



Instituto Tecnológico
GeoMinero de España

INFORME FINAL DEL PROYECTO PARA LA ELABORA--
CION DE UN MANUAL DE ACIDIFICACION, MANTENI-
MIENTO Y REHABILITACION DE POZOS DE AGUA.

M E M O R I A

Diciembre, 1.988



MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGIA

37037

ESCUELA TECNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA QUIMICA Y COMBUSTIBLES

ELABORACION DE UN MANUAL DE ACIDIFICACION
PARA EL MANTENIMIENTO Y REHABILITACION DE POZOS DE AGUA

LLAMAS BORRAJO, J.F.
(Director del Proyecto)
CALLABA ROA, A.
ZATO DEL CORRAL, J.

MADRID
DICIEMBRE 1.988

OBJETIVOS

El I.T.G.E es una de las Instituciones de la Administración encargada de la búsqueda, captación y gestión de los recursos acuíferos subterráneos de nuestro país. Desde esta premisa parece evidente que los problemas asociados a cualquiera de estas fases deben ser objeto de su atención.

El problema en que nos centraremos en este proyecto se presenta en la fase de explotación de un pozo. En los registros históricos de este Instituto se puede comprobar que:

- 1) hay una disminución, con el paso del tiempo, de la eficiencia de los pozos.
- 2) hay pozos que nunca han proporcionado la eficiencia esperada.

En ambos casos una práctica habitual ha consistido en la acidificación de los mismos con vistas a mejorar su eficiencia. En ocasiones los resultados han sido espectaculares, sin embargo en otras no se han alcanzado los resultados apetecidos. El "modus operandi" se ha transmitido oralmente de unos a otros existiendo escasas referencias bibliográficas que pudieran ser consultadas.

El objetivo de este trabajo es presentar una visión actual del estado de conocimientos que se tiene sobre la estimulación de pozos.

Hacemos uso del término estimulación por existir técnicas alternativas o complementarias a la acidificación que presiguen los mismos efectos.

Sobre la bibliografía diremos que, como ya se ha apuntado, no es muy abundante. Al menos en lo referido a la estimulación de pozos de agua. No se puede decir lo mismo de los pozos de petróleo, pues ya desde 1850 se han venido ensayando técnicas de estimulación para el mejor aprovechamiento de los mismos. Desde esta temprana fecha hasta nuestros días, es considerable el volumen de lo escrito sobre el tema. Por desgracia gran parte de la tecnología desarrollada por esta industria, parece, a priori, no aplicable a captaciones de agua, al menos momentáneamente y por razones puramente económicas. No obstante la filosofía de las mismas puede ser de gran interés.

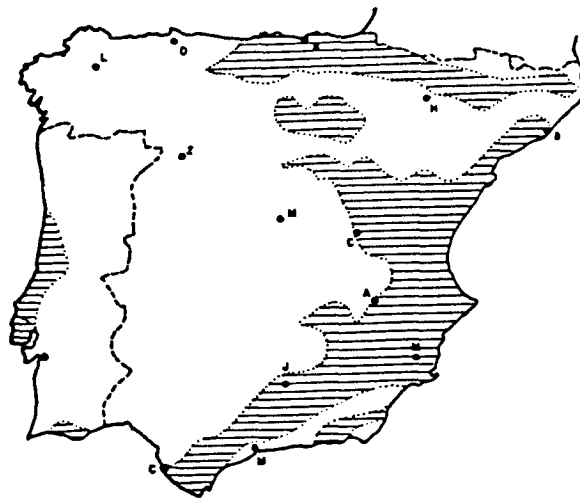
1. INTRODUCCION

Dentro de la Geología de la Península Ibérica, las rocas carbonatadas, objeto de este estudio, tienen una extraordinaria importancia.

El porcentaje de rocas carbonatadas aflorantes supone alrededor de un 20% (unos 20.000 km²). Según áreas geográficas, las mismas se distribuyen del siguiente modo:

REGIONES	SUPERFICIE AFLOPANTE
Cordillera Cantábrica, País Vasco, Pirineos	17.000 km ²
Cordillera Ibérica	48.000 km ²
Cadenas Costero Catalanas	7.500 km ²
Andalucía	30.000 km ²

(Llamas et al. 1983)



Distribución esquemática de los principales afloramientos de rocas carbonatadas en la Península Ibérica.

Los acuíferos carbonatados se suelen caracterizar por una baja porosidad intergranular. Aun así, debido a la existencia de planos de estratificación, familias de fracturas y en general planos de discontinuidad, pueden presentar un amplio rango de productividades.

Ocasionalmente, en rocas carbonatadas, se pueden desarrollar pequeños porcentajes de porosidad intergranular, si bien éstos, en opinión de la mayor parte de los autores, no parecen ser de gran importancia a efectos de la capacidad de soportar un flujo. No obstante hay autores que no están muy de acuerdo con esta creencia (Enos y Savatsky, 1981).

Un factor que parece influir de un modo mucho más decisivo en la capacidad de transporte, es la existencia de fenómenos de disolución del acuífero por acción de las aguas. En efecto, las aguas de superficie, no saturadas en sales, en su movimiento de infiltración a través de los planos de estratificación, fisuras y otras discontinuidades, van, lentamente, disolviendo la roca hasta llegar a formar canales de alta capacidad para el transporte de fluido.

La productividad de un pozo perforado en acuíferos carbonatados depende, por tanto, en gran medida de la existencia de planos de estratificación, fisuras, planos de fractura etc. así como de los aspectos texto-estructurales (porosidad, permeabilidad etc.). Así, es frecuente que dos pozos perforados en lugares próximos y

alimentándose del mismo acuífero presenten rendimientos diferentes si uno de ellos "caza" un canal de disolución. En este sentido los riesgos se deberían minimizar mediante el conocimiento geológico de la formación considerada (porosidad, permeabilidad, transmisividad, existencia de familias de fracturas, evidencias de disolución, etc.).

Es evidente que los acuíferos carbonatados presentan, al ser explotados, una problemática específica. La siguiente tabla recoge los datos de que se disponen, en acuíferos carbonatados de distintas regiones de los Estados Unidos, sobre sus potenciales problemas, así como la frecuencia de operaciones de mantenimiento o rehabilitación.

REGIONES	PROBLEMAS POTENCIALES	FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO
Cadenas montañosas del Oeste	Taponamiento de fisuras por finos (limos y arcillas). Mineralizaciones de fisuras.	8-12 años
High Plains	Rendimientos iniciales bajos. Taponamiento de fisuras por finos.	4-7 años
Región Central.	Taponamiento de fisuras por finos. Costras carbonatadas.	5-10 años
Montes Apalaches	Taponamiento de fisuras por finos. Mineralización de fisuras.	8-12 años

(N.W.W.A 1985)

Como se puede colegir de la tabla, tres son básicamente los factores que influyen en la productividad de un pozo instalado en acuíferos carbonatados:

- 1) escasa capacidad de producción de los mismos
- 2) presencia de finos
- 3) mineralizaciones

Las características del acuífero, ya sean extrínsecas o intrínsecas al mismo, tales como permeabilidad, transmisividad, calidad del agua, etc, varían enormemente de unos a otros y, en última instancia, junto con otros factores tales como estratificación, fracturas etc, van a condicionar los mayores o menores rendimientos de un pozo.

Una consecuencia inmediata que se desprende de lo anteriormente dicho, es la necesidad de tener un buen control geológico del acuífero tanto a efectos de producción o de desarrollo de un plan de rehabilitación.

1.1 POROSIDAD

En una roca se define la porosidad como el volumen de huecos existentes en la misma. De la definición se desprende que:

$V \text{ huecos} = V \text{ total} - V \text{ sólido}$ y por tanto la porosidad, expresada en tanto por ciento, quedará como:

$$\text{Porosidad} = \left(\frac{V \text{ total} - V \text{ sólido}}{V \text{ sólido}} \right) * 100$$

No está en los objetivos de este trabajo describir en detalle aspectos texto-estructurales de los carbonatos. Sin embargo, parece oportuno matizar, aunque sea muy brevemente, los conceptos de porosidad y permeabilidad.

La porosidad, atendiendo a su origen, se divide en:

- singenética o primaria
- postsedimentaria o secundaria

Los procesos diagenéticos asociados al enterramiento tienden a establecer un delicado equilibrio entre reducción (compactación, cementación, etc) y aumento de la porosidad (disolución).

Tradicionalmente se ha supuesto que la porosidad secundaria era la única capaz de incidir de un modo apreciable en la capacidad de una roca para soportar un flujo. Sin embargo, hemos de apuntar que actualmente algunos autores han venido a demostrar que la porosidad primaria transfiere una impronta mucho más marcada de lo que

dad primaria transfiere una impronta mucho más marcada de lo que se suponía (Enos y Savatsky, 1981).

Lamentablemente no se ha encontrado ningún inventario sistemático sobre las porosidades (porcentaje, tipo, distribución, etc) de los distintos tipos de acuíferos carbonatados en nuestro país.

Por contra se han recogido por autores extranjeros algunos datos globales referidos a cada tipo litológico.

TIPO DE CARBONATO	POROSIDAD (%)
mármol	0.1 - 0.6
creta	14 - 44
caliza oolítica	14 - 20
dolomía	0.9 - 1.5

(Castany, 1968)

1.2 PERMEABILIDAD

La estimación de la permeabilidad en una formación geológica no es un problema sencillo de resolver y, en cualquier caso, enormemente costoso desde un punto de vista económico.

La permeabilidad es un factor que varía a lo largo del tiempo. En general, se puede afirmar que las formaciones más antiguas, en igualdad de condiciones de fábrica, y por tanto sometidas a procesos de litificación más intensos y prolongados, tienen permeabilidades menores. Sobre esta última afirmación habría que hacer infinidad de matizaciones (en referencia a los procesos telodiagenéticos).

Es un hecho constatado que la dolomitización de calizas genera porosidad, sin embargo, no parece claro que una generación de porosidad de estas características se tenga que traducir forzosamente en un aumento de la permeabilidad. De hecho, gran parte de la porosidad generada puede ser no comunicada.

Por otro lado, hemos de decir que la permeabilidad es un parámetro que apenas es usado en la práctica. Lo habitual es, mediante ensayos de bombeo, determinar transmisividades. En la tabla adjunta se recogen las transmisividades para distintos tipos litológicos de rocas carbonatadas.

TIPO LITOLÓGICO	TRANSMISIVIDAD (m/día)
Caliza compacta sin poros visibles	$< 10^{-4}$
Caliza oolítica	$2 \cdot 10^{-1}$
Creta	$8 \cdot 10^{-2}$
Caliza cristali- na con poros vi- sibles	$6 \cdot 10^{-3}$

(Davis y De West, 1966)

Otro dato a tener en cuenta es el rango de productividad que se puede esperar para un pozo instalado en acuíferos carbonatados. Este se estima en 0-100 gal/min. Como se ve el rango de productividades es extremadamente amplio, lo que viene a confirmar la importancia de un conocimiento amplio de los factores no estrictamente hidrogeológicos involucrados en el tema (contenido en finos, existencia de fisuras etc.).

2. REDUCCION DE LA EFICACIA DE UN POZO

Desde un punto de vista de producción, podemos distinguir dos clases de pozos de agua. Aquellos que nunca, ni tan siquiera inmediatamente después de su construcción, han producido con la eficiencia esperada, y otros que tras un periodo de producción normal más o menos prolongado comienzan a declinar. Las causas de la escasa productividad de los primeros hay que buscarlas en la propia naturaleza de la formación acuífera, básicamente una permeabilidad muy baja o nula, mientras que las responsables de la reducción de eficiencia en los segundos están relacionadas con los fenómenos producidos durante la explotación.

Un pozo, o el entorno de acuífero próximo que lo rodea, decimos que está dañado cuando fenómenos de distinta naturaleza impiden un flujo normal hacia el mismo.

