

25  
221

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



EVALUACION DE LAS ESTIMULACIONES  
EFECTUADAS EN EL CAMPO RANCHO NUEVO

TESIS PROFESIONAL  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A :  
ALBERTO LOPEZ MANRIQUEZ

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN





Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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

## TESIS

### "EVALUACION DE LAS ESTIMULACIONES EFECTUADAS EN EL CAMPO RANCHO NUEVO"

Capitulo	Contenido	Página
I.-	INTRODUCCION	
	1.1 Un enfoque de la Ingenieria Petrolera.	1
	1.2 Especialidades de la Ingenieria Petrolera.	1
II.-	CAMPO RANCHO NUEVO	
	2.1 Localización geográfica	3
	2.2 Antecedentes	3
	2.3 Aspectos geológicos	5
	2.4 Características de las formaciones	16
	2.5 Comportamiento historico de la producción.	20
	2.6 Perspectivas actuales del campo	22
III.-	DAÑO A LA FORMACION	
	3.1 Definición de daño	24
	3.2 Valoración del daño	24
	3.3 Evaluación del daño	37
	3.4 Remoción del daño	39
	3.5 Relación entre el laboratorio y el campo	44
IV.-	BASES TEORICAS DE LOS TRATAMIENTOS	
	4.1 Concepto de una estimulación	50
	4.2 Velocidad de reacción	50
	4.3 Tratamiento en areniscas	59
	4.4 Tratamiento en rocas calcáreas	68
V.-	ESTIMULACION EN EL CAMPO RANCHO NUEVO	
	5.1 Características generales del campo	71
	5.2 Estado actual del campo	76
	5.3 Tipo de estimulaciones efectuadas	79
	5.4 Evaluación de resultados	92
	5.5 Estimulaciones recomendables	99
VI.-	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
	Generales	103
	Para cretácico Tamabra	104
	Para jurásico San Andrés	104
	Para jurásico Areniscas Basales	105
	APENDICES	
	A. Ecuación de Darcy	A.1
	B. Métodos de evaluación del índice de productividad para yacimientos saturados.	A.3
	C. Métodos de predicción de la presión de fractura	A.8
	BIBLIOGRAFIA	

## CAPITULO I

### INTRODUCCION

1.1 UN ENFOQUE DE LA  
INGENIERIA PETROLERA.

1.2 ESPECIALIDADES DE LA  
INGENIERIA PETROLERA.

## CAPITULO I

### INTRODUCCION

(1)

#### 1.1 UN ENFOQUE DE LA INGENIERIA PETROLERA

La Ingeniería Petrolera ha sido históricamente la rama de la ingeniería encargada de realizar los trabajos de programar, dirigir y ejecutar las actividades de explotación de los hidrocarburos en forma óptima, tanto técnica como económicamente.

Para poder cumplir con su objetivo, la Ingeniería Petrolera actualmente se ha dividido en áreas específicas, cada una de ellas encargada de cumplir sus funciones; las áreas en que se ha dividido para tal efecto son las que a continuación se mencionan.

(1)

#### 1.2 ESPECIALIDADES DE LA INGENIERIA PETROLERA

Estas especialidades son: Perforación, Producción, Yacimientos e Ingeniería de Pozos.

El área de Perforación es la que se encarga de crear la obra ingenieril o conducto, que permite comunicar a las formaciones u horizontes que tienen posibilidades de resultar económicamente productores de hidrocarburos, con la superficie.

En lo que respecta a la rama de Producción, esta tiene como objetivo el de dar un manejo adecuado a los hidrocarburos desde el yacimiento, hasta las plantas de procesamiento o lugares destinados para su venta, pasando para ello a través de cada uno de los elementos que componen un sistema de producción, como son: la tubería de producción, los elementos superficiales en la cabeza del pozo, la línea de descarga hasta llegar a la batería o planta de recolección y de ahí distribuirlo a sus diferentes destinos.

Por otra parte en lo que respecta a yacimientos, esta area es la que tiene a su cargo el optimo desarrollo de los campos, ya que con una adecuada planeacion del desarrollo de un campo, se podran obtener mejores resultados y finalmente se tendra la posibilidad de obtener una mayor recuperacion de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento, para con ello lograr su adecuada explotacion tanto tecnica como economicamente.

Finalmente la Ingenieria de Pozos tiene un ambito muy amplio. Este inicia una vez que la perforacion ha cumplido su objetivo, estableciendo la comunicacion controlada y segura entre el yacimiento y la superficie; hasta definirlo condiciones de explotacion mediante su adecuada terminacion, control de su explotacion e intervenciones oportunas.

Es dentro de esta especialidad en donde la Estimulacion de Pozos se encuentra involucrada y por lo que tiene una importancia relevante dentro de la Ingenieria Petrolera, ya que con la adecuada intervencion de uno o varios pozos de un campo mediante tratamientos de este tipo, haran que la recuperacion de hidrocarburos de este, resulte economica y tecnicamente explotable.

#### Referencias del capitulo:

1. Islas S. Carlos.: Estimulacion de Pozos (apuntes y notas), (noviembre, 1986).

## CAPITULO II

### CAMPO RANCHO NUEVO

- 2.1 LOCALIZACION GEOGRAFICA.
- 2.2 ANTECEDENTES.
- 2.3 ASPECTOS GEOLOGICOS.
- 2.4 CARACTERISTICAS DE LAS FORMACIONES.
- 2.5 COMPORTAMIENTO HISTORICO DE LA PRODUCCION.
- 2.6 PERSPECTIVAS ACTUALES DEL CAMPO.

## CAPITULO II

### CAMPO RANCHO NUEVO

(1)

#### 2.1 LOCALIZACION GEOGRAFICA

El Campo Rancho Nuevo se encuentra ubicado dentro de la provincia geológica de Tampico-Mizantla, área Tampico; en la planicie costera del Golfo de México, en la parte norte del estado de Veracruz.

Está rodeado por los campos San Diego y San Jerónimo que se localizan al sureste y que producen en la formación El Abra; por el suroeste se encuentra el campo Tres Hermanos el cual produce en la formación Tamabra.

Hasta la fecha los resultados observados de la perforación de los pozos en el Campo Rancho Nuevo han manifestado la presencia de hidrocarburos en cuatro formaciones; de las cuales son importantes las observadas en el Cretácico Tamabra y Jurásico, siendo las manifestaciones del Eoceno Guayabal de carácter no comercial.

(2)

#### 2.2 ANTECEDENTES

El Campo Rancho Nuevo inició su primera etapa de perforación el 20 de agosto de 1942 con el pozo exploratorio No.1, el cual alcanzó la profundidad de 2030 m. teniendo como objetivo: investigar las posibilidades de presencia de hidrocarburos en la formación Tamabra; y terminándose en agujero descubierto con fecha de 21 de junio de 1943, quedando finalmente taponado por estar invadido de agua salada en dicha formación.

En esta primera etapa se perforaron posteriormente los pozos No. 2, 3, 4, 6, 7, 8, 12, 17, 20 y el Pifonal No.1, el cual fue exploratorio incluyéndose posteriormente en el Campo Rancho Nuevo por estar situado dentro de los límites de este.

El primer pozo que resultó comercialmente productor en este campo fue el No.3, terminado oficialmente el día 4 de julio de 1960 como productor de aceite en el intervalo



disparado 1960 - 1965 m. en la formación Tamabra, con una producción inicial de 83 m<sup>3</sup>/d. de aceite limpio y una RGA de 66 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. por orificio de 6 mm.

Una segunda etapa marca su inicio con la perforación del pozo exploratorio No.101, el cual tuvo como objetivo la búsqueda de acumulación comercial de aceite en la formación Guayabal del Eoceno, quedando finalmente el pozo como productor incoesteable en esta formación.

En marzo de 1984 en este mismo pozo se probó la formación Tamabra resultando productora de aceite limpio, con una producción inicial de 96 m<sup>3</sup>/d ; en base a estos resultados se inicio una reconsideración y se comenzaron nuevos estudios de los pozos ya perforados.

Esto trajo como consecuencia la profundización del pozo No.12 resultando productor de aceite viscoso en el Eoceno Guayabal; se probaron también en este pozo las areniscas basales del Jurásico Superior y la formación Tamabra, resultando invadidos de agua salada. El Jurásico San Andrés no se probó por accidente mecánico en el pozo.

El pozo No. 17 fue profundizado en este mismo año a 2260 m. en donde se cementó TR 6 5/8" probándose el intervalo 2200 - 2208 m. de la formación Jurásico San Andrés, resultando productora por primera ocasión con 33 m<sup>3</sup>/d de aceite limpio y una RGA de 54 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. Produjo en forma intermitente hasta dejar de hacerlo, por lo que se probó la cima de la formación Tamabra resultando productora.

También se perforaron los pozos 15, 19, 20-A, 28, 34, 62, 120, 121, 128, 146, 162, 168, 181 y 188; realizándose también la reparación mayor del No.7, el cual de acuerdo a los registros geofísicos tomados se había dado inicialmente por terminado como invadido de agua salada en el Tamabra; después de la intervención en donde se cementó la T.R. de explotación de 6 5/8" a 2180 m. y se probó esta formación en diferentes intervalos, resultó productor en la cima de esta.

A raíz de los resultados obtenidos en los pozos No. 17, 146, 162 y 181 en donde se obtuvo producción en la formación San Andrés, se efectuaron pruebas de variación de presión para así poder obtener información del sistema roca-fluidos.

Realizados estos estudios se perforaron en el año de 1987, los pozos 16, 49, 67, 163, 184, 295, 427, 695 y 699

con objetivo de cretácico medio y Jurásico superior, resultando productores en el Jurásico los pozos 67 y 695, terminándose posteriormente en 1988 también como productores en esta formación el 163 y 699.

En base a estos resultados se continuó con el desarrollo del campo con la perforación de los pozos 40, 117, 149, 167, 299, 419, 631, 635, 639, 672, 673, 858 y 1210, durante 1988.

De acuerdo a los datos obtenidos al perforar estos pozos, se pudo establecer la delimitación de la extensión del campo hacia la parte poniente; en particular esta delimitación se obtuvo de la información del 419 y 427, ya que el 427 resultó invadido de agua salada en el Tamabra y productor incosteable en el Jurásico San Andrés con 1 m<sup>3</sup>/d. de aceite, el 419 resultó productor en Tamabra con 14 m<sup>3</sup>/d. de aceite con un flujo de 30 % de agua, lo que lo evidencia como cercano al contacto agua - aceite.

(1) (2)

## 2.3 ASPECTOS GEOLOGICOS

Estructuralmente el basamento configura dos bloques altos denominados La Agüada y Pifonal, y dos depresiones que son Bejuco-La Laja al norte y Santa María Ixcatepec al sur; de acuerdo a estudios realizados de sismología por reflexión, se planteó inicialmente al Campo Rancho Nuevo como una terraza estructural con una longitud aproximada de 8 Km. con orientación NE - SW, en donde las mejores condiciones de depósito se presentaban hacia el borde de la Faja de Oro terrestre.

En el Campo Rancho Nuevo el Jurásico Superior está representado por sus niveles Kimmerdgiario y Tithoniano: a nivel Kimmerdgiario se encuentran depositadas las formaciones Areniscas Basales y San Andrés; la primera con sedimentos de tipo oolítico y la segunda con sedimentos de transición de tipo calcáreo, siendo hacia la parte este del campo donde ambas formaciones presentan condiciones favorables de almacenamiento.

A nivel Tithoniano se encuentra la formación Pimienta cuyos sedimentos arcillo-calcáreos constituyen la roca sello para el Jurásico.

El Cretácico Inferior lo representa la formación Tamaulipas Inferior, siendo el Cretácico medio representado por la formación Tamabra la cual se ha definido como una

cuña de sedimentos carbonatados que se extienden desde el borde de la Faja de Oro. Esta formación es de extensión limitada hacia el suroeste donde se encuentra el Campo Tres Hermanos, en donde debido a un cambio de facie pasa a ser de Tamabra a Tamaulipas Inferior.

En el Campo Rancho Nuevo tanto la formación Tamabra como Tamaulipas inferior se encuentran erosionadas, dando este fenómeno erosivo origen a la depresión Bejuco - La Laja y por consecuencia a la ausencia del paleoceno.

En el terciario la formación Guayabal del Eoceno es la que se presenta y está definida por lutitas calcáreas con delgadas intercalaciones de areniscas.

El Oligoceno está representado en su parte inferior por la formación Palma Real Inferior, en su parte media por Palma Real Superior y Alazán, y la formación Mesón que aflora en el campo lo representa en su parte superior.

La tabla 2.1 nos ilustra la estratigrafía del área a la cual pertenece el campo, permitiéndonos visualizar lo anteriormente mencionado.

La figura 2.1 nos muestra la localización de los pozos considerados para la elaboración de la sección estructural del campo, mostrada en la figura 2.2.

El comportamiento del campo se ha presentado en forma bastante irregular y lo que se había definido en un inicio como una terraza continua a nivel del Cretácico, se ha modificado a la fecha su interpretación hacia la parte este.

Debido a las condiciones heterogéneas que se han presentado conforme se desarrolla el campo en las diferentes formaciones productoras, se ha considerado la existencia de cambios horizontales en las propiedades de las rocas, las cuales pueden ser de origen variado y por ello se han planteado las siguientes teorías:

- a) por las condiciones de depósito.
- b) por cambios diagenéticos provocados por dolomitización
- c) por la existencia de fracturas en áreas locales.

Estas suposiciones tienen como fundamento una prueba de interferencia efectuada el mes de abril de 1988 en la



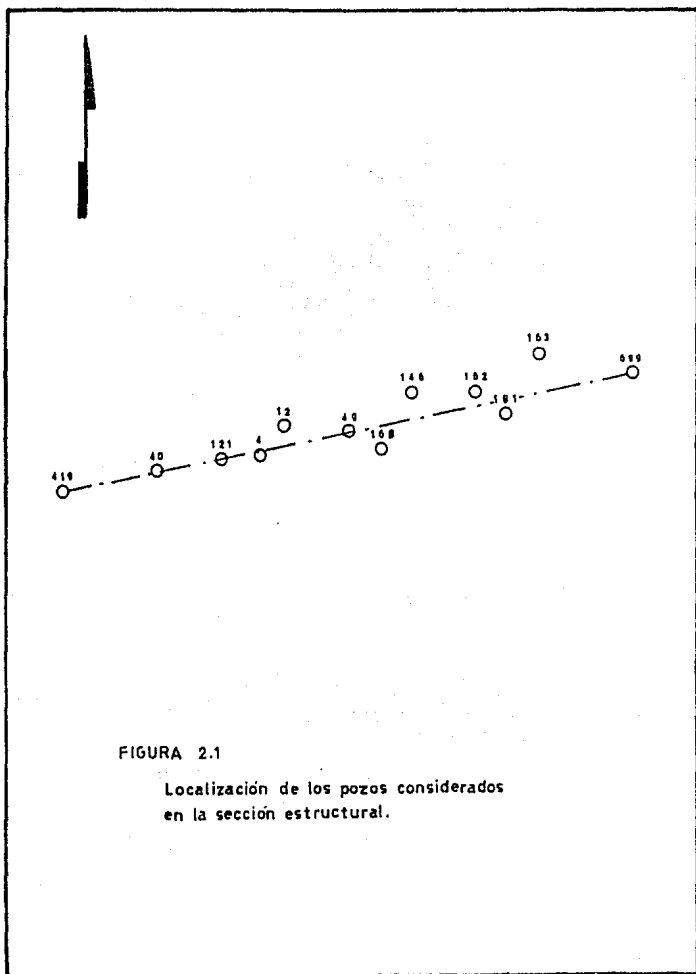
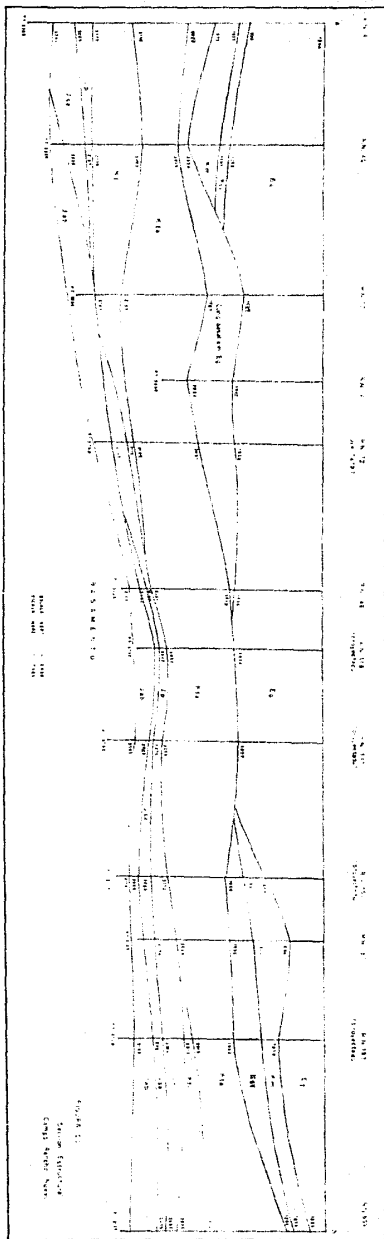


FIGURA 2.1

Localización de los pozos considerados en la sección estructural.



formación Tamabra, entre los pozos 49, 128 y 168, los cuales se encuentran a 700 y 400 m. del 49 respectivamente, y en donde como resultado de la prueba no se observó interferencia alguna entre ellos; siendo productores el 128 y 168, e invadido de agua salada el 49 el cual resulta estructuralmente igual al 168 de acuerdo a la cima de esta formación

Los resultados de esta prueba se muestran a continuación en la tabla 2.2, siendo su representación gráfica la mostrada en la figura 2.3. Donde se puede observar que el comportamiento de la presión tanto del 128 como del 168 (los cuales se mantuvieron fluyendo por 3 y 5 mm. respectivamente durante la prueba), es independiente de las variaciones que se presentan en el 49 al cerrarlo o al abrirlo.

De igual manera se han efectuado algunas observaciones que confirman la irregularidad del comportamiento del campo en sus diferentes horizontes, tal como lo muestra la tabla 2.3, en la que se puede apreciar que pozos estructuralmente mas altos resultaron invadidos de agua salada, y otros estructuralmente mas bajos resultaron productores de hidrocarburos.

Por otra parte durante el año de 1986 en el levantamiento de presiones de fondo practicado a la formación Jurásico San Andrés (3), entre los pozos 146, 162 y 181 se efectuaron dos pruebas de interferencia durante los meses de septiembre-octubre (1986) y diciembre-enero de (1986 - 1987).

El pozo 146 se encuentra a una distancia de 700 m. al oeste del pozo 162, y el 181 a 400 m. al sureste del 162.

Los resultados de estas pruebas, en donde se les registraron las presiones de fondo fluyendo a los pozos 146 y 181, mientras que el 162 se mantuvo fluyendo por diferentes orificios, se ilustran en las gráficas 2.4 y 2.5.

Las observaciones efectuadas de esta prueba son las siguientes:

Es muy sensible el depresionamiento de los pozos 146 y 181 al cambiar el estrangulador del 162 de 6 a 8 mm. y posteriormente de 8 a 10 mm.; observándose también que al volverlo a estrangular a 6 mm. la recuperación de la presión es casi inmediata, lo que indica la existencia de una alta permeabilidad en el área. (3)

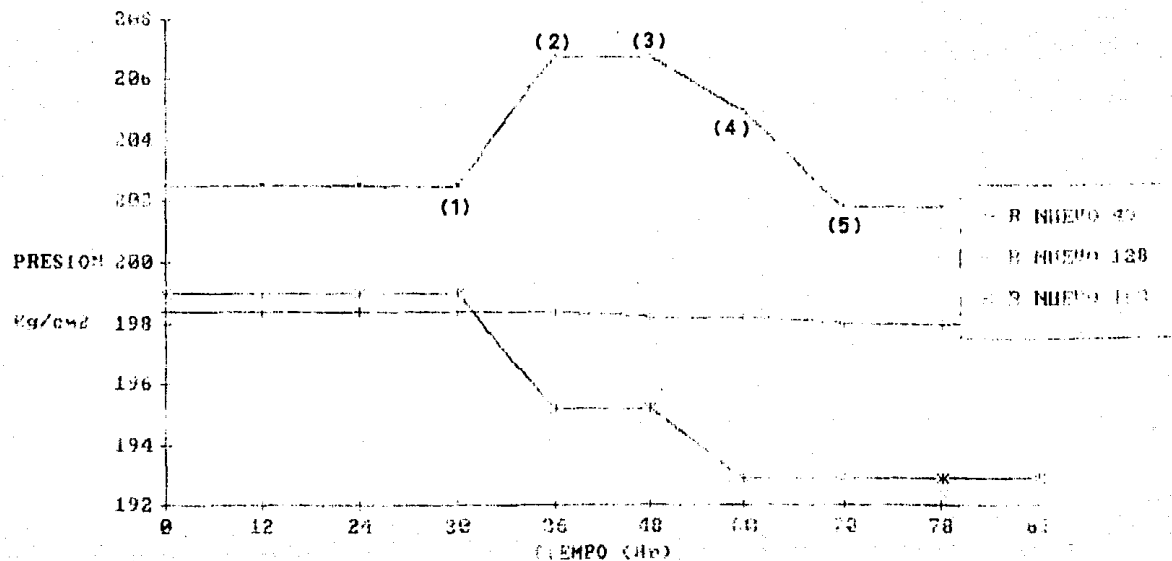
TABLA 2.2 PRUEBA DE INTERFERENCIA A LA FORMACION TAMABRA

DIA	t (HR)	RANCHO NUEVO 49				RANCHO NUEVO 129				RANCHO NUEVO 169				OBSERVACIONES
		EST (mm)	PRESTION TP TR (Kg/cm <sup>2</sup> )	AQUA %		EST (mm)	PRESTION TP TR (Kg/cm <sup>2</sup> )	AQUA %		EST (mm)	PRESTION TP TR (Kg/cm <sup>2</sup> )	AQUA %		
ABR 14	0	6	6	0	100	3	18	39	60	5	24	0	20	R.N. 49 ABIERTO
	12	6	6	0	100	3	18	39	60	5	24	0	20	
ABR 15	24	6	6	0	100	3	18	39	3	5	24	0	23	(1) EFECTUO ESTIMU- LACION EN R.N. 49 R.N. 49 CERRADO DE 30 A 40 HR.
	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	36	-	10	0	100	3	18	39	2	5	20	0	30	
ABR 16	48	6	10	0	100	3	17.8	39	2	5	20	0	30	(2) R.N. 49 ABIERTO DE 40 A 48 HR. (3) R.N. 49 CERRADO DE 48 A 60 HR.
	60	-	0	0	100	3	17.8	39	2	5	18	0	50	
ABR 17	70	6	5	0	100	3	17.6	39	2	5	18	0	40	(4) R.N. 49 ABIERTO DE 64 A 70 HR. (5) R.N. 49 CERRADO DE 70 A 94 HR.
	78	-	5	0	100	3	17.6	39	0	5	18	0	35	
	81	-	5	0	100	3	17.6	39	0	5	18	1	35	

\* INFORMACION EXTRAIDA DE LOS EXPEDIENTES DE POZO



FIGURA 2.3 PERDIDA DE INTERFERENCIA EN EL TAPADO



**TABLA 2.3 EJEMPLOS QUE ILUSTRAN EL COMPORTAMIENTO IRREGULAR DEL CAMPO.**

EJ.	POZO No.	FORMACION	CIMA MBNN	INTERV. PRODUCO MBNN	RESULTADO	UBICACION
1	R. NUO 49 R. NUO 128 R. NUO 168	TAMABRA TAMABRA TAMABRA	1920 1916 1930	1924 - 1927 1919 - 1925 1932 - 1937	I. A. S. PRODUCTOR PRODUCTOR	▲ 400 m del 168 ▲ 700 m del 49 ▲ 400 m del 49
2	R. NUO 419 R. NUO 16 R. NUO 40	TAMABRA TAMABRA TAMABRA	1988 1969 1964	1999 - 2007 1969 - 1973 1964 - 1970	PRODUCTOR I. A. S. PRODUCTOR	▲ 800 m del 16 ▲ 900 m del 419 ▲ 400 m del 16
3	R. NUO 699 R. NUO 695	HR. BASALES HR. BASALES	2071 2077	2073 - 2086 2079 - 2085	I. A. S. PRODUCTOR	▲ 900 m del 695 ▲ 800 m del 699
4	R. NUO 168 R. NUO 146	SAN ANDRES SAN ANDRES	2039 2048	2039 - 2046 2049 - 2057	I. A. S. PRODUCTOR	▲ 700 m del 146 ▲ 700 m del 168

▲ (MBNN) METROS BAJO EL NIVEL DEL MAR.

FIGURA 2.4 10. PRUEBA DE INTERFERENCIA FORMACION DE ONDAS

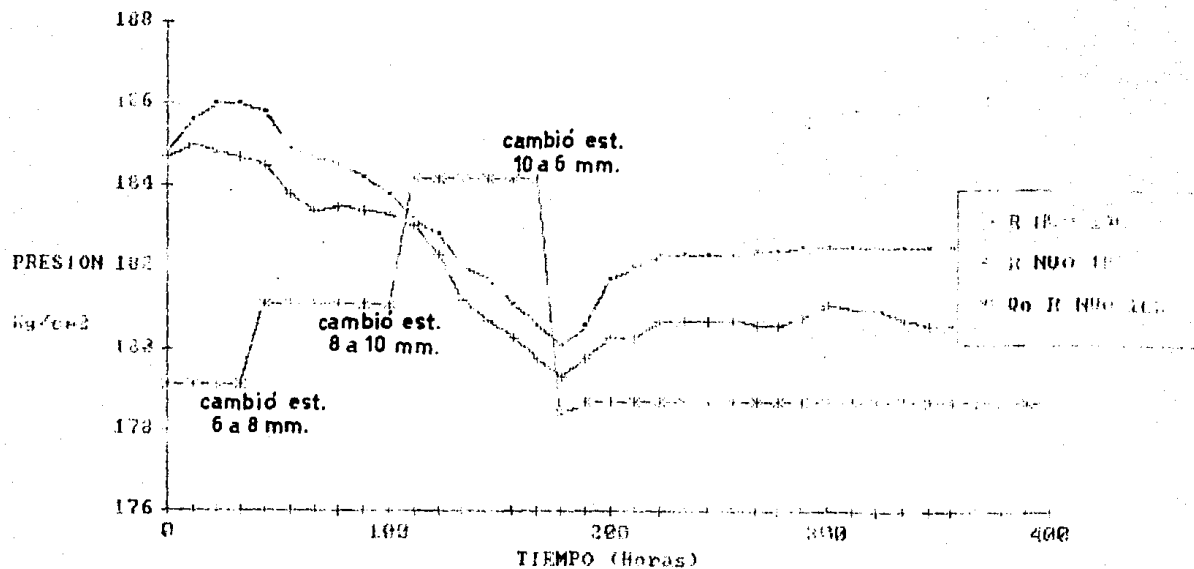
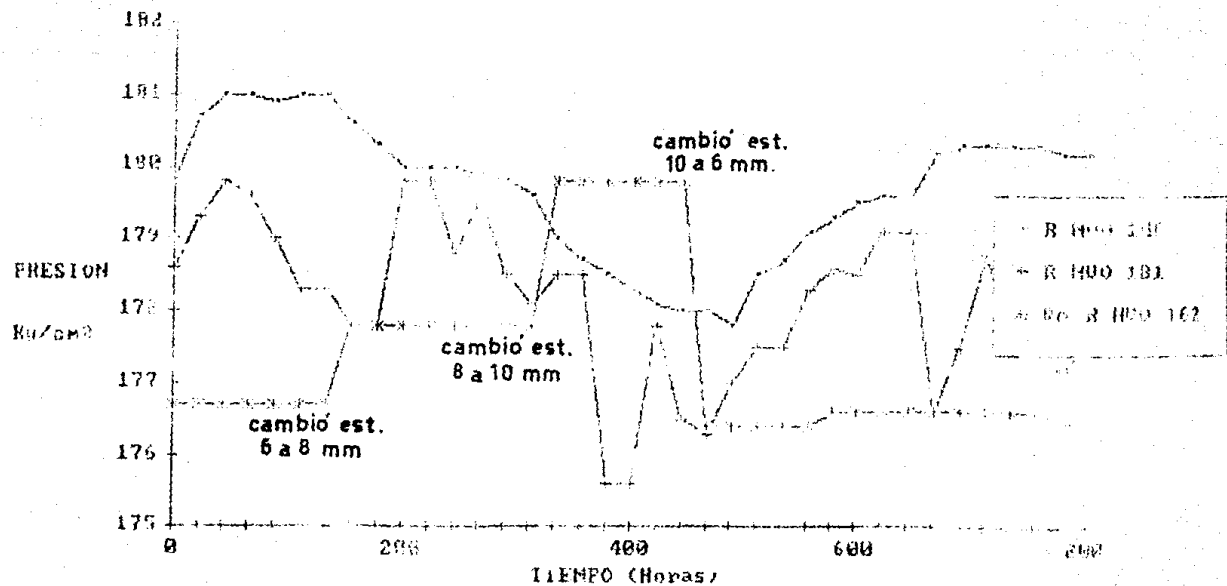


FIGURA 2.5 SA. PRUEBA DE INTERFERENCIA FORMACION SAN ANDRES



En este tema se hará una breve recopilación de la información existente, referente a las pruebas de laboratorio efectuadas a los núcleos extraídos de las diferentes formaciones.

