

01153



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**DIVISIÓN DE INGENIERIA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA**

PROYECTO TERMINAL

**ANÁLISIS DE LAS ESTIMULACIONES
EN EL CAMPO CANTARELL**

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE :

ESPECIALISTA EN INGENIERIA
(PETROLERA /PERFORACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS)

P R E S E N T A

NOMBRE: ISMAEL DÍAZ HERNÁNDEZ

ASESOR: RAFAEL ZEPEDA GARDUÑO

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Cd. Universitaria, México, D.F.
Junio del 2005

m. 348615



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**ANÁLISIS DE LAS ESTIMULACIONES
EN EL CAMPO CANTARELL**

Proyecto Terminal presentada por:

Ismael Díaz Hernández

Dirigido por:

Rafael Zepeda Garduño.

Jurado:

Presidente: M.I. Pedro Caudillo Marquez. _____

Vocal: Ing. Rafael Zepeda Garduño. _____

Secretario: M.I. José Luis Gonzalez Gonzalez _____

1er. Suplente: M.I. Néstor Martínez Romero. _____

2do. Suplente: M.I. José Martínez Pérez. _____

Ciudad Universitaria, México, D.F.
Noviembre del 2001

ÍNDICE

RESUMEN	3
INTRODUCCIÓN	5
CAPITULO I.	
ANTECEDENTES	
I.1 Ubicación del Campo	8
I.2 Descripción del Campo	9
I.3 Descripción litológica de las formaciones.	13
I.4 Condiciones de perforación y Terminación	19
I.5 Condiciones de los pozos antes de la Estimulación.	29
CAPÍTULO II.	
CONCEPTOS GENERALES	
II.1 Definición de estimulación matricial reactiva	31
II.2 Conceptos generales de Acidificación en Carbonatos	32
II.3 Selección del fluido de Estimulación en Acidificación Matricial.	53
CAPÍTULO III.	
ANÁLISIS DE UN POZO PREVIO A LA ESTIMULACIÓN.	
III.1 Metodología de Análisis	61
III.2 Criterios para definir pozos candidatos a estimular	76
III.3 Análisis de los diseños de estimulación	79

CAPÍTULO IV.

EVALUACIÓN DE LAS ESTIMULACIONES.

IV.1	En función del gasto de producción	89
IV.2	En función de la Cédula de bombeo	96
IV.3	Eficiencia de los divergentes.	111
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		119
REFERENCIAS		123
LISTA DE FIGURAS		125
LISTA DE TABLAS		126
ANEXOS.		128

RESUMEN

El trabajo está estructurado de tal forma que se analicen muy rápidamente, las características del Campo Cantarell y actividades de perforación y terminación que prevalece en cada pozo, los mecanismos de daño que actúan por lo general y las necesidades de estimulación en este Campo. Después se da una revisión al diseño de las estimulaciones en carbonatos, la metodología seguida en el diseño de acidificaciones en Cantarell y finalmente la evaluación de las mismas mediante diferentes métodos propuestos en este trabajo.

En el capítulo I se plantean las condiciones de perforación y terminación de los pozos en el Campo, así como los posibles mecanismos que dañan la formación productora durante las diferentes etapas de la vida productiva de un pozo. Se discuten las características del yacimiento y se dan valores promedio de los factores que involucran diseño de las estimulaciones.

El capítulo II se ocupa del diseño de acidificaciones en carbonatos definiendo los objetivos de una acidificación, y conceptos básicos como la cinética y estequiometría de las reacciones en un tratamiento de acidificación. Se muestra una guía general para definir el tipo de fluido a utilizar en una acidificación y otra guía para la selección de aditivos.

En el capítulo III se trata el estudio que se lleva a cabo para definir un tratamiento de estimulación en un pozo. Se define la secuencia de análisis y diseño utilizadas en el Campo Cantarell para el estudio de los pozos propuestos para estimulación matricial reactiva. El estudio de las condiciones del pozo antes de la estimulación, del análisis nodal, del diseño y aspecto operativo de los disparos así como el análisis de los registros geofísicos y los estudios petrográficos tienen mucha relevancia en el diseño de las estimulaciones. Por tal motivo todos estos aspectos están incluidos en el capítulo III mediante un algoritmo de diseño de una estimulación en el Campo Cantarell. Además se presentan estadísticas que son

utilizadas para analizar las estimulaciones así como el diseño de los sistemas ácidos (ácido mas aditivos) en un intento por definir una base de volumen y cantidad de aditivos para el diseño de estimulaciones en el Campo Cantarell.

El capítulo IV se involucra con la evaluación de las estimulaciones. En este tema se tratan tres modelos básicos, la evaluación en función del gasto de producción, la evaluación en función de la cédula de bombeo propia de la estimulación y la evaluación con trazadores radioactivos para verificar efectividad de los divergentes.

INTRODUCCIÓN

La perforación de un pozo en zonas de carbonatos altamente fracturados se torna en un arte, esto debido a la complejidad operativa y a la necesidad de utilizar fluidos de perforación que en poco o en mucho llegan a alterar las condiciones naturales del yacimiento. Y durante su vida productiva se presentan diversos factores que ocasionan la disminución en la producción del pozo ya sea de forma natural o externas.

En la mayoría de los casos se origina un daño a la formación el cual altera las características originales de permeabilidad y porosidad reduciendo, en gran medida los canales de flujo en el medio poroso. Siendo el daño un factor que afecta la productividad del pozo, se debe de identificar con exactitud su origen, tipo y localización con el objeto de definir que tipo (s) de fluidos pueden ser utilizados para eliminar y/o remover en forma parcial o total el daño presente.

Desde la perforación del primer pozo en el campo Cantarell la perforación de los mismos ha evolucionado, siendo en el caso de los fluidos de perforación donde se ha tenido el mayor cambio pasando por los fluidos que llegaron a contener en algún tiempo productos como el cromo, hasta los fluidos ecológicos actuales, sin embargo la necesidad de mantener confinados los fluidos del yacimiento genera en casos como el presente, una invasión involuntaria de fluidos hacia la zona de producción, esto ha creado una disciplina especial con objeto de hacer que la formación produzca en todo su potencial sin presencia de daño alguno.

Se ha identificado en los pozos del Campo Cantarell principalmente cuatro tipos de daños a la formación debidos a las condiciones propias del yacimiento:

Por pérdidas del fluido de Perforación.

Por taponamiento del medio poroso debido a la adición de obturantes en el fluido de perforación.

Por generación de Emulsiones estables, por los fluidos utilizados.

Por pérdidas de cemento durante la cementación TR de explotación.

Las altas cuotas de producción de los pozos de este campo ha generado una evolución en los aparejos de producción que a pesar de ser para bombeo neumático son únicos a nivel internacional, esto también complica la efectiva puesta en operación de los mismos, y retarda toda remoción de daño presente. Las características geológicas y propiedades petrofísicas del campo Cantarell, así como la magnitud del intervalo productor obligan a utilizar volúmenes grandes de fluidos de estimulación que en ocasiones complican las operaciones. El seleccionar los fluidos que integrarán el sistema y el volumen de ácido para estimular un pozo no es una tarea fácil, ya que se debe de hacer un análisis minucioso de todas las operaciones realizadas al mismo desde su etapa de perforación, terminación y producción, así como, de las reacciones que se presentarán al estar en contacto dichos sistemas con la roca de la formación y la compatibilidad del sistema con los fluidos del yacimiento.

No todos los pozos de un mismo campo presentan el mismo comportamiento ante un tratamiento de estimulación, depende en gran manera de la naturaleza propia del aceite y de las características del yacimiento. Por tales razones, se requiere de un estudio integrado de las condiciones pozo-yacimiento para decidir en que momento estimular un pozo y cómo hacerlo.

El presente trabajo pretende mostrar una metodología de estudio previo a una estimulación que ha sido implementada con éxito en campo Cantarell, así como el diseño de los volúmenes de ácido, concentración y aditivos necesarios en cada caso particular, con objeto de remover el daño de la formación y lograr restablecer la producción perdida.

De la misma forma, este trabajo busca proponer métodos de evaluación de las estimulaciones para verificar que los múltiples tratamientos de acidificación

realizados hasta el día de hoy estén proporcionando los resultados que se espera de cualquier intervención que busca la mejora en la productividad de los pozos.

Por otra parte, diferentes entidades han sugerido la formación de equipos de terminación de pozos entre las unidades operativas y los activos de producción, donde los miembros del equipo deben estar en contacto continuo para ventilar y resolver problemas a medida que se presenten. Debido a la continua rotación de personal producto del crecimiento de las tareas e instalaciones, muchas veces la integración de estos equipos resulta difícil de este modo existe una brecha , que se torna en área de oportunidad.

Este trabajo pretende también ser un antecedente de consulta para los Ingenieros que busquen la integración a estos equipos de trabajo en la Región Marina, y para aquellos que el tema sea de su interés particular para poder ser extrapolado a otros campos, así como una invitación a continuar con el estudio y las propuestas sobre este tópico.

CAPITULO I
ANTECEDENTES.

II.1 UBICACIÓN DEL CAMPO.

El Campo Cantarell se localiza en Campeche en la sonda del Golfo de México, se encuentra costa afuera a 75 kilómetros al norte de Ciudad del Carmen, Campeche (Figura I.1). Fue descubierto con la terminación del pozo Chac 1 en Agosto de 1976.⁽¹⁾

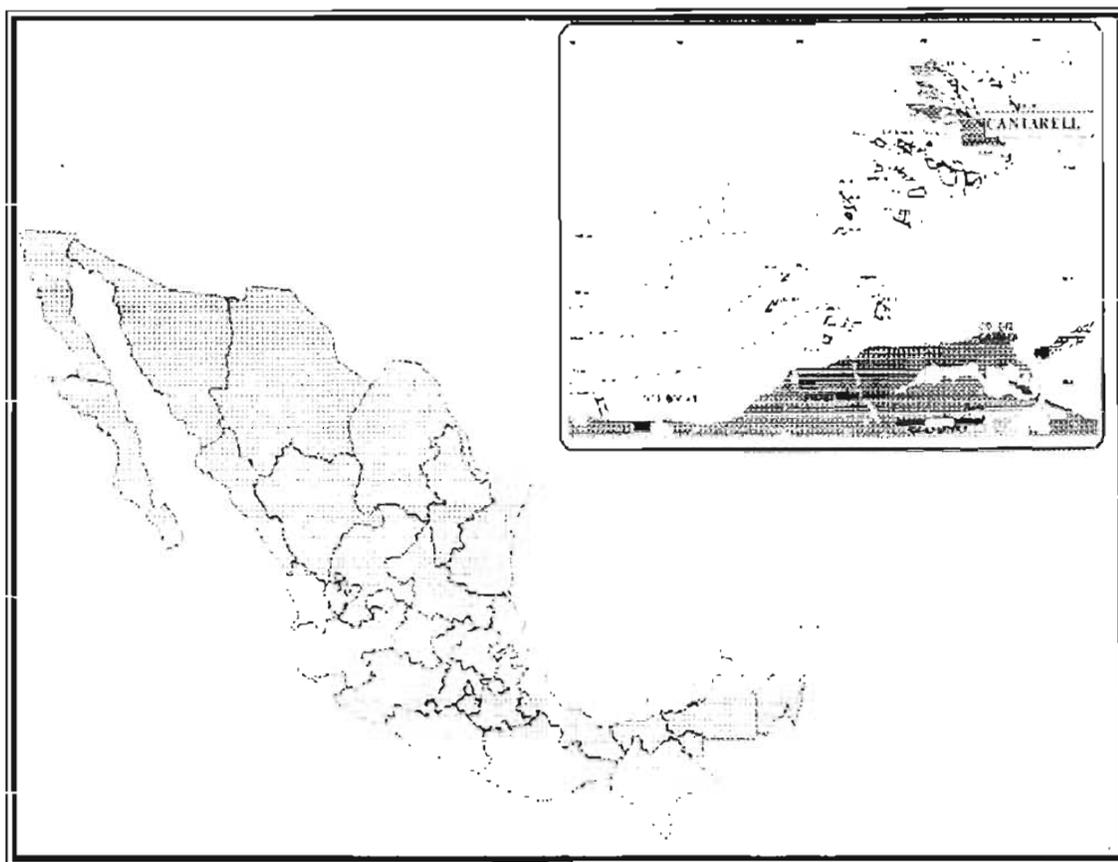


Figura I.1 Ubicación del Campo Cantarell

Actualmente se tienen instaladas 30 plataformas fijas desde las cuales se perforan o se perforaron pozos direccionales hasta el objetivo. Se cuenta con cuatro centros de proceso y bombeo desde donde se recolecta el aceite y se distribuye a

la terminal de Dos Bocas y el punto de entrega de Cayo Arcas. El campo produce en promedio 1,600,000 BPD de aceite tipo maya.

II.2 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO.

El campo Cantarell es un yacimiento naturalmente fracturado "YNF" (Figura I.2), dividido en 5 bloques principales: El bloque Akal, el Bloque Nohoch, El Bloque Chac, el Bloque Kutz y recientemente se ha incursionado en un Bloque Cabalgado llamado Sihil.

El campo Akal es una estructura geológica única, considerada compleja por su heterogeneidad y que tiene alta productividad. Es un gran bloque anticlinal que cabalga en otro y está afectado por todo tipo de fallas, tiene la orientación NE-SW, y lo limita al Oeste un graben de espesor considerable del terciario de más de 3,000 m de espesor.

En el Norte y bordeando la estructura hacia el NW se interpretó una falla principal del tipo inverso, que también la limita, y ésta misma está conformada por otras dos del mismo tipo y de menor magnitud que se desplazan en forma paralela formando pequeños gajos de bloques cabalgados con posibilidades de contener hidrocarburos. La estructura está afectada por una intrusión salina en la porción SE y posiblemente en parte de su culminación. Hacia el sur está limitado por un bajo estructural definido mediante un abrupto echado. En la porción NW de la estructura, específicamente donde se encuentra la plataforma Akal "L" se ha definido una falla normal importante en cuyo plano escalonado se ha encontrado producción en rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano y los sedimentos de acuerdo a la interpretación tienden a subir hacia el Oeste. En esta porción del área no se ha determinado el contacto agua-aceite como en la porción Sur, y en general la estructura está afectada por fallas normales con dirección Norte-Sur, que no son permeables.⁽²⁾

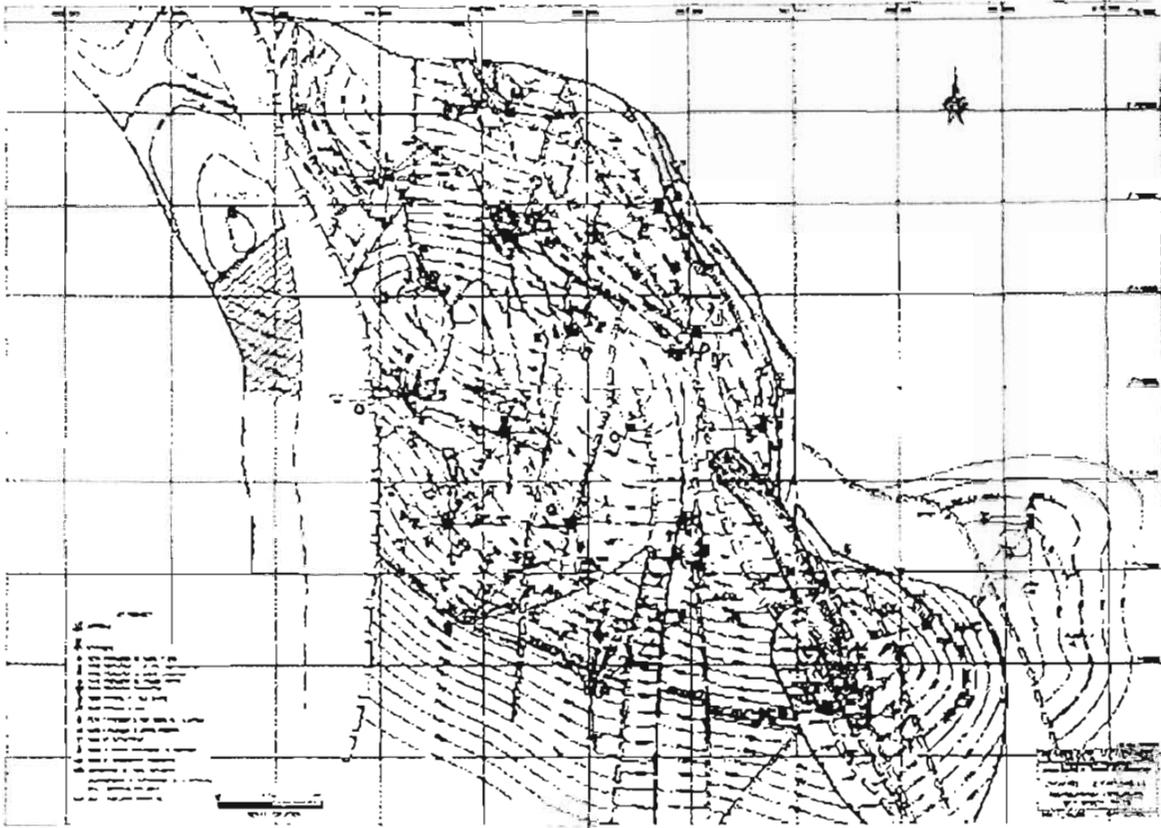
PLANO ESTRUCTURAL

Figura I.2 Plano estructural del Campo Cantarell

Al 30 de Junio de 2001, se habían perforado en el Campo Cantarell un total de 339 pozos. De los pozos perforados 187 son actualmente productores de aceite y gas, se tienen 15 pozos inyectores de nitrógeno y los restantes se encuentran taponados, cerrados o en espera de reparación (Tabla I.1)⁽³⁾

TABLA I.1 ESTADO DE POZOS EN EL CAMPO Cantarell ⁽³⁾	
Pozos Productores	187
Pozos Cerrados	97
Pozos Inyectores	15
Pozos Taponados	40
Total de Pozos	339

TABLA I.2 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO Cantarell ⁽³⁾	
Permeabilidad Promedio:	1 – 2 Darcies
Temperatura Promedio:	90 – 120 °C
Litología:	Dolomía, Calizas y Arcillas
Porosidad:	3 – 12 %
Alta presencia de fracturas y Fallas tectónicas	
Presión Promedio del Campo:	
Bloque Akal	104.5 Kg/cm ²
Bloque Nohoch	170.5 Kg/cm ²
Bloque Chac	308.5 Kg/cm ²

TABLA I.3 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DEL ACEITE PRODUCIDO ⁽³⁾	
Densidad Promedio	21 ° API
Contenido de Asfaltenos	11 – 14 %
Contenido de Parafinas	0.2 – 2 %
Relación Agua-Aceite	0
Relación Gas-Aceite	65 m ³ /m ³

Como puede apreciarse en las Tablas I.2 y I.3, el yacimiento tiene una gran cantidad de fracturas naturales, combinado con una alta permeabilidad y baja porosidad primaria, lo cual provoca que la mayor parte del flujo sea a través de las fracturas, esto hace que la zona de interés en el yacimiento sea una zona de pérdida total de cualquier fluido de perforación o terminación.

El campo produce aceite pesado de 21° API con un muy bajo contenido de parafinas lo que le da una característica de estabilidad alta ante los tratamientos de estimulación reactivos, y debido a las características del campo, los tratamientos de estimulación se basan en acidificaciones matriciales reactivas con HCl encaminados a eliminar el daño generado durante la perforación, debido a la pérdida total de fluidos en la zona del yacimiento así como el daño generado durante la vida productiva del pozo.

Los pozos, a pesar de la presencia de un acuífero activo, no producen agua. La presión del Bloque Akal, se encuentra por debajo de la presión de burbuja del aceite, por lo que actualmente el yacimiento tiene un casquete de gas con un contacto gas-aceite a 1930 metros verticales. Tiene también un contacto agua-aceite que varía dependiendo del bloque donde se encuentre el pozo, desde 2730 hasta 4060 metros verticales, debido principalmente a la posición cada bloque uno con respecto a otro. En la Figura I.3 se puede observar el comportamiento de los contactos del campo a lo largo de su historia de producción.

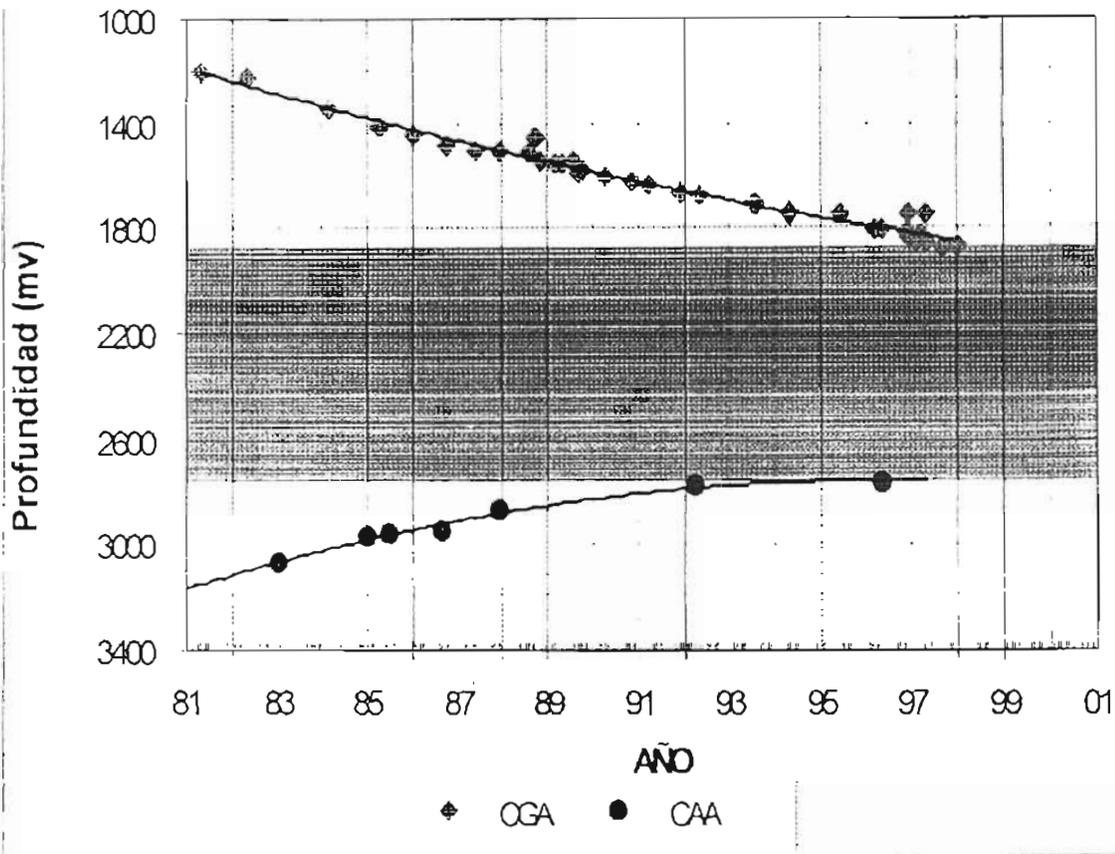


Figura 1.3 Avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite⁽³⁾ en el Campo Cantarell

II.3 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LAS FORMACIONES.

El campo Cantarell tiene cuatro principales formaciones productoras que en total suman mas de 1000 metros verticales de intervalo de interés :

Brecha Terciario Paleoceno Cretácico Superior (BTPKS).

Cretácico Medio (KM)

Cretácico Inferior (KI).

Jurásico Superior Kimmerigiano (JSK).

La Figura 1.4 es un diagrama de las formaciones productoras en el campo en la sección estructural de un pozo. Se puede notar que existen una gran cantidad de fallas, esto junto con su característica de fracturas naturales dificulta en gran medida la caracterización real del campo.

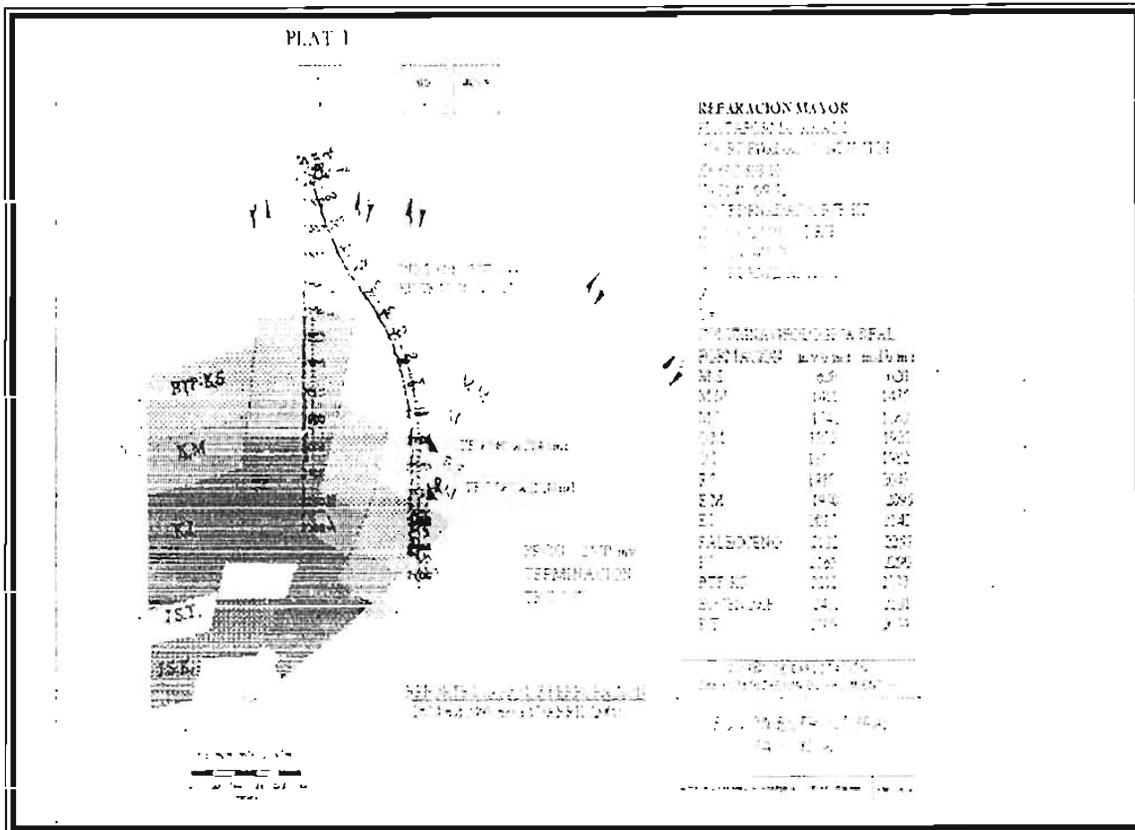


Figura 1.4 Diagrama de la columna geológica de las formaciones productoras en el Campo⁽¹⁾

Las características de cada formación difieren una de otra, pero en general son calizas con alto contenido de carbonato de calcio y magnesio. El contenido de arcillas varía entre un 5% y 10%. Las características las formaciones productoras se pueden apreciar en la Tabla 1.4.

TABLA I.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS EN EL CAMPO Cantarell ⁽¹⁾			
FORMACIÓN	EOCENO MEDIO	BRECHA PALEOCENO	CRETACICO MEDIO
LITOLOGÍA	CALIZA 90% DOLOMIA 6% ARCILLA 4%	CALIZA 15% DOLOMIA 80% ARCILLA 5%	CALIZA 25% DOLOMIA 70% ARCILLA 5%
ESPESOR BRUTO	70 m.	200 m.	115 m.
POROSIDAD	15%	7%	6-11%
SATURACIÓN DE AGUA (S _w)	25%	12 %	10-12%

CONTINUACIÓN TABLA I.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS EN EL CAMPO Cantarell ⁽¹⁾			
FORMACIÓN	CRETACICO INFERIOR	JURÁSICO SUPERIOR TITHONIANO	JURÁSICO SUPERIOR Kimmeridgiano
LITOLOGÍA	CALIZA 20% DOLOMIA 75% ARCILLA 5%	CALIZA 30% DOLOMIA 60% ARCILLA 10%	CALIZA 45% DOLOMIA 50% ARCILLA 5%
ESPESOR BRUTO	285 m.	200 m.	550 m.
POROSIDAD	4-12%	7%	7%
SATURACIÓN DE AGUA (S _w)	10-12%	12%	12%

Una descripción de toda la columna geológica tipo encontrada durante la perforación es la siguiente:

MIOCENO SUPERIOR: Lutita gris verdosa, suave plástica con intercalaciones de arenisca de grano fino.

MIOCENO MEDIO: Lutita gris claro obscura, arenosa y calcárea con intercalaciones delgadas de dolomías café.

MIOCENO INFERIOR: Lutita gris verdoso suave, ligeramente calcárea, con intercalaciones delgadas de mudstone crema cretosa.

OLIGOCENO SUPERIOR: Ausente

OLIGOCENO MEDIO: Lutita gris verdoso, suave y calcárea.

OLIGOCENO INFERIOR: Lutita gris verdoso, suave ligeramente calcáreo.

EOCENO SUPERIOR: Lutita gris claro, gris verdoso, suave ligeramente calcáreo.

EOCENO MEDIO: En la parte superior por lutita gris claro y gris verdoso, suave y ligeramente calcáreo y en la parte inferior wackestone packstone de intraclastos y bloclastos café claro y crema con impregnación de aceite.

EOCENO INFERIOR: Lutita gris claro y verdosa, suave ligeramente calcárea con intercalaciones de mudstone crema.

PALEOCENO SUPERIOR: Lutita gris verdoso y café rojizo, bentonítica y calcárea, con esporádicas intercalaciones de calcita blanca.

PALEOCENO INFERIOR: Lutita café claro y café rojizo, suave y calcárea en partes laminar y arenosa con intercalaciones de lutita gris claro y mudstone crema cretoso.

BRECHA PALEOCENO CRETÁCICO: Dolomia blanca y crema, en partes gris mesocristalinas y packstone dolomitizados café claro a crema interclastos.

CRETÁCICO MEDIO: Mudstone Wackestone café claro a crema arcilloso y fracturado con módulos aislados de pedernal negro.

CRETÁCICO INFERIOR: Mudstone Wackestone de foraminíferos, café claro a blanco ligeramente arcilloso y fracturado.

JURÁSICO SUPERIOR TITHONIANO: Lutita negra de aspecto bituminoso calcáreo, intercalado con mudstone arcilloso café oscuro y dolomia café claro microcristalina.

JURÁSICO SUPERIOR KINMERIGDIANO: Dolomia de color crema claro por impregnación de aceite, con intercalaciones de lutita bentonítica gris verdoso.