Se ha definido (Campbell 1976) un índice de daño como una expresión que nos da idea de la cantidad de fluido que podría ser producido de no existir tal daño. El índice de daño se expresa como:

$$I.D = T/Q/S_a$$

donde:

I.D: índice de daño

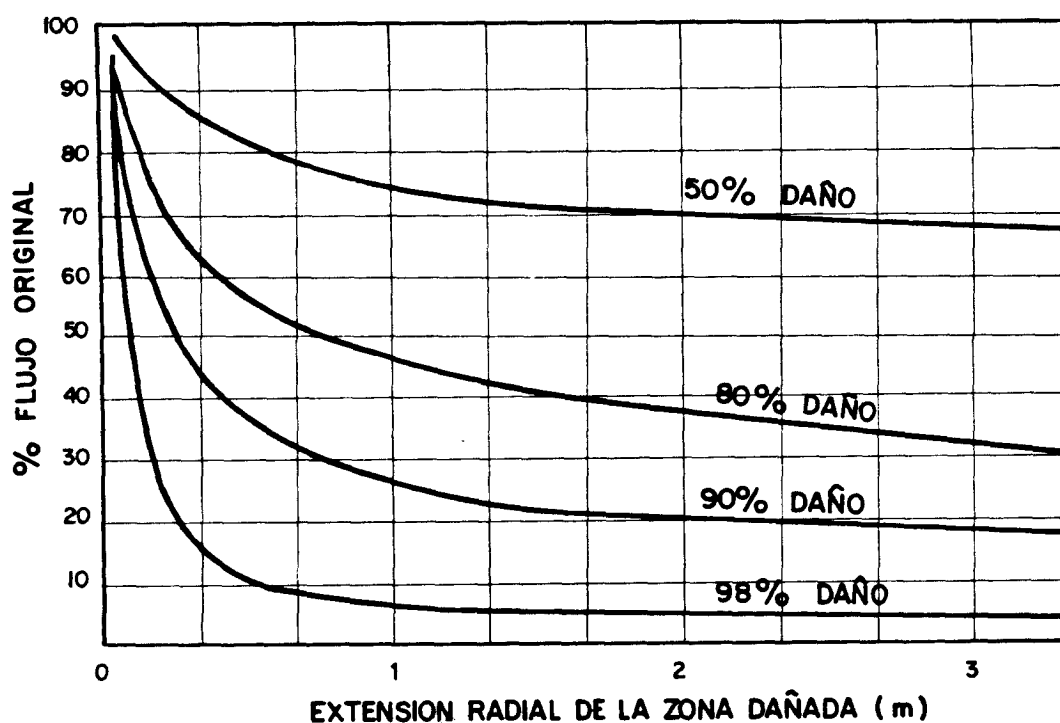
T: transmisividad

S_a: nivel de depresión

Q: caudal obtenido para S_a

La experiencia ha demostrado la existencia de un área crítica en las proximidades del pozo en que los efectos del daño se hacen notar con mayor intensidad.

EFFECTO DEL DAÑO SOBRE EL FLUJO



La figura expone la pérdida de flujo, respecto al flujo original, para distintos grados de daño y en relación a la distancia respecto al eje del pozo.

A la vista de la figura parece evidente que si pudieramos restaurar la capacidad de flujo original en un radio de unos dos metros alrededor del eje del pozo se reduciría enormemente la

dimensionalidad del problema.

Por otro lado hay que anotar el hecho de que una parte importante del daño es producida por la infiltración de lodos de sondeo, usados cuando el mismo se hace por rotación. Como en el caso de las formaciones carbonatadas el método de perforación empleado es el de percusión, se podría ver la figura de un modo más optimista.

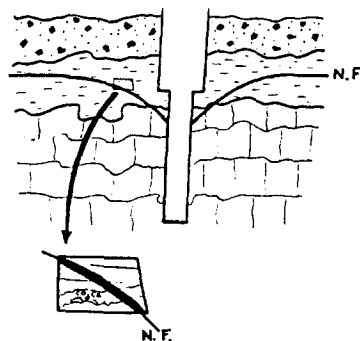
Para finalizar este apartado queremos recalcar que el daño en un pozo o en la formación acuífera actúa reduciendo la permeabilidad como consecuencia del taponamiento de la porosidad efectiva por partículas de diversa naturaleza.

3. MECANISMOS DE REDUCCION DE LA PERMEABILIDAD

3.1 Precipitacion de CO_3Ca

El bicarbonato de Calcio es llevado en solución por el agua en proporción directa a la cantidad de CO_2 disuelta en ésta. La capacidad del agua de llevar en disolución CO_2 varía, entre otros factores, con la presión, a mayor presión mayor cantidad de CO_2 disuelto.

Cuando el agua es bombeada desde un pozo el nivel de ésta desciende para producir un gradiente de presión diferencial en el acuífero y así originar un flujo hacia el pozo. La presión de agua en el acuífero desciende de modo que libera parte del CO_2 que lleva en disolución. En estas condiciones el agua no es capaz de llevar en disolución la misma cantidad de sal, CO_3Ca , precipitando parte de la misma en los poros o fracturas por que discurre. Este fenómeno se ve notablemente agravado en aquellos pozos que tienen un alto régimen de trabajo. En este caso una buena medida preventiva sería disminuir el ritmo de bombeo dando mayores periodos al mismo obteniendo, a la postre, el mismo volumen de agua.



3.2 Precipitación de depósitos de Hierro

El hierro es un elemento de suma importancia en un pozo. El origen del mismo puede ser variado, siendo frecuente que el mismo tenga diversas fuentes.

3.2.1 Hierro como depósito mineral

El hierro es un elemento relativamente abundante en formaciones carbonatadas. Este puede presentarse como mineralizaciones de hematites (Fe_2O_3), goetita ($FeO(OH)$), siderita (CO_3Fe), pirita (FeS_2) y otros minerales de menor importancia dispersos en el seno del carbonato, o bien incluido en la red cristalina de la calcita y/o dolomita.

Por acción de las aguas subterráneas, con cierta cantidad de Oxígeno en disolución, los minerales Hierro resultan fácilmente alterables y se nos presentan en forma de hidróxidos de Hierro. La solubilidad de estas sustancias en el agua no es grande, llegando en algunos casos a resultar prácticamente insolubles. En estas circunstancias es habitual encontrarlas constituyendo masas de textura gelatinosa taponando las vías naturales de movimiento de agua.

3.2.2 Hierro como producto de corrosión

Las aguas naturales, para nuestros fines, las podemos clasificar según su tendencia a la corrosión o a la precipitación.

Uno de los factores que más pesan a la hora de determinar si existirá corrosión, y en qué medida, es la naturaleza química de las aguas, esto es, su agresividad.

Si existe un exceso de CO_2 disuelto en las aguas o el pH es menor del considerado como de equilibrio el agua tendrá un carácter agresivo y llevará asociados fenómenos de corrosión. Si por el contrario, como ya se ha dicho, tuviera un defecto de CO_2 disuelto, las aguas no podrán mantener en disolución la misma cantidad de carbonato, precipitando el mismo.

Como se puede ver, existe una íntima relación entre fenómenos de corrosión o incrustación (precipitación de CO_2Ca).

Se cita en la bibliografía un índice denominado "índice de estabilidad de Ryznar (IER)", que nos permite hacer una división de las aguas según su tendencia a precipitar carbonato o a producir fenómenos de corrosión.

De acuerdo con el índice de estabilidad de Ryznar, las aguas se clasifican en:

IER	TIPO DE AGUA
4.0 - 5.0	muy incrustante
5.0 - 6.0	moderadamente incrustante
6.0 - 7.0	poco incrustante-poco corrosiva
7.0 - 9.0	corrosiva
> 9.0	muy corrosiva

La tabla clasifica la tendencia de las aguas a precipitar CO_2Ca o bien a producir fenómenos de corrosión.

La determinación del índice de estabilidad de Ryznar es explicada en el anexo 1.

La incrustación es un fenómeno que no sólo afecta a la rejilla del pozo sino, como ya se ha dicho, a la formación acuífera en que el mismo se encuentra.

Por último, diremos que los fenómenos de incrustación no sólo afectan a materiales metálicos, sino también a materiales plásticos tales como el cloruro de polivinilo o la fibra de vidrio (Llamas et al. 1983).

IER	TIPO DE AGUA
4.0 - 5.0	muy incrustante
5.0 - 6.0	moderadamente incrustante
6.0 - 7.0	poco incrustante-poco corrosiva
7.0 - 9.0	corrosiva
> 9.0	muy corrosiva

La tabla clasifica la tendencia de las aguas a precipitar CO_3Ca o bien a producir fenómenos de corrosión.

La determinación del índice de estabilidad de Ryznar es explicada en el anexo 1.

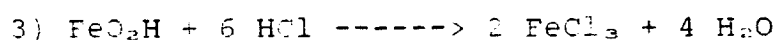
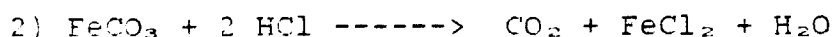
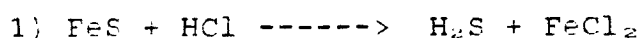
La incrustación es un fenómeno que no sólo afecta a la rejilla del pozo sino, como ya se ha dicho, a la formación acuífera en que el mismo se encuentra.

Por último, diremos que los fenómenos de incrustación no sólo afectan a materiales metálicos, sino también a materiales plásticos tales como el cloruro de polivinilo o la fibra de vidrio (Llamas et al. 1983).

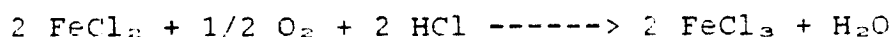
3.2.3 Hierro como producto de un tratamiento ácido

En este apartado nos referimos a los problemas ligados a la liberación de Hierro por determinadas especies minerales al ser las mismas atacadas por un ácido.

En efecto, los minerales de Hierro que con mayor abundancia se presentan en las formaciones carbonatadas reaccionan con el ácido clorhídrico de la siguiente forma:



En un medio oxidante y ácido, como es el caso que nos ocupa, el FeCl_2 se oxida pasando a FeCl_3 (obsérvese que en la reacción 3 el Hierro ya está oxidado) según la siguiente reacción:



de modo que el Fe^{2+} pasa a Fe^{3+} .

El FeCl_3 es estable en tanto el medio en que se encuentra conserve una notable acidez. En el siguiente diagrama de estabilidad de las especies de Hierro puede verse que, si el pH tomara valores por encima de 2, el FeCl_3 se inestabilizaría pasando a $\text{Fe}(\text{OH})_3$.

El hidróxido de hierro, como ya hemos apuntado, dada su textura se comporta reduciendo la permeabilidad.

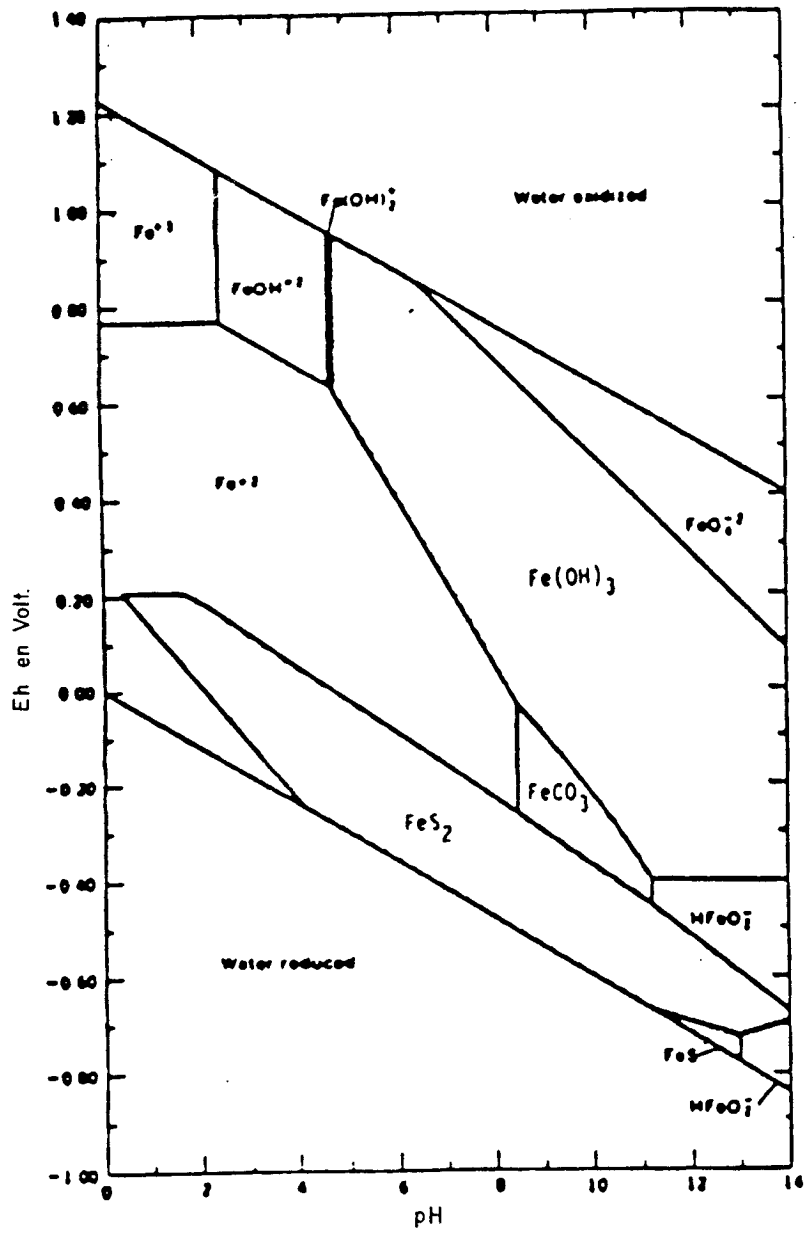
3.2.4 Hierro asociado a microorganismos

Es citada, con bastante frecuencia, en la bibliografía la presencia de ferrobacterias en los pozos. La actividad vital de las mismas se liga a una reducción de la permeabilidad.

