



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ÁCIDOS DE REACCIÓN LENTA Y MAYOR PENETRACIÓN PARA LA
ESTIMULACIÓN MATRICIAL REACTIVA EN ARENISCAS**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

HERRERA JUÁREZ JUAN RICARDO



DIRECTOR: M. EN I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA

MÉXICO D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2012

ÁCIDOS DE REACCIÓN LENTA Y MAYOR PENETRACIÓN PARA LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL REACTIVA EN ARENISCAS

CONTENIDO

Resumen.....	vii
LISTA DE FIGURAS	ix
INTRODUCCIÓN	xi
CAPÍTULO 1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS	1
1.1 Sistema integral de producción	1
1.2 Elementos que conforman el SIP	1
1.2.1 Yacimiento	1
1.2.2 Pozo.....	1
1.2.3 Tuberías de descarga	2
1.2.4 Estrangulador	2
1.2.5 Separadores	2
1.3 Análisis nodal.....	2
1.3.1 Nodo solución	4
1.3.2 El fondo del pozo como nodo solución.....	5
1.3.3 Cabeza del pozo como nodo solución.....	7
1.3.4 El separador como nodo solución	8
1.4 Índice de productividad.....	10
1.5 Eficiencia de flujo	13
1.6 Comportamiento de pozos de aceite saturado	14
1.7 Curvas de IPR	15
CAPÍTULO 2 ESTUDIO DE LAS DIFERENTES PROPIEDADES ROCA FLUIDOS EN YACIMIENTOS PETROLEROS	19
2.1 Yacimiento	19
2.2 Acuífero.....	19
2.2.1 Acuífero limitado	20

2.2.2	Acuífero semiconfinado	20
2.2.3	Acuífero libre	20
2.2.4	Superficie piezométrica.....	20
2.3	Porosidad (Φ)	21
2.3.1	Porosidad Primaria	22
2.3.2	Porosidad Secundaria.....	22
2.3.3	Porosidad Absoluta	22
2.3.4	Porosidad Efectiva.....	22
2.4	Saturación.....	23
2.4.1	Saturación Inicial.....	23
2.4.2	Saturación Residual.....	24
2.4.3	Saturación Crítica	24
2.5	Permeabilidad.....	25
2.5.1	Permeabilidad Absoluta	26
2.5.2	Permeabilidad Efectiva (k_o , k_g , k_w).....	27
2.6	Viscosidad del aceite (μ_o).....	29
2.7	Compresibilidad (c).....	29
2.7.1	Compresibilidad de la formación (c_f).....	30
2.7.2	Compresibilidad del gas (c_g)	30
2.7.3	Compresibilidad del aceite (c_o)	31
2.8	Densidad (ρ)	32
2.8.1	Densidad del aceite (ρ_o).....	32
2.8.2	Densidad relativa (ρ_r)	32
2.9	Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos	33
2.9.1	De acuerdo con el tipo de roca almacenadora.....	33
2.9.2	De acuerdo con el tipo de trampa.....	34
2.9.3	De acuerdo al tipo de fluidos almacenados	34
2.9.4	De acuerdo con la presión original en yacimientos de aceite.....	34
2.9.5	De acuerdo con el tipo de empuje predominante	35
2.9.6	De acuerdo con los diagramas de fase.....	35
2.10	Areniscas	36
2.10.1	Areniscas impuras o wacka	40

2.10.2 Areniscas puras o arenitas	40
2.10.3 Propiedades litológicas de las areniscas	41
2.10.4 Porosidad de las arenas y areniscas	42
2.10.5 Aspectos fundamentales en areniscas	43
CAPÍTULO 3 DAÑO A LA FORMACIÓN EN ARENAS	44
3.1 Definición de daño	44
3.2 Daño a la formación y pseudodaños	44
3.3 Mecanismos de daño	48
3.4 Reducción en la permeabilidad absoluta de la formación	49
3.5 Reducción de la permeabilidad relativa	50
3.6 Alteración de la viscosidad de los fluidos	51
3.7 Origen del daño a la formación	51
3.8 Operaciones durante las cuales se produce el daño	52
3.8.1 Perforación	52
3.8.2 Cementación	52
3.8.3 Terminación	53
3.8.4 Estimulación	53
3.8.5 Limpieza	54
3.8.6 Reparación de pozos	54
3.8.7 Producción	54
3.8.8 Inyección de agua	54
3.8.9 Inyección de gas	55
3.9 Tipos de daño	55
3.9.1 Daños por invasión de fluidos	55
3.9.2 Daño por arcillas	56
3.9.3 Daño por bloqueo de emulsiones	60
3.9.4 Daño por precipitación secundaria	60
3.9.5 Daño asociado con la producción	61
3.10 Evaluación del daño	61
CAPÍTULO 4 ESTIMULACIONES MATRICIALES REACTIVAS	63
4.1 Desarrollo histórico	63
4.2 Estimulaciones en México	64

4.3 Estimulación matricial reactiva	64
4.4 Métodos de acidificación	64
4.5 Acidificación en areniscas.....	65
4.6 Química en los ácidos	66
4.6.1 Química de ácidos clorhídricos con minerales contenidos en areniscas	66
4.6.2 Química de ácido fluorhídrico con minerales contenidos en areniscas.....	66
4.7 Cinética de la reacción	72
4.7.1 Equilibrio de la reacción	72
4.7.2 Velocidad de la reacción	73
4.7.3 Factores que afectan la velocidad de la reacción	77
4.8 Aditivos	81
4.8.1 Inhibidores de Corrosión.....	81
4.8.2 Agentes no-emulsificantes	85
4.8.3 Agentes anti-lodos asfálticos.....	85
4.8.4 Agentes de suspensión	85
4.8.5 Agentes de mojabilidad.....	86
4.8.6 Agentes controladores de fierro	86
4.8.7 Agentes penetrantes.....	86
4.8.8 Aditivos reductores de fricción	86
4.8.9 Agentes emulsificantes.....	87
4.8.10 Agentes retardadores de reacción.....	87
4.8.11 Agentes espumantes	87
4.8.12 Solventes mutuos.....	87
4.8.13 Alcoholes.....	88
4.8.14 Agentes desviadores	88
4.9 Selección de fluidos en la acidificación matricial en areniscas.....	88
4.10 Acidificación matricial en areniscas.....	89
4.10.1 Fluido de prelavado.....	90
4.10.2 Fluido de estimulación	91
4.10.3 Fluido de desplazamiento.....	91
CAPÍTULO 5 ÁCIDOS DE REACCIÓN LENTA	98
5.1 Clasificación de los ácidos	98

5.2 Propiedades de los ácidos.....	99
5.2.1 Ácido clorhídrico.....	99
5.2.2 Ácido fluorhídrico.....	99
5.2.3 Ácidos orgánicos.....	99
5.2.4 Ácido acético.....	99
5.2.5 Ácido fórmico.....	100
5.2.6 Ácidos en polvo.....	100
5.2.7 Ácido sulfámico.....	100
5.2.8 Ácido cloroacético.....	100
5.3 Sistemas de ácidos retardados.....	100
5.3.1 Ácidos gelificados.....	100
5.3.2 Ácidos químicamente retardados.....	101
5.3.3 Ácidos emulsificados.....	101
5.3.4 “Mud acid”.....	101
5.3.5 Ácido fluorobórico (HBF ₄).....	101
5.4 Acidificación de la matriz en areniscas, para yacimientos de alta temperatura.....	102
5.4.1 Química de acidificación.....	103
5.4.2 Acidificación de pozos de areniscas de alta temperatura.....	106
5.5 Sistema ácido de arcillas orgánicas para acidificar la matriz de roca en yacimientos de baja temperatura y obtener mayor penetración del ácido.....	109
5.6 Sistema de ácido para areniscas y retraso en la acidificación (Self Generating Mud Acid).....	111
5.7 Proceso secuencial de ácido fluorhídrico (SHF).....	113
CONCLUSIONES.....	115
RECOMENDACIONES.....	116
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	¡Error! Marcador no definido.

ÁCIDOS DE REACCIÓN LENTA Y MAYOR PENETRACIÓN PARA LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL REACTIVA EN ARENISCAS

Resumen

En la actualidad existe una problemática muy seria por la declinación de la producción de los pozos petroleros. Es por ello la importancia de buscar alternativas que nos permitan recuperar el mayor volumen de hidrocarburos posible.

Uno de los factores que afecta en la producción de los pozos, es el daño; el cual puede darse por varios factores que en combinación con una baja permeabilidad del yacimiento provoca una declinación de la producción del pozo.

La remoción del daño es una opción para restituir la producción o aumentarla. Es por eso que uno de los tratamientos más utilizados es el de la estimulación matricial reactiva, la cual permite remover el daño a través de la disolución de la roca, formando así agujeros de gusano, los cuales permitirán tener mayor aportación de hidrocarburos al pozo.

La estimulación matricial reactiva regularmente cumple con el objetivo de la remoción del daño en la vecindad del pozo; sin embargo, existe una gran problemática cuando no tiene una penetración significativa en la formación de interés. Esto es debido a que el ácido se desgasta antes de lograr llegar a la matriz de la roca.

En la actualidad y debido a la gran demanda de hidrocarburos se ha buscado evolucionar en productos que permitan que el ácido se desgaste de manera más lenta, consiguiendo así el objetivo de eliminar el daño y extraer los hidrocarburos que se encuentran en la matriz de la roca y que son aquellos que tienen una mayor dificultad para poder producirlos.

El tipo de ácido y sus características han evolucionado y logrado tener mayor penetración en la roca; sin embargo, aún así se debe tener un gran cuidado al utilizar un tipo de ácido, ya que éste al tener contacto con la roca, provoca reacciones con algunos minerales contenidos en ésta, presentando problemas de flujo de fluidos al pozo, debido a la obturación de los agujeros de gusano. Por lo anterior, la información acerca de los componentes minerales que contiene la roca es de gran importancia, ya que nos permitirá hacer una buena selección del ácido a usar, evitando problemáticas como la mencionada anteriormente.

Por lo anterior, es importante tener la mayor información posible del yacimiento y de los fluidos. La importancia de tener bien caracterizado el yacimiento nos permitirá tener un mayor nivel de éxito en la estimulación, al poder seleccionar eficazmente el tipo de ácido que utilizaremos para este tratamiento.

El tipo de roca que se tiene en el yacimiento es de gran importancia, debido a que no podemos utilizar el mismo tipo de ácido para diferentes tipos de roca. En este caso el trabajo está enfocado a las areniscas, es por ello la importancia de tener en claro los diferentes minerales que se tienen en este tipo roca, para poder utilizar un ácido que al contacto con ciertos minerales de la roca no provoque reacciones que obturen los agujeros de gusano e impidan el flujo de fluidos a través de la roca hacia el pozo.

El comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento también nos permitirá tener un mayor conocimiento para el tratamiento que se debe utilizar o también acerca de la aplicación de tratamientos complementarios, para que la estimulación reactiva matricial tenga el éxito que esperamos.

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1 Caídas de presión en un sistema básico de producción.....	3
Fig. 1.1 Nodos principales en un sistema básico de producción.....	4
Fig. 1.2 Fondo del pozo como nodo solución.....	6
Fig. 1.3 Comportamiento del yacimiento.....	6
Fig. 1.4 Comportamiento de afluencia para diferentes presiones estáticas supuestas	7
Fig. 1.5 Cabeza del pozo como nodo solución	8
Fig. 1.6 Efecto de la presión de separación sobre los gastos de producción.....	9
Fig. 1.7 Representación gráfica del índice de productividad.	11
Fig. 1.8 Curva IPR ($P_{wf} \ll P_b$).	12
Fig. 1.9 Perfil de presión para pozos dañados (empuje por gas disuelto)	14
Fig. 1.10 Variación del IP para yacimientos saturados.....	15
Fig. 1.11 Curva de afluencia para pozos sin daño de un yacimiento por gas disuelto, $EF=1$	16
Fig. 1.12 Presiones de fondo en un pozo dañado	17
Fig. 1.13 Curvas de afluencia para pozos con EF diferente a 1 de yacimientos con empuje por gas disuelto.....	18
Fig. 2.1 Distribución de agua en el subsuelo.....	19
Fig. 2.2 Representación de los diferentes tipos acuíferos	21
Fig. 2.3 Representación de la saturación de los fluidos en el poro.....	24
Fig. 2.4 Esquema del experimento de Darcy.....	26
Fig. 2.5 Permeabilidades efectivas en un medio poroso mojable por agua	27
Fig. 2.6 Permeabilidades efectivas; el aceite es la fase mojante	28
Fig. 2.7 Permeabilidades relativas al agua y al aceite	28
Fig. 2.8 Diagrama de Fases.....	35
Fig. 2.9 Mecanismos de formación y transporte de los sedimentos siliciclásticos y de los sedimentos aloquímicos	37
Fig. 2.10 Clasificación de rocas terrígenas basada en los tamaños de los clastos.	38
Fig. 2.11 Clasificación de las rocas sedimentarias detríticas.....	38
Fig. 2.12 Escala para los diferentes tamaños de los granos.....	39
Fig. 2.13 Valores de porosidad en sedimentos y rocas	42
Fig. 3.1 Diagrama de un sistema típico de flujo de un pozo.	45
Fig. 3.2 Condiciones esquemáticas del flujo Darcy en un yacimiento radial circular	46
Fig. 3.3 Modelo de medio poroso con tubos capilares	50
Fig. 3.4 Arreglos de arcillas.....	57
Fig. 3.5 Grupos de arcillas	58
Fig. 4.1 Variación de concentraciones de ácido con el tiempo.	75
Fig. 4.2 Variación de la tasa de la reacción del ácido, en función de la concentración del HF	78
Fig. 4.3 Efecto de la viscosidad en la reacción de HCL con caliza a 1500 psi en fractura de 0.24 μ m	80
Fig. 4.4 Corrosión electroquímica.	82
Fig. 4.5 Técnica de estimulación reactiva matricial en arenas.....	90

Fig. 4.6 Penetración del ácido HF en arena limpia.....	95
Fig. 4.7 Efecto del gasto de inyección en la penetración del ácido HF	96
Fig. 4.8 Efectos del contenido de silicatos en la penetración del ácido HF.....	96
Fig. 4.9 Volumen unitario del fluido de estimulación HF.	97
Fig. 5.1 Acidificación en areniscas	102
Fig. 5.2 Matriz de areniscas.....	104
Fig. 5.3 Reacciones de acidificación de las areniscas.	105
Fig. 5.4 Resultados del tratamiento de estimulación del Campo Tiong.	108
Fig. 5.5 Incremento de la producción para los pozos tratados	110
Fig. 5.6 Solubilidad de la formación rica en contenido de arcilla en diversos sistemas ácidos	111

INTRODUCCIÓN

La importancia de la restitución y aumento en la producción de hidrocarburos hoy en día se ha vuelto más relevante en México, debido a la gran demanda que existe por el aceite, gas y productos derivados del petróleo.

La cada vez más difícil extracción del aceite, ha llevado a la industria del petróleo a desarrollar e innovar tecnología que permita recuperar el mayor volumen de hidrocarburos. Es por ello la importancia de que las estimulaciones matriciales reactivas nos permitan lograr mayor recuperación de hidrocarburos, a través de la eliminación del daño y la penetración necesaria a la formación.

La importancia de tener bien claros conceptos de productividad de pozos, nos permitirá tener un mejor panorama acerca de consideraciones que debemos tomar en cuenta para ver si nuestro pozo es un candidato para llevarle a cabo una estimulación matricial reactiva; la importancia de conocer su historia de producción, así como su historial de intervenciones que se le han realizado, nos permitirán realizar una evaluación y así seleccionar el tratamiento adecuado para el pozo. Es por ello que en este trabajo se presenta un análisis de aquellos conceptos importantes de productividad de pozos, así como también del daño que podemos encontrar en nuestro yacimiento y las condiciones por las cuales se puede dar éste.

En este trabajo también se exponen los aspectos fundamentales e importantes acerca de los principios fundamentales de propiedades de la roca y fluidos, así como también de aspectos fundamentales en las estimulaciones matriciales reactivas y su interacción con yacimientos de areniscas.

El éxito de nuestra estimulación no consiste en tener sólo un producto que nos permita llegar a nuestro objetivo, sino tener toda la información necesaria de nuestro yacimiento. La caracterización de nuestro yacimiento nos permitirá tener los fundamentos necesarios para poder inyectar un tipo de fluido que sea compatible con la formación y los fluidos de ésta. Lo anterior nos permitirá también poder hacer un análisis acerca de nuestra velocidad de reacción y los factores que afectan para que sea más lenta o más rápida.

Como ya se mencionó, la velocidad de reacción es de gran importancia y uno de los factores es el tipo de ácido con el que vamos a estimular, así como su poder de disolución de la roca y de los minerales que contienen las areniscas; estos aspectos fundamentales se tratan en uno de los capítulos de este trabajo, detallando por ejemplo: presión, temperatura, inyección del ácido y los tipos de fluidos a inyectar.

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS

1.1 Sistema integral de producción

Un Sistema Integral de Producción (SIP) es un conjunto de elementos que nos permite llevar los fluidos producidos por el yacimiento a la superficie. Ya en superficie separa a los fluidos en sus fases líquida y gaseosa; los fluidos producidos son agua y aceite, es por ello que éstos son separados en superficie de la misma manera. Finalmente se envían a instalaciones de almacenamiento y/o comercialización.

1.2 Elementos que conforman el SIP

- Yacimiento
- Pozo
- Tubería de descarga
- Estrangulador
- Separadores y equipo de procesamiento
- Tanque de almacenamiento

1.2.1 Yacimiento

Un yacimiento es una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente, Los hidrocarburos se encuentran ocupando los poros o huecos de la roca almacén; se encuentran a alta presión y temperatura, esto debido a la profundidad en que se encuentra la zona productora.

1.2.2 Pozo

Es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento; en este agujero se instalan sistemas de tuberías y otros elementos, con el fin de establecer un flujo de fluidos controlados entre la formación productora y la superficie.

1.2.3 Tuberías de descarga

Las tuberías son estructuras de acero, cuya finalidad es transportar el gas, aceite, y en algunos casos agua desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento. Los costos específicos en el transporte tanto de aceite como de gas disminuyen cuando la capacidad de manejo aumenta; esto se logra si el aceite, gas y agua transportan en tuberías de diámetro óptimo, para una capacidad dada.

1.2.4 Estrangulador

Es un aditamento que se instala en los pozos productores con el fin de establecer una restricción al flujo de fluidos. Es decir, permite obtener un gasto deseado, además de prevenir la conificación de agua, producción de arena y sobre todo, ofrecer seguridad a las instalaciones superficiales.

1.2.5 Separadores

Los separadores como su nombre lo indica, son equipos para separar la mezcla de aceite y gas, y en algunos casos aceite, gas y agua que provienen directamente de los pozos. Los separadores pueden clasificarse por su forma o geometría en horizontales, verticales, y por su finalidad, separar dos fases (gas y líquido) o tres fases (gas, aceite y agua).

1.2.6 Tanques de almacenamiento

Son recipientes con gran capacidad de almacenaje de producción de varios pozos. Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras de acero instalado en tierra firme o bien, buque-tanques, usualmente utilizado en pozos localizados costa fuera. En la industria petrolera, los tanques pueden tener una capacidad de almacenamiento que va desde 100,000 hasta 500,000 barriles. En México, generalmente se cuenta con tanques de almacenamiento de 500,000 barriles.

1.3 Análisis nodal

El Análisis Nodal es una herramienta metodológica de diagnóstico. Su principal objetivo es el análisis de sistemas complejos, así como: circuitos eléctricos, líneas de flujo, sistemas de bombeo centrífugo, entre otros. La aplicación de este método a sistemas productores de hidrocarburos fue inicialmente propuesta por Gilbert en 1954, y discutida por Nind (1964) y Brown (1977). El procedimiento consiste en elegir un nodo solución para dividir el sistema en este punto y poder analizar la interrelación entre ambos componentes.

La justificación de realizar un análisis nodal a un sistema de producción, es simplemente porque involucra en sus cálculos a todos los elementos del sistema, permitiendo determinar el efecto de su variación en la capacidad de transporte, y tener una imagen de conjunto del comportamiento del pozo.

El análisis nodal se puede aplicar a pozos fluentes, inyectoros o productores mediante el análisis de un sistema artificial de producción. Por otra parte, del análisis del comportamiento de los elementos del sistema se pueden identificar las posibles restricciones que modifiquen negativamente la capacidad de transporte del mismo. También, es posible estudiar y comprender con relativa facilidad el comportamiento de estranguladores, válvulas de seguridad, etc.

El análisis nodal nos permitirá observar los parámetros que debemos monitorear dentro de nuestro SIP, y así obtener aquellos parámetros que debemos cuidar. Es importante saber que el volumen de hidrocarburos en superficie, está en función de las caídas de presión que existen en nuestro sistema, es por ello que debemos tener en cuenta cada una de éstas. A continuación, en la **fig.1**, observamos las principales caídas de presión en el SIP y sus porcentajes. Las principales pérdidas de presión en el sistema integral de producción son las siguientes.

1. Pérdidas de presión en el medio poroso. Representan entre el 10 y el 50 % de las pérdidas totales.
2. Pérdidas de presión en la tubería de producción (T. P.). representan entre el 30 y 80% de las pérdidas totales.
3. Pérdidas de presión en la línea de descarga (L. D.): Representan entre el 5 y 30 % de las pérdidas totales

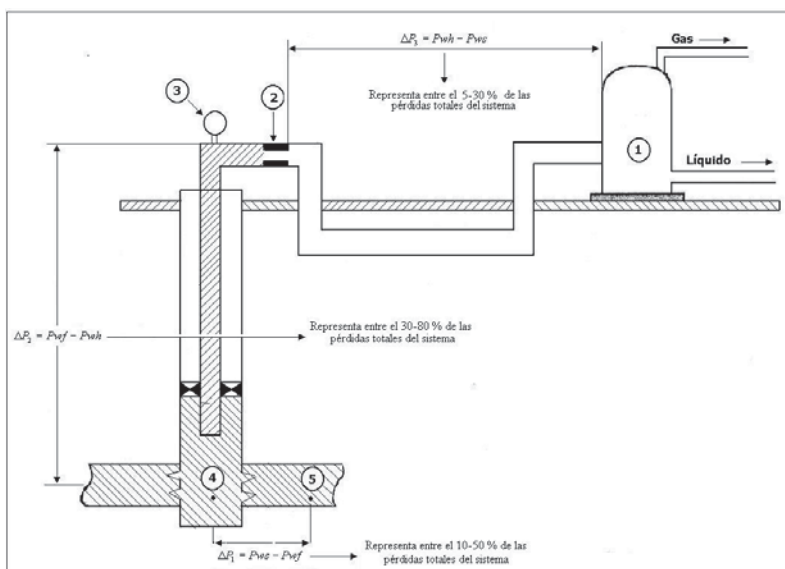


Fig. 1 Caídas de presión en un sistema básico de producción (1).

1.3.1 Nodo solución

El nodo solución representa un punto ubicado en cualquier parte de un sistema de producción pozo-yacimiento y su ubicación dependerá del componente que se desee aislar para su evaluación, de tal forma que se pueda identificar con certeza el problema y planear la solución técnica, a la luz de una justificación económica, para su posterior ejecución.

En la **fig.1.1**, se muestran los lugares que con frecuencia se utilizan como nodo solución: el yacimiento, el fondo del pozo, la cabeza del pozo y el separador.

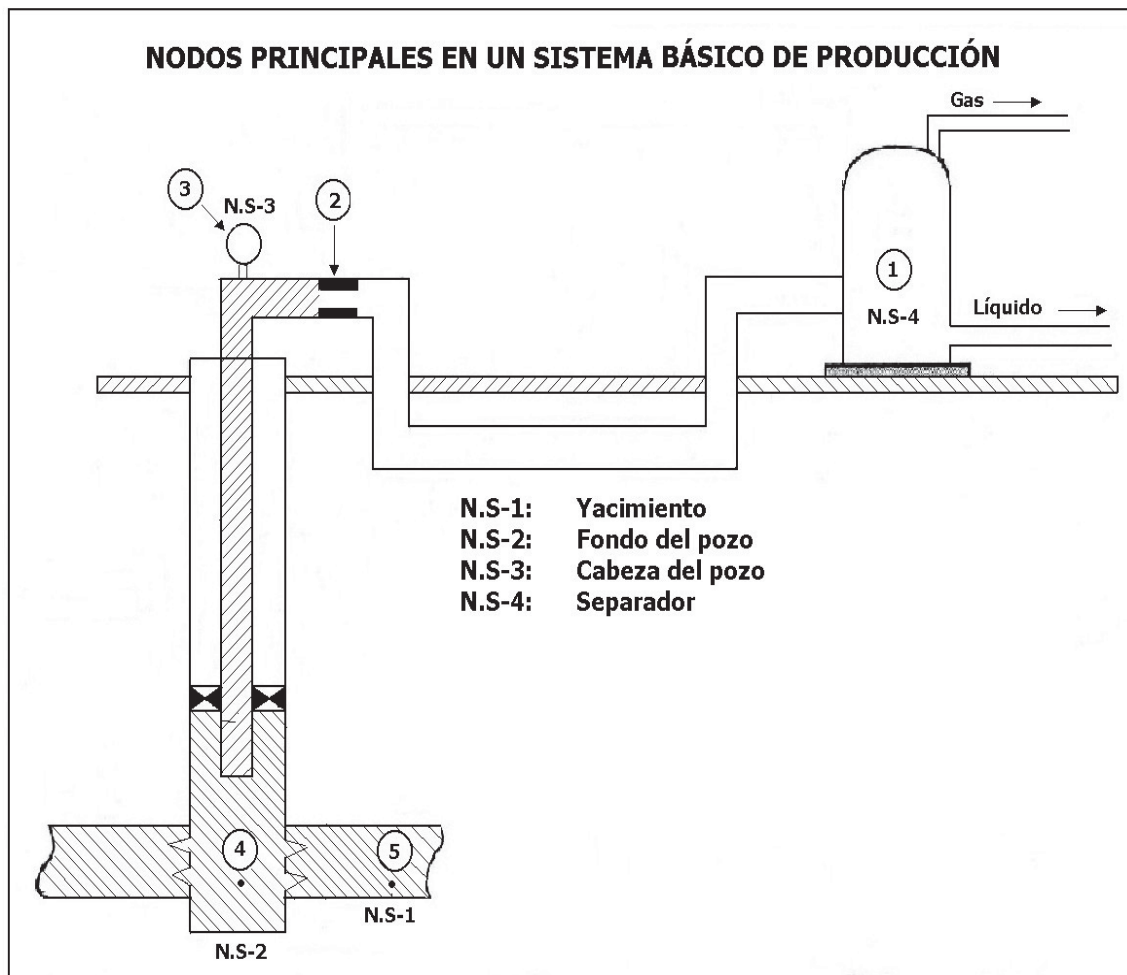


Fig. 1.1 Nodos principales en un sistema básico de producción (1).

1.3.2 El fondo del pozo como nodo solución

Es un nodo de solución común y se localiza a la profundidad media del intervalo disparado. En estas condiciones el sistema se divide en dos: el yacimiento y el sistema total de tuberías.

Procedimiento de solución:

1. Si $P_{wf} > P_b$, suponer varios gastos y para cada uno de estos gastos calcular la P_{wf} , obteniendo así, la curva IPR.
2. A partir de P_{sep} y para cada uno de los gastos supuestos del inciso anterior, obtener la P_{wh} necesaria para mover los fluidos a través de la línea de descarga (L: D.) hasta el separador, utilizando una correlación de flujo multifásico en tubería horizontal o curvas de gradiente de presión.
3. Tomando en cuenta los gastos asumidos en el punto anterior y las correspondientes presiones en la cabeza del pozo, determinar la presión de fondo fluyendo, necesaria para mover los fluidos a través de la tubería de producción hasta la cabeza del pozo, utilizando una correlación de flujo multifásico en tubería vertical o curvas de gradiente de presión.
4. Graficar la curva de IPR calculada en el paso 1. Sobre esa misma grafica, se grafican los gastos y las presiones de fondo fluyendo obtenidas en el paso 3. La intersección de las curvas mostrará el gasto posible para este sistema, este gasto no es el gasto máximo u óptimo del sistema, pero es el gasto al cual el pozo producirá para las condiciones actuales del yacimiento y del sistema total de tuberías que está instalado.

Nosotros al escoger el fondo del pozo como nodo solución, logramos aislar el yacimiento del sistema logrando así, ver su comportamiento **Fig.1.2**.

Al aislar el yacimiento del resto del sistema, también podemos observar claramente el abatimiento de la presión estática sobre el gasto **Fig.1.4**.

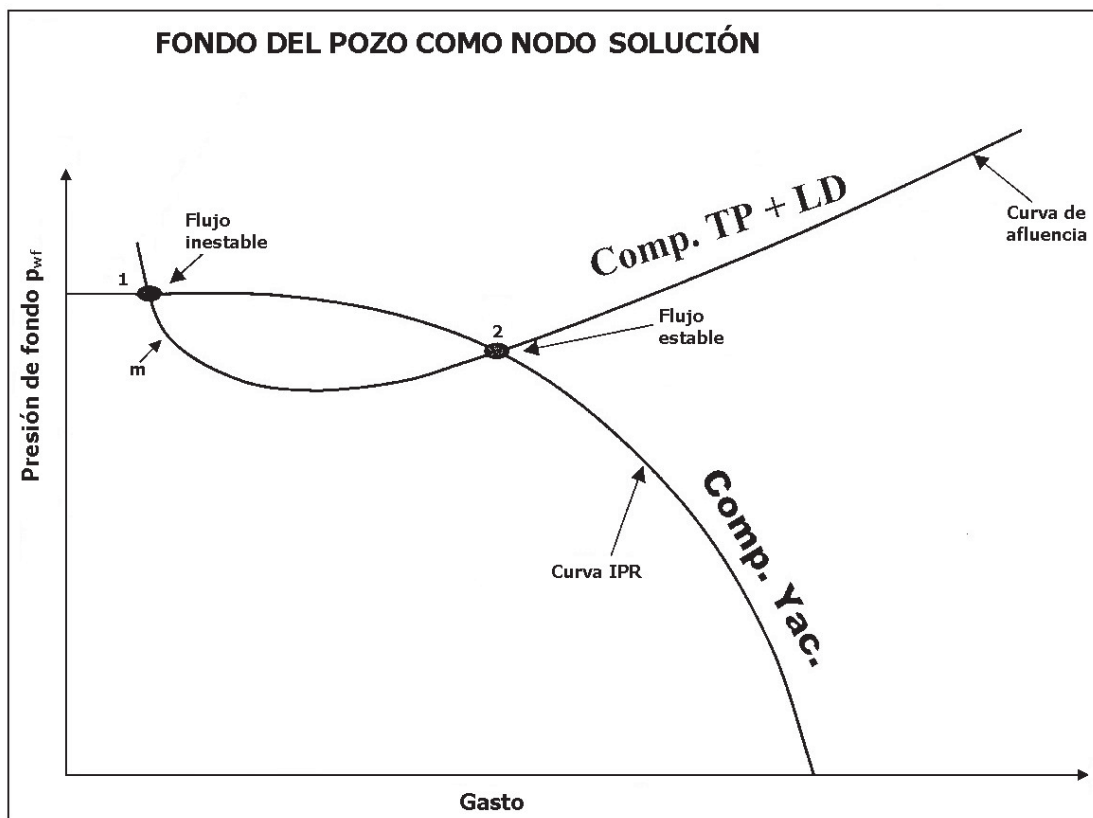


Fig. 1.2 Fondo del pozo como nodo solución (2).

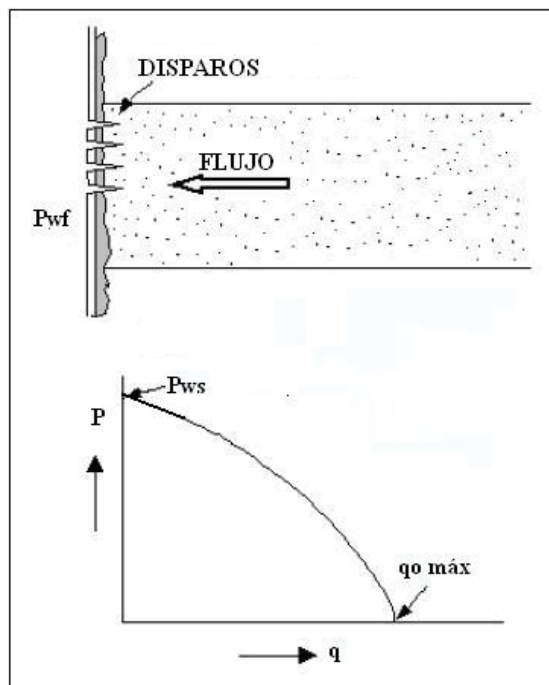


Fig. 1.3 Comportamiento del yacimiento.

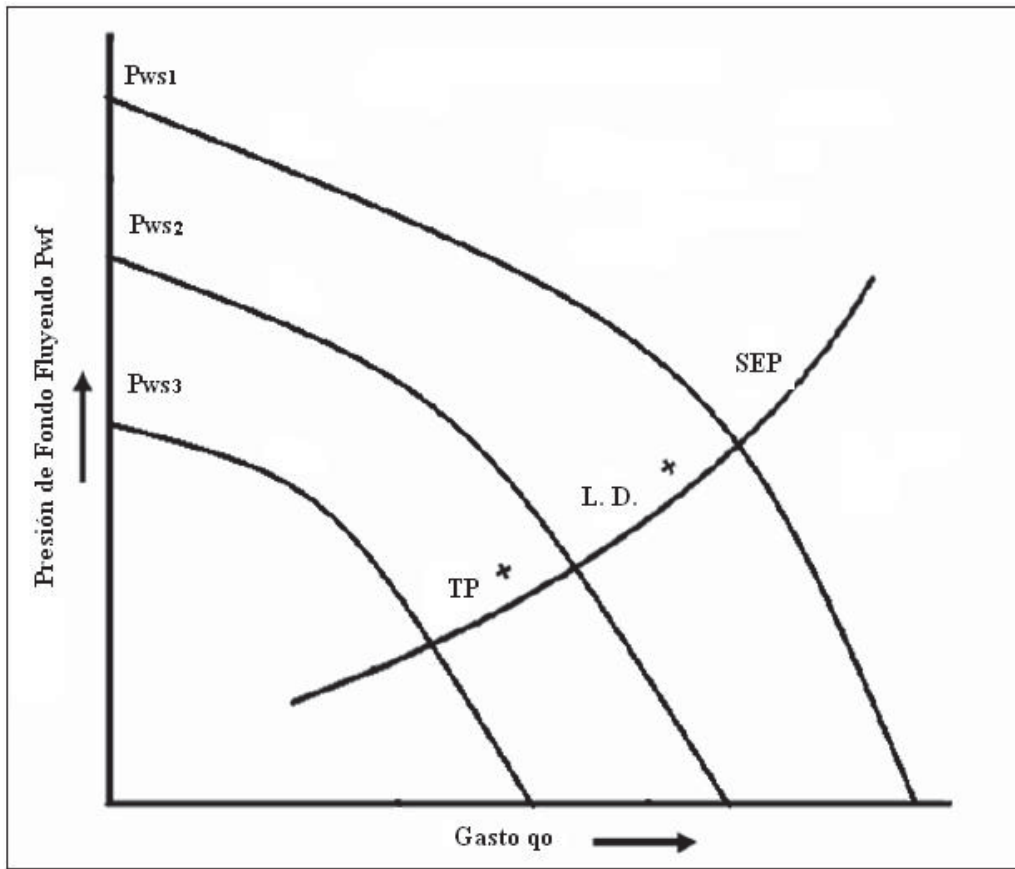


Fig. 1.4 Comportamiento de afluencia para diferentes presiones estáticas supuestas (2).

1.3.3 Cabeza del pozo como nodo solución

La cabeza del pozo es también muy común de utilizar. En estas condiciones el sistema se divide también en dos: el separador y la línea de descarga constituyen un componente y el yacimiento y la tubería de producción (T. P.) otro.

Procedimiento de cálculo:

1. Partiendo de la presión media del yacimiento, asumir varios gastos de producción, calculando así la presión de fondo fluyendo (P_{wf}).
2. Teniendo ya las presiones de fondo fluyendo (P_{wf}) obtenidas en el paso anterior, se determinan las presiones en la cabeza del pozo (P_{wh}) necesarias para mover los fluidos a través de la tubería de producción (T. P.) hasta la cabeza del pozo. Estas se pueden obtener de dos formas: una es utilizando una correlación de flujo multifásico para tubería vertical y la otra es a través de curvas de gradiente de presión.