La columna geológica tipo del Campo Cantarell se muestra en la Figura I.5

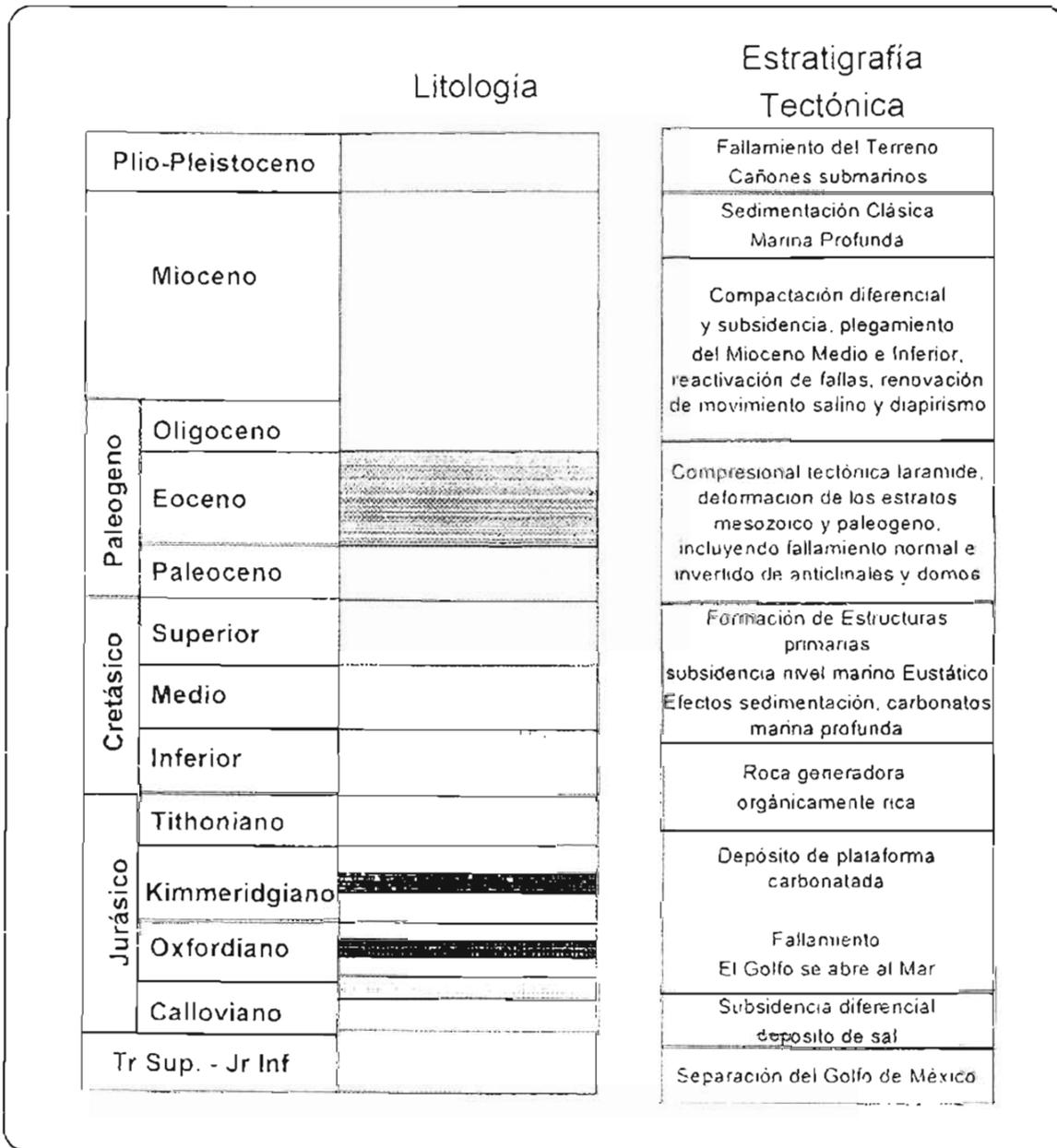


Fig. 1.5 Columna Litológica Tipo para el Campo Cantarell⁽¹⁾

II.4 CONDICIONES DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN.

La Tabla I.5 presenta los diámetros de las tuberías de revestimiento en el intervalo productor, la formación productora, el intervalo disparado y el diámetro de aparejo de producción.⁽⁴⁾

TABLA I.5 DATOS DE POZOS PERFORADOS A PARTIR DE 1995							
POZO	PLATAFORMA	P. T. REAL		INTERV. PROD'R	Ultima TR	APAREJO PROD'N	Qo REAL (BPD)
		MD	MV				
247 D	AKAL P	2408	2195	2212 - 2408	AD 8 3/8"	7"	9,352
2074 (h)	AKAL R	4026	2285	3729 - 4026	TR 5 1/2"	7"	10,980
2297D (h)	AKAL S	3018	2282	2712 - 3018	AD 6 1/2"	7"	11,186
269 D	AKAL P	2693	2203	2281 - 2693	AD 8 3/8"	7"	11,431
2076D	AKAL R	3360	2352	3061-3360	AD 8 3/8"	7"	3,980
2299D	AKAL S	2907	2289	2655-2907	AD 8 1/2"	7"	14,246
95D	AKAL B	3004	2170	2747-3004	AD 5 7/8"	7"	14,943
2098H	AKAL S	3500	2267	3050-3500	AD 8 1/2"	7"	9,154
2074D	AKAL R	3605	2421	3437-3605	AD 8 1/2"	7"	17,054
88H	AKAL S	3400	2305	2998-3400	AD 8 3/8"	7"	10,126
2052	NOHOCH A	3245	2250	3175-3225	TR 7"	7"	10,816
2094-D	AKAL R	3650	2350	3437-3650	AD 8 1/2"	7"	11,729
36-D	AKAL O	3080	2477	2980 - 3020	TR 7 5/8"	7"	11,448
46-D	AKAL GR	3025	2332	2815 - 3025	AD 8 3/8"	7"	7,347
2091D	AKAL HR	2591	2363	2520 - 2560	TR 9 5/8"	7"	5,990
8-D	AKAL FR	2947	2749	2465-2515	TR 9 5/8"	7"	12,461
48-D	AKAL PR	2963	2341	2704-2963	AD 8 1/2"	7"	13,104
68-D	AKAL GR	2663	2500	2535 - 2585	TR 9 5/8"	7"	13,223
26 D	AKAL FR	2864	2529	2675-2725	TR 7 5/8"	7"	13,748
2092 D	AKAL HR	3165	2601	2900-2950	TR 7 5/8"	9 5/8" - 7"	9,662
49 D	AKAL PR	2765	2058	2712 - 2765	AD 6 1/2"	7"	10,715
1025	AKAL M	3527	3186	2840 - 2890	TR 7 5/8"	7"	11,955
86 D	AKAL GR	2735	2503	2640 - 2690	TR 7 5/8"	7"	10,000
81-D	AKAL HR	2708	2500	2494 - 2560	TR 9 5/8"	9 5/8" - 7"	10,212
245-D	AKAL PR	2730	2442	2494 - 2730	AD 8 3/8"	7"	8,933
4-D	AKAL FR	2620	2400	2510 - 2620	AD 6 1/2"	7" - 5 1/2"	10,938

TABLA I.5 DATOS DE POZOS PERFORADOS A PARTIR DE 1995
(CONTINUACIÓN)

POZO	PLATAFORMA	P. T. REAL		INTERV. PRODR	Ultima TR	APAREJO PROD'N	Qo REAL (BPD)
		MD	MV				
3047 D	AKAL B	2353	3107	2290 - 2353	AD 8 1/2"	7"	5,000
1046 D	AKAL L	3109	2952	2943 - 2993	TR 9 5/8"	7"	10,092
3003 D	AKAL M	2946	2732	2815 - 2865	TR 9 5/8"	7"	13,313
2084	AKAL R	3398	2582	3243 - 3398	AD 8 3/8"	7"	6,460
42 H	AKAL GR	3337	2374	3225 - 3285	TR 7 5/8"	9 5/8"-7 5/8"	11,622
28 D	AKAL PR	3000	2462	2862-3000	AD 8 3/8"	7"	9,962
3085	AKAL B	2972	2550	2750 - 2800	TR 7 5/8"	7"	± 9,820
3005	AKAL M	2925	2785	2855-2905	TR 9 5/8"	7"	9,273
227 D	AKAL PR	2608	2416	2445 - 2608	AD 10 5/8"	9 5/8"	22,586
2054	AKAL R	3280	2523	3148 - 3280	AD 8 3/8"	7"	9,700
2295 D	AKAL S	2810	2500	2729 - 2810	AD 8 3/8"	7"	5,886
2072	AKAL HR	2748	2494	2646 - 2748	AD 8 1/2"	9 5/8"	20,226
3066	AKAL L	2591	2334	2455 - 2505	TR 7 5/8"	7"	7,765
24 D	AKAL GR	3431	2611	3230 - 3280	TR 5 1/2"	7"	8,700
3005 D	AKAL M	3079	2795	2965 - 3015	TR 7 5/8"	7"	9,738
207 D	AKAL PR	3069	2409	2867 - 3069	AD 6 1/2"	7"	12,178
178	AKAL DR	2557	2368	2295 - 2345	TR 7 5/8"	7"	10,688
44 D	AKAL GR	2746	2426	2665 - 2715	TR 7 5/8"	7 5/8"	14,301
1024 D	AKAL L	3518	3113	3415 - 3465	TR 7 5/8"	7 5/8"	10,842
2057 D	AKAL MP	2575	2571	2554-2575	AD 8 3/8"	9 5/8"	14,600
2057 D	NOHOCH C	2736	2248	2633-2736	AD 10 5/8"	9 5/8"	13,700
79 D	AKAL DR	2724	2309	2650-2700	TR 7 5/8"	7 5/8" - 7"	8536
9 D	AKAL I	2630	2436	****	AD 10 5/8"	5 1/2"-7"-7 5/8"	APPROXIMATE
2072 D	AKAL HR	2554	2444	2422-2554	AD 6 1/2"	7 5/8" - 7"	11,761
100	AKAL O	2708	2427	2491-2708	AD 8 1/2"	9 5/8"	12,332
1024 D	AKAL MP	2575	2571	2554-2575	AD 8 3/8"	9 5/8"	14,600

TABLA 1.5 DATOS DE POZOS PERFORADOS A PARTIR DE 1995
(CONTINUACIÓN)

POZO	PLATAFORMA	P. T. REAL		INTERV.	Ultima	APAREJO	Qo REAL
		MD	MV				
2 H	AKAL GR	2975	2683	2550-2600 2885-2935	TR 7 5/8"	7" - 7 5/8"	9,033
2078 D	AKAL R	3420	2515	3150-3205	TR 7 5/8"	7"	7,137
57 D	AKAL DR	2687	2388	2560-2610	TR 7 5/8"	7 5/8"	7,758
2075 D	NOHOCH C	2670	2490	2697-2670	AD 10 5/8"	9 5/8"	1568
317	AKAL I	2458	2269	2306-2458	AD 6 1/2"	9 5/8"-2 7/8"	10,520
189 D	AKAL S	3318	2510	3245-3295	TR 7 5/8"	9 5/8"	13,995
3118	AKAL BR	2811	2802	2656-2601	AD 8 1/2"	9 5/8"	10618
427	AKAL O	2695	2500	2505-2655	AD 8 1/2"	9 5/8"	12077
1046 D	AKAL MR	2649	2746	2642-2649	AD 8 1/2"	9 5/8"	14,210
22 H	AKAL GR	2841	2478	2765-2815	TR 7 5/8"	7" - 7 5/8"	12910
50	AKAL DR	2552	2475	2435-2485	TR 7 5/8"	7 5/8"	10301
3063	AKAL N	2700	2468	2410-2460 2575-2605	TR 5 1/2"	7" - 5 1/2"	9,552
3069	AKAL BR	2745	2658	2620-2670	TR 7 5/8"	9 5/8"	12,309
408	AKAL O	2673	2658	2525-2575	TR 9 5/8"	9 5/8"	14,235
3023	AKAL MR	3082	3000	2804-3062	AD 8 1/2"	9 5/8"	S/A
489	AKAL S	3395	2417	3195-3395	AD 8 1/2"	9 5/8"	S/A
33 H	AKAL DR	2640	2507	2515-2565	TR 7 5/8"	7 5/8"	12,907
19 D	AKAL I	2620	2426	2455-2505	TR 5 1/2"	9 5/8"-2 7/8"	S/A
4064	AKAL GR	2946	2542	2875-2925	TR 5 1/2"	7 5/8"	11,883
1045 D	AKAL N	2840	2357	2775-2825	TR 5 1/2"	5 1/2" - 7"	9,447
55 H	AKAL DR	2576	2489	2485-2535	TR 7 5/8"	5 7/8"	12,639
2196 D	NOHOCH C	4097	3480	3965-3980	AD 8 1/2"	9 5/8"-5 1/2"	8,301
1209	AKAL S	3712	2642	2680-3732	AD 8 1/2"	9 5/8"	13,953
4062	AKAL GR	2665	2566	2575-2629	TR 7 5/8"	7 5/8"	14,275
3025	AKAL MR	3453	3254	3000-3050 3125-3175	TR 9 5/8"	9 5/8"	S/A
1042 D	AKAL MR	3165	3027	2950-3165	AD 8 1/2"	9 5/8"	S/A
4079	AKAL BR	2230	2909	3080-3120	TR 7 5/8"	9 5/8"	S/A
1087 D	AKAL BR	2756	2682	2626-2756	AD 8 1/2"	9 5/8"	S/A

TABLA 1.5 DATOS DE POZOS PERFORADOS A PARTIR DE 1995 (CONTINUACIÓN)

POZO	PLATAFORMA	P. T. REAL		INTERV. PROD'R	Ultima TR	APAREJO PROD'N	Qo REAL (BPD)
		MD	MV				
3067	AKAL BR	2752	2676	2623-2752	AD 8 1/2"	9 5/8"	S/A
3089 D	AKAL DB	2898	2750	2781-2898	AD 8 3/8"	9 5/8"	S/A
97 D	AKAL DB	2682	2362	2585-2635	TR 7 5/8"	9 5/8"	S/A
1000	AKAL DB	2643	2516	2575-2625	TR 7 5/8"	9 5/8"	S/A
3088 D	AKAL S	3102	2480	2977-3102	AD 8 1/2"	9 5/8"	7 878
3086	AKAL DB	2716	2573	2670-2687	TR 7 5/8"	9 5/8"	S/A
3046	AKAL LR	3237	3134	2955-3005	TR 9 5/8"	7 5/8" - 7"	9701
1001	AKAL LR	2852	2681	2600-2630	TR 7 5/8"	9 5/8"	8978
3024	AKAL LR	3350	3112	3130-3170 3180-3225	TR 7 5/8"	7 5/8" - 7"	12327
1128	AKAL BR	4127	3896	2725-2755 2770-2800 2820-2840	TR 7 5/8"	9 5/8"	11330
3026	AKAL LR	3500	3166	3388-3500	AD 6 1/2"	7 5/8" - 7"	11090
1066 D	AKAL LR	3053	2813	2520-2570	TR 5 1/2"(r)	7 5/8" - 7"	8725
1002	AKAL LR	2769	2431	2620-2670	TR 9 5/8"	7 5/8"-9 5/8"	10474
3087 E	AKAL BN	2820	2700	2571-2820	AD 8 3/8"	9 5/8"	S/A
75 D	AKAL DB	2608	2503	2505-2585	TR 9 5/8"	9 5/8"	S/A
3087D	AKAL DB	2708	2565	2541-2591	TR 7 5/8"	7 5/8"	S/A
1003	AKAL DB	2880	2691	2795-2870	TR 7 5/8"	9 5/8"	S/A
3087	AKAL BN	2820	2704	2704-2820	AD 8 1/2"	9 5/8"	S/A
77 D	AKAL DB	2945	2688	2795-2945	AD 8 1/2"	7 5/8"	S/A
99 D	AKAL DB	3150	3150	2797-2875	AD 8 1/2"	7"	S/A
1065 D	AKAL BN	3200	3200	2863-2903 2915-2950	TR 7 5/8"	7 5/8" - 7"	S/A
1067 D	AKAL BN	2750	2698	2425-2475 2500-2525 2581-2750	AD 8 1/2"	7 5/8" - 7"	S/A
1068	AKAL BN	2700	2670	2500-2570	AD 8 1/2"	9 5/8"	S/A

TABLA 1.5 DATOS DE POZOS PERFORADOS A PARTIR DE 1995
(CONTINUACIÓN)

POZO	PLATAFORMA	P. T. REAL		INTERV. PROD'R	Ultima TR	APAREJO PROO'N	Qo REAL (BPD)
		MD	MV				
53D	AKAL DB	2670	2724	2735-2755 2806-2816 2821-2832 2834-2847	TR 9 5/8"	9 5/8"	S/A
1017	AKAL CI	1372	1330	1330-1370	AD 8 1/2"	9 5/8"	INTECTOR
1060	AKAL CI	1425	1327	1279-1425	AD 8 3/8"	9 5/8"	INTECTOR
1019	AKAL CI	1270	1249	1215-1370	AD 8 3/8"	9 5/8"	INTECTOR
1017	AKAL CI	1415	1440	1449-1516	AD 6 1/2"	9 5/8"	INTECTOR
1065	AKAL CI	1380	1403	1481-1560	AD 8 1/2"	9 5/8"	INTECTOR
1063	AKAL CI	1570	1466	1583-1720	AD 8 1/2"	9 5/8"	INTECTOR
1067	AKAL CI	1485	1455	1333-1455	AD 10 5/8"	9 5/8"	INTECTOR
1086 D	AKAL TJ	3290	2731	2907-2927 2952-2967 3017-3037	TR 7 5/8"	7 5/8"	
3006	AKAL KL	3473	3383	3235 - 3473	AD 6 1/2"	7 5/8"	
1018	AKAL KL	2111	2061	2000-2050	TR 7 5/8"	9 5/8"	
1006	AKAL KL	3300	3300	2459-2618	A.D. 8 1/2"	7 5/8" - 7"	
3001	AKAL TM	3380	3380	3130-3136 3140-3152 3155-3175 3210-3216 3220-3226	TR 7 5/8"	9 5/8"-7 5/8" - 7"	
3000	AKAL TM	2881	2779	2675-2715	TR 9 5/8"	9 5/8"	
3002 D	AKAL TM	2906	2745	2800-2850	TR 9 5/8"	7 5/8" - 7"	
3031D	AKAL TM	3327	3163	3030-3046 3069-3076 3105-3125 3141-3165	TR 7 5/8"	7 5/8" - 7"	
1247	KUTZ TA	4200	4200	3161-3176	TR 5"	7"	
1269	KUTZ TA	3225	3150	3145-3170	TR 7 5/8"	7 5/8" - 5 1/2"	

**TABLA 1.5 DATOS DE POZOS PERFORADOS A PARTIR DE 1995
(CONTINUACIÓN)**

POZO	PLATAFORMA	P. T. REAL		INTERV. PROD'R	Ultima TR	APAREJO PROD'N	Qo REAL (BPD)
		MD	MV				
1267	KUTZ TA	3450	3380	3245-3260	TR 9 5/8"		
3006D	AKAL KL	3320	3177	3140-3190	TR 9 5/8"	7 5/8"	
468	AKAL GP	2800	2800	2725-2775	TR 7 5/8"	7 5/8" - 7"	
3033D	AKAL TM	3490	3200				
469	AKAL GP	2775	2511	2515-2775	AD 8 1/2"		MLS
468 D	AKAL GP	2609	2463	2515-2609	AD 8 1/2"		MLS
446	AKAL GP	2616	2563	2443-2616	AD 8 1/2"		MLS
418 D	AKAL FO	5551	4101		AD 6 1/2"		
3068	AKAL TJ	4686	4686		TR 5 1/2"		
80	AKAL DB						
1014	AKAL KL	3373	3300				
1035D	AKAL TM						
3045D	AKAL BN						
1088	AKAL TJ	3324	2747	PENDIENTE	TR 5 1/2"	7 5/8"	

Diámetro de Agujero De la Tabla 1.5 se puede apreciar que aproximadamente la mitad de los pozos están terminados en agujero descubierto, mientras la otra mitad están terminados en agujero entubado. La Figura 1.6 muestra los diámetros de terminación mas comunes en este campo. El mayor porcentaje (35%) de los pozos son terminados en Agujero descubierto de 8 1/2" y con TR de 7 5/8" (29%)

Tipo de Lodo Para la etapa de la tubería superficial se emplea lodo bentonítico, para la tubería intermedia se utilizaba lodo lignosulfonato base agua, pero en los pozos recientes (de 1995 a la fecha) se cambio este lodo por emulsión inversa base aceite. Finalmente, para la última etapa se usa lodo bentonítico de baja

densidad y en ocasiones agua de mar, debido a las pérdidas severas de circulación.

Densidad del Lodo.- En la etapa superficial generalmente oscila entre 1.05 a 1.10 gr/cc. En la etapa para la TR intermedia varia considerablemente de un pozo a otro, desde 1.35 hasta 1.52 gr/cc, y en la etapa de explotación de 0.90 a 1.03 gr/cc.

Salinidad del lodo de emulsión inversa.- En lo que respecta a la salinidad del lodo, cuando se utiliza emulsión inversa, esta oscila entre 130,000 y 190,000 ppm, de cloruros. No se tiene conocimiento de que se haya realizado un análisis de la estabilidad de lutitas con el lodo de emulsión inversa y tiempo de exposición, para determinar el rango apropiado de salinidad para el control inhibitorio de las arcillas

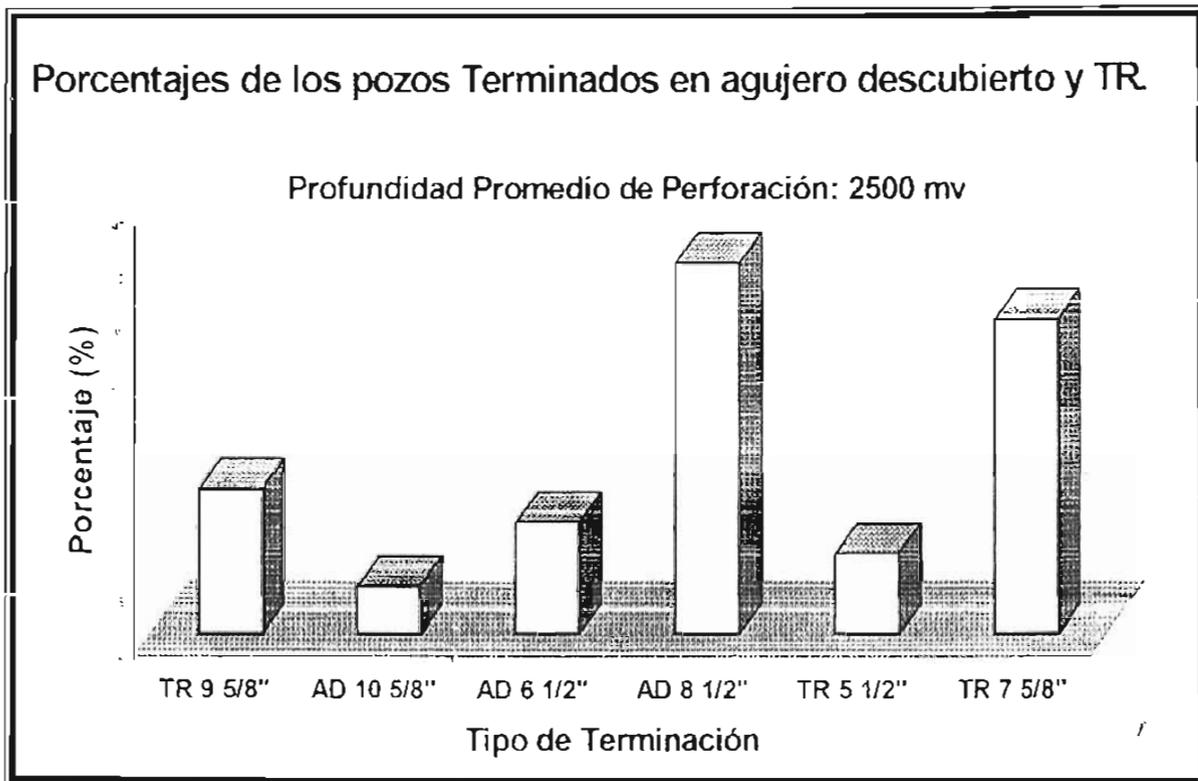


Figura I.6 Diámetros de Terminación más comunes en el Campo Cantarell

En la mayoría de los pozos, el objetivo principal es la formación Brecha Terciario Paleoceno Cretácico Superior y la formación Cretácico Inferior. La profundidad promedio de los pozos tanto de TR de 7 5/8" como los pozos terminados en agujero descubierto es 2500 mv . Sin embargo, la perforación de la Brecha es una tarea difícil. La baja presión de fondo obstaculiza severamente el mantenimiento de una circulación total, lo cual es crítico en el éxito de la perforación. La falta de circulación trae como resultado que los recortes de formación cortados se dejen en el fondo del pozo. Esto retarda el progreso de la perforación y puede incluso llevar hasta que se pegue la tubería. Estos incrementos del tiempo de exposición junto con las condiciones de pérdida parcial traen como consecuencia, en la mayoría de los casos un severo daño por invasión de las partículas sólidas en el lodo hacia la formación. Añadir una falla geológica a la ecuación anterior, en verdad incrementa la dificultad de perforación. Las fallas pueden causar pérdida súbita de la circulación, lo que puede conducir a que se pegue la tubería y con ello se puede llegar a perder el pozo.

Hasta donde se sabe, la Brecha no tiene similitud con ningún otro yacimiento en el mundo entero. La combinación de la dificultad de perforación costa fuera unida a las presiones de fondo anormalmente bajas, al espesor del yacimiento y a los requerimientos direccionales de éste campo, hacen que éste sea un medio único de perforación. Razón por la cual, se tienen condiciones especiales como son el perforar sin circulación con baches de agua de mar, o baches de lodo cual puede generar emulsiones estables en el yacimiento, muy difíciles de romper.

Las condiciones de cementación de la TR de explotación son otro factor importante de generación del daño a la formación. Al bajar la tubería de revestimiento ésta puede causar una presión diferencial adicional contra la zona productora comprimiendo el enjarre y aumentando la pérdida de fluidos. Las lechadas de cemento producen un alto filtrado y los sólidos del cemento pueden invadir la formación. Los fluidos lavadores y espaciadores, y los productos químicos contenidos en la propia lechada pueden ser fuentes potenciales del

daño. El filtrado con un PH elevado puede ser dañino para los cuellos arcillosos presentes en este campo en la entrada de la zona productora. Además al entrar en contacto con agua de la formación de alta concentración de calcio, puede provocar precipitación de sales. Por otra parte debido a las condiciones de baja presión de formación, los cementos comunes no garantizan una operación sin pérdida del mismo.

Cuando se llega a la etapa de terminación del pozo productor en este campo, se tiene en el mejor de los casos una zona productora con una gran invasión de fluidos de perforación provocado principalmente por las características mismas de la estructura.

La terminación de los pozos en Cantarell ha evolucionado desde el inicio de la explotación del Campo. Al principio los pozos eran fluyentes con tuberías de producción de diámetro de 4 ½ a 5", a medida que avanzaba la explotación la declinación de la presión propia del yacimiento, generó la necesidad de utilizar un sistema artificial de producción. El sistema de producción seleccionado para el campo Cantarell fue el sistema de bombeo neumático, Introduciendo en los inicios de su implantación aparejos de producción de los mismos diámetros con una serie de mandriles para permitir el flujo de gas de bombeo neumático del espacio anular al interior de la tubería de producción y así aligerar la columna para incrementar la productividad del pozo. Actualmente se ha cambiado tanto el número de mandriles de bombeo neumático como el diámetro de los aparejos de producción llegando a tener pozos con aparejos de producción de 9 5/8" con accesorios de bombeo neumático. Esta evolución ha obligado a efectuar cambios operativos durante la terminación de los pozos actuales como son los disparos de producción, los diámetros de las pistolas y su penetración, durante la inducción de los pozos previa a la estabilización de la producción, en los programas de tomas de información de tal forma que se acorten para evitar diferir un gran volumen de producción. Por otra parte debido a los grandes diámetros utilizados actualmente se han establecido procedimientos estrictos tendientes a evitar cualquier indicio de

contaminación ambiental obligando también a utilizar productos químicos biodegradables así como la disposición de los servicios de apoyo de embarcaciones recolectoras de los fluidos producidos durante todas las operaciones anteriores. La Figura 1.7 muestra esquemáticamente la evolución de los aparejos de producción:

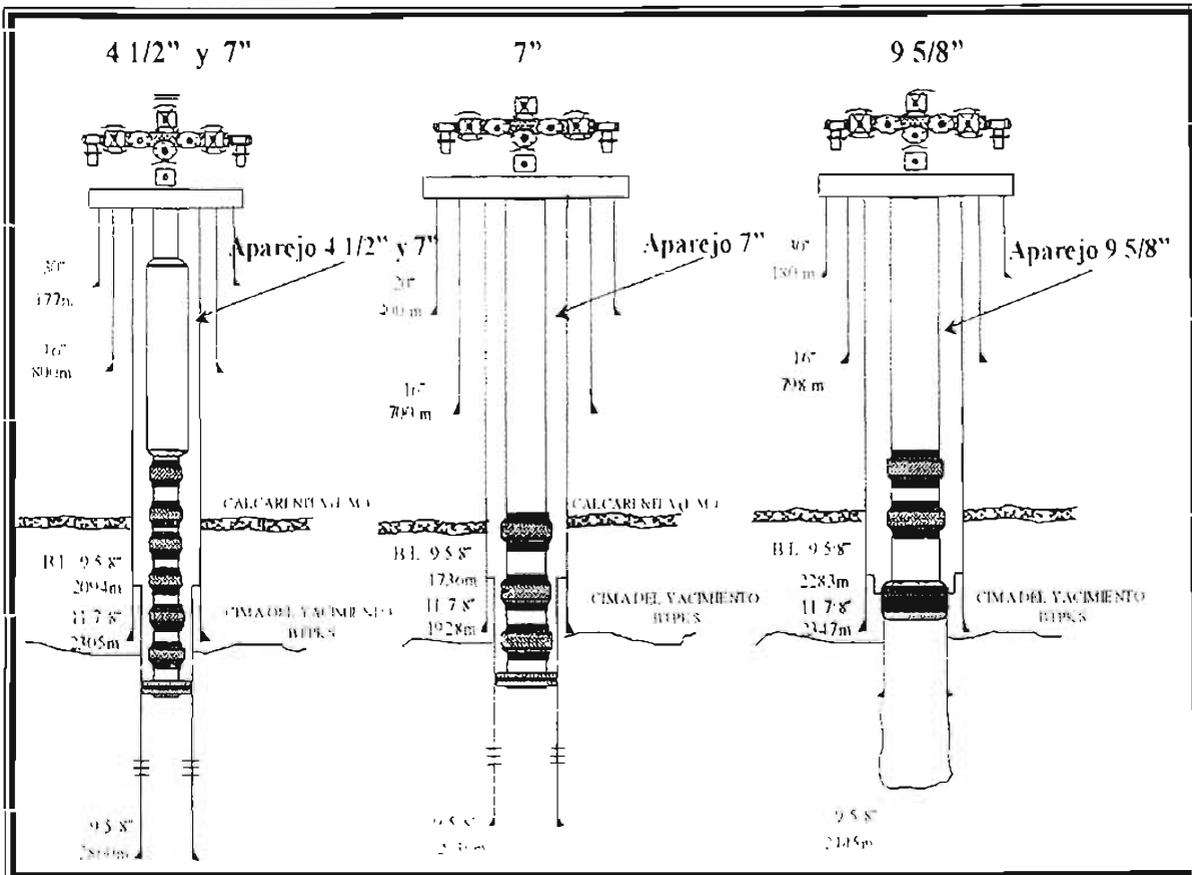


Figura 1.7 Evolución de los aparejos de producción en el Campo Cantarell

Este cambio en los aparejos de producción ha generado que se utilicen pistolas de diámetro relativamente pequeño, para disparar en TR's de diámetros grandes lo que reduce la penetración y efectividad de los disparos, debido al claro entre las pistolas y la TR y a la propia descentralización, lo anterior es debido principalmente a que la evolución técnica ha sido más rápida que la evolución contractual de los servicios de disparos. Esta diferencia de relación diametral es

un factor que hay que tomar en cuenta al momento de decidir la estimulación de un pozo.

Actualmente, la terminación en agujero entubado se lleva a cabo introduciendo el aparejo de producción con el pozo en seno de agua dulce y antes de disparar. Los disparos suelen realizarse en condiciones de sobrebalance aunque en algunas ocasiones se desplaza parte de la columna para lograr condiciones de bajo balance. Con todo; el daño generado por los disparos no ha logrado reducirse significativamente, sin embargo en la practica se ha observado que este daño puede llegar a superarse sin la necesidad de una estimulación solo con el flujo continuo del pozo durante la inducción introduciendo la TF lo mas cerca de los disparos posible, y dejando el pozo fluyendo por un tiempo antes de tomar información, así mismo el posible daño por convergencia no ha sido totalmente evaluado siendo este tema un área de oportunidad.

II.5 CONDICIONES DE LOS POZOS ANTES DE LA ESTIMULACIÓN.