Los géneros *Clorothrix*, *Crenothrix*, *Leptothrix*, *Siderocapsa* y, sobre todo, *Gallionella* son capaces de segregar filamentos de hidróxido de Hierro como producto de metabolismo. Estos productos de Hierro, del mismo modo que los de origen abiótico, actúan reduciendo la permeabilidad.

Este grupo de bacterias oxidan el Hierro ferroso a férrico a expensas de la energía proporcionada por la digestión de CO_2 . Crecen a bajas temperaturas y es frecuente encontrarlas en los pozos. Respecto a las condiciones de oxigenación de las aguas, diremos que éstas, muestran una enorme tolerancia pudiendo vivir en aguas con contenidos en oxígeno a partir de 0.3 p.p.m. como es el caso de los géneros *Gallionella* y *Siderocapsa* (Smith, 1935).

En definitiva, tanto las especies naturales del Hierro como sus productos, ya sean naturales o inducidos, pueden afectar gravemente la permeabilidad del acuífero. En gran medida, el comportamiento del Hierro vendrá determinado por las condiciones de acidez-alcalinidad (pH) y el potencial redox que el medio presente.



3.3 Depósitos de arcilla

Las arcillas juegan un doble papel en la reducción de la permeabilidad de una formación acuífera. Por un lado, aumentan su volumen, se hinchan, reduciendo la capacidad para conducir fluidos a través de poros/fracturas; por otro lado son desplazadas, por fluidos en movimiento, de su situación original provocando igualmente, en su movimiento caótico, una reducción de la permeabilidad.

El primero de sus roles está relacionado con su composición y estructura.

La estructura básica de una arcilla puede ser descrita en términos de alternancias de capas octaédricas (CO) de composición aluminica y capas tetraédricas (CT) de composición silícea.

Los cristales de arcilla se agrupan entre sí formando paquetes de una gran superficie específica. Así se han descrito grupos de arcillas de hasta $750\text{m}^2/\text{gr}$ (Allen, 1982).

Los tipos composicionales de arcilla que generalmente vamos a encontrar asociados a formaciones acuíferas son:

- Montmorillonita

Tienen una estructura de tipo 2:1 (CT-CO-CT) en la que hay sustituciones de Fe^{2+} y Mg^{2+} por Al^{3+} en las capas octaédricas y de Al^{3+} por Si^{4+} en las capas tetraédricas. Como resultado de estas sustituciones el cristal queda con carga -1 que es compensada por la adsorción de Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+ y Na^+ . Dada la debilidad de enlaces que presentan es relativamente fácil que moléculas de agua se dispongan en situaciones interlaminares aumentando el tamaño de los cristales.

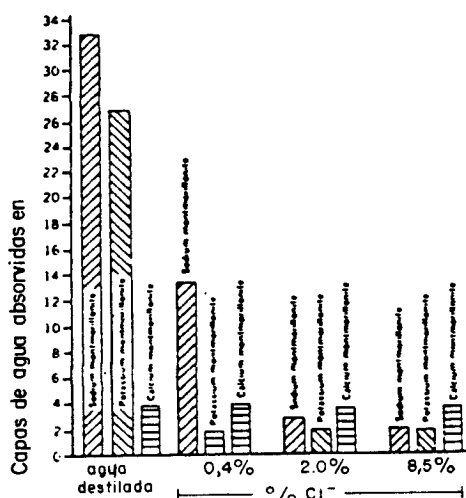
- Illita

Tienen una estructura de tipo 2:1 (CT-CO-CT) en la que hay sustituciones de Al^{3+} por Si^{4+} en las capas tetraédricas y de Fe^{3+} , Fe^{2+} y Mg^{2+} por Al^{3+} en las capas octaédricas. Como resultado hay un desequilibrio de carga de -1 que se ve compensado por la entrada de K^+ que se sitúa en las capas tetraédricas sirviendo al mismo tiempo como elemento de unión entre cristales. Son arcillas que no hinchan salvo que los cationes de Potasio sean lavados.

- Caolinita

Tienen una estructura de tipo 1:1 (CT-CO) en la que los cristales se unen entre sí mediante puentes de Hidrógeno que previenen su hinchamiento por entrada de agua.

Además de la propia naturaleza de las arcillas el hecho de que estas hinchen en mayor o menor grado, aspecto de gran interés para el movimiento de fluidos, depende de la composición y concentración de los fluidos con que se ponen en contacto las mismas.



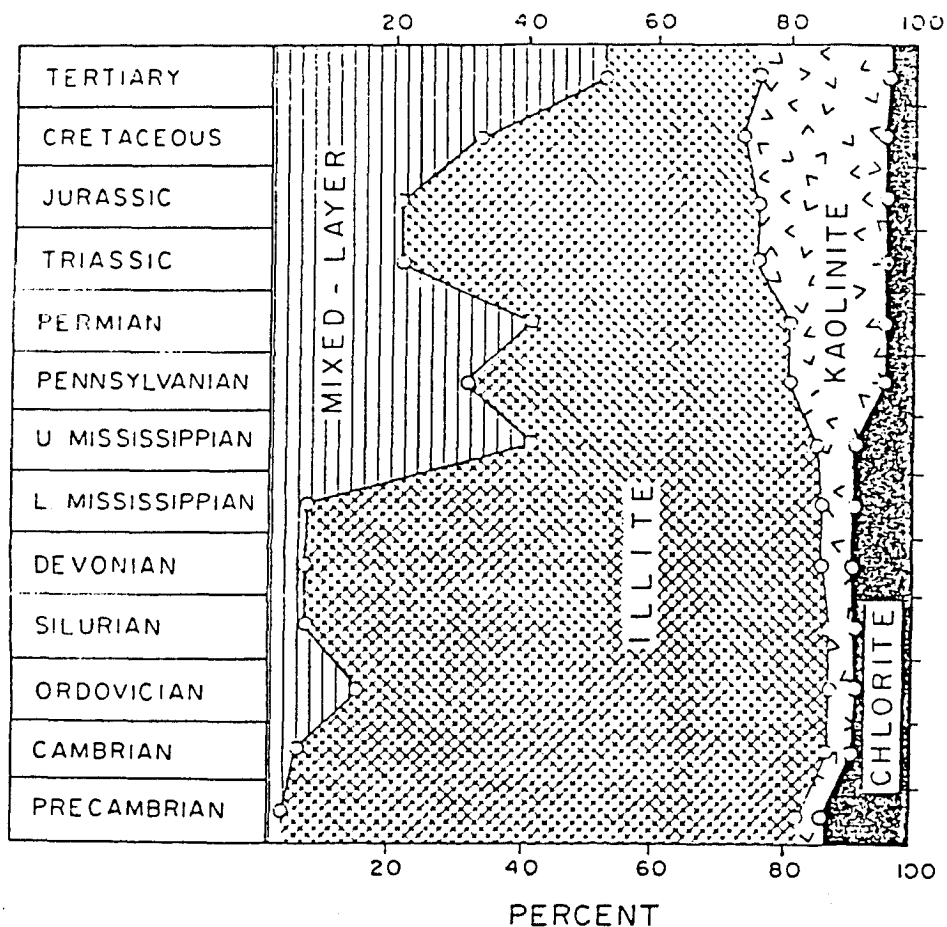
En la figura se muestra el grado de hinchamiento de una montmorillonita cuando se pone en contacto con fluidos de distinta salinidad.

Aunque es un aspecto difícil de estimar el grado de orden-desorden con que se presenta una arcilla en la roca, por el mismo entendemos la tendencia que las mismas presentan a la dispersión o no, determina también la tendencia de las mismas a reducir la permeabilidad. De nuevo la composición de los fluidos con los que éstas están en contacto parece ser que incide en este particular. Así p.e en la industria del petróleo es habitual el lavado de las formaciones reservorio con una solución de ClK al 2% para minimizar el desorden de las mismas (Allen, 1982).

En lo referido al movimiento de las arcillas dentro del acuífero se sabe que el mismo está ligado a cambios en la dirección y velocidad de los fluidos circulantes. En las proximidades del pozo el fluido puede alcanzar un régimen turbulento por lo que este fenómeno se verá notablemente agravado.

Respecto al tipo de arcilla, se ha demostrado la existencia de un dominio de un tipo de arcillas sobre otro en la sucesión de los tiempos geológicos (Potter et al, 1977). En la figura se representa el mismo.

En resumen, la intensidad en la reducción de la permeabilidad por parte de las arcillas dependerá tanto del tipo de arcilla como de la cantidad de las mismas en el acuífero.



4. TECNICAS DE ESTIMULACION DE POZOS

La estimulación es un concepto que fue introducido por Konig en 1960 que hace referencia a la aplicación de tratamientos mecánicos, químicos o de cualquier otro tipo cuya finalidad es la de reducir la resistencia al flujo que presenta un acuífero.

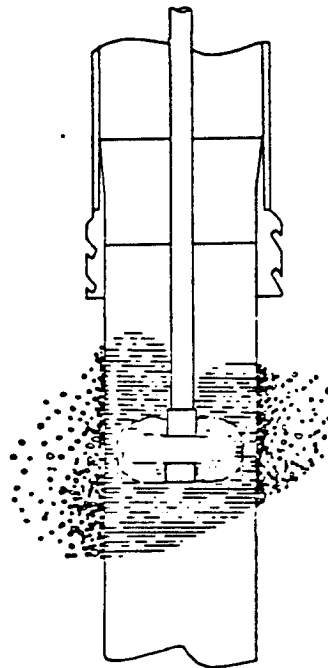
Nuevamente diremos que gran parte, si no la totalidad, de las técnicas de estimulación han sido desarrolladas para su aplicación en la industria de la extracción del petróleo. El empleo de las mismas en actividades de alumbramiento de aguas está aún, en muchos casos, por experimentar.

Existe descrito un buen número de técnicas de estimulación. De acuerdo con el modo de actuación de las mismas, éstas podrían ser clasificadas según el siguiente cuadro.

T E C N I C A S	F I S I C A S	<ul style="list-style-type: none"> - Chorro de agua (jetting) - Agitación (surging) - Uso de explosivos - Fracturación hidráulica
	Q U I M I C A S	<ul style="list-style-type: none"> - Polifosfatos - Acidificación

4.1 Chorro de agua a presión

Consiste en la inyección horizontal de agua a presión (alrededor de 50 Kg/cm²) que pasa a través de la rejilla poniendo en agitación y reordenando los finos de la formación. Periódicamente hay que detener la operación y bombear el agua de tratamiento a fin de evacuar los finos.



En la figura se representa un modelo de aspersor y el efecto que el chorro de agua induce en el acuífero.

Como es fácil de suponer, esta técnica puede ser de gran utilidad cuando la formación a tratar es de carácter detrítico. Por el contrario, su eficiencia es más limitada en el caso de las formaciones carbonatadas.

Esta técnica puede ser utilizada en combinación con el uso de polifosfatos.

4.2 Agitación

Es una operación clásica en la fase de completación de un pozo tras su construcción. En cualquier caso, puede ser interesante su aplicación en cualquier momento de la vida de un pozo, y muy especialmente tras un tratamiento químico.

Consiste en poner en agitación los finos a través del acuífero mediante una alternancia rápida de ciclos bombeo - parada. El efecto perseguido con esta técnica es limpiar de finos las vías de circulación de fluidos (poros y fracturas).

En cada nuevo arranque de la bomba el agua saldrá achocolatada por la carga de finos en suspensión que lleva. El tratamiento se dará por concluido cuando el agua salga limpia lo que se interpretará como que ya están limpias de finos las vías de circulación de fluidos.

Al igual que en el caso anterior, esta técnica puede ser utilizada en combinación con una inyección previa de polifosfatos mejorando, de este modo, la eficacia de la misma.

4.3 Estimulación con explosivos

Es empleada tanto para labores de limpieza del pozo como para mejorar la capacidad específica del mismo en formaciones acuíferas consolidadas (calizas, dolomías y areniscas).

El proceso está basado en el gran aumento de volumen que experimenta un explosivo al pasar de fase sólida a fase gaseosa. En este cambio de fase se genera un volumen que oscila entre 700 y 1000 veces el volumen de explosivo empleado (Pulido, 1983 ; Llamas et al. 1978).

La onda expansiva generada se desplaza a tal velocidad que genera un campo de esfuerzos, en el medio por el que se propaga, de elevada intensidad.

El resultado final es un aumento en el diámetro del pozo y, lo que es más interesante, la generación de una familia de fracturas dispuestas de un modo radial alrededor del pozo.

Se estima que el volumen de roca destruido varía entre 10 y 250 veces el volumen de explosivo empleado. El volumen de roca parcialmente afectado, esto es fracturada, varía entre 3000 y 4000 veces el volumen de explosivo empleado (Pulido, 1978).

Existe una fórmula de carácter empírico (Llamas et al. 1983) para estimar de un modo más preciso el volumen de roca destruido.