Los datos recopilados de la formación tamabra, provienen de muestras extraídas de los pozos 20, 101, 858 y 1210, (referencias 4, 5, 6 y 7 respectivamente). La tabla 2.4 nos ilustra los valores obtenidos para esta formación.

Para la formación San Andrés, se analizaron muestras extraídas de los pozos 34 y 62. La compañía Dowell Schlumberger y el departamento de geología del distrito sur, efectuaron el análisis, mostrando en la tabla 2.5 sus resultados.

De igual manera, con la finalidad de estudiar mejor las propiedades de la formación Areniscas Basales del jurásico, las cuales se han manifestado potencialmente productoras, la compañía Halliburton se encargó de analizar muestras proporcionadas de los pozos 635 y 699.

Los análisis a que fueron sometidas dichas muestras fueron los siguientes: difracción de rayos "X", solubilidad en ácido, petrografía y propiedades de la roca. Los resultados obtenidos se observan en la tabla 2.6, mostrándose los valores mínimo y máximo de cada parámetro.

**TABLA 2.4 CARACTERISTICAS DE LA FORMACION TAMABRA**

POZO	R.N. 20	R.N. 101	R.N. 959	R.N. 1210			
	1951 - 1955	1986 - 2000	1909 - 1918	1971.5 - 1974.4	SUP	MED	INF
INTERVALO NUCLEADO							
% POROSIDAD	6.6	9.6	5.0	11.0	5.3	2.1	
PERMEABILIDAD (MD)	29.7	-	-	-	-	-	
% SATURACION DE AGUA	10.3	15.3	-	-	-	-	
% SATURACION DE ACEITE	70.8	16.6	24.0	-	-	-	
% CALCITA	-	-	-	70.0	85.0	80.0	
% DOLOMITA	-	-	-	20.0	10.0	10.0	
% FIERRO	-	-	-	0.01	0.01	0.02	
% SOLUBILIDAD EN H <sub>2</sub> O	98.5	-	95.9	99.1	99.2	97.4	
DENSIDAD DE LA ROCA	-	2.75	-	-	-	-	
MODULO DE YOUNG (1 x 10 <sup>6</sup> PSI)	-	-	-	4.88	10.5	-	
RELACION DE POISSON (AD/1R)	-	-	-	0.11	0.34	-	

REFERENCIAS

(4)

(5)

(6)

(7)

**NOTAS:**

- 1.- LA DESCRIPCION CORRESPONDE A UNA ROCA DE MATRIZ CARBONATADA, COMPACTA CON TONALIDAD CAFE CLARO POR IMPREGNACION DE ACEITE, PRESENTANDO NI ROFRACTURAS RELLENAS DE IGUAL FORMA POR MATERIAL CARBONATADO.
- 2.- EN EL POZO 1210 SE ANALIZARON TRES MUESTRAS, CORRESPONDIENDO CADA UNA DE ELLAS A LA PARTE SUPERIOR, MEDIA E INFERIOR (SUP, MED. + INF) RESPECTIVAMENTE.

**TABLA 2.5 CARACTERISTICAS DE LA FORMACION SAN ANDRES**

POZO	R.N. 34	R.N. 62	
	2195 - 2198	2177 - 2184	
		SUP	INF
% POROSIDAD	10.0	6.0	5.0
PERMEABILIDAD (MD)	0.5	0.02	0.01
% SOLUBILIDAD EN HCl	-	76.2	61.7
MODULO DE YOUNG ( $1 \times 10^{-6}$ PSI)	6.0	-	-
RELACION DE POISSON (ADIM)	0.25	-	-

\* REFERENCIAS

(8)

(9) y (10)

**NOTAS:**

- 1.- LA DESCRIPCION DE LA ROCA CORRESPONDE A UN WACKSTONE PARCIALMENTE ARCILLOSO, EN ALGUNAS DE SUS PARTES CON TEXTURA CONGLOMERATICA Y CON TRAZAS DE ARENICA DE GRANO FINO A MEDIO. (9)
- 2.- EN EL POZO No. 64 SE ANALIZARON MUESTRAS DE LA PARTE SUPERIOR E INFERIOR DEL INTERVALO NUCLEADO.

**TABLA 2.6 CARACTERISTICAS DE LA FORMACION ARENISCAS BASALES**

POZO	R.N. 635		R.N. 699	
	2140 - 2155		2079 - 2084	
	MIN	MAX	MIN	MAX
% SOLUBILIDAD EN HCl	2.5	31.3	10.6	35.2
% SOLUBILIDAD EN HF	36.5	59.1	-	-
% POROSIDAD	0	11.7	-	-
<u>COMPOSICION MINERALOGICA (%)</u>				
CUARZO	15.0	40.0	25.0	40.0
FELDESPATO	30.0	50.0	30.0	65.0
CALCITA	0.0	10.0	5.0	40.0
DOLOMITA	2.0	30.0	0.0	2.0
CAOLLINITA	2.0	5.0	0.0	5.0
ILLITA	2.0	5.0	0.5	5.0
AUGITA	2.0	10.0	-	-
CLORITA	-	-	0.5	2.0
FIERRO	0.13	0.38	-	-
<u>PROPIEDADES</u>				
MODULO DE YOUNG ( $1 \times 10^{-6}$ PSI)	2.54	8.07	1.79	4.90
RELACION DE POISSON (ADIM)	0.207	0.290	0.13	0.24

REFERENCIAS

(6) y (11)

(12)

NOTAS:

- 1.- DE ACUERDO A LAS OBSERVACIONES AL MICROSCOPIO, SE LE DEFINE COMO UNA ROCA CON TEXTURA CONGLOMERATIVA DE CUARZO Y FELDESPATO, MEZCLADOS CON MICROCRISTALES DE CALCITA DENTRO DE UNA MATRIZ ARCILLOSA. (12)
- 2.- LOS DATOS MOSTRADOS, CORRESPONDEN A LOS VALORES MINIMO Y MAXIMO (MIN), (MAX) DE CADA PARAMETRO.



## 2.5 COMPORTAMIENTO HISTORICO DE LA PRODUCCION.

Presentar el comportamiento de la producción en los últimos años tanto del campo como del distrito, nos permite visualizar el incremento que en este concepto a manifestado a partir del año de 1986 el campo Rancho Nuevo.

En la figura 2.6 se presenta el comportamiento comparativo de la producción total neta de aceite del campo respecto a la del distrito. Pudiéndose a partir de ella hacer las observaciones siguientes:

En el año de 1985 la producción del campo Rancho Nuevo fue de tan solo un 5.2 % a la de todo el distrito. Ya para el año de 1986 al continuar con el desarrollo del campo tanto para el cretácico como para el jurásico, el campo muestra un repunte en su producción de aceite de 953 Bl/día a 1 444 Bl/día. Lo que significó que en ese año el campo contribuyera con un 7.7 % de la producción total del distrito.

Para 1987 el campo Rancho Nuevo aporta un 6.3 %, en 1988 aumenta su aporte hasta un 8.2 % de la producción total, siendo para el año de 1989 cuando el campo además de mantener la producción logra elevarla hasta 1 530 Bl/día, lo que significó un 8.6 % del total de la producción del distrito.

Estos datos son valores promedio, obtenidos a partir del total de la producción anual neta de aceite.

(13)

## 2.6 PERSPECTIVAS ACTUALES DEL CAMPO

Entre los proyectos de inversión del Distrito Sur con sede en la ciudad de Cerro Azul, Ver. perteneciente a la Zona Norte, se tiene contemplado en el año de 1990 continuar con el desarrollo del Campo Rancho Nuevo, el cual se ha jerarquizado para su ejecución como primordial de acuerdo con las posibilidades que presenta para la recuperación de hidrocarburos.

Con base a estos seguimientos se planteó un proyecto inicial, el cual proponía continuar con el desarrollo del campo dividiéndolo en tres áreas con objetivos selectivos bien definidos.

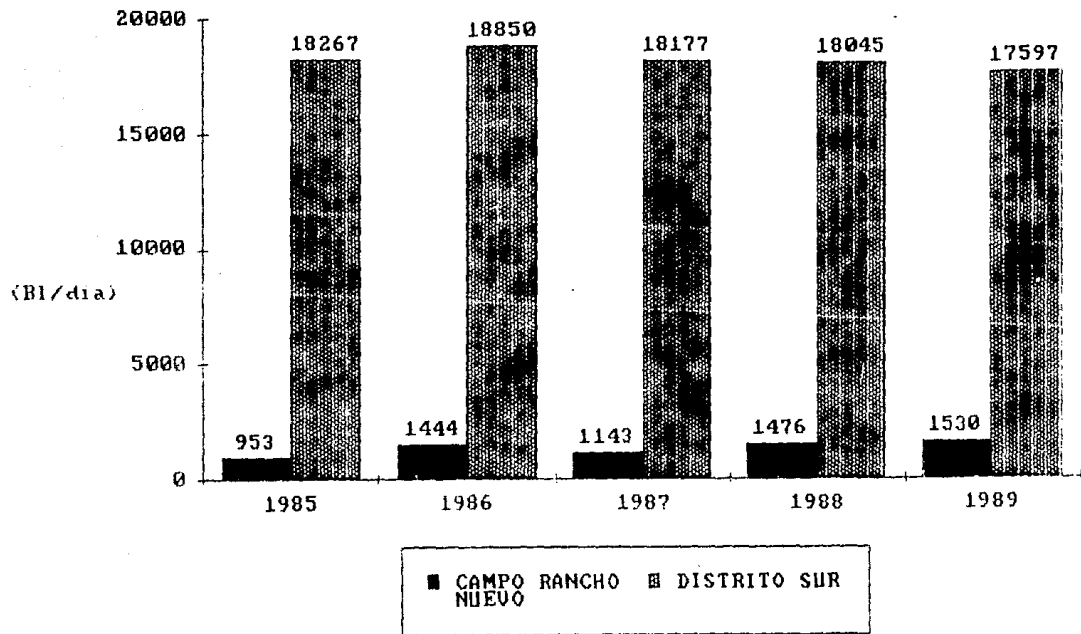


FIGURA 2.6 COMPORTAMIENTO COMPARATIVO DE LA PRODUCCION

La primera de ellas con el objetivo de obtener producción en la formación Tamabra para lo cual se proponía la perforación de nueve pozos (6-A, 11, 14, 22, 30, 42, 45, 61 y 65).

La segunda área tendría dos objetivos: Jurásico San Andrés y Cretácico Tamabra, con la perforación de seis pozos (29, 69, 126, 148, 166 y 186), los que por estar programados a una mayor profundidad implicarían una mayor inversión, debido principalmente al tiempo de operación durante la perforación y terminación de ellos.

La tercera área propuesta para desarrollo tendría como único objetivo la formación Jurásico San Andrés, para lo cual se proyectarían cinco pozos (144, 161, 164, 165, y 182).

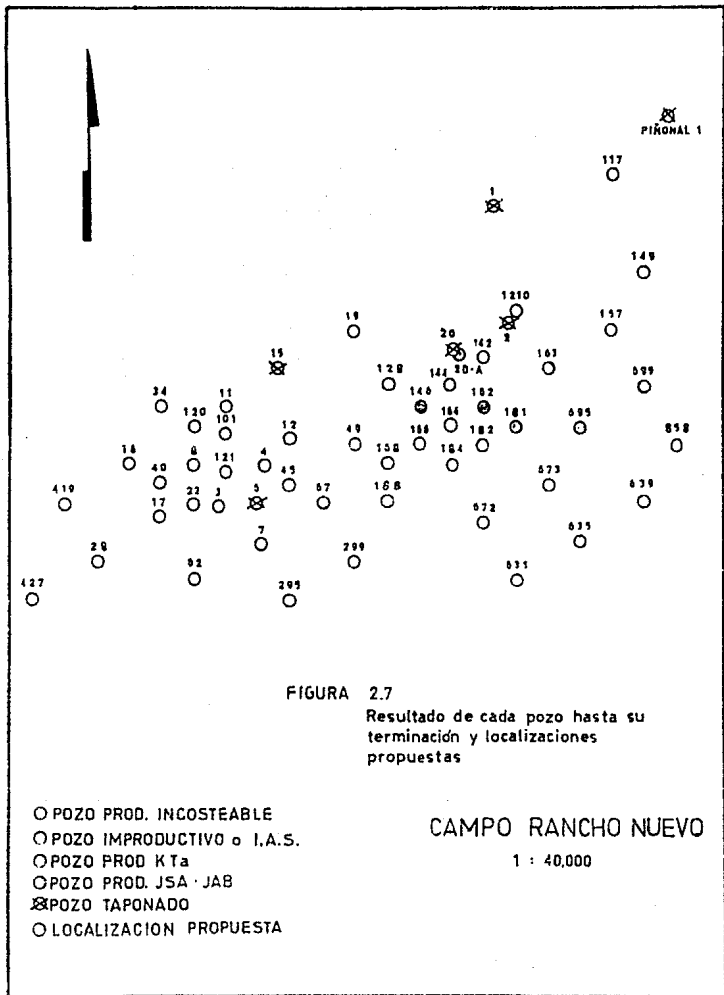
Fincando bases en este proyecto inicial y hechas las adecuaciones presupuestales se elaboró una nueva jerarquización de localizaciones a perforar, seleccionando ocho de ellas.

En la parte oeste del campo se propone perforar las localizaciones 22, 11 y 45 con objetivo Cretácico Tamabra, considerando una profundidad programada a perforar de 2000 m.

En la parte este se propone perforar cinco localizaciones con lo que se complementarían las ocho programadas, estas tienen como objetivo probar tanto el Jurásico como el Cretácico, proponiéndose que se evalúe por separado cada una de las formaciones; las localizaciones aprobadas para esta etapa son 142, 144, 164, 166 y 182, que se tienen programadas a una profundidad de 2200 m.

Hasta la fecha en el campo Rancho Nuevo se han perforado 48 localizaciones incluyendo el Pifonal 1; de los cuales se terminaron como improductivos o invadidos de agua salada 21 de ellos, como productores incosteables 2 (299 y 427 en Eoceno Guayabal y Jurásico San Andrés respectivamente por producir aceite muy viscoso), resultando los 25 restantes productores en alguno de los horizontes.

La figura 2.7 nos ilustra estas condiciones, mostrándonos también las localizaciones propuestas a perforarse.



#### Referencias del capítulo:

1. Trujillo Del V. Mario H. y Navarro T. Fernando.: Breve monografía del campo Rancho Nuevo.
2. Gómez V. Gabriel.: Síntesis informativa del campo Rancho Nuevo, (abril, 1988).
3. Levantamiento General de Presiones de Fondo, Campo Rancho Nuevo, Depto. de Geofísica, Distrito Sur., (1986).
4. Análisis de núcleos (expediente de pozo, 1962).
5. Flores G. Javier.: Determinación del contenido de fluidos, (expediente de pozo, julio, 1980).
6. Zamudio D. Juan M.: Núcleos Rancho Nuevo 635 y Rancho Nuevo 858, (oficio enviado), Depto. de Ingeniería Petrolera, D.S. (julio, 1988).
7. Estudio de tres núcleos tomados del pozo Rancho Nuevo 1210, Laboratorio Regional para América Latina, Dowell Schlumberger de Venezuela, (mayo, 1989).
8. Cuesta, Méndez y Mendoza.: Rancho Nuevo 34, Fracturing Recommendation, Laboratorio Regional para América Latina, Dowell Schlumberger de Venezuela, (julio, 1987).
9. Reyes A Teodoro.: Reporte de núcleos, Departamento de Geología, Distrito Sur, (expediente de pozo, septiembre, 1985).
10. Observaciones e información adicional para el tratamiento de pozos en el campo Rancho Nuevo, Laboratorio Regional para América Latina, Dowell Schlumberger de Venezuela (julio, 1987).
11. Laboratory Report, Chemical Research and Development Department, Halliburton Services. Duncan, Oklahoma, (july, 1988)
12. Laboratory Report, Chemical Research and Development Department, Halliburton Services, Duncan, Oklahoma, (december, 1987).
13. Zamudio D. Juan M.: Anteproyecto de Inversión 1990, campo Rancho Nuevo, (abril, 1988).

CAPITULO III

DAÑO A LA FORMACION

- 3.1 DEFINICION DE DAÑO.
- 3.2 VALORACION DEL DAÑO.
- 3.3 EVALUACION DEL DAÑO.
- 3.4 REMOCION DEL DAÑO.
- 3.5 RELACION ENTRE EL  
LABORATORIO Y EL CAMPO.

## CAPITULO III

### DANO A LA FORMACION

#### 3.1 DEFINICION DE DANO (1)

Es la alteración negativa de las propiedades de flujo del medio poroso que ocasiona la pérdida de productividad o inyectividad parcial o total, inducida o natural de un pozo, como consecuencia del contacto con fluidos o materiales extraños, o del obturamiento de los canales de flujo debido al proceso natural de producción.

#### 3.2 VALORACION DEL DANO

Para poder llevar a cabo una correcta valoración del daño, es necesario puntualizar que primeramente es indispensable identificar la diferencia que existe entre las fuentes que originan el daño, y posteriormente definir los mecanismos y tipos de daño que afectan a una formación.

##### \* Origen del daño (1)

Son dos las fuentes principales que se han identificado; la mas importante es por la invasión o contacto de materiales extraños al yacimiento. La otra fuente es originada por el proceso natural de producción, ya que los fluidos contenidos en el yacimiento pueden llegar a sufrir alteración en sus propiedades originales, o bien alterarse el flujo entre estos y la roca.

##### \* Mecanismos de daño.

##### + Reducción de la permeabilidad absoluta (1)

La permeabilidad absoluta de la roca, es la propiedad que tiene esta de permitir el paso de un fluido inerte e incompresible a través de ella cuando se encuentra saturada al 100 % de este mismo fluido. (2) Cuando por taponamiento o bloqueo debido a la presencia de sólidos se reduce, entonces los conductos permeables pierden su capacidad de flujo parcial o totalmente.

Las formaciones almacenadoras de hidrocarburos consisten de un gran número de poros intercomunicados y cuyos diámetros varían entre 10 y 100 micrones; las partículas sólidas que pueden ocasionar el bloqueo de estos conductos provienen de los fluidos que se manejan como son el de perforación, el cemento utilizado al colocar la tubería de revestimiento así como el fluido de disparo.

Esta presencia de partículas sólidas puede ocasionar que los espacios porosos se taponen, disminuyendo la permeabilidad absoluta debido a dos mecanismos fundamentales:

1) Si dichas partículas tienen un diámetro menor a la tercera parte del diámetro del poro, presentan la tendencia a puentearse, debido a los cambios de velocidad y dirección del flujo.

2) La mojabilidad y las fases del fluido en el sistema, afectan también la movilidad de las partículas. Ya que si partículas migratorias están mojadas por aceite, estas se moverán con el fluido de aceite; y la tendencia a formar puentes puede provocar un taponamiento mayor.

La presencia de aguas extrañas al yacimiento puede provocar también la disminución de la permeabilidad absoluta: ya que las arcillas contenidas en la formación al contacto con estas aguas, pueden perder su estabilidad ocasionando con ello su hinchamiento e incluso su migración, pudiendo provocar taponamientos.

#### Reducción de la permeabilidad relativa. (1)

El incremento de la saturación de agua en la vecindad del pozo debido a un alto filtrado o por la conificación de agua de formación, puede ocasionar un bloqueo por agua. Si además el filtrado contiene surfactantes, se puede cambiar la mojabilidad de la roca, dando como resultado la reducción de la permeabilidad relativa al aceite. La geometría de los poros, asociada con el área superficial, afecta también los cambios de permeabilidad relativa; al disminuir el volumen de los poros con las partículas transportadas dentro del yacimiento, se aumenta su área superficial, por lo tanto las posibilidades de aumentar la permeabilidad relativa al agua aumentan con el incremento en su saturación, dejando menor espacio disponible al flujo de aceite.



Alteración de la viscosidad de los fluidos del yacimiento. (1)

Las emulsiones se forman cuando el filtrado inyectado a la formación se mezcla con los fluidos contenidos en esta. Los surfactantes en unión con sólidos finos tienden a estabilizar la emulsión. La mojabilidad del yacimiento y la de las partículas transportadas son factores importantes para la estabilidad de la emulsión.

Cuando una formación se encuentra mojada por aceite presenta una mayor tendencia a formar emulsiones estables y de mayor viscosidad que aquella que está mojada por agua.

\* Tipos de daño. (1)

Estos se pueden agrupar de acuerdo a su origen siendo:

- a) daños originados por invasión de fluidos.
- b) daños originados por invasión de sólidos.
- c) daños originados por el proceso natural de producción.

a) Dentro del primer grupo se identifican seis diferentes tipos:

1) Hinchamiento de arcillas. (1)

Las arcillas son un componente natural de las areniscas. y de ellas las más comunes son la montmorillonita (bentonita), illita, caolinita y clorita. Una arcilla deshidratada tiene un diámetro de 4 micrones comparativamente con el diámetro de un poro, el cual en las areniscas varía de 10 a 100 micrones.

Las arcillas son placas delgadas las cuales en condiciones de deposición normal se orientan formando paquetes. El área superficial de las arcillas es muy alta: 750 m<sup>2</sup>/gr. comparada con el área superficial de la arena que es de 150 a 200 cm<sup>2</sup>/gr. La montmorillonita y las mezclas de arcillas que la contienen, son las únicas susceptibles de hincharse al adsorberse agua entre cada placa.

Las arcillas pueden estar en equilibrio con el agua de formación pudiéndose romper este equilibrio si entran en contacto con agua conteniendo diferentes concentraciones y tipos de sales. La carga de las placas de arcilla es

negativa y la densidad de esta carga se conoce como capacidad de intercambio catiónico. Siendo la montmorillonita la de mayor capacidad. El hinchamiento de la arcilla se debe precisamente a esta capacidad de intercambio. El grado de hinchamiento depende del catión adsorbido en la arcilla y la cantidad de sales disueltas en el agua en contacto con la arcilla.

El catión con mayor capacidad de intercambio es el sodio comparativamente con el calcio, por lo tanto cuando el sodio esté presente se tendrá un mayor hinchamiento.

#### 2) Migración de finos. (1)

Las arcillas al contacto con un fluido de un p.H. mayor de 8 se dispersan y esto ocasiona que tengan la facilidad de moverse pudiendo llegar a restringir y hasta obturar los canales de flujo.

#### 3) Bloqueo de agua. (1)

Este se presenta cuando algún fluido base agua invade la formación, ocasionando una alta saturación de la misma y por tanto disminución de la permeabilidad relativa al aceite. El bloqueo de agua será un problema mas serio en formaciones de baja permeabilidad y sobre todo en yacimientos de baja presión.

#### 4) Formación de emulsiones. (1)

Este tipo de daño se puede presentar al contacto de fluidos extraños con los del yacimiento, la estabilidad de la emulsión tenderá a asentarse con la presencia de partículas sólidas.

#### 5) Cambio de mojabilidad. (1)

Esto se puede presentar cuando se usan surfactantes con propiedades mojantes inadecuadas, dejando la formación mojada de aceite y ocasionando reducción en la permeabilidad relativa al mismo.

#### 6) Precipitación secundaria. (1)

Cuando algún fluido incompatible se mezcla con los existentes en la formación se puede provocar la precipitación de productos sólidos indeseables.

Debido a estimulaciones efectuadas con ácido; óxidos y sulfuros de hierro pueden ser disueltos y acarreados a la formación. Al gastarse el ácido estos se precipitan como hidróxido de fierro.

También como consecuencia de la estimulación, aceite de formación con alto contenido de material asfáltico al contacto con el ácido, puede formar precipitados llamados lodos asfálticos.

b) El daño ocasionado por la invasión de sólidos afecta la permeabilidad en la vecindad del pozo, siendo ocasionado por las partículas sólidas presentes en los fluidos de perforación, terminación y reparación. Otras partículas sólidas que pueden causar daño si llegan a ser acarreadas a los disparos son los detritos de pistolas, cemento, herrumbre de la tubería y otros mas.

c) Por un proceso natural de producción, el fluido contenido en el yacimiento puede sufrir cambios, lo que origina un desequilibrio y la probable precipitación de sólidos orgánicos e inorgánicos.

De acuerdo también al mismo proceso natural de producción, este puede originar la migración de finos en formaciones mal consolidadas, lo que ocasiona el obturamiento de los conductos y por tanto el daño.

#### \* Efectos del daño.

Una manera para determinar cualitativamente los efectos que ocasiona el daño a una formación productora es evaluando el comportamiento de afluencia del yacimiento, ya que este representa la capacidad que tiene una formación para aportar fluidos.

El análisis de este comportamiento está basado en dos conceptos principales que son: la Ecuación de Darcy y el Índice de Productividad.

La ecuación de Darcy nos representa los factores que intervienen en el movimiento de fluidos en el medio poroso, para su desarrollo de la ecuación estos factores se representan como fuerzas y la suma de todas ellas actuando sobre un volumen considerado origina una resultante, a partir de la cual se obtiene la ecuación general de Darcy. (2)

Una solución particular de la ecuación de Darcy, se obtiene considerando un flujo radial, tal como el que se presenta en la vecindad del pozo. (El desarrollo tanto de la ecuación general de Darcy como de su solución particular, se pueden consultar en el apéndice A).

Esta solución en unidades prácticas de campo es la siguiente:

$$q_o = \frac{0.007082 K_o h (P_{ws} - P_{wf})}{B_o \mu_o \ln(r_e/r_w)} \quad \text{III.1}$$

$q_o = [B1/dial] @ cs$	$B_o = [adim]$
$K_o = [mD]$	$\mu_o = [cp]$
$h = [pie]$	$r_e = [pie]$
$P_{ws} = [Lb/pg2]$	$r_w = [pie]$
$P_{wf} = [Lb/pg2]$	

El otro concepto importante es el de Índice de Productividad, este índice depende en gran medida del tipo de yacimiento, del mecanismo de empuje, y de los factores que gobiernan el movimiento de fluidos en el medio poroso y que ya fueron mencionados.