3. Partiendo de la presión del separador, asumimos varios gastos de producción y así obtenemos la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}) necesaria para mover los fluidos a través de la línea de descarga (L. D.) hasta el separador, como en el paso anterior se puede realizar, con una correlación de flujo multifásico, pero ahora para tubería horizontal o curvas de gradientes de presión.
4. Con los datos obtenidos del paso 2 y paso 3, vamos a construir una grafica, graficando Gasto vs P_{wh} **Fig.1.5**. La intersección nos mostrar el gasto posible para este sistema. Este gasto nos representa las condiciones a las que el pozo producirá para las condiciones dadas del yacimiento y del sistema total de las tuberías.

Tomando como nodo solución la cabeza del pozo, la línea de descarga se aísla y de esta forma es fácil mostrar el efecto que el cambio de su diámetro tiene sobre el gasto.

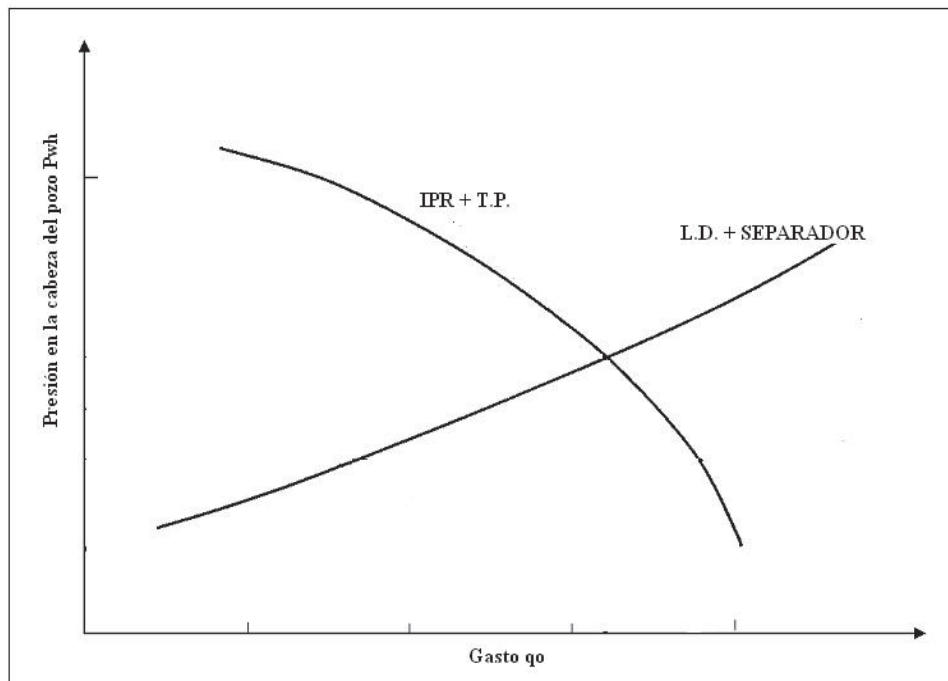


Fig. 1.5 Cabeza del pozo como nodo solución (3).

1.3.4 El separador como nodo solución

La selección de la presión en el separador como el nodo solución, es crítica cuando el gas proveniente del separador, deberá tener una presión dada para poder fluir a través de un sistema de alta presión, como una línea de venta o cualquier otro sistema de recolección. La presión de separación controla la presión de succión y está directamente relacionada con la potencia requerida por el compresor.

Algo en lo que se tiene que tomar cierta precaución es en que la presión de separación (P_{sep}) no debe ser indiscriminadamente disminuida o aumentada sin que se haya realizado un análisis del comportamiento del sistema, en particular de la línea de descarga (L.D). Un error que se comete comúnmente, es que se cree que disminuyendo la presión de separación (P_{sep}) se obtendrá un incremento en la producción y esto no es cierto del todo; ya que en algunos casos una disminución de la presión de separación (P_{sep}) no causa efecto en el gasto de producción aun cuando la productividad de los pozos es muy alta. Esto es debido a que el problema de la baja productividad es causada por la T. P o L.D.

Procedimiento de cálculo:

1. Partiendo de la presión media del yacimiento, y asumiendo varios gastos de producción, calculamos la presión de fondo fluyendo (P_{wf})
2. Utilizando los gastos y las presiones obtenidas en el paso 1, calculamos las presiones en la cabeza del pozo (P_{wh}) necesarias para mover los fluidos a través de la tubería de producción (T.P) hasta la cabeza del pozo, utilizando correlaciones de flujo multifásico para tubería verticales o curvas de gradientes de presión.
3. Con los valores supuestos y obtenidos en el paso 2, obtenemos el valor correspondiente para cada presión de separación (P_{sep}). En este caso se ocuparan correlaciones de flujo multifásico, pero para tuberías horizontales o curvas de gradiente de presión.
4. A continuación graficaremos la presión de separación (P_{sep}) vs gasto (q). La intersección de las curvas, nos mostrara un gasto, el cual representa el gasto que se obtendrá bajo las condiciones dadas para este sistema **Fig.1.6**.

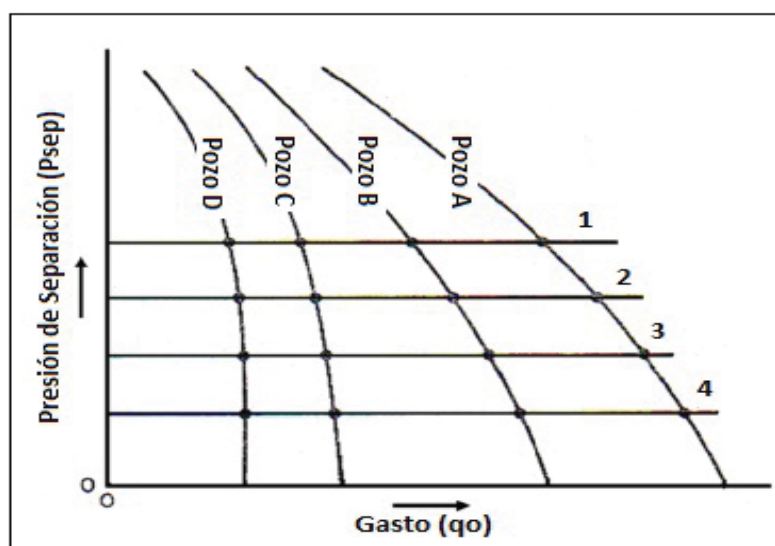


Fig. 1.6 Efecto de la presión de separación sobre los gastos de producción (2).

La grafica de la **fig.1.6** ratifica lo que ya se había mencionado acerca de que no en todos los pozos donde disminuimos la presión de separación (Psep) el gasto de producción aumentara notablemente, es por ello que debe realizarse un buen análisis, en la línea de descarga (L. D.) y descartar que el problema está en esa parte del sistema y así poder optimizar la producción de nuestro pozo.

1.4 Índice de productividad

Cuando ponemos a producir un pozo es indispensable conocer su potencial. El potencial es el gasto máximo que aportaría un pozo si se le pusiera en las mejores condiciones posibles.

El potencial debe compararse con lo que el pozo es capaz de producir en las condiciones en las que se encuentra. El conocimiento del yacimiento, las propiedades de los fluidos, el estado actual de depresionamiento, saturaciones de fluidos, permeabilidades relativas, daño al pozo y las características de la T. P. y de la L. D., permiten determinar lo que un pozo en particular puede producir.

El concepto de índice de productividad es un intento para encontrar una función simple que relacione la capacidad de un pozo para aportar fluidos y un determinado abatimiento de presión.

En el cálculo de la productividad de un pozo, comúnmente se asume (**Vogel, 1968**) que el flujo hacia el pozo es directamente proporcional a la diferencial de presión entre el yacimiento y la pared del pozo. En otras palabras, la producción es directamente proporcional a una caída de presión existente en el sistema yacimiento- pozo. La constante de proporcionalidad es conocida como índice de productividad (IP) , derivada a partir de la **Ley de Darcy** para flujo radial estacionario y un sólo fluido incompresible.

T.V Moore (1939) sugiere un método para medir la productividad de pozos, el cual requiere medir la presión de fondo fluyendo (Pwf), y la presión estática del yacimiento (Pws) a varios gastos. La relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de la presión en este gasto particular se denomina Índice de Productividad (IP) y se simboliza con la letra “J”. Si la producción q está en bl/día de líquido a las condiciones de almacenamiento y el abatimiento está expresado en lb/pg², el IP se define como:

$$J = IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \left[\frac{bls/ia@c.s.}{lb/pg^2} \right] \quad (1.1)$$

A continuación como se presenta en la **fig.1.7**, el comportamiento que presenta la curva es referente cuando la presión de fondo fluendo (P_{wf}), es mayor que la presión de saturación (P_b).

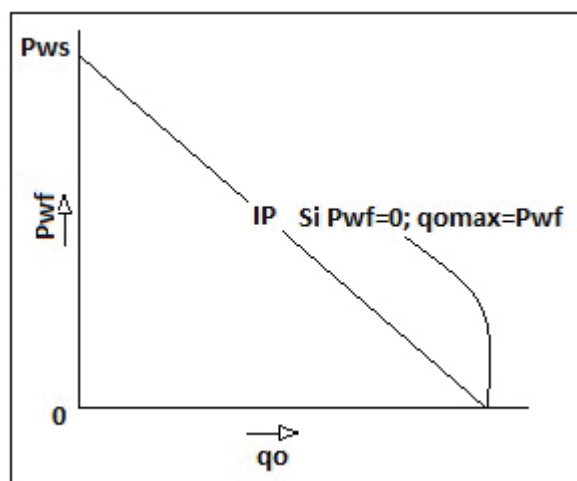


Fig. 1.7 Representación gráfica del índice de productividad.

Cuando nos encontramos que la $P_{wf} < P_b$, entonces tenemos un yacimiento saturado, por lo que el comportamiento que presenta la grafica de la **fig.1.7**, no representa esta condición.

Cuando P_{wf} es menor que P_b , el índice de productividad para cualquier gasto de producción es definido como el ritmo del cambio del gasto de producción con el abatimiento de presión, es decir, el comportamiento de una curva definida como:

$$J = IP = \tan\theta = -\frac{dq}{dP_{wf}} \quad (1.2)$$

La dirección de la curvatura de AB es generalmente como se muestra en la **Fig.1.8**, la cual indica un decremento del índice de productividad conforme el gasto se incremente, lo cual explica el signo negativo de la ecuación 1.2.

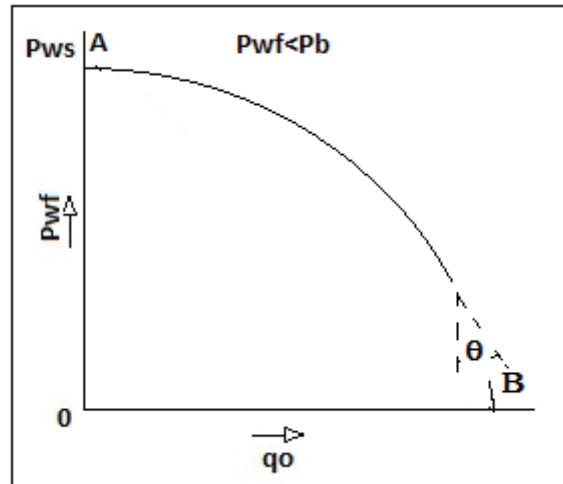


Fig. 1.8 Curva IPR ($P_{wf} \ll P_b$).

El término de índice de productividad no constante (IPR) fue sugerido por **Gilbert (1954)**, mientras que el término de índice de productividad lineal (IP) fue originalmente introducido por **Muskat (1937)**.

Ahora bien, si se considera el efecto de las propiedades del yacimiento y apoyándose en la ecuación de Darcy para flujo radial, el índice de productividad puede expresarse de la siguiente forma:

$$J = IP = \frac{7.8 K_a K_{r_o} h}{\mu_o B_o \ln \frac{r_e}{r_w}} \left[\frac{bl}{pg^2} \right] \quad (1.3)$$

Donde;

- B_o = Factor de volumen del aceite $\left[\frac{bl@c.y.}{bl@c.s.} \right]$
- h = Espesor neto productor $[pie]$
- K_a = Permeabilidad absoluta $[mD]$
- K_{r_o} = Permeabilidad relativa al aceite [Adimensional]
- μ_o = Viscosidad del aceite $[cp]$
- r_e = Radio de drene del pozo $[pie]$
- r_w = Radio del pozo $[pie]$

1.5 Eficiencia de flujo

Además de los problemas con los que la formación y sus fluidos inciden en la variación de la producción en la etapa de explotación, existe un daño a la formación generado durante la perforación y terminación del pozo. Este daño se refleja en el análisis de las curvas obtenidas de una prueba de incremento de presión. El daño a la formación modifica la eficiencia de flujo, y por tanto, el comportamiento de afluencia al pozo (**Strubhar y Cols, 1972**).

La eficiencia de flujo (EF), depende de la variación de las condiciones naturales de la formación. Cualquier cambio en ellas alterará la distribución de presiones y consecuentemente el gasto de producción. Cuando no varían las condiciones naturales de la formación, ésta puede explotarse en agujero descubierto y con todo el intervalo expuesto al flujo. Esto no es común; sin embargo, en la práctica, bajo ciertas condiciones de terminación, se ha observado que un pozo produce como si estuviera en condiciones de flujo ideal, es decir, con $EF = 1.0$, si estuviera en agujero descubierto y sin daño (**Vogel, 1968**).

Por su parte, **Standing (1970)** establece el concepto de eficiencia de flujo considerando que existe daño a la formación (este concepto se estudiara en el capítulo III de este trabajo), es decir, $EF \neq 1.0$. Con base en la Figura 1.9 **Standing (1970)** definió la eficiencia de flujo de la siguiente manera:

$$EF = \frac{\text{Abatimiento de presión ideal}}{\text{Abatimiento de presión real}} = \frac{P_{ws} - P_{wf}'}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (1.4)$$

$$\text{Donde; } P_{wf}' = P_{wf} + \Delta P_s \quad (1.5)$$

Sustituyendo la ecuación 1.5 en 1.4 tenemos:

$$EF = \frac{P_{ws} - (P_{wf} + \Delta P_s)}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (1.6)$$

Siendo esta la relación de la caída de presión normal a través del sistema, a la caída de presión total.

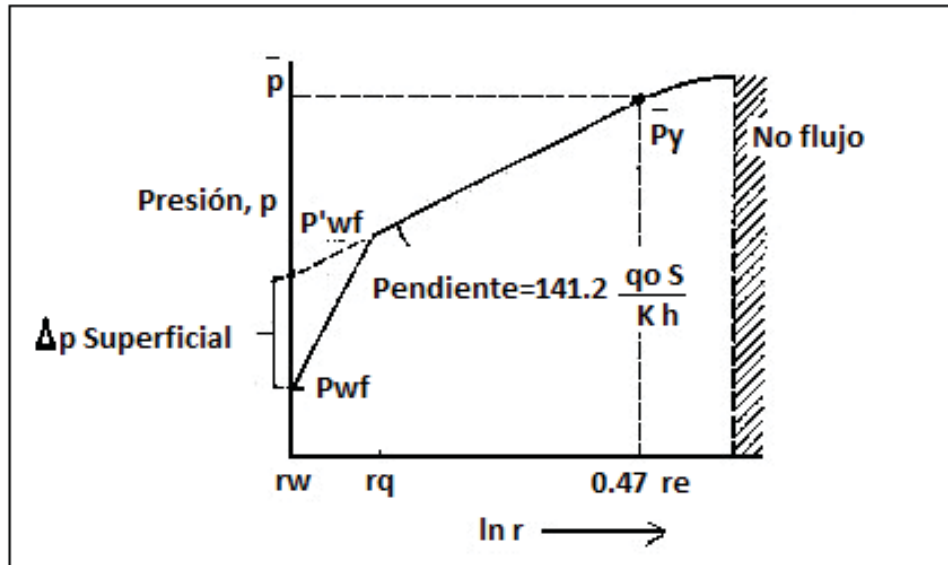


Fig. 1.9 Perfil de presión para pozos dañados (empuje por gas disuelto) (4).

Como se puede observar en la **Fig.1.9**, un pozo sin daño fluiría a un gasto “q” para una presión de fondo fluyendo P’wf, mientras que para un pozo con daño, éste deberá fluir a una presión menor, es decir, Pwf con el objeto de producir el mismo gasto “q”.

1.6 Comportamiento de pozos de aceite saturado

Cuando existe flujo de dos fases en el yacimiento la relación de la Ec. 1.1 no se cumple, pues el valor de la pendiente cambia continuamente en función del abatimiento en la presión, **Fig.1.10**.

Esto se justifica al entender que: si $P_{wf} < P_b$, el abatimiento continuo de la presión permite la liberación de gas. Como consecuencia, la permeabilidad relativa al gas (k_{rg}) se incrementa por encima de la permeabilidad relativa al aceite (k_{ro}), el IP (que es función de k_o) disminuye y la relación gas- aceite instantánea (R) aumenta. El efecto resultante de esta serie de fenómenos es un comportamiento de afluencia (IPR) no lineal.

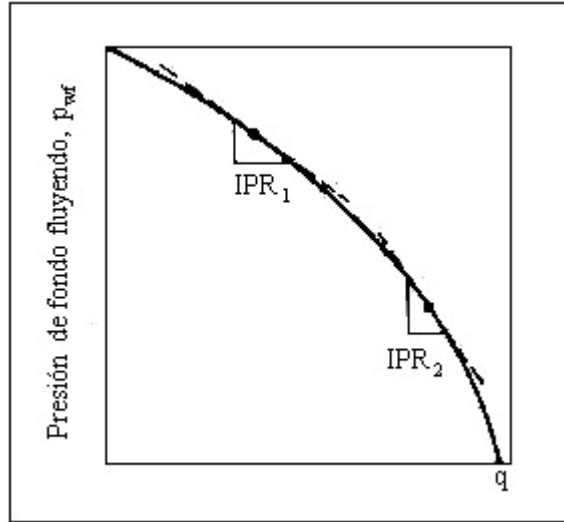


Fig. 1.10 Variación del IP para yacimientos saturados (4).

De lo anterior se concluye que el IP para cualquier gasto de producción, siempre que $P_{wf} < P_b$, será la primera derivada del gasto con respecto al abatimiento de presión, como se muestra en la ecuación 1.7.

$$IP = IPR = - \frac{dq}{dP_{wf}} \quad (1.7)$$

1.7 Curvas de IPR

En 1968 **Vogel** propuso la siguiente expresión para predecir el comportamiento de pozos produciendo con empuje de gas disuelto, usando una gráfica normalizada, con presiones y gastos adimensionales. La ecuación propuesta es:

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (1.8)$$

Donde

P_{wf}	= Presión de fondo fluyendo	$\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$
P_{ws}	= Presión estática del yacimiento	$\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$
q_o	= Gasto de aceite medido a la P_{wf}	$\left[\frac{bl}{dia} \right]$
$q_{o \max}$	= Potencial del pozo ($P_{wf}=0$)	$\left[\frac{bl}{dia} \right]$

La Ec. 1.8 puede interpretarse como una solución general para yacimientos con empuje de gas disuelto. Esta ecuación aplica a casos donde no existe daño a la formación, es decir la $EF=1$. La representación gráfica de la Ec. 1.8 se puede apreciar en la **Fig.1.11**.

En esencia la ecuación de **Vogel (1968)** representa un modelo homogéneo donde las características estructurales del medio poroso no se reflejan. Los cambios en los Índices de productividad son atribuidos a los cambios en saturación, permeabilidades relativas y depresionamiento.

Para el desarrollo de su modelo, **Vogel (1968)** realizó cálculos con datos de yacimientos hipotéticos sin validarlo con datos de campo, más sin embargo, a través de los años este método ha ganado simpatía por su facilidad de aplicación y confiabilidad de resultados.

Para utilizar la correlación de **Vogel (1968)** se requiere una prueba de producción y ésta consiste en obtener un gasto de aceite a una presión de fondo fluyendo para la presión de fondo estática. Al comportamiento de flujo utilizando la correlación de Vogel, se le conoce como curva de IPR.

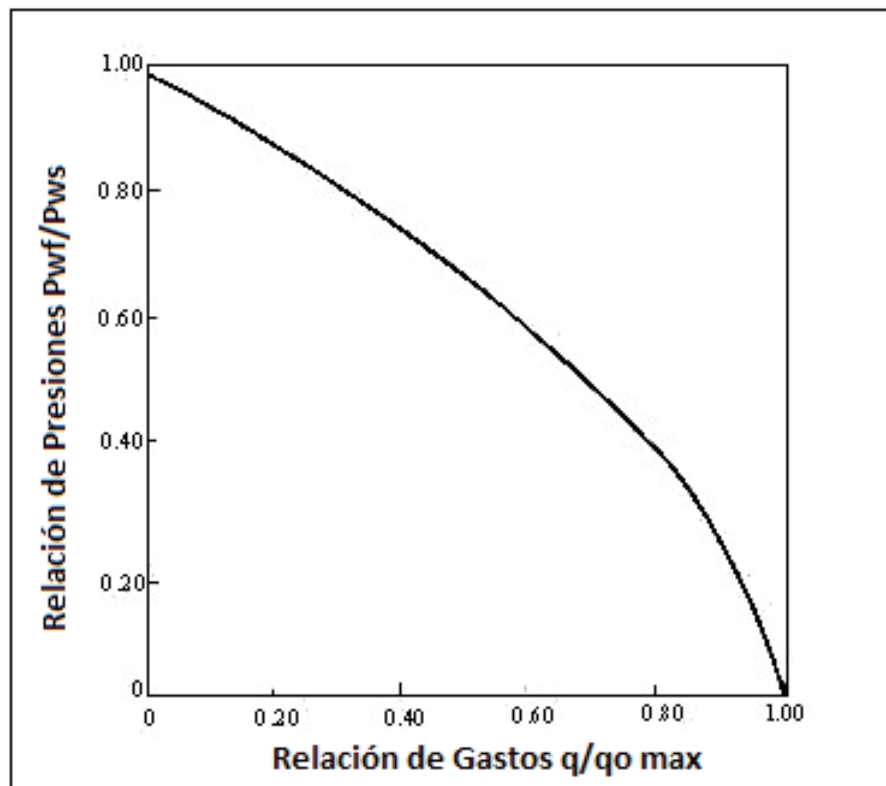


Fig. 1.11 Curva de afluencia para pozos sin daño de un yacimiento por gas disuelto, $EF=1$ (4).

La curva de la **Fig.1.11** sólo es aplicable para $EF = 1$. Por ello, **Standing (1970)** extiende el trabajo de **Vogel (1968)** y presenta un método gráfico basado en el método de Vogel, donde considera eficiencia de flujo, definidas anteriormente Ec. 1.4

$$EF = \frac{P_{ws} - P_{wf'}}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (1.4)$$

Donde

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo con daño $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

P_{ws} = Presión estática del yacimiento $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

$P_{wf'}$ = Presión de fondo fluyendo sin daño $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

La Figura 1.12 muestra el concepto empleado por **Standing** para establecer la eficiencia de flujo.

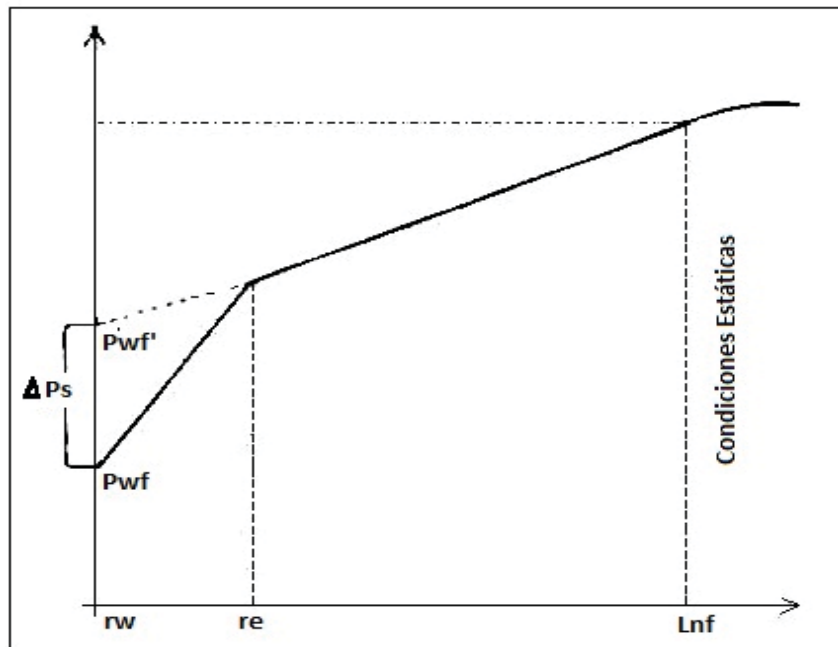


Fig. 1.12 Presiones de fondo en un pozo dañado (4).

En la **Fig. 1.13** se presentan las curvas de IPR para eficiencias de flujo de 0.5 a 1.5. De esta ampliación al método de Vogel es factible obtener:

- El gasto máximo posible para pozos con o sin daño, o bien, estimulados.
- El gasto para cualquier p_{wf} y diferentes valores de EF.
- La curva de IPR para pozos dañados o estimulados o sin daño.

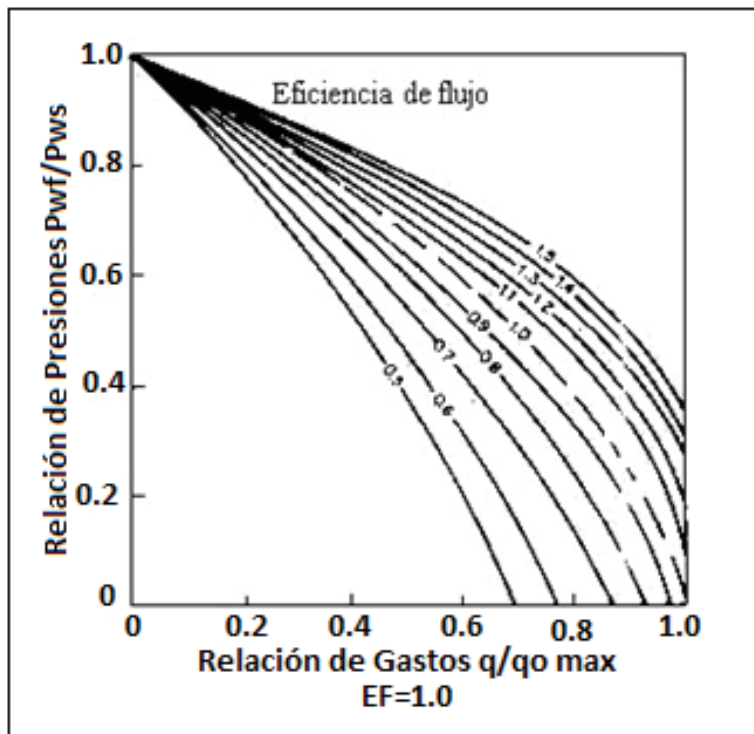


Fig. 1.13 Curvas de afluencia para pozos con EF diferente a 1 de yacimientos con empuje por gas disuelto (4).

ESTUDIO DE LAS DIFERENTES PROPIEDADES ROCA FLUIDO EN YACIMIENTOS PETROLEROS

2.1 Yacimiento

Yacimiento es una porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos ocupan los poros o los huecos que en este caso es la roca almacenadora y están a presión y temperatura elevada; como consecuencia de la profundidad a la que se encuentra localizado el yacimiento.

2.2 Acuífero

En el subsuelo el agua se encuentra distribuida en dos grandes zonas: la de aereación y la de saturación como se muestra en la **fig.2.1**.

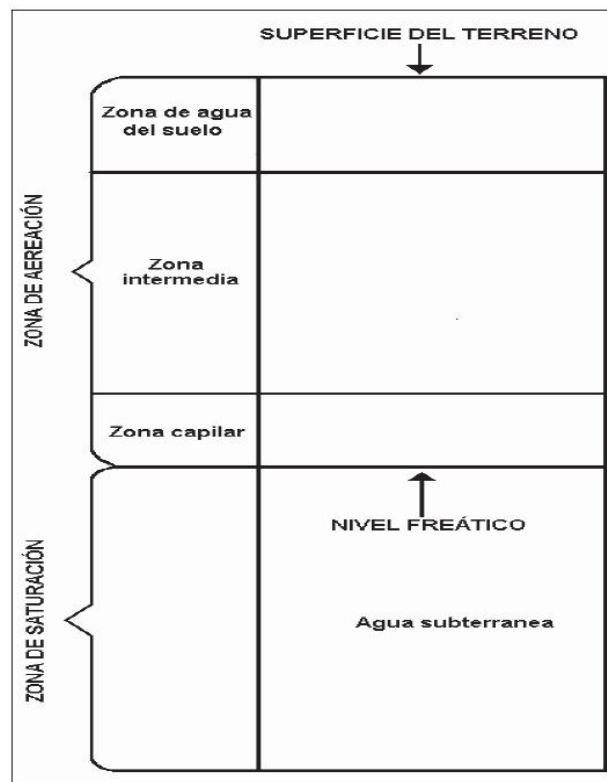


Fig. 2.1 Distribucion de agua en el subsuelo (5).

La zona de saturación tiene como límite superior al nivel freático o superficie freática, la cual es definida por el agua que se encuentra a la presión atmosférica. Todos los estratos situados abajo del nivel freático se encuentran totalmente saturados. Se llaman acuíferos a aquellos estratos, dentro de esta zona, que pueden proporcionar agua en una cantidad aprovechable. Desde luego, el término acuífero es muy relativo, pues depende de las condiciones existentes en cada zona: en una zona árida donde sea difícil la obtención de agua subterránea, una formación que proporcione unos cuantos litros por segundo puede considerarse un acuífero.

Quizá los acuíferos más efectivos sean las arenas y la grava sin consolidar, la arenisca y algunas calizas, mientras que las arcillas, las lutitas y la mayoría de las rocas metamórficas y las rocas ígneas cristalinas son generalmente acuíferos pobres.

2.2.1 Acuífero limitado

En un acuífero limitado las formaciones que se encuentran en la parte superior e inferior de este, son formaciones relativamente impermeables, que solo contienen agua a una presión mayor que la atmosférica y se le da el nombre de acuíferos confinados.

2.2.2 Acuífero semiconfinado

Si un acuífero está limitado por formaciones a través de las cuales puede recibir o ceder volúmenes significativos de agua (comparables con los que circulan por el acuífero), se le llama acuífero semiconfinado o leaky.

2.2.3 Acuífero libre

Cuando tiene como límite superior el nivel freático, se le conoce con el nombre de acuífero libre o freático. Los acuíferos confinados y semiconfinados pueden transformarse en libres, cuando la superficie piezométrica desciende bajo el techo del acuífero.

2.2.4 Superficie piezométrica

Los pozos que penetran en acuíferos confinados o semiconfinados, el nivel de agua asciende arriba del techo del acuífero, alcanzando, en ocasiones, la superficie del terreno. La superficie imaginaria definida por los niveles del agua en los pozos que penetran este tipo de acuíferos, recibe el nombre de superficie piezométrica, sus variaciones corresponden a cambios en la presión del agua del acuífero y pueden encontrarse en un punto dado, ya sea arriba o abajo del nivel freático.

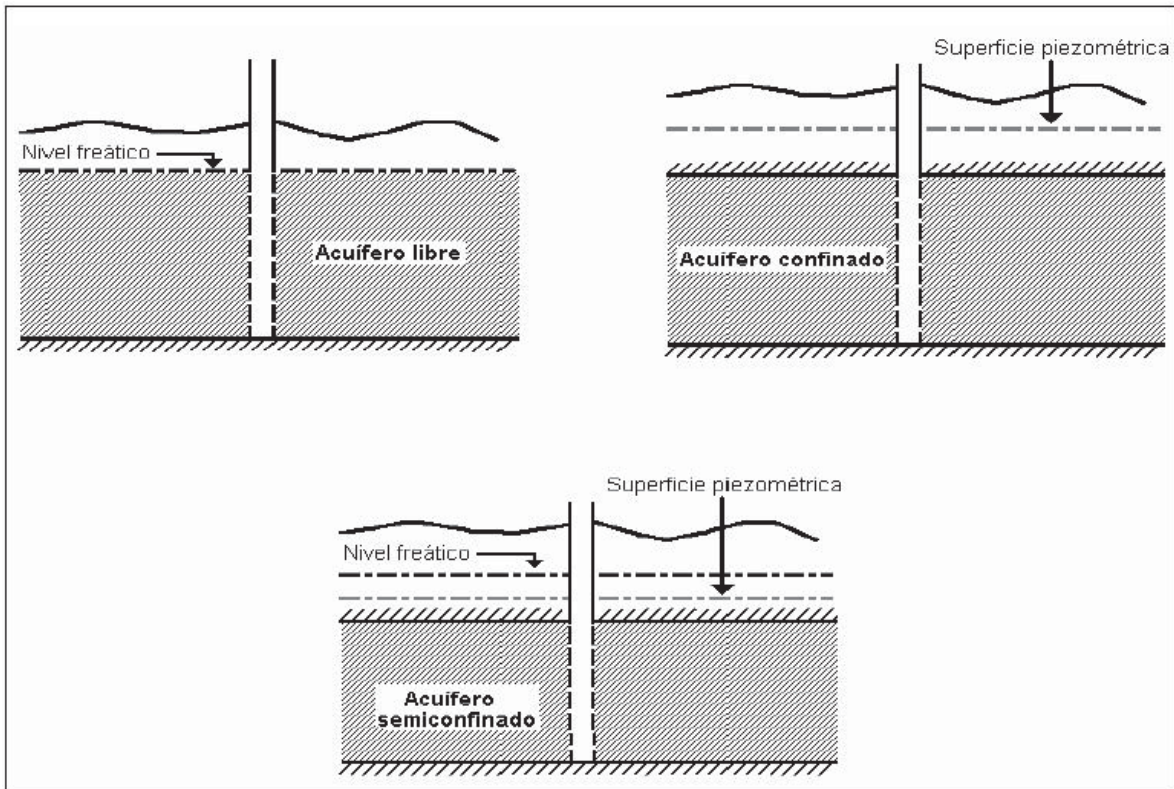
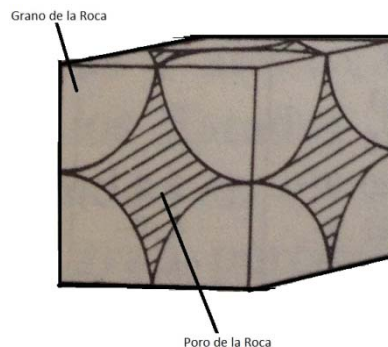


Fig. 2.2 Representación de los diferentes tipos acuíferos (5).

2.3 Porosidad (Φ)

La porosidad de un medio poroso es:

$$\Phi = V_p / V \quad (2.1)$$



Donde V_p = Volumen de poros y V = Volumen total de dicho medio

Este puede ser un yacimiento, una porción de él, una muestra (núcleo) o un empacamiento de partículas de los que se usan en los laboratorios para pruebas de desplazamiento de fluidos. Matemáticamente se puede considerar la variación de Φ de un punto a otro del yacimiento y se habla de $\Phi(x, y, z)$, para lo cual en la definición se toma el límite del cociente cuando $V \rightarrow 0$.

Si en V_p se toman en cuenta tanto los poros aislados como los comunicados entre sí, la Φ se le llama porosidad absoluta. La porosidad efectiva es la que se tiene considerando únicamente los poros comunicados. Por ejemplo, una roca basáltica puede tener muy alta porosidad absoluta, pero muy reducida o nula porosidad efectiva.

2.3.1 Porosidad Primaria

Se refiere a aquella adquirida al tiempo de depositación, sedimentación y compactación del material, es decir, en la diagénesis. Esto es, a los espacios vacíos que quedan entre los granos y fragmentos minerales en la roca. A esta porosidad también se le conoce con los nombres de porosidad original, intergranular o de matriz.

2.3.2 Porosidad Secundaria

Es aquella que adquiere la roca una vez que han actuado en ella ciertos procesos geológicos (mecánicos) o fenómenos químicos. Ejemplos de estos son: disolución del material calcáreo por corrientes submarinas, acidificación o fracturamiento. Los fenómenos que se presentan pueden actuar por separado o en conjunto, asumiéndose que ha sido posterior a la litificación de la roca misma. También se le llega a llamar porosidad inducida.

2.3.3 Porosidad Absoluta

Es la relación entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) y el volumen de roca, matemáticamente se expresa como:

$$\Phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r} \quad (2.2)$$

Donde

Φ_a = Porosidad absoluta

V_r = Volumen de roca

V_{pc} = Volumen de poros comunicados

V_{pnc} = Volumen de poros no comunicados

2.3.4 Porosidad Efectiva

Se define como el porcentaje del espacio poroso interconectado con relación al volumen de roca. Esta porosidad es la de interés para la industria petrolera y se expresa como.

$$\Phi = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (2.3)$$

2.4 Saturación

La saturación es de las propiedades más importantes, ya que es un parámetro que nos permite determinar la cantidad de hidrocarburos contenidos en la roca. Por lo anterior la importancia de conocer los tipos y cantidades de fluidos que se tienen en el yacimiento.