De lo tratado en los párrafos anteriores, se han identificado 4 tipo principales de daño debidos a las condiciones propias del yacimiento⁽⁵⁾:

- ⇒ Por pérdidas del fluido de Perforación.
- ⇒ Por taponamiento del medio poroso debido a la adición de obturantes en el fluido de perforación.
- ⇒ Por generación de Emulsiones estables, por los fluidos utilizados.
- ⇒ Por pérdidas de cemento durante la cementación TR de explotación.

Se ha visto además que el daño generado por los disparos puede ser minimizado mediante el flujo propio de la formación siempre y cuando se lleve a cabo una limpieza efectiva y continua de los pozos durante la inducción de los mismos, generalmente durante la ultima parte del año en esta región se tiene un tiempo adverso para las operaciones de terminación que generan interrupciones

continuas, haciendo difícil la efectiva limpieza del pozo, por lo que es conveniente establecer un programa estricto de logística y de operación.

Cuando el pozo se pone a fluir por primera vez se toma un registro de presión de fondo que incluye un registro estático y un dinámico sencillamente corto lo cual permite una evaluación de la magnitud del daño de la formación productora. Esto es obligado para toda decisión de estimulación. Así también se hace necesario la realización de pruebas físicas en sitio para evaluar los fluidos producidos y evitar la generación de daño adicional por incompatibilidad de fluidos.

CAPÍTULO II

CONCEPTOS GENERALES

II.1 DEFINICIÓN DE ACIDIFICACIÓN MATRICIAL.⁽⁶⁾

La acidificación matricial es una técnica de estimulación que consiste en la inyección de soluciones ácidas a través de los poros de la formación, (ya sea porosidad intergranular, cavernosa o fracturas naturales), a una presión mayor que la del yacimiento, pero menor que la presión de fractura, estas soluciones reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños en la formación y parte de la propia roca.

Los pozos requieren comúnmente de estimulación al inicio de su explotación, donde el objetivo principal de esta técnica es remover el daño generado durante la terminación del pozo. Adicionalmente la acidificación matricial no solo se emplea remover el daño, sino también para estimular la productividad del pozo. Resulta obvio que la condición de daño debe ser removida antes de que el pozo produzca su potencial natural, esta remoción es el objetivo principal de las estimulaciones matriciales consistiendo en la inyección a gastos y presiones bajas de pequeños volúmenes de soluciones ácidas.

Durante el tratamiento debe buscarse que la inyección del fluido sea uniformemente radial, a fin de lograr el incremento en la permeabilidad. La reducción de la permeabilidad debida al daño en la vecindad del pozo, se restituye disolviendo el material que obstruye el flujo.

La solución ácida para el tratamiento debe ser elegida por su capacidad para disolver los minerales de la formación y/o los sólidos extraños de los fluidos de control que se hayan filtrado sin fracturar la formación.

El volumen total de fluidos a bombear durante la operación de estimulación normalmente consiste de: un volumen inicial para el acondicionamiento de la

formación, otro que comprende la solución ácida para el tratamiento, y finalmente el volumen de desplazamiento. La magnitud y composición de cada uno de estos tres volúmenes deben ser diseñados apropiadamente para cada caso.

Principales aplicaciones de la acidificación matricial.

La acidificación matricial se utiliza para remover daños que no sean muy profundos, del orden de algunas pulgadas, a partir de la pared del pozo, debido a que el ácido solo puede alcanzar con capacidad de reacción una distancia corta. Se utiliza tanto en formaciones carbonatadas de calizas y dolomías así como también en areniscas, siempre y cuando la permeabilidad de la formación dañada sea tal que ésta acepte un tratamiento matricial a un gasto determinado sin fracturar la formación. En la mayoría de los casos los gastos son bajos y paulatinamente van creciendo por la acción disolvente del ácido.

La inyección de ácido a través de fracturas de ocurrencia natural en algunas formaciones, es considerada como acidificación matricial, aunque algunos autores la consideran como inyección de ácido a través de fisuras naturales.

Por otro lado cuando el daño es muy profundo y/o la baja permeabilidad es propiedad original de la formación, se opta mejor por una operación de fracturamiento hidráulico o ácido, a fin de "puentear" la zona dañada y crear canales de flujo de alta conductividad.

II.2 CONCEPTOS GENERALES DE ACIDIFICACIÓN EN CARBONATOS^(6,7,8)

Cinética de las Reacciones.

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

El estudio de los mecanismos implicados en una reacción heterogénea comprenden:

- a) La estequiometría de las reacciones.
- b) El equilibrio de la reacción.
- c) La velocidad de reacción.

Estequiometría de las reacciones ácido-roca.

El término estequiometría, de un modo estricto se refiere a la determinación de las masas o los pesos en que se combinan los elementos; en sentido más amplio se aplica a las relaciones ponderales en las fórmulas y ecuaciones químicas. Esas relaciones son fáciles de determinar en las reacciones de carbonato de calcio o dolomita con ácido clorhídrico; sin embargo cuando los carbonatos son de ocurrencia natural, esto resulta un poco más complicado debido a la presencia de otros minerales que también reaccionan con el ácido clorhídrico.

Conociendo la estequiometría, la cantidad disuelta por un volumen de ácido puede calcularse fácilmente, proporcionando el poder de disolución del ácido. La estequiometría es determinada cuando el sólido y el líquido están bien definidos, como es el caso de las reacciones de caliza o dolomía y ácido clorhídrico. Para minerales más complejos como las mezclas de arcillas que forman varios productos en la reacción con ácido fluorhídrico, la estequiometría se basa en valores promedio.

Estequiometría de las reacciones ácido-carbonatos.

Las rocas carbonatadas son creadas por precipitación química y bioquímica en un ambiente acuoso, o por transporte de granos clásticos. Las rocas carbonatadas precipitadas químicamente, son calizas y dolomías; la margita pertenece también a esta categoría. Los carbonatos originalmente precipitados en una roca pueden ser calcita pura (CaCO_3) o dolomita ($\text{Ca Mg}(\text{CO}_3)_2$). Las calizas pueden presentar intercalaciones de dolomita, o bien el calcio puede ser reemplazado parcialmente

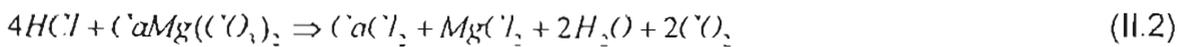
por magnesio; a la roca así formada se le denomina caliza dolomítica o magnésica. También se pueden encontrar rocas carbonatadas que contienen silicatos, pudiendo ser estas arcillas, cuarzos o feldespatos; de ahí los nombres de caliza lutítica, caliza arenosa, etc.

Los ácidos comúnmente empleados para tratar formaciones carbonatadas, son el ácido clorhídrico (HCl), el ácido fórmico (HCOOH) y el acético (CH₃COOH). Todos estos ácidos reaccionan con los carbonatos para formar bióxido de carbono (CO₂), agua y una sal de calcio o magnesio. Las reacciones están definidas por las ecuaciones siguientes.

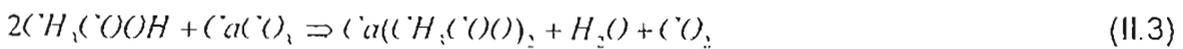
Ácido Clorhídrico mas Calcita:



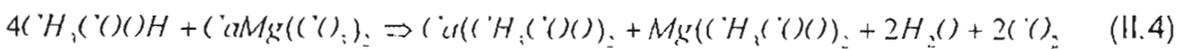
Ácido Clorhídrico mas dolomita:



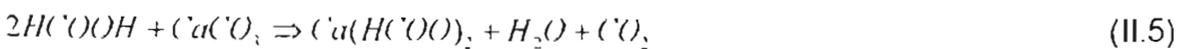
Ácido Fórmico mas Calcita:



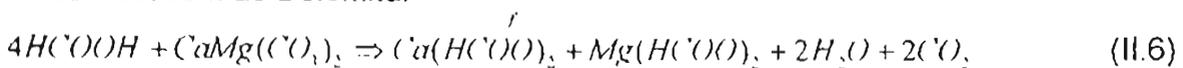
Ácido Fórmico mas dolomita:



Ácido Acético mas Calcita:



Ácido Acético mas Dolomita:



La producción de CO_2 durante la reacción es un hecho importante cuando se utilizan ácidos orgánicos. A condiciones de yacimiento, los ácidos orgánicos, por la presencia de CO_2 , no reaccionan por completo con las calizas o dolomías, debido a las limitaciones impuestas por el equilibrio químico. El equilibrio se alcanza antes de que el ácido se gaste completamente, cuando el CO_2 producido se mantiene en solución por la presión existente en el yacimiento; su ocurrencia depende de la concentración del ácido y la temperatura de la formación. Este fenómeno puede confundirse con un tiempo de gastado o de reacción prolongada de los ácidos orgánicos, cuando en realidad el ácido remanente no reaccionará con la roca, aunque se encuentre en contacto con ella por largo tiempo. De tal forma la fracción de ácido que alcanzará a reaccionar depende de la presión, la temperatura y la concentración inicial del ácido. Experimentalmente se obtuvieron gráficas que representan este comportamiento determinadas a una presión de 1000 psi, pero pueden ser utilizadas para cualquier presión mayor ya que en esas condiciones el CO_2 permanecerá también en solución.

Poder disolvente del ácido.

El poder disolvente del ácido sobre un material, se define como el volumen de ese material que puede ser disuelto por un volumen unitario de ácido. Es un concepto bastante útil ya que, siendo una evaluación directa del rendimiento de los diferentes sistemas ácidos susceptibles de ser usados en un tratamiento, permite una comparación entre los costos inherentes a cada uno de ellos.

El poder disolvente del ácido puede ser calculado fácilmente para casi cualquier reacción de interés. Para los fines de este trabajo basta con calcular el poder disolvente del ácido clorhídrico y los ácidos orgánicos sobre los carbonatos de calcita y dolomita.

Las Ecuaciones II.1. a II.6 están balanceadas. Los coeficientes de los reactivos en cada ecuación indican la porción molar en la que reaccionan; por ejemplo 2 HCl y 1 CaCO_3 en la ecuación II.1 indican que se requieren dos moles de HCl para

reaccionar completamente con una mol de CaCO_3 . A esos coeficientes se les llama coeficientes estequiométricos de la reacción. La importancia de los coeficientes estequiométricos radica en la facilidad para transformar la relación entre los moles en una relación entre las masas y, posteriormente entre volúmenes de reactivos; es decir, a partir de los coeficientes estequiométricos de la reacción es posible determinar el poder disolvente del ácido sobre un material dado.

El cálculo del poder disolvente del ácido en una reacción dada, los pasos a seguir son:

a) Se calcula el coeficiente β , que se define como la cantidad de masa de roca disuelta por cada unidad de masa de ácido al 100%. Dado que una relación de masas es numéricamente igual a la relación correspondiente de pesos, β puede calcularse con la Ecuación II.7:

$$\beta = \frac{\text{Peso molecular del mineral (roca)} \times \text{su coeficiente estequiométrico}}{\text{Peso molecular del ácido} \times \text{su coeficiente estequiométrico}} \quad (\text{II.7})$$

En la Tabla II.1 se indican los pesos moleculares correspondientes a las reacciones en carbonatos.

b) Se calcula β_c , que se define como la relación de masas para una concentración de ácido dada mediante la ecuación siguiente:

$$\beta_c = (\beta) \times (C_a) \quad (\text{II.8})$$

Donde:

C_a es la concentración del ácido (fracción)

c) El poder disolvente del ácido X_d , es la relación entre el volumen de mineral disuelto y el volumen de ácido gastado, es decir:

$$X_d = \frac{\text{Volumen del mineral disuelto}}{\text{Volumen del ácido gastado}} = \frac{\frac{\text{Masa del mineral}}{\rho_m}}{\frac{\text{Masa del ácido}}{\rho_a}} = \frac{\text{Masa de mineral}}{\text{Masa de ácido}} \left[\frac{\rho_a}{\rho_m} \right]$$

Y dado que $\beta_c = \text{masa del mineral}/\text{masa de ácido}$, se tiene que el poder disolvente del ácido puede ser calculado con la ecuación siguiente:

$$X_d = \beta_c \times \left[\frac{\rho_a}{\rho_m} \right] \quad (II.9)$$

Donde:

ρ_a : Densidad del ácido a una concentración dada

ρ_m : Densidad del mineral

En la Tabla II.2 se indican las densidades correspondientes a diferentes concentraciones del ácido.

TABLA II.1 PESO MOLECULAR DE LOS COMPONENTES DE LAS REACCIONES ÁCIDOCARBONATOS		
Componente	Fórmula Química	Peso Molecular
Acido Clorhídrico	HCl	36.47
Carbonato de Calcio (Calcio)	CaCO ₃	100.09
Carbonato de Calcio Y magnesio (Dolomía)	CaMg(CO ₃) ₂	184.30
Cloruro de Calcio	CaCl ₂	110.99
Cloruro de Magnesio	MgCl ₂	95.30
Bioxido de Carbono	CO ₂	44.01
Agua	H ₂ O	18.02
Acido Fórmico	HCOOH	46.03
Acido Acético	CH ₃ COOH	60.05

TABLA II.2 DENSIDAD CORRESPONDIENTE A DIFERENTES CONCENTRACIONES DE HCL.

Concentración de HCl (% en peso)	Densidad (g/cm ³)	Concentración de HCl (% en peso)	Densidad (g/cm ³)
1	1.0032	22	1.1083
2	1.0082	24	1.1187
4	1.0181	26	1.129
6	1.0279	28	1.1392
8	1.0376	30	1.1493
10	1.0474	32	1.1593
12	1.0574	34	1.1691
14	1.0675	36	1.1789
16	1.0776	38	1.1885
18	1.0878	40	1.198
20	1.098		

TABLA II.3 PODER DE DISOLUCIÓN DE ÁCIDOS PARA CARBONATOS A DIFERENTES CONCENTRACIONES

Roca	Ácido	Volumen de roca disuelta/volumen de ácido reaccionado=Xd				
		β_{100}	5%	10%	15%	30%
Caliza CaCO ₃ $\rho = 2.71 \text{ (g/cm}^3\text{)}$	Clorhídrico	1.37	0.026	0.053	0.082	0.175
	Fórmico	1.09	0.020	0.041	0.062	0.129
	Acético	0.83	0.016	0.031	0.047	0.096
Dolomia CaMg(CO ₃) ₂ $\rho = 2.87 \text{ (g/cm}^3\text{)}$	Clorhídrico	1.27	0.023	0.046	0.071	0.157
	Fórmico	1.00	0.018	0.036	0.054	0.112
	Acético	0.77	0.014	0.027	0.041	0.083

Como puede observarse de la Tabla II.3, en general para acidificación de calizas, el HCl es el ácido con mayor poder disolvente, seguido por el fórmico y finalmente por el acético. También de la tabla se observa que a mayor concentración del ácido, mayor poder disolvente.

Superficie Específica, (Se).

Se llama superficie específica (Se), al área de contacto que un volumen unitario de roca porosa ofrece al fluido que la satura.

Al efectuar una acidificación, el área de contacto del material con el ácido es un factor determinante de la velocidad de reacción, y por lo tanto, de la distancia hasta la cual alcanza a llegar el ácido con capacidad de reacción. Los valores del área de contacto son del orden de miles de metros cuadrados por metro cúbico de roca, situación que explica lo restringido de la penetración del ácido en tratamientos de acidificación matricial, dada el área a reaccionar, asimismo, evidencia el área presente para el fenómeno de la adsorción, cuando éste se manifiesta.

Para el cálculo de la superficie específica, se supone que el cuerpo poroso está formado por gránulos esféricos.

La secuencia de cálculo es como sigue:

a). Se determina el volumen total de los sólidos, V_s :

$$V_s = V_t (1 - \phi) \quad (II.10)$$

Donde:

V_t : Es el volumen del cuerpo poroso.

ϕ : Es la porosidad (fracción).

b). Mediante mallas graduadas se determina el radio de los granulos. En la tabla II.4 se proporcionan los radios correspondientes a algunos pares de mallas.

TABLA II.4 RADIO PROMEDIO DE SUSTENTANTE
PARA DIFERENTES PARES DE MALLA

Malla	Radio Promedio (mm)
20-40	0.315
10-20	0.710
8-12	1.015

Una vez evaluado el radio de los gránulos, se calcula el volumen de una esfera, V_e , cuyo radio es el evaluado mediante la malla:

$$V_e = \frac{4}{3} \pi r^3 \quad (\text{II.11})$$

c). Se calcula también el área de la esfera A_e , mediante:

$$A_e = 4\pi r^2 \quad (\text{II.12})$$

d). Se calcula el número de esferas existentes en el Volumen de sólidos N_e :

$$N_e = \frac{V_s}{V_e} \quad (\text{II.13})$$

e). Se calcula la superficie total de las esferas, S_T :

$$S_T = N_e \times A_e \quad (\text{II.14})$$

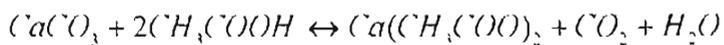
f). Finalmente, la superficie específica S_e , se calcula con:

$$S_e = \frac{S_T}{V_T} \quad (\text{II.15})$$

Equilibrio de la reacción.

El equilibrio de la reacción es de tipo termodinámico y se alcanza por lo general antes de que el ácido haya reaccionado totalmente. La reacción entre un ácido y un mineral genera la formación de otros productos hasta alcanzar un equilibrio. La reacción es reversible; es decir, los productos de reacción se combinan nuevamente para formar moléculas reactantes.

El equilibrio depende de las condiciones termodinámicas en que se realiza la reacción y por supuesto de los reactantes implicados. Esto se manifiesta especialmente en la reacción entre carbonatos y ácidos orgánicos. Por ejemplo en la reacción entre el carbonato de calcio y el ácido acético a condiciones de yacimiento se tiene:



El dióxido de carbono forma un ácido débil con el agua y detiene la completa disociación del ácido acético, el cual también es un ácido débil. En este caso, el ácido se gasta tan solo a un valor aproximado al 50% de su concentración inicial, valor que depende de las condiciones de presión y temperatura.

Velocidad de reacción.

En las estimulaciones, las reacciones entre ácidos y minerales contenidos en la formación, presentan cambios químicos a diferentes velocidades. Para controlar estas reacciones es necesario saber con que rapidez ocurre, así como los factores que determinan la velocidad. El estudio de las velocidades de reacción se llama

Cinética Química", y es de suma importancia debido a que establece el tiempo requerido para que el ácido vaya de una concentración inicial hasta una concentración final, considerando este tiempo conjuntamente con la geometría dentro de la cual ocurre la reacción y las condiciones de equilibrio de la misma, es posible estimar la penetración que el ácido tiene en la formación.

La velocidad de reacción, se define como la cantidad de moles de moléculas que reaccionan con respecto al tiempo, para determinarla es suficiente conocer como varía con el tiempo la cantidad de una de las sustancias participantes en la reacción.

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

a). La energía requerida para vencer la barrera de activación es muy baja y cada contacto de los iones hidrógeno y las moléculas de mineral resultan en una reacción. En este caso la velocidad total de reacción se dice que está limitada por la difusión molecular o transferencia de masa, es decir la velocidad total de reacción está controlada por la rapidez con la cual los iones hidrógeno se difunden o se transfieren a la superficie del sólido.

b). La energía necesaria para vencer la barrera de activación es muy elevada, en donde solo unos cuantos iones de hidrógeno reaccionan en contacto con el mineral por lo tanto la velocidad total de la reacción se dice que está limitada por su superficie, esto es, la velocidad total de la reacción depende básicamente de la rapidez con que se llevan a cabo los cambios químicos entre los iones hidrógeno y los minerales sólidos.

En la acidificación matricial de pozos, la velocidad de reacción está gobernada tanto por la rapidez con que el ión hidrógeno es transportado a la superficie sólida, como la rapidez con la que se realiza la reacción, esto se lleva a cabo cuando el ión hidrógeno alcanza las moléculas del mineral.

La rapidez con la cual el ión hidrógeno es transportado por la solución a la superficie sólida está determinado por los fenómenos de difusión y convección forzada; de tal manera que esta velocidad está gobernada por las condiciones hidrodinámicas en la cercanía de la superficie sólida. Por otra parte la rapidez de la reacción en la superficie, una vez que el ión hidrógeno la alcanza, está caracterizada por las sustancias químicas implicadas y depende de la composición química del sólido y del ácido, de la concentración del ácido en la superficie y de la temperatura.

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

$$V_s = KAC^n \quad (II.16)$$

Donde:

- V_s : Velocidad de reacción en la superficie (moles/seg).
- C : Concentración del reactante en la fase líquida (moles/lit).
- K : Constante de velocidad de reacción.
- A : Área del sólido (cm^2).
- n : Orden de la reacción (adimensional).

La Ecuación II.16, es válida cuando la concentración de fluido reactivo es uniforme; es decir, cuando la concentración de la interfase sólido-líquido es igual a la concentración de todo el volumen del líquido

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

$$V_{\lambda} = \frac{dC}{dt} = -KA C(t) \quad (\text{II.17})$$

Separando variables e integrando de una concentración inicial de ácido, C_0 , a una concentración final C , se tiene:

$$\int_{C_0}^C \frac{dC}{C} = -KA \int_0^t dt \quad (\text{II.18})$$

$$\ln \frac{C}{C_0} = -KAt \quad (\text{II.19})$$

$$C = C_0 \times e^{-Kat} \quad (\text{II.20})$$

La Figura II.1 muestra la representación de esta ecuación. Por lo general en toda reacción de primer orden el reactante del líquido tiende a consumirse totalmente en tiempos muy largos, dependiendo de las condiciones termodinámicas de equilibrio. En el caso del ácido clorhídrico y carbonatos, se acepta por lo general, para efectos prácticos, la concentración final del ácido es del orden del 1 al 3% de su concentración inicial.

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

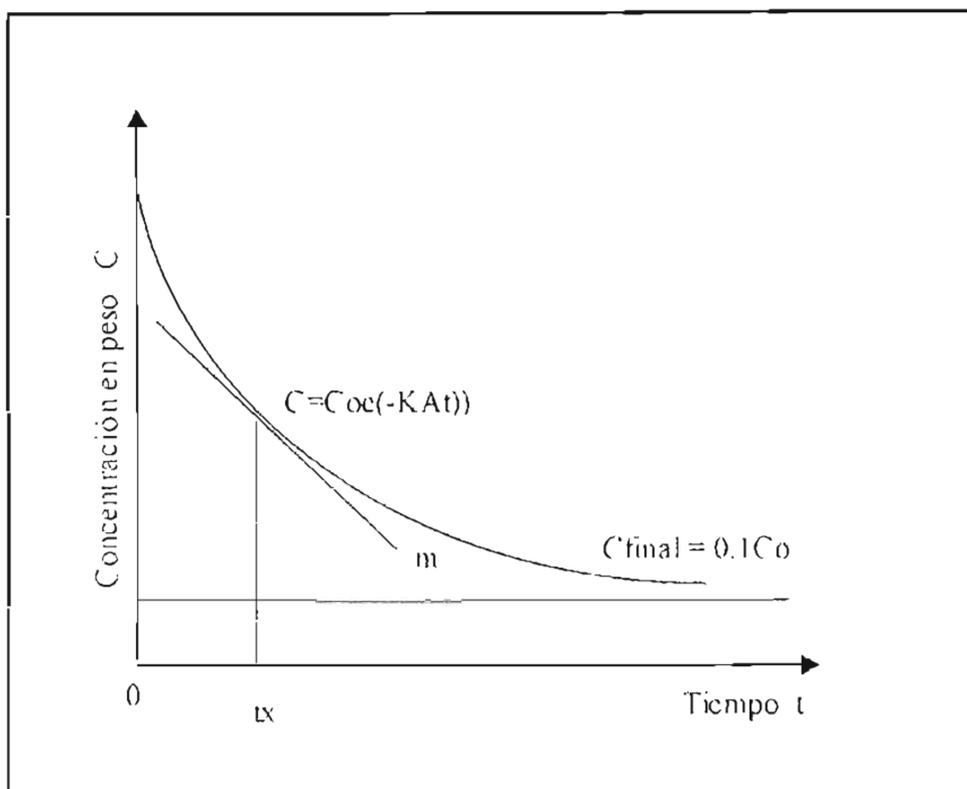


Figura II.1 Variación de concentración del ácido con el tiempo

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

$$V_d = \frac{0.001 D A C^*}{\delta} \quad (II.21)$$

Donde:

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

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

A : Área del sólido (cm 2).

δ : Espesor de la capa límite donde la concentración del reactante varía de C a C_0 en la interfase (cm)

C : Concentración del reactante en la fase líquida (moles/l t).

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

$$P = \frac{V_d}{V_s} = \frac{0.001D}{K\delta} \quad (II.22)$$

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

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

-Para calizas y HCl se presenta una cinética de reacción limitada por transferencia de masa.

-Para dolomías y HCl, la cinética está limitada por reacción en superficie a baja temperatura. A temperaturas altas la cinética en estos casos cambia a ser limitada por difusión.

-Con ácido fluorhídrico la cinética para las rocas silíceas es casi siempre limitada por reacción en superficie.

En la acidificación matricial, el ácido es inyectado al medio poroso a un gasto, con una velocidad media. El efecto principal del flujo es disminuir la capa límite y el parámetro cinético P se incrementa. Consecuentemente, en algunos casos los sistemas controlados por difusión pueden llegar a ser controlados por la reacción en la superficie. En cualquier caso los puntos anteriores son aceptados.

En los tratamientos ácidos a rocas calcáreas, la cinética por lo general está limitada por transferencia de masa, este fenómeno comprende tanto la difusión molecular por movimiento Browniano, como por convección forzada por el flujo de fluidos. En este caso se presentan grandes inestabilidades por lo que, a pesar de lo numerosos estudios experimentales, no se han obtenido resultados generales y consistentes aun a nivel cualitativo.

Dado el carácter inestable del fenómeno, se produce un crecimiento diferencial y más rápido de los poros más grandes, conduciendo a la generación de grandes y largos canales llamados "Agujeros de Gusano". La formación de estos agujeros de gusano tiene grandes ventajas en la acidificación matricial, pues permite sobrepasar el daño en la vecindad del pozo aunque cuando no sea removido totalmente, y así la zona tratada llega a ser considerablemente mayor que la acidificación en areniscas. Además los problemas de desconsolidación de la zona vecina al pozo son menos severos. Como caso contrario, en estimulaciones con fracturamiento ácido, el fenómeno tiene gran desventaja. Esto debido a que los agujeros de gusano son generados en la formación a partir de las caras de la fractura, como consecuencia la pérdida del fluido. En estas condiciones el ácido se gasta creando los agujeros de gusano, reduciendo la longitud de la fractura conductiva. Los fenómenos fortuitos de cinética de reacción en la estimulación reactiva, hacen que su estudio, aún cuando sea posible hacerlo teóricamente, se prefiera basarse en experimentación de laboratorio. En estos estudios, para medir la velocidad total de reacción entre un ácido y un mineral, se hace a través de la determinación de:

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

Factores que afectan a la velocidad de reacción.

Se han realizado estudios experimentales con el objetivo de evaluar los diferentes parámetros que afectan o influyen en la velocidad de reacción con las rocas. Entre los factores que se han identificado y que afectan a la velocidad de reacción están:

- ⇒ Relación Area-Volumen RAV.
- ⇒ Temperatura.
- ⇒ Tipo y concentración del ácido y productos de reacción.
- ⇒ Velocidad de flujo.
- ⇒ Composición de la roca.
- ⇒ Viscosidad.
- ⇒ Presión.

Relación área-volumen (RAV)

Este factor es el que más afecta a la velocidad de reacción entre los ácidos y la roca. La relación área-volumen es la existente entre la superficie expuesta al fluido saturante, y el volumen de fluido necesario para saturar los poros que presentan esa superficie, de tal manera que el contacto sea total. Es decir, entre mayor sea el área de superficie de la roca expuesta al ácido, este se gastara más rápidamente. Esta relación es inversamente proporcional a la porosidad, ya que una RAV alta indica una gran cantidad de poros, pero muy reducidos. En el caso de una fractura, el RAV será el cociente de la suma de las áreas de las caras de la fractura, entre el volumen de esta; su valor es inversamente proporcional a la amplitud de la fractura.

El RAV es también útil en la estimación del volumen de ácido a utilizar y de su efectividad, ya que indica directamente el área expuesta ante cada volumen unitario de ácido. Considérense los siguientes casos.

a). Se tiene un pozo terminado en agujero descubierto, y se piensa colocar el ácido en todo el intervalo de interés con un espesor h , la relación área mojada por el ácido a su volumen, RAV, esta dada por:

$$A = 2\pi r_w h$$

$$V = \pi r_w^2 h$$

$$RAV = \frac{A}{V} = \frac{2\pi r_w h}{\pi r_w^2 h} = 2/r_w$$

Donde r_w es el radio del pozo.

Si $r_w=6$ pulgadas= 0.1524 m., por lo tanto $RAV= 13.12 \text{ m}^2/\text{m}^3$

b). En segundo termino se tiene una fractura de longitud X_f , altura h y amplitud w . Si se tiene ácido en la fractura, la relación área volumen sera:

$$A = 2X_f h$$

$$V = X_f w h$$

$$RAV = \frac{A}{V} = \frac{2X_f h}{X_f w h} = \frac{2}{w}$$

Siendo w la amplitud de la fractura.

Si $w=0.1$ pg=0.00254 m., se tiene $RAV=787.40 \text{ m}^2/\text{m}^3$

Finalmente si se considera un canal poroso de diámetro d_p y longitud L , conteniendo ácido, la relación área-volumen será:

$$RAV = \frac{A}{V} = \frac{\pi d_p L}{\pi/4 d_p^2 L} = \frac{4}{d_p}$$

Si $d_p=0.001$ pg= 25.4×10^{-6} m., se tiene $RAV=157480 \text{ m}^2/\text{m}^3$

Como se observa los valores en cada caso de RAV, son considerablemente diferentes reflejándose estas diferencias en la sensibilidad de la formación al ataque del ácido. En la Figura II.2 se presentan datos experimentales para diferentes relaciones area volumen. Estos datos corresponden a la relación del HCl con una concentración inicial del 15% en una caliza. La primer curva corresponde al caso citado (el pozo), la segunda a la fractura y la tercera a la matriz. Como puede apreciarse de la figura, el tiempo en que se gastaría el ácido en la matriz es significativamente menor que el tiempo que se gastaría el ácido en otras relaciones area-volumen (fractura o pozo).

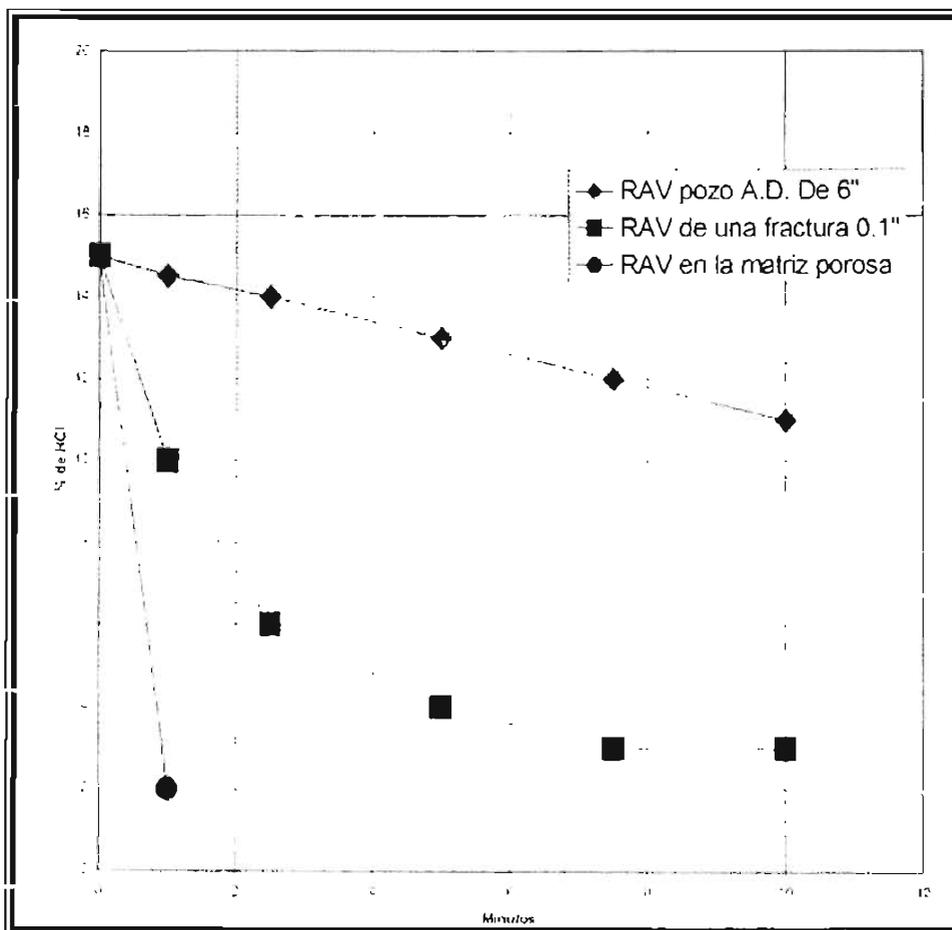


Figura II.2 Efecto de la relación Area-Volumen en la reacción HCl con Caliza a 1000 psi y 80 °F

Tiempo de Reacción.

