



6
2e

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

“ESTIMULACION DE POZOS MEDIANTE
FRACTURAMIENTO HIDRAULICO”

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

CLAUDIO CESAR DE LA CERDA NEGRETE



DIRECTOR DE TESIS:

M. I. TEODULO GUTIERREZ ACOSTA

MEXICO. D. F.

265278
1998

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis 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 AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACION DEL PETROLEO

TITULO:

ESTIMULACION DE POZOS MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

DIRECTOR DE TESIS:

ING. TEODULO GUTIERREZ ACOSTA

JURADO:

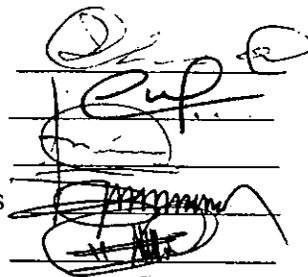
PRESIDENTE: ING. IGNACIO ALONSO CARDENAS

VOCAL: ING. TEODULO GUTIERREZ ACOSTA

SECRETARIO: ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO

1ER. SUPLENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

2DO. SUPLENTE: ING. MAXIMINO MEZA MEZA



Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines. The signatures are: Ignacio Alonso Cardenas, Teodulo Gutierrez Acosta, Nestor Martinez Romero, Manuel Villamar Viguera, and Maximino Meza Meza.

Ciudad Universitaria, a 7 de Agosto de 1998

A MI PADRE

Sr. Claudio de la Cerda Lemus

Esto es sólo el resultado de tu ejemplo
de responsabilidad y trabajo.

Gracias por todo tu apoyo papá.

A MI MADRE

Sra. Elisa Negrete Delgadillo

Gracias por tu eterna ayuda
incondicional.

Esto también es tu esfuerzo.

A TI ARA

Por que has sido pieza importante
para el logro de mi meta.
Gracias por tu apoyo.

A MIS HERMANOS

Gustavo Arturo de la Cerda
Martha Elisa de la Cerda
Aldo Horacio de la Cerda
De quienes he recibido siempre un
apoyo total.
Comparto con ustedes este logro.

A MIS TIOS

Gustavo de la Cerda Lemus
Arturo de la Cerda Lemus

A LIC. MANUEL ECHEVERRIA RUÍZ

Hay detalles y palabras que pueden cambiar el curso de la vida.

Gracias por el apoyo y consejos claves que siempre recibí de usted.

A M.I. TEÓDULO GUTIÉRREZ ACOSTA

Gracias por su invaluable dirección en los últimos años de mi formación en esta Universidad.

ÍNDICE

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. BREVE EXORDIO DE LA INGENIERÍA PETROLERA.....	1
1.2. DEFINICIÓN DE ESTIMULACIÓN.....	2
1.3. MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN.....	3
1.4. DAÑO A LA FORMACIÓN.....	6
1.5. DEFINICIÓN Y OBJETIVO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	11
1.6. HISTORIA Y DESARROLLO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	12
CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	15
2.1. MECÁNICA BÁSICA DE LA ROCA Y PROPIEDADES.....	15
2.2. GEOMETRÍA DE LAS FRACTURAS.....	18
2.2.1 Orientación de la fractura.....	19
2.2.2 Descripción de la fractura vertical.....	21
CAPÍTULO III. APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	34
3.1. USOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	34
3.2. DETERMINACIÓN DE POZOS APLICABLES PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	36
3.2.1 Determinación de la aplicabilidad de un pozo para fracturamiento, a partir de datos de pruebas de incremento de presión y condiciones de producción.....	37
3.2.2 Efecto de la capacidad de la formación (kh) en la aplicabilidad de pozos para tratamiento.....	39
3.2.3 Criterios generales para determinar la aplicabilidad de un tratamiento de fracturamiento hidráulico en un pozo dado.....	40

3.3. IDENTIFICANDO CANDIDATOS.....	43
3.4. COMPENDIO.....	47

CAPÍTULO IV. FLUIDOS FRACTURANTES, ADITIVOS Y AGENTES

SUSTENTANTES.....	48
4.1. FLUIDOS FRACTURANTES.....	48
4.1.1 Propiedades de los fluidos fracturantes.....	48
4.1.2 Fluidos base-aceite.....	50
4.1.3 Fluidos base-agua.....	52
4.1.4 Fluidos base-ácido.....	52
4.1.5 Selección del fluido fracturante.....	54
4.2. ADITIVOS.....	57
4.2.1 Aditivos para fluidos base-aceite.....	57
4.2.2 Aditivos para fluidos base-agua.....	57
4.2.3 Aditivos para fluidos base-ácido.....	59
4.2.4 Productos químicos para el fracturamiento.....	60
4.3. AGENTES SUSTENTANTES.....	61
4.3.1 Sustentantes comerciales.....	63
4.3.2 Sustentantes comerciales mejorados.....	63
4.3.3 Tipos adicionales de sustentantes.....	65
4.3.4 Características deseables del agente sustentante.....	66

CAPÍTULO V. EQUIPO AUXILIAR PARA EFECTUAR UN

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	67
5.1. EQUIPO MECÁNICO AUXILIAR.....	67
5.1.1 Tanques almacenadores de fluido fracturante.....	70
5.1.2 Equipo de manejo de sustentantes.....	70
5.1.3 Proporcionadores de fluido/sustentante ("blender").....	71
5.1.4 Unidades de bombeo.....	74
5.1.5 Múltiple de inyección.....	77

5.1.6	Herramienta aisladora del cabezal.....	77
5.2.	MONITOREO COMPUTARIZADO EN EL CAMPO.....	78
5.3.	MODELOS DE PROPAGACIÓN DE LA FRACTURA.....	80
5.3.1	Modelos bidimensionales.....	80
5.3.2	Modelos tridimensionales.....	81
5.4.	SIMULADORES.....	82
 CAPÍTULO VI. DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....		85
6.1.	FILOSOFÍAS DEL DISEÑO DE TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO.....	85
6.2.	DATOS REQUERIDOS.....	86
6.2.1	Datos generales requeridos.....	86
6.2.2	Parámetros no-controlables.....	88
6.2.3	Parámetros controlables.....	91
6.3.	SELECCIÓN DEL FLUIDO FRACTURANTE Y SUSTENTANTE.....	93
6.4.	PROGRAMA ÓPTIMO DE FLUIDO Y SUSTENTANTE.....	99
6.5.	CONSIDERACIONES PRÁCTICAS EN EL DISEÑO DEL TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO.....	101
6.5.1	Gasto de inyección y limitaciones de presión.....	101
6.5.2	Altura de la fractura.....	101
6.6.	LIMITACIONES LOGÍSTICAS.....	102
6.7.	SELECCIÓN ÓPTIMA DEL TRATAMIENTO.....	103
6.8.	DATOS REQUERIDOS PARA EL DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO.....	104
 CAPÍTULO VII. EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL POZO FRACTURADO HIDRÁULICAMENTE.....		107
7.1.	EVALUACIÓN TÉCNICA.....	107
7.1.1	Índice de productividad.....	107
7.1.2	Procedimiento general de evaluación.....	121
7.2.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	122
7.2.1	Conceptos generales en la economía de un fracturamiento.....	122

7.2.2	Criterio económico a partir del Valor Presente Neto.....	124
7.2.3	Factores de evaluación en el costo del fracturamiento hidráulico.....	125
NOMENCLATURA.....		128
CONCLUSIÓN TÉCNICA.....		132
CONCLUSIÓN ACADÉMICA.....		135

PREFACIO

Dentro de la Ingeniería Petrolera ha habido importantes desarrollos tecnológicos; algunos de ellos son los métodos de estimulación de pozos, particularmente el FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO; con este método se puede incrementar la productividad de un pozo e inclusive hacerlo productor cuando por diversos problemas del yacimiento el pozo no produce hidrocarburos. Tal es la importancia de un fracturamiento hidráulico, que se puede decir que muchos pozos existen como productores comerciales gracias a la estimulación de su productividad. En la actualidad, a una gran mayoría de los pozos que se perforan, inmediatamente se les aplica una estimulación por fracturamiento hidráulico para incrementar su productividad o simplemente para hacerlos producir.

Debido a las nuevas políticas de explotación en el mundo y a la aplicación de una "reingeniería" en las grandes empresas petroleras, la estimulación de pozos ha tomado un lugar importante en los proyectos de inversión para la explotación de hidrocarburos, sobre todo si se consideran las políticas de las compañías petroleras de reorientar su visión hacia la revisión y optimización de campos considerados maduros o en etapas muy avanzadas de explotación, por resultar más rentables, comparado con la inversión del desarrollo de nuevos campos.

Por la celeridad con que evoluciona la tecnología y dado que la información existente para los alumnos en la Facultad de Ingeniería es escasa, se pretende que esta tesis sirva de apoyo como apuntes para la materia de Terminación y Reparación de pozos, así mismo, que tenga la función de incorporar la información de tecnología actualizada, complementando a la docencia el conocimiento del software de aplicación. Adicionalmente se consideran temas relevantes como es la evaluación técnico-económica de un pozo fracturado hidráulicamente por considerarlo de gran interés en los procedimientos actuales de las empresas petroleras modernas, y por consiguiente, deberán ser del conocimiento de los estudiantes de la carrera de Ingeniero Petrolero.

CAPITULO

INTRODUCCIÓN

1.1. BREVE EXORDIO DE LA INGENIERÍA PETROLERA ^{1*}

La Ingeniería Petrolera es una rama de la ingeniería que tiene como objetivo diseñar, programar, ejecutar y dirigir las actividades relacionadas con la explotación de hidrocarburos en forma óptima, tanto técnica como económicamente.

Para poder cumplir con su objetivo, la Ingeniería Petrolera se ha dividido en áreas específicas, y cada una de ellas se encarga de cumplir con sus funciones; estas áreas o especialidades son: Perforación, Producción, Yacimientos e Ingeniería de Pozos.

El área de Perforación es la encargada de crear la obra ingenieril o conducto que permitirá comunicar mediante un pozo, a la formación productora con la superficie.

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

En lo concerniente a Yacimientos, ésta es el área que tiene a su cargo el óptimo desarrollo de los campos, ya que con la adecuada planeación del desarrollo de un campo se podrán obtener mejores resultados y finalmente se tendrá la posibilidad de obtener una mayor recuperación de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento, para con ello lograr su adecuada explotación técnica y económica.

* Referencias al final del capítulo

Finalmente, la Ingeniería de Pozos tiene un ámbito muy amplio; ésta inicia desde que la perforación ha cumplido su objetivo, estableciendo la operación controlada y segura de la producción entre el yacimiento y la superficie; hasta dejarlo en condiciones de explotación mediante su adecuada terminación; es dentro de esta especialidad en donde la Estimulación de Pozos se encuentra involucrada, teniendo una importancia relevante dentro de la Ingeniería Petrolera, ya que con la precisa intervención de los pozos de un campo, es posible que mediante su estimulación, los daños presentes se corrijan, haciendo que la recuperación de hidrocarburos se mejore y resulte más rentable.

1.2. DEFINICIÓN DE ESTIMULACIÓN ^{2,3}

La estimulación de un pozo se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento, que servirán para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo para la producción, y del pozo a la formación para el caso de inyección.

Los objetivos de la estimulación, son: para pozos productores, incrementar la producción de hidrocarburos; para pozos inyectores, aumentar la inyección de fluidos como agua, gas o vapor, y para procesos de recuperación secundaria o mejorada, optimizar los patrones de flujo.

¿Por qué estimular? Existen dos razones principales: o bien, la permeabilidad nativa del yacimiento es tan baja que el pozo o el campo no es viable desde el punto de vista económico y no podría producir sin estimulación; o bien, la región cercana a la cara del pozo ha sufrido daño y es necesario sobrepasar ese daño y restablecer la productividad del pozo. En el primer caso, el problema es inevitable, pero en el segundo, lo mejor es evitarlo no causando el daño de la formación desde las primeras operaciones donde se tiene contacto con el yacimiento.

1.3. MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN ²

Considerando un pozo productor, la ecuación de Darcy en su forma más simple puede usarse para conocer la respuesta de un pozo. En condiciones de flujo permanente, suponiendo un yacimiento radial circular como el mostrado en la figura 1.1, se puede utilizar para condiciones ideales de flujo (en unidades de Darcy) la siguiente ecuación:

$$q = \frac{2\pi kh (P_{ws} - P_{wf_{ideal}})}{\mu L n (r_e / r_w)} \quad 1.1$$

En esta ecuación la permeabilidad, k , no debe referirse a la permeabilidad absoluta, efectiva ni relativa, sino a una permeabilidad equivalente, que sea efectiva a los fluidos del yacimiento, función de la heterogeneidad de la formación y otros factores. En esta ecuación q es el gasto del pozo, h el espesor de la zona productora, $P_{wf_{ideal}}$ presión de fondo fluyendo en condiciones de flujo ideal, μ es la viscosidad de los fluidos del yacimiento, r_w el radio del pozo y r_e su radio de drene.

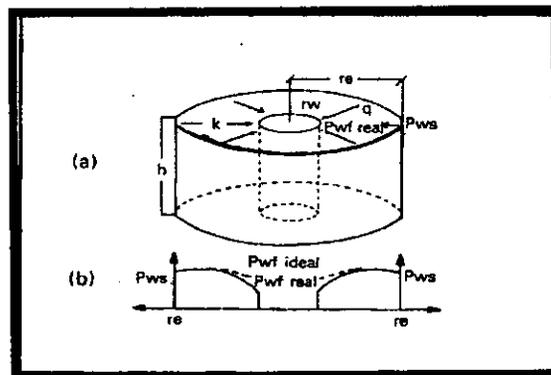


Figura 1.1 Condiciones esquemáticas del flujo Darcy en un yacimiento radial circular.

En el supuesto caso de que no existiese ninguna alteración en la permeabilidad virgen y equivalente de la formación a los fluidos del yacimiento, ni restricción alguna de los mismos al entrar al pozo a través del intervalo en producción, se tendría un comportamiento de la presión como el indicado por la línea discontinua en la figura 1.1 (b), siendo válida la ecuación 1.1.

En condiciones reales, es común que exista una caída de presión adicional, ΔP_s , la cual fue definida en función del "Efecto Skin", S, por Van Everdingen y Hurst, como:

$$\Delta P_s = P_{wf_{ideal}} - P_{wf_{real}} \quad 1.2$$

Dada por:

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} S \quad 1.3$$

De donde:

$$P_{wf_{ideal}} = \frac{q\mu}{2\pi kh} S + P_{wf_{real}}$$

Sustituyendo $P_{wf_{ideal}}$ en la ecuación 1.1, se tiene:

$$q = \frac{2\pi kh (P_{ws} - P_{wf_{real}})}{\mu \{Ln (r_e / r_w) + S\}} \quad 1.4$$

Ecuación que en su forma más sencilla representa las condiciones reales de flujo del yacimiento al pozo, donde S es matemáticamente adimensional.

Cada uno de los términos de esta ecuación afectarán la productividad del pozo y ciertas acciones pueden tomarse para cambiar favorablemente estos factores. Debe observarse que

los parámetros que pueden modificarse se restringen básicamente a la permeabilidad, k , y al efecto Skin, S . Un valor bajo de permeabilidad o un valor grande del efecto Skin, propiciarán una baja productividad del pozo.

Con respecto a la permeabilidad, es en lo general poco probable que se pueda incrementar a valores que permitan tener respuestas considerables en la productividad de los pozos. En estos casos, cuando la permeabilidad es baja (< 10 md), la posibilidad de incrementar considerablemente la productividad, es a través de la ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO. En este caso las características del yacimiento permanecen inalteradas y el mejoramiento de la productividad se da por el cambio de patrón de flujo de radial circular a lineal hacia una gran superficie dentro del yacimiento, creada por el fracturamiento.

Por otra parte, un valor grande de S , en general, será consecuencia de un daño causado en la zona vecina al pozo, debido principalmente a las operaciones de perforación, cementación y terminación del pozo.

Esta alteración en la vecindad del pozo puede realmente ser eliminada y así reducir a cero el valor de S , o en algunos casos disminuirlo más a valores negativos. Esto es posible lograrlo a través de la ESTIMULACIÓN MATRICIAL.

En cualquier caso, la estimulación reduce el efecto Skin, S , y el mejoramiento de la productividad del pozo resulta de un virtual incremento efectivo del radio del pozo, representado por la ecuación:

$$rw' = rw e^{-S} \quad 1.5$$

1.4. DAÑO A LA FORMACIÓN ²

El daño a una formación productora de hidrocarburos es la pérdida de productividad o inyectabilidad, parcial o total y natural o inducida de un pozo, resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un obturamiento de los canales permeables, asociado con el proceso natural de producción.

En condiciones normales de los pozos, sobre todo en su terminación, la zona de la formación vecina a la pared del pozo se encuentra dañada debido a la perforación misma, a la cementación de tuberías y al conjunto de operaciones requeridas para poner el pozo a producir. Es por ello importante analizar las causas de la caída de presión que se tiene al llevar los fluidos desde el yacimiento al fondo del pozo. Esta caída de presión, ΔP_r , controla en gran medida el caudal de entrada de fluidos al pozo. El análisis de esta parte del sistema de producción se basa en considerar, como se muestra en la figura 1.2, el flujo de fluidos desde el radio de drene del pozo, pasando a través de la zona virgen de la formación y de la zona vecina al pozo, generalmente alterada, y de aquí al intervalo perforado a través de los disparos.

$$\begin{aligned}\Delta P_r &= \Delta P_{fm} + \Delta P_{fd} + \Delta P_t + \Delta P_{PC} + \Delta P_{perf} + \Delta P_{tp} \\ &= P_{ws} - P_{wf}\end{aligned}\tag{1.6}$$

Donde:

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

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

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

ΔP_{PC} : Caída de presión asociada con la penetración parcial de la zona productora y/o el efecto de inclinación relativa de la formación con el eje del pozo.

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

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

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

En estas condiciones y como se mostró en la figura 1.1, se define una diferencia de presión entre la $P_{wf_{ideal}}$ y la $P_{wf_{real}}$.

$$\Delta P_s = P_{wf_{ideal}} - P_{wf_{real}} \quad 1.7$$

Van Everdingen y Hurst, relacionaron esta diferencia de presión en régimen permanente con el llamado "Efecto Skin", S, de donde se obtuvo la ecuación 1.3:

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

Esta ecuación en unidades de campo queda definida como:

$$\Delta P_s \text{ (psi)} = \frac{141.2 q \text{ (BPD)} \mu \text{ (cp)} B_o \text{ (adim)}}{k \text{ (md)} h \text{ (pie)}} S \text{ (adim)} \quad 1.8$$

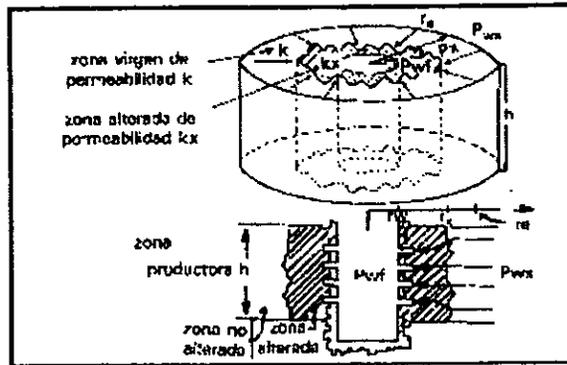


Figura 1.2 Diagrama de un sistema típico de flujo de un pozo

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

$$\Delta P_s = \Delta P_{fd} + \Delta P_t + \Delta P_c + \Delta P_{perf} + \Delta P_{tp} \quad 1.9$$

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

$$S = S_{fd} + S_t + S_{pc} + S_{perf} + S_{tp} \quad 1.10$$

Donde:

- S_{fd} : Factor de daño real de la formación
- S_t : Pseudofactor de daño por turbulencia

S_{pc} : Pseudofactor de daño por terminación

S_{perf} : Pseudofactor de daño por las perforaciones

S_{tp} : Pseudofactor de daño por los túneles de las perforaciones

Dado que las pruebas de presión permiten obtener el efecto Skin o factor de daño total S , este valor estará influenciado por el factor de daño verdadero a la formación y los otros pseudofactores, algunos de los cuales pueden tomar valores negativos, positivos o ser nulos. Obviamente, la estimulación de pozos sólo concierne con el factor de daño real, S_{fd} y el pseudofactor por restricciones en los túneles de los disparos, por lo que es de extrema importancia cuantificar los componentes del efecto Skin.