La saturación S de un fluido f en un medio poroso, se define como el volumen del fluido V_f medido a la presión y temperatura a que se encuentre el medio poroso, entre su volumen de poros V_p ; es decir:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (2.4)$$

Donde f puede representar el aceite $S_o = V_o/V_p$, agua o gas. Como en el caso de la porosidad, S se puede considerar también en forma puntual, $S(x, y, z, t)$ y expresarse en porcentaje.

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua; los valores de la saturación del agua congénita (S_w) pueden variar desde un diez hasta un cien por ciento, en el caso de los acuíferos, en tanto que en etapas avanzadas de extracción, por entrada natural o artificial de agua, S_w puede alcanzar valores de 0.8, quedando solamente saturaciones pequeñas de aceite y/o gas (saturaciones residuales). En yacimientos de aceite la saturaciones de aceite S_o puede variar desde cero (aceite bajo saturado) hasta valores del orden de 0.7. Además, de la definición de S se demuestra:

$$\sum S_f = 1 \quad (2.5)$$

Para cualquier yacimiento, a un tiempo cualquiera de explotación, por lo que esto debe de tomarse en cuenta al considerar cualquier situación de saturación de fluidos en los yacimientos.

2.4.1 Saturación Inicial

Sera aquella a la cual es descubierto el yacimiento; en el caso del agua también se denomina saturación del agua congénita y es el resultado de los medios acuosos donde se formaron los hidrocarburos, dependiendo su valor el agua congénita podrá tener movimiento o no.

2.4.2 Saturación Residual

Es aquella que se tiene después de un periodo de explotación en una zona determinada, dependiendo el movimiento de los fluidos, los procesos a los cuales se está sometiendo el yacimiento y el tiempo, esta puede ser igual, menor o en casos excepcionales mayor que la saturación inicial.

2.4.3 Saturación Crítica

Se llama saturación crítica al valor de S 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; al continuar bajando la presión se va incrementando S_g , pero el gas no puede moverse hacia los pozos o hacia arriba de la estructura sino hasta que se alcanza la saturación de gas crítica S_{gc} , que es del orden del 5 al 8 por ciento, dependiendo de las características del sistema roca-fluidos.

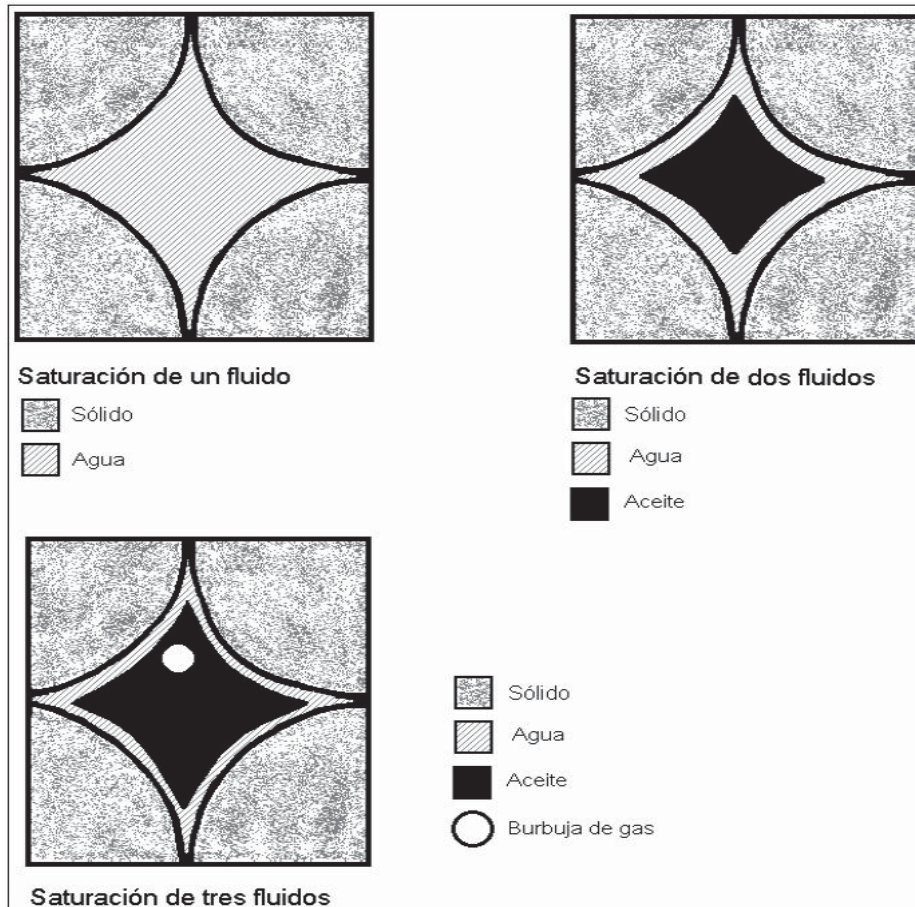


Fig. 2.3 Representación de la saturación de los fluidos en el poro (5).

2.5 Permeabilidad

La permeabilidad se puede definir como la facilidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. Así, el grado de permeabilidad de una roca estará definido de acuerdo con la facilidad que presenta el paso de fluidos por medio de ella.

Henry Darcy (1856), fue el primero en estudiar esta propiedad, haciendo fluir agua a través de filtros de arena para la purificación de agua. Logro establecer una relación de fluidos en un medio poroso y sus estudios fueron retomados, aplicándose en el desarrollo de varias industrias, como la petrolera.

A través de su experimento Darcy encontró que el gasto a través del empaque de arena era proporcional a la carga hidrostática del fluido (ρ , g , h) mas una presión (P) ejercida sobre la superficie libre del liquido, que causa movimiento del fluido en una longitud (L) dada, mediante una sección transversal de área (A) perpendicular a la dirección de flujo donde esta área es un área aparente ya que considera todo y solo se fluye a través del espacio poroso. La constante de proporcionalidad (k) es la permeabilidad.

La forma elemental de la ecuación de Darcy es:

$$q = -A \frac{K(\Delta P + \rho gh)}{L} \quad (2.6)$$

Donde

h = Altura medida sobre un nivel constante de referencia

ρ = Densidad del fluido

g = Aceleración de la gravedad

El experimento de Darcy solo considero agua, es por ello que posteriormente se consideraron otros fluidos, es por eso que se toma en cuenta la viscosidad (μ). Al introducir este término se observa que es inversamente proporcional al gasto del fluido. Por lo que la ecuación de Darcy adquiere una forma general:

$$q = -A \frac{k (\Delta P + \rho gh)}{\mu L} \quad (2.7)$$

Si tomamos en cuenta que L tiene cierta inclinación, tomaremos a “ α ” como el ángulo de buzamiento con la horizontal, por lo que la ecuación queda de la siguiente forma:

$$h = L(\text{sen}\alpha); \quad q = -A \frac{k}{\mu} \left(\frac{\Delta p}{L} + \rho g \text{sen}\alpha \right) \quad (2.8)$$

Donde

$\frac{\Delta p}{L}$ =Gradiente de presión en la dirección de flujo

Por lo anterior α se considera positivo cuando el flujo es buzamiento arriba o negativo cuando es buzamiento abajo. En esta ecuación de flujo, la velocidad que se obtiene al dividir el gasto por el área, no es la velocidad real, es solo aparente, ya que no toda la sección del área transversal está disponible para el flujo del fluido. Si queremos estimar la velocidad del flujo real en el medio poroso, se tendrá que dividir entre la porosidad.

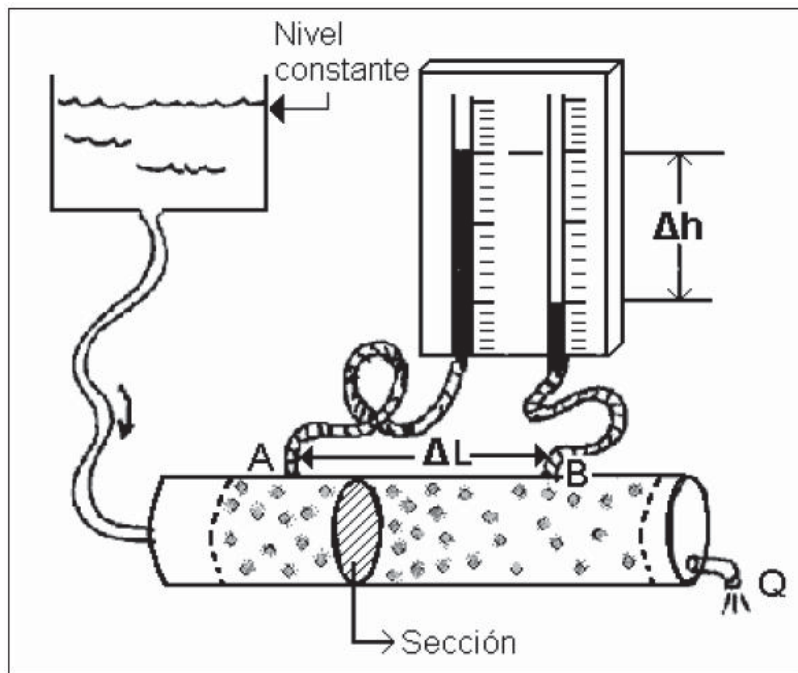


Fig.2.4 Esquema del experimento de Darcy

2.5.1 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 fluido.

2.5.2 Permeabilidad Efectiva (k_o , k_g , k_w)

Se define como permeabilidad efectiva a un fluido particular, la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%.

k_o , k_g , k_w representan, respectivamente, las permeabilidades efectivas al aceite, al gas y al agua.

En la **fig.2.5** se presentan relaciones típicas de permeabilidad efectiva para un sistema agua-aceite, en un medio poroso mojable por agua.

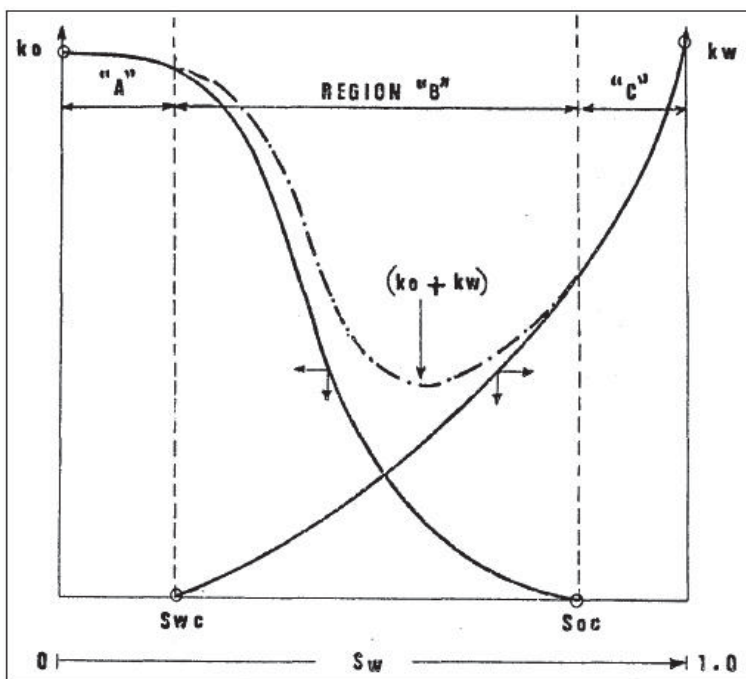


Fig. 2.5 Permeabilidades efectivas en un medio poroso mojable por agua (6).

Para una saturación de aceite de 50%, la permeabilidad efectiva a la fase mojante (agua) es menor que la correspondiente a la fase no-mojante (aceite).

Las relaciones de permeabilidad efectiva para agua y aceite mostradas en la **fig.2.5** pueden ser divididas en tres regiones. En la región A solo el aceite puede fluir, porque 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.2.6** se muestra una grafica de permeabilidades efectivas para gas y aceite. La forma de la curva en este caso indica que el aceite es la fase mojante, mientras que el gas es la fase no-mojante. También presentan tres regiones, en forma similar al caso anterior.

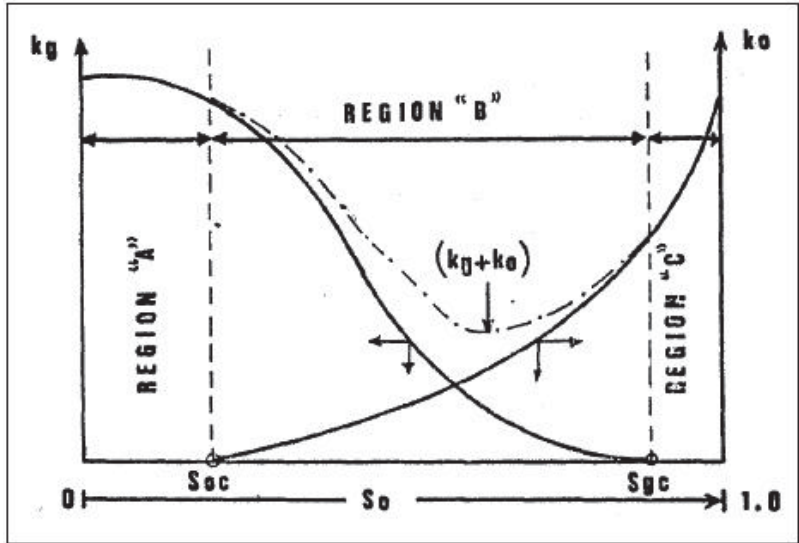


Fig. 2.6 Permeabilidades efectivas; el aceite es la fase mojante (6).

2.5.3 Permeabilidad relativa (k_{ro} , k_{rg} , k_{rw})

La permeabilidad relativa se define como sigue:

$$k_{r_o} = \frac{k_o}{k}; k_{r_g} = \frac{k_g}{k}; k_{r_w} = \frac{k_w}{k} \quad (2.9)$$

En la **fig.2.7** se muestra una grafica típica de curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite.

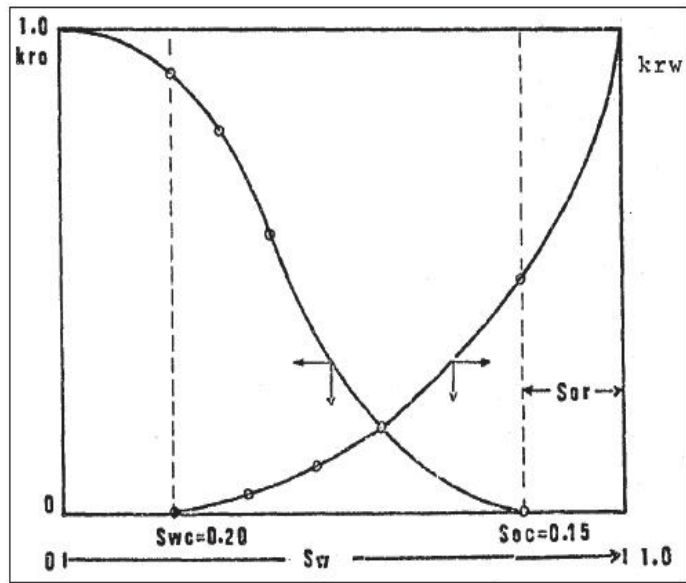


Fig. 2.7 Permeabilidades relativas al agua y al aceite (6).

Comenzando con una saturación de agua de 100%, las curvas indican que una disminución de la saturación de agua al 85% (un aumento en la S_o de 15%) reduce fuertemente la permeabilidad relativa al agua, de 100% a 60%, en cambio a la saturación de 15% de aceite, la permeabilidad relativa al aceite es prácticamente cero. Este valor de saturación de aceite de 15%, se denomina saturación crítica ($S_{oc}=0.15$), o sea la saturación a la que el aceite comienza a fluir, a medida que la saturación de aceite aumenta. También se denomina saturación residual de aceite “Sor” al valor por abajo 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 bastante alta.

A esta saturación de agua de 20% se le conoce como saturación crítica, puede ser mayor o igual a la saturación inicial de agua (S_{wi}).

En las rocas de los yacimientos preferencialmente mojadas por agua la fase agua es contigua a las paredes de los espacios porosos.

2.6 Viscosidad del aceite (μ_o)

La viscosidad es la propiedad de resistencia al esfuerzo cortante. Además, la viscosidad puede ser vista como la resistencia interna de un fluido a fluir y por lo tanto, depende en gran medida de la densidad y la composición. Usualmente el líquido pesado tiene una mayor viscosidad que un líquido ligero. La unidad de medida de la viscosidad μ normalmente referida como viscosidad dinámica es el centipoise o poise.

$$\mu = \nu\rho ; [cp] \quad (2.10)$$

Donde

μ = Es la viscosidad dinámica o absoluta.

ν = Viscosidad cinemática.

ρ = Densidad del fluido.

2.7 Compresibilidad (c)

Es el cambio en volumen que experimenta un volumen unitario, cuando este sufre un cambio de presión a una temperatura constante.

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\delta V}{\delta P} \right)_T ; \left[\frac{1}{Kg/cm^2} \right] \quad (2.11)$$

2.7.1 Compresibilidad de la formación (c_f)

La presión geostática tiende a comprimir el yacimiento. Esta balanceada por la resistencia de la roca y la presión de los fluidos en el espacio poroso. Al avanzar la producción de aceite y gas, la presión en el espacio poroso disminuye. En consecuencia el volumen de poros del yacimiento disminuye levemente. Podemos definir como compresibilidad de la formación al cambio de volumen de poros, con respecto a la presión de los fluidos contenidos en dicho volumen de poros, la expresión matemática que la representa es la siguiente.

$$c_f = -\frac{1}{V_p} \frac{\delta V_p}{\delta P} \quad (2.12)$$

Donde

c_f = Es la compresibilidad de la formación

V_p = Volumen de poros

2.7.2 Compresibilidad del gas (c_g)

Se define como el cambio de volumen del gas debido al cambio de presión a una temperatura constante. Recordando la ecuación de estado del gas ideal, tenemos:

$$PV = nzRT \quad (2.13)$$

Donde

$n = m/M$, es el numero de veces que la masa característica M está contenida en la masa m .

R = Constante universal para todos los gases.

Z = Factor de desviación del comportamiento ideal del gas.

Despejando V de la ecuación 2.13, se tiene la siguiente ecuación

$$V = \frac{nzRT}{P} \quad (2.14)$$

Si tomamos en cuenta que es un proceso isotérmico; entonces $T = \text{cte}$. $n = \text{cte}$. y $R = \text{cte}$.

Tenemos

$$\frac{\delta V}{\delta P} = \frac{1}{P} (nzRT) \frac{\delta Z}{P} - \frac{nzRT}{P^2} \quad (2.15)$$

Multiplicando el primer termino del segundo miembro por Z/z

$$\text{Tenemos} \quad \frac{\delta V}{\delta P} = \left(\frac{znRT}{P}\right) \frac{1}{z} \frac{\delta Z}{\delta P} - \frac{znRT}{P} \left(\frac{1}{P}\right) \quad (2.16)$$

Sustituyendo la ecuación 2.14 en 2.16

$$\text{Tenemos} \quad \frac{\delta V}{\delta P} = \frac{V}{z} \frac{\delta Z}{\delta P} - \frac{V}{P} \quad (2.17)$$

Dividiendo la ecuación ente (-V)

$$\text{Tenemos} \quad \frac{1}{-V} \left(\frac{\delta V}{\delta P}\right) = \left(-\frac{1}{V}\right) \left(\frac{V}{z} \frac{\delta Z}{\delta P}\right) - \frac{V}{P} \left(-\frac{1}{V}\right) \quad (2.18)$$

Simplificando

$$-\frac{1}{V} \frac{\delta V}{\delta P} = -\frac{1}{z} \frac{\delta Z}{\delta P} + \frac{1}{P} \quad (2.19)$$

$$\text{Si } C_g = -\frac{1}{V} \frac{\delta V}{\delta P} \rightarrow C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{z} \frac{\delta Z}{\delta P} \quad (2.20)$$

La ecuación 2.20 representa la compresibilidad para un gas real, en el caso de los gases ideales se tiene:

$$\frac{\delta Z}{\delta p} = 0, \text{ con lo que tenemos la ecuacion de compresibilidad para gases ideales}$$

$$c_g = \frac{1}{p} \quad (2.21)$$

2.7.3 Compresibilidad del aceite (c_o)

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

$$c_o = -\frac{1}{V_o} \left(\frac{\delta V_o}{\delta P}\right)_T ; \left[\frac{1}{\frac{kg}{cm^2}} \right] \quad (2.22)$$

2.8 Densidad (ρ)

La densidad podemos definirla, como la masa por unidad de volumen de la sustancia a una temperatura específica.

$$\rho = \left(\frac{\text{Masa}}{\text{Volumen}} \right)_T \quad (2.23)$$

La densidad de los fluidos producidos por el yacimiento, depende fundamentalmente de su composición.

2.8.1 Densidad del aceite (ρ_o)

La densidad del aceite podemos definirla, como la relación de la masa de aceite más su gas disuelto entre su volumen. La densidad del aceite varía con respecto a la temperatura y la presión.

$$\rho_o = \frac{\text{Masa}_{\text{aceite@C.Y.}}}{\text{Vol}_{\text{aceite@C.Y.}}} = \frac{m(\text{aceite+gas dis.})}{V(\text{aceite+gas dis.})} \left[\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right] \quad (2.24)$$

2.8.2 Densidad relativa (ρ_r)

La densidad relativa de una sustancia, podemos definirla como, el cociente de la densidad entre la densidad de otra sustancia que se usará como patrón.

La sustancia patrón debe cumplir con las siguientes características:

Debe tener universalidad.

Debe ser abundante y barata.

Regularmente si se están utilizando líquidos, la sustancia patrón que se usará es el agua, a unas condiciones de 4°C y 1 atmosfera de presión. Para los gases se utiliza regularmente aire usando las mismas condiciones mencionadas.

$$\rho_{ro} = \frac{\rho_o}{\rho_{\text{patrón}}} \left[\frac{\text{ML}^{-3}}{\text{ML}^{-3}} \right] [\text{Adimensional}] \quad (2.25)$$

En la industria petrolera es común utilizar el término de grados API que es la escala utilizada por el “Instituto Americano del Petróleo” para expresar la gravedad específica de los aceites y se utiliza la siguiente ecuación.

$$^{\circ} API = \frac{141.5}{\rho_r} - 131.5 \quad (2.26)$$

2.9 Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos

Los yacimientos de hidrocarburos pueden tener características muy diferentes unos de otros, para su mejor estudio se han determinado los principales factores que afectan su comportamiento y en base a ello podemos hablar de clasificaciones, las cuales se enumeran a continuación:

1. Tipo de roca almacenadora
2. Tipo de Trampa
3. Fluidos almacenados
4. Presión original del yacimiento
5. Empuje predominante
6. Diagramas de fase

2.9.1 De acuerdo con el tipo de roca almacenadora

Arenas. Su porosidad se debe a la textura de los fragmentos que la forman, Pueden ser arenas limpias o sucias. Estas con limo, cieno, lignito, bentonita, etc.

Calizas porosas cristalinas. Su porosidad primaria es muy baja, es porosidad inter-cristalina, puede tener espacios porosos muy importantes debidos a la disolución.

Calizas oolíticas. Su porosidad se debe a la textura oolítica, con intersticios no cementados o parcialmente cementados.

Calizas detríticas. Están formadas por la acumulación de fragmentos de material calcáreo cementado.

Calizas fracturadas y/o con cavernas. Son sumamente atractivas por su alta permeabilidad debida al fracturamiento y a la comunicación entre las cavernas.

Areniscas. Son arenas con un alto grado de cementación por materiales calcáreos, dolomíticos, arcillosos, etc.

Calizas dolomíticas o dolomitizadas. Su porosidad se debe al cambio del mineral calcita a dolomita.

2.9.2 De acuerdo con el tipo de trampa

Estructuras, como los anticlinales: En estos casos la acción de la gravedad origina el entrapamiento de hidrocarburos.

Por penetración de domos salinos. Igual a casos anteriores, puede ir ligado adicionalmente a fallas y/o discordancias.

Por fallas. Las fallas pueden ocasionar una discontinuidad a las propiedades de flujo de la roca y por ello la acumulación de hidrocarburos.

Estratigráficos. En este caso la acumulación de hidrocarburos se debe a los cambios de facies y/o discordancias, por disminución de la permeabilidad, por acuñaamiento.

Mixtos o combinados. Donde intervienen más de un tipo de los anteriores (combinados)

2.9.3 De acuerdo al tipo de fluidos almacenados

De aceite y gas disuelto. En este tipo de yacimiento la $P_i > P_b$ por lo que todo el gas estará disuelto en el aceite a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. En este grupo se puede ubicar a los aceites.

De aceite, gas disuelto y gas libre (casquete). Cuando $P_i < P_b$ en la etapa de descubrimiento, el yacimiento tendrá gas libre desde su inicio, a este tipo de yacimientos se les llama también saturados.

De gas seco. Su composición y condiciones de T y P es tal que el yacimiento siempre tendrá gas en superficie se llega a recuperar volúmenes mínimos de líquidos.

De gas húmedo. Su composición y condiciones de P y T son tales que en el yacimiento es gas, pero a condiciones superficiales tenemos gas y líquido.

De gas y condensados. A las condiciones originales de P y T es gas, pero al declinar la presión se forma una fase líquida.

2.9.4 De acuerdo con la presión original en yacimientos de aceite

Bajo saturados. La presión inicial es mayor que la de saturación. Todo el gas está disuelto.

Saturados. La presión inicial es igual o menor que la de saturación, Cuando $P_i < P_b$, hay gas libre, ya sea disperso o en forma de casquete.

2.9.5 De acuerdo con el tipo de empuje predominante

- Por expansión de los fluidos y la roca.
- Por expansión del gas disuelto liberado.
- Por expansión del gas.
- Por segregación gravitacional.
- Por empuje hidráulico.
- Por empujes combinados.
- Por empujes artificiales.

2.9.6 De acuerdo con los diagramas de fase

Considerando que en una adecuada clasificación de los yacimientos se deben tomar en cuenta la composición de la mezcla de hidrocarburos, la temperatura y la presión, se ha utilizado diagramas de fase para hacer una clasificación mas técnica de dichos yacimientos. En la **fig.2.8** se presenta uno de estos diagramas, para una determinada mezcla de un yacimiento.

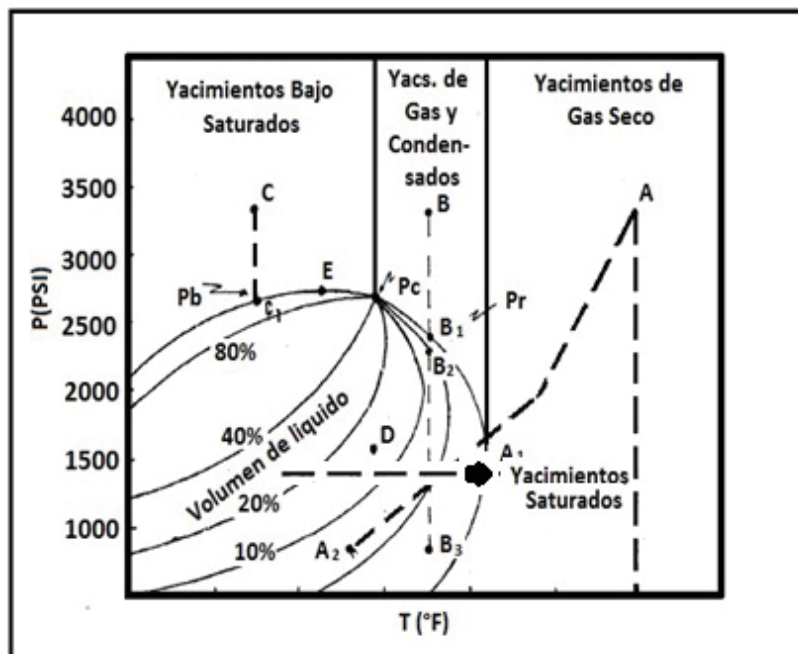


Fig. 2.8 Diagrama de Fases (6).

El área encerrada por las curvas de los puntos de burbujeo y de los puntos de rocío es la región de combinaciones de presión y temperatura en la cual existen dos fases (líquida y gaseosa) en equilibrio.

Las curvas dentro de la región de dos fases muestran el porcentaje de líquido en el volumen total de hidrocarburos, para cualquier presión y temperatura.

Inicialmente toda acumulación de hidrocarburos tiene su propio diagrama de fases, que depende solo de la composición de la mezcla. Los yacimientos de hidrocarburos se encuentran inicialmente ya sea en estado monofásico (A, B y C) o en estado bifásico (D), de acuerdo con la posición de sus presiones y temperaturas en los diagramas de fase.

Cuando la presión y temperatura iniciales de un yacimiento quedan fuera de la región de dos fases, este puede comportarse como un yacimiento:

1. De gas (A), donde su temperatura es mayor que la cricondenterma (temperatura máxima a la cual pueden existir dos fases en equilibrio).
2. De gas y condensado, que presenta condensación retrograda (yacimientos de punto de rocío), (B), donde su temperatura se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma.
3. De aceite bajo-saturado (de punto de burbujeo), (C), donde su temperatura está por debajo de la temperatura crítica.

Cuando la presión y la temperatura iniciales del yacimiento quedan dentro de la región de dos fases, este puede comportarse como un yacimiento:

1. De aceite saturado, donde, existe una zona de aceite con un casquete de gas.
2. De aceite saturado sin estar asociado a un casquete de gas, esto es; cuando la presión inicial es igual a la presión de saturación o de burbujeo. La presión y temperatura para este tipo de yacimientos se localizan exactamente sobre la curva de burbujeo (E).

2.10 Areniscas

Las areniscas son sedimentos detríticos que contienen abundantes granos de arena y limo grueso. Se forman como resultado de los procesos de sedimentación, en los que fragmentos minerales de distintos tamaños y formas acomodándose gradualmente unos con otros y se comprimen con el peso de los estratos sobrepuestos. Los granos de arena se depositan bajo el agua, generalmente de manera que las caras tabulares de los granos adquieren la misma orientación, poniéndolas en yuxtaposición estrecha que produce un paralelismo bien definido en los planos de las capas. Los granos pequeños se depositan en los intersticios entre granos más grandes, y en esa forma se obtiene una condición que se acerca a la densidad máxima y a la porosidad mínima posible en una arena no consolidada.

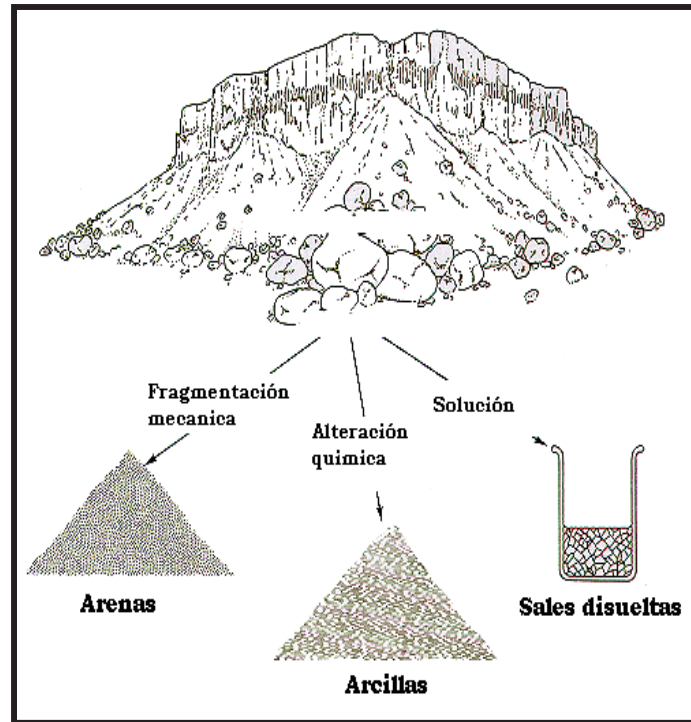


Fig. 2.9 Mecanismos de formación y transporte de los sedimentos siliciclásticos y de los sedimentos aloquímicos (7).

Las areniscas varían, de limpias, a aquellas en las que la arena está mezclada con abundante limo fino y arcilla. Los minerales antigénicos pueden contenerlos como cemento precipitado, pero las areniscas son clasificadas únicamente por sus componentes detríticos. La presencia de una cantidad notable de cemento puede quedar indicada por un adjetivo adecuado y entre los cementos, los más comunes son el calcáreo y el silíceo.

En todo el mundo las areniscas constituyen las rocas más importantes. Localmente pueden ser sobrepasadas en el volumen de petróleo producido por las rocas de carbonatos, pero en gran número de distritos petrolíferos las calizas y dolomías están enteramente ausentes de la sección estratigráfica. Las areniscas poseen las propiedades de porosidad y permeabilidad con una mayor y más consistente extensión que cualquier otra de las rocas comunes. Las areniscas poseen las propiedades de porosidad y permeabilidad con una mayor y más consistente extensión que cualquier otra de las rocas comunes. Además, pueden tener gran potencial, en algunos puntos de varios cientos de metros, las areniscas pueden tener o no gran continuidad lateral.

Tipos de rocas		
Ruditas.	CONGLOMERADO	Normal, 4-64mm. Fino, <4mm. Arenoso, >20% de areniscas. Arcilloso, >20% de arcilla.
Arenitas.	ARENISCAS	Conglomerática, >20%. Guijarrosa, 10-20% de guijarros.
		Normal. Limosa, >20% de limo. Arcilloso, >20% de arcilla.
Lutitas.	LIMOLITAS Y LUTITAS.	Limo arenosa, >20% de arena. Limolita. Lutita limosa. Lutita.

Fig.2.10 Clasificación de rocas terrígenas basada en los tamaños de los clastos (8).

De acuerdo con el grado de clasificación se definen dos tipos de areniscas. Uno es una roca de arena pura o casi pura, que para fines prácticos llamaremos arenita. Esta relativamente bien clasificada y contiene un poco, si no es que nada, de arcilla.

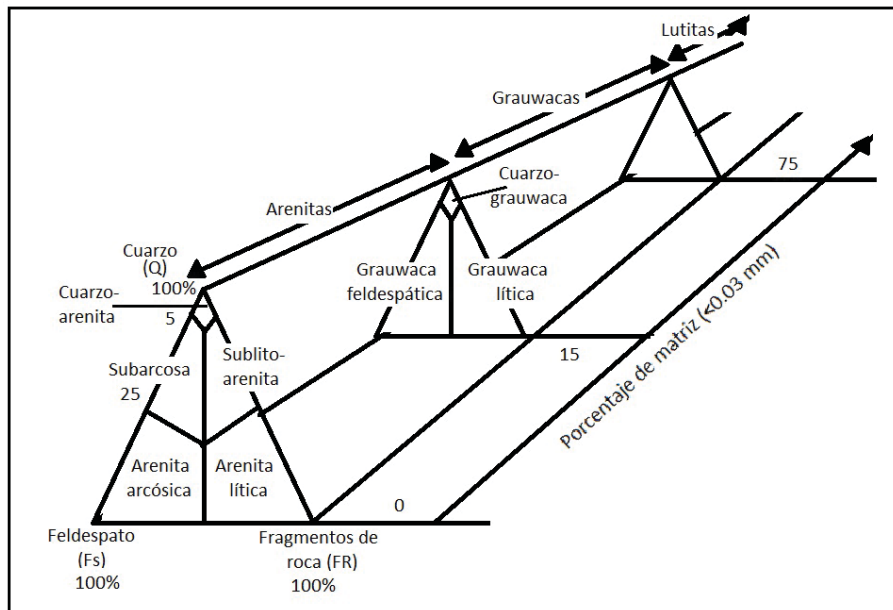


Fig. 2.11 Clasificación de las rocas sedimentarias detríticas (7).

Las areniscas del segundo tipo son impuras; son mezclas de materiales detríticos sin clasificar o probablemente clasificados y su principal característica es una matriz en la que abundan la arcilla y el limo fino. Las areniscas impuras se agrupan bajo el nombre general de wacka. Muchas de estas areniscas, por carecer de clasificación y por la angulosidad de sus granos, parecen una microbrecha, que es un nombre descriptivo apropiado.

A los dos tipos de areniscas mencionados, se les atribuye un gran significado genético. La arenita es selectiva y lentamente acumulada y bien lavada por corrientes, que además la dejan bien limpia, mientras que la wacka es un sedimento materialmente “vaciado” a la cuenca de depósito a un ritmo tan rápido que no se ofrece oportunidad de que haya una selección apreciable o que, después de la depositación, se efectuó un retrabajo por las corrientes. En realidad puede haber todas las gradaciones entre la wacka, con un mínimo de clasificación y la arenita, con el máximo de clasificación, pero para los propósitos de la clasificación y la nomenclatura, puede hacerse una distinción arbitraria entre las dos clases.

