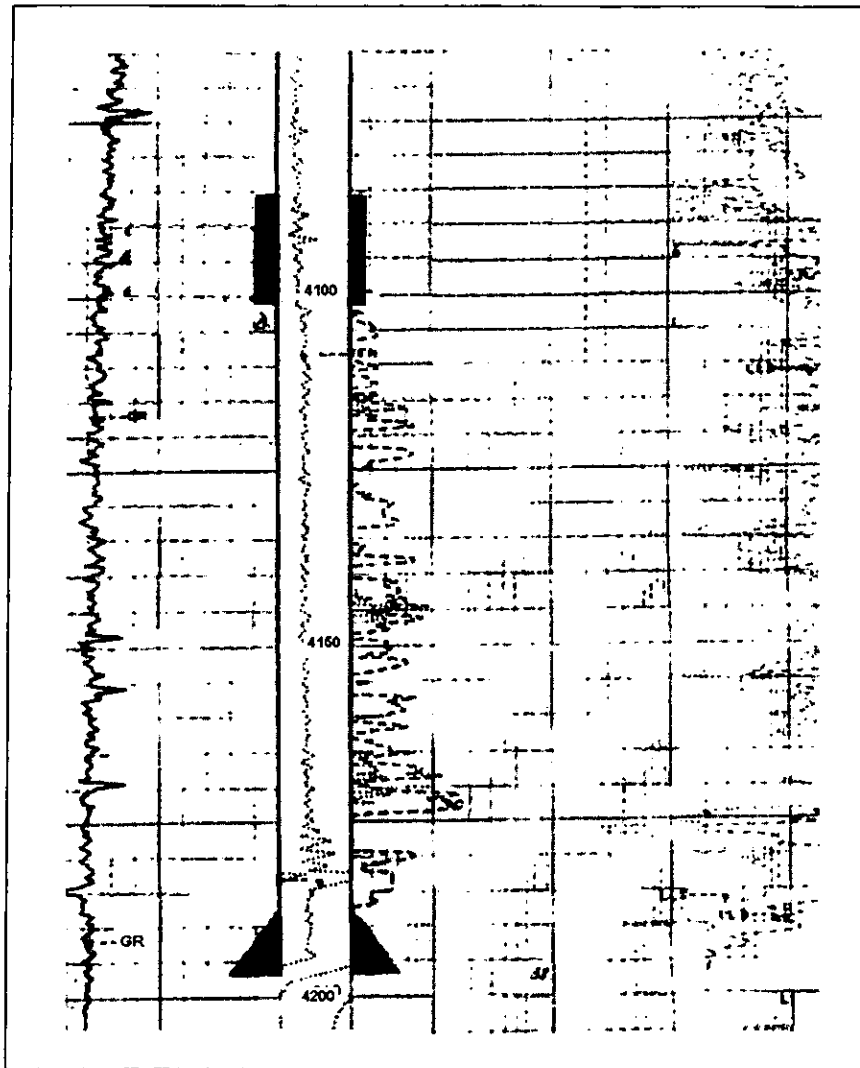


Figura 6.3  
Registros de rayos Gamma

Como se puede apreciar en el registro rayos Gamma-DIL, la formación de la Brecha del Paleoceno Cretácico Superior se encuentra bastante limpia y con muy buena movilidad de fluidos en el medio poroso. Debido a que no se cuenta con un registro procesado del pozo, personal de caracterización de yacimientos, indicó que la composición de la roca de la formación, que presenta la misma en la Brecha del Paleoceno Cretácico Superior del pozo se compone de un 75% de dolomía, 20 % de caliza y un 5 % de arcilla, con una porosidad promedio del 7.0%.

### 6.3 ANÁLISIS DE LOS DISPAROS.

Con el objeto de analizar los disparos realizados al pozo en la terminación del mismo, se empleó el software SPAN (Simulador de Análisis de Disparos), considerando las condiciones a las cuales se realizó el disparo del intervalo 4086-4101 md. Para lo cual, se emplearon los datos presentados en las Tablas 6.3, 6.4, 6.5 y 6.6.

Tabla 6.3  
Datos del Pozo

a) Diámetro del agujero	5 7/8"
b) Densidad del fluido	1.0 g/cm <sup>3</sup>
c) Ángulo de desviación	30°
d) Radio de drene	400 m
e) Diámetro externo de la T.R..	5"
f) Diámetro interno de la T.R..	4.276"
g) Grado de la T.R.	P-110

Tabla 6.4  
Información sobre los Disparos

a) Tipo de Pistola	Ener-Jet
b) Diámetro de la Pistola	2 1/8"
c) Fase	90°
d) Densidad de Disparos	13 c/m

Tabla 6.5  
Información de la Formación

a) Permeabilidad	1.5 (D)*
b) Permeabilidad vertical	1.0 (D) *
c) Espesor disparado	15 m
d) Densidad de la roca	2.3 g/cm <sup>3</sup>

\* Permeabilidad promedio del Campo

Tabla 6.6  
Propiedades del Aceite

a) Factor de Volúmen (Bo)	2.148 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> *
b) Viscosidad ( $\mu_o$ )	0.2399 c.p. *
c) Densidad	36 ° API *

\*Datos obtenidos del análisis PVT del Pozo representativo del Campo

### 6.3.1 RESULTADOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS DE DISPAROS.

Los resultados obtenidos del análisis de disparos realizados con el software SPAN, se presentan en la Tabla 6.7 y considerando que durante la etapa de perforación de la zona de interés se presentaron altas pérdidas parciales y totales del fluido de perforación, en la simulación se consideró un radio mínimo de invasión del lodo de aproximadamente 1 pie y su relación de permeabilidades entre la zona alterada y la original  $k_d/k$  de 0.5, es decir, como si la permeabilidad original de la formación se hubiera reducido al 50%. Por otra parte, se consideró que al efectuarse el disparo también se generó una zona compactada de 1pulgada.

Tabla 6.7  
Resultados obtenidos de la Simulación al emplearse el Software "SPAN"

Orientación	90°
Penetración Total real	12.192 "
Penetración en la Formación	11.304 "
Penetración Total teórica	22.9"
Pseudofactor de daño por desvío del pozo	-0.26285
Daño por disparos	+1.6256
Daño Total	+ 1.229
Relación de Productividad	0.87
Indice de Productividad	1624 (bl/día/kg/cm <sup>2</sup> )
Radio de la zona destrozada	0.19"

Estos resultados son presentados gráficamente en la Fig. 6.4.

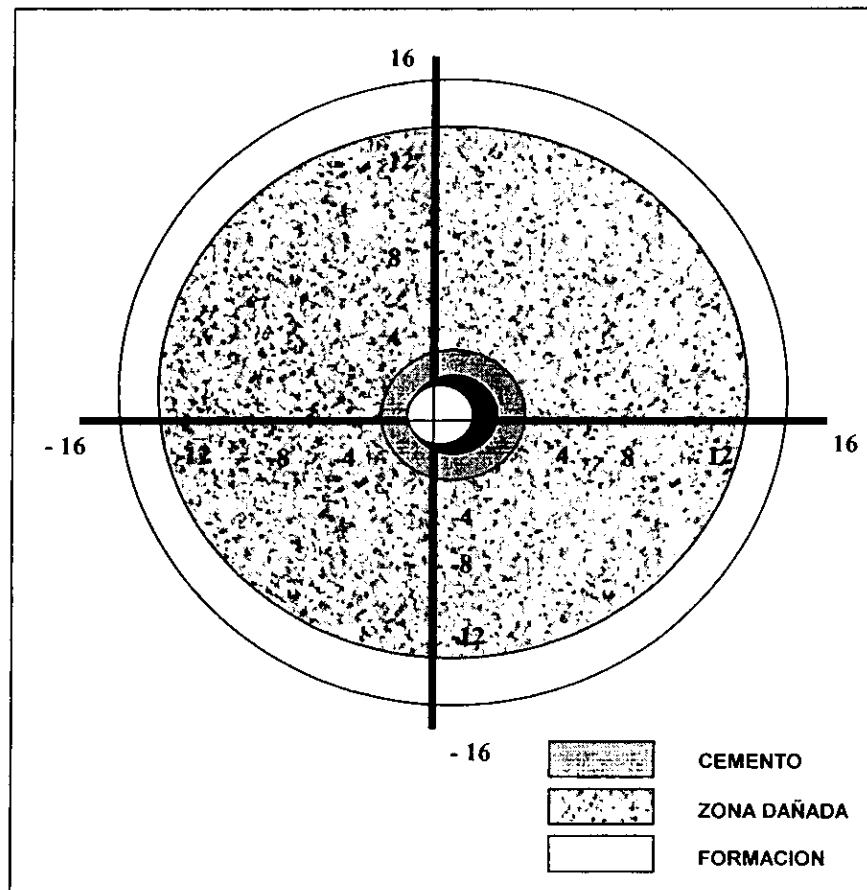


Figura 6.4  
Sección transversal que representa la condición del Pozo y la formación en la zona productora.