Considerando el sistema típico de flujo en un pozo dado en la figura 1.2 y suponiendo que el pozo se encuentra terminado en agujero abierto y que los pseudofactores de daño son nulos, se tendría un factor de daño S debido exclusivamente al daño real, por efecto de una zona alrededor del pozo con una permeabilidad, k_x , diferente a la de la zona virgen de la formación, k .

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

a) Si $k_x = k$

$$q = \frac{2\pi kh (P_x - P_{wf_{ideal}})}{\mu L \ln (r_x / r_w)} \quad 1.11$$

b) Si $k_x < \delta > k$

$$q = \frac{2\pi k_x h (P_x - P_{wf_{real}})}{\mu L \ln (r_x / r_w)} \quad 1.12$$

Combinando las ecuaciones anteriores con las Ecs. 1.2 y 1.3, se obtiene la siguiente ecuación:

$$S = \left| \frac{k}{kx} - 1 \right| \ln \frac{r_x}{r_w} \quad 1.13$$

De aquí puede observarse que:

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

La siguiente tabla presenta valores típicos de "S" y su significancia relativa

Condición del pozo	Valor del daño verdadero a la formación S
Altamente dañado	$S > + 10$
Dañado	$S > 0$
Sin daño	$S = 0$
Acidificado	$- 1 \leq S \leq -3$
Fracturado	$-2 \leq S \leq -4$
Masivamente Fracturado	$S < -5$

1.5. DEFINICIÓN Y OBJETIVO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ⁴

El fracturamiento hidráulico se define como el proceso de crear una fractura (que en condiciones ideales sería con dos alas de igual longitud a lados opuestos del pozo) mediante la inyección de un fluido a presión con la finalidad de sobrepasar el esfuerzo natural de la roca de la formación para el rompimiento del material del medio poroso. En resumen, el Fracturamiento Hidráulico es la creación y la preservación de una fractura en la roca del yacimiento; para esto, la energía debe ser generada por la inyección de un fluido desde el pozo hacia la formación, y para evitar que se unan las caras de la fractura, se deberá empaquetar con un sustentante (generalmente arena) para mantenerla abierta al eliminar la presión de inyección.

El proceso del fracturamiento hidráulico consiste en mezclar químicos especiales para crear un fluido fracturante apropiado y entonces bombear el fluido mezclado dentro de la zona productora a suficientemente altos gastos y presiones para acuñar y extender una fractura hidráulicamente. Primero, un fluido limpio llamado "gel" es bombeado para iniciar la fractura y establecer la propagación, seguido por un fluido mezclado con un agente de sustentación, generalmente llamado "sustentante". Esta mezcla continúa extendiendo la fractura y simultáneamente transporta el sustentante hacia la profundidad de la fractura. Después que los materiales han sido bombeados, el fluido se rompe químicamente volviendo a una viscosidad menor y fluyendo de regreso hacia el pozo y posteriormente fuera de éste, dejando una fractura preservada por el material sustentante, con una alta conductividad para que el aceite y/o gas fluyan fácilmente desde lugares extremos de la formación hacia el pozo.

Las fracturas producidas hidráulicamente son casi planas, con anchos típicos de $\frac{1}{4}$ a $\frac{1}{2}$ pulgada, aun cuando las longitudes o alturas puedan llegar a varios centenares de pies. Una fractura siempre tenderá a abrirse contra la línea de menor resistencia, o sea que el plano de la fractura será perpendicular al mínimo esfuerzo principal ejercido sobre el yacimiento, indistintamente de la desviación del pozo.

Generalmente, la fractura que se forma tiene dos extensiones posicionadas en direcciones opuestas al pozo y orientadas más o menos en el plano vertical. Se sabe que existe otro tipo de configuración de fracturas, las "horizontales", algunas han sido observadas a relativamente profundidades someras (610 m); pero estas constituyen un bajo porcentaje de las situaciones experimentadas hasta la fecha, por lo tanto, la información de este trabajo estará bajo el contexto de "fracturas verticales".

1.6. HISTORIA Y DESARROLLO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ⁴

El primer tratamiento de fracturamiento específicamente diseñado para estimular la producción de un pozo, fue llevada a cabo en el campo de gas Hugoton, en Julio de 1947, en el pozo Kelper 1, localizado en Grant Country, Kansas. El campo fue terminado con cuatro zonas productoras de gas, en rocas calizas, de 2,340 a 2,580 ft. La presión del fondo del pozo era de aproximadamente 420 psi. Este pozo, originalmente terminado con un tratamiento ácido, fue escogido porque tenía un bajo índice de productividad y además porque ofrecería una comparación directa entre la acidificación y el fracturamiento.

El equipo de bombeo utilizado, consistía en una bomba centrífuga para mezclar el fluido fracturante base-gasolina y una bomba duplex de desplazamiento positivo para bombearlo dentro del pozo. Debido al riesgo de fuego, todas las unidades incluyendo los tanques mezcladores, fueron colocados a 45 m de distancia del lugar, lo que complicó esta primera operación.

Hacia los años sesenta, el primer método de estimulación en este campo era el fracturamiento hidráulico; el uso de grandes volúmenes, a bajo costo, de fluido base-agua bombeado a altos gastos había probado ser un procedimiento efectivo y económico para fracturar pozos en Hugoton.

Desde este comienzo, el fracturamiento hidráulico ha sido desarrollado de una simple fractura a bajo-volumen, bajo-gasto, hasta un método de estimulación con un proceso altamente complicado que requiere los mejores conocimientos y más avanzadas técnicas de ingeniería petrolera en esta área. El fracturamiento hidráulico puede llevarse a cabo para muchos propósitos; puede ser usado para mejorar la productividad del pozo debido al daño ocasionado en la vecindad del pozo por la pérdida de filtrado del lodo durante su perforación o la pérdida de filtrado de la lechada y por los disparos durante su terminación, también puede utilizarse para hacer penetraciones profundas con alta conductividad en yacimientos con baja permeabilidad. El fracturamiento en pozos de inyección es muy común, con el fin de incrementar su inyectividad; esta técnica también ha sido utilizada para procesos de recuperación secundaria y terciaria.

El fracturamiento hidráulico es actualmente el más amplio proceso usado para estimular pozos de aceite y gas.

A través de los años, la tecnología asociada con el fracturamiento hidráulico ha mejorado significativamente, un gran número de fluidos fracturantes ha sido desarrollado para los distintos yacimientos, desde someros con baja temperatura, hasta muy profundos con altas temperaturas. Muchos tipos diferentes de agentes sustentantes también han sido desarrollados, desde arena de sílice hasta materiales de alta resistencia, como aleaciones de bauxita para usos en formaciones profundas donde el esfuerzo de cierre de la fractura excede los rangos de capacidad de la arena. Nuevos diseños y métodos analíticos y de diagnóstico han surgido, y las industrias de servicio han desarrollado continuamente nuevo equipo para enfrentar los retos que surgen.

Los tratamientos de fracturamiento han variado en tamaño, desde los pequeños tratamientos o mini-fracturamientos (1.9 m^3) para longitudes cortas de fractura hasta los tratamientos masivos y profundos de fracturamiento hidráulico (MHF), el cual excede 1 millón de galones de fluido fracturante ($3.8 \times 10^3 \text{ m}^3$) y los 3 millones de libras de agente sustentante ($1.4 \times 10^6 \text{ kg}$). Las dificultades de diseño y los altos costos del MHF han

hecho obvias las necesidades de mejorar los diseños de fractura y las capacidades de tratamiento.

Después de muchas experiencias e investigaciones sobre fracturamiento hidráulico, nuestras habilidades para determinar la forma de la fractura, sus dimensiones, la simetría con el agujero del pozo, los azimuts y las conductividades de la fractura, no están aún totalmente desarrolladas. Adicionalmente, las habilidades para determinar las propiedades de la roca in-situ y los esfuerzos que significativamente afectan la propagación de la fractura, no están perfectamente desarrolladas; consecuentemente, la destreza para optimizar los diseños de tratamiento tanto en el aspecto técnico como económico, es todavía limitada; de cualquier manera, la tecnología del fracturamiento hidráulico sigue avanzando significativamente.

REFERENCIAS DEL CAPÍTULO

1. Islas S. Carlos, Apuntes de “Estimulación de Pozos”,
Facultad de Ingeniería, 1986.
2. Islas S. Carlos, “Manual de estimulación matricial de pozos petroleros”
CIPM, 1991.
3. Curso impartido por PETER GRAVES para PEMEX, “Productividad de Pozos”,
British Petroleum de México, Febrero de 1997.
4. John L. Gidley, Stephen A. Holditch, Dale E. Nierode and Ralph W. Veatch Jr.
“Recent Advances in Hydraulic Fracturing”, Vol. 12, SPE 1989.

CAPITULUM

FUNDAMENTOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

2.1. MECÁNICA BÁSICA DE LA ROCA Y PROPIEDADES ^{1,2}*

Las propiedades mecánicas de la roca son utilizadas para predecir la forma y calcular las dimensiones de la fractura que será creada. Una predicción precisa de la forma y la extensión de la fractura en un yacimiento de baja permeabilidad, generalmente determinan el éxito o fracaso del proyecto. Por lo tanto, no sólo será necesario conocer la porosidad, la saturación de agua, o el espesor neto del intervalo productor, sino también aquellas propiedades mecánicas como el módulo de Young, el módulo de corte, el coeficiente de Poisson y la compresibilidad de las capas de roca que se encuentran cerca del intervalo productor.

Las principales propiedades de interés para los cálculos del fracturamiento hidráulico, son las propiedades elásticas, particularmente la dureza o rigidez de la roca.

- Ley de Hooke.- Si una barra empotrada de acero se somete a una fuerza de tensión F , se observará que dentro de ciertos límites, su deformación longitudinal, δ / l , es proporcional a la fuerza aplicada e inversamente proporcional al área transversal A de dicha barra, o sea:

$$F/A = E (\delta / l) \qquad 2.1$$

Donde E es la constante de proporcionalidad, conocida como módulo de Young. Su valor es característico para cada material y debe obtenerse experimentalmente.

- Módulo de Young.- El módulo de Young es la relación entre el esfuerzo y la

* Referencias al final del capítulo

deformación para un esfuerzo uniaxial, es decir en una sola dirección, siendo σ_x la dirección de ese esfuerzo uniaxial, se define al Módulo de Young como:

$$E = \sigma_x / \varepsilon_x \quad 2.2$$

En la tabla siguiente se muestran los valores de E que pueden usarse para diferentes formaciones.

TIPO DE ROCA	MÓDULO DE YOUNG	
	RANGO	VALOR PROMEDIO (lb / pg ² x 10 ⁶)
Caliza y Dolomía dura	8.0 a 13.0	10.50
Arenisca dura, densa	5.0 a 7.50	6.25
Arenisca de dureza media	2.0 a 4.00	3.00
Arenisca poco consolidada	0.5 a 1.50	1.00

- Coeficiente de Poisson.- Si se observa una barra empotrada sometida a la fuerza de tensión, se detectará también la presencia de una deformación transversal. Si E_v representa la deformación unitaria longitudinal (vertical), es decir:

$$E_v = \delta / l \quad 2.3$$

Y E_h es la deformación unitaria transversal, definida como:

$$E_h = (D - D_1) / D \quad 2.4$$

donde D es una deformación transversal.

Entonces se define el coeficiente o relación de Poisson como el cociente de las deformaciones unitarias horizontal y vertical.

$$\nu = E_h / E_v \quad 2.5$$

Para predecir la geometría de la fractura, es necesario conocer el valor de ν . Como este factor tiene poca influencia en los resultados, se obtiene una aproximación satisfactoria usando los valores típicos enlistados en la siguiente tabla.

TIPO DE ROCA	RELACIÓN DE POISSON
Rocas carbonatadas duras	0.25
Rocas carbonatadas suaves	0.30
Areniscas	0.20

- **Modulo de corte.**- Otra propiedad mecánica de la roca, es el modulo de corte, y dado que no es fácilmente medido en el laboratorio, se define a partir del módulo de Young y del coeficiente de Poisson como:

$$G = E / 2 (1 + \nu) \quad 2.6$$

- **Módulo de elasticidad volumétrico.**- A un cambio en el esfuerzo de compresión aplicado a una cierta masa de roca, le corresponde cierto cambio en el volumen de ésta. La compresibilidad de un líquido, así como de una roca se expresa por el módulo de elasticidad volumétrico. Si en una unidad de volumen V de una roca, la presión aumenta en dp y el volumen disminuye en $-dv$, entonces el módulo de elasticidad volumétrico se define como:

$$K = - \frac{dp}{dv / v} \quad 2.7$$

Al comprimirse una roca aumenta su resistencia a la compresión, por lo que K aumenta con la presión.

Otra forma de determinar K es a partir del módulo de Young y del coeficiente de Poisson, la cual está definida como:

$$K = E / 3 (1 - 2\nu) \quad 2.8$$

También puede ser medido el módulo de elasticidad volumétrico en el laboratorio, midiendo el cambio de volumen durante la compresión hidrostática.

2.2. GEOMETRÍA DE LAS FRACTURAS ³

La geometría de la fractura durante el tratamiento, queda definida por su altura, su longitud y su amplitud. Para predecir la geometría de una fractura, estas dimensiones se relacionan con las propiedades de la formación y el fluido fracturante. La mayoría de los procedimientos de cálculo combinan las soluciones analíticas de tres problemas interdependientes que describen el desarrollo de la fractura cuando se resuelven simultáneamente. Esto incluye ecuaciones que describen lo siguiente:

- a) La geometría de la fractura.- Estas ecuaciones relacionan la longitud de la fractura y su amplitud, con el volumen de la fractura, interviniendo el módulo de Young, la relación de Poisson, la presión en la fractura, y el esfuerzo de la formación que debe vencerse para predecir la fractura.
- b) Volumen de la fractura.- Las ecuaciones que relacionan el volumen de la pérdida de fluido a la formación con las propiedades de la formación y el fluido del yacimiento, permiten predecir el volumen de la fractura, conocida su longitud.
- c) Presión promedio dentro de la fractura.- La fuerza que mantiene abierta la fractura es generada por la resistencia al flujo del fluido fracturante a lo largo de la grieta. Esta presión

se calcula usando una ecuación que relaciona el gradiente de presión con la viscosidad del fluido fracturante, la velocidad del fluido, y la longitud y amplitud de la fractura.

2.2.1 Orientación de la fractura.

En muchas aplicaciones del fracturamiento hidráulico, es esencial determinar, dentro de todo lo posible, la orientación de la fractura. La primera pregunta a contestar es si la fractura será horizontal o vertical; generalmente se prefieren las fracturas horizontales, pero en formaciones profundas son más comunes las fracturas verticales. Una de las más importantes mediciones que pueden ayudar a distinguir entre una fractura horizontal y una vertical, es la presión de fondo medida durante el tratamiento de la fractura, es decir, si la presión de sobrecarga excede la presión necesaria para vencer la resistencia de la roca, entonces la fractura será vertical, pero cuando la presión de sobrecarga (generalmente es el caso de pozos someros) es menor a la de la resistencia de la roca, entonces la fractura será horizontal.

En la operación de fracturamiento, deberá ser aplicada una suficiente presión para iniciar el rompimiento o la fractura de la formación, y una suficiente presión debe continuar siendo impuesta para permitir que la fractura continúe propagándose. Normalmente, se requiere una mayor presión para comenzar a romper la formación de la que es necesaria para propagar la fractura. Una vez que la fractura está formada, el fluido en la fractura actúa como una cuña o un calzador que fuerza a la fractura a crecer. Una fractura se creará más fácilmente usando un fluido penetrante de baja viscosidad que un fluido no-penetrante de alta viscosidad; el fluido penetrante ejerce presión en un área mayor, por lo que la fuerza total en la formación es mayor que la que ejerce un fluido no-penetrante el cual actúa únicamente cerca de la pared del pozo.

El comportamiento de la presión durante el tratamiento del fracturamiento se ilustra en la figura 2.1. El gasto de inyección del fluido es constante, excepto en aquellos momentos en que se detiene la inyección para obtener la presión de cierre instantánea. La presión de fondo

se muestra graficada contra el tiempo, desde la inyección inicial del fluido hasta que termina el tratamiento.

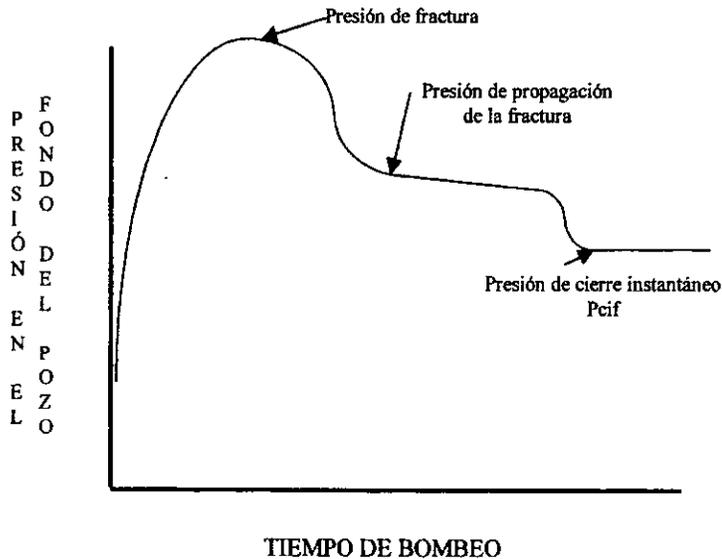


Figura 2.1 Comportamiento idealizado de presiones durante el fracturamiento.

Los puntos críticos de presiones durante el tratamiento son:

- Presión de rompimiento: la presión requerida para romper la formación e iniciar la fractura.
- Presión de propagación: la presión requerida para que continúe creciendo la fractura.
- Presión instantánea de cierre: la presión requerida para mantener la fractura abierta.

La presión instantánea de cierre medida deteniendo el flujo, dependerá del ancho de la fractura en ese instante y de la presión de poro que rodea la fractura. Si se han inyectado grandes cantidades de fluido y el ancho de la fractura es grande, entonces se observará una

presión de cierre alta. Aún cuando grandes cantidades de fluido hayan sido inyectadas el efecto del ancho de la fractura es menor a 3000 kPa.

El comportamiento de la presión descrita es un tanto idealista ya que pueden variar según sea el caso; por ejemplo, si el yacimiento ha sido previamente fracturado, puede no haber mucha diferencia entre la presión de rompimiento y la presión de propagación de la fractura, ya que se supone que la presión de rompimiento ha sido previamente impuesta.

Si P_{cis} es la presión de cierre instantánea medida en la superficie, entonces la presión de cierre en el fondo (P_{cif}) está dada por:

$$P_{cif} = P_{cis} + \rho g D \quad 2.9$$

Donde D es la profundidad de la formación. Esta ecuación es precisa porque cuando el flujo es detenido, las presiones debidas a la fricción se eliminan.