#### \* Evaluación del Índice de Productividad Lineal (IP).

Para entender este concepto, la definición más sencilla de él es: (3)

$$J = IP = q / (P_{ws} - P_{wf})$$

que considera un comportamiento lineal con pendiente constante e independiente de la variación del gasto de producción cuando se varía la presión.

Existen otras ecuaciones con las cuales se puede evaluar este comportamiento; algunas de ellas involucran conceptos que no son fácilmente obtenidos en el campo, lo que les resta versatilidad (Darcy y Odeh) (2), y otras son meramente empíricas por lo que sus resultados pueden no ser confiables (Lewis, Horner y Stekoll) (3).

Sin embargo esto solo es cierto para cuando la etapa productiva se encuentra por arriba de la presión de saturación de los fluidos del yacimiento.

Cuando la  $P_{wf}$  está por debajo de la  $P_b$ , el índice de productividad se define como el ritmo de cambio del gasto de producción debido al abatimiento de presión, y se denomina IPR siendo su comportamiento el de una línea curva. (3)

$$J = IPR = - dq/dP_{wf}$$

Existen diferentes métodos con los que este comportamiento puede ser evaluado, cuando la presión de fondo fluyendo se encuentra por debajo de la presión de saturación. Estos son:

- a) Método de Vogel.
- b) Método de Standing.
- c) Método de Harrison.

Los fundamentos de estos métodos se pueden consultar en el apéndice B.

En la figura 3.1 la curva (a) representa el comportamiento de un yacimiento en condiciones naturales de la formación ( $S=0$ ). Sin embargo, generalmente las formaciones se encuentran en algún grado dañadas ( $S>0$ ). Este daño propicia una caída de presión mayor que la que se tiene en condiciones naturales, considerando que el pozo produce con el mismo gasto, lo cual se aprecia en la curva (b) de la figura 3.1. Por el contrario si la formación en la vecindad del pozo se encuentra en mejores condiciones de flujo debido a una estimulación ( $S<0$ ), la caída de presión será menor (comportamiento representado por la curva (c) de la misma figura).

"Esto significa que para una misma caída de presión, el gasto en condiciones de formación dañada es menor que el que se obtendría si no hubiese daño, y por el contrario si

la formación es estimulada, para la misma caída de presión se obtendría mayor producción" (1)

Considerese ahora la figura 3.2, en la que se presenta un pozo y una geometría radial circular con una zona de radio de penetración  $r_x$  y una permeabilidad  $K_x$ , diferente a la permeabilidad de la formación  $K_f$ . Haciendo un balance de presiones se tendrá lo siguiente:

$$(P_{ws} - P_{wf}) = (P_{ws} - P_x) + (P_x - P_{wf}) \quad \text{III.2}$$

Aplicando la ecuación de Darcy (III.1) para este caso se tiene:

$$(P_{ws} - P_x) = \frac{B_o \mu_o q_o \text{Ln}(r_e/r_x)}{0.007 K_f h} \quad \text{III.3}$$

$$(P_x - P_{wf}) = \frac{B_o \mu_o q_o \text{Ln}(r_x/r_w)}{0.007 K_f h} \quad \text{III.4}$$

$$(P_{ws} - P_{wf}) = \frac{B_o \mu_o q_o \text{Ln}(r_e/r_w)}{0.007 K_e h} \quad \text{III.5}$$

donde  $K_e$  es una permeabilidad equivalente a las permeabilidades  $K_x$  y  $K_f$ .

Sustituyendo las ecuaciones (III.3, III.4, y III.5) en (III.2) y despejando  $K_e$  se obtiene:

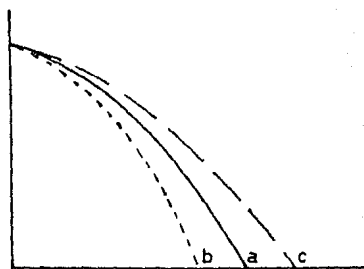
$$K_e = \frac{\text{Ln}(r_e/r_w)}{(1/K_f) \text{Ln}(r_e/r_x) + (1/K_x) \text{Ln}(r_x/r_w)} \quad \text{III.6}$$

Si ahora se considera el índice de productividad de un pozo en el cual la formación no ha sufrido alteración alguna, se tendría:

$$J_o = q_o / (P_{ws} - P_{wf}) \quad \text{III.7}$$

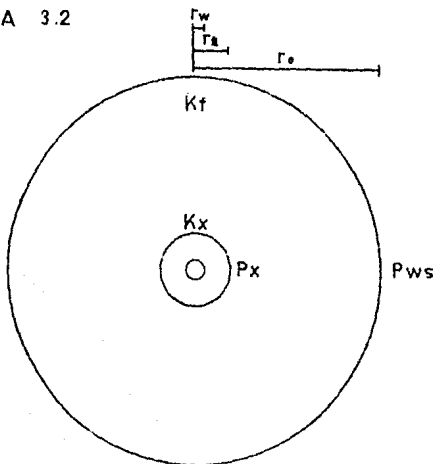
siendo  $J_o$  este índice y  $q_o$  el gasto de producción bajo estas condiciones.

FIGURA 3.1



Relación de comportamiento de flujo bajo tres condiciones.

FIGURA 3.2



Condiciones geométricas de un pozo con zona alterada en su permeabilidad.

Por otro lado si la formación presenta alteración en la vecindad del pozo, el índice de productividad J que se tendría bajo la misma caída de presión sería:

$$J = q / (Pws - Pwf) \quad \text{III.8}$$

donde q es el gasto de producción bajo condiciones alteradas.

Dividiendo estas dos expresiones se obtiene:

$$\frac{J}{Jo} = \frac{q}{qo} = \frac{\frac{0.007 \quad Ke \quad h}{Bo \mu_o \ln (re/rw)}}{\frac{0.007 \quad Kf \quad h}{Bo \mu_o \ln (re/rw)}} = \frac{Ke}{Kf} \quad \text{III.9}$$

sustituyendo III.6 en esta expresión:

$$\frac{J}{Jo} = \frac{Ln (re/rw)}{Ln (re/rw) + \frac{Kf}{Kx} Ln (rx/rw)} \quad \text{III.10}$$

Con la ecuación III.10 se puede conocer la relación de índices de productividad J/Jo. Por ejemplo si un pozo tiene un  $re = 660$  pies y  $rw = 4$  pg., la formación tiene una permeabilidad  $Kf = 100$  mD., y esta permeabilidad en la zona alterada se ve restringida en diferentes grados. Para este caso, los resultados obtenidos de J/Jo para diferentes penetraciones del daño, son los mostrados en la tabla 3.1 en la columna de daño.

TABLA 3.1 Comportamiento de la relación J/Jo considerando pozo dañado y estimulado.

rx (pg)	PENETRACION (pg) (rx - rw)	DAÑO			ESTIMULADO		
		Kx (mD)			Kx (mD)		
		1	10	50	150	200	300
5	1	0.256	0.791	0.971	1.010	1.015	1.024
7	3	0.121	0.601	0.931	1.025	1.038	1.063
9	5	0.086	0.510	0.903	1.037	1.056	1.093
16	12	0.052	0.378	0.845	1.065	1.100	1.171
30	26	0.037	0.295	0.790	1.097	1.153	1.270
60	56	0.027	0.237	0.737	1.135	1.217	1.399

VALORES DE J / Jo OBTENIDOS  
CON LA ECUACION III.10



La figura 3.3 ilustra los resultados obtenidos para el caso de daño. Se puede observar que la disminución más drástica de la relación  $J/J_0$ , se tiene en la vecindad del pozo, siendo aún más severa cuando es mayor el daño.

Se puede apreciar también, en el caso de que la permeabilidad se ha reducido a un 10 % ( $K_R = 10 \text{ mD}$ ) y considerando una penetración de 5 pg., que el valor de  $J/J_0$  es de 0.51. Esto significaría que si el pozo tuviera un potencial para producir 1000 Bl/día, por la presencia del daño produciría solo 510 Bl/día.

Si a través de una estimulación se remueve el daño ocasionando que la permeabilidad se restaure, se puede esperar que el pozo eleve su producción a 1000 Bl/día, es decir un incremento de productividad  $J/J_0$  de 1.96.

Por otra parte, si la formación no se encuentra dañada o el daño ha sido removido, y suponiendo que se puede lograr a través de una estimulación matricial un mejoramiento de la permeabilidad natural de la formación. La figura 3.4 nos muestra el efecto en la productividad del pozo, pudiendo observar que el incremento de  $J/J_0$  es más evidente en la zona cercana al pozo, aunque este incremento es también observable a penetraciones grandes (26 a 56 pg). La factibilidad de alcanzar estas penetraciones es poca; más aún con un fluido reactivo, ya que este reacciona rápidamente afectando pocas pulgadas. Por tanto, valores grandes de penetración en estimulaciones matriciales son utópicos, siendo imposible alcanzar incrementos de productividad de 2.0 o mayores como en el caso mostrado en donde la formación se encuentra dañada.

Por lo anteriormente expuesto, los métodos de estimulación matricial deben emplearse con el objetivo de remover el daño. Si se requieren mayores incrementos de la productividad, solo será posible en lo general, con fracturamientos.

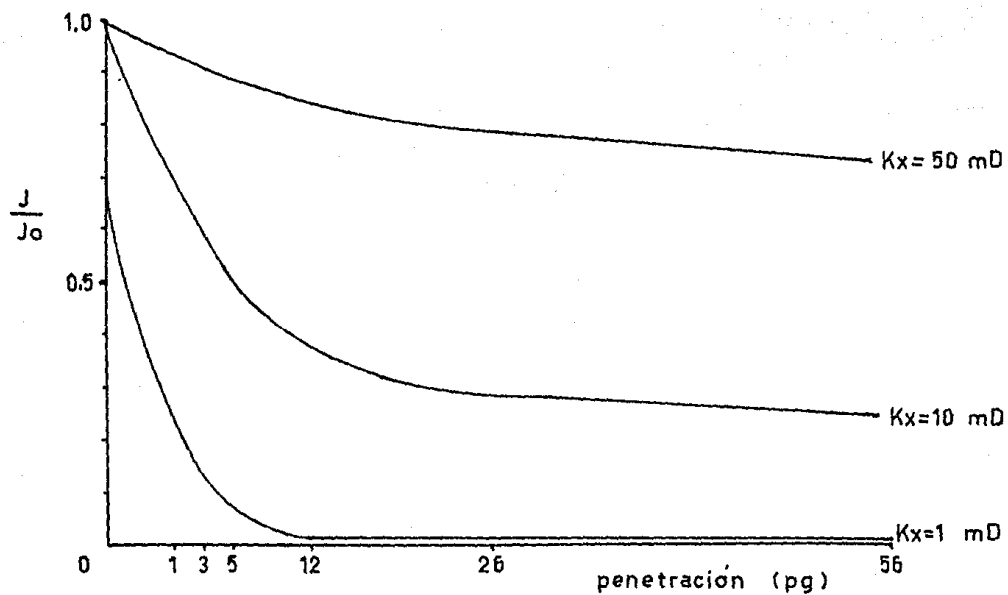


FIGURA 3.3

Comportamiento de la relación  $J/J_0$  debido a la penetración del daño

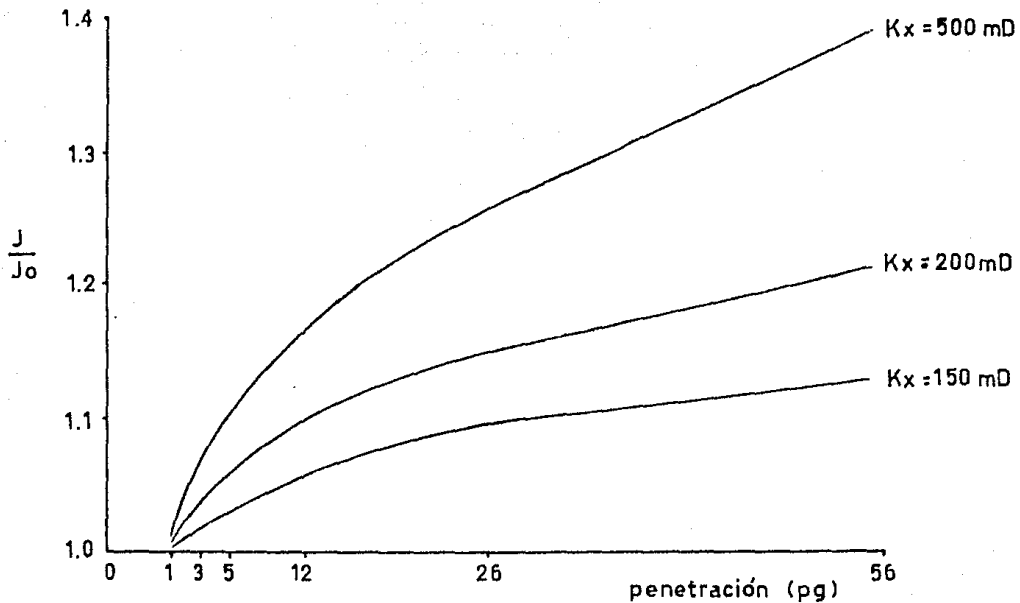


FIGURA 3.4

Comportamiento de la relación  $J/J_0$  debido al mejoramiento de la permeabilidad.

### 3.3 EVALUACION DEL DAÑO (1)

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

a) Se requiere realizar una revisión cuidadosa de las operaciones previas a la situación actual del pozo. Esta revisión se basa fundamentalmente en las condiciones en que se perforó la zona productora.

Así mismo hay que analizar la condición y resultado de la cementación de la I.R. de explotación. De igual forma los fluidos de terminación, los tipos de disparos, y las condiciones en que se efectuaron las operaciones subsecuentes de reparación limpieza y estimulación.

b) Se requiere de un análisis del comportamiento de producción desde su inicio hasta sus condiciones actuales, incluyendo pruebas de formación y producción así como análisis de productos producidos.

c) La información recopilada en los puntos a) y b) servirá de base para hacer pruebas de laboratorio con núcleos y fluidos de la formación, que permitan definir la mineralogía y distribución de los minerales, para así reproducir las condiciones de daño. Esto conducirá a determinar el tipo de tratamiento de estimulación requerido para su remoción.

d) Finalmente para cuantificar el daño, se deben tomar pruebas de variación de presión, a partir de las cuales se podrá obtener información del sistema roca-fluidos.

#### Análisis de pruebas de variación de presión (4) (5)

Este análisis tiene como principio una de las soluciones de la ecuación de difusión que es la solución "línea fuente", que considera un yacimiento infinito, medio poroso homogéneo e isótropo de espesor uniforme, gasto constante y flujo radial transitorio ( $dP/dt = \text{variable}$ ). (4)

Esta solución se expresa por la ecuación:

$$P(r, t) = P_i - \frac{q/(B)}{4 \pi kh} \left[ \text{Ln} \left( \frac{Kt}{r^2 C t} \right) + 0.80907 \right] \quad \text{III.11}$$

Por tanto la caída de presión en un pozo sin tomar en cuenta pérdidas, solamente contando el gasto de producción es:

$$\Delta p = \frac{qMB}{4 \pi kh} \left[ \ln \left( \frac{kt}{\phi M C_t r_w^2} \right) + 0.80907 \right] \quad \text{III.12}$$

Sin embargo la caída de presión real es mayor, esa diferencia es debida al daño de la formación y se representa por la expresión:

$$\Delta p_s = \frac{qMB S}{2 \pi kh} \quad \text{III.13}$$

Por tanto la caída de presión real en el pozo es la suma de ambas (III.12 y III.13):

$$\Delta p_t = \frac{qMB}{4 \pi kh} \left[ \ln \left( \frac{kt}{\phi M C_t r_w^2} \right) + 0.80907 + 2 S \right] \quad \text{III.14}$$

Esta misma ecuación en unidades prácticas es :

$$\Delta p_t = \frac{162.6 qMB}{K h} \left[ \log \left( \frac{kt}{\phi M C_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 S \right] \quad \text{III.15}$$

$\Delta p_t = [\text{Lb/pg}^2]$	$K = [\text{mD}]$
$q = [\text{Bl/dial}]$	$h = [\text{pie}]$
$B = [\text{adim}]$	$t = [\text{Hr}]$
$M = [\text{cP}]$	$\phi = [\text{fracción}]$
$r_w = [\text{pie}]$	$C_t = \left[ \frac{1}{(\text{Lb/pg}^2)} \right]$
$S = [\text{adim}]$	

Resolviendo esta ecuación para un tiempo igual a 1 hora se tiene:

$$\Delta p_t = P_i - P(1 \text{ hora}) \quad \text{III.16}$$

$$P_i - P(1 \text{ hora}) = m \left[ \log \left( \frac{k}{\phi M C_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 S \right] \quad \text{III.17}$$

donde  $m = \frac{162.6 qMB}{K h} \quad \text{III.18}$

despejando el valor de S:

$$S = 1.151 \left[ \frac{(P_i - P(1 \text{ hora}))}{m} - \log \left( \frac{k}{\beta \mu C_t r_w^2} \right) + 3.22751 \right]$$

III.19

análisis del resultado:

- Si  $S > 0$  pozo con daño.  
 $S = 0$  pozo en condiciones naturales.  
 $S < 0$  pozo estimulado.

El análisis de estas pruebas consiste en elaborar una gráfica semilogarítmica de la presión registrada en un periodo de tiempo. Los métodos de análisis varían de acuerdo al tipo de prueba efectuada ( incremento, decremento).

Otros parámetros que se pueden obtener adicionales al daño es la permeabilidad, presión media y capacidad de flujo, entre otros.

Otra forma de conocer el daño y evaluarlo es mediante la expresión:

$$S = \frac{(K_f - 1)}{K_x} \ln \frac{r_x}{r_w} \quad \text{III.20}$$

donde:  $K_x$  - permeabilidad de la zona dañada.  
 $r_x$  - radio dañado.  
 $K_f$  - permeabilidad original de la formación.

### 3.4 REMOCION DEL DAÑO (1)

La remoción del daño es el objetivo de una estimulación matricial, y para que se logre en forma positiva es necesario seleccionar la solución de tratamiento apropiada en lo referente a fluidos y aditivos empleados durante la estimulación.

Para la correcta selección de los aditivos a emplear en las estimulaciones, es necesario efectuar pruebas de laboratorio basadas en las especificaciones API-RP-42 (1).

Los surfactantes son precisamente los aditivos cuyo propósito es el de prevenir o remover el daño, y para comprender su acción es necesario hacer mención de ellos.

#### +Definición de surfactantes.

Son productos químicos compuestos de moléculas orgánicas, caracterizadas por formar dos grupos de compuestos químicos, uno afín al agua (hidrofílico) y otro al aceite (lipofílico).

#### +Mecanismo de acción.

Mediante adsorción producen un efecto físico-químico de interfase llegando a alterarla, esta alteración se debe precisamente a que un surfactante al actuar modifica la tensión superficial o interfacial y la mojabilidad de un sólido por un líquido.

#### +Clasificación de los surfactantes.

Se clasifican de acuerdo a la naturaleza iónica del grupo soluble en agua; siendo esta:

CLASIFICACION	CARGA DEL GRUPO SOLUBLE EN AGUA
aniónicos	negativa
catiónicos	positiva
no iónicos	sin carga
anfotéricos	positiva, negativa o sin carga dependiendo del p.H. del sistema

+Requerimientos de los surfactantes para prevenir o remover el daño.

- Reducir la tensión superficial o interfacial
- Prevenir la formación de emulsiones y romper las previamente formadas.
- Mojar de agua la roca tomando en cuenta la salinidad y p.H. del agua utilizada.
- Evitar la alteración de las arcillas.
- No degradarse a las condiciones del yacimiento.
- Ser soluble en el fluido de tratamiento a la temperatura del yacimiento.
- Ser compatibles con los fluidos de la formación.

## +Acción de los diferentes tipos de surfactantes.

### ANIONICOS

- Mojarán de agua la arena, la lutita o la arcilla cargados negativamente.
- Mojarán de aceite la caliza o dolomía cuando su p.H. sea menor de 8 (condición normal).
- Mojarán de agua la caliza o dolomía si el p.H. es 9.5 o mayor, debido a que estos sólidos cambian su carga superficial.
- Romperán emulsiones de agua en aceite.
- Emulsionarán el aceite en agua.
- Dispersarán las arcillas o finos en agua.

### CATIONICOS

- Mojarán de aceite la arena, lutita o arcilla.
- Mojarán de agua la caliza o dolomía, cuando su p.H. sea menor de 8.
- Mojarán de aceite la caliza o dolomía si el p.H. es 9.5 o mayor.
- Romperán emulsiones de aceite en agua.
- Dispersarán las arcillas o finos en aceite.

### NO IONICOS

- Son probablemente los más versátiles en la estimulación de pozos, ya que estas moléculas no se ionizan.
- En combinación con otros productos químicos proporciona alta tolerancia al agua dura y al p.H. ácido.

### ANFOTERICOS

- Son moléculas conteniendo grupos ácidos y básicos.
- En un p.H. ácido, la parte básica de la molécula se ioniza y proporciona actividad superficial.
- En un p.H. básico, la parte ácida de la molécula se neutraliza y por lo general se tiene menos actividad superficial que a otros valores de p.H.



Los tipos de daño que pueden ser prevenidos, disminuidos o agravados por surfactantes son: (1)

- 1) Mojado de aceite a la roca de la formación.
- 2) Bloqueo por agua.
- 3) Bloqueo por emulsión.
- 4) Bloqueo de membrana o de película interfacial.
- 5) Bloqueo por partículas.
- 6) Restricción del flujo debido a una elevada tensión superficial o interfacial.
- 7) Bloqueo por depósitos orgánicos.

1) El mojado de aceite a la roca, disminuye la permeabilidad relativa a este. Factores que pueden ocasionar este tipo de mojado son:

- El filtrado de los fluidos empleados en el pozo, que contengan cierto tipo de surfactantes.
- Los inhibidores de corrosión y bactericidas, generalmente son surfactantes catiónicos que mojarán de aceite la arcilla y la arena.
- El lodo base aceite conteniendo asfalto, mojará de aceite la arenisca, arcilla o carbonatos.
- Lodos de emulsión de aceite generalmente contienen grandes cantidades de surfactantes catiónicos, pudiendo mojar de aceite la arcilla y la arena.

Surfactantes con fuertes propiedades mojantes de agua, son empleados para remover este tipo de daño.

2) Los bloqueos de agua son causados por el incremento en la saturación de agua en la vecindad del pozo. Este tipo de daño puede prevenirse mediante la adición a todos los fluidos inyectados a la formación, de un surfactante (en concentración de 0.1 a 0.2 % en volumen) que disminuya la tensión superficial o interfacial, prevenga el desarrollo de emulsiones y deje mojada de agua la roca.

Para la remoción de este daño puede inyectarse a la formación un fluido acuoso u oleoso con surfactante en concentración de 1 a 2 %, con las mismas características del utilizado para prevenirlo.

3) Las emulsiones viscosas de aceite y agua en la vecindad del pozo, reducen la productividad de este. Existe duda de si se pueden formar emulsiones en formaciones de areniscas cuando la formación está mojada por aceite, o cuando están presentes surfactantes desemulsificantes. En formaciones calcáreas, las emulsiones generalmente están asociadas con tratamiento de acidificación por fracturamientos.

Para la remoción de este daño la inyección de surfactantes desemulsificantes es aplicada, ya que al ser adsorbido el surfactante en la superficie de las gotas de la emulsión, disminuirá la tensión interfacial pudiendo entonces romperse la emulsión.

Para romper una emulsión se requieren concentraciones de surfactante de 2 a 3 % en agua o bien en aceite limpio. El volumen requerido debe ser por lo menos igual al volumen de fluido de daño filtrado a la formación.

4) Los bloqueos de membrana están ligados íntimamente con las propiedades de emulsión y mojado de aceite de los crudos. Algunos surfactantes, los sólidos finos, arcillas y asfaltenos incrementan la consistencia de la película.

El uso de solventes con surfactantes, puede ayudar a que las películas se solubilicen en el aceite reduciendo así el bloqueo.

5) La alteración de arcillas es causa frecuente de daño a la formación al originar bloqueos por partículas. Por ello es conveniente señalar como evitarla.

- Surfactantes aniónicos dispersarán las arcillas en soluciones ácidas.
- Fluidos con alto p.H. dispersarán las arcillas.
- El empleo de surfactantes para dispersar arcillas en los disparos obturados con lodo. Si se usa en altas concentraciones puede también dispersar las arcillas de la formación.
- La floculación de arcillas puede reducir o incrementar el daño en algunos casos.
- Se pueden utilizar surfactantes no-iónicos específicos para flocular las arcillas.
- Los fluidos con un p.H. Ácido tienden a flocular las arcillas.

- Evitar el uso de surfactantes catiónicos en formaciones de areniscas, ya que tienden a incrementar el tamaño de la arcilla.

6) Para prevenir el daño por altas tensiones superficiales o interfaciales, debe añadirse un surfactante a los fluidos inyectados a la formación, que la mantenga en valores bajos. Esto también ayudará a prevenir la formación de emulsiones y bloqueos por agua.

7) Asfaltenos o hidrocarburos de alto peso molecular contenidos en los aceites crudos, promueven los bloqueos por depósitos orgánicos. Pozos que producen aceite con baja densidad API, generalmente contienen un alto grado de asfaltenos; por lo que para corregir este daño pueden ser estimulados con surfactantes y solventes.

### 3.5 RELACION ENTRE EL LABORATORIO Y EL CAMPO.

Existen diferentes surfactantes que se encuentran comercialmente disponibles, algunos de ellos se han empleado en los tratamientos efectuados en el campo Rancho Nuevo.

Algunas de sus principales características serán enunciadas a continuación de acuerdo a la información técnica proporcionada por los proveedores de estos productos.

#### TEA - 2 (6)

Es del tipo no-iónico, recomendado en concentraciones de 0.1 a 3% en volumen, es totalmente soluble en sistemas acuosos y compatible con muchos productos utilizados durante la estimulación.

#### Propiedades tensoactivas

Substancia	Tensión superficial (dina/cm)
agua	72
agua + 0.2% TEA-2	36
agua + 2.0% TEA-2	36

Propiedades tensoactivas (continuación)

Interfase	Tensión interfacial (dina/cm)
(agua)-(aceite soltrol)	53
(agua+0.2% TEA-2)-(aceite soltrol)	3
(agua+2.0% TEA-2)-(aceite soltrol)	2

Propiedades físicas:

densidad relativa a 60 °F	0.946
punto de congelación	- 60 °C
punto de inflamación	19 °C
p.H.	7

VISCO 1111 (7)

Facilita la remoción de productos orgánicos e inorgánicos, es soluble en agua dulce y salada y dispersable en aceite.

Propiedades físicas:

densidad relativa	0.980
p.H.	7.2
punto de inflamación	78 °F
viscosidad	65 cP.

COREXIT 7-9722 (8)

Es del tipo no-iónico, efectivo para la prevención y remoción de emulsiones tanto en formaciones de caliza como de arenisca, ya que ambas las deja mojadas por agua.

Se recomienda ser utilizado con fluidos de tratamiento base aceite o bien con salmueras, la dosificación recomendada para este producto es:

para caliza o arenisca consolidada	0.1 a 1.0 %
para arena no consolidada	0.5 a 3.0 % con 5 a 10% de solvente mutuo.

Propiedades físicas.

densidad relativa	0.847
punto de inflamación	25 °C

TRI - S (9) (11)

Es un surfactante aniónico por lo que es recomendado para tratamientos en areniscas, puede ser utilizado en combinación con solventes mutuos.

Se recomienda su uso en concentración de 1.0%, aunque puede ser usado en concentraciones de 0.5 a 3.0% dependiendo del grado de la emulsión a prevenir o remover.

Propiedades físicas.

punto de inflamación	175 °F
densidad relativa	1.060

Es completamente soluble en ácido Fluorhídrico, ácido Clorhídrico y salmuera.

Propiedades tensoactivas.

