

25  
290



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ESTIMULACION MATRICIAL

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

**INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A :**

**IGNACIO MARTIN DE LA TORRE ARELLANO**

*Maria Salomé Rodríguez Cisneros*

ASESOR DE TESIS: M.I. CARLOS ISLAS SILVA

MEXICO, D. F.

1993



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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

# I N D I C E

## PAGINA:

I.	INTRODUCCION.	2
II.	TIPOS DE ESTIMULACION.	4
III.	ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA.	13
	III.1 CONCEPTOS BASICOS.	22
	III.2 SURFACTANTES.	33
	III.3 FLUIDOS BASE.	57
	III.4 DISEÑO.	60
IV.	ESTIMULACION MATRICIAL REACTIVA.	70
	IV.1 ACIDOS.	72
	IV.2 VELOCIDAD DE REACCION.	88
	IV.3 ADITIVOS.	100
	IV.4 PRUEBAS DE LABORATORIO.	127
	IV.5 TECNICAS DE ACIDIFICACION MATRICIAL.	132
	IV.5.1 TRATAMIENTOS DE LIMPIEZA.	136
	IV.5.2 ACIDIFICACION EN ARENISCAS.	140
	IV.5.3 ACIDIFICACION EN ROCAS CALCAREAS.	154
	IV.6 MODELOS PARA ACIDIFICACION MATRICIAL.	164
V.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	173

## I.- INTRODUCCION\*\*\*\*

LA ESTIMULACION DE POZOS ES EL PROCESO MEDIANTE EL CUAL SE RESTITUYE O SE CREA UN SISTEMA EXTENSIVO DE CANALES EN LA ROCA PRODUCTORA QUE SIRVEN PARA FACILITAR EL FLUJO DE FLUIDOS DE LA FORMACION AL POZO O DEL POZO HACIA LA FORMACION.

LOS PROCESOS MAS COMUNES UTILIZADOS EN LA INGENIERIA PETROLERA PARA LA ESTIMULACION DE POZOS SE DIVIDEN PRINCIPALMENTE EN: ESTIMULACION MATRICIAL Y ESTIMULACION POR FRACTURAMIENTO. ESTOS A SU VEZ SE DIVIDEN EN ESTIMULACION MATRICIAL, REACTIVA Y NO REACTIVA, Y EN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO CON SUSTENTANTE Y FRACTURAMIENTO CON ACIDO RESPECTIVAMENTE.

LA ESTIMULACION DE POZOS HA TENIDO UNA GRAN INFLUENCIA EN LA EXPLOTACION DEL PETROLEO, ES TAL SU IMPORTANCIA QUE SE PUEDE ASEGURAR QUE NO EXISTE POZO EN EL MUNDO QUE NO HAYA SIDO ESTIMULADO; INCLUSO, MUCHOS POZOS SON PRODUCTORES COMERCIALES DEBIDO A ESTOS PROCESOS. ASI MISMO EN MUCHOS CASOS SE HAN INCREMENTADO LAS RESERVAS RECUPERABLES. ADEMAS LA ESTIMULACION SE HA EXTENDIDO A POZOS DE AGUA, DE VAPOR, POZOS DE DESECHO, ETC.

EN ESTE TRABAJO SE TRATARAN SOLAMENTE LAS ESTIMULACIONES MATRICIALES REACTIVAS Y NO REACTIVAS PARA ARENISCAS Y ROCAS CALCAREAS.

\* REFERENCIAS AL FINAL DEL TEMA.

ADICIONALMENTE SE TRATARAN LOS ADITIVOS USADOS EN LA ESTIMULACION MATRICIAL, ASI COMO SU DISEÑO Y ALGUNAS RECOMENDACIONES Y SUGERENCIAS PARA SU USO.

UNO DE LOS PRINCIPALES OBJETIVOS DE ESTE TRABAJO, ES PROPORCIONAR UNA HERRAMIENTA PARA LA FORMACION DEL INGENIERO, QUE LE PERMITA SELECCIONAR EL METODO DE ESTIMULACION MATRICIAL MAS CONVENIENTE PARA UN POZO EN PARTICULAR.

**REFERENCIAS:**

- 1.-M.I. CARLOS ISLAS SILVA. "APUNTES DE ESTIMULACION Y REPARACION DE POZOS". FACULTAD DE INGENIERIA, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO. 1988.

## II.- TIPOS DE ESTIMULACION

COMO SE MENCIONO EN EL CAPITULO I, LOS PROCEDIMIENTOS DE ESTIMULACION COMUNMENTE UTILIZADOS EN LA ACTUALIDAD SE DIVIDEN EN ESTIMULACION MATRICIAL Y ESTIMULACION POR FRACTURAMIENTO. EL PRIMER TIPO DE PROCEDIMIENTOS, A SU VEZ SE PUEDE DIVIDIR EN DOS GRUPOS: LA ESTIMULACION MATRICIAL REACTIVA Y LA ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA. EN FORMA SIMILAR EN EL CASO DE ESTIMULACION POR FRACTURAMIENTO SE PUEDE DIVIDIR EN FRACTURAMIENTO CON SUSTENTANTE Y FRACTURAMIENTO CON ACIDO.

LA ESTIMULACION MATRICIAL ES APLICADA PRINCIPALMENTE PARA REMOVER EL DANO DE LA FORMACION EN LA ZONA VECINA AL POZO, CAUSADO DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACION, CEMENTACION, TERMINACION, REPARACION, LIMPIEZA, ETC.

LA ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA ESTA CARACTERIZADA POR EL USO DE FLUIDOS QUE NO REACCIONAN QUIMICAMENTE CON LA ROCA. POR EL CONTRARIO. EN LA ESTIMULACION MATRICIAL REACTIVA EL FLUIDO DE TRATAMIENTO SI REACCIONA CON LA ROCA DE LA FORMACION.

LAS ESTIMULACIONES MATRICIALES SE DIFERENCIAN BASICAMENTE DEL FRACTURAMIENTO POR LOS RANGOS DE GASTOS Y PRESIONES DE INYECCION. EN LA ESTIMULACION MATRICIAL, SE REQUIERE DE BAJOS GASTOS Y PRESIONES DE INYECCION PARA EVITAR EL FRACTURAMIENTO DE LA FORMACION.

UNO DE LOS PROBLEMAS DE LA ESTIMULACION MATRICIAL ES QUE LA PRESION DE FRACTURA DE LA FORMACION, NO SIEMPRE ES CONOCIDA. POR LO TANTO, PARA DETERMINAR LA PRESION DE FRACTURA EN UNA ZONA

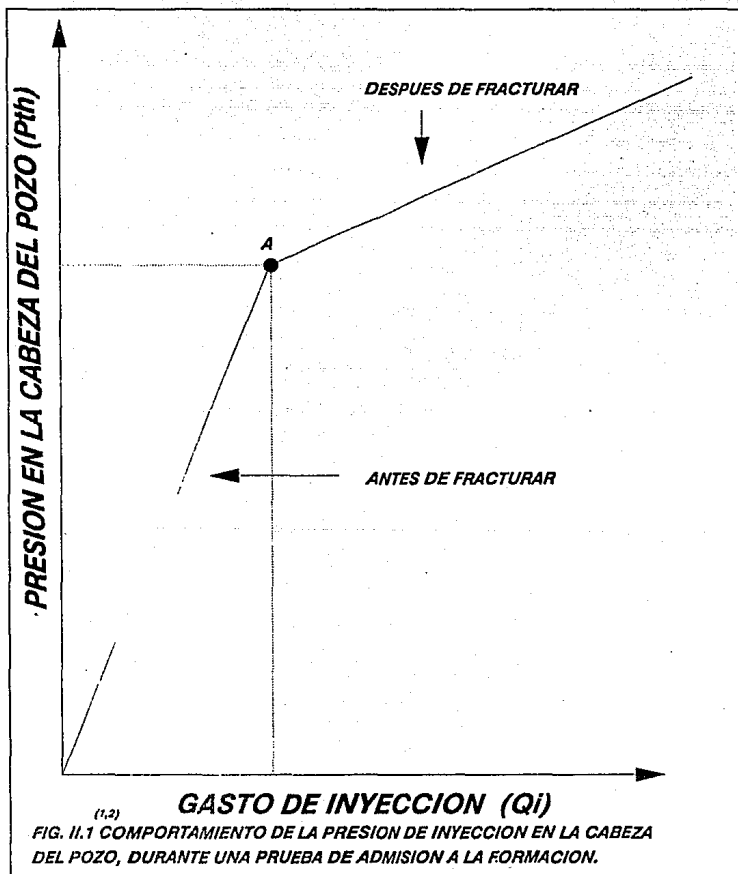
\* REFERENCIAS AL FINAL DEL TEMA.

ESPECIFICA DEL YACIMIENTO, ES NECESARIO DEFINIR RANGOS DE GASTOS Y PRESIONES ANTES DE INICIAR EL TRATAMIENTO. PRUEBAS DE ADMISION O INYECCION DEBEN REALIZARSE AL INTERVALO PRODUCTOR PARA DEFINIR EL COMPORTAMIENTO DE LA PRESION AL AUMENTAR LOS GASTOS DE INYECCION. LA FIGURA II.1 MUESTRA EL COMPORTAMIENTO TIPICO DE LA PRESION DURANTE UNA PRUEBA DE INYECCION.

EL PROCEDIMIENTO DE PRUEBA CONSISTE EN REALIZAR EL BOMBEO DE UN FLUIDO ( AGUA TRATADA O FLUIDO OLEOSO LIMPIO ) A LA FORMACION A GASTOS MUY BAJOS ENTRE 1/4 Y 1/2 BARRIL POR MINUTO, MIDIENDO LA PRESION DE BOMBEO. A CONTINUACION, SE INCREMENTA EL GASTO DE BOMBEO POR ETAPAS Y SE REGISTRA LA PRESION DE INYECCION A GASTO ESTABILIZADO EN CADA ETAPA, HASTA QUE LA CURVA GASTO-PRESION TENGA MANIFIESTO UN COMPORTAMIENTO DIFERENTE, COMO SE INDICA EN EL PUNTO "A" DE LA FIGURA II.1 . LA PRESION PARA REALIZAR UNA ESTIMULACION MATRICIAL DEBE SER INFERIOR A LA REGISTRADA EN EL PUNTO "A" DE LA FIGURA II.1.

LOS PROCEDIMIENTOS DE ESTIMULACION MATRICIAL SON CARACTERIZADOS POR GASTOS Y PRESIONES ABAJO DE LOS VALORES APRECIADOS EN EL PUNTO "A". ESTO PERMITIRA UNA PENETRACION DEL FLUIDO A LA MATRIZ EN FORMA RADIAL CIRCULAR, CON UN CONSECUENTE MEJOR CONTACTO DE LA ZONA DAÑADA CERCANA A LA PARED DEL POZO CON EL FLUIDO DE ESTIMULACION. SI LA MAGNITUD DE LA PERMEABILIDAD DE LA FORMACION SE CONOCE, TEORICAMENTE PUEDE ESTIMARSE EL GASTO MAXIMO DE INYECCION AL CUAL LA FORMACION ACEPTARA FLUIDO SIN FRACTURARSE. ESTO APLICANDO LA SIGUIENTE ECUACION :





$$.007082 K_w h (P_{wi}-P_{ws})$$

$$q_w = \frac{\dots\dots\dots II.1}{B_w \mu_w \ln(R_e/R_w)}$$

DONDE:

$K_w$  = PERMEABILIDAD AL AGUA O FLUIDO INYECTADO (mD).

$h$  = ESPESOR NETO DE LA FORMACION (PIES).

$P_{wi}$  = PRESION DE FONDO INYECTANDO (PSI).

$P_{ws}$  = PRESION DE FONDO ESTATICA (PSI).

$B_w$  = FACTOR DE VOLUMEN DEL AGUA O FLUIDO INYECTADO.  
(ADIMENSIONAL).

$\mu_w$  = VISCOSIDAD DEL AGUA O FLUIDO INYECTADO (CP).

LA MAYORIA DE LOS YACIMIENTOS NO PUEDEN TOLERAR GASTOS ALTOS DE INYECCION EN ENTRADA RADIAL CIRCULAR A LA MATRIZ. ALTOS GASTOS DE INYECCION, EN GENERAL SE LOGRAN EN REGIMEN DE FRACTURAMIENTO. EN EL CASO DE LA ESTIMULACION POR FRACTURAMIENTO, EL OBJETIVO ES CREAR UN CANAL ALTAMENTE PERMEABLE PARA LA CONDUCCION DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO AL POZO O DEL POZO AL YACIMIENTO.

#### II.1 ESTIMULACION MATRICIAL REACTIVA<sup>(1)</sup>.

COMO YA SE MENCIONO, LA ESTIMULACION MATRICIAL REACTIVA O ACIDIFICACION MATRICIAL, ES AQUELLA EN LA CUAL LOS FLUIDOS

REACCIONAN QUIMICAMENTE DISOLVIENDO SOLIDOS DE LA FORMACION Y MATERIALES QUE LA DARAN.

ESTE TIPO DE ESTIMULACION SE EMPLEA PARA REMOVER DAÑOS OCASIONADOS POR PARTICULAS SOLIDAS, PRECIPITACIONES INORGANICAS, HINCHAMIENTO DE ARCILLAS, ETC.

EN ALGUNOS CASOS, PRINCIPALMENTE EN FORMACIONES DE ALTA PRODUCTIVIDAD, LA ESTIMULACION MATRICIAL REACTIVA SE UTILIZA NO SOLO PARA REMOVER EL DAÑO, SINO TAMBIEN PARA ESTIMULAR LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO A TRAVES DEL MEJORAMIENTO DE LA PERMEABILIDAD NATURAL DE LA FORMACION. EN ESTE CASO SE TIENEN TECNICAS DE ACIDIFICACION MATRICIAL EN ARENISCAS Y EN ROCAS CALCAREAS.

EN LA ACIDIFICACION MATRICIAL (''), EL ACIDO ES UTILIZADO PARA REMOVER EL DAÑO EN LA ZONA VECINA AL POZO; EN FORMACIONES CARBONATADAS EL ACIDO PUEDE SER USADO PARA CREAR SISTEMAS LINEALES DE FLUJO POR DISOLUCION DEL  $\text{CaCO}_3$ .

EL TIEMPO DE GASTADO DEL ACIDO ES MUY CORTO DEBIDO A LA REACCION DE ESTE CON UN AREA SUPERFICIAL GRANDE, POR LO QUE ES DIFICIL AFECTAR LA FORMACION MAS ALLA DE ALGUNOS PIES DE LA PARED DEL POZO.

EL REMOVER SEVEROS DAÑOS DE LAS FORMACIONES PUEDE TENER COMO RESULTADO UN GRAN INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO.

EN EL CASO DE QUE NO EXISTA DAÑO Y SE REQUIERA DE UN CONSIDERABLE INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO, SE HARA USO DE OTRO TIPO DE ESTIMULACION QUE ES EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO, YA QUE DE

OTRO MODO SOLO PUEDE ESPERARSE UN PEQUEÑO AUMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD.

### II.2 ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA<sup>(1,2)</sup>.

EN LA ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA, COMO SE MENCIONO ANTERIORMENTE, LOS FLUIDOS DE ESTIMULACION NO REACCIONAN QUIMICAMENTE CON LOS MATERIALES EN LA FORMACION O SOLIDOS DE LA ROCA. EN ESTE CASO SE UTILIZAN EN FORMA GENERAL SOLUCIONES OLEOSAS O ACUOSAS CON SURFACTANTES; SIENDO LOS SURFACTANTES LOS PRODUCTOS QUIMICOS UTILIZADOS EN ESTE TIPO DE ESTIMULACION. GENERALMENTE ESTAS ESTIMULACIONES SE EMPLEAN PARA REMOCION DE DANO CAUSADO POR BLOQUEO DE AGUA, BLOQUEO POR EMULSION, BLOQUEO POR DEPOSITOS ORGANICOS, ETC. (TODO ESTO DISCUTIDO EN EL CAPITULO III).

AL CONTRARIO DE LA ESTIMULACION MATRICIAL REACTIVA. CUANDO NO EXISTE DANO, CON LA ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA NO SE OBTENDRA NINGUN INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO.

### II.3 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO<sup>(1)</sup>.

UN FRACTURAMIENTO PUEDE DEFINIRSE COMO EL PROCESO MEDIANTE EL CUAL SE GENERA HIDRAULICAMENTE EL ROMPIMIENTO DE UNA FORMACION AL INYECTAR A ALTA PRESION Y ALTO GASTO UN FLUIDO, LLAMADO FLUIDO FRACTURANTE, ACARREADOR DE UN AGENTE LLAMADO SUSTENTANTE, EL CUAL PERMITE MANTENER ABIERTA LA FRACTURA RESULTANTE. DE AQUI QUE UNA FRACTURA INDUCIDA Y SUSTENTADA TENDRA UNA MARCADA INFLUENCIA EN EL PATRON DE FLUJO Y EN LA DISTRIBUCION DE PRESIONES EN LA FORMACION.

EN ESTE TIPO DE ESTIMULACION, NO SE UTILIZAN MATERIALES REACTIVOS PARA AFECTAR LA FORMACION.

#### II.4 FRACTURAMIENTO CON ACIDO<sup>(\*)</sup>.

EL FRACTURAMIENTO CON ACIDO, ES UNA ALTERNATIVA DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO PROPUESTA PARA YACIMIENTOS CON CARBONATOS. EN UN FRACTURAMIENTO CON ACIDO, EL YACIMIENTO ES HIDRAULICAMENTE FRACTURADO Y LAS CARAS DE LA FRACTURA SON DISUELTAS CON ACIDO PARA PROPORCIONAR CANALES DE FLUJO LINEAL MAS ALLA DE LA ZONA VECINA AL POZO.

EXISTEN DOS PROBLEMAS IMPORTANTES CONCERNIENTES AL FRACTURAMIENTO CON ACIDO. UNO ES EL CIERRE DE LA FRACTURA DESPUES DE LA DISOLUCION EN CARBONATOS RELATIVAMENTE HOMOGENEOS. EL OTRO ES EL TAPONAMIENTO DE LA FRACTURA POR FINOS INSOLUBLES LIBERADOS POR EL ACIDO.

POR EL CONTRARIO, LA DISOLUCION NO UNIFORME QUE SE TIENE AL FRACTURAR CON ACIDO CARBONATOS RELATIVAMENTE HETEROGENEOS PUEDE TENER COMO RESULTADO LA FORMACION DE BUENOS CANALES DE FLUJO DESPUES DE DISMINUIR LA PRESION DE INYECCION.

SI EL PROBLEMA SON LOS FINOS, SE USARAN AGENTES DE SUSPENSION PARA REDUCIR ASENTAMIENTOS Y PUENTEOS DE FINOS DURANTE LA LIMPIEZA DE LA FRACTURA DESPUES DE LA OPERACION.

AL FRACTURAR CON ACIDO PUEDEN ABRIRSE CANALES ENTRE EL CEMENTO Y LA FORMACION, POR LO QUE LA PRESION DE FRACTURA DE LA FORMACION NUNCA SE ALCANZA.

SI SE REQUIERE REMOVER EL TAPONAMIENTO CAUSADO POR FILTRADO DEL LODO EN LOS DISPAROS, UN PROCEDIMIENTO MENOS RIESGOSO ES ROMPER ESTOS TAPONAMIENTOS CON ACEITE O AGUA LIMPIA Y UN SURFACTANTE, ES CONVENIENTE TAMBIEN USAR BOLAS SELLADORAS U OTRO AGENTE DESVIADOR. LAS PEQUEÑAS FRACTURAS HECHAS EN LA FORMACION POR EL AGUA O EL ACEITE, USUALMENTE SE CERRARAN SIN DAÑAR LA ZONA ADYACENTE.

## REFERENCIAS

1.-M.I. CARLOS ISLAS SILVA. "APUNTES DE ESTIMULACION Y REPARACION DE POZOS". FACULTAD DE INGENIERIA, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO. 1988.

2.-ROBERTS ALAN P. AND ALLEN THOMAS O. "WELL COMPLETIONS, WORK--OVER AND STIMULATION". VOL. 2. CAPITULO 7.

### III. ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA.

LA ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA, COMO SE HA ESTADO MENCIONANDO, ES AQUELLA EN LA CUAL LOS FLUIDOS DE ESTIMULACION NO REACCIONAN QUIMICAMENTE CON LOS MATERIALES O SOLIDOS DE LA ROCA. EN ESTE CASO SE UTILIZAN EN FORMA GENERAL SOLUCIONES ACUOSAS O ACUOSAS DE SURFACTANTES.

UN GRAN NUMERO DE TIPOS DE DAMO A LA FORMACION, PUEDEN SER REMOVIDOS, PREVENIDOS O DISMINUIDOS CON SURFACTANTES. LO MAS EFECTIVO ES USAR SURFACTANTES PARA PREVENIR EL DAMO QUE DE OTRA FORMA, PODRIA OCURRIR DURANTE CASI TODAS LAS FASES DE LAS OPERACIONES DE POZOS, INCLUYENDO LA PERFORACION, TERMINACION, CONTROL DE POZOS, ESTIMULACION, ETC. SIN EMBARGO, DEBE TENERSE EXTREMO CUIDADO EN LA SELECCION Y EL USO DE LOS SURFACTANTES. UN SURFACTANTE ESPECIFICO PUEDE PREVENIR O ALIVIAR UN TIPO DE DAMO Y CREAR OTRO TIPO. LOS TIPOS DE DAMOS QUE PUEDEN SER PREVENIDOS, REMOVIDOS O AGRAVADOS POR SURFACTANTES, SON:

1. MOJADO DE ACEITE DE LA ROCA DE LA FORMACION.
2. BLOQUEOS POR AGUA.
3. BLOQUEOS POR EMULSION.
4. PELICULA INTERFACIAL O BLOQUEOS POR MEMBRANA.
5. RESTRICCION DEL FLUJO DEBIDO A UNA ELEVADA TENSION SUPERFICIAL O INTERFACIAL DE UN LIQUIDO.
6. BLOQUEOS POR DEPOSITOS ORGANICOS.

\* REFERENCIAS AL FINAL DEL TEMA.



## 1. MOJADO DE ACEITE DE LA ROCA DE LA FORMACION. (1)

MOJAR DE ACEITE UNA FORMACION NORMALMENTE MOJADA DE AGUA, PUEDE OCASIONAR UNA REDUCCION DE LA PERMEABILIDAD AL ACEITE DE 15 AL 25%, CON UNA REDUCCION PROMEDIO DEL 40%. CUANDO LA FORMACION CERCANA A LA PARED DEL POZO LLEGA A ESTAR MOJADA DE ACEITE, ESTE ES ATRAIDO PREFERENCIALMENTE HACIA LA SUPERFICIE DE LA ROCA DEL YACIMIENTO, ESTO INCREMENTA NOTABLEMENTE EL ESPESOR DE LA FELICULA QUE CUBRE LA FOCA Y REDUCE EL TAMAÑO DE LO CONDUCTOS DE FLUJO Y POR LO TANTO LA PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE.

LOS POZOS DE GAS TAMBIEN SON AFECTADOS ADVERSAMENTE POR EL MOJADO DE ACEITE DE LA FORMACION. MOJAR DE ACEITE UNA ROCA DEL YACIMIENTO PUEDE OCASIONAR UN SEVERO BLOQUEO POR AGUA O EMULSION.

- LOS SURFACTANTES EN ALGUNOS FILTRADOS DE LODO DE PERFORACION, Y EN LOS FLUIDOS DE REPARACION Y DE ESTIMULACION DE POZOS, PUEDEN MOJAR DE ACEITE LA FORMACION.
- LOS INHIBIDORES DE CORROSION Y BACTERICIDAS GENERALMENTE SON SURFACTANTES CATIONICOS, QUE MOJARAN DE ACEITE LA ARENA Y LA ARCILLA.
- EL LODO BASE ACEITE, CONTENIENDO ASFALTO, MOJARA DE ACEITE LA ARENISCA, ARCILLA O CARBONATOS. LOS LODOS DE EMULSION DE ACEITE GENERALMENTE CONTIENEN GRANDES CANTIDADES DE SURFACTANTES CATIONICOS Y PUEDEN MOJAR DE ACEITE LAS ARENISCAS Y ARCILLAS. LAS PRUEBAS DE LABORATORIO INDICAN QUE ALGUNOS LODOS DE EMULSION CON ACEITE EXHIBEN FUERTES CARACTERISTICAS MOJANTES DE ACEITE; MIENTRAS QUE OTROS PARECEN SER MENOS MOJANTES DE ACEITE. OTROS FLUIDOS DE

PERFORACION Y TERMINACION PUEDEN MOJAR DE ACEITE LA ROCA DEL YACIMIENTO BAJO CONDICIONES ESPECIFICAS DE PH. UN SURFACTANTE CON FUERTES PROPIEDADES MOJANTES DE AGUA PUEDE CONVERTIR ALGUNAS SUPERFICIES MOJADAS POR ACEITE A SUPERFICIES MOJADAS POR AGUA. ESTO AMPLIARA LOS PATRONES DE FLUJO AL ACEITE Y RESTAURARA LA PERMEABILIDAD AL ACEITE, HASTA UN VALOR CORRESPONDIENTE A LA PERMEABILIDAD DE LA MATRIZ ALREDEDOR DE LA PARED DEL POZO SIN DAÑO Y MOJADO DE AGUA. SIN EMBARGO, LOS SURFACTANTES CATIONICOS SON EXTREMADAMENTE DIFICILES DE REMOVER DE LA ARENISCA Y ARCILLA. LA MEJOR RECOMENDACION ES EVITAR EL CONTACTO DE ARENAS Y ARCILLA, CON SURFACTANTES CATIONICOS.

(1)

## 2. BLOQUEOS POR AGUA.

CUANDO SE FILTRAN GRANDES CANTIDADES DE AGUA A UNA FORMACION, EL RESTABLECIMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD ORIGINAL DEL ACEITE O GAS PUEDE SER LENTO, ESPECIALMENTE EN YACIMIENTOS PARCIALMENTE DEPRESIONADOS. ESTE PROBLEMA, CAUSADO POR UN CAMBIO DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA AL ACEITE O GAS, CERCA DE LA PARED DEL POZO, GENERALMENTE SE CORRIGE POR SI MISMO, PERO PUEDE PERSISTIR DURANTE MESES O AÑOS.

GENERALMENTE EL BLOQUEO POR AGUA PUEDE PREVENIRSE MEDIANTE LA ADICION, A TODOS LOS FLUIDOS INYECTADOS AL POZO, DE .1 A .2% EN VOLUMEN DE UN SURFACTANTE SELECCIONADO PARA DISMINUIR LA TENSION SUPERFICIAL O INTERFACIAL Y PREVENIR EL DESARROLLO DE EMULSIONES. LA LIMPIEZA DE UN POZO CON BLOQUEO POR AGUA, PUEDE ACELERARSE INYECTANDO A LA FORMACION, UNA SOLUCION OLEOSA O ACUOSA, CON 1 A 3% EN VOLUMEN, DE UN SURFACTANTE PREVIAMENTE SELECCIONADO. DICHO

SURFACTANTE DEBE BAJAR LA TENSION SUPERFICIAL O INTERFACIAL Y DEJAR LA FORMACION MOJADA POR AGUA. LA REMOCION DEL DAMO REQUIERE DE VARIAS VECES EL VOLUMEN DE SURFACTANTE NECESARIO PARA PREVENIR EL DAMO

(1)

### 3. BLOQUEOS POR EMULSION.

LAS EMULSIONES PUEDEN OCURRIR ENTRE 2 LIQUIDOS INMISCIBLES Y PUEDEN SER ESTABLES; DEPENDIENDO DE LOS EFECTOS CON QUE OCURRAN EN LA INTERFASE. LA ENERGIA ES REQUERIDA PARA CREAR LA EMULSION, LOS ESTABILIZADORES SE JUNTAN A LA INTERFASE DE LOS LIQUIDOS PARA EVITAR QUE LA EMULSION SE ROMPA. LOS ESTABILIZADORES MAS SIGNIFICATIVOS DE EMULSION, SON:

- FINAS PARTICULAS DE ARCILLA U OTROS MATERIALES.
- ASFALTENOS.
- SURFACTANTES.

LAS EMULSIONES VISCOSAS DE ACEITE Y AGUA EN LA FORMACION, CERCA DE LA PARED DEL POZO, PUEDE REDUCIR DRASTICAMENTE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS PRODUCTORES DE ACEITE O GAS. EXISTE DUDA ACERCA DE SI SE PUEDEN FORMAR EMULSIONES EN FORMACIONES DE ARENISCA. CUANDO LA FORMACION ESTA MOJADA POR ACEITE, O CUANDO ESTAN PRESENTES SURFACTANTES EMULSIFICANTES. EN FORMACIONES CALCAREAS, LAS EMULSIONES GENERALMENTE ESTAN ASOCIADAS CON TRATAMIENTOS DE ACIDIFICACION POR FRACTURAMIENTOS.

LA INYECCION DE SURFACTANTES DESEMULSIFICANTES PUEDE ROMPER UNA EMULSION EN LA FORMACION, PROMOVRIENDO UN INTIMO CONTACTO ENTRE EL SURFACTANTE Y CADA GOTITA DE EMULSION. PARA ROMPER LA EMULSION, EL SURFACTANTE DEBE SER ADSORBIDO SOBRE LA SUPERFICIE DE LAS GOTITAS DE EMULSION Y DISMINUIR LA TENSION INTERFACIAL PARA QUE

LAS GOTITAS DE LA EMULSION PUEDAN COALECER.

EL ROMPIMIENTO DE UNA EMULSION EN LA FORMACION GENERALMENTE REQUIERE DE LA INYECCION DE 2 A 3% EN VOLUMEN DE UN SURFACTANTE DEEMULSIFICANTE EN AGUA O EN ACEITE LIMPIOS.

LOS VOLUMENES DE TRATAMIENTO DEBEN SER POR LO MENOS IGUALES O MAYORES QUE EL VOLUMEN DE FLUIDO DE DAND, PREVIAMENTE FILTRADO A LA FORMACION. LA CANTIDAD DE SURFACTANTE REQUERIDA PARA REMOVER UN BLOQUEO DE EMULSION USUALMENTE SERA DE 20 O 30 VECES EL VOLUMEN DE SURFACTANTE REQUERIDO PARA PREVENIR EL BLOQUEO.

SE HA PROBADO QUE SI EXISTE UN BLOQUEO POR EMULSION, <sup>(2)</sup> LA PERMEABILIDAD PROMEDIO OBTENIDA POR PRUEBAS DE INYECTIVIDAD, SIEMPRE SERA MAS ALTA QUE LA PERMEABILIDAD PROMEDIO OBTENIDA POR PRUEBAS DE PRODUCCION. ESTA ES UNA FORMA CONFIABLE DE DIAGNOSTICAR DE QUE EXISTE UN BLOQUEO POR EMULSION Y ES FRECUENTEMENTE LLAMADO "EFECTO DE VALVULA CHECK".

SI UN POZO BLOQUEADO POR UNA EMULSION ESTA PRODUCIENDO AGUA, AL AUMENTAR O DISMINUIR LOS GASTOS DE PRODUCCION, EL PORCENTAJE DE AGUA CASI NO VARIA.

#### 4. PELICULAS O MEMBRANAS INTERFACIALES. <sup>(1)</sup>

LOS MATERIALES FORMADORES DE PELICULAS, INCLUYENDO A LOS SURFACTANTES, PUEDEN SER ADSORBIDOS EN LA INTERFASE ACEITE-AGUA Y CAUSAR EL OBTURAMIENTO DE LA FORMACION. LAS PELICULAS INTERFACIALES ESTAN INTIMAMENTE RELACIONADAS CON LAS PROPIEDADES DE EMULSION Y MOJADO DE ACEITE DE LOS CRUDOS.

LAS PARTICULAS FINAS, LAS ARCILLAS Y LOS ASFALTENOS, INCREMENTAN CONSIDERABLEMENTE LA RESISTENCIA DE LA PELICULA. UN INCREMENTO EN EL PORCENTAJE DE SAL, INCREMENTA LA CONSISTENCIA DE LA

PELICULA. EL ACEITE EXPUESTO AL AIRE PUEDE FORMAR PELICULAS DURAS. ALGUNOS SURFACTANTES PUEDEN INCREMENTAR LA CONSISTENCIA DE LA PELICULA, EN UN SISTEMA PARTICULAR DE ACEITE-AGUA. ALGUNAS VECES LOS SURFACTANTES PUEDEN CAUSAR QUE LAS PELICULAS SE REESLUBILICEN EN EL ACEITE Y REDUCIR ASI EL BLOQUEO DE LA FORMACION. EL USO DE SOLVENTES COMO VEHICULO PARA LOS SURFACTANTES GENERALMENTE ES BENEFICO EN LA REMOCION DE PELICULAS DURAS.

5. RESTRICCION DEL FLUJO DEBIDO A UNA ELEVADA TENSION SUPERFICIAL  
(1)  
O INTERFACIAL DE UN LIQUIDO.

LA ELEVADA TENSION SUPERFICIAL DE LOS LIQUIDOS CERCANOS A LA PARED DEL POZO, REDUCIRA EL FLUJO DE ACEITE Y GAS DENTRO DEL POZO E INCREMENTARA EL TIEMPO DE LIMPIEZA DEL MISMO. SURFACTANTES SELECCIONADOS DEBEN SER ANADIDOS A LOS FLUIDOS DE TERMINACION REPARACION O ESTIMULACION DE POZOS, PARA MANTENER UNA BAJA TENSION SUPERFICIAL E INTERFACIAL EN LOS FLUIDOS ALREDEDOR DEL FONDO DEL POZO.

LA REDUCCION DE LA TENSION SUPERFICIAL E INTERFACIAL AYUDARA A PREVENIR LA FORMACION DE EMULSIONES Y BLOQUEOS DE AGUA Y ACELERARA LA LIMPIEZA DEL POZO.

(1)  
6. BLOQUEO POR DEPOSITOS ORGANICOS.

LOS ASFALTENOS E HIDROCARBUROS DE ALTO PESO MOLECULAR CONTENIDOS EN LOS ACEITES CRUDOS, PROMUEVEN EN FORMA NOTABLE EL DAÑO A LA FORMACION. LOS HIDROCARBUROS LIQUIDOS RESTANTES, NO POSEEN PROPIEDADES DANINAS.

LOS POZOS QUE PRODUCEN ACEITE CRUDO CON MAS DE 1% DE ASFALTENOS, PROBABLEMENTE ESTAN MAS ASOCIADOS CON EL DAÑO A LA FORMACION

SUSCEPTIBLE DE CORREGIRSE POR ESTIMULACION CON SURFACTANTE Y SOLVENTES. LOS ACEITES CRUDOS CON BAJA DENSIDAD API, GENERALMENTE CONTIENEN UN ALTO PORCENTAJE DE ASFALTENOS.

LAS FORMACIONES DE ARENISCA QUE PRODUCEN CRUDO ASFALTICO DE ALTA DENSIDAD, SON MAS SUSCEPTIBLES AL DANO PROVOCADO POR EL MOJADO DE ACEITE, EL BLOQUEO POR EMULSION Y EL BLOQUEO POR AGUA.

UN LAVADO CON SOLVENTE-SURFACTANTE, DURANTE 24 HORAS, GENERALMENTE ES EL MEJOR TRATAMIENTO PARA ESTE TIPO DE FORMACION. EL CONTENIDO DE ASFALTENOS EN CRUDOS CON MAS DE 37 GRADOS API, GENERALMENTE ES BASTANTE BAJO PARA PROMOVER EL DANO A LA FORMACION.

## REFERENCIAS

1. H. I. CARLOS ISLAS SILVA. "APUNTES DE ESTIMULACION Y REPARACION DE POZOS". FACULTAD DE INGENIERIA, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO. 1986.
2. ROBERT ALAN P. AND ALLEN THOMAS "WELL COMPLETIONS, WORKOVER STIMULATION", VOLUMEN 2 CAPITULO 4.

### III.-ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA.

#### III.1 CONCEPTOS BASICOS<sup>(1,2,3,4)</sup>.

**ACIDO<sup>(1)</sup>**: SUSTANCIA QUE SE IONIZA EN IONES HIDROGENO Y UN ANION CUANDO ESTAN EN SOLUCION EN EL AGUA. LOS IONES HIDROGENO REACCIONAN CON MINERALES, DISOLVIENDOS. POR EJEMPLO, SI LOS MINERALES SON CARBONATOS, EL ACIDO CLORHIDRICO LOS DISOLVERA PARA FORMAR OTROS COMPUESTOS COMO EL CLORURO DE CALCIO, EL AGUA Y EL BIOXIDO DE CARBONO. SI LOS MINERALES SON SILICIOS, EL ACIDO FLUORHIDRICO LOS DISOLVERA.

LOS ACIDOS TAMBIEN SON SUSTANCIAS CONOCIDAS POR SU PH < 7. ENTRE MAS COMPLETA SEA LA IONIZACION DEL ACIDO, EN IONES HIDROGENO Y SU ANION, MAYOR PODER DE DISOLUCION TENDRA ESTE.

**DAÑO A LA FORMACION<sup>(2)</sup>**: ES LA PERDIDA DE PRODUCTIVIDAD O INYECTIVIDAD, PARCIAL O TOTAL Y NATURAL O INDUCIDA, DE UN POZO, RESULTADO DEL CONTACTO CON FLUIDOS O MATERIALES EXTRANOS O DE UN OBTURAMIENTO DE LOS CANALES PERMEABLES ASOCIADOS AL PROCESO NATURAL DE PRODUCCION (VER FIGURA III.1.1<sup>(3)</sup>).

**EMULSION**: ES OBTENIDA POR LA DISPERSION DE UN LIQUIDO EN PARTICULAS EN OTRO LIQUIDO CON EL CUAL NO ES MISCIBLE.

LAS EMULSIONES PUEDEN SER ESTABLES<sup>(4)</sup> DEPENDIENDO DE LOS FACTORES QUE SE TENGAN EN LA INTERFASE COMO LA PRESION, TEMPERATURA, ETC. SE REQUIERE DE ENERGIA PARA CREAR UNA EMULSION Y DE ELEMENTOS ESTABILIZADORES QUE EVITAN QUE LA EMULSION SE ROMPA.

REFERENCIAS AL FINAL DEL TEMA.