En la misma se tienen en cuenta los factores propios de la naturaleza del explosivo empleado, así como de los de la formación acuífera a tratar. Según ésta:

$$V = 0.5 \times C \times K \times q \times m \times n$$

donde : C: volumen de roca destruida

k: coeficiente de potencia del explosivo

K = 1.2 para gelatina o goma explosiva

k = 0.8 para amonato

q: coeficiente de dureza del material

q = 1.2 para margas

q = 0.5 para calizas

q = 0.3 para rocas muy duras (calizas muy recristalizadas y dolomias)

m : coeficiente de holgura del explosivo

D - d	m
0	1
12.5	0.98
25	0.95
38	0.90
50	0.85

donde: D: diámetro del pozo (mm)
d: diámetro del explosivo (mm)

n: coeficiente de envoltura del explosivo

n = 1 para zinc

n = 0.9 para tubería de acero

A partir de esta expresión y conocidas las características del pozo a tratar así como el radio en que pretendemos que el pozo sea efectivo, se puede determinar la cantidad de explosivo a emplear.

Existen también referencias de otros autores que estiman que los resultados óptimos se alcanzan con una cantidad de 20 Kg de gelatina explosiva por cada metro lineal de pozo a tratar (Pulido, 1978).

El efecto fundamental en la mejora de la producción del pozo vendrá dado por la generación de nuevas fracturas que podrán conectarse entre sí o bien con otras preexistentes mejorando así la capacidad de flujo del acuífero. Por otro lado, no será despreciable el efecto de destrucción de las incrustaciones que puede tener la onda expansiva.

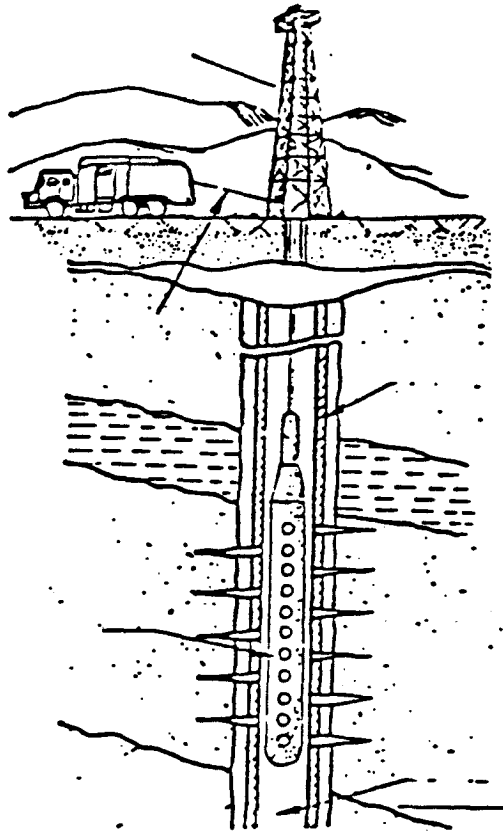
El empleo de esta técnica en formaciones acuíferas con gran cantidad de finos es desaconsejado puesto que los finos por efecto de la sacudida podrían ser liberados causando más daño que beneficio.

Dentro del campo de la estimulación de pozos con explosivos existen dos tipos de técnicas de uso:

- 1) la primera de éstas tiene un efecto vibratorio y consiste en destolgar, hasta el segmento del pozo que se desea tratar, el explosivo encapsulado en una tubería de material plástico o metálico. A continuación

se procede a su explosión que puede ser simultánea para toda la masa de explosivo o seriada, de abajo hacia arriba, con intervalos de 25 milisegundos. Este último método parece ser que minimiza el efecto de derrumbe en el pozo.

2) la segunda de estas técnicas tiene un efecto perforante y está más claramente orientado a la generación de fracturas. Consiste en descolgar, del mismo modo que antes, un cilindro del que salen disparados unos dardos que punzan la formación. Esta técnica es la más empleada en pozos de petróleo, si bien se ha empleado en pozos de agua consiguiendo perforar unos canales de entre 25 y 50 centímetros de penetración (Llamas et al. 1980).



La figura muestra el fundamento de la técnica de explosivos perforantes.

Un último aspecto a considerar en este apartado es, nuevamente, la posibilidad de usar esta técnica en combinación con otras. Así por ejemplo puede ser interesante generar fracturas mediante explosivos para que en un posterior tratamiento de acidificación el ácido encuentre vías de penetración.

4.4 Fracturación Hidráulica

Esta es una técnica que, como gran parte de las que se presentan en este trabajo, ha sido desarrollada por la industria del petróleo. No obstante, se ha recogido en la bibliografía el uso de la misma en pozos de agua.

Hasta cierto punto se puede considerar que la técnica es similar en cuanto a sus efectos, creación de nuevos canales de flujo, a la estimulación con explosivos. La diferencia con esta última radica en que las fracturas creadas son, a nuestro modo de ver, más eficientes pues se presentan conectadas entre sí, creando una auténtica red alrededor del pozo siendo la distribución de las mismas mucho más homogénea.

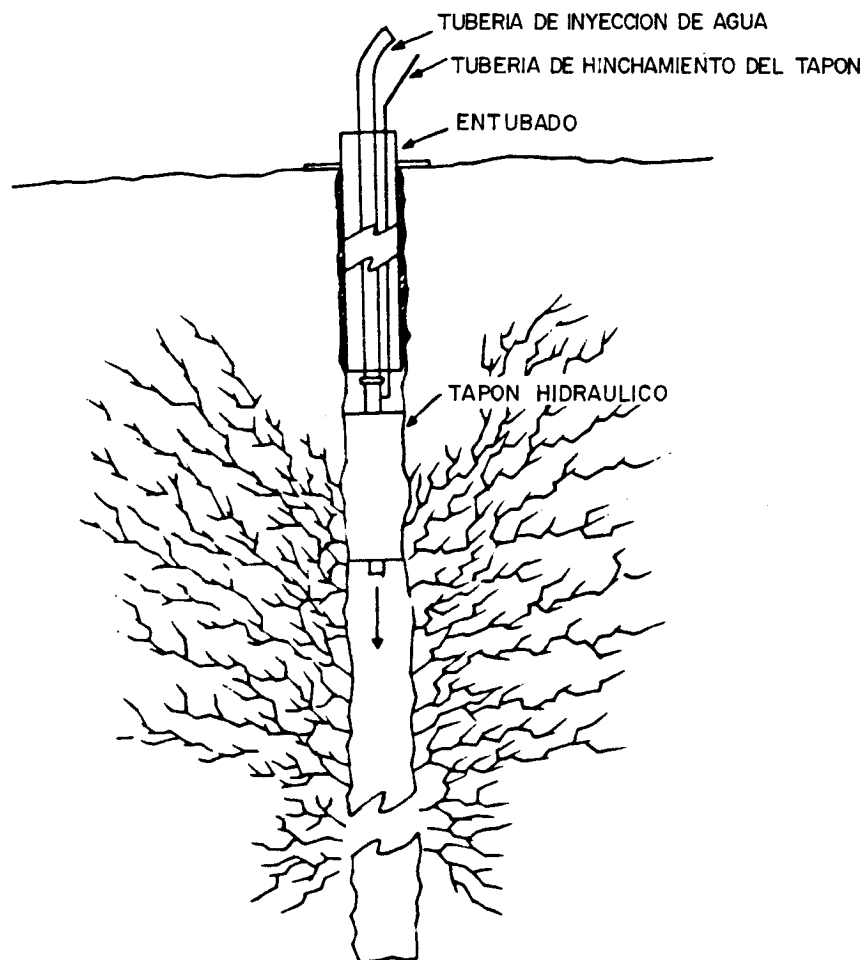
La técnica consiste en la inyección a presión de un líquido, generalmente agua, a unos ritmos y presiones de inyección elevados hasta conseguir llegar al punto de fractura de la formación (*).

Una vez sobrepasado el punto de fractura, se inyectan junto con el agua cierta cantidad de materiales sintéticos sólidos (Norel o bien polietileno) en forma de pellets que alojados en el acuífero que rodea el pozo evitarán que las fracturas se cierren una vez despresurizado el sistema.

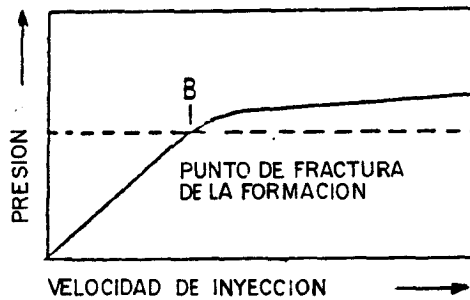
Una vez situados los pellets se procede a una lenta descompresión para evitar que los mismos sean desalojados.

En la bibliografía se citan ritmos y presiones de inyección de 150 - 200 l/min y 1500 p.s.i durante 30 minutos para llegar al punto de fractura de la formación.

Como fácilmente se puede suponer, para ejecutar esta operación es necesario utilizar un tapón hidráulico que a presión se aloje en el punto del acuífero a partir del cual se pretende fracturar el mismo.



(*) Si en una gráfica representamos presiones y ritmos de inyección vemos que, a medida que los ritmos aumentan, las presiones han de ser mayores. En la misma también observaremos que hay un punto de inflexión a partir del cual podemos aumentar el caudal inyectado sin un aumento de la presión. Esto significa que el acuífero ya no ejerce resistencia y de aquí se puede desprender que se ha fracturado.



4.4 Acidificación

El principal propósito de la acidificación es disolver sustancias minerales. Los tipos de ácidos y aditivos empleados así como las técnicas de inyección a utilizar dependerán del mecanismo de reducción de la permeabilidad que haya actuado (ver apartado Mecanismos de reducción de la permeabilidad), así como de las características químicas y petrofísicas de la formación a tratar.

Una acidificación se puede limitar a las paredes del pozo o bien penetrar, en cierta medida, lateralmente en la formación acuífera. En este último caso, al menos en el mundo del petróleo, el tratamiento recibe la denominación específica de "acidificación de la matriz". Nosotros respetaremos esta denominación.

4.4.1. Limpieza de las paredes del pozo

El ácido es introducido junto con los aditivos en el pozo libre de toda presión, salvo la ejercida por la columna de líquido suprayacente. Este, una vez alojado en el recinto del pozo, es agitado por un proceso de arranque - parada de la bomba.

Es conveniente, ocasionalmente, la toma de muestras de ácido a fin de controlar la evolución del pH.

Al no estar sometido a ninguna presión, la acción del ácido se limitará a las paredes del pozo y las rejillas que pudieran estar afectadas por fenómenos de incrustación o depósitos de óxidos de Hierro de diverso origen.

4.4.2. Acidificación de la matriz

En esta técnica el ácido actúa bajo una presión tal que es capaz de penetrar lateralmente, alrededor del pozo, una distancia cuyo óptimo se situaría entre 2 y 3 metros, de modo que el área "crítica" a que hacíamos referencia anteriormente quedaría cubierta.

Su principal acción es la de disolver posibles precipitaciones que actúan reduciendo la permeabilidad junto con la creación de nuevos canales de flujo o mejoramiento de los ya existentes.

Sobre el segundo de los efectos apuntados habría que hacer algunas matizaciones. En efecto, O'Sullivan y Walton en numerosas experiencias de acidificación de acuíferos carbonatados encontraron que en el 50% de los pozos de nueva construcción acidificados, por no alcanzar la producción esperada, el caudal específico aumentaba en tan solo un 10%. Por contra, en los pozos acidificados al declinar su producción por un proceso de "envejecimiento" un 50% de los mismos aumentaban su producción en un 150%.

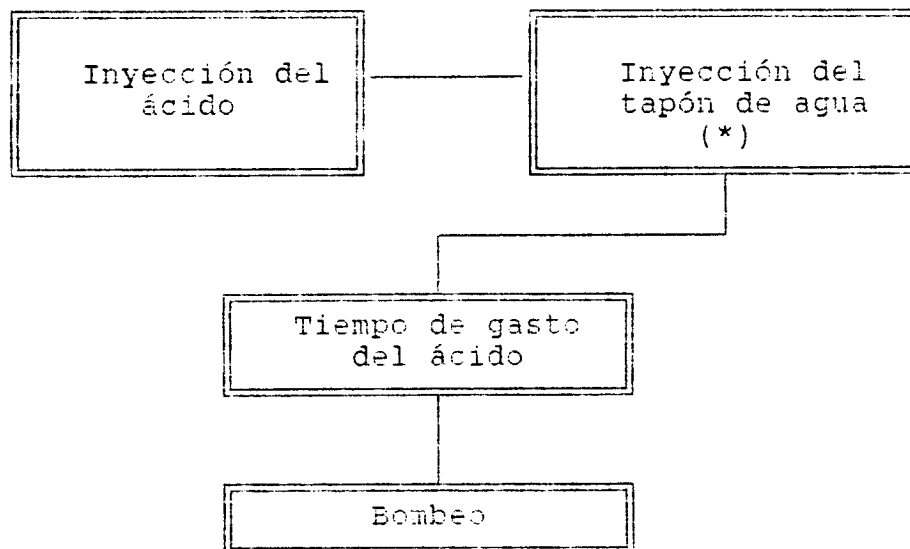
A la vista de estas evidencias la acidificación de la matriz es sin duda alguna aplicable para la corrección de procesos de envejecimiento y aplicable con limitaciones en el caso de pozos de nueva construcción de baja productividad.