Longitud de la partícula			Grado	Clase	Fracción			
m	mm	φ			Sin litificar	Litificado		
4.1	4096	-12	muy grueso	Boulder	↑ ?	Conglomerado		
2.0	2048	-11	grueso					
1.0	1024	-10	medio					
0.5	512	-9	fino					
0.25	256	-8	grueso					
	128	-7	fino					
	64	-6	muy grueso	Cobble	Grava	Conglomerado		
	32	-5	grueso					
	16	-4	medio					
	8	-3	fino					
	4	-2	muy grueso	Pebble				
	2	-1	grueso					
	1	0	medio	Granulo	Arenas	Areniscas		
	0.50	1	fino					
	0.25	2	muy fino					
	0.125	3						
	0.063	4	grueso	Limo			Lodos o Limos	Limolitas o Lutitas
	0.031	5	medio					
	0.015	6	fino					
	0.008	7	muy fino					
	0.004	8		Arcillas				
	0.002	9						
	0.001	10						
	0.0005	11						
	0.0002	12						
	0.0001	13						
					↓ ?			

Fig. 2.12 Escala para los diferentes tamaños de los granos (8).

Las wackas aquí se definen como aquellas que contienen más de 10% de matriz argilácea; todas las areniscas con menos de 10% de matriz son clasificadas como arenitas. El termino arenisca argilácea puede aplicarse vagamente a areniscas impuras que contienen una cantidad indefinida de limo fino y arcilla.

Una subdivisión más amplia de las areniscas se basa en el contenido relativo de los constituyentes estables e inestables. Algunas areniscas contienen los más estables, principalmente cuarzo, cuarcita y pedernal, junto con unos cuantos minerales accesorios como moscovita, circón, rutilo y turmalina. Las rocas de esta clase, que efectivamente resisten los cambios mineralógicos subsiguientes, se consideran entre los productos finales de la sedimentación y muchos son el resultado de más de un ciclo de erosión y depositación. En contraste están las areniscas que contienen muchos componentes inestables, de los cuales, los más comunes son los feldespatos, unos cuantos silicatos ferromagnesianos, como hornblenda y piroxenos y varios fragmentos de rocas de grano fino.

Los supervivientes de estos constituyentes inestables, resultan de la rápida erosión y depositación, que es de esperarse en regiones de actividad tectónica y relieve accidentado y también favorecidos por condiciones climáticas que fomentan más bien el rompimiento mecánico que el pudrimiento químico de las rocas paternas.

Una clasificación básica de las areniscas, por lo tanto, consiste de los siguientes cuatro tipos principales.

2.10.1 Areniscas impuras o wacka

Depósitos sin clasificación o pobremente clasificados que contienen una matriz arcillosa notable.

- Aquellas que contienen abundantes constituyentes inestables (por ejemplo, wackas y grauwackas líticas, arcósicas y feldespáticas y arcosa pobremente clasificada).
- Aquellas que consisten principalmente de constituyentes estables (por ejemplo, wacka y grauwaka ambas de cuarzo; mezclas de cuarzo y caolín, como arcillas refractarias arenosas).

2.10.2 Areniscas puras o arenitas

Depósitos bien a moderadamente clasificados, que contienen escasa o ninguna matriz arcillosa.

- Aquellas que contienen abundantes constituyentes inestables (Por ejemplo, arenitas líticas, arcósicas y feldespáticas y arcosas bien clasificadas).
- Aquellas que consisten principalmente de constituyentes estables (por ejemplo, arenita cuárcica).

El orden en que están situadas las areniscas es tal, que los tipos que más se aproximan al sedimento inicial, en el área de suministro, están colocados primero y los que se aproximan al producto final, una arenita bien clasificada que consiste de granos estables, están colocados al último. Esta clasificación general tiene una aplicación universal para las rocas arenosas, pues las propiedades sobre las cuales está basada, como la clasificación y el contenido de granos estables e inestables, están determinados principalmente por procesos sedimentarios que están actuando en cualquier parte. Los factores locales, como diferencias en las rocas paternas, las cuales comúnmente son fortuitas, son de la menor importancia en este esquema básico. Sin embargo, hay muchas diferentes clases de wacka y arenita, determinadas principalmente por la roca original y definidas por sus constituyentes detríticos particulares, de los cuales, los más comunes han sido incluidos en la clasificación anterior.

Cuatro principales componentes detríticos ocurren en las rocas arenosas:

1. Cuarzo, cuarcita y pedernal que constituyen los granos estables más abundantes.
2. Feldespatos, los minerales inestables más abundantes.
3. Fragmentos de rocas de grano fino, relativamente inestables, que incluyen rocas volcánicas, rocas verdes, esquistos, filitas, pizarras, lutitas, argilitas, areniscas de grano fino y ocasionalmente calizas.
4. Material argiláceo que consiste principalmente de arcilla, pero generalmente incluye también algo de limo fino.

2.10.3 Propiedades litológicas de las areniscas

Los grandes minerales individuales de los que están compuestas las areniscas ocurren en una variedad infinita de formas y en toda clase de tamaños, desde las partículas de polvo más pequeñas hasta rocas gruesas. Son fragmentos cristalinos de los minerales comunes que forman las rocas que han sido lo suficientemente duras para resistir la abrasión y desintegración durante su transporte por agua fluyente desde su origen hasta el área de asentamiento, que esta, tal vez, a muchos kilómetros de distancia. Su forma y textura del mineral del cual esta compuestos y la cantidad de desgaste que han sufrido. Algunos minerales, tales como las micas, producen formaciones delgadas tabulares y presentan caras lisas pero bordes ásperos desiguales: otros como la calcita, tienden a volverse angulares con bordes bien definidos y ángulos entrantes; mientras que aun otros, como el cuarzo y el feldespato, son macizos y tienen superficies lisas y algunas veces altamente pulidas. Los granos de arena son, por lo general, de forma angular cuando recién formados, pero los bordes y esquinas se redondean durante su traslado. Se describen entonces como sub-angulares o redondeados, dependiendo del avance al que el desgaste haya modificado las formas originales.

2.10.4 Porosidad de las arenas y areniscas

Al referirse a la porosidad de una arena o arenisca en el sentido cuantitativo, se hace generalmente referencia al porcentaje que el volumen del espacio poroso tiene del volumen total. Este varía dentro de muy amplios límites, desde un máximo de 40% a cero. Sin embargo, los valores en exceso de 30% son poco comunes, y la mayoría de las arenas petrolíferas productivas tienen porcentajes de porosidad que varían entre 10 y 25%. Aun cuando el límite inferior de porosidad puede acercarse a cero y los valores de menos de 10% no son poco comunes en las areniscas bien consolidadas, esas rocas pocas veces son la fuente de una producción comercial de aceite, aun cuando puedan estar completamente saturadas de petróleo.

Se debe hacer una distinción entre porosidad absoluta o espacio total disponible para almacenamiento de fluidos, y la porosidad efectiva, que es un término que se aplica a la porción del espacio poroso que es continuo y cede a las influencias de drenaje. Con frecuencia una parte del espacio poroso está aislado por compresión y depósito secundario de material cementante, de modo que los fluidos aprisionados no pueden escapar sin una desintegración real de la roca, es por eso la importancia de tener bien claras las definiciones de porosidad antes citadas, ya que la porosidad debido a los efectos de depositación se ve afectada al pasar de sedimentos a roca.

• Arcillas	40 – 55 %
• Arena	30 – 40 %
• Grava	30 – 40 %
• Arena y grava	20 – 35 %
• Areniscas	10 – 20 %
• Calizas	1 - 20 %

Fig. 2.13 Valores de porosidad en sedimentos y rocas (7).

2.10.5 Aspectos fundamentales en areniscas

- La naturaleza generalmente silíceas de las areniscas como roca almacén las hace menos susceptibles a las alteraciones diagenéticas reductoras de la porosidad y permeabilidad, por lo que tales rocas son bastante consistentes en dichas propiedades, tanto lateral como verticalmente.
- Debido a los procesos sedimentarios que intervienen en su formación, las partículas o granos detríticos que las constituyen tienden a adoptar formas más bien esféricas a sub-esféricas por efecto del transporte prolongado, lo que se traduce en una geometría porosa de alta calidad para la extracción de los fluidos que contengan (especialmente hidrocarburos).
- En el transporte prolongado también se traduce en otras características, tales como predominancia de minerales estables y graduación en la granulometría del sedimento (la mayor parte de las areniscas almacenadoras tienen diámetros de grano entre 0.05 y 0.25mm), formando estratos en general bien definidos.
- Finalmente; las areniscas de tipo almacenador tienden a formar cuerpos en forma lenticular, más que en forma de capas muy extensas (excepto las depositadas en condiciones marinas transgresivas), y a acumularse en ambientes de alta energía.
- El porcentaje de porosidad primaria en los sedimentos es comúnmente de 25-40%
- El porcentaje de porosidad final en las rocas, comúnmente, la mitad o más de la mitad de la porosidad inicial 15-30%
- El tipo de porosidad primaria, es casi exclusivamente interpartícula.
- Tipo de porosidad final, es casi exclusivamente interpartícula
- El tamaño de los poros y de los canales de interconexión están muy ligados al tamaño y clasificación de las partículas sedimentarias.
- La forma de los poros muestra una fuerte dependencia de la forma de las partículas en general es un negativo de la forma de las partículas.
- La uniformidad de la forma tamaño y distribución, es comúnmente muy uniforme dentro de un cuerpo homogéneo.
- La influencia de la diagénesis es mínima, normalmente reducciones mínimas de la porosidad primaria por compactación y cementación.
- La utilidad de los análisis de núcleos para la evaluación del yacimiento, los tapones de 2.5 cm de diámetro normalmente son adecuados para evaluar la porosidad.

Interrelaciones porosidad-permeabilidad, relativamente consistentes comúnmente son dependientes del tamaño y clasificación de las partículas.

DAÑO A LA FORMACIÓN EN ARENAS

3.1 Definición de daño

El daño es la alteración, natural o inducida, de las propiedades petrofísicas de la roca de formación que caracterizan el flujo de fluidos a través de la misma.

3.2 Daño a la formación y pseudodaños

Como ya se mencionó en condiciones normales de los pozos, sobre todo cuando se terminan, la zona de la formación vecina a la pared del pozo se encuentra dañada debido a la perforación misma, a la cementación de tuberías y al conjunto de operaciones requeridas para poner el pozo a producir. Es por ello que a continuación se va a realizar un análisis de las causas de la caída de presión que se tiene al llevar los fluidos desde el yacimiento al fondo del pozo. Esta caída de presión, ΔP_r , controla en gran medida el caudal de entrada de fluidos al pozo. El análisis de esta parte del sistema de producción consiste en considerar, como se muestra en la **Fig.3.1**. El flujo de fluidos desde el radio de drene del pozo, pasando a través de la zona virgen de la formación y de la zona vecina al pozo, generalmente alterada, y de aquí al intervalo perforado a través de los túneles de los disparos.

$$\Delta P_r = \Delta P_{fm} + \Delta P_{fd} + \Delta P_t + \Delta P_{PC} + \Delta P_{perf} + \Delta P_{tp} \quad (3.1)$$

$$\Delta P_r = P_{ws} - P_{wf}$$

Donde

ΔP_{fm} = Caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la formación en la zona no alterada.

ΔP_{fd} = Caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la zona alterada.

ΔP_t = Caída de presión causada por la turbulencia del fluido al entrar al pozo.

ΔP_{pc} = Caída de presión asociada con la penetración parcial de la zona productora y el efecto de inclinación relativa de la formación con el eje del pozo.

ΔP_{perf} = Caída de presión asociada con las perforaciones (penetración y densidad).

ΔP_{tp} = Caída de presión asociada con el flujo de fluidos a través de los túneles de las perforaciones.

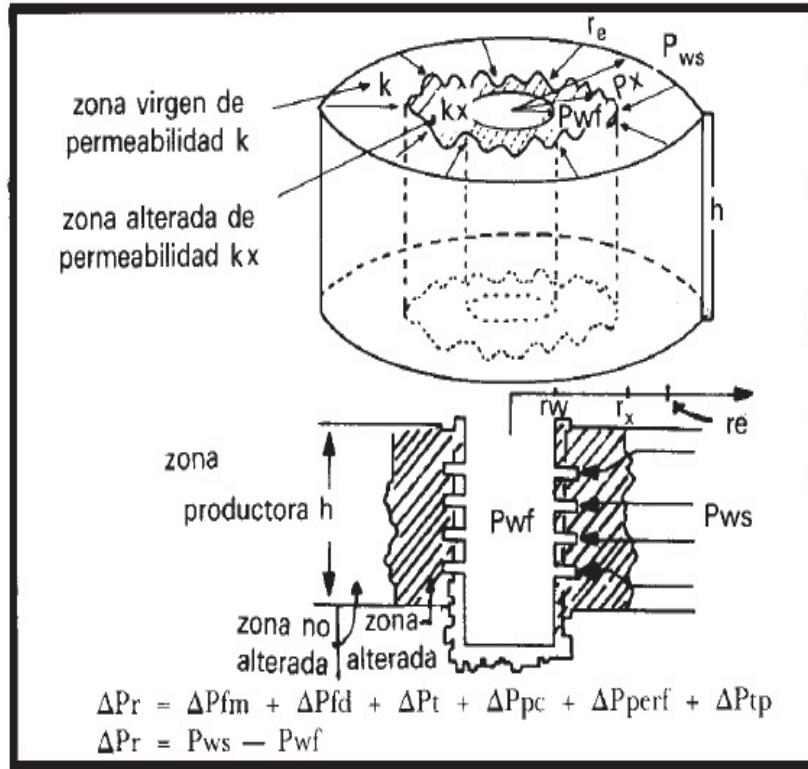


Fig. 3.1 Diagrama de un sistema típico de flujo de un pozo (8).

Para determinar la caída de presión ΔP_r , se requiere registrar la presión del fondo del pozo y su variación con el tiempo, lo cual se hace con un registrador adecuado. El análisis de la variación de presión de pruebas de incremento o decremento, conduce a determinar una presión de fondo fluyendo real, $P_{wf_{real}}$. Si se considerara una terminación en agujero descubierto y la inexistencia de alteración alguna en la vecindad del pozo, el valor de la presión de fondo fluyendo sería diferente y se podría indicar como $P_{wf_{ideal}}$.

En esas condiciones y como se muestra en la **fig.3.2** se define una diferencia de presión entre $P_{wf_{ideal}}$ y la $P_{wf_{real}}$.

$$\Delta P_s = P_{wf_{ideal}} - P_{wf_{real}} \quad (3.2)$$

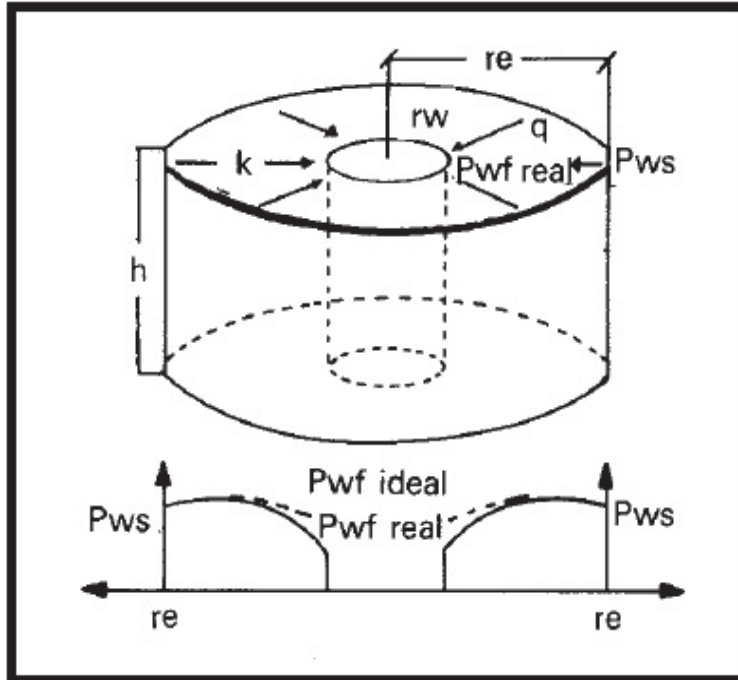


Fig. 3.2 Condiciones esquemáticas del flujo Darcy en un yacimiento radial circular (8).

Van Everdingen y Hurst, relacionaron esta diferencia de presión en régimen permanente con el llamado “Efecto Skin”, S , donde;

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} S \quad \dots \quad 3.3$$

Esta ecuación en unidades de campo será:

$$\Delta P_s [psi] = \frac{141.2 q [BPD] \mu [cp] Bo [Adim]}{k [md] h [pie]} S [Adim]$$

Donde

Bo = Factor de volumen del aceite.

La ΔP_s se debe a las caídas de presión adicionales causadas por los efectos de: la zona alterada de la formación (ΔP_{fd}), la turbulencia al llegar los fluidos a los disparos (ΔP_t), la terminación relativa del intervalo disparado con la zona productora (ΔP_c) y a la restricción al flujo por el patrón y penetración de las perforaciones (ΔP_{perf}) y por las restricciones en los túneles de las mismas (ΔP_{tp}), es decir

$$\Delta P_s = \Delta P_{fd} + \Delta P_t + \Delta P_{PC} + \Delta P_{perf} + \Delta P_{tp} \quad (3.4)$$

En consecuencia se le puede asociar a cada perdida de presión un factor de pseudodaño, por lo que el Efecto Skin, S, está compuesto por los pseudofactores:

$$S = Sfd + St + Spc + Sperf + Stp \quad (3.5)$$

Donde:

Sfd = Factor de daño real de la formación.

St = Pseudofactor de daño por turbulencia.

Spc = Pseudofactor de daño por terminación.

Sperf = Pseudofactor de daño por las perforaciones.

Stp = Pseudofactor de daño por los túneles de las perforaciones.

Dado que las pruebas de presión permiten obtener el efecto Skin o factor de daño total S, este valor estará influenciado por el factor de daño verdadero a la formación y los otros pseudofactores, algunos de los cuales pueden tomar valores negativos, positivos o ser nulos. Obviamente la estimulación de pozos solo concierne con el factor de daño verdadero, Sfd y el pseudofactor por restricciones en los túneles de los disparos, por lo que es de extrema importancia cuantificar los componentes del efecto Skin y así estimar el efecto de una estimulación dirigida a la remoción del daño verdadero de la formación en la vecindad del pozo y la eliminación de la restricción en los túneles de las perforaciones.

Considerando el sistema típico de flujo de un pozo dado en la **fig.3.1**, y suponiendo que el pozo se encuentra terminado en agujero abierto y que los pseudofactores de daño son nulos, se tendría un factor de daño S debido exclusivamente al daño verdadero, por efecto de una zona alrededor del pozo con una permeabilidad k_x , diferente a la de la zona virgen de la formación, k.

En estas condiciones considerando el flujo a través de la zona alterada de radio r_x y presión P_x , se tiene:

a) Si $k_x = k$

$$q = \frac{2\pi kh (P_x - P_{wf\ ideal})}{\mu L n \left(\frac{r_x}{r_w} \right)} \quad (3.6)$$

b) Si $k_x \neq k$

$$q = \frac{2\pi k_x h (P_x - P_{wf\ real})}{\mu L n \left(\frac{r_x}{r_w} \right)} \quad (3.7)$$

Combinando las ecuaciones 3.6 y 3.7 con las ecuaciones 3.2 y 3.3, se demuestra que:

$$S = \left[\frac{k}{k_x} - 1 \right] \text{Ln} \frac{r_x}{r_w} \quad (3.8)$$

De aquí se puede observar lo siguiente:

- a) Si $k_x < k$, $S > 0$, el pozo está dañado.
- b) Si $k_x = k$, $S = 0$, el pozo no tiene daño.
- c) Si $k_x > k$, $S < 0$. El pozo fue estimulado.

Tabla III.1 Valores típicos de S y su significancia relativa

CONDICIÓN DEL POZO	VALOR DEL DAÑO VERDADERO A LA FORMACIÓN S
Altamente dañado	$S > +10$
Dañado	$S > 0$
Sin Daño	$S = 0$
Estimulado	$-1 \leq S \leq -3$
Fracturado	$-2 \leq S \leq -4$
Masivamente Fracturado	$S < -5$

3.3 Mecanismos de daño

Considerando la forma más simple de la Ley de Darcy para flujo radial:

$$q = - \frac{kA}{\mu} \frac{\delta P}{\delta r} \quad (3.9)$$

En la ecuación anterior se puede apreciar que básicamente la disminución de producción es por la reducción de la permeabilidad a los fluidos o el aumento en la viscosidad de estos.

Como se menciono anteriormente la permeabilidad, k , se refiere a una permeabilidad equivalente efectiva a los fluidos del yacimiento. Esta depende de la heterogeneidad de la formación, de la permeabilidad absoluta de la misma y de la permeabilidad efectiva a los fluidos.

En un sistema de flujo radial, como se observo anteriormente, cualquier reducción en la permeabilidad alrededor de la pared del pozo resulta en una considerable baja en la productividad (o inyectividad).

En una situación de flujo lineal, como es el caso de una fractura inducida, un daño en la cara de la fractura es menos grave debido a la gran área de flujo; esto no implica que un

obturamiento severo de la pared de la fractura o de la misma fractura implique una considerable pérdida de productividad o inyectividad.

Los mecanismos que gobiernan el daño a una formación, son:

- a) Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación, originada por un obturamiento de los espacios vacíos interconectados o fisuras de la roca, presencia de finos y arcillas de la propia formación, sólidos de los fluidos de perforación o terminación, incrustaciones de depósitos orgánicos (asfáltenos o parafinas), entre otros.
- b) Reducción de la permeabilidad relativa a los fluidos de la formación, resultado de una alteración de las saturaciones de fluidos o de un cambio de mojabilidades de la roca.
- c) Aumento de viscosidad de los fluidos del yacimiento propiciado por la formación de emulsiones o alteración de los fluidos del yacimiento

3.4 Reducción en la permeabilidad absoluta de la formación

Una roca reduce o pierde su permeabilidad absoluta cuando existe una disminución del espacio vacío libre al flujo de fluidos. Esto puede presentarse únicamente por partículas sólidas depositadas en tales espacios o al aumento del volumen del material sólido que compone la roca. Dependiendo de su tamaño, las partículas sólidas pueden invadir los conductos porosos quedándose atrapadas en los poros, en sus interconexiones o en fisuras naturales o inducidas. Estas partículas sólidas pueden provenir de los fluidos de control, de las lechadas de cemento, de los recortes de la barrena, o estar presentes en la propia formación. También los sólidos pueden crearse por precipitaciones secundarias, reacciones de los propios fluidos de la formación, o incompatibilidad de los fluidos extraños con los minerales que constituyen la roca o con sus fluidos. Además, también puede ocasionarse reducción del espacio vacío de los conductos porosos, por el aumento de volumen de los minerales contenidos en la propia formación, como es el caso del hinchamiento de arcillas.

Independientemente de cómo se cause la reducción del espacio vacío, esta afecta considerablemente la permeabilidad de la roca. Para tener una idea de este fenómeno, considérese el empaque de capilares mostrado en la **fig.3.3**, con radios r_c y longitud L . Como se aprecia en la figura, igualando las leyes de Poiseville y Darcy, se tiene:

$$k = \frac{\phi r_c^2}{8} \quad (3.10)$$

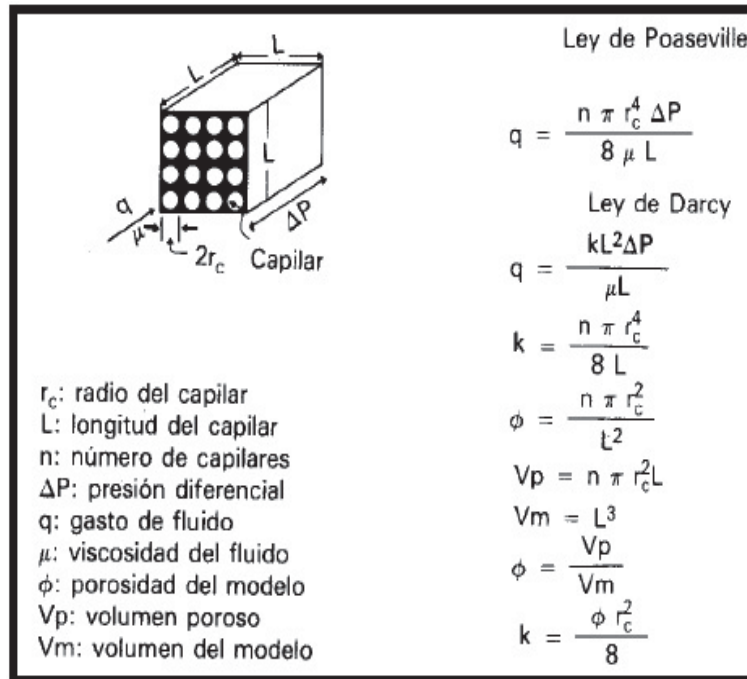


Fig. 3.3 Modelo de medio poroso con tubos capilares (8).

Cualquier sólido presente en los conductos porosos a un aumento de volumen de los minerales de la roca, propiciara una disminución drástica tanto de la porosidad como del radio medio de los conductos, en consecuencia un decremento de la permeabilidad absoluta de la roca.

3.5 Reducción de la permeabilidad relativa

Esta reducción puede ser ocasionada por el incremento de la saturación de agua cerca de la pared del pozo, como resultado de una alta invasión de filtrado o simplemente por la conificación del agua de formación.

La reducción en la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, y consecuentemente de la baja productividad del pozo, depende del incremento en la saturación de agua y del radio de invasión. Si el filtrado contiene surfactantes usados en los fluidos de perforación, cementación, terminación o reparación, se puede cambiar la mojabilidad de la roca, y como resultado se reduce la permeabilidad relativa al aceite. La geometría de los poros, asociada con el área superficial, afecta a los cambios de permeabilidad relativa; al disminuir el volumen de los poros con las partículas transportadas dentro del yacimiento, se aumenta su área superficial, por lo tanto las posibilidades de aumentar la permeabilidad relativa al agua, aumentan con el incremento de la saturación de agua, dejando menor espacio disponible para el flujo de aceite. En pruebas de laboratorio, se ha experimentado y se ha encontrado que cuando aumenta el área superficial es más difícil de reducir la saturación de agua.

En lo general en forma natural, las rocas se encuentran mojadas por agua, un cambio en esta condición natural puede resultar de la acción de agentes activos de superficie llevados por los fluidos de perforación, cementación, terminación, reparación, limpieza y estimulación. Una reducción en la permeabilidad relativa del aceite puede ser del orden del 60% en un medio mojado por aceite; mayores porcentajes de reducción de han encontrado en rocas de más baja permeabilidad.

3.6 Alteración de la viscosidad de los fluidos

Este fenómeno puede ocurrir debido a incompatibilidad de los fluidos que invaden la roca con los fluidos de formación pudiéndose crear emulsiones estables. La reducción de productividad dependerá de la viscosidad de la emulsión y del radio del área afectada. Las emulsiones de agua en aceite son más viscosas que las emulsiones de aceite en agua. Las emulsiones se forman cuando el filtrado inyectado hacia la formación se mezcla con los fluidos contenidos en ésta. Los surfactantes en unión con sólidos finos (tales como las arcillas de formación o del fluido de perforación o partículas sólidas de hidrocarburos), tienen la tendencia a estabilizar estas emulsiones. También la mojabilidad del yacimiento y la de las partículas transportadas son factores importantes para la estabilidad de la emulsión, y de estas también depende la fase continua de dichas emulsiones. Los finos mojados por agua reducen la tendencia a la estabilidad de la emulsión.

Las formaciones mojadas por aceite, tienden a formar emulsiones más estables y de viscosidades más altas que las mojadas por agua.

Adicionalmente cuando los hidrocarburos son producidos, los cambios de presión y temperatura al dirigirse estos al pozo pueden ocasionar cambios en su constitución por pérdida de ligeros o precipitación de material parafínico o asfáltico. Esto promoverá una mayor viscosidad de los fluidos además de la propensión a formar emulsiones y verdaderos depósitos semisólidos alrededor de la pared del pozo.

3.7 Origen del daño a la formación

Estudios de laboratorio y de campo indican que la mayor parte de las operaciones que se realizan para poner a producir un pozo petrolero, originan una fuente potencial de daño a la productividad del pozo. El daño a la formación puede ser causado por procesos simples o complejos, presentándose en cualquiera de las etapas de la vida de un pozo.

El proceso dinámico de la perforación constituye el primero y más importante origen del daño, el cual puede verse agravado durante la cementación de tuberías de revestimiento, en las operaciones de terminación o reparación de los pozos, e inclusive por las operaciones mismas de estimulación. En estas intervenciones a los pozos la fuente del daño la propicia el contacto e invasión de materiales extraños en la formación.

Durante el proceso natural de producción de los pozos, puede originarse también el daño, al alterarse las características originales de los fluidos del yacimiento o las de los minerales que constituyen la roca.

La investigación y el diagnóstico de las causas específicas que producen el daño, son básicas para prevenirlo o para removerlo. La remoción del daño ocurrido en una formación resulta en lo general difícil y costosa, por lo que su prevención o por lo menos su minimización debe ser el enfoque principal con el que se planea cualquier operación en un pozo.

3.8 Operaciones durante las cuales se produce el daño

3.8.1 Perforación

Desde que la barrena entra a la zona productora hasta que se alcanza la profundidad total del pozo, esta zona está expuesta a lodos de perforación y operaciones diversas, que afectaran fuertemente la capacidad de producción del pozo.

Cuando se perfora a través de la zona productora, la calidad del fluido de control y la presión diferencial ejercida contra la formación son críticas.

El daño y su efecto en la productividad del pozo resultan de la interacción del filtrado de lodo con los fluidos y minerales que contiene la roca y de la invasión de sólidos tanto del propio fluido de perforación como de los recortes de la barrena. El lodo de perforación contiene entre otros materiales arcillas, agentes densificantes y aditivos químicos, todos ellos potencialmente dañinos. La invasión de estos materiales depende de la efectividad del control de pérdida del filtrado y del tamaño relativo de los sólidos y los poros de la formación. Esta invasión puede variar de pocas pulgadas a varios pies.

Adicionalmente la acción escariadora de la barrena y de los estabilizadores puede sellar los poros o fisuras presentes en la pared del pozo.

3.8.2 Cementación

Durante la cementación de la tubería de revestimiento, al bajar esta puede causarse una presión diferencial adicional contra las zonas productoras, comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de pérdida de fluidos. Las lechadas de cemento también producen un alto filtrado y los propios sólidos pueden invadir la formación. Los fluidos lavadores y espaciadores, y otros productos químicos contenidos en la propia lechada de cemento, utilizados normalmente durante la cementación, pueden ser fuertes potenciales de daño a la formación. Los filtrados de lechadas con pH elevado, son particularmente dañinos en formaciones arcillosas, adicionalmente al entrar en contacto con salmueras de la formación de alta concentración de calcio, pueden provocar precipitaciones de sales.

3.8.3 Terminación

Durante la terminación del pozo se llevan a cabo varias operaciones, como son: control, cementaciones forzadas, limpieza del pozo, asentamiento del aparejo de producción, perforación del intervalo a explotar e inducción del pozo a producción.

El control del pozo y la cementación forzada de fluidos y sólidos. Si el asentamiento del aparejo de producción se lleva a cabo después de haber sido perforado el intervalo de interés, pueden ocurrir pérdidas del fluido de control, agravándose si este fluido contiene sólidos.

Durante la perforación del intervalo debe procurarse en general un fluido de control limpio (libre de sólidos), y una presión diferencial a favor de la formación. Aun con estas precauciones, los túneles de las perforaciones quedan empacados con detritos de las propias cargas explosivas, de la tubería de revestimiento del cemento y la propia formación. Adicionalmente, la zona de la roca alrededor de los túneles de las perforaciones es compacta y esencialmente adquiere una permeabilidad nula. Por ambas razones las perforaciones pueden ser completamente bloqueadas.

Durante la limpieza e inducción del pozo pueden perderse fluidos y sólidos que invaden la formación ocasionando también su daño. En terminaciones especiales para el control de arena pueden quedar dañados por colocación deficiente, dejando espacios vacíos entre la formación y el cedazo, contaminación de la grava por incompleta limpieza antes de su colocación o mal diseño de granulometría de la grava o de la apertura del cedazo.

3.8.4 Estimulación

La estimulación de pozos debe ser cuidadosamente diseñada para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados contra formación, puedan dejar residuos por precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación. Obviamente estos efectos causaran daños difíciles de remover y en ocasiones permanentes. Los fluidos ácidos de estimulación son de las fuentes de mayor potencialidad de daños. Una selección inapropiada del fluido de estimulación, o el no tomar en cuenta las condiciones de los pozos en los que se realiza una estimulación, puede llevar a daños severos y en ocasiones permanentes. Al inyectar un ácido, los productos de corrosión de las tuberías son disueltos y llevados a la formación. Al gastarse el ácido, estos productos compuestos de fierro, vuelven a precipitarse en la roca. Asimismo los fluidos de estimulación llevan productos químicos (ácidos, surfactantes, etc.), que pueden cambiar la mojabilidad de la roca, crear emulsiones, reaccionar con el aceite del yacimiento formando lodos asfálticos, desconsolidar la roca, causar precipitaciones indeseables, etcétera.

3.8.5 Limpieza

Normalmente se usan solventes y productos químicos para remover materiales diversos (parafinas, asfáltenos, etc.). Estos fluidos son circulados y entran en contacto con la zona productora pudiendo alterar las condiciones de mojabilidad de la roca o propiciar daños por incompatibilidad. A veces se usan escariadores y fluidos para limpiar el pozo, si los residuos de esta operación circulan hacia el fondo y logran penetrar la formación, es también factible su taponamiento.

3.8.6 Reparación de pozos

El daño durante estas operaciones es originado por las mismas causas que intervienen al terminar los pozos. El exceso de presión diferencial contra las zonas productoras puede ocasionar perdidas de circulación; el filtrado de fluidos incompatibles con el yacimiento producirá daño, etcétera.

3.8.7 Producción

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

Durante la producción de un pozo pueden originarse cambios en la estabilidad de los fluidos producidos, pudiéndose propiciar precipitaciones orgánicas (asfáltenos y/o parafinas) o inorgánicas (sales) trayendo como consecuencia obturamiento del espacio poroso y el daño a la formación. Asimismo en pozos de gas pueden ocurrir fenómenos de condensación retrograda que ocasionan bloqueos de líquidos en la vecindad del pozo.

En ocasiones es necesario usar productos químicos para inhibir precipitaciones o corrosión, su efecto puede alterar las condiciones de mojabilidad de la roca en forma desfavorable.

3.8.8 Inyección de agua

Generalmente se ocasiona daño en estos casos cuando el agua no está tratada apropiadamente, pudiendo contener sólidos por uso inadecuado de los filtros, por el contenido de sales no compatibles con el agua de formación, por incompatibilidad con las arcillas, por bacterias, por geles residuales en la inyección de polímeros, etcétera.

3.8.9 Inyección de gas

El gas generalmente alcanza flujo turbulento en todas las instalaciones antes de llegar al intervalo abierto, esto ocasiona un efecto de corrosión u otros sólidos que taponarán los poros del yacimiento. Asimismo el gas inyectado puede acarrear productos químicos, residuos de lubricante de las compresoras u otros materiales, todo lo cual reduce la permeabilidad al gas y su inyectividad.

3.9 Tipos de daño

3.9.1 Daños por invasión de fluidos

La principal fuente de daño a la formación es el contacto de esta con fluidos extraños, los fluidos más comunes son: el fluido de perforación, los de cementación, el fluido de terminación o reparación así como también los fluidos de limpieza y estimulación.

El radio de invasión de un fluido en la formación, depende del volumen perdido, de la porosidad y permeabilidad de la formación y de su interacción con los fluidos contenidos en la formación o con los componentes mineralógicos de la roca. En ausencia de estos dos últimos efectos, un mismo volumen de fluido perdido tendrá mayor penetración en la formación en zonas de baja porosidad que en las zonas de alta porosidad. La penetración de fluidos extraños a la formación comúnmente es de 2 pies, aun cuando en algunos casos puede llegar hasta 10 pies o más. La severidad del daño que ocurre por la invasión de fluidos depende de la composición y sensibilidad de la formación a los mismos.

La fuente principal de daño a la formación por invasión de fluidos es la propia perforación del pozo.