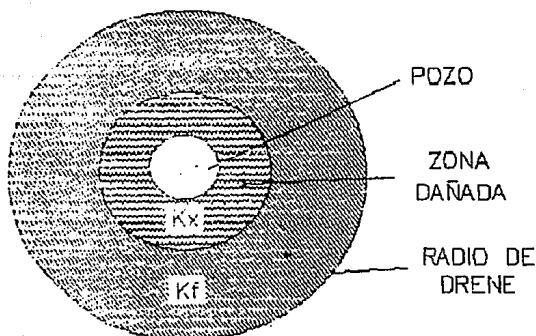
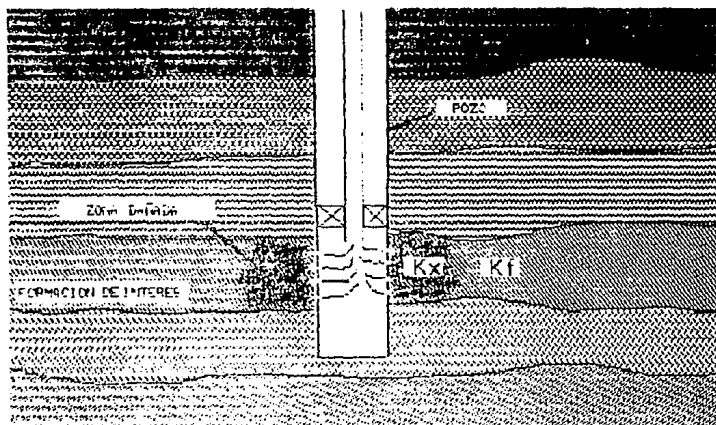


FIG. III.1.1.1 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UN POZO Y DAÑO A LA FORMACION<sup>(1)</sup>  
 $K_x$  ES LA PERMEABILIDAD DE LA ZONA CON DAÑO.  
 $K_f$  ES LA PERMEABILIDAD NORMAL DE LA FORMACION.

LOS ESTABILIZADORES MAS COMUNES SON:

- 1.-PARTICULAS FINAS DE ARCILLA U OTROS MATERIALES.
- 2.-ASFALTENOS.
- 3.-SURFACTANTES.

LAS EMULSIONES FORMADAS POR FILTRADOS DE PERFORACION, CEMENTACION, TERMINACION, REPARACION O ESTIMULACION, TIENEN ALTA VISCOSIDAD, PARTICULARMENTE LAS EMULSIONES AGUA EN ACEITE. FILTRADOS CON ALTO PH DE LODOS O LECHADOS DE CEMENTO O FILTRADOS DE BAJO PH DE FLUIDOS ACIDOS PUEDEN EMULSIFICARSE CON ACEITES DE FORMACION.

ASI MISMO FILTRADOS DE LODOS BASE ACEITE O FLUIDOS OLEOSOS DE ESTIMULACION PUEDEN FORMAR EMULSIONES CON LAS SALMUERAS DE LA FORMACION.

LAS EMULSIONES NO ESTABLES NO GENERARAN DAÑO A LA FORMACION. SIN EMBARGO ALGUNAS EMULSIONES SON ESTABLES POR LA PRESENCIA DE AGENTES ACTIVOS DE SUPERFICIE (SURFACTANTES, CONTENIDOS EN LOS FLUIDOS DE INVASION O EN LOS DEL YACIMIENTO). LA PRESENCIA DE PARTICULAS FINAS COADYUVA A LA ESTABILIZACION DE LAS EMULSIONES. PARA PREVENIR LA FORMACION DE EMULSIONES ESTABLES, DEBERAN DE REALIZARSE PRUEBAS QUE DETERMINEN SI LOS FLUIDOS A UTILIZARSE EN LA ESTIMULACION, FORMARAN EMULSIONES.

ESTAS PRUEBAS ESTAN DISEÑADAS PARA INDICAR LA TENDENCIA DE UN SISTEMA A EMULSIFICAR PERO NO DETERMINAN SI HAY EMULSIFICACION O ESTA PERSISTE DURANTE LA OPERACION DE ESTIMULACION. DADO QUE LA PRESENCIA DE FINOS REFUERZA LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES,

TODAS LAS PRUEBAS DEBEN INCLUIRLOS COMO UNO DE LOS COMPONENTES.

**MOJABILIDAD:** FENOMENO QUE DESCRIBE SI UNA SUPERFICIE (EN ESTE CASO LA FORMACION) ES PREFERENTEMENTE MOJADA POR AGUA O ACEITE, Y EL MOJADO ES UNA PELICULA DE LIQUIDO (AGUA O ACEITE) QUE SE ADHIERE A LA SUPERFICIE DE LA ROCA.

SI LA ROCA ES MOJADA POR ACEITE SE PROPICIARIA UNA REDUCCION EN LA PERMEABILIDAD RELATIVA AL MISMO HASTA EN UN 50%, PUDIENDO SER MAYORES EN LAS ROCAS DE MAS BAJA PERMEABILIDAD. SI LA ROCA ES MOJADA POR AGUA, SE FACILITARA EL FLUJO DEL ACEITE A TRAVES DEL MEDIO POROSO (FIG.III.1.2).

LAS PROPIEDADES MOJANTES<sup>(\*)</sup> DE UN FLUIDO DE ESTIMULACION SON MEDIDAS USANDO UNA SUPERFICIE DE MINERAL PULIDA. EL GRADO EN QUE UNA GOTTA MOJARA PREFERENTEMENTE A LA SUPERFICIE PULIDA DEPENDERA DE LA ADSORCION DE LOS SURFACTANTES PRESENTES EN EL FLUIDO.

LA GOTTA DE FLUIDO FORMA UN ANGULO DE CONTACTO CON LA SUPERFICIE DEL MINERAL. CUANDO SE TIENEN ANGULOS DE CONTACTO MENORES DE 75° LOS SISTEMAS SON CONSIDERADOS NORMALMENTE COMO SISTEMAS MOJADOS POR AGUA Y CUANDO EXISTEN ANGULOS MAYORES A 106° SE CONSIDERAN SISTEMAS MOJADOS POR ACEITE. LOS ANGULOS DE CONTACTO ENTRE 75 Y 106° INDICAN CONDICIONES DE MOJABILIDAD INTERMEDIA.

**CALCULO DEL ANGULO DE CONTACTO<sup>(\*)</sup>** PUEDE SER CALCULADO POR MEDICION DE UNA O MAS DIMENSIONES DE LA GOTTA. LA ECUACION QUE DETERMINA EL ANGULO DE CONTACTO ES LA SIGUIENTE:

$$\theta = \cos^{-1} \left[ fg \left[ \frac{k}{h} \right]^2 - 1 \right] \dots\dots\dots \text{III.1.1}^{(2)}$$

DONDE:

- θ = ANGULO DE CONTACTO (GRADOS).
- k = ALTURA TOTAL DE LA GOTA DE LA SUPERFICIE A LA CIMA (CM).
- h = ALTURA DE LA GOTA ENCIMA DEL PLANO ECUATORIAL (CM).
- fg = FACTOR DE CORRECCION DE FORMA (ADIM.)

EXISTE OTRO METODO PARA DETERMINAR LA MOJABILIDAD DE UN LIQUIDO Y ES EL DE LA GOTA PENDIENTE<sup>(2)</sup>.

ESTE METODO ESTA BASADO EN LA FORMACION DE UNA GOTA DE LIQUIDO EN UNA BOQUILLA. LA GOTA EMPIEZA A FORMARSE LENTAMENTE EN LA BOQUILLA HASTA DONDE LAS FUERZAS DE ADHESION LO PERMITEN. SE FORMA LA GOTA Y SE FOTOGRAFIA PARA HACER LAS MEDICIONES, LAS CUALES SE HACEN CON UN CATETOMETRO. ASI LA TENSION INTERFACIAL ES CALCULADA MEDIANTE LA SIGUIENTE ECUACION:

$$V = \frac{1}{2} \rho g d_m^2 / H \dots\dots\dots \text{III.1.2}^{(2)}$$

DONDE:

- V = ES LA TENSION INTERFACIAL (dinas/cm).
- ρ = DIFERENCIA DE DENSIDADES ENTRE EL LIQUIDO Y EL MEDIO.
- g = CONSTANTE GRAVITACIONAL (CM/S<sup>2</sup>).
- d<sub>m</sub> = ES EL DIAMETRO MAXIMO DE LA GOTA (CM).
- H = FACTOR DE CORRECCION POR FORMA DE LA GOTA (ADIM.).

PERMEABILIDAD<sup>(\*)</sup>: ES LA CAPACIDAD DE UN MEDIO POROSO DE PERMITIR EL PASO DE UN FLUIDO A TRAVES DE EL. CUANDO EL FLUIDO ES INERTE Y SATURA 100% A LA ROCA, SE DICE QUE LA PERMEABILIDAD ES ABSOLUTA. CUANDO EL FLUIDO SATURA A MENOS DEL 100% A LA ROCA, SE DICE QUE LA PERMEABILIDAD ES EFECTIVA A ESE FLUIDO EN PARTICULAR, Y LA PERMEABILIDAD RELATIVA SE DEFINE COMO EL COCIENTE DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA ENTRE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA. SEGUN DARCY LA PERMEABILIDAD DE UN MEDIO POROSO ES:

$$K = \frac{q \mu L}{A D_p} \dots\dots\dots \text{III.1.3}^{(*)}$$

- DONDE: K=PERMEABILIDAD (EN DARCIES).  
 q=GASTO DEL FLUIDO (CM<sup>3</sup>/SEG).  
 μ=VISCOSIDAD DEL FLUIDO (CP).  
 L=LONGITUD DEL MEDIO POROSO (CM).  
 A=AREA DE LA SECCION TRANSVERSAL DEL MEDIO (CM<sup>2</sup>).  
 D<sub>p</sub>=PRESION DIFERENCIAL (EN ATM.)

POROSIDAD<sup>(\*)</sup>: SE DEFINE COMO EL COCIENTE DEL VOLUMEN DE POROS DEL MEDIO POROSO ENTRE EL VOLUMEN TOTAL DE DICHO MEDIO VP/VT. EL MEDIO PUEDE SER UN YACIMIENTO O UNA PORCION DE EL, UNA MUESTRA (NUCLEO) O UN EMPACAMIENTO DE PARTICULAS DE LOS QUE SE USAN EN LOS

LABORATORIOS PARA PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTOS DE FLUIDOS.

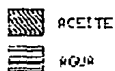
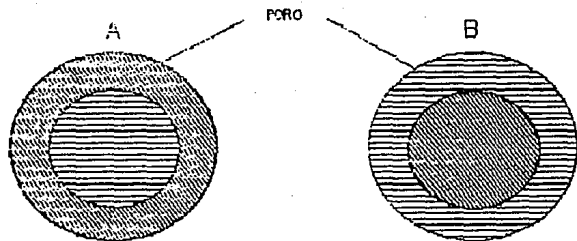
SE LE LLAMA POROSIDAD ABSOLUTA SI EN EL VOLUMEN DE POROS SE TOMAN EN CUENTA TANTO EL DE LOS POROS AISLADOS COMO EL DE LOS COMUNICADOS ENTRE SI. LA POROSIDAD EFECTIVA ES LA QUE SE TIENE CONSIDERANDO UNICAMENTE LOS POROS COMUNICADOS.

LA POROSIDAD TAMBIEN SE CLASIFICA EN PRIMARIA Y SECUNDARIA, SIENDO LA PRIMARIA LA QUE SE PRESENTA COMO RESULTADO DE LOS PROCESOS DE FORMACION DE LA ROCA (DEPOSITACION, COMPACTACION, ETC.). LA POROSIDAD SECUNDARIA ES AQUELLA QUE SE DEBE A PROCESOS POSTERIORES QUE EXPERIMENTA EL MEDIO POROSO. COMO DISOLUCION DEL MATERIAL CALCAREO POR CORRIENTES SUBTERRANEAS, FRACTURAMIENTO, ETC.

**PREFLUIDO**: ES UN VOLUMEN DE FLUIDO QUE PRECEDE AL VOLUMEN DE TRATAMIENTO DE UNA ESTIMULACION Y QUE TIENE COMO FUNCION LA LIMPIEZA DE LA ZONA DISPARADA Y DEL MEDIO POROSO, PARA PERMITIR UNA MAYOR PENETRACION DEL FLUIDO DE TRATAMIENTO EN LA FORMACION.

**POSTFLUIDO**: ES UN VOLUMEN DE FLUIDO QUE SE BOMBEA DESPUES DEL VOLUMEN DE TRATAMIENTO Y QUE TIENE COMO FUNCION DESPLAZAR EL FLUIDO DE TRATAMIENTO CUANDO MENOS DOS PIES DEL POZO HACIA LA FORMACION, Y ASEGURAR UNA MOJABILIDAD POR AGUA.

**PRESION CAPILAR**: PARA UN MEDIO POROSO, SE HA DEFINIDO COMO LA CAPACIDAD QUE TIENE EL MEDIO DE SUCCIONAR EL FLUIDO QUE LO MOJA Y DE REPELER AL NO MOJANTE. TAMBIEN SE DEFINE COMO LA DIFERENCIA DE



A.-MOJADO POR ACEITE  
 B.-MOJADO POR AGUA

FIG.III.1.2 MOJABILIDAD<sup>(4)</sup>

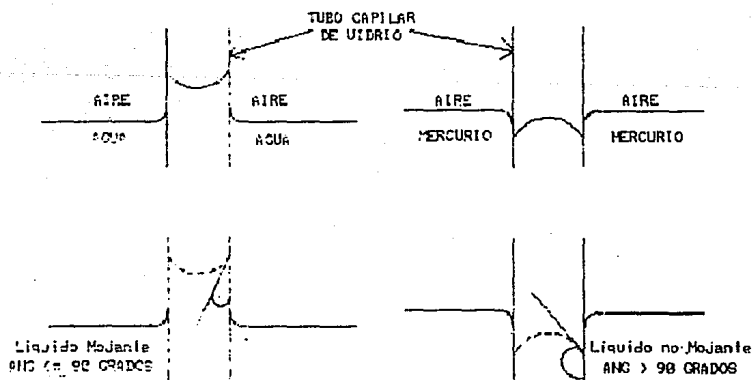


FIG.III.1.3 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CAPILAR CON UN FLUIDO MOJANTE Y UNO NO MOJANTE.<sup>(4)</sup>

PRESIONES A TRAVES DE LA INTERFASE DE LOS FLUIDOS.

ES EL RESULTADO DE LOS EFECTOS COMBINADOS DE LAS TENSIONES INTERFACIALES Y SUPERFICIALES, DEL TAMAÑO Y LA FORMA DE LOS POROS Y DEL VALOR RELATIVO DE LAS FUERZAS DE ADHESION ENTRE FLUIDOS Y SOLIDOS Y LAS FUERZAS DE COHESION EN LOS LIQUIDOS, ES DECIR, DE LAS PROPIEDADES DE MOJABILIDAD DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS VER FIG. III.1.3.

UNA FORMA DE ENCONTRAR LA  $P_c$  EN UNA MUESTRA DE ROCA DEL YACIMIENTO ES DETERMINANDO LA PRESION QUE SE DEBE APLICAR A UN FLUIDO NO MOJANTE PARA ALCANZAR UNA CIERTA SATURACION DE ESTE FLUIDO; A CADA SATURACION CORRESPONDE UNA  $P_c$  Y VICEVERSA, ES DECIR,  $P_c = P_c(S)$ . SI LA ABERTURA MAYOR DEL MEDIO POROSO SE CONSIDERA CIRCULAR, DE RADIO  $r$ , LA PRESION NECESARIA PARA FORZAR LA ENTRADA DEL FLUIDO NO MOJANTE ES  $P_c = 2\sigma \cos\theta / r$ ; ESTA ES LA MINIMA PRESION A LA CUAL DICHO FLUIDO INICIA SU ENTRADA A LA MUESTRA. SOLAMENTE APLICANDO UNA PRESION MAYOR EL FLUIDO ENTRARA A LOS POROS MAS PEQUEOS.

TENSION INTERFACIAL<sup>(\*)</sup>: ES EL RESULTADO DE EFECTOS MOLECULARES POR LOS CUALES SE FORMA UNA INTERFASE O SUPERFICIE QUE SEPARA DOS LIQUIDOS; SI ES NULA, SE DICE QUE LOS LIQUIDOS SON MISCIBLES ENTRE SI. COMO EJEMPLO DE LIQUIDOS INMISCIBLES SE TIENEN EL AGUA Y EL ACEITE, Y COMO MISCIBLES AL AGUA Y EL ALCOHOL. EN EL CASO DE QUE SE TENGA UNA INTERFASE LIQUIDO-GAS, AL FENOMENO SE LE LLAMA TENSION SUPERFICIAL.

TAMBIEN SE PUEDE CONSIDERAR COMO EL TRABAJO POR UNIDAD DE AREA QUE HAY QUE DESARROLLAR PARA DESPLAZAR LAS MOLECULAS DE LA INTERFASE:



$$\frac{W}{A} = \frac{F-L}{L^2} = \frac{F}{L} \dots\dots\dots \text{III.1.4}''''$$

**MEDICIONES DE TENSION INTERFACIAL (''');**

**-TENSIOMETRO DE DUNOY:**

ESTA BASADO EN LAS MEDICIONES DE LAS FUERZAS REQUERIDAS PARA MOVER UN ANILLO SUMERGIDO EN UN LIQUIDO O EN LA INTERFASE ENTRE LIQUIDOS HACIA LA SUPERFICIE.

RECOMENDACIONES PARA LA OBTENCION DE MEDICIONES PRECISAS:

- 1.-CALIBRAR EL APARATO ANTES DE LA PRUEBA.
- 2.-NO DEBE USARSE UN ANILLO EN MAL ESTADO O DOBLADO.
- 3.-REGISTRAR EL TIEMPO DE LA PRUEBA.

DESVENTAJAS DEL METODO:

- 1.-PIERDE SU EFECTIVIDAD EN MEDICIONES MENORES A 1 DINA/CM.
- 2.-DEBE HACERSE CORRECCIONES PARA OBTENER VALORES ABSOLUTOS.

ALGUNOS VALORES DE TENSION SUPERFICIAL SON:

LIQUIDOS (A 20 GRADOS CENTIGRADOS)	N/m
AGUA -----	0.073
ALCOHOL ETILICO -----	0.022
ACEITE LUBRICANTE -----	0.035 A 0.038

## REFERENCIAS

- 1.-M.I. CARLOS ISLAS SILVA. "APUNTES DE ESTIMULACION Y REPARACION DE POZOS". FACULTAD DE INGENIERIA, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO. 1988.
- 2.-ING. MANUEL VILLAMAR . DE LA CLASE DE LABORATORIO DE YACIMIENTOS. FACULTAD DE INGENIERIA, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO. 1988.
- 3.-ROBERT ALAN P. AND ALLEN THOMAS O. "WELL COMPLETIONS, WORK-OVER AND STIMULATION" VOL.2 CAPITULO 6.
- 4.-M.I. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO. "APUNTES DE PRINCIPIOS DE MECANICA DE YACIMIENTOS" CAPITULO II. FACULTAD DE INGENIERIA, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO.

### III.2 SURFACTANTES

LOS SURFACTANTES O AGENTES ACTIVOS DE SUPERFICIE SON COMPUESTOS DE MOLECULAS ORGANICAS CARACTERIZADOS POR FORMAR DOS GRUPOS QUIMICOS, UNO AFIN AL AGUA, LLAMADO HIDROFILICO, Y OTRO AFIN AL ACEITE LLAMADO LIPOFILICO.

ESTOS PRODUCTOS, MEZCLADOS CON FLUIDOS ACUOSOS U OLEOSOS PUEDEN AFECTAR FAVORABLEMENTE O DESFAVORABLEMENTE EL FLUJO DE HIDROCARBUROS HACIA EL POZO; CONSECUENTEMENTE ES DE GRAN IMPORTANCIA CONSIDERAR SU ACCION DURANTE LOS PROCESOS DE PERFORACION, TERMINACION, REPARACION, LIMPIEZA, ESTIMULACION DE POZOS, ETC.

PARA COMPRENDER LA ACCION DE LOS SURFACTANTES, ES NECESARIO ANALIZAR LA ESTRUCTURA DE SUS MOLECULAS. PARA ELLO SE ACOSTUMBRA REPRESENTARLOS ESQUEMATICAMENTE COMO SE MUESTRA EN LA FIGURA III.1 COMO SE OBSERVA, UN SURFACTANTE TIENE DOS GRUPOS, UNO AFIN AL AGUA Y OTRO AFIN AL ACEITE; DADA ESTA ESTRUCTURA LOS SURFACTANTES TIENDEN A ORIENTARSE EN UN LIQUIDO BUSCANDO EL ACOMODO MOSTRADO EN LA FIGURA III.2 PUESTO QUE EL GRUPO HIDROFILICO ES SOLUBLE EN AGUA Y EL GRUPO LIPOFILICO NO, LAS MOLECULAS DE SURFACTANTE SE ORIENTARAN EN LA INTERFASE AGUA-AIRE CON EL GRUPO SOLUBLE EN ACEITE EN EL AIRE Y CON EL GRUPO SOLUBLE EN AGUA, EN EL AGUA (FIG. III.2) ESTO ALTERA LA NATURALEZA DE LA INTERFASE AIRE-AGUA Y DEPENDIENDO DE LA EFECTIVIDAD DEL SURFACTANTE, LA INTERFASE SE CONVIERTE EN UNA COMBINACION DE AIRE-AGUA Y SURFACTANTE. COMO EL ACEITE TIENE MENOR TENSION

\* REFERENCIAS AL FINAL DEL TEMA.

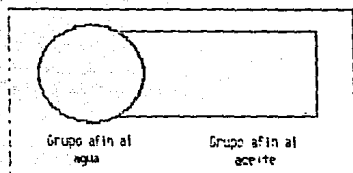


FIG. 1.1 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE UN SURFACTANTE<sup>(1)</sup>

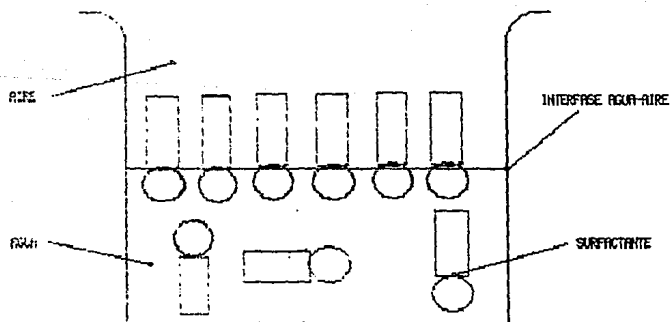


FIG. 1.2 ORIENTACIÓN DE LOS SURFACTANTES EN LAS INTERFASES<sup>(1)</sup>

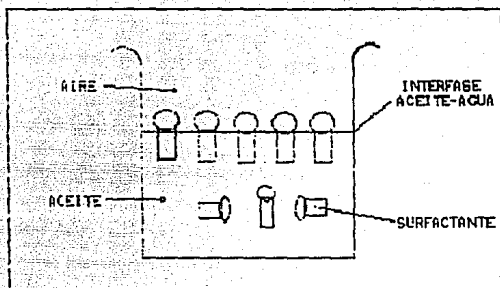
SUPERFICIAL QUE EL AGUA, ENTONCES LA TENSION SUPERFICIAL DEL AGUA CON SURFACTANTE SERA MENOR QUE LA TENSION SUPERFICIAL DEL AGUA PURA, Y QUIZA TAN BAJA O MAS COMO LA TENSION SUPERFICIAL DEL ACEITE. EN EL CASO DE LAS FIGURAS III.2 B Y III.2 C SE PRODUCE UN EFECTO SEMEJANTE.

EL HECHO DE QUE UN SURFACTANTE BUSQUE UNA INTERFASE IMPLICA QUE LA TENSION SUPERFICIAL O INTERFACIAL Y LA MOJABILIDAD DE UN SOLIDO POR UN LIQUIDO SE ALTEREN EN MAYOR O MENOR GRADO.

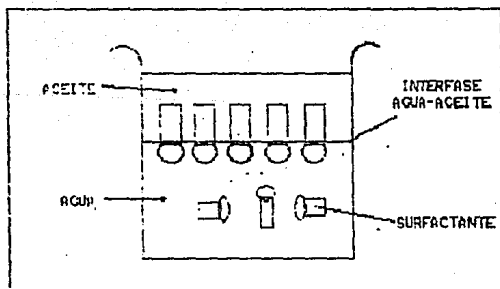
LA TENSION SUPERFICIAL, O INTERFACIAL EN SU CASO, DESCRIBE LA ENERGIA LIBRE DE SUPERFICIE ENTRE LIQUIDO, AIRE Y LIQUIDOS INMISCIBLES, RESPECTIVAMENTE.

LA TENSION SUPERFICIAL ES UNA PROPIEDAD DE LOS LIQUIDOS QUE LOS DISTINGUE DE LOS GASES. EN UN RECIPIENTE CONTENIENDO UN LIQUIDO LAS MOLECULAS EJERCEN UNA ATRACCION MUTUA UNA CON OTRA. SIENDO ESTA FUERZA UNA COMBINACION DE LAS FUERZAS DE VAN DER WAALLS Y LAS FUERZAS ELECTROSTATICAS. LA FUERZA RESULTANTE ESTA BALANCEADA DENTRO DEL SENO DEL LIQUIDO; SIN EMBARGO, EN LA SUPERFICIE ESTAS FUERZAS NO ESTAN BALANCEADAS. DANDO LUGAR AL DESARROLLO DE UNA FUERZA PERPENDICULAR A LA SUPERFICIE DEL LIQUIDO, TAL COMO SE MUESTRA EN LA FIGURA III.3. ESTA FUERZA SERA MAYOR MIENTRAS MAYORES SEAN LAS FUERZAS DE ATRACCION ENTRE LAS MOLECULAS DEL LIQUIDO Y SI SE DESEARA ROMPER ESTA SUPERFICIE SE TENDRIA QUE REALIZAR UN TRABAJO POR UNIDAD DE AREA. ESTE TRABAJO POR UNIDAD DE AREA SE DENOMINA TENSION SUPERFICIAL. EL VALOR DE ESTA TENSION SUPERFICIAL ES ESPECIFICO PARA CADA LIQUIDO Y DEPENDE DE LA TEMPERATURA.

PARA MEDIR LA TENSION SUPERFICIAL SE USAN VARIOS PROCEDIMIENTOS, DE LOS CUALES EL MAS AMPLIAMENTE UTILIZADO ES EL METODO DE DU



B



C

FIG. 1.1.2 ORIENTACION DE LOS SURFACTANTES EN LAS INTERFASES<sup>(1)</sup>

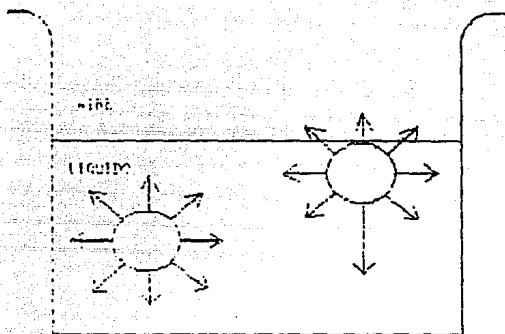


FIG. III.2 REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LAS FUERZAS INTERMOLECULARES.<sup>(1)</sup>

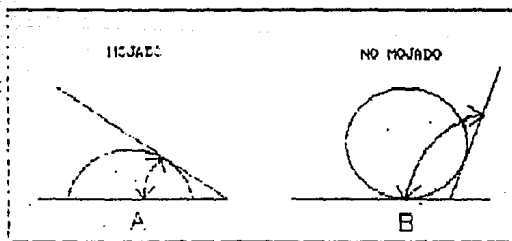


FIG. III.4 ANGULOS DE CONTACTO EN CONDICIONES DE MOJAMIENTO Y NO MOJAMIENTO.<sup>(1)</sup>

- 1.- ANGULO MENOR DE 90 GRADOS = MOJADO.
- 2.- ANGULO MAYOR DE 90 GRADOS = NO MOJADO.

\* ESTE PROCEDIMIENTO CONSISTE EN COLOCAR EN EL LIQUIDO UN ARILLO DE PLATINO Y LLEVARLO HASTA LA INTERFASE, MIDIENDO LA FUERZA NECESARIA CON LA QUE EL ARILLO ROMPE LA SUPERFICIE. LA TENSION SUPERFICIAL GENERALMENTE SE DA EN DINAS/CM. PARA EL AGUA A CONDICIONES ESTANDAR LA TENSION SUPERFICIAL ES DE 72 DINAS/CM, PARA EL BENCENO ES DE 29 DINAS/CM.

DADAS LAS CARACTERISTICAS DE LOS SURFACTANTES, UNA CONCENTRACION RELATIVAMENTE BAJA EN EL AGUA, PERMITE REDUCIR LA TENSION SUPERFICIAL, EN ALGUNOS CASOS HASTA 22 DINAS/CM O AUN MENOS. ASIMISMO, LOS SURFACTANTES A MUY BAJAS CONCENTRACIONES REDUCIRAN LA TENSION INTERFACIAL ENTRE AGUA Y ACEITE, DE VALORES NORMALES DE 49 DINAS/CM (KEROSINA-AGUA) A VALORES CERCANOS A CERO.

CON RESPECTO A LA MOJABILIDAD DE UN SOLIDO POR UN LIQUIDO TAMBIEN SE VE ALTERADA POR SER UN FENOMENO DE INTERFASE ENTRE LIQUIDOS, SOLIDOS Y GASES. LA MOJABILIDAD ES UN TERMINO DESCRIPTIVO UTILIZADO PARA INDICAR SI UN SOLIDO ES MOJADO CON ACEITE O CON AGUA.

LA MEDICION DE LOS ANGULOS DE CONTACTO ENTRE UN LIQUIDO Y UN SOLIDO SON EMPLEADOS PARA ESTUDIAR LAS CONDICIONES DE MOJABILIDAD. LA FIG. III.4 MUESTRA COMO SE COMPORTA UNA GOTA DE LIQUIDO EN UNA SUPERFICIE SOLIDA, PARA LOS CASOS DE QUE ESTE EN CONDICIONES DE MOJABILIDAD, O NO MOJAMIENTO.

LA MAYOR PARTE DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS SON ARENAS O APENISCAS Y CALIZAS O DOLOMIAS. LAS ARENAS Y APENISCAS GENERALMENTE TIENEN UNA CARGA ELECTRICA DE SUPERFICIE NEGATIVA Y LA CALIZA Y DOLOMITA EN CONDICIONES NATURALES UNA CARGA POSITIVA.

\* VER TEMA III.1 (PRACTICAS)



DADO QUE EL GRUPO SOLUBLE EN AGUA DE LOS SURFACTANTES PUEDE TENER UNA CARGA ELECTRICA, SE ALTERAN LAS CONDICIONES DE MOJABILIDAD DE UN LIQUIDO EN UN SOLIDO.

EL FENOMENO DE MOJABILIDAD ES DE GRAN IMPORTANCIA PARA EL FLUJO DE ACEITE EN UN MEDIO POROSO. SE HA DEMOSTRADO QUE SI LA ROCA SE ENCUENTRA MOJADA POR AGUA, LA PERMEABILIDAD AL ACEITE ES MUY SUPERIOR QUE EN EL CASO QUE LA ROCA SE ENCUENTRE MOJADA POR ACEITE; POR LO TANTO ES MUY IMPORTANTE QUE EL MEDIO POROSO ESTE O QUEDE MOJADO POR AGUA.

(1)

### III.2.1 CLASIFICACION DE LOS SURFACTANTES.

DEBIDO A QUE LA ACCION DE LOS SURFACTANTES SE DEBE A FUERZAS ELECTROSTATICAS. ESTOS SE CLASIFICAN DE ACUERDO A LA NATURALEZA IONICA DEL GRUPO SOLUBLE EN AGUA. EN ESTA FORMA LOS SURFACTANTES SE DIVIDEN EN:

ANIONICOS

CATIONICOS

NO IONICOS

Y ANFOTERICOS





LA TABLA III.1 MUESTRA LA CLASIFICACION ANTERIOR INCLUYENDO SU DESCRIPCION ESQUEMATICA, LAS CARACTERISTICAS DE CARGA DEL GRUPO SOLUBLE EN AGUA, LOS GRUPOS QUIMICOS MAS IMPORTANTES Y SUS USOS PRINCIPALES.

COMO YA SE MENCIONO, POR SUS CARACTERISTICAS LOS SURFACTANTES SE ADSORBEN EN LAS INTERFASES ENTRE LIQUIDO Y GAS, LIQUIDOS INMISCIBLES Y LIQUIDOS-GAS-SOLIDO. DE ESTA MANERA LOS SURFACTANTES EN GENERAL FUNCIONAN POR EL MECANISMO DE ADSORCION,

TABLA III.1

CLASIFICACION DE LOS SURFACTANTES (1)

LA NATURALEZA IONICA DEL GRUPO SOLUBLE EN AGUA SE USA PARA CLASIFICAR LOS SURFACTANTES EN CUATRO CLASES:

CLASIFICACION	DESCRIPCION	CARGA DEL GRUPO SOLUBLE EN AGUA	GRUPOS QUIMICOS	USOS PRINCIPALES
ANIONICOS (SOPORTE DE GRUPO)	$M^+$ 	NEGATIVA	SULFONOS ( $R-SO_3^-$ ) SULFONATOS ( $R-SO_3^-$ ) FOSFATOS ( $R-OPO_3^-$ ) FOSFONIOS ( $R-PCl_2^-$ )	-NO EMULSIFICANTES. -RETARDADORES. -LIMPIADORES.
CATIONICOS	$X^-$ 	POSITIVA	COMPLEJOS DE AMINA $R_2 - N^+ - R_2 - Cl^-$ $R_1$	-NO EMULSIFICANTES. -INHIBIDORES DE CORROSION -BACTERICIDAS.
NO IONICOS		SIN CARGA	-POLIMEROS DE OXIDO DE ETILENO $R-O-(CH_2CH_2O)_n-H$ - FACILENO: $R-O-(CH_2-CH_2O)_n-H$ $(R_1)$	-NO EMULSIFICANTES. -ESPUMANES. -INHIBIDORES DE CORROSION. -AGENTES PENETRANTES.
AMFOTERICOS	$M^+$  $X^-$	POSITIVA, NEGATIVA O SIN CARGA DEPENDIENDO DEL PH DEL SISTEMA.	-SULFONATO AMINA $RN(CH_2)_n$ y $SO_3^-$ -FOSFORAMINA $Rn(CH_2)_n-OPO_3^-$	-INHIBIDORES DE CORROSION. -AGENTES DE SUSPENSION.

M<sup>+</sup> y X<sup>-</sup> REPRESENTAN IONES POSITIVOS TALES COMO EL Na<sup>+</sup> y NEGATIVOS COMO EL CL<sup>-</sup>, RESPECTIVAMENTE.  
R, GRUPOS SOLUBLES EN AGUA.

CREANDO EFECTOS DIFERENTES DEPENDIENDO DEL TIPO DE SURFACTANTES Y LAS CARACTERISTICAS DEL GAS, LIQUIDO Y SOLIDO.

### III.2.2. UTILIZACION DE LOS SURFACTANTES EN LA ESTIMULACION DE POZOS.<sup>(1)</sup>

LOS SURFACTANTES GENERALMENTE SE EMPLEAN MEZCLADOS ENTRE SI CON UN SOLVENTE. SE MEZCLAN SURFACTANTES ANIONICOS-ANIONICOS, ANIONICOS-NO IONICO, CATIONICO-CATIONICO, CATIONICO-NO IONICO Y NO IÓNICO-NO IONICO. LA MEZCLA DE SURFACTANTES ANIONICO-CATIONICO, EN LO GENERAL NO ES RECOMENDABLE DEBIDO A QUE SE PUEDE TENER UNA REACCION QUE PRODUCE PRECIPITADOS INSOLUBLES.<sup>(2)</sup>

LA SOLUBILIDAD DE LOS SURFACTANTES DEPENDE DE LA RELACION DE LOS GRUPOS SOLUBLES EN AGUA Y EN ACEITE, POR LO TANTO UN INCREMENTO EN LA RELACION DE LOS GRUPOS SOLUBLES EN ACEITE PROPICIA UNA MAYOR SOLUBILIDAD EN ACEITE, POR LO CONTRARIO UN INCREMENTO DE LOS GRUPOS SOLUBLES EN AGUA PRODUCE UNA MAYOR SOLUBILIDAD EN AGUA.

EL EXITO DE UNA ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA. DEPENDE PRINCIPALMENTE DE LA SELECCION DE LOS SURFACTANTES PARA LA REMOCION DEL DANO ESPECIFICO. POR TANTO, ES CONVENIENTE INDICAR LA ACCION NORMAL DE LOS DIFERENTES TIPOS DE SURFACTANTES.

### III.2.3 ACCION POR SURFACTANTES CATIONICOS, ANIONICOS, NO IONICOS Y ANFOTERICOS.<sup>(2)</sup>

AUNQUE UNA INVESTIGACION QUIMICA SOFISTICADA, PUEDE TRAER CAMBIOS RADICALES ACERCA DE LA NATURALEZA Y ACCION DE LOS SURFACTANTES. LA ACCION COMUN DE DICHS SURFACTANTES, DE CADA CLASE PUEDE ACEPTARSE CON CONFIANZA RAZONABLE. DEBIDO A QUE LOS SURFACTANTES

ANIONICOS Y CATIONICOS SON PRINCIPALMENTE UTILIZADOS PARA CAMBIAR LAS FUERZAS ELECTROSTATICAS INVOLUCRADAS EN LA ASOCIACION DE LIQUIDOS Y SOLIDOS. LA ACCION COMUN DE MOJABILIDAD DE ESTAS CLASES DE SURFACTANTES EN UN RANEO DE PH NORMAL, ES MOSTRADO EN LA FIGURA III.5

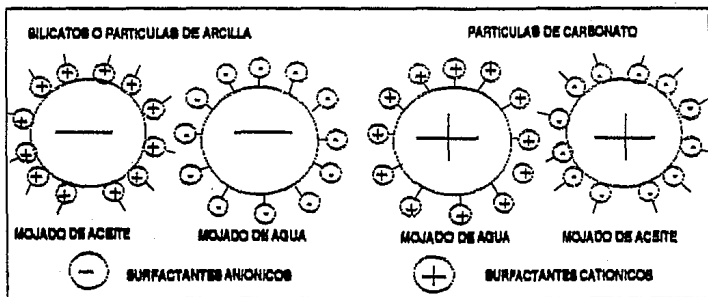


FIGURA III.5 ACCION COMUN DE MOJABILIDAD PARA SURFACTANTES ANIONICOS Y CATIONICOS EN UN RANEO DE PH NORMAL<sup>(2)</sup>

(1)

#### ACCION DE LOS SURFACTANTES ANIONICOS

- MOJARAN DE AGUA LA ARENA, LA LUTITA O LA ARCILLA, CARGADAS NEGATIVAMENTE.
- MOJARAN DE ACEITE LA CALIZA O DOLOMIA CUANDO SU PH SEA MENOR DE 8 ( CONDICION NORMAL )
- MOJARAN DE AGUA LA CALIZA O DOLOMIA SI EL PH ES 9.5 O MAYOR DEBIDO A QUE ESTOS SOLIDOS CAMBIAN SU CARGA SUPERFICIAL.
- ROMPERAN EMULSIONES DE AGUA EN ACEITE.
- EMULSIONARAN EL ACEITE EN AGUA.
- DISPERSARAN LAS ARCILLAS O FINOS EN AGUA.