El tiempo de reacción es el tiempo requerido por el ácido para reaccionar hasta quedar el 10% de su concentración inicial; tiene una relación inversa con la velocidad de la reacción, la cual está controlada por el gasto, relación area-volumen, temperatura de la formación, presión, concentración del ácido, tipo de ácido y propiedades físicas y químicas de la roca de la formación, entre otras variables. Realmente el tiempo de reacción es aquel donde la curva de concentración del ácido contra el tiempo, comienza a ser asintótica; es decir, donde la rapidez de cambio de la concentración con respecto al tiempo tiende a cero.

Efecto de la temperatura.

Cuando la temperatura se incrementa, el ácido reaccionara más rápidamente con la roca, esto se debe a dos efectos principales: a mayor temperatura los efectos de difusión son más acentuados y por lo tanto los iones de hidrógeno tienen mayor movilidad y alcanzarán la superficie del sólido más rápidamente. Asimismo, a mayor temperatura la viscosidad de la solución disminuirá facilitando por tanto el transporte de los iones de hidrógeno hacia la superficie del sólido.

A menudo se hace necesario incrementar el gasto de bombeo o inyectar un volumen delantero de enfriamiento, a fin de colocar el ácido lo más alejado posible del pozo antes de que se gaste. Este bache delantero de enfriamiento bien puede ser de nitrógeno que es inerte

Tipo y concentración de ácido y productos de reacción.

A medida que la concentración del ácido aumenta, el tiempo de reacción también aumenta debido a que un ácido altamente concentrado disuelve un volumen mayor de roca, generándose grandes volúmenes de cloruro de calcio y dióxido de carbono, los cuales retardan la reacción del ácido. Esto significa que a mayor concentración, mayor cantidad de iones H^+ podrán estar en contacto con la superficie.

La velocidad de reacción es directamente proporcional a la concentración del ácido, disminuyendo esta a medida que existe mayor cantidad de productos de reacción, ya que estos interaccionan con el transporte de los iones de hidrógeno y amortiguan la reacción. Por ejemplo, un HCl al 20% en una caliza tendrá una velocidad de reacción mayor que un HCl al 10%. Sin embargo, si se sigue la reacción del ácido al 20% a través de su ciclo de gastado, cuando éste ácido se haya gastado hasta un 10% de su concentración, la velocidad de reacción será menor que la del ácido que inici su ciclo de gastado con una concentración del 10%. Esto es debido a que el ácido al 20% cuando alcanza el 10% contiene productos de reacción disminuyendo su velocidad. Si se adiciona cloruro de calcio y bióxido de carbono a un ácido de cualquier concentración, el efecto será que se retardará su reacción.

Velocidad de flujo.

El efecto de incrementar la velocidad de flujo generalmente aumenta la velocidad de reacción disminuyendo el tiempo en que el ácido se gasta, esto se debe principalmente a que a mayores velocidades de flujo, se removerán mas rápidamente los productos de reacción de la superficie de la roca, incrementando el número de contactos entre los iones hidrógeno y la superficie. Sin embargo si la velocidad es suficientemente alta, para un mismo tiempo, una menor cantidad de iones de hidrógeno tendrá oportunidad de estar en contacto con la superficie de la roca y la velocidad de reacción disminuirá, logrando un mayor tiempo de gastado y por lo tanto mayor penetración del ácido vivo.

Composición de la roca.

La composición física y química de la roca de formación, es un factor que tiene gran influencia sobre el tiempo de reacción. Generalmente, la velocidad de reacción del ácido en calizas es más del doble que en dolomías; sin embargo, a altas temperaturas, las velocidades de reacción tienden a ser iguales. La mayoría de las formaciones contienen algunos materiales que son insolubles en

determinados ácidos. Además la distribución de estos materiales en contraste con los minerales solubles afectarán fuertemente la velocidad de reacción. Por ello, dos formaciones de la misma permeabilidad y mineralogía pueden responder en forma distinta a una acidificación.

Viscosidad.

La viscosidad afecta el transporte de los iones hidrógeno hacia la interfase líquido-roca y por lo tanto disminuye la velocidad de reacción. Este efecto se ve disminuido a mayor temperatura, por la disminución intrínseca de la viscosidad.

Presión.

Este factor tiene poca influencia sobre la velocidad de reacción, sobre todo a presiones de tratamiento. Generalmente, en reacciones de HCl y caliza, debajo de 750 psi la presión afecta al ácido debido a que parte del dióxido de carbono, producto de la reacción, es liberado de la solución de ácido gastado. A presiones por encima de 750 psi el dióxido de carbono no escapa de la solución de ácido gastado por lo que la presión tiene poco efecto sobre la velocidad de reacción en acidificaciones matriciales.

II.3 SELECCIÓN DE FLUIDOS EN LA ACIDIFICACIÓN MATRICIAL.⁽⁶⁾

La selección de fluidos de tratamiento es el paso previo más importante en el diseño de una estimulación matricial reactiva. El proceso de selección es complejo, ya que depende de muchos factores, como son:

- ⇒ El tipo de daño.
- ⇒ Características de la formación
- ⇒ Condiciones del pozo.
- ⇒ La rentabilidad de la estimulación.

Independientemente de lograr la selección de uno o varios fluidos apropiados, esta debe basarse en la experiencia del área y los análisis de evaluación de los resultados que se hayan obtenido, que necesariamente involucren tanto fluidos de la estimulación como las técnicas de aplicación.

Factores a considerar en la selección de los fluidos de estimulación.

Evaluación del daño.

El primer factor a considerar es el conocimiento del tipo, magnitud y evaluación del daño por remover.

Sensibilidad de la formación.

El éxito de una acidificación matricial, depende de una respuesta favorable de la formación al fluido de tratamiento. Esto implica que el fluido además de remover el daño, debe presentar compatibilidad con la roca de la formación y sus fluidos. La sensibilidad de la formación a un fluido, debe de considerar todos los efectos que pueden ocurrir cuando el fluido se pone en contacto con la roca. Por ejemplo, se puede presentar colapso por desconsolidación de la matriz, liberación de fierro, precipitados secundarios, entre otros. De esta manera una formación será sensitiva si la reacción entre los minerales de la roca y un fluido dado induce daño a la formación. La sensibilidad depende de la reactividad de los minerales que componen la formación con el ácido considerado. A su vez esta reactividad depende de la estructura de la roca y la distribución de los minerales en la misma.

Mineralogía de la formación.

Este es factor importante a considerar para los diferentes tipos de formaciones. Al tener en cuenta su composición mineralógica mediante estudios petrográficos, análisis por difracción de rayos X, observación al microscopio electrónico y análisis químicos, permiten el conocimiento de la composición y constitución de la roca. Por ejemplo una arenisca tiene una estructura formada por partículas de cuarzo, feldespato y otros minerales silícicos. Minerales precipitados secundarios en los

espacios porosos constituyen materiales cementantes y partículas no cementadas ligadas a la superficie de los minerales de la estructura. La solubilidad de los minerales a un ácido, depende fuertemente de la posición de los mismos en la estructura de la roca. Estos estudios son útiles para entender la respuesta de una roca a los fluidos de estimulación; los cuales permitirán definir si la solubilidad de HCl de una arenisca se debe a carbonatos cementantes o a óxidos, sulfuros o clorita.

Conocer si una caliza es 100% pura, parcial o totalmente dolomitizada, ya que los fluidos de tratamiento son específicos en cada caso. Concentraciones mayores al 20% no deben aplicarse en dolomitas debido a su potencial de precipitación secundaria (TachyHydrite). En el caso de que la formación calcárea contenga grandes cantidades de material silícico, la disolución de la roca resultará en la liberación de finos insolubles. Para esto será conveniente contemplar ácidos con agentes dispersantes y suspensores de finos y hasta ácidos gelificados.

Petrofísica.

Formaciones de alta permeabilidad pueden severamente dañarse por invasión de partículas sólidas o fluidos; en estos casos la profundidad del daño puede ser grande. Por el contrario en formaciones de baja permeabilidad, el daño probablemente se limite a la vecindad del pozo, sin embargo, y sobre todo en areniscas, la formación es mas sensitiva a los fluidos extraños, por lo que los pequeños poros serán severamente dañados por pequeñas cantidades de fluidos o materiales extraños. En general las formaciones de baja permeabilidad son mas sensibles a ser dañadas por precipitados, bloqueos por agua, bloqueos por emulsión, etc.

En rocas calcáreas principalmente, la presencia de fracturas o fisuras, permitirá el daño por partículas sólidas insolubles en HCl, por lo que el fluido de estimulación deberá contemplarse con aditivos suspensores de finos.

Temperatura y presión de la formación.

Estos factores deberán considerarse en la selección del fluido de estimulación; la temperatura afectará notablemente la eficiencia de los inhibidores de corrosión y la velocidad de reacción de los ácidos. A temperaturas mayores a 150 °C, generalmente se emplean ácidos orgánicos e inorgánicos. Asimismo los fluidos deberán diseñarse para disminuir la velocidad de reacción y así tener una mayor penetración del ácido vivo en la formación.

La presión del yacimiento influye en la remoción de los productos de reacción, por lo que debe exceder la presión capilar, para disminuir la presión capilar y facilitar la limpieza de la formación deben utilizarse surfactantes bajotensores, también se pueden utilizar fluidos energizados con nitrógeno para facilitar la limpieza.

Fluidos de la formación.

Los fluidos de la formación invariablemente deben considerarse en la selección de un fluido de tratamiento. En pozos de gas debe evitarse el uso de fluidos base aceite y siempre es preferible usar los fluidos base agua con alcoholes.

En general, en yacimientos de aceite, los hidrocarburos y el agua de la formación deberán ser compatibles con los fluidos de estimulación.

Selección de fluidos de estimulación en acidificación matricial.

En función de los factores citados anteriormente, se deberá formular el fluido de estimulación y la técnica de tratamiento.

Las siguientes Tablas (II.5, II.6 y II.7) son una guía general para seleccionar los fluidos básicos de estimulación.

TABLA II.5 GUÍA GENERAL PARA LA SELECCIÓN DEL FLUIDO PARA UNA ESTIMULACIÓN MATRICIAL

ESTIMULACION MATRICIAL		
TIPO DE DAÑO	NO REACTIVA	REACTIVA
Arcilla y finos	Solo en formaciones de temperatura >300°F. con agentes quelantes y surfactantes dispersores de finos.	Indicada
Bloqueo por agua	Fluidos acuosos con o sin alcoholes o solvente mutuos y surfactantes bajotensores.	Recomendable
Bloqueo por emulsión	Fluidos acuosos u oleosos, con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes desemulsificantes.	No recomendable
Mojabilidad por aceite	Fluidos acuosos con surfactantes combiadores de mojabilidad por agua. (Previamente pueden inyectarse solventes mutuos).	No recomendable
Películas interfaciales	Fluidos oleosos, con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes desemulsificantes	No recomendable
Incrustaciones de sales	No indicada	Indicada
Depósitos Orgánicos	Solventes aromáticos con surfactantes dispersantes y bajotensores y con o sin solventes mutuos.	No recomendable
Pérdida de lodo.	Fluidos acuosos u oleosos con surfactantes dispersantes de finos.	Puede ser recomendable

La selección del fluido base en una estimulación matricial reactiva debe tomar en cuenta la sensibilidad, mineralogía de la roca, así como la temperatura y la permeabilidad de la formación.

Una vez seleccionado el sistema base, deberá formularse un sistema con aditivos específicos para:

- ⇒ Evitar la corrosión del equipo.
- ⇒ Remover el daño a la formación.
- ⇒ Prevenir cualquier tipo de daño.
- ⇒ Adecuar el sistema a las condiciones del pozo y del intervalo a estimular.

La determinación del sistema de estimulación se fundamenta invariablemente en estudios de laboratorio, el cual requiere el núcleo de la formación por estimular, información del pozo y del yacimiento, estos resultados de los análisis de núcleos, pueden considerarse para otros pozos de la misma formación. Sin embargo, los análisis de fluidos deben realizarse para cada pozo a estimular, previamente al tratamiento.

TABLA II.6 GUÍA GENERAL PARA LA SELECCIÓN DEL FLUIDO BASE EN UNA ESTIMULACIÓN MATRICIAL REACTIVA.

TIPO DE DAÑO	FLUIDO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL RECOMENDABLE
Bloqueo por agua	Pozos de gas: agua o ácido con alcoholes y surfactantes
	Pozos de aceite: agua o ácido y surfactantes.
	si la temperatura > 250°F, ácido acético no acuoso y surfactantes
Bloqueo por emulsión	Fluidos acuosos u oleosos con o sin solventes mutuos y desmulsificantes
Incrustaciones de sales	Carbonato de calcio y temperatura > 250°F, ácido acético o fórmico y surfactantes.
	Carbonato de calcio y temperatura < 250°F, ácido clorhídrico y surfactantes.
	CaSO ₄ , EDTA
	BaSO ₄ , EDTA
	SrSO ₄ , EDTA
	FeCO ₃ , HCl con agentes secuestrantes, reductor de pH y surfactantes
	FeS, HCl con agentes secuestrantes, reductor de pH y surfactantes
	Fe ₂ O ₃ , HCl + EDTA
	NaCl, agua o HCl del 1 al 3% y surfactantes.
	Mg(OH) ₂ , HCl y surfactantes
Depósitos orgánicos	Solventes aromáticos con o sin solventes mutuos y surfactantes.
Mezclas de depósitos orgánicos e inorgánicos	Solventes dispersos en ácidos y surfactantes.
Migración de finos en rocas silíceas	Temperatura < 300 °F Acido fluobórico
	Temperatura > 300 °F, Solución no ácida con estabilizadores y floculantes.
Invasión de sólidos en rocas silíceas	Temperatura < 300 °F, solubilidad al HCl < 20%: HCl-HF con suspensores. En pozos de gas incluir alcoholes.
	Temperatura < 300°F, solubilidad en HCl > 20%: HCl con agentes de suspensión y estabilizadores.
	Temperatura > 300°F y K < 250 mD: solución no ácida con estabilizadores.
Invasión de sólidos en rocas calcáreas.	Temperatura > 300°F y K > 250 mD: solución no ácida con suspensores y dispersantes.
	Temperatura < 300°F, en general HCl del 15 al 28% con aditivos necesarios.
	En dolomía HCl < 20%
	En pozos de gas HCl con alcohol
	Con alto contenido de Fe, HCl con ácido orgánico Temperatura > 300 °F en general ácidos orgánicos con aditivos necesarios.

TABLA II.7 GUÍA GENERAL PARA LA SELECCION DE ADITIVOS EN UNA ACIDIFICACION MATRICIAL

TIPO DE PRODUCTO	DEFINICIÓN	FUNCIONALIDAD	COMPOSICIÓN
Solvente aromático	Es un solvente derivado de los hidrocarburos a base de Benzeno, su formula basica es C_nR_{2n-4} donde R puede ser Hidrogeno, Alquil, etc.	Este solvente puede servir como transportador de otros quimicos, es un solvente limpiador y removedor de parafinas y depósitos de asfaltos.	Ejemplos de estos solventes aromáticos son: Xileno, Tolueno y Aromático Pesado Nafta.
Dispersante de asfaltenos	Es un producto quimico que dispersa o separa los depósitos de asfalto, previene su depositación mediante el recubrimiento de las pequeñas partículas.	Este producto es aplicado por inyección continua a todos los problemas del aceite crudo preferentemente en los puntos donde existe el problema o en baches, en conjunto con los un solvente aromático y otros aditivos para disolver/dispersar un depósito orgánico.	Es un agente activo de superficie, por ejemplo: Acido Sulfónico Dodecilbenzeno disuelto en un solvente aromático.
Dispersante de parafinas	Es un producto quimico que dispersa o separa los depósitos de parafina y proviene su depositación mediante el recubrimiento de las partículas pequeñas.	Este producto es aplicado en inyección continua en los problemas del aceite crudo, preferentemente en el punto más bajo de donde existe el problema, o en baches, en conjuntos de una mezcla de hidrocarburos y solvente aromáticos, y otros aditivos para disolver/dispersar un depósito orgánico.	Un agente activo de superficie, por ejemplo una sal de Acido Sulfónico Dodecilbenzeno disuelta en un solvente aromático o una mezcla de agua/alcohol.
Solvente mutuo	Es un quimico que tiene una solubilidad parcial en agua y aceite. Trabaja sinérgicamente con el ácido para prevenir los problemas que comunmente ocurren cuando el ácido es usado para remover un daño inorgánico. No tiene poder de sulubilidad y son para crudos específicos.	Este producto es adicionado al ácido en una concentración del 5 al 10%. Concentraciones mayores pueden ocasionar emulsiones severas y lodos asfálticos. El producto remueve peliculas y depósitos de aceite que cubren los sólidos inorgánicos que dañan la formación, este producto optimiza la racción del ácido. También ayuda a bajar la tensión superficial de las emulsiones del ácido gastado y mejora la rápida recuperación de los fluidos gastados.	Existen dos tipos: Etilen Glicol Monobutil Eter (EGMBE) o modificaciones de este producto. Tiene un amplio uso industrial. Base Alcohol y/o surfactante en un fluido orgánico acarreador como Alcohol Isopropilico (IPA) o EGMBE.
Fosfonatos	Los fosfonatos son agente controladores multifuncionales del ión fierro que contiene uno o más grupos de CPO_3H_2	Este producto es usado en forma ácida o neutralizada, a un pH deseado con una base fuerte y aplicado en inyección continua a los sistemas de agua en dirección al fluido de la formación de las incrustaciones, este producto también puede ser aplicado mediante inyección forzada a la formación "squeeze"	1-Acido de Hidroxietilidieno-1,1 Difosfónico; Penta Dietilenetrimina (Acido Fosfónico de Metileno).
Surfactante	Los surfactantes son quimicos que pueden afectar favorable o desfavorablemente el flujo de los fluidos en la vecindad del pozo en el sistema poroso o en otras partes del sistema de flujo, a través de diferentes mecanismos. Los surfactantes están clasificados en Catiónicos, Aniónicos, No iónicos o Anfotéricos	Los surfactantes actuarán de diferentes maneras dependiendo del tipo de carga, peso molecular y concentración entre otros factores. Los surfactantes pueden actuar como emulsificantes, desemulsificantes, dispersantes, floculantes, agentes de mojabilidad, jabones y tienen muchos otros usos. Estos productos son para crudos específicos. La prueba de compatibilidad es indispensable La inexperiencia en la aplicación de estos productos puede acusar diversos problemas en el fondo del pozo	Nonil Fenol Etoxilatado; compuestos de amonio cuaternario; esterés de fosfato.

TABLA II.7 GUÍA GENERAL PARA LA SELECCIÓN DE ADITIVOS EN UNA ACIDIFICACIÓN MATRICIAL (CONTINUACIÓN).

TIPO DE PRODUCTO	DEFINICIÓN	FUNCIONALIDAD	COMPOSICIÓN
Inhibidores de Corrosión	Un inhibidor de corrosión es una sustancia que cuando se adiciona a un fluido en pequeñas cantidades decrece el ritmo de corrosión sobre el metal en un medio determinado.	Adicionado a los sistemas ácidos en pequeñas cantidades (0.2 - 2.0%) puede reducir la corrosión causada por un pH bajo. El tipo y concentración del inhibidor depende de la concentración del ácido, de la temperatura del fondo del pozo y de otros aditivos usados en el sistema ácido.	Son una mezcla de alcoholes acetilénicos y surfactantes.
Intensificador del inhibidor de corrosión	Es un aditivo específico adicionado al Acido Clorhídrico para mejorar el funcionamiento del inhibidor de corrosión cuando el sistema ácido es sobreexposto a muy alta temperatura.	Estos productos específicos adicionados a determinadas concentraciones en el sistema de ácido clorhídrico controlan la corrosión a temperaturas elevadas	Acido fórmico, Acido acético, Sales de Ioduro de potasio.
Agente anti lodo asfáltico	Es un surfactante que es adicionado a los sistemas ácidos para prevenir la formación de depósitos llamados "sludges".	Los surfactantes ayudan a mantener el material corrodido disperso en el seno del aceite crudo.	Son Acidos sulfónico de Dodecilbenzeno y sus sales.
Secuestrante de fierro	Es un químico que se adiciona al sistema ácido u otros sistemas donde la presencia de fierro pudiera ser un problema para controlar y prevenir la precipitación de fierro en la solución de tratamiento.	Los secuestrantes pueden ser agentes quelantes que se adhieren al fierro y previenen su precipitación, o agentes controladores del pH para mantener el fierro en forma soluble o agentes reductores que convierten el fierro en una forma soluble	Una solución salina de Acetato de Acido acético, EDTA, Eritorbato de Sodio.
Agente gelificante de ácido	Es un polimero o un surfactante que se adiciona al ácido clorhídrico para convertir la solución ácida de un líquido a un gel resultando posteriormente en una mayor penetración del ácido en la formación	El ácido gelificado reduce el contacto de iones Hidrógeno con el carbonato de la superficie de la roca por medio del mantenimiento de un flujo laminar, incrementando la amplitud de la fractura, desarrolla una película de gelatina en la cara de la fractura, la cual inhibe el contacto directo al ácido y forma un enjarre que evita la pérdida de filtrado	Este producto se compone de goma o Xanthan.
Dispersante	Es un producto que dispersa o remueve un depósito y previene su depositación mediante el recubrimiento de las pequeñas partículas, ayuda a solubilizar productos cuando se emplea en un sistema con un solvente aromático.	Este producto es adicionado a un sistema ácido para asegurar una buena dispersabilidad y homogeneización de la solución del tratamiento	Nonil Fenol Etoxilatado, Esteres de fosfato, compuesto de Amonio cuaternario.

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE UN POZO PREVIO A LA ESTIMULACIÓN.

III.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

Para llevar a cabo una estimulación se requiere de un estudio previo de las condiciones del pozo, los mecanismos de daño, el potencial de producción, el propio diseño de la estimulación y la compatibilidad de los fluidos de estimulación con los fluidos de la formación así como las condiciones del yacimiento y la formación que ha sido alterada. En el campo Cantarell se ha desarrollado una metodología de estudio de los pozos para recomendar una estimulación que integra el análisis de las condiciones pozo-yacimiento, así como las reacciones ácido-roca y ácido-fluidos de la formación.

La metodología de estudio pretende definir el tipo y valor de daño, el tipo de fluido base para la estimulación, formular un sistema de aditivos específicos para evitar la corrosión del equipo, remover el daño a la formación, prevenir cualquier tipo de daño y adecuar el sistema a las condiciones del pozo y del intervalo por estimular. Además, de generar, de ser necesario, un programa de estimulación que incluye la planeación y las actividades a realizar antes, durante y después de la acidificación; así como un estimado de la respuesta en incremento de productividad del pozo posterior al tratamiento de estimulación.

El estudio de cada pozo comprende:⁽⁵⁾

- a) Recopilación de información**
- b) Análisis nodal**
- c) Análisis de disparos**
- d) Análisis de los Registros Geofísicos y Análisis Petrográficos**
- e) Pruebas de Laboratorio**
- f) Simulación de la remoción del daño**
- g) Diseño del tratamiento de estimulación propuesto**

a) Recopilación de información.

La recopilación de información incluye una revisión cuidadosa de las operaciones previas a la situación actual del pozo. Esta revisión se basa fundamentalmente en las condiciones en las que se perforó el pozo en la zona productora o inyectora en su caso, teniendo relevancia trascendente el tipo y características del fluido de perforación, sus condiciones de pérdida de filtrado, tiempo de exposición y características del enjarre; las manifestaciones de los fluidos del yacimiento, las pérdidas del fluido de perforación en la zona de interés. Otro aspecto fundamental consiste en analizar la cementación de la tubería de revestimiento en la zona productora, incluyendo las características de la lechada de cemento, de los fluidos espaciadores y lavadores y de las condiciones finales de la cementación. De igual forma se requiere del examen detallado de las operaciones de terminación, con énfasis en los fluidos utilizados, las condiciones de los disparos y las pistolas utilizadas, tipo de disparos y los detalles trascendentes sobre operaciones subsecuentes de reparación, limpieza y estimulación.

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

Un análisis del comportamiento de producción, debe abarcar desde la terminación del pozo hasta sus condiciones actuales debiendo incluirse el análisis de las pruebas de formación y producción realizadas y el análisis de muestras de fluidos producidos. También se requiere de un análisis detallado del comportamiento de la producción y de la presión del pozo. De la misma forma es conveniente comparar el comportamiento de producción del pozo interés, con el mostrado por pozos de correlación cercanos y del mismo yacimiento.

El estado mecánico de los pozos, la profundidad del intervalo en explotación y las características del mismo, también deberán tomarse en cuenta, dado que el fluido

deberá ajustarse a las limitaciones de presión, geometría, componentes metalúrgicos del pozo y entrada de los fluidos de estimulación a la formación.

La recopilación de información incluye:

Historia de perforación

Historia de terminación.

Datos del pozo y de la formación.

Estado mecánico del pozo.

Historia de Producción

Comportamiento de la presión

b) Análisis Nodal.⁽⁹⁾

El análisis nodal permitirá optimizar el sistema para producir lo mas económicamente posible, determinar la contribución de cada componente del sistema y así evitar restricciones inconvenientes al flujo y permitir evaluar el efecto de los cambios de cualquier componente para incrementar los ritmos de producción. La energía de presión disponible en el yacimiento se pierde en cada etapa del sistema de producción, es decir:

$$\Delta P_T = \Delta P_R + \Delta P_W + \Delta P_f \quad (\text{III.1})$$

Donde:

ΔP_T : Caída de presión total en el sistema

ΔP_R : Caída de presión en el yacimiento e intervalo abierto a producción

ΔP_W : Caída de presión en el pozo

ΔP_f : Caída de presión en la superficie.

Existen softwares disponibles que permiten realizar un análisis nodal con sensibilidad al daño para evaluar la participación de cada componente en el fenómeno de flujo y definir si existen otras alternativas para incrementar la

productividad de un pozo. Definir si existe daño y el valor de éste es otro aspecto a destacar durante la evaluación de las condiciones de flujo de un pozo.

El efecto del daño en el pozo es una variable compleja, en general se considera como un fenómeno que causa distorsión en las líneas de flujo del pozo o simplemente como una restricción al flujo que debe ser vista a escala como una restricción en las gargantas de los poros y, puede resultar en un valor positivo del efecto del daño.

Con el fin de evaluar en forma teórica y cuantitativa los efectos de los daños susceptibles de removerse a través de la estimulación matricial (restricciones en los túneles de los disparos y el daño verdadero a la formación), considerando un pozo productor, la ecuación de Darcy en su forma más simple puede utilizarse para conocer la respuesta de un pozo:⁽¹⁰⁾

Para aceite:

$$Q_o = \frac{0.007082 K_o h (P_{ws} - P_{wf})}{\beta_o \mu_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (III.2)$$

Donde:

- Qo: Gasto de producción de aceite (BPD)
- Ko: Permeabilidad al aceite (mD)
- h: Espesor neto del yacimiento productor (pie)
- Pws: Presión estática del yacimiento (psi)
- Pwf: Presión de fondo fluyendo (psi)
- β_o : Factor de volumen del aceite (adim)
- μ_o : Viscosidad del aceite (cp)

re: Radio de drene del pozo (pie)
 rw: Radio del pozo (pie)

En esta ecuación, en el supuesto caso de que no exista ninguna alteración en la permeabilidad virgen y ninguna restricción de los fluidos para entrar al pozo a través del intervalo disparado, se tendría un comportamiento de la presión ideal. En condiciones reales, es común que exista una caída de presión adicional, ΔP_s , la cual se define en función del "Factor de Daño", S, Dada por:⁽¹¹⁾

$$\begin{aligned} \Delta P_s &= P_{wf_{ideal}} - P_{wf_{real}} \\ \Delta P_s &= \frac{Q_o \mu}{2\pi K h} S \end{aligned} \quad (III.3)$$

Sustituyendo la Ecuación III.3 en III.2 se tiene:

$$Q_o = \frac{2\pi K h (p_{ws} - P_{wf_{real}})}{\mu \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]} \quad (III.4)$$

Cada uno de los términos de esta ecuación afectarán la productividad del pozo y se pueden tomar ciertas acciones para cambiar favorablemente estos factores. Los parámetros que pueden modificarse en esta ecuación se restringen básicamente a la permeabilidad y el factor de daño. Un valor grande de S será por lo general consecuencia de un daño causado en la vecindad del pozo, debido principalmente a las operaciones de perforación, cementación, y terminación del mismo.

c) Análisis de disparos⁽¹²⁾

Cuando los pozos son terminados con tuberías de revestimiento cementadas, implica que éstas posteriormente sean perforadas (disparadas), para poner en contacto a la formación con el pozo y permitir así el ingreso de los fluidos del

yacimiento hacia el pozo. Para realizar la operación de disparos, se requiere la utilización de pistolas con cargas de explosivos que permitan realizar los agujeros a través de la tubería de revestimiento. Dichas pistolas, se bajan al pozo a la profundidad de interés y son detonadas emitiendo pequeños chorros (jets) penetrantes de metal fundido a alta velocidad que perforan la tubería, el cemento y una cierta distancia dentro de la formación, originándose así el flujo.

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

La geometría de los agujeros hechos por las cargas explosivas en la formación influyen en la relación de productividad del pozo. La geometría de un sistema de disparo está definida por los Factores Geométricos. Estos determinan la eficiencia del flujo en un pozo disparado y son:

- ⇒ La Penetración
- ⇒ Densidad de cargas por metro
- ⇒ Fase angular entre perforaciones
- ⇒ Diámetro de la perforación

Otros factores geométricos que pueden ser importantes en casos especiales son: Penetración parcial, desviación del pozo, echados de la formación y radio de drene.

Existen otros factores que no dependen del sistema de disparo y que pueden tener tanta o mayor influencia en la producción del pozo, estos factores son las condiciones previas al disparo. Entre estos factores se encuentran:

- ⇒ Daño en el Pozo antes del disparo
- ⇒ Fluido de terminación
- ⇒ Presión diferencial inicial

Mediante el análisis de las condiciones del pozo previas al disparo y la selección del sistema de disparo adecuado, se obtendrá la máxima producción del pozo.