La razón última de esta indeterminación en los resultados de una acidificación estriba, en nuestra opinión, en la naturaleza anisotrópica de los acuíferos carbonatados.

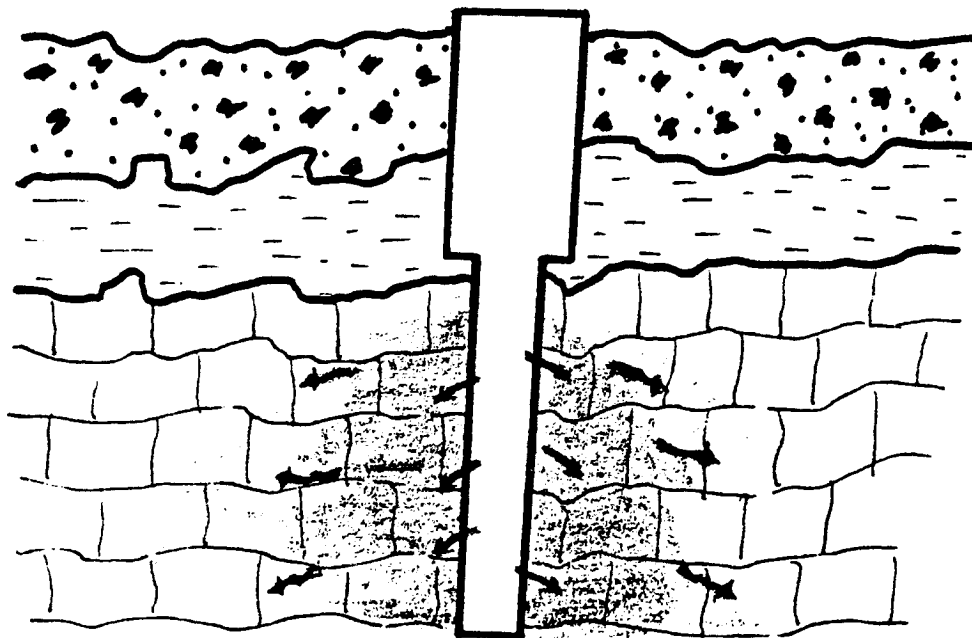
No obstante el empleo de aditivos y la optimización de la mecánica del tratamiento deberían mejorar de un modo notable las expectativas de éxito.

Respecto a la mecánica de la acidificación diremos que el número de etapas en que se realiza la misma parece ser que, sin haber coincidencia entre todos los autores, tres es el número considerado como óptimo. Lozano y colaboradores en su trabajo (ver bibliografía) se extienden detenidamente sobre este aspecto concluyendo que un número mayor de etapas no produce mejoras notables en el rendimiento y sí, en cambio, un encarecimiento del tratamiento. En cualquier caso se debe destacar el hecho de que el Bureau de Recherches Géologiques et Minières (análogo francés del ITGE) en sus tareas de acidificación considere como óptimas tres etapas.

La marcha de un tratamiento de acidificación así como los reactivos usados en la misma varía según los autores, como se verá más adelante, si bien lo común a todas ellas es:



(*) Inmediatamente a la inyección del ácido se inyecta un volumen de agua que actúa como tapón empujando lateralmente el ácido en la formación acuífera.



Por supuesto que una correcta acidificación requiere de una buena cementación del pozo pues de lo contrario se producirían efectos no deseables tales como escape de gases.

Decíamos que a pesar de existir coincidencia entre los distintos autores en los aspectos básicos de un tratamiento de acidificación hay también algunas diferencias que merecen ser destacadas. A continuación, y de manera esquemática, se describe la mecánica de la acidificación según alguno de los autores consultados.

Castany

- Volumen de ácido:
 - 1ª etapa ----- 2 volumen del sondeo
 - 2ª etapa ----- 3 volumen del sondeo
 - 3ª etapa ----- 4 volumen del sondeo

- Tipo y concentración del ácido: HCl 15% (10-11 °Be)

- Tiempo de reacción:
 - calizas ----- 40 minutos
 - dolomías ----- 50 minutos

- Aditivos empleados:
 - agente quelante: ácido cítrico (1%)
 - inhibidor de corrosión: IFF SSO (0.3%)
 - agente tensoactivo: Cemulsol (0.1%)
 - retardadores: no se cita

- Volumen del tapón de agua: variable (siempre menor que el volumen de ácido)

- Presión de acidificación: ésta viene dada por la expresión

$$P = (60 \times V) / Q \times T$$

donde: P : presión de acidificación (en bares)

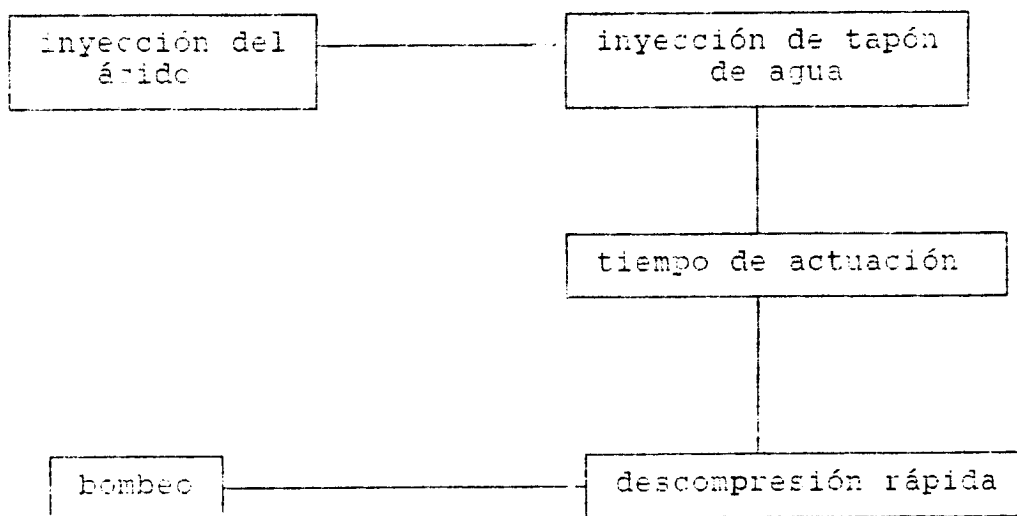
Q : caudal específico (m³/hora/m)

T : tiempo (minutos)

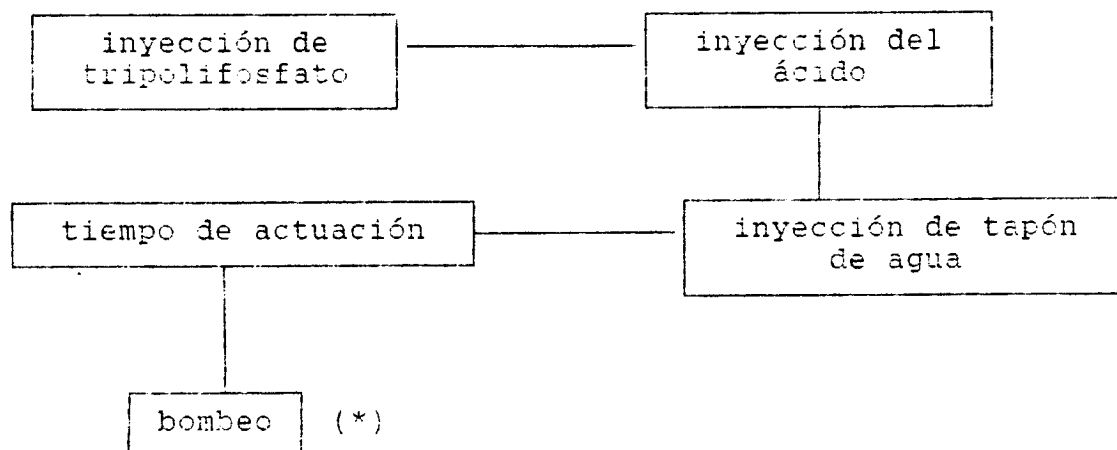
V : volumen de ácido + volumen de tapón de agua

La mecánica de la acidificación según este autor sería:

- 1) determinación del caudal específico
- 2) cálculo de la presión de acidificación



El ciclo se repite tres veces. Al menos sobre el papel el tratamiento se realizaría a volúmenes y presiones crecientes.



(*) el bombeo se realiza con control simultáneo de pH, cloruros y conductividad.

Al igual que en el caso anterior el ciclo se repite tres veces con volúmenes de inyección y presiones de acidificación crecientes.

Castiella et al.

- Volumen de ácido: sin especificar
- Tipo y concentración del ácido: HCl (33-34%)
- Tiempo de reacción: variable (30 minutos - 24 horas)
- Aditivos empleados:
 - agente quelante: ácido cítrico (1%)
 - inhibidor corrosión: tripolifosfato sódico (10%) (*)
 - agente tensoactivo: alcohol amílico (0.5%)
 - retardador: no se cita

(*) a pesar de que expresamente no se haga mención de ello parece que en este caso el tripolifosfato sódico actúa también como agente dispersante.

- Presión de acidificación: no se cita

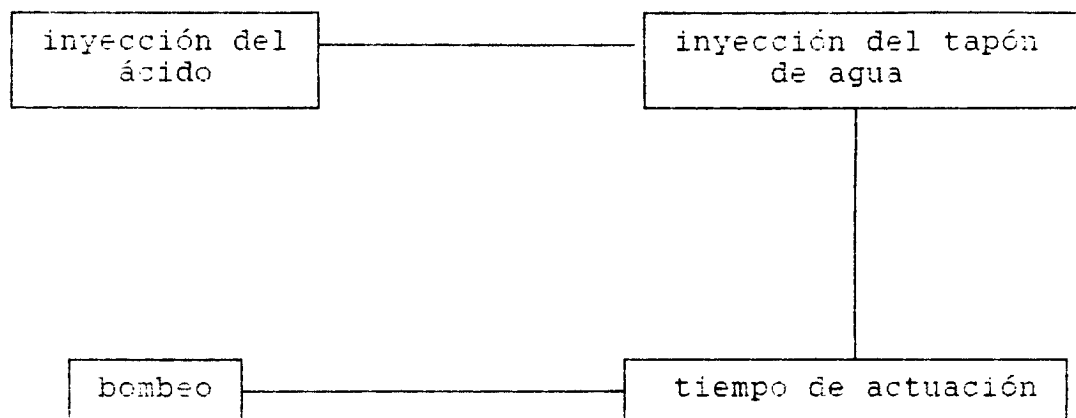
La mecánica sugerida por estos autores sería:

- 1) determinación del caudal específico

Pulido

- Volumen de ácido: 5000 lts. o 70 lt por mt. lineal de formación a tratar
- Tipo y concentración de ácido: HCl 8 - 12 °Be (12 - 18%)
- Tiempo de reacción: variable (30 minutos - 96 horas)
- Aditivos empleados:
 - inhibidor de corrosión: Acril (0.6%)
Gelatina (5 - 10 Kg)
 - Agente quelante: Complex (1%)
Acido cítrico/láctico (1%)
 - Agente tensoactivo: Foam-go (0.02%)
 - Retardador: P_{19} (0.2%)
 $CaCl_2$
- Volumen de tapón de agua: volumen del sector de pozo a tratar
- Presión de acidificación: 5 Kg/m²

Para este autor la mecánica de la acidificación sería:



A diferencia de otros autores, éste sólo considera una única etapa.

5. FUNDAMENTOS FISICOS Y QUIMICOS DE LA ACIDIFICACION

Una acidificación en un pozo podemos suponer que se desarrolla en dos etapas sucesivas:

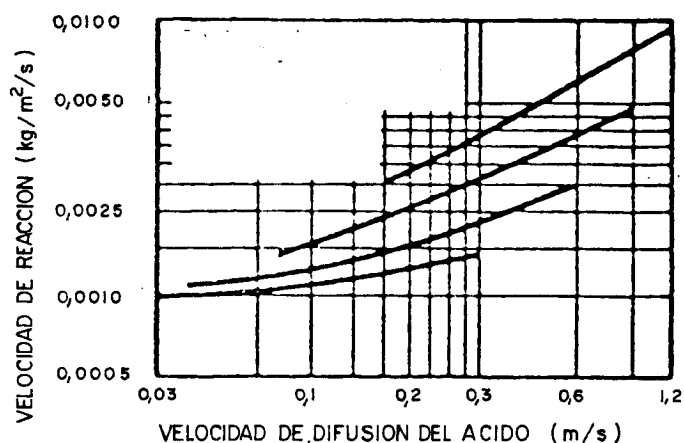
- 1) Difusión del fluido acidificante a través de la formación
- 2) Reacción química del ácido con los carbonatos

En realidad estas dos etapas, a efectos prácticos, se dan simultáneamente y su división sólo se hace para comprender con mayor facilidad el estudio de un fenómeno complejo.

5.1 Difusión del fluido ácido

En términos simples, en este apartado, nos interesa resaltar la influencia que el modo de difusión del fluido tiene en la velocidad de reacción, que como veremos más adelante controla en gran medida la marcha de la acidificación.