% TRI - S	FLUIDO	TENSION SUPERFICIAL (dina/cm)
0.0	agua	72.0
0.1	agua	1.0
0.1	HF regular	29.1
0.1	5 % HCl	29.2
1.0	7.5 % HCl	28.1
0.1	15 % HCl	28.9
0.1	salmuera	29.3
0.1	2 % KCl	29.4

ADUASURF - 2000 (10)

Es de naturaleza no-iónico, soluble en agua y en isopropanol.

Propiedades físicas.

densidad relativa	1.0 - 1.1
p.H.	6.0 - 7.0
viscosidad	menor de 2000 cP.

MORFLO II (11)

Es un surfactante aniónico, soluble en agua y dispersable en aceite.

Propiedades físicas.

densidad relativa 1.058  
punto de inflamación 70 °F

Propiedades tensoactivas.

% MORFLO II	FLUIDO	TENSION SUPERFICIAL (dina/cm)
0.0	agua	72.0
0.01	agua	8.4
0.1	agua	1.0

De los surfactantes anteriormente mencionados, se presentan a continuación los resultados de las pruebas de compatibilidad efectuadas con VISCO 1111 y COREXIT 7-9722, considerando diferentes tipos de tratamiento y aceite de diferentes formaciones.

Pruebas de compatibilidad efectuadas con COREXIT 7-9722.

Pozo: Rancho Nuevo 120

Aceite: de la formación Tamabra

Tipo de tratamiento: HCl al 15 %

Inhibidor de corrosión: Aquaquim - 230.

PRUEBA	INHIBIDOR CORROSION	SURFACTANTE %	% FASE ACUOSA LIBERADA (min)				PRECIPITACION DE ASFALTENOS A 2 Hr
			5	10	20	30	
1	0.4	0.0	50	100	-	-	NO
2	0.4	0.2	60	100	-	-	NO

Pozo: Rancho Nuevo 146

Aceite: de la formación Areniscas basales

Tipo de tratamiento: HCl al 15 %

Inhibidor de corrosión: Aquaquim - 230.

PRUEBA	INHIBIDOR CORROSION	SURFACTANTE %	% FASE ACUOSA LIBERADA (min)				PRECIPITACION DE ASFALTENOS A 2 Hr
			5	10	20	30	
1	0.4	0.0	60	80	100	-	NO
2	0.4	0.2	96	100	-	-	NO

Pozo: Rancho Nuevo 146

Aceite: de la formación Areniscas basales

Tipo de tratamiento: 12 % HCl - 3 % HF

Inhibidor de corrosión: Aquaquim - 230

PRUEBA	INHIBIDOR CORROSION	SURFACTANTE %	% FASE ACUOSA LIBERADA (min)				PRECIPITACION DE ASFALTENOS A 2 Hr
			5	10	20	30	
1	0.4	0.0	88	100	-	-	NO
2	0.4	0.2	100	-	-	-	NO

Pruebas de compatibilidad efectuadas con VISCO 1111.

Pozo: Rancho Nuevo 146

Aceite: de la formación San Andrés

Tipo de tratamiento: HCl al 15 %

Inhibidor de corrosión: Aquaquim - 230

PRUEBA	INHIBIDOR CORROSION	SURFACTANTE %	% FASE ACUOSA LIBERADA (min)				PRECIPITACION DE ASFALTENOS A 2 Hr
			5	10	20	30	
1	0.4	0.0	8	32	60	72	NO
2	0.4	0.2	16	36	64	72	NO
3	0.4	0.4	16	40	64	76	NO
4	0.4	0.6	20	40	64	72	NO

Observaciones:

Las emulsiones rompieron 100 % antes de 60 min.

Pozo: Rancho Nuevo 146  
 Aceite: de la formación San Andrés  
 Tipo de tratamiento: 12 % HCl - 3 % HF  
 Inhibidor de corrosión: Aquaquim - 230

	PRUEBA INHIBIDOR CORROSION	SURFACTANTE %	% FASE ACUOSA LIBERADA (min)				PRECIPITACION DE ASFALTENOS A 2 Hr
			5	10	20	30	
1	0.4	0.0	44	60	64	74	NO
2	0.4	0.2	52	60	72	76	NO
3	0.4	0.4	36	60	70	76	NO
4	0.4	0.6	20	44	64	80	NO

Observaciones:

Las emulsiones rompieron 100 % antes de 60 min.

Pozo: Rancho Nuevo 120  
 Aceite: de la formación Tamabra  
 Tipo de tratamiento: HCl al 15 %  
 Inhibidor de corrosión: Aquaquim - 230

	PRUEBA INHIBIDOR CORROSION	SURFACTANTE %	% FASE ACUOSA LIBERADA (min)				PRECIPITACION DE ASFALTENOS A 2 Hr
			5	10	20	30	
1	0.4	0.0	16	36	60	72	NO
2	0.4	0.2	20	44	64	76	NO
3	0.4	0.4	24	48	64	76	NO
4	0.4	0.6	24	48	72	84	NO

Observaciones:

Las emulsiones rompieron 100 % antes de 60 min.



Referencias del capítulo:

1. Islas S. Carlos.: Estimulación de Pozos (apuntes y notas del curso), (noviembre, 1986).
2. Rodríguez N. Rafael.: Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos. Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., (1984).
3. Tafolla H. Andrés.: Producción de Pozos Petroleros (tesis profesional), Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., (1987).
4. Leon V. Raul.: Evaluación de la Producción (apuntes y notas del curso), (1987).
5. Rodríguez N. Rafael y colaboradores.: Apuntes de Evaluación de la Producción, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., (1984).
6. Tensoactivo IMP-TEA-2 (boletín técnico), Instituto Mexicano del Petróleo.
7. VISCO 1111 Dispersantes de sólidos (boletín técnico), NALCOMEX, S.A de C.V., (1984).
8. COREXIT Productos químicos para el campo petrolero (información de producto), EXXON Mexicana S.A. de C.V.
9. TRI - S Surfactant (boletín No.58), Halliburton Services, (1977).
10. AQUASURF - 2000 (boletín de información técnica), AQUAQUIM S.A. de C.V.
11. Garaicochea P. Francisco.: Apuntes de Estimulación de Pozos, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., (1985).

BASES TEORICAS DE LOS  
TRATAMIENTOS

- 4.1 CONCEPTO DE UNA  
ESTIMULACION.
- 4.2 VELOCIDAD DE REACCION.
- 4.3 TRATAMIENTO EN ARENISCAS.
- 4.4 TRATAMIENTO EN ROCAS  
CALCAREAS.

## CAPITULO IV

### BASES TEORICAS DE LOS TRATAMIENTOS

(1)

#### 4.1 CONCEPTO DE UNA ESTIMULACION

Se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales que sirven como sistema de conducción para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo o de este a la formación.

Existen dos tecnologías dentro de la estimulación:

La primera consiste en mejorar las condiciones de flujo en la vecindad del pozo, lo cual se logra mediante la estimulación matricial; caracterizada por realizarse a gastos de inyección bajos y presiones menores a la de fractura de la formación.

La segunda consiste en cambiar el patrón de flujo en la vecindad del pozo realizando un fracturamiento, el cual se logra con altos gastos de inyección y presiones de trabajo mayores a la presión de fractura de la formación.

Dentro de la estimulación matricial existen dos técnicas: la estimulación reactiva y la no reactiva, existiendo dentro de las estimulaciones reactivas dos tipos de tratamiento:

- 1) acidificación en areniscas.
- 2) acidificación en rocas calcáreas.

(1)

#### 4.2 VELOCIDAD DE REACCION

Puede definirse como el número de moléculas que reaccionan por unidad de tiempo y por unidad de volumen. Para estimarla es necesario efectuar estudios experimentales y se puede hacer uso de:

- a) El cambio de la concentración del ácido con respecto al tiempo.

$$V_r = - dc/dt$$

$V_r$  - velocidad de reacción

$dc/dt$  - cambio de la concentración del ácido con respecto al tiempo.

b) Determinando el tiempo en que el ácido cambia de una concentración inicial  $C_0$  a una concentración final  $C$ , denominado tiempo de reacción.

$$C = C_0 e^{-Kt}$$

c) Determinando la cantidad de roca disuelta por unidad de área expuesta y por unidad de tiempo.

La reacción entre el ácido y la roca es heterogénea, y para que se realice es necesario que los iones hidrógeno del ácido sean transportados y alcancen la superficie sólida donde ocurrirá la reacción.

Existen dos velocidades importantes involucradas en estas reacciones:

Una es la velocidad a la cual el ion hidrógeno es transportado y alcanza la superficie sólida; esta velocidad es controlada por los fenómenos de difusión y convección.

La otra es la velocidad de interacción una vez que dicho ion alcanza la superficie; esta controlada por las características químicas del sólido y del ácido, la concentración del ácido en la superficie y la temperatura.

#### \* FACTORES QUE AFECTAN LA VELOCIDAD DE REACCION

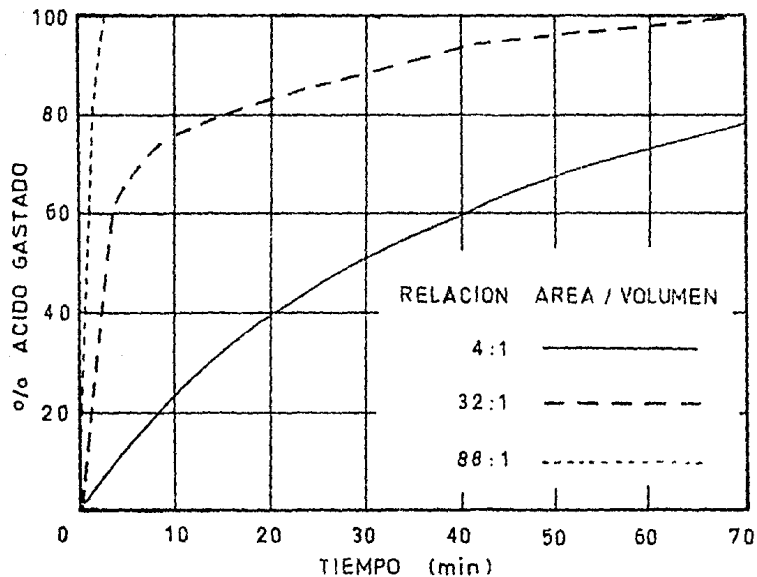
##### 1) Relación Área / volumen. (1)

Es el más importante de los factores que afectan la velocidad de reacción. Se define como la relación entre el área mojada por el ácido al volumen de este. La velocidad de reacción es directamente proporcional a esta relación.

Si la superficie de una roca ofrece mayor área de contacto, las partículas de ácido tendrán más oportunidad de hacer contacto con las paredes de la roca, por lo que el ácido reaccionará más rápidamente.

En consecuencia se ha determinado que un ácido se gasta más rápido en un trabajo a la matriz que en uno de fractura, debido a que en un trabajo a la matriz la relación área / volumen es mayor. La figura 4.1 ilustra este efecto.

FIGURA 4.1



Efecto de la relacion área/volumen sobre la velocidad de reacción.

### 2) Temperatura. (1)

La velocidad de reacción se incrementa conforme lo hace la temperatura. Esto se debe a dos efectos: uno de ellos es que se asientan los efectos de difusión por lo que los iones hidrógeno alcanzan la superficie sólida más rápidamente; y el otro se debe a que la viscosidad de la solución disminuye, facilitando el transporte de los iones hidrógeno.

En una gráfica logarítmica tal como la que se muestra en la figura 4.2, se puede apreciar como afecta de manera lineal la temperatura a la velocidad de reacción. (2)

### 3) Tipo de ácido. (2)

Mientras un ácido se ionice más completamente ocasionará una mayor velocidad de reacción.

Un parámetro que expresa el poder de disociación de un ácido es la constante de disociación  $K_d$  la cual se expresa como:

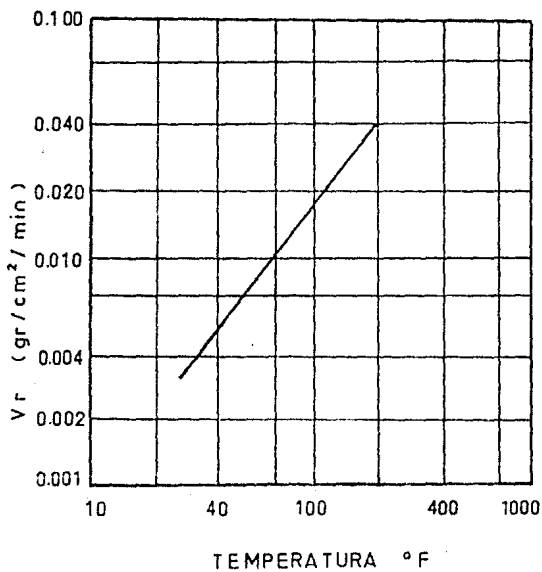
$$K_d = \frac{(\text{concentración iones hidrógeno})(\text{concentración aniones})}{(\text{concentración de ácido no disociado})}$$

A valores mayores de esta constante corresponderá un volumen más grande de roca disuelta.

De esta manera tenemos que a una temperatura de 77 °F, la constante de disociación para diferentes ácidos es la siguiente:

$K_d$ (ácido acético)	$1.754 \times 10^{-5}$
$K_d$ (ácido fórmico)	$1.772 \times 10^{-4}$
$K_d$ (ácido clorhídrico)	$10$

FIGURA 4.2



Efecto de la temperatura sobre la  
velocidad de reacción.

#### 4) Concentración del ácido y productos de reacción. (1) (2)

La velocidad de reacción varía en forma directa con la concentración del ácido. Así mismo, la velocidad disminuye a medida que exista mayor cantidad de productos de reacción, ya que estos interfieren el transporte de los iones hidrógeno.

Para ilustrar este efecto se presenta la figura 4.3, en donde se observa que la velocidad de reacción del HCl es máxima cuando su concentración es del orden del 26 %.

El ácido clorhídrico al 28 % tiene una velocidad de reacción inicial mayor que al 15% (10.5 contra 9.5), una vez que el HCl al 28% ha reaccionado y consecuentemente su concentración a disminuido hasta el 15%, su velocidad de reacción es mucho menor que la del HCl con concentración inicial de 15%. Esto es debido a la retroacción de la reacción que ocasionan los productos como el bicóxido de carbono y los cloruros.

#### 5) Velocidad de flujo. (1)

El efecto de la velocidad de flujo sobre la velocidad de reacción, es el siguiente. Si la velocidad de flujo es demasiado alta, los iones hidrógeno del ácido tendrán menos tiempo para contactarse con la superficie de la roca y la velocidad de reacción disminuirá. Sin embargo si la velocidad de flujo no es demasiado alta, generalmente disminuirá el tiempo en que se gasta el ácido; esto debido a que se removerán más rápido los productos de reacción de la superficie de la roca, incrementándose el número de contactos entre los iones hidrógeno y la superficie.

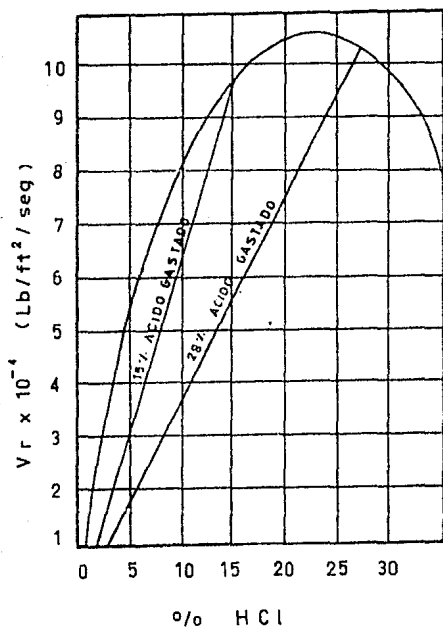
#### 6) Composición de la roca. (1)

La mayoría de las formaciones contienen algunos materiales que son insolubles, o con menor solubilidad que otros en determinados ácidos. Por ejemplo: el HCl reacciona generalmente más rápido en calizas que en dolomitas.

También la distribución de estos materiales en contraste con los que son solubles, afectarán la velocidad de reacción.



FIGURA 4.3



Efecto de la concentración del ácido sobre la velocidad de reacción.

## 7) Viscosidad. (1)

Una viscosidad elevada afecta el transporte de los iones hidrogeno hacia la interfase (líquido - roca), y por tanto disminuye la velocidad de reacción.

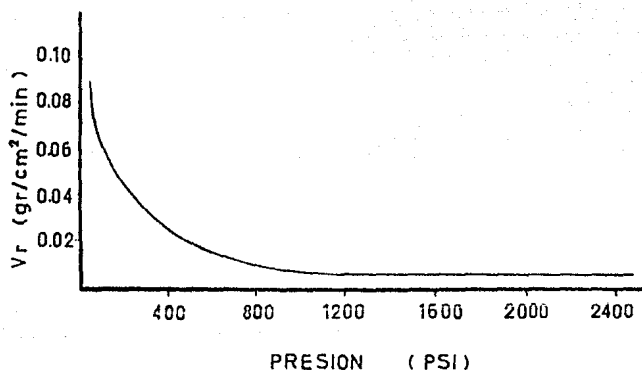
## 8) Presión. (1) (2)

A bajas presiones se origina la liberación de bióxido de carbono CO<sub>2</sub> (producto de reacción), por lo que este producto no interfiere la reacción y por tanto la velocidad de esta tenderá a incrementarse. Si la presión se incrementa, el bióxido de carbono vuelve a la solución formando ácido carbónico, que interfiere y reduce la velocidad de reacción.

El efecto de la presión sobre la velocidad de reacción se puede apreciar en la figura 4.4. (2)

A presiones de tratamiento, este efecto tiene poca importancia.

FIGURA 4.4



Efecto de la presión sobre la velocidad de reacción

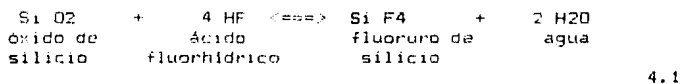
## 4.3 TRATAMIENTO EN ARENISCAS

El tratamiento para una formación de areniscas consiste en la introducción de tres fluidos: un precolchón, la mezcla de un sistema ácido HF - HCl, y finalmente un postcolchón; teniendo cada uno de estos fluidos su función característica.

Para comprender el objetivo de cada uno de ellos se hace mención de las principales reacciones que involucra este tipo de tratamiento. (1) (2)

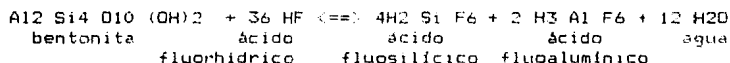
Las reacciones básicas del HF son :

1.- con arena:



4.1

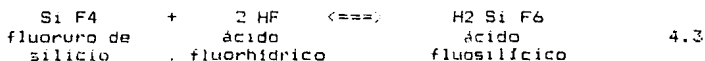
2,- con arcilla:



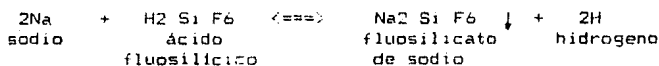
4.2

Cuando tratamos este tipo de formaciones existe la posibilidad de que se presenten reacciones secundarias, las cuales pueden producir precipitaciones insolubles.

1. En el primer caso de la reacción de HF con arena, se observa que se produce fluoruro de silicio, el cual al reaccionar con más HF produce ácido fluosilícico que en presencia de los iones sodio, calcio y potasio reacciona formando fluoruros gelatinosos insolubles.



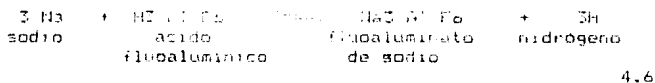
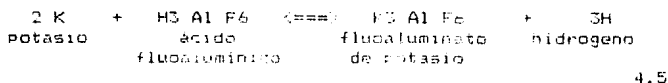
4.3



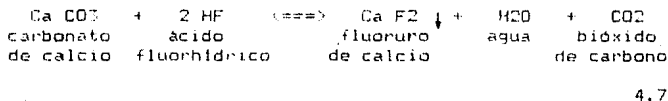
4.4

2. En el caso de la reacción con arcillas, se tienen las siguientes reacciones secundarias:

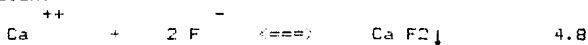
Como observamos de la reacción primaria (Ec. 4.2), se producen ácidos fluorhídrico y fluoaluminico. La reacción del primero con el sodio ya fue enunciada (Ec. 4.4), mientras que la del ácido fluoaluminico con potasio y sodio se observan a continuación; produciéndose en ellas un fluoruro insoluble:



Otras reacciones indeseables que se pueden presentar, son las del ácido fluorhídrico con la calcita y con el agua de formación, ya que producen un precipitado insoluble (fluoruro de calcio), por lo que deben ser evitadas.



Reacción con un catión como el calcio presente en el agua de formación.



### FLUIDOS EMPLEADOS EN UN TRATAMIENTO. (3)

1) PRECOLCHON: usualmente es HCl en concentraciones del 5 al 15%, conteniendo los aditivos requeridos para el tratamiento. Su función es la de desplazar la salmuera de la vecindad del pozo para así minimizar el contacto directo entre los iones de calcio, sodio y potasio con el ácido fluorhídrico, evitando la precipitación de fluoruros de reacción. El HCl reaccionará también con los materiales calcáreos, con lo que se reducirá o eliminará la reacción entre el ácido fluorhídrico y la calcita, que produce precipitados insolubles (Ec.4.7).

Dependiendo del contenido de carbonatos en la formación se utilizará la concentración de HCl, que va del 5 al 15 % con un volumen entre 50 y 100 gal/pie como mínimo y máximo respectivamente, es decir:

0 % carbonatos	-	5 % HCl	-	50 gal/pie
20 % carbonatos	-	15 % HCl	-	100 gal/pie

Solo se recomienda usar como precolchón algún solvente con surfactantes en formaciones que se encuentren mojadas por aceite, además del ácido clorhídrico.

2) SISTEMA ACIDO HCl - HF: su función es la de remover el daño y mejorar la permeabilidad de la formación.

La concentración de cada uno de estos ácidos para obtener los mejores resultados, se obtiene a partir de pruebas de respuesta de núcleos. De pruebas efectuadas en laboratorio se realizaron las siguientes observaciones:(3)

- i) El manejo de bajos volúmenes de HF produce daño, ya que el ácido solo reacciona con poca arcilla tendiendo las demás a dispersarse, lo que puede ocasionar su migración y por tanto el taponamiento de los espacios porosos.
- ii) Altos volúmenes de HF disolverán el silice de la formación al grado de poder llegar a colapsarla, disminuyendo la permeabilidad.

### 3) POSTCOLCHON

Su función es la de desplazar el sistema ácido dentro de la formación, remover productos de reacción y asegurar que la formación quede mojada por agua.

El volumen recomendado de postcolchón debe ser del 25 al 100% del usado como volumen de sistema ácido.

### Diseño de un tratamiento. (1) (3)

- 1) Cálculo de la presión de fractura de la formación. (Pf)

$$P_f = g_f * \text{prof} \quad \text{IV.1}$$

$$\begin{aligned} P_f &- \text{[PSI]} \\ g_f &- \text{[PSI/pie]} \\ \text{prof} &- \text{[pie]} \end{aligned}$$

Los métodos para el cálculo del gradiente de fractura se exponen en el apéndice C.

- 2) Cálculo del gasto máximo de inyección. (q max)

$$q_{\text{max}} = \frac{4.917 \times 10^{-6} K H (P_f - P_{ws})}{\mu \ln (r_e / r_w)} \quad \text{IV.2}$$

$$\begin{aligned} q_{\text{max}} &- \text{[bl/min]} & \mu &- \text{[cP]} \\ K &- \text{[mD]} & r_e &- \text{[pie]} \\ H &- \text{[pie]} & r_w &- \text{[pie]} \\ P_f &- \text{[PSI]} \end{aligned}$$

En donde K es una permeabilidad promedio, considerando la zona dañada y no dañada, H es la altura del intervalo disparado, y la viscosidad puede ser calculada con la figura 4.6.

- 3) Cálculo de la máxima presión de operación en la superficie. (P max)

$$P_{\text{max}} = (g_f - P(\text{hidrostática del ácido})) * \text{prof} \quad \text{IV.3}$$

$$\begin{aligned} P_{\text{max}} &- \text{[PSI]} \\ g_f &- \text{[PSI/pie]} \\ P &- \text{[PSI]} \\ \text{prof} &- \text{[pie]} \end{aligned}$$

El valor de la presión hidrostática que ejerce el ácido, puede ser calculado conociendo su densidad o bien con la figura 4.5.

Figura 4.5  
 Gradiente de presión  
 ejercido por el ácido en  
 el pozo.

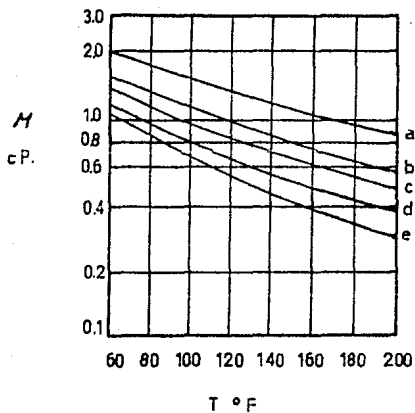
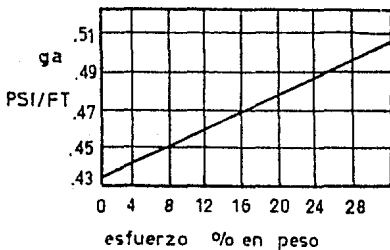


Figura 4.6  
 Viscosidad del fluido  
 de tratamiento.

	o/o	
a	31.45	HCl
b	15.0	HCl
c	10.0	HCl
d	5.0	HCl
e		agua



#### 4) Determinación del volumen de sistema ácido.

Procedimiento de cálculo.

a) Cálculo de la penetración alcanzada en una arena limpia,  $P_a$ .

Conociendo la temperatura a nivel de formación ( $T_f$ ), y con la figura 4.7; de donde se obtiene  $P_a$  en pg.

b) Corrección de  $P_a$  debido al gasto de inyección,  $C_q$ .

Conociendo el gasto máximo ( $q_{max}$ ), la altura del intervalo disparado ( $H$ ), haciendo la relación  $q_{max} / H$  y con la figura 4.8, podemos encontrar el valor del factor de corrección  $C_q$ .

$$P_a q = P_a * C_q \quad \text{IV.4}$$

c) Corrección por contenido de silicatos,  $C_s$ .  
Conociendo el contenido de silicatos y la temperatura de la formación  $T_f$ , con la figura 4.9 obtenemos el factor  $C_s$ .

$$P_a q_s = P_a q * C_s \quad \text{IV.5}$$

d) Por último el volumen del sistema ácido se calcula de acuerdo a la penetración efectiva que este tenga.

$$r_p \text{ (radio de penetración)} = r_w + P_a q_s \quad \text{IV.6}$$

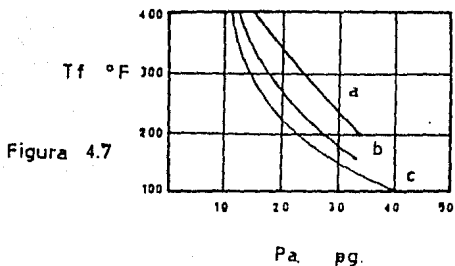
$$r_{ef} \text{ (radio efectivo)} = \sqrt{r_p^2 - r_w^2} \quad \text{IV.7}$$

con el valor de  $r_{ef}$  y la figura 4.10 se calcula el valor de este volumen ( $V_{sa}$ ), el cual debe de estar entre un rango de 175 gal/pie como mínimo, y 200 gal/pie como máximo.