De los resultados presentados en la Tabla 6.8 y la sección transversal mostrada en la Fig. 6.4, nos indican que con el tipo de pistola utilizada (Ener-Jet de 2 1/8 “), los disparos realizados en

la formación, no logran penetrar más allá de la zona alterada, por lo que, considerando que en la formación se presentaron altas pérdidas parciales y totales del fluido de perforación es muy probable que el radio de alteración en la formación haya sido mucho mayor de 1 pies, razón por la cual no se manifestó el pozo al ser disparado.

#### 6.4 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Una vez recopilada la información del pozo, se realizó el análisis de la misma, a fin de definir la factibilidad para la realización de un tratamiento de estimulación al pozo.

De acuerdo a la historia de perforación del pozo, durante la etapa de perforación del "Liner" de 5", se registraron altas pérdidas parciales y totales del lodo bentonítico, siendo necesario para controlar disminuir la densidad del lodo y añadir a éste obturantes de grano medio, lo cual indica que la formación se dañó.

Al dispararse el intervalo 4086-4101 mD perteneciente a la formación de la Brecha del Paleoceno Cretácico Superior, utilizándose pistolas Ener-Jet de 2 1/8", el pozo no logra manifestarse, corroborándose que la formación se encontraba dañada por los fluidos de perforación y los obturantes empleados para el control de las pérdidas de lodo.

De la simulación realizada con el software "SPAN" para el análisis de disparos, se determinó que las pistolas empleadas para el disparo del intervalo, únicamente lograron una penetración en la formación de unas cuantas pulgadas y considerando que en la formación se presentaron altas pérdidas parciales y totales del fluido de perforación es muy probable que la alteración a la formación haya sido mucho mayor de 1 pie, razón por la cual no se manifiesta el pozo al ser disparado. Por otra parte, de acuerdo a la simulación de los disparos, el pozo quedó con un daño total positivo de + **1.229**, lo cual corrobora que la formación se encontraba dañada y requería de un tratamiento de estimulación que permitiera rebasar el mismo, mediante la generación de canales de flujo, por lo que se requiere realizar un tratamiento de estimulación que permitiera rebasar el daño presente en la vecindad del pozo, mediante la generación de canales de flujo.

Cabe señalar, que la realización del tratamiento de estimulación estará supeditada de acuerdo a la toma de información realizada al pozo y a las condiciones de operación del mismo.

De ser necesario estimular el pozo, se recomienda utilizar un tratamiento de estimulación simultáneo no-reactivo y reactivo. El tratamiento no reactivo es con la finalidad de evitar el contacto directo de ácido con el aceite de la formación, romper las posibles emulsiones generadas por los fluidos de control y el aceite de la formación, restablecer la mojabilidad de la roca en caso de estar alterada y disolver cualquier depositación de material orgánico presente en la formación y/o en el aparejo de producción.

El tratamiento reactivo es con la finalidad acidificar los canales de flujo taponados por el arrastre y la migración de finos y restablecer las características de la roca en caso de estar dañadas (permeabilidad y porosidad).

El volumen de ácido recomendado a emplearse en el tratamiento de estimulación de limpieza es de  $10 \text{ m}^3$  de una mezcla de ácidos Clorhídrico-Acético, con la finalidad de que únicamente se acidifique la vecindad del pozo y se restablezca la producción.

## 6.5 DISCRETIZACIÓN DEL DAÑO EN EL POZO ESTUDIO.

Una vez analizadas las condiciones que presenta el pozo “estudio”, se procedió a determinar el porcentaje de contribución de cada uno de los posibles factores y pseudo-factores de daño presentes, asociándolos con las condiciones propias del pozo y de la formación, para de esta forma obtener el daño total calculado en el pozo.

### 6.5.1. DAÑO ASOCIADO A LA ALTERACIÓN DE LA PERMEABILIDAD

Partiendo de la ecuación 4.1, definida como:

$$s_a = \left( \frac{k}{k_a} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_a}{r_w} \right)$$

de la información contenida en las Tablas 6.3 y 6.5, se tiene:

$$r_w = 0.4167 \text{ (pies)}$$

$$k = 1500 \text{ (mD)}$$

y asumiendo la información que se presenta en la sección 6.3.1. donde:

$$r_a = 1 \text{ (pies)}$$

$$k_a = 750 \text{ (mD)}$$

por lo que al sustituirla se tiene:

$$s_a = \left[ \frac{1500}{750} - 1 \right] \ln \left[ \frac{3.0}{0.4167} \right]$$

finalmente el valor del daño es:

$$s_a = 0.8754$$

### 6.5.2. DAÑO ASOCIADO A LOS DISPAROS

Partiendo de la ecuación 4.36, definida como:

$$s_{dp} = \left( \frac{k}{k_{dp}} - \frac{k}{k_a} \right) \left( \frac{12h_p}{nL_p} \right) \ln \left( \frac{r_{dp}}{r_p} \right)$$

de las tablas 6.1 y 6.7, se tiene que:

1. del intervalo disparado, 4101 – 4086 m

$$h_p = 49 \text{ (ft)}$$

2. del número de cargas, 13 c/m por 15 m disparados

$$n = 195 \text{ (cargas)}$$

3. la longitud de penetración de los disparos en la formación

$$L_p = 11.304 \text{ (pulgadas)}$$

4. el radio de la zona destrozada

$$r_{dp} = 0.19 \text{ (pulgadas)}$$

y asumiendo la información presentada en la sección 4.4, por definición:

$$k_{dp} = 75 \text{ (mD)}$$

$$r_p = 0.24 \text{ (pulgadas)}$$

por lo que al sustituir se tiene:

$$s_{dp} = \left[ \frac{1500}{75} - \frac{1500}{750} \right] \left[ \frac{12(49.215)}{195(11.304)} \right] \ln \left[ \frac{0.24}{0.19} \right]$$

finalmente el valor del daño es:

$$s_{dp} = 1.1214$$

### 6.5.3. DAÑO ASOCIADO A LA PENETRACIÓN PARCIAL Y FLUJO RESTRINGIDO

Partiendo de la ecuación 4.6, definida como:

$$s_c = \left( \frac{1}{b} - 1 \right) [\ln(h_p) - G(b)]$$

de las tablas 6.1 y 6.5, se tiene que:

1. el espesor de la formación productora

$$h = 328 \text{ (ft)}$$



2. el intervalo disparado

$$h_p = 49 \text{ (ft)}$$

3. la relación de penetración del intervalo abierto al flujo  $b$ , definida como

$$h_p/h = 0.15$$

Por lo que al sustituirla en la Ec. 4.7, se obtiene

$$G(b) = 2.0854$$

4. la permeabilidad de la formación

$$k = 1500 \text{ (mD)}$$

5. la permeabilidad vertical de la formación

$$k_v = 1000 \text{ (mD)}$$

6. el intervalo productor

$$h = 328 \text{ (pies)}$$

7. el radio del pozo

$$r_w = 0.4167 \text{ (pies)}$$

Se procede ahora a realizar el cálculo de la dimensión del intervalo productor ( $h_D$ ), a partir de la relación siguiente:

$$h_D = \left( \frac{k}{k_v} \right)^{0.5} \left( \frac{h}{r_w} \right)$$

Resultando un valor de

$$h_D = 965$$

Finalmente al sustituir la información correspondiente en la Ec. 4.6,

$$s_c = \left[ \frac{1}{0.15} - 1 \right] [\ln(964.127) - 2.11686]$$

Se obtiene el valor del daño asociado a este efecto, con un valor de:

$$s_c = 27.1189$$

#### 6.5.4. DAÑO ASOCIADO A LA INCLINACIÓN DEL POZO

Para este caso, la Ec. 4.59 no puede ser empleada, debido a que la terminación del pozo se realiza solo en una sección del intervalo productor. Por lo cual se emplea el método propuesto por Cinco Ley<sup>(69)</sup>, definiendo previamente el espesor efectivo de la formación  $h_D$ , empleando la Ec. 4.60, por lo la información anterior a su cálculo es:

1. el espesor de la formación productora,

$$h = 328.1 \text{ (pies)}$$

2. el radio del pozo

$$r_w = 0.4167 \text{ (pies)}$$

con lo cual se obtiene:

$$h_D = 787$$

Por otra parte, es necesario definir el punto medio del intervalo productor  $z_w$  y con apoyo de la Fig. 6.2, se desprende que:

3. la cima del estrato productor se localiza a 4,055 m de profundidad
4. la base del estrato productor se localiza a 4,155 m de profundidad
5. el intervalo penetrado por los disparos es de 4,086 a 4,101 m

por lo que  $z_w$ , considerada de la base del estrato productor (4,155 m) al punto medio de los disparos (4.093.5), tiene un valor de:

$$z_w = 202 \text{ (pies)}$$

Resultado que al ser dividido por la longitud del intervalo productor (328 pies), se tiene:

$$z_w/h = 0.616$$

Que para efectos del estudio, se considerará con un valor 0.60; y por otra parte, para el cálculo de la longitud del intervalo productor se tiene:

$$h_w = 49 \text{ (pies)}$$

Valor que al ser dividido también por la longitud del estrato productor, se tiene:

por lo que: 
$$h_w/h = 0.1494$$

Y que para efectos del estudio, se considerará con un valor 0.15.