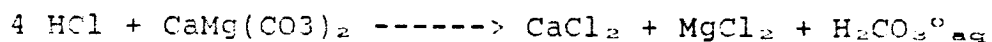
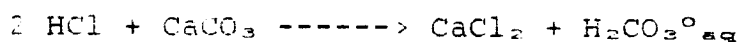
Barrow et al. en experimentos de laboratorio hicieron pasar ácido a través de fracturas. Las conclusiones a las que llegaron son, por un lado, la existencia de una relación directa entre velocidad de reacción y velocidad de difusión antes y, de otro lado, la existencia de una relación igualmente directa entre la velocidad de reacción y el tamaño de la fractura por la que circula el ácido. En la gráfica adjunta se pone en evidencia tal relación.



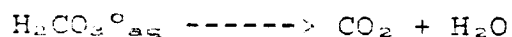
Como se puede suponer hay que llegar a un compromiso entre la presión que se le aplica al ácido para que éste penetre en la formación y el aumento en la velocidad de reacción que experimenta el sistema, ya que desde un punto de vista práctico hay limitación en la duración de la operación de acidificación y, por otra parte, no es conveniente que el ácido reaccione por completo en los primeros centímetros de formación sino que interesa que penetre "intacto" lo más profundamente posible.

5.2 Química de la acidificación

Las formaciones carbonatadas que normalmente van a ser tratadas serán calizas y/o dolomías. Las típicas reacciones de acidificación, por tanto, serán:



De un modo inmediato el ácido carbónico se disociará según la reacción:



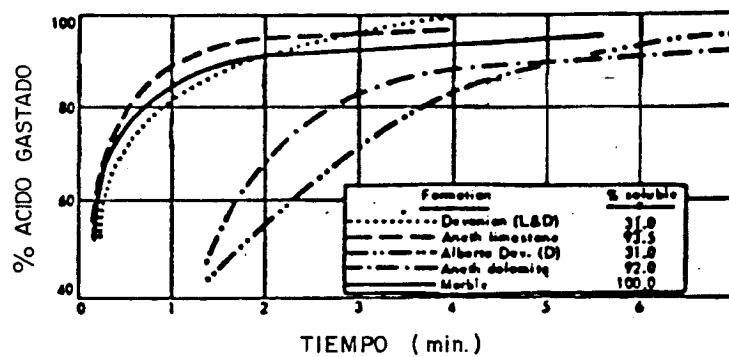
Observaremos que según el principio de Le Chatelier si el dióxido de Carbono escapa del sistema la reacción tiende a desplazarse hacia la derecha favoreciendo la disolución del carbonato.

De la infinidad de factores que inciden en la química de la acidificación, hay coincidencia en la bibliografía en considerar la solubilidad de la roca a tratar, el poder de disolución del ácido empleado y la velocidad de reacción, como los que ejercen mayor influencia.

5.2.1 Solubilidad de la formación

En proporción directa a la solubilidad de la formación, y prescindiendo de otro tipo de consideraciones, un ácido dado a una concentración específica se consumirá más o menos cerca del pozo. Por tanto, parece evidente que la solubilidad va a incidir de un modo decisivo en la capacidad de penetración de un fluido ácido dentro de la formación.

En la gráfica se representa la velocidad de consumo de ácido para calizas y dolomías de distinta solubilidad.



A la vista de estas consideraciones parece conveniente hacer, de un modo rutinario, una evaluación de la solubilidad de las formaciones antes de iniciar cualquier tipo de tratamiento.

5.2.2 Poder de disolución de un ácido

El poder de disolución de un ácido depende del tipo de ácido considerado, orgánico o inorgánico, así como de la concentración del mismo.

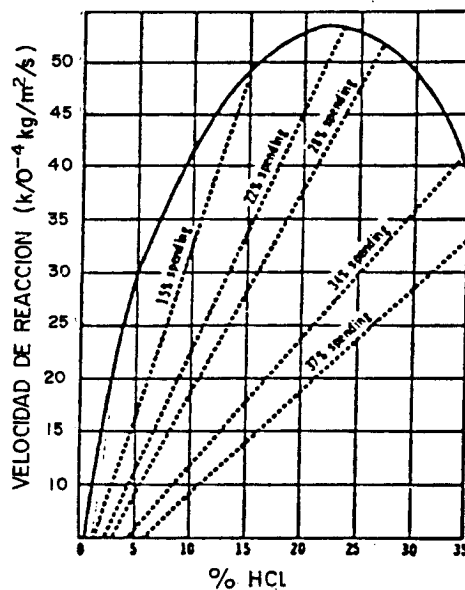
En lo que se refiere a la naturaleza del ácido, podemos decir que los inorgánicos tienen un poder de disolución mayor que los orgánicos.

5.2.3 Velocidad de reacción

Tanto la solubilidad de los materiales a tratar como el poder de disolución del ácido, son características intrínsecas a la propia naturaleza de las sustancias consideradas, roca y ácido respectivamente. Por contra, la velocidad con que un ácido reacciona con un carbonato está condicionada por multitud de factores, entre ellos los anteriormente citados. Los que con mayor frecuencia se citan en la bibliografía al respecto son los que a continuación se enumeran.

5.2.3.1 Tipo y concentración del ácido

La velocidad de reacción aumenta con el incremento de la concentración del ácido utilizado. Para el caso del ácido clorhídrico, de uso frecuente en tratamientos ácidos, éste alcanza su máxima velocidad de reacción para una concentración del 20-25% (en peso).



Además, la velocidad de reacción depende también de la naturaleza, fuerte o débil, inorgánica u orgánica respectivamente del ácido considerado.

Los ácidos orgánicos son demasiado lentos como para actuar en solitario en un tratamiento de acidificación. No obstante es normal el uso de los mismos con una doble intención:

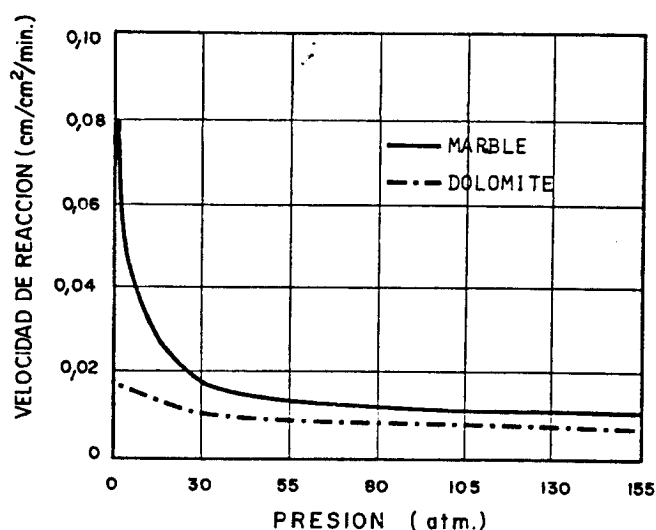
1. ralentizar la velocidad de reacción del ácido fuerte, clorhídrico normalmente, evitando que éste se gaste nada más entrar en contacto con la formación acuífera.
2. que actúe a modo de disolución tampón evitando así un rápido aumento del pH que conllevaría la precipitación de determinadas sustancias, principalmente óxidos metálicos, cosa que no es deseable en absoluto.

Los ácidos empleados para estos menesteres son el acético, láctico, fórmico etc. En general, de los mismos, se puede decir que su constante de disociación iónica debe situarse entre 10^{-5} y 10^{-2} . Para valores de constante de disociación iónica menor que 10^{-5} los ácidos son demasiado débiles y no aconsejables. La tabla adjunta muestra las constantes de disociación iónica de los más utilizados.

Tipo de ácido	Cte de disociación
ácido acético	$1.36 \cdot 10^{-5}$
ácido cítrico	$8.00 \cdot 10^{-4}$
ácido cloroacético	$1.55 \cdot 10^{-3}$
ácido láctico	$1.38 \cdot 10^{-4}$
ácido dicloroacético	$5.00 \cdot 10^{-2}$
ácido fórmico	$2.14 \cdot 10^{-4}$

5.2.3.2 Presion

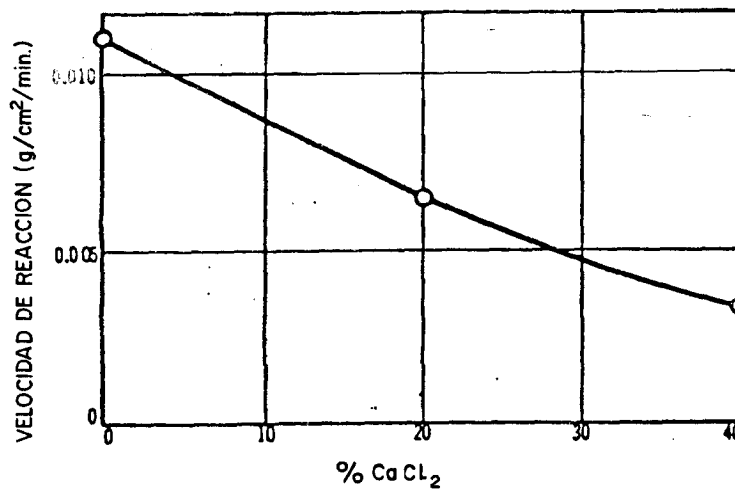
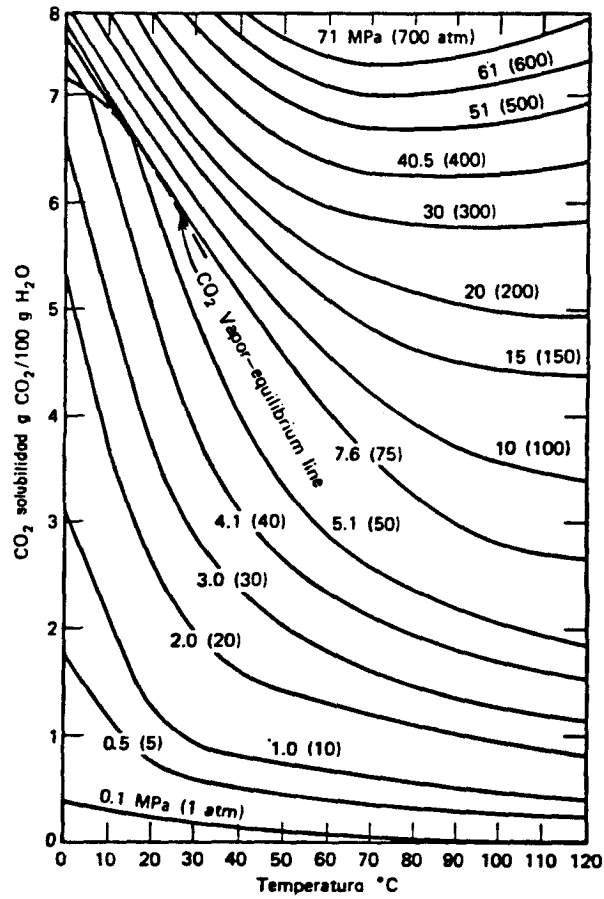
La velocidad de reaccion tiende a reducirse con el aumento de la presion en la acidificacion de carbonatos. La grafica adjunta evidencia tal comportamiento.



Decíamos anteriormente que si el sistema era abierto el CO_2 escapaba del mismo desplazándose la reacción en el sentido de disolver más carbonato y, consecuentemente, la velocidad de la reacción se ve incrementada.

Si el CO_2 no puede escapar, situación de un sistema cerrado, la reacción se desplaza hacia la izquierda disolviéndose el mismo en el agua. Además hemos de tomar en consideración la presencia de cloruros de Calcio y/o Magnesio, como producto de reacción, en la misma solución. Tanto en el caso de agua pura como en una mezcla de esta con CaCl_2 el CO_2 se disuelve en mayor proporción cuanto mayor es la presión a la que se encuentra. Por otro lado apuntaremos que la sola presencia de CaCl_2 , por efecto ion común, ralentiza la reacción.

Las graficas representan la variacion de la solubilidad con relacion a una variacion de la presion y el efecto ion comun en la velocidad a la que discurre la reaccion.



5.2.3.3 Temperatura

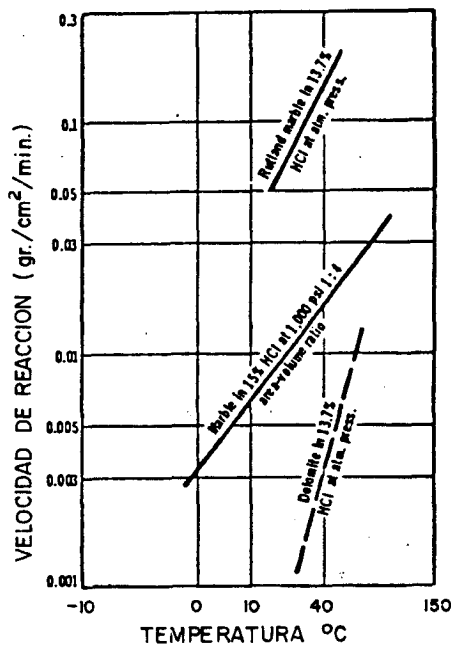
En general la influencia de la temperatura en una reaccion viene dada por la ecuacion de Van't Hoff que se expresa como:

$$\log K_2/K_1 = \Delta H / 4.6 \times (T_2 - T_1 / T_1 \times T_2)$$

Como valor promedio se admite que la velocidad de reaccion se ve duplicada por cada 10 °C de aumento de temperatura.