Diversos autores han considerado a la zona próxima a las perforaciones generadas por los disparos como zona compactada por los propios impactos de los disparos, razón por la cual se debe considerar como un efecto adicional al daño. Asimismo se ha sugerido que el efecto de la zona destrozada puede ser cuantificada como un factor de daño, incluido en los cálculos del IPR, presentando para ello un modelo, en el cual contemplan esta reducción de permeabilidad en dicha parte definida por:

$$S_{dp} = \left(\frac{K}{K_{dp}} - \frac{K}{K_s} \right) \left(\frac{12h_p}{nL_p} \right) \ln \left(\frac{r_{dp}}{r_p} \right) \quad (III.5)$$

Donde:

- K: Es la permeabilidad de la formación (md).
- K_{dp}: Permeabilidad de la zona compactada (md).
- K_s: Permeabilidad de la zona invadida (md).
- r_{dp}: Radio de la zona compactada (pg).
- r_p: Radio de los disparos (pg).
- L_p: Longitud de los disparos (pg).
- h_p: Intervalo disparado (pie).
- n: Número total de disparos.

En la ecuación III.5 se observa que existen ciertos parámetros que son difíciles de determinar. Estudios experimentales han determinado que el radio de la zona compactada es de aproximadamente de 0.5 pg. Se ha determinado también de forma experimental, que un buen valor de permeabilidad en la zona compactada puede tomarse como un décimo de la permeabilidad en la zona alterada. Es decir:

$$K_{dp} = 0.1K_s \quad (III.6)$$

Por otra parte, la presencia del flujo de alta velocidad a través de los disparos, provoca un considerable incremento en el valor de daño total. McLeod Presentó una ecuación que permite obtener el valor del daño por flujo de alta velocidad a través de los disparos:

$$S_{dp} = 3.84 \times 10^{-15} \left(\frac{Kh\gamma_g}{\mu_s} \right) \left(\frac{\beta_{dp}}{n^2 L_p^2 r_p} \right) \quad (III.7)$$

Donde β_{dp} es el factor de turbulencia en la zona destrozada, la cual puede ser calculada por:

$$\beta_{dp} = 2.73 \times 10^{10} K_{dp}^{1.1445} \quad (III.8)$$

d) Análisis de los Registros Geofísicos y Análisis Petrográfico.

La sensibilidad de una formación a un fluido, debe considerar todos los efectos que puedan ocurrir cuando el fluido se pone en contacto con la roca. Por ejemplo se puede presentar colapso por desconsolidación de la matriz, liberación de hierro, precipitación de secundarios, etcétera. De esta manera una formación será sensitiva si la reacción entre minerales de la roca y un fluido dado induce daño en

la formación. La sensibilidad depende de la reactividad de los minerales que componen la formación con el ácido seleccionado. A su vez esta reactividad dependerá de la estructura de la roca y la distribución de los minerales de la misma. El análisis de los registros geofísicos y estudios petrográficos que incluyen análisis por difracción de rayos X, observación al microscopio petrográfico y observación al microscopio electrónico, así como análisis químicos, permiten el conocimiento de la composición y constitución de la roca.

En rocas calcáreas es importante conocer si se tiene una caliza pura, parcial o totalmente dolomitizada, ya que fluidos de tratamiento son específicos en cada caso. No se deben utilizar concentraciones mayores al 20% de HCl en dolomitas debido a su potencial de precipitación secundaria (Tachyhydrite). En el caso de que la formación calcárea contenga grandes cantidades de material silícico, la disolución de la roca resultará en la liberación de finos insolubles. Para esto será conveniente contemplar ácidos con agentes dispersantes y suspensores de finos y hasta ácidos gelificados. Si del análisis mineralógico se detecta anhidrita (sulfato de calcio), se sabe que el HCl la disolverá pero rápidamente se precipitará como yeso (sulfato de calcio hidratado), a causa de su baja solubilidad, en este caso deberán utilizarse agentes quelantes.

El tipo y distribución de la porosidad y la permeabilidad de la formación tienen una fuerte influencia en la extensión del daño y en la penetración del ácido. Formaciones de alta permeabilidad pueden dañarse severamente por invasión de partículas sólidas o fluidos; en estos casos la profundidad del daño puede ser grande. En rocas fracturadas, la presencia de éstas fracturas y fisuras, permitirá el daño por partículas sólidas insolubles en HCl, por lo que el fluido de estimulación deberá contemplarse con aditivos suspensores de finos.

e) Pruebas de Laboratorio.

Las principales ventajas de analizar en laboratorio el comportamiento de los fluidos de la formación con los fluidos de estimulación, son: evitar cualquier daño

potencial que pudiera presentarse, seleccionar el tipo y concentración de aditivos requeridos y asegurar la remoción de los fluidos de estimulación para dejar en condiciones óptimas la formación. Para realizar estos análisis se utilizan los procedimientos establecidos por el API.

Las pruebas de compatibilidad consisten en analizar el comportamiento de un sistema ácido (ácido más aditivos) con el aceite que produce la formación para observar el rompimiento de las fases (evitar que se generen emulsiones estables) y la depositación de elementos secundarios como asfaltenos y parafinas. Así como la generación del denominado lodo asfáltico (Sludge) y/o sedimentos.

El siguiente es un ejemplo de un reporte de una prueba de compatibilidad realizados para definir el comportamiento del aceite producido por el pozo Kutz 1269 en presencia de una mezcla de ácido clorhídrico-acético (Tabla III.1) cuya diferencia radicó en la adición y variación de los porcentajes de los aditivos.

Como se puede observar de los resultados de las pruebas de compatibilidad por emulsión en la Tabla III.1, todos los diseños rompieron al 100%, pasaron la prueba de filtrado por malla #100, sin dejar residuos de precipitación o formación de lodo asfáltico, sedimentos o aglomerados insolubles; el tiempo de rompimiento de las fases fue corto separándose al 100% el sistema reactivo del aceite crudo.

Por lo anterior, se recomendó que para el tratamiento de estimulación del pozo Kutz 1269, se utilizara el diseño uno ya que es el de menor número y porcentaje de aditivos; además de presentar buenos resultados de compatibilidad en las pruebas evaluadas.

TABLA III.1 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD POR EMULSIÓN.⁽¹³⁾

Diseños con Sistema HCl al 15%	1	2	3	4	5	6	7
Agente Antiemulsionante	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.00	1.00
Agente antiasfaltenos	0.00	1.00	0.50	1.00	2.00	1.00	2.00
Estabilizador de arcillas	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70
Ácido Orgánico	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Reductor de Hierro	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	1.00	1.00
Inhibidor de corrosión	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	2.00	2.00
Suspensor de finos	1.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Intensificador de Fe 5 ^a	0.048	0.048	0.048	0.048	0.048	0.00	0.00
Solvente mutuo	0.00	0.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Intensif. del Inhibidor de Corrosión	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.40	0.40
Iones Fe ³⁺	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Cloruro de hierro							
% de Rompimiento	100	100	100	100	100	100	100
Tiempo de rompimiento (min)	2	2	2	2	5	5	5
Fase ácida	Clara						
Sedimentos	0	0	0	0	0	0	0
Lodo Asfáltico	0	0	0	0	0	0	0

Lodo Asfáltico:	0=Cero	1=Trazas	2=Regular	3=Abundante
-----------------	--------	----------	-----------	-------------

f) Simulación de la remoción del Daño.

Cuando en un pozo, que ha sido sometido al estudio detallado de sus condiciones de flujo, se le determina la necesidad de una estimulación matricial, y se conoce el valor del daño presente en la formación, entonces se procede al diseño de los volúmenes de ácido necesario para remover totalmente el daño. Para simular esta remoción del daño se utiliza software especializado que analizado por gente con

experiencia proporciona un modelo cuantitativo de la evolución del daño conforme el ácido penetra en la formación.

- El software especializado⁽¹⁴⁾, es un simulador de estimulaciones matriciales, con el fin de definir los volúmenes necesarios de ácido para eliminar el daño en el pozo. Los resultados obtenidos son presentados en forma gráfica del volumen de ácido contra el daño presente en la formación como se muestra en la Figura III.1:

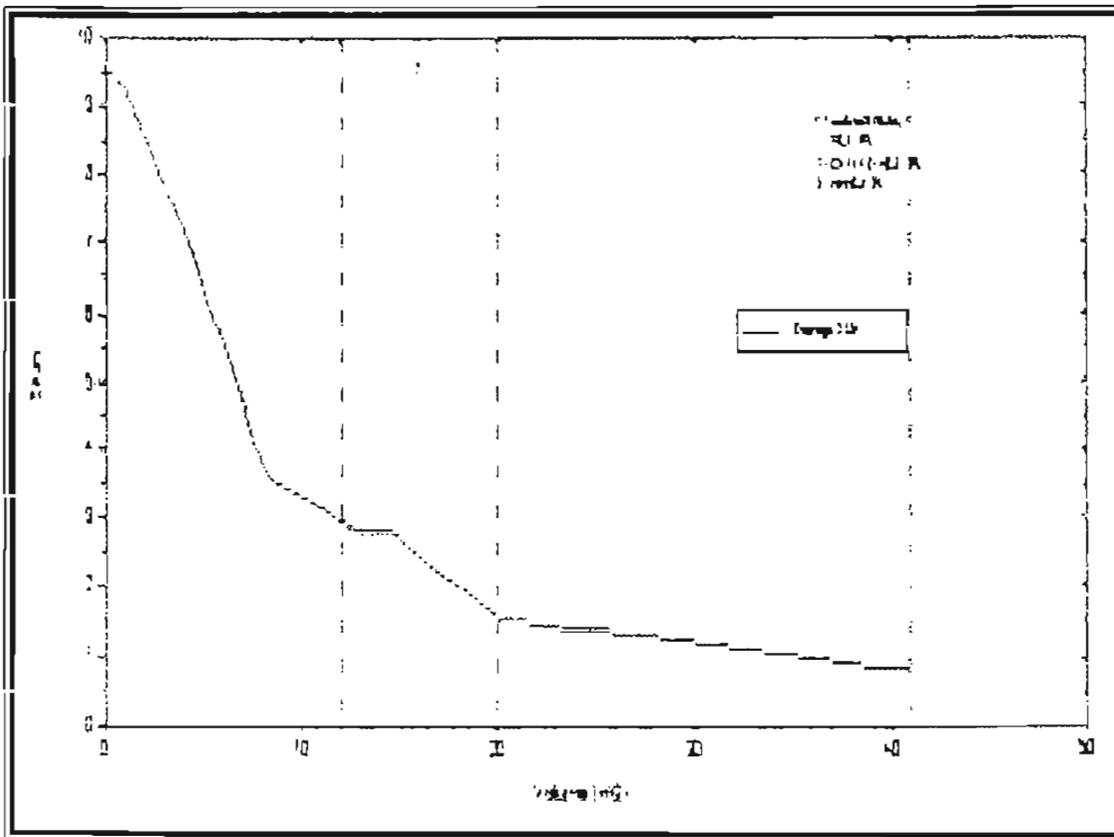


Figura III.1 Simulación de la remoción del daño.

En este caso, el daño, según la figura, se reduce de un valor de +10 hasta un valor de +3 durante la inyección de los primeros 10 metros de ácido, mientras que con los subsecuentes 30 metros, se reduce de un valor de +3 hasta un valor de +1. si comparamos los primeros 10 metros de inyección, donde se redujo en 7 el

valor del daño, contra los últimos 30 donde se redujo en 2, se puede decir que los primeros 10 metros de ácido tuvieron una efectividad de $7/10=0.7$ del daño por cada metro de ácido, mientras los treinta metros restantes tuvieron una efectividad del $2/30=0.06$. Sin embargo, el incremento en productividad que significa el llevar el daño de +3 hasta +1 puede justificar la inyección de los treinta metros adicionales. Se dice que el ácido ya no es efectivo cuando la recta tiende a la horizontal, donde ya no se justifica la inyección de más ácido.

g) Diseño del tratamiento de Estimulación Propuesto

El diseño de estimulación debe incluir:

El sistema ácido de estimulación.

Presión y gastos máximos de inyección.

Volumen de sistema a utilizarse

Programa de bombeo.

El sistema ácido de estimulación. Una vez que se ha determinado el daño mediante un análisis de las condiciones del pozo, se determina el sistema de estimulación mediante pruebas de laboratorio. El Sistema ácido básico se ha obtenido en función del análisis de los numerosos diseños aplicados al Campo. El resultado es una formulación básica de aditivos que se lleva a las pruebas de laboratorio donde se adicionan o sustraen aditivos en función de las necesidades de la estimulación y el aceite presente. La Tabla III.2 es el sistema ácido con el número y concentración de aditivos básicos que, según las estadísticas del campo, se han sugerido como un diseño inicial para probar en laboratorio.

Cabe indicar que una vez hechas las pruebas de compatibilidad, el sistema que se escoge es el que presente la mayor compatibilidad con el aceite y contenga el menor número de aditivos.

**TABLA III.2 CONCENTRACIONES DE ADITIVOS
BÁSICOS PARA EL CAMPO CANTARELL⁽⁵⁾**

SISTEMA REACTIVO HCl AL 15%		
ADITIVO	A (%)	B(%)
Surfactante	1.00	0.50
Estabilizador de arcillas	0.20	0.70
Controlador de Hierro	1.00	0.70
Inhibidor de corrosión	0.80	0.60
Surfact. Suspensor de finos	0.50	1.00

La presión de inyección máxima siempre es determinada en función del gradiente de fractura de la formación. Puede obtenerse mediante una prueba efectuada previo a la estimulación.

La Figura III.2 muestra el resumen del algoritmo de análisis de un pozo para llevar a cabo el diseño de una estimulación. En este algoritmo se incluye el monitoreo en tiempo real del tratamiento así como la supervisión de las pruebas de laboratorio que son parte integral en el aseguramiento de la calidad durante un tratamiento de estimulación.

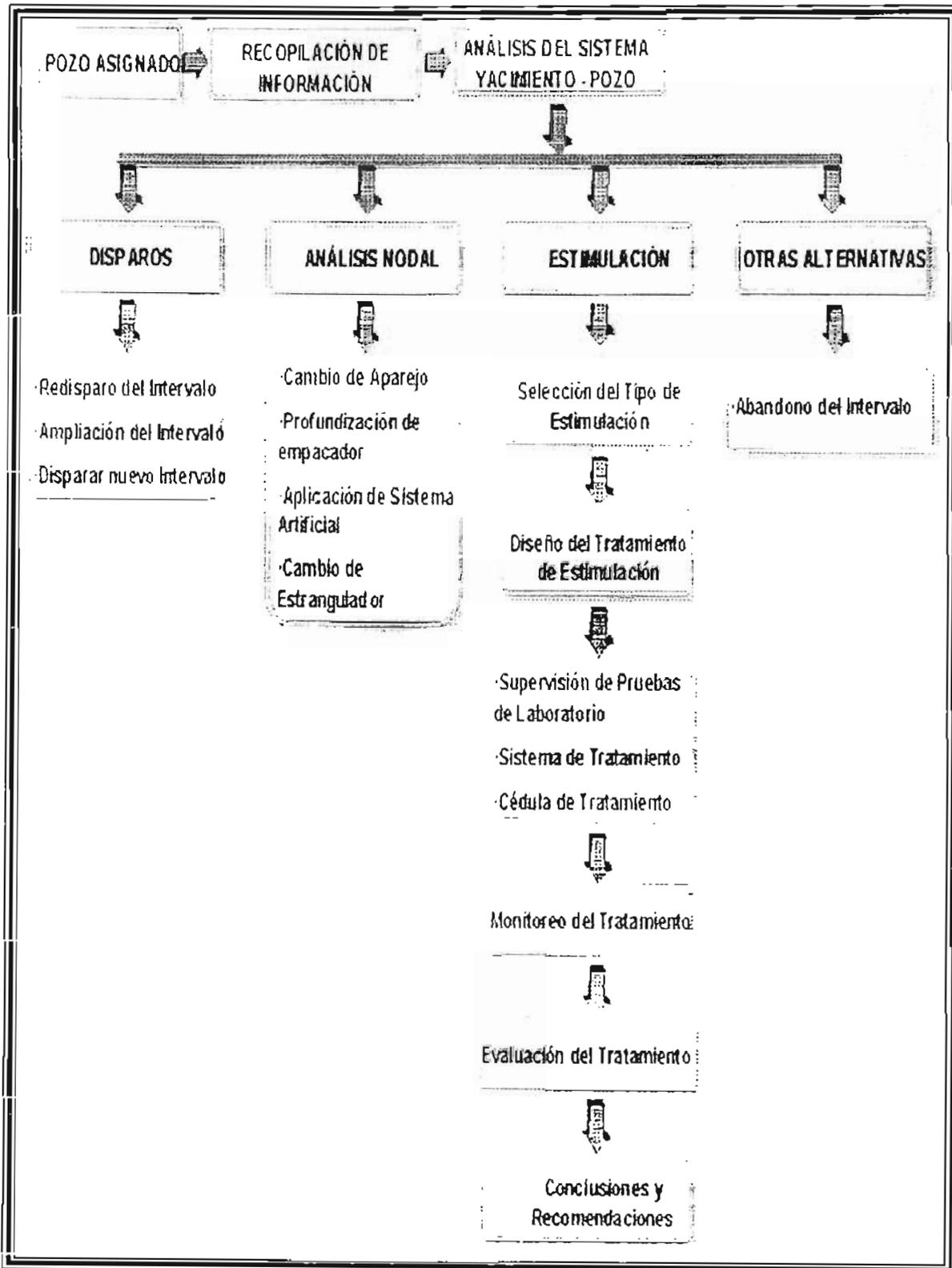


Figura III.2 Algoritmo de estudio para el análisis de un pozo previo a su estimulación.⁽⁵⁾

III.2 CRITERIOS PARA DEFINIR POZOS CANDIDATOS A ESTIMULACIÓN

La decisión de estimular un pozo puede parecer fácil pues no requiere más allá de saber que el pozo no produce lo que por diseño se espera de él para saber que es necesario aplicar un tratamiento para corregir las condiciones de flujo que restringen la producción. Sin embargo, es necesario conocer los mecanismos que provocaron el daño, el valor del daño y aún más hay que tener la certeza de que una acidificación matricial resolverá los problemas presentes en el pozo y nos proporcionará un incremento en la productividad del pozo.

Así pues, para definir que un pozo tiene probabilidades de necesitar una estimulación, ha sido llevado a cabo un estudio riguroso de las condiciones en las que se llevó a cabo la perforación, terminación y/o reparación así como la historia de producción debidamente comparada con la producción de pozos vecinos. Una vez que se ha definido que el pozo puede estar dañado, es necesario tomar información de las condiciones del yacimiento para definir si se estimula o no.

En el Campo Cantarell, ya sea que se trate de un pozo en terminación (siempre y cuando haya fluido) o de un pozo que esté siendo reparado por cualquier motivo, lo común es tomar información de un registro de presión de fondo fluyendo con un aforo simultáneo para conocer el valor del daño. Sin embargo, para conocer el valor del factor de daño "S", se requiere esperar a veces hasta más de 24 horas, lo cual puede obligar a que un pozo suspenda sus actividades en espera de la decisión de una estimulación.

Lo más común, es contar con el valor de la caída de presión y del aforo del pozo para decidir si un pozo requiere estimular o no. Claro está que anteriormente se ha realizado un estudio del pozo donde se han analizado cada uno de los pasos vistos en el desarrollo de algoritmo de análisis previo a la estimulación del pozo que ha sido llevado a cabo desde el inicio de la perforación del pozo, donde se han identificado posibles mecanismos de daño y se ha determinado, en su caso, si el pozo es candidato a estimular.

En estos casos, donde se cuenta con los datos de caída de presión y el aforo del pozo, se define si se estimula o no en función del índice de productividad. Lo más común es comparar el índice de productividad esperado con el calculado. Si el IP calculado es menor que el IP esperado, entonces se decide estimular, en caso contrario se opta por fluir el pozo y esperar un tiempo antes de repetir la toma de información.

Últimamente, debido a problemas con los aforos del pozo en superficie, se ha buscado un parámetro que permita definir una posible estimulación en función de los datos de presión de fondo. Para esto, se correlacionaron datos de pruebas de presión aplicadas a cerca de 50 pozos. Se calculó el Índice de productividad y se correlacionó con la caída de presión en el yacimiento ($P_{ws}-P_{wf}$) de tal manera que se obtuvo el resultado mostrado en la Figura III.3:

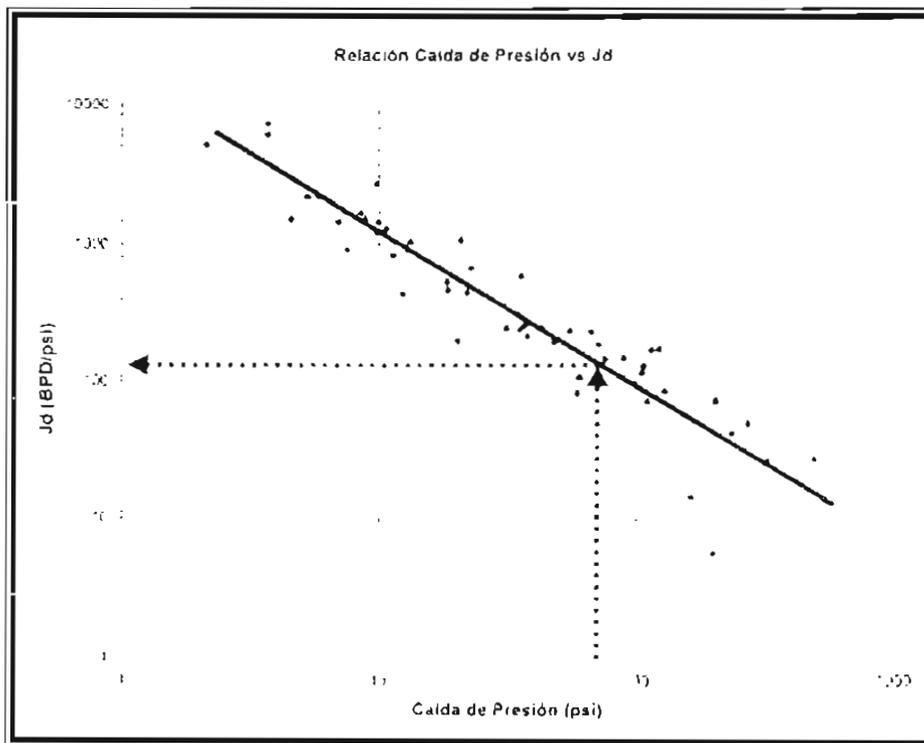


Figura III.3 Correlación del Índice de Productividad contra la Caída de Presión en el Campo Cantarell.

Como se puede observar, la tendencia de la correlación es claramente una línea recta cuando se grafica en formato doble logarítmico. Si hacemos caso de esta correlación, podemos decidir un límite inferior hasta donde se permita tener un índice de productividad aceptable. Si ponemos como límite inferior 150 BPD/psi, entonces acudimos a la correlación, donde la caída de presión que le corresponde son 70 lb/pg² (5 kg/cm²).

Es decir, que se puede decir que una vez hecho un estudio donde se definió un pozo como probablemente dañado, entonces, si después de una prueba de presión este resulta con una caída de presión ($P_{ws}-P_{wf}$) mayor a cinco Kg/cm², entonces el pozo lo más probable es que requiera de la aplicación de un tratamiento de estimulación.

III.3 ANÁLISIS DE LOS DISEÑOS DE ESTIMULACIÓN.

Análisis de las pruebas de Compatibilidad.

Al relacionar los resultados de las pruebas de compatibilidad entre los pozos del campo por formación, se ha observado la tendencia que el aceite del campo obedece al diseño común o tipo; el cual se ha utilizado para los tratamientos de estimulación que se le realizan a los pozos que lo requieren de éste. A continuación en la Tabla III.3 se muestran las pruebas de compatibilidad realizadas a los aceites de las diferentes plataformas del campo Cantarell⁽⁵⁾.

Tabla III.3 Resultados de pruebas de compatibilidad en el Campo Cantarell.												
FORMACION B. T. P. K. S.												
Aditivo	AKAL O			AKAL M			AKAL M			AKAL MR		
	Cantarell 227			Cantarell 1013			Cantarell 1023			Cantarell 1023 D		
	No. 1	No. 2	No. 3	No. 1	No. 2	No. 3	No. 1	No. 2	No. 3	No. 1	No. 2	No. 3
19-N	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
AS-9		1.00	2.00	0.50	1.00	1.00		1.00	1.00		1.00	2.00
CLA-STA XP	0.20	0.20	0.20	0.2	0.2	0.2	0.20	0.20	0.20	0.70	0.70	0.70
FE-1A												
FE-5A	1.00	1.00	1.00				1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
HAI-85M	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
HC-2	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
MUSOLA									5.00	5.00	5.00	5.00
HII 124 C***												
% Romp. 02 min	10	10	10	0	0	60	0	0	0	94	100	60
% Romp. 05 min	90	100	100	100	90	100	10	20	40	96	100	100
% Romp. 10 min	100	100	100	100	100	100	90	100	100	98	100	100
% Romp. 20 min	100	100	100	100	100	100	100	100	100	98	100	100
% Romp. 30 min	100	100	100	100	100	100	100	100	100	98	100	100
FASE ACIDA	B	B	A	B	B	C	A	A	A	A	A	A
SLUDGE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SEDIMENTOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Densidad (g/cc)	0.908			0.928			0.860			0.896		
Grados API	24.337			20.978						26.424		
% Asfaltenos				14.573								
% Parafinas				0.265								
% Aceite	98.5			99.95						99.9		
% Sólidos	1.5									0.1		
% Agua				0.05								

ESTA TESIS NO SALI DE LA BIBLIOTECA

Tabla III.3 Resultados de pruebas de compatibilidad en el Campo Cantarell.

FORMACIÓN B. T. P. K. S.												
Aditivo	AKAL L			AKAL M			AKAL R			AKAL S		
	Cantarell 1021			Cantarell 1007 A			Cantarell 2084			Cantarell 489 D		
	No. 1	No. 2	No. 3	No. 1	No. 2	No. 3	No. 1	No. 2	No. 3	No. 1	No. 2	No. 3
19-N	1.00	1.00		1.00	1.00		1.00	1.00		1.00	1.00	
AS-9		1.00			1.00			1.00			1.00	
CLA-STA XP	0.70	0.70		0.7	0.7		0.20	0.20		0.20	0.20	
FE-1A												
FE-5A	1.00	1.00		1.00	1.00		1.00	1.00		1.00	1.00	
HAI-85M	1.50	1.50		0.80	0.80		0.80	0.80		0.80	0.80	
HC-2	0.50	0.50		0.50	0.50		0.50	0.50		0.50	0.50	
MUSOL A	5.00	5.00			5.00							
HII 124 C***	4.00	4.00										
% Romp. 02 min	100	100		0	60		60	80		00	00	
% Romp. 05 min	100	100		0	100		100	100		80	100	
% Romp. 10 min	100	100		20	100		100	100		90	100	
% Romp. 20 min	100	100		20	100		100	100		90	100	
% Romp. 30 min	100	100		20	100		100	100		90	100	
FASE ÁCIDA	B	A		C	B		B	A		B	A	
SLUDGE	0	0		0	0		0	0		0	0	
SEDIMENTOS	0	0		0	0					0	0	
Densidad (g/cc)	0.928			0.923						0.906		
Grados API	20.978			21.804						24.681		
% Asfaltenos												
% Parafinas												
% Aceite	96.0			100			22.5			98.0		
% Sólidos	3.0 (Interfase)						2			2.0		
% Agua	1.0						75.5					

Tabla III.3 Resultados de pruebas de compatibilidad en el Campo
Cantarell.

Aditivo	P.S.			KS						KM					
	AKAL I			AKAL M			AKAL I			AKAL P			AKAL O		
	Cantarell 9			Cantarell 1003			Cantarell 17			Cantarell 247			Cantarell 38		
	No. 1	No. 2	No. 3	No. 1	No. 2	No. 3	No. 1	No. 2	No. 3	No. 1	No. 2	No. 3	No. 1	No. 2	No. 3
19-N	1.00	1.00		0.50	0.50	0.50	1.00			1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
AS-9		1.00			1.00		1.00				1.00	2.00		1.00	1.00
CLA-STA XP	0.70	0.70	0.70	0.20	0.20	0.20	0.70			0.70	0.70	0.70	0.20	0.20	0.20
FE-1A							10.0								
FE-5A	1.00	1.00					1.00			1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
HAI-85M	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80			0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
HC-2	0.50	0.50		0.50	0.50	0.50	0.50			0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
MUSOLA	5.00	5.00					5.00								5.00
HII 124 C***															
SGA-HT						1.00									
% Romp. 02 min	90	90	56	20	90	0	85			0	0	0	0	0	0
% Romp. 05 min	100	100	68	40	100	10	100			16	16	100	20	80	80
% Romp. 10 min	100	100	90	80	100	20	100			40	20	100	80	100	100
% Romp. 20 min	100	100	100	90	100	60	100			100	100	100	100	100	100
% Romp. 30 min	100	100	1000	100	100	90	100			100	100	100	100	100	100
FASE ÁCIDA	B	B	A	B	B	B	A			A	A	A	C	C	C
SLUGE	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0
SEDIMENTOS	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0		
Densidad (g/cc)	0.930			0.922			0.924			0.916					
Grados API	20.651			21.976			21.54			22.976					
% Asfaltenos				11.58						14.188					
% Parafinas				0.59						0.262					
% Aceite	99.95			99.75						99.93					
% Sólidos	0.05			0.10						0.02					
% Agua				0.15						0.05					

Tabla III.3 Resultados de pruebas de compatibilidad en el Campo Cantarell.

Aditivo	KM						JSK						
	AKAL M			AKAL O			AKAL L			AKAL L			
	Cantarell 1001			Cantarell 427			Cantarell 1084 D			Cantarell 1044			
	No. 1	No. 2		No. 1	No. 2	No. 3	No. 1	No. 2	No. 3	No. 1	No. 2	No. 3	No. 4
19-N	1.00	1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
AS-9		2.00				2.00		1.00	2.00		1.00	2.00	
CLA-STA XP	0.70	0.70		0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.20	0.20	0.20	0.20
FE-1A													
FE-5A	1.00	1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
HAI-85M	0.80	0.80		1.50	1.50	1.50	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
HC-2	0.50	0.50		0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
MUSOL A	5.00	5.00			5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	
HII 124 C***													
% Romp. 02 min	0	0		0	90	90	100	100	100	0	0	0	0
% Romp. 05 min	100	100		80	92	92	100	100	100	80	80	80	80
% Romp. 10 min	100	100		90	92	92	100	100	100	100	100	100	80
% Romp. 20 min	100	100		92	94	94	100	100	100	100	100	100	100
% Romp. 30 min	100	100		100	96	96	100	100	100	100	100	100	100
FASE ÁCIDA	B	A		B	B	B	B	B	A	B	B	B	B
SLUGE	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SEDIMENTOS	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Densidad (g/cc)	0.926			0.916			0.916			0.926			
Grados API	21.308			22.976			22.976			21.308			
% Asfaltenos										14.69			
% Parafinas										0.40			
% Aceite	98.80			99.9			99.9			100			
% Sólidos	0.20			0.1			0.1						
% Agua	1.00												

Tabla III.3 Resultados de pruebas de compatibilidad en el Campo Cantarell.