Una vez teniendo esta información y empleando la tabla 4.6, para  $h_D=100$ , un ángulo de inclinación  $30^\circ$ , para  $z_w/h=0.60$  e interpolando para  $h_w/h=0.15$  se obtiene:

$\theta^\circ$	$h_D$	$z_w/h$	$h_w/h$	$s_{\theta+c}$	$s_c$	$s_\theta$
30	100	0.60	0.10	13.636	15.257	-1.621
			<b>0.15</b>	<b>10.968</b>	<b>12.391</b>	<b>-1.422</b>
			0.25	5.633	6.658	-1.024

Y finalmente, empleando la tabla 4.7, para  $h_D=1000$ , un ángulo de inclinación  $30^\circ$ , para  $z_w/h=0.60$  e interpolando para  $h_w/h=0.15$  se obtiene:

$\theta^\circ$	$h_D$	$z_w/h$	$h_w/h$	$s_{\theta+c}$	$s_c$	$s_\theta$
30	1000	0.60	0.10	30.910	35.290	-4.380
			<b>0.15</b>	<b>24.419</b>	<b>28.094</b>	<b>-3.675</b>
			0.25	11.437	13.701	-2.264

#### 6.5.5. FACTORES DE DAÑO NO INCLUIDOS EN LA DISCRETIZACIÓN

Del resto de los factores y pseudo factores de daño (analizados en el capítulo 4), fue innecesario su cálculo, debido principalmente a las consideraciones siguientes:

1. La terminación del pozo se realizó sin la necesidad de instalar un empaque de grava, razón por la cual este factor de daño,  $s_G$ , no es contemplado en el cálculo del daño total y consecuentemente el factor de flujo a alta velocidad,  $D_G$ , es nulo.
2. Como se trata de un yacimiento bajo saturado, la presencia del gas aún es mínima, por lo que el efecto de bloqueo por condensación del hidrocarburo,  $s_b$ , es prácticamente nulo, además de que sólo se presenta en yacimientos de gas y condensado.
3. Por último, el efecto de flujo a alta velocidad en sí,  $D_q$ , y el efecto de flujo a alta velocidad a través de los disparos,  $D_{qp}$ , son valores prácticamente insignificantes, principalmente por la condición de la presión del yacimiento, por ello no son factores contemplados en el cálculo final.

#### 6.5.6 DAÑO TOTAL CÁLCULADO PARA EL EJEMPLO DE APLICACIÓN

El daño total presente en la formación, obtenido a través del análisis del pozo "estudio", es presentado como la suma de cada uno de los factores calculados, resultados que a continuación se presentan:

1. Empleando el valor  $s_c$ , obtenido por el método de Muskat

$$s_a = 0.8754$$

$$s_{dp} = 1.1214$$

$$s_c = 27.1189$$

Por lo que el daño total es:  $s_T = 29.1157$

2. Empleando el valor  $s_c$ , obtenido por el método de Cinco Ley para  $h_D=100$

$$s_a = 0.8754$$

$$s_{dp} = 1.1214$$

$$s_c = 12.391$$

$$s_\theta = -1.442$$

Por lo que el daño total es:  $s_T = 12.9458$

3. Empleando el valor  $s_c$ , obtenido por el método de Cinco Ley para  $h_D=1000$

$$s_a = 0.8754$$

$$s_{dp} = 1.1214$$

$$s_c = 28.094$$

$$s_\theta = -3.675$$

Por lo que el daño total es:  $s_T = 26.4158$

Un análisis representado como una caída de presión, como se muestra en la Fig. 6.5, para cada uno de los daños totales calculados en éste ejemplo, para el caso que no existiera daño alguno y así como el daño que presentan con la corrida del Software SPAN, permite observar, que realmente el efecto de daño debe ser contemplado como una restricción al flujo. Para la obtención de esta gráfica, se empleo la Ec. 2.56, pero con una pequeña modificación a efecto de que las unidades sean consistentes, la cual se expresa como:

$$\Delta ps = \frac{141.2q\mu B}{kh} s$$

De la cual se observa que el único valor que variara corresponde únicamente al valor del daño.

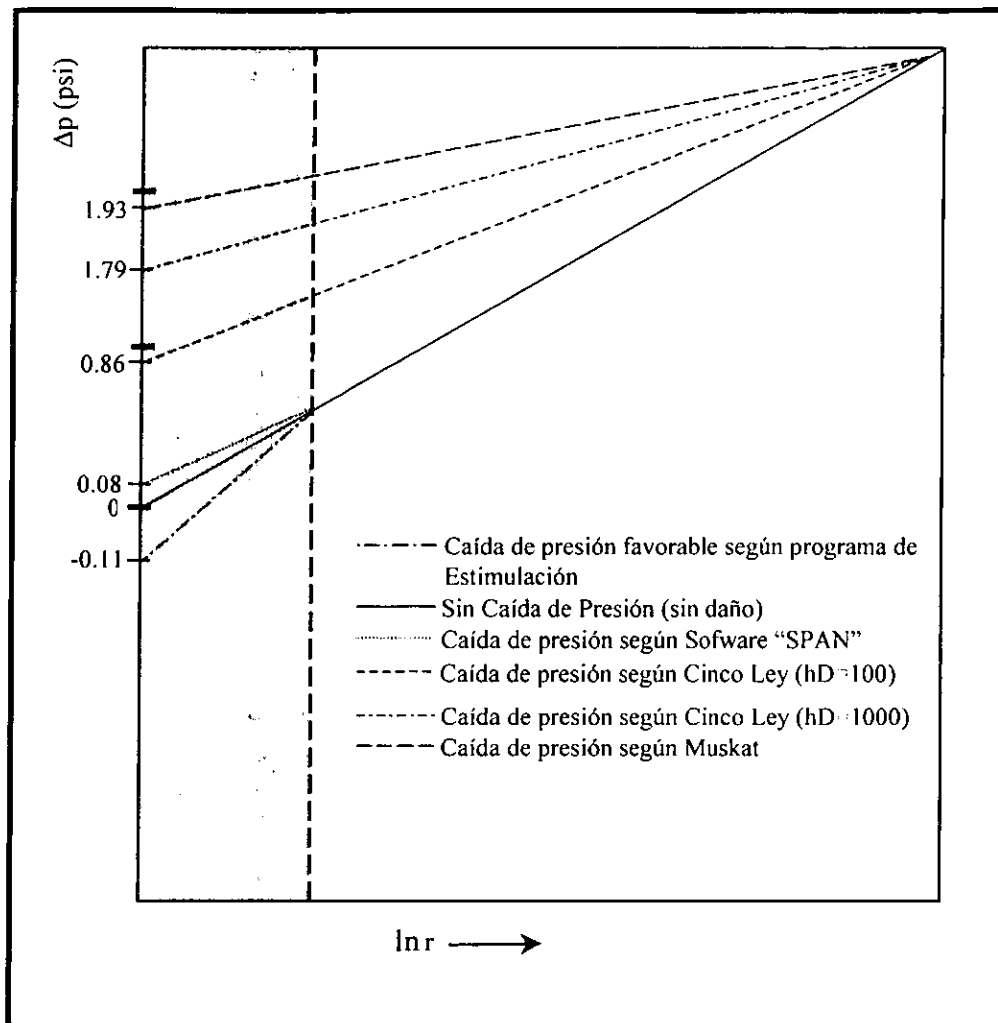


Figura 6.5  
Efectos de la caída de presión para los diferentes de daños totales calculados.