Por otro lado la reaccion del acido con la formacion tiende a elevar la temperatura de esta por ser de caracter exotermico.

En la industria del petroleo, y dado el gradiente geotermico no despreciable a las profundidades en que se opera, este es un factor de extrema importancia de modo que las operaciones de acidificacion se reducen en tiempo de manera considerable. En el caso de pozos de agua no parece que este sea un factor decisivo.



En la figura se representa la variación de la velocidad de reacción frente a la temperatura para distintos materiales, calizas y dolomias, y en distintos ámbitos de presión.

5.2.3.4 Relación área/volumen

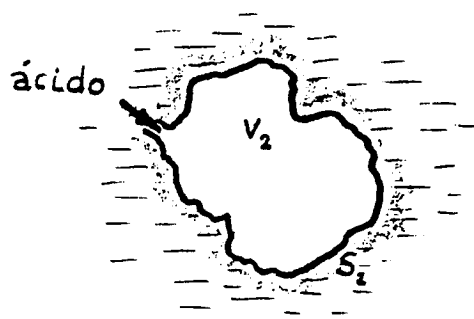
Este, en opinión de algunos autores, es el de mayor peso de los que controlan la velocidad de reacción, y por tanto de la capacidad de penetración del ácido. Se trata de un parámetro que intenta hacer referencia a la geometría del sistema poroso comunicado, permeabilidad.

Para un volumen de poro/fractura podemos tener una expresión de superficie que sea máxima o mínima. Por otro lado, el ácido es de esperar que solo reaccione con las paredes del poro/fractura, por lo que la velocidad de reacción será mayor cuando la superficie del poro/fractura, en relación con el volumen del mismo, sea máxima.

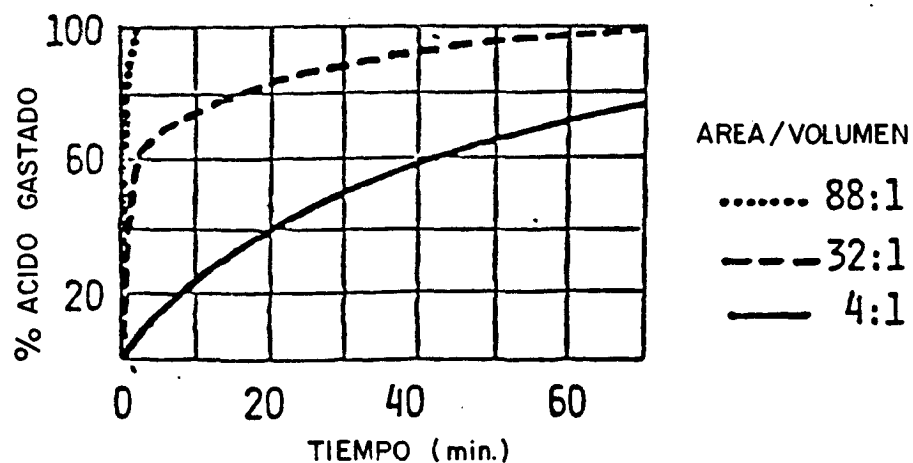


$$V_1 \cong V_2$$

$$S_1 \gg S_2$$



En la figura se representa la velocidad de reaccion del acido, expresada como porcentaje de acido consumido, para distintas relaciones area/volumen. En la misma se observa que cuando la relacion es elevada en muy poco tiempo se consume la mayoria del acido.



6. Acidos y aditivos

6.1 Acidos

Los acidos usados para el tratamiento de pozos emplazados en acuíferos carbonatados deben reunir una serie de características como son:

- 1) deben reaccionar con los carbonatos, de Calcio y Magnesio fundamentalmente, dando lugar a productos solubles en agua.
- 2) debe ser posible inhibir o minimizar la reacción de los mismos con las partes metálicas de los pozos (tuberías, pantallas...).
- 3) deben ser seguros en su manejo.
- 4) deben ser de bajo coste y ser fácilmente disponibles.

En el mercado existen un gran número de tipos de ácido cada uno de ellos con propiedades específicas (en concentración, viscosidad, velocidad de reacción...) si bien estos no resultan más que de la adición de ciertas sustancias que les confieren propiedades "especiales". Estos ácidos están desarrollados para el tratamiento de pozos de petróleo y su coste puede llegar a ser elevado. Las principales casas comerciales que los fabrican y distribuyen son Halliburton y Dowell - Schlumberger. La casa Johnson está más centrada en la fabricación de reactivos para el tratamiento de pozos de agua.

6.1.1 Acido Clorhidrico

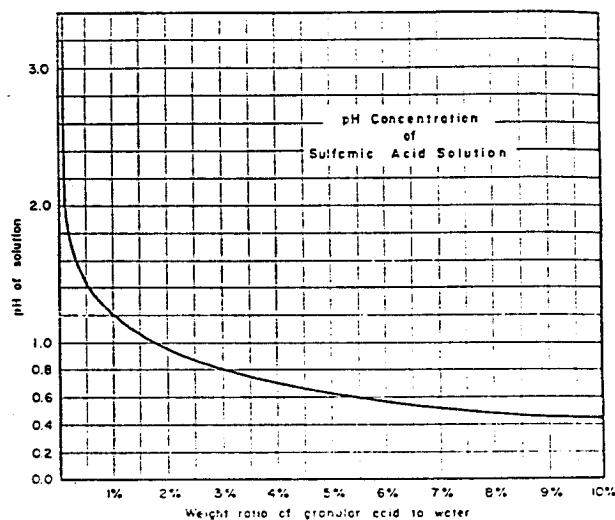
Apenas hay nada que decir, que no sea ya sabido, sobre el uso de este en tratamientos acidos. Es el mayoritariamente utilizado en tareas de acidificacion. Normalmente es usado como una solucion acuosa de HCl (g) en concentraciones que oscilan entre el 15 y el 33% (en peso).

La mayor o menor concentracion del acido a utilizar vendra, en gran medida, condicionada por los problemas de corrosion que se puedan presentar y por extension los inhibidores de que se dispongan.

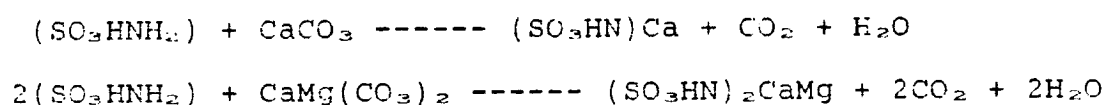
6.2.2 Acido Sulfamico

En la bibliografia se ha recogido el uso de el acido sulfamico en sustitucion del Clorhidrico para el tratamiento acido de pozos.

El acido sulfamico se presenta comercialmente en forma cristalizada. Los cristales son solubles en agua obteniendose con su mezcla una solucion acida del pH deseado (ver grafica)



El ácido Sulfámico, la solución, es capaz de reaccionar con carbonatos de Calcio y Magnesio dando lugar a Sulfamatos de Calcio y Magnesio que son muy solubles en agua según las siguientes reacciones:



La velocidad de reacción en comparación con la del clorhídrico, y en igualdad de condiciones, es algo menor por lo que requiere mayores tiempos de reacción.

La acción corrosiva de este ácido frente a las partes metálicas del pozo es sensiblemente menor que la del ácido Clorhídrico.

La mezcla de la forma cristalizada para la obtención de la solución ácida se suele realizar en un tanque a pie de pozo inyectándola posteriormente, si bien es posible realizar la misma dentro del pozo. A fin de mantener por debajo de determinados niveles el pH es posible añadir al mismo pozo cierta cantidad de ácido en forma cristalizada.

En definitiva el uso del ácido Sulfámico en sustitución del clorhídrico presenta ventajas e inconvenientes, entre las primeras citaremos:

- a) carácter escasamente corrosivo frente a metales
- b) facilidad de transporte y manejo

y en lo referido a sus inconvenientes:

- a) mayor coste economico (para un volumen dado)
- b) mayores tiempos de reaccion y, consecuentemente, de tratamiento
- c) aun no especificandose, a priori parece ser que este acido solo seria utilizable, en terminos economicos, para tareas de limpieza de las paredes del pozo no asi en tratamientos de acidificacion de la matriz

6.2 Aditivos

6.2.1 Agentes Dispersantes

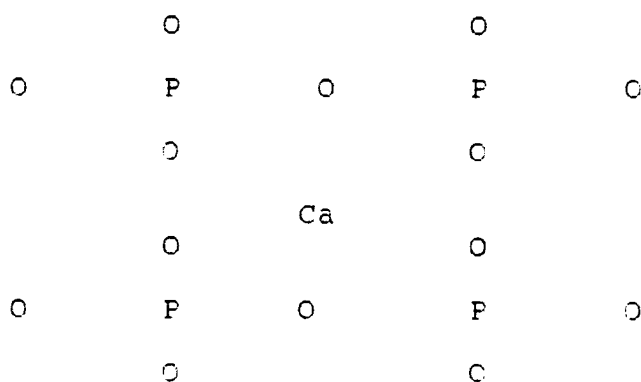
Los mas comunmente usados son los polimetafosfatos. Las razones de su uso son multiples, entre ellas citaremos:

- a) forman complejos con el Calcio ablandando las aguas
- b) dan iones fuertemente cargados que se unen a las particulas dispersas en el acuífero. Las particulas, al quedar cargadas con el mismo signo se repelen mutuamente permaneciendo en suspension de modo que son facilmente extraibles por bombeo

El metafosfato de sodio es una sal del acido metafosforico (PO_3H). En terminos estrictos lo que se conoce como metafosfato de sodio es un conjunto de polimeros de formula general $(\text{PO}_3\text{H})_n$.

Comercialmente este grupo de polimeros es conocido como sal de Graham o Calgon y presenta las siguientes propiedades:

- 1) los iones de Calcio y Magnesio quedan ligados al ion polifosfato para dar:



quedando el agua desprovista de Calcio y consecuentemente ablandada.

2) los aniones complejos (PO_4), fuertemente cargados se unen a las partículas cargadas, arcillas, quedando a su vez cargadas y se repelen evitando la floculación de las mismas.

6.2.2 Agentes Quelantes

El Hierro, como decíamos anteriormente, se puede presentar de forma natural o como producto de corrosión.

A medida que el ácido se va gastando en un tratamiento de acidificación el pH del medio se eleva. Para $\text{pH} > 2$ el Hierro precipita en forma de gel originando una disminución en la permeabilidad (ver apartado Mecanismos de reducción de la permeabilidad).

A fin de evitar tal precipitación es práctica corriente la adición de pequeñas cantidades de un estabilizador de Hierro que lo acompleja obligándolo a permanecer en disolución hasta que la solución acidificante es retirada de la formación acuífera.

Los más comúnmente utilizados son el ácido Láctico y Cítrico en proporciones de alrededor de 1%. El empleo de estos en los pozos de petróleo es desaconsejado dada su escasa solubilidad en disolventes orgánicos y la consiguiente precipitación de lactatos y citratos. No ocurre así en los pozos de agua dado que la solubilidad en agua de estas sustancias es considerablemente mayor.

6.2.3 Agentes Tensoactivos

Estas son sustancias que tienen la capacidad de reducir la tensión interfacial entre un líquido y un sólido mejorando las características de "mojabilidad" (*) de este último.

En un tratamiento ácido es conveniente la adición de ciertas cantidades de estas sustancias con objetivos tales como:

- 1) reducir la tensión interfacial de modo que la inyección del ácido en la formación acuífera sea más sencilla y el tratamiento más eficaz
- 2) reducir las fuerzas de capilaridad
- 3) modificar, en el sentido deseado, la "mojabilidad" de las rocas que constituyen el acuífero

Las sustancias más comúnmente usadas para estos fines son de carácter orgánico, dentro de éstas hay dos grandes grupos:

- alcoholes y derivados
- derivados del óxido de Etileno

Existen también formas comerciales de las cuales las más comunes son Plutonic L - 62 (líquido) y Plutonic I - 68 (sólido) de la casa Wyandotte Chem. Comp.

(*) La mojabilidad es un término usado para expresar la capacidad que tiene un cuerpo de ser mojado por un líquido.

6.2.4 Inhibidores de Corrosión

Como fácilmente se puede suponer, una operación de acidificación promueve la creación de un medio altamente corrosivo para las partes metálicas de los pozos (pantallas, tuberías...).

A fin de minimizar los daños en las partes metálicas del pozo e indirectamente prevenir la posterior precipitación de los productos de corrosión se recurre al uso de inhibidores de corrosión que se adhieren a las partes metálicas de los pozos formando una película que evita el contacto directo con la solución ácida.