(1)

#### ACCION DE SURFACTANTES CATIONICOS

- MOJARAN DE ACEITE LA ARENA, LUTITA O ARCILLA.
- MOJARAN DE AGUA LA CALIZA O DOLOMIA, CUANDO SU PH SEA MENOR DE 8.
- MOJARAN DE ACEITE LA CALIZA O DOLOMIA SI EL PH ES 9.5 O MAYOR.
- ROMPERAN EMULSIONES DE ACEITE EN AGUA.
- EMULSIFICARAN EL AGUA EN ACEITE.
- DISPERSARAN LAS ARCILLAS O FINOS EN ACEITE.

(1)

#### ACCION DE LOS SURFACTANTES NO IONICOS

ESTOS SURFACTANTES SON PROBABLEMENTE LOS MAS VERSATILES DE TODOS PARA LA ESTIMULACION DE POZOS, YA QUE ESTAS MOLECULAS NO SE IONIZAN. EN COMBINACION CON OTROS PRODUCTOS QUIMICOS, LOS SURFACTANTES NO-IONICOS PUEDEN PROPORCIONAR OTRAS CARACTERISTICAS, TALES COMO ALTA TOLERANCIA AL AGUA DURA Y AL PH ACIDO.

LA MAYORIA DE LOS NO IONICOS SON DERIVADOS DE OXIDO DE ETILENO O MEZCLAS DE OXIDO DE ETILENO-OXIDO DE PROPILENO. YA QUE LA SOLUBILIDAD EN AGUA DE LOS NO-IONICOS SE DEBE A LA FORMACION DE PUENTES DE HIDROGENO O A LA ATRACCION DE AGUA POR EL OXIGENO DEL OXIDO DE ETILENO, ESTA ATRACCION SE REDUCE A ALTAS TEMPERATURAS Y/O ALTAS CONCENTRACIONES DE SAL, OCACIONANDO QUE LA MAYORIA DE LOS SURFACTANTES NO-IONICOS SE SEPARAN DE LA SOLUCION.

(1)

#### ACCION DE LOS SURFACTANTES ANFOTERICOS

ESTOS SON MOLECULAS CONTENIENDO GRUPOS ACIDOS Y BASICOS. EN UN PH ACIDO, LA PARTE BASICA DE LA MOLECULA SE IONIZA Y PROPORCIONA ACTIVIDAD SUPERFICIAL A LA MOLECULA. EN UN PH BASICO, LA PARTE ACIDA DE LA MOLECULA SE "NEUTRALIZA" Y POR LO GENERAL, TIENE MENOS ACTIVIDAD SUPERFICIAL QUE A OTROS VALORES DE PH. HAY UN USO LIMITADO DE LOS SURFACTANTES ANFOTERICOS; SIN EMBARGO, ALGUNOS ESTAN SIENDO EMPLEADOS COMO INHIBIDORES DE CORROSION.

#### III.2.4 CAMBIO DE TAMAÑO DE PARTICULAS AFECTADAS POR EL DAÑO A LA FORMACION.

(2)

LAS FORMACIONES DE ARCILLA MOJADAS POR ACEITE, CON SURFACTANTES CATIONICOS, INCREMENTAN GRANDEMENTE EL TAMAÑO DE PARTICULAS DE ARCILLA, Y POR ELLO INCREMENTA SEVERAMENTE LOS BLOQUEOS ARCILLOSOS. DEBIDO A QUE LOS SURFACTANTES CATIONICOS SON DIFICILES DE REMOVER EN ARCILLAS Y ARENAS, EL USO DE UN SURFACTANTE CATIONICO EN INYECCION O CIRCULACION DE FLUIDOS, DEBE EVITARSE EN POZOS DE ARENISCA. UN PREFLUIDO DE SOLVENTES MUTUOS, ES USUALMENTE UTILIZADO PARA PREVENIR LA ADSORCION CATIONICA SOBRE ARCILLAS Y ARENAS.

(2)

### III.2.5 SURFACTANTES SUSCEPTIBLES A PRODUCIR DAÑO.

LOS POZOS EN FORMACIONES DE ARENISCA, SON GENERALMENTE MAS SUSCEPTIBLES A LOS DAMOS CAUSADOS POR EL MOJADO DE ACEITE, EL BLOQUEO POR EMULSIONES, EL BLOQUEO POR AGUA, EL HINCHAMIENTO EN LAS ARCILLAS QUE LOS POZOS EN FORMACIONES DE CALCAREAS.

1. PUESTO QUE LA MAYORIA DE LOS SURFACTANTES CATIONICOS, MOJARAN CON ACEITE LAS ARCILLAS Y LAS ARENISCAS, Y SE ESTABILIZARAN LAS EMULSIONES DE AGUA EN ACEITE, DEBERA TENERSE MUCHO CUIDADO CON EL USO DE ESTE TIPO DE SURFACTANTES EN ESTOS YACIMIENTOS, ESTA PRECAUCION TAMBIEN ES VALIDA EN LA ACIDIFICACION DE ARENISCAS Y EN TODAS AQUELLAS ACTIVIDADES DE INYECCION O CIRCULACION DE FLUIDOS.
2. LOS INHIBIDORES DE CORROSION ORGANICOS Y LOS BACTERICIDAS, GENERALMENTE SON SURFACTANTES CATIONICOS. ANTES DE INTRODUCIR A PRESION CUALQUIER INHIBIDOR ORGANICO DE CORROSION, EN UNA FORMACION DE ARENISCAS, DEBE CORRERSE UNA SERIE DE PRUEBAS DE LABORATORIO EN NUCLEOS DE FORMACION, PARA DETERMINAR EL EFECTO DEL INHIBIDOR DE CORROSION ESPECIFICO SOBRE LA PERMEABILIDAD DE LA FORMACION.
3. SI EL PROBLEMA EN EL POZO, ES UN BLOQUEO POR AGUA O POR EMULSION, DEBERA TENERSE CUIDADO AL USAR FLUIDOS, TALES COMO: SALMUERAS O ACEITES QUE PROVENGAN DE OTROS TRATAMIENTOS (ESTIMULACION O CONTROL DE POZOS) EN EL CAMPO Y QUE CONTENGAN ROMPEDORES DE EMULSION CATIONICA.

(2)

### III.2.6 PREVENCION O REMOCION DE DAÑO

DADO QUE LAS ARENISCAS, SON MAS SUSCEPTIBLES A DANARSE, TODOS LOS QUÍMICOS Y FLUIDOS INYECTADOS Y CIRCULADOS DURANTE LAS

OPERACIONES DE TERMINACION, REPARACION, Y ESTIMULACION, DEBERAN DE SER PROBADOS POR COMPATIBILIDAD CON LA FORMACION.

SI EN EL LABORATORIO SE MUESTRA EN LAS PRUEBAS, POTENCIALES DE DAMO DEBIDOS A FLUIDOS DE CIRCULACION O DE INYECCION EN EL POZO, LOS SURFACTANTES DEBEN DE SER SELECCIONADOS A TRAVES DE PRUEBAS DE LABORATORIO PARA PREVENIR ESE DAMO.

EL FILTRADO DE LODO EN POZOS EN PERFORACION DEBE DE SER CHECADO POR COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS CON LA FORMACION. TAMBIEN EL EFECTO DEL FILTRADO EN FORMACIONES DE ARCILLAS Y DE ARENISCA DEBEN DE SER ANALIZADOS.

LAS PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS, DE PREVENCION DE DAMO Y PRUEBAS DE REMOCION DE DAMO CON SURFACTANTES SON SIMILARES A LAS DESCRITAS EN EL API RP 42 Y SON INDICADAS EN EL DISEÑO DE UNA ACIDIFICACION.

(2)

### III.2.7 CLAVE PARA TRATAMIENTOS DE POZO.

EL SURFACTANTE CORRECTO, DISEÑADO PARA UN POZO EN CONDICIONES ESPECIFICAS, PUEDE BAJAR LA TENSION INTERFACIAL Y SUPERFICIAL, CAMBIAR LA MOJABILIDAD, ROMPER O PREVENIR LAS EMULSIONES. PREVENIR O REMOVER BLOQUEOS DE AGUA Y CAUSAR LA DISPERSION Y FLOCULACION DE ARCILLAS. EN CONCLUSION, EL PROPOSITO DEL USO DE LOS SURFACTANTES DURANTE LA ESTIMULACION DE POZOS ES PARA PREVENIR O REMOVER MUCHOS TIPOS DE DAMO, Y EL RESULTADO ES UN INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD O INYECTIVIDAD DEL POZO.

### III.2.8 REQUERIMIENTOS DE LOS SURFACTANTES PARA TRATAMIENTO DE POZOS<sup>(1)</sup>

UN SURFACTANTE UTILIZADO PARA PREVENIR O REMOVER DAMO, DEBE:

- REDUCIR LA TENSION SUPERFICIAL E INTERFACIAL.



- PREVENIR LA FORMACION DE EMULSIONES Y ROMPER LAS PREVIAMENTE FORMADAS.
- MOJAR DE AGUA A LA ROCA DEL YACIMIENTO, CONSIDERANDO LA SALINIDAD Y EL PH DEL AGUA UTILIZADA.
- NO HINCHAR, ENCOGER O ALTERAR A LAS ARCILLAS DE LA FORMACION.
- MANTENER LA ACTIVIDAD DE SUPERFICIE A LAS CONDICIONES DE YACIMIENTO.

MUCHOS DE LOS SURFACTANTES COMERCIALES DE LOS CUATRO TIPOS PARECEN PERDER MUCHA DE SU ACTIVIDAD DE SUPERFICIE A CONCENTRACIONES MAYORES A 50 000 PPM DE SAL. PARA RESOLVER ESTE PROBLEMA, EN OCASIONES ES CONVENIENTE BOMBLEAR UN BACHE INICIAL DE SOLVENTE O AGUA DE UNA SALINIDAD RELATIVAMENTE BAJA, COMO KCl AL 1%, ADELANTE DEL TRATAMIENTO CON SURFACTANTES. EL USO DE UN BACHE INICIAL CON SOLVENTE TAMBIEN PUEDE REDUCIR LA PRODUCCION DE AGUA INMEDIATAMENTE DESPUES DEL TRATAMIENTO. SIN EMBARGO, NO DEBE EMPLEARSE UN BACHE INICIAL DE SOLVENTE EN POZOS PRODUCTORES DE GAS SECO.

- SER SOLUBLE EN EL FLUIDO DE ACARREO O DE TRATAMIENTO. A LA TEMPERATURA DEL YACIMIENTO. ALGUNOS SURFACTANTES SE DISPERSAN SATISFACTORIAMENTE EN SUS FLUIDOS ACARREADORES.
- SER COMPATIBLES CON LA SALMUERA O LOS FLUIDOS DE LA FORMACION. ALGUNOS SURFACTANTES ANIONICOS Y CATIONICOS, PUEDEN SER "EXTRAIDOS" DE LA SOLUCION POR ELEVADAS CONCENTRACIONES DE SAL, PERO GENERALMENTE SON MAS SOLUBLES QUE LOS SURFACTANTES NO IONICOS, A ALTAS TEMPERATURAS.

EL PROBLEMA EN LA REMOCION DE DAMO DE FORMACIONES DE ARENISCA CON SURFACTANTE, RADICA EN QUE ES DIFICIL OBTENER UN CONTACTO INTIMO

DEL SURFACTANTE CON LOS FLUIDOS CONTENIDOS EN LOS POROS CON DAMO. EL BLOQUEO POR AGUA ES RELATIVAMENTE FACIL DE TRATAR, YA QUE ESTE ES MAS BIEN UN PROBLEMA DE INCREMENTO DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE O DE DISMINUCION DE LA TENSION INTERFACIAL, QUE DE REMOCION DE UN BLOQUEO TOTAL DE LA FORMACION.

LOS BLOQUEOS POR EMULSION PUEDEN SER TRATADOS; SIN EMBARGO, LOS TRATAMIENTOS DE ESTIMULACION CON SURFACTANTE, TIENDEN A INTERDIGITARSE O CANALIZAR A TRAVES DE UNA EMULSION VISCOSA. SI NO SE ROMPE LA MAYOR PARTE DE LA EMULSION DURANTE UNA ESTIMULACION CON SURFACTANTE. GENERALMENTE LA EMULSION REGRESARA DIRECTAMENTE AL AREA ALREDEDOR DE LA PARED DEL POZO Y RESULTARA LA CONDICION DE BLOQUEO.

SI EL PROBLEMA DE DAMO ES UN MOJADO DE ACEITE, ESTE PUEDE SER RESUELTO MEDIANTE LA INYECCION A LA FORMACION, DE UN PODEROSO SURFACTANTE QUE MOJE DE AGUA. SIN EMBARGO, SIN EL MOJADO DE ACEITE DE UNA ARENISCA ES CAUSADO POR SURFACTANTES CATIONICOS, ESTOS SON MUY DIFICILES DE REMOVER. LA MEJOR SOLUCION ES EVITAR EL TRATAMIENTO DE ARENISCA, CON SURFACTANTES CATIONICOS.

GENERALMENTE ES BASTANTE DIFICIL DIAGNOSTICAR CON SEGURIDAD, EL DAMO DE UN POZO, NO OBSTANTE, SUPONIENDO QUE EL PROBLEMA HA SIDO DIAGNOSTICADO COMO SUSCEPTIBLE DE REMEDIARSE CON UN TRATAMIENTO CON SURFACTANTE, LA SIGUIENTE ETAPA ES PLANEAR EL TRABAJO PARA ELIMINAR EL DAMO EXISTENTE, SIN CAUSAR DAMO ADICIONAL. EL PROGRAMA DE ESTIMULACION DEBE INCLUIR MEDIDAS PRACTICAS PARA PROPORCIONAR UN FLUIDO DE ACARREO LIMPIO PARA EL SURFACTANTE, INCLUYENDO UN SISTEMA DE MEZCLADO Y MANEJO APROPIADOS. ANTES DEL TRATAMIENTO CON SURFACTANTES, PUEDE SER NECESARIO LIMPIAR LA TUBERIA DE PRODUCCION, LA PARED DEL POZO Y LOS

DISPAROS PARA ELIMINAR OXIDOS, INCRUSTACIONES, PARAFINAS, ASFALTENOS, ARENA, LIMO Y OTROS MATERIALES. PUEDE SER ACONSEJABLE REDISPARAR PARA PROPICIAR LA INYECCION DEL SURFACTANTE EN TODAS LAS ZONAS.

LA ESTIMULACION GENERALMENTE SE LLEVA A CABO CON UNA SOLUCION DILUIDA DE SURFACTANTE, USUALMENTE DE 2 O 3% EN ACEITE FILTRADO O AGUA SALADA LIBRE DE PRODUCTOS QUIMICOS EXTRANOS.

### III.2.9 PRUEBAS DE LABORATORIO BASADAS EN EL API RP 42 <sup>(3)</sup>

LA SELECCION DE LOS SURFACTANTES ADECUADOS PERMITE TANTO PREVENIR COMO REMOVER DETERMINADOS TIPOS DE DAMO EN LAS FORMACIONES. PARA LA SELECCION DE SURFACTANTES EN AMBOS CASOS SE EFECTUAN PRUEBAS DE LABORATORIO SIMILARES A LAS DESCRITAS EN EL API RP 42.

PARA ILUSTRAR EL PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS REQUERIDO, CONSIDERESE QUE SE VA A EMPLEAR AGUA SALADA DEL YACIMIENTO, OBTENIDA DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE UN CAMPO VECINO, COMO EL FLUIDO PARA CONTROLAR UN POZO PRODUCTOR DE ACEITE.

- A). EL EQUIPO NECESARIO ES: UN AGITADOR DE ALTA VELOCIDAD, TAL COMO EL HAMILTON BEACH MODELO 30, CON CABEZA DE DISCO ESTANDAR O UN AGITADOR SARGENT-WELCH S-76695; UN VASO DE PRECIPITADO DE FORMA ALTA, CON CAPACIDAD DE 400 ml.; PROBETAS DE 100 ml.; CRONOMETRO O RELOJ; Y UNA JERINGA GRADUADA DE UN MILIMETRO.
- B). OBTENGA MUESTRAS DE AGUA QUE SE VA A INYECTAR Y DEL ACEITE PRODUCIDO DEL YACIMIENTO. EL ACEITE NO DEBE CONTENER PRODUCTOS QUIMICOS DE TRATAMIENTO; OBTENGA MUESTRAS DE LOS SURFACTANTES POR ESTUDIAR Y UNA PEQUENA CANTIDAD DE FINOS DE LA FORMACION O HARINA DE SILICE Y BENTONITA NO TRATADA.

BAJO NINGUNA CIRCUNSTANCIA DEBE USARSE EN ESTAS PRUEBAS BENTONITA TRATADA.

- C). COLOQUE 25 ml. DEL AGUA SALADA EN EL VASO DE 400 ml., DISPERSER EN EL AGUA 2.5 grs. DE FINOS DE LA FORMACION PULVERIZADOS O 2.5 grs. DE UNA MEZCLA 50:50 DE HARINA DE SILICE Y BENTONITA.
- D). ANADA AL AGUA SALADA CON LOS SOLIDOS DISPERSOS, 75 ml. DEL ACEITE CRUDO PRODUCIDO. AGITE LA SOLUCION CON UN MEZCLADOR A 14,000-18,000 rpm DURANTE 30 SEGUNDOS. INMEDIATAMENTE VACIE LA EMULSION EN UNA PROBETA DE 100 ml. Y REGISTRE LOS VOLUMENES DE AGUA LIBERADA A LOS DIEZ MINUTOS Y UNA HORA.
- E). SI DESPUES DE UNA HORA NO SE TIENE UNA SEPARACION DE AGUA LIMPIA, GENERALMENTE SE REQUIERE UN SURFACTANTE EN EL FLUIDO DE CONTROL EMPLEADO PARA PREVENIR EL DAMO.

#### PROCEDIMIENTO DE SELECCION DE SURFACTANTES PARA PREVENIR LA FORMACION DE EMULSION (1)

SI ESTA INDICADO EL EMPLEO DE UN SURFACTANTE, DEBEN REALIZARSE PRUEBAS PARA DETERMINAR EL MEJOR SURFACTANTE PARA UN TRABAJO EN PARTICULAR. LAS PRUEBAS PARA SELECCIONAR LOS SURFACTANTES SON MUY SIMILARES A LAS DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS PREVIAMENTE DESCRITAS. LA UNICA DIFERENCIA RADICA EN QUE EL SURFACTANTE EN ESTUDIO, GENERALMENTE AL 0.1-0.2% EN VOLUMEN, SE ADICIONA AL ACEITE O AL AGUA, ANTES DE AGITAR EL ACEITE Y EL AGUA CON UN MEZCLADOR DE ALTA VELOCIDAD. PARA DETERMINAR EL MEJOR SURFACTANTE PARA UN TRABAJO, DEBE DE REALIZARSE EL SIGUIENTE PROCEDIMIENTO CON VARIOS SURFACTANTES:

- A). EL EQUIPO DE PRUEBA REQUERIDO ES UN AGITADOR DE ALTA

VELOCIDAD, TAL COMO EL HAMILTON BEACH MODELO 30, CON CABEZA DE DISCO ESTANDAR O UN AGITADOR SARGENT-WELCH S-76695; UN VASO DE PRECIPITADO DE FORMA ALTA, CON CAPACIDAD DE 400 ml.; PROBETAS DE 100 ml.; CRONOMETRO O RELOJ; Y UNA JERINGA GRADUADA DE 1 ml.

- B). OBTENGA MUESTRAS DE AGUA QUE SE VA A INYECTAR Y DE ACEITE PRODUCIDO POR EL YACIMIENTO. OBTENGA LAS MUESTRAS DE SURFACTANTES POR ESTUDIAR Y UNA PEQUENA CANTIDAD DE FINOS DE LA FORMACION, O HARINA DE SILICE Y BENTONITA NO TRATADA.
- C). COLOQUE 25 ml. DE AGUA SALADA EN UN VASO DE 400 ml. Y DISPERSE EN EL AGUA 2.5 grs. DE FINOS DE LA FORMACION PULVERIZADOS O 2.5 grs. DE UNA MEZCLA 50:50 DE HARINA DE SILICE Y BENTONITA.
- D). ADICIONE AL AGUA SALADA 75 ml. DEL ACEITE CRUDO PRODUCIDO Y DISPERSE LOS SOLIDOS. ANADA EL SURFACTANTE SELECCIONADO, USUALMENTE AL 0.1 O 0.2% EN VOLUMEN. AGITE LA SOLUCION CON UN MEZCLADOR DE 14,000-18,000 rpm, DURANTE 30 SEGUNDOS, VACIE INMEDIATAMENTE LA EMULSION EN LA PROBETA DE 100 ml. Y REGISTRE LOS VOLUMENES DE AGUA LIBERADA A VARIOS INTERVALOS DE TIEMPO.
- E). LAS PRUEBAS DEBEN REPETIRSE USANDO DIFERENTES SURFACTANTES Y PORCENTAJES DE LOS MISMOS, PARA DETERMINAR EL MAS EFECTIVO AL MAS BAJO COSTO. SI EL SURFACTANTE ES EFICIENTE, ROMPERA LA MAYORIA DE LAS EMULSIONES UNOS CUANTOS MINUTOS DESPUES DE LA AGITACION.

(1)

SELECCION DE LOS SURFACTANTES PARA REMOVER LA EMULSION.

SI ESTA INDICADO UN BLOQUEO DE EMULSION EN UN POZO, DEBEN

REALIZARSE PRUEBAS DE ROMPIMIENTO DE EMULSION UTILIZANDO SURFACTANTES SELECCIONADOS Y MUESTRAS DE LA EMULSION PRODUCIDA. SI NO SE DISPONE DE MUESTRAS DE LA EMULSION, LA ALTERNATIVA ES PREPARAR EN EL LABORATORIO UNA EMULSION SIMILAR, EMPLEANDO FLUIDOS Y PRODUCTOS QUIMICOS QUE OCASIONAN LA EMULSION EN EL POZO. PARA EMPLEAR ESTE PROCEDIMIENTO, UTILICE PRUEBAS SIMILARES A LAS DESCRITAS PARA PREVENIR EMULSIONES.

ESTO COMPRENDERIA AGREGAR EL SURFACTANTE, GENERALMENTE AL 2 O 3% EN VOLUMEN, A LA EMULSION Y AGITAR CON EL MEZCLADOR DE ALTA VELOCIDAD. DURANTE 30 SEGUNDOS. VACIAR EN LA PROBETA Y REGISTRAR EL PORCENTAJE DE AGUA LIBERADA DESPUES DE UNA Y 24 HORAS. GENERALMENTE ES ACONSEJABLE CORRER VARIAS PRUEBAS DE ROMPIMIENTO DE EMULSION UTILIZANDO DIFERENTES SURFACTANTES, PARA SELECCIONAR EL ROMPEDOR DE LA EMULSION MAS EFECTIVO.

LOS SISTEMAS QUE NO FORMAN EMULSIONES ESTABLES, GENERALMENTE NO REQUIEREN DE SURFACTANTES EN LAS SOLUCIONES DE TRATAMIENTO. POR EL CONTRARIO, SI LOS SISTEMAS UTILIZADOS EN LOS TRATAMIENTOS ANTERIORES AL POZO, MUESTRAN EMULSIONES ESTABLES. EL DANO AL POZO PUEDE DEBERSE AL BLOQUEO POR EMULSION EN LA FORMACION.

#### (1) PRUEBAS DE MOJABILIDAD BASADAS EN EL API-RP-42.

EN EL API-RP-42 SE DESCRIBEN VARIOS METODOS PARA MEDIR LA MOJABILIDAD; SIN EMBARGO, AQUI SE DESCRIBE UNICAMENTE LA PRUEBA VISUAL DE MOJABILIDAD. ESTA PRUEBA DEBE APLICARSE PARA SU USO EN EL CAMPO.

EL EQUIPO Y LOS MATERIALES REQUERIDOS PARA LA PRUEBA SON:

- UNA BOTELLA DE BOCA ANCHA, CON CAPACIDAD DE 4 ONZAS O VASOS DE PRECIPITADOS DE 150 ml.

- KEROSINA Y/O LOS ACEITES CRUDDS POR PROBAR.
- EL FLUIDO ACUOSO DE PRUEBA. ( AGUA, SALMUERA O ACIDO ).
- ARENA LIMPIA Y/O PARTICULAS DE CALIZA, MALLA 40-60.

EL PROCEDIMIENTO PARA LOS SURFACTANTES SOLUBLES O DISPERSABLES EN ACEITE ES:

- A). COLOQUE EN UNA BOTELLA 50 ml. DE ACEITE CONTENIENDO SURFACTANTE A LA CONCENTRACION DESEADA ( GENERALMENTE 1% O MENOS PARA USARSE EN TRATAMIENTOS A POZOS ) Y ADICIONESE 10 ml. DE LA ARENA DE PRUEBA.
- B). DESPUES DE 30 MINUTOS, VACIE LENTAMENTE, DENTRO DE LA BOTELLA, 50 ml. DE AGUA, TENIENDO CUIDADO DE PREVENIR UN EXCESIVO MEZCLO Y EMULSIFICACION.
- C). OBSERVE LA DISPERSIBILIDAD RELATIVA DE LAS PARTICULAS Y SU TENDENCIA A FORMAR AGREGADOS EN AMBAS FASES, ACUOSA Y OLEOSA, LEVANTANDO UNA PEQUEMA CANTIDAD DE ARENA, CON LA CUCHARILLA DE UNA SEMI-MICRO ESPATULA, A LA FASE OLEOSA Y PERMITIENDO QUE LA ARENA CAIGA DENTRO DEL AGUA.

EL PROCEDIMIENTO PARA LOS SURFACTANTES SOLUBLES O DISPERSABLES EN AGUA ES:

- A). COLOQUE EN UNA BOTELLA 50 ml. DE UNA SOLUCION ACUOSA CONTENIENDO EL SURFACTANTE A LA CONCENTRACION DESEADA Y ANADA 10 ml. DE LA ARENA DE PRUEBA.
- B). DESPUES DE 30 MINUTOS DECANTE LA SOLUCION DENTRO DE OTRA BOTELLA Y CUIDADOSAMENTE ADICIONE SOBRE LA SOLUCION, 50 ml. DE ACEITE.
- C). AGITE LENTAMENTE LA ARENA TRATADA, PERMITIENDO QUE CAIGA A TRAVES DEL ACEITE Y EL AGUA.

D). OBSERVE LA DISPERSIBILIDAD RELATIVA O TENDENCIA FORMAR AGLOMERADOS EN AMBAS FASES, ACUOSA Y OLEOSA.

EL PROCEDIMIENTO PARA SOLUCIONES ACIDAS ES:

- A). COLOQUE EN UNA BOTELLA, 50 ml. DEL ACIDO, CONTENIENDO EL SURFACTANTE E INHIBIDOR DE CORROSION POR PROBAR Y ANADA 10 ml. DE ARENA. REALICE EL RESTO DE LA PRUEBA EN LA FORMA DESCRITA PARA SURFACTANTES EN AGUA.
- B). OBSERVE LA APARIENCIA DE LOS GRANOS DE ARENA EN EL ACIDO, DECANTE EL ACIDO Y ENJUAGUE LA ARENA CON SALMUERA SINTETICA O DE LA FORMACION. CUBRA LA ARENA CON 50 ml. DE SALMUERA Y 50 ml. DE ACEITE. OBSERVE NUEVAMENTE EL ESTADO DE LOS GRANOS DE ARENA.

(1)

#### INTERPRETACION DE RESULTADOS.

- LAS ARCILLAS U OTROS FINOS MOJADOS FUERTEMENTE DE AGUA SE DISPERSAN RAPIDAMENTE EN LA FASE ACUOSA, PERO SE AGLOMERAN O AGLUTINAN EN LA FASE OLEOSA.
- LAS PARTICULAS FIRMEMENTE MOJADAS DE ACEITE, SE AGLOMERAN O AGLUTINAN EN LA FASE ACUOSA.
- DEBIDO A QUE LA MOJABILIDAD EXISTE EN DIFERENTES GRADOS, ENTRE LOS EXTREMOS DE SER FUERTEMENTE MOJADO DE AGUA O FUERTEMENTE MOJADO DE ACEITE, LAS OBSERVACIONES DE LOS SISTEMAS INTERMEDIOS SON DIFICILES DE DISTINGUIR Y DESCRIBIR.
- DEBEN CONSIDERARSE OTROS FACTORES. POR EJEMPLO, CUANDO SE UTILIZA UN ACEITE CRUDO DE COLOR OSCURO, LAS ARENAS MOJADAS DE ACEITE DEBEN APROXIMARSE AL COLOR DEL CRUDO. SI EL CRUDO



TIENDE A FORMAR ESPONTANEAMENTE AL CONTACTO CON LAS SOLUCIONES ACUOSAS DE SURFACTANTE UNA EMULSION , LA ARENA PUEDE TENER LA MISMA APARIENCIA QUE SI ESTUVIERA MOJADA DE ACEITE.

REFERENCIAS:

- 1.- M.I. CARLOS ISLAS SILVA. "APUNTES DE ESTIMULACION Y REPARACION DE POZOS". FACULTAD DE INGENIERIA, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO. 1988.
- 2.- ROBERT ALAN P. AND ALLEN THOMAS. "WELL COMPLETIONS, WORKOVER STIMULATION" VOLUMEN 2. CAPITULO 6.
- 3.- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. "API RECOMMENDED PRACTICES FOR LABORATORY TESTING OF SURFACE ACTIVE AGENTS FOR WELL STIMULATION". SECOND EDITION. JANUARY 1977.

(1.2)\*

### III.3 FLUIDOS BASE.

LOS FLUIDOS BASE UTILIZADOS EN LOS TRATAMIENTOS DE ESTIMULACION NO REACTIVA SON GENERALMENTE ACEITE, AGUA, ALCOHOLES Y SOLVENTES MUTUOS.

EN LOS TRATAMIENTOS DE ESTIMULACION EN QUE SE UTILIZA ACEITE COMO FLUIDO ACRREADOR DEL SURFACTANTE, GENERALMENTE SE EMPLEA ACEITE REFINADO TAL COMO EL ACEITE DIESEL, XILENO, AROMATICOS PESADOS O KEROSINA CON 2 O 3% DE UN SURFACTANTE MISCIBLE O DISPERSABLE EN ACEITE.

SE PUEDE UTILIZAR ACEITE CRUDO LIMPIO Y FILTRADO, PERO NO DEBE CONTENER MATERIALES TALES COMO INHIBIDORES DE CORROSION, AGENTES DESHIDRATANTES Y OTROS PRODUCTOS QUIMICOS EXTRANOS O SOLIDOS EN SUSPENSION. YA QUE LOS FLUIDOS EN SUSPENSION TALES COMO, ASFALTO, PARAFINA O FINOS DEL ACEITE CRUDO SON DIFICILES DE ELIMINAR DESPUES DEL PROCESO DE ESTIMULACION.

PARA LOS TRATAMIENTOS DE ESTIMULACION, USANDO AGUA COMO EL FLUIDO ACARREADOR, SE UTILIZA AGUA LIMPIA CON 2% DE HCl O AGUA SALADA LIMPIA CON 2 A 3% DE UN SURFACTANTE SOLUBLE O DISPERSABLE EN AGUA.

(2)

#### III.3.1 SOLVENTES MUTUOS.

LOS SOLVENTES MUTUOS O ALCOHOLES SON MATERIALES QUE TIENEN UNA SOLUBILIDAD CONSIDERABLE TANTO EN EL AGUA COMO EN EL ACEITE. EL METANOL O EL PROPANOL, EN CONCENTRACIONES DEL 5 AL 20% EN VOLUMEN DE ACIDO, SE EMPLEAN PARA REDUCIR LA TENSION INTERFACIAL, EL EMPLEO DE ESTOS ALCOHOLES ACELERA Y MEJORA LA LIMPIEZA DE LA FORMACION, PARTICULARMENTE EN POZOS PRODUCTORES DE GAS. EL

\* REFERENCIAS AL FINAL DEL TEMA.

ADITIVO MAS EFECTIVO ES EL ETILEN-GLICOL MONOBUTIL ETER (EGMBE) QUE, ADEMAS DE SOLUBILIDAD MUTUA, REDUCE LA TENSION INTERFACIAL ENTRE EL AGUA Y EL ACEITE; ACTUA COMO SOLVENTE PARA SOLUBILIZAR ACEITE EN EL AGUA. COMO DETERGENTE ES CAFAZ DE REMOVER AGENTES O MATERIALES QUE MOJAN DE ACEITE A LA FORMACION Y MEJORA LA ACCION DE LOS SURFACTANTES EN CONTACTO CON LA FORMACION.

LOS SOLVENTES MUTUOS O ALCOHOLES, COMO FLUIDOS BASE EN LA ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA, SON EFICIENTES EN LA REMOCION DE BLOQUES DE AGUA, ACEITE Y DEPOSITOS ORGANICOS, Y SE UTILIZAN AL 10% MEZCLADOS EN AGUA O ACEITE.

## REFERENCIAS

1. M.I. CARLOS ISLAS SILVA. "APUNTES DE ESTIMULACION Y REPARACION DE POZOS", FACULTAD DE INGENIERIA, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO, 1988
2. DEPARTAMENTO DE DESARROLLO DE TECNICAS DE ESTIMULACION DE POZOS. I.M.P. SUBDIRECCION DE TECNOLOGIA DE EXPLOTACION, DIVISION DE PRODUCCION.

### III.4 DISEÑO. <sup>(1)\*</sup>

TODO POZO AL INICIO DE SU EXPLOTACION O POSTERIORMENTE, SE ENCUENTRA EN MENOR O MAYOR GRADO DANADO, POR LO QUE SE HACE IMPRESCINDIBLE LA REMOCION DEL DANO LO QUE PERMITIRA RESTITUIR LAS CONDICIONES NATURALES DE PRODUCCION, O INYECCION EN SU CASO.

#### III.4.1 SELECCION DE FLUIDOS DE ESTIMULACION. <sup>(1)</sup>

EL DISEÑO DE UNA ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA CONSISTE, EN LO GENERAL, DE LOS SIGUIENTES PASOS:

- A). SELECCION DE LA SOLUCION DE TRATAMIENTO: LA TABLA III.4 PRESENTA UNA GUIA GENERAL PARA SELECCIONAR LA SOLUCION DE TRATAMIENTO. EN EL CASO DE NO TENER INFORMACION ALGUNA, ESTE TIPO DE ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA, NO DEBERA UTILIZARSE.
- B). VOLUMEN. LA DETERMINACION DEL VOLUMEN DE SOLUCION DE TRATAMIENTO DEPENDE DE LA LONGITUD DEL INTERVALO A TRATAR Y DE LA PENETRACION DE LA ZONA DANADA. SE RECOMIENDA EN LO GENERAL UNA PENETRACION DE 2 A 5 PIES Y ASEGURARSE QUE EL INTERVALO TRATADO NO EXCEDA A 50 PIES. EN CASO DE QUE SUPERE 50 PIES DEBERAN USARSE TECNICAS DE ESTIMULACION SELECTIVA.
- C). GASTO DE INYECCION. SE OBTIENE SEGUN SE COMENTO EN EL TEMA II. (ESTIMULACION MATRICIAL)
- D). PROGRAMA OPERATIVO. ESTE PROGRAMA DEBE INCLUIR LA CUANTIFICACION DE LOS VOLUMENES, GASTOS Y PRESIONES DEPENDIENDO DE LA GEOMETRIA DEL POZO Y DE LAS CONDICIONES DE

\* REFERENCIAS AL FINAL DEL TEMA

## ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA

## ESTIMULACION MATRICIAL REACTIVA

TIPO DE DAÑO	FLUIDO OLEOSO O ACUOSO CON SURF.		HCL (6 AL 16%) CONCENTRACION DE SURFACTANTE (8%)	MEZCLA DE HCL-HF	ACIDO REGULAR (HCL AL 15%)	ACIDO DE BAJA TENSION ( HCL + SURFACTANTE )
	SURFACTANTE DE PROPOSITO GEN. (1%)	SURFACTANTE ESPECIAL PARA REMOCION DE LODO (1 A 8%)				
BLOQUEO DE AGUA	SI	SI	NO	NO	NO	NO
INCHAMIENTO ARCILLA DE FORMACION	NO	NO	NO	SI	NO	NO
SWAMPY LODO Y/O SWAMPY PARTICU- LAS DE LODO	NO	NO	SI EN CALIZAS	SI EN ARENSICAS	SI EN CALIZAS Y DOLOMITAS	SI EN CALIZAS Y DOLOMITAS
SWAMPY DE LODO (PERDIDA DE LODO)	SI	SI	SI	NO	NO	NO
EMULSIONES	SI	SI	PROBABLE	NO	NO	NO
SWAMPY DE SOLIDOS SOLU- BLES EN ACIDO	NO	NO	SI	NO	NO	SI
SWAMPY DE ARCILLAS	NO	NO	NO	SI	NO	NO
SWAMPY PARTICULAS ORGANICAS	SI	SI	NO	NO	NO	NO

61

TABLA III.4 REMOCION DEL DAÑO DE UNA FORMACION  
RECOMENDACIONES GENERALES DEL TRATAMIENTO QUIMICO DE ESTIMULACION. (1)

ADMISION DE LA FORMACION A TRATAR, CONSISTIENDO EN EL SIGUIENTE PROGRAMA RECOMENDADO :

i). REMOCION DE LOS FLUIDOS DEL POZO, ABRIENDO CAMISA Y DESPLAZANDOS AL ESPACIO ANULAR CON LA SOLUCION DE TRATAMIENTO.

ii). AL LLEGAR LA SOLUCION DE TRATAMIENTO A LA CAMISA DESLIZABLE CERRAR CAMISA Y/O CERRAR LA DESCARGA DEL ESPACIO ANULAR, FORZANDO LA SOLUCION DE TRATAMIENTO AL GASTO MAXIMO DE INYECCION PREDETERMINADO. CONTINUAR INYECTANDO LA SOLUCION DE TRATAMIENTO HASTA DESPLAZARLA DEL POZO.

iii). CERRAR EL POZO DURANTE 24 HORAS Y ABRIRLO INDUCIENDO A PRODUCCION EN CASO NECESARIO.

E). INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD. EN EL CASO DE TENER DISPONIBLES DATOS DE FORMACION Y DE LABORATORIO SE PUEDE ESTIMAR EL INCREMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD APLICANDO LA SIGUIENTE ECUACION:

$$J/J_0 = \frac{\ln (r_e/r_w)}{\ln (r_e/r_x) + K_f/K_k (r_x/r_w)} \quad \text{III.4.1}$$

(1)

#### III.4.2 EVALUACION DEL DAMO.

PARA REMOVER UN DAMO ES NECESARIO EVALUARLO, LO CUAL SE LOGRA A TRAVES DEL SIGUIENTE PROCEDIMIENTO:

A). SE REQUIERE REALIZAR UNA REVISION CUIDADOSA DE LAS OPERACIONES PREVIAS A LA SITUACION ACTUAL DEL POZO. ESTA REVISION SE BASA FUNDAMENTALMENTE EN LAS CONDICIONES EN QUE SE PERFORO LA ZONA PRODUCTORA, O INYECTORA EN SU CASO;



TENIENDO RELEVANCIA TRASCENDENTE EL TIPO DE FLUIDO DE PERFORACION, SUS CARACTERISTICAS DE PERDIDA DE FILTRADO Y DE FORMACION DE ENJARRE; LAS MANIFESTACIONES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO Y LA DENSIDAD DEL LODO PARA SU CONTROL; LAS PERDIDAS DE FLUIDO DE PERFORACION EN LA ZONA DE INTERES, ETC. ASIMISMO REVISTE GRAN IMPORTANCIA ANALIZAR LA CEMENTACION DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO EN LA ZONA DE INTERES, INCLUYENDO LAS CARACTERISTICAS DEL CEMENTO Y LAS CONDICIONES FINALES DE LA CEMENTACION. DE IGUAL FORMA LOS FLUIDOS DE TERMINACION, LAS CONDICIONES DE DISPARO, LOS TIPOS DE DISPAROS, Y LOS DETALLES TRASCENDENTES SOBRE LAS OPERACIONES SUBSECUENTES DE REPARACION, LIMPIEZA Y ESTIMULACION.

- B). SE REQUIERE UN ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION DESDE SU INICIO HASTA SUS CONDICIONES ACTUALES, DEBIENDO INCLUIRSE EL ANALISIS DE LAS PRUEBAS DE FORMACION Y PRODUCCION REALIZADAS. EN ESTE ESTUDIO ES NECESARIO TOMAR EN CUENTA EL ANALISIS DE PRODUCTOS OBTENIDOS.
- C). LA INFORMACION RECOPIADA Y ANALIZADA EN LOS PUNTOS A) Y B) SERVIRA DE BASE PARA REALIZAR PRUEBAS DE LABORATORIO CON NUCLEOS Y FLUIDOS REPRESENTATIVOS DE LA FORMACION QUE PERMITAN DEFINIR LA MINERALOGIA Y LA DISTRIBUCION DE MINERALES DE LA ROCA Y REPRODUCIR LAS CONDICIONES DE DAÑO. ESTO CONDUCCIRA A DETERMINAR EL TIPO DE TRATAMIENTO DE ESTIMULACION REQUERIDO PARA SU REMOCION.
- D). FINALMENTE CON EL OBJETO DE CUANTIFICAR EL DAMO EN LA FORMACION SE DEBEN TOMAR PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION, CUYOS DATOS SERAN ANALIZADOS POR PROCEDIMIENTOS ESTABLECIDOS.

A CONTINUACION SE PRESENTA UN PROCEDIMIENTO APLICABLE. CONSIDERESE LA FIG.III.4.2A QUE REPRESENTA ESQUEMATICAMENTE UN POZO CON UNA ZONA DANADA EN UN INTERVALO PRODUCTOR. PARA ESTE CASO LA CAIDA DE PRESION DE LA FORMACION AL POZO ESTA DADA POR LA ECUACION DE DIFUSION EXPRESADA POR:

$$P_{ws} - P_{wf} = \frac{q\mu B}{4\pi Kh} \left( \ln \left( \frac{Kt}{\phi \mu Ct rw^2} \right) + 0.80907 \right). \quad \text{III.4.2}$$

CUANDO LA CAIDA DE PRESION DEL YACIMIENTO AL POZO ES MAYOR QUE LA CALCULADA CON ESTA EXPRESION, ES DEBIDO A QUE LA VECINDAD DEL POZO SE ENCUENTRA DANADA. PARA EVALUAR ESTA CAIDA DE PRESION ADICIONAL VAN EVERDINGEN A.F. INTRODUJO EL CONCEPTO DEL FACTOR DE PELICULA: CON TAL CONCEPTO LA ECUACION III.4.2 CORREGIDA PROPORCIONA LA CAIDA DE PRESION TOTAL INCLUYENDO EL DAÑO, PUDIENDOSE EXPRESAR CON LA EXPRESION SIGUIENTE:

$$P_{ws} - P_{wf} = \frac{q\mu B}{4\pi Kh} \left( \ln \left( \frac{Kt}{\phi \mu Ct rw^2} \right) + 0.80907 + 2S \right) \quad \text{III.4.3}$$

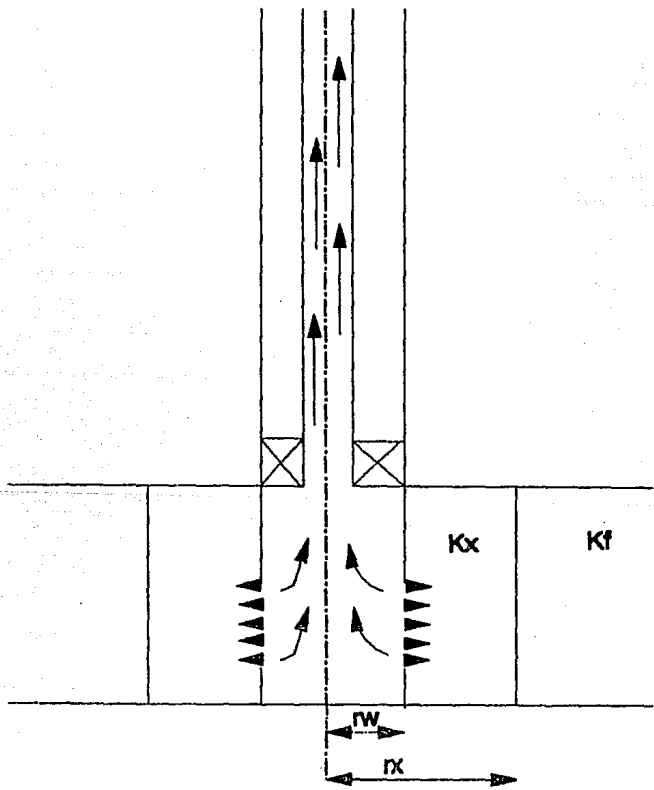
LA CUAL EN UNIDADES DE CAMPO SE EXPRESA:

$$P_{ws} - P_{wf} = \frac{162.6qB\mu}{Kh} \left( 2.303 \right) \left( \text{LOG}_{10} \left( \frac{Kt}{\mu Ct rw^2} \right) - 3.2275 + 0.875 \right). \quad \text{III.4.4}$$

DONDE:

$\Delta P_t$  = CAIDA DE PRESION TOTAL (psi)

FIG. III.4.2A DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UN POZO Y DAÑO A LA FORMACION. <sup>(1)</sup>



- K= PERMEABILIDAD DE LA FORMACION (mD)  
 t= TIEMPO (hora)  
 q= GASTO DE PRODUCCION (BPD)  
 $\mu$ = VISCOSIDAD DEL FLUIDO PRODUCIDO (adim.)  
 B= FACTOR DE VOLUMEN DEL FLUIDO PRODUCIDO ( adim )  
 $\phi$ = POROSIDAD (frac.)  
 Ct= COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACION (psi)-1  
 rw= RADIO DEL POZO (pie)  
 h= ESPESOR DE LA FORMACION (pie)  
 Pws= PRESION DE FONDO ESTATICA (psi)  
 Pwf= PRESION DE FONDO FLUYENDO (psi)  
 S= FACTOR DE PELICULA (adim)

PARA EVALUAR ESTA EXPRESION SE TOMA UN REGISTRO DE VARIACION DE PRESION, PARA ELLO SE INTRODUCE AL INTERVALO PRODUCTOR UN REGISTRADOR DE PRESION QUE EN FUNCION DEL TIEMPO, PERMITE DEFINIR LA VARIACION DE PRESION AL MOMENTO DE CERRAR EL POZO, DESPUES DE UN PERIODO PREVIO DE PRODUCCION ESTABILIZADA.

SI  $\delta t$  REPRESENTA EL TIEMPO EN QUE EL POZO SE HA CERRADO Y t EL TIEMPO QUE EL POZO ESTUVO PRODUCIENDO, ANTES DEL CIERRE, Y LA PRESION REGISTRADA SE GRAFICA EN PAPEL SEMILOGARITMICO, COMO LA REPRESENTADA EN LA FIG. III.4.2B SE PUEDE DETERMINAR EL FACTOR DE PELICULA CON LA ECUACION :

$$S = 1.151 \left( \frac{P_{ihora} - P_i}{m} - \text{Log}_{10} \left( \frac{K}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) \right) + 3.2275$$

III.4.5

DONDE :

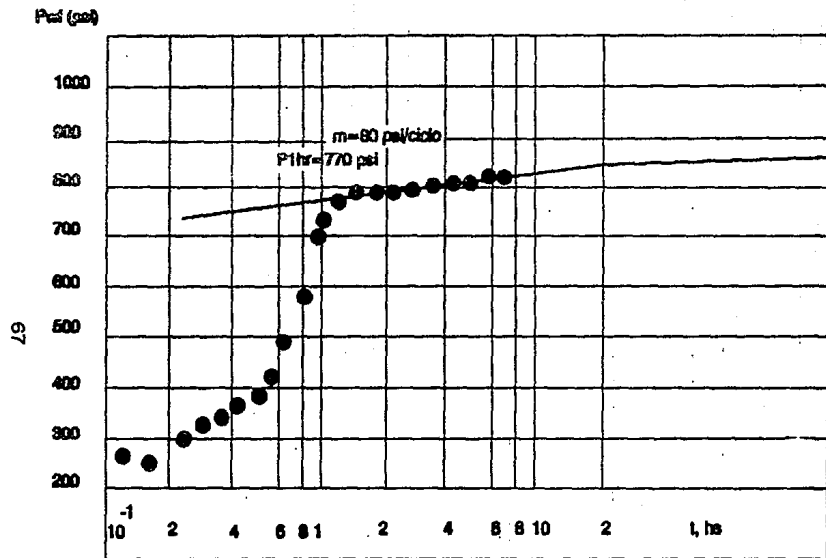


FIG. III.4.2B GRAFICA SEMILOGARITMICA DE DATOS DE UNA PRUEBA DE VARIACION DE PRESION. (1)

$$m = \frac{162.6 \text{ qhB}}{K h}$$

III.4.6

INTERRELACIONANDO LAS ECUACIONES III.4.2 Y III.4.4 SE DEMUESTRA QUE:

$$S = \left( \frac{K_f}{K_x} - 1 \right) \ln \frac{r_x}{r_w} \quad \text{III.4.7}$$

DEL ANALISIS DE ESTA EXPRESION:

- SI  $K_x < K_f$ ,  $S > 0$  EL POZO ESTA EN CONDICIONES DE DAMO.
- SI  $K_x = K_f$ ,  $S = 0$  EL POZO ESTA EN CONDICIONES NATURALES (SIN DAMO)
- SI  $K_x > K_f$ ,  $S < 0$  EL POZO SE ENCUENTRA EN CONDICIONES MEJORADAS ( ESTIMULADO )

EN GENERAL SE TIENEN LOS SIGUIENTES VALORES DE S PARA LAS CONDICIONES INDICADAS DEL POZO.

VALOR APROXIMADO DE S

CONDICION DEL POZO

$$S > 1$$

DAMO SEVERO.

$$S > 0$$

POZO DAMADO.

$$S = 0$$

POZO SIN DAMO.

$$-3 \leq S < -1$$

POZO ACIDIFICADO.

$$-4 \leq S \leq -2$$

POZO FRACTURADO.

$$S < -5$$

POZO CON FRACTURAMIENTO MASIVO.

## REFERENCIAS

1. M.I. CARLOS ISLAS SILVA. "APUNTES DE ESTIMULACION Y REPERACION DE POZOS", FACULTAD DE INGENIERIA. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO. 1988

#### REFERENCIAS

1. M.I. CARLOS ISLAS SILVA. "APUNTES DE ESTIMULACION Y REPARACION DE POZOS", FACULTAD DE INGENIERIA. UNIVERSIDAD NACIONAL DE MEXICO. 1988



#### IV. ESTIMULACION MATRICIAL REACTIVA.

LA ESTIMULACION MATRICIAL REACTIVA, CONOCIDA NORMALMENTE COMO ACIDIFICACION MATRICIAL, CONSISTE EN LA INYECCION DE UNA SOLUCION DE ACIDO, A BAJOS GASTOS Y PRESIONES EN FORMA RADIAL HACIA LA FORMACION Y ES APLICADA PRINCIPALMENTE PARA REMOVER EL DARO CAUSADO DURANTE LA PERFORACION, TERMINACION, REPARACION, POR PRECIPITACIONES DE SALES DISUELTAS EN EL AGUA PRODUCIDA, ETC.

EL ACIDO INCREMENTA LA PERMEABILIDAD EN LA ZONA VECINA AL POZO DISOLVIENDO INCRUSTACIONES, PRODUCTOS DE CORROSION, LODO Y/O UNA PORCION DE LA FORMACION.

EN GENERAL, EN ESTE TIPO DE ESTIMULACION SE TIENEN RESULTADOS SATISFACTORIOS Y AUN SORPRENDENTES CUANDO LA FORMACION SE ENCUENTRA DARADA. EN EL CASO DE QUE NO HUBIESE DARO, SOLO SE PODRAN ESPERAR PEQUEROS INCREMENTOS EN LA PRODUCTIVIDAD.

DEBIDO A LA GRAN SUPERFICIE QUE ESTABLECE CONTACTO CON EL ACIDO EN UN TRATAMIENTO A LA MATRIZ, EL TIEMPO DE REACCION ES MUY CORTO Y POR LO TANTO LA FORMACION SOLO QUEDA TRATADA UNAS CUANTAS PULGADAS DE LA PARED DEL POZO.

EN LA ESTIMULACION MATRICIAL REACTIVA, LOS ACIDOS CONSTITUYEN EL ELEMENTO BASICO, Y EN EL CASO DE LA ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA LOS SURFACTANTES SON LOS PRODUCTOS ACTIVOS.

(1,2)\*  
IV.1 ACIDOS

LOS ACIDOS SON SUSTANCIAS QUE SE IONIZAN EN IONES HIDROGENO Y UN ANION, CUANDO ESTAN EN SOLUCION EN EL AGUA, LOS IONES HIDROGENO REACCIONAN CON MINERALES DISOLVIENDOS. POR EJEMPLO, SI LOS MINERALES SON CARBONATOS, EL ACIDO CLORHIDRICO LOS DISOLVERA PARA FORMAR OTROS COMPUESTOS COMO EL CLORURO DE CALCIO, EL AGUA Y EL BIXIDO DE CARBONO. SI LOS MINERALES SON SILICIOS, EL ACIDO FLUORHIDRICO LOS DISOLVERA. LOS ACIDOS TAMBIEN SON SUSTANCIAS CONOCIDAS POR SU PH < 7. ENTRE MAS COMPLETA SEA LA IONIZACION DEL ACIDO, EN IONES HIDROGENO Y SU ANION, MAYOR PODER DE DISOLUCION TENDRA ESTE.

(1,2)\*  
IV.1.1. ACIDOS USADOS EN LA ESTIMULACION DE POZOS.

LOS TIPOS DE ACIDOS BASICOS USADOS SON:

CLORHIDRICO.

FLUORHIDRICO.

ACETICO.

FORMICO.

(2)  
Y SULFAMICO.

EL ACIDO CLORHIDRICO Y EL ACIDO FLUORHIDRICO SON ACIDOS INORGANICOS Y EL ACETICO, FORMICO, Y SULFAMICO PERTENECEN A LOS ACIDOS ORGANICOS.

(1,2)  
IV.1.2 ACIDO CLORHIDRICO ( HCL ).

ESTE ACIDO ES EL MAS AMPLIAMENTE UTILIZADO EN LA ESTIMULACION DE POZOS. EL ACIDO CLORHIDRICO ES UNA SOLUCION DEL GAS CLORURO DE HIDROGENO DISUELTO EN AGUA. SE ENCUENTRA DISPONIBLE EN CONCENTRACIONES COMUNES DEL 32% EN PESO DE CLORURO DE HIDROGENO

\* REFERENCIAS AL FINAL DEL TEMA.

(1)

EN AGUA. SU NOMBRE POPULAR ES ACIDO MURIATICO.

EL ACIDO CLORHIDRICO (HCL) USADO EN EL CAMPO, ES NORMALMENTE DE 15% POR PESO DE HCL; SIN EMBARGO, LAS CONCENTRACIONES DE ACIDO PUEDEN VARIAR ENTRE UN 5% Y CERCA DE UN 35%.

EL PUNTO DE CONGELAMIENTO DE UN ACIDO DE 15% ES DE 27 GRADOS FAHRENHEIT. MENOR QUE 70 GRADOS FAHRENHEIT PARA UN ACIDO DE 20 A 29%. Y 35 GRADOS FAHRENHEIT PARA UN ACIDO DE 35%.

EL ACIDO CLORHIDRICO DEBERA DISOLVER DOLOMITAS, LIMONITAS Y OTROS CARBONATOS.

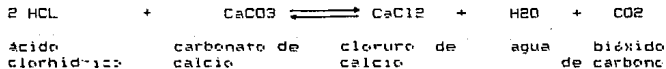
(2)

ESTE ACIDO REACCIONA PRINCIPALMENTE CON CARBONATOS. MINERALES COMO LA CALCITA Y LA DOLOMITA, COMPONENTES PRINCIPALES DE LAS ROCAS CALCAREAS, CALIZAS Y DOLOMIA RESPECTIVAMENTE. LAS REACCIONES BASICAS ENTRE EL ACIDO CLORHIDRICO Y ESTAS ROCAS CALCAREAS SON LAS SIGUIENTES:

(1)

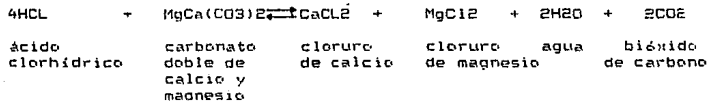
(1)

PARA CALIZA:



(1)

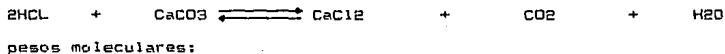
PARA DOLOMIA:



LOS CLORUROS DE CALCIO Y MAGNESIO DE ESTAS REACCIONES SE DISUELVEN EN EL AGUA ORIGINAL DEL ACIDO Y EN EL AGUA QUE SE FORMA

DE LA REACCION. ESTOS CLORUROS INCREMENTAN LA VISCOSIDAD DE LA SOLUCION DE ACIDO GASTADO. EN GENERAL LA REACCION CON CALIZA ES MAS RAPIDA QUE CON LA DOLOMIA.

DESDE EL PUNTO DE VISTA TEORICO, SE PUEDE ESTIMAR LA CANTIDAD DE ROCA DISUELTA POR EL HCL. POR EJEMPLO, SI SE DESEA ESTIMAR LA CANTIDAD DE CALIZA DISUELTA POR 1000 LITROS DE SOLUCION DE ACIDO CLORHIDRICO AL 15% EN PESO, SE PROCEDERA EN LA FORMA SIGUIENTE: <sup>(1)</sup>



H= 1.00797	Ca= 40.08	Ca= 40.08	C= 12.01115	H2=2(1.000797)
Cl=35.453	C= 12.01115	Cl2=(35.5)2	O2=2(15.9944)	O=15.9944
2HCL=2(36.5)	CaCO3=100	CaCl2=111	CO2= 44	H2O=18

ESTO SIGNIFICA QUE 73 Kg/mol-kg DE ACIDO CLORHIDRICO REACCIONARAN CON 100 kg/mol-kg DE CARBONATO DE CALCIO, PRODUCIENDO 111 kg/mol-kg DE CLORURO DE CALCIO, 44 kg/mol-kg DE BIOXIDO DE CARBONO Y 18 kg/mol-kg DE AGUA.

<sup>(1)</sup> COMO EJEMPLO, CONSIDERENSE LOS SIGUIENTES DATOS:

SEAN:

V= 1000 LITROS DE HCL AL 15%

Ga= 1.075 Kg/LITRO ( DE TABLA IV.1 )

DONDE:

V= VOLUMEN DE LA SOLUCION DE ACIDO (LITROS)

W= PESO DE LA SOLUCION DE ACIDO (Kg)

P= PESO DE CLORURO DE HIDROGENO EN LA SOLUCION (Kg)

Ga= PESO ESPECIFICO DE LA SOLUCION DE ACIDO (Kg/litro)

POR DEFINICION:

$$G_a = \frac{W(HCl+H_2O)}{V(HCl+H_2O)}$$

POR LO TANTO:

$$W = G_a V = 1.075 = 1.075 * 1000 = 1075 \text{ Kg (HCl+H}_2\text{O)}$$

$$P = .15 W (HCl+H_2O)$$

$$P = .15 * 1075 = 161.25 \text{ Kg (HCl)}$$

$$\frac{73 \text{ Kg (HCl)}}{100 \text{ Kg (CaCO}_3\text{)}} = \frac{161.25 \text{ (HCl)}}{X}$$

$$X = \frac{161.25 * 100}{73} = 220.9 \text{ Kg (CaCO}_3\text{)}$$

EN ESTA REACCION 1000 LITROS DE HCl AL 15% DISOLVERAN 220.9 Kg DE CaCO<sub>3</sub>, PRODUCIENDOSE:

$$\frac{73 \text{ Kg (HCl)}}{111 \text{ Kg (CaCO}_3\text{)}} = \frac{161.25 \text{ Kg (HCl)}}{X \text{ Kg (CaCl}_2\text{)}}$$

245.2 Kg DE CaCl<sub>2</sub>.

$$\frac{73 \text{ Kg (HCl)}}{44 \text{ Kg (CO}_2\text{)}} = \frac{161.25 \text{ Kg (HCl)}}{X \text{ Kg (CO}_2\text{)}}$$

97.2Kg DE CO<sub>2</sub>.

$$\frac{73 \text{ Kg (HCl)}}{18 \text{ Kg (H}_2\text{O)}} = \frac{161.25 \text{ Kg (HCl)}}{X \text{ Kg (H}_2\text{O)}}$$

39.8Kg DE H<sub>2</sub>O.

SI EL PESO ESPECIFICO DE CaCO<sub>3</sub> ES DE 2.83 Kg/litro, EL VOLUMEN DISUELTTO DE CaCO<sub>3</sub> SERA DE:

$$V(\text{CaCO}_3) = \frac{220.9\text{Kg} (\text{CaCO}_3)}{2.83 \text{ Kg/litro}} = 78 \text{ litros de CaCO}_3.$$

EN UNIDADES DE CAMPO 1000 GALONES DE ACIDO CLORHIDRICO AL 15%, DEBERAN DISOLVER 1840 LB., O 10.5 PIE CUBICO DE CARBONATO DE CALCIO

ESTA REACCION DEBERA PRODUCIR 2,050 LB. DE CLORURO DE CALCIO (CaCl<sub>2</sub>), 812 LB. DE DIOXIDO DE CARBONO ( CO<sub>2</sub> ) O 6,600 PIE CUBICO DE DIOXIDO DE CARBONO DE GAS A CONDICIONES STANDAR DE PRESION Y TEMPERATURA, Y 333 LB. DE AGUA. EN ADICION A LAS 7600 LB. DE AGUA INYECTADA COMO UN ACARREO PARA EL ACIDO CLORHIDRICO. EN LA PRACTICA, DESPUES DEL GASTADO EN LIMONITAS, 1000 GALONES DE ACIDO CLORHIDRICO AL 15%, CONVERTIRAN 1,020 GALONES DE SOLUCION DE CLORURO DE CALCIO AL 20.5%, PESANDO 9.79 LB/GAL.

1000 GALONES DE ACIDO CLORHIDRICO AL 15%, DEBERAN DISOLVER 1,710 LB. O 9.6 PIE CUBICO DE DOLOMIA.

EL GASTADO DE 1000 GALONES DEL ACIDO CLORHIDRICO AL 15% EN DOLOMITAS DEBERA PRODUCIR 1,020 GALONES DE UNA MEZCLA DE 10.5% DE CLORURO DE CALCIO Y 9% DE CLORURO DE MAGNESIO EN SOLUCION, PESANDO 9.7 LB/GAL.

COMO SE MENCIONO, EL ACIDO CLORHIDRICO SE RECIBE A UNA CONCENTRACION DE 32% EN PESO DE CLORURO DE HIDROGENO, ESTE ACIDO ES MANTENIDO EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO HASTA QUE SE TENGA LA NECESIDAD DE UTILIZARSE EN UN POZO. EN ESTE MOMENTO EN QUE EL ACIDO CONCENTRADO SE DILUYE A LA CONCENTRACION DESEADA PARA LA ESTIMULACION. PARA CALCULAR LA PROPORCION QUE DEBE DE MEZCLARSE DE HCL CONCENTRADO CON AGUA PARA DAR LA CONCENTRACION REQUERIDA,

SE HACE USO DE LA SIGUIENTE EXPRESION:

$$V' = \frac{VCG}{C'G'} \dots \text{IV.1}$$

EN LA CUAL:

V: VOLUMEN FINAL DE ACIDO DILUIDO.

C: CONCENTRACION DESEADA DEL ACIDO DILUIDO.

G: GRAVEDAD ESPECIFICA DEL ACIDO DILUIDO.

V': VOLUMEN REQUERIDO DE ACIDO CONCENTRADO.

C': PORCIENTO EN PESO DE ACIDO CLORHIDRICO CONCENTRADO.

G': GRAVEDAD ESPECIFICA DEL ACIDO CONCENTRADO.

POR EJEMPLO, SI SE DESEAN PREPARAR 1000 LTS. DE ACIDO CLORHIDRICO AL 28% - SE TIENE DISPONIBLE ACIDO CONCENTRADO AL 32%, SE PROCEDE EN LA FORMA SIGUIENTE:

V= 1000 lts. de HCl al 28%.

C= 0.28

G= 1.1422 ( de la Tabla IV.1 )

C'= 0.32

G'= 1.1628

$$V' = \frac{VCG}{C'G'}$$

SUSTITUYENDO:

V' = 859.51 DE HCL AL 32%.

(2)  
IV.1.2.1 USO DEL ACIDO CLORHIDRICO CONCENTRADO.

LA CONCENTRACION DEBE VARIAR DE 20 A 35% Y SUS PRINCIPALES VENTAJAS, SON:

- LA DOLOMITA Y ALGUNAS LIMONITAS DENSAS, REQUIEREN DE UN ACIDO CONCENTRADO PARA LA DISOLUCION DE CARBONATOS, PARA ESTAS FORMACIONES LA CONCENTRACION USUAL ES DE 28 A 35%.
- EN FRACTURAMIENTO CON ACIDO, EL ACIDO CONCENTRADO PROVEE UN TIEMPO MAS LARGO DE GASTADO LO QUE SIGNIFICA DIMENSIONES MAS GRANDES DE FRACTURA.
- MAS BIOXIDO DE CARBONO (CO2) ES LIBERADO POR GALON DE ACIDO Y MENOS CO2 SE DISUELVE EN EL ACIDO, ESTE CO2 AYUDA A LA LIMPIEZA DE LA FRACTURA DESPUES DE HABERSE GASTADO EL ACIDO.

(2)  
RESUMEN DEL USO DEL ACIDO CONCENTRADO. (HCL)

1. PARA CADA TRABAJO SE REQUIERE SELECCIONAR LA CONCENTRACION DEL ACIDO.
2. CONSIDERAR EL USO DEL ACIDO CONCENTRADO TOMANDO EN CUENTA COSTO, INHIBICION DE CORROSION REQUERIDA, DANO A LA FORMACION Y EFECTIVIDAD.
3. TENER ESPECIAL CUIDADO EN LA SELECCION DE LOS SURFACTANTES PARA PREVENIR LA FORMACION DE EMULSIONES Y FORMACION DE LODOS ASFALTICOS.
4. REALIZAR PRUEBAS DE LABORATORIO ANTES DE APLICARLO.



(1,2)

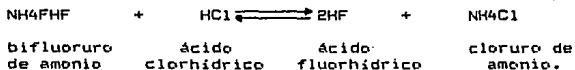
#### IV.1.3 ACIDO FLUORHIDRICO.

EL ACIDO FLUORHIDRICO, ES EL UNICO ACIDO QUE PERMITE LA DISOLUCION DE MINERALES ARCILLOSOS, FELDESPATOS Y ARENA (CUARZO). ADEMAS DE ATACAR ESTOS COMPUESTOS DE SILICE, EL ACIDO FLUORHIDRICO TAMBIEN REACCIONA CON LOS MINERALES CALCAREOS Y CON LOS IONES POSITIVOS DE LA PROPIA SALMUERA DE LA FORMACION. SIN EMBARGO, LOS PRODUCTOS DE REACCION EN ESTOS CASOS RESULTAN EN PRECIPITADOS INSOLUBLES. LO CUAL DEBERA EVITARSE EN TODO LO POSIBLE.

EL ACIDO FLUORHIDRICO UTILIZADO EN POZOS DE ACEITE, GAS O EN EL CONTROL DE POZOS ES NORMALMENTE UNA MEZCLA DE 3% DE HF Y 12% DE HCl. SE EMPLEA EXCLUSIVAMENTE EN TRATAMIENTOS MATRICIALES DE ARENISCOS PARA DISOLVER YA SEAN ARCILLAS NATURALES O ARCILLAS QUE HAN MIGRADO A LA FORMACION. MIL GALONES DE HF AL 4.2% DISOLVERAN 700 LIBRAS DE ARCILLA.  
(2)

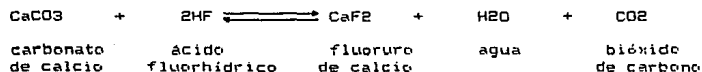
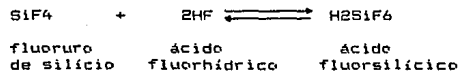
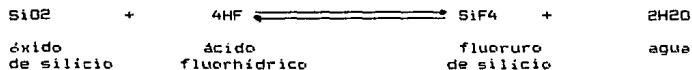
EL TIEMPO DE REACCION RAPIDA Y LOS PRECIPITANTES HACEN DEL HF UN ACIDO INDESEABLE EN ARENAS QUE CONTIENEN CARBONATOS Y QUE TIENEN MAS DE 20% DE SOLUBILIDAD EN HCl. EL HF NUNCA SE DEBE USAR EN FORMACIONES CON CARBONATOS.  
(2)

DENTRO DE LA INDUSTRIA QUIMICA. EL ACIDO FLUORHIDRICO ESTA DISPONIBLE COMERCIALMENTE EN SOLUCIONES ACUOSAS DEL 40 AL 70% DE CONCENTRACION EN PESO. EN LA INDUSTRIA PETROLEFA PARA LA ESTIMULACION DE POZOS EL ACIDO FLUORHIDRICO GENERALMENTE ES UNA SOLUCION DILUIDA EN ACIDO CLORHIDRICO. PUEDE FORMARSE DE LA DISOLUCION DE SOLUCIONES CONCENTRADAS DE FLUORURO DE HIDROGENO Y PRINCIPALMENTE DE LA REACCION DE BIFLUORURO DE AMONIO CON EL ACIDO CLORHIDRICO:  
(1)



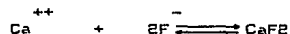
EL ACIDO FLUORHIDRICO SE UTILIZA EN LA ESTIMULACION DE POZOS MEZCLADO CON ACIDO CLORHIDRICO O ACIDOS ORGANICOS. SIENDO LA MEZCLA MAS COMUN AQUELLA CONTENIENDO 3% DE HF. Y 12% DE HCl.

LAS REACCIONES QUIMICAS ENTRE EL ACIDO FLUORHIDRICO Y EL SILICE O LA CALCITA, SON SIMPLES Y SE PUEDEN EXPRESAR DE LA SIGUIENTE MANERA:

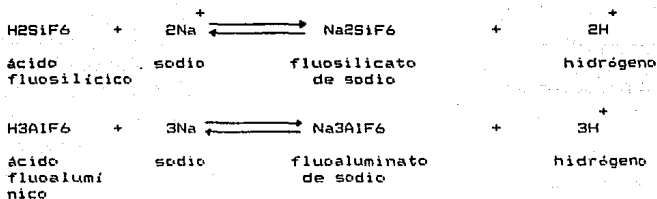


EL FLUORURO DE CALCIO ES UN PRECIPITADO INSOLUBLE Y PUEDE SER OBTENIDO NO NADA MAS CON CARBONATOS, SINO TAMBIEN CON IONES

Ca<sup>++</sup>, K<sup>+</sup>, Na<sup>+</sup>, ETC, PRESENTES EN EL AGUA DE FORMACION.

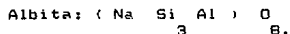
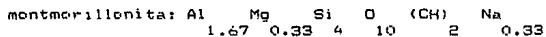
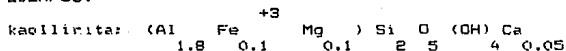


OTRAS REACCIONES INDESEABLES DEL ACIDO FLUORHIDRICO, SON LAS SIGUIENTES:

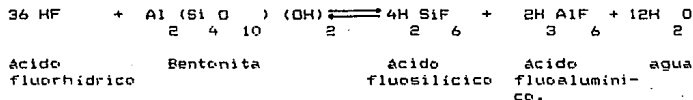


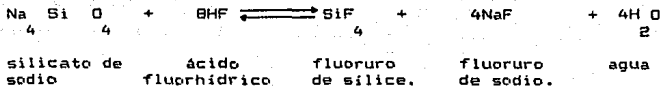
LAS REACCIONES DEL ACIDO FLUORHIDRICO CON LOS SILICATOS, TALES COMO LAS ARCILLAS O FELDESPATOS, SON DE MAYOR COMPLEJIDAD Y Y SUS REACCIONES PUEDEN SER REPRESENTADAS POR UNA SIMPLE RELACION ESTEQUIOMETRICA.

LAS FORMULAS EMPIRICAS PARA REPRESENTAR LOS SILICATOS, SON POR EJEMPLO:



LAS ECUACIONES QUE DESCRIBEN LA ESTEQUIOMETRIA DEL ACIDO FLUORHIDRICO CON LOS SILICATOS SON LAS SIGUIENTES:





EN GENERAL 100 GALONES DE ACIDO FLUORHIDRICO AL 3% DISOLVERAN APROXIMADAMENTE 140 LB. DE BENTONITA O 500 LBS. DE OTRAS ARCILLAS O 200 LBS. DE SILICE.

#### IV.1.4 ACIDO ACETICO <sup>(1,2)</sup>

EL ACIDO ACETICO ES UN ACIDO ORGANICO MAS DEBIL QUE EL ACIDO CLORHIDRICO. ESTO SIGNIFICA QUE LA IONIZACION DEL HIDROGENO OCURRE MAS LENTAMENTE Y POR LO TANTO SU REACCION ES MAS LENTA. <sup>(1)</sup>

EL ACIDO ACETICO ( HAc ) ES DEBILMENTE IONIZADO, Y SUS REACCIONES SON LENTAS. MIL GALONES DE ACIDO ACETICO AL 10%, DEBERAN DISOLVER CERCA DE 1,100 LB. DE LIMONITAS.

EL COSTO DE DISOLUCION DE UN PESO DADO DE LIMONITAS ES MAYOR CON ACIDO ACETICO QUE CON ACIDO CLORHIDRICO.

AL ACIDO ACETICO ES MUY FACIL DE INHIBIR SU ACCION CORROSIVA Y PUEDE ESTAR USUALMENTE EN CONTACTO CON TUBERIAS DE PRODUCCION O TUBERIAS DE REVESTIMIENTO POR DIAS.