El lodo de perforación forma un enjarre en las paredes del pozo, debido precisamente al filtrado de fluidos. Este filtrado continua aun cuando el enjarre ya está formado con una velocidad mucho más baja. El volumen de filtrado y consecuentemente su penetración en la formación, depende en gran medida del tipo de lodo, el tiempo de exposición y la presión diferencial.

En forma similar se tiene la invasión de fluidos al cementar, reparar, estimular, o en procesos de inyección de agua. El daño ocasionado por estos fluidos, es función de la composición de los mismos y de los minerales de la formación.

La invasión de fluidos en la formación causa los siguientes tipos de daño:

3.9.2 Daño por arcillas

Aun cuando en la naturaleza existe un número muy grande de tipos de minerales que componen las rocas, la mayoría de ellos pueden describirse adecuadamente por solo unos cuantos minerales.

En la tabla siguiente se observan los minerales más comunes que componen las principales formaciones sedimentarias productoras, incluyendo contenido promedio por tipos de rocas y composición química. Como se observa, el cuarzo y los silicatos (feldespatos, micas y arcillas) con los componentes principales de las arenas y areniscas, así como los carbonatos constituyen los principales minerales de calizas y dolomías. En lo general, la mayor parte de las formaciones productoras de hidrocarburos contienen una mayor o menor cantidad de arcillas. Estos minerales son potencialmente factores de daño por su alta sensibilidad a fluidos acuosos, lo que provoca su hinchamiento y/o migración.

Tabla III.2 Minerales comunes que componen la roca (8).

Mineral	Contenido (% en peso)		Composición Química
	Rocas Silíceas	Rocas Calcáreas	
Cuarzo	70	4	SiO ₂
Feldespatos	8	2	Si ₃ AlO ₈ K Si ₃ AlO ₈ Na Si ₃ AlO ₈ Ca Si ₂₋₃ Al ₁₋₂ O ₈ (NaCa)
Micas	1	Trazas	(AlSi ₃ O ₁₀) K (Mg, Fe) ₃ (OH) ₂ (AlSi ₃ O ₁₀) K (Al) ₂ (OH) ₂
Arcillas	7	1	Al ₄ (Si ₄ O ₁₀) (OH) ₈ Si _{4-x} Al _x O ₁₀ (OH) ₂ K _x Al ₂ (1/2Ca, Na) _{0.7} (Al, Mg, Fe) ₄ (Si, Al) ₈ O ₂₀ (OH) _{4n} H ₂ O (AlSi ₃ O ₁₀) Mg ₅ (Al, Fe) (OH) ₈
Carbonatos	10	92	CaCO ₃ Ca, Mg (CO ₃) ₂ Ca (Mg, Fe) (CO ₃) ₂
Sulfatos	Trazas	Trazas	CaSO ₄ , 2H ₂ O CaSO ₄
Otros	2	1	NaCl FeO, FeO ₃ , Fe ₃ O ₄

Las arcillas presentes en las rocas productoras de hidrocarburos, provienen en lo general de dos tipos de procesos. El primero es un proceso mecánico en el cual las arcillas ocurren en el depósito simultáneamente con los otros minerales que conforman, la roca, partículas que pueden formar parte de los clásticos de la roca o rellenan los espacios entre los mismos.

Entre más pequeñas sean las partículas, la relación área volumen es mayor, lo cual las hace propensas al ataque químico, sobre todo del agua de formación. Este ataque químico da lugar al segundo proceso de origen de arcillas, en el que estos minerales se forman en el espacio poroso de la roca, como resultado de precipitados o reacciones de otros minerales (feldespatos, micas, etc.) con el agua de formación. Este tipo de arcillas al encontrarse principalmente en el sistema poroso o en las fisuras, por donde se tiene el flujo de fluidos, constituyen una condición especial para entrar fácilmente en contacto con los fluidos de invasión.

Las arcillas están estructuradas en dos arreglos, como se esquematiza en la **fig.3.4**. La unidad de la primera estructura en un sílice tetraédral (SiO_4^{2-}), estructurándose arreglos hexagonales que se repiten para formar una lamina.

La unidad de la segunda estructura es aluminio octaédral ($Al_2(OH)_6$) que conectados forman una lamina octaédral, consistente de dos planos de iones hidroxilos que convergen a un plano de iones de aluminio.

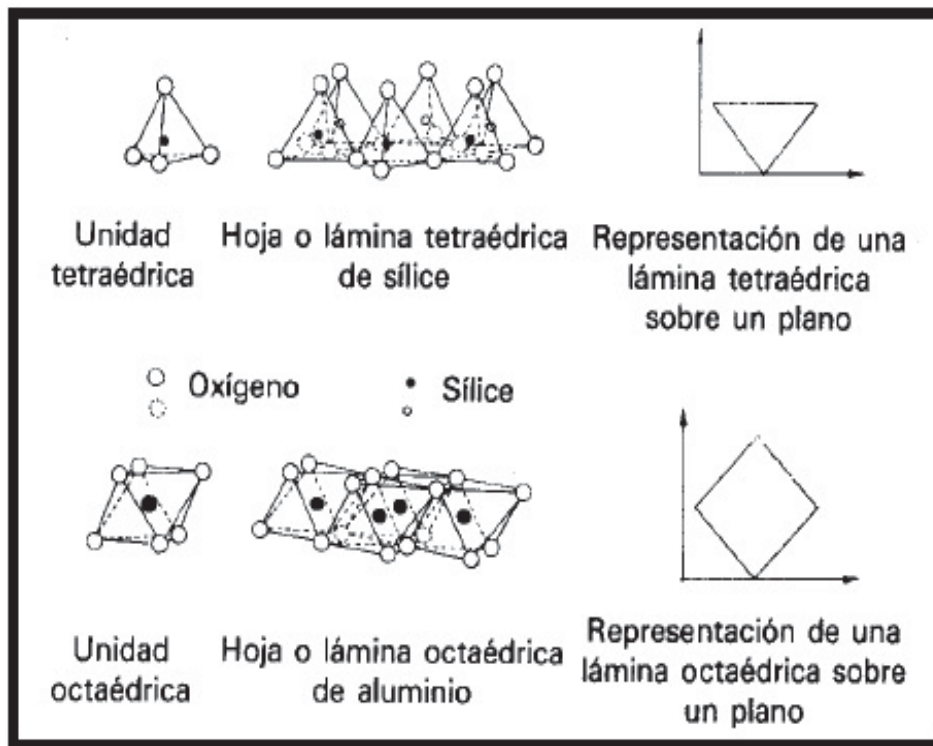


Fig. 3.4 Arreglos de arcillas (8).

En función de los diferentes arreglos de las láminas se basan los cuatro grupos de arcillas, que son:

- Caolinita
- Illita
- Smectita
- Clorita

En la **fig.3.5** se muestran esquemáticamente las diferentes estructuras del cristal arcilla de cada grupo.

Caolinita

Esta arcilla consiste de un arreglo de una lamina tetraedral una lamina octaedral (**Fig.3.5 A**). Este conjunto constituye una capa de arcilla que tiene aproximadamente 7 Å de espesor. Las diferentes capas están unidas debido a la proximidad de los iones de hidroxilos de la lamina octaedral y de los iones oxígeno de la tetraedral. Los hidrógenos de los grupos hidroxilos están unidos con los oxígenos de las laminas octaedrales, siendo una unión generalmente fuerte.

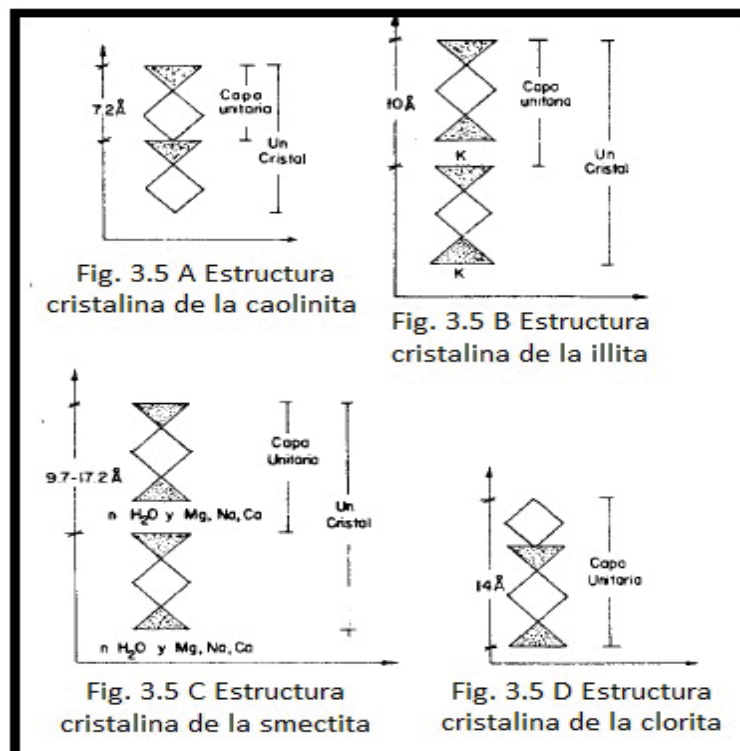


Fig. 3.5 Grupos de arcillas (8).

Illita

Esta arcilla está constituida de arreglos de una lamina octaedral entre dos laminas tetraedrales (**Fig.3.5 B**). Estas tres laminas forman una capa de arcilla de aproximadamente 10 Å de espesor. La Illita tiene cuando mucho la mitad de aluminio sustituyendo al sílice de la lamina tetraedral. Aproximadamente $\frac{3}{4}$ partes de los cationes de la lamina octaedral son aluminio, menos cantidad de iones fierro están presentes y aproximadamente $\frac{1}{8}$ de los iones son divalentes. Esto resulta en una carga negativa del arreglo, la cual es balanceada por el catión potasio entre las capas, haciendo una fuerte ligadura entre ellas (ligadura iónica). A causa de esto, el ion potasio en la illita no se remueve fácilmente por otros iones en el agua, lo cual hace que la arcilla no se hinche.

Smectita.

El arreglo de esta arcilla es igual al de la arcilla tipo illita (**fig.3.5 C**), solo que esta es caracterizada por la presencia de cationes de pobre ligadura y de agua o moléculas orgánicas polares. Las sustituciones resultan en un déficit de cargas, el cual es balanceado por cationes que pueden ser sodio, calcio, hidrogeno, fierro y aluminio, resultando en una amplitud variable entre las capas.

Clorita.

Este mineral consiste de un arreglo de una lamina octaedral entre dos laminas tetraedrales mas una octaedral entre cada capa. Las capas están unidas por laminas octaedrales. Esto forma una unidad de 14 Å con ligaduras del tipo iónico por lo que la clorita no se expande (**Fig.3.5 D**)

Dispersión y migración de arcillas

Las arcillas de la formación se encuentran en equilibrio con el agua congénita y al contacto con aguas de diferente composición, se produce su desestabilización. Estas aguas de diferente salinidad pH, comúnmente conteniendo otros productos como polímeros y surfactantes, provienen del filtrado de lodos base agua, del filtrado de las lechadas de cemento, de los fluidos de terminación, reparación, estimulación o del agua de inyección.

Cualquier agua de diferente salinidad o diferente pH promueve la hidratación o deshidratación de arcillas hinchables y la dispersión o floculación tanto de las arcillas hinchables o no hinchables como de otros finos de la formación; asimismo también puede promoverse la disolución de materiales cementantes permitiendo que partículas finas de la formación, como las arcillas y otros minerales, migren a través de los conductos porosos, puenteándose en las gargantas de los poros y reduciendo en consecuencia la permeabilidad de la formación.

Problemas adicionales de este tipo se presentan por la invasión de los fluidos lavadores y espaciadores utilizados para mejorar la cementación de tuberías de revestimiento, dado que contienen grandes cantidades de dispersantes. Los filtrados de las lechadas de cemento, contienen iones calcio liberados por las partículas de cemento y pueden causar un intercambio iónico de las arcillas desestabilizándolas.

Existen pruebas que permiten estimar el grado de sensibilidad de las formaciones al agua. Estas pruebas incluyen la identificación mineralógica de la roca, pruebas de hinchamiento, examen al microscopio electrónico y pruebas de flujo. Para realizar las pruebas, se requieren equipos especializados y a través de ellas actualmente se tiene un conocimiento más a fondo de los procesos de daño por invasión de fluidos en rocas con contenido de arcillas. La perturbación y alteración de las arcillas naturales es probablemente la causa más importante de daño y se ha recomendado en lo general que los fluidos de invasión contengan iones divalentes del calcio o magnesio, o altas concentraciones de potasio para minimizar el daño que puedan causar.

3.9.3 Daño por bloqueo de emulsiones

La invasión de fluidos, ya sean filtrados de lodos de perforación, o de lechadas de cemento, o fluidos de terminación, reparación o estimulación, pueden intermezclarse con los fluidos contenidos en la formación pudiendo formar emulsiones. Estas emulsiones tienen alta viscosidad, particularmente las emulsiones de agua en aceite. Filtrados con alto pH de lodos o lechadas de cemento o fluidos ácidos pueden emulsificarse con aceites de formación. Asimismo 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 generan 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). Adicionalmente la presencia de partículas finas y otros sólidos coadyuva a la estabilización de las emulsiones.

3.9.4 Daño por 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 al obturamiento de los canales porosos por partículas solidas precipitadas que puede llegar a ser significativo si las concentraciones de iones incompatibles son altas.

En otros casos durante un tratamiento con ácido a la formación óxidos y sulfuros de hierro pueden ser disueltos y el hierro solubilizado en agua es acarreado a la matriz de la formación. Al gastarse el ácido a pH superiores a 4, el hierro puede precipitarse como un gel de 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 prácticamente no removible del medio poroso, causando uno de los más severos daños a la formación.

3.9.5 Daño asociado con la producción

Como ya fue mencionado, la producción de los pozos propicia cambios de presión y temperatura en o cerca de la pared del pozo.

Estos cambios pueden conducir a un desequilibrio de los fluidos agua, aceite y/o gas, con la consecuente precipitación y depósitos de sólidos orgánicos (asfáltenos o parafinas) y/o sólidos inorgánicos (sales).

Obviamente estos depósitos generan obturamientos de los canales porosos y el consecuente daño a la formación.

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

Otra fuente común de daño asociado con el flujo de los fluidos de la formación al pozo es la migración de los finos (silicatos principalmente), sobre todo en formaciones poco consolidadas o mal cementadas; esto propicia el obturamiento de los canales porosos conduciendo al daño de la formación.

Este daño generalmente se localiza en la formación cercana a la pared del pozo y en los túneles de los disparos.

Otro tipo de daño asociado con la producción es el bloqueo de agua o gas por su canalización o conificación. Esto reducirá la producción de aceite, e incluso llega al grado de dejar de fluir.

3.10 Evaluación del daño

Como anteriormente se indicó todo pozo al inicio de su explotación o durante la misma, se encuentra en menor o mayor grado dañado, por lo que se hace imprescindible la remoción del daño. Esta remoción permitirá restituir las condiciones naturales de producción o inyección en su caso. La remoción del daño resulta en lo general difícil y costosa, por lo que el enfoque básico debe ser su prevención, o por lo menos su minimización

Para remover el daño es necesario evaluarlo, lo cual se logra a través del siguiente procedimiento:

- a) Revisión cuidadosa de las operaciones previa a la situación actual del pozo. Esta revisión se basa fundamentalmente en las condiciones en las que se perforo la zona productora o inyectora en su características del fluido de perforación, sus condiciones de pérdida de filtrado, tiempo de exposición y características del enjarre; las manifestaciones de los fluidos del yacimiento, las pérdidas de fluido de perforación en la zona de interés. También es de gran importancia analizar la cementación de la tubería de revestimiento en la zona de interés, incluyendo las características de la lechada de cemento, de los fluidos espaciadores y lavadores, y las condiciones finales de la cementación. De igual forma, se requiere el examen detallado de las operaciones de terminación, con énfasis en los fluidos usados, las condiciones de las perforaciones, los tipos de disparos y los detalles trascendentes sobre operaciones subsecuentes de reparación, limpieza y estimulación.

Es de especial interés consignar la información específica de los fluidos que han invadido el medio poroso. Esta información debe incluir el tipo de fluido, el pH del sistema, los tipos de surfactantes contenidos, etcétera.

- b) Análisis del comportamiento de producción. Debe abarcar desde la terminación del pozo hasta sus condiciones actuales, debiendo incluirse el análisis de las pruebas de formación y producción realizadas y el análisis de muestras de fluidos producidos. Adicionalmente es conveniente comparar el comportamiento de producción del pozo de interés, con el mostrado por pozos cercanos del mismo yacimiento.
- c) Pruebas de laboratorio. La información recopilada y analizada en los puntos a y b servirá de base para realizar pruebas de laboratorio con núcleos y fluidos representativos de la formación y con materiales extraños que han sido perdidos en la roca.

Los estudios de laboratorio permitirán definir la mineralogía y la distribución de minerales de la roca y reproducir las condiciones de daño tanto con la misma roca como con sus fluidos.

Lo anterior conducirá a determinar el tipo de daño probable de la formación, así como el tratamiento de estimulación más recomendable para su remoción.

Cuantificación del daño. Con la finalidad de definir la condición de daño en la formación y en las perforaciones, es necesaria la cuantificación del mismo. Para ello deberán tomarse datos de producción y realizar pruebas de variación de presión, considerando las pruebas de formación. La aplicación de procedimientos de Ingeniería (análisis nodal, pseudofactores de daño, análisis de pruebas de presión, etc.), permitirá la cuantificación del daño a la formación y en consecuencia se podrá estimar el efecto de su remoción.

ESTIMULACIONES MATRICIALES REACTIVAS

4.1 Desarrollo histórico

El primer método de estimulación de la productividad de un pozo que fue aplicado, se remonta al inicio de la explotación industrial de petróleo, aproximadamente en 1860. Este proceso fue a través del uso de nitroglicerina que se hacía explotar. El método se llamó fracturamiento con explosivos y llegó a ser popular en 1920.

En 1894 el Ácido Clorhídrico que para fines prácticos en este trabajo lo denotaremos con la abreviatura “HCL”, se aplicó en formaciones de caliza en Lima, Ohio, siendo patentado el proceso en marzo 17 de 1896 (U. S. No. 556669), método abandonado o poco usado por la alta corrosión ocasionada en las instalaciones superficial y subsuperficial de los pozos. En 1929 se inyectó a la formación bajo presión en Kentucky.

Hasta 1932, con el desarrollo de los inhibidores de corrosión, la acidificación fue ampliamente aceptada y reconocida como un medio efectivo de incrementar la productividad de los pozos. En 1940 se introdujo el empleo de mezclas de ácidos HCL y Ácido Fluorhídrico que para fines prácticos en este trabajo lo denotaremos como “HF”.

El estudio de problemas de acidificación, inyección de agua, pérdidas de circulación, cementaciones forzadas y la incipiente estimulación de pozos con explosivos, condujeron a considerar otro de los más importantes métodos: el Fracturamiento Hidráulico, patentado por R. F. Farris en noviembre 10 de 1953, e introducido por Clark. La primera operación se efectuó en 1947 en un campo de gas (Hugoton) en Kansas, en el pozo Klepper No. 1 con resultados desalentadores. Posteriormente con el empleo de mayores volúmenes y gastos se probó con éxito y su aplicación fue ampliamente extendida a todos los países y a la mayoría de los tipos de yacimientos y a profundidades de hasta 6000 m y más.

Adicionalmente y en forma simultánea se han desarrollado y probado una gran variedad de otros métodos de estimulación, aunque de menor importancia a los previamente citados.

4.2 Estimulaciones en México

En México la mayor parte de las estimulaciones se efectúan en rocas carbonatadas (calizas) utilizando ácido clorhídrico (HCL) a diferentes concentraciones, una menor parte de las estimulaciones se realizan en formaciones productoras de areniscas, donde se ha utilizado Ácido Fluorhídrico (HF) o más recientemente, a través de fracturamientos hidráulicos.

En nuestro país, particularmente en los yacimientos con rocas carbonatadas, la utilización del ácido clorhídrico es prácticamente el común denominador de las estimulaciones, sin embargo, la experiencia nos ha revelado que no todos los pozos con problemas de producción, requieren necesariamente del uso de ácido clorhídrico. Muchos de nuestros pozos con problemas de producción requieren de estimulaciones No ácidas (no reactivas) debido a la naturaleza del problema que genera la declinación de su producción, por lo tanto la selección de un pozo candidato a estimular y el diseño de su tratamiento requiere de un buen análisis de gabinete. La determinación del tipo de daño, el análisis nodal y la corroboración del daño a través de pruebas de laboratorio son factores importantísimos que deben considerarse para seleccionar y diseñar el tratamiento de un pozo candidato a estimular.

4.3 Estimulación matricial reactiva

Definición de estimulación

Una estimulación de un pozo se define como el proceso mediante el cual se restituye 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 una actividad fundamental para el mantenimiento o incremento de la producción de aceite y gas, además puede favorecer en la recuperación de las reservas.

4.4 Métodos de acidificación

Los derivados de la utilización de la estimulación en pozos, es la disolución de minerales en la formación, además de materiales, como por ejemplo materiales del lodo de perforación, introducidos a la formación durante la perforación del pozo o reparaciones de este. La extensión de la disolución de estos materiales, se verá aumentada debido a un número de factores, así como el método de acidificación seleccionado. Normalmente se usan para las técnicas de acidificación tres tipos de fluido, los cuales se explicarán a detalle mas adelante.

- Fluido de prelavado
- Fluido de estimulación
- Fluido de desplazamiento

4.5 Acidificación en areniscas

La acidificación de la roca en la matriz de areniscas se distingue de la acidificación en carbonatos, ya que implica la disolución del daño, el bloque o la reducción del poro de la matriz de la roca, por lo que idealmente la recuperación de la permeabilidad original del yacimiento. Este proceso disuelve los minerales de la formación de los carbonatos y todo el daño, y así la creación de permeabilidad de nuevo.

Los ácidos utilizados para disolver el daño, son por lo general muy reactivos con los minerales de la formación en numerosas ocasiones, los compuestos resultantes pueden llegar a ser insolubles en la formación y el precipitado de la reacción puede producir partículas gelatinosas o solidas.

Debido a la formación puede haber complicaciones en las estructuras cristalinas, las cuales pueden producir una variedad de productos por la reacción, el éxito en la acidificación de areniscas requiere una significativa comprensión de la química en comparación con la acidificación en carbonatos.

La clasificación de arenisca se deriva de la clasificación geológica en las rocas con un alto contenido de sílice de cuarzo. Además del componente de cuarzo claro que contiene otros minerales tales como, aluminosilicatos, óxidos metálicos, sulfatos, cloruros, carbonatos, y cristales de material silíceo. Los minerales depositados en los sedimentos toman el nombre de detritos. La mayoría tiene un alto grado de agua asociada. Como los fluidos se producen a través de la matriz de la roca, las fuerzas de arrastre pueden desplazar algunos de estos minerales y ocasionar obstrucción de las gargantas de los poros.

El agua congénita en una arenisca contiene muchas de las especies autóctonas de minerales disueltos. Esto se debe al equilibrio y las presiones parciales de solventes gaseosos, (como el dióxido de carbono) y la presencia de otras especies iónicas. Como los fluidos que se producen. La caída de presión asociada puede alterar este equilibrio y el contenido iónico normal de las salmueras de la formación, lo que resulta en la precipitación y obstrucción de la garganta de los poros.

En el capítulo tres se habló acerca de los daños a la formación. Por ejemplo, los lodos de perforación y el fluido de terminación que suelen penetrar en las formaciones de arenisca.

La invasión del filtrado puede alterar las condiciones químicas y con ello alterar el tratamiento con ácido. Es por ello que se tiene que tomar muy en cuenta la química en los tratamientos que se van a aplicar, para poder aplicar el tipo de ácido y la concentración correcta.

4.6 Química en los ácidos

4.6.1 Química de ácidos clorhídricos con minerales contenidos en areniscas

La compatibilidad de las mezclas de HF (ácido fluorhídrico) con alta frecuencia de utilización en este proceso es doble: estas mezclas deben cumplir con los estándares de compatibilidad de la mineralogía de la formación y disolución de la mineralogía de los daños. Mezclas de HF (ácido fluorhídrico) son precedidos por HCl (ácido clorhídrico) para evitar la precipitación de los productos de reacción ligeramente soluble e insoluble de las ciertas especies químicas reaccionadas por HF.

Algunas de las reacciones complejas que ocurren con ciertos minerales silíceos sólo se han incluido. Estas reacciones incluyen HCl y la familia mineral conocido como zeolita. Minerales de zeolita son cristalinos, pero hidratado con los canales activos y porosos en la red cristalina. Las zeolitas son conocidas en otras industrias como "tamices moleculares", porque su porosidad permite la extracción de productos químicos y filtrado de los materiales selectivos. Minerales de zeolita ocurren en la naturaleza como un subproducto de la actividad volcánica y precipitado de agua que es rica en sílice. Se ha teorizado que como las zeolitas están expuestas a presiones y temperaturas cada vez más elevadas se transforman de estructuras cristalinas hidratadas a las estructuras más densas y compactas. Debido a que estos minerales son el precipitado, serán siempre antigénicos y estarán en los espacios porosos.

Minerales de zeolita son sensibles al HCl y ácidos minerales fuertes. Varios estudios han demostrado que el uso de HCl por sí solo causa daños significativos, mientras que el ácido orgánico débil reduce el daño. El problema es que el ácido orgánico débil no elimina necesariamente la mineralogía perjudicial para restablecer la permeabilidad.

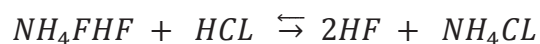
El uso de un ácido orgánico como una de las dos etapas de prelavado y después del prelavado es con una mezcla de baja concentración de HF que cumpla con los minerales que quedan en la formación, ha demostrado ser altamente eficaz en la restauración de la permeabilidad y la eliminación de daños. Todos los fluidos que se inyectan deben tener un ácido orgánico para mantener un ambiente de bajo pH. Algunos operadores han encontrado que el uso de un sistema completamente de ácido orgánico, seguido de un ácido orgánico-HF suele ser una fórmula para ser eficaz en entornos de alta temperatura.

4.6.2 Química de ácido fluorhídrico con minerales contenidos en areniscas

El ácido fluorhídrico (HF) es el único ácido que permite la disolución de minerales silíceos como las arcillas, los feldspatos, el cuarzo, etc., A causa de la mayor área superficial de las arcillas, el HF reacciona preferentemente con estos minerales antes que con los otros, como el cuarzo.

Además de atacar estos compuestos de sílice, el ácido fluorhídrico también reacciona con los minerales calcáreos y con los iones positivos de la propia salmuera de la formación; en estos casos, los productos de reacción resultan en precipitados insolubles, lo cual deberá evitarse en todo lo posible. Estas reacciones del HF con los carbonatos hacen que este ácido sea de uso exclusivo en formaciones silíceas, con contenido de material calcáreo menor del 20%. Sus aplicaciones se restringen principalmente a la remoción de daños ocasionados por las arcillas.

En la industria química el ácido fluorhídrico está disponible comercialmente en soluciones acuosas del 40 al 70% de concentración en peso o como un material puro en forma anhidra. En la industria petrolera para la estimulación de pozos, el ácido fluorhídrico generalmente se utiliza en solución con ácido clorhídrico. Puede prepararse de la dilución de soluciones concentradas de fluoruro de hidrógeno y más comúnmente de la reacción del bifluoruro de amonio con el ácido clorhídrico, como se presenta a continuación.



Bifluoruro de Amonio + Ácido clorhidrico ⇌ Ácido fluorhidrico + Cloruro de amonio

Un HCL al 15% reaccionando con suficiente bifluoruro de amonio para dar un 3% de HF, deja libre un 12% de HCL; asimismo si se genera 6% de HF, se deja libre un 9% de HCL. En lo general se utilizan mezclas de HCL-HF a concentraciones de HF no mayores del 3%. En formaciones de alta temperatura, el ácido fluorhídrico puede utilizarse mezclado con ácidos orgánicos.

La acción corrosiva de la mezcla de HF-HCL es comparable con las HCL, por lo que inhibidores de corrosión similares deben utilizarse.

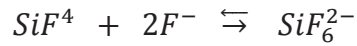
Las reacciones de la mezcla HF-HCL con los compuestos aluminosilicatos, se realizan independientemente del HCL; sin embargo, cuando se mezcla con el HF se disocia parcial y lentamente, actuando como ácido débil, además de que el HCL en la mezcla permite prevenir precipitaciones secundarias. Esto debido a que al no reaccionar con los aluminosilicatos, no se gasta y por tanto mantiene la solución en un bajo pH.

La reacción química del ácido fluorhídrico con el cuarzo (sílice puro), se expresa en la forma siguiente:

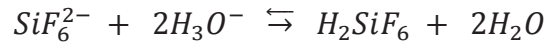


Oxido de Silicio + Acido Fluorhidrico ⇌ Fluoruro de Silicio + Agua

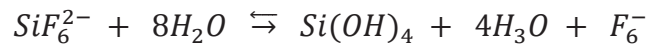
El fluoruro de silicio es un gas disuelto en el agua a presiones de pozo; en estas condiciones la mayor parte de este compuesto reacciona con iones flúor para formar aniones hexafluoruro de silicio:



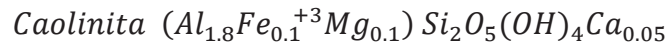
Al incrementar la concentración de sílice en el agua, parte del hexafluoruro de silicio se transforma originando el ácido fluosilícico, de acuerdo a la siguiente reacción:



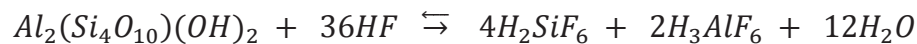
Otra parte se hidroliza dando lugar al ácido monosilícico.



Las reacciones del HF con otros silicatos, como las arcillas o los feldespatos, revisten mayor complejidad, aun con simplificaciones en su formulación. Por ejemplo se expresan empíricamente los siguientes silicatos con la fórmula:



Las siguientes ecuaciones describen la estequiometría simplificada de la reacción del HF con algunos silicatos:



En las reacciones antes citadas 1000 galones de ácido fluorhídrico al 3%, disolverán alrededor de 200 lb de sílice, 140 lb de bentonita o 500 lb de otras arcillas. En la **tabla IV.1** se presenta el poder de disolución del HF en minerales silícicos.

Tabla IV.1 Poder de solución del ácido fluorhídrico (8).

Concentración	X[Volumen de roca disuelta/Volumen de ácido reaccionado]		
	HCL	Arcilla (Na ₄ SiO ₄)	Cuarzo (SiO ₂)
HF			
2.1	12.9	0.017	0.007
3.0	12.0	0.024	0.010
4.2	10.8	0.033	0.014
6.0	9.0	0.047	0.020

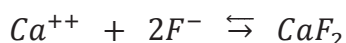
La reacción entre el ácido fluorhídrico y los carbonatos o con la salmuera de la formación, produce precipitados insolubles que se quedarán en el medio poroso y actuarán obturando los espacios libres. Estas reacciones insolubles son:



Carbonato de calcio + Ácido Fluorhídrico \rightleftharpoons Fluoruro de Calcio + Bióxido de Carbono + Agua

El fluoruro de calcio es un precipitado de cristales muy finos y de baja solubilidad, En la tabla que aparece. En la **Tabla IV.2** se presenta los productos de reacción más comunes que se generan en las reacciones del HF con diferentes minerales y la baja solubilidad que presentan estos productos. La cantidad de precipitación debe siempre limitarse lo más posible: Por ello conviene en lo general no usar concentraciones altas de HF y por el contrario se ha demostrado la conveniencia de utilizar concentraciones de HF menores al 3% en peso.

Esta reacción indeseable toma también lugar, aun sin la presencia de carbonatos, con los iones de la salmuera de la formación (Ca⁺⁺, Na⁺, K⁺, Mg⁺, etcétera), en este caso se produce la siguiente reacción:



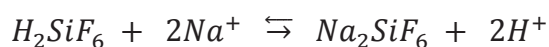
Este precipitado es de un tipo amorfo gelatinoso.

Para evitar el contacto con el ácido fluorhídrico con material calcáreo o salmuera de la formación, se debe inyectar previamente un volumen de HCL que disuelva los carbonatos y desplace la salmuera de la zona en que entrara el HF para reaccionar con los minerales de sílice de la roca.

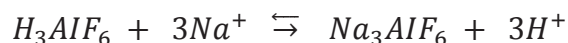
Tabla IV.2 Productos de reacción del HF y su solubilidad (8).

Producto		Solubilidad en agua a condiciones estándar [g/100 cm ³]
Ácido ortosilícico	H ₄ SiO ₄	0.01500
Fluoruro de calcio	CaF ₂	0.00160
Fluosilicato de sodio	Na ₂ SiF ₆	0.65000
Fluoaluminato de sodio	Na ₃ AlF ₆	Ligeramente soluble
Fluosilicato de potasio	K ₂ SiF ₆	0.12000
Fluosilicato de amonio	(NH ₄) ₂ SiF ₆	18.60000
Fluosilicato de calcio	CaSiF ₆	Ligeramente soluble
Fluoruro de aluminio	AlF ₃	0.55900
Hidróxido de aluminio	Al(OH) ₃	Insoluble
Sulfuro ferroso	FeS	0.00062

Adicionalmente, los ácidos fluosilícico y fluoaluminico, productos de reacción del HF con los silicatos, reaccionan con iones positivos de la salmuera. Los productos de reacción por su baja solubilidad se precipitan tan pronto su concentración sea superior al límite de su solubilidad. Las reacciones son:



Ácido Fluosilícico + Sodio Fluosilicato de Sodio + Hidrógeno



Ácido Fluoaluminico + Sodio Fluoaluminato de Sodio + Hidrógeno

En la **Tabla IV.3** se presenta una tabla donde se presentan varias recomendaciones, en función del contenido de minerales de la arenisca.

En general el uso del ácido fluorhídrico conlleva a serios inconvenientes, los cuales se pueden concretar en los siguientes puntos:

- a) Como se observa en la reacción del HF origina productos que en lo general son de baja solubilidad y en algunos casos su precipitación es inevitable.

Dada esta situación siempre será conveniente limitar la cantidad de precipitados y tratar de que estos queden lo más alejados de la zona crítica de flujo, la vecindad del pozo.

- b) Dada la gran relación de área mojada por el ácido a su volumen, específicamente en las arcillas (Ver Tabla IV.4), se tiene un rápido gastado del ácido y en consecuencia una corta penetración (alrededor de 30 cm), especialmente a alta temperaturas.
- c) El HF disuelve gran parte de los minerales silícicos, principalmente aquellos que funcionan como material cementante, dejando sueltos gran cantidad de finos, los cuales son causa de una rápida declinación de la productividad del pozo después de la estimulación.
- d) El HF en general al disolver parte de la estructura sólida de la roca, la debilita, creándose un problema crítico si se utiliza un exceso de ácido, pues se puede propiciar el colapso de la formación en la vecindad del pozo.

Tabla IV.3 Guía general para la utilización de ácidos en areniscas (8).

Condición	Recomendación
Para cualquier permeabilidad Solubilidad al HCl > 20%	No utilizar HF
Para alta permeabilidad (> 100 mD):	
-Alto contenido de cuarzo (80%), bajo contenido de arcilla, (<5%)	12.0% HCl-3.0% HF (1)
-Alto contenido de feldespato (>20%)	13.5% HCl-1.5% HF (1)
-Alto contenido de arcillas (> 10%)	6.5% HCl-1.0% HF (2)
-Alto contenido de clorita	3.0% HCl-0.5% HF (1)
Para baja permeabilidad (< 10mD)	
-Bajo contenido de arcilla (> 5%)	6.0 % HCl-1.5% HF (3)
-Alto contenido de clorita	3.0 % HCl-0.5% HF (4)
(1) Prelavado con HCl al 15.0%	
(2) Prelavado con HCl al 5.0% y agente secuestrante	
(3) Prelavado con HCl al 7.5% o acético al 10%	
(4) Prelavado con acético al 5%	

Tabla IV.4 Superficie específica de minerales (8).

Minerales	Superficie específica
Arena OKLA.1	183 cm ² /g
Harina de sílice	3,770 cm ² /g
Feldespatos	29 m ² /g
Caolinita	15-30 m ² /g
Illita	113 m ² /g
Smectita	82 m ² /g

4.7 Cinética de la reacción

La estimulación por acidificación consiste en la inyección de un fluido que reacciona químicamente con los minerales sólidos contenidos en la roca. Este tipo de reacción entre un fluido y un sólido se conoce como REACCIÓN HETEROGÉNEA y se presenta cuando dos moléculas se ponen en contacto y tienen suficiente energía para vencer la barrera de activación.