#### 5) Determinación del tiempo de inyección del ácido. ( $t_{sa}$ )

$$t_{sa} = \frac{0.02382 * V_{sa}}{q_{max}} \quad \text{IV.8}$$

$$\begin{array}{ll} t_{sa} & - \text{ [min]} \\ V_{sa} & - \text{ [gal]} \\ q_{max} & - \text{ [bl/min]} \end{array}$$



Penetración en arena limpia del ácido fluorhídrico.

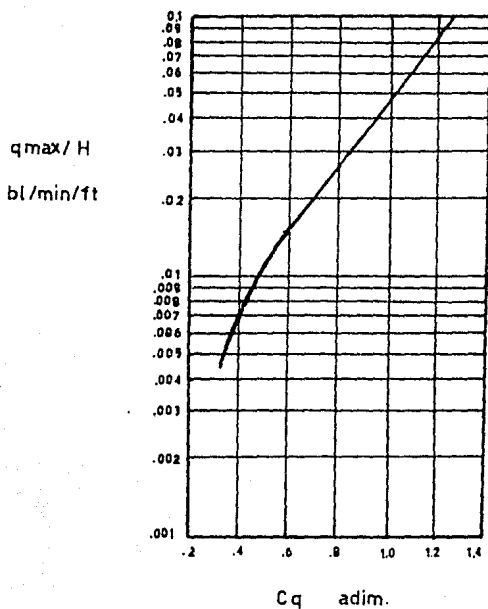
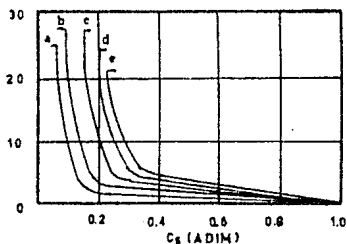


Figura 4.9

contenido de  
silicatos %/o



a 100  
b 150  
c 200  
d 250  
e 300

Factor de correccion por contenido de silicatos

V  
gal/ft

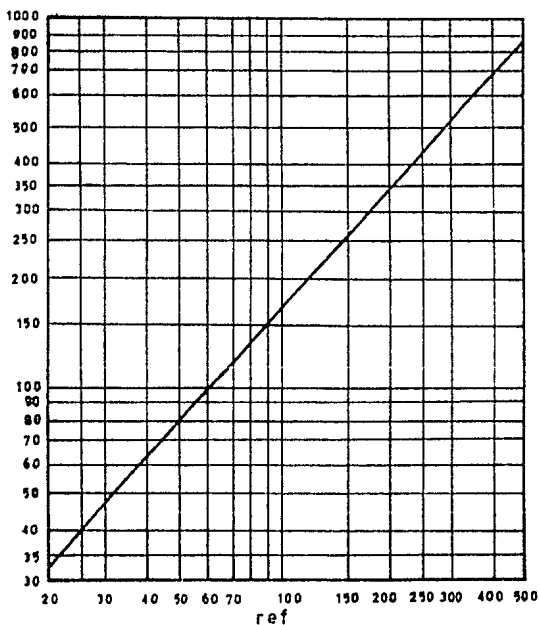


FIGURA 4.10

Radio efectivo de penetración del ácido.

6) Cálculo del volumen de precolchón. (Vp)

Este volumen está de acuerdo al contenido de carbonatos de la formación.

Contenido de carbonatos	HCl %	Vp (gal/pie)
0	5	50
20	15	100

Este volumen se calcula mediante una interpolación lineal del tipo:

$$Y = \frac{(Y_2 - Y_1) * (X - X_1) + Y_1}{(X_2 - X_1)} \quad \text{IV.9}$$

7) Cálculo del tiempo de inyección del precolchón. (tpc)

$$tpc = \frac{0.02382 * Vp}{q_{max}} \quad \text{IV.10}$$

tpc	-	[min]
Vp	-	[gal]
q max	-	[bl/min]

8) Cálculo del volumen de postcolchón. (Vs)

Debe de ser calculado para una mínima penetración de 2 pies.

$$Vs = 0.0519 * \phi * H * (r^2 - r_w^2) \quad \text{IV.11}$$

donde  $r = r_w + 24$

Vs	-	[gal]
$\phi$	-	[adim]
H	-	[pie]
r <sub>w</sub>	-	[pg]

9) Cálculo del tiempo de inyección del postcolchón. (ts)

$$ts = \frac{0.02382 * Vs}{q_{max}} \quad \text{IV.12}$$

ts	-	[min]
Vs	-	[gal]
q max	-	[bl/min]

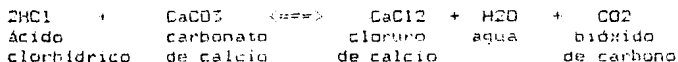
## 4.4 TRATAMIENTO EN ROCAS CALCÁREAS

En esta técnica de acidificación se puede trabajar con gastos elevados sin llegar a fracturar la formación. La inyección no se logra en forma radial, sino que el ácido busca los conductos de mayor permeabilidad por lo que se originan canales llamados "orificios de gusano".

Aunque no se sabe con precisión el número, tamaño y longitud de estos orificios, por pruebas experimentales se ha observado que el radio de penetración del ácido en estas formaciones alcanza varios pies. También se ha visto que la velocidad de reacción interviene en la formación de estos orificios, es decir, si la velocidad de reacción es alta se forman pocos orificios, mientras que una velocidad de reacción lenta favorecerá la formación de múltiples orificios de pequeño diámetro.

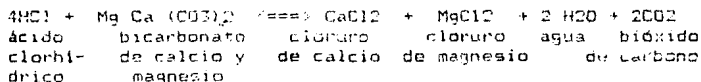
Las reacciones que se llevan a cabo para calizas y dolomías con el HCl son las siguientes:

para calizas:



4.9

para dolomías:



4.10

Normalmente en la estimulación de rocas calcáreas no se bombean precolchones ni postcolchones, solo se bombea el ácido.

Diseño de un tratamiento. (1) (3)

- 1) Cálculo de la presión de fractura de la formación. (Pf)

$$P_f = g_f * prof \quad IV.1$$

$$\begin{aligned} P_f &- \text{[PSI]} \\ g_f &- \text{[PSI/pie]} \\ prof &- \text{[pie]} \end{aligned}$$

Los métodos para el cálculo del gradiente de fractura se exponen en el apéndice C.

- 2) Cálculo del gasto máximo de inyección. (q max)

$$q_{max} = \frac{4.917 \cdot 10^{-6} K H (P_f - P_{ws})}{\sqrt{\ln (r_e/r_w)}} \quad IV.2$$

$$\begin{aligned} q_{max} &- \text{[bl/min]} & \sqrt{\phantom{x}} &- \text{[cF]} \\ K &- \text{[mD]} & r_e &- \text{[pie]} \\ H &- \text{[pie]} & r_w &- \text{[pie]} \\ P_f &- \text{[PSI]} & & \end{aligned}$$

En donde K es una permeabilidad promedio, considerando la zona dañada y no dañada, H es la altura del intervalo disparado, y la viscosidad puede ser calculada con la figura 4.6.

- 3) Cálculo de la máxima presión de operación en la superficie. (P max)

$$P_{max} = (g_f - P_{hidrostatica \text{ del ácido}}) * prof \quad IV.3$$

$$\begin{aligned} P_{max} &- \text{[PSI]} \\ g_f &- \text{[PSI/pie]} \\ P &- \text{[PSI]} \\ prof &- \text{[pie]} \end{aligned}$$

El valor de la presión hidrostática que ejerce el ácido, puede ser calculado conociendo su densidad o bien con la figura 4.5.

4) Determinación del volumen de sistema ácido. ( $V_{sa}$ )

Este volumen debe ser entre 50 y 200 gal/pie de intervalo disparado. No se puede estimar con exactitud, considerándose de manera general que altos volúmenes deberán emplearse en pozos con temperaturas elevadas o daño profundo.

5) Determinación del tiempo de inyección del ácido. ( $t_{sa}$ )

$$t_{sa} = \frac{0.02382 * V_{sa}}{q_{max}} \quad \text{IV.8}$$

$t_{sa}$  - [min]  
 $V_{sa}$  - [gal]  
 $q_{max}$  - [bl/min]

6) Cálculo del volumen de desplazamiento. ( $V_d$ )  
(hasta la base del intervalo).

Este volumen se calcula a partir de las capacidades de la tubería de producción. Calculándose el desplazamiento hasta la base del intervalo disparado.

7) Cálculo del tiempo de desplazamiento. ( $t_d$ )

$$t_d = \frac{0.02382 * V_d}{q_{max}} \quad \text{IV.13}$$

$t_s$  - [min]  
 $V_d$  - [gal]  
 $q_{max}$  - [bl/min]

Referencias del capítulo.

- 1) Islas S. Carlos.: Estimulación de Pozos (apuntes y notas del curso), (noviembre, 1986).
- 2) Technical Information, Introducción a acidificación, Dowell Schlumberger, Division of the Dow Chemical Company.
- 3) Williams B.B., Gridley J.L. y Shechter R.S.: Acidizing Fundamentals. tema 9.6 "Design Procedure for Sandstone Acidizing Treatments", y tema 10.6 "Design Procedure for Matrix Acidization of Carbonates".



ESTIMULACION EN EL CAMPO  
RANCHO NUEVO

- 5.1 CARACTERISTICAS GENERALES  
DEL CAMPO.
- 5.2 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO.
- 5.3 TIPO DE ESTIMULACIONES  
EFECTUADAS.
- 5.4 EVALUACION DE RESULTADOS.
- 5.5 ESTIMULACIONES RECOMENDABLES.

## CAPITULO V

### 5.1 CARACTERISTICAS GENERALES DEL CAMFO.

Cada tratamiento debe ser elaborado y analizado en forma individual para su correcta aplicación y resultados satisfactorios.

En el capítulo anterior se enumera paso a paso el procedimiento para efectuar los diseños convencionales de acidificación en rocas calcáreas y areniscas. En donde conocer los parámetros involucrados para efectuar estos diseños es de primordial importancia, por ello en el tema 2.4 se mostraron los obtenidos por análisis petrográficos como: permeabilidad y porosidad; así como otros relativos a la composición mineralógica y propiedades de la roca. Los cuales para su consulta se encuentran también en dicho tema.

La información sobre la presión de formación y el gradiente de fractura, son dos parámetros básicos en trabajos de cementación, inyección de fluidos y fracturamiento hidráulico.

(1)

#### Presión de fractura.

En general el gradiente de fractura está relacionado con la presión de la formación, litología y su profundidad. Para estimarla existen diferentes métodos como los de:

- 1) Hubbert y Willis.
- 2) Matthews y Kelly.
- 3) Pennebaker.
- 4) Eaton.
- 5) Christman.
- 6) Mediante prueba de admisión.

De los cuales no se profundizará en el tema, pudiéndolos consultar en el apéndice C.

Los cinco primeros métodos fueron desarrollados de manera empírica para condiciones particulares; de estos, el de Eaton ha sido considerado como el de mejor aplicación. En la práctica la mejor forma de determinar la presión de fractura es efectuando una prueba de admisión al intervalo disparado, considerando el último método mencionado.

La representación grafica de una prueba de admision es como la que se presenta en la figura 5.1, efectuada en el pozo No. 17 al intervalo 2200 - 2208 m. de la formación San Andrés, con el propósito de determinar la posibilidad de efectuar un fracturamiento hidráulico.

El gradiente de fractura para cada formación, puede ser calculado por alguno de los métodos mencionados.

(2)

#### Comportamiento de afluencia.

En el capítulo 3.2 se mencionaron diferentes formas para evaluar el comportamiento de afluencia del yacimiento, dependiendo de la presión de saturación de los fluidos contenidos en él. De acuerdo a ello recordamos que:

Para yacimientos bajosaturados ( $P_{wf} > P_b$ ).

considerar:

$$J = IPR \text{ (constante)} = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}}$$

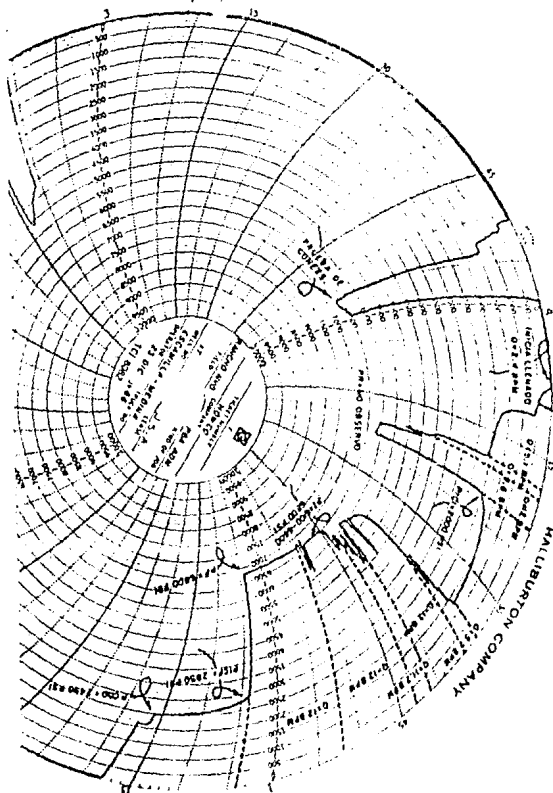
Para yacimientos saturados ( $P_{wf} < P_b$ ).

considerar:

$J = IPR \text{ (variable)}$	Método de Vogel
	Método de Standing
	Método de Harrison

A continuación se mencionarán algunas características de las formaciones y de sus fluidos, que nos ayudarán a determinar el tipo de comportamiento de afluencia de las mismas.

FIGURA 5.1 Prueba de admisión.



## FORMACION TAMABRA

En el levantamiento de presiones de fondo practicado a los pozos No. 3 y 4 en el año de 1966, se hicieron las siguientes lecturas. (3)

R Nvo. 3  
tiempo cerrado = 24 Hr.  
Pws = 200.4 Kg/cm<sup>2</sup>

R Nvo. 4  
tiempo cerrado = 24 Hr.  
Pws = 204.5 Kg/cm<sup>2</sup>

al abrir pozo a producción.

qo = 33 m<sup>3</sup>/d.  
RGA = 51 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>  
agua = 8.4 %  
Pwf = 196.5 Kg/cm<sup>2</sup>

qo = 5 m<sup>3</sup>/d.  
RGA = 100 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>  
agua = 13 %  
Pwf = 201.2 Kg/cm<sup>2</sup>

Estas lecturas nos dan una idea de la presión inicial del yacimiento, ya que fueron tomadas al inicio de su explotación.

En la actualidad, en el levantamiento de presiones de fondo practicado durante 1989 (4), se observa que el decremento de presión ha sido mínimo, lo que evidencia la eficiencia del empuje hidráulico del yacimiento considerando el tiempo de explotación.

<u>POZO</u>	<u>PRESION DE FONDO ESTATICA (Pws)</u> (Kg/cm <sup>2</sup> )
R Nvo. 17	189.8
R Nvo. 121	202.1
R Nvo. 128	205.1
R Nvo. 168	177.9

## FORMACIONES SAN ANDRES Y ARENISCAS BASALES

También del último levantamiento de presiones de fondo (4), a continuación se muestran valores de Pws tomados a diferentes pozos terminados en San Andrés. Estos localizados en la parte este del campo.

<u>POZO</u>	<u>PRESION DE FONDO ESTATICA (Pws)</u> (Kg/cm <sup>2</sup> )
R Nvo. 146	174.5
R Nvo. 167	182.0
R Nvo. 181	177.9

Por otra parte podemos observar que pozos como el No. 67 que produce al oeste, y el No. 635 que produce al sureste, tienen presiones de fondo estáticas de 222.5 y 234.2 kg/cm<sup>2</sup> respectivamente.

Respecto a las Areniscas Basales, bajas presiones de fondo fueron obtenidas en enero de 1989 en el pozo No. 695; el cual se mantiene como productor intermitente en esta formación. Se le tomó una  $F_{ws} = 176.3$  kg/cm<sup>2</sup> (tiempo cerrado = 1933 Hr.), encontrando el nivel de aceite a 520 m.

Presiones similares se obtuvieron en el pozo No. 672 ( $F_{ws} = 178.9$  kg/cm<sup>2</sup>) en esta misma formación.

Considerando estos datos de presiones de fondo, que el valor de la RGA se ha mantenido constante con valores siempre menores de 100 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, en los diferentes pozos del campo durante toda su etapa productiva, y la densidad de los fluidos producidos mostrados en la tabla 5.1. Se hacen las observaciones siguientes:

- 1) El Índice de Productividad en cada uno de los yacimientos puede considerarse constante, ya que los fluidos contenidos en ellos no alcanzan aún su presión de saturación.
- 2) De acuerdo a los parámetros de clasificación que sugieren Méndez y Teysier (5), el aceite que produce el campo es de bajo encogimiento o negro. Ya que sugieren que yacimientos que producen con valores de RGA de 200 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> o menores, con aceites oscuros de densidad relativa 0.85 o mayor; contienen aceite de bajo encogimiento.

Tabla 5.1 Resultado del análisis de fluidos producidos  
Campo Pancho Nuevo (1986)

FORMACION	POZO No.	DENSIDAD RELATIVA	CONTENIDO DE AGUA
			%
TAMABRA	3	0.890	29
	4	0.866	30
	8	0.870	20
	101	0.923	30
	121	0.925	30
	128	0.940	30
	168	0.868	10
	SAN ANDRES	146	0.816
	181	0.888	0

## 5.2 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

Ya en el capítulo 2, en el tema referente al comportamiento histórico de la producción en el campo, se hizo un breve análisis en donde se observa como este ha elevado su producción. Siendo precisamente en el año de 1989 donde como consecuencia de ello, el campo ha manifestado su importancia al contribuir con un 8.6 % de la producción total neta de aceite del distrito; solo atrás de campos como Coyotes y Tres Hermanos.

De la última información con la que se cuenta que es la del mes de septiembre de 1989, se puede observar en la tabla 5.2 que de los 25 pozos que inicialmente resultaron productores, ahora solo 21 de ellos manifiestan producción. Estando los 4 restantes (12, 30-A, 28 y 163) actualmente invadidos de agua salada.

De estos 21 pozos 17 producen en el cretácico, 9 de ellos en forma continua (3, 4, 7, 8, 101, 120, 121, 163 y 184), mientras que los restantes (17, 40, 128 y 419) por causas diversas no han producido continuamente; aunque si la mayor parte del año.

De los 10 pozos que inicialmente manifestaron producción en el jurásico, tan solo 8 producen ahora comercialmente (67, 146, 162, 167, 181, 635, 695 y 699), 2 de ellos (146 y 635) lo hacen en forma continua, mientras que los restantes lo hacen en forma intermitente.

De acuerdo con los datos oficiales, la producción neta de aceite del campo Rancho Nuevo acumulada hasta el mes de septiembre de 1989 es de 177 376 m<sup>3</sup>, mientras que la producción de gas ha sido de 9 570 300 m<sup>3</sup>.

De este total acumulado, 115 861 m<sup>3</sup> de aceite corresponden al volumen producido históricamente por la formación lamabra; lo que significa un 65.3 % del total producido por el campo. Por otra parte al jurásico le corresponde el resto producido, que es de 61 515 m<sup>3</sup> de aceite, que equivalen al 34.7 %.

Con base en estos datos y a los del comportamiento histórico del campo, es posible dar una idea del gran potencial que este campo representa en sus diferentes horizontes.

Como complemento para ilustrar el estado actual del campo, se muestra una red de localizaciones en la figura 5.2, en donde se puede apreciar su ubicación de cada pozo.

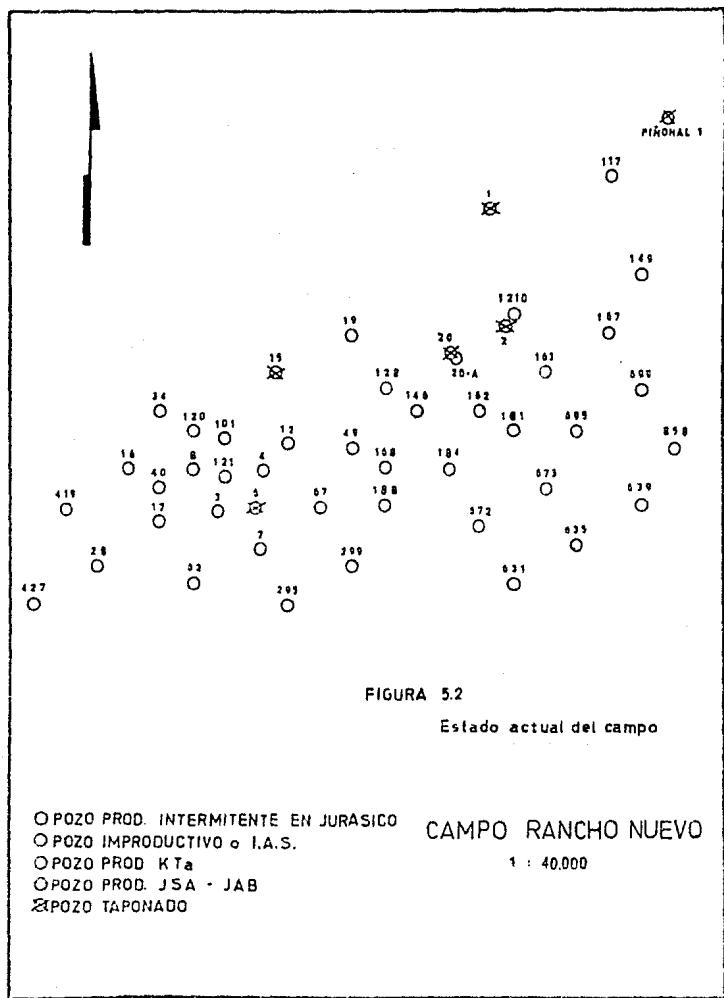
TABLA 5.2

## CAMPO RANCHO NUEVO

CONDICIONES DE PRODUCCION SEPTIEMBRE DE 1989

POZO	DIAS OPERANDO		EST (mm)	PRODUCCION MENSUAL			PRODUCCION ANUAL			PRODUCCION ACUM. TOTAL		
	MES	AÑO		ACEITE METO (m3)	GAS (m3/100)	AGUA (M3)	ACEITE METO (m3)	GAS (m3/100)	AGUA (M3)	ACEITE METO (m3)	GAS (m3/100)	AGUA (M3)
003	30	273	3	509.6	268.0	220.4	4669.4	2490.2	2056.9	14136.4	7031.2	5038.4
004	30	273	4	239.8	179.0	63.9	2057.0	1632.8	716.3	4535.8	4056.8	2607.7
007	30	273	4	42.0	30.0	44.9	862.0	546.0	089.6	4186.0	2379.0	3101.7
008	30	273	4	246.0	150.0	199.0	2396.0	1476.3	1715.0	7090.0	4050.3	4007.0
017	30	221	6	929.2	627.6	162.1	3032.9	2434.1	366.6	5024.9	3235.1	275.7
028	0	0	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.0	11.0	0.2
040	30	243	4	407.6	260.0	121.9	4330.4	2209.0	550.5	4902.4	2493.0	610.5
067	30	202	4	149.9	150.0	0.0	901.0	000.2	26.0	1027.9	1020.2	41.2
101	30	273	4	599.5	320.1	391.7	5414.1	2973.0	3533.1	17049.1	9623.0	8390.5
120	30	273	6	1510.4	006.0	05.0	14474.3	7397.9	05.0	19521.3	9960.9	05.0
121	30	273	4	419.7	260.0	220.5	4399.5	2317.2	2111.6	10226.5	5705.2	8463.5
120	30	247	2	60.0	30.0	63.9	916.0	331.0	330.2	4609.0	2436.0	3541.3
146	30	273	4	599.5	297.9	0.0	5697.3	2070.7	0.0	19790.3	9037.7	27.6
162	30	250	6	479.6	237.9	32.9	3516.5	1060.0	372.0	25429.5	14309.0	626.3
167	13	126	4	26.0	13.0	0.0	319.0	191.0	0.0	365.0	223.0	0.0
168	30	273	5	299.0	179.0	0.0	3090.7	1071.6	045.2	12294.7	5942.6	2617.0
101	6	97	6	12.0	6.0	0.0	203.0	119.0	0.0	1006.0	3902.0	10.4
104	30	273	4	509.6	267.9	0.0	6020.4	3666.9	0.0	0050.4	5741.9	0.0
419	30	269	4	60.0	30.0	0.0	1672.0	1025.0	303.9	2524.0	1565.0	435.5
635	30	273	6	239.0	120.0	259.0	2700.0	1567.3	2697.4	3745.0	2232.3	3279.3
639	0	1	4	0.0	0.0	0.0	11.0	5.0	16.3	11.0	5.0	16.3
695	21	01	6	42.0	42.0	0.0	162.0	154.0	0.0	162.0	154.0	0.0
699	14	75	6	20.0	14.0	0.0	125.0	07.0	0.0	130.0	92.0	0.0
TOTAL				7490.0	4314.0	1002.0	67700.0	30313.0	16713.4	177376.0	95003.0	44704.1





### 5.3 TIPOS DE ESTIMULACIONES EFECTUADAS

Diversos tratamientos han sido realizados en el campo, los más comúnmente efectuados han sido estimulaciones matriciales reactivas empleando ácido clorhídrico. Se ha llegado a ocupar aunque en menor medida la mezcla de ácido clorhídrico - ácido fluorhídrico. De igual manera se han efectuado fracturamientos con sistemas ácidos retardados, y tan solo en una ocasión fracturamiento con sustentante.

Tratamientos con HCl en diferentes concentraciones, así como la mezcla de HCl - HF han sido comúnmente efectuados con objeto de remover el daño y restituir la permeabilidad original de la formación.

La compañía Halliburton de México entre los diferentes servicios que proporciona, ha sugerido la implementación de diferentes tipos de tratamientos, algunos de los cuales han sido aplicados en el campo.

La información técnica proporcionada por la compañía Halliburton sobre estos servicios es la siguiente:

#### M.C.A. MUD CLEANOUT AGENT. (8)

Su aplicación se enfoca a la remoción del daño ocasionado a la formación por el filtrado de lodo.

Mud Cleanout Agent es una mezcla de ácido clorhídrico en concentraciones del 5 al 15 %, con una concentración de 3 % en volumen de surfactante MORFLO II, más inhibidor de corrosión HAI-75.

Los tipos de daño que pueden ser removidos con M.C.A. son los bloques por arena, ya que reduce la tensión superficial e interfacial. De igual manera ayuda en la prevención o ruptura de emulsiones, así como minimiza la floculación de arcillas.

La concentración de ácido en MCA es determinada por el contenido de carbonatos de la formación. Si la formación tiene menos del 10 % de carbonatos, entonces una concentración entre 5 y 7.5 % será empleada. Altas concentraciones de HCl pueden ser consideradas para formaciones con alto contenido de carbonatos. Sin embargo, en altas concentraciones de ácido (15 %), MORFLO II puede no ser efectivo.

El volumen recomendado es de 0.5 a 1.0 bbl/pe: no necesariamente debe ser sobresdesplazado, y para lograr un desplazamiento mas uniforme en la formacion, algunos otros aditivos pueden ser empleados como MATRISER, G.

M.C.A. puede ser empleado para otros fines como bache inicial en un fracturamiento hidraulico, ya que ayuda a reducir las presiones de trabajo; tambien puede ser empleado como precolchon en un tratamiento HCl - HF, para prevenir la posible precipitacion de sustancias indeseables.

#### HV - 50                    HIGH VISCOSITY, (6)

Es un sistema de ácido retardado para efectuar fracturamientos ácidos a formaciones carbonatadas. Puede ser modificado para actuar en un rango de temperatura de 90 a 300 F.

La viscosidad aparente del ácido emulsionado puede ser modificada para cada caso particular al variar la fase externa de la emulsion.

La emulsion está compuesta de un fluido base aceite (generalmente aceite refinado) como fase externa o continua, y HCl como fase interna o dispersa, mas un emulsificante. Adicionalmente contiene surfactantes que deben ayudar a una rápida limpieza de la formacion.