La presión de fondo requerida para mantener la fractura, dividida entre la profundidad del yacimiento (D) se define como el gradiente de fractura (GF), es decir:

$$GF = P_{cif} / D \quad 2.10$$

2.2.2 Descripción de la fractura vertical.

La geometría de una fractura vertical se caracteriza por la longitud que es función del tiempo; una anchura que puede depender de la distancia desde el pozo, la posición vertical y el tiempo; y la altura de una fractura que depende de la distancia desde el pozo y el tiempo. La figura 2.2 describe una ala de la fractura extendiéndose hacia afuera desde el pozo. Normalmente una fractura se propaga en una configuración que es simétrica con respecto al pozo, por lo que habrá siempre dos alas las que se asume, son idénticas; las dimensiones de la fractura cambian con el tiempo conforme se inyecta el fluido.

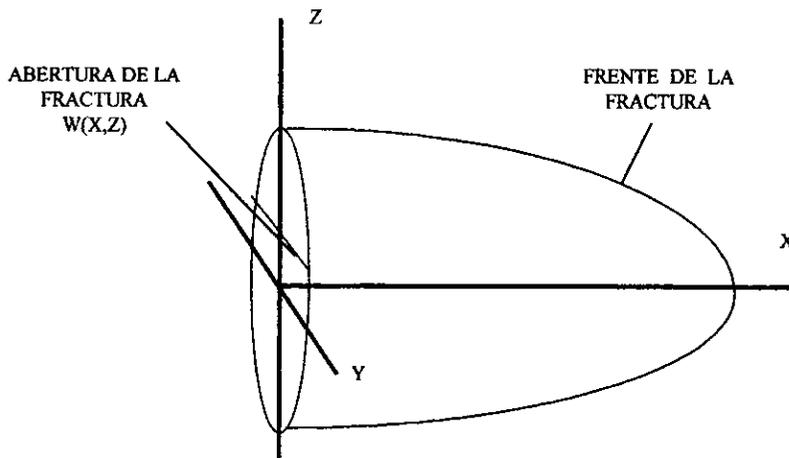


Figura 2.2 Geometría de una fractura hidráulica vertical.

- Acimut de la fractura.

El acimut de la fractura es el ángulo del plano vertical con otro que pasa por un punto de la esfera celeste. En formaciones profundas, las fracturas son generalmente verticales; es importante para muchas aplicaciones, ser capaz de predecir la dirección o acimut de la fractura vertical.

Por ejemplo, la región de la costa del Golfo está fracturada con fallas que corren aproximadamente paralelas a la línea de la costa, aparentemente debido al movimiento de los sedimentos sobre la capa continental, por lo tanto, las fracturas tenderán a ser paralelas a la línea de la costa.

Hubbert y Willis demostraron que existe un acimut de preferencia de la fractura que es perpendicular al mínimo esfuerzo de compresión, es decir, que la fractura prefiere tomar la ruta de la menor resistencia y por lo tanto abre contra el menor esfuerzo. Únicamente bajo condiciones isotrópicas en los tres esfuerzos, la composición de la roca será el factor determinante para el crecimiento de la fractura.

Algunos resultados de laboratorio sugieren que a 200 psi (1.4 MPa) la diferencia de esfuerzo es suficiente para forzar la propagación de una fractura en una dirección preferente. Una probable excepción a esto, es el comportamiento de la fractura en un yacimiento naturalmente fracturado; bajo algunas condiciones del yacimiento y orientación de las fallas, el sistema de fallas puede fuertemente influenciar la dirección de crecimiento y sobre todo la geometría.

Aun cuando la diferencia de esfuerzos sea mayor a 200 psi, el problema puede incrementarse si las presiones del tratamiento llegan a ser mayores a los esfuerzos intermedios, es entonces cuando existe la posibilidad de que crezcan fracturas secundarias ortogonales al plano principal de fractura.

- Altura de la fractura.

Uno de los conceptos más importantes de mencionar es el confinamiento de la fractura, o la tendencia de una fractura a extenderse en longitud en lugar de incrementarse verticalmente. Las fracturas que crecen en exceso hacia la dirección vertical, finalmente se extenderán más allá de la zona productora, hacia zonas indeseables, tales como acuíferos, o a cualquier lugar hacia arriba o hacia abajo de la zona productora. Una capa impermeable de marga, arcilla o lutita de 3 a 4 m de espesor, permite generalmente limitar la extensión vertical de la fractura.

Los esfuerzos in-situ son los factores más importantes que determinan el confinamiento de la fractura, pero primero es necesario conocer los mecanismos de propagación de la fractura.

- Factor de intensidad de esfuerzo (K). El valor del factor de intensidad de esfuerzo depende de la geometría de la fractura y de la carga aplicada; para una grieta profunda de altura h en un material homogéneo, K se define como:

$$K = 1.25 \Delta p \sqrt{h}$$

2.11

donde $\Delta p = P_f - P_{cif}$ y P_f es la presión del fluido en la fractura.

La fractura se propagará siempre que el factor de intensidad de esfuerzo alcance un valor crítico (K_c), algunos valores medidos de K_c en areniscas, fluctúan entre 0.44 y 1.76×10^3 $\text{kPa} / \text{m}^{1/2}$. Para carbonatos, el rango es 0.44 a 1.04×10^3 $\text{kPa} / \text{m}^{1/2}$. De manera interesante, el rango del factor de intensidad de esfuerzo crítico en lutitas es similar. Por lo tanto, de los materiales de interés en el fracturamiento hidráulico, todos tienen valores similares del factor de intensidad de esfuerzo crítico, es por esto que no se puede anticipar que la fractura estará contenida dentro de la zona productora, simplemente por las diferencias en este factor.

Los resultados de campo indican que el crecimiento de la fractura vertical tiende a ser restringido por el espesor de las capas de lutita sobre el yacimiento y subyacentes a éste.

* Influencia de los esfuerzos horizontales in-situ. Partiendo de que la fractura cesará su crecimiento cuando $K < K_c$, entonces, las zonas que tienen una Δp pequeña, serán más difíciles de fracturar. Por lo tanto, si una zona está sujeta a un esfuerzo horizontal más grande, entonces, el crecimiento en esa zona tenderá a ser restringido.

Simonson et al ⁶, postularon que el contraste en los esfuerzos horizontales in-situ, es el factor más importante que inhibe el crecimiento de la fractura, esto ha sido comprobado a través de experimentos en laboratorio y simulaciones en computadora sobre el crecimiento de la fractura. En el laboratorio, con contrastes de esfuerzos de 2 a 3×10^3 kPa , se ha encontrado que se pueden contener las fracturas.

La figura 2.3 muestra el crecimiento calculado de una fractura vertical en una zona productora con capas superiores e inferiores en las cuales, los esfuerzos horizontales in-situ son mayores a 344 kPa (50 psi). En este caso, el crecimiento vertical es restringido por el contraste de esfuerzos, pero ciertamente no se contiene a la fractura. Se muestra que la fractura se extiende a lo largo de una distancia de aproximadamente de 320 ft (97.5 m) y

verticalmente una distancia de 180 ft (54.9 m) después de un tiempo de tratamiento de 31 min. Por lo tanto, aún un contraste pequeño en el esfuerzo puede influenciar el crecimiento de la fractura.

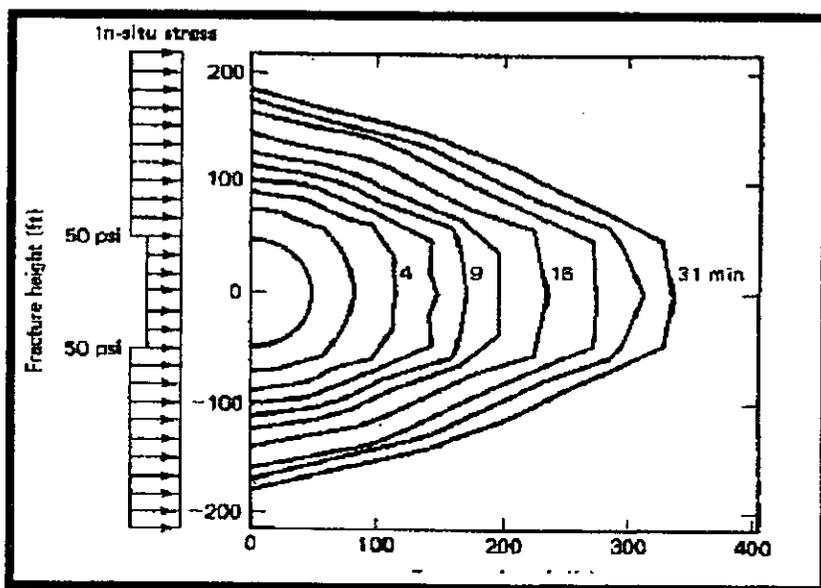


Figura 2.3 Propagación de la fractura (1).

En la figura 2.4 y 2.5 se muestra la propagación de una fractura cuando el contraste de esfuerzos se incrementa a 690 kPa y 1380 kPa, respectivamente; aplicando las mismas condiciones del tratamiento que se usaron en el ejemplo anterior, se tiene que una vez que el contraste de esfuerzos ha alcanzado los 1380 kPa (200 psi), la fractura estará esencialmente contenida.

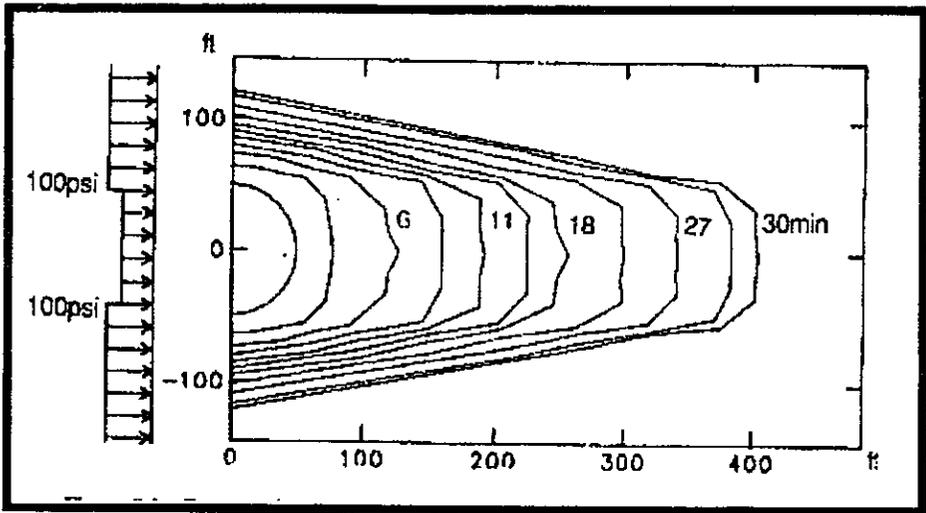


Figura 2.3 Propagación de la fractura (2).

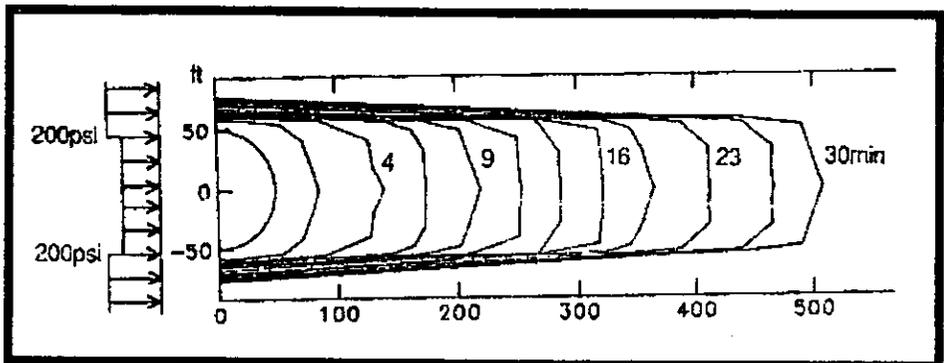


Figura 2.4 Propagación de la fractura (3).

El grado de confinamiento depende principalmente del esfuerzo horizontal in-situ, pero no completamente. También se muestra en la ecuación 2.11 que cuando la presión del fluido se incrementa, entonces K se incrementa correspondientemente, y la posibilidad de que K exceda a Kc, también se incrementa.

- Área de la fractura ⁴

En 1957, Howard y Fast presentaron una ecuación matemática del área de la superficie de una fractura recientemente abierta. La ecuación está basada en la cantidad del material fracturante usado y en el gasto al cual se inyectaron a la formación, toma en consideración las características físicas de los fluidos fracturantes y las condiciones específicas del yacimiento. La ecuación mencionada es:

$$A = \frac{i b}{4\pi k^2} \left(e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right) \quad 2.12$$

Donde:

$$x = 2k \sqrt{\pi t} / b$$

Y :

A = área total de una cara de la fractura en cualquier tiempo durante la inyección, (ft²)

i = gasto constante de inyección durante la extensión de la fractura, (ft³ / min)

t = tiempo total de bombeo, minutos

b = ancho de la fractura, (ft)

k = coeficiente del fluido, una constante que es medida de la resistencia al flujo del fluido

$\operatorname{erfc}(x)$ = función error complementaria de x.

Esencialmente durante el tratamiento del fracturamiento, únicamente el volumen de fluido que permanece en las paredes de la fractura es efectivo.

Cuando el ancho de la fractura es conocido o supuesto (el ancho de la fractura es normalmente calculado usando los modelos de Perkins y Kern⁷ o Khristianovitch y Zheltov⁸), el volumen de la fractura puede ser calculado; con esos datos es posible graficar las variables del volumen de un fluido y el gasto de inyección contra el área de la fractura producida, con cualquier coeficiente de fluido en particular.

- Ancho de la fractura⁵

Otra variable crítica del diseño es el ancho de la fractura. El tamaño del sustentante que puede ser transportado dentro de la fractura, está controlado principalmente por el ancho de la fractura. El ancho de la fractura es generalmente calculado por algún modelo de diseño, pero algunas consideraciones deben ser dadas para las variaciones de la amplitud de la fractura causadas por los contrastes de esfuerzo. En un experimento, una cámara de televisión mostró que el ancho de la fractura en la zona productora, era mucho mayor que el ancho en las lutitas confinadas, debido a que estas últimas presentan mayores esfuerzos, resultando fracturas más angostas.

Es posible realizar un cálculo para determinar las variaciones del espesor de la fractura en una capa de esfuerzos medios. Este análisis, el cual se aplica estrictamente para una fractura sin deslizamientos en la cima o en el fondo, está basado en las fórmulas de England y Green⁹, muestran que el ancho de una fractura en cualquier punto, puede ser determinado por:

$$w = \frac{-16 (1-\nu^2)}{E} \int_y^a \frac{F(t) + y G(t)}{\sqrt{(t^2 - y^2)}} dt \quad 2.13$$

Donde:

$$F(t) = -t / 2 \pi \int_0^t \frac{f(u) du}{\sqrt{(t^2 - u^2)}} \quad 2.14$$

$$G(t) = -1/2\pi t \int_0^t u g(u) du / \sqrt{(t^2 - u^2)} \quad 2.15$$

w = ancho de la fractura, (ft)

t = tiempo, segundos

y = distancia a través de la fractura, altura, (ft)

v = coeficiente de Poisson

E = módulo de Young

u = variable de integración

La integración de la ecuación 2.13 es tediosa, aún para cálculos de sólo tres capas, por lo que se requiere un programa de cómputo para resolver cualquier problema. En la figura 2.6 se muestra un ejemplo.

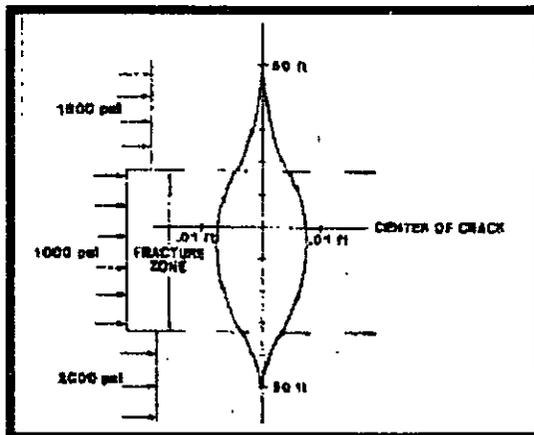


Figura 2.6

Se puede ver que la fractura es amplia en la zona de bajo esfuerzo, pero rápidamente se hace estrecha en la zona de barreras con alto esfuerzo. El máximo ancho de 0.0144 ft

(4.4mm) es considerablemente menor que un ancho elíptico basado en una altura (0.0226 ft [6.9 mm]).

También el ancho de una fractura en un cuerpo elástico, depende directamente de la presión del fluido, si los esfuerzos están confinados a los planos y-z, entonces el ancho está dado por:

$$w(x,y,z) = [(1-\nu)/G] (h^2 - 4z^2)^{1/2} \Delta p(x,t) \quad \text{para } |z| < (1/2)h \quad 2.16$$

donde h es la altura de la fractura, G es el módulo de corte, y ν es el coeficiente de Poisson. En este modelo la presión del fluido depende de x y t, pero no de z. Esto implica que se asume una dimensión de flujo del fluido. Como se ve, tres modelos dimensionales permiten a Δp depender de z tanto como de x y t.

La ecuación anterior muestra que para crear fracturas amplias, la presión del fluido debe ser grande. Esta es una de las razones por las que se prefieren fluidos fracturantes viscosos.

Otra manera de determinar el ancho promedio de la fractura es mediante variables adimensionales, determinado por la ecuación 2.29.

- Longitud de la fractura ³

La longitud de la fractura se determina por un balance de volumen. En cualquier momento, el volumen de fluido por unidad de tiempo que entra a cada ala de la fractura se conoce y es una variable de diseño. Junto con la altura y el ancho de la fractura (se asume que son constantes, y precisamente el mismo principio se aplica para determinar la variable altura) se podría determinar la longitud de la fractura, excepto por el hecho de que todo el fluido inyectado a la fractura no permanece totalmente en la fractura. Algo del fluido se pierde en la formación, ya que la presión del fluido en la fractura es mayor que la presión de fluido en los poros. Esta pérdida de fluido es llamada filtración (leak-off).

Por lo tanto, para determinar la longitud de la fractura, es necesario hacer un balance de volumen.

Primeramente se determina la pérdida de fluido, la cual está definida por la ecuación:

$$q_i = 2Ch / (\sqrt{[t - \tau]}) \quad 2.17$$

donde τ es el tiempo en el cual la fractura en la posición x está abierta, C es el coeficiente de pérdida de fluido, h la altura de la fractura y t el tiempo. Debe notarse que τ es un tiempo medido desde que se inicia la fractura y dependerá de la posición de ésta. Los lugares cercanos al pozo se fracturarán en un tiempo corto y τ será pequeña; por lo tanto, estos lugares habrán sido expuestos más tiempo al fluido que otros puntos más remotos del pozo. Para posiciones lejanas del pozo, τ será más grande y el producto de $(t - \tau)$ será pequeño. La ecuación 2.17 implica que áreas expuestas al final, tienen una pérdida de fluido más rápido que áreas que han sido expuestas por un tiempo mayor.