Los mecanismos implicados en una reacción heterogénea pueden comprenderse estudiando:

- 1) La estequiometría de la reacción.
- 2) El equilibrio termodinámico de la reacción.
- 3) La velocidad de reacción

La estequiometría; describe el número de moléculas requeridas para disolver una cantidad de sólidos, es decir, la estequiometría concierne con la acción molecular entre los reactantes, para dar productos de reacción. Conociéndola estequiometría, la cantidad disuelta por un volumen de ácido puede calcularse fácilmente, proporcionando el poder de disolución del ácido. La estequiometría es determinada cuando el sólido y el líquido están bien definidos, como es el caso de las reacciones entre caliza y dolomía y ácido clorhídrico, hará minerales más complejos como las mezclas de arcillas que forman varios productos en la reacción con ácido fluorhídrico, la estequiometría se basa en valores promedio que pueden utilizarse.

4.7.1 Equilibrio de la reacción

Es de tipo termodinámico y se alcanza en lo general antes que el ácido haya reaccionado totalmente. La reacción entre un ácido y un mineral conlleva a la formación de otros productos y esto prosigue hasta alcanzarse un equilibrio, punto en el cual es reversible; es decir, los productos de reacción se combinan para formar nuevamente moléculas de reactantes.

El equilibrio depende de las condiciones termodinámicas en que se realiza la reacción y por supuesto de los reactantes implicados.

Todas las reacciones en la estimulación de pozos entre ácidos y minerales contenidos en la formación, son cambios químicos que se producen con diferentes velocidades. Para controlar estas reacciones es necesario saber con qué rapidez ocurren, así como los factores que determinan esa velocidad. El estudio de las velocidades de reacción se llama cinética de la química y es de trascendental importancia debido a que establece el tiempo requerido para que el ácido vaya de una concentración inicial hasta una concentración final. Considerando este tiempo conjuntamente con la geometría dentro de la cual ocurre la reacción y las condiciones de equilibrio de las misma, es posible estimar la penetración que el ácido tiene en la formación.

4.7.2 Velocidad de la reacción

Se define como la cantidad de moles de moléculas que reaccionan con respecto al tiempo. Para determinar la velocidad de reacción, es suficiente conocer como varía con el tiempo la cantidad de una de las sustancias participantes en la reacción.

En la estimulación con ácido, para que una reacción tenga lugar, es necesario que los iones hidrógeno del ácido alcancen y se pongan en contacto, para que se produzca la reacción, es necesario vencer la llamada barrera de activación. En estas condiciones el fenómeno tiene dos extremos:

- a) La energía requerida para vencer la barrera de activación es muy baja y cada contacto de los iones hidrógenos y las moléculas mineral resultan en una reacción. En este caso la velocidad total de reacción se dice que está limitada por la difusión molecular o transferencia de masa; es decir, la velocidad de reacción total está controlada por la rapidez con la cual los iones hidrógeno se difunden o se transfieren a la superficie del sólido.
- b) La energía necesaria para vencer la barrera de activación es muy elevada, caso en el cual solo unos cuantos iones hidrógeno en contacto con el mineral reaccionan, por tanto la velocidad total de reacción se dice que está limitada por su superficie; esto es, la velocidad de reacción total está controlada o depende básicamente de la rapidez con que se llevan a cabo los cambios químicos entre los iones hidrógeno y los minerales sólidos.

En la estimulación reactiva de pozos, la velocidad de reacción está gobernada tanto por la rapidez con la que el ion hidrógeno es transportado a la superficie sólida, como la rapidez con la que se realiza la reacción, una vez que el ion hidrógeno alcanza las moléculas de mineral.

La rapidez con la cual el ion hidrogeno es transportado por la solución a la superficie solida está determinada por los fenómenos de difusión y convección forzada; de tal manera que esta velocidad es gobernada por las condiciones hidrodinámicas en la cercanía de la superficie, una vez que el ion hidrogeno la alcanza, está caracterizada por las sustancias químicas implicadas y depende de la composición química del sólido y del acido, de la concentración del acido en la superficie y de la temperatura.

En reacciones heterogéneas la cinética limitada por la superficie está dada por;

$$V_s = KAC^m \quad (4.1)$$

Donde:

V_s : Velocidad de reacción en superficie (moles/ser)

C : Concentración del reactante en fase liquida (moles/lt)

K : Constante de velocidad de reacción (variable)

A : Área del solido (cm^2)

m : Orden de la reacción (adimensional)

La ecuación 4.1 es válida cuando la concentración del fluido reactivo es uniforme; es decir, cuando la concentración en la interfase líquido-sólido es igual a la concentración en todo el volumen del liquido.

Las reacciones más simples son de orden uno, o sea $m=1$. En este caso la velocidad de reacción en superficie puede expresarse como:

$$V_s = \frac{dC}{dt} = -KAC(t) \quad (4.2)$$

Separando variables e integrando de una concentración inicial de acido, C_o , a una concentración final, C , se tiene:

$$\int_{C_o}^C \frac{dC}{C} = -KA \int_{t=0}^{t=t} dt$$

$$\ln \frac{C}{C_o} = -KAt$$

$$C = C_o e^{-KAt} \quad (4.3)$$

La **fig.4.1** muestra gráficamente esta ecuación. En lo general en toda la reacción de primer orden el reactante líquido tiende a consumirse totalmente en tiempos muy grandes, dependiendo de las condiciones termodinámicas de equilibrio.

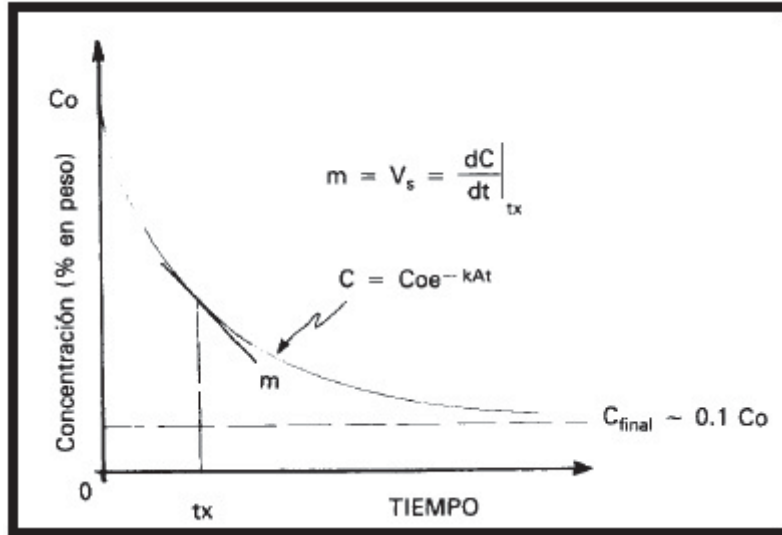


Fig. 4.1 Variación de concentraciones de ácido con el tiempo (8).

En general, las reacciones heterogéneas tienen un orden diferente a la unidad, indicando mecanismos de reacción más complejos.

En el caso de cinética limitada por difusión o transferencia de masa, la velocidad de reacción, V_d , está dada por la ley de Nernst:

$$V_d = \frac{0.001 DAC}{\delta} \quad (4.4)$$

Donde

V_d : Velocidad de reacción limitada por difusión (moles/seg).

D : Constante de difusión del reactante (moles/l \cdot t).

A : Área de sólido (cm 2)

δ : Espesor de la capa limite donde la concentración del reactante varía de C a cero en la interface (cm)

En la acidificación de formaciones, ambos fenómenos cinéticos deben considerarse, estableciendo para cuantificación, un parámetro adimensional, P , definido por:

$$P = \frac{V_d}{V_s} = \frac{0.001D}{K\delta c_{m-1}} \quad (4.5)$$

En el caso en que $V_d \ll V_s$, $P \rightarrow 0$, y la cinética de reacción es caracterizada por difusión o transferencia de masa.

Si $V_d \gg V_s$, $P \rightarrow \infty$, y la cinética es caracterizada por reacción en superficie.

En rocas productoras de hidrocarburos se presenta un gran rango de reactividades entre ácidos y minerales; en general:

- a) Para las calizas y ácido clorhídrico se presenta una cinética de reacción limitada por transferencia de masa ($P < 1$).
- b) Para dolomías y HCl, la cinética está limitada por reacción en superficie a baja temperatura. A temperaturas altas la cinética en estos casos cambia a ser limitada por difusión.
- c) Con ácido fluorhídrico la cinética para las rocas silíceas es casi siempre limitada por reacción en superficie.

En la estimulación reactiva el ácido es inyectado al medio poroso a un gasto, con una velocidad media. El efecto primario del flujo es disminuir el espesor de la capa límite y el parámetro cinético P se incrementa, consecuentemente en algunos casos, los sistemas controlados por difusión pueden llegar a ser controlados por la reacción en superficie. En cualquiera de los enunciados a), b), y c) son generalmente aceptados.

En la acidificación de areniscas, los estudios experimentales han demostrado que la cinética es limitada por reacción en superficie. Esto permite una reacción del ácido libre de inestabilidades produciéndose un flujo y una acción uniforme en el medio poroso. Estos hechos hacen que se pueden establecer a nivel macroscópico modelos matemáticos que representen el proceso, sin embargo todos ellos requieren análisis de la composición y el conocimiento de la distribución de los minerales reactantes. Esta información no es prácticamente disponible.

En la acidificación matricial, la formación de agujeros de gusanos tiene grandes ventajas. El daño en la vecindad del pozo aun cuando no es removido, si es sobrepasado y la zona efectiva tratada llega a ser considerablemente mayor que en la acidificación de areniscas. Además, los problemas de desconsolidación de la zona vecina al pozo son menos severos que en el caso de la acidificación matricial de areniscas.

Por lo contrario, en estimulaciones por fractura con ácido en rocas calcáreas, el fenómeno tiene gran desventaja. Esto debido a que los agujeros de gusano son generados en la formación a partir de las caras de fractura, como consecuencia la pérdida de fluido. En estas condiciones el ácido se gasta creando los agujeros de gusano, reduciéndose la longitud de fractura conductiva, con el consiguiente detrimento en la respuesta del pozo a la estimulación.

Los fenómenos fortuitos de cinética de reacción en la estimulación reactiva, hacen que su estudio, aun cuando sea posible hacerlo teóricamente, se prefiera basarse en experimentación de laboratorio. En estos estudios para medir la velocidad total de reacción entre un ácido y un mineral, se hace a través de la determinación:

- 1) Del cambio de la concentración del ácido con respecto al tiempo, es decir, evaluando: dC/dt .
- 2) Del tiempo en que el ácido cambia de una concentración inicial C_0 a una concentración final C . Este tiempo se denomina tiempo de reacción o tiempo de gastado.
- 3) De la cantidad de roca disuelta por unidad de área expuesta y por unidad de tiempo. Comúnmente en $lb/pie^2/seg$.

4.7.3 Factores que afectan la velocidad de la reacción

Se han realizado estudios experimentales con el objetivo de evaluar los diferentes parámetros que afectan o influyen en la velocidad de reacción del ácido con las rocas. Aún cuando la mayoría de estos estudios se han efectuado con ácido clorhídrico y rocas calcáreas, las conclusiones de los mismos, con cierta reserva, pueden extenderse a otros ácidos y minerales.

Entre los factores que se han identificado y que afectan la velocidad de reacción están:

- Relaciona Área/volumen
- Temperatura
- Tipo y concentración del ácido y productos de reacción
- Velocidad de flujo
- Composición de la roca
- Viscosidad
- Presión

Relaciona área/volumen. Este factor es el que más afecta a la velocidad de reacción entre los ácidos y la roca. La relación entre el área mojada por el ácido al volumen de este, varía en un rango muy amplio, siendo la velocidad de reacción directamente proporcional a esta relación. Es decir, entre mayor sea el área de superficie de la roca expuesta al ácido, este se gastará, más rápidamente.

Temperatura. La disolución de los minerales es un fenómeno térmicamente activado; por lo tanto, las tasas aumentan considerablemente en función de la temperatura y la profundidad de penetración de ácido vivo disminuye en consecuencia.

En el caso de cuarzo, la energía de activación es aproximadamente 5.2 kcal/mol, y en el caso del feldespato, es aproximadamente 8 kcal/mol. La **Fig.4.2** muestra la variación de la tasa de la reacción del ácido, en función de la concentración de HF y temperatura. La solubilidad de aluminio y hierro también aumenta ligeramente con un aumento de temperatura.

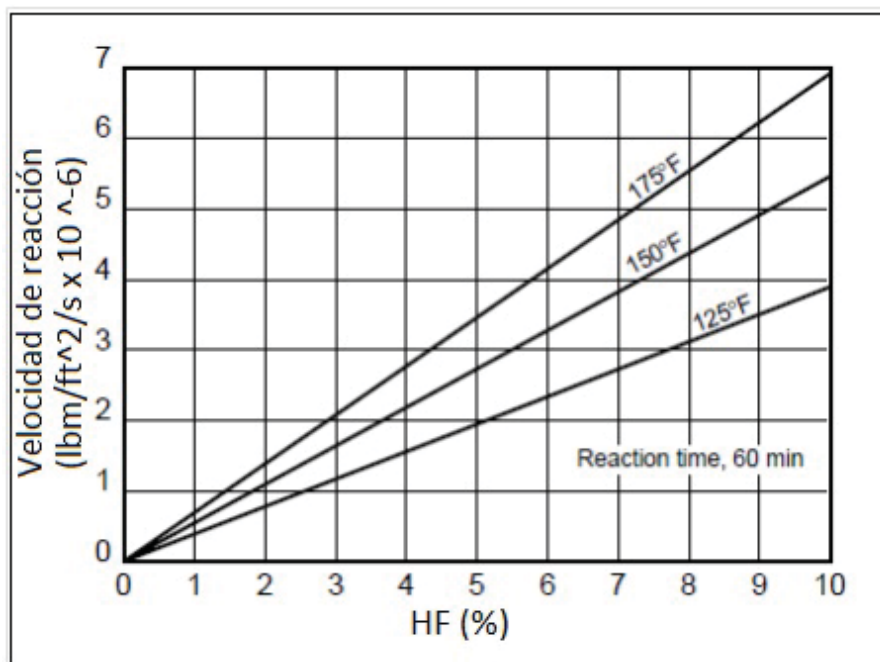


Fig. 4.2 Variación de la tasa de la reacción del ácido, en función de la concentración del HF (8).

Tipo y concentración de ácido. Entre más completamente un ácido se ionice en iones de hidrógeno y su anión, el ácido es más fuerte y tendrá mayor velocidad de reacción. Esto significa que a mayor concentración, mayor cantidad de iones H⁺ podrán estar en contacto con la superficie sólida.

El ácido clorhídrico tiene una velocidad de reacción mayor en las rocas calcáreas que los ácidos orgánicos; siendo de estos el fórmico de mayor velocidad de reacción que el acético. Asimismo, el ácido fluorhídrico es más rápido en reaccionar que los ácidos orgánicos con las rocas calcáreas y es el único que reacciona con las silíceas.

Por otra parte la velocidad de reacción es directamente proporcional a la concentración del ácido, disminuyendo esta a medida que existe mayor cantidad de productos de reacción, ya que estos interactúan con el transporte de los iones hidrógenos y amortiguan la reacción. Con respecto a velocidades de reacción, un ácido clorhídrico al 20% en una caliza tendrá un valor mayor que un ácido clorhídrico al 10% como se muestra en la **Tabla 4.f**.

Sin embargo, si se sigue la reacción del ácido clorhídrico al 20% a través de su ciclo de gastado, cuando este ácido se haya gastado hasta un 10% de concentración, su velocidad de reacción será menor que la del ácido que inicia su ciclo de gastado con una concentración del 10%. Esto es debido a que el ácido clorhídrico al 20% cuando alcanza el 10% contiene productos de reacción los cuales interfieren la reacción disminuyendo su velocidad. Si se adiciona cloruro de calcio y bióxido de carbono a un ácido de cualquier concentración se retardará su reacción.

Esto paradójicamente hace que un ácido de mayor concentración, con velocidad de reacción inicial alta, tenga una acción retardada y en consecuencia un tiempo de gastado mayor que un ácido de menor velocidad de reacción inicial, para las mismas concentraciones.

Velocidad de flujo. El efecto de incrementar la velocidad de flujo generalmente aumenta la velocidad de reacción disminuyendo el tiempo en que el ácido se gasta. Esto es debido principalmente a que a mayores velocidades de flujo se removerán más rápidamente los productos de reacción de la superficie de la roca, incrementándose el número de contactos entre iones hidrógeno y esta superficie.

Sin embargo, si la velocidad es suficientemente alta, para un mismo tiempo una menor cantidad de iones hidrógeno tendrá oportunidad de estar en contacto con la superficie de la roca y la velocidad de reacción disminuirá, lográndose mayor tiempo de gastado y por tanto mayor penetración del ácido vivo.

Composición de la roca y superficie. La composición física y química de la roca influyen la reacción del ácido. Ya que la mayoría de las formaciones contienen algunos materiales que son insolubles en determinados ácidos. Además, la distribución de estos materiales en contraste con los minerales solubles afectará fuertemente la velocidad de reacción. Por ello dos formaciones de la misma permeabilidad, mineralogía y solubilidad al ácido, pueden responder en forma distinta a una acidificación.

La relativamente alta superficie específica de las areniscas es el principal parámetro por determinar para el gasto del ácido, debido a la heterogeneidad de la reacción de disolución. Sin embargo, si se considera que la contribución de cada mineral a la superficie de la roca, grandes discrepancias hay entre la velocidad de reacción de fases puras, las cuales se pudieron predecir y observar. En la **Tabla IV.5** se puede apreciar.

Tabla IV.5 Distribuciones de áreas relativas de minerales en areniscas (9).

Áreas relativas de superficie de los minerales en arenisca	
Cuarzo	<0.1 cm ² /g
Feldespato	Algunos m ² /g
Caolinita	15-30 m ² /g
Illita	113 m ² /g
Smectita	82 m ² /g

Viscosidad. La viscosidad afecta el transporte de los iones hidrogeno hace la interfase liquido-roca y por lo tanto disminuye la velocidad de reacción. Este efecto se ve disminuido a mayor temperatura, por la disminución intrínseca de la viscosidad, como se aprecia en la fig.4.3.

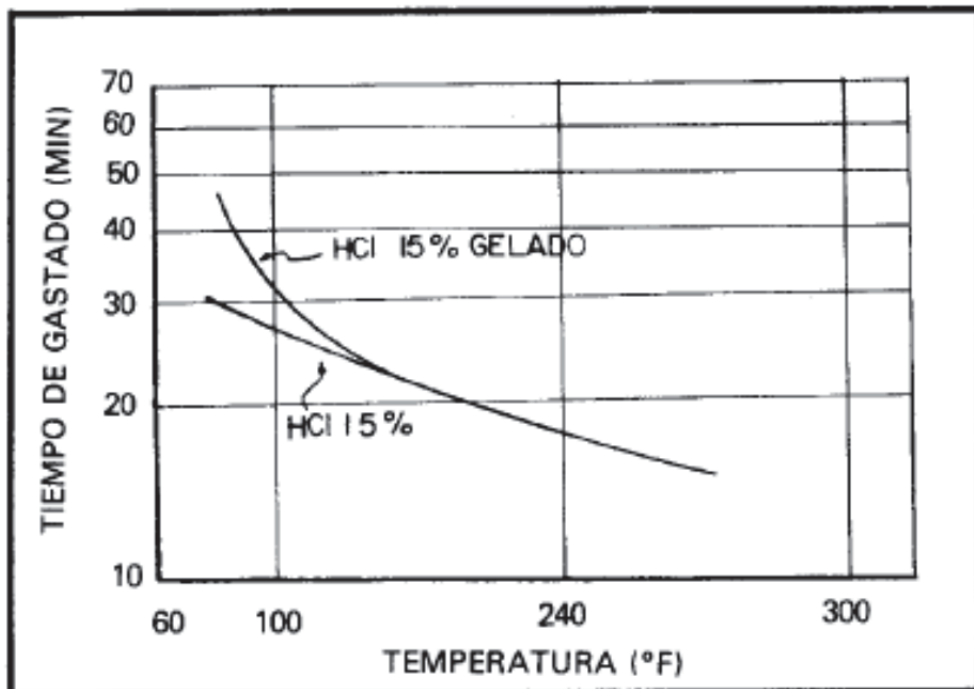


Fig. 4.3 Efecto de la viscosidad en la reacción de HCL con caliza a 1500 psi en fractura de 0.24 pg. (Halliburton).

Presión. Este factor tiene poca influencia sobre la velocidad de reacción, sobre todo a presiones de tratamiento. Sin embargo en un incremento de la presión, acelera ligeramente la disolución de la roca, porque disuelve el tetrafluoruro de silicio transformando así parcialmente en una especie acida (H₂SiF₆) y así en poco tiempo puede iniciar otras reacciones.

4.8 Aditivos

Todos los ácidos utilizados en la estimulación de pozos requieren de un acondicionamiento para ser empleados con seguridad y evitar reacciones indeseables o daños por incompatibilidad con la formación y/o sus fluidos.

Los aditivos deben seleccionarse para las condiciones de cada pozo por cuanto a tipo y concentración de los mismos. Esta selección en lo general, se lleva a cabo en el laboratorio debiendo ser cuidadosa, ya que los aditivos representan el mayor costo de la estimulación y por otra parte la ausencia de ellos puede propiciar inseguridad en el manejo de los ácidos, destrucción del equipo del pozo y daños a la formación.

Algunos de los procedimientos de laboratorio para la selección del tipo y concentración de aditivos necesarios en un sistema ácido, para las condiciones específicas de cada pozo, son similares a aquellos recomendados por el American Petroleum Institute (API).

Los problemas más importantes que el ácido puede propiciar son:

- 1) Corrosión del acero del equipo de bombeo y del equipo subsuperficial y superficial del pozo.
- 2) Daño a la formación por emulsiones, lodos asfálticos, liberación y dispersión de finos, alteración de la mojabilidad de la formación, precipitaciones secundarias, etc.

Para evitar estos problemas que puede causar el ácido, y asegurar la remoción de los productos de reacción del medio poroso, se utilizan los aditivos.

Además de los aditivos requeridos para evitar los problemas de corrosión y dado, en ocasiones es necesaria la utilización de otros aditivos para adecuar el sistema ácido, a las condiciones del pozo y la formación. Por ejemplo, para reducir las pérdidas de presión por fricción, para desviar el flujo de fluidos de estimulación de una zona a otra, etcétera.

Los ácidos y sus aditivos en general son sustancias peligrosas de manejarse, por lo que es conveniente tener siempre a la mano instructivos sobre su toxicidad y las instrucciones y recomendaciones sobre las precauciones en su manejo.

4.8.1 Inhibidores de Corrosión

Los inhibidores de corrosión son utilizados para retardar temporalmente el deterioro del metal causado por la acción de los ácidos. Los inhibidores son compuestos que se absorben a las superficies metálicas formando una película que actúa como una barrera entre el ácido y esta superficie. Los inhibidores de corrosión no suspenden la corrosión pero la disminuyen considerablemente.

La velocidad de reacción del ácido sobre el metal depende de:

- Tipo de concentración del inhibidor usado.
- Temperatura.
- Tiempo de contacto.
- Tipo de concentración de ácido.
- Tipo de metal.
- Relación volumen de ácido a área de metal expuesta.
- Presión.

Las tuberías del pozo generalmente están constituidas de aleaciones, conteniendo fierro y carbono como compuestos principales de la aleación. El ataque del ácido sobre el metal se manifiesta en la forma siguiente: dada la tendencia característica del fierro metálico a donar electrones de su estructura para convertirse en fierro iónico, y a la correspondiente al ion H^+ del ácido a captar electrones, se establece que en determinados sitios microscópicos de la superficie metálica (sitios ánodos), el fierro libera electrones dentro de la estructura cristalina del metal, desplazando otros electrones y estableciéndose un flujo de corriente hacia otro sitio microscópico del metal, llamado cátodo. Simultáneamente en los sitios catódicos los hidrógenos iónicos capturan electrones para convertirse en hidrógenos monoatómicos. Estos a su vez se combinan para formar hidrogeno molecular gaseoso. En esta forma se produce fierro iónico que entra en solución e hidrogeno molecular.

En la **fig.4.4** se presenta un diagrama de estas reacciones, las cuales son:

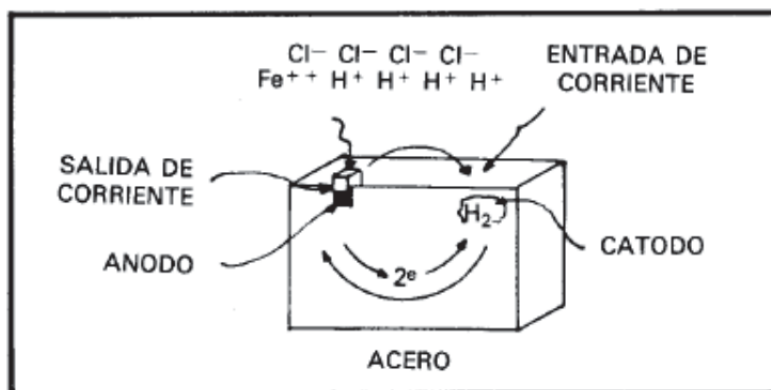
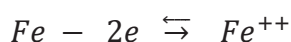


Fig. 4.4 Corrosión electroquímica (Halliburton).

Reacción anódica (oxidación)



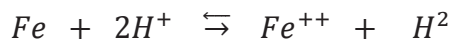
Fierro metálico - Electrone \rightleftharpoons Fierro iónico

Reacción catódica (reducción).



Hidrógeno iónico + Electrones \rightleftharpoons Hidrógeno molecular

Reacción total:



Fierro metálico + Hidrógeno iónico \rightleftharpoons Fierro iónico + Hidrógeno molecular

La corrosión del acero es uniforme en naturaleza; sin embargo, por el efecto del inhibidor puede producirse una corrosión localizada. Esto es debido a que los inhibidores de corrosión pueden degradarse o ser insuficiente la película absorbida. Esto depende de la temperatura, de la concentración del ácido, del tipo de metal y de otros factores. La corrosión localizada también es agravada por impurezas y discontinuidades del metal. La corrosión localizada se manifiesta generalmente por cavidades que se forman en la superficie metálica y es mucho más grave que la corrosión uniforme, debido a que la pérdida de metal se concentra en puntos específicos y no se distribuye en toda la superficie metálica.

Adicionalmente al tipo de corrosión localizada, existe la fragilización del metal por hidrógeno. Esto ocurre debido a la formación de hidrógeno atómico y molecular en los sitios catódicos. Los átomos hidrógeno son muy pequeños y son capaces de penetrar el metal y alojarse en espacios vacíos intercrystalinos de los componentes metálicos.

Cuando dos hidrógenos atómicos llegan a estar en contacto se combinan para formar hidrogeno molecular, lo cual puede ocurrir dentro de la estructura del acero. La molécula de hidrogeno (H^2) por su tamaño es difícil que salga de la estructura del acero, resultando en el desarrollo de presiones extremadamente altas dentro del espacio intergranular; lo cual puede causar la fragilización del acero. Este fenómeno es común en pozos productores de hidrocarburos con altos contenidos de ácido sulfhídrico (H_2S). Los aceros de más alta dureza son los más susceptibles a este tipo de corrosión.

En general entre más agresivo o mayor grado de disociación de hidrogeno en agua exista, las moléculas de ácido son mas corrosivas y más difícil será inhibir la corrosión. Entre los ácidos empleados en la estimulación de pozos, el clorhídrico es el de mayor y más rápido grado de disociación por lo que es el más difícil de inhibir, Para disminuir la acción corrosiva de los ácidos es imprescindible utilizar productos químicos llamados inhibidores de corrosión.

Estos productos solo disminuyen la corrosión de los ácidos sobre los aceros, llevándola a límites tolerables, recomendados por API y la National Association of Corrosión Enginners (NACE).

Estos límites tolerables corresponden a una pérdida de peso uniforme de un tipo de metal por unidad de área expuesta, para un tipo y concentración de ácido, una concentración de inhibidor y una temperatura y tiempo de exposición dados. Los valores más comunes aceptados son de 0.02 a 0.05 lb/pie², que corresponden a una pérdida de peso uniforme imperceptible; es decir, una pérdida de peso que no se encuentre localizada en algunos sitios anódicos, en caso contrario se presentan picaduras o concavidades más o menos profundas, conocidas como “pitting”. Un buen inhibidor para ser aceptado debe de tener los límites indicados de pérdida de peso y no prestar corrosión localizada, después de una prueba.

Existen dos tipos de productos químicos que se han utilizado como inhibidores de corrosión. Hasta la década de los 70 se utilizaron compuestos de arsénico, productos inorgánicos, muy efectivos y de bajo costo. Dada su toxicidad y problemática en los catalizadores de las refinerías se prohibió su empleo. Lo anterior condujo al desarrollo de productos orgánicos, compuestos surfactantes nitrogenados y acetilénicos formulados con solventes. Estos inhibidores trabajan bajo el mecanismo de adsorción en la superficie metálica, interfiriendo el contacto del metal con el ácido. Estos productos son más costosos que los inorgánicos y son degradados a altas temperaturas, mayores de 200°F. Para mayores temperaturas se han desarrollado ciertos aditivos llamados intensificadores los cuales no pueden considerarse como inhibidores, tales como el yoduro de potasio, el yoduro de cobre y otros. La acción de estos productos es sinérgica con los inhibidores de corrosión orgánicos evitando su degradación a altas temperaturas.

El comportamiento de los inhibidores de corrosión depende de varios factores, entre los principales están los siguientes:

- Tipo de metal. Generalmente entre más dureza tenga el metal es más difícil inhibir la acción corrosiva del ácido.
- Temperatura. A mayor temperatura es más difícil la superficie metálica. Para temperaturas lastas será necesario utilizar mayor cantidad de inhibidor y se tendrá menor protección, aun con el uso de intensificadores.
- Tipo y concentración del ácido. Entre más fuerte sea el ácido y mayor su concentración los inhibidores son menos efectivos.
- Tiempo de contacto. A medida que el tiempo de contacto entre el ácido y la superficie metálica es mayor, especialmente a temperaturas altas, la protección con inhibidor será más difícil.
- Tipo concentración de inhibidor. La concentración del inhibidor no puede ser incrementada ilimitadamente, dado que dependiendo de las condiciones de presión y temperatura, el tipo de acero y el tipo y concentración del ácido, se llega a una concentración del inhibidor en donde, a mayor concentración del mismo no se tiene protección adicional y para algunos productos, ésta puede disminuir.

- Efecto de otros aditivos. Los inhibidores orgánicos son surfactantes, generalmente catiónicos, con grupos funcionales de naturaleza polar.

La presencia común de otros aditivos, también surfactantes, en los sistemas ácidos, pueden originar efectos sinérgicos en general impredecibles. Esto conduce a la necesidad de pruebas adicionales de laboratorio con el sistema de ácido y aditivos requeridos.

Los factores antes mencionados deben tomarse en cuenta en experimentación de laboratorio para determinar y seleccionar los inhibidores más apropiados para una estimulación en particular.

4.8.2 Agentes no-emulsificantes

La inyección del ácido a la formación promueve la mezcla de ácido vivo y/o gastado con el crudo, lo cual puede propiciar emulsiones estables de agua en aceite o aceite en agua que forman un bloqueo de la formación al flujo de hidrocarburos. Es por tanto importante prevenir estas emulsiones durante la estimulación y al recuperar el ácido gastado.

Para evitar este problema se usan surfactantes específicos llamados agentes no-emulsificantes que se solubilizan o dispersan en el ácido

4.8.3 Agentes anti-lodos asfálticos

Cuando el ácido es inyectado a la formación y se pone en contacto con algunos aceites de alto contenido de asfáltenos, estos pueden precipitar, propiciando la formación de lodos asfálticos. Una vez precipitados los asfáltenos sólidos no son redissueltos en el aceite, acumulándose en la formación y reduciendo su permeabilidad. Para combatir la formación de lodo asfáltico se utilizan surfactantes, los cuales se adsorben en la interfase aceite-ácido evitando la precipitación de los asfáltenos.

4.8.4 Agentes de suspensión

Cuando un ácido reacciona con la roca, disuelve parte del material, ya que las formaciones en lo general no son 100% puras. En estas condiciones muchos finos insolubles en ácido se liberan.

Cuando el ácido gastado se remueve de la formación, los finos liberados pueden depositarse y/o puentear canales de flujo, reduciendo la permeabilidad de la formación, Es por tanto deseable asegurar la remoción de estos finos con el ácido gastado. Para lograr lo anterior se utilizan dos tipos de aditivos.

El primero son surfactantes que se adsorben en la superficie de los finos y los mantiene en suspensión por repulsión electrostática. El otro aditivo disponible son polímeros que a nivel molecular crean un efecto de atrapamiento de los finos para así mantenerlos en suspensión.

4.8.5 Agentes de mojabilidad

En general se ha demostrado que el aceite y el gas fluyen más fácilmente a través de formaciones mojadas por agua que aquellas mojadas por aceite. Por tanto, siempre que sea posible, es deseable dejar la formación mojada por agua. De aquí la importancia de considerar las propiedades de mojabilidad de los surfactantes que se adicionan al ácido. Si el sistema ácido deja mojada la roca de aceite, es necesaria la adición de surfactantes específicos que permitan alterar las propiedades de mojabilidad del sistema ácido.

4.8.6 Agentes controladores de fierro

En muchos casos las tuberías del pozo tienen una delgada cubierta de compuestos de fierro, como óxidos o sulfuros; asimismo estos compuestos pueden estar presentes en la propia formación o ser llevados a ella por agua de inyección u otros fluidos, en pozos inyectoros. Al inyectar ácido, este disuelve los depósitos y minerales de fierro transformándolos en cloruros de fierro solubles en los productos de reacción mientras el ácido esté vivo. Al gastarse el ácido se precipitarán compuestos de fierro, que son insolubles y que se depositan en los canales de flujo restringiendo la permeabilidad. Para evitar esto, al ácido se le agregan secuestrantes o una mezcla sinérgica de agente secuestrante y controlador de pH.

4.8.7 Agentes penetrantes

En formaciones poco permeables, principalmente de gas, es deseable que el ácido penetre y moje más fácilmente a la roca, Asimismo para evitar bloqueos de agua en la formación y para asegurar la remoción de los productos de reacción se utilizan surfactantes que promueven una severa reducción de la tensión superficial del ácido; esto permitirá minimizar los efectos de las fuerzas retentivas y propiciarán un mayor contacto entre la roca y el ácido.

4.8.8 Aditivos reductores de fricción

En ocasiones es necesario bombear el ácido por tuberías de diámetro pequeño y gran longitud, lo que hace deseable reducir las altas pérdidas de presión por fricción que se tiene en estos casos.

Para ello se utilizan polímeros estables en ácido y compatibles con los otros aditivos, consiguiendo reducciones del orden del 65 al 85%.

4.8.9 Agentes emulsificantes

En algunos tipos de estimulación matricial ser deseable el uso de sistemas ácidos emulsionados, sobre todo en formaciones calcáreas de alta permeabilidad. Estos sistemas de ácido retardado permiten penetraciones mayores dentro de la formación y para su empleo se utilizan agentes emulsificantes que son surfactantes que permiten la formación de emulsiones estables de ácido en una fase oleosa.

4.8.10 Agentes retardadores de reacción

Estos tipos de aditivos se utilizan para retardar la acción del HCl con las rocas calcáreas. Esto permitirá tener mayor penetración del ácido dentro de la formación. Estos productos son surfactantes que se adsorben en la superficie de la roca, dejándola mojada por aceite, lo cual permite generar una película entre la roca y el ácido, que sirve de barrera a los iones hidrogeno con los carbonatos de la roca.

4.8.11 Agentes espumantes

Este tipo de aditivos permiten la formación de espumas estables de ácido y nitrógeno. Se emplean en sistemas de ácido espumado y pueden ser aplicados en formaciones calcáreas de alta permeabilidad como sistema de ácido retardado, con el objetivo de tener mayor penetración en la formación.

4.8.12 Solventes mutuos

Son productos que tienen apreciable solubilidad tanto en agua como en aceite, reducen la tensión interfacial y actúan como solventes para solubilizar aceite en agua y son capaces de remover materiales oleosos que mojan la superficie de los poros. Adicionalmente mejoran la acción de los surfactantes.

El uso principal de estos solventes mutuos es en la acidificación de las areniscas, aun cuando también han sido utilizados con éxito en las estimulaciones de rocas calcáreas.

El solvente mutuo más utilizado es el Etilen Glicol Monobutil Eter (EGMBE), el cual ha demostrado su bondad en la acidificación de areniscas como parte del fluido final del tratamiento. También se han utilizado como solventes mutuos, el Butoxil Triglicol (BTG), el Dietilen Glicol Monobutil Eter (DEGMBE) y un Glicol Eter modificado (MGE).