#### T.G.A.                    TRUE GELLED ACID, (6)

Es una serie de sistemas ácidos retardados para fracturar formaciones carbonatadas.

TGA consiste de un ácido gelado por una goma o polímero sintético. Es retardado ya que al aumentar su viscosidad se ocasiona que disminuya la movilidad del ion hidrogeno presente en el ácido.

Estos sistemas pueden ser mezclados y utilizados mediante un bombeo continuo o intermitente, debiendo ser compatibles con los aditivos generalmente empleados, como son los agentes no emulsificantes e inhibidores de corrosión.

Entre sus propiedades que posee, está la de presentar bajas pérdidas por fricción al ser bombeado, el grado de

retardación obtenido no es muy extenso pero si satisfactorio para condiciones de temperatura en un rango de 80 a 140 °F; además de ser un excelente agente suspensor de partículas.

Estos sistemas ácidos no pueden ser empleados para tratamientos matriciales.

Dentro de este tipo de sistemas se encuentra:

#### S.G.A. SYSTEM: STABLE GELLED ACID

Este sistema de ácido gelado, ha sido aplicado un par de ocasiones en diferentes pozos del campo.

Las ventajas que este sistema ofrece son:

- 1) Gran capacidad para suspender finos.
- 2) Incrementa grandemente la penetración del ácido.
- 3) Posee propiedades que reducen la fricción.
- 4) Puede ser usado como espuma asegurando gran estabilidad de esta.
- 5) No requiere de la adición de un rompedor de gel, ya que al cambiar el p.H. del ácido se rompe el gel por si sola, disminuyendo su viscosidad a menos de 5 cP. A esta viscosidad el ácido gastado puede suspender finos mas de seis veces, lo que podría suspender un sistema gelado normal.
- 6) Ayuda a una rápida limpieza e incrementa la capacidad de flujo.

Viscosidades de 50 a 60 cP. pueden ser obtenidas con HCl al 15% a temperaturas de 120 °F. A temperaturas de 130 a 150 °F, la viscosidad decrece a valores cercanos a 20 cP. SGA es aplicable para cualquier concentración de HCl y compatible con surfactantes catiónicos, no-emulsificantes y con inhibidor de corrosión HAI - 50.

#### C.R.A. ACIDOS QUIMICAMENTE RETARDADOS (6)

Aunque estos tipos de tratamientos no han sido aplicados en el campo, se hará mención de sus características generales.

En este tipo de sistemas no se afecta la viscosidad, ya que la retardación se efectúa químicamente con algún surfactante.

Su principal aplicación se enfoca al fracturamiento con ácido, puede ser modificado con diferentes aditivos

como: desemulsificantes, agentes suspensoros, reductores de fricción y agentes secuestrantes. Si estos aditivos no son seleccionados adecuadamente, pueden provocar que la eficiencia de la retardación decrezca.

La condición que guarde la formación al momento de hacer este tipo de tratamientos es muy importante, ya que afecta la eficiencia del surfactante que actúa como retardador del sistema. En operaciones de campo se recomienda bombear un bache inicial de diesel o aceite crudo, y de ser posible también durante el tratamiento.

A continuación se mencionará brevemente la importancia del control de la velocidad de reacción de cualquier sistema ácido.

La distancia a la cual penetra el ácido dentro de la formación depende de la velocidad con la cual este reacciona, y para que este penetre mayormente es necesario controlar esta velocidad.

Es por ello que se han aplicado técnicas que permiten disminuir la velocidad de reacción; estas técnicas se pueden dividir de acuerdo a sus características generales en: (7)

- 1) La primera se refiere al uso de ácidos retardados.
- 2) La segunda de ellas se basa en la inyección de sustancias químicas (no ácidos), para la generación "in - situ" del ácido necesario para la estimulación.

Una ventaja común sobre el uso de estas técnicas, es que no se daña por corrosión el equipo superficial y subsuperficial del pozo.

#### 1) ACIDOS RETARDADOS (6)

Retardar la reacción del ácido es un concepto muy importante, ya que en la medida con que esto se logre, el ácido vivo tendrá mayor penetración. Cuando el ácido es modificado química o físicamente para obtener estos resultados, se le llama ácido retardado.

Sistemas de ácidos retardados son los que ya se han descrito, y que a continuación se enlistan:

- 1) HV - 60 (HIGH VISCOSITY).
- 2) T.G.A. (TRUE GELLED ACID).
- 3) C.R.A. (CHEMICAL RETARDED ACID).
- 4) ACIDOS ORGANICOS.

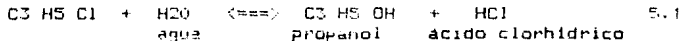
Estos son el acético y el fórmico, los cuales son empleados para situaciones especiales como:

- a) Altas temperaturas, ya que su reacción es mas lenta pudiéndose proteger el equipo.
- b) Cuando alguno o varios de los elementos del aparejo de producción es de aluminio o cromo, siendo necesario en este caso minimizar la corrosión del equipo.

## 2) GENERACION "IN - SITU" (7)

Para la generación "in - situ" diferentes sustancias son usadas:

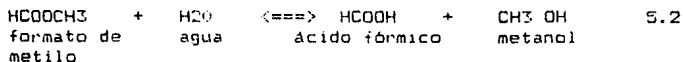
Así tenemos que para la generación "in - situ" de HCl, el uso de halógenos derivados de hidrocarburos son usados, ya que al combinarse con el agua de formación nos dan como producto de reacción un alcohol y un ácido inorgánico.



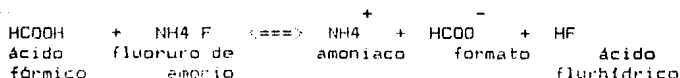
Para la generación de ácidos orgánicos es necesario la inyección de hidrocarburos, los cuales al reaccionar con el agua de formación dan como producto de reacción un ácido orgánico.

Para la generación de HF considerando esta técnica, es necesario la inyección de formato de metilo y fluoruro de amonio; el mecanismo es el siguiente.

El formato de metilo en presencia del agua de formación produce ácido fórmico y alcohol metílico.



el ácido fórmico al reaccionar con el fluoruro de amonio, produce amoniaco, el radical formato y ácido fluorhídrico.



5.3

El tiempo en el cual se formará y reaccionará el HF depende del ritmo de bombeo del fluoruro y de la temperatura, por lo que es necesario considerar que el HF a temperaturas mayores de 200 °F se degrada, siendo por este efecto por lo que se tienen limitantes en el uso de este ácido.

La tabla 5.3 muestra una síntesis de los intervalos probados en el campo Rancho Nuevo; estimulaciones matriciales y fracturamientos practicados, así como su resultado. Encontramos que en muchas de las intervenciones ha sido empleado nitrógeno; ya sea como precolchón, postcolchón, o mezclado con el ácido.

Su uso ha sido principalmente con el propósito de facilitar la limpieza de la formación de los productos de reacción, ya que al inyectar gas a la formación junto con el fluido de tratamiento, se asegura la disminución de la densidad de los productos de reacción, y con ello la limpieza de la formación con energía propia, al disminuir la presión hidrostática sobre de ella.

TABLA 5.3 RESUMEN DE INTERVALOS PROBADOS  
CAMPO RANCHO NUEVO

POZO	FORMACION	INTERVALO M.B.M.R	FRACTURA	ACIDIFICACION (surfactante)	RESULTADO
3.1	TAMABRA	2005-2010			I.A.S. 48 000 ppm
3.2	TAMABRA	1960-1965			PRODUCTOR 82 M3/D.
4.1	TAMABRA	2022-2027			PRODUCTOR 52 M3/D.
7.1	TAMABRA	2142-2149		8 M3 HCl 15%	I.A.S. 36 000 ppm
7.2	TAMABRA	2085-2095			I.A.S. 30 000 ppm
7.3	TAMABRA	2052-2055			I.A.S. 25 000 ppm
7.4	TAMABRA	1990-1995			PRODUCTOR 24 M3/D.
7.5	TAMABRA	1993-1996		7.5M3 HCl+N2 (TEA-2)	PRODUCTOR 13 M3/D.
8.1	TAMABRA	2080-2083			PRODUCTOR 43 M3/D.
12.1	GUAYABAL	1979-1985			PRODUCTOR 15 M3/D.
12.2	J.A.B.	2152-2158		8 M3 HCl-HF (MORFLO II)	I.A.S. 30 000 ppm
12.3	TAMABRA	2055-2060		8 M3 MCA+N2	I.A.S. 36 000 ppm
12.4	TAMABRA	2015-2020		7 M3 MCA+N2	I.A.S.
12.5	GUAYABAL	1945-1947 1961-1966		8 M3 HCl 15%	AC.VISCOSO
12.6	TAMABRA	2001-2003		7.5M3 MCA+N2	I.A.S. 40 000 ppm
12.7	GUAYABAL	1979-1982		7.5M3 HCl+N2	AC.VISCOSO
16.1	J.S.A.	2189-2195		8 M3 HCl-HF	IMPROD.
16.2	TAMABRA	2075-2083		8 M3 HCl+N2 (TRI-S)	I.A.S.
17.1	J.S.A.	2200-2208		10 M3 HCl-HF (MORFLO II)	PRODUCTOR 33 M3/D.
17.2	TAMABRA	1989-1944			PRODUCTOR 37 M3/D.
19.1	TAMABRA	1954-1984			I.A.S. AG. DESCUBIERTO



TABLA 5.3 (CONTINUACION)

POZO	FORMACION	INTERVALO M.B.M.F.	FRACTURA	ACIDIFICACION (surfactante)	RESULTADO
20A.1	TAMABRA	1990-2007		8 M3 HC1+N2	I.A.S. 35 000 ppm
20A.2	TAMABRA	1951-1954 1962-1968		7.5M3 HC1+N2 (TEA-2)	I.A.S. 35 000 ppm
20A.3	J.S.A.	2075-2080		7.5M3 MCA+N2	I.A.S. 35 000 ppm
20A.4	J.S.A.	2075-2080		7.5M3 HC1+N2	PRODUCTOR 15 M3/D
28.1	J.S.A.	2245-2255		7.5M3 MCA+N2	IMPROD.
28.1	J.S.A.	2245-2255	SGA - HT (MORFLO II)		IMPROD.
28.2	TAMABRA	2020-2025		7.5M3 HC1+N2	PRODUCTOR 38 M3/D.
28.3	TAMABRA	2023-2026		4.7M3 HC1+N2	PRODUCTOR ALTA WOR
28.4	TAMABRA	2065-2070			I.A.S. 27 000 ppm
34.1	J.S.A.	2195-2210		7.5M3 HC1+N2 (AQUASURF)	IMPROD.
34.2	J.S.A.	2180-2185		8 M3 MCA+N2	IMPROD.
34.2	J.S.A.	2180-2185	40M3 HV-60		IMPROD.
34.3	TAMABRA	2011-2016			I.A.S.
40.1	TAMABRA	2032-2038			PRODUCTOR 18 M3/D.
49.1	J.A.B.	2097-2105		8 M3 MCA+N2	I.A.S.
49.2	TAMABRA	1960-1968		8 M3 HC1+N2 (VISCO 1111)	I.A.S.
49.3	J.S.A.	2088-2092		8 M3 HC1+N2 (VISCO 1111)	I.A.S. 60 000 ppm
62.1	TAMABRA	2185-2200			IMPROD.
62.2	TAMABRA	2005-2010		7.5M3 MCA+N2	I.A.S. 35 000 ppm
62.3	J.S.A.	2190-2195			IMPROD.
62.4	TAMABRA	2147-2153			I.A.S.
67.1	J.A.B.	2175-2185		8 M3 HC1+N2 (TRI-S)	IMPROD.
67.2	J.A.B.	2145-2155		8 M3 HC1+N2 (TRI-S)	PRODUCTOR 7 M3/D.
67.3	TAMABRA	1986-1991			I.A.S.
67.4	J.S.A.	2140-2150		8 M3 HC1+N2	PRODUCTOR 4 M3/D
101.1	GUAYABAL	1930-1946 1956-1968			AC VISCOSO

TABLA 5.3 (CONTINUACION)

POZO	FORMACION	INTERVALO M.B.M.F.	FRACTURA	ACIDIFICACION (surfactante)	RESULTADO
101.2	TAMABRA	1988-1993		8 M3 MCA	PRODUCTOR 93 M3/D.
117.1	J.S.A.	2081-2087		8 M3 HCl+N2	I.A.S.
117.2	TAMABRA	1988-1995			I.A.S.
120.1	HUIZACHAL	2322-2327		7 M3 HCl+N2	IMPROD.
120.2	J.A.B.	2200-2225		7.5M3 HCl+N2 (AQUASURF)	AC VISCOSO
120.3	TAMABRA	2035-2045			PRODUCTOR 103 M3/D.
121.1	J.A.B.	2160-2170		7.5M3 HCl+N2	I.A.S. 26 000 ppm
121.2	TAMABRA	2110-2120		8 M3 MCA+N2	I.A.S. 36 000 ppm
121.3	TAMABRA	2050-2055		8 M3 HCl+N2 (TEA-2)	PRODUCTOR 88 M3/D
128.1	J.A.B.	2105-2112			PRODUCTOR 14 M3/D
128.1	J.A.B.	2105-2112		8 M3 MCA	NO ADMITIO
128.2	J.S.A.	2080-2085		6 M3 HCl	I.A.S. 32 000 ppm
128.3	TAMABRA	2040-2050		8 M3 HCl+N2	I.A.S. 36 000 ppm
128.4	TAMABRA	1990-1997			I.A.S. 28 000 ppm
128.5	TAMABRA	1942-1949			PRODUCTOR 26 M3/D.
146.1	J.S.A.	2077-2085		7.5M3 MCA+N2	PRODUCTOR 44 M3/D
149.1	J.S.A.	2085-2090		7 M3 HCl+N2	I.A.S.
149.2	TAMABRA	2005-2020			I.A.S.
149.3	TAMABRA	1980-1990			I.A.S.
149.4	TAMABRA	1980-1983 1986-1988			I.A.S.
162.1	J.S.A.	2081-2095		7.5M3 MCA+N2	PRODUCTOR 74 M3/D.
163.1	J.S.A.	2067-2080		8 M3 HCl+N2 (TRI-S)	PRODUCTOR 2 M3/D
167.1	TAMABRA	1945-1952			I.A.S.
167.2	J.S.A.	2070-2075		8 M3 HCl+N2 (VISCO 1111)	PRODUCTOR 5 M3/D
167.3	J.S.A.	2070-2080	40M3 HV-60		IMPROD.
168.1	J.S.A.	2063-2070		8 M3 HCl-HF (TRI-S)	I.A.S. 33 000 ppm
168.2	TAMABRA	1946-1951			PRODUCTOR 62 M3/D

TABLA 5.3 (CONTINUACION)

POZO	FORMACION	INTERVALO M.B.H.R.	FRACTURA	ACIDIFICACION (surfactante)	RESULTADO
181.1	J.S.A.	2076-2080		7.5M3 HC1+N2	PRODUCTOR 68 M3/D
184.1	J.A.B.	2093-2103		8 M3 HC1-HF (MORFLO 11)	IMPROD.
184.1	J.A.B.	2093-2103	MY-T-OIL		S/E POR ARENAMIENTO
188.1	J.S.A.	2120-2130		7.5M3 HC1+N2	AC VISCOSO
188.1	J.S.A.	2120-2130	45M3 HV-60		AC VISCOSO Y GAS.
188.2	TAMABRA	1955-1960			I.A.S.
295.1	J.A.B.	2209-2215			I.A.S.
295.1	TAMABRA	2097-2107			I.A.S.
295.3	TAMABRA	2026-2034			I.A.S.
295.4	J.S.A.	2182-2190		7 M3 HC1+N2 (VISCO 1111)	I.A.S.
299.1	J.A.B.	2187-2195			I.A.S.
299.2	J.S.A.	2167-2172		8 M3 HC1+N2	I.A.S.
299.3	TAMABRA	2117-2132		8 M3 HC1+N2	I.A.S.
299.4	TAMABRA	2027-2037		8 M3 HC1 + N2 (VISCO 1111)	I.A.S.
299.5	TAMABRA	1993-1999			I.A.S.
299.6	GUAYABAL	1941-1971			AC VISCOSO
419.1	TAMABRA	2020-2039		8 M3 HC1+N2 (VISCO 1111)	PRODUCTOR 14 M3/D
427.1	J.A.B.	2260-2270		7 M3 HC1+N2	AC VISCOSO
427.2	TAMABRA	2030-2010		8 M3 HC1 + N2	I.A.S.
635.1	J.S.A.	2118-2130			I.A.S. 47 000 ppm
635.2	J.S.A.	2114-2118			AC VISCOSO
635.3	J.S.A.	2114-2119		8 M3 HC1+N2 (VISCO 1111)	PRODUCTOR 127 M3/D
639.1	J.S.A.	2099-2105		8 M3 HC1+N2	I.A.S.
639.2	J.A.B.	2145-2148			I.A.S.
639.3	TAMABRA	1935-1942			I.A.S.
639.4	TAMABRA	1823-1826			I.A.S.
639.5	TAMABRA	1641-1649		8 M3 HC1+N2	I.A.S.
672.1	J.S.A.	2122-2135		8 M3 HC1+N2	IMPROD.
672.1	J.S.A.	2122-2135	40M3 HV-60		IMPROD.
672.2	TAMABRA	2044-2052			I.A.S.
672.3	TAMABRA	1971-1977		8 M3 HC1+N2 (VISCO 1111)	I.A.S.
672.4	J.A.B.	2174-2178		8 M3 HC1+N2 (VISCO 1111)	IMPROD.

TABLA 5.3 (CONTINUACION)

POZO	FORMACION	INTERVALO M.B.M.R.	FRACTURA	ACIDIFICACION (surfactante)	RESULTADO
672.5	J.S.A.	2110-2115		8 M3 HCl+N2	IMPROD.
673.1	J.S.A.	2097-2108		8 M3 HCl+N2 (VISCO 1111)	IMPROD.
673.1	J.S.A.	2097-2108		8 M3 HCl-HF (TRI-S)	IMPROD.
673.2	TAMABRA	2028-2040		8 M3 HCl+N2 (VISCO 1111)	I.A.S.
673.2	TAMABRA	2028-2040	40M3 HV-60		I.A.S.
673.4	TAMABRA	1968-1973		8 M3 HCl+N2	I.A.S.
695.1	J.A.B.	2091-2098			PRODUCTOR 3 M3/D
699.1	J.A.B.	2077-2090			I.A.S.
699.2	J.S.A.	2065-2072		8 M3 HCl+N2	PRODUCTOR 4 M3/D
858.1	TAMABRA	1851-1858		8 M3 HCl+N2	I.A.S.
858.2	J.A.B.	2107-2123			I.A.S.
858.3	J.A.B.	2100-2105		8 M3 HCl (VISCO 1111)	I.A.S.
858.4	J.S.A.	2087-2091		8 M3 HCl+N2 (VISCO 1111)	I.A.S.
858.5	TAMABRA	1912-1918			I.A.S.
858.6	TAMABRA	1818-1823			I.A.S.
1210.1	J.S.A.	2060-2068		7 M3 HCl+N2	IMPROD.
1210.1	J.S.A.	2060-2068	SDA-HT		IMPROD.
1210.2	TAMABRA	2005-2009			I.A.S.
1210.3	TAMABRA	1955-1960			I.A.S.

La compañía Nitropet S.A. es la que se encarga de prestar los servicios de nitrógeno a Petróleos Mexicanos, y para el manejo de este, la compañía presenta un manual de procedimientos (8) a partir del cual se pueden realizar los cálculos para determinar:

- a) Relación óptima de nitrógeno para asegurar la recuperación del ácido gastado.
- b) Volumen necesario de nitrógeno para desplazar el sistema ácido dentro de la formación.
- c) Presión necesaria en la cabeza del pozo al efectuar un tratamiento con nitrógeno.
- d) Presión hidrostática en el fondo del pozo cuando este contiene una mezcla de fluidos producidos y nitrógeno.

De manera general los principales parámetros que deben de ser conocidos para efectuar este tipo de cálculos son: profundidad del intervalo disparado, presión en la cabeza del pozo (Pwh) al inicio del tratamiento, capacidad interior de la TP y la temperatura de fondo (Tf).

Debido a que la información sobre el manejo de nitrógeno en pozos petroleros no es abundante, se considera necesaria la inclusión de un ejemplo práctico sobre su uso.

Para cualquier consulta sobre las tablas y gráficas implicadas en el cálculo, recurrir a la referencia (8).

#### Ejemplo práctico para el uso de nitrógeno.

En el pozo Rancho Nuevo 419 se piensa efectuar una estimulación con 8 m<sup>3</sup> de HCl como sistema ácido al intervalo 2020 - 2039 m. El máximo gasto de inyección debe ser de 1.5 Bl/min.

En el pozo se tiene TP 2 7/8" N-80, 6.5 Lb/pie. a 2000 m, siendo la IR de explotación de 6 5/8" N-80, 32 Lb/pie.

- a) Calcular la relación H<sub>2</sub> - ácido, necesaria para el bombeo del sistema.
- b) Calcular el volumen necesario de N<sub>2</sub> para desplazar el sistema hasta la base del intervalo disparado.

Solución:

a) Las unidades de bombeo de Nitrógeno proporcionan un gasto constante de 20 m<sup>3</sup>/min; por lo que si el volumen de ácido = 8 m<sup>3</sup>, y el q max = 1.5 Bl/min, entonces:

$$V \text{ ácido} = 8 \text{ m}^3 = 50.3 \text{ Bl} \quad \text{y como} \quad t = V / q$$

se tiene que el tiempo durante el cual se bombeará N<sub>2</sub> para ser mezclado con el ácido es:

$$t = \frac{50.3 \text{ Bl}}{1.5 \text{ Bl/min}} = 33.3 \text{ min.}$$

por lo que el volumen bombeado de N<sub>2</sub> durante este tiempo a un gasto de 20 m<sup>3</sup>/min es:

$$V \text{ N}_2 = 20 \text{ m}^3/\text{min} * 33.3 \text{ min} = 666 \text{ m}^3 \text{ de N}_2$$

dando este volumen de N<sub>2</sub> bombeado, una relación de:

$$\frac{\text{m}^3 \text{ de N}_2}{\text{m}^3 \text{ de ácido}} = \frac{83}{1}$$

- b) capacidad de TP = 3.021 Lt/m  
capacidad de TR = 16.321 Lt/m  
densidad del HCl al 15 % = 1.075 gr/cm<sup>3</sup>

Presión hidrostática ejercida por el ácido dentro del pozo.

$$P_h = \frac{2039 \text{ [m]} * 1.075 \text{ [gr/cm}^3\text{]}}{10} = 219.2 \text{ Kg/cm}^2$$
$$= 3117 \text{ Lb/pg}^2$$

Con la profundidad en pies (6 688 pies) y a partir de la tabla No.VII (ref.B), se obtiene un factor de peso de la columna de nitrógeno = 1.2466; con lo que se obtiene la presión de inyección.

$$P \text{ inyección} = \frac{P_h}{\text{factor de peso}} = \frac{3117}{1.2466} = 2500 \text{ Lb/pg}^2$$

Con este valor de presión de inyección y la profundidad en pies, se obtiene a partir de la tabla No. VIII (ref. B), el factor de volumen para determinar los m<sup>3</sup> de N<sub>2</sub> @ c.s. / m<sup>3</sup> de vol. de tubería, el cual es de :

$$159.62 \text{ m}^3 \text{ N}_2 \text{ @ c.s. / m}^3 \text{ Vol. tubería.}$$

El volumen total dentro de la tubería hasta la base de los disparos es:

$$V_t = (0.021 \text{ [Lt/m]} * 2000 \text{ [m]} + (16.321 \text{ [Lt/m]} * 37 \text{ [m]}) \\ = 6.679 \text{ Lt} = 6.679 \text{ m}^3$$

Por lo tanto el volumen necesario de N<sub>2</sub> para efectuar el desplazamiento es:

$$V_d = 6.679 \text{ [m}^3] * 159.62 \text{ [m}^3 \text{ N}_2/\text{m}^3] = 1.066 \text{ m}^3 \text{ de N}_2$$

#### 5.4 EVALUACION DE RESULTADOS

A partir del resumen de intervalos y estimulaciones efectuadas que se presentó en la tabla 5.3, se pueden presentar de manera condensada en la tabla 5.4 los resultados. Observando que tratamientos con HCl son los que han arrojado resultados satisfactorios.

Tabla 5.4 Resultado de las estimulaciones efectuadas.

	TOTAL	RESULTADO	
		PRODUCTOR	IMPROD. o I.A.S.
FORMACION TAMABRA			
<u>TRATAMIENTOS A LA MATRIZ</u>			
HCl + N <sub>2</sub>	25	6	19
HCl - HF	0	-	-
<u>FRACTURAMIENTOS CON ACIDO</u>			
HV - 60	1	0	1
FORMACION SAN ANDRES			
<u>TRATAMIENTOS A LA MATRIZ</u>			
HCl + N <sub>2</sub>	26	9	17
HCl - HF	4	1	3
<u>FRACTURAMIENTOS CON ACIDO</u>			
HV - 50	4	0	4
SGA - HT	2	0	2
FORMACION ARENISCAS BASALES			
<u>TRATAMIENTOS A LA MATRIZ</u>			
HCl + N <sub>2</sub>	9	1	8
HCl - HF	2	0	2
<u>FRACTURAMIENTOS CON SUSTENTANTE</u>			
MY - T - OIL	1	0	1

En estos datos estadísticos se puede observar que la eficiencia de los tratamientos es baja, pero precisamente por ser estadística no refleja realmente todos los factores involucrados para obtener dichos resultados.

Existen diferentes causas que han originado que el resultado de las estimulaciones no haya sido el esperado.

- 1) El intervalo donde fue efectuada no tenía posibilidades productoras.
- 2) No fue correcta la selección de la estimulación.
- 3) El surfactante empleado no fue el indicado.
- 4) El volumen de sistema ácido no fue el indicado

Podemos encontrar que la primera de estas causas es común; es decir, que se practicaron estimulaciones en intervalos de prueba con objetivo de definir su condición, por lo que los resultados no son evaluables.

Otra causa también observable, es que el surfactante utilizado no cumple con los requerimientos necesarios, lo cual puede apreciarse en las estimulaciones efectuadas en Tamabra e incluso San Andrés, las cuales según estudios de laboratorio han sido definidas como: "Una roca de matriz carbonatada (calcita y dolomita), fracturada y rellenas estas fracturas por estos mismos minerales." y "Una roca de matriz calcárea dolomitizada, con desarrollos aislados de arenisca y presencia de arcillas"; respectivamente.

Sin embargo en estas formaciones han sido empleados surfactantes aniónicos como: MORFLO II y TRI-S, que como se sabe por su naturaleza iónica dejan mojada de aceite la caliza y dolomía, si trabajan en un p.H. ácido (condición normal).

Si analizamos los resultados de aquellas estimulaciones cuyo resultado fue "productor"; obtenemos la tabla 5.5, en donde se muestra el tipo de surfactante empleado, así como su resultado después del tratamiento y condición actual. A partir de ella se pueden hacer las observaciones siguientes:

- 1) De manera general la producción actual de pozo se ha reducido, producen en forma intermitente, o bien, ya han sido dados como invadidos de agua salada.
- 2) La producción actual de los pozos terminados en Tamabra, está por debajo de su potencial natural, lo que indica que tienen cierto grado de daño.



TABLA 5.5 ESTIMULACIONES CON RESULTADOS SATISFACTORIOS.