## 6.6 SIMULACIÓN, DISEÑO Y TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN DEL POZO

### 6.6.1 SIMULACIÓN DE LA REMOCIÓN DEL DAÑO.

Considerando que durante la perforación del pozo, probablemente se ocasionó a la formación un daño en la vecindad pozo por los fluidos empleados, se realizó la simulación de la remoción de la misma, mediante la aplicación de un tratamiento de estimulación.

Para realizar la simulación de la estimulación a emplearse, se utilizó el software "StimCade"<sup>(78)</sup>, simulador de estimulaciones matriciales, considerando un daño a la formación de + 1.1229, (valor presentado en la Tabla 6.7), con una invasión de fluidos hacia la formación somera de 1 pie, aplicándose el siguiente sistema de fluidos de tratamiento de estimulación:

Sistema	Volumen (m <sup>3</sup> )
Solventes aromáticos	5.0
Mezcla de ácidos HCl-Acético	10.0

Los resultados obtenidos de la simulación se presentan en la Fig. 6.6.

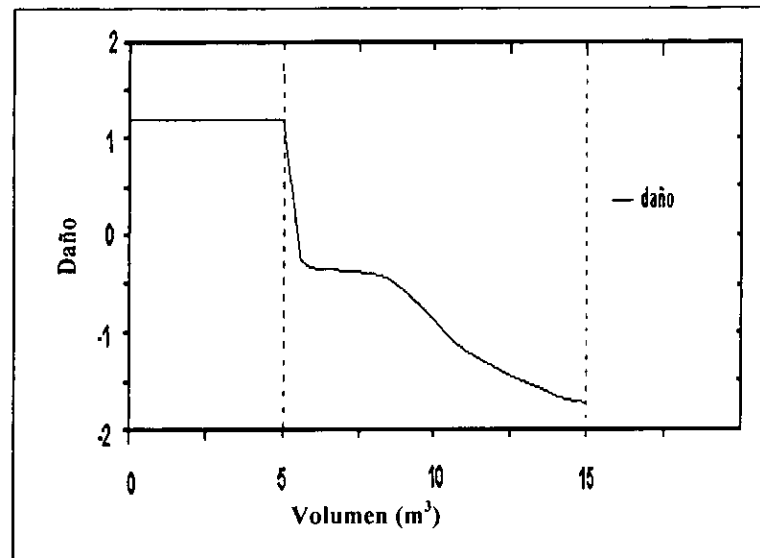


Figura 6.6

Daño total contra Volumen de fluidos de tratamiento

Como se puede observar en la figura, el tratamiento de estimulación recomendado, remueve el posible daño presente en la formación de +1.22 hasta -1.79, con una penetración en la formación de 3 pies. Cabe mencionar que el sistema no reactivo con solventes aromáticos únicamente se empleará para:

- Evitar el contacto directo del ácido con el aceite crudo del pozo.
- Preparar a la formación para la reacción con el ácido.
- Disolver cualquier depósito orgánico presente en el aparejo de producción y/o en la formación, y
- Romper cualquier emulsión generada por los fluidos de control y los fluidos de la formación

Razón por la cual al penetrar en la formación, no se observa ningún cambio en la eliminación del daño.

Es importante mencionar, que debido a que el intervalo actualmente disparado es pequeño, se recomendó no emplear ningún sistema de divergencia.

## 6.6.2 DISEÑO DEL TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN PROPUESTO.

Considerando que se ocasionó un daño en la vecindad del pozo, se recomienda en caso de ser necesario el tratamiento de estimulación, emplear un sistema simultáneo no reactivo y reactivo. El sistema no-reactivo con solventes aromáticos (sistema OSA) más aditivos y el sistema reactivo con una mezcla de ácidos HCl-Acético, incluyendo aditivos para dispersar finos insolubles, prevenir la corrosión ácida y la formación de emulsiones estables, mantener en solución el hierro que arrastre del aparejo de producción, evitar la precipitación de lodo asfáltico y adicionar un estabilizador de material arcilloso así como un suspensor de finos. Los aditivos para el tratamiento de estimulación deberán ser seleccionados mediante pruebas de laboratorio.

### 1. MATERIALES Y VOLÚMENES DEL DISEÑO.

A continuación se presentan los materiales y aditivos necesarios para el diseño del tratamiento de estimulación del pozo, en el intervalo de 4086 a 4101 mD.

Tratamiento no-reactivo:

Sistema OSA (Solventes aromáticos)

5.0 m<sup>3</sup>

ADITIVOS
Solvente mutual
Surfactante - Desemulsificante
Dispersante
Disolución de depósitos orgánicos

Tratamiento reactivo:

Ácido Clorhídrico – Acético

10.0 m<sup>3</sup>

ADITIVOS
Suspensor de finos
Estabilizador de arcillas
Inhibidor de corrosión
Intensificador de corrosión
Ayuda del inhibidor de corrosión
Agente antiasfaltenos
Desemulsificante
Controlador de Hierro

Debido a la longitud del intervalo disparado, no se recomienda utilizar en el tratamiento de estimulación agentes divergentes, realizándose la operación en una sola etapa.

Con el objeto de que el sistema ácido utilizado en el tratamiento de la estimulación reaccione totalmente con la roca de la formación productora éste deberá ser sobredesplazado con nitrógeno.

### 2. CÉDULA DE BOMBEO.

Con el objeto de acidificar adecuadamente los 15 m de intervalo disparado, se recomienda efectuar el tratamiento de estimulación simultáneo en una sola etapa. Cabe mencionar, que a fin de proporcionar una energía adicional al yacimiento para el desalojo de los fluidos de reacción, se recomienda que los sistemas ácido y no ácido sean nitrogenados.

### 3. DATOS DE DISEÑO.

El volumen de ácido se determinó para obtener un radio de invasión de 3.0 pies aproximadamente, considerando un gasto de inyección de 2.0 bl/min.

### 4. PROGRAMA DE BOMBEO.

A continuación se presenta el programa de bombeo de los fluidos de tratamiento para el intervalo disparado 4086-4101 mD (15 m):

- Instalar y probar las conexiones superficiales de control de bombeo.
- Bombear 1640 m<sup>3</sup> de precolchón de nitrógeno.  
Gasto = 120 m<sup>3</sup>/min
- Bombear 5.0 m<sup>3</sup> del sistema no reactivo (OSA) más aditivos y 1250 m<sup>3</sup> de nitrógeno para obtener una calidad de espuma del 65%.  
Gasto de inyección del sistema = 2.0 bl/min  
Gasto de nitrógeno = 86 m<sup>3</sup>/min.
- Bombear 10.0 m<sup>3</sup> de sistema reactivo HCl-Acético más aditivos y 375 m<sup>3</sup> de nitrógeno, para obtener una calidad de espuma del 65%.  
Gasto de inyección del sistema = 2.0 bl/min.  
Gasto de nitrógeno = 86 m<sup>3</sup>/min.
- Desplazar con 3750 m<sup>3</sup> de nitrógeno  
Gasto de nitrógeno = 120 m<sup>3</sup>/min
- Abrir el pozo inmediatamente terminada la operación.

#### REQUERIMIENTO DE NITRÓGENO:

Fluido	Volumen de Nitrógeno (m <sup>3</sup> )
Precolchón	1640
Sistema No-Reactivo	1250
Sistema Reactivo	375
Desplazamiento	3750
Total	7015



### 6.6.3 TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN REALIZADO AL POZO

La estimulación al intervalo disparado, 4086-4101 mD, se efectúa bombeándose 1640 m<sup>3</sup> de precolchón de nitrógeno, registrándose una presión máxima de 3300 psi, posteriormente, se bombean 5 m<sup>3</sup> de HCl al 15% nitrogenado a una relación de 1:250, seguidos de 1.5 m<sup>3</sup> de Solventes Aromáticos Paragón incluyendo 2% de Hyflo-IV nitrogenado también a una relación de 1:250 y 15 m<sup>3</sup> de HCl al 15% más aditivos también nitrogenados a la misma relación. Una vez bombeado los fluidos de reacción se realiza el desplazamiento de estos bombeándose 7.5 m<sup>3</sup> de diesel nitrogenado a una relación de 1:500. Se abre pozo alineado al quemador con estrangulador de ¼", observándose el desalojo de nitrógeno a una presión de 2350 psi, posteriormente se amplía estrangulador a ½" observándose el desalojo de productos de reacción a una presión de 1900 psi y ampliándose el estrangulador a ¾" desalojándose aún productos de reacción a una presión de 1100 psi. Al ampliarse el estrangulador a 7/8 pg se observa el desalojo de aceite y gas a una presión de 720 psi. Posteriormente, se alinea a la batería con estrangulador de 1", registrándose una presión en la cabeza del pozo de 900 psi. y se estrangula a ½" alineado al separador a fin de iniciar prueba de capacidad.