Nordgren¹⁰, introdujo las siguientes variables adimensionales:

$$t_D = \frac{16}{\pi^2} \left| \frac{2 C^5 h G}{(1 - \nu) \mu i^2} \right|^{2/3} t \quad 2.18$$

$$x_D = \frac{16}{\pi} \left| \frac{2 C^8 G h^4}{(1 - \nu) \mu i^2} \right|^{1/3} x \quad 2.19$$

$$w_D = \left| \frac{C^2 G h}{4 (1 - \nu) \mu i^2} \right|^{1/3} W_{max} \quad 2.20$$

de donde se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$w_D(0, t_D) = 1.00 t_D^{1/5} \quad 2.21$$

$$L_D = 1.32 t_D^{4/5} \quad 2.22$$

resolviendo, se obtiene:

$$w(0, t) = 1.50 \left| \frac{(1 - \nu) \mu i^2}{G h} \right|^{1/5} t^{4/5} \quad 2.23$$

$$L = 0.44 \left| \frac{G i^3}{h^4 (1 - \nu) \mu} \right|^{1/5} t^{4/5} \quad 2.24$$

Las ecuaciones 2.23 y 2.24 no toman en cuenta la pérdida de fluido y tampoco el coeficiente de pérdida de fluido (C). Estas ecuaciones pueden aplicarse para tiempos cortos, la aproximación es aplicable únicamente para $t_D \ll 1$. Existe una segunda aproximación que es aplicable para tiempos largos, $t_D \rightarrow \infty$.

Ésta es:

$$L_D(t_D) = 2/\pi (t_D^{1/2}) \quad 2.25$$

en términos dimensionales:

$$L(t) = 1/2\pi (i/Ch) t^{1/2} \quad 2.26$$

Esta última ecuación es válida en el límite de tiempos largos, pero para propósitos prácticos, es la fórmula que será usada para muchos objetivos, ya que es conveniente tener una solución analítica para trabajar.

La siguiente ecuación es el resultado que representa el ancho de una fractura como función de la posición x_D en el tiempo, cuando la longitud de la fractura es L_D . En el pozo ($x_D = 0$), el ancho máximo adimensional está dando por:

$$w_D^4(0, t_D) = (2/\pi) L_D \quad 2.27$$

expresado en términos del tiempo adimensional:

$$w_D(0, t_D) = 0.798 t_D^{1/8} \quad 2.28$$

finalmente se obtiene que en términos dimensionales, el ancho promedio de la fractura se podrá determinar la siguiente ecuación:

$$w(0, t) = 1.12 \left| \frac{(1 - \nu) \mu i^2}{G C h} \right|^{1/4} t^{1/8} \quad 2.29$$

REFERENCIAS DEL CAPÍTULO

1. G.C. Howard and C.R. Fast, "Hydraulic Fracturing"
SPE of AIME, 1970, N.Y.
2. Garaicochea Francisco, "Apuntes de Estimulación de Pozos",
Facultad de Ingeniería, 1980.
3. Schechter S. Robert, "Oil Well Stimulation",
Prentice Hall, 1992.
4. Martínez S.J. "Petroleum Engineer Handbook",
SPE, 1993.
5. John L. Gidley, Stephen A. Holditch, Dale E. Nierode and Ralph W. Veatch Jr.
"Recent Advances in Hydraulic Fracturing", Vol. 12, SPE 1989.

CAPITULO III

APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

3.1. USOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .^{1*}

El fracturamiento hidráulico ha sido utilizado para efectuar cuatro trabajos básicos: (1) sobreponer o reparar el daño en la vecindad del pozo, (2) crear fracturas de penetración profunda en el yacimiento para mejorar la productividad del pozo, (3) ayudar en las operaciones de recuperación secundaria y (4) ayudar en la inyección o almacenamiento en el subsuelo.

- Reparación del daño en la vecindad del pozo.

Las modernas operaciones de perforación se caracterizan por utilizar fluidos que ayudan a llevar a cabo las operaciones más eficientemente, muchos de estos fluidos con los sólidos que acarrear, invaden la matriz y causan un daño a la permeabilidad de la formación; este fenómeno frecuentemente causa una representativa reducción en la propiedad de la roca de permitir el flujo de aceite o gas hacia el pozo.

El fracturamiento, como se practicaba en las primeras ocasiones de la historia, consistía en hacer muchas fracturas en un radio pequeño; la mayoría de las veces la penetración de la roca era limitada a 10 o 20 pies, y la producción se incrementaba de diez a cincuenta veces, y esto se podía explicar sólo si el rompimiento de la fractura había sido a través de una zona dañada adyacente al pozo.

- Creación de fracturas de penetración profunda en el yacimiento.

Un nuevo estudio del efecto de los sistemas de fracturas en la producción de los pozos, reveló que únicamente utilizando penetraciones profundas con un sistema de fracturas con

* Referencias al final del capítulo.

alta capacidad de flujo, es posible proveer al yacimiento con los medios para producir grandes volúmenes de aceite y/o gas. Adicionalmente se crean grandes áreas de drenaje dentro de las cuales, las formaciones de muy baja permeabilidad pueden lentamente aportar aceite, utilizando toda la energía disponible del yacimiento al máximo. Este fue el reconocimiento de esta operación, la cual abrió muchas áreas a la explotación comercial que anteriormente habían sido consideradas como zonas no-productoras.

- Ayuda en operaciones de recuperación secundaria.

En el campo de la recuperación secundaria, el fracturamiento ha desempeñado dos papeles principales: (1) ha incrementado la capacidad de inyección de agua en el pozo para aceptar fluidos a determinada presión, y (2) ha creado canales de alta capacidad de flujo dentro del pozo productor, por lo que incrementa la eficiencia en el proyecto de inyección de agua o gas.

Seleccionando el lugar de la fractura, los efectos de drenaje por gravedad pueden ser utilizados en un punto deseado en el pozo.

El proceso de recuperación por combustión térmica, en muchas instancias ha requerido ayuda del proceso de fracturamiento para asegurar que se inyecten las cantidades apropiadas de aire.

En las operaciones de recuperación secundaria, el fracturamiento es el medio por el cual el lugar de inyección del fluido es selectivamente creado, lo que proporciona un medio para los pozos productores de capturar el aceite desplazado.

- Distribución de salmuera en los campos petroleros.

Los grandes volúmenes de agua salada producida por algunos pozos de aceite, amenazan constantemente con limitar severamente la producción de aceite, pero se ha encontrado que con la ayuda del fracturamiento, a una baja presión y alta inyección de fluido, la capacidad del pozo podría ser restablecida.

La adaptación del proceso de fracturamiento hidráulico para la inyección o distribución de material de desecho, ha tenido amplia aceptación en la industria. La Comisión de Energía Atómica ha experimentado intensamente con el uso de este proceso para inyectar y distribuir material radioactivo.

3.2. DETERMINACIÓN DE POZOS APLICABLES PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. ²

Para producir gas o aceite de un pozo a un gasto mayor, siguiendo el tratamiento de un fracturamiento hidráulico, el yacimiento debe tener suficientes fluidos contenidos y también un potencial adecuado disponible para mover los fluidos hacia el pozo siguiendo la fractura creada de alta permeabilidad. Para determinar la aplicabilidad de un pozo para efectuarse un tratamiento hidráulico, se deberá primero analizar la causa que provoca la baja productividad; en el caso de un pozo terminado recientemente, se tienen que estudiar los datos disponibles del yacimiento y del pozo para determinar el posible contenido de fluidos, así como la presión del yacimiento.

Gladfelter, Tracy y Wilsey ³ asumieron que la baja productividad en un pozo puede ser resultado de cualquiera de las siguientes causas, o combinación de ellas:

1. Una severa reducción de permeabilidad puede existir en la cara cercana del pozo; debido a que los fluidos del yacimiento pasan a través de formaciones adyacentes al pozo, aquí, una reducción de la permeabilidad puede resultar en que un pozo se convierta en no-comercial, aun cuando considerables cantidades de aceite recuperable permanezcan en el yacimiento. Una vez sobrepasado el daño de este bloque de baja permeabilidad, se tiene como resultado un gran incremento en la productividad. Los espectaculares resultados de tratamientos con ácido y operaciones de fracturamiento relativamente pequeñas y otras medidas similares que afectan sólo a la roca del yacimiento cercana al pozo, confirman este hecho.

2. Pueden haber cantidades sustanciales de aceite recuperable contenido en el yacimiento, pero la permeabilidad de la formación es tan baja, que el aceite no puede ser recuperado económicamente usando los métodos convencionales de terminación; como sugirieron Wilsey y Bearden, grandes incrementos de recuperación pueden ser obtenidos de este tipo de yacimientos si se produce través de fracturas de penetración profunda.
3. La presión del yacimiento ha disminuido, aún en el área del pozo; hay insuficiente energía del yacimiento como para impulsar o aportar más fluidos. En esta situación, la estimulación por fracturamiento, generalmente no incrementará suficientemente la productividad para ser rentable, a menos que los ritmos de producción por segregación gravitacional sean grandemente incrementados.

La clave para determinar si un pozo deberá o no ser fracturado, es determinar si alguna de las condiciones anteriores es la causa de la baja permeabilidad. Un método favorable para esta evaluación, es el análisis de los datos de incremento de presión. Estos datos pueden obtenerse cerrando el pozo, o en el caso de una nueva terminación, usando un probador de presión para operaciones de perforación.

3.2.1 Determinación de la aplicabilidad de un pozo para fracturamiento, a partir de datos de pruebas de incremento de presión y condiciones de producción.

- Efecto de la baja permeabilidad en la respuesta del fracturamiento.

Un pozo puede no producir a gastos altos, aunque exista una alta presión en el yacimiento y no exista reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo. El bajo ritmo de producción puede ser causado porque el yacimiento está siendo demasiado esforzado a producir a gastos económicos sin alguna estimulación, como sería el fracturamiento del yacimiento.

Basado en los datos de Wisley y Bearden ⁴, se encontró que si la pendiente de la curva de incremento de presión es mayor que 50 psi/ciclo/B/D de ritmo de producción (con una curva

de incremento de presión graficada en semilog), y si existe una presión substancial del yacimiento, el pozo responderá adecuadamente a un tratamiento de fracturamiento.

- Determinación de las condiciones de abatimiento de presión.

Analizando los datos de incremento de presión de un pozo para obtener la presión estática, se puede obtener la información necesaria para determinar si el yacimiento está o no agotado. Si existe un poco de presión en el yacimiento, la mayoría del aceite ha sido ya recuperado, por lo tanto no tendría mucho caso estimular este tipo de pozos. Los tratamientos de fracturamiento en pozos para yacimientos con baja presión, pueden resultar en un incremento temporal en el ritmo de producción, pero la producción rápidamente declinará y entonces el tratamiento de estimulación no será un éxito económico.

- Estimación de un posible incremento en la producción por un fracturamiento a partir de datos del ritmo de producción.

El incremento esperado en la productividad de un pozo a partir de un tratamiento de estimulación en particular, puede conocerse comparando la razón de estado medida antes del tratamiento, con las razones de estado que normalmente resultan de tratamientos similares.

La razón de estado que resulta de tratamientos tales como tratamientos con surfactantes, inyección de aceite, etc., pueden ser cuando mucho de un valor adimensional de 1.0. Para una razón de estado mayor a 1.0, se requiere que la roca del yacimiento se someta a un cambio físico, como podría ser el resultado de una disolución de una parte de la roca con ácido, o la ruptura de la formación por un fracturamiento.

En formaciones de una moderada a alta permeabilidad, una razón de estado de 2.0 puede ser tan alta como se puede esperar de tratamientos de estimulación ordinarios. En formaciones de baja permeabilidad, razones de estado más altas a 2.0 pueden resultar de tratamientos de fracturamiento, dependiendo de las condiciones del yacimiento.

En formaciones de baja permeabilidad, las razones de estado de 5.0 son comunes. A pesar de estas variaciones, las cuales son resultado de tratamientos de estimulación, la experiencia obtenida por la medición de este factor en unos cuantos pozos estimulados, proveerá

información para indicar la razón de estado que puede esperarse. El uso de este término para estimar el incremento en la productividad esperado de un tratamiento de estimulación, está sujeto a los errores que pueden surgir por tratar de determinar cuál será esa razón de estado. Por lo tanto, un mínimo de experiencia en el área, hace posible predecir el incremento en la productividad que será resultado de un tratamiento de estimulación.

3.2.2 Efecto de la capacidad de la formación (kh) en la aplicabilidad de pozos para tratamiento.

La capacidad de transporte de fluido de la formación (espesor de la formación por permeabilidad) tiene un efecto mayor en la respuesta que se puede esperar de varios tipos y tamaños de tratamientos de fracturamiento hidráulico. La figura 3.1 es una gráfica de la capacidad de la formación Vs. la relación estabilizada de producción después del fracturamiento, dividida por la productividad antes del fracturamiento. Se muestra una fractura horizontal circular con un radio de 200 ft , con una capacidad de transporte de fluido de 200 md-ft y otra de 5,000 md-ft. Los datos para graficar fueron obtenidos a partir de la ecuación de Darcy para flujo radial para un fluido homogéneo, fluyendo a través de la formación con variaciones discontinuas radiales en permeabilidad. Para estos cálculos se hicieron las siguientes consideraciones: 1) la formación es homogénea e isotrópica, 2) el fluido es incompresible y homogéneo, 3) el sistema se encuentra en un estado de flujo uniforme, 4) no existe deterioro en las paredes del pozo y 5) no hay efectos gravitacionales.

Estas curvas demuestran que para formaciones con alta capacidad, serán requeridas fracturas con mayor capacidad para dar resultados satisfactorios de un tratamiento por fracturamiento hidráulico.

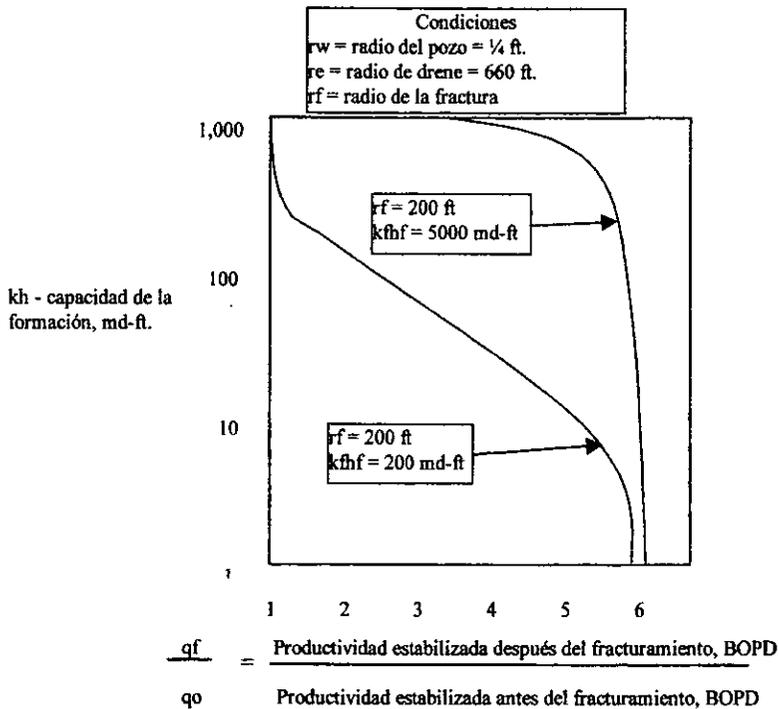


Figura 3.1. Efecto de la capacidad de la fractura en la productividad.

3.2.3 Criterios generales para determinar la aplicabilidad de un tratamiento de fracturamiento hidráulico en un pozo dado.

Los criterios para seleccionar los pozos para un fracturamiento hidráulico, han sido publicados por muchos autores. El siguiente criterio es aplicado en la mayoría de los casos; de cualquier manera, ninguna regla general debería ser usada cuando los datos disponibles provienen de pruebas de incremento o decremento de presión, análisis de núcleos y pruebas semejantes.

- Estado de agotamiento de la formación productora.

Si la formación tiene agotada la energía del yacimiento, el fracturamiento, generalmente no incrementará la producción de aceite suficientemente como para justificar los gastos del tratamiento. Se pueden esperar mayores y más prolongados incrementos en la producción si el tratamiento de fracturamiento es aplicado en la vida temprana del pozo. Algunos resultados han demostrado que se pueden realizar tratamientos exitosos en campos viejos donde las presiones son comparativamente bajas, y donde la producción por segregación gravitacional se puede mejorar por medio del fracturamiento.

- Composición y consolidación de la formación.

Las formaciones productoras formadas de caliza, dolomía, arenisca y conglomerados, pueden ser fracturadas exitosamente, y aunque estos tratamientos generalmente no son considerados aplicables a formaciones no consolidadas, han habido algunos fracturamientos exitosos.

- Permeabilidad de la formación.

Mientras la permeabilidad de la formación se aproxime a la permeabilidad que puede ser creada por la fractura, el incremento de la producción se aproxima a cero; por lo tanto, se espera un mayor incremento en la producción en una zona de baja permeabilidad que en una zona productora de alta permeabilidad.

- Espesor de la formación.

Cálculos y experiencias indican que se pueden esperar mejores resultados en zonas productoras de bajo espesor, que en las zonas de espesor grande. El fracturamiento vertical, el fracturamiento múltiple, tratamientos de gran magnitud, y la inyección a altos gastos, han reducido la importancia del espesor de la formación, de tal manera que ya no es una consideración importante en la selección de pozos para fracturamiento hidráulico.

- Tratamientos previos a la operación.

A partir de estudios de tratamientos de fracturamiento, se llegó a la conclusión de que un pozo en el cual la permeabilidad se ha mejorado por algún tipo de tratamiento, no responderá de manera aceptable a la operación. Los pozos de los cuales se obtuvieron incrementos de la producción por tratamientos de fracturamiento de tamaño pequeño, son buenos candidatos para repetir la operación. Pozos que han sido acidificados o redisparados, también pueden ser fracturados con éxito. Nuevas técnicas, trabajos de gran magnitud, inyección a altos gastos, y agentes de transporte mejorados y más económicos, son los responsables de un mejor tratamiento de fracturamiento de pozos que han sido intervenidos previamente con otros métodos de estimulación.

- Aislamiento de la zona a ser tratada.

Los fluidos de tratamiento inyectados, seguirán el camino de la menor resistencia. No habrá incremento en la producción de aceite si la fractura se crea en el cemento o en las barreras del yacimiento, en lugar de ser creada en la zona productora. La práctica de extender las perforaciones unos cuantos pies más allá de los límites superior e inferior de la zona productora, para asegurar la perforación de todas las capas productoras, no es compatible con el fracturamiento. Se recomienda que las perforaciones estén únicamente en los límites indicados de la capa productora, de tal manera que los materiales de tratamiento y la fractura resultante quede confinada a la porción productora de la zona.

- Condiciones del equipo del pozo.

Durante el tratamiento se deberán esperar presiones en el fondo del pozo de 1 psi por pie de profundidad y la capacidad de presiones de trabajo del equipo del pozo deberá ser la adecuada para soportar estas presiones de trabajo.

- Historia de producción del pozo.

Las curvas de declinación de la producción de un pozo, ofrecen buenas oportunidades de análisis para el tratamiento de fracturamiento. Una curva de declinación con tendencia a ser

horizontal, indica que el pozo tiene una área grande de drene y que el gasto puede ser incrementado mejorando la permeabilidad cercana al pozo. Una curva de declinación con una pendiente mayor, indica que el pozo puede tener una área de drene limitada y por lo tanto, el ritmo de producción se puede incrementar extendiendo el radio de drene.

- Historia de producción equivalente.

Si un pozo produce a un gasto más bajo que pozos equivalentes, se puede esperar tener un mayor incremento en la producción por un tratamiento de fracturamiento hidráulico, que otros pozos en el campo. Un comparativo gasto de producción bajo, indica que la permeabilidad efectiva cerca del pozo es menor que la permeabilidad en áreas adyacentes en el mismo yacimiento. El tratamiento de fracturamiento, probablemente incrementará la permeabilidad cercana al pozo y por lo tanto incrementará el gasto de producción.