OTRAS VENTAJAS DEL ACIDO ACETICO EN COMPARACION CON EL ACIDO CLORHIDRICO, SON:

- EL ACIDO ACETICO ES NATURALMENTE SECUESTRANTE CONTRA LA PRECIPITACION DEL FIERRO.
- NO CAUSA CORROSION SEVERA.
- NO ES ALTAMENTE CORROSIVO DEL ALUMINIO.
- NO ATACA SEVERAMENTE AL PLATINO CROMADO CERCA DE LOS 200°F <sup>(2)</sup>

SE UTILIZA GENERALMENTE COMO ACIDO DE REACCION RETARDADA. APROVECHANDO SU MENOR CORROSIVIDAD, SON RECOMENDABLES PARA POZOS DE ALTA TEMPERATURA. DADAS ESTAS CARACTERISTICAS, EL ACIDO ACETICO ES EMPLEADO COMO FLUIDO DE TERMINACION ANTES DE LOS DISPAROS, ADEMAS ES DE USO OBLIGADO CUANDO EL ACIDO ESTA EN CONTACTO CON PARTES DE ALUMINIO O CROMO.<sup>(1)</sup>

#### IV.1.4.1 MEZCLAS DE ACIDO ACETICO Y CLORHIDRICO.<sup>(1,2)</sup>

UNA COMBINACION MUY FRECUENTEMENTE USADA ES LA DE 15% DE HCL Y 10% DE ACIDO ACETICO. EN MUCHOS CAMPOS SE HAN OBTENIDO RESULTADOS FAVORABLES CON EL USO DE MEZCLAS DE ACIDOS CLORHIDRICO Y ACETICO, CON LAS SIGUIENTES VENTAJAS:

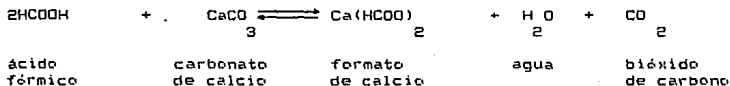
1. OBTENCION DE ALTA CAPACIDAD DE FLUJO EN FRACTURAS DE LIMONITAS Y DOLOMITAS.
2. EL ACIDO ACETICO ES SEQUESTRANTE DE HIERRO, PREVIENIENDO ASI LA FORMACION DE HIDROXIDO DE HIERRO, UN PRECIPITADO INSOLUBLE.
3. PROPORCIONA UNA ACCION DE ACIDO CONCENTRADO CON UNA CORROSION BAJA.
4. EL ACIDO ACETICO MANTIENE UN PH BAJO, ESTO MINIMIZA LA HIDRATACION, HINCHAMIENTO Y FLOCULACION DE LAS ARCILLAS.<sup>(2)</sup>

EL ACIDO ACETICO, COMO SE MENCIONO ANTERIORMENTE, SE PUEDE UTILIZAR SOLO O MEZCLADO CON ACIDO CLORHIDRICO Y GENERALMENTE ESTA DISPONIBLE EN SOLUCIONES ACUOSAS AL 10% EN PESO. EN ESTAS CONDICIONES, EL ACIDO CUESTA APROXIMADAMENTE EL DOBLE DE UNA SOLUCION DE ACIDO CLORHIDRICO AL 15% Y DISUELVE APROXIMADAMENTE LA TERCERA PARTE DE CARBONATO DE CALCIO.

SU UTILIZACION PARA ESTIMULAR FORMACIONES SE RESTRINGE A ROCAS



SU EMPLEO PRINCIPAL ES EN LA ACIDIFICACION DE ROCAS CALCAREAS EN POZOS DE ALTA TEMPERATURA. A LA CONCENTRACION ANTERIORMENTE CITADA, DISUELVE LA MISMA CANTIDAD DE CALIZA QUE LO QUE DISOLVERIA UNA SOLUCION AL 8% DE ACIDO CLORHIDRICO. LA REACCION DEL ACIDO FORMICO CON LA CALCITA ES LA SIGUIENTE:



A LA CONCENTRACION DEL 10% LOS PRODUCTOS DE REACCION SON SOLUBLES EN AGUA; SIN EMBARGO, A MAYORES CONCENTRACIONES EL FORMATO DE CALCIO ES UN PRODUCTO GELATINOSO. (1)

(1,2)

#### IV.1.6 ACIDO SULFAMICO

ES UN MATERIAL DE POLVO GRANULAR, QUE REACCIONA TAN RAPIDO COMO EL ACIDO CLORHIDRICO. LA PRINCIPAL VENTAJA DEL ACIDO SULFAMICO ES QUE PUEDE SER TRANSPORTADO AL POZO COMO UN POLVO SECO Y ENTONCES MEZCLADO CON AGUA, A MENOS QUE ESTE ACIDO SEA MODIFICADO NO DISOLVERA LOS OXIDOS DE FIERRO O ALGUNAS OTRAS ESCAMAS DE FIERRO. DEBIDO A SU PESO MOLECULAR LA CANTIDAD DE CARBONATO DE CALCIO DISUELTO POR UNA LIBRA DE ACIDO SULFAMICO ES SOLAMENTE CERCA DE UNA TERCERA PARTE DEL QUE SE DISOLVERIA CON UN PESO IGUAL DE ACIDO CLORHIDRICO. ACIDIFICAR CON ACIDO SULFAMICO, NORMALMENTE ES MUCHO MAS CARO QUE CON ACIDO CLORHIDRICO.

EL ACIDO SULFAMICO NO ES RECOMENDABLE PARA TEMPERATURAS CERCA DE 180 GRADOS F. PORQUE ESTE SE HIDROLIZA PARA FORMAR ACIDO SULFURICO (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>). CUANDO EL ACIDO SULFURICO (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) REACCIONA

CON LIMONITAS, EL SULFATO DE CALCIO SE PRECIPITA ( $\text{CaSO}_4$ ).

ESTE ACIDO EN POLVO, AL IGUAL QUE OTRO LLAMADO CLOROACETICO, SE UTILIZA EN CASOS MUY ESPECIFICOS, POR LA VENTAJA DE SER TRANSPORTABLES A LOCALIZACIONES REMOTAS. ASIMISMO SE HAN LLEGADO A UTILIZAR PARA APLICACIONES MUY PARTICULARES EL ACIDO CITRICO Y EL ACIDO LACTICO, COMO AGENTES PARA EVITAR LA PRECIPITACION DEL FIERRO.



## REFERENCIAS

1. M.I. CARLOS ISLAS SILVA. "APUNTES DE ESTIMULACION Y REPARACION DE POZOS". FACULTAD DE INGENIERIA, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO. 1988
2. ROBERT ALAN P. AND ALLEN THOMAS. "WELL COMPLETIONS, WORKOVER STIMULATION" VOLUMEN 2 CAPITULO 7.

#### IV.2 VELOCIDAD DE REACCION. (1) \*

LA VELOCIDAD DE REACCION SE PUEDE DEFINIR COMO EL NUMERO DE MOLECULAS QUE REACCIONAN POR UNIDAD DE TIEMPO Y POR UNIDAD DE VOLUMEN. PARA DETERMINAR LA VELOCIDAD DE UNA REACCION ES SUFICIENTE CONOCER COMO VARIA CON EL TIEMPO LA CANTIDAD DE UNA DE LAS SUSTANCIAS PARTICIPANTES EN LA REACCION. BAJO ESTA CONSIDERACION SE PUEDE DEFINIR LA VELOCIDAD DE REACCION DE UN ACIDO COMO:

$$V_r = dc/dt$$

DONDE  $V_r$  ES LA VELOCIDAD DE REACCION Y  $dc/dt$  ES EL CAMBIO DE LA CONCENTRACION DEL ACIDO CON RESPECTO AL TIEMPO.

LA REACCION ENTRE UN ACIDO Y UNA ROCA ES UNA REACCION HETEROGENEA. PARA QUE LA REACCION TOMA LUGAR, LOS IONES HIDROGENO DEL ACIDO DEBEN SER TRANSPORTADOS Y ALCANZAR LA SUPERFICIE SOLIDA DONDE LA REACCION OCURRIRA. DE AQUI QUE HAY DOS VELOCIDADES IMPORTANTES INVOLUCRADAS EN ESTAS REACCIONES. UNA ES LA VELOCIDAD A LA CUAL EL ION HIDROGENO ES TRANSPORTADO HASTA ALCANZAR LA SUPERFICIE SOLIDA, Y LA SEGUNDA ES LA VELOCIDAD CON LA CUAL REACCIONA UNA VEZ QUE ALCANZA LA SUPERFICIE.

LA VELOCIDAD A LA CUAL EL ION HIDROGENO ES TRANSPORTADO POR LA SOLUCION A LA SUPERFICIE SOLIDA ESTA DETERMINADA POR LOS FENOMENOS DE DIFUSION Y CONVECCION; DE TAL MANERA QUE ESTA VELOCIDAD ES GOBERNADA POR LAS CONDICIONES HIDRODINAMICAS EN LA CERCANIA DE LA SUPERFICIE SOLIDA. LA VELOCIDAD DE REACCION EN LA SUPERFICIE, UNA

\*.REFERENCIAS AL FINAL DEL TEMA.

VEZ QUE EL ION HIDROGENO LA ALCANZA, ESTA CARACTERIZADA POR LAS SUSTANCIAS QUIMICAS IMPLICADAS Y DEPENDE DE LA COMPOSICION QUIMICA DEL SOLIDO Y DEL ACIDO, DE LA CONCENTRACION DEL ACIDO EN LA SUPERFICIE Y DE LA TEMPERATURA.

EN GENERAL, EN LA ESTIMULACION DE POZOS, LA VELOCIDAD DE REACCION DE LOS ACIDOS EN LA SUPERFICIE DE LA ROCA ES RELATIVAMENTE ALTA. POR EJEMPLO, EN EL CASO DEL ACIDO CLORHIDRICO Y CARBONATO DE CALCIO. LA VELOCIDAD DE REACCION EN LA SUPERFICIE ES TAN ALTA QUE SE PUEDE CONSIDERAR QUE EL ION HIDROGENO TAN PRONTO ALCANZA LA SUPERFICIE, INSTANTANEAMENTE REACCIONA CON EL CARBONATO.

DE ESTA FORMA, LA VELOCIDAD TOTAL DE REACCION ENTRE ROCAS CALCAREAS Y HCL A TEMPERATURAS DEL ORDEN DE 200 °F EN LA MAYORIA DE LOS CASOS ES REALMENTE CONTROLADA POR LA VELOCIDAD A LA CUAL EL ION HIDROGENO PUEDE ALCANZAR LA SUPERFICIE SOLIDA.

EN EL CASO DE OTROS ACIDOS, TANTO LA VELOCIDAD DE TRANSFERENCIA DE MASA DEL ION HIDROGENO COMO LA VELOCIDAD DE REACCION EN LA SUPERFICIE SON IMPORTANTES; SIN EMBARGO, AUNQUE LA VELOCIDAD TOTAL DE REACCION PUEDA EXPRESARSE MATEMATICAMENTE, LAS MATEMATICAS SON COMPLEJAS Y SE PREFIERE PARA SU DEFINICION LOS ESTUDIOS EXPERIMENTALES.

SE HA OBSERVADO QUE LA VELOCIDAD DE REACCION DEL ACIDO CLORHIDRICO PUEDE ESTAR DADA POR LA SIGUIENTE EXPRESION:

$$dC/dt = -Kc(t)$$

DONDE: K= CONSTANTE DE LA VELOCIDAD DE REACCION.

C= CONCENTRACION DEL ACIDO A UN TIEMPO t.

SEPARANDO VARIABLES:

$$dC/C = -k(dt)$$

INTEGRANDO DE UNA CONCENTRACION INICIAL DEL ACIDO, "Co" A UNA CONCENTRACION FINAL "C" SE TIENE:

$$\int_{C_0}^C \frac{dC}{C} = -k \int_{t=0}^{t} dt$$

$$\ln C \Big|_{C_0}^C = -kt \Big|_0^t \quad \longrightarrow \quad \ln C - \ln C_0 = (k)(t)$$

$$\ln C/C_0 = -kt \quad \longrightarrow \quad C = C_0 e^{-kt}$$

LA FIGURA IV.2.1 MUESTRA ESTA ECUACION GRAFICAMENTE.

PARA MEDIR LA VELOCIDAD TOTAL DE REACCION ENTRE UN ACIDO Y UN MINERAL SE PUEDE HACER USO DE:

- I).-EL CAMBIO DE LA CONCENTRACION DEL ACIDO CON RESPECTO AL TIEMPO, ES DECIR, EVALUANDO  $dC/dt$ .
- II).-DETERMINANDO EL TIEMPO EN QUE EL ACIDO CAMBIA DE UNA CONCENTRACION INICIAL "Co" A UNA CONCENTRACION FINAL "C". ESTE TIEMPO SE DENOMINA TIEMPO DE REACCION.
- III).-DETERMINANDO LA CANTIDAD DE ROCA DISUELTAS POR UNIDAD DE AREA EXPUESTA Y POR UNIDAD DE TIEMPO COMUNMENTE LB/PIE<sup>2</sup>/SEG.

#### IV.4.2.1 FACTORES QUE AFECTAN LA VELOCIDAD DE REACCION. (1)

SE HAN REALIZADO ESTUDIOS EXPERIMENTALES CON EL OBJETIVO DE EVALUAR LOS DIFERENTES PARAMETROS QUE AFECTAN O INFLUYEN EN LA VELOCIDAD DE REACCION DEL ACIDO CON LAS ROCAS. ENTRE LOS FACTORES QUE SE HAN IDENTIFICADO Y QUE AFECTAN LA VELOCIDAD DE REACCION

ESTAN:

- 1.-RELACION AREA/VOLUMEN.
- 2.-TEMPERATURA.
- 3.-TIPO Y CONCENTRACION DEL ACIDO Y PRODUCTOS DE REACCION.
- 4.-VELOCIDAD DE FLUJO.
- 5.-COMPOSICION DE LA ROCA.
- 6.-VISCOSIDAD.
- 7.-PRESION.

RELACION AREA/VOLUMEN: ESTE FACTOR ES EL QUE MAS AFECTA A LA VELOCIDAD DE REACCION ENTRE LOS ACIDOS Y LA ROCA. LA RELACION ENTRE EL AREA MOJADA POR EL ACIDO Y EL VOLUMEN DE ESTE VARIA EN UN RANGO MUY AMPLIO, SIENDO LA VELOCIDAD DE REACCION DIRECTAMENTE PROPORCIONAL A ESTA RELACION, ES DECIR, ENTRE MAYOR AREA DE LA SUPERFICIE DE LA ROCA EXPUESTA AL ACIDO, ESTA SE GASTARA MAS RAPIDAMENTE.

EN UN POZO QUE TUVIESE UN INTERVALO TERMINADO EN AGUJERO DESCUBIERTO, CON UN RADIO DE 6 PULGADAS, LA RELACION AREA EXPUESTA A VOLUMEN DE ACIDO SERIA:

RADIO DEL POZO =  $r_w$  = 6 PULGADAS.

SUPERFICIE MOJADA DE LA PARED DEL POZO =  $\pi(2r_w)H$

SIENDO H EL ESPESOR DE LA FORMACION.

SI V ES EL VOLUMEN DEL POZO EN EL INTERVALO CONSIDERADO, EQUIVALENTE AL DEL ACIDO CONTENIDO EN UNA ZONA, ENTONCES:

$$V = \pi(R_w)^2 H$$

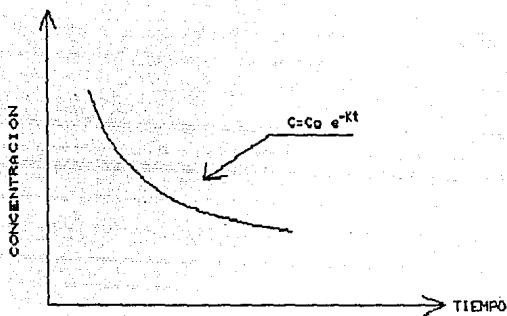
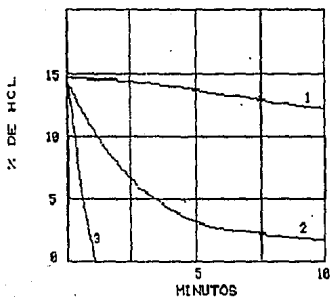


FIG. 10.2.1 VARIACION DE LA CONCENTRACION DEL ACIDO RESPECTO AL TIEMPO.<sup>(1)</sup>



TEMPERATURA: 88 F.  
 PRESION: 1000 PSI.  
 FORMACION: ARCILLA.

- 1.-RELACION AREA/VOLUMEN EN POZO DE 6 PC.
- 2.-RELACION AREA/VOLUMEN EN FRACTURA DE 1 PC.
- 3.-RELACION AREA/VOLUMEN EN LA MATRIZ

FIG. 10.2.2 EFECTO DE LA RELACION AREA/VOLUMEN EN REACCIONES ENTRE HCL Y  $\text{CaCO}_3$ .<sup>(1)</sup>

RELACION AREA/VOLUMEN :  $R = \pi(2R_w)H / \pi(R_w)^2H$

$$R = 2/R_w = 2/6 = 0.33 \text{ PG}^{-1}$$

PARA EL CASO DE UN CANAL DE DIMENSIONES: LONGITUD "L", ALTURA "H" Y AMPLITUD "W". SE TIENE:

-AREA MOJADA:  $2LH$

-VOLUMEN:  $LHW$

-RELACION AREA/VOLUMEN:  $R = (2LH) / (LHW)$

$$R = (2/W)$$

SI  $W = 0.1 \text{ PG}$ . ,  $R = 2/0.1 = 20 \text{ PG}^{-1}$ .

PARA EL CASO DE UN MEDIO POROSO FORMADO POR CANALES DE FLUJO DE  $0.001 \text{ PG}$ ., LA RELACION AREA/VOLUMEN SERIA DEL ORDEN DE  $R=2000 \text{ PG}^{-1}$ . EN LA FIGURA IV.2.2. SE PRESENTAN DATOS EXPERIMENTALES PARA DIFERENTES RELACIONES AREA-VOLUMEN. ESTOS DATOS CORRESPONDEN A LA REACCION DEL HCL CON CONCENTRACION INICIAL DEL 15% Y UNA FORMACION DE CALIZA. LA CURVA 1 CORRESPONDE AL PRIMER CASO CITADO, LA 2 AL SEGUNDO Y LA 3 AL TERCERO. COMO SE OBSERVA, A NIVELES DE RELACION AREA-VOLUMEN EN UNA MATRIZ DE FORMACION. EL TIEMPO EN QUE SE GASTARIA EL ACIDO ES SIGNIFICATIVAMENTE MENOR AL TIEMPO EN QUE SE GASTARIA EL ACIDO A OTRAS RELACIONES.

PARA EL CASO DE LA REACCION DE HF, LA RELACION AREA/VOLUMEN EN SILICATOS. TALES COMO LAS ARCILLAS. ES MUCHO MAYOR QUE EN SILICE TAL COMO LA ARENA. EN TODOS LOS CASOS, LA RELACION AREA/VOLUMEN EN ARCILLA CON HF HACE QUE ESTE REACCIONE MUCHO MAS RAPIDO EN ESTOS COMPUESTOS QUE EN LAS PARTICULAS DE ARENA.

EN LA PRACTICA. LA REACCION ENTRE EL HF Y LA ARCILLA ES MUCHO MAS

RAPIDA MIENTRAS QUE CON EL SILICE ES MAS LENTA.

TEMPERATURA: CUANDO LA TEMPERATURA SE INCREMENTA, EL ACIDO REACCIONA MAS RAPIDAMENTE CON LA ROCA. ESTO SE DEBE A DOS EFECTOS PRINCIPALES: A MAYOR TEMPERATURA LOS EFECTOS DE DIFUSION SON MAS ACENTUADOS Y POR LO TANTO LOS IONES HIDROGENO TIENEN MAYOR MOVILIDAD Y ALCANZAN LA SUPERFICIE DEL SOLIDO MAS RAPIDAMENTE. ASI MISMO, A MAYOR TEMPERATURA LA VISCOSIDAD DE LA SOLUCION DISMINUYE, FACILITANDO ASI EL TRANSPORTE DE LOS IONES HIDROGENO HACIA LA SUPERFICIE DEL SOLIDO. LA FIGURA IV.2.3 PRESENTA DATOS EXPERIMENTALES DE LA REACCION ENTRE EL ACIDO CLORHIDRICO Y LA CALCITA.

TIPO Y CONCENTRACION DE ACIDO: COMO SE MENCIONO ANTERIORMENTE, ENTRE MAS COMPLETAMENTE SE IONICE UN ACIDO EN IONES HIDROGENO Y SU ANION, EL ACIDO SERA MAS FUERTE Y TENDRA MAYOR VELOCIDAD DE REACCION. ESTO SIGNIFICA QUE UNA MAYOR CANTIDAD DE IONES PODRAN ESTAR EN CONTACTO CON LA SUPERFICIE SOLIDA.

EL ACIDO CLORHIDRICO TIENE UNA VELOCIDAD DE REACCION MAYOR EN LAS ROCAS CALCAREAS QUE LOS ACIDOS ORGANICOS, SIENDO DE ESTOS, EL FORMICO, DE MAYOR VELOCIDAD DE REACCION QUE EL ACIDO ACETICO. ASI MISMO, EL ACIDO FLUORHIDRICO ES MAS RAPIDO EN REACCIONAR QUE LOS ACIDOS ORGANICOS CON LAS ROCAS CALCAREAS Y ES EL UNICO QUE REACCIONA CON LAS ROCAS SILICICAS.

POR OTRA PARTE, LA VELOCIDAD DE REACCION ES DIRECTAMENTE



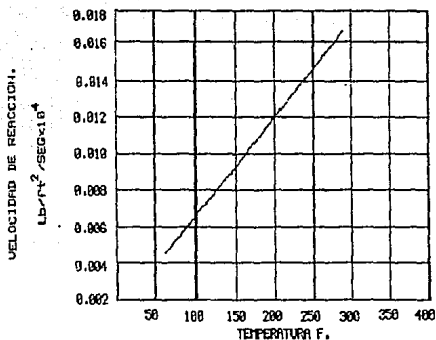


FIG. 1U.2.3 EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE LA VELOCIDAD DE REACCION.<sup>(1)</sup>

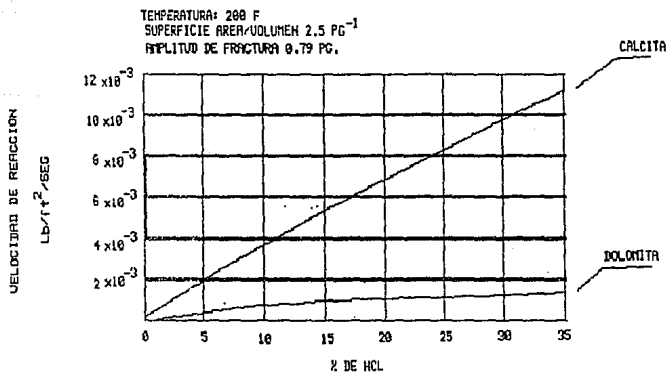


FIG. 1U.2.4 VELOCIDAD DINAMICA DE DISOLUCION DE LA ROCA EN UN DISCO GIRANDO<sup>(1)</sup>.

PROPORCIONAL A LA CONCENTRACION DEL ACIDO, DISMINUYENDO ESTA A MEDIDA QUE EXISTE MAYOR CANTIDAD DE PRODUCTOS DE REACCION, YA QUE ESTOS INTERFIEREN EL TRANSPORTE DE LOS IONES HIDROGENO.

CON RESPECTO A LA VELOCIDAD DE REACCION, POR EJEMPLO, UN ACIDO CLORHIDRICO AL 25% EN UNA CALIZA TENDRA UN VALOR MAYOR QUE UN ACIDO CLORHIDRICO AL 10% COMO SE MUESTRA EN LA FIGURA IV.2.4 SIN EMBARGO. SI SE SIGUE LA REACCION DEL HCL AL 25% A TRAVES DE SU CICLO DE GASTADO. CUANDO ESTE ACIDO SE HAYA GASTADO HASTA UN 10% DE CONCENTRACION. SU VELOCIDAD DE REACCION SERA MAS LENTA QUE LA DEL ACIDO QUE INICIA SU CICLO DE GASTADO CON UNA CONCENTRACION INICIAL DEL 10%. ESTO DEBIDO A QUE EL HCL AL 25% CUANDO ALCANZA UNA CONCENTRACION DEL 10% CONTIENE PRODUCTOS DE REACCION QUE INTERFIEREN LA REACCION DISMINUYENDO SU VELOCIDAD. SI SE ADICIONA CLORURO DE CALCIO O BIOXIDO DE CARBONO A UN ACIDO DE CUALQUIER CONCENTRACION SE RETARDA SU REACCION.

**VELOCIDAD DE FLUJO:** EL EFECTO DE INCREMENTAR LA VELOCIDAD DE FLUJO. GENERALMENTE DISMINUYE EL TIEMPO EN QUE EL ACIDO SE GASTA. ESTO ES DEBIDO PRINCIPALMENTE A QUE A MAYORES VELOCIDADES DE FLUJO SE REMOVERAN MAS RAPIDAMENTE LOS PRODUCTOS DE REACCION DE LA SUPERFICIE DE LA ROCA. INCREMENTANDOSE EL NUMERO DE CONTACTOS ENTRE LOS IONES HIDROGENO Y ESTA SUPERFICIE.

SIN EMBARGO, SI LA VELOCIDAD ES SUFICIENTEMENTE ALTA, UNA MENOR CANTIDAD DE IONES HIDROGENO TENDRA OPORTUNIDAD DE ESTAR EN CONTACTO CON LA SUPERFICIE DE LA ROCA Y LA VELOCIDAD DE REACCION

DISMINUIRA.

COMPOSICION DE LA ROCA: LA COMPOSICION FISICA Y QUIMICA DE LA ROCA INFLUENCIAN LA REACCION DEL ACIDO. POR EJEMPLO, EL HCL REACCIONA GENERALMENTE MAS LENTO EN DOLOMIAS QUE EN CALIZAS, COMO SE MUESTRA EN LA FIGURA IV.2.4.

LA MAYORIA DE LAS FORMACIONES CONTIENEN ALGUNOS MATERIALES QUE SON INSOLUBLES EN DETERMINADOS ACIDOS. ADEMAS LA DISTRIBUCION DE ESTOS MATERIALES EN CONTRASTE CON LOS MATERIALES SOLUBLES AFECTAN FUERTEMENTE LA VELOCIDAD DE REACCION.

VISCOSIDAD: LA VISCOSIDAD AFECTA EL TRANSPORTE DE LOS IONES HIDROGENO HACIA LA INTERFASE LIQUIDO-ROCA Y POR LO TANTO DISMINUYE LA VELOCIDAD DE REACCION.

PRESION: ESTE FACTOR TIENE Poca INFLUENCIA SOBRE LA VELOCIDAD DE REACCION, SOBRE TODO A PRESIONES DE TRATAMIENTO. POR EJEMPLO, LA FIGURA I.1.5 MUESTRA LA REACCION ENTRE EL HCL Y LA CALIZA A DIFERENTES PRESIONES. COMO SE OBSERVA, ABAJO DE 750 lbs/pg<sup>2</sup> LA PRESION AFECTA LA REACCION DEL ACIDO. ESTO ES DEBIDO A QUE A BAJA PRESION, PARTE DEL CO<sub>2</sub> SALE DE LA SOLUCION. SIN EMBARGO, A PRESIONES SUPERIORES A 750 lbs/pg<sup>2</sup> DADO QUE EL CO<sub>2</sub> NO ESCAPA DE LA SOLUCION DE ACIDO GASTADO, LA PRESION TIENE POCO EFECTO EN LA VELOCIDAD DE REACCION.

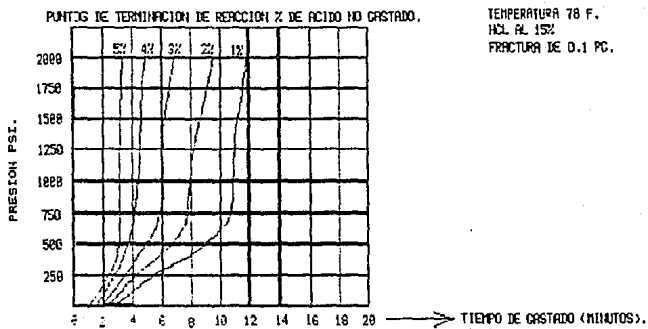


FIG. 1V.2.5 EFECTO DE LA PRESION EN EL TIEMPO DE REACCION DEL HCL Y CALIZA<sup>(1)</sup>

**REFERENCIAS:**

- 1.-M.I. CARLOS ISLAS SILVA. "APUNTES DE ESTIMULACION Y REPARACION DE POCOS". FACULTAD DE INGENIERIA, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO.

#### IV.3 ADITIVOS\*\*\*\*.

TODOS LOS ACIDOS UTILIZADOS EN LA ESTIMULACION DE POZOS REQUIEREN DE UN ACONDICIONAMIENTO PARA SER EMPLEADOS CON SEGURIDAD Y EVITAR REACCIONES INDESEABLES O DAÑOS POR INCOMPATIBILIDAD CON LA FORMACION Y/O SUS FLUIDOS.

LOS ADITIVOS DEBEN SELECCIONARSE PARA LAS CONDICIONES DE CADA POZO POR CUANTO A TIPO Y CONCENTRACION DE LOS MISMOS. ESTA SELECCION SE LLEVA A CABO EN EL LABORATORIO DEBIENDO SER CUIDADOSA, YA QUE REPRESENTAN EL MAYOR COSTO DE LA ESTIMULACION Y POR OTRA PARTE LA AUSENCIA DE ELLOS PUEDE PROPICIAR INSEGURIDAD EN EL MANEJO DE LOS ACIDOS, DESTRUCCION DEL EQUIPO DEL POZO Y DAÑOS SEVEROS EN LA FORMACION.

LA MAYOR PARTE DE LOS PROCEDIMIENTOS DE LABORATORIO PARA LA SELECCION DEL TIPO Y CONCENTRACION DE ADITIVOS NECESARIOS EN UN SISTEMA ACIDO, PARA LAS CONDICIONES ESPECIFICAS DE CADA POZO SON SIMILARES A AQUELLAS RECOMENDADAS POR LAS NORMAS API-RF-42.

ENTRE LOS PROBLEMAS MAS IMPORTANTES QUE EL ACIDO PUEDE CREAR SE TIENEN:

- 1.-CORROSION DEL ACERO DEL EQUIPO DE BOMBEO Y EL EQUIPO SUBSUPERFICIAL Y SUPERFICIAL DEL POZO.
  - 2.-DAÑO DE LA FORMACION POR FORMACION DE EMULSIONES, FORMACION DE LODOS ASFALTICOS, LIBERACION Y DISPERSION DE FINOS, ALTERACION DE LA MOJABILIDAD DE LA FORMACION Y PRECIPITACIONES SECUNDARIAS. PARA EVITAR ESTOS PROBLEMAS QUE PUEDE CAUSAR EL ACIDO Y ASEGURAR
- \* REFERENCIAS AL FINAL DEL TEMA.

LA REMOCION DEL MEDIO POROSO DE LOS PRODUCTOS DE REACCION SE UTILIZAN LOS ADITIVOS.

EL NUMERO DE ADITIVOS SE VE INCREMENTADO CUANDO ES NECESARIO ADECUAR EL SISTEMA ACIDO, POR EJEMPLO, PARA REDUCIR LAS PERDIDAS DE PRESION POR FRICCION, PARA DESVIAR EL FLUJO DE FLUIDO DE ESTIMULACION DE UNA ZONA A OTRA, SECUESTRAR Y EVITAR LA PRECIPITACION DEL FIERRO O COMPUESTOS DE ESTE, ETC.

LOS ACIDOS Y SUS ADITIVOS SON SUSTANCIAS EN GENERAL PELIGROSAS DE MANEJARSE, POR LO QUE ES CONVENIENTE TENER SIEMPRE A MANO INSTRUCTIVOS SOBRE SU TOXICIDAD Y RECOMENDACIONES SOBRE LAS PRECAUCIONES EN SU MANEJO.

LA MAYOR PARTE DE LOS ADITIVOS SON SURFACTANTES.

**IV.3.1 INHIBIDORES DE CORROSION<sup>(1)</sup>**: LOS INHIBIDORES DE CORROSION SON UTILIZADOS PARA RETARDAR TEMPORALMENTE EL DETERIORO DEL METAL CAUSADO POR LA ACCION DE LOS ACIDOS, DEPENDIENDO DEL TIPO DE TRATAMIENTO CON ACIDO SERA LA SELECCION DEL INHIBIDOR DE CORROSION A USARSE.

**IV.3.1.2 MECANISMOS DE INHIBICION DE CORROSION<sup>(2)</sup>**: EXISTEN DOS CLASES DE INHIBIDORES (CLASIFICADOS POR LA FORMA EN QUE INHIBEN LA CORROSION).

LA PRIMERA (DE TIPO ANODICO) ACTUA COMPARTIENDO LOS ELECTRONES DE LAS MOLECULAS DEL INHIBIDOR CON SITIOS ANODICOS DE LA SUPERFICIE DEL METAL. EL METAL DETERMINA LA REACCION EN EL SITIO.

LA SEGUNDA (DE TIPO CATODICO) FORMA UNA PELICULA PROTECTORA POR

LIGAMENTO DEL INHIBIDOR CATIONICO CON EL AREA CATODICA DE LA SUPERFICIE DEL METAL POR LA ATRACCION ELECTROSTATICA. EXISTEN FACTORES QUE REDUCEN EL NUMERO DE MOLECULAS DEL INHIBIDOR ADSORBIDAS POR LA SUPERFICIE DEL METAL. EL FACTOR MAS IMPORTANTE ES LA TEMPERATURA, POR ESO LOS INHIBIDORES PARA CORROSION DE ACIDO ARRIBA DE 250 GRADOS F. SON MUY CAROS Y DIFICILES DE FORMULAR, POR LO QUE ES NECESARIO REALIZAR PRUEBAS DE EFECTIVIDAD LAS CUALES DESAFORTUNADAMENTE NO HAN SIDO STANDARIZADAS AUN.

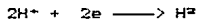
COMO SE OBSERVA EN LA (FIG. IV.3.1<sup>''''</sup>) EL ATAQUE DEL ACIDO SOBRE EL METAL SE MANIFIESTA POR EL ION HIDROGENO DISOCIADO DE LA SOLUCION ACIDA. EL RESULTADO ES UNA OXIDACION Y DISOLUCION DEL FIERRO EN LOS SITIOS ANODICOS DE LA SUPERFICIE METALICA, ACOMPAÑADA DE UNA REDUCCION DE LOS IONES HIDROGENO Y LA FORMACION DE HIDROGENO EN LOS SITIOS CATODICOS. LA RECCION ES:

REACCION ANODICA: (OXIDACION).<sup>''''</sup>



FIERRO METALICO—ELECTRONES ———> FIERRO IONICO.

REACCION CATODICA: (REDUCCION).<sup>''''</sup>



HIDROGENO IONICO+ELECTRONES ———> HIDROGENO.



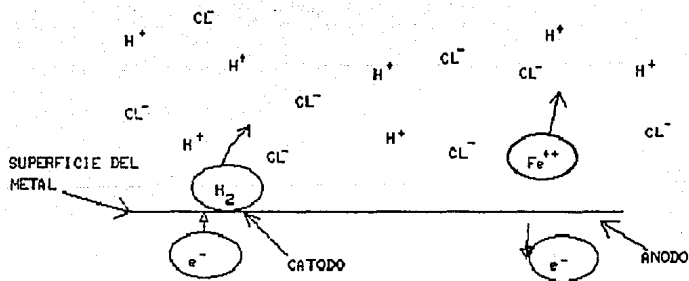


FIG. -10.3.1<sup>(1)</sup>

REACCION TOTAL (1):  $Fe + 2H^+ \longrightarrow Fe^{++} + H_2$

FIERRO METALICO + H. IONICO  $\longrightarrow$  FIERRO IONICO + H. MOLECULAR

LA CORROSION DEL ACERO ES UNIFORME EN NATURALEZA; SIN EMBARGO, POR EFECTO DEL INHIBIDOR PUEDE PRODUCIRSE UNA CORROSION LOCALIZADA. DEBIDO A QUE LOS INHIBIDORES DE CORROSION PUEDEN DEGRADARSE O QUE LA PELICULA ADSORBIDA SEA INSUFICIENTE.

IV.3.1.3 EVALUACION DE LOS INHIBIDORES DE CORROSION (2): EN EL LABORATORIO, LAS PRUEBAS PARA EVALUAR EL COMPORTAMIENTO DEL INHIBIDOR DE CORROSION, SE REALIZAN TOMANDO UNA MUESTRA DEL METAL. LA MUESTRA ES SUMERGIDA EN UN RECIPIENTE ESPECIAL (AUTOCLAVE) LA CUAL SE SOMETE A UNA TEMPERATURA Y PRESION ESPECIFICA. DENTRO DEL RECIPIENTE EXISTE UN VOLUMEN DE ACIDO CON UNA CIERTA CANTIDAD DEL INHIBIDOR DE CORROSION A EVALUARSE (2).

LA MEDICION DE LA CORROSION SE HACE PESANDO LA MUESTRA ANTES, DURANTE O DESPUES DE LA PRUEBA. LA EFECTIVIDAD DEL INHIBIDOR, SE EXPRESA EN TERMINOS DE PERDIDA DE METAL POR UNIDAD DE AREA DE METAL EXPUESTO POR UNIDAD DE TIEMPO ( $lb/ft^2/D$ ). LAS PRUEBAS DE CONTROL SON USADAS PARA DETERMINAR LA PERDIDA DE PESO EN EL ACIDO SIN INHIBIDOR, EN COMPLEMENTO PARA DETERMINAR EL RANGO DE PESO PERDIDO.

USUALMENTE SE NOTA LA TENDENCIA DEL ACIDO DE HACER CAVIDADES EN

LUGAR DE REACCIONAR UNIFORMEMENTE CON LA SUPERFICIE DEL METAL. MUCHOS FACTORES INFLUYEN EN EL EFECTO DE LA CORROSION<sup>(2)</sup>. LOS DE MAYOR IMPORTANCIA SON:

- 1.-AGITACION.
- 2.-TIPO DE METAL.
- 3.-TIEMPO DE CONTACTO.
- 4.-TEMPERATURA.
- 5.-TIPO Y CONCENTRACION DEL ACIDO.
- 6.-TIPO Y CONCENTRACION DEL INHIBIDOR.
- 7.-RELACION AREA DE METAL-VOLUMEN DE ACIDO.
- 8.-PRESION.
- 9.-PRESENCIA DE OTROS ADITIVOS COMO SURFACTANTES O SOLVENTES MUTUOS.

1.-AGITACION<sup>(2)</sup>: UN INCREMENTO EN LA AGITACION AUMENTA LA CORROSION (COMO SE MUESTRA EN LA FIGURA IV.3.2) DE AQUI QUE LAS PRUEBAS ESTATICAS HACEN PARECER QUE LOS INHIBIDORES SON MAS EFECTIVOS DE LO QUE SON CUANDO EL ACIDO ES BOMBEADO A TRAVES DE LA TUBERIA.