En el tratamiento de estimulación ácido realizado, se utilizó el siguiente sistema:

Sistema	Volumen Bombeado (m <sup>3</sup> )	Relación Sistema - Nitrógeno (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Gasto promedio de bombeo	Presión máxima de bombeo (lb/pg <sup>2</sup> )
Precolchón de Nitrogeno	1640	--	170 m <sup>3</sup> /min	3300
OSA	1.5	1:250	*	3100
HCl	20	1:250	*	2350
Desplazamiento con diesel nitrogenado	7.5	1:250	4 bl/min	2350

\* no se cuenta con la información correspondiente

#### 1. PRUEBAS DE LABORATORIO CON LOS SISTEMAS EMPLEADOS EN LA ESTIMULACIÓN.

##### • PRUEBAS FÍSICAS.

Del tratamiento de estimulación efectuado el pozo, no se cuenta con reportes de pruebas físicas realizadas al aceite crudo del pozo.

##### • PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD POR EMULSIÓN.

De igual manera que en las pruebas físicas anteriores, no se encontraron reportes de las pruebas de compatibilidad por emulsión realizadas con los sistemas empleados en los

tratamientos de estimulación y el aceite crudo del pozo, o con algún pozo vecino que se haya correlacionado.

#### 6.6.4. EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN REALIZADO AL POZO

Con base a la información del reporte diario de perforación del pozo, el cual registró durante la última etapa de perforación pérdidas parciales y totales del fluido de perforación, hizo suponer que la formación se dañó, ocasionando que el pozo al dispararse el intervalo 4086-4101 mD no se manifestara, siendo necesario efectuarle un tratamiento de estimulación, del cual a continuación se realiza un análisis.

El volumen utilizado en el sistema no-reactivo de 1.5 m<sup>3</sup> fue insuficiente para evitar el contacto directo del ácido con los fluidos de yacimiento, para preparar a la roca de la reacción del ácido, para restablecer la mojabilidad de la roca en caso de estar afectada, para romper cualquier emulsión generada entre los fluidos de perforación y los fluidos del yacimiento y disolver cualquier material orgánico presente en la vecindad del pozo y en la formación.

En cuanto al tratamiento de estimulación realizado al pozo con el sistema ácido HCl al 15% empleado en el tratamiento de acidificación del intervalo 4086-4101 mD, no era recomendable a utilizarse en formaciones con temperaturas mayores a los 130 °C, debido a que su velocidad de reacción se incrementa a medida que aumenta su temperatura, disminuyendo con esto su concentración, su poder de disolución y ocasionando en la formación:

- Una menor penetración del ácido en el medio poroso, y
- Una menor disolución de la cantidad de roca contactada.

Por lo anterior, el tratamiento de estimulación aplicado al pozo, debió ser una mezcla de ácidos Clorhídrico-Acético (inorgánico-orgánico), en una relación 1:9 respectivamente, a fin de obtener:

- Retardación de la velocidad de reacción del ácido por el efecto de la temperatura de la formación (150°C).
- Una mayor penetración en el medio poroso, y
- Una mayor disolución de la cantidad de la roca contactada, (material calcareo).

Con el tratamiento de estimulación realizado se logró la remoción del daño en la vecindad del pozo, lográndose limpiar éste por la alta presión del yacimiento (272.1 kg/cm<sup>2</sup>) y la buena permeabilidad de la formación (1.5 darcy).

# CAPÍTULO 7

## “CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES”

El propósito fundamental de la presente tesis ha sido evaluar el **factor de daño** como parte medular, no sin antes estudiar la interacción existente entre los elementos que conforman el sistema roca-fluidos-pozo-instalaciones, los factores que provocan u originan su presencia en la formación, la discretización (el cálculo) de cada uno de los elementos que intervienen en el daño total, así como las medidas para prevenir y corregir su presencia en la formación. Todo sustentado con un ejemplo de aplicación, el cual permitirá comprender de mejor manera el efecto en la productividad de los pozos; pues se puede resumir al final de cuentas, que este fenómeno no es más que una simple restricción al flujo. Partiendo de lo anterior, se puede concluir lo siguiente:

1. A partir de los resultados obtenidos en el ejemplo de aplicación, es necesario indicar que los factores de daño (analizados en el capítulo 4), pueden o no estar presentes en el cálculo final del daño total, ello debido principalmente a las condiciones que guarda el propio yacimiento y al tipo de terminación que presenta el pozo.
2. En el ejemplo de cálculo del efecto de daño, se dan tres opciones como posibles soluciones, esto no implica que alguno de los tres sea el resultado correcto y los restantes dos sean los incorrectos, esta diferencia se presenta precisamente por la posibilidad que se tiene de emplear uno o más métodos para el cálculo de cada uno de los factores analizados (los que se encuentran presentes y que pueden cumplir con esta condición). Sin embargo, no es el objetivo comparar los resultados por comparar, pues por ejemplo, no se debe contemplar que el daño total afectado por el empleo del método Muskat ( $s_T = 29.1157$ ), sea prácticamente el triple que resultado obtenido al emplearse el método de Cinco Ley ( $s_T = 12.9458$ ) al emplearse una  $h_D$  de 100 o bien casi el mismo valor para con el método de Cinco Ley para una  $h_D$  de 1000 ( $s_T = 26.4158$ ) o incluso una comparación entre sí de estos dos últimos. No, realmente de lo que se trata y sobre todo interesa, es que se comprenda la naturaleza y los efectos negativos que origina la presencia de éste fenómeno. Es decir, crear un panorama en el cual sea posible ver y cuantificar el efecto de daño, de una forma más cualitativa que cuantitativa, para crear los cimientos hacia una nueva cultura de erradicación del fenómeno daño. Parte fundamental de éste proceso es la comprensión de la relación tan estrecha que existe entre los elementos que conforman el sistema y que para poder evaluar el efecto de daño, es importante contemplar todos estos elementos como una sola identidad, pues como ha quedado demostrado, cada operación a la que es sometido el pozo, genera en menor o mayor grado una alteración en la formación.
3. Dentro de esta concientización a la que se ha hecho referencia, parte fundamental de una nueva cultura de perforación de pozos, por ejemplo, en el proceso de alterar lo menos posible las condiciones originales de la formación, es sin duda, la técnica de perforación bajo balance, la cual nos permite reducir o prácticamente eliminar el daño en la formación. Sin embargo, es necesario señalar que esta nueva técnica debe ser empleada bajo ciertas

características, pues en caso contrario, su mala ejecución o mal empleo provocará problemas más complejos.

4. Los efectos de daño a los que se ha hecho referencia en este trabajo, no son más que una reacción propia de las formaciones como respuesta a las alteraciones a las que se someten al ser expuestas a los trabajos que implica construir el pozo. Por ello cada una de las operaciones que impliquen poner en contacto a los fluidos contenidos en la formación y a la propia formación con fluidos extraños enviados desde la superficie, estos últimos deben estar sustentados con pruebas de laboratorio que garanticen la compatibilidad entre ellos, lográndose evitar problemas severos (analizados en el Capítulo 3), que finalmente repercuten en costos más elevados. Pues siendo estrictos por ejemplo, si se considera que se recurre a la realización de una estimulación para reducir este efecto, si por alguna circunstancia de mala ejecución o mala selección del tratamiento ha emplearse, se provocará una alteración mucho mayor a la ya existente, con la consiguiente repercusión en los costos, que incluso puede provocar una pérdida del pozo.
5. Durante el cálculo de los elementos que componen el daño total, se constató que aún con la existencia de “software”, que de algún modo permiten agilizar los cálculos de los mismos, es importante señalar que no existe uno solo que permita evaluar todos y cada uno de los factores que pudieran intervenir en un problema real, esto es, se presentan resultados aislados y para un solo tipo de efecto, no existe la integración y cálculo de todos y cada uno de los factores que realmente se intervienen. Presentando con ello, resultados un tanto vagos, pues apoyándose en el ejemplo analizado, el “software” únicamente contemplo el efecto de la alteración de la permeabilidad de la pared del pozo, como consecuencia del antecedente que prevalecía en la historia de perforación del pozo (pérdidas parciales y totales del fluido de control) y precisamente en la etapa que comprendía en intervalo productor, lográndose constatar efectivamente su valor en la aportación del daño total, pero que ni remotamente se puede equiparar con el valor arrojado por el fenómeno de penetración parcial y flujo restringido. Así pues, es necesario y fundamental señalar que la obtención de resultados para el cálculo del efecto en lo sucesivo, debe ser realizado contemplando como posibilidad latente la existencia de más de un efecto que conforman a este fenómeno.
6. Por último y nuevamente se hace énfasis en la necesidad de difundir una nueva cultura de prevención, en aquellos profesionales y/o personal involucrados en el sector petrolero, principalmente relacionado con la explotación de los hidrocarburos, pues como todo al igual que en la vida, siempre es y será mucho mejor prevenir que corregir, con todos los beneficios que con ello se generan, y así como una exhortación para que los trabajos correspondientes se realicen con calidad y sobre todo con el compromiso de alterar lo menos posible el entorno del pozo.