- Localización de los contactos agua-aceite y gas-aceite.

La creación o extensión de las fracturas dentro de las zonas con presencia de agua o gas, incrementaría la relación agua-aceite o gas-aceite sin mejorar la producción de hidrocarburos. Ningún cambio en GOR o WOR se debe esperar de un tratamiento por fracturamiento, a menos que la fractura sea creada en la zona de agua o gas. La experiencia ha indicado que las fracturas verticales pueden generarse de manera involuntaria y pueden extenderse muchos pies dentro de la formación con presencia de agua por debajo de la zona productora; por lo tanto se deberán hacer esfuerzos por evitar que las fracturas verticales se extiendan dentro de la zona de agua.

3.3. IDENTIFICANDO CANDIDATOS. ⁵

El aumento de la productividad que se puede lograr mediante el fracturamiento está en función de la longitud de la fractura, la conductividad de la misma y la comunicación entre

fractura y pozo. Es difícil establecer pautas firmes para la selección de pozos, ya que cada pozo o campo debe considerarse por sus propias características.

Al planificar un trabajo de fracturamiento se debe tener muy en cuenta el riesgo de que una fractura se extienda por fuera de la zona, es decir, por debajo del contacto agua-aceite.

Hay muchos programas disponibles para predecir el tamaño y la forma de la fractura, pero **la predicción siempre dependerá de la calidad de la información que se captura en el programa.**

Los datos necesarios que deben entrar en el programa incluyen:

1. Datos geológicos.
2. Límites de las formaciones (capas-geológicas) identificadas en registros.
3. Propiedades mecánicas de los registros, sónico + densidad.
4. Datos del núcleo
 - Módulo de Young
 - Relación de Poisson

Estos datos se introdujeron en una variedad de programas: "2D" (en dos dimensiones - altura de la fractura), "P3D" (seudotridimensional), donde la altura de la fractura, longitud y ancho pueden variar independientemente, y "3D" (tridimensional), donde la altura de la fractura, longitud y ancho pueden variar independientemente, varía la duración del tiempo de cómputo y provee algunos más datos requeridos.

a) Pozos de gas.

Todos los pozos de baja permeabilidad pueden considerarse como candidatos para fracturamiento; bien sea en la etapa de terminación o más tarde en la vida del campo. Si se tiene la intención de llevar a cabo el fracturamiento posteriormente, ello se debe tener en cuenta al diseñar la terminación (incluyendo el diseño del revestimiento).

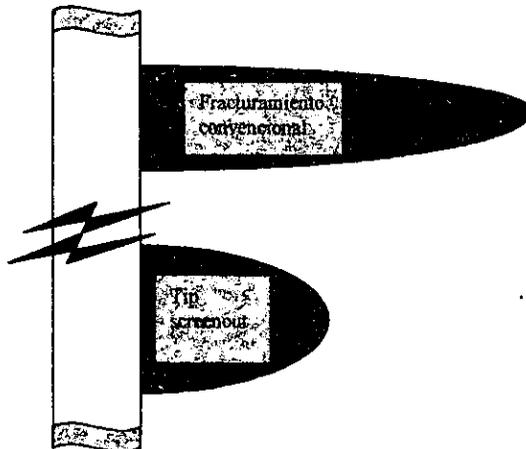
Para el Mar del Norte, cualquier pozo con una permeabilidad inferior a 200 mD, es un candidato seguro, si bien otros pozos con mejor permeabilidad no deben descartarse. La distribución real de permeabilidad en el cuerpo de arena, también debe tenerse en cuenta.

b) Pozos de aceite.

En general, los pozos de aceite requieren permeabilidades más altas que los pozos gasíferos para producir a tasas comerciales. Por ello es necesario que los beneficios de un fracturamiento sean potencialmente mayores si se tiene un factor de daño de formación positivo; pero el fracturamiento es costoso, por lo que inicialmente se debería investigar otras formas de remover el daño de la región cercana a la cara del pozo.

c) Fracturamiento convencional y tratamientos "Tip Screenout".

Un fracturamiento convencional se diseña para que sea largo y delgado, mientras que un "tip screenout" debe ser corto y ancho.



Candidatos para fracturamiento convencional:

- Yacimientos de baja permeabilidad

Candidatos para tip screenout:

- Fracturamiento para sobrepasar el daño cercano a la cara del pozo
- Yacimientos con problemas de migración de finos
- Zonas productoras múltiples
- Yacimientos de permeabilidad más alta

En un yacimiento de baja permeabilidad, el mayor beneficio de una fractura puede obtenerse fracturando hasta la mayor profundidad posible en la formación para aumentar el área de drenaje. En un yacimiento de mayor permeabilidad, especialmente uno con una invasión o daño de formación considerable, o en una formación blanda (es decir, que la fractura se cierre alrededor de cualquier tipo de sustentante, que luego queda incrustado, disminuye de manera drástica la conductividad de la fractura), es más beneficioso tener una fractura más corta y más ancha: de 1 pulgada de ancho por cada 100 pies de profundidad, por ejemplo, en lugar de ¼ de pulgada por 1000 pies.

d) Pozos desviados.

Se recomienda que los pozos (especialmente los que se espera producirán a tasas elevadas) que se piensa fracturar, se perforen a ángulos de desviación bajos a través del yacimiento. Esto podría implicar perforar un pozo con una curva en 'S'. Sin embargo, esto no significa que los pozos desviados u horizontales, nunca deban fracturarse; si se conoce la orientación del campo al menor esfuerzo - a partir de medidas o del patrón de fallas - entonces la estimulación de fracturas puede resultar muy ventajosa.

La razón para que se prefiera que los candidatos al fracturamiento tengan ángulos de desviación bajos, consiste en lograr la máxima comunicación entre la fractura y la cara del pozo. Las presiones de iniciación y propagación de las fracturas serán más altas debido a mayores pérdidas de fricción en las perforaciones.

e) Pozos inyectoros de agua.

Se cree que la mayoría de los pozos inyectoros de agua con altas tasas de productividad se fracturan debido al enfriamiento de la roca y la caída de presión de la fractura de formación por debajo de la presión de inyección; por consiguiente, rara vez se puede lograr algo mediante el fracturamiento hidráulico. De ser posible, y dependiendo de la aplicación, sería preferible y más sencillo aumentar la presión de inyección.

3.4. COMPENDIO.²

Antes de que un pozo sea seleccionado para un tratamiento de fracturamiento hidráulico, se deberá determinar que el yacimiento tenga suficientes fluidos confinados y que cuente con el adecuado potencial o presión de formación disponible para producir a gastos grandes después de la creación de una fractura con alta permeabilidad. La causa de la baja permeabilidad también debe ser determinada, de tal manera que se aplique el tipo adecuado de operación de fracturamiento.

Uno de los mejores métodos para evaluar las condiciones de la formación adyacente al pozo, es analizando los datos de pruebas de incremento de presión, con estos datos cuando el pozo se cierra, analizando también una prueba de índice de productividad y la permeabilidad promedio de la formación, pudiendo ser determinadas ambas, la cercana al pozo y la del yacimiento. A partir de esta información, cualquier daño en la vecindad del pozo o efecto 'Skin', se pueden calcular, así como la eficiencia de flujo.

De los datos mencionados, se puede determinar la causa de la baja productividad de un pozo, que usualmente es provocada por cualquiera de tres situaciones, y para cada una se requiere una acción distinta: (1) Puede ser el resultado de una reducción en la permeabilidad cercana a la cara del pozo. La renovación de este bloque por un tratamiento pequeño de fracturamiento, generalmente resultará en un sustancial incremento en la producción. (2) Puede ser el resultado de una baja permeabilidad a través del yacimiento; si es así y una cantidad sustancial recuperable de aceite se encuentra confinado, la producción puede ser enormemente incrementada por una fractura de profunda penetración, con altos volúmenes y altos gastos de inyección. (3) Algunas veces la presión del yacimiento ha sido agotada; en este caso, el fracturamiento generalmente no incrementará suficientemente la productividad para hacer del tratamiento una operación redituable.

La clave para determinar si un pozo es o no un buen candidato para un fracturamiento hidráulico, es diagnosticar el pozo para encontrar la causa de su baja productividad.

REFERENCIAS DEL CAPÍTULO

1. John L. Gidley, Stephen A. Holditch, Dale E. Nierode and Ralph W. Veatch Jr.
“Recent Advances in Hydraulic Fracturing”, Vol. 12, SPE 1989.
2. G.C. Howard and C.R. Fast, “Hydraulic Fracturing”
SPE of AIME, 1970, N.Y.
3. Gladfelter, R.I., Tracy G.W., and Wisley L.E., “Selecting Wells which will Respond to
Production Stimulation Treatment”, API, 1955.
4. Bearden W.G. and Wisley, L.E., “Reservoir Fracturing” – A Method of Oil Recovered
from extremely low permeability formations- , AIME 1964.
5. Curso impartido por PETER GRAVES para PEMEX , “Productividad de Pozos”,
British Petroleum de México, Febrero de 1997.

CAPITULUM

FLUIDOS FRACTURANTES, ADITIVOS Y AGENTES SUSTENTANTES

4.1. FLUIDOS FRACTURANTES. ^{1,2*}

4.1.1 Propiedades de los fluidos fracturantes.

Las propiedades que un fluido fracturante deberá poseer, son: baja pérdida de fluido, habilidad para acarrear el agente sustentante y bajas pérdidas de presión por fricción. El fluido fracturante también deberá ser fácil de remover de la formación y ser compatible con los fluidos confinados, así como los materiales de ésta; además que deberá prevenirse que cause un mínimo daño a la permeabilidad de la formación.

La baja pérdida de fluido es una propiedad que permite al fluido abrir físicamente la fractura; la magnitud de la pérdida de filtrado a la formación depende de la viscosidad y de las propiedades del fluido sobre las paredes de la formación.

La capacidad del fluido para acarrear el agente sustentante es importante y puede ser controlada por medio de los aditivos; esta propiedad es esencialmente dependiente de la viscosidad y densidad del fluido, así como su velocidad dentro de la tubería o la fractura. La densidad y la velocidad no son difíciles de medir, pero la viscosidad implica varios parámetros que complican su medición, además de que no se pueden describir apropiadamente ya que muchos fluidos fracturantes son No-Newtonianos. Dos fluidos distintos tales como una emulsión y un gel de agua, pueden tener la misma viscosidad, pero pueden variar ampliamente sus capacidades para transportar el agente sustentante. El gasto es un factor importante en la habilidad del fluido para acarrear al sustentante; por ejemplo, el agua llana, con su baja viscosidad puede transportar al sustentante

* Referencias al final del capítulo.

satisfactoriamente si es bombeada a altos gastos.

La pérdida de presión por fricción se ha vuelto más importante en los últimos años, ya que es un factor controlable, la habilidad para reducir estas pérdidas ha sido uno de los factores que gobiernan el uso de fluidos fracturantes base-agua.

Para alcanzar el máximo beneficio de un fracturamiento, el fluido fracturante debe ser removido de la formación; pues si queda atrapado en la fractura por efectos adversos, entonces no habrá flujo de fluidos hidrocarburos de la formación hacia el pozo, fracasando entonces con la operación del fracturamiento y pudiendo además, afectar la formación con un daño. La mayoría de los fluidos fracturantes tienen la característica de 'romperse', es decir que reducen su viscosidad después de un tiempo de exponerse a las temperaturas y presiones existentes en el pozo, y cuando esto sucede, el fluido puede ser fácilmente producido por la formación productora y no existirá restricción al flujo.

Las consideraciones generales para la selección de un fluido fracturante, son:

- Temperatura de la formación.
- Perfil de la temperatura del fluido.
- Duración del fluido en la fractura.
- Volumen propuesto de tratamiento.
- Gastos propuestos de bombeo.
- Tipo de formación.
- Requerimientos de control de pérdida de fluido a la formación.
- Sensibilidad de la formación a los fluidos.
- Presión del yacimiento.
- Limitaciones de presión y fricción en tuberías.
- Tipo y cantidad de sustentante requerido.
- Requerimientos de rompimiento de fluido.

Antes de efectuar una operación de fracturamiento, serán necesarias las pruebas de laboratorio para la selección óptima del fluido fracturante; estas pruebas incluyen: análisis petrográficos (del tipo de formación, de la distribución de minerales, del cementante, del espacio poroso y la configuración del poro), pruebas de inmersión (implica determinar la compatibilidad relativa con varios fluidos), análisis por difracción de rayos X (analiza la química y la mineralogía de la formación), pruebas de flujo de fluido en formación (simula el movimiento de finos y efectos del fluido como su retención), porosidad y permeabilidad, pruebas de emulsión (identifica la cantidad y tipo de surfactante requerido), compatibilidad con fluidos base aceite, rompimiento del gel (analiza las condiciones del yacimiento para programar el rompimiento del fluido fracturante), pruebas de pérdida de fluido, y finalmente efectúa las pruebas de capacidad de flujo en la fractura (conductividad).

4.1.2 Fluidos base-aceite.

Gel "Napalm".

Los primeros fluidos usados en las operaciones de fracturamiento fueron fluidos base-aceite, preparados con gasolina y Napalm (una sal ácido-grasa de aluminio). La Kerosina, el diesel o el aceite crudo fueron la base de estos fluidos para el proceso de "Hydrafrac". Este gel proporciona viscosidad al fluido fracturante y también reduce la pérdida de fluido, así mismo, mejoró la habilidad del aceite para transportar el agente sustentante dentro de la formación.

Aceites refinados.

Los aceites viscosos refinados ofrecieron muchas ventajas en el fracturamiento y por muchos años fueron el medio más común de fracturar. Las especificaciones típicas de este tipo de aceite están dadas en la siguiente tabla:

Grados API	6-25 °
Viscosidad	50-300 cp a 100° F
Filtrado API	25-100 ml en 30 min.
Velocidad de caída de la arena	menos de 7 pies/min.
Asfaltenos	menos de .75 %
Tiempo de ruptura de la emulsión	menos de 30 min.

Estos aceites ganaron aceptación debido a que estaban fácilmente a disposición por las refineries y porque podían ser comercializados cuando eran nuevamente producidos por el pozo. Los aceites refinados también tienen la ventaja de volverse menos viscosos mientras se incrementa la temperatura o cuando son diluidos con aceite crudo, por lo tanto pueden ser fácilmente producidos por la formación.

Aceite crudo.

En algunas áreas donde el aceite crudo era viscoso, podía ser utilizado para fracturamiento, rápidamente se vio que tenían una baja pérdida de fluido o que podían disminuirla si se les agregaba un material adecuado.

Tienen la propiedad de ofrecer la adecuada viscosidad para el transporte del sustentante, además de que se le puede controlar su filtrado. Una desventaja podría ser su disponibilidad a menos que se produzca en el área, pero por lo demás, es de bajo costo, fácilmente removible, recuperable para su producción y no causa problemas en la batería de separación.

4.1.3 Fluidos base-agua.

Una de las más pronunciadas tendencias en los últimos años en las operaciones del fracturamiento hidráulico, ha sido el uso de los fluidos base-agua, esto a pesar de que se considera generalmente inapropiado bombear agua hacia las formaciones productoras, sobre todo cuando la formación es sensitiva al agua. Sin embargo, se usa el agua por varias razones, entre ellas la económica. Los fluidos fracturantes base-agua tienen muchas ventajas sobre los fluidos base-aceite, algunas de éstas son:

1. El fluido base-agua es mucho más barato que el base-aceite, condensados, metanol y ácidos.
2. Los fluidos base-agua incrementan la presión hidrostática en comparación con aceite, gases y metanol.
3. Estos fluidos son incombustibles, por lo tanto no hay peligro de incendio.
4. Los fluidos base-agua son fácilmente disponibles.
5. Este tipo de fluidos son fácilmente viscosificados y controlados.

La disponibilidad, el beneficio en el costo, la presión hidrostática y la ausencia de peligro de incendio, incentiva a las compañías de servicio a desarrollar aditivos tales como cloruro de potasio, estabilizadores de arcilla, surfactantes y emulsificadores, que hacen a los fluidos base-agua más versátiles.

Aunque se han hecho muchas mejoras a los fluidos base-aceite, los desarrollos técnicos más importantes han sido en los fluidos base-agua.

4.1.4 Fluidos base-ácido.

Los fluidos fracturantes base-ácido, siguen en general los patrones de los fluidos base-agua, es decir, los factores importantes que se consideran son la pérdida de presión por fricción y la pérdida de fluido. Otra cuestión importante en este tipo de fluidos, es la

concentración de ácido y el análisis de cómo su reacción puede ser influenciada por aditivos o por la manera en que los fluidos son preparados.

Con respecto a las pérdidas de presión por fricción, se toman en cuenta las mismas consideraciones que con los fluidos base-agua y los mismos o similares agentes son utilizados. La goma "guar" reducirá las fricciones del fluido base-ácido y es efectivo mientras el ácido se encuentra a bajas concentraciones. La goma guar ya no es estable en un 15 % de ácido clorhídrico, y como resultado, puede ser usada para reducir la pérdida por fricción únicamente a bajas temperaturas y en mezclas de base continua.

El control de la pérdida de fluido base-ácido es difícil, debido a la acción misma del ácido por lo que se debe utilizar un efectivo y eficiente agente de control. Existen dos tipos de agentes: 1) Mezclas de ácido-gomas, harina de sílice y resina soluble al aceite; 2) Polímeros sintéticos que se hinchan en ácido, pero retienen sus propiedades naturales, además, son estables en presencia de ácido clorhídrico. Los agentes ahora disponibles son capaces de restringir el flujo de ácido en la matriz permeable y en las pequeñas fracturas.

Ácidos viscosos.

El ácido viscoso o gel, exclusivo de las emulsiones, emplea generalmente una goma natural, tal como la "Karaya" o la goma "Guar". Los polímeros sintéticos y los derivados de la celulosa, no han sido competitivos hasta el momento y por lo tanto no se han usado para preparar los ácidos viscosos. El uso de este tipo de ácidos ha disminuido, principalmente por su alto costo y su inestabilidad a temperaturas por arriba de los 100 °F. Sin embargo, se usan estos ácidos por sus buenas propiedades de control de filtrado y sus bajas pérdidas de presión por fricción. El control de la pérdida de fluido puede ser mejorado mediante el empleo de harina de sílice.

Emulsiones ácidas.

Las emulsiones ácidas, aunque no muy populares, son de gran utilidad en formaciones con altas temperaturas, esto es debido a su estabilidad, ya que su propia estructura retarda la velocidad de reacción en la formación. Un ejemplo de emulsión es un ácido en aceite con el

60-90 % de fase ácido interna. Se usan varios emulsificantes para lograr el grado de estabilidad de la emulsión. Las desventajas de las emulsiones ácidas son su alta viscosidad y alta pérdida de presión por fricción. Una emulsión de baja viscosidad no tiene las propiedades de flujo convenientes y su grado de estabilidad es bajo, mientras que las emulsiones de alta viscosidad pueden dificultar el bombeo.

Ácidos retardados químicamente.

Los ácidos clorhídricos retardados químicamente, tienen ciertas ventajas sobre otros ácidos retardados, esto es porque son menos caros, de reacción más lenta y de menor viscosidad, aun así, retienen el poder completo de la reacción del ácido clorhídrico. La acción retardadora de los químicos depende de una acción humectante; en formaciones carbonatadas, los ácidos retardados químicamente hacen posible fracturar la formación e incrementar su capacidad de transporte del sustentante a mayores distancias del pozo, que lo que es posible con ácido puro.