2.-TIPO DE METAL<sup>(2)</sup>: EL EFECTO DEL TIPO DE METAL ES SIGNIFICANTE; LOS RESULTADOS DE LA EVALUACION SE MUESTRAN EN LA FIG. IV.3.3 PARA

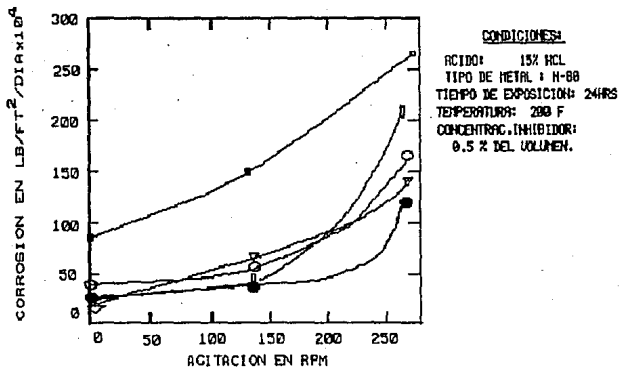


FIG. 1U.3.2 EFECTO DE LA AGITACION SOBRE EL INHIBIDOR DE CORROSION<sup>(2)</sup>

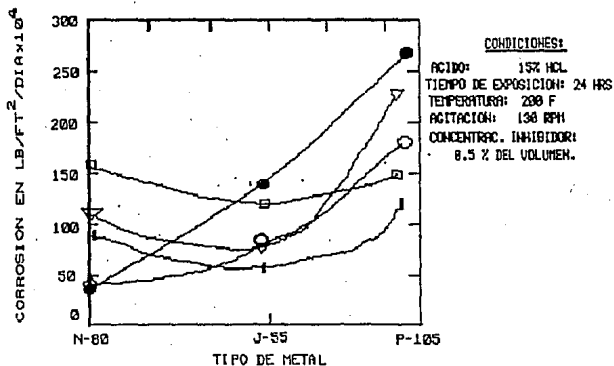


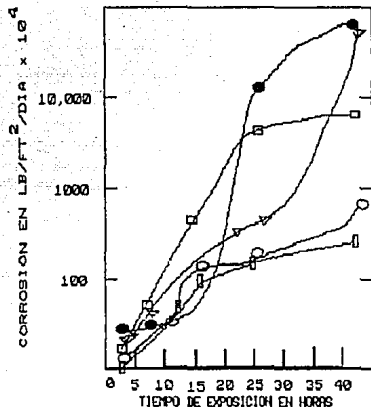
FIG. 1U.3.3 EFECTO DEL TIPO DE METAL SOBRE EL INHIBIDOR DE CORROSION<sup>(2)</sup>

5 INHIBIDORES COMERCIALES ACTUANDO EN TUBERIAS N-80, J-55 O P-105. AUNQUE SEGUN SMITH LAS DENOMINACIONES DE API PARA LOS ACEROS SON INADECUADAS PARA DISTINGUIR LAS DIFERENCIAS EN EL EFECTO DE LA CORROSION. POR QUE ESTAS SOLO IDENTIFICAN EL ESFUERZO A LA TENSION Y LAS CARACTERISTICAS DE LA CORROSION (EN LAS AREAS AFECTADAS) SON DETERMINADAS POR COMPOSICION QUIMICA ES POR ESTO QUE ES ESCENCIAL QUE LAS MUESTRAS A PROBARSE DEBEN SER REPRESENTATIVAS DE LA TUBERIA A PROTEGER.

3.-TIEMPO DE CONTACTO<sup>(2)</sup>: LA CORROSION SE INCREMENTA AL INCREMENTARSE EL TIEMPO DE CONTACTO (FIG. IV.3.4) PARA LOS MISMOS 5 TIPOS DE INHIBIDORES. A MEDIDA QUE EL TIEMPO DE CONTACTO ENTRE EL ACIDO Y LA SUPERFICIE METALICA ES MAYOR, ESPECIALMENTE A TEMPERATURAS ALTAS, LA PROTECCION CON INHIBIDOR SERA MAS DIFICIL. LOS INHIBIDORES QUE OFRECEN PROTECCION PARA PERIODOS CORTOS PUEDEN PROVEER MUY DIFERENTE PROTECCION PARA PERIODOS LARGOS.

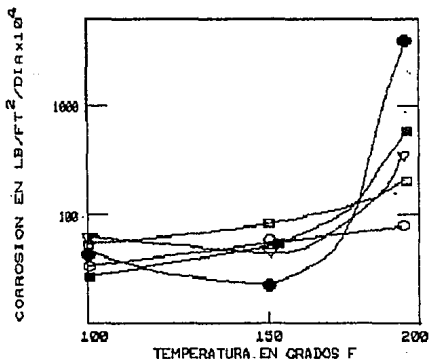
4.-TEMPERATURA<sup>(2)</sup>: AL INCREMENTARSE LA TEMPERATURA, LA CORROSION TAMBIEN SE INCREMENTA (FIG. IV.3.5) LA DIFICULTAD PARA CONTROLAR LA CORROSION POR ACIDOS A TEMPERATURAS ARRIBA DE LOS 200 GRADOS F. ES FACILMENTE APRECIABLE.

5.-TIPO Y CONCENTRACION DE ACIDO<sup>(1,2)</sup>: A MAYOR CONCENTRACION DEL ACIDO, LOS INHIBIDORES SON MENOS EFECTIVOS (FIG. IV.3.6). AUNQUE LA CORROSION POR LA MEZCLA DE 12% DE HCL + 3% DE HF A UNA TEMPERATURA DADA, ES MAS FACIL DE CONTROLAR QUE UNO DE 15% DE HCL,



CONDICIONES:  
 ACIDO: 28% HCL  
 TIPO DE METAL: N-88  
 TEMPERATURA: 200 F  
 AGITACION: 130 RPM  
 CONCENTRACION DEL INHIBIDOR: 2%

FIG. 10.3.4 EFECTO DEL TIEMPO DE EXPOSICION SOBRE EL INHIB. DE CORROSION<sup>(2)</sup>



CONDICIONES:  
 ACIDO: 15% HCL  
 TIPO DE METAL: N-88  
 TIEMPO DE EXPOS.: 24 HRS  
 AGITACION: 130 RPM  
 CONCENTRACION INHIBIDOR:  
 0.1% DEL VOLUMEN.

FIG. 10.3.5 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL INHIBIDOR DE CORROSION.<sup>(2)</sup>

LA CORROSION CON 28% DE HCL ES MAS DIFICIL DE CONTROLAR TODAVIA. LA CONCENTRACION DE INHIBIDOR REQUERIDA PARA UN CONTROL EFECTIVO DE LA CORROSION DEPENDE DE LA TEMPERATURA Y TIPO DE METAL COMO SE ILUSTRO ANTERIORMENTE. TAMBIEN LA DURACION Y GRADO DE PROTECCION REQUERIDOS INFLUYEN EN LA CONCENTRACION DEL INHIBIDOR.

LOS RESULTADOS DE PRUEBAS ESTATICAS SUBESTIMAN LA CANTIDAD REQUERIDA DE INHIBIDOR POR LO QUE DEBEN TOMARSE CON PRECAUCION.

6.-TIPO Y CONCENTRACION DEL INHIBIDOR<sup>(1)</sup>: LA CONCENTRACION DEL INHIBIDOR NO PUEDE SER INCREMENTADA ILIMITADAMENTE, DADO QUE DEPENDIENDO DE LAS CONDICIONES DE PRESION Y TEMPERATURA, EL TIPO DE ACERO Y EL TIPO Y CONCENTRACION DEL ACIDO, SE LLEGA A UNA CONCENTRACION DEL INHIBIDOR EN DONDE, A MAYOR CONCENTRACION DEL MISMO NO SE TIENE PROTECCION ADICIONAL.

7.-RELACION VOLUMEN DE ACIDO-AREA DE PRUEBA<sup>(2)</sup>: UNA VARIABLE MAS DELICADA ES ESTA RELACION, DONDE A MAYOR VOLUMEN DE ACIDO SOBRE UNA AREA DE METAL SE AUMENTA LA INHIBICION A LA CORROSION DEBIDO A LA ADSORCION EN ESA AREA (FIG.IV.3.7).

8.-PRESION<sup>(1,2)</sup>: EL EFECTO DE LA PRESION EN LA FUNCION DEL INHIBIDOR DEPENDE DE ESTE. LA PRESION ACTUA AUMENTANDO LA TEMPERATURA Y POR LO TANTO REDUCIENDO LA EFECTIVIDAD DEL INHIBIDOR. EXISTEN INHIBIDORES MUY EFECTIVOS A ALTA PRESION Y OTROS MUY EFECTIVOS A BAJA PRESION.

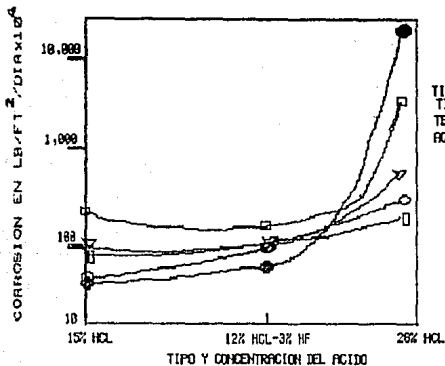


FIG. 10.3.6 EFECTO DEL TIPO DE ACIDO Y DE SU CONCENTRACION SOBRE EL INHIBIDOR DE CORROSION. (2)

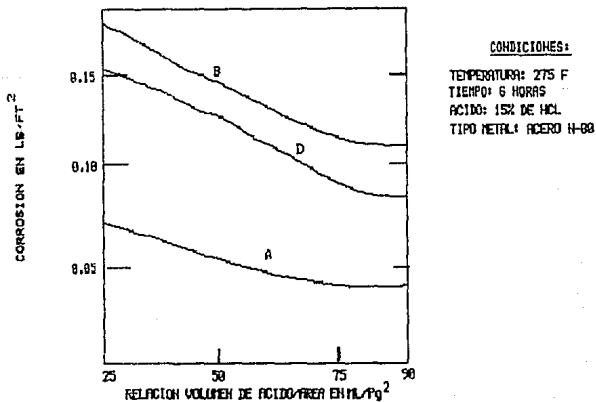


FIG. 10.3.7 EFECTO DE LA RELACION VOL.ACIDO/AREA EN 3 DIF. INHIBIDORES. (2)



SOLO ES NECESARIO REALIZAR PRUEBAS CON 1000 PSI. COMO PRESION MINIMA, PARA DESPRECIAR A LOS INHIBIDORES QUE SOLO SON EFECTIVOS A BAJAS PRESIONES.

9.-PRESENCIA DE OTROS ADITIVOS COMO SURFACTANTES O SOLVENTES MUTUOS<sup>(2)</sup>: LA PRESENCIA DE ADITIVOS EN EL SISTEMA ACIDO, PUEDE MODIFICAR LA EFICIENCIA DEL INHIBIDOR DE CORROSION. MATERIALES COMO LOS SURFACTANTES O LOS SOLVENTES MUTUOS REGULARMENTE ALTERAN ESTA EFECTIVIDAD PREVIENIENDO O AYUDANDO A LA ADSORCION DEL INHIBIDOR.

LOS ADITIVOS EN GENERAL DEBEN INCLUIRSE EN LAS PRUEBAS HECHAS A LOS INHIBIDORES, PARA DETERMINAR SU EFECTO EN ESTOS Y PARA ASEGURARSE DE QUE SE OBTENDRAN RESULTADOS CONFIABLES.

#### IV.3.1.4 SUGERENCIAS PARA LA SELECCION DEL INHIBIDOR<sup>(2)</sup>:

LA SELECCION DEL INHIBIDOR. SU TIPO Y CONCENTRACION PUEDEN DETERMINARSE SOLO DESPUES DE CONOCER LOS SIGUIENTES DATOS DEL POZO Y DEL TRATAMIENTO:

- 1.-TIPO Y CONCENTRACION DEL ACIDO.
- 2.-TIPO DE TUBERIA EXPUESTA AL ACIDO.
- 3.-TEMPERATURA MAXIMA DE LA TUBERIA.
- 4.-DURACION DE LA EXPOSICION.

LA INHIBICION A LA CORROSION POR ACIDO A TEMPERATURAS ARRIBA DE

250 GRADOS F. DURANTE 8 HORAS DE EXPOSICION O MAS ES UNO DE LOS PROBLEMAS MAS DIFICILES DE SOLUCIONAR CUANDO EL POZO A TRATARSE ES PROFUNDO.

IV.3.1.5 LOS INHIBIDORES INORGANICOS<sup>(1,2)</sup>: (MAS ECONOMICOS QUE LOS ORGANICOS), GENERALMENTE SON SALES DE ARSENICO QUE REACCIONAN CON LA SUPERFICIE METALICA FORMANDO ARSENIATO DE FIERRO QUE ACTUA COMO BARRERA DE PROTECCION ENTRE EL ACIDO Y EL METAL. ESTOS INHIBIDORES SON MUY EFECTIVOS A ALTAS TEMPERATURAS Y TIEMPOS PROLONGADOS DE CONTACTO. AUN ASI TIENEN LAS SIGUIENTES DESVENTAJAS:

- A.-A ALTAS CONCENTRACIONES DE ACIDO PIERDEN EFECTIVIDAD.
- B.-EL ARSENICO ENVENENA LOS CATALIZADORES USADOS EN LAS REFINERIAS.
- C.-SON ALTAMENTE TOXICOS Y DEBEN TOMARSE PRECAUCIONES EN SU MANEJO. POR ESTO, LA DESTRUCCION DE LOS FLUIDOS USADOS EN LOS TRATAMIENTOS CON ARSENICO, ES DIFICIL DE LLEVAR A CABO DE UNA MANERA ACEPTABLE.
- D.-LOS COMPONENTES DEL ARSENICO SON RELATIVAMENTE INEFECTIVOS CUANDO EXISTE SULFHIDRICO.

IV.3.1.6 INHIBIDORES ORGANICOS<sup>(2)</sup>: AFORTUNADAMENTE LAS INVESTIGACIONES HAN PRODUCIDO INHIBIDORES ORGANICOS (SURFACTANTES QUE SE ADSORBEN EN LA SUPERFICIE METALICA) ESTOS NO SON TAN EFECTIVOS COMO EL ARSENICO, PERO SON MUY UTILES A TEMPERATURAS

ARRIBA DE 250 GRADOS FARENHEIT. ALGUNAS VECES PARA SU USO SE REQUIERE DE UN ADITIVO LLAMADO INTENSIFICADOR EL CUAL AYUDA A REDUCIR LA DEGRADACION DEL INHIBIDOR A ESTAS TEMPERATURAS. TALES COMO EL YODURO DE POTASIO, EL YODURO DE COBRE Y OTROS.

LOS INHIBIDORES ORGANICOS PUEDEN USARSE EN POZOS PREVIENIENDO LA PRECIPITACION DE MATERIALES SOLIDOS QUE PUEDAN CAUSAR DAÑO A LA FORMACION; NO SON DAÑINOS A LOS CATALIZADORES DE LAS REFINERIAS Y PUEDEN UTILIZARSE EN TODOS LOS TIPOS DE ACIDOS Y A CUALQUIER CONCENTRACION.

ALGUNAS VECES. LOS REQUERIMIENTOS DE INHIBICION PUEDEN REDUCIRSE SI SE DISEÑAN CUIDADOSAMENTE LOS TRATAMIENTOS.

FOR EJEMPLO. LA CORROSION PUEDE REDUCIRSE SI SE ENFRIA ANTES LA TUBERIA INYECTANDO UN COLCHON DE AGUA ANTES DEL ACIDO. DE ESTA FORMA, SE REDUCE LA TEMPERATURA HASTA AQUELLA EN LA QUE LOS INHIBIDORES CONVENCIONALES OFRECEN UN CONTROL SUFICIENTE SOBRE LA CORROSION.

IV.3.2 SURFACTANTES (?): LOS SURFACTANTES SE USAN EN LOS TRATAMIENTOS CON ACIDO PARA DESEMULSIFICAR AL ACEITE Y AL ACIDO, PARA REDUCIR LA TENSION INTERFACIAL, PARA ALTERAR LA MOJABILIDAD EN LA FORMACION, PARA ACELERAR LA LIMPIEZA Y PARA PREVENIR LA FORMACION DE LODOS ASFALTICOS. DEBE TENERSE MUCHA PRECAUCION AL ADICIONAR SURFACTANTES PARA ASEGURARSE QUE SON COMPATIBLES CON LOS INHIBIDORES DE CORROSION Y OTROS ADITIVOS.

CUANDO SE ACIDIFICA LIMOS CARBONATADOS. SE USA REGULARMENTE UN

AGENTE DESEMULSIFICANTE PARA PREVENIR UNA EMULSION ENTRE EL ACIDO Y EL ACEITE DE LA FORMACION. REGULARMENTE, A UN ACIDO QUE CONTIENE UN AGENTE DESEMULSIFICANTE SE LLAMA ACIDO NO-EMULSIFICANTE (NE). LAS AMINAS ORGANICAS Y LAS SALES DE AMINAS CUATERNARIAS (AMBAS CATIONICAS) COMO EL ALQUILFENOL POLIETILADO (NO IONICO) SON USADAS PARA ESTE FIN. LA TENDENCIA A FORMAR EMULSIONES SE INCREMENTA CUANDO SE TIENEN FINES DE PEQUEÑO DIAMETRO.

EL USO DEL GLICOL ETER (SOLVENTE MUTUO) PREVIENE LA FORMACION DE ESTAS EMULSIONES SOLIDAMENTE ESTABILIZADAS. TAL VEZ POR LA ADSORCION DEL INHIBIDOR DE CORROSION MOJADO POR ACEITE CON LAS PARTICULAS FINAS SOLIDAS.

ALGUNAS VECES LOS SURFACTANTES SE AGREGAN AL ACIDO PARA DESARROLLAR UN ACIDO CON BAJA TENSION SUPERFICIAL (LST). AUNQUE ESTA APLICACION SE HA DISMINUIDO EN AÑOS RECIENTES. GENERALMENTE SE EMPLEA UN SURFACTANTE ALQUIL-ARIL-SULFATO (ANIONICO) O UN ALQUIL-FENOL-ETOXILADO (NO IONICO) A CONCENTRACIONES DE 0.1 A 0.5% POR VOLUMEN. LA TENSION INTERFACIAL ENTRE EL ACIDO O EL ACIDO GASTADO Y LA FASE PRESENTE DE ACEITE SE REDUCE PARA MINIMIZAR LA RETENCION CAPILAR DE LOS FLUIDOS EN LA FORMACION. SIN EMBARGO, LA REDUCCION DE LA TENSION INTERFACIAL PUEDE CONSEGUIRSE FACILMENTE EN EL LABORATORIO. HALL HA ENCONTRADO QUE LA ADSORCION DEL SURFACTANTE EN LOS MATERIALES DE LA FORMACION CERCA DEL AGUJERO DEL POZO, LIMITA LA EFECTIVIDAD DE ESTE DENTRO DE LA FORMACION. TAMBIEN DETERMINO QUE LA PRESENCIA DE UN SOLVENTE MUTUO AYUDA A CONSEGUIR MAYOR PENETRACION DEL SURFACTANTE DENTRO DE LA FORMACION.

MUCHOS DE ESTOS ACIDOS ESPECIALES SON PROPIAMENTE MEZCLAS DE ACIDO CLORHIDRICO Y SURFACTANTES. LOS ACIDOS LIMPIADORES SON DE ESTE TIPO. GENERALMENTE CONTIENEN DE 0.5 A 3% DE SURFACTANTE CON 5 A 15% DE HCL.

#### IV.3.2.1 AGENTES ANTILODOS ASFALTICOS<sup>(1,2)</sup>.

CUANDO EL ACIDO ES INYECTADO A LA FORMACION Y SE PONE EN CONTACTO CON ALGUNOS ACEITES DE ALTO CONTENIDO DE ASFALTENOS, ESTOS SE PUEDEN PRECIPITAR, PROPICIANDO LA FORMACION DE LODOS ASFALTICOS. UNA VEZ PRECIPITADOS LOS ASFALTENOS SOLIDOS NO SON REDISUELTOS EN EL ACEITE, ACUMULANDOSE EN LA FORMACION Y REDUCIENDO SU PERMEABILIDAD. PARA COMBATIR LA FORMACION DE LODO ASFALTICO SE UTILIZAN SURFACTANTES, LOS CUALES SE ADSORBEN EN LA INTERFASE ACEITE-ACIDO EVITANDO LA PRECIPITACION DE LOS ASFALTENOS.

ESTOS PROBLEMAS ALGUNAS VECES PUEDEN REDUCIRSE AGREGANDO AL ACIDO AGENTES QUIMICOS COMO LOS ALQUIFENOLES, ACIDOS GRASOS Y CIERTOS SURFACTANTES SOLUBLES EN ACEITE . LOS AGENTES ANTILODO PARA SU USO DEBEN DETERMINARSE EN PRUEBAS DE LABORATORIO CON EL CRUDO Y EL SISTEMA ACIDO A USARSE.

#### IV.3.3. SOLVENTES MUTUOS<sup>(2)</sup>.

SON MATERIALES QUE TIENE UNA APRECIABLE SOLUBILIDAD TANTO EN ACEITE COMO EN AGUA. MUCHOS QUIMICOS INCLUYENDO ALCOHOLES, ALDEHIDOS, KETONES, ETHERS Y ALGUNOS OTROS TIENEN ESTA PROPIEDAD.

EN APLICACIONES DE CAMPO, EL TERMINO "SOLVENTE MUTUO" NORMALMENTE SE USA PARA DESCRIBIR UN GLICOL-ETER. EL GLICOL-ETER FRECUENTEMENTE USADO PARA ACIDIFICAR ARENISCAS ES EL ETILENO-GLICOL-MONOBUTIL-ETER (EGMBE POR SUS SIGLAS EN INGLES). EL EGMBE, REDUCE LA TENSION INTERFACIAL ENTRE EL ACEITE Y EL AGUA, ACTUA COMO UN SOLUBILIZADOR DEL ACEITE EN EL AGUA, COMO UN DETERGENTE CAPAZ DE REMOVER LOS MATERIALES MOJADOS CON ACEITE, MOJANDOSLOS CON AGUA Y MEJORANDO LA ACCION DE LOS SURFACTANTES Y EMULSIFICANTES EN CONTACTO CON LOS MATERIALES DE LA FORMACION. LA SOLUBILIDAD EN ACEITE DE LOS GLICOL-ETERES SE INCREMENTA AL AUMENTAR EL TAMAÑO DE LA MOLECULA DEL HIDROCARBURO. ESTE CAMBIO GENERALMENTE REDUCE SU SOLUBILIDAD EN AGUA Y LA SOLUBILIDAD EN AGUA PUEDE INCREMENTARSE AL REDUCIRSE EL TAMAÑO DE LA CADENA DEL HIDROCARBURO O SE INCREMENTA EL GRADO DE SUSTITUCION DEL OXIDO DE ETILENO.

GIDLEY<sup>(2)</sup> REPORTO QUE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS DE ACEITE EN FORMACIONES DE ARENISCAS TRATADAS CON MEZCLAS DE HF-HCL SE INCREMENTA MAS QUE CUANDO SE USA UN TRATAMIENTO REGULAR SI SE AGREGA UN 10% DE EGMBE A UN POSTFLUIDO DE DIESEL EN EL TRATAMIENTO. TAYLOR Y PLUMMER<sup>(3)</sup> DEMOSTRARON TAMBIEN QUE SE TENIAN MEJORES RESULTADOS EN POZOS DE GAS CUANDO SE USABA UN SOLVENTE MUTUO EN EL TRATAMIENTO. SUTTON Y LASATER ENCONTRARON QUE LOS SOLVENTES MUTUOS REDUCEN LA ADSORCION DE LOS SURFACTANTES SOBRE LOS SOLIDOS DE LA FORMACION. HALL<sup>(4)</sup> MOSTRO QUE AL AGREGAR UN SOLVENTE MUTUO A UN SISTEMA DE SURFACTANTE, INCREMENTA LA

PENETRACION DE ESTE EN EMPACAMIENTOS DE ARENA. SIN EMBARGO EL MAYOR USO DE LOS SOLVENTES MUTUOS SE HA TENIDO EN LA ACIDIFICACION DE ARENISCAS, EL EGMBE TAMBIEN HA SIDO USADO EN LA ACIDIFICACION DE CARBONATOS. EL EGMBE ACTUA COMO UN LIMPIADOR Y REMOVEDOR DE ACEITE PARA MEJORAR LA EFECTIVIDAD DEL TRATAMIENTO CON ACIDO.

#### IV.3.4 REDUCTORES DE FRICCION<sup>(2)</sup>.

EN UN TRATAMIENTO CON ACIDO, REGULARMENTE ES DESEABLE BOMBEAR EL FLUIDO Y/O EL ACIDO AL MAXIMO GASTO PERMISIBLE MANTENIENDO LA PRESION DE SUPERFICIE DENTRO DE UN LIMITE FIJADO Y AL MISMO TIEMPO MINIMIZA<sup>2</sup> LOS REQUERIMIENTOS DE POTENCIA A ESOS GASTOS. LOS QUIMICOS QUE CUANDO SON DISUELTOS EN UN FLUIDO REDUCEN LA CAIDA DE PRESION POR FRICCION DE ESE FLUIDO A TRAVES DE LA TUBERIA, SE LLAMAN REDUCTORES DE FRICCION.

LOS REDUCTORES DE FRICCION NORMALMENTE SON POLIMEROS ORGANICOS QUE CONVIERTEN UN FLUIDO NEWTONIANO (VISCOSIDAD CTE. A GASTOS CORTANTES. A UNO NO NEWTONIANO (VISCOSIDAD VARIABLE A GASTOS CORTANTES..

AQUELLOS POLIMEROS QUE A BAJA CONCENTRACION REDUCEN LA FRICCION EN FLUJO TURBULENTO, OCASIONARAN CAIDAS DE PRESION MAYORES A LAS TENIDAS SOLO CON EL ACIDO SI SE USAN EN ALTAS CONCENTRACIONES. LA MINIMA CAIDA DE PRESION, USUALMENTE SE TIENE A CONCENTRACIONES DE APROXIMADAMENTE 1 A 20 LIBRAS POR 1000 GALS. DE FLUIDO.

MUCHOS POLIMEROS USADOS COMO REDUCTORES DE FRICCION ALGUNAS VECES SE AGREGAN AL VOLUMEN DE PREFLUIDO O AL ACIDO PARA EVITAR PERDIDAS

DE FLUIDO HACIA LA FORMACION. PARA LOGRAR ESTO, LA CONCENTRACION DEL POLIMERO TENDRA QUE SER DE 50 A 200 LBS. POR CADA 1000 GALS. DE ACIDO.

LA TABLA IV.3.4.1 MUESTRA LA CLASIFICACION DE LOS ADITIVOS USADOS COMO REDUCTORES DE FRICCION PARA FLUIDOS BASE AGUA, BASE ACEITE O PARA ACIDOS.

TABLA IV.3.4.1 (2)

TIPC DE FLUIDO	CLASIFICACION GRAL. DEL ADITIVO
BASE AGUA	-GUAR.
	-POLIACRILAMIDA.
	-CELULOSA.
BASE ACEITE	-POLISOBUTILENO.
	-ACIDOS GRASOS.
ACIDO	-GUAR.
	-GOMA DE KARAYA.
	-POLIACRILAMIDA.
	-CELULOSA.



#### IV.3.5 AGENTES DESVIADORES(11).

PARA OBTENER MEJORES RESULTADOS EN TRATAMIENTOS CON ACIDOS, YA SEAN ESTIMULACIONES MATRICIALES O FRACTURAMIENTO, ES NECESARIO TRATAR TODO EL INTERVALO PRODUCTOR, CUANDO VARIOS INTERVALOS DE ARENAS ESTAN PRODUCIENDO O CUANDO LA SECCION A TRATAR ES DEMASIADO GRANDE. ES NECESARIO DIVIDIR EL TRATAMIENTO EN ETAPAS, UNA TECNICA USADA PARA FORZAR, EN CADA ETAPA DEL TRATAMIENTO, AL FLUIDO A INTRODUCIRSE A UNA ZONA DIFERENTE DEL INTERVALO PRODUCTOR, CONSISTE EN EL USO DE EQUIPOS DE FONDO COMO EMPACADORES, AUNQUE ESTO AUMENTA EL COSTO DE LA OPERACION. OTRAS TECNICAS EN LAS QUE NO SE USAN EMPACADORES CONSISTEN EN QUE EN CADA ETAPA EL FLUIDO VA SEGUIDO DE UN MATERIAL QUE TAPONA TEMPORALMENTE LA ZONA TRATADA, DESVIANDO EL FLUJO A LA SIGUIENTE ETAPA HACIA UNA ZONA NO TRATADA. SE HACE USO DE DIFERENTES TIPOS DE AGENTES DESVIADORES DEBIDO A QUE LOS REQUERIMIENTOS EN TRATAMIENTOS CON ACIDO (ESTIMULACION MATRICIAL O FRACTURAMIENTO) DIFIEREN.

##### IV.3.5.1 AGENTES DESVIADORES PARA ACIDIFICACION MATRICIAL(12).

LOS QUIMICOS USADOS PARA LA DESVIACION CUANDO SE TRATA CON ACIDO UNA FORMACION INCLUYEN RESINAS ORGANICAS INERTES, ACIDOS ORGANICOS SOLIDOS, SOLIDOS DEFORMABLES, MEZCLAS DE CERAS Y POLIMEROS SOLUBLES EN ACEITE, POLIMEROS HINCHABLES POR EL ACIDO Y MEZCLAS DE SOLIDOS INERTES (FLORURO DE SILICE, CARBONATO DE CALCIO, SAL DE

ROCA, RESINAS SOLUBLES EN ACEITE, ETC.) CON POLIMEROS SOLUBLES EN AGUA (GUAR, GOMA DE KARAYA, CELULOSA, POLIACRILAMIDA, ETC.).

ESTOS AGENTES DESVIADORES SE USAN PARA DESVIAR EL FLUJO DEL ACIDO SIN DAÑAR LA FORMACION SI SE USAN ESPORADICAMENTE.

#### IV.3.5.2 RECOMENDACIONES EN EL USO DE AGENTES DESVIADORES EN UNA ACIDIFICACION MATRICIAL (M).

- 1.- LOS SOLIDOS INERTES USUALMENTE SON EFECTIVOS SI SE USAN SOLOS.
- 2.- LAS MEZCLAS DE PARTICULAS DURAS Y SUAVES PUEDEN SER EFECTIVAS. UN EJEMPLO ES LA MEZCLA DE RESINAS DE GRANO FINO QUE CONTIENEN PARTICULAS DE DIFERENTES TAMAÑOS Y DUREZAS SOLUBLES EN ACEITE, MEZCLAS DE CERAS Y UNA RESINA SOLUBLE EN ACEITE.
- 3.- LOS POLIMEROS HINCHABLES EN ACIDO SON EFECTIVOS: AUNQUE SOLO SE REQUIERE DE UNA PEQUEÑA CANTIDAD DE ESTOS POLIMEROS. ES NECESARIO TENER CUIDADO PARA PREVENIR EL EXCESO.
- 4.- LOS AGENTES SOLUBLES EN ACIDO, GENERALMENTE SON INEFECTIVOS DEBIDO A QUE SON DISUELTOS RAPIDAMENTE POR EL ACIDO CONTENIDO EN LA ETAPA SIGUIENTE DEL TRATAMIENTO.
- 5.- EL MAYOR PROBLEMA SE TIENE CUANDO SE UTILIZA DEMASIADA CANTIDAD DEL AGENTE DESVIADOR. SI SE TIENE UN EXCESO, LA INYECTIVIDAD PUEDE REDUCIRSE DRASTICAMENTE Y AUMENTARSE LA DIFICULTAD PARA REMOVER EL TAPONAMIENTO DEBIDO AL PROPIO DESVIADOR. TAMBIEN, AL TRATAR DE MANTENER LA INYECTIVIDAD CUANDO SE USA MUCHO

ADITIVO, PUEDE PROPICIARSE QUE LA PRESION DE TRATAMIENTO SE INCREMENTE Y QUE SE LLEGUE A FRACTURAR LA FORMACION.

#### IV.3.6 AGENTES SECUESTRANTES DE FIERRO<sup>(1,2)</sup>.

EN MUCHOS CASOS LAS TUBERIAS DEL POZO TIENE UNA DELGADA CUBIERTA DE COMPUESTOS DE FIERRO, COMO OXIDOS O SULFUROS; ASI MISMO ESTOS COMPUESTOS PUEDEN ESTAR PRESENTES EN LA PROPIA FORMACION O SER LLEVADOS A ELLA POR AGUA DE INYECCION O FLUIDOS DE DESECHOS EN POZOS INYECTORES DE DESECHO. AL INYECTAR ACIDO ESTE DISUELVE LOS DEPOSITOS Y MINERALES DE FIERRO TRANSFORMANDOS EN CLORUROS DE FIERRO SOLUBLES EN LOS PRODUCTOS DE REACCION, MIENTRAS EL ACIDO ESTA VIVO. AL GASTARSE EL ACIDO SE PRECIPITARAN OXIDOS HIDRATADOS DE FIERRO, QUE SON COMPUESTOS INSOLUBLES QUE SE DEPOSITAN EN LOS CANALES DE FLUJO RESTRINGIENDO LA PERMEABILIDAD. PARA EVITAR ESTO, AL ACIDO SE LE AGREGAN SECUESTRANTES O UNA MEZCLA SINERGISTICA DE AGENTES SECUESTRANTE Y CONTROLADOR DE PH.

EL HIERRO FERRICO SE PRECIPITA A UN PH DE APROXIMADAMENTE 2.2. MIENTRAS QUE EL HIERRO FERROSO SE PRECIPITA A UN PH DE APROXIMADAMENTE 7.

LA PRECIPITACION DEL HIERRO FERROSO RARAMENTE ES PROBLEMA, YA QUE LA SOLUCION DE ACIDO GASTADO RARA VEZ ALCANZA UN PH ARRIBA DE 6. LA PRECIPITACION DEL HIERRO FERRICO OCURRE CUANDO EL ACIDO SE ESTA GASTANDO Y EL PH AUMENTA A 2.2 O MAS.

EL HIERRO FERRICO EN PRESENCIA DE TUBERIAS DE ACERO Y HCL, RAPIDAMENTE SE CONVIERTE EN HIERRO FERROSO. POR LO TANTO LA DISOLUCION NORMAL DEL OXIDO DE LAS TUBERIAS NO FORMA UN

PRECIPITADO PELIGROSO PARA LA FORMACION. EL HIERRO FERRICO SE ENCUENTRA EN FORMA MINERALOGICA EN LA FORMACION Y PUEDE OCASIONAR PROBLEMAS.

LA PRECIPITACION DEL HIDROXIDO FERRICO GELATINOSO PUEDE PREVENIRSE SI SE AGREGAN CIERTOS AGENTES SECUESTRANTES AL ACIDO. ESTOS AGENTES SON GENERALMENTE ACIDOS ORGANICOS O ALGUNOS DE SUS DERIVADOS. LOS ACIDOS ORGANICOS MAS USADOS (CITRICO, LACTICO, ACETICO Y GLUCONICO) Y LOS DERIVADOS MAS EFECTIVOS (ACIDO TETRACETICO-ETILENO-DIAMINA: EDTA, EL ACIDO TRIACETICO-NITRILICO: NTA, POR SUS SIGLAS EN INGLES) FUERON ESTUDIADOS POR SMITH, QUIEN ENCONTRO SUS VENTAJAS Y LIMITACIONES. TANTO SU COSTO COMO SU RENDIMIENTO VARIAN AMPLIAMENTE; SU RENDIMIENTO ESTA AFECTADO POR LA TEMPERATURA Y LA PRESENCIA DE OTROS IONES METALICOS. SOLO EL ACIDO CITRICO, EDTA, Y EL NTA PUEDEN SOPORTAR HASTA 3000 PPM. DE HIERRO FERRICO EN SOLUCIONES DE ACIDO GASTADO POR MAS DE 4 HORAS A TEMPERATURAS ARRIBA DE LOS 175 GRADOS F. LOS ACIDOS LACTICO, ACETICOS Y GLUCONICOS PUEDEN PREVENIR LA PRECIPITACION DEL HIDROXIDO FERRICO SOLO A CONDICIONES DE TEMPERATURA Y CONCENTRACION DE HIERRO MAS BAJAS Y A PERIODOS MAS CORTOS DE TIEMPO. EL ACIDO LACTICO, EN PARTICULAR, ES INEFECTIVO A TEMPERATURAS DE FONDO ARRIBA DE LOS 100 GRADOS F. EL EDTA ES UNO DE LOS AGENTES MAS EFECTIVOS, AUNQUE UNA DESVENTAJA ES SU COSTO QUE MUCHAS VECES LIMITA SU USO. EL ACIDO CITRICO ES UNO DE LOS AGENTES MAS BARATOS Y EFECTIVOS.

SIN EMBARGO, CUANDO SE USA A CONCENTRACIONES MAYORES A 14 LBS/1000 GALS. PUEDE PRODUCIR PRECIPITADOS COMO EL CITRATO DE CALCIO.

EL NTA SE CLASIFICA ENTRE EL EDTA Y EL ACIDO CITRICO, YA QUE ES MAS EFECTIVO QUE ESTE ULTIMO Y MAS BARATO QUE EL EDTA.

AL IGUAL QUE EL EDTA EL NTA PUEDE USARSE EN CANTIDADES CONSIDERABLES SIN PROVOCAR PRECIPITACION DE SALES DE CALCIO Y TAMBIEN ES EFECTIVO A TEMPERATURAS ARRIBA DE LOS 200 GRADOS F.

LA TABLA IV.3.6.1 MUESTRA LAS VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS AGENTES SECUESTRANTES DE FIERRO.

#### IV.3.7 AGENTES DE MOJABILIDAD''''.

EN GENERAL SE HA DEMOSTRADO QUE EL ACEITE Y EL GAS FLUYEN MAS FACILMENTE A TRAVES DE FORMACIONES MOJADAS POR AGUA QUE EN AQUELLAS MOJADAS POR ACEITE. POR TANTO, SIEMPRE QUE SEA POSIBLE, ES DESEABLE DEJAR LA FORMACION MOJADA POR AGUA. DE AQUI LA IMPORTANCIA DE CONSIDERAR LAS PROPIEDADES DE MOJABILIDAD DE LOS SURFACTANTES QUE SE ADICIONAN AL ACIDO. SI EL SISTEMA ACIDO DEJA MOJADA LA ROCA DE ACEITE, ES NECESARIO LA ADICION DE SURFACTANTES ESPECIFICOS QUE PERMITAN ALTERAR LAS PROPIEDADES DE MOJABILIDAD DEL SISTEMA ACIDO.