FORMACIÓN CRETÁCICO INFERIOR																		
Aditivo	AKAL L			AKAL O		AKAL N			AKAL GR			AKAL GR			AKAL GR			
	Cantarell 3023			Cantarell 436		Cantarell 1063			Cantarell 22 H			Cantarell 4064			Cantarell 2H			
	No. 1	No. 2	No. 3	No. 1	No. 2	No. 1	No. 2	No. 3	No. 1	No. 2	No. 3	No. 1	No. 2	No. 3	No. 1	No. 2	No. 3	
19-N	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	
AS-9		1.00	2.00		1.00		1.00	2.00		1.00	2.00		1.00	2.00		2.00	3.00	
CLA-STA XP	0.70	0.70	0.70	0.2	0.2	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.70	0.70	0.70	
FE-1A																		
FE-5A	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	
HAI-85M	0.80	0.80	0.80	0.70	0.70	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	1.50	1.50	1.50	
HC-2	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	
MUSOL A	5.00	5.00	5.00															
HII 124 C***																4.0	4.0	4.0
% Romp. 02 min	96	96	60	10	10	0	0	0	90	95	92	0	0	0	80	100	100	
% Romp. 05 min	96	100	100	30	80	0	0	0	100	100	100	0	0	0	100	100	100	
% Romp. 10 min	96	100	100	80	100	40	100	100	100	100	100	85	100	100	100	100	100	
% Romp. 20 min	96	100	100	100	100	80	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
% Romp. 30 min	96	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
FASE ÁCIDA	A	A	A	B	B	B	B	A	B	B	A	C	A	A	B	B	B	
SLUDGE	0	0	0	0	0	0	0	0										
SEDIMENTOS	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0				
Densidad (g/cc)	0.926			0.922		0.918			0.904			0.836			0.950			
Grados API	21.308			21.971		22.639												
% Asfaltenos						14.55												
% Parafinas						0.66												
% Aceite						99.10												
% Sólidos																		
% Agua	100			100		0.90												

FASE ÁCIDA

A = Definida

B = Oscura

C = Difusa

LODO ASFÁLTICO

0 = Cero

1 = Trazas

2 = Regular

3 = abundante

SEDIMENTOS

0 = Cero

* = Baja Deposition

** = Alta Deposition

UNIDADES

*** lb/mgal

Como se puede observar en los diseños evaluados, entre los diferentes aceites de los pozos cuyos intervalos producen en diferentes formaciones y el sistema reactivo HCl al 15%, existe un diseño que obedece para todos ellos; el cual se presenta en la Tabla III.2

**TABLA III.2 CONCENTRACIONES DE ADITIVOS BÁSICOS
PARA EL CAMPO CANTARELL⁽⁶⁾**

SISTEMA REACTIVO HCl AL 15%		
FUNCIÓN	A (%)	B (%)
Surfactante	1.00	0.50
Estabilizador de arcillas	0.20	0.70
Controlador de Hierro	1.00	0.70
Inhibidor de corrosión	0.80	0.60
Surfact. Suspensor de finos	0.50	1.00

- A Este es el diseño tipo que se ha aplicado a los pozos estimulados
B Este es el diseño ajustado a la literatura correspondiente a los aditivos.

Los aceites evaluados corresponden a las formaciones de: Paleoceno superior, Brecha Terciaria del Paleoceno en el Cretácico Superior, Cretácico Superior, Cretácico Medio, Cretácico Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano; en el caso del Cretácico inferior de la plataforma Akal GR, se presentaron problemas de sedimentos y precipitación y/o formación de lodo asfáltico o "Sludge", por lo cual fue necesario realizar ajustes en los diseños para seleccionar uno que no presentara estos problemas.

Para solucionar este problema se evaluó el diseño tipo, adicionando un Agente antiasfaltenos, con 1.0, 2.0 y 3.0% y el aceite de los pozos Cantarell 22 H y 4064;

de los cuales el aceite del pozo Cantarell 22 H pasó con el 2.0% del aditivo mencionado, y el aceite del pozo Cantarell 4064 pasó con un 1.0% del mismo.

Análisis de los Pozos.

Para poder definir el volumen óptimo de ácido para pozos del campo Cantarell es necesario analizar los resultados obtenidos con los pozos estimulados tomando en cuenta que todos los pozos tienen una diferencia en su mineralogía y porosidad fue necesario clasificar cada pozo por su porosidad ya que es esta la variable que tiene mayor relevancia para el cálculo del volumen del ácido. Las relaciones de volumen de ácido/longitud de formación se encuentran dentro del rango mencionado en la Tabla No. III.4

**Tabla III.4 VOLUMEN DE ÁCIDO CLORHÍDRICO
PARA ACIDIFICACIONES EN EL CAMPO
CANTARELL⁽⁵⁾**

Permeabilidad (mD)	Rango			
	m ³ /m		Gal/ft	
	Min	Max	Min	Max
25 a 100	0.434	0.929	35	75
100 en adelante	0.620	1.240	50	100

El volumen del ácido varía con el contenido de carbonatos y arcilla que contenga la formación, la profundidad del daño y la sensibilidad de la formación al ácido.

La Tabla II.6 muestra información de tratamientos de estimulación realizados en Cantarell, ordenando el volumen de ácido del tratamiento de forma que al dividirlo por la longitud del intervalo tratado, nos proporciona el valor de ácido por metro de formación.

TABLA II.6 DATOS DE POZOS ESTIMULADOS EN EL CAMPO CANTARELL AGRUPADOS POR POROSIDAD								
Pozo	Plataforma	Intervalo	Longitud (m)	Dolomia (%)	Caliza (%)	Arcilla (%)	Vol. HCl (m3)	Vol. HCl m3HCl/m
POROSIDAD 11%								
436	Akal O	2525-2550 md	25	85	10	5	25	1
38	Akal O	2355-2385 md	30	80	15	5	20	0.6666
POROSIDAD 10%								
1021	Akal L	2545-2585 md	40	87	8	5	30	0.75
POROSIDAD 9%								
1027	Akal M	2970-3015 md	45	35	50	15	36	0.8
POROSIDAD 8%								
1045D	Akal N	2775-2825 md	50	85	10	5	30	0.6
3063	Akal N	2575-2605 md	30	19	35	46	20 m3	0.6666
POROSIDAD 6%								
1001A	Akal M	2985-3035 md	50	70	20	10	35	0.7
3023	Akal MR	2804-3060 md	256	80	10	10	55	0.2148
1025	Akal M	2840-2890 md	50	70	15	15	25	0.5
4064	Akal GR	2875-2925 md	50	75	20	5	32	0.64
1148	Akal B	2505-2555 md	50	80	15	5	32	0.64
1022	Akal L	3075-3082 md 3090-3100 md 3120-3145 md 3150-3180 md	72	60	28	12	46	0.6388
POROSIDAD 5%								
42 H	Akal GR	3225-3285 md	60	85	12	3	50	0.8333
4062	Akal GR	2575-2629 md	54	80	15	5	50	0.9259
3025	Akal MR	3125-3175 md	50	80	15	5	30	0.6
POROSIDAD 4%								
1023	Akal M	2415-2445 md	30	40	40	20	17	0.6
3029	Akal BR	3130-3080 md	50	85	10	5	47	0.94
POROSIDAD 3%								
22 H	Akal GR	2765-2815 md	50	85	5	10	27	0.54
50	Akal DR	2435-2485 md	50	85	10	5	40	0.8

Como se puede observar en la Tabla III.6 existen diferencias en el volumen de ácido en cada pozo, esto se debe principalmente a la litología del yacimiento y al tipo y valor de daño en cada pozo entre otras variables. Debido a eso cuando se grafico el volumen de ácido contra la porosidad y contra la litología, no se obtuvo una correlación definida.

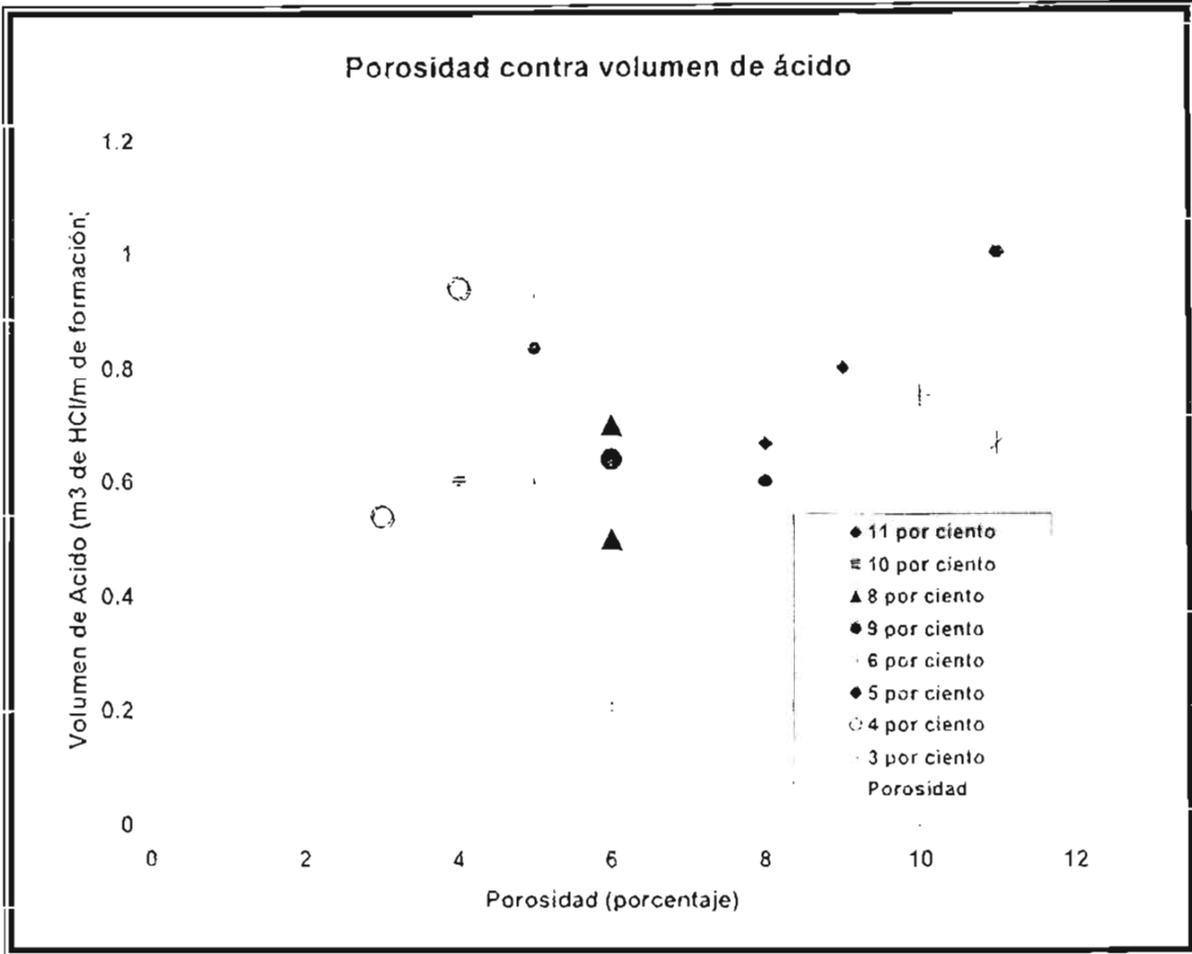


Figura III.4 Correlación entre el volumen de ácido y la porosidad de la formación.

Las Figuras III.4 y III.5 muestran el volumen de ácido clorhídrico por metro de formación contra la porosidad y el contenido de dolomía en un intento por correlacionar el volumen de ácido a utilizarse en función de la litología y la porosidad. Sin embargo, el resultado muestra que son otros los factores que determinan el volumen de ácido además de los implicados en estas dos gráficas.

Entre los parámetros involucrados pueden estar, el tipo, valor y profundidad del daño. Por esta razón se recomienda el estudio mas detallado de los parámetros involucrados para definir un volumen de ácido en función de estos parámetros que pueda ser aplicado en los diseños subsecuentes.

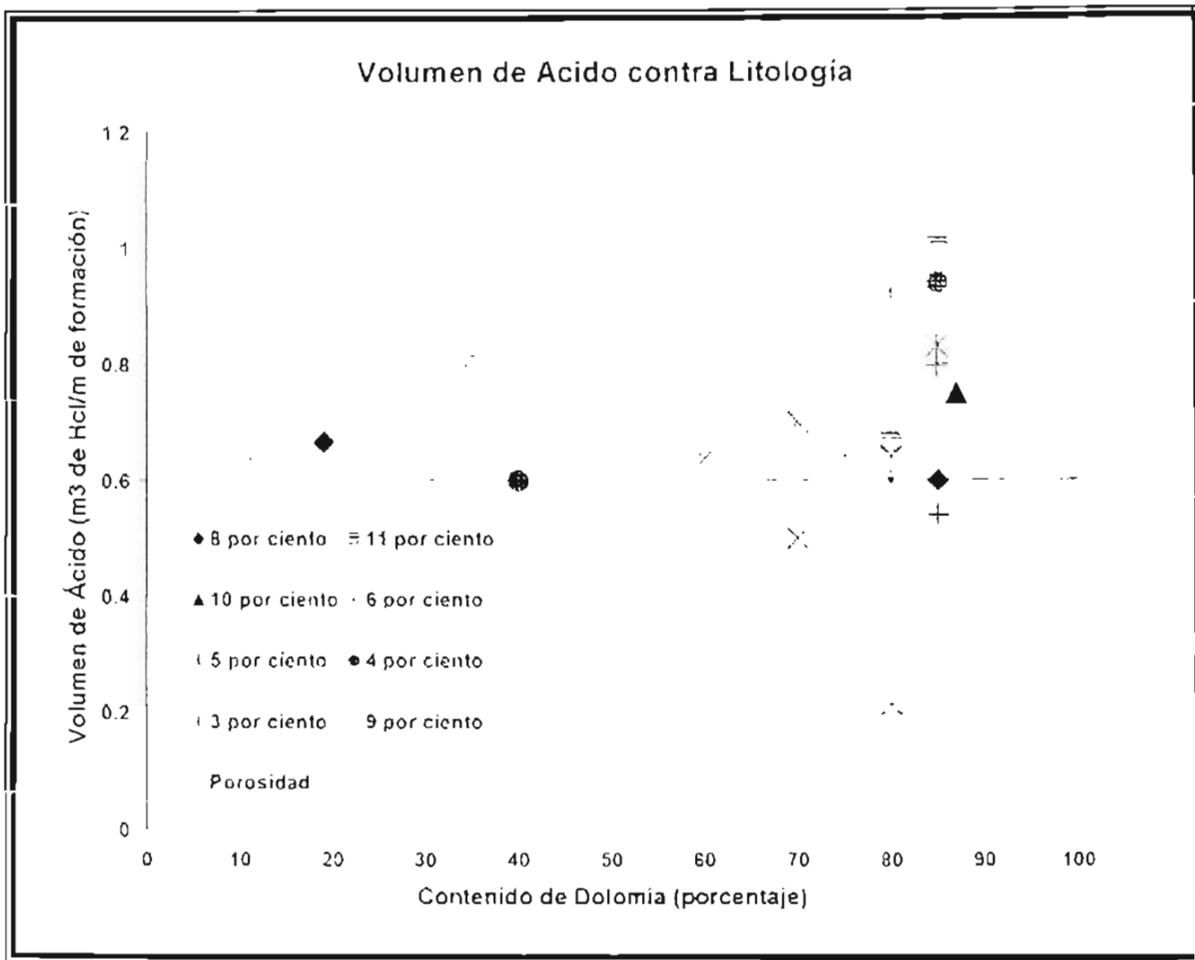


Figura III.5 Correlación entre el volumen de ácido y la litología

r

CAPÍTULO IV EVALUACIÓN DE LAS ACIDIFICACIONES EN EL CAMPO CANTARELL.

La evaluación de las estimulaciones es un concepto un tanto complejo pues implica distintos parámetros. Los principales conceptos que interesan durante la evaluación son:

- ⇒ ¿Ha sido removido el daño con el diseño propuesto?
- ⇒ ¿Se tuvo un incremento en el gasto de producción del pozo?
- ⇒ ¿Hubo alguna modificación en los canales de flujo en la zona invadida por el ácido?

Tradicionalmente, en el Campo Cantarell la evaluación de las estimulaciones se determina de dos formas.

Midiendo mediante un aforo del gasto de producción antes y después de un tratamiento de estimulación y el posterior monitoreo del pozo durante su vida productiva. En menos ocasiones, y cuando es posible, se realiza una prueba de presión-producción con un molinete hidráulico, un sensor de presión-temperatura de fondo y un gradiomanómetro. Con este conjunto de herramientas es posible determinar el daño mediante el parámetro adimensional "S" y a veces se puede determinar si todo el intervalo disparado produce o se tiene producción parcial. En el caso de intervalos disparados selectivamente es posible determinar el grado de aportación de cada intervalo.

IV.1 EVALUACIÓN EN FUNCIÓN DEL GASTO DE PRODUCCIÓN DEL POZO.

La mayor parte de las veces, debido a que una prueba de presión-producción es muy cara, los pozos son evaluados en función del gasto en superficie únicamente. Cómo puede verse en la Tabla IV.1, si un pozo incrementa su producción de 6,813 a 8,028 BPD debe considerarse un incremento de producción suficiente para pagar el precio de una estimulación en cuestión de unos cuantos días. Un

incremento en el gasto de producción en superficie refleja una modificación en el comportamiento de la presión de fondo fluyendo, lo cual a su vez refleja que el daño ha sido removido en forma parcial o total. Sin embargo, la medición del gasto por si misma no permite saber si el daño ha sido removido totalmente y el pozo está produciendo a todo su potencial con las condiciones mecánicas existentes.

Una medición cualitativa del daño que ha sido removido se hace en función del índice de productividad. En campos bien conocidos, como es el caso del Campo Cantarell, se tiene una buena idea de cual es el índice de productividad para cada pozo. Suponiendo que el índice de productividad en tiempos muy cortos puede considerarse constante, entonces puede aplicarse la fórmula del índice de productividad en su forma lineal:

$$J_D = \frac{Q_D}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (IV.1)$$

Donde J_D es el índice de productividad antes de la estimulación. Y Q_D es el gasto del pozo cuando está dañado. De forma análoga, se tiene la fórmula del índice de productividad cuando el pozo ha sido estimulado como:

$$J_o = \frac{Q_{ideal}}{P_{ws} - P_{wfi}} \quad (IV.2)$$

Donde:

J_o es el índice de productividad después de la estimulación

Q_{ideal} es el gasto del pozo fluyendo sin daño (BPD)

P_{wfi} : es la presión de fondo fluyendo una vez que se ha eliminado el daño (psi)

Debido a que muchas veces no se corre un registro de presión de fondo fluyendo después de una estimulación, no es posible determinar la presión de fondo fluyendo, por lo que no es posible evaluar técnicamente el pozo. Sin embargo se recurre a la razón de productividad para tener un parámetro de evaluación.

La razón de productividad a presión constante, también conocida como eficiencia de flujo (EF) se define como:

$$EF = \frac{J_D}{J_o} = \frac{Q_D}{Q_o} \quad (IV.3)$$

Donde Q_D y Q_o son los gastos del pozo antes y después de la estimulación.

Una vez conocido la razón de productividad, se puede recurrir a la razón de productividad pero a presión constante, la cual se define como⁽¹⁵⁾:

$$\frac{J_D}{J_o} = \frac{P_{ws} - P_{wf} - \Delta P_s}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (IV.4)$$

Donde:

ΔP_s es la caída de presión adicional debida al daño (psi)

P_{ws} es la presión de fondo cerrado (psi)

P_{wf} es la presión de fondo fluyendo después de la estimulación

Despejando la caída de presión debida al daño:

$$\Delta P_s = [P_{ws} - P_{wf}] - [EF(P_{ws} - P_{wf})] \quad (IV.5)$$

Una vez conocida la caída de presión debida al daño, es posible determinar la presión de fondo fluyendo ideal (sin daño) como:

$$P_{wfi} = P_{wf} + \Delta P_s \quad (IV.6)$$

Una vez calculada la presión de fondo fluyendo sin daño, se calcula el índice de productividad con la Ecuación IV.2, después se recalcula la eficiencia de flujo y se compara con la obtenida en función de los gastos de producción antes y después

de la estimulación. Su similitud o diferencia nos indicará con un valor fijo la eficiencia o, en su caso, la falla en la estimulación realizada.

TABLA IV.1 RESULTADOS DE LAS ESTIMULACIONES EN FUNCIÓN DEL GASTO DE PRODUCCIÓN.⁽¹³⁾

Pozo	Programa	Antes de la estimulación						Después de la estimulación					
		VP (kg/cm ²)	Presión TP (kg/cm ²)	Presión TR (kg/cm ²)	Producción (BPD)	estrang (pg)	BN (MMPCD)	VP (kg/cm ²)	Presión TP (kg/cm ²)	Presión TR (kg/cm ²)	Producción (BPD)	estrang (pg)	BN (MMPCD)
C-1001 A	Rep	4 72	15 6	58 8	6,813	3 1/4	2,85		15 6	61 2	8,028	3 1/2	2,64
C-1025	Rep	18 90	15 0	52 6	8,194	4	2 64		15 8	65 5	8,874	4 1/16	1 93
C-1021	Rep		14 8	41 4	1 177	2	2 88		14 6	66 0	9,521	3 1/2	3 51
C-436	Perf		16 0	59 1	14,235	4 1/16	2 52		30 94	52 2	18,000	4 1/16	4 00
C-3023	Perf				0				10 9	64 2	15,833	4 1/16	3 88
C-3063	Perf				0				13 5	52 0	8,707	4 1/16	3 00
C-50	Perf				0				15 6	59 6	10,301	4 1/16	3 62
C-33-H	Perf	28 00	14 0	49 4	8 750	4 1/16	3 50				s/aforo		
C-22-H	Perf				0				13 0	59 6	12,910	4 1/16	3 13
C-1148	Rep	17 10	16 5	48 0	s/aforo	3 1/4	3 00	2 90	17 0	81 0	s/aforo	2 1/2	3 00
C-4064	Perf	21 80	10 0		s/aforo	4 1/16	3 0	9 1	11 0	56 4	11,883	4 1/16	3 00
C-1045-D	Perf	22 60	13 6		7,108	4 1/16	4 27	1 30	13 5		9,823	4 1/16	4 00
C-1022	Rep	8 90	12 0	68 0	8 245	3 1/4	2 50	0 10	11 0	69 3	10,786	3 1/2	2 50
C-55-H	Perf	23 50	13 0	61 0	9,350	4	4 00	2 81	15 6	59 6	15,108	4 1/2	4 00
C-3025	Perf				0				15 0		s/aforo	2	
C-247-D	Rep	10 80	21 0		7,600	4 1/16	3 00		16 9	57 7	10,160	4 1/16	2 8
C-418-D	Perf												
C-38	Rep		12 0	54	7 578	3 1/4	3 00				s/aforo		
C-1023	Rep		15 9	55	6,991	4 1/16	3		14 8	62	9 150	4 1/16	2 29
C-4062	Perf		12 0		10,527	4 1/16	3		12 0		14,275	4 1/16	3 00
C-17	Rep												
C-17	Rep												
C-42 H	Rep	5 0						3 20	13 0	70 0	13,342	4 1/16	2 00
C-1027	Rep	1 20	16 0		5 135	3 1/2	2 5	2 20	15 0	54 1	7,533	3 1/2	2 50
C-3026	Perf												
Antes 99,703 bpd						Después 194,034 bpd							

Se tomarán como ejemplo, dos pozos de la Tabla IV.1, los pozos Cantarell 1045D y Cantarell 1022.

A continuación se muestran los datos necesarios para la evaluación:

Plataforma	Pozo	Pws (psi)	Antes de estimulación		Después de estimulación
			Pwf (psi)	Q ₀ (bpd)	Q ₀ (bpd)
Akal N	Cantarell 1045D	1889.8	1568.5	7108	9823
Akal L	Cantarell 1022	1545.7	1419.1	8245	10786

Pozo Cantarell 1045D:

a) Se calcula el índice de productividad antes de la estimulación con la Ecuación IV.1:

$$J_D = \frac{7108}{1889.8 - 1568.5} = 22.12 \frac{BPD}{psi}$$

b) Se calcula la razón de productividad en función de los gastos de producción antes y después de la estimulación:

$$EF_q = \frac{Q_D}{Q_o} = \frac{7108}{9823} = 0.723$$

c) Se calcula la caída de presión debida al daño con:

$$\begin{aligned} \Delta P_s &= [P_{ws} - P_{wf}] - [EF(P_{ws} - P_{wf})] \\ \Delta P_s &= [1889.8 - 1568.5] - [0.723(1889.8 - 1568.5)] \\ \Delta P_s &= 89 \quad psi \end{aligned}$$

d) Se calcula la presión de fondo fluyendo ideal (P_{wfi}) sin daño con la Ecuación IV.6:

$$\begin{aligned} P_{wfi} &= P_{wf} + \Delta P_s \\ P_{wfi} &= 1568.5 + 89 \\ P_{wfi} &= 1657.5 \quad psi \end{aligned}$$

e) Aplicando la Ecuación de Vogel para determinar el gasto máximo⁽¹⁶⁾:

$$\begin{aligned} \frac{Q_o}{Q_{\max}} &= 1 - 0.2 \left[\frac{P_{wfi}}{P_{ws}} \right] - 0.8 \left(\frac{P_{wfi}}{P_{ws}} \right)^2 \\ \frac{Q_o}{Q_{\max}} &= 1 - 0.2 \left(\frac{1657.5}{1889.8} \right) - 0.8 \left(\frac{1657.5}{1889.8} \right)^2 \\ \frac{Q_o}{Q_{\max}} &= 0.2092 \end{aligned}$$

De donde el gasto máximo del pozo es:

$$Q_{\max} = \frac{7108}{0.2092} = 33977 \text{ BPD}$$

f) Aplicando nuevamente Vogel para determinar la presión de fondo fluyendo después de la estimulación:

$$P_{wf} = 0.125 P_{ws} \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{Q_o}{Q_{o \max}} \right)} \right]$$

$$P_{wf} = 0.125 * 1889.8 \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{9823}{33977} \right)} \right] = 1560.80 \text{ psi}$$

g) Puede ahora calcularse el índice de productividad después de la estimulación:

$$IP = \frac{9823}{1889.8 - 1560.8} = 29.85 \text{ BPD/psi}$$

Es decir, con la estimulación se tuvo una mejoría de 7 BPD/psi

Pozo Cantarell 1022

a) El índice de productividad antes de la estimulación:

$$I_{D_0} = \frac{8245}{1545.7 - 1419.1} = 65.15 \text{ BPD/psi}$$

b) La razón de productividad en función de los gastos de producción antes y después de la estimulación:

$$E.F._q = \frac{Q_D}{Q_0} = \frac{8245}{10786} = 0.7664$$

c) La caída de presión debida al daño:

$$\begin{aligned} \Delta P_s &= [P_{ws} - P_{wf}] - [E.F. (P_{ws} - P_{wf})] \\ \Delta P_s &= [1545.7 - 1419.1] - [0.7664(1547.7 - 1419.1)] \\ \Delta P_s &= 29.86 \text{ psi} \end{aligned}$$

d) La presión de fondo fluyendo ideal (Pwfi) sin daño:

$$P_{wfi} = P_{wf} + \Delta P_s$$

$$P_{wfi} = 1419.1 + 29.86$$

$$P_{wfi} = 1448.96 \quad \text{psi}$$

e) El gasto máximo del pozo:

$$\frac{Q_o}{Q_{\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{1448.96}{1545.7} \right) - 0.8 \left(\frac{1448.96}{1545.71} \right)^2 = 0.109$$

$$Q_{\max} = \frac{8245}{0.109} = 75642 \text{ BPD}$$

f) La presión de fondo fluyendo después de la estimulación:

$$P_{wf} = 0.125 * 1545.7 \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{8245}{75642} \right)} \right] = 1449.43 \quad \text{psi}$$

g) El índice de productividad después de la estimulación:

$$IPR = \frac{10786}{1545.7 - 1449.3} = 111.88 \text{ BPD/psi}$$

Es decir, con la estimulación se modificó el Índice de productividad de 65.15 BPD/psi a 111.88 BPD/psi que implica un incremento de casi un 100 por ciento. El caso contrario es el ejemplo del pozo Cantarell 1045D (ejemplo anterior) pues el incremento de 22 a 29 BPD/psi del índice de productividad representa apenas una mejoría del 38 por ciento con respecto de las condiciones iniciales. Como se ve no siempre el factor dominante es el incremento en la producción, si no que implica también las presiones involucradas.

IV.2 EVALUACIÓN EN FUNCIÓN DE LA CÉDULA DE BOMBEO

Al llevar cabo una estimulación, cuando se han tomado todas las medidas de seguridad para garantizar el éxito de la operación y una vez que se ha iniciado el bombeo del ácido, se lleva a cabo un registro de diversos parámetros que ayudan a tener un control sobre la acidificación. Los parámetros que generalmente se registran, en el caso de la Región Marina mediante un Barco acondicionado expresamente para las operaciones de estimulación, son la presión de inyección, el gasto y el tiempo transcurrido a partir del inicio de bombeo de los fluidos del Barco Estimulador hacia el pozo.

La evaluación de un tratamiento de estimulación en función de su cédula de bombeo tiene dos objetivos principales:

- ⇒ Monitorear el comportamiento del pozo mientras se realiza la estimulación.
- ⇒ Evaluar el comportamiento de la presión de admisión del ácido durante la estimulación para extrapolar el éxito o fracaso de una estimulación.

Monitoreo mientras se realiza la Estimulación.

El siguiente ejemplo es un monitoreo en tiempo real de un tratamiento de acidificación llevado a cabo en un pozo del Campo con ayuda del barco estimulador "Cape Hawke". Se listan primero las operaciones realizadas y después se muestra una gráfica de las presiones registradas durante el tratamiento (Figura IV.1)

Cedula de Bombeo

Estimulación del pozo Cantarell 1128

1. Inicia el bombeo de 5,000 m³ de precolchón de nitrógeno con un gasto de 145 m³/min, registrándose una presión inicial de 58 psi en TP y al finalizar el bombeo del precolchón se registró una presión en TP de 1140 psi.
2. Inicia el bombeo de la primera etapa de 12 m³ de HCl al 15% con aditivos a un gasto de 4 bl/min, nitrogenado con un gasto de nitrógeno de 136 m³/min.

3. Suspenden el bombeo de los fluidos del tratamiento debido a que se detecta una fuga en la botella procediéndose a controlar la fuga.
4. Reinician el bombeo del HCl al 15% probándose previamente las líneas superficiales.
5. Inicia el bombeo de la etapa de 8 m³ de HCl gelificado con aditivos a un gasto de 3 bl/min, nitrogenado con un gasto de nitrógeno de 135 m³/min.
6. Inicia el bombeo de la segunda etapa de 21 m³ de HCl al 15% con aditivos a un gasto de 4 bl/min, nitrogenado con un gasto de 124 m³/min.
7. Inicia el desplazamiento de los fluidos del tratamiento utilizándose diesel nitrogenado ya que la presión en T.P. es de 4020 psi, el gasto de diesel es de 3 bl/min y 95 m³/min de nitrógeno.
8. La presión registrada en este punto es de 4140 psi por lo que se decide reducir el gasto de nitrógeno de 95 m³/min a 62 m³/min.
9. Debido a que la presión registrada en T.P. alcanza 4225 psi se reduce el gasto del nitrógeno a 50 m³/min y el gasto de diesel a 2 bl/min.
10. La presión se va reduciendo y se incrementa el gasto del nitrógeno a 60 m³/min
11. Como la presión empieza a bajar rápidamente debido a que el ácido esta entrando a la formación se decide parar el bombeo del diesel y se incrementa el gasto del nitrógeno a 156 m³/min.
12. Se termina el bombeo del nitrógeno registrándose una presión final de 1237 psi.