# NOMENCLATURA

SIMBOLO	DESCRIPCIÓN	UNIDADES
<i>A</i>	Area expuesta al flujo	pies <sup>2</sup>
<i>a</i>	Ajustada	
<i>API</i>	Densidad API del aceite	
<i>B</i>	Factor de volumen	V @ cy / V @ cs
<i>B<sub>g</sub></i>	Factor de volumen del gas	V @ cy / V @ cs
<i>B<sub>o</sub></i>	Factor de volumen del aceite	V @ cy / V @ cs
<i>B</i>	Relación de espesores $h_p / h_e$	
<i>b<sub>f</sub></i>	Espesor de la fractura	pies
<i>C</i>	Compresibilidad	(lb/pg <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup>
<i>C</i>	Almacenamiento	bl / libras / pg <sup>2</sup>
<i>C</i>	Fuerza compresiva de la roca	lb/pg <sup>2</sup> abs
<i>C<sub>B</sub></i>	Fuerza compresiva de la arena Berea	lb/pg <sup>2</sup> abs
<i>C<sub>D</sub></i>	Almacenamiento adimensional	
<i>CFE</i>	Eficiencia del Flujo en el Núcleo	
<i>C<sub>t</sub></i>	Compresibilidad total de la formación	(lb/pg <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup>
<i>D</i>	Profundidad	pies
<i>D</i>	Diámetro del pozo	pulgadas
<i>D</i>	Daño total por flujo a alta velocidad	adimensional
<i>D<sub>ag</sub></i>	Daño asociado al flujo a alta velocidad del gas en la zona alterada	adimensional
<i>D<sub>ao</sub></i>	Daño asociado al flujo a alta velocidad del aceite en la zona alterada	adimensional
<i>D<sub>G</sub></i>	Daño asociado al flujo a alta velocidad a través del empaque de grava	adimensional
<i>D<sub>Gg</sub></i>	Daño asociado al flujo a alta velocidad a través del empaque de grava en producción de gas	adimensional
<i>D<sub>Go</sub></i>	Daño asociado al flujo a alta velocidad a través del empaque de grava en producción de aceite	adimensional
<i>D<sub>pd</sub></i>	Daño asociado al flujo a alta velocidad a través de los disparos en la zona destrozada	adimensional
<i>D<sub>q</sub></i>	Daño asociado al flujo a alta velocidad para flujo radial	adimensional
<i>DR</i>	Relación de daño	

$D_R$	Daño asociado al flujo a alta velocidad con una adimensional permeabilidad constante	
$D_{Rg}$	Daño asociado al flujo a alta velocidad con producción adimensional de gas	
$D_{Ro}$	Daño asociado al flujo a alta velocidad con producción adimensional de aceite	
$d$	Diámetro	pulgadas
$d_i$	Promedio del diámetro de los granos	pulgadas
$d_p$	Diámetro de la perforación por disparo	pulgadas
$EF$	Eficiencia de flujo en el yacimiento	fracción
$e$	Base de los logaritmos naturales 2.71828	
$f$	Factor de fricción	adimensional
$G(b)$	Función de la penetración $b$	
$g$	Constante de la aceleración gravitacional	32.2 pies/seg <sup>2</sup>
$h$	Espesor neto de la zona productora	pies
$h_D$	Espesor del intervalo productor adimensional	
$h_e$	Espesor efectivo	pies
$h_p$	Intervalo abierto al flujo	pies
$h_p$	Intervalo perforado	pies
$h_p = h_{perf}$	Distancia entre cada disparo	pies
$h_w$	Intervalo productor	pies
$h_{wD}$	Intervalo productor adimensional	
$J$	Índice de productividad	BPD/(lb/pg <sup>2</sup> )
$J_g$	Índice de productividad con entrada de gas	BPD/(lb/pg <sup>2</sup> )
$k$	Permeabilidad absoluta de la formación	mD
$k_a$	Permeabilidad alterada	mD
$k_{dp}$	Permeabilidad en la zona destrozada por los disparos	mD
$k_f$	Permeabilidad de la fractura	mD
$(k_f)(b_f)$	Conductividad de la fractura	mD-pies
$k_G$	Permeabilidad en el empaque de grava	mD
$k_g$	Permeabilidad efectiva al gas	mD
$kh$	Capacidad de flujo de la formación	mD-pie
$k_i$	permeabilidad	mD
$k_o$	Permeabilidad efectiva al aceite	mD
$k_m$	Permeabilidad de la matriz	mD
$k_p$	Permeabilidad en la zona destrozada	mD

$k_r$	Permeabilidad relativa	mD
$k_{rG}$	Permeabilidad relativa al gas	mD
$k_{rGC}$	Permeabilidad relativa al gas a la saturación crítica de condensación	mD
$k_{rO}$	Permeabilidad relativa al aceite	mD
$k_{rW}$	Permeabilidad relativa al agua	mD
$k_v$	Permeabilidad vertical de la formación	mD
$k_w$	Permeabilidad efectiva al agua	mD
$L$	Longitud	pies
$L_p = l_{perf}$	Longitud de la penetración del disparo en la formación	pulgadas
$L_{pB}$	Longitud de la penetración del disparo a través de la tubería	pulgadas
$M$	masa	
$M_p$	Factor de corrección del esfuerzo de la formación	
$m$	Pendiente semilogarítmica	lb/pg <sup>2</sup> /ciclo
$mD$	Mili Darcys	
$md$	Metros desarrollados	m
$N$	Número de secciones de intervalos abiertos	
$n$	Número total de perforaciones	
$n_i$	Número de granos con diámetro $d_i$	
$p$	Presión	lb/pg <sup>2</sup>
$p_a$	Presión en la zona alterada	lb/pg <sup>2</sup>
$P_c$	Presión capilar	lb/pg <sup>2</sup>
$P_D$	Presión adimensional	
$Pe$	Peso específico	lb/pe <sup>3</sup>
$p_f$	Presión de formación	lb/pg <sup>2</sup>
$p_h$	Presión hidrostática	lb/pg <sup>2</sup>
$p_i$	Presión inicial	lb/pg <sup>2</sup>
$p_R$	Presión promedio del yacimiento	lb/pg <sup>2</sup>
$p_{sep}$	Presión de separación	lb/pg <sup>2</sup>
$p_{wf}$	Presión de fondo fluyendo	lb/pg <sup>2</sup>
$p_{wh}$	Presión en la cabeza del pozo	lb/pg <sup>2</sup>
$p_{ws}$	Presión estática del pozo	lb/pg <sup>2</sup>
$P'_D$	Derivada de la presión adimensional	
$p_{thr}$	Presión medida a una hora	lb/pg <sup>2</sup>
$q$	Gasto de producción en superficie	BPD

$q_g$	Gasto de producción de gas	Mpie <sup>3</sup> /D
$q_{gHVF}$	Gasto de gas con flujo a alta velocidad	Mpie <sup>3</sup> /D
$q_o$	Gasto de producción de aceite	BPD
$q_{oHVF}$	Gasto de producción de aceite con flujo a alta velocidad	BPD
$q_w$	Gasto de producción de agua	BPD
$q_w$	Gasto de producción	BPD
$R$	Relación de producción gas-aceite	pie <sup>3</sup> /bl
$R$	Constante universal de los gases	10.732 (lb/pg <sup>2</sup> - pie <sup>3</sup> ) / lb-mol-°R
$Re$	Número de Reynolds	adimensional
$R_s$	Relación de solubilidad gas-aceite	pie <sup>3</sup> /bl
$r$	Radio	pies
$r_a$	Radio alterado de la zona dañada	pies
$r_b$	Radio de bloqueo por el condensado	pies
$r_D$	Radio adimensional	
$r_{dp}$	Radio de la zona destrozada	pulgada
$r_e$	Radio de drene	pies
$r_p$	Radio a la presión media	pies
$r_p = r_{perf}$	Radio de la perforación del disparo	pulgada
$r_w$	Radio del pozo	pies
$r_{wc}$	Radio del pozo corregido	pies
$r'_w$	Radio efectivo del pozo	pies
$S$	saturación	fracción
$s$	Factor de daño	adimensional
$s_a$	Factor de daño asociado a la permeabilidad alterada	adimensional
$s_b$	Daño asociado a la condensación del hidrocarburo	adimensional
$s_c$	Daño asociado a la penetración parcial y al flujo restringido	adimensional
$S_f$	Saturación del fluido	fracción
$s_G$	Daño asociado al empaque de grava en la producción con arena	adimensional
$S_g$	Saturación del gas	fracción
$S_{gc}$	Saturación crítica del gas	fracción
$S_{gr}$	Saturación residual del gas	fracción
$S_o$	Saturación del aceite	fracción
$S_o$	Saturación del condensado	fracción
$S_{oc}$	Saturación crítica del aceite	fracción