#### IV.3.8 AGENTES PENETRANTES''''.

EN FORMACIONES POCO FERMEABLES, PRINCIPALMENTE DE GAS, ES DESEABLE QUE EL ACIDO PENETRE Y MOJE MAS FACILMENTE A LA ROCA. ASI MISMO PARA EVITAR BLOQUEOS DE AGUA EN LA FORMACION Y PARA ASEGURAR LA



REMOCION DE LOS PRODUCTOS DE REACCION, SE UTILIZAN SURFACTANTES QUE PROMUEVEN UNA SEVERA REDUCCION DE LA TENSION SUPERFICIAL DEL ACIDO. ESTO PERMITIRA UN MAYOR CONTACTO ENTRE LA ROCA Y EL ACIDO.

#### IV.3.9 AGENTES DE SUSPENSION<sup>(1)</sup>.

CUANDO UN ACIDO 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 ACIDO SE LIBERAN. CUANDO EL ACIDO GASTADO SE REMUEVE DE LA FORMACION. LOS FINOS LIBERADOS PUEDEN DEPOSITARSE Y/O PUENTEAR LOS CANALES DE FLUJO, REDUCIENDO LA PERMEABILIDAD DE LA FORMACION. ES POR TANTO DESEABLE ASEGURAR LA REMOCION DE ESTOS FINOS CON EL ACIDO GASTADO. PARA LOGRAR LO ANTERIOR SE UTILIZAN DOS TIPOS DE ADITIVOS. EL PRIMERO ES UN SURFACTANTE QUE SE ADSORBE A LOS FINOS Y LOS MANTIENE EN SUSPENSION POR REPULSION ELECTROSTATICA.

EL OTRO ADITIVO DISPONIBLE ES UN POLIMERO QUE A NIVEL MOLECULAR CREA UN EFECTO DE ATRAPAMIENTO DE LOS FINOS PARA ASI MANTENERLOS EN SUSPENSION.

REFERENCIAS.

- 1.- M.I. CARLOS ISLAS SILVA. "APUNTES DE ESTIMULACION Y REPARACION DE POZOS". FACULTAD DE INGENIERIA, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO. 1988.
- 2.- B. WILLIAMS, J.L. GIDLEY, R.C. SCHECHTER. "ACIDIZING FUNDAMENTALS", SPE AIME 1979. VOL.6 CAPITULO 11.



(1)\*

#### IV.4 PRUEBAS DE LABORATORIO.

IV.4.1 PRUEBAS DE EMULSION PARA LA CARACTERIZACION DE SURFACTANTES EN ACIDO, SALMUERA O ACEITE .<sup>(1)</sup>

ESTAS PRUEBAS ESTAN DISENADAS PARA INDICAR LA TENDENCIA DE UN SISTEMA A EMULSIFICAR, PERO NO DETERMINA SI HAY EMULSIFICACION ACTUALMENTE O SI PERSISTE DURANTE LA OPERACION DE ESTIMULACION. DADO QUE LA PRESENCIA DE FINOS REFUERZA LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES. TODAS LAS PRUEBAS DEBEN INCLUIRLAS COMO UNO DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES.

##### EQUIPO Y MATERIAL UTILIZADO:

- AGITADOR DE ALTA VELOCIDAD.
- CILINDROS DE 100 ml. GRADUADOS.
- CRONOMETRO.
- JERINGAS DE 1 ml. GRADUADAS.
- SOLUCION ACIDA CON INHIBIDORES DE CORROSION Y OTROS ADITIVOS.
- ACEITE CRUDO.
- DESEMULSIFICADOR.
- NUCLEOS DE FORMACION SI ESTAN DISPONIBLES O ARENA DE SILICE Y.
- BENTONITA.

(1)

#### IV.4.2 PRUEBAS CON ARENISCAS ACIDIFICADAS.

PREPARAR ACIDO PARCIALMENTE GASTADO POR MEDIO DE HACER REACCIONAR 2 LITROS DE ACIDO CON UN LITRO DE ARENA DE FORMACION: LA

\* REFERENCIAS AL FINAL DEL TEMA.

SOLUCION ACIDA DEBE CONTENER EL 3% EN PESO DE ACIDO FLUORHIDRICO, 12% EN PESO DE ACIDO CLORHIDRICO. LA CONCENTRACION RECOMENDADA DEL INHIBIDOR, DE CORROSION Y ALGUNOS OTROS ADITIVOS PARA SER EVALUADOS EN EL ACTUAL TRATAMIENTO. SI NO HAY APENA DE FORMACION DISPONIBLE USE UN LITRO DE MEZCLA DE ARENA DE SILICE Y BENTONITA, AMBAS EN 50% DE PESO PARA GASTAR EL ACIDO Y PROVEER EL CONTENIDO DE SOLIDOS FINOS QUE SE NECESITA. DEJE QUE LA SOLUCION ACIDA PERMANEZCA EN CONTACTO CON LOS SOLIDOS DURANTE 24 HORAS.

DECANTE EL ACIDO GASTADO Y ALMACENALO EN UN RECIPIENTE PARA LA PRUEBA.

DISPERSE 2.5 GRAMOS DE FINOS DE FORMACION O DE LA MEZCLA BENTONITA-ARENA SILICICA EN 5 ml. DE ACIDO GASTADO.

AGREGUE 75 ml. DE ACEITE CRUDO. EMULSIFIQUE LA SOLUCION CON EL MEZCLADOR DE 14.000-18.000 rpm. DURANTE 30 SEGUNDOS. VIERTA LA EMULSION INMEDIATAMENTE EN LOS CILINDROS Y ANOTE EL VOLUMEN DE AGUA QUE SE SEPARA A LOS 5 MINUTOS, 1 HORA Y 24 HORAS. LA PRUEBA SE REALIZA COMUNMENTE A CONDICIONES DE LABORATORIO.

AHORA REPITA TODO EL PROCEDIMIENTO DESDE LA DISPERSION DE FINOS PERO OMITIENDO EL DESEMULSIFICANTE DE CONTROL. REGISTRANDO TODOS LOS DATOS.

(1)

#### IV.4.3 PRUEBA CON CARBONATOS ACIDIFICADOS.

##### IV.4.3.1 PRUEBA CON ACIDO VIVO.

USE UNA SOLUCION ACIDA QUE INCLUYA TODOS LOS ADITIVOS EN LA MISMA CONCENTRACION QUE LA RECOMENDADA PARA EL TRATAMIENTO DE CAMPO.

DISPERSE 2.5 GRAMOS DE UNA MEZCLA DE 70% EN PESO DE ARENA DE SILICE Y 10% DE BENTONITA EN 50 ml. DE LA SOLUCION ACIDA. AGREGUE 50 ml. DE ACEITE CRUDO. EMULSIFIQUE LA SOLUCION EN LA

MISMA FORMA. VACIELA EN UN CILINDRO GRADUADO Y REPITA TODO EL PROCEDIMIENTO ANTERIOR, REGISTRANDO LOS DATOS OBTENIDOS. VUELVA A ELABORAR LA SOLUCION DE PRUEBA, PERO ESTA VEZ USE 25 ml. DE LA DISPERSION ACIDA CON 75 ml. DE ACEITE CRUDO.

#### IV.4.3.2 PRUEBA CON ACIDO GASTADO.

GASTE LA SOLUCION ACIDA QUE CONTIENE TODOS LOS ADITIVOS, EXCEPTO EL DESEMULSIFICANTE EN UN EXCESO DE ROCA DE FORMACION PULVERIZADA DURANTE 24 HORAS. SI NO ES SUFICIENTE, DEJELA MAS TIEMPO HASTA QUE LOS SOLIDOS EFERVEZCAN. GIRE SUAVEMENTE LA MEZCLA PARA DISPERSAR LOS FINOS Y DECANTE EL ACIDO CON SUSPENSION DE FINOS EN OTRO CONTENEDOR DE PRUEBA.

SI NO SE DISPONE DE ROCA DE FORMACION, PREPARE SOLUCION ACIDA GASTADA SINTETICA CON NaCl EN GRADO REACTIVO Y AGUA A UNA CONCENTRACION EQUIVALENTE A LA CONCENTRACION DE CLORURO EN ACIDO VIVO. AJUSTE EL pH A UN VALOR ENTRE 1 Y 5 USANDO HCl. DISPERSE 2.5 GRAMOS DE LA MEZCLA BENTONITA-ARENA SILICICA EN 50 ml. DE ACIDO. REPITA EL PROCESO SENALADO ANTERIORMENTE, Y REGISTRE SUS VALORES OBTENIDOS.

LOS RESULTADOS SE REPORTAN COMO PORCENTAJE DE VOLUMEN DEL AGUA ORIGINAL DE TAL MANERA QUE TODA EL AGUA DESPRENDIDA REPRESENTA EL 100%.

#### IV.4.4 DETERMINACION DE LA SOLUBILIDAD DE NUCLEOS EN HCl. <sup>(1)</sup>

##### PROCEDIMIENTO:

1. PULVERIZAR LA MUESTRA, PESAR 1 GRAMO Y COLOCARLO EN UN MATRAZ ERFLENMEYER DE 250 ml. (TAPADO).
2. ANADIR 0.5 ml. DE HCl PREVIAMENTE VALORADO. CALENTAR LA

MUESTRA HASTA QUE DESAPAREZCA LA EFERVESCENCIA. SIN PERMITIR QUE ESTA LLEGUE AL PUNTO DE EBULLICION.

NOTE SI LA REACCION OCURRE ANTES O DESPUES DE CALENTAR.

EL  $\text{CaCO}_3$  REACCIONA CON EL ACIDO A TEMPERATURA AMBIENTE, MIENTRAS QUE LA DOLOMITA REACCIONA HASTA QUE EL ACIDO SE CALIENTA. DEJE ENFRIAR LA SOLUCION, ADICIONAR UNAS GOTAS DE INDICADORES ( VERDE DE BROMOCRISOL Y ROJO DE METILO EN ALCOHOL).

TITULE CON SOLUCION ESTANDAR DE  $\text{NaOH}$  0.2 ml. HASTA EL PUNTO FINAL INDICADO POR EL CAMBIO DE COLOR DE ROJO-GRIS A AZULOSO-VERDE.

REFERENCIAS.

- 1.-DEPARTAMENTO DE DESARROLLO DE TECNICAS DE ESTIMULACION DE POZOS. INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO, DIVISION DE PRODUCCION. SUBDIRECCION DE EXPLOTACION DEL PETROLEO.

(1.)\*  
IV.5 TECNICAS DE ACIDIFICACION MATRICIAL.

LAS TECNICAS DE ACIDIFICACION MATRICIAL SON:

- 1.-TRATAMIENTO DE LIMPIEZA.
- 2.-ACIDIFICACION MATRICIAL DE ARENISCAS.
- 3.-ACIDIFICACION MATRICIAL DE ROCAS CALCAREAS.

SE DARA SOLAMENTE UNA BREVE INTRODUCCION DE LAS TECNICAS DE ACIDIFICACION MATRICIAL. YA QUE CADA UNA DE ELLAS SE TRATARA CON MAS DETALLE EN LAS SIGUIENTES SECCIONES.

(1)  
1.-TRATAMIENTO DE LIMPIEZA.

OBJETIVO: COMUNICAR EL POZO CON LA FORMACION, LIMPIANDO LAS PERFORACIONES Y REMOVIENDO EL DAMO EN LA VECINDAD DE ESTAS.

PROCEDIMIENTO DE DISEÑO:

A.-EVALUACION DEL DAMO.

- ANALISIS DE LA INFORMACION HISTORICA DEL POZO.
- PRUEBAS DE LABORATORIO (SIMULACION DE LAS CONDICIONES DE DAMO).
- PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION CONSIDERANDO LAS PRUEBAS DE FORMACION PARA CUANTIFICAR EL DAMO.

B.-SELECCION SOLUCION O SISTEMA ACIDO DE ESTIMULACION.

- PRUEBAS DE LABORATORIO.

C.-CALCULOS DE DISEÑO.

MISMO DISEÑO QUE PARA ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA ( DESCRITO EN EL TEMA III.4 ).

\*REFERENCIAS AL FINAL DEL TEMA.

## D).-PROGRAMA OPERATIVO (DE CAMPO).

### **2.-ACIDIFICACION MATRICIAL DE ARENISCAS. (2)**

LOS OBJETIVOS PRINCIPALES DE ESTE TIPO DE ESTIMULACION SON: ELIMINAR EL DAÑO DE LA FORMACION ALREDEDOR DEL POZO, DEBIDO PRINCIPALMENTE A LA INVASION DE PARTICULAS SOLIDAS, Y AL HINCHAMIENTO, DISPERSION, MIGRACION O FLOCULACION DE LAS ARCILLAS, E INCREMENTAR LA PERMEABILIDAD NATURAL DE LA FORMACION EN LA ZONA VECINA AL POZO.

EN EL CASO DE QUE UN POZO SE ENCUENTRE DAÑADO, LA RESPUESTA DEL POZO A LA ACIDIFICACION MATRICIAL GENERALMENTE ES MUY BUENA, Y EN ALGUNOS CASOS SORPRENDENTE DEPENDIENDO DE LA MAGNITUD DEL DAÑO. SIN EMBARGO, SI LA FORMACION A ESTIMULAR CON ESTA TECNICA NO ESTA DAÑADA, SE PUEDE ESPERAR UNA RESPUESTA CON UN INCREMENTO MAXIMO DE PRODUCCION DE 1.3 VECES. ESTE INCREMENTO EN GENERAL NO ES SUFICIENTE PARA JUSTIFICAR ECONOMICAMENTE LA ESTIMULACION, SIN EMBARGO, SE JUSTIFICARIA EN EL CASO DE POZOS DE ALTA PRODUCTIVIDAD.

### **3.-ACIDIFICACION MATRICIAL DE ROCAS CALCAREAS. (2)**

LOS OBJETIVOS DE LA ESTIMULACION SON REMOVER O SOBREPASAR EL DAÑO E INCREMENTAR LA PERMEABILIDAD NATURAL DE LA FORMACION. COMO EN TODOS LOS CASOS DE ESTIMULACION MATRICIAL, LA PRESION DE INYECCION DEBE MANTENERSE ABAJO DE LA PRESION DE FRACTURA. LA RESPUESTA DEL POZO A LA ACIDIFICACION MATRICIAL, DEPENDERA PRINCIPALMENTE DEL DAÑO DE LA FORMACION, PUDIENDOSE ESPERAR RESULTADOS SORPRENDENTES

EN CASO DE FORMACIONES CON SEVEROS DAÑOS. CUANDO NO SE TIENE DAÑO, EL INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD ESPERADO, ES LIGERAMENTE MAYOR QUE EN LA ACIDIFICACION MATRICIAL EN ARENISCAS. ESTA TECNICA DA BUENOS RESULTADOS SOBRE TODO EN POZOS DE ALTA PRODUCTIVIDAD, SIENDO EL UNICO RECURSO EN YACIMIENTOS MUY PERMEABLES.



## REFERENCIAS.

M.I. CARLOS ISLAS SILVA. "MANUAL DE ESTIMULACION MATRICIAL DE POZOS PETROLEROS". COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS DE MEXICO, A.C. 1991.

#### IV.5.1 TRATAMIENTO DE LIMPIEZA\*\*\*\*.

COMO SE MENCIONO ANTERIORMENTE, TODO POZO AL TERMINARSE O REPARARSE ESTA EN MENOR O MAYOR GRADO DAÑADO, POR LO QUE ANTES DE DETERMINAR SU POTENCIAL NATURAL ES RECOMENDABLE ELIMINAR EL DAÑO. DEPENDIENDO DE LA EVALUACION DEL DAÑO (DESCRITO EN EL INCISO III.4.2) ES POSIBLE SELECCIONAR LA SOLUCION DE TRATAMIENTO APROPIADA, LA CUAL PUEDE CONSISTIR EN SOLUCIONES NO REACTIVAS O SOLUCIONES REACTIVAS (VER TABLA III.4).

LAS SOLUCIONES DE ACIDO CLORHIDRICO SON LAS MAS COMUNMENTE EMPLEADAS PARA PROPOSITOS DE LIMPIEZA. EL ACIDO ADEMAS DE REACCIONAR CON LOS CARBONATOS, INHIBE EL HINCHAMIENTO DE LAS ARCILLAS, POR LO QUE LOS SOLIDOS DE LOS LODOS DE PERFORACION PUEDEN REMOVERSE DE LA FORMACION. ESTE TIPO DE TRATAMIENTO ES EMPLEADO COMUNMENTE EN FORMACIONES CALCAREAS. EL USO DE SURFACTANTES EN EL ACIDO PUEDE AYUDAR A DISPERSAR LOS MATERIALES INSOLUBLES, ROMPER EMULSIONES EXISTENTES Y REDUCIR LA SATURACION DE AGUA EN LA VECINDAD DEL POZO.

LOS ACIDOS FORMICO Y ACETICO TAMBIEN SON UTILIZADOS CON SURFACTANTES EN FORMACIONES CALCAREAS. ESTOS ACIDOS SE PREFIEREN CUANDO EXISTEN ALTAS TEMPERATURAS DE FONDO O CUANDO EL ACIDO VA A PERMANECER POR LARGO TIEMPO EN EL POZO. ASI MISMO, LOS ACIDOS ORGANICOS SON COMUNMENTE EMPLEADOS COMO FLUIDOS DE DISPARO DEL INTERVALO PARA AYUDAR A PREVENIR EL DAÑO EN LAS PERFORACIONES. EN FORMACIONES DE ARENA Y ARENISCA, AUN CUANDO SE EMPLEAN

REFERENCIAS AL FINAL DEL TEMA.

SOLUCIONES DE HCL, ESTE PUEDE MEZCLARSE CON ACIDO FLUORHIDRICO. ESTA MEZCLA DE ACIDOS TIENE LA HABILIDAD DE REACCIONAR CON EL MATERIAL SILICO Y SON UTILES PARA REMOVER LAS PARTICULAS DE ARCILLA DE LA FORMACION.

EN CASOS DONDE SE HAN PERDIDO GRANDES CANTIDADES DE LODO EN FORMACIONES NATURALMENTE FRACTURADAS, NO ES RECOMENDABLE USAR SOLUCIONES DE ACIDO, ES PREFERIBLE LA UTILIZACION DE SOLUCIONES NO REACTIVAS.

UNA VEZ QUE SE HA DECIDIDO EFECTUAR UN TRATAMIENTO DE LIMPIEZA, ES NECESARIO DEFINIR LA SOLUCION DEL TRATAMIENTO, DETERMINANDO EL VOLUMEN, GASTO Y LA TECNICA A EMPLEAR.

SI NO SE TIENE UNA INFORMACION PRECISA ACERCA DEL TIPO DE SOLUCION DEL TRATAMIENTO, SE RECOMIENDA UTILIZAR EL HCL DEL 5 AL 15% CON UNA CONCENTRACION DE SURFACTANTE DE PROPOSITO GENERAL. EL VOLUMEN DE TRATAMIENTO ESTA BASADO EN LA LONGITUD DEL INTERVALO DISPARADO, Y COMO LOS TRATAMIENTOS DE LIMPIEZA ESTAN DIRIGIDOS A REMOVER RESTRICCIONES INMEDIATAS AL POZO, ES SUFICIENTE CON CALCULAR EL VOLUMEN QUE PERMITA UNA PENETRACION DE TRES PIES ALREDEDOR DEL POZO.

POR LO QUE CONCIERNE AL GASTO DE INYECCION, ESTE GENERALMENTE ES BAJO, ESTA LIMITADO POR LA PRESION DE FRACTURA. ESTO PERMITIRA ASEGURAR LA ENTRADA DE FLUIDOS EN FORMA RADIAL CIRCULAR DE LA ZONA A TRATAR.

EN CASO DE INTERVALOS DE GRAN LONGITUD ES RECOMENDABLE UTILIZAR DESVIADORES QUIMICOS O MECANICOS CON EL FLUIDO DE TRATAMIENTO PARA ASEGURAR QUE ESTE FLUIDO ENFRE EN TODA

LA ZONA DISPARADA. PERMITIENDO UN TRATAMIENTO UNIFORME DE LA FORMACION.

EL INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD AL REMOVER EL DARGO EN LA VECINDAD DEL POZO PUEDE OBTENERSE, SI SE CUENTA CON DATOS SUFICIENTES, DE LA ECUACION III.4.5 DEL TEMA III.4 (DISEÑO).

**REFERENCIAS.**

**M.I. CARLOS ISLAS SILVA. "MANUAL DE ESTIMULACION MATRICIAL DE POZOS PETROLEROS". COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS DE MEXICO, A.C. 1991.**

#### IV.5.2 ACIDIFICACION MATRICIAL EN ARENISCAS. (1,2,3)

UN TRATAMIENTO DE ACIDIFICACION MATRICIAL PARA ARENISCAS NORMALMENTE CONSISTE DE LA INYECCION DE TRES FLUIDOS QUE SON:

A.-PREFLUIDO.

B.-ACIDO (HF-HCL).

C.-POSTFLUIDO.

A.-PREFLUIDO. EL PREFLUUIDO NORMALMENTE ES ACIDO CLORHIDRICO EN CONCENTRACIONES DE 5 AL 15% (50 A 100 GAL/PIE PARA CONTENIDO DE CARBONATOS DE 0 AL 20% CONTENIENDO ADEMAS UN INHIBIDOR DE CORROSION Y OTROS ADITIVOS. SU FUNCION ES DESPLAZAR EL AGUA CONTENIDA EN EL POZO Y EL AGUA CONGENITA DE LA REGION CERCANA AL POZO. CON LA FINALIDAD DE EVITAR EL CONTACTO DIRECTO DE LOS IONES DE POTASIO Y SODIO CON EL ACIDO FLUORHIDRICO (EVITANDO LA PRECIPITACION DE SALES INSOLUBLES DE FLUORSILICATOS DE SODIO Y POTASIO). EL ACIDO DEL PREFLUUIDO REACCIONA CON EL CARBONATO DE CALCIO Y OTROS MATERIALES CALCAREOS DISOLVIENDOSLOS EVITANDO SU REACCION CON EL HF Y FORMEN PRECIPITADOS INSOLUBLES.

B.-ACIDO (HF-HCL). EL SISTEMA ACIDO TIENE COMO FUNCION REMOVER EL DANO Y MEJORAR LA PERMEABILIDAD. ES EN GENERAL UNA MEZCLA DE 3% DE HF CON 12% DE HCL QUE SE INYECTA POSTERIORMENTE AL PREFLUUIDO. EL HF REACCIONA CON LAS ARCILLAS, ARENA, RESIDUOS DE LODO DE PERFORACION O PARTICULAS DE CEMENTO. DISOLVIENDOSLOS PARA MEJORAR LA PERMEABILIDAD EN LA ZONA CERCANA AL POZO. EL HCL NO REACCIONA Y ESTA PRESENTE PARA MANTENER UN PH BAJO, EVITANDO ASI LA PRECIPITACION DE ALGUNOS PRODUCTOS DE LA REACCION DEL HF CON LA FORMACION.

\* REFERENCIAS AL FINAL DEL TEMA.

C.-POSTFLUIDO. ES UTILIZADO PARA DESPLAZAR EL SISTEMA ACIDO POR LO MENOS 2 PIES DEL POZO, INTRODUCIR LOS PRODUCTOS INDESEABLES MAS ALLA DE 2 PIES DE PENETRACION. GASTAR EL SOBRIANTE DE HF Y ASEGURAR UNA MOJABILIDAD POR AGUA EN LA FORMACION.

LOS POSTFLUIDOS SEGUN SU UTILIDAD SE CLASIFICAN COMO SIGUE:

- 1.-PARA POZOS DE ACEITE SE UTILIZA UN HIDROCARBURO COMO EL DIESEL O HCL DEL 5 AL 10%.
- 2.-PARA POZOS INYECTORES DE AGUA SE USA EL HCL.
- 3.-PARA POZOS DE GAS SE PUEDE UTILIZAR UN ACIDO O UN GAS EL CUAL PUEDE SER NATURAL O NITROGENO.

EN EL POSTFLUIDO SE UTILIZAN ALGUNOS QUIMICOS PARA AYUDAR EN LA REMOCION DE LOS FLUIDOS DE TRATAMIENTO DE LA FORMACION, RESTAURAR LA MOJABILIDAD POR AGUA Y PARA PREVENIR LA FORMACION DE EMULSIONES. UN SOLLENTE MUTUO GLICOL-ETER PUEDE SER MUY UTIL PARA ESTE PROPOSITO.

#### IV.5.2.1. PRUEBAS DE RESPUESTAS EN NUCLEOS. (2)

ESTAS PRUEBAS Y SU ESTUDIO FUERON PUBLICADAS POR SMITH<sup>12</sup>. EN SU ESTUDIO, LOS NUCLEOS OBSTRUIDOS FUERON ACIDIFICADOS BAJO CONDICIONES CONTROLADAS CUIDADOSAMENTE. LA PERMEABILIDAD DE LOS NUCLEOS FUE OBSERVADA DURANTE LA INYECCION DE LA MEZCLA DE HF-HCL A DIFERENTES CONCENTRACIONES, PRESIONES, GASTOS Y PARA DIFERENTES TIPOS DE ARENISCAS. SE CONCLUYO QUE LA PERMEABILIDAD ESTA EN FUNCION DE LA CANTIDAD DE

ACIDO INYECTADO COMO SE MUESTRA EN LA FIGURA IV.5.2.1. (1.3).  
OBSERVANDO LA FIGURA SE TIENE QUE LA PERMEABILIDAD DEL NUCLEO DECLINA AL CONTACTO INICIAL CON EL ACIDO. CONTINUANDO CON LA INYECCION SE OBSERVA QUE LA PERMEABILIDAD AUMENTA Y AL CONTINUAR INYECTANDO EL ACIDO, EN VOLUMENES CONSIDERABLES, LA PERMEABILIDAD VUELVE A DECLINAR.

SMITH (1.3) EXPLICA QUE LA DISMINUCION QUE AL PRINCIPIO EXPERIMENTA LA PERMEABILIDAD, ES DEBIDA A LA DESINTEGRACION PARCIAL DE LA MATRIZ Y AL TAPONAMIENTO DE LOS CANALES DE FLUJO DEBIDO A LA DISOLUCION PARCIAL DE MINERALES.

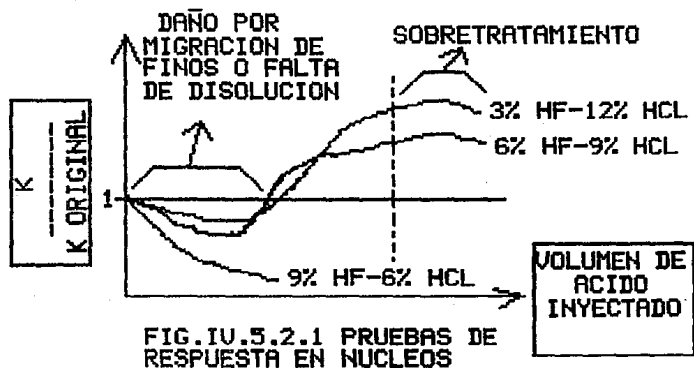
EN LA FIGURA SE OBSERVA QUE LA PERMEABILIDAD DE LA FORMACION VUELVE A DISMINUIR DEBIDO AL APLASTAMIENTO DEL MEDIO POROSO POR LA DEBILITACION DE LA MATRIZ PROVOCADA POR UN "SOBRETREATAMIENTO".

#### IV.5.2.2 DISEÑO DEL TRATAMIENTO (1.3).

UN DISEÑO TÍPICO PARA EL TRABAJO DE UNA ESTIMULACION ENVUELVE LOS SIGUIENTES PASOS:

- 1.- ASEGURARSE QUE EL POZO SEA CANDIDATO PARA UNA ESTIMULACION MATRICIAL.
- 2.- ESTABLECER LA CAUSA DEL DAÑO, SI ES SEVERO Y SU LOCALIZACION.
- 3.- SELECCIONE LA FORMULA APROPIADA DE LOS FLUIDOS DE TRATAMIENTO, INCLUYENDO LOS ADITIVOS QUE DEBERAN PREVENIR DAÑO ADICIONAL EN LA ROCA DAMADA, POR PRECIPITADOS SECUNDARIOS. ESTO REQUIERE PRUEBAS DE LABORATORIO.
- 4.- DETERMINAR LA PRESION Y/O GASTO DE INYECCION EN FLUJO DE REGIMEN MATRICIAL.





5.-DETERMINAR EL VOLUMEN DE LOS FLUIDOS DE TRATAMIENTO PARA SER INYECTADOS POR PIE O POR INTERVALO PERFORADO.

6.-SI EL INTERVALO ES GRANDE, DETERMINAR UNA TECNICA DE COLOCACION Y ASEGURARSE QUE CADA PIE DEL YACIMIENTO RECIBA LA CANTIDAD APROPIADA DEL FLUIDO DE TRATAMIENTO.

7.-EVALUAR LOS BENEFICIOS DEL TRATAMIENTO POR ESTIMACION DEL INCREMENTO EN PRODUCTIVIDAD O INYECTIVIDAD CONTRA EL COSTO DEL TRATAMIENTO MISMO. (3)

EL PROCEDIMIENTO DE DISEÑO SE HA RESUMIDO COMO SIGUE: (1)

1.- CALCULO DE LA PRESION DE FRACTURA.

$$P_f(\text{psi}) = E_f (\text{psi}/\text{pie}) * D (\text{pie})$$

2.- PRESION MAXIMA DE INYECCION EN SUPERFICIE.

$$P_s \text{ max: } (\text{psi}) = P_f(\text{psi}) - (0.433 * SG * D(\text{pie}))$$

3.- GASTO MAXIMO DE INYECCION.

$$Q_i \text{ max (BPM)} = \frac{0.007082 * K(\text{mD}) * H(\text{pie}) * (P_f - P_{ws}(\text{psi}))}{1440 * \sqrt{1.87 * (\rho_c) * L_p(r_e/r_w) (\rho_e/\rho_f)}$$

NOTA: EL GASTO A USARSE SERA DE  $Q_i \text{ max}$  MENOS UN 10%.

H=LONGITUD DEL INTERVALO PERFORADO EN PIES.

K=PERMABILIDAD EN mD.

SG=DENSIDAD RELATIVA DEL FLUIDO.

$P_{ws}$ =PRESION DEL YACIMIENTO.

VISC.=VISCOSIDAD DEL FLUIDO EN CP.

D=PROFUNDIDAD DEL INTERVALO PERFORADO (PIES).

4.-VOLUMEN Y CONCENTRACION DE PREFLUIDO  $V_i$ (gal).

PARA 0% CARBONATOS: 5% HCL, 50 gal/pie

PARA 20% CARBONATOS: 15% HCL, 100 gal/pie

5.-TIEMPO DE INYECCION DEL PREFLUIDO.

$$0.023805 \times V_i(\text{gal})$$

$$t_1(\text{min}) = \frac{\quad}{\quad}$$

$Q_i \text{ max (BPM)}$

6.-VOLUMEN DEL SISTEMA ACIDO.

DEBE AFECTARSE POR LOS SIGUIENTES FACTORES:

A).-PENETRACION EN ARENA LIMPIA  $P_a$ .

ENTRANDO CON TEMP. DE LA FORMACION EN LA FIG.IV.5.2.2

$P_a$  EN PULGS.

B).-AJUSTE DE  $P_a$  POR GASTO:  $P_{aQ_i}$ .

ENTRANDO CON  $Q_i \text{ max/H}$  EN LA FIG.IV.5.2.3 PARA OBTENER  $C_{Q_i}$

$$P_{aQ_i} = C_{Q_i} \times P_a$$

C).-AJUSTE DE  $P_a$  POR CONTENIDO DE SILICATOS:  $P_{aSi}$ .

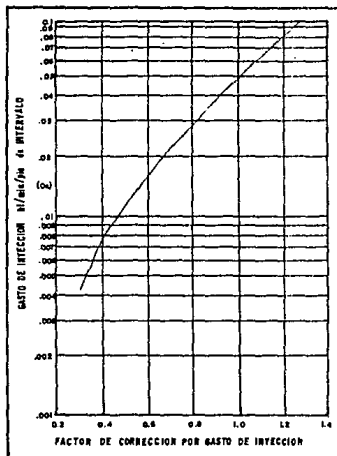
ENTRANDO CON LA CONCENTRACION DE SILICATOS EN LA

FIG. IV.5.2.4 PARA OBTENER  $C_s$ .

$$P_{aSi} = P_{aQ_i} \times C_s$$

D).-VOLUMEN DEL SISTEMA ACIDO:  $V_{sa}$ .

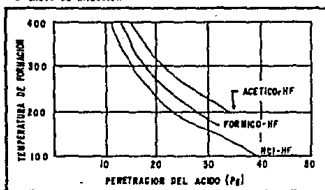
$$(R_p) \text{ RADIO DE PENETRACION} = R_w + P_{aSi}$$



(1)

FIG. IV.5.2.3 FACTOR DE CORRECCION POR GASTO DE INYECCION.

2 GASTO DE INYECCION



(1)

FIG. IV.5.2.2. FACTOR POR PENETRACION EN ARENA LIMPIA.

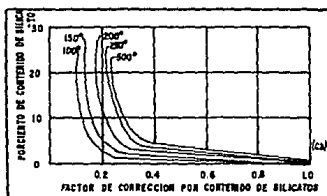


FIG. IV. 5.2.4. FACTOR DE CORRECCION POR CONTENIDO DE SILICATOS.

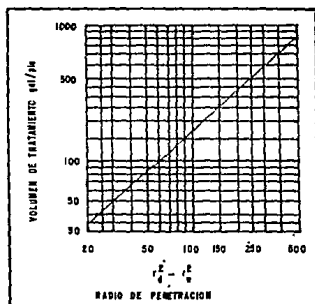


FIG. IV. 5.2.5. RADIO DE PENETRACION POR GAL / PIE DE FLUIDO.

$$(Rq) \text{ RADIO EFECTIVO} = R_p^2 - R_w^2$$

$$V_{sa} \text{ (gal)} = \text{VOL. SIST. ACIDO} / \text{PIE} \times H(\text{PIE})$$

7.-TIEMPO DE INYECCION DEL VOLUMEN DEL SISTEMA ACIDO ( $V_{sa}$ ).

$$0.023805 \times V_{sa}$$

$$t_{sa} = \frac{\text{-----}}{Q_i \text{ max}}$$

$Q_i \text{ max}$

8.-VOLUMEN DE POSTFLUIDO  $V_e$  (gal).

PARA UNA PENETRACION MINIMA DE 2 PIES ( $r_e = r_w + 24$ )

$$V_e \text{ (gal)} = 0.1632 \times \phi \times H(\text{pie}) \times (r_e^2 - r_w^2)$$

NOTA: ESTE VOLUMEN DEBE SER DE ENTRE 25 A 100% DEL VOLUMEN DEL SISTEMA ACIDO.

9.-TIEMPO DE INYECCION DEL POSTFLUIDO  $t_e$ .

$$0.023805 \times V_e \text{ (gal)}$$

$$t_e = \frac{\text{-----}}{Q_i \text{ max (BPM)}}$$

$Q_i \text{ max (BPM)}$

10.-VOLUMEN DE SOBREDISPLAZAMIENTO:  $V_s$  (gal).

$V_s = \text{VOL. DE LA TUBERIA HASTA LA BASE DEL INTERVALO A ESTIMULAR.}$

11.-INCREMENTO PRODUCTIVO  $J/J_o$ .

$$\ln (r_e/r_w)$$

$$J/J_o = \frac{\text{-----}}{\ln (r_e/r_x) + K_f/K_x [\ln (r_x/r_w)]}$$

$$\ln (r_e/r_x) + K_f/K_x [\ln (r_x/r_w)]$$

## 12.-PROGRAMA OPERATIVO (DE CAMPO).

ABRIR E INDUCIR EL POZO DE INMEDIATO.

### IV.5.2.3 SELECCION DEL FLUIDO DE TRATAMIENTO<sup>(\*)</sup>.

UN TRATAMIENTO MATRICIAL CONSISTE EN REMOVER EL DAÑO QUE IMPIDE LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO. SIN EMBARGO, ES NECESARIO CONOCER LA EXTENSION Y EL TIPO DEL DAÑO, SU LOCALIZACION Y SU ORIGEN. EL DAÑO ESTA CARACTERIZADO POR DOS PARAMETROS IMPORTANTES: SU COMPOSICION Y SU LOCALIZACION.

ESTOS DETERMINAN LAS CARACTERISTICAS DEL FLUIDO DE TRATAMIENTO Y LA TECNICA PARA ALCANZAR Y REMOVER EL DAÑO.

LA LOCALIZACION DEL DAÑO ES IMPORTANTE PORQUE EL FLUIDO DE TRATAMIENTO ENTRA EN CONTACTO CON OTROS MINERALES (OXIDO, CEMENTO,ETC.) ANTES DE LLEGAR A LA ZONA DAÑADA.

LA FIGURA IV.5.2.6<sup>(\*)</sup> MUESTRA EL ARBOL DE DECISION PARA DISEÑAR UN TRATAMIENTO PARA UN YACIMIENTO EN ARENISCAS DAÑADO POR LIMOS Y ARCILLAS.

### IV.5.2.4. ORGANIZACION DEL ARBOL DE DECISION<sup>(\*)</sup>.

EL ARBOL DE DECISION MOSTRADO EN LA FIGURA IV.5.2.6 PUEDE DIVIDIRSE EN CUATRO PARTES PRINCIPALES:

- 1.-FORMACIONES DAÑADAS POR MIGRACION DE FINOS.
- 2.-FORMACIONES FRACTURADAS.
- 3.-ALTA PERMEABILIDAD EN FORMACIONES DE ARENISCAS CON LIMOS.

4.-DAÑO A LA FORMACION DURANTE LA ETAPA DE PERFORACION POR INVASION DE FLUIDOS HACIA LA FORMACION.

#### 1.-MIGRACION DE FINOS<sup>(\*)</sup>.

LA SECCION SUPERIOR IZQUIERDA DEL ARBOL CORRESPONDE A FORMACIONES DAÑADAS POR MIGRACION DE FINOS NATURALES. LOS FINOS MIGRAN DEBIDO A QUE SON ARRASTRADOS CUANDO SE TIENEN GRANDES GASTOS DE PRODUCCION. POSTERIORMENTE LOS FINOS SE PUENTEAN Y TAPONAN LA FORMACION REDUCIENDO SU PERMEABILIDAD.

DESPUES DE LA REMOCION DEL DAÑO, LOS FINOS REMANENTES INSOLUBLES DEBEN SER ESTABILIZADOS EN EL LUGAR.