4.1.5 Selección del fluido fracturante.

Con el conocimiento que se tiene de los diferentes tipos de fluidos fracturantes disponibles, se puede establecer una guía para escoger el fluido apropiado en un caso particular. La selección del fluido fracturante depende de la naturaleza de la formación a fracturar y de los fluidos contenidos en ella. No se debe considerar únicamente la naturaleza química, sino también la naturaleza misma de la roca, las propiedades físicas del yacimiento tales como temperatura, presión, mojabilidad y saturación de fluidos.

a) Propiedades de la formación.

Se deben considerar las propiedades físicas y químicas de la formación a ser fracturada y la influencia de ésta en los fluidos fracturantes. Como principal importancia están la permeabilidad y la porosidad de la formación; si la permeabilidad de la formación es alta y no ha sido dañada, se tienen pocas posibilidades de incrementar la productividad con un

tratamiento por fractura, siendo generalmente innecesaria una operación de este tipo. Sin embargo, durante la terminación del pozo casi siempre se tiene daño a la permeabilidad, por lo que se debe seleccionar un fluido que no reduzca más esa permeabilidad en la roca. En muchos casos el propósito principal de la fractura es sobrepasar el daño causado por la exposición de la roca con los fluidos de perforación, cemento, filtrados, etc.

Otro factor importante es el contenido de arcilla de la formación. Frecuentemente se recomiendan los fluidos fracturantes base-aceite para impedir el daño a la permeabilidad por los efectos de la arcilla, ya que ésta reduce su acción hidratante; si se usa un fluido base-agua, entonces se debe adicionar cloruro de calcio o cloruro de potasio al 0.5 %.

En formaciones que contienen agua con sal en solución, se puede usar agua dulce para el fracturamiento y ácido clorhídrico al 1-5 % para disolver el cloruro de sodio y aumentar la permeabilidad con la reacción del ácido y los carbonatos de la formación. Si la formación a ser fracturada tiene alto contenido de carbonatos, se recomienda el uso de fluidos base-ácido

b) Presión y temperatura de fondo.

La temperatura debe ser cuidadosamente considerada en la selección del fluido fracturante. Como se ha visto, la eficiencia de los fluidos base agua, aceite y ácido, es función directa de la temperatura a que se someten, por lo que es necesario efectuar las pruebas de laboratorio de los fluidos con sus aditivos a las condiciones de operación esperadas. Por ejemplo, con un incremento en la temperatura, generalmente hay un incremento en la cantidad de fluido y aditivos de control de pérdidas por fricción requeridos para aceites; y con un decremento en la temperatura hay un decremento en la viscosidad en los aceites refinados.

La temperatura de fondo también tiene influencia sobre la selección de los fluidos base agua, aunque probablemente en menor grado que otros tipos de fluidos. El uso de goma, polímeros viscosos, aditivos de pérdida de filtrado y aditivos reductores de fricción, se incrementa mientras mayor sea la temperatura de fondo. En los pozos de mayor temperatura

es generalmente necesario usar polímeros sintéticos en lugar de goma guar u otras gomas naturales.

La presión de fondo es otra variable que debe tomarse en cuenta. Si la presión de fondo es alta, entonces se producirá un fluido fracturante viscoso hacia el pozo. Otra consideración es que la densidad del fluido fracturante debe ser lo suficientemente alta como para sobrepasar la presión de fondo y reducir la potencia requerida para el tratamiento de fracturar. Como se señaló anteriormente, un fluido pesado puede contribuir en la presión hidráulica y por lo tanto reducir la presión en superficie y la potencia hidráulica necesaria para crear y extender la fractura. En pozos con baja presión de fondo, la primera consideración para la selección de un fluido fracturante, es que pueda ser removido fácilmente de la formación. En general, si la presión de fondo es baja, se debe pensar en fluidos de fácil remoción y si la presión es alta, se debe pensar en aditivos surfactantes reductores de la tensión interfacial.

c) Fluidos de la formación.

El fluido de la formación es otro aspecto a considerar en la selección del fluido fracturante. Si la formación contiene aceite pesado y asfaltenos o algunos materiales de parafina, sería inadmisibles tratar con un aceite con altos grados API, lo cual podría causar una precipitación de estos materiales pesados, en tales casos, un aceite crudo aromático podría ser lo apropiado si se prefiere un fluido base-aceite para fracturar. De cualquier manera, si se puede adaptar, un fluido base-agua puede asegurar el control de la precipitación de asfaltenos. Preferentemente, en formaciones empapadas de aceite, se utilizan fluidos base-aceite para prevenir una reducción en la permeabilidad relativa al aceite y al agua, bloqueando así la formación.

Otro factor que debe ser estudiado para seleccionar un fluido fracturante, es ver la compatibilidad de este fluido con los fluidos de la formación; esto puede ser revisado mediante un simple análisis en el que se mezclan el fluido fracturante con aceite o agua de la formación, con la finalidad de analizar si no se forman emulsiones indeseables o precipitaciones.

Para seleccionar la base del fluido fracturante, siempre será de mucha utilidad la experiencia en el área y el conocimiento de las condiciones individuales de cada pozo.

4.2. ADITIVOS.^{1,2,3}

4.2.1 Aditivos para fluidos base-aceite.

a) Reductores de pérdidas de presión por fricción.

Se usa un aceite ácido-graso que aunque aumenta la viscosidad, reduce la fricción de los fluidos que son bombeados a alta velocidad. Otro reductor de caída de presión por fricción, es un polímero de cadenas moleculares larga que tiende a viajar en sentido laminar, reduciendo así los choques de turbulencia.

b) Reductores de pérdida de fluido.

Idealmente, un aditivo reductor de filtrado debería ser: (1) Efectivo a bajas concentraciones, (2) de fácil remoción, (3) relativamente inerte y compatible con los fluidos del yacimiento, y (4) aceptable en la línea de producción. La concentración del agente reductor de filtrado se debe de determinar, de ser posible por pruebas de laboratorio sobre la roca de la formación en cuestión, bajo condiciones de temperatura y presión diferencial similares a las del fondo del pozo. Cuando no se puede efectuar la prueba, una concentración nominal puede ser usada.

4.2.2 Aditivos para fluidos base-agua.

a) Reductor de fricción.

Como se señaló anteriormente, una de las ventajas del uso del agua es que la fricción es mucho menor desde que se bombea. Los tratamientos de fracturamiento han sido desarrollados hasta tener gastos de 500 bbl/min., tales tratamientos no hubieran sido posibles si el agua no hubiera sido utilizada y tratada con supresores de turbulencia. Los agentes

reductores de fricción que se usan son esencialmente poliacrilamidas. Otros materiales, como la goma guar y derivados de la celulosa, actúan en forma similar pero no tan efectivamente; estos materiales son generalmente menos caros, por lo tanto, son usados más ampliamente. La cantidad apropiada del mejor aditivo de tipo polímero puede reducir la caída de presión por fricción hasta en un 75 %.

b) Viscosificantes.

La versatilidad de los fluidos base-agua cuando son usados con los aditivos que están ahora disponibles, los hacen excepcionalmente atractivos. Los agentes viscosificantes, tales como la goma guar, hidroxietil celulosa o poliacrilamida son agentes efectivos para incrementar la viscosidad del fluido fracturante en pozos con temperaturas de 200 ° F o más. La adecuada viscosidad es esencial para asegurar una buena suspensión y desplazamiento del agente sustentante.

c) Reductores de pérdida de fluido.

Los aditivos viscosificantes anteriores, al mismo tiempo que dan “cuerpo” al fluido, ayudan a disminuir su pérdida de filtrado. Si además se agregan pequeñas cantidades de sólidos inertes, como puede ser la harina de sílice, el filtrado se reduce notablemente. Las compañías que prestan sus servicios han desarrollado aditivos, que en general, son mezclas de almidón, bentonita, harina de sílice, goma guar, surfactantes, etc.

d) Bactericidas.

Un bactericida es algunas veces necesario como un aditivo para los fluidos base-agua. Se ha demostrado que el agua sin tratar, bombeada al yacimiento, puede introducir bacterias que perjudiquen la formación; muchos bactericidas son disponibles y fácilmente usados, se tienen algunos solubles en agua, como las aminas cuaternarias y los fenoles clorados.

e) Surfactantes y alcohol.

Uno de los aditivos más comúnmente usados en los fluidos base-agua es el surfactante, que puede ser utilizado por diferentes razones. Generalmente se agrega para reducir la tensión interfacial y la resistencia al regreso del flujo. Algunos surfactantes son agregados para proveer a las espumas una acción estabilizadora. Éstos pueden ser efectivos en los pozos de gas donde existe el burbujeo a través del agua en el pozo, llenando el agujero con espuma y permitiendo la descarga del gas, haciendo fluir la espuma del pozo.

Grandes volúmenes de alcohol en concentración de 10 a 20 % pueden penetrar en el yacimiento; pero su uso en el fracturamiento ha sido limitado debido a su alto costo y porque causa dificultades para obtener las propiedades deseadas de viscosidad y control en la pérdida de filtrado en el fluido fracturante.

f) Estabilizador de incrustaciones.

Uno de los componentes que algunas veces se introduce al tratamiento del fracturamiento, es un estabilizador de escamas o incrustaciones, tales como los materiales de polifosfato-sodio, magnesio y fosfato de calcio - que pueden ser producidos en varias formas para prevenir precipitaciones de carbonato de calcio y sulfato de calcio. Los polifosfatos actualmente retrasan la precipitación de escamas indeseables en lugar de prevenirlos completamente.

4.2.3 Aditivos para fluidos base-ácido.

a) Reductores de fricción.

Para fluidos base-agua se usa la goma guar, así como en fluidos con bajas concentraciones de ácido, la goma guar es inestable en ácido clorhídrico al 15 % a bajas temperaturas. Por lo tanto, en fluidos base-ácido (para altas temperaturas de fondo) se usan las poliacrilamidas, que son más estables con la temperatura y la concentración de ácido.

b) Retardadores de la acción química del ácido.

Los retardadores químicos del ácido clorhídrico tienen ciertas ventajas sobre otros retardadores de ácido, bajo costo, reacción lenta y baja viscosidad. Los materiales que se usan para tal efecto, son: alquil fosfato, alquil torato y alquil sulfato.

4.2.4 Productos químicos para el fracturamiento.

Los productos químicos más utilizados para mejorar la función de los fluidos fracturantes, son los siguientes:

- 1.- Agentes gelantes (polímeros). Moléculas gigantes formadas por la combinación química de pequeñas moléculas (monómeros). Su función es la de promover la viscosidad del fluido y reducir las pérdidas de presión por fricción.
- 2.- Agentes reticulantes. Estos agentes incrementan considerablemente la viscosidad de los geles. Unen polímeros lineales en una red tridimensional. Su selección depende del agente gelante, del pH del sistema y de la temperatura. Los compuestos principales son: borato, aluminio, titanio y antimonio.
- 3.- Controladores de pH. Su función es la de permitir la hidratación del polímero, aumentar la estabilidad reológica a altas temperaturas, permitir la reticulación del polímero, controlar el rompimiento del gel y ayudar a la estabilidad de las arcillas. Estos controladores están compuestos de fosfato monosódico, acetato de sodio-ácido acético, ácido fumárico, ácido cítrico, ácido fórmico, bicarbonato de sodio y óxido de magnesio.
- 4.- Rompedores de gel. El objeto de su uso es el de reducir la viscosidad del gel, tal que permita minimizar el retorno de la arena y maximizar el retorno del fluido.
- 5.- Surfactantes. Éstos reducen las tensiones superficiales y presiones capilares en los poros, previenen emulsiones, promueven emulsiones estables y espumas estables y alteran las características de mojabilidad.
- 6.- Alcoholes. Su función es la de ser compatibles con la formación, conadyuvar a una limpieza rápida y efectiva, además de aumentar la estabilidad del gel con la temperatura. Son peligrosos y costosos.

7.- Biocidas. Su función es la de proteger al polímero de degradación por bacterias (microorganismos sulfatoredutores aeróbicos o anaeróbicos). Están compuestos por formaldehídos, aminas y amidas.

8.- Reductores de pérdida de fluido. Estos productos controlan la pérdida de fluido a la formación; están compuestos de harina de sílice, polímeros y resinas.

4.3. AGENTES SUSTENTANTES. ^{1,3,4}

En este punto es necesario recordar que el objetivo del fracturamiento hidráulico es el de incrementar la productividad del pozo alterando el patrón de flujo en la formación cercana al pozo, de uno que es radial con líneas de flujo que convergen hacia el pozo, a uno que es lineal con flujo hacia la fractura que intersecta al pozo. Para que esta operación sea exitosa, la fractura debe ser mucho más conductiva que la formación. Para obtener una alta permeabilidad, se debe agregar un agente sustentante granular al fluido fracturante.

El propósito del agente sustentante es mantener apartadas las paredes de la fractura, de tal manera que la conductividad de la vía hacia el pozo se mantenga, aún después de que el bombeo se ha detenido y la presión del fluido ha disminuido más de lo requerido para mantener la fractura abierta. Idealmente el sustentante proveerá una conductividad del flujo suficientemente grande como para no darle importancia a cualquier pérdida de presión en la fractura durante la producción de fluidos. En la práctica, este ideal puede no ser alcanzado debido a que la selección del sustentante aplica muchos compromisos impuestos por el factor económico y consideraciones prácticas.

La fractura con el sustentante debe tener una mínima conductividad, suficiente para eliminar el patrón de flujo radial que existe en un pozo no fracturado y permitir el flujo lineal del yacimiento a la fractura; para cumplir esto, el sustentante debe habilitar a la fractura para que tenga una permeabilidad muchas veces mayor a aquella de la roca del yacimiento.

El diseño óptimo de un fracturamiento radica en la selección del tamaño del agente sustentante, el cual debe ser de fácil manejo y colocación dentro de la fractura. La importancia de su tamaño radica en que influye en las dimensiones finales de la fractura y en su capacidad de flujo, ya que cuanto mayor sea su tamaño, mayor será la capacidad de flujo que proporcionará a la fractura. Los tamaños de agentes sustentantes más comúnmente usados (en arenas) son los de malla 20-40 U.S. Mesh, sin embargo, también se usan los tamaños 6/12, 12/20, 40/70, 16/30, 30/50 y 10/140.

La determinación del tamaño de las partículas de sustentante se efectúa utilizando el método de cibrado. Este método consiste en separar las partículas haciéndolas pasar a través de mallas; para ello, se usan mallas especificadas por las normas de las ASTM E-11. Estas mallas se identifican por medio de números, los cuales indican la cantidad de hilos por pulgada lineal que forma la malla, de tal manera que una malla No. 4 tendrá sólo cuatro hilos en una pulgada de longitud, mientras que una malla No. 150 tendrá ciento cincuenta hilos en la misma longitud. Tomando en cuenta lo anterior, se puede uno percatar que las aperturas en una malla No. 4 serán mayores que en una malla No. 150, por este motivo, para la prueba de cibrado, las mallas con menor número se colocarán siempre en la parte superior.

Los requerimientos generales más importantes en la selección de los agentes sustentantes, son:

- Que sean resistentes, que no se deformen ni se rompan a altas presiones.
- Tamaño que permita su manejo y colocación en la fractura (tamaños primarios: 12/20, 20/40, 40/70; tamaños aceptados: 6/12, 8/16, 16/30, 30/50, 70/140).
- Partículas esféricas y uniformes, es decir, que cumplan con las propiedades de redondez y esfericidad.
- Material inerte y libre de impurezas (con un contenido de finos y arcillas no mayor del 1%).
- De densidad no elevada (para arenas 2.65 g/cc, partículas de vidrio 2.55 g/cc, partículas de óxido de aluminio 3.5 a 3.7 g/cc, cáscara de nuez 1.3 g/cc).

- Disponible en grandes cantidades.
- De bajo costo.

4.3.1 Sustentantes comerciales.

Arena tipo Brady

La arena tipo Brady es arena de cuarzo redondeada, también conocida como arena café o arena de Texas. El color de esta arena es resultado de pequeñas cantidades de contaminantes de óxido de hierro en la estructura de los cristales; el color no tiene ninguna implicación en la resistencia de esta ni en ningún otro tipo de arena.

Cuando se extrae, la arena es policristalina, cada grano de arena está compuesto por más de un cristal de cuarzo. El tipo de arena aceptable para el fracturamiento, es del rango 20/40-mesh y más grandes.

Arena tipo Ottawa

Esta arena de cuarzo bien redondeada, sobrepasa las especificaciones API; la arena es monocristalina; las partículas comprimidas son principalmente largos granos astillados, en lugar de cristales individuales de cuarzo. Esta arena tiene una amplia variación de colores, pero esto no tiene ningún impacto en las funciones que desempeña como sustentante. La arena Ottawa está disponible en el rango 20/40-mesh y más pequeñas.

4.3.2 Sustentantes comerciales mejorados.

Bauxita

La bauxita es un sustentante de cerámica de alta resistencia, inerte y de alta densidad. El material en bruto, es principalmente bauxita con alumina; para su obtención, el mineral primeramente se muele hasta obtener el tamaño de una partícula de menos de 15 μm , después se envuelve con cerámica hasta obtener pequeñas esferas, posteriormente se

calientan para rebajar las puntas de cada partícula. El color del producto varía desde el negro hasta el café o gris.

El mineral corindón, es el principal componente de la bauxita y es uno de los materiales más duros conocidos por el hombre. Su dureza es de 9 en la escala de dureza de Moh, para comparación, la dureza del cuarzo es de 7 y la del diamante de 10.

Cuando la bauxita se comprime, no se hace pedazos completamente como la arena, simplemente se divide en piezas largas que aún son capaces de proveer una buena capacidad de flujo. Esta resistencia al rompimiento es causada parcialmente por las propiedades elásticas de la bauxita, lo cual permite una pequeña deformación antes que una falla bajo grandes esfuerzos. Este tipo de sustentante ha llegado a ser el sustentante estándar utilizado en las operaciones de fracturamiento hidráulico.

Sustentante de densidad media

Aunque este sustentante es comúnmente llamado "sustentante de resistencia intermedia", el término más apropiado es el de sustentante de densidad media (IDP); la resistencia de este tipo de sustentante se asemeja más al de la bauxita que al de la arena. La ventaja sobre la bauxita es que es de menor densidad (semejante al de la arena).

A pesar de que la dureza y la resistencia del sustentante de densidad media son menores que la bauxita, su rendimiento es virtualmente igual en todo, excepto para pozos muy profundos y/o con altas temperaturas. Para esfuerzos altos, este sustentante se rompe en largas partículas capaces de proveer buena capacidad de flujo; las partículas presentan buena resistencia a la corrosión, su redondez y esfericidad son superiores al de las mejores arenas. A pesar de su alto costo, los sustentantes de densidad media pueden reemplazar a la arena en pozos con profundidades intermedias.

Sustentante con recubierta de resina

Este sustentante de resistencia media y de baja densidad, no es tan fuerte ni tiene la resistencia de los sustentantes de cerámica, pero representan un significativo desarrollo sobre las arenas sin recubrimiento. Su recubrimiento plástico, distribuye los puntos de carga

sobre un área mayor en el grano de arena, por lo que retarda su resquebrajamiento; es por ello que este producto es más útil que las arenas convencionales de fracturamiento para pozos profundos donde se tienen altos esfuerzos.

4.3.3 Tipos adicionales de sustentantes.

Metales maleables

Algunos materiales maleables tales como partículas de aluminio, exhiben propiedades interesantes que tienden a superar algunas limitaciones de los sustentantes. Cuando se aplican grandes cargas a las partículas de aluminio, éstas se deforman ligeramente en lugar de romperse. El resultado de la deformación es un área mayor de soporte contra la cara de la formación, lo cual reduce el esfuerzo debajo de la partícula y reduce también su penetración dentro de la formación. En general, los metales tienen suficiente resistencia para permitir la propagación con un arreglo de espaciamiento de las partículas permitiendo altas conductividades.