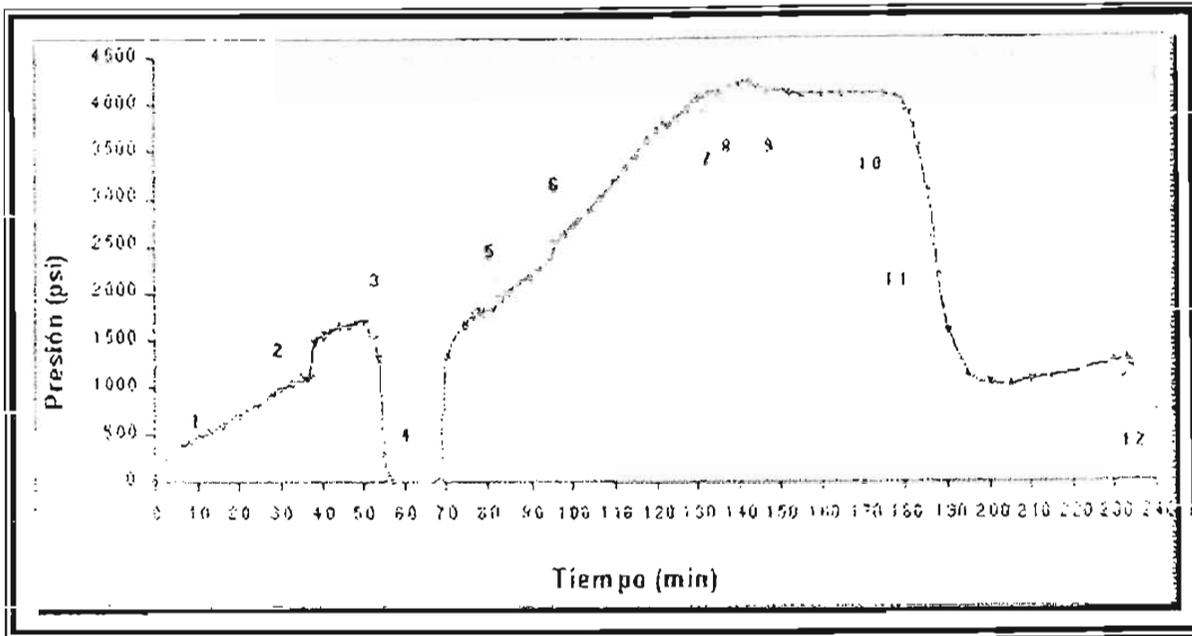


Figura IV.1 Ejemplo del monitoreo de la presión en un tratamiento de Acidificación Matricial en el Campo Cantarell.

El ejemplo anterior es un caso típico donde el monitoreo de la presión y el gasto de los fluidos de inyección durante el tratamiento sirven de apoyo para tomar decisiones en el momento en que se realiza la estimulación y así llevar a cabo el trabajo dentro de los márgenes de seguridad.

En el punto número 7, se inicia la inyección de diesel junto con nitrógeno debido a que la presión se estaba incrementando demasiado. El diesel por tener mayor densidad que el nitrógeno ayuda a aplicar mayor presión de fondo con una menor presión de inyección en superficie.

En el punto 8 y 9 se reducen los gastos de nitrógeno y diesel debido a que la presión registrada se encontraba muy cerca de los límites permisibles de trabajo. Reducir los gastos tenía como objeto minimizar las caídas de presión por fricción, y así reducir la presión total en el sistema.

El punto 10 es un caso representativo donde el ácido comienza a reaccionar con la formación comenzando a eliminar la restricción al flujo. Debido a que se ha sugerido que las acidificaciones en el Campo Cantarell se realicen al mayor gasto posible, se incrementa el gasto de nitrógeno buscando incrementar la velocidad de flujo del ácido en el fondo del pozo para lograr un mayor radio de penetración del mismo.

En el punto número 11, al notar un rápido decremento en la presión de bombeo, se infiere que el ácido ha entrado a la formación, en este punto las condiciones permiten parar bombeo de diesel, y finalmente se termina el desplazamiento del ácido con nitrógeno de acuerdo con los volúmenes calculados en el diseño.

Como se puede ver, el monitoreo de la presión de inyección es un parámetro de gran ayuda para la toma de decisiones en tiempo real de los tratamientos de acidificación.

Evaluación posterior a la estimulación en función de la Cédula de Bombeo.

La evaluación de una tratamiento de acidificación matricial con base en las presiones registradas durante la operación de inyección del ácido generalmente no se aplica en ningún campo de nuestro país. Lo mas común es determinar si el ácido penetró y reaccionó con la formación mediante la observación de la pendiente de la curva en una gráfica de presión de inyección contra tiempo. Junto con esta grafica se correlacionan las operaciones hechas y los distintos gastos manejados durante el tratamiento, y así se obtiene una medición cualitativa de la eficacia de la acidificación. Finalmente esta indicación cualitativa se relaciona con el gasto de producción de aceite del pozo antes y después de la estimulación para definir un éxito del trabajo.

Sin embargo, la medición del daño y el potencial total del pozo, siempre ha requerido de la toma de información posterior a la estimulación con herramientas que además de que se rentan con precios muy altos, representan tiempo diferido

de producción que a veces puede llegar a ser de más de 36 horas debido a las altas exigencias de logística que representa el movimiento de cualquier herramienta además del tiempo propio requerido para instalación y corrida del registro. Algunas veces, el único fin de esta toma de información es la evaluación del pozo después de la estimulación, es decir la determinación del daño, la determinación del índice de productividad y el potencial del pozo.

Por esta razón se ha buscado que el mismo monitoreo de la presión en superficie sea suficiente para evaluar el pozo después de la acidificación, evitando así en lo posible, tomas de información que alarguen el tiempo de intervención de un pozo.

Desarrollo de la Teoría^(17, 18, 19)

Se han desarrollado diversos modelos para representar el comportamiento de la presión y el gasto para pozos durante tratamientos de acidificación. Cuando se usan en campo, el tiempo requerido para llevar a cabo los cálculos puede ser muy corto. En estos casos es conveniente que el modelo tenga la forma:

$$\frac{P_{wf} - P_{ws}}{Q_w} = m\Delta t_s + b \quad (IV.7)$$

Donde:

$\frac{P_{wf} - P_{ws}}{Q_w}$ Es el inverso del índice de productividad

Δt_s : Es una función del tiempo.

m: Es la pendiente de la relación lineal entre el índice de inyectividad (inverso) y la función del tiempo.

b: Es la intercepción de la misma relación lineal.

La función del tiempo puede variar para diferentes modelos, así como m y b. Cada modelo seleccionado por este método de evaluación tiene una solución analítica

con una relación lineal entre el índice de inyectividad inversa y la función del tiempo.

La Ecuación IV.7 puede escribirse también, en caso de inyección de fluidos como:

$$\frac{P_{ws} - P_{wf}}{Q_i} = \frac{162.6\mu}{Kh} \left(\log t + \log \frac{K}{\phi\mu C_r r_w^2} - 3.23 + S \right) \quad (IV.8)$$

A pesar de que esta ecuación no aplica estrictamente durante un tratamiento de estimulación matricial (esta asume un gasto constante después de que comienza la inyección), la forma de la ecuación sugiere que el inverso de la inyectividad decrece cuando el factor de daño, S, se ve reducido por la acidificación. De manera inversa, cuando la estimulación no sea efectiva, el inverso de la inyectividad se verá incrementado proporcionalmente con el logaritmo del tiempo debido a la naturaleza propia del flujo.

El procedimiento de evaluación de un tratamiento de acidificación matricial debe ser práctico. Generalmente el monitoreo en tiempo real de un tratamiento de acidificación incluye tres parámetros: el gasto de inyección, la presión de inyección y el tiempo transcurrido en el trabajo. De las ecuaciones IV.7 y IV.8, fácilmente se aprecia que:

$$m = \frac{162.6\mu}{Kh} \quad (IV.9)$$

$$b = \frac{162.6\mu}{Kh} \log \left(\frac{K}{\phi\mu C_r r_w^2} \right) - \frac{525.2\mu}{Kh} + \frac{162.6\mu}{Kh} S \quad (IV.10)$$

Por ser m y b, parámetros que se pueden obtener de una gráfica de el inverso del índice de inyectividad contra el tiempo, si se conocen los valores de viscosidad,

permeabilidad, espesor del intervalo productor, porosidad del yacimiento, radio del pozo y compresibilidad total de la formación, entonces es relativamente sencillo obtener el valor del factor de daño después del tratamiento de estimulación.

Así pues, se pueden obtener dos interpretaciones de la ecuación IV.8, una de forma cualitativa y otra cuantitativa de la efectividad de una estimulación matricial reactiva, al estudiar el comportamiento de la admisión del ácido a la formación contra el tiempo de inyección.

Para monitorear un tratamiento de acidificación, el índice de inyectividad inversa puede ser graficado contra el logaritmo del tiempo. Cuando el inverso de la inyectividad esté decreciendo, esto significaría que la estimulación es efectiva. Cuando el índice de inyectividad inverso se mantenga o apenas inicie a incrementarse, se refiere a poca efectividad en la estimulación, indicando que la inyección del fluido de tratamiento debe ser discontinua, o simplemente que se debe utilizar un fluido diferente.

Para evaluar un tratamiento de acidificación matricial se grafica el índice de inyectividad inversa contra el logaritmo del tiempo y se traza una recta que ajuste a los puntos donde el gasto ha sido casi constante. De esta recta se lee la pendiente y la intercepción con el eje del índice de inyectividad. Con los datos petrofísicos del yacimiento y los valores de m y b , obtener el valor del factor de daño "S".

Para calcular el índice de inyectividad, debe recurrirse a la presión de fondo estática (P_{ws}) y la presión a la cual el ácido está siendo admitido en el fondo del pozo (P_{wf}) de tal modo que se grafique $[(P_{ws}-P_{wf})/Q_i]$ vs $\log(t)$.

La presión de pozo cerrado (P_{ws}) debe haberse obtenido anteriormente con una prueba de presión del pozo antes de la estimulación, donde se definió también el

daño presente antes de la estimulación. O por correlación con los fluidos con los que se perforó el intervalo productor.

La presión a la que se inyecta el ácido en el fondo del pozo (P_{wf}) puede obtenerse mediante:

$$P_{wf} = P_i + \Delta P_h - \Delta P_f \quad (IV.11)$$

Donde:

P_{wf} : Es la presión a la que el ácido entra a la formación en el fondo del pozo

P_i : Es la presión de inyección en la superficie.

ΔP_h : Es la columna hidrostática generada por los fluidos que están siendo inyectados.

ΔP_f : Son las pérdidas de presión por fricción en el sistema.

Sin embargo, cuando se utiliza nitrógeno mezclado con el ácido para la acidificación, la presión a la que el ácido está siendo admitido en el fondo del pozo puede obtenerse más fácilmente utilizando las Tablas 1 y 2⁽²⁰⁾ incluidas en el anexo de este trabajo. Para utilizarlas solo se requiere conocer la presión de TP en superficie. Con el valor de TP superficial y la profundidad vertical del intervalo productor, se entra a la Tabla 2 y se obtiene el factor de peso del nitrógeno. Posteriormente, el valor de presión en TP se multiplica por este factor de peso. Al valor de presión obtenido se le denomina P_w . Este valor de P_w sirve para entrar a la Tabla 1, para obtener el valor de presión de admisión en el fondo del pozo.

El tercer elemento involucrado en la gráfica del índice de inyectividad contra el tiempo es el gasto de inyección en el fondo del pozo. El gasto de inyección es el mismo que en superficie siempre y cuando se trabaje con fluidos incompresibles. En el caso del nitrógeno, que es un fluido incompresible y que generalmente es utilizado para desplazar el ácido, debe obtenerse el gasto a las condiciones del

fondo. El nitrógeno se comporta como un gas ideal por lo que puede aplicarse la ley de los gases ideales:

$$\frac{P_s \times V_s}{T_s} = \frac{P_{wf} \times V_f}{T_f} \quad (IV.12)$$

Luego si se considera el gasto en el fondo y en superficie en un mismo intervalo de tiempo, entonces:

$$Q_f = Q_s \left(\frac{V_f}{V_s} \right) \quad (IV.13)$$

Despejando $\left(\frac{V_f}{V_s} \right)$ de la Ecuación IV.12 y sustituyendo en IV.13, se tiene:

$$Q_f = Q_s \left(\frac{T_f}{T_s} \right) \left(\frac{P_s}{P_{wf}} \right) \quad (IV.14)$$

Donde:

Qf: Es el gasto en el fondo del pozo (BPD).

Qs: Es el gasto de inyección en superficie (BPD).

Tf: Es la temperatura en el fondo del pozo (°F).

Ts: Es la temperatura superficial. (°F)

Ps: Es la presión de inyección.

Pwf: Es la presión de inyección en el fondo del pozo.

Ejemplo de Aplicación de la Determinación del Daño.

Como ejemplo se tomará la estimulación del pozo Cantarell 1029 de la plataforma Akal B. Los datos del pozo se muestran en la Tabla IV.2:

Porosidad	9 %
Permeabilidad	1077 milidarcy
H	115 metros
Sw	12%
Intervalo disparado	3315-3345 md
Prof. Vertical a los disparos	2589 metros verticales
μ_o	5 Cp
Temperatura de Fondo	230°F
Temperatura Sup.	79°F
Pws	1805 psi
Ct	Psi ⁻¹
Rw	6.75 pulg
Rd	200 metros

El resumen de la operación es el que se presenta en la Tabla IV.3:

Tabla IV.3 RESUMEN DE LA OPERACIÓN REALIZADA AL POZO CANTARELL 1029				
Hora	Gasto Ácido (Bbl/min)	Gasto de Nitrógeno (m3/min)	Presión (psi)	Comentarios
16:31		125	134	Inicia bombeo de 5,000 m3 de nitrógeno como precolchón
17:14		139	952	Termina bombeo de 5,000 m3 de nitrógeno como precolchón
17:14	5		1091	Inicia bombeo de 10 m3 de Solventes aromáticos.
17:27	5		895	Termina bombeo de 10 m3 de Solventes aromáticos
17:27	5	94	969	Inicia bombeo de 8 m3 de HCl al 15% nitrogenado Relación 1:120 m3/m3
17:37	5	95	1290	Termina bombeo de 8 m3 de HCl al 15% nitrogenado Relación 1:120 m3/m4
17:37	5	116	1455	Inicia bombeo de 10 m3 de HCl al 15% nitrogenado Relación 1:140 m3/m3
17:50	5	110	1821	Termina bombeo de 10 m3 de HCl al 15% nitrogenado Relación 1:140 m3/m4
17:50	4	113	1934	Inicia bombeo de 11 m3 de HCl al 15% nitrogenado relación 1:180 m3/m3
18:07	4	112	3177	Termina bombeo de 11 m3 de HCl al 15% nitrogenado relación 1:180 m3/m4
18:07	4	127	2772	Inicia bombeo de 13 m3 de HCl al 15% nitrogenado. Relación 1:120 m3/m3
18:28	4	126	1028	Termina bombeo de 13 m3 de HCl al 15% nitrogenado. Relación 1:120 m3/m4
18:28		128	678	Inicia desplazamiento con nitrógeno solo
19:31		130	930	Termina desplazamiento con nitrógeno solo

El comportamiento de la presión se aprecia en la Figura IV.2:

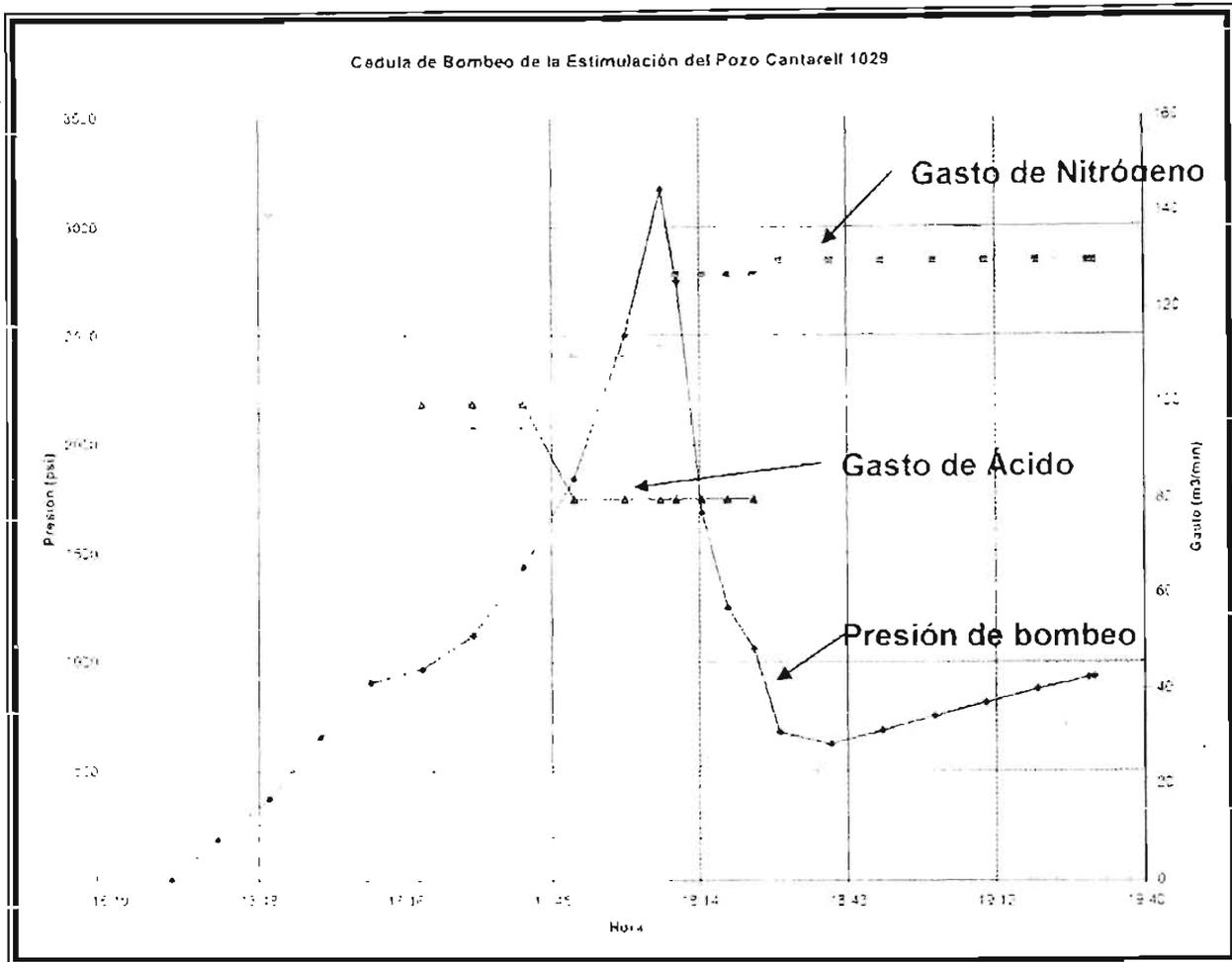


Figura IV.2 Comportamiento de la presión de bombeo durante la Estimulación del pozo Cantarell 1029

De acuerdo con la gráfica de bombeo y el resumen de la operación, el inicio de la admisión del ácido a la formación es al final de la tercera etapa de inyección de ácido. Por lo que el intervalo de interés es a partir de las 18:07 hrs, hasta cerca de las 18:40 hrs. El primer paso es determinar la presión de inyección en el fondo del pozo. Utilizando la Tabla 2 del anexo 1, se determina el factor de peso de la columna de nitrógeno. Entrando con la profundidad de 2765 mv (9069 pies), el valor más cercano es 9000 pies. Y como P_s es menor a 4000 psi, entonces

Factor de Peso del Nitrógeno= 1.3284

Luego, el valor de Pw para entrar a la Tabla 1 del Anexo 1 se obtiene multiplicando la presión en superficie por el factor de peso del nitrógeno. Con el dato de profundidad se obtiene de la Tabla 1:

TABLA IV.4 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE INYECCIÓN EN EL FONDO DEL POZO (PWF)					
Tiempo (segundos)	Pws (psi)	Psuperficial (psi)	Factor de peso del nitrógeno	Pw	Pwf (psi)
0	1495	3170	1.3284	4211.03	5256
180	1495	2750	1.3284	3653.10	4731
480	1495	1687	1.3284	2241.01	2981
780	1495	1250	1.3284	1660.50	2134
1080	1495	1062	1.3284	1410.76	1884
1380	1495	678	1.3284	900.66	1212
1980	1495	625	1.3284	830.25	1063

El valor de Pwf es el valor con el cual el ácido entra a la formación en el fondo del pozo.

Lo que sigue es determinar el valor del gasto de inyección en el fondo del pozo, el cual se puede obtener mediante la Ecuación IV.13. Para lo cual se cuenta con los datos de presión superficial, presión en el fondo, y temperatura en superficie y en el fondo. Los datos se pueden ver en la Tabla IV.5

TABLA IV.5 DETERMINACIÓN DEL GASTO DE INYECCIÓN DEL ÁCIDO EN EL FONDO DEL POZO

Psuperficial (psi)	Gasto en Superficie (m3/min)	Pwf (psi)	Ts (°F)	Tf (°F)	Tf/Ts	Ps/Pwf	(Tf/Ts)(Ps/Pwf)	Gasto en el Fondo (BPD)
3170	112	5256	79	230	2.91	0.69	2.02	1827146
2750	127	4731	79	230	2.91	0.69	2.00	2048852
1687	127	2981	79	230	2.91	0.68	1.97	2014427
1250	127	2134	79	230	2.91	0.67	1.95	1998417
1062	127	1884	79	230	2.91	0.69	2.02	2064211
678	127	1212	79	230	2.91	0.70	2.03	2077647
625	130	1063	79	230	2.91	0.67	1.95	2040154

Finalmente, para poder trazar la recta del inverso del índice de inyectividad contra el tiempo, resta calcular el índice de inyectividad.

TABLA IV.6 DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE INYECTIVIDAD

Tiempo (segundos)	Pws (psi)	Pwf (psi)	(Pwf-Pws) (psi)	Gasto en el Fondo (m3/seg)	Inverso Índice Inyectividad
0	1495	5256	3761	1827146	0.0021
180	1495	4731	3236	2048852	0.0016
480	1495	2981	1486	2014427	0.0007
780	1495	2134	639	1998417	0.0003
1080	1495	1884	389	2064211	0.0002
1380	1495	1212	-283	2077647	-0.0001
1980	1495	1063	-432	2040154	-0.0002

Al graficar logaritmo de tiempo contra el Inverso del Índice de Inyectividad:

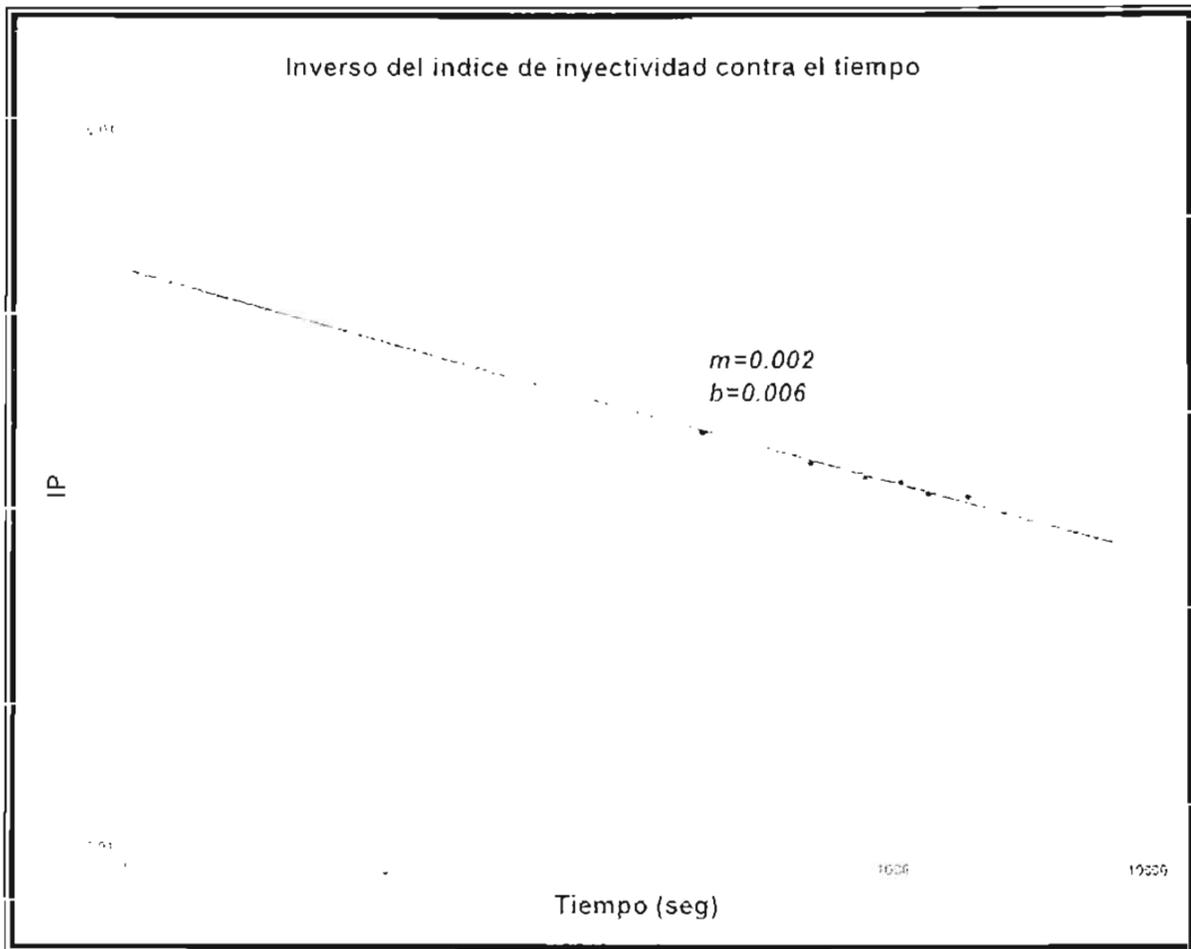


Figura IV.3 Gráfica de Inverso de IP contra tiempo para obtener el valor del daño

De la gráfica de la Figura IV.3, se lee el valor de la pendiente en un ciclo, de donde se obtiene:

$m=0.002$ (psi/BPD)/ciclo.

$b=0.006$

Sustituyendo en la Ecuación IV.10:

$$h = \frac{162.6\mu}{Kh} \log\left(\frac{K}{\phi\mu C_r r_w^2}\right) + \frac{525.2\mu}{Kh} + \frac{162.6\mu}{Kh} S'$$

$$S' = \frac{Kh}{162.6\mu} \left[h + \frac{525.2\mu}{Kh} - \frac{162.6\mu}{Kh} \log \left(\frac{k'}{\phi_i C_T r_w^2} \right) \right]$$

$$S' = 500 \left[0.006 + .00646 - 0.002 \log(2.52 \times 10^8) \right]$$

$$S' = -0.0043$$

Finalmente, este es el valor del daño después de la Estimulación, que como se ve fue reducido un valor negativo. En esta ecuación, como no se contaba con datos de la compresibilidad de la formación, se utilizó el valor de $C_t = 30 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$, pero si se utiliza un valor diferente, por ejemplo, de $C_t = 10 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$, el valor del daño cambia. Para el valor citado, el valor del daño es de 2.5 (adim) y llegando a ser de hasta un valor de +6.5 (adim) cuando se utiliza $C_t = 1 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

Por esta razón, se recomienda contar con el valor bien establecido, no solo de la compresibilidad de la formación, si no de todos los parámetros involucrados en la ecuación.

IV.3 EFICIENCIA DE LOS DIVERGENTES.

Dado que la velocidad de reacción del ácido en formaciones calcáreas es controlada por la velocidad de transporte del ión H^+ a la superficie del mineral calcáreo, cuando el ácido es inyectado a la matriz de la roca y/o a través de fisuras naturales, reacciona rápidamente con las paredes de los poros, aumentando su diámetro. Esto incrementa la conductividad hidráulica del poro, siendo el aumento mayor en los poros de mayor tamaño, ya que estos poros reciben mayor volumen de ácido. A medida que continua el paso del ácido, los poros más grandes crecen mas rápidamente que los mas pequeños y en poco tiempo por ellos pasa casi todo el ácido. Este fenómeno propicia que en un corto periodo de tiempo los poros grandes, o fisuras crezcan considerablemente. Este crecimiento continuo y preferencial de los poros o fisuras mas grandes da lugar a los llamados agujeros de gusano.

Estudios experimentales llevados a cabo simulando condiciones de yacimiento en caliza y dolomía, indicaron que la generación y estructura de los agujeros de gusano depende del gasto de inyección y velocidad de reacción del ácido.

En general se tiene aceptado que para calizas de velocidades de reacción grandes, la eficiencia de la estimulación aumenta con el incremento de los gastos de inyección, propiciándose grandes y pocos agujeros de gusano. A gastos bajos se generan mas agujeros de poca longitud y se propicia la ramificación. En dolomías, donde la velocidad de reacción es menor, la eficiencia de la estimulación disminuye al incrementarse los gastos de inyección. Asimismo la penetración tiende a reducirse, la disolución es mas uniforme y hay menos tendencia a formar agujeros de gusanos preferenciales. En cualquier caso, este es un proceso aleatorio y no permite predecir el número, tamaño, estructura y longitud de los agujeros de gusano.

Principalmente en estimulaciones en agujero descubierto, este fenómeno obliga al uso de agentes desviadores para tratar de evitar que las fisuras que hayan tenido mayor crecimiento absorban todo el ácido reduciendo con ello la eficiencia de la estimulación. Cuando se estimula un pozo en agujero descubierto, o se requiere estimular selectivamente dos o más intervalos, se requiere del uso de los divergentes. Existen dos técnicas para asegurar la desviación y colocación uniforme de los fluidos.

La primera es de tipo mecánico, requiere del uso de bolas selladoras. Estas bolas son esferas de diámetro mayor al diámetro de los disparos y sellarán los mismos en el interior de la tubería de revestimiento. Se adicionan en la superficie a la corriente del fluido de estimulación durante su bombeo, siendo transportadas hasta los disparos, sellando aquellas perforaciones que estén admitiendo fluido. Para utilizar esta técnica es necesario suficiente gasto de inyección que permita una presión diferencial a través del disparo para mantener las bolas selladoras

obturando. En el Campo Cantarell, debido a las condiciones de alta permeabilidad, alto grado de fracturamiento y uso de pistolas de gran diámetro, el uso de las bolas selladoras está limitado por la gran cantidad de bolas necesarias para sellar un intervalo y el alto gasto necesario para mantenerlas sellando.

La otra técnica, mas recomendable que la anterior es el uso de agentes desviadores. Los agentes desviadores son partículas sólidas que crean un enjarre en las zonas mas permeables por donde se está aceptando el fluido, con la consecuente desviación del mismo hacia zonas menos permeables. Los agentes desviadores se utilizan en forma de bache adicionándose en superficie al final del volumen de cada etapa y mezclado con HCl con la mismo formulación del tratamiento.

El siguiente es un ejemplo de un bache divergente (Tabla IV.7) donde se aprecia que la única diferencia entre el bache divergente y el tratamiento reactivo es el uso del gelificante, dosificado en una proporción de 60 lb/gal

TABLA IV.7 TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN CON BACHE DIVERGENTE ¹⁵⁾	
Tratamiento reactivo:	
Ácido Clorhídrico al 15%	45 m ³
Función de los aditivos	Concentración
Inhibidor de corrosión	0.6%
Suspensor de finos	1.0%
Agente rompedor de emulsiones	0.5%
Reductor de fierro	0.7%
Estabilizador de arcillas	0.7%
Inhibidor de asfaltenos	1.0%
Tratamiento divergente:	
Ácido Clorhídrico al 15%	25 m ³
Función de los aditivos	Concentración

Inhibidor de corrosión	0.6%
Suspensor de finos	1.0%
Agente rompedor de emulsiones	0.5%
Reductor de fierro	0.7%
Estabilizador de arcillas	0.7%
Inhibidor de asfaltenos	1.0%
Gelificante	60 lb/m-gal

Sin embargo, el uso de los agentes desviadores no garantiza lograr sellar un intervalo abierto al flujo por lo que es necesario una evaluación de la eficiencia de los divergentes. Para realizar esta evaluación se han hecho múltiples pruebas llevadas a condiciones de presión de yacimiento asegurando que el agente desviador cumple su función. No obstante su desempeño en el fondo del pozo es un factor no comprobado completamente y es necesario determinar si realmente funcionan tal como se dice hasta el día de hoy.

Para evaluar la eficiencia de un desviador en una estimulación selectiva de dos o más intervalos, puede recurrirse a una toma de información de fondo del pozo con un sonda que incluya un molinete hidráulico, un gradiomanómetro y un sensor de temperatura.

La Figura IV.4 es un ejemplo de cómo es posible determinar el perfil de flujo de un pozo con los datos del molinete hidráulico y temperatura. En este caso, faltan los datos del gradiomanómetro para definir la densidad de los fluidos producidos, pero debido a que en superficie solo se tiene producción de aceite, es poco probable que exista agua en el fondo por lo que basta con los datos del molinete y de temperatura para definir la aportación del intervalo.