4.8.13 Alcoholes

Normalmente se utilizan el Metílico o el Isopropílico en concentraciones del 5 al 20% en volumen del ácido. El uso de alcoholes en ácido, siendo de gran utilidad en pozos de gas seco. También tienen propiedades de solventes mutuos y no se recomiendan a temperaturas mayores de 180°F, por la precipitación de cloruros orgánicos. En lo general pueden tener efectos negativos en la acción de los inhibidores de corrosión.

4.8.14 Agentes desviadores

Estos productos son sólidos que temporalmente taponan zonas de alta permeabilidad. Se emplean para permitir que el fluido pueda afectar uniformemente varias zonas de diferente permeabilidad de un intervalo productivo. Como agentes desviadores se utilizan el ácido benzoico, partículas de cera, de sal, etcétera.

4.9 Selección de fluidos en la acidificación matricial en areniscas

La selección de fluidos de tratamiento es el paso previo más importante en el diseño de una estimulación matricial reactiva. El proceso de selección es complejo, a que depende de muchos factores, los cuales se mencionarán a continuación:

- Evaluación del daño. Es primordial conocer el tipo, magnitud y evaluación del daño por remover.
- Sensibilidad de la formación. El fluido además de remover el daño, debe presentar compatibilidad con la roca de la formación y sus fluidos.
- Mineralogía de la formación. Las areniscas tienen una estructura formada por partículas de cuarzo, feldespato y otros minerales silíceos. Minerales precipitados secundarios en los espacios porosos constituyen materiales cementantes y partículas no cementadas ligadas a la superficie de los minerales a un ácido, depende fuertemente de la posición de los mismos en la estructura de la roca.

Un ejemplo claro es una arenisca con una solubilidad al CHI mayor al 20%, no debe ser estimulada, con ácido fluorhídrico. Si la solubilidad es menor al 20%, la arenisca puede ser estimulada con ácido fluorhídrico, pero un adecuado prelavado con ácido clorhídrico debe aplicarse.

En areniscas también el conocimiento del contenido, tipo, posición y distribución de las arcillas es muy importante puesto que esto determina la respuesta de la roca al tratamiento.

- Petrofísica. El tipo y distribución de la porosidad y la permeabilidad de la formación, tienen una fuerte influencia en la extensión del daño y en la penetración del ácido. En las areniscas, la formación generalmente es más sensitiva a los fluidos extraños, por lo que los pequeños poros serán severamente dañados por pequeñas cantidades de fluidos o materiales extraños.

- Temperatura y presión de la formación. Estos factores deberán considerarse en la selección del fluido de estimulación. La temperatura afectará notablemente la eficiencia de los inhibidores de corrosión y la velocidad de reacción de los ácidos. A temperaturas mayores a 150°C, generalmente se preferirán ácidos orgánicos o mezclas de ácidos orgánicos e inorgánicos. Asimismo, los fluidos deberán diseñarse para disminuir la velocidad de reacción y así lograr tener mayor penetración del ácido vivo en la formación.
- La presión del yacimiento influye decididamente en la remoción de la formación de los fluidos y productos de reacción. La presión del yacimiento debe exceder a la presión capilar. Para disminuir esta presión y facilitar la limpieza de la formación deben utilizarse surfactantes bajotensores. Fluidos energizados con nitrógeno pueden también usarse para facilitar la limpieza.
- Fluidos de la formación. Los fluidos de la formación invariablemente deben considerarse en la selección de un fluido de tratamiento. En pozos de gas debe evitarse el uso de fluidos base aceite y siempre es preferible usar (sobre todo en rocas silíceas de baja k) los fluidos base agua con alcoholes.
En lo general, en yacimientos de aceite, los hidrocarburos el agua de la formación deberán ser compatibles con los fluidos de estimulación.
Condiciones del pozo y del intervalo en explotación. El estado mecánico de los pozos, la profundidad del intervalo en explotación y las características del mismo, también deberán tomarse en cuenta, dado que el fluido deberá ajustarse a las limitaciones de presión, geometría, componentes metalúrgicos del pozo y entrada de los fluidos de estimulación a la formación.

4.10 Acidificación matricial en areniscas

Los objetivos principales de este tipo de estimulaciones son: eliminar el daño de la formación alrededor del pozo, debido principalmente a la invasión de partículas sólidas, y al hinchamiento, dispersión, migración o floculación de las arcillas, e incrementar la permeabilidad natural de la formación en la zona vecina al pozo.

En el caso de que un pozo se encuentre dañado, la respuesta del pozo a la acidificación matricial generalmente es muy buena, y en algunos casos sorprendente dependiendo de la magnitud del daño. Sin embargo, si la formación a estimular con esta técnica no está dañada, se puede esperar una respuesta con un incremento máximo de producción de 1.3 veces. Este incremento en general no es suficiente para justificar económicamente la estimulación, sin embargo, se justificaría en el caso de pozos de alta productividad.

En este tipo de estimulación se utiliza comúnmente la mezcla HCl-HF, siendo el ácido fluorhídrico el que reacciona con el material silíceo. En formaciones con alta temperatura, también pueden utilizarse mezclas HF-ácidos orgánicos. Asimismo, es recomendable la utilización de técnicas especiales para producir HF, como el uso de ácido fluobórico.

Dadas las características de reacción del HF, estos tratamientos están limitados a penetraciones del orden de 1 a 3 pies de la pared del pozo.

Además de reaccionar el HF con los compuestos de sílice, también reaccionará con los carbonatos y con salmuera de la formación. Por presentarse estas reacciones indeseables, este tipo de técnica de acidificación consiste de la inyección de cuando menos tres tipos de fluidos: un fluido de prelavado, el fluido de estimulación y un fluido de desplazamiento. La técnica de colocación, **Fig.4.5**, consiste en el bombeo inicial de un fluido de prelavado que tiene como objetivo eliminar de la zona en que entrará el HF, el agua de la formación y el material calcáreo. A continuación bombear el ácido fluorhídrico que disolverá el material silíceo que daña o compone la roca y finalmente bombear un fluido que desplazará dentro de formación, fuera de zona crítica (vecindad del pozo), los posibles productos dañinos de reacción y dejará acondicionada la zona crítica para facilitar la remoción de fluidos.

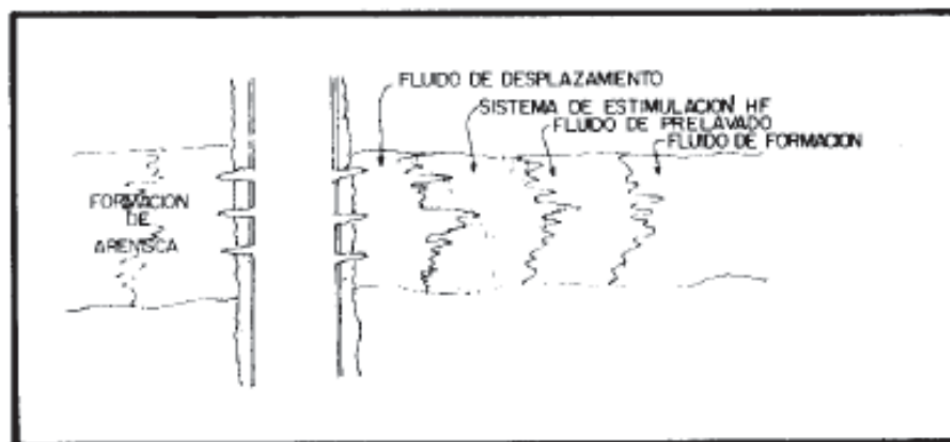


Fig. 4.5 Técnica de estimulación reactiva matricial en arenas (8).

4.10.1 Fluido de prelavado

El objetivo de la inyección de este fluido, es crear una barrera física entre el HF y el agua de la formación, previniendo principalmente la precipitación de fluosilicatos y fluoaluminatos de sodio y de potasio. En el caso de que la formación contenga carbonatos, este mismo fluido deberá disolverlos para evitar la reacción del HF con estos compuestos.

Estos objetivos son alcanzados por un prelavado de ácido clorhídrico o ácidos orgánicos. El volumen de prelavado dependerá del contenido del material calcáreo y del desplazamiento del agua congénita de la vecindad del pozo. Dado que el ácido fluorhídrico vivo penetra entre 1 y 3 pies del pozo para la mayoría de las areniscas, será suficiente eliminar la salmuera y el material calcáreo de esta zona.

La ecuación J, permite calcular el volumen requerido para desplazar los fluidos de la formación hasta una distancia radial r_x pudiendo seleccionarse una penetración de tres pies.

Por otro lado el volumen requerido de ácido para disolver el material soluble en HCL dentro de una distancia r_x está dado por:

$$V_{HCl} = \frac{23.5(1-\phi)hfX_{HCl}(r_x^2 - r_w^2)}{\beta} \quad (4.6)$$

Donde

V_{HCl} : Volumen requerido (gal).

X_{HCl} : Fracción en peso del material soluble en HCl.

β : Poder de disolución del ácido.

Los cálculos anteriores deben ajustarse a reglas deducidas de la experiencia de campo. En la mayoría de este tipo de estimulaciones se utiliza como fluido HCl entre 5 y 15%, en un volumen entre 50 y 100 gal/pie, dependiendo del contenido de carbonatos.

4.10.2 Fluido de estimulación

El fluido más comúnmente usado, es la mezcla de HF-HCl a concentraciones 3% - 12%. Esta mezcla debe ser debidamente inhibida y formulada con los aditivos requeridos de acuerdo con pruebas de laboratorio. Otras concentraciones de esta mezcla pueden usarse para prevenir precipitaciones secundarias, recomendándose el uso de la tabla 4.d. El HCl de esta mezcla permite mantener un bajo pH evitando la precipitación de CaF_2 , AlF_3 y otros productos de reacción compleja.

El volumen requerido del fluido de tratamiento, por estadística, varía entre 125 y 200 gal/pie.

Existen varios métodos de simulación matemática que permiten determinar el volumen óptimo de acuerdo con los minerales de la formación y su distribución. En general, pocas veces son conocidos los datos requeridos para aplicar estos modelos.

4.10.3 Fluido de desplazamiento

Los propósitos de este fluido son: desplazar los precipitados dañinos de la vecindad del pozo, asegurar la reacción total del HF y facilitar la remoción de los productos de reacción.

Un radio de penetración de 4 pies usualmente es suficiente. El volumen puede estimarse de la ecuación 4.1 debiendo estar entre 50 gal/pie y 1.5 veces el volumen del fluido de estimulación, estos volúmenes estadísticamente, han sido adecuados.

Los fluidos apropiados de desplazamiento son: cloruro de amonio, ácido clorhídrico (5% a 10%) y fluidos oleosos. Para pozos de gas, el nitrógeno puede considerarse. La adición de solventes mutuos en estos fluidos (entre 2 y 50% en volumen y en la mayoría de los casos el 10%) ha demostrado mejorar significativamente los resultados de la acidificación matricial en areniscas.

Como en el caso de los tratamientos de limpieza, en este tipo de estimulación también se requiere el control de la colocación de los fluidos de estimulación para conseguir una estimulación uniforme en intervalos grandes. El procedimiento más común consiste en dividir el tratamiento en etapas, inyectando el fluido de prelavado, el de estimulación y el de desplazamiento de cada etapa, utilizando en este último, bolas selladores a agentes desviadores y continuando con la siguiente etapa consistente de la inyección de los tres tipos de fluidos.

El volumen El volumen total de fluido usado en cada etapa, dependerá del número de etapas; esto es debido a que el primer fluido bombeado entrara a la zona más permeable y menos dañada, por lo que requerirá un menor volumen de fluido de estimulación. La mayor parte del volumen total deberá utilizarse en las etapas subsecuentes, dado que serán las zonas de menor permeabilidad o más dañadas y por tanto requerirán mayor volumen. Por ejemplo, si el intervalo debe tratarse en dos etapas, es recomendable utilizar en la primera el 30% del volumen total de ácido y el resto en la segunda. En el caso de tres etapas podría utilizarse el 15% del volumen total en la primera, el 35% en la segunda y el 50% en la tercera.

El procedimiento de diseño es similar al tratamiento de limpieza y consiste en la:

- 1) Selección de los fluidos de tratamiento.
- 2) Determinación de presión y el gasto máximos de inyección
- 3) Determinación de los volúmenes de cada fluido
- 4) Estimación del resultado de la estimulación.
- 5) Elaboración del programa de la estimulación.

Guía general para el diseño de una acidificación matricial arenisca.

1. Selección de los fluidos de estimulación (pruebas de laboratorio)
2. Presión y gasto máximos de inyección. De prueba de inyectividad, en caso de no contar con los resultados de la misma, se puede estimar como sigue:

Cálculo de la presión de fractura

$$Pf(\text{psi}) = Gf \left(\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right) D(\text{pie}) \quad (4.7)$$

Presión máxima de inyección en superficie.

$$P_{S_{m\acute{a}x}}(psi) = Pf(psi) - 0.433 \times \gamma \times D(pie) \quad (4.8)$$

Gasto máximo de inyección, menor de:

$$q_{i_{m\acute{a}x}}(BPM) = \frac{4.97 \times 10^{-6}(mD)h(pie)(Pf-Pws)(psi)}{\mu_f Ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)\left(\frac{pie}{psi}\right)} \quad (4.9)$$

3. Volumen y concentración del fluido de prelavado. V_1 (gal).

$$V_p = 23.5 \emptyset h(r_{x^2} - r_w^2) \quad (4.10)$$

$$V_{HCl} = \frac{23.5(1-\emptyset)X_{HCl}(r_{x^2} - r_w^2)}{\beta} \quad (4.11)$$

Si $V_p < V_{HCl}$, $V_1 = V_{HCl}$

Si $V_p > V_{HCl}$, $V_1 = V_p$

Como método alternativo se puede obtener V_1 a través de la siguiente regla:

Para 0% Carbonatos: 5% HCl, 50 gal/pie

Para 20% Carbonatos: 15% HCl, 100 gal/pie

Tiempo de inyección del prelavado

$$t_1(\text{min}) = \frac{0.023805 V_1(\text{gal})}{q_i(\text{m\acute{a}x})(BPM)} \quad (4.12)$$

Volumen del sistema ácido HF-HCl (o HF-Orgánico), V_2 (gal)

- Penetración en arena limpia, P_a (pg.). Con temperatura de formación y figura 4.6, se obtiene P_a .
- Corrección de P_a por gasto, P_{aq} (pg.). Con q_i máx. / h_f y **fig.4.7**, se obtiene el factor de corrección C.

$$P_{aq} = C_q \times P_a \quad (4.13)$$

- c) Corrección de P_{aq} por contenido de silicatos, P_{aqs} (pg.). Con concentración de silicatos y la **fig.4.8**, se obtiene el factor C_s .

$$P_{aqs} = P_{aq} \times C_s \quad (4.14)$$

- d) Volumen del sistema de ácido, V_2
Radio de penetración r_x (pg.)

$$r_x = r_w + P_{aqs} \quad (4.15)$$

Radio efectivo del factor de penetración, r_a (pg.)

$$r_a = r_x^2 - r_w^2 \quad (4.16)$$

Con r_a y **fig.4.9**, se obtiene el volumen unitario de ácido, V_a

$$V_2 = V_a \times h_f \quad (4.17)$$

Tiempo de inyección del sistema ácido, t_2 (min)

$$t_2 = \frac{0.023805 \times V_2}{qi \text{ máx}} \quad (4.18)$$

Volumen de desplazamiento, V_3 (gal). Para un radio de penetración mínima de 4 pies ($r_3 = 4 + r_w$)

$$V_3(\text{gal}) = 23.5 \phi h_f (\text{pie}) (r_3^2 - r_w^2) (\text{pie}^2) \quad (4.19)$$

El volumen V_3 debe estar entre 50 gal/pie y 1.5 veces el volumen V_2 , en caso contrario deberá tomarse el limite más cercano como V_3

Tiempo de inyección del volumen de desplazamiento, t_3 (min).

$$t_3 = \frac{0.023805 \times V_3(\text{gal})}{qi \text{ máx (BPM)}} \quad (4.20)$$

Volumen de sobre-desplazamiento, V_s (gal)

$V_s =$ Volumen de las tuberías hasta la base del intervalo a estimular

4. Incremento de productividad estimado.

Programa de la estimulación. Los mismos considerandos que en tratamientos de limpieza. En el caso de la estimulación matricial en areniscas, la apertura del pozo debe ser lo más pronto posible después de terminada la operación, con excepción de las estimulaciones con sistemas especiales de ácido, como en el caso del ácido fluobórico que requiere tiempos de cierre del orden de 18 horas, para completar su acción.

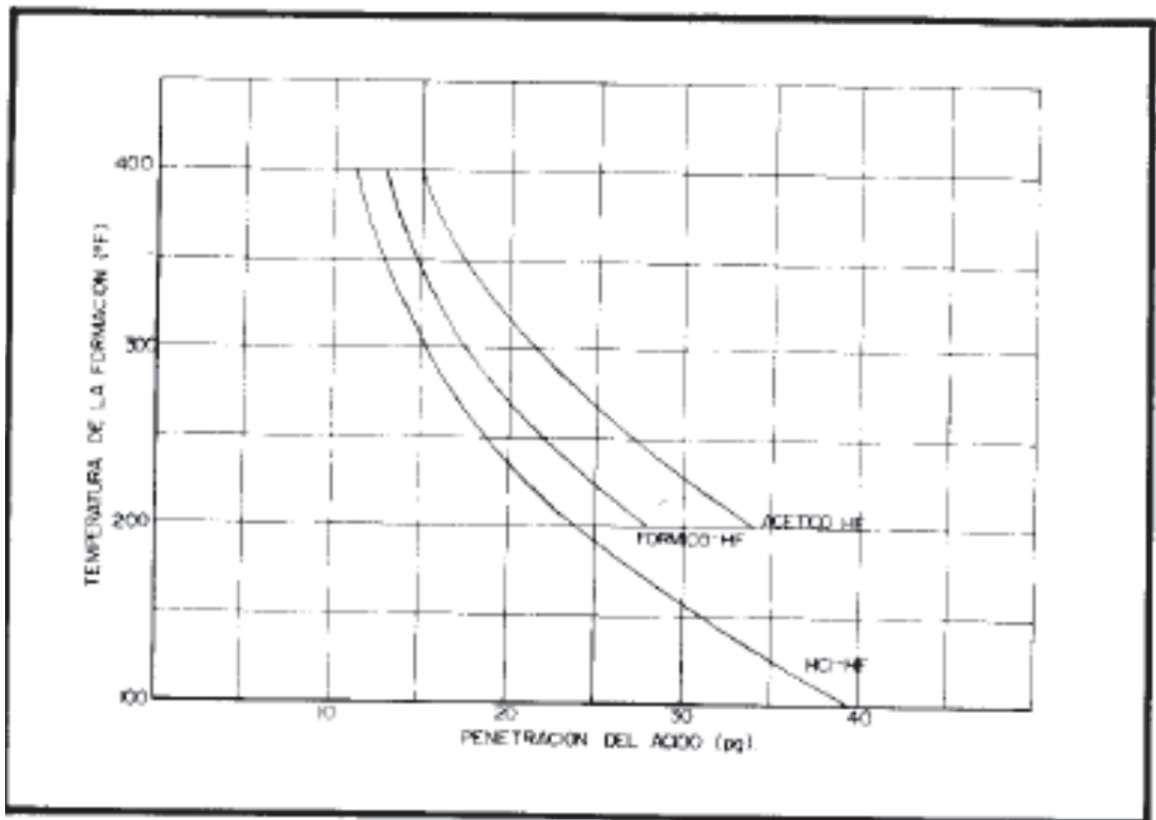


Fig. 4.6 Penetración del ácido HF en arena limpia (8).

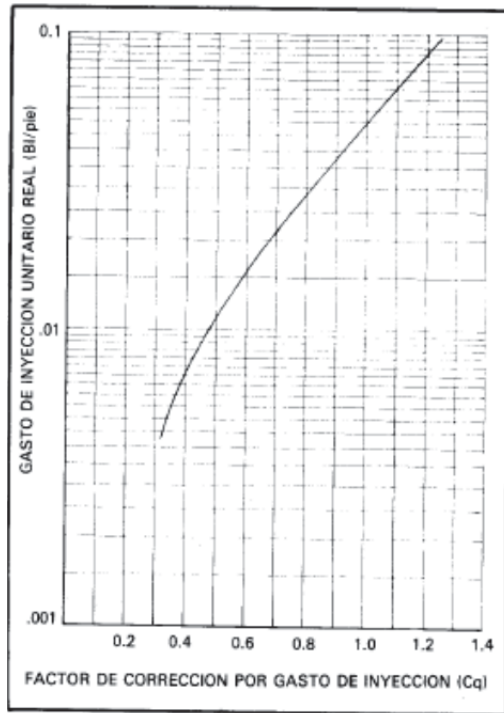


Fig. 4.7 Efecto del gasto de inyección en la penetración del ácido HF (8).

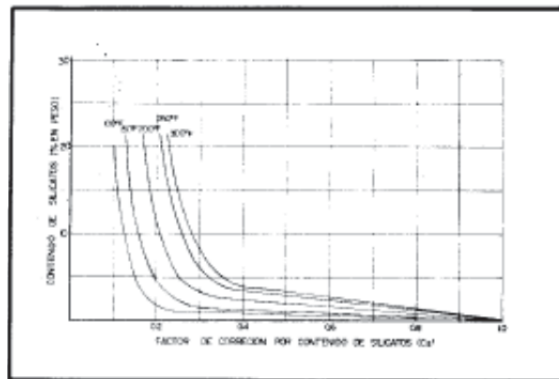


Fig. 4.8 Efectos del contenido de silicatos en la penetración del ácido HF (8).

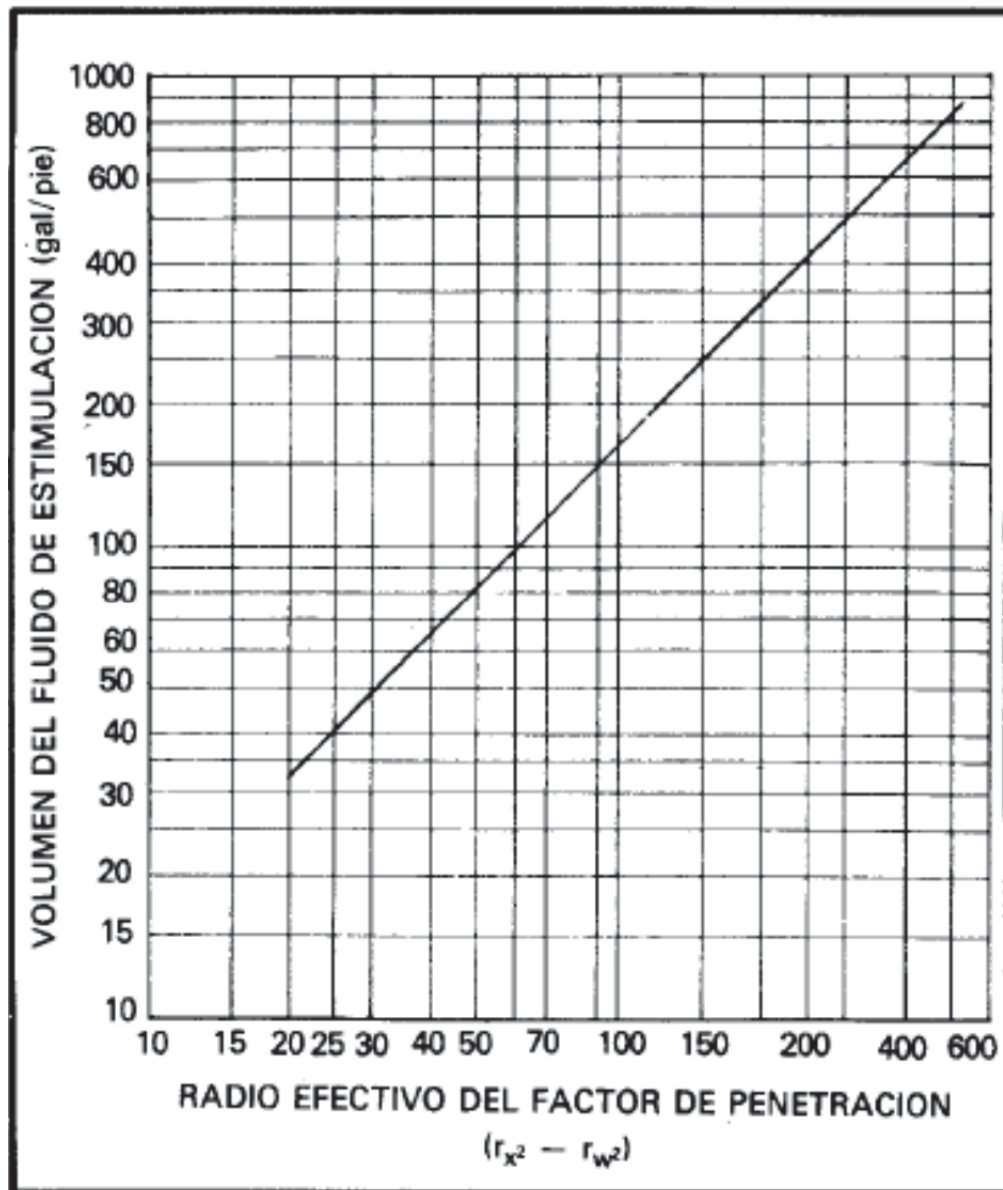


Fig. 4.9 Volumen unitario del fluido de estimulación HF (8).

ÁCIDOS DE REACCIÓN LENTA

5.1 Clasificación de los ácidos

Los ácidos comúnmente usados se clasifican en ácidos inorgánicos y ácidos orgánicos; estos existen en forma líquida, en polvo, en diferentes formas como son sistemas híbridos (mezclas de ácidos), sistemas de ácidos retardados, etc. Los ácidos más comunes de cada categoría son los siguientes:

- 1.- Ácidos Inorgánicos:
 - Clorhídrico
 - Fluorhídrico
- 2.- Ácidos orgánicos:
 - Fórmico
 - Acético
- 3.- Ácidos en Polvo:
 - Sulfámico
 - Cloroacético
- 4.- Mezcla de ácidos:
 - Clorhídrico-acético
 - Clorhídrico-fórmico
 - Fluorhídrico-fórmico
 - Fluorhídrico-clorhídrico
- 5.-Sistemas de ácidos retardados:
 - Gelificados
 - Químicamente retardado
 - Emulsificados
 - Espumados

5.2 Propiedades de los ácidos

5.2.1 Ácido clorhídrico

El ácido clorhídrico es líquido incoloro, corrosivo, es una solución del gas cloruro de hidrógeno disuelto en agua y posee un olor picante. Se encuentra disponible en concentraciones comunes del 32% en peso de cloruro de hidrógeno en agua. Su nombre popular es ácido muriático. En concentraciones menores (5 al 8%) se utiliza para desplazar al agua congénita, delante de las mezclas de HCl-HF, a fin de evitar la formación de fluosilicatos de sodio y de potasio. La principal desventaja del HCl es su alta corrosividad, difícil y costosa de controlar a temperaturas mayores de 250°F; también el aluminio o los recubrimientos de cromo, a menudo utilizados en las bombas de los aparejos de bombeo mecánico, se dañan fácilmente.

5.2.2 Ácido fluorhídrico

Este ácido es extremadamente corrosivo para la piel y ojos, causa severos trastornos cuando se está en contacto durante un período de tiempo prolongado. Se usa como catalizador, especialmente en la industria petrolera (en alquilación de parafinas), en procesos de fluoración, especialmente en la industria del aluminio.

5.2.3 Ácidos orgánicos

Las principales virtudes de los ácidos orgánicos son su menor corrosividad y más fácil inhibición a altas temperaturas. Se usan principalmente en operaciones que requieren un alto o largo tiempo de contacto del ácido con la tubería; por ejemplo como fluido de perforación (disparos), o cuando es inevitable su contacto con partes de aluminio o cromo.

5.2.4 Ácido acético

Se dispone generalmente en soluciones de agua al 10% en peso. A esta concentración los productos de la reacción son solubles en el ácido gastado. El ácido acético al 10% cuesta el doble que una solución al 15% de HCl y disuelve aproximadamente la tercera parte del CaCO_3 .

5.2.5 Ácido fórmico

Es el menos caro de los ácidos orgánicos, pero más caro que el HCl en la base al costo por volumen de roca disuelta. Es mas fuerte que el acido acético, aunque apreciablemente más débil que el HCl. La corrosión con este ácido es uniforme y difícil de inhibir.

En aplicaciones a alta temperatura su costo, comparado con el HCl, es casi el mismo, debido a la mayor concentración del inhibidor requerido para el HCl.

5.2.6 Ácidos en polvo

Los ácidos sulfámico y cloroacético tienen un uso limitado: asociado con la facilidad de transportarlos a localizaciones remotas en forma de polvo. Son polvos cristalinos, fácilmente solubles en agua. Generalmente se mezclan con el agua cerca del pozo. Algunas veces se presentan en forma de barras, para facilitar su introducción al pozo. Estos ácidos son mucho más caros que el HCl; sin embargo su aplicación puede producir ahorros sustanciales cuando se eliminan los costos por transporte y bombeo.

5.2.7 Ácido sulfámico

Este ácido se obtiene a partir del ácido clorosulfónico y del amonio, o por calentamiento de urea con H_2SO_4 , es un ácido fuerte, su pH es de 1.8 al 1% a 25 oC. Se usa para remover nitratos en estabilizaciones de cloro en torres de enfriamiento, es ligeramente irritante para la piel y membranas mucosas.

5.2.8 Ácido cloroacético

Es más fuerte y mas estable que el sulfámico, por lo que es generalmente preferido. El ácido sulfámico se descompone a 180°F po lo que no se recomienda para temperaturas mayores de 160°F.

5.3 Sistemas de ácidos retardados

5.3.1 Ácidos gelificados

Se usan en tratamientos por fracturamiento. La retardación resulta porque al aumentar la viscosidad del fluido se reduce el ritmo de transferencia del ácido con la formación en la fractura. Su uso se ha limitado a formaciones con baja temperatura, debido a que la mayoría de los agentes gelificantes disponibles (normalmente polímeros solubles en agua) se degradan rápidamente en soluciones ácidas a temperaturas mayores de 130°F.

5.3.2 Ácidos químicamente retardados

Se preparan agregando al ácido un surfactante, el cual permite formar una barrera física a la transferencia del ácido con la roca. Para que sea efectivo el aditivo debe absorberse en la superficie de la roca y formar una película homogénea.

5.3.3 Ácidos emulsificados

Normalmente contienen el ácido en la fase interna y de 10 a 30% de kerosina o diesel como fase externa. Tanto la mayor viscosidad crada por la emulsificación como la presencia del aceite y kerosina, retardan la velocidad de reacción del ácido con la roca, incrementando la profundidad de penetración del ácido.

5.3.4 “Mud acid”

Su nombre se debe a su uso durante muchos años para eliminar el daño causado por lodos de perforación. Consiste en una mezcla de ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico, siendo la más usual 12% HCl- 3% HF a la cual se conoce RMA o Regular Mud Acid. Esta clase de ácido reacciona rápidamente con los minerales arcillosos y lentamente con los feldespáticos y cuarzo. Las reacciones pueden dar lugar a la precipitación de productos insolubles y a la pérdida de la resistencia mecánica de la matriz de la arenisca, por lo que se recomienda hacer pruebas previas de laboratorio para determinar la concentración óptima del HF.

Recientes investigaciones han demostrado que, para evitar la precipitación de compuestos de aluminio durante la estimulación con este tipo de ácido se requiere que la relación HCl sea de un mínimo de 6-1, y de un máximo 9-1, de modo que se mantenga el pH ácido al máximo mientras se gasta el HF.

5.3.5 Acido fluorobórico (HBF₄)

Es un tratamiento de estimulación para los reservorios formados por areniscas que generalmente están compuestos de cuarzo con varios materiales de arcilla, incluso feldespato, carbonatos y otros. Surge de la necesidad de generar lentamente el HF a condiciones de yacimientos, dada a la rápida reacción del HF puro con las arcillas lo cual hace que tenga poca penetración antes de gastarse. Tiene la propiedad de estabilizar las partículas finas y se lo conoce comercialmente como Clay Acid o Sandstone Acid. Es un tipo de ácido que surgió como una alternativa del Mud Acid y genera HF por hidrólisis a medida que se consume en su reacción con las arcillas y en algunos casos se puede inyectar como una etapa del tratamiento después del Mud Acid para penetrar profundamente. Se recomienda especialmente en arenas con alto contenido de caolinita, porque la estabiliza, igualmente, es adecuado en arenas con contenido de minerales potásicos, ya que evita la precipitación de compuestos dañinos.

5.4 Acidificación de la matriz en areniscas, para yacimientos de alta temperatura

Los tratamientos para estimulaciones matriciales reactivas ácidos en areniscas requieren un enfoque diferente ya que el ácido clorhídrico (HCl) no reacciona fácilmente con los minerales que reducen la permeabilidad de la arenisca pero el ácido fluorhídrico (HF) sí lo hace. Los primeros intentos de utilización de HF en areniscas fallaron debido al taponamiento producido por las reacciones secundarias. Este problema fue superado en 1940 con un tratamiento combinado de HF-HCl. El HF de la combinación de ácidos disuelve los depósitos de minerales presentes en las areniscas que obstruyen la producción, mientras que el HCl controla los precipitados. Estas técnicas de acidificación evolucionaron en los años subsiguientes pero el objetivo no cambió: crear o restituir trayectos de producción cerca del pozo en un pozo nuevo o existente.

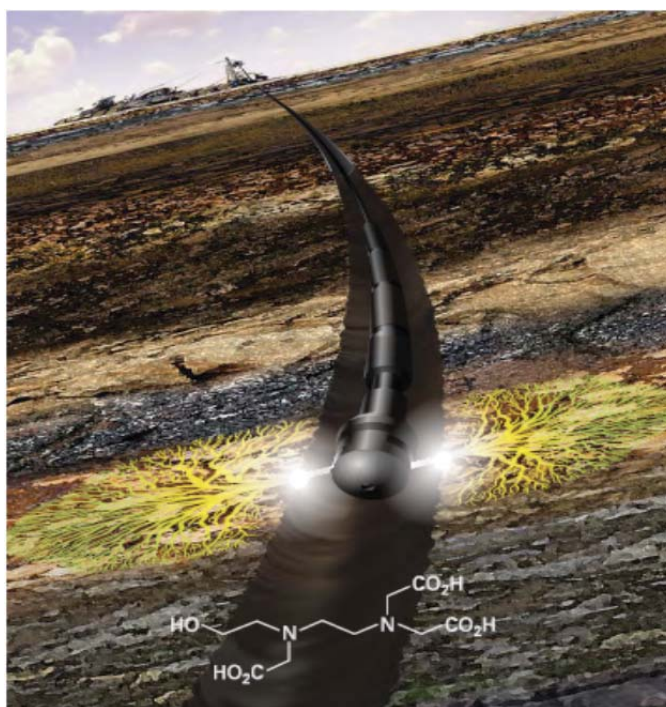


Fig. 5.1 Acidificación en areniscas (10).

La acidificación de pozos, aludida más comúnmente como acidificación de la matriz, es uno de los dos métodos de intervención utilizados para restituir el flujo en una formación de petróleo o gas.

El proceso de acidificación opera sobre la formación, cerca del pozo, para sortear el daño o disolverlo. La elección de un tratamiento de acidificación para estimular la producción depende de una multiplicidad de factores entre los que se encuentran la geología de la formación, la historia de producción y los objetivos de las operaciones de intervención.

Las técnicas de intervención de pozos, tales como la acidificación de la matriz, desempeñan un rol importante para los operadores que necesitan producir todo lo posible de sus campos petroleros. La presión ejercida sobre los especialistas en tratamientos de acidificación, para que desarrollen nuevas formulaciones y técnicas de tratamiento, proviene de distintas direcciones. Una necesidad importante es la extensión de los tratamientos de acidificación a los ambientes de alta temperatura.

El empleo de ácidos minerales convencionales, tales como el HCl y el HF, a temperaturas más elevadas superiores a 93°C (200°F) conduce a velocidades de reacción que son demasiado rápidas. Estas velocidades rápidas hacen que el ácido se consuma demasiado temprano, reduciendo su efectividad, y pueden causar otros problemas.

Por otro lado, conforme las regulaciones se vuelven más estrictas, existe dentro de la industria una mayor necesidad de contar con fluidos que planteen menos riesgos de seguridad y medio ambiente. Los ácidos minerales convencionales, tales como el HCl y el HF, son difíciles de manipular en forma segura, resultan corrosivos para las tuberías y los componentes de la terminación (o aparejos) del pozo, y deben ser neutralizados cuando retornan a la superficie. Además, a medida que se incrementa la temperatura de fondo de pozo, los costos de los inhibidores de corrosión suben rápidamente debido a las altas concentraciones requeridas; particularmente con algunas tuberías utilizadas actualmente en las terminaciones de pozos. Por último, las técnicas convencionales de acidificación de areniscas habitualmente implican muchos pasos para el tratamiento con fluidos, lo que incrementa el potencial de error.