$S_{oc}$	Saturación crítica del condensado	fracción
$S_{or}$	Saturación residual del aceite	fracción
$s_p$	Daño asociado a la penetración, geometría y densidad de los disparos	adimensional
$S_w$	Saturación de agua	fracción
$S_{wc}$	Saturación crítica del agua	fracción
$S_{wr}$	Saturación residual del agua	fracción
$s_\theta$	Daño asociado a la inclinación del pozo	adimensional
$s_{\theta+c}$	Factor de daño combinado entre una terminación parcial y un pozo inclinado	adimensional
$T$	Temperatura	° R
$T_c$	Espesor de la tubería	pulgada
$T_s$	Espesor de la lechada de cemento	pulgada
$t_D$	Tiempo adimensional	
$t_{DX_f}$	Tiempo adimensional en función de la longitud de la fractura	
$t_p$	Tiempo de producción	días
$V$	Volumen	bl, pie <sup>3</sup>
$v$	Velocidad	pie/seg
$V_f$	Volumen del fluido	pie <sup>3</sup>
$V_p$	Volumen de poros o huecos	pie <sup>3</sup>
$V_{pc}$	Volumen de poros comunicados	pie <sup>3</sup>
$V_{pnc}$	Volumen de poros no comunicados	pie <sup>3</sup>
$V_r$	Volumen de roca	pie <sup>3</sup>
$V_s$	Volumen de sólidos	pie <sup>3</sup>
$X_f$	Longitud media de la fractura	pies
$Y$	Distancia entre la parte superior de la zona productora y la parte superior del intervalo abierto al flujo	pies
$Y$	Factor de condensación retrograda	(vol/vol/psi)
$Z$	Factor de compresibilidad	adimensional
$Z_D$	Distancia vertical para el caso en que el pozo sea perforado con inclinación	pies
$Z_{wD}$	Elevación media del intervalo productor	adimensional
$Z_m$	Punto medio del intervalo productor	pies
$Z_m$	Distancia del limite inferior del yacimiento a la mitad del intervalo abierto al flujo	pies

**LETRAS GRIEGAS**

$\varphi$	Porosidad	fracción
$\varphi_a$	Porosidad absoluta	fracción
$\varphi_e$	Porosidad efectiva	fracción
$\varphi_{nc}$	Porosidad no comunicada	fracción
$\theta$	Angulo de contacto entre las fases mojante y no mojante	grados
$\theta$	Fase o ángulo de defasamiento entre los disparos	grados
$\theta_w$	Angulo de inclinación en un pozo perforado con inclinación	grados
$\pi$	3.14159	
$\rho_g$	Densidad del gas	gr/cm <sup>3</sup> , lb <sub>m</sub> /pie <sup>3</sup>
$\rho_o$	Densidad del aceite	gr/cm <sup>3</sup> , lb <sub>m</sub> /pie <sup>3</sup>
$\gamma_g$	Gravedad del gas (aire = 1)	
$\Delta p$	Caída de presión	lb/pg <sup>2</sup>
$\Delta p_s$	Caída de presión debido al daño	lb/pg <sup>2</sup>
$\Delta p_t$	Caída de presión total del sistema	lb/pg <sup>2</sup>
$\Delta t$	Incremento del tiempo	días
$\Delta r$	Incremento del radio	pies
$\mu_g$	Viscosidad del gas	centipoise
$\mu_o$	Viscosidad del aceite	centipoise
$\beta$	Factor de flujo a alta velocidad	1/pie
$\beta_a$	Factor de flujo a alta velocidad en la zona alterada	1/pie
$\beta_{dp}$	Factor de flujo a alta velocidad en la zona destrozada por los disparos	1/pie
$\beta_G$	Factor de flujo a alta velocidad en el empaque de grava	1/pie
$\beta_R$	Factor de flujo a alta velocidad en función del tipo de roca	1/pie
$\lambda$	Coefficiente de flujo de interporosidad	
$\omega$	Relación de almacenamiento de la fisura entre el sistema total	
$\sigma$	Tensión interfacial	J/m <sup>2</sup>

**SUB ÍNDICES**

$cs$	Condiciones estándar	14.7 psi – 60 °F
------	----------------------	------------------

<i>D</i>	Adimensional
<i>c<sub>y</sub></i>	Condiciones de yacimiento

## REFERENCIAS

1. Rodríguez Nieto, R.: "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos", División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, UNAM. 1982.
2. Trejo Mortero, O. G.: "Muestreo de Fluidos en Yacimientos Petroleros"; Tesis de Licenciatura, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura; IPN. 1981.
3. Méndez L., T. y Teyssier S., J.: "Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros". Instituto Mexicano del Petróleo. 1979.
4. W. T. Huang, "Petrología", Ed. Paraninfo 1982.
5. Notas de la Materia: "Análisis de Muestras de Rocas y Fluidos", División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, UNAM.
6. Rodríguez Santana, F.: "Geología del Petróleo", División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1985.
7. Van Wyllem y Samintag; "Fundamentos de Termodinámica", Ed. Limusa, 1977
8. Becerril Cárdenas, F. y Flores Sánchez L.: "Apuntes de Manejo de la Producción en la Superficie", Tesis de Licenciatura, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, UNAM. 1986.
9. Garaicochea, P. F.; Bernal, H. C. y López, O.; "Transporte de Hidrocarburos por Ductos"; Colegio de Ingenieros Petroleros de México A. C., 1991.
10. Notas de la Materia: "Producción por Bombeo Neumático y por Bombeo Hidráulico". División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, UNAM.
11. Torres García, R.; "Modelo de Ajuste para el Cálculo del Pseudo-Daño por Penetración Parcial e Inclinación de Pozos". Tesis de Licenciatura, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1995.
12. Islas Silva, C., "Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros", Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C., 1991.
13. Garaicochea, F. P. "Apuntes de Estimulación de Pozos"; División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, UNAM.
14. Van Everdingen, A. F.: "The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacite of a Well", Petroleum Trans., AIME 1953, 171-176.

15. Hawkins, M. F. Jr.: "A Note of the Skin Effect", Petroleum Transactions, AIME, 1956, 356-357.
16. Golan, M. y Whitson, C. H.: "Well Performance", Prentice Hall; Englewood Cliffs, New Jersey; 2da. Edición, 1991.
17. Rowland, D. A.: "Pressure Building and Drawdown Behavior in Undersaturated Reservoirs of Discontinuous Permeability". Ph. D. Thesis, Stanford U. , Stanford, CA, 1969.
18. Jones, L. G. and Watts, J. W.: " Estimating Skin Effect in a Partially Completed Damaged Well", JPT, Feb. 1971, 249-252.
19. Muñoz García, O.: "Cálculo de Factores de Daño, Pseudo-Daño y Daño Total", Tesis de Licenciatura, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1986.
20. León Ventura, R.: "Análisis de Pruebas de Variación de Presión". Instituto Mexicano del Petróleo. 1984.
21. Rodríguez Nieto R.: "Apuntes de Evaluación de la Producción", División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1982.
22. Horner, D. R.; "Pressure Building in Wells"; Reprint Series No. 9, Pressure Analysis Methods, SPE, 1967.
23. Matthews, C. S. and Russell, D. G.: "Pressure Buildup and Flow Tests in Wells"; Monograph, Vol. 1, SPE, april 1967.
24. Miller, D. D., Dyes A. B. and Hutchinson, C. A. Jr: "The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from Bottom Hole Pressure Buildup Characteristics". Trans. AIME, Vol. 189, 1950.
25. Solis Muñoz G., González Rivera M. A. y Escobar Castillo J.: "Procedimientos Prácticos para Diagnosticar la Estimulación de Pozos Productores de Aceite, Mediante Pruebas de Variación de Presión". Instituto Mexicano del Petróleo. 1981.
26. Cinco-Ley, H. and Samaniego V. F.: "Transient Pressure Analysis for Fractured Wells", J. Pet. Tech. 1981, 1749-1766.
27. Cinco-Ley, H.: "Evaluation of Hydraulic Fracturing by Transient Pressure Analysis Methods", paper SPE 10043, presented at the international petroleum exhibition and technical symposium of the SPE in Beijing China, march 1982.
28. Bourdet D., Ayoub J. A., Whittle T. M., Pirad Y. M. and Kniazeff V.: "Interpreting Well Tests in Fractured Reservoirs", reprinted from World Oil, october 1983.