LAS PROPIEDADES DEL ACIDO FLUOBORICO (THOMAS)<sup>(\*)</sup> LO HACEN LA UNICA FORMULACION RECOMENDADA PARA FORMACIONES DE ARENISCAS QUE PRESENTAN UNA DISMINUCION RAPIDA DE LA PRODUCCION AUN CUANDO SE LES HALLA TRATADO CON ACIDOS CONVENCIONALES.

#### 2.-FORMACIONES FRACTURADAS.

LA SECCION INFERIOR IZQUIERDA DEL ARBOL CORRESPONDE A ARENISCAS DONDE EL DAÑO ESTA TANTO EN FISURAS NATURALES COMO EN FRACTURAS INDUCIDAS HIDRAULICAMENTE.

#### 3.-ALTA PERMEABILIDAD EN FORMACIONES DE ARENISCAS CON LIMOS<sup>(\*)</sup>.

LA PARTE BAJA DEL CENTRO DEL ARBOL CORRESPONDE A ARENISCAS CON GRANDES CANTIDADES DE CARBONATO COMO MATERIAL CEMENTANTE (SOLUBILIDAD EN HCL MAYOR AL 20%). - EL DAÑO EN LA MATRIZ ES



OCASIONADO POR LIMOS Y ARCILLAS. A TEMPERATURAS ARRIBA DE 300 GRADOS F, PARA ESTE CASO SON RECOMENDADOS FLUIDOS NO ACIDOS O ACIDOS ORGANICOS; A TEMPERATURAS MENORES DE 300 GRADOS F, LOS SISTEMAS DE HCL PUEDEN SER UTILIZADOS. SI LA FERMEABILIDAD ES MODERADAMENTE BAJA, LO CUAL ES COMUN EN POZOS DE GAS, UN ACIDO CON TENSION SUPERFICIAL BAJA PUEDE SER UTILIZADO.

4.-DANO POR INVASION DE SOLIDOS CONTENIDOS EN FLUIDOS DE CONTROL DEL POZO (3)

LA PARTE INFERIOR DERECHA DEL ARBOL CORRESPONDE A APENISCAS DANADAS DURANTE LA PERFORACION O LA TERMINACION DEL POZO. SE RECOMIENDAN FORMULACIONES DE ACIDOS QUE SEAN COMPATIBLES A LA MINERALOGIA DE LA MATRIZ.

SE RECOMIENDA EL USO DEL HF EN YACIMIENTOS DE BAJA PERMEABILIDAD. PARA POZOS DE GAS SE RECOMIENDAN FORMULACIONES DE ACIDOS QUE CONTENGAN ALCOHOLES PARA MINIMIZAR LA INTRODUCCION DEL AGUA EN LA FORMACION, PARA INCREMENTAR LA PRESION DE VAPOR Y PARA DISMINUIR LA TENSION SUPERFICIAL.

LAS FORMULACIONES DE ACIDO FLUOBORICO SON LOS MEJORES FLUIDOS DE TRATAMIENTOS PARA ARENISCAS QUE CONTENGAN MINERALES POTASICOS.



REFERENCIAS.

- 1.- M.I. CARLOS ISLAS SILVA. "MANUAL DE ESTIMULACION MATRICIAL DE POZOS PETROLEROS". COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS DE MEXICO, A.C. 1991.
  
- 2.- BERT B. WILLIAMS, JOHN L. GIDLEY AND ROBERT S SCHECHTER. "ACIDIZING FUNDAMENTALS" NEW YORK SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS OF AIME 1979 CAPITULO 9.
  
- 3.- MICHAEL J. ECONOMIDES KENNETH G. NOLTE. "RESERVOIR STIMULATION" SCHLUMBERGER EDUCATIONAL SERVICES. HOUSTON, TEXAS 1987. CAPITULO 14.

#### IV.5.3 ACIDIFICACION MATRICIAL EN CARBONATOS<sup>(1)(2)</sup>.

EN UN TRATAMIENTO DE ACIDIFICACION MATRICIAL EN CARBONATOS, EL ACIDO USADO NORMALMENTE ES ACIDO CLORHIDRICO (HCL) INYECTADO A BAJAS PRESIONES Y BAJOS GASTOS PARA EVITAR EL FRACTURAMIENTO DE LA FORMACION.

EL OBJETIVO DE ESTE TRATAMIENTO ES LOGRAR LA PENETRACION RADIAL DEL ACIDO CON LA FINALIDAD DE INCREMENTAR LA PERMEABILIDAD EN LA ZONA CERCANA AL POZO.

EL TRATAMIENTO CONSISTE EN LA INYECCION DE UN VOLUMEN DE ACIDO SEGUIDO DE UN VOLUMEN DE FLUIDO (POSTFLUIDO) (AGUA O UN HIDROCARBURO) PARA LIMPIAR EL ACIDO DE LAS TUBERIAS, INDEPENDIEMENTE DE AGREGARSE AL ACIDO UN INHIBIDOR DE CORRSION.

OTROS ADITIVOS COMO LOS AGENTES ANTILODOS ASFALTICOS, SECUESTRANTES DE FIERRO, DESEMULSIFICANTES Y SOLVENTES MUTUOS, TAMBIEN SE AGREGAN AL ACIDO TOMANDO EN CUENTA LAS CONDICIONES DE OPERACION Y LAS CARACTERISTICAS DE LA FORMACION.

##### IV.5.3.1 MECANISMOS DE ATAQUE DEL ACIDO.<sup>(1)(2)</sup>

CUANDO UN ACIDO ES BOMBEADO DENTRO DE UN CARBONATO (LIMONITA O DOLOMITA) A PRESIONES POR DEBAJO DE LA PRESION DE FRACTURA, EL ACIDO FLUYE PREFERENTEMENTE POR LAS REGIONES DE MAS ALTA PERMEABILIDAD CAUSANDO LA FORMACION DE LOS AGUJEROS DE GUSANO; LOS CUALES SON CANALES DE FLUJO LARGOS Y ALTAMENTE PERMEABLES. LA FORMACION DE LOS AGUJEROS DE GUSANO ESTA RELACIONADA CON LA VELOCIDAD DE REACCION QUIMICA DEL ACIDO CON LA ROCA.

REFERENCIAS AL FINAL DEL TEMA.

LOS ACIDOS USADOS EN TRATAMIENTOS DE CAMPO SON ALTAMENTE REACTIVOS A CONDICIONES DE YACIMIENTO Y TIENDEN A FORMAR UN NUMERO LIMITADO DE AGUJEROS DE GUSANO. ESTA CONCLUSION SE BASA EN EXPERIMENTOS DE LABORATORIO Y TEORIAS DE ACIDIFICACION MATRICIAL, DESAFORTUNADAMENTE NI LOS ESTUDIOS TEORICOS O EXPERIMENTALES PUEDEN PREDECIR EL NUMERO, ANCHO O LONGITUD DE LOS AGUJEROS DE GUSANO; AUN ASI, SU FORMACION SI PUEDE SER DEMOSTRADA. SI LA REACCION DEL ACIDO ES MUY RAPIDA, LAS TEORIAS PREDICEN QUE SOLO SE FORMARAN UNOS CUANTOS AGUJEROS.

UNA REACCION LENTA FAVORECE LA FORMACION DE AGUJEROS DE DIAMETRO PEQUERO PERO EN MAYOR CANTIDAD.

#### **IV.5.3.2 TRATAMIENTOS DE ACIDIFICACION MATRICIAL PARA CARBONATOS<sup>11</sup>.**

DADO QUE EL ACIDO CLORHIDRICO (HCL) REACCIONA RAPIDAMENTE CUANDO ESTA EN CONTACTO CON LA CALCITA O DOLOMITA, SE DESCUBRIERON UN GRAN NUMERO DE PATENTES REVELANDO METODOS QUE INTENTARON REDUCIR LA VELOCIDAD DE REACCION, QUE PERMITIERAN ADEMAS UNA PENETRACION MAS PROFUNDA DEL ACIDO EN LA FORMACION O PARA QUE LA REACCION SE DE MAS UNIFORMEMENTE ALREDEDOR DE LA BOCA DEL POZO. ESTAS TECNICAS PROPUESTAS SE DIVIDIERON EN DOS CLASIFICACIONES GENERALES.

1.- UNA CLASIFICACION INCLUYE LAS TECNICAS QUE INVOLUCRAN LA INYECCION DE QUIMICOS (NO ACIDOS) QUE REACCIONAN LENTAMENTE A UN GASTO CONTROLADO PARA PRODUCIR UN ACIDO. EL ACIDO PRODUCIDO

REACCIONA RAPIDAMENTE CON LOS MINERALES DEL YACIMIENTO. ESTOS PROCESOS LIMITAN LA VELOCIDAD DE REACCION AL PRODUCIR EL ACIDO "IN SITU" A UN GASTO CONTROLADO. ADEMAS SE TIENE LA VENTAJA DE QUE LOS QUIMICOS UTILIZADOS PARA PRODUCIR EL ACIDO SON MENOS CORROSIVOS QUE EL ACIDO MISMO.

2.- OTRA CLASIFICACION INVOLUCRA METODOS PARA RETARDAR LA VELOCIDAD DE REACCION DEL HCL.

#### **IV.5.3.3 ACIDIFICACION IN-SITU<sup>(1)</sup>.**

EL ACIDO CLORHIDRICO Y ALGUNOS HALOGENOS DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS PUEDEN EN ALGUNAS CIRCUNSTANCIAS, EN PRESENCIA DE AGUA, REACCIONAR PARA FORMAR ALCOHOL Y UN ACIDO INORGANICO. PODEMOS IMAGINAR UN PROCESO USANDO ESTA REACCION DE HIDROLISIS DONDE EL HCL PUEDE PRODUCIRSE A UN GASTO CONTROLADO. PERO EXISTE UNA DIFICULTAD, LA SOLUBILIDAD DE LOS COMPONENTES DEL HALOGENO ES GENERALMENTE MUY PEQUEÑA PARA PRODUCIR "IN SITU" UNA CANTIDAD DE ACIDO CAPAZ DE DISOLVER SUFICIENTE ROCA PARA INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD.

DILGREN<sup>(2)</sup> PROPUSO EL USO DE UN SOLVENTE MUTUO PARA PRODUCIR UNA SOLUCION MISCIBLE DE AGUA Y HALOGENO. UN EJEMPLO ES UNA SOLUCION DE CLORURO DE ALILO, AGUA Y ALCOHOL ISOPROPILICO, PARA FORMAR UNA SOLA FASE SE USA UNA CANTIDAD SUFICIENTE DE ALCOHOL ISOPROPILICO Y LA REACCION ES:



CLORURO DE ALILO  $\longleftarrow$  ALCOHOL ALILO

SI EL ALCOHOL ISOPROPILICO ES USADO EN LA PROPORCION DE 9 VOLUMENES POR CADA VOLUMEN DE AGUA, ENTONCES LA REACCION MOSTRADA POR LA ECUACION (1) ES DE PRIMER ORDEN EN CONCENTRACION DE CLORURO DE ALILO Y REQUIERE MAS DE 4000 MINUTOS PARA QUE UNA MITAD DE LA CONCENTRACION INICIAL DE CLORURO DE ALILO REACCIONE A UNA TEMPERATURA DE 200°F. ESTE TIEMPO DE REACCION PUEDE VARIARSE CAMBIANDO LA PORCION ORGANICA DEL HALOGENO (EL CLORURO DE PROFIL NORMAL Y EL CLORURO DE TETRABUTIL SON TAMBIEN POSIBLES ALOGENOS), LA PROPORCION ALCOHOL-AGUA EN EL SISTEMA SOLVENTE, LA NATURALEZA DEL ALCOHOL USADO EN EL SISTEMA SOLVENTE Y LA TEMPERATURA. DILGREN SUGIERE QUE EL AGUA SE PRESENTE EN UN EXCESO ESTEQUIOMETRICO PARA ASEGURAR QUE LOS HALOGENOS QUE NO REACCIONEN SEAN DISUELTOS EN EL ACEITE, PORQUE ESTOS COMPUESTOS EN PARTICULAR ENVENENAN LOS CATALIZADORES UTILIZADOS EN LA REFINACION DEL ACEITE. ES IMPORTANTE RECONOCER TAMBIEN QUE ESTE SISTEMA PUEDE POTENCIALMENTE TENER SERIOS PROBLEMAS AMBIENTALES Y DE SANIDAD PUBLICA SI NO SE UTILIZAN DEBIDAMENTE.

DILGREN Y NEWMAN<sup>(1)</sup> MODIFICARON ESTOS PROCESOS PARA ELIMINAR LO COSTOSO DEL SOLVENTE MUTUO. ELLOS PROPUSIERON QUE EL AGUA Y LOS HIDROCARBUROS QUE CONTIENEN HALOGENOS FUERAN MEZCLADOS CON UN SURFACTANTE APROPIADO PARA FORMAR UNA EMULSION. ESTA EMULSION DE

AGUA(DIRECTA) ES INYECTADA EN LA FORMACION. EL AGUA Y LAS FASES DE HIDROCARBUROS SON INTIMAMENTE MEZCLADAS DENTRO DE LA ESTRUCTURA DEL PORO Y REACCIONAN A UN GASTO CONTROLADO PARA PRODUCIR EL ACIDO CLORHIDRICO (HCL).

**ACIDOS ORGANICOS:** PERRINE<sup>(1)</sup> HA PATENTADO UN CONCEPTO EN EL CUAL UN COMPUESTO ORGANICO SELECCIONADO ES CAPAZ DE PRODUCIR UN ACIDO ORGANICO A PARTIR DEL CONTACTO CON EL AGUA, Y ES DISUELTO EN UN LIQUIDO EN LA FORMACION DE CARBONATOS; DESPUES QUE EL COMPUESTO ORGANICO SE DESPRENDE DE LA FASE DEL HIDROCARBURO REACCIONA CON EL AGUA CONGENITA, PRODUCIENDO UN ACIDO ORGANICO CAPAZ DE DISOLVER EL CARBONATO. UN SISTEMA PROPUESTO ES UN HIDROCARBURO LIQUIDO OBTENIDO POR EXTRACCION DE UNA FRACCION DEL PETROLEO, CON UN SOLVENTE POLAR (TAL COMO EL DIOXIDO DE SULFURO) MEZCLADO CON EL ANHIDRIDO ACETICO. AL CONTACTO CON EL AGUA CONGENITA, EL ANHIDRIDO ACETICO ES EXTRAIDO DEL AGUA Y ENTONCES SE HIDROLIZA PARA FORMAR EL ACIDO ACETICO.

ESTAS TECNICAS FUERON CONSIDERADAS POR PERRINE PARA TENER GRANDES VENTAJAS ADICIONALES SOBRE TRATAMIENTOS CONVENCIONALES. EL ACIDO PUDDO SER HECHO PARA PENETRAR CON MAYOR PROFUNDIDAD DENTRO DE LA FORMACION ANTES DE LA REACCION, ADEMAS LA CORROSION EN LAS TUBERIAS DEL POZO SE REDUJO CONSIDERABLEMENTE.

#### IV.5.3.4 ACIDOS RETARDADOS<sup>(2)</sup>.

LOS ACIDOS ORGANICOS FUERON PROPUESTOS PARA UTILIZARSE POR UN GRAN NUMERO DE INVESTIGADORES. FATT Y CHITTUM<sup>(3)</sup> DESARROLLARON UN



PROCESO EN EL CUAL SON MEZCLADOS ACIDOS ORGANICOS CON UN HIDROCARBURO PARA FORMAR UNA SOLUCION DE UNA SOLA FASE. CUANDO ESTA SOLUCION FUE INYECTADA DENTRO DE LA FORMACION, SE IMAGINO QUE EL ACIDO SE DESPRENDIO DE LA FASE DEL HIDROCARBURO EN CONTACTO CON EL AGUA CONGENITA Y POSTERIORMENTE REACCIONO CON LA FORMACION DE CARBONATOS. BOMBARDIERI Y MARTINI <sup>(1)</sup> NOTARON QUE CIERTAS MEZCLAS DE ACIDOS ORGANICOS PARECIAN REACCIONAR MAS LENTAMENTE QUE EL HCL SOLO.

ELLOS ESTABLECIERON QUE 35% DE ACIDO ACETICO REACCIONARA MAS LENTAMENTE QUE UN 10% DEL MISMO ACIDO.

<sup>(1)</sup> GIDLEY PROPUSO EL EMPLEO DE UN ACIDO ORGANICO CONCENTRADO (PROPIONICO), EL CUAL AL SER INYECTADO DENTRO DE LA FORMACION REACCIONARA PARA FORMAR PROPIANATO DE CALCIO EL CUAL ES INSOLUBLE EN EL ACIDO ORGANICO CONCENTRADO. EL PROPIANATO DE CALCIO POSTERIORMENTE ES DISUELTO CON UN POSTFLUIDO DE AGUA SALADA PARA PROVEER EL INCREMENTO DE LA PERMEABILIDAD. ESTE SISTEMA SE UTILIZO CON EXITO EN FORMACIONES CON ALTAS TEMPERATURAS PARA REMOCION DE DANO. TAMBIEN SE UTILIZO (AUNQUE NO TAN COMUN) SIN INHIBIDOR DE CORROSION.

#### IV.5.3.5 PREDICCION DEL RADIO DE REACCION <sup>(1)</sup>

LA LONGITUD DE LOS AGUJEROS DE GUSANO NORMALMENTE ESTA DETERMINADA POR EL GASTO DE FLUIDO QUE SE PIERDE A TRAVES DE LOS MISMOS AGUJEROS. LOS ESTUDIOS DE NIEROD Y WILLIAMS <sup>(1)</sup> MUESTRAN QUE LA MAXIMA LONGITUD DE LOS AGUJEROS DE GUSANO VAN DE ALGUNAS PULGADAS A ALGUNOS PIES, ESTA LONGITUD PUEDE SER

SUSTANCIALMENTE INCREMENTADA SI SE REDUCE EL GASTO DE PERDIDA DE FLUIDO ( EN TEORIA ES POSIBLE ALARGARLOS DE 10 A 100 PIES ). EL GASTO DE PERDIDA DE FLUIDO PUEDE REDUCIRSE CON UN ADITIVO ESPECIAL PARA ESTE FIN, Y EL TIPO DE ADITIVO Y SU CONCENTRACION DEBERAN SELECCIONARSE CUIDADOSAMENTE, YA QUE MUCHO ADITIVO PUEDE TAPONAR LA FORMACION Y POCO ADITIVO PUEDE RESULTAR INEFICIENTE. NORMALMENTE LOS ADITIVOS MAS EFECTIVOS SON SOLIDOS O POLIMEROS HINCHABLES POR EL ACIDO COMO LOS USADOS EN LOS FRACTURAMIENTOS; SIN EMBARGO, LOS ACIDOS EMULSIFICADOS, DEBIDO A SU ALTA VISCOSIDAD, ALGUNAS VECES OFRECEN MEJORES RESULTADOS QUE EL HCL SOLO. LOS ACIDOS RETARDADOS QUIMICAMENTE POR LO REGULAR NO SON MEJORES QUE EL HCL SOLO, POR QUE NO CONTROLAN EL GASTO DE FLUIDO PERDIDO HACIA LA FORMACION.

(1)

#### IV.5.3.6 DISEÑO DE UN TRATAMIENTO

EL DISEÑO DE UNA ACIDIFICACION EN CARBONATOS CONSISTE EN ESPECIFICAR TIPO Y VOLUMEN DE ACIDO, UN GASTO Y PRESION MAXIMA DE INYECCION A LOS CUALES NO SE FRACTURE LA FORMACION.

EL PROCEDIMIENTO DE DISEÑO ES SIMILAR AL UTILIZADO EN ACIDIFICACION DE ARENISCAS HASTA LA DETERMINACION DE LA PRESION MAXIMA DE INYECCION EN SUPERFICIE. COMO PASO ADICIONAL, SE DEBERAN DETERMINAR EL TIPO Y VOLUMEN DE ACIDOS REQUERIDOS.

LA INYECCION DE 50 A 200 GALONES YA SEAN CON 15 O 28% DE HCL POR PIE DE INTERVALO DISPARADO ES UNA RECOMENDACION ACEPTABLE, PERO EN

GENERAL, DEBERA UTILIZARSE UN GRAN VOLUMEN DE ACIDO EN POZOS CON ALTA TEMPERATURA O POZOS DONDE SE ESPERA ENCONTRAR DADO PROFUNDO. SI ES POSIBLE SE USARA 28% DE HCL Y UN ADITIVO ANTIPERDIDA DE FLUIDO EFECTIVO EN ZONAS DONDE EL ACIDO PUEDE INYECTARSE A GASTOS REALISTAS (POR LO MENOS DE 0.25 A 0.50 BPM). EN FORMACIONES ALTAMENTE PERMEABLES O NATURALMENTE FRACTURADAS, LOS ACIDOS EMULSIFICADOS OFRECEN BUENOS RESULTADOS.

#### IV.5.3.7 EJEMPLO DE UN CALCULO DE DISEÑO<sup>(1)</sup>.

##### DATOS:

- 1.-  $Kh = 200 \text{ mD}$ .
- 2.- INTERVALO PERFORADO = 20 FT.
- 3.- PROFUNDIDAD = 7500 FT.
- 4.- GRADIENTE DE FRACTURA = 0.63 PSI/PIE.
- 5.- VISCOSIDAD DEL  $\phi$  C.Y. = 0.4 CP.
- 6.- RADIO DE DRENE = 600 FT.
- 7.- RADIO DEL POZO = 0.25 FT.
- 8.- PRESION DEL YACIMIENTO = 2000 PSI.

##### PASO No. 1.- DETERMINACION DEL GASTO MAXIMO DE INYECCION.

$$Q_{i \text{ max}} = 4.917 \times 10^{-6} * 200 \text{ mD/FT} * \left[ \frac{(7500 \times 0.63 \text{ PSI/PIE}) - 2000 \text{ PSI}}{0.4 \text{ CP} * \ln(660/0.25)} \right]$$

$Q_i \text{ max} = 0.85 \text{ BPM.}$  PERO SE USARA UN 10% MENOS O SEA  $0.85 \times .90$   
TENIENDOSE COMO RESULTADO  $\implies Q_i \text{ max} = 0.77 \text{ BPM.}$

**PASO No. 2.- DETERMINACION DE LA PRESION MAX. DE INYECCION EN SUPERFICIE.**

$$P_s \text{ max} = 0.43 - (0.43 \text{ PSI/PIE} \times 7500 \text{ FT.}) = 1500 \text{ PSI.}$$

**PASO No. 3.- DETERMINACION DEL TIPO Y VOLUMEN DE ACIDO A USAR.**

SE DETERMINO QUE UN VOLUMEN DE ACIDO DE 100 GAL/PIE SE USARA EN EL TRATAMIENTO.

- LA INYECCION DE 2000 GAL DE 28% DE HCL A UN GASTO DE 0.77 BPM
- LA PRESION DE INYECCION EN SUPERFICIE NO DEBERA EXCEDER LAS 1500 Lb/Pg<sup>2</sup>.
- DEBERAN AGREGARSE ADITIVOS INHIBIDORES DE CORROSION DE ACUERDO AL TIPO DE FORMACION.
- DESPLAZAR EL VOLUMEN DE TRATAMIENTO CON UN VOLUMEN DE FLUIDO SEGUN LA CAPACIDAD DE LA TUBERIA.
- ABRIR E INDUCIR EL POZO DE INMEDIATO.

REFERENCIAS.

- 1.- BERT B. WILLIAMS, JOHN L. GIDLEY AND ROBERTS S. SCHECHTER  
"ACIDIZING FUNDAMENTALS" NEW YORK SOCIETY OF PETROLEUM  
ENGINEERS OF AIME. 1979 CAPITULO 10.

#### IV.6 MODELOS PARA ACIDIFICACION MATRICIAL (11).

SE HAN DESARROLLADO MUCHOS MODELOS MATEMATICOS PARA TRATAR DE DESCRIBIR LOS CAMBIOS QUE SUFRE UN MEDIO POROSO CUANDO SE LE INYECTA UN ACIDO. EN ESTE CAPITULO SE TRATARAN LOS MODELOS PARA ACIDIFICACION MATRICIAL. EN ESTOS MODELOS SE CONSIDERAN LA MODIFICACION DE LA ESTRUCTURA POROSA COMO UNA CONSECUENCIA DE LA DISOLUCION DEBIDA A UNA CIERTA CONCENTRACION DE ACIDO Y ESTA A SU VEZ CONSECUENCIA DEL TIEMPO DE PERMANENCIA Y POSICION DENTRO DEL MEDIO POROSO. ESTOS MODELOS SON APLICABLES PARA ACIDIFICACIONES EN CARBONATOS Y ARENISCAS.

##### IV.6.1. DESCRIPCION DE UN MODELO PARA ACIDIFICACION MATRICIAL (11).

LA PENETRACION DE UN ACIDO EN UNA MATRIZ ROCOSA DEPENDE DE LAS PROPIEDADES DE LA MISMA Y DE LA VELOCIDAD DE REACCION LOCAL. ESTA ULTIMA ENTRE OTROS FACTORES DEPENDE DE: LA TEMPERATURA, PRESION Y COMPOSICION DE LOS FLUIDOS DE REACCION. UNO DE LOS FACTORES MAS IMPORTANTES DEL CUAL DEPENDE LA VELOCIDAD DE REACCION Y POR CONSECUENCIA LA PENETRACION DEL ACIDO ES LA MICROESTRUCTURA DEL MATERIAL POROSO INVADIDO POR EL ACIDO. POR LO TANTO, ES NECESARIO CARACTERIZAR LA ESTRUCTURA POROSA PARA DETERMINAR LOS CAMBIOS QUE SUFRE ESTA DURANTE LA REACCION CON EL ACIDO.

LA GEOMETRIA DE UN MEDIO POROSO ES MUY COMPLEJA PERO REQUIERE DE UNA DESCRIPCION MATEMATICA PRECISA. POR LO QUE LAS VARIABLES RELEVANTES EN EL MEDIO POROSO SE DEBERAN ESTUDIAR POR SEPARADO Y ASI CONFIGURAR EL MODELO MATEMATICO.

\* REFERENCIAS AL FINAL DEL TEMA.

**SCHUCHTER Y GIDLEY**<sup>(1)</sup> UTILIZARON UN MODELO CAPILAR PARA DESCRIBIR LA ACIDIFICACION MATRICIAL. SIN EMBARGO SE UTILIZA DE MANERA LIMITADA DEBIDO A QUE LOS VALORES DE INTERES SON TOMADOS COMO RELACIONES. AUNQUE NO ES NECESARIO OBTENER EL VALOR ABSOLUTO DE LAS PROPIEDADES DEL MEDIO POROSO, POR LO ANTERIOR SE SUGIERE QUE CUANDO SE UTILICE ESTE MODELO, DEBERA SER SUJETO A PEQUEÑAS INCERTIDUMBRES.

**WILLIAMS**<sup>(2)</sup> CONDUJO UN ESTUDIO EXPERIMENTAL DE LAS RESPUESTAS DE VARIAS ARENISCAS TIPICAS DE LA COSTA DEL GOLFO. ESTOS ESTUDIOS MOSTRARON QUE:

- 1.-DEBIDO A LAS DIFERENCIAS EN COMPOSICION, LAS RELACIONES ENTRE LA VELOCIDAD EFECTIVA DE REACCION Y LA POROSIDAD (FIG. IV.6.1.1.) NO SON APLICABLES A TODAS LAS FORMACIONES.
- 2.-AUN CUANDO LAS COMPOSICIONES FUERAN SIMILARES, LA RESPUESTA PUEDE SER MUY DIFERENTE, APARENTEMENTE POR LA DISTRIBUCION DE LAS ARCILLAS.

LOS MODELOS PARA ACIDIFICACION MATRICIAL EN CARBONATOS NO SON DEL TODO SATISFACTORIOS. ESTO DEBIDO A QUE EL PROCESO DE REACCION ESTA GOBERNADO POR ALGUNOS POROS LARGOS LLAMADOS "AGUJEROS DE GUSANO".

**NIERODE Y WILLIAMS**<sup>(3)</sup> ESTUDIARON EXPERIMENTALMENTE Y SIMULARON MATEMATICAMENTE LOS PARAMETROS QUE DETERMINAN EL CRECIMIENTO DE LOS "AGUJEROS DE GUSANO".

PARA PODER HACER UN MODELO DE LA REACCION DEL ACIDO EN UN "AGUJERO DE GUSANO" ES NECESARIO CONOCER EL GASTO DE INYECCION DEL ACIDO EN LA FORMACION. EL NUMERO DE "AGUJEROS DE GUSANO" CREADOS POR EL ACIDO Y EL GASTO DE ACIDO PERDIDO DE LOS AGUJEROS HACIA LA

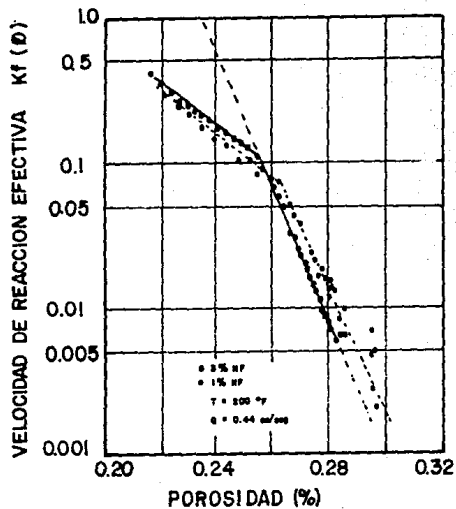


FIG. IV.6.1.1. <sup>(ii)</sup> VELOCIDAD DE REACCION EFECTIVA CONTRA POROSIDAD  
 (NUCLEOS DEL BEREA)



FORMACION. DATOS QUE GENERALMENTE NO SON CONOCIDOS.

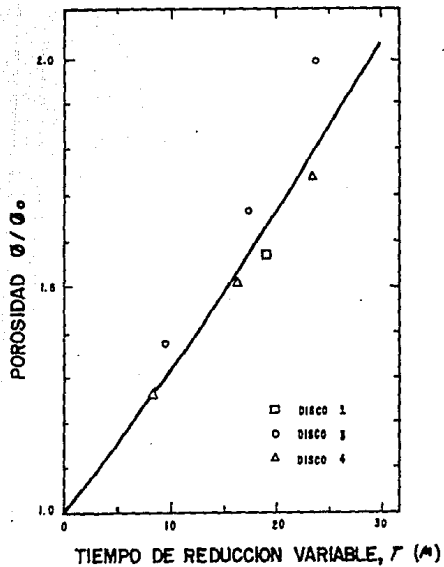
#### **IV.6.2. APLICACION DE MODELOS A SISTEMAS DE REACCION LENTA<sup>(1)</sup>**

**GLOVER Y GUIN<sup>(2)</sup>** EXPERIMENTARON CON UN DISCO DE VIDRIO POROSO DILUYENDOLO CON ACIDO FLUORHIDRICO Y OBTUVIERON UN MODELO MATEMATICO PARA SISTEMAS DE REACCION LENTA. ELLOS DETERMINARON QUE LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD OBTENIDOS ESTAN EN FUNCION DEL TIEMPO DE REACCION DEL ACIDO CON EL MEDIO POROSO. Y SUS RESULTADOS SE ACERCAN MUCHO A LAS PREDICCIONES TEORICAS. EL ACERCAMIENTO ENTRE EL EXPERIMENTO Y LA TEORIA. SE MUESTRA EN LAS FIGURAS IV.6.2.1. Y IV.6.2.2. DONDE LAS ABCISAS MUESTRAN LA REDUCCION DEL TIEMPO MEDIDO EN MICRONES.

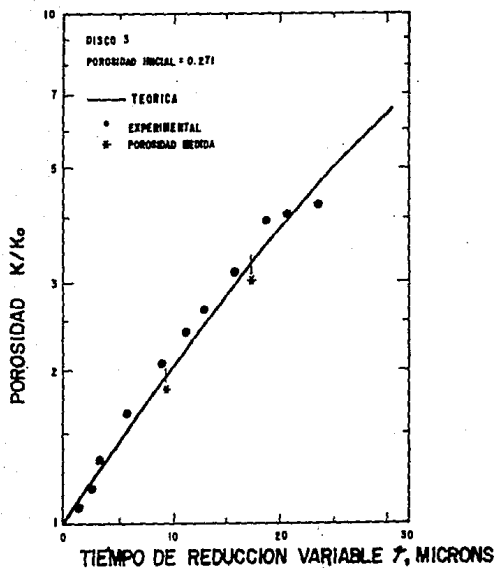
#### **IV.6.3. APLICACION DEL MODELO A SISTEMAS DE REACCION RAPIDA<sup>(3)</sup>.**

**GUIN Y SCHECHTER<sup>(4)</sup>** UTILIZARON UN GRAN NUMERO DE TECNICAS PARA SIMULAR LO QUE OCURRIA EN LA ACIDIFICACION DE CARBONATOS. CENTRANDO SUS ESTUDIOS EN LA FORMACION DE "AGUJEROS DE GUSANO". FENOMENO QUE FUE RELACIONADO CON LA VELOCIDAD DE REACCION SUPERFICIAL.

ELLOS NOTARON QUE LOS SISTEMAS CON VELOCIDAD DE REACCION ALTA, FORMABAN "AGUJEROS DE GUSANO" MIENTRAS QUE LOS SISTEMAS DE REACCION LENTA NO LOS FORMABAN. DESCUBRIERON ADEMAS QUE EN CARBONATOS UNO DE CADA MILLON DE POROS SE CONVERTIA EN "AGUJERO DE GUSANO".



IV.6.2.1<sup>(1)</sup> COMPARACION DE LA POROSIDAD EXPERIMENTAL CON LA POROSIDAD PREDICHA EN UN DISCO DE VIDRIO POROSO DURANTE LA ACIDIFICACION.

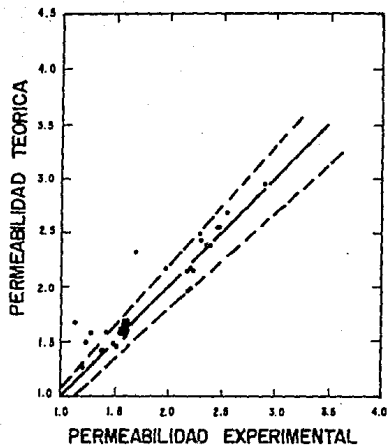


IV.6.2.2<sup>(1)</sup> COMPARACION DE LA PERMEABILIDAD EXPERIMENTAL CON LA PERMEABILIDAD PREDICHA (MEJORADA) EN UN DISCO DE VIDRIO POROSO DURANTE LA ACIDIFICACION.

#### IV.6.4. APLICACION DE MODELOS DE ACIDIFICACION MATRICIAL A SISTEMAS DE ACIDOS RETARDADOS<sup>(1)</sup>.

GUIN Y OTROS COLABORADORES<sup>(1)</sup> EXPERIMENTARON CON ACIDO FLUORHIDRICO AL 48% ENFRIADO APROXIMADAMENTE A -30 GRADOS CENTIGRADOS IMPREGNADO EN DISCOS DE VIDRIO FUNDIDO PRE-ENFRIADOS. A ESTA TEMPERATURA, LA VELOCIDAD DE REACCION DEL ACIDO FLUORHIDRICO CON SILICE ES MUY LENTA, ACERCANDOSE ASI AL USO DEL MODELO DE UN ACIDO ALTAMENTE RETARDADO.

LAS RELACIONES ENTRE LAS PERMEABILIDADES MEDIDAS DESPUES DE LA ACIDIFICACION Y LAS PERMEABILIDADES ORIGINALES DEL VIDRIO POROSO SE GRAFICARON CONTRA LAS RELACIONES DE PERMEABILIDADES TEORICAS DEL VIDRIO OBTENIDAS A PARTIR DE LA POROSIDAD DEL MISMO (FIG. IV.6.4.1.).



IV.6.4.1<sup>(1)</sup> COMPARACION DE LA PERMEABILIDAD EXPERIMENTAL  
 CON LA PERMEABILIDAD TEORICA CUANDO SE USA UN  
 ACIDO ALTAMENTE RETARDADO.

## REFERENCIAS

1. BERT B. WILLIAMS, JOHN L. GIDLEY AND ROBERT S. SCHECHTER.

"ACIDIZING FUNDAMENTALS" NEW YORK SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS OF AIME 1979. CAPITULO 8.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. ES NECESARIO DEFINIR LAS CONDICIONES DE LOS YACIMIENTOS Y DEL POZO PARA DETERMINAR SI ES POSIBLE REALIZAR UNA ESTIMULACION MATRICIAL.
2. DEBE EVALUARSE EL TIPO, LOCALIZACION Y SEVERIDAD DEL DAÑO CON LA FINALIDAD DE SELECCIONAR EL TRATAMIENTO DE ESTIMULACION MATRICIAL ADECUADO.
3. LOS FLUIDOS APROPIADOS PARA UNA ESTIMULACION MATRICIAL DEBEN DE DETERMINARSE A TRAVES DE PRUEBAS DE LABORATORIO.
4. LA EVALUACION DE LAS CONDICIONES DE PRODUCCION DE UN POZO Y LOS RESULTADOS DE UNA ESTIMULACION MATRICIAL DEBEN BASARSE EN PRUEBAS DE VARIACION DE PRESION.
5. LA OPTIMIZACION DE LOS TRATAMIENTOS DE ESTIMULACION SE ALCANZA DEL ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS MISMOS, RELACIONANDO ESTE COMPORTAMIENTO CON LA RENTABILIDAD DE LA INVERSION.
6. LOS MODELOS PARA ACIDIFICACION MATRICIAL, SON METODOS DE SIMULACION MATEMATICA QUE SE APOYAN EN SUPOSICIONES, CALCULOS Y EXPERIMENTOS TANTO DE CAMPO COMO DE

LABORATORIO. LOS RESULTADOS DE LOS MISMOS SE DEBERAN EVALUAR EN LAS OPERACIONES PARA RETROALIMENTARLOS Y ASI OPTIMIZAR LAS TECNICAS OPERATIVAS DE APLICACION.

EL CONOCIMIENTO AMPLIO DE LOS PROCESOS DE ESTIMULACION MATRICIAL, ES IMPRESCINDIBLE PARA UNA ADECUADA UTILIZACION DE ESTAS TECNOLOGIAS, LO CUAL PERMITIRA UN ESQUEMA DE COMPETITIVIDAD Y PRODUCTIVIDAD.