5.4.1 Química de acidificación

La primera consideración respecto de los tratamientos de acidificación de la matriz en cualquier pozo particular sea de alta temperatura o no es la litología de la formación. Los yacimientos de areniscas, sólo una fracción pequeña de la roca es soluble en ácido. El objetivo del tratamiento ácido en las areniscas es disolver los diversos minerales presentes en los poros para restituir o mejorar la permeabilidad. La química y la física para el tratamiento de ambos tipos de yacimiento han sido estudiadas en forma exhaustiva y son bien conocidas.

El cuarzo y los otros minerales que conforman la mayor parte de los yacimientos de areniscas son en gran medida insolubles en ácido. El tratamiento ácido de las areniscas HF usualmente combinado con HCl busca disolver las sustancias dañinas en partículas que obturan los poros y reducen la permeabilidad.

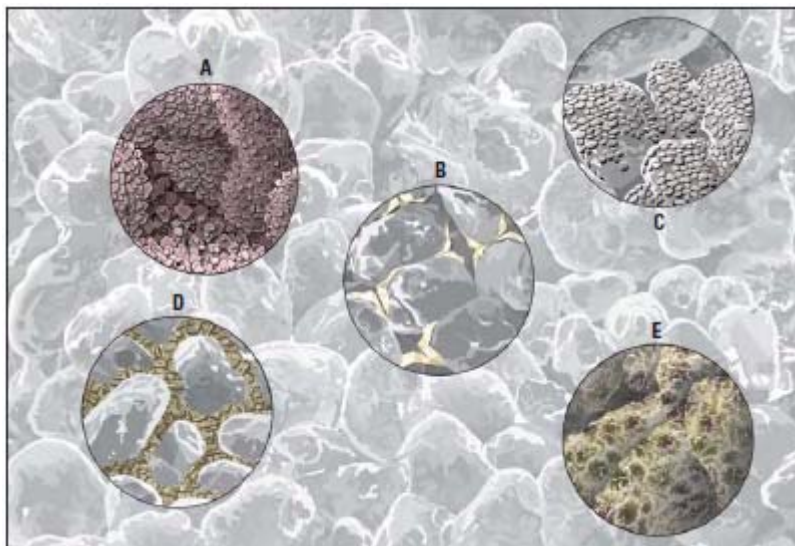


Fig. 5.2 Matriz de areniscas (10).

En la **Fig.5.2** observamos que la estructura de los yacimientos de areniscas se compone habitualmente de granos de cuarzo cementados por el sobrecrecimiento de carbonatos (A), cuarzo (B) y feldespato (C). La reducción de la porosidad se produce como resultado de las arcillas que rellenan los poros, tales como la caolinita (D), y las arcillas que revisten los poros, tales como la ilita (E).

Los tratamientos de acidificación matricial en las areniscas apuntan al daño presente en los primeros 0.9 a 1.5 m (3 a 5 pies) desde la pared del pozo; ésta es la zona que experimenta la mayor caída de presión durante la producción y que es crítica para el flujo. Esta zona es dañada habitualmente por la migración de finos, el hinchamiento de las arcillas y la acumulación de incrustaciones. Las reacciones de acidificación de areniscas tienen lugar en las zonas en las que el ácido encuentra los minerales que pueden ser disueltos. Las reacciones de disolución primarias de las arcillas y el feldespato con una mezcla de HF-HCl típica forman productos de aluminosilicatos. La química de la acidificación de las areniscas es compleja y los productos de la reacción inicial pueden reaccionar ulteriormente, con la posibilidad de producir la precipitación. Estas reacciones secundarias son lentas, en comparación con las reacciones de disolución primarias, y raramente presentan problemas con los ácidos minerales, salvo a temperaturas más elevadas.

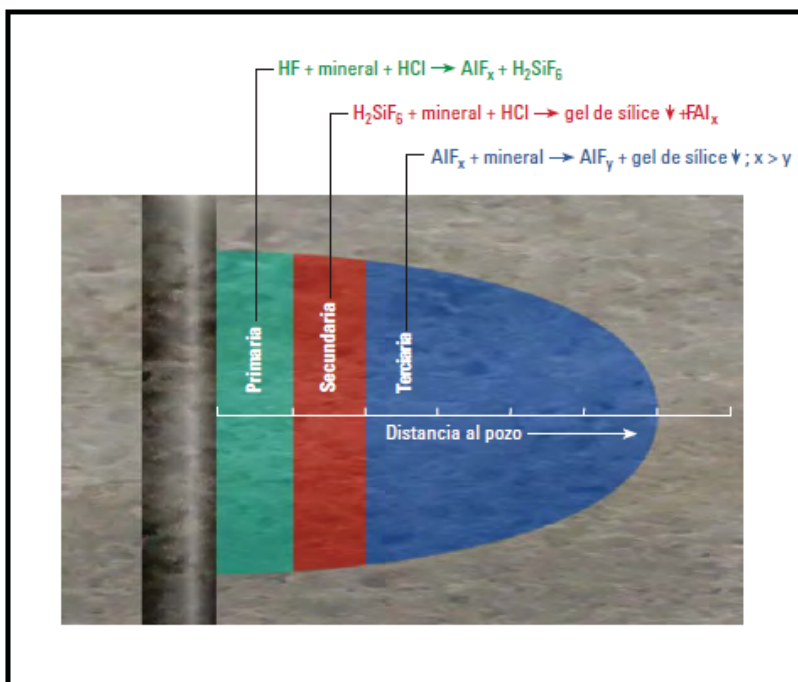


Fig. 5.3 Reacciones de acidificación de las areniscas (10).

Cuando las formaciones de areniscas son tratadas con HF y HCl, se producen tres grupos de reacciones. Cerca del pozo, la reacción primaria de los ácidos con los minerales forma fluoruro de aluminio y fluoruro silíceo. Estas reacciones disuelven rápidamente los minerales y no producen precipitados. A mayor distancia del pozo, estos productos primarios experimentan reacciones secundarias más lentas para formar gel de sílice que puede precipitarse. Finalmente, un poco más lejos de la zona de inyección, puede producirse una serie de reacciones terciarias, formando un precipitado adicional de gel de sílice. La cinética de las reacciones de precipitación secundaria y terciaria se vuelve exponencialmente más rápida a temperaturas más elevadas y puede hacer que fallen los tratamientos de acidificación de las areniscas **Fig.5.3**.

La extensión de los tratamientos de acidificación de la matriz, para abarcar temperaturas superiores a 93°C, plantea tanto posibilidades como problemas para el operador. Las posibilidades son obvias; la acidificación a temperaturas más elevadas permite la estimulación de pozos de alta temperatura utilizando procedimientos de campo familiares. No obstante, a temperaturas más elevadas, el empleo de HCl ocasiona una diversidad de problemas.

En los carbonatos, la velocidad de reacción rápida del HCl a temperatura elevada puede producir ataque superficial en lugar de crear agujeros de gusanos y puede generar detritos inducidos por el ácido con crudos de alta viscosidad.

Los problemas de alta temperatura que se plantean en las areniscas son diferentes. La disolución de la arcilla puede ser demasiado rápida, lo que reduce la penetración del ácido, y las reacciones secundarias pueden producir precipitación. Finalmente, las velocidades de reacción rápidas pueden debilitar la matriz de arenisca, creando arena móvil.

En los yacimientos de areniscas de alta temperatura, la corrosión acelerada en la tubería y de otros componentes de los pozos resulta de particular importancia. Si bien con el incremento de la inyección de inhibidores se pueden controlar adecuadamente las tasas de corrosión, el aumento de la carga de inhibidor a temperaturas más elevadas puede en sí causar daño de formación. Los desafíos que implica extender los tratamientos de acidificación de la matriz a ambientes de temperaturas más elevadas condujeron al desarrollo de nuevas técnicas y fluidos de tratamiento.

Entre los fluidos de tratamiento se encuentran los agentes químicos suaves, levemente ácidos, tanto para el tratamiento de los carbonatos como para el tratamiento de las areniscas. Las nuevas técnicas incluyen un sistema simplificado de tratamiento de las areniscas que utiliza datos de laboratorio y un software predictivo en combinación con los nuevos agentes de tratamiento químico para lograr un procedimiento simplificado. Estos nuevos tratamientos y técnicas pueden comprenderse fácilmente mediante el examen de algunos de los datos de laboratorio que fueron cruciales para su desarrollo.

5.4.2 Acidificación de pozos de areniscas de alta temperatura

Características de la formación y especificaciones del pozo

Un pozo de África Occidental, perforado en 1984, es representativo de las elecciones que debe hacer un operador si se confronta con la necesidad de acidificar una formación de areniscas en condiciones de alta temperatura. Este pozo, terminado a una profundidad de 2,360 m [7,743 pies] en una formación de areniscas deltaicas con 15% de carbonatos, poseía una temperatura de fondo de pozo de 128°C [263°F]. Durante un período de casi 20 años, la producción de petróleo había declinado, pasando de 490 m³/d [2,500 bbl/d] a 224 m³/d [1,408 bbl/d] con un incremento en la producción de agua. La producción de agua, detectada por primera vez en 1991, se había incrementado hasta alcanzar el 30% en el año 2003. El efecto del agua sobre los componentes de fondo de pozo había sido observado durante una operación previa de intervención del pozo llevada a cabo para recolocar los elementos del sistema de levantamiento artificial por gas. Los depósitos de incrustaciones acumulados en los mandriles del sistema de levantamiento artificial por gas eran tan severos que una fresa rectificadora de 71 mm [2.8 pulgadas] no pudo pasar por debajo de 875 m [2,870 pies].

Aplicación de tecnología (OneSTEP, Schlumberger)

Frente a las inquietudes asociadas con la corrosión y el posible daño de la formación si se utilizaban los tratamientos de acidificación convencionales, el operador optó por tratar el problema de la acumulación de incrustaciones con un agente quelante HACA. El objetivo del tratamiento era utilizar un fluido suave que removiera la acumulación de incrustaciones de carbonato sin dañar la formación de areniscas.

El pozo fue tratado con el agente quelante HACA, utilizando tubería flexible con un chorro rotativo para rociar e impregnar las zonas que contenían los elementos del sistema de levantamiento artificial por gas. Después del tratamiento, los fluidos utilizados en la operación fueron desplazados con agua y el sistema de levantamiento artificial por gas se puso en marcha nuevamente. Se corrió una fresa rectificadora a través de toda la longitud del pozo sin tropezar con ninguna obstrucción.

Resultados

Después del tratamiento, la producción de petróleo se incrementó hasta alcanzar 402 m³/d [2,528 bbl/d], lo cual indicó la remoción de la acumulación de incrustaciones y la posible estimulación de la arenisca.

Como lo ilustra el tratamiento efectuado en este pozo de África Occidental, el empleo de agentes quelantes en areniscas utilizando planes convencionales de colocación de fluidos a menudo es realmente efectivo. Esta tecnología utiliza un fluido único a base de agentes quelantes y técnicas de colocación simplificadas para estimular la producción con menos riesgo de daño y precipitados. Este fluido reduce sustancialmente el número de etapas requeridas durante el tratamiento de acidificación.

Antecedentes

El Campo Tiong se encuentra ubicado frente a la costa oeste de Malasia, en un tirante de agua (profundidad del lecho marino) de 77 m [253 pies). Descubierta en 1978, comenzó a producir petróleo y gas en 1982. Tiong es una formación de areniscas con una temperatura de fondo de pozo elevada: 109°C [228°F]. Después de experimentar un proceso de declinación de la producción y detectar un factor de daño mecánico elevado para la formación, se evaluaron diversos pozos del Campo Tiong como candidatos para el tratamiento de acidificación. Las pruebas efectuadas en muestras de núcleos de los pozos candidatos indicaron la existencia de daño de formación producido por la presencia de finos de caolinita y calcita.

Aplicación de tecnología (OneSTEP, Schlumberger)

Se seleccionó un pozo para las pruebas de acidificación y se aplicó el sistema OneSTEP por su simplicidad operacional y el empleo de agentes quelantes. Esta combinación reúne un bajo nivel de riesgo de reacciones secundarias y terciarias que podrían producir precipitación con una reducción de las etapas de fluidos y una logística simplificada. Otras de las ventajas que otorga son las tasas de corrosión bajas y una huella adecuada en materia de salud, seguridad y medio ambiente.

Antes de efectuar el tratamiento de estimulación, calibró el modelo utilizando un simulador utilizando los resultados de las pruebas de pozos antes de correr las simulaciones. Las pruebas de pozos determinaron la cinética de disolución de la formación, midieron las propiedades físicas de la roca y compararon las opciones de tratamiento en las pruebas de flujo radial. La elección final del fluido de tratamiento en el Campo Tiong se centró en un agente quelante sumado a otros aditivos. Con este fluido a base de agente quelante, el tratamiento OneSTEP se llevó a cabo en el pozo del Campo Tiong en abril de 2007. No se registraron problemas operacionales y la prueba resultó exitosa.

Resultados

La producción de petróleo se incrementó en un factor de cuatro y la producción de gas en una cantidad similar. La estimulación de la producción de petróleo y gas no fue el único beneficio de la técnica OneSTEP. Esta operación de acidificación simplificada ahorra un significativo tiempo de equipo de reparación, lo cual se traduce en una reducción del costo. En el tratamiento del Campo Tiong, el tiempo operacional ahorrado fue cuantificable la duración del tratamiento convencional se estimó en 45 horas, frente a las 24 horas insumidas por la técnica OneSTEP lo que equivale a un ahorro de 21 horas. Este ahorro de tiempo es un resultado directo de la reducción de las etapas del tratamiento y de la mayor rapidez del reflujos de los fluidos de estimulación. Además se obtuvieron otros beneficios. La reducción del número de equipamientos y del inventario de químicos implica menos espacio en cubierta, y la necesidad de contar con menos químicos reduce los riesgos operacionales de derrames químicos asociados con los procesos de manipulación y levantamiento. La importancia de la temperatura en una estimulación matricial es de vital importancia para lograr un éxito.

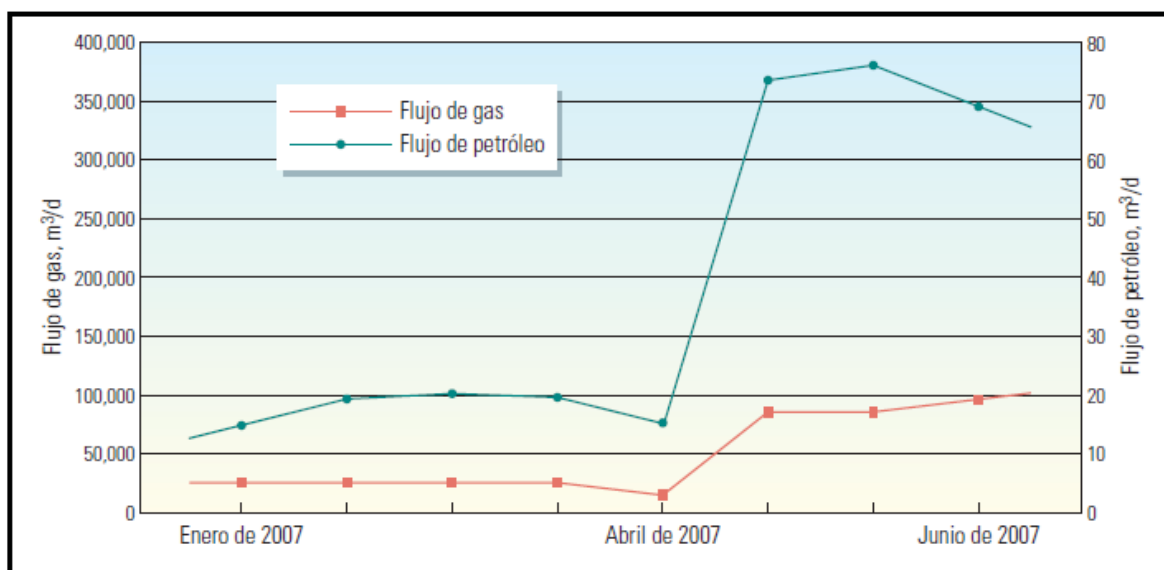


Fig. 5.4 Resultados del tratamiento de estimulación del Campo Tiong (10).

El procedimiento OneSTEP, implementado en el pozo del Campo Tiong, produjo resultados positivos inmediatos del tratamiento con agentes quelantes. La producción de petróleo se incrementó, pasando de aproximadamente 16 m³/d [101 bbl/d] a más de 70 m³/d [440 bbl/d]. De un modo similar aumentó la producción de gas, pasando de menos de 20,000 m³/d [0.7 MMpc/D] a aproximadamente 85,000 m³/d [3 MMpc/D] **Fig.5.4**.

Anteriormente se discutió la estimulación matricial, en altas temperaturas, sin embargo ningún yacimiento es idéntico a otro y por ello a continuación se trata un caso donde la problemática es la baja temperatura (120 – 140°F). y la poca penetración en la roca.

5.5 Sistema ácido de arcillas orgánicas para acidificar la matriz de roca en yacimientos de baja temperatura y obtener mayor penetración del ácido

En un campo donde la producción es petróleo y gas de 10 arenas arcillosas, donde las areniscas presentan minerales como cuarzo, feldespatos, arcillas y fragmentos líticos. El contenido total de arcillas y feldespatos varía entre 20 y 40%- el volumen de arcilla esmectítica a menudo es suficiente para que los registros de resistividad respondan más al volumen de arcilla que a la diferencia entre petróleo y el agua.

La problemática se presenta en la eliminación del daño y estabilización de finos para combatir la declinación de la producción, debida a la migración de finos y a la acumulación de incrustaciones inorgánicas. La baja temperatura de la formación (entre 120 y 140°F), complicaba aún más cumplir con el objetivo.

Se utilizaron ácidos convencionales con sistemas de ácido fluorhídrico (HF) y estabilizadores de arcilla, lo que provocó que la temperatura retardará la cinética de la reacción (tasas de disolución de la arcilla) del ácido, generando sólo un incremento de la producción a corto plazo. En menos de tres meses, la producción cayó por debajo de los niveles previos al tratamiento.

En la **fig.5.5** Observamos una gráfica donde se hace una comparación del tratamiento con ácido convencional y el sistema OCA LT, teniendo un notable aumento de la producción a largo plazo.

Para combinar de manera efectiva las ventajas de los tratamientos de estimulación y el control de la migración de finos en este yacimiento de baja temperatura, fue necesario incrementar la reactividad del sistema de arcillas orgánicas sin poner en riesgo la estabilidad de las arcillas o generar precipitados en la formación.

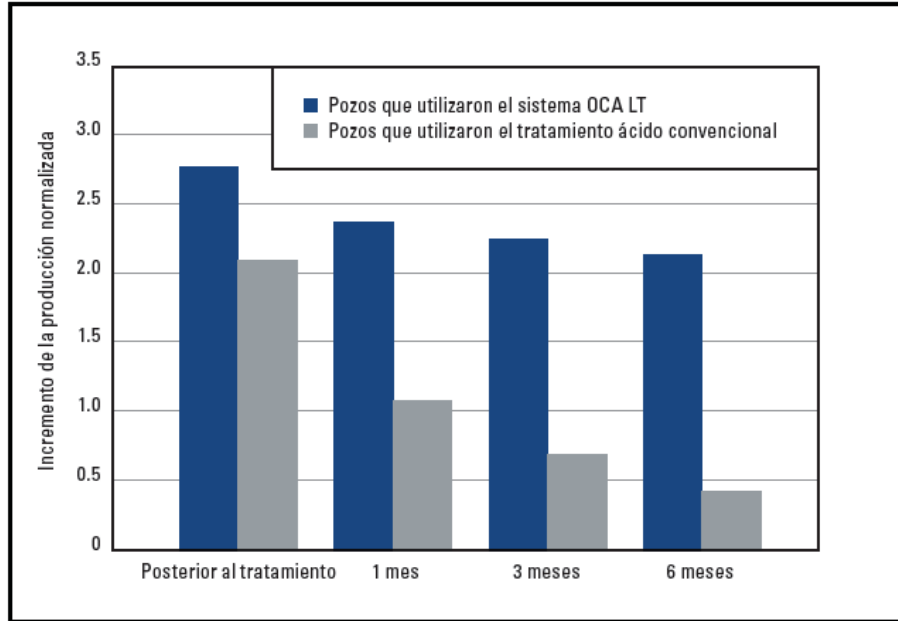


Fig. 5.5 Incremento de la producción para los pozos tratados (10).

Para lograr corregir el error, se utilizó el novedoso procedimiento de optimización del HF libre y del ácido fluobórico total (HBF_4) disponible en el sistema ácido. Se seleccionó una mezcla de ácidos orgánicos y HBF_4 para lograrla penetración profunda del ácido vivo lejos del pozo y la estabilización de las arcillas/finos, minimizando al mismo tiempo la presencia de los precipitados secundarios y terciarios asociados con el empleo de ácido clorhídrico (HCl) en una formación sensible al HCl. El ácido orgánico actúa quelatando los iones de aluminio $3+$ (Al^{3+}), manteniendo el sílice en la solución e impidiendo de ese modo la precipitación de gel sílice. Además, el ácido mantiene un valor de pH bajo para impedir la posible precipitación de hidróxido de aluminio $[\text{Al}(\text{OH})_3]$.

En base a las pruebas de flujo a través de núcleos, se implementó el sistema ácido de arcillas orgánicas OCA LT para eliminar y estabilizar los finos en el yacimiento de baja temperatura. Este sistema está diseñado para utilizarse en temperaturas entre 100 y 140°F, en las que los sistemas ácidos convencionales demostraron ser ineficientes, y puede ser aplicado en cualquier formación con alto contenido de arcilla.

La producción inicial de los pozos tratados con el sistema OCA LT se incrementó en un 200%. Seis meses después de los tratamientos, los pozos seguían produciendo un 100% más de lo que producían antes de los tratamientos. Utilizando el sistema ácido OCA LT para eliminar y estabilizar el contenido de arcilla.

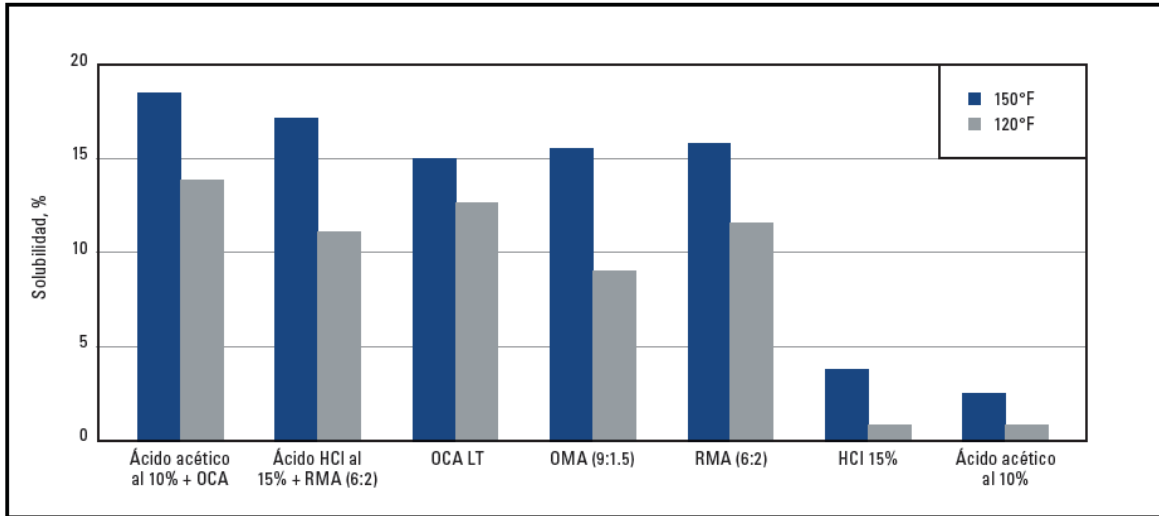


Fig. 5.6 Solubilidad de la formación rica en contenido de arcilla en diversos sistemas ácidos (10).

5.6 Sistema de ácido para areniscas y retraso en la acidificación (Self Generating Mud Acid)

Dado que el ácido puede disolver la arcilla sólo dentro de unas pocas pulgadas del pozo, la eliminación de los daños causados por la permeabilidad de la arcilla más profunda requiere de la generación in situ de ácido fluorhídrico. Tal acidificación retardado puede basarse en una solución acuosa de fluoruro de amonio y un Ester Carboxílico de Alquilo. Esta técnica se ha traducido en una mejor estimulación de pozos de petróleo.

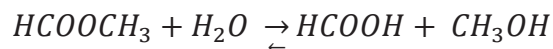
La generación In-situ de ácido clorhídrico para la formación de carbonato de acidificación fue desarrollado por Dilgren en 1965, pero ningún sistema similar ha sido reportada previamente para la generación de ácido fluorhídrico para disolver la arcilla de las formaciones de arenisca. Un tratamiento en profundidad de ácido fluorhídrico sería más aplicable a los pozos en un yacimiento de areniscas que contienen arcillas naturales, donde la producción normal de agua junto con el aceite dispersa la arcilla en finos que migran hacia el pozo y producir daños en la permeabilidad. La conveniencia de la eliminación de tales daños provocados por arcilla natural se expresó en 1970 por Gatewood et al., Que estima que tal daño puede extenderse a una profundidad de 3 pies en la formación. Se calcula que la productividad de un bien tratado con 1,000 galones de HCl HF/12-3%-por pie de la zona se mejoró significativamente al retardar la velocidad de reacción diez veces. Además, Smith y Hendrickson han indicado que la arcilla tal debe ser depositado de manera uniforme en los canales de flujo para una gran parte del HF para disolver la arcilla en lugar de las paredes de sílice de los poros. Smith y Hendrickson se han realizado extensas pruebas principales consumidores de HF-HCl en la piedra arenisca Berea que contenía 5,7 por ciento de arcilla distribuida uniformemente.

En estas pruebas, una marcada disminución de la permeabilidad se produjo tan pronto como el ácido entró en el núcleo. Esta permeabilidad se produjo tan pronto como el ácido entró en el núcleo. Este daño temporal se separó luego, pero desde 30 hasta 50 PV de ácido se requiere para la eliminación. El daño inicial se atribuye a la migración de finos de formación, más que a la deposición secundaria de pasar los productos ya que el daño se produjo inmediatamente después de la entrada de ácido. En este contexto, razonó que un tratamiento genera HF in situ durante un período de unas pocas horas no sólo colocar reactiva HF lejos del pozo, pero también proporcionaría tiempo de reacción suficiente para la disolución de arcilla. En proporcionar el tiempo de reacción suficiente para la disolución de arcilla. Además, el uso de una velocidad de inyección bajo se considera deseable para minimizar el desplazamiento de finos (y, por lo tanto, el daño temporal) al comienzo del tratamiento. Enfoque Dilgren para producir HCl in situ durante un período determinado de tiempo era para hidrolizar HCl de un compuesto orgánico que contiene cloro; sus patentes menciona el proceso paralelo de reaccionar HF fuera algún compuesto orgánico que contiene flúor. Sin embargo, la producción de HF de esta manera es mucho más difícil que la producción de HCl.

El uso de una in-situ acuosa de ácido formulación que contiene inicialmente ion fluoruro (por ejemplo de NH₄F) y un agente neutro (tal como un Ester Carboxílico de Alquilo) capaz de generar un poco de ácido a una velocidad controlable es un enfoque más eficaz.

La Shell Development Co., desarrolló este sistema con la finalidad de tener penetraciones de ácido mayores que las obtenidas en el sistema convencional. En este proceso el HF se genera por reacción química en el yacimiento, como ya se menciona anteriormente (in-situ). Consiste en la hidrólisis de ésteres orgánicos en los correspondientes ácidos carboxílicos, seguida por la reacción de estos ácidos con fluoruro de amonio para dar el ácido fluorhídrico. Como la hidrólisis se activa con la temperatura, se tiene una reacción lenta que genera progresivamente el HF, con lo que se puede esperar una mayor penetración del HF vivo. Dependiendo de la temperatura de fondo, diferentes ésteres orgánicos son usados

Para 130°F < T < 180°F



Para $180^{\circ}\text{F} < T < 215^{\circ}\text{F}$, se utiliza una sal de amonio del ácido monocloroacético.

Para $140^{\circ}\text{F} < T < 280^{\circ}\text{F}$, se emplea el acetato metílico.

Como a anteriormente se describió el sistema de ácido que nos permite tener una mayor penetración, a partir de la generación in situ de ácido fluorhídrico, la empresa Halliburton tiene un sistema de ácido parecido a este. A continuación se presenta brevemente las características y el proceso de este sistema.

5.7 Proceso secuencial de ácido fluorhídrico (SHF)

Un nuevo sistema de retardación en la disolución de arcilla ha sido desarrollado para estimular la producción de líquido de las formaciones de arenisca con daño de arcillas. Este sistema utiliza las propiedades de intercambio iónico de minerales de arcilla para generar in situ ácido fluorhídrico en las superficies de arcilla mineral. Este sistema ha sido utilizado en más de 200 tratamientos.

La acidificación de la matriz de roca en yacimientos de areniscas con soluciones que contengan ácido fluorhídrico se realizan rutinariamente para ayudar a eliminar los daños de arcilla y en consecuencia, mejorar la producción. Esta técnica es especialmente útil en el tratamiento de las formaciones de arenisca débilmente consolidados.

La acidificación de la matriz implica el bombeo de ácido a presiones inferiores a la presión fracturación formación, dentro de la porosidad de la roca. Este ácido tiene una gran superficie de contacto con la roca y con ello el desgaste con rapidez del ácido. Los estudios han demostrado que la profundidad de penetración del ácido fluorhídrico que no ha reaccionado es principalmente debido al contenido de arcilla de la formación, aunque también limitada la penetración se puede darse incluso en ausencia de arcilla. Para una formación de arenisca típica que contiene 10 por ciento de arcilla, el radio de penetración demuestra que el ácido no ha reaccionado ni un 3 por ciento dando una penetración aproximada de 6 pulgadas, esto en consecuencia a minerales de arcilla que se encuentran a 6 pulgadas del pozo que resulta mayor al radio de penetración del ácido, esto es debido a la dificultad del ácido fluorhídrico a eliminar estos minerales.

La Inyección secuencial de una solución de ácido clorhídrico seguido por una solución que contiene iones fluoruro es un nuevo método para generar in situ ácido fluorhídrico. Esto se denominará en lo sucesivo Sequential HF (SHF). Este proceso va a reaccionar con arcillas y disolver más profundo que es actualmente posible con ácido fluorhídrico convencional.

El proceso de SHF utiliza las propiedades de intercambio iónico de minerales de arcilla para generar ácido fluorhídrico en la partícula de arcilla in situ. En la práctica, una solución de ácido clorhídrico que no contiene iones fluoruro se bombea en la formación. Esta solución ácida se pondrá en contacto con las arcillas en los protones de roca y el intercambio (H^+) para los cationes naturales. La arcilla se convierte ahora en una partícula de arcilla ácida.

A continuación, una solución neutra o ligeramente básica de ion fluoruro se bombea en la formación. Esta solución se pondrá en contacto con las partículas de arcilla ácida y se combinan con los protones previamente adsorbidos para generar ácido fluorhídrico en los minerales de arcilla. Además, algunos de intercambio aniónico se producen mediante el cual los iones de fluoruro (F^-) se sustituyen por los aniones naturales a las arcillas. El ácido fluorhídrico que se genera rápidamente reacciona y disuelve una porción de la arcilla.

La inyección secuencial de una solución de ácido clorhídrico seguido por una solución de fluoruro de iones se repite tantas veces como sea necesario para obtener la penetración deseada de ácido fluorhídrico. Puesto que el ácido fluorhídrico no se forma hasta que ambas soluciones han puesto en contacto los minerales de arcilla, la profundidad de penetración depende principalmente del volumen y la fuerza del ácido y soluciones de iones fluoruro.

Las arcillas son los minerales primarios presentes en una formación de arenisca que exhiben propiedades de intercambio iónico, y el proceso de SHF reacciona principalmente con estos materiales. En una formación de arcilla dañada, esto es ideal por el poco del ácido fluorhídrico que se desperdicia por disolución de las areniscas.

CONCLUSIONES

La importancia de poder cumplir con el objetivo de nuestra estimulación matricial reactiva, es un trabajo integral, donde debemos llevar una metodología para obtener el mayor volumen de hidrocarburos posible.

A continuación enlisto aquellas consideraciones y aspectos que debemos tomar en cuenta para realizar un buen tratamiento.

- Consideraciones geológicas
- Consideraciones del yacimiento
- Condiciones mecánicas del pozo
- Pruebas de pozos
- Diseño de la estimulación
- Ejecución de la estimulación

La formación y el contenido de minerales son una herramienta que nos permite decidir el ácido que debe usarse para una estimulación matricial.

La fracción de agua, el tipo de fluido, presión, temperatura y viscosidad, son aspectos que también contribuyen a la selección de nuestro fluido para la estimulación.

La historia de producción, nos da los mejores lineamientos para hacer un pronóstico adecuado del incremento de nuestra producción después de nuestro tratamiento.

La importancia de tener un buen diseño de estimulación nos permitirá tener un margen acerca de las condiciones que podemos manejar, así como también tener el equipo adecuado y el personal calificado para realizar el tratamiento.

Al tener en cuenta condiciones importantes como: presión, temperatura, viscosidad y fluidos de inyección, nos permite tener un mejor control acerca de la penetración del ácido a la roca, logrando que la velocidad de reacción sea la adecuada y así cumplir con el objetivo del tratamiento.

RECOMENDACIONES

- Se debe considerar el realizar un análisis de compatibilidad entre los fluidos que se van a inyectar al yacimiento y los fluidos de la formación, para evitar emulsiones que impidan el flujo de fluidos al pozo.
- Tener en cuenta los minerales contenidos en las areniscas, para poder evitar que reaccionen y provoquen obturamiento en los poros de la roca.
- Tener especial cuidado en la presión con la que es inyectado el fluido, para que la cinética de la reacción del ácido no se vea afectada por ésta.
- Realizar una evaluación para saber si nuestro pozo es candidato para que se le pueda realizar el tratamiento.
- Realizar un buen análisis acerca de los aditivos que se deben utilizar, especialmente para controlar la corrosión, ya que las estimulaciones son ácidas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **Brown K., E. y Beggs H., D.** "*The Technology of Artificial Lift Methods*". Tulsa : Penn Well Publ. Co., 1977. Vol. 1.
2. **Álvarez R., R.** "*Aplicación del Análisis Nodal para Incrementar la Productividad de un Pozo*" Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero. s.l. : F. I. UNAM, 2008.
3. **Garaicoechea P., F.** "*Transporte de Hidrocarburos por Ductos*". s.l. : Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C., 1991.
4. **Ramírez S., J.** "*Productividad de Pozos*". s.l. : F. I., UNAM.
5. **Islas C., M.** "*Conceptos Básicos del Comportamiento de Yacimientos*". Tesis para obtener el título de Ingeniera Petrolera. s.l. : F. I., UNAM, 2006.
6. **Rodríguez N., R.** "*Principio de Mecánica de Yacimientos*". s.l. : Facultad de Ingeniería, UNAM., 1980.
7. **Arellano G., J.** "*Apuntes de Geología de Yacimientos*". s.l. : F. I., UNAM, 2009.
8. **Islas S., C.** "*Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros*". s.l. : Colegio de Ingenieros Petroleros de México A. C., 1991.
9. **Economides M., J.** "*Reservoir Stimulation*". 3rd. Texas : Wiley, 2000.
10. "*Opciones para la Estimulación de Pozos de Alta Temperatura*". **Al-Harthi S., A., y otros.** s.l. : Schlumberger, 2009, Oilfield Review.
11. **J., Vogel V.** "*Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Wells*". s.l. : J. P. T., 1968.
12. **V., Moore T.** "*Determination of Potential Production of Wells Withat Open Flow Test*". s.l. : API 11, 1939.
13. **E., Gilbert W.** "*Flowing and Gas- Lift Well Performance*". s.l. : Prod. Practice, 1954.
14. **M., Muskat.** "*Physical Principles of Oil Production*". New York : McGraw- Hill, 1949.
15. "*Production Operation Course II Well Diagnosis*". **Strubhar M., K, Blackbum J., S. y Lee W., J.** 1972, SPE.
16. "*Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution- Gas Drive*". **M., Standing B.** 1970, J. P. T.
17. **Garaicoechea.** "*Apuntes de Estimulacion de Pozos*". s.l. : F. I., UNAM.