Pruebas de laboratorio y de campo, indican que el material sustentante de aluminio, es aplicable para cualquier profundidad, pero se recomienda su uso en profundidades mayores a los 6,000 ft.

Cáscara de nuez

Algunas pruebas de capacidad de la fractura, hechas con sustentante de "cáscara de nuez" angular y redondeada, indicaron que la cáscara de nuez redondeada es superior al de la variedad angular. En general, las capacidades obtenidas de la fractura, en pruebas pequeñas, no son tan altas como con el aluminio, esto debido a que la resistencia a la compresión de la cáscara de nuez es baja; de cualquier manera, en muchas ocasiones cuando la capacidad de producción es baja, un contraste de capacidad de flujo de la fractura con la capacidad de flujo de la formación, puede ser obtenida con cáscara de nuez, lo que mejoraría la producción.

Cuentas de vidrio

Los sustentantes de cuentas o pequeñas esferas de vidrio de alta resistencia, son generalmente aplicables en monocapas simples o parciales; este material produce una alta capacidad de flujo y es útil en pozos profundos en formaciones de medias a duras. Las cuentas de vidrio son esféricas y por lo tanto tienen menos tendencia a puentearse o resguardarse que los sustentantes angulares. La concentración óptima para producir la mejor conductividad, depende de la profundidad del pozo y de la dureza de la formación.

4.3.4 Características deseables del agente sustentante

Las evaluaciones precedentes de los materiales sustentantes, han ayudado a establecer las características deseables del material sustentante, las más importantes son las siguientes:

- 1.- Suficiente resistencia a la compresión y maleabilidad bajo las cargas de la formación para asegurar el máximo espacio libre en la fractura.
- 2.- Máximo tamaño y estrecho rango de partículas para su fácil inyección dentro de la fractura.
- 3.- Partículas uniformemente esféricas.
- 4.- Sustancialmente inerte a los fluidos de la formación y a los químicos de tratamiento.
- 5.- Una gravedad específica en el rango de 0.8 a 3.0
- 6.- Disponibilidad en grandes cantidades y costos razonables.

REFERENCIAS DEL CAPÍTULO

1. G.C. Howard and C.R. Fast, "Hydraulic Fracturing"
SPE of AIME, 1970, N.Y.
2. Garaicochea Francisco, "Apuntes de Estimulación de Pozos",
Facultad de Ingeniería, 1980.
3. John L. Gidley, Stephen A. Holditch, Dale E. Nierode and Ralph W. Veatch Jr.
"Recent Advances in Hydraulic Fracturing", Vol. 12, SPE 1989.
4. Apuntes de "Prácticas de Laboratorio de la materia de Estimulación de Pozos"
Facultad de Ingeniería, 1986.

CAPITULO

EQUIPO AUXILIAR PARA EFECTUAR UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

5.1. EQUIPO MECÁNICO AUXILIAR.^{1,2*}

Esta sección describe brevemente las unidades del equipo auxiliar utilizado en el almacenamiento, mezclado y bombeo de las lechadas y fluidos fracturantes. La figura 5.1 muestra un esquema del equipo utilizado en un pozo con unidades de bombeo convencional donde las presiones de operación son normalmente menores a 10,000 psi [69 MPa].

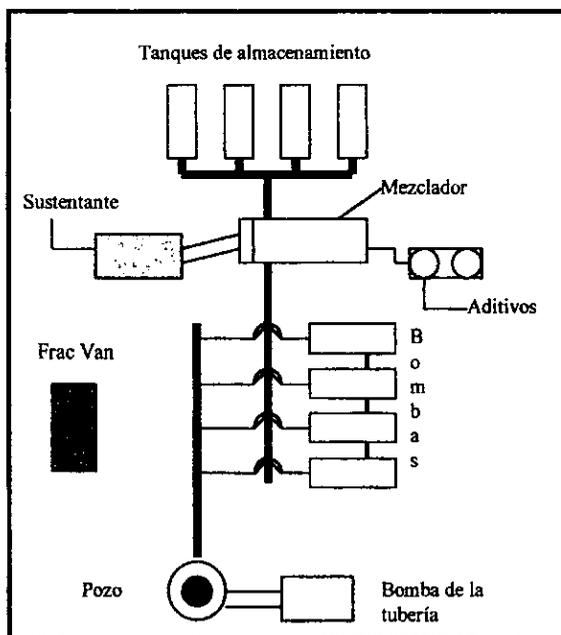


Figura 5.1. Arreglo del equipo de fracturamiento con unidades de bombeo convencionales.

* Referencias al final del capítulo.

Quando las presiones requeridas exceden los 10,000 psi, se utilizan los intensificadores de presión, así como para tiempos largos de bombeo, de cuatro horas o más a presiones mayores a 8,000 psi [55 MPa]. Este sistema típico se muestra en la figura 5.2.

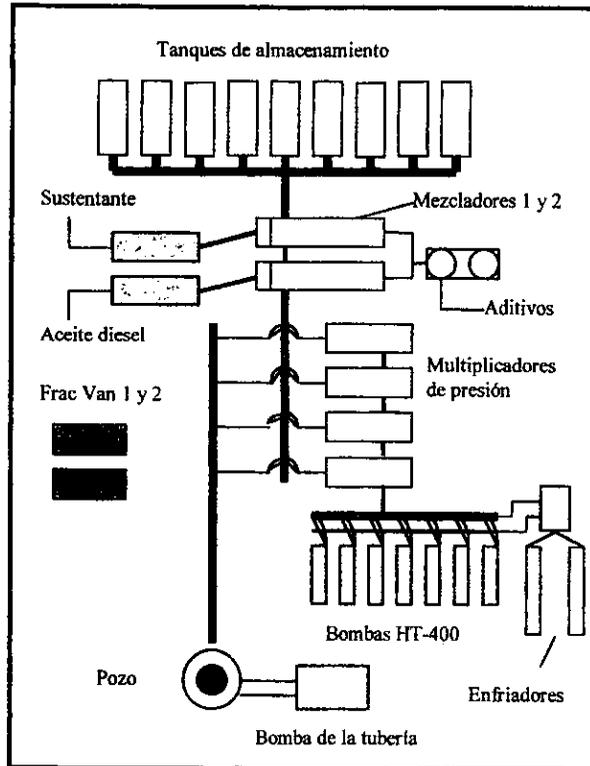


Figura 5.2. Arreglo del equipo de fracturamiento con intensificadores de presión.

Antes del tratamiento de fracturamiento, la base gel de polímero y salmuera puede mezclarse y almacenarse en los tanques almacenadores de fluido fracturante, el agua por su parte es también almacenada en estos tanques. Durante el bombeo, los fluidos se mueven desde los tanques a un colector o cabezal común y de ahí es expulsado hacia el mezclador (*blender*) por medio de una bomba centrífuga montada en éste. Los aditivos utilizados para

la pérdida de filtrado pueden ser agregados en el mezclador o pueden ser mezclados durante la preparación inicial en los tanques de almacenamiento un día antes de la operación. El sustentante se agrega al mezclador con un programa preestablecido para la operación. El colchón de fluido y las mezclas de fluido/sustentante (lechada) son bombeados desde el mezclador hasta el tubo múltiple de distribución (*manifold*) para ser después admitido a las bombas de alta presión o a los intensificadores de presión. Los diversos agentes utilizados pueden ser agregados al mezclador o corriente abajo de éste, en la toma del múltiple. Si se utiliza aceite diesel como aditivo para la pérdida de filtrado, el mezclado en el “blender” permite una mejor dispersión del aceite en el gel viscoso.

Las bombas seleccionadas para cumplir con el gasto de diseño, son conectadas a las tomas del múltiple de distribución, junto con las bombas de apoyo que son utilizadas para el caso de que alguna de las bombas principales fallara. Una bomba centrífuga prepara la admisión en el múltiple de distribución para dar un buen abastecimiento de fluido a las bombas de alta presión; estas bombas están a su vez conectadas dentro de otro múltiple que descarga de una línea de alta presión al cabezal del pozo.

Son frecuentemente utilizadas las herramientas aisladoras que sirven para aislar el cabezal del pozo de las altas presiones que las bombas desarrollan durante el tratamiento.

En el mezclador es necesario el uso de densímetros para permitir al operador el control de las concentraciones de sustentante; también se necesita un densímetro cerca del cabezal para monitorear la concentración final de la lechada que se inyectará al pozo; este último densímetro se usa para asegurar que la concentración final sea la preestablecida del diseño.

Para los tratamientos críticos de fracturamiento, especialmente para pozos exploratorios, existirá un centro de comando y un vehículo de monitoreo (*Frac Van*), donde el supervisor de la compañía de servicio se encuentra, y es ahí donde tiene comunicación con los operadores del mezclador, de los transportadores de sustentante y de las bombas; desde este

vehículo se pueden hacer decisiones de última hora como cierres prematuros, cambios de gastos, cambios en la concentración de sustentante; los cuales son registrados contra el horario y programa del tratamiento.

5.1.1 Tanques almacenadores de fluido fracturante.

Los tanques almacenadores de fluido fracturante, almacenan los diferentes fluidos usados para el tratamiento y así mismo los mantienen separados si así se requiere. Los tanques están disponibles en muchos tamaños y formas; los rectangulares con capacidad de 500 bbl (80 m³), los tanques móviles con ruedas traseras para que puedan ser trasladados como un trailer, facilitando el montaje y colocación para su uso; también son usados los tanques cilíndricos horizontales o verticales, pero éstos son más difíciles de manejar, por lo que no son muy usados. Idealmente, los tanques deben estar forrados para proteger el acero del agua contaminada. Es por esto, que los recubrimientos deben ser inspeccionados periódicamente para probar su integridad.

Los tanques almacenadores se conectan al mezclador por medio de una manguera flexible de 4 pg (10 cm) de diámetro, la manguera de conexión de los tanques puede estar en la cara del tanque mismo o más comúnmente en una extensión de un múltiple que tenga de 8 a 10 pg (20 a 25 cm) de diámetro. Este múltiple permite que muchos tanques sean conectados en serie; los tanques también cuentan con una línea interna de recirculación que sirve para mezclar apropiadamente el fluido y los aditivos.

5.1.2 Equipo de manejo de sustentantes.

Muchos sistemas de manejo de sustentantes están disponibles para cumplir con su función, que es la de entregar el sustentante a la unidad proporcionadora de fluido/sustentante (mezclador) al ritmo deseado y de la manera más simple.

Para trabajos pequeños, podrían requerirse únicamente camiones de descarga posicionados sobre el mezclador, alimentándolo manualmente con la ayuda única de la gravedad a un ritmo controlado; estas unidades pueden almacenar hasta 400 ft³ (10 m³) de sustentante.

Otros tratamientos pueden requerir que se proporcionen grandes cantidades de sustentante a altos ritmos; para cumplir con estas demandas, se utilizan compartimientos de almacenamiento con capacidades que varían de 2,000 a 4,000 ft³ (55 a 115 m³). Estos compartimientos se dividen en secciones de varios tamaños con una o más puertas ajustables que se controlan hidráulicamente para regular el ritmo de suministro. El sustentante cae sobre una banda transportadora que corre desde debajo del arca hasta el mezclador. Cada compartimiento de sustentante tiene una capacidad de entrega de 10,000 a 20,000 lb/min (4,535 a 9070 kg/min) dependiendo del poder del sistema hidráulico, si se requieren muchos compartimientos de almacenamiento de sustentante y/o exceden la capacidad de una sola unidad, entonces es posible posicionar varios compartimientos a lo largo de la banda transportadora que entregará el sustentante al mezclador. Los transportadores pueden abastecer hasta con 30,000 lbm/min (13,620 kg/min) de sustentante y pueden ser unidades de bandas simples o dobles con un sistema hidráulico completo.

5.1.3 Proporcionadores de fluido/sustentante (“blender”).

Los proporcionadores de fluido/sustentante son comúnmente llamados mezcladores (“blender”) porque su función principal es la de tomar todos los fluidos premezclados, líquidos variados, aditivos secos y sustentantes, y mezclarlos uniformemente a los ritmos y proporciones deseadas. El mezclador descarga simultáneamente la lechada a las bombas de alta presión las cuales la inyectarán al pozo. La figura 5.3 muestra un esquema de un mezclador.

El fluido de los tanques de almacenamiento, el sustentante y otros líquidos o aditivos secos, son llevados simultáneamente y mezclados en la tina del mezclador; la agitación se da por una combinación de movimiento de paletas, una barrena o taladro y chorros de fluido,

para mezclar los componentes uniformemente. La capacidad de los mezcladores varía de 6 a 20 bbl (0.96 a 3.2 m³).

Las bombas de succión transportan el fluido de los tanques almacenadores a la tina del mezclador, las unidades tienen una o dos bombas centrífugas, dependiendo de los gastos de inyección, en la mayoría de los casos, únicamente se usa una bomba a la vez. El tamaño y la potencia de la bomba centrífuga determina el ritmo y la capacidad del mezclador.

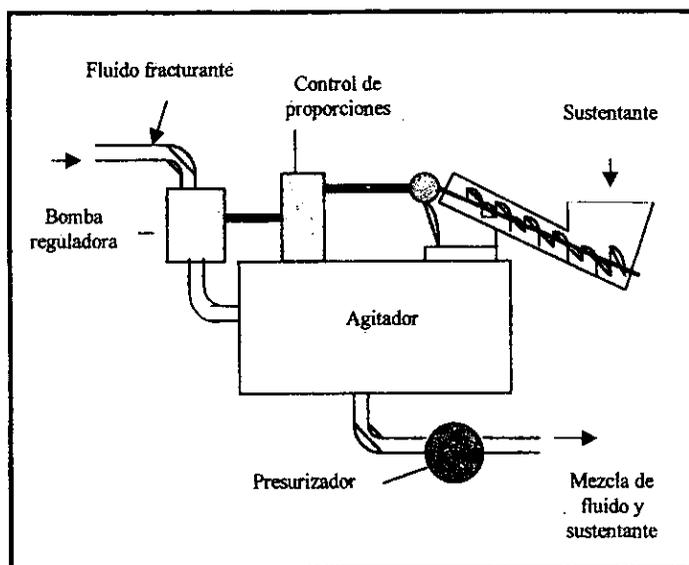


Figura 5.3. Esquema de un mezclador.

Debido a que la tina del mezclador está a una altura aproximada de 6 a 8 ft (1.8 a 2.4 m) sobre el nivel del piso, generalmente se utiliza un sistema de tipo de broca o tornillo sin fin para transportar al sustentante al nivel de la tina. Otros mezcladores tienen la tina al nivel del suelo para que puedan ser alimentados con la ayuda de la gravedad. Con la tina elevada, el gasto del sustentante es controlado con un ajustador de velocidades; la capacidad depende

del tamaño del taladro transportador y del poder hidráulico del sistema. Los sistemas de tipo de banda también son usados para llevar el sustentante hasta la tina. La mayoría de las unidades pueden suministrar de 10,000 a 20,000 lb/min (4535 a 9070 kg/min) y algunas unidades especiales hasta 30,000 lb/min (13,620 kg/min).

Desde un punto de vista práctico, las capacidades de sustentante del mezclador deben ser de 25,000 lb/min (11,300 kg/min) y de 22 lb/gal (2636 kg/m³); arriba de esos límites, se complica su control.

Los aditivos secos tales como los gelantes y los materiales para pérdida de fluido son agregados al fluido de tratamiento por medio de un extractor o mezclador tipo "venturi". Estos aditivos pueden ser premezclados en el fluido fracturante antes de la operación o agregados durante el tratamiento; el gasto de aditivos es controlado por un alimentador ajustable de aspas; el fluido va directamente del extractor a la tina.

Muchos mezcladores están equipados con suficientes bombas para agregar los líquidos en los tiempos diseñados durante el mezclado y pueden ser usadas también con los surfactantes, polímeros líquidos, hidrocarburos líquidos y agentes de unión para el control del filtrado.

Después de que el fluido, el sustentante y los aditivos son mezclados en la tina de agitación, la bomba centrífuga de descarga, succiona el fluido de la tina y lo transporta a las bombas de alta presión a través de una manguera de 4 in (10 cm) mediante un arreglo de múltiples.

El proporcionador de fluido/sustentante está dividido en dos grupos, de acuerdo al gasto de descarga: 0 - 50 bl/min (0 - 8 m³/min) ó 0 - 100 bl/min (0 - 16 m³/min); este gasto depende del tamaño y potencia de las bombas centrifugas.

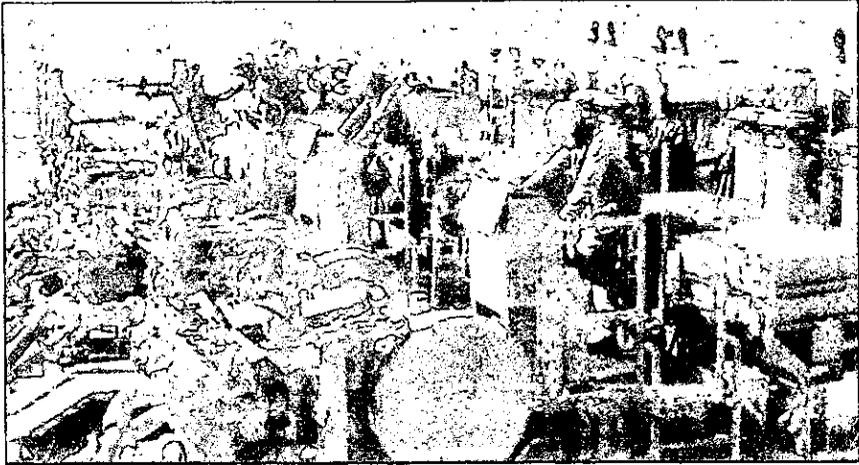
Se han desarrollado nuevos tipos de mezcladores en los que su control es por medio de computadoras, donde el fluido y el sustentante es mezclado en un agitador de remolino.

5.1.4 Unidades de bombeo.

El bombeo provee la potencia necesaria para crear y propagar la fractura deseada con los fluidos, gastos y presiones de inyección designados. Las unidades de bombeo están clasificadas en dos grandes grupos: unidades convencionales de bombeo y los multiplicadores o intensificadores de presión; una diferencia importante es la potencia hidráulica que la unidad es capaz de proveer. Las siguientes ilustraciones muestran algunas unidades de bombeo del tipo convencionales.



Unidades convencionales de bombeo conectadas al múltiple de inyección



Vista lateral de las unidades de bombeo convencionales.

Unidades convencionales de bombeo.

Estas unidades están diseñadas para operar a presiones de 0 - 10,000 psi (0 - 69 MPa), pero con un arreglo especial pueden ser usadas para que proporcionen mayores presiones, aunque su confiabilidad se reduce enormemente. Estas unidades tienen tres componentes básicos: central de empaquetamiento, aparejo final de la bomba y sección de salida del fluido. La central de empaquetamiento provee la potencia para realizar el bombeo y determina la potencia hidráulica que la unidad puede proveer. Los motores más comunes son los motores diesel y las turbinas, pero algunas veces son usados los motores eléctricos. La potencia del motor es transferida a la cámara de salida de la bomba, la cual activa los émbolos de ésta. La sección de salida de fluidos es la sección de la bomba a través de la cual todos los fluidos de tratamiento pasan hacia el pozo.