FORMACION	SISTEMA	SURFACTANTE	POZO R. NÚM.	Qo inicial (m <sup>3</sup> /D)	Qo actual (m <sup>3</sup> /D)
TAMABRA	HCl	MORFLO II	101	96	20
		VISCO 1111	419	14	2
		TEA - 2	7	24	2
		TEA - 2	121	68	14
		"	28	38	I. A. S.
SAN ANDRES	HCl + H <sub>2</sub>	TRI - S	163	2	I. A. S.
		MORFLO II	146	14	20
		MORFLO II	162	74	"
		VISCO 1111	167	5	"
		VISCO 1111	635	127	8
		"	20 A	60	I. A. S.
		"	67	4	"
		"	181	68	"
		"	699	4	"
	HCl - HF	MORFLO II	17	33	OBTURADO
ARENISCHAS BASHLES	HCl + H <sub>2</sub>	TRI - S	67	7	OBTURADO

NOTAS:

- 1.- (a) El surfactante empleado no es especificado en el expediente del pozo.
- 2.- (x) Actualmente produce en forma intermitente.

Esto puede confirmarse ya que algunos pozos terminados en esta formación fueron productores al disparo, y a la fecha no han sido estimulados. (Tabla 5.6)

Tabla 5.6 Pozos terminados en Tamabra, a la fecha sin ser estimulados

POZO	PRODUCCION INICIAL (m <sup>3</sup> /d)	PRODUCCION ACTUAL (m <sup>3</sup> /d)
3	82	17
4	52	8
8	43	8
17	37	31
40	18	16
120	100	50
128	26	2
168	62	10
184	27	17

3) Respecto a los pozos terminados en San Andrés pueden hacerse observaciones similares, resaltando la intermitencia con la que producen.

4) Aunque actualmente solo el No. 695 produce en Areniscas Basales, otros pozos han manifestado producción en este horizonte, como el No.128 con 14 m<sup>3</sup>/d., el No.184 y el No.67 con 7 m<sup>3</sup>/d.

En la tabla 5.7 se presentan datos de presiones de tratamiento, gasto de inyección y algunas anotaciones respecto a la manifestación del pozo inmediatamente después del tratamiento, en algunas estimulaciones efectuadas.

Algunas observaciones que se pueden hacer de estos resultados, tomando en cuenta las presiones de fondo medidas en estos pozos, son las siguientes:

1) De manera general, resultados satisfactorios se tuvieron cuando la presión de fondo ha sido alta. En particular esto se manifiesta en tamabra en los pozos 101 y 121, los cuales se localizan al oeste en la cima de la estructura (La Aguada).

2) Para jurásico puede observarse en el caso particular del pozo 146, que aunque las presiones de fondo medidas son bajas, se obtuvieron resultados satisfactorios. Hay que resaltar que a la fecha este pozo se mantiene produciendo continuamente.

TABLA 5.7 OBSERVACIONES EN DIFERENTES ESTIMULACIONES

	POZO	INTERVALO H	TIPO DE TRATAMIENTO	PRESIONES		Q M <sup>3</sup> /D	OBSERVACIONES
				ADM	INJ		
				KG/CM <sup>2</sup>			
T A M	121	1958-1993	MCA	130	133	2.0	MANTUVO CERRADO EL POZO 30 MIN. AL ABRILO DESCARGO FLUIDOS DE TRATAMIENTO CON PRESION DE 10 KG/CM <sup>2</sup> ; FLUJO GAS DURANTE UNA HORA; ES- TRANGULO A 6 MM; QUEDANDO COMO PRODUCTOR.  QO = 95 M <sup>3</sup> /D AGUA = 0% PGA = 96 M <sup>2</sup> /M <sup>3</sup> FNN = 52 KG/CM <sup>2</sup>
			FME - 220 KG/CM <sup>2</sup>				
	121	2054-2055	HCL - H <sub>2</sub>	130	95	2.0	ABRIO POZO DE INMEDIATO DESCARGANDO FLUIDOS DE TRATAMIENTO; ESTRANGULO A 6MM. QUEDANDO COMO PRODUCTOR DE ACEITE.  QO = 88 M <sup>3</sup> /D AGUA = 0% PGA = 30 M <sup>2</sup> /M <sup>3</sup> FNN = 43 KG/CM <sup>2</sup>
			FME - 201 KG/CM <sup>2</sup>				
	639	1641-1644	HCL - H <sub>2</sub>	155	125	1.6	EFFECTO ESTIMULACION ABTIENDO POZO DE INME- DIATO ABATIENDO LA PRESION A 6 KG/CM <sup>2</sup> ; DES- CARGANDO FLUIDOS DE TRATAMIENTO; ESTRA-NGULO A 12 I LUEGO A 6MM. FLUENDO.  AGUA SALADA = 30% ACEITE = 2% Q = 14 M <sup>3</sup> /D FNN = 10 KG/CM <sup>2</sup>
			FMS = 175.6 KG/CM <sup>2</sup> T CERRADO = 5572 M <sup>3</sup> .				
S A H M	163	2067-2080	HCL - H <sub>2</sub>	140	130	2.0	PREVIÓ A LA ESTIMULACION SONDEO POZO CON H <sub>2</sub> DESALOJANDO ACEITE VISCOSO I AGUA. EFECTUO ESTIMULACION; ABRIO POZO DE INMEDIATO DESCAR- GANDO DEBILMENTE HASTA DEJAR DE FLUIR; SONDEO MUCHAMENTE CON H <sub>2</sub> SIN LOGRAR INICIARLO. EFEC- TUO SONDEO MECANICO LOGRANDO INDUCIDO EN FORMA INTERMITENTE 100 GPM.  QO = 2 M <sup>3</sup> /D AGUA = 0% PGA = 50 M <sup>2</sup> /M <sup>3</sup> FNN = 6 KG/CM <sup>2</sup>
			FMS = 178.3 KG/CM <sup>2</sup>				
	146	2077-2085	MCA - H <sub>2</sub>	220	130	2.0	ABRIO POZO DE INMEDIATO POR 12MM. DESALO- JANDO FLUIDOS DE TRATAMIENTO CON 20 KG/CM <sup>2</sup> . ESTRANGULO A 4MM. DEJANDOLO COMO PRODUCTOR.  QO = 44 M <sup>3</sup> /D AGUA = 0% PGA = 30 M <sup>2</sup> /M <sup>3</sup> FNN = 54 KG/CM <sup>2</sup>
			FME - 174 KG/CM <sup>2</sup>				
A P. B A S A L E S	67	2145-2155	HCL - H <sub>2</sub>	160	135	1.7	ABRIO POZO DE INMEDIATO DESALOJANDO FLUIDOS DE TRATAMIENTO I POSTERIORMENTE ACEITE A CABEZADAS; FINALMENTE QUEDO FLUENDO.  QO = 7 M <sup>3</sup> /D AGUA = 0% PGA = 50 M <sup>2</sup> /M <sup>3</sup> FNN = 65 KG/CM <sup>2</sup>
			FME - 221 KG/CM <sup>2</sup>				
	672	2122-2135	HCL - H <sub>2</sub>	110	100	1.5	ABRIO POZO SIN OBSERVAR PRESION NI FLUJO; EFECTUO SONDEO CON H <sub>2</sub> RECUPERANDO FLUIDOS DE TRATAMIENTO I AGUA SALADA CON POCO ACEITE
			FMS - 179 KG/CM <sup>2</sup>				

Ante la necesidad de contar con un método que permita evaluar la eficiencia de un tratamiento a la matriz. Provoust y Economides (9), proponen un método el cual lleva sus nombres. La aplicación de este en trabajos futuros, podrá ser una herramienta importante para evaluar cualquier trabajo a la matriz.

METODO DE PROVOUST Y ECONOMIDES  
 PARA EVALUAR LA EFICIENCIA DE TRATAMIENTOS  
 DE ESTIMULACION A LA MATRIZ. (9)

Esta técnica permite calcular la evolución del daño durante un tratamiento. Se basa en la comparación continua entre las presiones medidas con las simuladas, la disminución en la diferencia de presiones es atribuida a la disminución del daño.

Calculo del factor de daño durante el tratamiento.

El método consiste en la simulación de la respuesta de presión del yacimiento a la inyección de fluidos, usando los valores de gasto medidos durante el tratamiento y considerando el daño constante, so.

Así la diferencia entre la presión simulada  $P_{is}(t, so)$  y la presión medida  $P_{im}(t)$ , es interpretada como la diferencia entre el valor actual del daño y el valor inicial del mismo ( $so$ ), usado para la simulación.

La ecuación que permite calcular la evolución del daño es:

$$s(t) = so + \frac{Kh}{141.2 q(t) B(t) \mu(t)} [ P_{im}(t) - P_{is}(t, so) ]$$

V.1

donde  $s(t)$ ,  $q(t)$ ,  $B(t)$  y  $\mu(t)$ , son el factor de daño, gasto de inyección factor de volumen y la viscosidad, todos a un tiempo  $(t)$ .

$q = [B]/dia]$   
 $K = [mD]$   
 $P_{im} \text{ y } P_{is} = [PSI]$

$h = [pie]$   
 $\mu = [cP]$   
 $s \text{ y } so = [ADIM]$

Determinación de las características del yacimiento, antes del tratamiento.

Para conocer las características del yacimiento, es necesario efectuar una prueba de inyectividad "falloff" y efectuar su análisis, a partir del cual se puede conocer la capacidad de flujo (Kh), el valor inicial del daño y obtener la curva de presiones simuladas.

El análisis de esta prueba se hace en base a los fundamentos expuestos para pruebas de variación de presión, descritos en el tema 3.3. Consiste en la elaboración de una gráfica semilog en la cual se debe identificar la pendiente de la recta y calcular el valor del producto (Kh) a partir de la ecuación:

$$m = \frac{162.6 q B \mu}{Kh} \quad V.2$$

el factor de daño inicial so, se obtiene con la ecuación:

$$s_o = 1.151 \left[ \frac{P(1 \text{ hora}) - P_i}{m} - \log\left(\frac{1}{\mu C_t r_w^2}\right) + 3.2275 \right] \quad V.3$$

la curva de presiones simuladas se obtiene con la ecuación:

$$P_{is}(t, s_o) = P(1 \text{ hora}) + m \log(t) \quad V.4$$

Una vez obtenidos estos parámetros. Entonces durante el tratamiento, para obtener las presiones de inyección,  $P_{im}(t)$ , estas son calculadas a partir de las presiones de inyección en superficie  $P_i$ , medidas durante el tratamiento.

La presión de inyección en el fondo  $P_{im}(t)$ , es relacionada a la presión de inyección en superficie  $P_i(t)$ , por:

$$P_{im}(t) = P_i(t) + \Delta p_h = (\Delta p_f + \Delta p_d) \quad V.5$$

Las ecuaciones que permiten calcular cada uno de los términos involucrados en la ecuación anterior y finalmente  $P_{im}(t)$ , pueden ser consultadas en el apéndice C (Método para el cálculo de la presión de fractura mediante "Prueba de admisión").

Existen algunos otros factores adicionales a la inyección del fluido de tratamiento que pueden afectar la curva de respuesta de presión del yacimiento. La medida en que estos la alteran así como las ventajas que este método ofrece respecto a otros, pueden ser encontrados en la referencia (9).

## 5.5 ESTIMULACIONES RECOMENDABLES

### PARA CRETACICO TAMABRA

De acuerdo a las características de esta formación presentadas en la tabla 2.4, se puede resaltar la alta solubilidad que manifiesta en HCl debido a su composición mineralógica. La cual es practicamente de componentes calcáreos (calcita y dolomita).

Por esta razón con el propósito de remover el daño en los pozos terminados en esta formación, se recomiendan estimulaciones con ácido clorhídrico.

La tabla 5.5 muestra que en aquellos pozos que producen en Tamabra y que han sido estimulados con HCl, los resultados obtenidos han sido satisfactorios.

Actualmente tal como se muestra en las tablas 5.5 y 5.6, la producción de todos los pozos terminados en esta formación, es menor a la que inicialmente manifestaron, lo que evidencia la existencia de daño.

### PARA JURASICO SAN ANDRES

Las características de esta formación (tabla 2.5). la describen como una roca en su mayoría carbonatada con presencia de arcillas y arenisca. Los valores de solubilidad en HCl (entre 60 y 80 %), corroboran esta descripción.

De acuerdo a los resultados mostrados en la tabla 5.5, se observa que tratamientos con HCl al 15 % han sido benéficos inicialmente, aunque en la actualidad la declinación de su producción es evidente.

Considerando que la formación manifiesta la presencia de arcillas, y que estas como se sabe, pueden causar daño al migrar durante la fase productiva, puede considerarse como aditivo un estabilizador de arcillas. CLA-STA (10) es un agente estabilizador de arcillas que se encuentra en el mercado y que podría ser utilizado de acuerdo a las recomendaciones de su fabricante:

La concentración de CLA-STA en el ácido, varía de acuerdo al contenido de arcillas de la formación.

<u>% ARCILLAS</u>	<u>CONCENTRACION DE CLA-STA</u> <u>% EN VOLUMEN</u>
0 - 10	1
10 - 20	2

El fabricante recomienda bombear un precolchón y un postcolchón de CLA-STA, con el propósito de obtener mejores resultados.

Para ambas formaciones se recomienda el empleo de HCl, ya que de acuerdo a la teoría expuesta en el tema 4.4. Formaciones con alto contenido de carbonatos deben ser tratadas con este ácido.

#### PARA JURASICO ARENISCAS BASALES

Algunos criterios para la selección del fluido de tratamiento en areniscas son sugeridos en el capítulo 14 "Matrix Acidizing of Sandstones" (ref. 9), y mostrados en la figura 5.3. Los cuales deberán ser considerados para futuras intervenciones.

La composición mineralógica juega un papel primordial, aunque otros criterios como: permeabilidad de la formación, fluidos producidos, temperatura de la formación y mecanismo de daño, también deben ser considerados (9). La tabla 2.6 muestra las características mineralógicas y propiedades de esta formación.

La solubilidad en HCl y contenido de arcillas de la roca, tienen especial interés en la selección del fluido. La tabla 5.8 nos muestra recomendaciones considerando estos factores como medio para evitar el daño a la formación, por la precipitación de productos de reacción.

Piot y Perthuis (9) hacen algunas recomendaciones respecto a los fluidos que pueden ser empleados como postcolchón en tratamientos en areniscas. Para pozos productores de aceite: cloruro de amonio, 5% o 7.5% HCl, o diesel pueden ser ocupados.

En esta misma literatura (7) al igual que en el estudio hecho B.E. Hall (11), sobre el uso de solvente mutuo en la acidificación de areniscas. Se hace la recomendación de que el uso de surfactantes y/o solvente mutuo como EGBBE, es de gran utilidad para facilitar la limpieza de la formación y dejarla mojada por agua; con lo que se pueden esperar mejores resultados de la estimulación.

TABLA 5.8 Uso de ácido en tratamientos de areniscas.

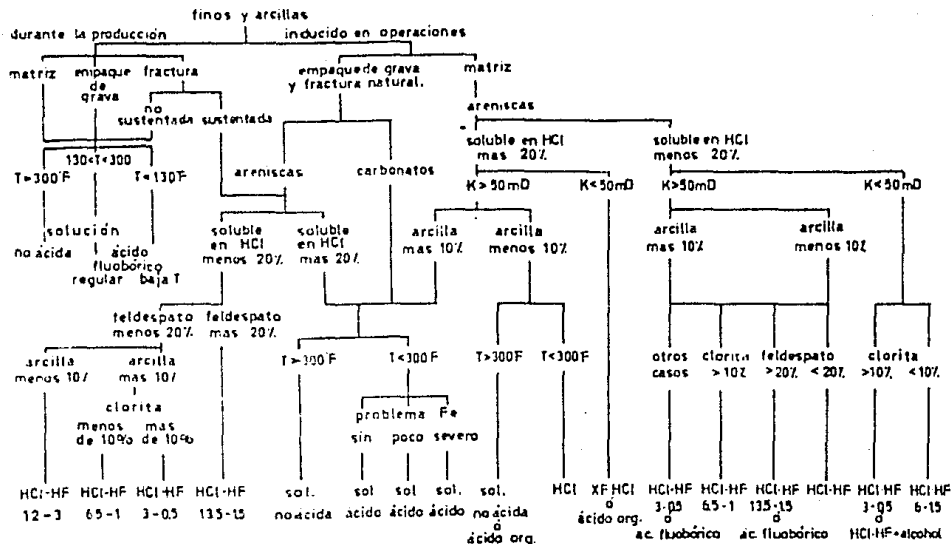
<u>CONDICION</u>	<u>ACIDO</u>
Solubilidad en HCl > 20 %	usar solo HCl
Permeabilidad alta > 100 mD.	
mucho cuarzo ( 80% ), poca arcilla ( < 5% )	12% HCl - 3% HF (1)
mucho feldespato ( > 20% )	13.5% HCl - 1.5% HF (1)
mucha arcilla ( > 10% )	6.5% HCl - 1% HF (2)
mucho hierro, clorita, arcilla	3% HCl - 0.5% HF
Permeabilidad baja < 10 mD.	
poca arcilla ( < 5% )	6% HCl - 1.5% HF (3)
mucha clorita	3% HCl - 0.5% HF (4)

Notas:

- (1) precolchón con 15% HCl.
- (2) precolchón con 5% HCl.
- (3) precolchón con 7.5% HCl o 10% ácido acético.
- (4) precolchón con 5% ácido acético.



FIGURA 5.3 Selección del fluido de tratamiento



## Referencias.

- 1) Métodos de predicción de la presión de fractura, Publicación del Instituto Mexicano del Petroleo, (1988).
- 2) Tafolla H. Andrés.: Producción de pozos petroleros (tesis profesional), Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., (1987).
- 3) Levantamiento de presiones de fondo, campo Rancho Nuevo, Depto. de Geofísica, Distrito Sur, (1966).
- 4) Levantamiento general de presiones de fondo, campo Rancho Nuevo, Depto. de Geofísica, Distrito Sur, (junio, 1989).
- 5) Méndez T.L. y Teyssier J.S.: Caracterización de fluidos de yacimientos petroleros, Revista del Instituto Mexicano del Petroleo, (vol.XI, No.4), (octubre, 1979).
- 6) Halliburton Services. Duncan, Oklahoma, (manual proporcionado por la compañía).
- 7) Williams B.B., Gridley J.L. y Shechter R.S.: Acidizing Fundamentals.
- 8) Manual para el manejo de Nitrógeno, LINDE, Union Carbide Mexicana, Nitropet, S.A., (manual proporcionado por la compañía).
- 9) Economides M.J., Nolte K.G. y colaboradores: Reservoir Stimulation, Schlumberger Educational Services, Houston, Texas (1997).
- 10) CLA - STA (Clay Stabilization Agent), Halliburton Services, Technical data sheet.
- 11) Hall B.E.: The role of mutual solvents in sandstone acidizing, SPE, 5377, (april, 1975).

**CAPITULO UI**

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

**GENERALES**

**PARA CRETACICO TAMABRA**

**PARA JURASICO SAN ANDRES**

**PARA JURASICO ARENISCAS BASALES**

## CAPITULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### GENERALES

- 1) Para la predicción de la presión de fractura, el método que considera la necesidad de efectuar una prueba de admisión (descrito en el apéndice C), puede ser considerado. Ya que a diferencia de los otros, no es un método empírico desarrollado para condiciones específicas; mas bien es un método general.
- 2) De acuerdo a lo expuesto en el tema 5.1. para la evaluación del comportamiento de afluencia. El índice de productividad en cada uno de los yacimientos puede considerarse constante, ya que los fluidos contenidos en ellos aún no alcanzan su presión de saturación.
- 3) Previo a cualquier trabajo futuro, es conveniente efectuar una prueba de admisión al intervalo disparado, la cual tendría dos objetivos:
  - a) Estimar el gradiente de fractura de la formación.
  - b) Conocer las características de la formación necesarias para evaluar la eficiencia del tratamiento, considerando que puede ser aplicable el método de Provost y Economides, descrito en el tema 5.4.
- 4) Para efectos del cálculo del volumen del fluido desplazante, deberá conocerse el estado mecánico del pozo; pudiendo hacer mención que las condiciones mecánicas de los pozos del campo son similares (FR 5 5/8" N-80, 32 y/o 29 Lb/pie y TP 2 7/8" N-80, 6.5 Lb/pie). En caso de efectuar el desplazamiento con N<sub>2</sub>, este volumen deberá ser calculado como en el ejemplo del tema 5.3.
- 5) Debido a que son formaciones con presiones bajas, es conveniente para asegurar la recuperación de los fluidos invertidos, utilizar N<sub>2</sub> como fluido desplazante y mezclado con el ácido.

#### PARA CRETACICO TAMABRA

- 1) El tema 4.4 expone los criterios para efectuar un diseño de acidificación matricial en rocas calcáreas, en cuanto a gasto, presión de inyección y volumen de ácido. Los cuales deben ser considerados para tratamientos futuros.
- 2) Tratamientos M.C.A. no deben ser aplicados en esta formación, ya que contiene como surfactante MORFLO II; del cual:
  - a) El fabricante no garantiza su estabilidad a concentraciones de HCl de 15 % o mayores.
  - b) Al ser del tipo aniónico, dejará mojada de aceite la caliza.
- 3) No utilizar VISCO IIII, ya que no es eficaz en la prevención de emulsiones.
- 4) Se recomienda efectuar pruebas de compatibilidad entre los fluidos de la formación y algún surfactante catiónico, que garantice la prevención de la emulsión y la mojabilidad por agua a la caliza.
- 5) Utilizar el surfactante catiónico que mejor cumpla con los requisitos. En su defecto emplear uno del tipo no-iónico como TEA - 2, que ya ha sido ocupado, o emplear COREXIT 7-9722, el cual a pesar de no haber sido empleado (por ser nuevo en el mercado), ofreció resultados satisfactorios al ser probado como desemulsificante (tema 3.5).
- 6) Emplear como inhibidor de corrosión AQUAQUIM - 230, el cual es compatible con surfactantes catiónicos.

#### PARA JURASICO SAN ANDRES

- 1) Los criterios para efectuar el diseño de acidificación matricial en rocas calcáreas, son expuestos en el tema 4.4, que deberán ser considerados para tratamientos futuros.

- 2) Por las mismas razones que en Tamabra, tratamientos M.C.A. no deben ser aplicados.
- 3) Se recomienda de igual manera efectuar pruebas de compatibilidad entre los fluidos de formación y surfactantes catiónicos y/o no-iónicos.
- 4) Debido a que en esta formación en su descripción (tema 2.4) se menciona la presencia de arcillas, es conveniente efectuar un análisis completo que cuantifique la composición mineralógica de la roca y por tanto la cantidad y tipo de arcillas presentes. Esto para determinar si es conveniente o no usar algún agente estabilizador.
- 5) De utilizar algún agente estabilizador de arcillas, este deberá ser compatible con el surfactante empleado. CLA-STA es compatible con algunos surfactantes catiónicos; mas debe tenerse cuidado, ya que algunos surfactantes de este tipo, originan que CLA - STA se precipite.
- 6) No utilizar surfactantes aniónicos como MORFLO II y TRI - S, debido a que dejarán mojada por aceite la caliza.
- 7) El surfactante VISCO 1111, no es efectivo como preventor de emulsiones.

#### PARA JURASICO ARENISCAS BASALES

- 1) La tabla 2.6 muestra que los valores de solubilidad en HCl de esta roca son mayores a 20 %, por lo que esta característica debe ser considerada, tomando en cuenta los criterios de desición mostrados en la figura 5.3 y tabla 5.8. En donde bajo estas condiciones, solo HCl debe ser empleado.
- 2) Puede considerarse el uso de algún solvente mutuo como postcolchón, para facilitar la limpieza de la formación y dejarla mojada por agua.
- 3) Se recomienda el uso de surfactantes aniónicos como TRI-S o MORFLO II, ya que por su naturaleza iónica, propiciarán el mojado por agua de la roca. TRI-S es un surfactante que ha demostrado su eficiencia en el tratamiento de areniscas.

- 4) De utilizar algún solvente mutuo, este deberá ser compatible con surfactantes aniónicos. MUSDL-A (producto Halliburton) es compatible con TRI - S y MORFLO II.
- 5) HAI - 75 es un inhibidor de corrosión que puede ser empleado, ya que es compatible con surfactantes aniónicos.
- 6) El uso de un agente estabilizador de arcillas puede ser de beneficio, ya que como se ilustra en la tabla 2.6 estas se encuentran presentes, pudiendo ocasionar daño. El agente estabilizador CLA-STA puede ser considerado.

ECUACION DE DARCY

El siguiente desarrollo es extraido integramente de los apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos, de la Facultad de Ingeniería, elaborados por el Ingeniero Rafael Rodriguez Nieto.

Las fuerzas que intervienen en el movimiento de fluidos en el medio poroso son las fuerzas de presión, empuje, gravedad, viscosidad y capilaridad. La fuerza de inercia es muy pequeña comparada con las anteriores en el caso de flujo en régimen laminar, que es el que se presenta generalmente en los yacimientos, por lo que no se toma en cuenta.

Esta fuerzas consideradas son:

Fuerza de Presión  
 $F_p = - \nabla p \, dV$  A.1

Fuerza de Segregación Gravitacional  
 Que es la suma algebraica de una fuerza de empuje y otra de gravedad.

$F_e = K \rho_1 g \, dV$  A.2

$F_g = - K \rho_2 g \, dV$  A.3

$F_{sg} = F_e + F_g = K(\rho_1 - \rho_2) g \, dV$  A.4

Fuerza de Viscosidad  
 $F_{\mu} = - \mu/k \, \bar{v} \, dV$  A.5

Fuerza de Capilaridad  
 $F_c = 2 \sigma \cos \theta / rh \, dV$  A.6

$F_p + F_{sg} + F_{\mu} + F_c = 0$  A.7

efectuando la suma de todas estas fuerzas, se obtiene:

$[-\nabla p + K(\rho_1 - \rho_2)g - (\mu/K)\bar{v} + 2\sigma \cos \theta / rh] \, dV = 0$  A.8

de donde despejando el término de velocidad:

$\bar{v} = -K/\mu [\nabla p - K(\rho_1 - \rho_2)g - 2\sigma \cos \theta / rh]$  A.9

que es la forma general de la ecuación de Darcy donde se considera un régimen de flujo laminar.



Si en esta ecuación, los efectos gravitacionales y capilares son despreciados sobre la velocidad del fluido entonces la ecuación se reduce a:

$$v = -K/\mu \ v_p \quad A.10$$

Un caso particular de esta ecuación en donde se supone flujo radial, tal y como se presenta en la vecindad de un pozo es:

$$v_r = -K/\mu \ dp/dr \quad A.11$$

como la velocidad se define  $v = Q/A$  A.12

sustituyendo A.12 en A.11 se tiene:

$$Q_r = -AK/\mu \ dp/dr \quad A.13$$

y si consideramos un cilindro de radio  $r$  y altura  $h$ , entonces su área es:

$A = 2 \pi r h$ , por lo que al sustituirlo en la ecuación A.13 y obteniendo su integral con los límites expuestos:

$$Q_{cy} \int_{r_w}^{r_e} dr/r = 2 \pi k h / \mu \int_{P_w}^{P_e} dP \quad A.14$$

se obtiene:

$$Q_{cy} \ln (r_e/r_w) = \frac{2 \pi k h}{\mu} (P_e - P_w) \quad A.15$$

donde  $Q_{cy}$  es el gasto a las condiciones del yacimiento

$$Q_{cy} = \frac{2 \pi k h (P_e - P_w)}{\mu \ln (r_e/r_w)} \quad A.16$$

Que es la ecuación de Darcy para flujo radial en términos del gasto, y que en unidades prácticas de campo es la siguiente:

$$q_o = \frac{0.007082 \ K_o \ h \ (P_{ws} - P_{wf})}{B_o \ \mu_o \ \ln(r_e/r_w)} \quad A.17$$

$q_o = [B1/dia] @ cs$

$K_o = mD$

$h = pie$

$P_{ws} = Lb/pg2$

$P_{wf} = Lb/pg2$

$B_o = [adim]$

$\mu_o = cp$

$r_e = pie$

$r_w = pie$

MÉTODOS DE EVALUACION DEL INDICE  
DE PRODUCTIVIDAD PARA YACIMIENTOS SATURADOS

---

Los métodos que se exponen a continuación, así como sus fundamentos, son los encontrados en la tesis profesional de Producción de Pozos Petroleros del señor Andrés Tafolla Hernández.