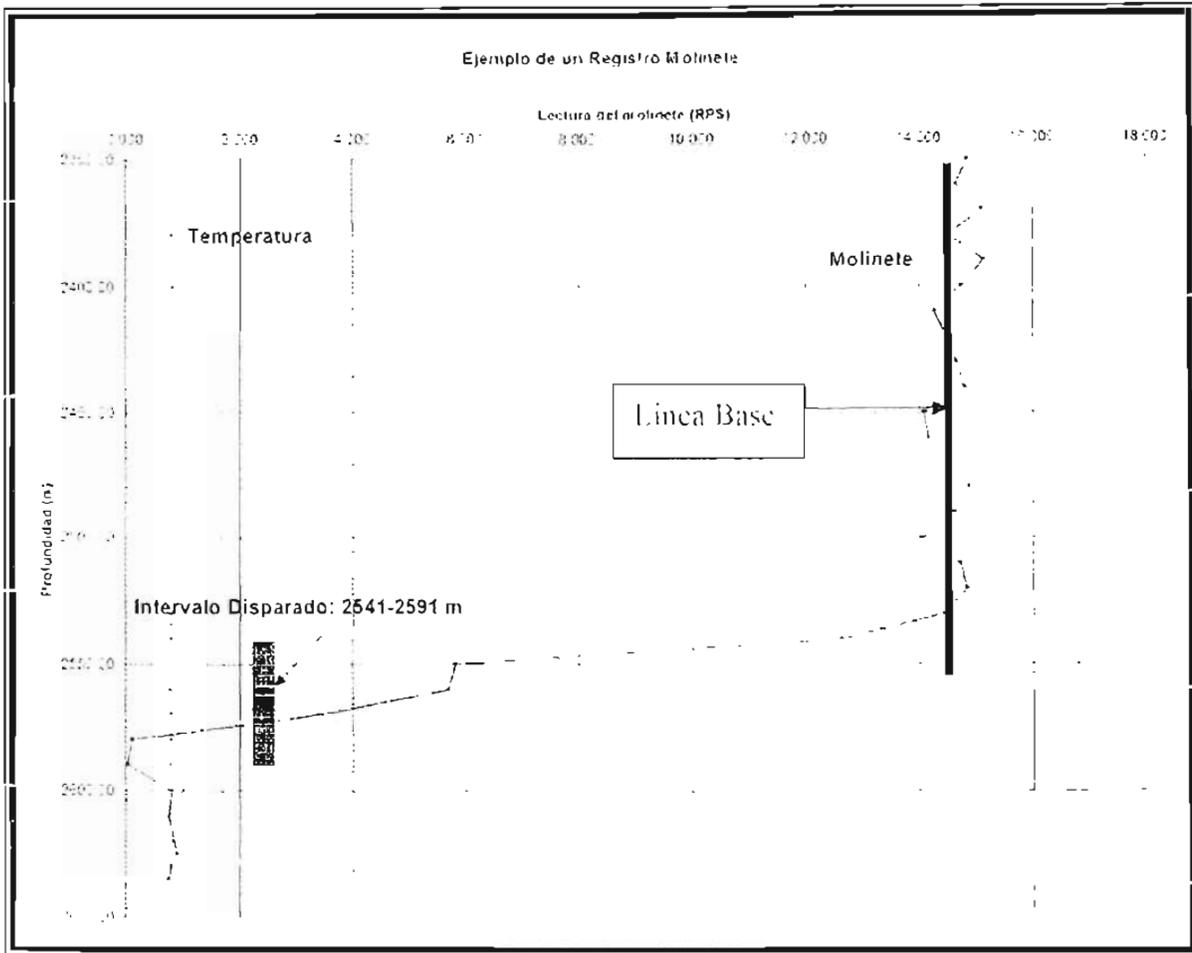


Figura IV.4 Determinación del perfil de flujo con registro molinete⁽²¹⁾

El intervalo disparado en TR de 7 5/8" va de 2541 a 2591 m. Como puede apreciarse en la figura, el intervalo productor tiene claramente 3 zonas que aportan en diferente proporción:

La zona A que va de 2590 a 2580 md.

La zona B que cubre de 2580 a 2550 md

La zona C que abarca de 2550 a 2540 md.

r

Tomando como referencia la línea base, que tiene un valor de 14.4 RPS, la zona A tiene un valor de 0.2 RPS, la zona B tiene un valor de 5.8 RPS y finalmente, la zona C que tiene el valor final de 14.4 RPS.

Para sacar el promedio que cada intervalo aporta al flujo se hace:

$$\text{Aportación } A = 0.3/14.4 = 0.02 = 2\%$$

$$\text{Aportación } B = \frac{(5.8 - 0.3)}{14.4} = 0.383 = 38.3\%$$

$$\text{Aportación } C = \frac{(14.4 - 5.8)}{14.4} = 0.597 = 59.7\%$$

Si la producción total del pozo es de 11916 BPD, entonces la aportación al flujo por intervalo es de:

Aportación A = 238 BPD

Aportación B = 4564 BPD

Aportación C = 7114 BPD

Como puede verse, el proceso de evaluación del desempeño de un divergente es la interpretación de este registro antes de la evaluación y, posteriormente al tratamiento, tomar nuevamente el registro para verificar lo que ocurre con el perfil de flujo. Si al modificar las condiciones de flujo con la estimulación, resulta que el intervalo C cambió su proporción de aportación al flujo pero el intervalo A no tuvo gran cambio, esto quiere decir que el divergente no tuvo efecto y que el ácido fue gastado en el primer intervalo.

De hecho, el registro presentado en la figura IV.4 es posterior a una estimulación realizada el 24 de julio de 2001, mientras que el registro es del 29 de julio del 2001. Como es lógico pensar, el tratamiento de estimulación debió haber sido parcialmente efectivo debido a que la mayor parte del ácido debió haberse gastado en los primeros 10 metros del intervalo.

El proceso de evaluación de la divergencia en pozos ademados es relativamente sencillo siempre y cuando sea posible correr el registro adecuado. Sin embargo, en pozos en agujero descubierto que son estimulados utilizando esta técnica de divergencia, el proceso de evaluación es muy difícil debido a que las compañías prestadoras de servicio no permiten la corrida de herramientas como el gradiomanómetro y el molinete hidráulico en pozos direccionales, terminados en agujero descubierto y que además manejan los gastos que existen en el Campo Cantarell.

Por esta razón se propone que la evaluación de los divergentes utilizados para estimulación de pozos en yacimientos como el de Cantarell altamente fracturado sean evaluados siempre que sea posible, mediante herramientas que puedan ser corridas en agujero descubierto y cuyo funcionamiento haya sido ampliamente probado.

La inyección de trazadores en la corriente de los fluidos de tratamiento es una opción para la evaluación del perfil de admisión del ácido hacia la formación. Los trazadores que mejor funcionan son los del tipo radioactivo, sin embargo, como el fluido será recuperado, los trazadores deben cumplir con requerimientos como:

Seguridad en el manejo

Corta Vida

Fáciles de detectar

Aplicables en concentraciones no dañinas.

Para el Campo Cantarell, se sugiere el uso de tritio y/o yodo de corta vida en concentraciones no dañinas, que pueden ser inyectados junto con el HCl a boca de pozo durante una estimulación.

El proceso de evaluación puede realizarse mediante la corrida e interpretación de un registro de rayos gamma común con un detector de coples incluido, (este

registro puede ser tomado hasta con un equipo helitransportable o ligero) que debe ser utilizado una vez que los fluidos aportados por el pozo estén completamente libres de contaminantes de tratamiento y de formación. El tiempo en el que se puede tomar el registro debe encontrarse dentro del periodo de vida del trazador que normalmente se diseña para no más de tres días.

La interpretación del registro se efectúa con personal especialista, La base de interpretación es la elaboración de un plano o registro de la trayectoria de invasión del trazador que debe correlacionarse con la inyección de los fluidos de tratamiento. Estos sistemas de evaluación no ponen en riesgo de contaminación de la corriente de producción y no son dañinos al ser humano por su baja concentración.

CONCLUSIONES

Debido a la necesidad de contar en el centro de trabajo con una herramienta de fácil acceso a todo el personal relacionado con la productividad de los pozos del campo Cantarell, se ha tratado de concentrar en este documento la experiencia de tratamientos de estimulación realizados desde 1996 a la fecha en este campo. Representa aciertos y errores que con el tiempo se han depurado hasta llegar a ser un tópico que es una de las principales preocupaciones de todo el personal por el impacto en la productividad de los pozos.

La metodología establecida para el desarrollo de las estimulaciones en el campo Cantarell representa el esfuerzo de las Unidades de perforación y Activo de producción que de alguna manera ha dado a la fecha resultados positivos. Los procedimientos seguidos hasta hoy pueden seguirse mejorando con la implementación de nuevas técnicas, con el apoyo decidido de personal especialista y con la participación ética de las compañías de servicio

Los tratamiento químicos en campo Cantarell seguirán siendo neurálgicos para la industria hasta en tanto el avance técnico en los fluidos de perforación y los cementos así como las técnicas mismas de perforación nos permitan llegar al objetivo establecido sin invasión de fluidos al yacimiento, por ahora se tendrá que seguir en el camino de la optimización de los diseños, de los recursos logísticos, materiales, económicos y humanos involucrados en las operaciones de inducción y tratamientos químicos a pozos marinos.

Los resultados obtenidos a la fecha señalan un importante avance en el ramo de las estimulaciones sin embargo se observa una gran área de oportunidad para optimizar como es la contratación de equipos y servicios de apoyo acordes a los diámetros tan grandes de aparejos de producción y las condiciones mismas del campo, así como de las estructuras .

Conclusiones y Recomendaciones

La evaluación de los tratamientos en este campo, es hasta ahora incipiente por lo que tendrán que ser establecidos a la brevedad métodos o sistemas de evaluación de estimulaciones como los que se basan en el trazado radioactivo, y aprovechar la nueva infraestructura que esta siendo instalada en los aparejos recientes a base de sensores de presión y temperatura de fondo tanto permanentes como temporales, así mismo se hace ya de necesidad la instalación en campo y en gabinete de sistemas de monitoreo a tiempo real durante los tratamientos que permitan la optimización en sitio de los mismos.

Con objeto de que esta disciplina siga preocupada por la eficiente explotación de los pozos en el campo Cantarell es necesario que se continúe con la documentación futura de trabajos similares para permitir la difusión de los mismos así como el establecimiento de propuestas de mejora.

RECOMENDACIONES

Las recomendaciones siguientes están basadas en los resultados obtenidos por las estimulaciones de los pozos del campo Cantarell, en la información de los manuales especializados y en los boletines técnicos.

Para definir el volumen adecuado del ácido se tendrá que tener en cuenta la porosidad y permeabilidad de la formación, la presencia de zonas fracturadas como el caso de campo Cantarell

De acuerdo a los resultados de las pruebas de Compatibilidad con el aceite de los pozos de este campo con ácido clorhídrico sin aditivos se concluye que el aceite del campo presenta una alta estabilidad, sin embargo se debe cuidar la sobresaturación de aditivos al ácido con objeto de evitar el daño de formación por estimulación que no deja de ser un riesgo en cada tratamiento.

Es importante que se realicen pruebas de compatibilidad por emulsión agregando a la formulación una solución de FeCl_2 , con la finalidad de simular las condiciones de arrastre del ion férrico dentro del pozo.

Debido a que la temperatura del fondo de los pozos del campo Cantarell están por debajo de 120°C se recomienda seguir utilizando Ácido Clorhídrico principalmente por los bajos costos pero en casos especiales pueden ser utilizados algunos ácidos orgánicos que puedan superar la concentración equivalente al 15 % del ácido actual

En los tratamientos de estimulación en agujeros descubiertos de este campo se recomienda sean espumados con diferentes calidades de espuma, para permitir en lo posible la divergencia necesaria del ácido para lograr cubrir la mayor longitud de agujero posible, la calidad de la espuma deberá responder fielmente en campo a los diseños de gabinete, por lo que la supervisión es prioritaria.

Conclusiones y Recomendaciones

Para pozos que presenten cuello arcilloso se recomienda el uso preliminar de un bache de salmuera de KCl más aditivos compatibles con la arcilla, con el objeto de inhibir su hidratación y evitar el hinchamiento de las mismas, posterior al tratamiento.

Se recomienda efectuar los tratamientos de estimulación nitrogenados con la finalidad de tener mayor área de contacto del ácido con la formación así como para proporcionar una energía temporal al yacimiento que le ayuden al desalojo de los productos de la reacción.

de acuerdo al análisis de los diseños de estimulaciones efectuadas en pozos del campo Cantarell se recomienda iniciar un diseño con los aditivos y concentraciones presentadas en la Tabla No. III.2

Se recomienda el uso de Software especializados en la simulación de estimulaciones para determinar el diseño y la operación óptima.

Es importante que se lleve un historial de las estimulaciones efectuadas en cada pozo ya que de esta manera se podrá saber si es necesario modificar el diseño de los tratamientos posteriores.

Para asegurar que un tratamiento de estimulación de un pozo sea el adecuado se deberá hacer un análisis minucioso del pozo y efectuar un riguroso control de calidad de la operación.

REFERENCIAS

1. Base de datos de Caracterización del Yacimiento del Activo Cantarell. 1996-2001.
2. Informe Final "Diagnóstico de la Perforación y Mecánica de Rocas (Plataforma Akal B)". IMP-PEP-Schlumberger. 1998
3. Base de datos del Área de Yacimientos. Activo Cantarell. 1996-2001
4. Estadística de Perforación y Reparación de Pozos del Activo Cantarell 1996-2001.
5. Informe anual de trabajos de Estimulación del Activo Cantarell 1998-2001.
6. Islas Silva, Carlos: "MANUAL DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL DE POZOS PETROLEROS". Editado por el Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 1991.
7. Schechter, Robert S.: "OIL WELL STIMULATION". Edit. Prentice-Hall Inc. 1992.
8. Economides, J. Michael et al.: "PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS". Edit. Prentice-Hall PTR. 1994
9. Economides, J. Michael et al.: "PETROLEUM WELL CONSTRUCTION"; Edit. John Wiley and Sons Inc. 1998.
10. León Ventura, R.: "ANÁLISIS DE PRUEBAS DE VARIACIÓN DE PRESIÓN". Instituto Mexicano del Petróleo. 1984.
11. Craft, B. C. and Hawkins, M.F. Jr.: "APPLIED PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING". Edit. Prentice-Hall Book Co. Inc., Englewood Cliffs, NJ. 1959.
12. Servio Tulio Subiaur Artiachi: APUNTES DE LA MATERIA "DISPAROS". Especialización en Perforación y Mantenimiento de pozos. C.U. 2001.
13. Estadística de Estimulaciones del Activo Cantarell 1996-2001.
14. Software "Acid Placement: Skin vs. Volume, StimCADE. Copyright Schlumberger.
15. Zapata González. Cuauhtemoc: APUNTES DE LA MATERIA "ESTIMULACIÓN MATRICIAL DE POZOS"; Especialización en Perforación y Mantenimiento de Pozos. C.U. 2001.

16. Bautista Fregoso Saúl: APUNTES DE LA MATERIA "SISTEMAS ARTIFICIALES". Especialización en Perforación y Mantenimiento de pozos. C.U. 2001.
17. Brown, K.E.: "THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS". Penn-Well Books, Tulsa, OK. 1984.
18. D. Zhu, A.D. Hill and M.D. Looney,: "EVALUATION OF ACID TREATMENTS IN HORIZONTAL WELLS". Article presented at the 2000 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland. Texas. Paper SPE No 59804
19. Solís Muñoz G., González Rivera M.A y Escobar Castillo J.: "PROCEDIMIENTOS PRACTICOS PARA DIAGNOSTICAR LA ESTIMULACIÓN DE POZOS PRODUCTORES DE ACEITE MEDIANTE PRUEBAS DE VARIACIÓN DE PRESIÓN" Instituto Mexicano del Petróleo. 1981.
20. Mora, Ríos Alfonso: APUNTES DE LA MATERIA "PERFORACIÓN CON TF". Especialización en Perforación y Mantenimiento de Pozos. C.U. 2001.
21. Base de datos de pruebas de variación de presión del Activo Cantarell. 1996-2001.

LISTA DE FIGURAS

Figura No.	Descripción	Página
I.1	Ubicación del Campo Cantarell	8
I.2	Plano Estructural del Campo Cantarell	10
I.3	Avance de los contactos WOCy GOC en el Campo Cantarell	13
I.4	Diagrama de las Formaciones productoras en Cantarell	14
I.5	Columna Geológica tipo para el Campo Cantarell	18
I.6	Diámetros de terminación mas comunes en el Campo Cantarell	25
I.7	Evolución de los aparejos de producción en el Campo Cantarell	28
II.1	Variación de concentración del ácido con el tiempo	45
II.2	Efecto de la relación área-volumen en la reacción HCl con caliza a 1000 psi y 80°F	50
III.1	Simulación de la remoción del daño con un tratamiento de estimulación	72
III.2	Algoritmo de estudio para el análisis de un pozo previo a su estimulación	75
III.3	Correlación del índice de productividad contra la caída de presión en el Campo Cantarell	77
III.4	Correlación entre el volumen de ácido durante una estimulación y la porosidad de la formación para el Campo Cantarell	87
III.5	Correlación entre el volumen de ácido durante una estimulación y la litología para el Campo Cantarell	88
IV.1	Ejemplo del monitoreo de la presión en un tratamiento de acidificación matricial en el Campo Cantarell	98
IV.2	Comportamiento de la presión de bombeo durante la estimulación del pozo Cantarell 1029	107
IV.3	Gráfica del inverso del índice de inyectividad contra el tiempo para obtener el valor del daño	110
IV.4	Determinación del perfil de flujo con un registro molinete	115

LISTA DE TABLAS

Tabla No	Descripción	Página
I.1	Estado de Pozos en el Campo Cantarell	11
I.2	Características del Campo Cantarell	11
I.3	Características Físicas del aceite producido en el Campo Cantarell	11
I.4	Características de las Formaciones productoras en el Campo Cantarell	15
I.5	Datos de Pozos perforados a partir de 1995 en el Campo Cantarell	19
II.1	Peso Molecular de los componentes de las reacciones ácido-carbonatos	37
II.2	Densidad correspondiente a diferentes concentraciones de HCl	38
II.3	Poder de disolución de ácidos para carbonatos a diferentes concentraciones	39
II.4	Radio Promedio del sustentante para diferentes pares de malla	40
II.5	Guía general para la selección del fluido para una estimulación matricial	57
II.6	Guía general para la selección del fluido base en una estimulación matricial reactiva	58
II.7	Guía general para la selección de aditivos en una acidificación matricial reactiva	59
III.1	Pruebas de compatibilidad por emulsión	71
III.2	Concentraciones de aditivos básicos para el Campo Cantarell	74
III.3	Resultados de pruebas de compatibilidad en el Campo Cantarell	79
III.4	Volumen de ácido clorhídrico para acidificaciones en el Campo Cantarell	85

Lista de Tablas

III.5	Datos de pozos estimulados en el Campo Cantarell	86
IV.1	Resultados de las Estimulaciones en el Campo Cantarell en función del gasto de producción	92
IV.2	Datos del pozo Cantarell 1029	105
IV.3	Resumen de la Operación de Estimulación en el pozo Cantarell 1029	106
IV.4	Determinación de la presión de inyección en el fondo del pozo utilizando las tablas	108
IV.5	Determinación del gasto de inyección en el fondo del pozo durante una estimulación	109
IV.6	Determinación del índice de inyectividad	109
IV.7	Tratamiento de Estimulación con un bache divergente	113

ANEXO 1

TABLA 1 PRESIÓN DE FONDO DE UNA COLUMNA DE NITRÓGENO TENIENDO LA PRESIÓN DE SUPERFICIE Y LA PROFUNDIDAD								
Profundidad (pies)	Pw (psi)							
	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000
500	509	1017	1527	2036	2547	3059	3572	4060
1000	517	1035	1553	2073	2594	3117	3644	4121
1500	526	1052	1580	2109	2641	3175	3715	4180
2000	534	1070	1606	2145	2687	3233	3785	4240
2500	543	1087	1633	2181	2733	3291	3855	4299
3000	552	1104	1659	2217	2780	3348	3925	4358
3500	560	1122	1685	2253	2825	3405	3994	4417
4000	569	1139	1712	2289	2871	3462	4049	4475
4500	577	1156	1738	2324	2917	3518	4102	4533
5000	586	1174	1764	2360	2962	3574	4156	4591
5500	595	1191	1791	2395	3008	3630	4209	4649
6000	603	1208	1817	2431	3053	3686	4263	4706
6500	612	1226	1843	2466	3098	3742	4316	4763
7000	621	1243	1869	2501	3143	3797	4368	4820
7500	629	1260	1895	2537	3187	3852	4421	4877
8000	638	1278	1921	2572	3232	3906	4474	4933
8500	647	1295	1947	2607	3276	3961	4526	4989
9000	655	1312	1974	2642	3321	4008	4578	5045
9500	664	1329	2000	2677	3365	4055	4630	5101
10000	673	1347	2026	2712	3409	4101	4681	5157
10500	681	1364	2051	2764	3453	4148	4733	5213
11000	690	1381	2077	2781	3497	4194	4784	5268
11500	699	1399	2103	2816	3541	4240	4836	5323
12000	707	1416	2129	2851	3585	4286	4887	5378
12500	716	1433	2155	2885	3629	4332	4938	5433
13000	725	1451	2181	2920	3672	4378	4989	5488
13500	734	1468	2207	2954	3716	4424	5039	5542
14000	742	1485	2232	2989	3759	4470	5090	5597
14500	751	1502	2258	3023	3802	4515	5141	5651
15000	760	1520	2284	3057	3845	4561	5191	5705
15500	769	1537	2310	3092	3888	4606	5241	5760
16000	777	1554	2335	3126	3931	4651	5291	5813
16500	786	1572	2361	3160	3974	4697	5341	5867
17000	795	1589	2387	3139	4013	4742	5391	5921

TABLA 1 PRESIÓN DE FONDO DE UNA COLUMNA DE NITRÓGENO TENIENDO LA PRESIÓN DE SUPERFICIE Y LA PROFUNDIDAD.

Profundidad (pies)	Pw (psi)							
	4500	5000	5500	6000	6500	7000	7500	8000
500	4566	5071	5575	6080	6584	7088	7591	8095
1000	4631	5141	5650	6159	6667	7175	7682	8190
1500	4696	5211	5725	6238	6750	7262	7773	8284
2000	4761	5281	5799	6316	6833	7348	7863	8377
2500	4825	5350	5873	6394	6915	7434	7952	8470
3000	4889	5419	5946	6472	6996	7519	8041	8562
3500	4953	5487	6019	6549	7078	7604	8130	8653
4000	5017	5555	6092	6626	7158	7689	8218	8744
4500	5080	5623	6164	6703	7239	7773	8305	8835
5000	5143	5691	6236	6779	7319	7857	8392	8925
5500	5205	5758	6308	6855	7399	7940	8479	9015
6000	5267	5825	6379	6930	7478	8023	8565	9104
6500	5330	5892	6450	7005	7557	8106	8651	9193
7000	5391	5958	6521	7080	7636	8188	8737	9282
7500	5453	6024	6591	7155	7714	8270	8822	9370
8000	5514	6090	6662	7229	7792	8351	8906	9457
8500	5575	6156	6732	7303	7870	8433	8991	9544
9000	5636	6221	6801	7376	7947	8513	9075	9631
9500	5697	6287	6871	7450	8025	8594	9158	9718
10000	5758	6352	6940	7523	8101	8674	9241	9804
10500	5818	6416	7009	7596	8178	8754	9324	9890
11000	5878	6481	7078	7669	8254	8833	9407	9976
11500	5938	6545	7146	7741	8330	8913	9489	10061
12000	5998	6609	7214	7813	8406	8992	9571	10146
12500	6057	6673	7282	7885	8482	9070	9653	10230
13000	6117	6737	7350	7957	8557	9149	9735	10315
13500	6176	6801	7418	8029	8632	9227	9816	10399
14000	6235	6864	7485	8100	8707	9305	9897	10483
14500	6294	6927	7553	8171	8781	9383	9977	10566
15000	6353	6990	7620	8242	8855	9460	10058	10649
15500	6411	7053	7687	8313	8929	9537	10138	10732
16000	6470	7116	7753	8383	9003	9614	10218	10815
16500	6528	7179	7820	8454	9077	9691	10298	10898
17000	6586	7241	7886	8524	9150	9768	10377	10980

TABLA 1. PRESIÓN DE FONDO DE UNA COLUMNA DE NITRÓGENO TENIENDO LA PRESIÓN EN SUPERFICIE Y LA PROFUNDIDAD				
Profundidad (pies)	Pw (psi)			
	8500	9000	9500	10000
500	8598	9101	9604	10106
1000	8696	9201	9707	10212
1500	8793	9301	9809	10317
2000	8889	9400	9911	10421
2500	8985	9499	10012	10525
3000	9080	9597	10113	10628
3500	9174	9694	10213	10730
4000	9268	9791	10312	10832
4500	9362	9887	10411	10934
5000	9455	9983	10509	11034
5500	9547	10078	10607	11135
6000	9640	10173	10705	11235
6500	9731	10267	10802	11334
7000	9823	10361	10898	11433
7500	9913	10455	10994	11531
8000	10004	10548	11090	11630
8500	10094	10641	11185	11727
9000	10184	10733	11280	11824
9500	10273	10825	11374	11921
10000	10362	10917	11469	12018
10500	10451	11008	11562	12114
11000	10539	11099	11656	12210
11500	10627	11189	11749	12305
12000	10715	11280	11841	12400
12500	10802	11370	11934	12495
13000	10889	11495	12026	12589
13500	10976	11549	12118	12683
14000	11062	11638	12209	12777
14500	11148	11726	12300	12871
15000	11234	11815	12391	12964
15500	11320	11903	12482	13057
16000	11405	11991	12572	13149
16500	11490	12078	12662	13241
17000	11575	12166	12752	13333

TABLA 2 FACTOR PARA DETERMINAR EL PESO DE UNA COLUMNA DE NITRÓGENO					
Profundidad (pies)	Pw<40 (psi)	Pw>40 (psi)	Profundidad (pies)	Pw<40 (psi)	Pw>40 (psi)
100	1.004	1.002	4100	1.1521	1.0983
200	1.008	1.005	4200	1.1558	1.1007
300	1.011	1.007	4300	1.1594	1.1031
400	1.015	1.010	4400	1.1631	1.1055
500	1.019	1.012	4500	1.1668	1.1079
600	1.023	1.014	4600	1.1705	1.1103
700	1.026	1.017	4700	1.1742	1.1127
800	1.030	1.019	4800	1.1778	1.1151
900	1.034	1.022	4900	1.1815	1.1175
1000	1.038	1.024	5000	1.1852	1.12
1100	1.041	1.029	5100	1.1889	1.1223
1200	1.045	1.031	5200	1.1926	1.1247
1300	1.049	1.034	5300	1.1962	1.1271
1400	1.053	1.036	5400	1.1999	1.1295
1500	1.056	1.038	5500	1.2036	1.1319
1600	1.060	1.041	5600	1.2072	1.1343
1700	1.064	1.043	5700	1.2108	1.1367
1800	1.067	1.046	5800	1.2144	1.1391
1900	1.071	1.048	5900	1.218	1.1415
2000	1.075	1.050	6000	1.2216	1.1439
2100	1.079	1.053	6100	1.2252	1.1463
2200	1.082	1.055	6200	1.2288	1.1487
2300	1.086	1.058	6300	1.2324	1.1511
2400	1.090	1.060	6400	1.236	1.1535
2500	1.093	1.062	6500	1.2396	1.1559
2600	1.097	1.065	6600	1.2431	1.1583
2700	1.101	1.067	6700	1.2466	1.1607
2800	1.104	1.070	6800	1.2502	1.1631
2900	1.108	1.072	6900	1.2537	1.1655
3000	1.112	1.074	7000	1.2572	1.1679
3100	1.115	1.077	7100	1.2607	1.1703
3200	1.119	1.079	7200	1.2642	1.1727
3300	1.123	1.082	7300	1.2678	1.1751
3400	1.126	1.084	7400	1.2713	1.1775
3500	1.130	1.086	7500	1.2748	1.1799
3600	1.134	1.089	7600	1.2783	1.1823
3700	1.137	1.091	7700	1.2818	1.1847
3800	1.141	1.094	7800	1.2854	1.1871
3900	1.145	1.096	7900	1.2889	1.1895
4000	1.148	1.096	8000	1.2924	1.1919

TABLA 2. FACTOR PARA DETERMINAR EL PESO DE UNA COLUMNA DE NITROGENO					
Profundidad (pies)	Pw<40 (psi)	Pw>40 (psi)	Profundidad (pies)	Pw<40 (psi)	Pw>40 (psi)
8100	1.296	1.1943	12600	1.4551	1.3022
8200	1.2996	1.1967	12700	1.4586	1.3046
8300	1.3032	1.1991	12800	1.4622	1.307
8400	1.3068	1.2014	12900	1.4657	1.3094
8500	1.3104	1.2038	13000	1.4692	1.3118
8600	1.314	1.2062	13100	1.4726	1.3142
8700	1.3176	1.2086	13200	1.4761	1.3166
8800	1.3212	1.211	13300	1.4795	1.319
8900	1.3248	1.2134	13400	1.483	1.3214
9000	1.3284	1.2158	13500	1.4864	1.3238
9100	1.3319	1.2182	13600	1.4898	1.3262
9200	1.3354	1.2206	13700	1.4933	1.3286
9300	1.339	1.223	13800	1.4964	1.331
9400	1.3425	1.2254	13900	1.5002	1.3333
9500	1.346	1.2278	14000	1.5036	1.3357
9600	1.3495	1.2302	14100	1.507	1.3381
9700	1.353	1.2326	14200	1.5105	1.3405
9800	1.3566	1.235	14300	1.5139	1.3429
9900	1.3601	1.2374	14400	1.5174	1.3453
10000	1.3636	1.2398	14500	1.5208	1.3473
10100	1.3671	1.2422	14600	1.5246	1.3501
10200	1.3706	1.2446	14700	1.5277	1.3525
10300	1.3742	1.247	14800	1.5311	1.3549
10400	1.3777	1.2494	14900	1.5346	1.3563
10500	1.3812	1.2518	15000	1.538	1.3597
10600	1.3847	1.2542	15100	1.5414	1.3621
10700	1.3882	1.2566	15200	1.5449	1.3645
10800	1.3918	1.259	15300	1.5483	1.3669
10900	1.3953	1.2614	15400	1.5518	1.3693
11000	1.3988	1.2638	15500	1.5552	1.3717
11100	1.4023	1.2662	15600	1.5586	1.3741
11200	1.4058	1.2686	15700	1.5621	1.3765
11300	1.4094	1.271	15800	1.5655	1.3789
11400	1.4129	1.2734	15900	1.569	1.3813
11500	1.4164	1.2758	16000	1.5724	1.3837
11600	1.4199	1.2782	16100	1.5758	1.3861
11700	1.4234	1.2806	16200	1.5793	1.3885
11800	1.427	1.283	16300	1.5827	1.3909
11900	1.4305	1.2854	16400	1.5862	1.3933

TABLA 2 FACTOR PARA DETERMINAR EL PESO DE UNA COLUMNA DE NITRÓGENO					
Profundidad (pies)	Pw<40 (psi)	Pw>40 (psi)	Profundidad (pies)	Pw<40 (psi)	Pw>40 (psi)
12000	1.434	1.2878	16500	1.5896	1.3957
12100	1.4375	1.2902	16600	1.5927	1.3981
12200	1.441	1.2926	16700	1.5958	1.4005
12300	1.4446	1.295	16800	1.599	1.4029
12400	1.4481	1.2974	16900	1.6021	1.4053
12500	1.4516	1.2998	17000	1.6052	1.4077