29. Gringanten A. C.: "Interpretation of tests in fissured and multilayered reservoirs with double-porosity behavior: theory and practice", J. Pet. Tech., abril 1984.
30. Autores Varios: "Manual de Evaluación de Formaciones"; Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos; Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Región Sur.
31. Aguirre Sixtos, A., Morales Granados, R y Salas Labra, M.; "Daños a la Formación", Tesis de Licenciatura, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1991.
32. J. Economides, Michael y G. Nolte, Kenneth. "Reservoir Estimulation". Schlumberger Educational Services. Houston, Texas. 1987.
33. Krueger, R. F.: "An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oil Field Operations". J. P. T. Feb. 1986.
34. Gatlin, C. "Petroleum Engineering: Drilling and Well Completions". Prentice Hall. 1960.
35. Allen Thomas, O. and Roberts Alan P. "Production Operations, Well Completions, Workover and Stimulation". Vol. 2, Oil and Gas Consultants International Inc. 1978.
36. "Clay and Clay Stabilization". Dowell-Schlumberger. April 1985.
37. Porter K., E. "An Overview of Formation Damage". J. P. T., August 1989, 780-786.
38. Economides, M. J., Hill, A. D. and Ehlig-Economides, C.: "Petroleum Production Systems". Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1994.
39. Muskat, M.: "The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media". First edition, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York City, 1937; Second edition, International Human Resources Development Corporation, Boston, MA 1982
40. Craft, B. C. and Hawkins, M. F. Jr.: "Applied Petroleum Reservoir Engineering". Prentice-Hall Book Co., Inc., Englewood Cliffs, NJ. 1959.
41. Muskat, M.: "Partially Penetrating Wells in Isotropic Formations; Potential Distribution". Physics. 1932, 329.
42. Brons, F. and Marting, V. E. "The Effect of Restricted Fluid Entry on Well Productivity"; Trans., AIME (1961) 222, 1972.
43. Odeh, A. S.; "Steady-State Flow capacity of wells with Limited Entry To Flow", Trans., AIME (1968) 243, 43.
44. Odeh, A. S.: "Pseudosteady-State Flow Capacity of Oil Wells with Limited Entry and an Altered Zone around the Wellbore", Soc. Pet. Eng. J.; Trans., AIME, 270; Aug 1977, 271-278.

45. Odeh, A. S.: "An Equation for Calculating Skin Factor Due to Restricted Entry", JPT; June 1980, 964-965.
46. Forchheimer, P.: "Zeits V. deutsch Ing. (1901) 45, 1782. Tomado de: Céspedes Venegas, R.: "Análisis de Pruebas de Presión en Pozos de Gas", Tesis de Licenciatura, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1995.
47. Fancher, G. H., Lewis, J. A. and Barnes, K. B.: "Some Physical Characteristics of Oil Sands". Bull. 12, Pennsylvania State C., Minerals Industries Experiment Station, University Park, MD. 1933.
48. Cornell, D. and Katz, D. L.: "Flow of Gases through Consolidated Porous Media". Ind. and Eng. Chem. October 1953, 45, 2145.
49. Blacker, L. K.: "An Analysis of Rate-Sensitive Skin in Oils Wells"; paper SPE 11187 presented at the SPE 57<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Sept. 1982.
50. Tessem, R.: "High-Velocity Coefficient's Dependence of Rock Properties: A Laboratory Study". Thesis, Pet. Inst., NTH, Norway, 1980.
51. Muskat, M.: "The Effect of Casing Perforations on Well Productivity". Trans., AIME. 1943, 151, 175-187.
52. Harris, M. N.: "The Effect of Perforating on Well Productivity". Trans., AIME. 1966, 237, 518.
53. Standing, M. B.: "Reservoirs, Course Manual in Reservoir Engineering Continental Shelf Development. Petroleum Industry Courses; NTH Trondheim. 1980.
54. Locke, S.: "An Advanced Method for Predicting the Productivity Ratio of a Perforated Well"; JPT, Dec. 1981, 2481-2488.
55. API RP 43: API Standard Procedure for Evaluation of Well Perforators". Third editin, American Petroleum Institute, July 1983
56. Thompson, G. D.: "Effects of Formation Compressive Strength on Perforator Performance". Drill. and Prod. Prac., API 1962.
57. Saucier, R. J. And Lands, J. F.: "A Laboratory Study of Perforations in Stressed Formation Rocks". J. Pet. Tech. Sept. 1978, 1347-1353.
58. Klotz, J. A., Krueger, R. F. and Pye, D. S.: "Effect of perforation Damage on Well Productivity". J. Pet. Tech. Nov. 1974.

59. McLeod, H. O. Jr.: "The Effect of Perforating conditions on Well Performance". J. Pet. Tech. Jan. 1983, 31-39.
60. Stein, N.: "Mechanical Properties of Friable Sands from Conventional Log Data". JPT, July 1976, 757-763.
61. Perry, J. H. Editor: Chemical Engineers Handbook, fourth edition, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York City 1963.
62. Cooke, C. E. Jr.: "Conductivity of Fracture Proppants in multiple Layers"; JPT, Sept. 1973, AIME 255, 1101-1107.
63. Brown, K. E. "The Technology of Artificial Lift Methods". Penn-Well Books, Tulsa, OK. 1984.
64. Geertsma, J.: "Stimating the Coefficient of Inertial Resistance in Fluid Flow through Porous Media". Soc. Pet. Eng. J. Oct. 1974, 445-450.
65. Muskat, M.: "Physical Principles of Oil Production"; second edition International Human Resources Development Corporation, Boston, MA, 1981
66. O'Dell, H. G. and Miller, R. N.: "Successfully Cycling a Low-Permeability, High-Yield Gas Condensate Reservoir". J. Pet. Tech. Jan. 1967, 41.
67. Fussell, D. D.: "Single-Well Performance Predictions for Gas Condensate Reservoirs" J. Pet. Tech. July 1973, 860.
68. Cinco-Ley, H., Miller, F. G. and Ramey, H. J.: "Well Test Analysis for Slanted Wells"; paper SPE 5131 Presented at the 49<sup>th</sup> Annual Fall Meeting of Society of Petroleum Engineers of AIME. Held in Houston, TX. Oct. 1974.
69. Cinco-Ley, H., Miller, H. J. and Ramey, H. G.: "Pseudo-Skin Factors for Partially-Penetrating Directionally-Drilled Wells". SPE-5589, Presented for the 50<sup>th</sup> Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 1975.
70. Carmona Díaz, R.: "Análisis y Solución al Problema de Daño a la Formación Ocasionado por los Fluidos de Perforación y Control", Tesis de Licenciatura, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1982.
71. Ferguson, C. L. and Klotz, J. A.: "Filtration from Mud During Drilling".
72. Sierra Ochoa, A.: "Daños a la Formación por Fluidos de Perforación". Instituto Mexicano del Petróleo. 1976.
73. Brant Bennion D.: "Reservoir Screening Criteria For Underbalanced Drilling". Hycal Energy Research Laboratories LTD., Calgary, Alberta, Canada. 1997.



74. Ben A. Eaton and Mack, S.: "Formation Damage from Workover and Completion Fluids". SPE.
75. Suman G. O. Jr.: "World Oil's: Sand Control Handbook". Houston, TX.
76. Allen, T. O. and Roberts, A. P.: "Production Operations, Well Completion, Workover and Stimulation". Oil and Gas Consultants International, Inc. 1978.
77. Porter, K. E.: "An Overview of Formation Damage". JPT, August 1989, 780-786.
78. "Campo Taratunich: Análisis de las Condiciones de Explotación". Grupo Interdisciplinario Taratunich-Batab, Región Marina Suroeste (agosto, 1996).
79. Software: "Simulador de Análisis de Disparos, SPAN"; Versión 5.1; Copyright 1998 Schlumberger.
80. Software: "Acid Placement: Skin vs. Volume, StimCADE,"; Copyright Schlumberger.