METODO DE VOGEL

\* Consideraciones del método

- 1.- Yacimiento con empuje de gas disuelto
- 2.- Yacimiento circular totalmente limitado con pozo localizado al centro y penetrándolo totalmente.
- 3.- Medio poroso isótropo.
- 4.- Efectos de segregación gravitacional, compresibilidad de la roca y del agua de formación despreciables.
- 5.- No existe variación de la composición de las fases, ya que son consideradas en equilibrio.
- 6.- Existe una condición de estado semiestacionario en la que el ritmo de desaturación en el yacimiento es el mismo en todos los puntos para un instante dado.

Hechas estas consideraciones, Vogel demostró basado en análisis PVT efectuados a diferentes muestras de aceite, que la productividad de un pozo decrece principalmente por la depresión que sufre el yacimiento, y además por que al ir incrementándose la saturación de gas, se origina una mayor resistencia al flujo de aceite.

Para la obtención de la curva de comportamiento IPR de manera adimensional, la presión para cada punto sobre la curva de IPR está dividida por la presión estática del pozo, así como el gasto correspondiente de producción es dividido entre el gasto máximo que se obtiene de una manera teórica cuando se produce un abatimiento de presión total.

En resumen encontró que los cálculos para 21 muestras distintas, mostraron curvas IPR con una forma generalizada muy similar, siendo la excepción un pozo con daño.

La ecuación que representa la curva de referencia de Vogel es:

$$\frac{q_0}{q_0 \text{ max}} = 1 - 0.2 \frac{(P_{wf})}{P_{ws}} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2 \quad \text{B.1}$$

y para comparación con la de IP en forma lineal esta es:

$$\frac{q_0}{q_0 \text{ max}} = 1 - \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \quad \text{B.2}$$

La cual se obtiene a partir del siguiente análisis:

sea:  $J = \frac{q_0}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \text{B.3}$

dividiendo el miembro derecho de la ecuación, entre la  $P_{ws}$ :

$$J = \frac{q_0/P_{ws}}{1 - P_{wf}/P_{ws}} \quad \text{B.4}$$

que es igual a  $1 - \frac{P_{wf}}{P_{ws}} = \frac{q_0}{J P_{ws}} \quad \text{B.5}$

Como sabemos, el gasto máximo que un pozo puede aportar ( $q_0 \text{ max}$ ), se obtiene cuando la caída de presión es máxima, es decir, cuando  $P_{wf} = 0$ . También se le conoce como potencial del pozo y se expresa:

$$q_0 \text{ max} = J P_{ws} \quad \text{B.6}$$

sustituyendo la ecuación B.6 en B.5. se obtiene:

$$1 - \frac{P_{wf}}{P_{ws}} = \frac{q_0}{q_0 \text{ max}}$$

igual a la ecuación B.2.

Observaciones a la aplicación del método:

- 1.- Se tiene un error no mayor del 10 % cuando las pruebas en los pozos se relicen a gastos de producción bajos y pequeño abatimiento de la presión.
- 2.- El procedimiento podría considerarse incorrecto para mecanismos de empuje diferentes al de gas disuelto, sin embargo se ha utilizado para otros mecanismos con resultados confiables.
- 3.- Aunque en el estudio es considerado solo flujo bifásico, arroja resultados buenos para flujo en tres fases.

En la figura B.1 se muestra la curva de comportamiento de afluencia al pozo de un yacimiento propuesta por Vogel.

\* METODO DE STANDING

Este trabajo considera ya el efecto de daño en los pozos y es complemento al de Vogel, en el se considera el concepto de eficiencia de flujo "FE" definida por la expresión:

$$FE = \frac{P_{ws} - P_{wf}}{P_{ws} - P_{wf}} \quad *$$
B.7

donde  $P_{ws} - P_{wf}$  es la "caída de presión ideal"  
 $P_{ws} - P_{wf}$  es la "caída de presión real"

$$P_{wf} = P_{wf} + \Delta P_s \quad *$$
B.8

por lo que substituyendo B.8 en B.7 resulta:

$$FE = \frac{P_{ws} - (P_{wf} + \Delta P_s)}{P_{ws} - P_{wf}} \quad *$$
B.9

Standing elaboró una gráfica de comportamiento en donde se presentan las curvas de IPR para eficiencias de flujo entre 0.5 y 1.5, de donde se puede obtener:

- 1.- Máximo gasto posible para un pozo dañado.
- 2.- Máximo gasto posible si el daño es removido y FE = 1.0.
- 3.- Máximo gasto posible si el pozo es estimulado y FE > 1.0.

\* METODO DE HARRISON

Harrison encontró que la utilización de los métodos de Vogel y de Standing para la obtención del IPR considerando valores de  $P_{wf}$  bajos y FE altos, originaba resultados de  $P_{wf}$  negativos que ocasionaba problemas al sustituirlo en la ecuación de Vogel.

Por lo tanto propuso una nueva ecuación, la cual al ser utilizada arroja valores de gasto menores en comparación con los determinados por la ecuación de Vogel, esta ecuación es:

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 1.2 - 0.2 e^{(1.792 P_{wf} / P_{ws})}$$

La gráfica de Harrison para la obtención del IPR, se muestra en la figura B.2.

CURVA DE VOGEL.

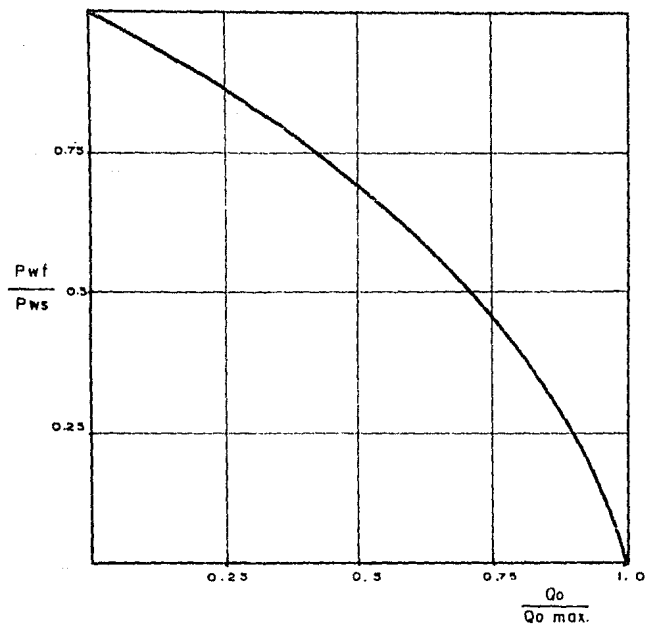


Fig. B.1 Comportamiento de afluencia al pozo de un yacimiento con empuje por gas disuelto.

CURVA DE HARRISON.

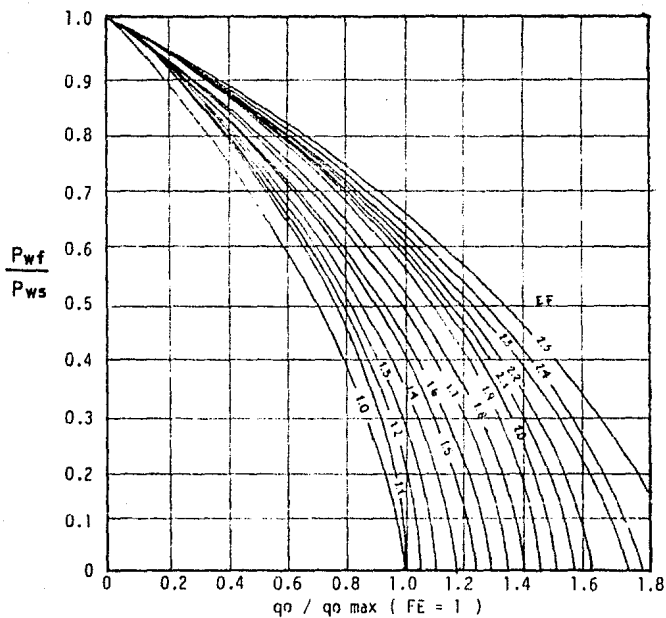


Fig. B.2 Comportamiento de afluencia al pozo de un yacimiento con empuje por gas disuelto, para eficiencias de flujo mayores o menores de la unidad.

Extensión al trabajo de Standing.

## ANEXOS C

### MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE FRACTURA

Los métodos a continuación descritos, son una herramienta de apoyo para predecir el gradiente de fractura.

#### 1) MÉTODO DE HUBBERT Y WILLIS.

Postularon que en ambientes geológicos con fallas normales el menor esfuerzo es el horizontal, y probablemente su rango varía de 1/2 a 1/3 de la presión efectiva del peso de los sedimentos suprayacentes (Presión de sobrecarga,  $P_o$ ).

Basicamente la propagación de la fractura tiene que superar la presión de formación ( $P_{form}$ ), y la tensión horizontal de la matriz ( $\sigma$ ).

Según Hubbert y Willis:

$$\sigma = (1/3 \text{ a } 1/2) (P_o - P_{form})$$

Y el gradiente de fractura se puede expresar matemáticamente como:

$$gf = \frac{P_{form}}{L} + (1/3 \text{ a } 1/2) \frac{P_o - P_{form}}{L} \quad C.1$$

Este gradiente de fractura es función de la presión de sobrecarga, de la presión de formación y el esfuerzo de la roca misma. Por lo tanto para condiciones de presión hidrostática normal (0.1704 Kg/cm<sup>2</sup>/m), y un gradiente de presión de sobrecarga de (0.231 Kg/cm<sup>2</sup>/m), pudiera calcularse un gradiente de fractura mínimo de 0.64 PSI/pie y un máximo de 0.73 PSI/pie. (figura C.1)

En la realidad el gradiente de fractura no es constante conforme aumenta la profundidad. Por lo que las predicciones de este gradiente utilizando este método, son generalmente menores que las obtenidas con medidas reales de campo.

## 2) METODO DE MATTHEWS Y KELLY.

Encontraron que los gradientes de fractura varían con la profundidad en secuencias de arena-lutita en la costa del golfo. Introducen el concepto del coeficiente de esfuerzos matriciales ( $K_i$ ), el cual lo consideran variable con la profundidad (figura C.2).

$$gf = P_{form} + K_i \quad C.2$$

Para formaciones con presiones normales el cálculo se simplifica a:

$$gf = 0.465 + 0.535 K_i \quad C.3$$

Esta ecuación está basada en un gradiente de presión hidrostática normal de  $0.1704 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$ . y un gradiente de sobrecarga constante.

## 3) METODO DE PENNEBAKER

Relacionó el gradiente de sobrecarga a la edad geológica de las formaciones, y estableció una relación de proporción efectiva de esfuerzos "K". Pennebaker creyó que el gradiente de sobrecarga era el factor que controlaba la proporción de esfuerzos matriciales. Esta curva se muestra en la figura C.3.

La ecuación aplicable para este método es:

$$gf = K * \left( \frac{P_o - P_{form}}{L} \right) + \frac{P_{form}}{L} \quad C.4$$

## 4) METODO DE EATON

Extendió el concepto de Matthews y Kelly, introduciendo la relación de Poisson dentro de la expresión matemática del gradiente de fractura.

$$gf = \frac{P_{form}}{L} + \frac{\nu}{(1 - \nu)} * \frac{(P_o - P_{form})}{L} \quad C.5$$

La relación de Poisson ( $\nu$ ) introduce los esfuerzos horizontales y verticales, pudiendo calcularse con la figura C.4. La presión de sobrecarga ( $P_o$ ) se determina a partir de la figura C.5.



## 5) METODO DE CHRISTMAN

Desarrolló un método para el área marina de California. Christman considera el efecto del tirante de agua; es decir, el gradiente de carga debido a las capas suprayacentes corresponde al peso acumulado de todas las formaciones encima de la formación en estudio, siendo en perforaciones marinas la capa superior el agua.

La forma final de la ecuación de Christman es:

$$g_f = K \left( \frac{P_o - P_{form}}{L} \right) + \frac{P_{form}}{L} \quad C.6$$

En donde se consideramos  $w = 1.02 \text{ gr/cm}^3$ .

$$\frac{P_o}{L} = \frac{0.44 \rho_w L w + \rho_b L i}{L} \quad C.7$$

Aunque las correlaciones mostradas se desarrollaron en áreas de cuencas terciarias con contenido de lutitas plásticas y arenas, pudiendo no ser aplicables para otro tipo de condiciones. El resultado de su aplicación en este caso, puede dar una aproximación a valores reales.

## 6) METODO A PARTIR DE PRUEBA DE ADMISION

Este método considera las pérdidas por fricción que se tienen durante la inyección de fluidos, tanto en la tubería ( $\Delta p_f$ ), como en los disparos ( $\Delta p_d$ ). La relación que permite conocer la presión de fractura ( $P_f$ ) a partir de la presión de inyección en la superficie ( $P_s$ ) es:

$$\Delta P_f = P_s + \Delta p_h - (\Delta p_f - \Delta p_d) \quad C.8$$

en donde  $\Delta p_h$ , es la presión hidrostática originada por el fluido en el pozo, y se calcula como:

$$\Delta p_h = 0.052 \rho L \quad C.9$$

cálculo de  $p_d$ .

$$\Delta p_d = \frac{\rho q_i^2}{4.586 N_d^2 A_d^2} \quad C.10$$

cálculo de  $\Delta p_f$ , considerando un fluido newtoniano y flujo por TP

i. cálculo del número de Reynolds

$$Nr = 1.592 \times 10^4 \frac{q_i \rho}{D_{tp} \mu} \quad C.11$$

ii. a) si  $Nr < 2100$  entonces el flujo es laminar y se considera que el factor de fricción de fanning (f) es:

$$f = \frac{16}{Nr} \quad C.12$$

b) si  $Nr > 2100$  entonces el flujo es turbulento y por tanto (f) es:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 4 \log (Nr \sqrt{f}) - 0.4 \quad C.13$$

iii. cálculo de  $p_f$ .

$$p_f = \frac{11.41 L \rho q_i^2 f}{D_{tp}^5} \quad C.14$$

Las unidades y la nomenclatura de las ecuaciones C.9 a C.14 son las siguientes:

- $\rho$  = densidad del fluido [Lb/gal]
- L = profundidad del intervalo disparado [pie]
- $q_i$  = gasto de inyección [RI/min]
- $N_d$  = número de disparos
- $A_d$  = área de los disparos [pg<sup>2</sup>]
- $D_{tp}$  = diámetro interior de la TP [pg]
- $\mu$  = viscosidad del fluido [cP]
- f = factor de fricción de Fanning [ADIM]
- Nr = número de Reynolds [ADIM]

GRADIENTE DE FRACTURA MAXIMO  
Y MINIMO. HUBBERT Y WILLIS

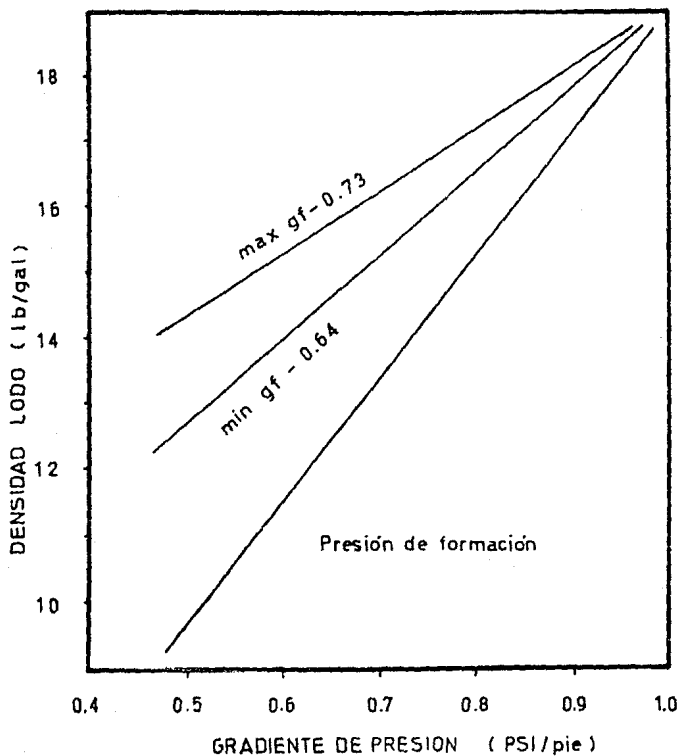


FIGURA C.1

COEFICIENTE DE ESFUERZOS MATRICIALES  
MATTHEWS Y KELLY

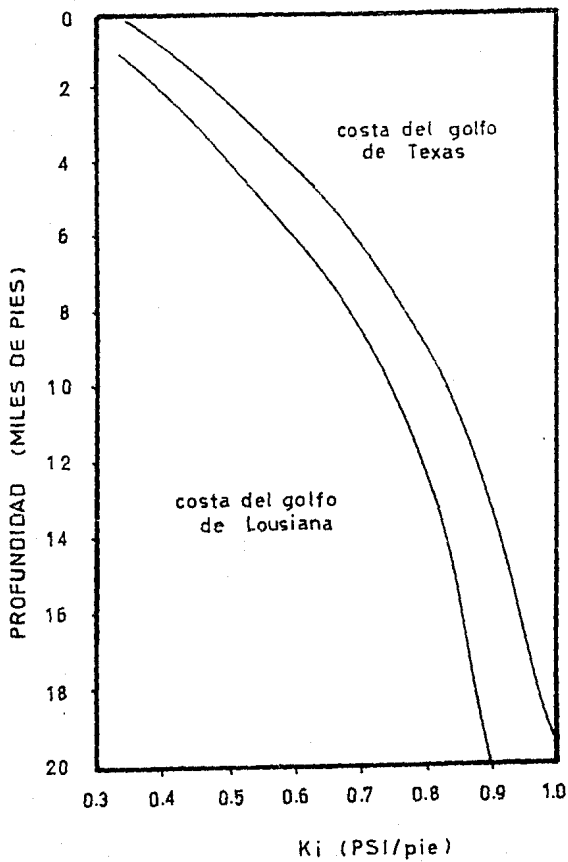


FIGURA C.2

PROPORCION EFECTIVA DE ESFUERZOS  
PENNEBAKER

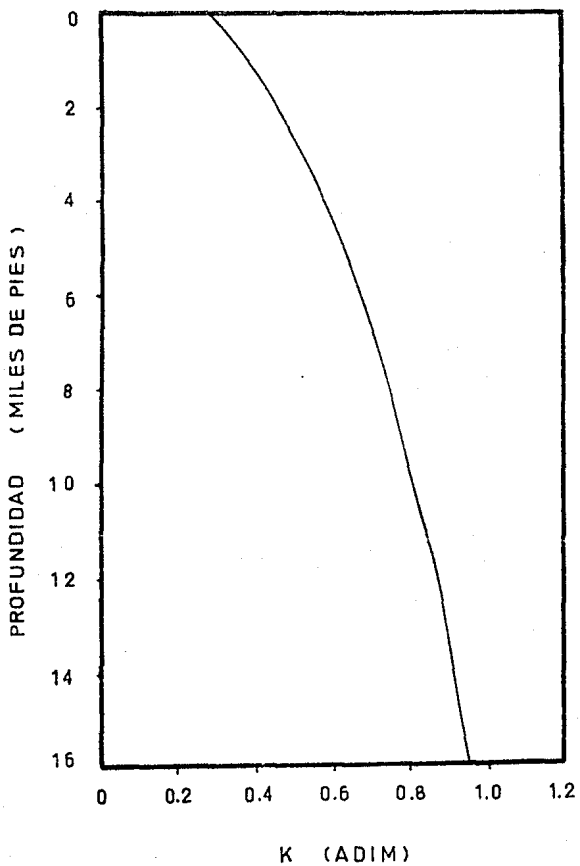


FIGURA C.3

RELACION DE POISSON PARA FORMACIONES  
NORMALMENTE COMPACTADAS COSTA DEL  
GOLFO. EATON

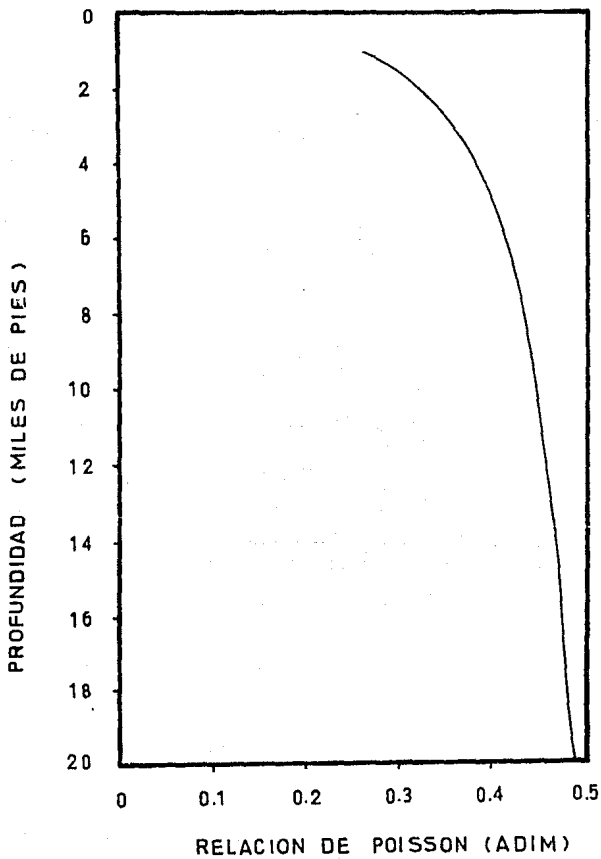


FIGURA C.4

GRADIENTE DE SOBRECARGA PARA FORMACIONES  
NORMALMENTE COMPACTADAS COSTA DEL GOLFO  
EATON

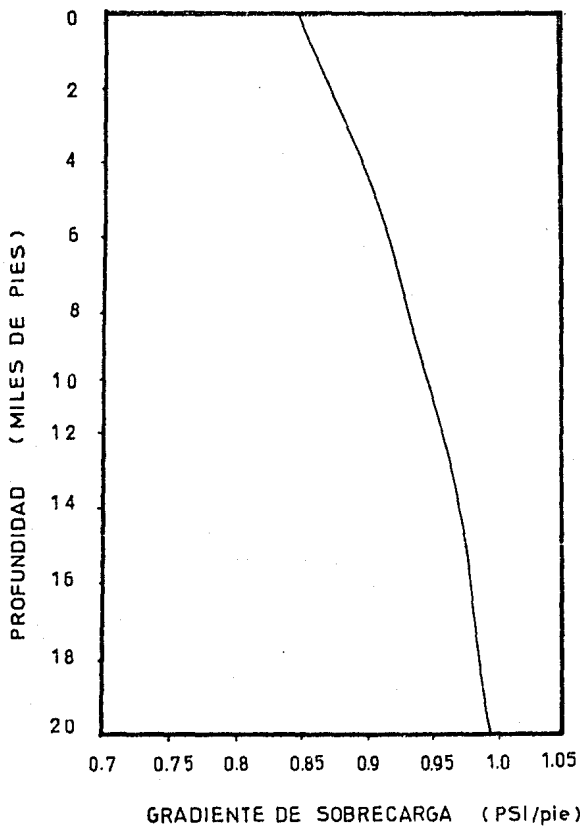


FIGURA C.5

## BIBLIOGRAFIA:

1. Islas S. Carlos.: Estimulación de pozos (apuntes y notas), (noviembre, 1986).
2. Trujillo Del V. Mario H. y Navarro T. Fernando.: Breve monografía del campo Rancho Nuevo.
3. Gómez V. Gabriel.: Síntesis informativa del campo Rancho Nuevo, (abril, 1988).
4. Levantamiento General de Presiones de Fondo, Campo Rancho Nuevo, Depto. de Geofísica, Distrito Sur., (1986).
5. Análisis de núcleos (expediente de pozo, 1962).
6. Flores G. Javier.: Determinación del contenido de fluidos, (expediente de pozo, julio, 1980).
7. Zamudio D. Juan M.: Núcleos Rancho Nuevo 635 y Rancho Nuevo 858, (oficio enviado), Depto. de Ingeniería Petrolera, D.S. (julio, 1988).
8. Estudio de tres núcleos tomados del pozo Rancho Nuevo 1210, Laboratorio Regional para América Latina, Dowell Schlumberger de Venezuela, (mayo, 1989).
9. Cuesta, Méndez y Mendoza.: Rancho Nuevo 34, Fracturing Recommendation, Laboratorio Regional para América Latina, Dowell Schlumberger de Venezuela, (julio, 1987).
10. Reyes A Teodoro.: Reporte de núcleos, Departamento de Geología, Distrito Sur, (expediente de pozo, septiembre, 1985).
11. Observaciones e información adicional para el tratamiento de pozos en el campo Rancho Nuevo, Laboratorio Regional para América Latina, Dowell Schlumberger de Venezuela (julio, 1987).
12. Laboratory Report, Chemical Research and Development Department, Halliburton Services, Duncan, Oklahoma, (juliv, 1988)
13. Laboratory Report, Chemical Research and Development Department, Halliburton Services, Duncan, Oklahoma, (december, 1987).



14. Zamudio D. Juan M.: Anteproyecto de Inversión 1990, campo Rancho Nuevo. (abril, 1988).
15. Rodríguez N. Rafael.: Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos. Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. (1984).
16. Tafolla H. Andrés.: Producción de Pozos Petroleros (tesis profesional), Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. (1987).
17. Leon V. Raul.: Evaluación de la Producción (apuntes y notas del curso), (1984).
18. Rodríguez N. Rafael y colaboradores.: Apuntes de Evaluación de la Producción, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. (1984).
19. Tensoactivo IMF-TEA-2 (boletín técnico), Instituto Mexicano del Petróleo.
20. VISCO 1111 Dispersantes de sólidos (boletín técnico), NALCOMEX, S.A. de C.V., (1984).
21. COREXIT Productos químicos para el campo petrolero (información de producto), EXXON Mexicana S.A. de C.V.
22. TRI-S Surfactant (boletín No. 58), Halliburton Services, (1977).
23. AQUASURF-2000 (boletín de información técnica), AQUAQUIM S.A. de C.V.
24. Garaicochea F. Francisco.: Apuntes de Estimulación de pozos, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., (1985).
25. Technical Information Introduction a acidificación, Dowell Schlumberger, Division of the Dow Chemical Company.
26. Williams B.B., Gridley J.L. y Shechter R.S.: Acidizing Fundamentals.
27. Métodos de predicción de la presión de fractura, Publicación del Instituto Mexicano del Petróleo, (1988).

28. Levantamiento de presiones de fondo, campo Rancho Nuevo, Depto.de Geofísica,D.S.,(1966 y 1989).

29. Méndez T.L. y Teyssier J.S.: Caracterización de los fluidos de yacimientos petroleros, Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, (vol.XI, No.4), (octubre,1979).

30. Manual para el manejo de Nitrógeno, LINDE, Union Carbide Mexicana, Nitropet, S.A. (manual proporcionado por la compañía).

31. Economides M.J., Nolte K.G. y colaboradores: Reservoir Stimulation, Schlumberger Educational Services, Houston, Texas (1987).

32. CLA-STA (Clay Stabilization Agent), Halliburton Services, Technical data sheet.

33. Hall B.E.: The role of mutual solvents in sandstone acidizing, SPE 5377, (APRIL 1975).