Normalmente los inhibidores de corrosión son sustancias de carácter orgánico, si bien algunos autores incluyen como tales determinadas sustancias de tipo inorgánico (Castiella et al., 1986).

6.2.5 Agentes Biocidas

Ni el crecimiento ni la proliferación de bacterias y sus productos de metabolismo (orgánicos e inorgánicos), con los problemas que esto lleva aparejado, son completamente erradicados en un tratamiento de acidificación.

Para estos fines se han desarrollado tratamientos más enérgicos basados en el empleo de un agente altamente oxidante de la materia orgánica como es el Cloro.

Para el tratamiento con cloro de un pozo se suele recurrir al uso de hipoclorito de Sodio o Calcio (NaClO , $\text{Ca}(\text{ClO})_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$) que una vez dentro del pozo, en contacto con el agua, se disocia dando iones hipoclorito que tienen un carácter altamente oxidante.

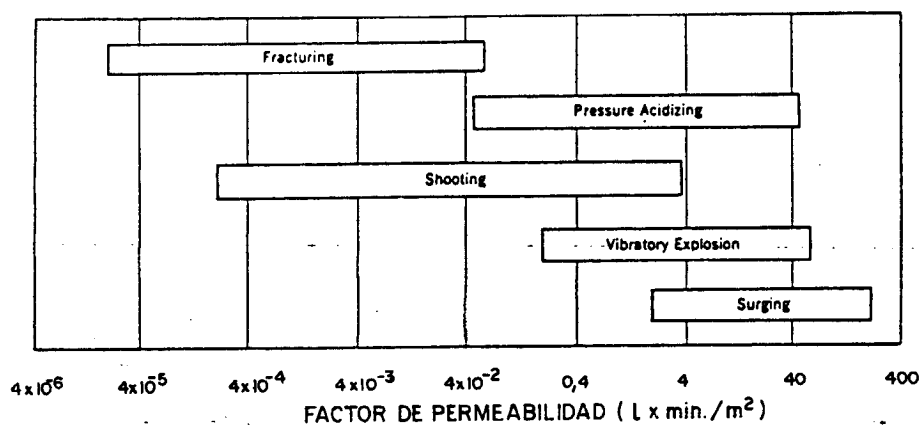
Se estima que entre 15 - 20 kg de hipoclorito de Ca o Na colocados en el pozo son suficientes para esterilizar el mismo. En esta operación se debe proceder cuidadosamente, pues los gases producidos son muy tóxicos y corrosivos por inhalación.

El tratamiento de esterilización se efectuará, en su caso, con posterioridad a un tratamiento ácido.

7. Conclusiones

Hasta el momento se ha hecho una descripción más o menos breve de los problemas que presenta un pozo en fase de explotación así como de los distintos tratamientos existentes para su corrección con especial énfasis en la acidificación.

Lo que en cualquier caso ha debido quedar claro es que todos los problemas que presente están ligados a una pérdida o ausencia en origen del acuífero. En este sentido, el tipo de tratamiento a aplicar dependerá en gran medida de la permeabilidad del acuífero. Koenig propone unos límites de permeabilidad a los que asigne tratamientos específicos. Los límites propuestos son:



Centrándonos en la acidificación, objeto de este trabajo, es del máximo interés hacer una recapitulación sobre los factores que inciden en el éxito o fracaso de la misma como tratamiento de rehabilitación.

7.1 Textura

Como ya se ha indicado en el apartado 1 la textura de las rocas, y por tanto su porosidad están ligadas a la permeabilidad que éstas presenten si bien es difícil estimar en que medida.

En este sentido, si se siguiera una clasificación textural de carbonatos como la propuesta por Dunham (ver anexo 2), y atendiendo sólo a este criterio (*), sería la acidificación un tratamiento recomendable en el caso de que el acuífero estuviera constituido por rocas que texturalmente estuvieran encuadradas en el tipo grainstone - packstone.

Siguiendo este razonamiento rocas de tipo wackstone y por supuesto mudstone, con una permeabilidad bastante baja en origen, no serían acidificables pues no se debería esperar incrementos sustanciales en la permeabilidad de las mismas.

(*) Hay que indicar que existen factores generadores de permeabilidad que escapan de los objetivos de este trabajo (p.e existencia de redes de fracturación, procesos kársticos...)

7.2 Composición de la roca acuífero

Un carbonato, por definición, es una roca con un contenido mayoritario en $\text{CO}_3^{=}$. La definición, a pesar de acotar bastante el campo, es excesivamente vaga pues es posible la existencia de una extremada variabilidad en lo que, por exclusión, no es carbonato y aun dentro de la fracción carbonatada.

La parte no carbonatada es lo que tradicionalmente se conoce como residuo insoluble. dentro de este a nosotros nos interesa, para nuestros propósitos, la fracción arcillosa y las sustancias susceptibles de producir hidroxidos de hierro.

7.2.1 Fraccion arcillosa

Como ya se ha visto las arcillas comprenden un amplio grupo mineral de propiedades físicas y químicas distintas. En cualquier caso el papel que estas juegan parece ser que en ningún caso es deseable pues actúan reduciendo la permeabilidad. De hecho se cita el alto contenido en arcilla de un acuífero como causa de la escasa eficacia de tratamientos ácidos (Castiella et al., 1986).

Atendiendo a este criterio nos acercáramos tanto más a la región de rechazo de la acidificación como tratamiento de rehabilitación cuanto mayor fuere el contenido en arcilla de el acuífero objeto de tratamiento.

No se ha encontrado ninguna referencia bibliográfica sobre el contenido máximo en arcilla que se podría tolerar para que una acidificación resultase eficaz.

7.2.2 Compuestos de Hierro

Al igual que las arcillas a medida que aumente la cantidad de Hierro en el acuífero tanto menos aconsejable será la acidificación. En cualquier caso hay que hacer notar que este factor es mucho más controlable que el contenido en arcilla.

7.3 Existencia de fracturas

En este apartado queremos hacer referencia a un hecho frecuente en carbonatos como es la existencia de familias de fracturas a escala local o regional o bien fenomenos karsticos. En ambos casos el flujo neto a traves del medio se ve notablemente incrementado. Tambien, logicamente, el acido tendra mayor capacidad de penetracion.

La existencia de circunstancias de este tipo son favorecedoras de un resultado eficiente de la acidificacion.

Para finalizar este apartado se nos ocurre que visto que el problema de la rehabilitacion de pozos es complejo el esquema de trabajo a seguir en futuras investigaciones seria el de ir dando respuesta individualmente a preguntas sencillas del tipo:

1. En el caso de no concurrir en el pozo vias naturales de penetracion para el acido ¿ Seria rentable un tratamiento previo con explosivos?
2. ¿ Cual es el contenido en arcilla que marca la linea de corte a partir de la cual la acidificacion deja de ser un tratamiento rentable?
3. ¿ Es correcto suponer que la textura juega un papel destacado en la respuesta frente a un tratamiento de acidificacion?

4. ¿ Presenta alguna ventaja el acidificar un acuífero con evidencias de fenómenos karsticos sobreimpuestos?

5. ¿ Presiones superiores las que actualmente se usan producirían mejoras apreciables en la eficacia de los tratamientos?. En caso de ser así ¿ estaría justificada la compra de nuevos equipos de inyección?

Por supuesto no se plantean ni tan siquiera una mínima parte de los interrogantes posibles, y tan solo se exponen estos a título de ejemplo. En definitiva se trata de resolver un problema complejo por aproximaciones sucesivas y no dando respuesta simultánea a todos los interrogantes.

8. Bibliografia

Como ya se dijo en la Introduccion gran parte de la bibliografia consultada procede del area de conocimiento de la Ingenieria del Petroleo, No obstante se ha localizado abundante bibliografia centrada en los tratamientos aplicados a pozos de agua.

Para la localizacion de la bibliografia se recurrio a la realizacion de barridos informaticos en bases de datos internacionales. En un primer barrido realizado en el CEYDE fueron consultadas las siguientes bases de datos:

- FLUIDEX
- COMPENDEX
- INSPEC
- PASCAL
- ENVIROLINE ARTICLE
- ENVIROLINE RESEARCH ARTICLE
- ENVIROLINE JOURNAL ARTICLE
- ENVIROLINE SURVEY REPORT
- ENVIROLINE TECHNICAL FEATURE
- RENEWABLE RESOURCES WATER
- WATER POLLUTION

En otro barrido realizado con posterioridad en el CEDEX se consultaron:

- WATERNET
- GEOREF
- WATER RESOURCES ABSTRACTS

Dado el volumen de la bibliografía localizada, la misma se recoge en tomo aparte.

Anexo 1. Determinacion del IER

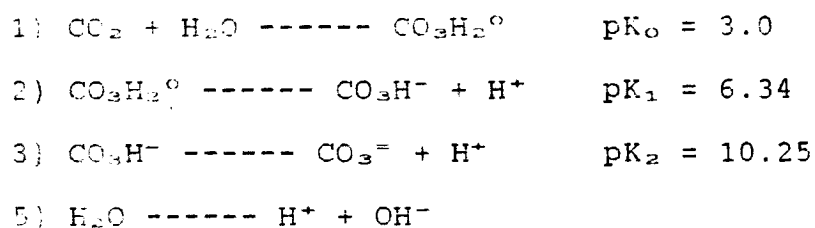
El Indice de Estabilidad de Ryznar (IER) se define como:

$$\text{IER} = 2 \text{pH}_e - \text{pH}$$

donde: pH_e : pH de equilibrio

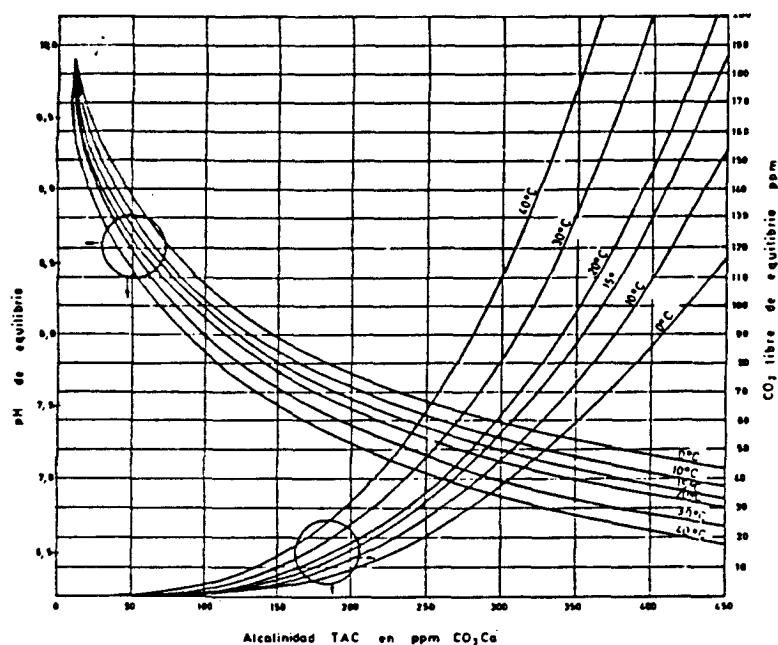
pH: pH de medida

En aguas que contienen simultaneamente en disolucion CO_2 y CO_3Ca se dan los siguientes equilibrios:



En estos equilibrios existe una cantidad de acido carbonico disuelto para el que se da un pH de equilibrio (pH_e) que depende de la temperatura y la fuerza ionica de la disolucion.

Como en definitiva la fuerza ionica va a depender de la cantidad de sales disueltas, a efectos practicos el pH de equilibrio se puede determinar a partir de la alcalinidad de la solucion a una temperatura dada.



A partir de la grafica adjunta se puede determinar el pH de equilibrio a partir de la alcalinidad de la solución y de la temperatura.

Para la determinación de la alcalinidad de una disolución se procede del siguiente modo:

- 1) se toman 25 ml del agua a analizar y, previa agitación, se ponen en un matraz Erlenmeyer de 100 ml de capacidad.
- 2) se añaden 2 - 3 gotas de Fenolftaleína al 0.04% en alcohol y se agita
- 3) se añade HCl 0.1 N hasta virar de rojo a incoloro siendo el volumen gastado V_a
- 4) se añaden 2 - 3 gotas de naranja de Metilo y se agita
- 5) se añade HCl 0.1 N hasta virar de amarillo a naranja siendo el volumen gastado V_L

La alcalinidad vendra dado por la expresion:

$$\text{Alcalinidad} = V_t \times 40$$

donde : $V_t = V_a + V_b$

Anexo 2. CLASIFICACION DE CARBONATOS DE DUNHAM

La clasificación de carbonatos de Dunham hace especial énfasis en la textura de los mismos frente a otras propuestas que atienden en mayor medida a la génesis de estos.

Dentro de los mismos distingue dos grandes grupos de componentes: granos (fósiles, oolitos, fragmentos de roca...) y barro micrítico. En función de su proporción relativa y disposición tenemos:

disposición y % de granos		micrita	no micrita
soportados	>10%	PACKSTONE	GRAINSTONE
	<10%	WACKESTONE	
no soportados		MUDSTONE	