El tamaño del émbolo determina la presión de trabajo de la unidad; si se requiere que la presión de tratamiento sea mayor, entonces el diámetro del émbolo será menor; estos

diámetros varían de 3 a 6.75 in (7.6 a 17.1 cm) dependiendo de la presión de inyección; pero si el tamaño del émbolo disminuye, también disminuye el gasto de la bomba. El tamaño más común de émbolo es de 5 in (12.7 cm) de diámetro. La carrera del émbolo varía con el tipo de bomba usada, de cualquier manera, la mayoría de las bombas cuentan con una carrera de émbolo de 6 a 8 in (15 - 20 cm) para reducir el número de ciclos de la válvula e incrementar la vida de la bomba.

La potencia hidráulica de cada unidad de bombeo es dependiente del tamaño de la central de empaquetamiento usada, del diámetro del émbolo el cual controla el gasto y del número de bombas por unidad. La potencia empleada varía de 700 a 1600 hhp (520 a 1195 kW).

Intensificadores.

Los intensificadores o multiplicadores de presión, son bombas que están diseñadas para operar a presiones de 10,000 a 20,000 psi (69 a 138 MPa), y para largos períodos de tiempo son más confiables (más de dos horas). Las bombas intensificadoras tienen una salida de fluido a alta presión a través de la cual el fluido de tratamiento es bombeado al pozo. La potencia de los intensificadores es proporcionada por unidades convencionales de bombeo, pero son usadas hasta cuatro unidades de potencia para inducir una sola bomba intensificadora; el número de unidades determina la potencia hidráulica de la unidad intensificadora. Cada intensificador puede producir de 1,000 a 5,000 Hp (745 a 3,730 kW), dependiendo del modelo y de la potencia de las unidades usadas.

Las unidades de potencia aplican presión hidráulica al émbolo de la bomba intensificadora. La presión intensificada de salida de 10,000 a 20,000 psi (69 a 138 MPa) será proporcionada por bombas convencionales operando a 3,500 a 7,000 psi (24 a 48 MPa).

Otra característica de las unidades multiplicadoras es su larga carrera de embolada, de 65 a 70 in. (165 a 178 cm), lo cual permite menores ciclos de las válvulas y menores emboladas por volumen de fluido, lo que prolonga enormemente la vida de la bomba.

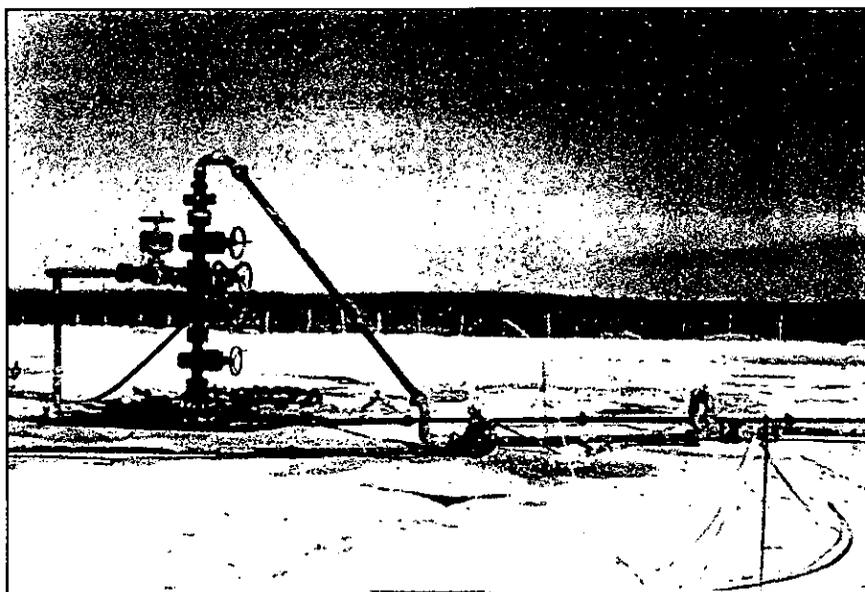
5.1.5 Múltiple de inyección.

Cuando se emplean muchas unidades de bombeo para realizar un tratamiento de fracturamiento hidráulico, el conectar cada unidad al mezclador y a las líneas de alta presión hacia el pozo puede tomar varias horas, además de que complica las maniobras y se pone de manifiesto la seguridad, ya que las fugas son difíciles de detectar y así mismo de reparar.

Estos problemas se pudieron solucionar mediante el uso de un múltiple de tratamiento; éste generalmente es montado en un trailer que puede ser posicionado entre las unidades de bombeo; el trailer está equipado con un múltiple de succión en la parte superior para conectarlo al mezclador con el fin de llevar el fluido de tratamiento a las unidades de bombeo, por la parte inferior del trailer hay un múltiple de descarga a alta presión donde se conectan las unidades de bombeo a la línea principal de descarga al pozo. Con esto, las unidades de bombeo están conectadas a la succión y a la descarga, ahorrando muchas horas de trabajo de preparación y teniendo un área más segura de trabajo.

5.1.6 Herramienta aisladora del cabezal.

Muchas veces se querrá terminar un pozo con el equipo de tuberías y el cabezal colocado. El tratamiento de fracturamiento puede dañar el cabezal debido a la excesiva presión y a la acción abrasiva del sustentante; la herramienta aisladora del cabezal protege al cabezal de estas condiciones potenciales de daño. La herramienta es conectada al cabezal, un mandril tubular hecho de acero de alta resistencia se extiende a través del cabezal y sella en la tubería superior. Esta herramienta, la cual puede instalarse bajo presión sin matar al pozo, utiliza un empaque sello de alta presión y puede ser acoplado con la mayoría de los arreglos de cabezales y tamaños de tubería. Los aisladores de cabezales están diseñados para resistir presiones de hasta 20,000 psi (138 MPa). La siguiente ilustración muestra el arreglo de unos de estos dispositivos en el cabezal de un pozo.



Arreglo de las herramientas aisladoras del cabezal.

5.2. MONITOREO COMPUTARIZADO EN EL CAMPO. ^{1,2}

La persona que supervisa una operación de fracturamiento hidráulico, no únicamente debe revisar el desarrollo efectivo del diseño de la estimulación, sino también su exitosa implementación. La efectividad puede ser incrementada enormemente durante y después del tratamiento mediante los dispositivos de monitoreo y las presentaciones y evaluaciones de información por computadora.

Los microprocesadores de locación, funcionan de tres maneras: (1) recolección de datos y presentación, con la creación de una biblioteca permanente de datos que pueden ser posteriormente reanalizados; (2) proceso de análisis en la locación, control del proceso de

mezclado y operaciones de bombeo, control de calidad durante y después de la estimulación; y (3) diseño de fractura y modelo de investigación generalmente basado en la información descubierta durante el proceso de estimulación y de las técnicas de prueba en el lugar.

El equipo de monitoreo provee parámetros individuales de la superficie y algunas veces del pozo para ser vistos y analizados en tiempo real en una pantalla central de despliegue. Esta es la ventana electrónica a través de la cual se puede observar un panorama general del desarrollo de la estimulación. Los monitores convierten las señales de un arreglo de dispositivos - tales como transductores de presión, densímetros, medidores de flujo y aparatos reológicos - a formatos digitales que ayudan en la interpretación de información.

Las computadoras y sus análisis pueden ayudar grandemente en la evaluación prematura de la operación, es decir, antes de que los objetivos del diseño sean alcanzados.

Monitores de fracturamiento.

El monitor de fracturamiento es la unidad central de proceso, desde la cual el operador de la compañía de servicio puede observar la información importante para poder hacer decisiones durante el mismo proceso de estimulación. En su forma más básica, la instrumentación se conecta al monitor por cables, entonces el monitor suministra voltaje y recibe señales de los sensores, estas señales son convertidas internamente a formas digitales de los parámetros medidos, así como el total de los pesos de los volúmenes de fluido y sustentate. Normalmente se utilizan registradores gráficos para proveer un registro permanente de gastos, presiones y concentraciones de sustentante.

Monitores más sofisticados, utilizan microprocesadores internos con dispositivos programables. Este sistema puede instantáneamente proporcionar muchos de los cálculos requeridos y algunas capacidades de modelado durante el proceso de estimulación, tales como representación de información, cálculos hidrostáticos, posición de los frentes del fluido de tratamiento, calidad de la espuma en la superficie y en el fondo del pozo, además de presiones de fractura.

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

Estos procesadores internos también convierten toda la información vital a un formato digital, permitiendo que la información sea transferida a otros sistemas de cómputo, para posteriores desarrollos de análisis de datos. La información también puede ser enviada a periféricos como despliegues gráficos, ó a dispositivos de almacenamiento para posteriores análisis, impresoras, y aún a satélites.

5.3. MODELOS DE PROPAGACIÓN DE LA FRACTURA ²

5.3.1 Modelos bidimensionales (2D)

Los modelos de fracturamiento de dos dimensiones, durante la propagación de la fractura, asumen que la altura es constante y las dimensiones que cambian son el largo (o radio) y el ancho de la fractura. Son comúnmente usadas dos tipos básicos de aproximaciones en los simuladores 2D de propagación de fractura, uno presentado por Perkins y Kern³, usando premisas publicadas por Sneddon⁴ y una por Geertsma y de Klerk⁵. Los modelos desarrollados por Perkins-Kern, comienzan considerando el ancho de la fractura expresada en términos de su altura: $w = h_f P / E$; donde h_f es la altura de la fractura, P es la presión, y E es el módulo de Young. El desarrollo de Geertsma-de Klerk está basado en el ancho de la fractura expresado en relación a su longitud: $w = x_f P / E$; donde x_f es la longitud de la fractura.

Los modelos más sofisticados pueden incorporar el dato del crecimiento vertical de la fractura, así como las variaciones de las propiedades reológicas del fluido con la temperatura, módulo de corte y tiempo, y alteraciones en la pérdida de fluido con la presión y temperatura. Para modelos más sofisticados se requieren datos más precisos de propiedades de la formación y comportamiento del fluido.

5.3.2 Modelos tridimensionales (3D).

La mayoría de los modelos 3D usados, asumen que la fractura es plana y permanece así durante la propagación. Los modelos de fracturamiento hidráulico 3D, presentados en la literatura, incluyen: (1) modelos de parámetros esenciales, (2) modelos pseudotridimensionales, y (3) modelos generales 3D. Los elementos básicos de los modelos 3D, son: (1) modelo de creación de la fractura, (2) modelo de flujo de fluido, (3) criterio de la propagación de la grieta, y (4) algoritmo de propagación de la fractura.

En el uso del modelo 3D se asume que la formación es linealmente elástica y el criterio del fracturamiento está formulado con la aproximación de Griffith⁶ en términos del factor de la intensidad crítica del esfuerzo (K_{Ic}). Para la mayoría de los modelos, el flujo dentro de las fracturas se aproxima con las ecuaciones de flujo laminar de un fluido Newtoniano entre planos paralelos.

La aplicación de los simuladores 3D es importante, principalmente para yacimientos con condiciones complejas, donde hay múltiples zonas con variaciones en las propiedades elásticas y características de filtrado, y donde los datos de esfuerzo de cierre, dictan la geometría de las fracturas. Para tales condiciones, la forma de la fractura se desconoce a "*priori*" y dependiendo de los parámetros del lugar, la forma de la fractura puede ser drásticamente diferente a la que los simuladores P3D pueden predecir. Para estas complejas simulaciones, se requiere del uso de un modelo 3D.

En resumen, los simuladores 3D son muy valiosos para muchos aspectos del diseño y análisis del fracturamiento hidráulico. Pueden ser usados para: (1) determinar la forma de la fractura para las condiciones dadas del sitio y del bombeo, (2) estimar el tamaño del sustentante, volumen de colchón y del fluido de tratamiento a partir de las dimensiones de la fractura, (3) estudiar el efecto de la distribución de las perforaciones y los problemas

asociados con el adelgazamiento de la apertura, y (4) determinar las características del esfuerzo de cierre comparando la presión actual de la minifractura con la presión simulada.

5.4. SIMULADORES.⁷

Los simuladores son una de las herramientas auxiliares más valiosas ya que gracias a esta tecnología, es posible representar de manera muy aproximada (dependerá siempre de la veracidad de los datos de entrada) la geometría final de la fractura, así como todo el proceso del fracturamiento, incluyendo los resultados posibles de obtener. A continuación se describen algunos de los simuladores más sofisticados para auxiliar en la operación de un fracturamiento hidráulico:

a) **GOHFER: Marathon Oil Company/ STIM-LAB Inc.**

“Grid Oriented Hydraulic Fracture Extension Replicator” (GOHFER). Es un simulador 3D de la geometría de la fractura, complementado con simulación de flujo de fluidos y transporte de partículas. El modelo incluye módulos de entrada de datos, de ejecución, de reporte y de base de datos; operando en ambientes Microsoft Windows 3.x ó Windows 95. El modelo está basado en una estructura de celdas regulares que son usadas para los cálculos del desplazamiento elástico de la roca, y en un modelo de 2D para soluciones de flujo de fluidos por diferencias finitas. A cada nodo de la malla se le puede asignar valores individuales para: la relación de Poisson, el módulo de Young, el esfuerzo de cierre, la fuerza de tensión, permeabilidad, porosidad, presión del yacimiento, coeficiente del enjarre del fluido, posición y densidad de las perforaciones. Se incluyen dos variables adicionales: transmisibilidad del fluido y el factor de dureza de las paredes, para describir el comportamiento del flujo del fluido y de la lechada, respectivamente. Adicionalmente, alguna de las celdas puede ser asignada para describir una fractura existente mediante la concentración del sustentante y el ancho de la fractura. La velocidad de la operación puede ser muy lenta si se utilizan celdas pequeñas (< 10 pies) para intervalos largos.

GOHFER, únicamente considera el bombeo de un fluido y no es capaz de diferenciar el fluido del pozo del fluido de inyección.

b) FRACPRO.

Diseñado por Resource Engineering System, Inc. , FRACPRO para DOS y Windows, son herramientas de simulación 3D y de análisis para la operación de fracturamiento hidráulico, con módulos de adquisición de datos, base de datos, gráficas, análisis de datos en tiempo real, y la simulación de la capacidad de producción. Todos los módulos del programa pueden operar en un ambiente Microsoft Windows 3.x o Windows 95. FRACPRO, puede simular más rápido que el tiempo real requerido, además de que puede modelar con múltiples puntos de entrada, con diversas iniciaciones de la fractura, comienzos de entrada limitada de la fractura y fracturas horizontales.

c) MFRAC-III. Meyer and Associates, Inc.

MFRAC-III es un simulador de fractura pseudotridimensional y se integra completamente a un software de ambiente Windows para la recepción y análisis de datos para ejecutarse en tiempo real, análisis mini-frac y simulación de la producción. El simulador está basado en un modelo tridimensional y puede manejar hasta 100 arreglos de propiedades mecánicas del yacimiento; estas propiedades incluyen el esfuerzo del yacimiento, permeabilidad, porosidad, módulo de Young, relación de Poisson , presión del yacimiento, propiedades del fluido del yacimiento, coeficiente de enjarre, y pérdida de filtrado. El programa utiliza una metodología integral para resolver las ecuaciones de masa, calor, momentum y energía. También se puede modelar el transporte del sustentante dentro de la fractura, así como sus efectos viscosos. El simulador incluye opciones de modelado de los efectos de fractura, leyes de viscosidad y factor de fricción para su total utilidad.

d) FracCADE.

FracCADE es una herramienta completa de diseño y evaluación de fracturamiento hidráulico, producida y comercializada por la Compañía SCHLUMBERGER, la cual resuelve y agiliza todas las necesidades relacionadas con el proceso, desde el fracturamiento de pozos de gas de muy baja permeabilidad, al de pozos de muy alta permeabilidad. FracCADE cuenta con herramientas interactivas de graficación, además de que su uso es en tiempo real, lo que facilita el manejo de los datos.

REFERENCIAS DEL CAPÍTULO

1. Michael J. Economides and Kenneth G. Nolte, "Reservoir Stimulation"
Schlumberger Educational Services, 1987.
2. John L. Gidley, Stephen A. Holditch, Dale E. Nierode and Ralph W. Veatch Jr.
"Recent Advances in Hydraulic Fracturing", Vol. 12, SPE 1989.
3. Perkins, T.K. Jr. and Kern, L.R. : "Widths of Hydraulic Fractures", JPT (Sept. 1961),
Trans AIME, 222.
4. Sneddon, I. N. , "The distribution of Stress in the Neighborhood of a crack in an elastic
solid", Proc. Royal Soc. of London (1946), 229.
5. Geertsma, J. and de Klerk, F., "A rapid method of predicting width and extent of
hydraulically induced fractures", JPT (Dec. 1969) , Trans AIME, 246.
6. Griffith, A.A., "The phenomena of rupture and flow in solids", Phil. Trans Royal Soc. of
London (1960).
7. G.C. Howard and C.R. Fast, "Hydraulic Fracturing"
SPE of AIME, 1970, N.Y.

CAPITULUM

DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

6.1. FILOSOFÍAS DEL DISEÑO DE TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO. ¹*

La metodología del diseño presentada puede ser utilizada con dos diferentes filosofías: una puede considerar que los cálculos representan en forma cuantitativa el comportamiento actual de la fractura, y otra, que los cálculos pueden ser usados de manera relativa para seleccionar direccionalmente “mejores” tratamientos. Recientes evidencias indican que los modelos actuales de dimensionamiento de la fractura, pueden ser representaciones cuantitativas del comportamiento de la fractura, apoyando con esto el primer concepto. En cualquier caso, cuando los diseños se realizan con estos modelos de base, los trabajos son generalmente llevados a cabo exitosamente.

La idea de que una operación de fracturamiento sea o no modelada cuantitativamente por los métodos de diseño actuales, no tiene que afectar materialmente la habilidad del encargado del diseño de un fracturamiento hidráulico. A pesar de que siempre será mejor utilizar la tecnología moderna, es posible diseñar un tratamiento efectivo con cálculos manuales y algunos métodos gráficos de diseño.

Un método general de diseño consiste de los siguientes pasos:

- 1.- Reunir todos los datos del pozo requeridos, incluyendo al yacimiento, terminación y parámetros aproximados del tratamiento.
- 2.- Seleccionar algunos fluidos adecuados, o especificar el valor estimado de viscosidad que se necesitará para el tratamiento en particular.
- 3.- Estimar la producción de respuesta que será obtenida de un tratamiento pequeño y un tratamiento grande para sustentante de arena y para sustentante de alta resistencia.

* Referencias al final del capítulo.

- 4.- Crear el modelo detallado para tratamiento con sustentante de arena y de alta resistencia para determinar el efecto total del trabajo en la respuesta de productividad.
- 5.- Seleccionar el tamaño y tipo de tratamiento que mejor recuperará la inversión, rehaciendo los cálculos de diseño como sea necesario, hasta alcanzar el límite económico.
- 6.- Afinar el tratamiento final de diseño para crear la fractura deseada en el pozo, al mínimo costo y riesgo.
- 7.- Si el valor de la viscosidad del fluido fracturante fue especificado, convertir este valor al dato específico de fluido de la compañía de servicio.

Esta secuencia de diseño puede ser aplicada para optimizar cualquier modelo económico mediante la repetición iterativa del diseño, hasta que sea maximizado el factor económico.

6.2. DATOS REQUERIDOS. ^{1,2}

6.2.1 Datos generales requeridos.

La información acerca de las características del yacimiento y la configuración mecánica de la terminación, es necesaria para diseñar un tratamiento exitoso de fracturamiento. Mientras más completa y consistente sea la información, más confiable será el diseño. La información para el fracturamiento puede ser dividida en parámetros no-controlables y parámetros controlables. Los parámetros no-controlables, que son las características del yacimiento, que no pueden ser modificados, son los siguientes:

- 1.- Permeabilidad y porosidad del yacimiento
- 2.- Espesor neto y extensión del yacimiento
- 3.- Niveles de esfuerzo
- 4.- Presión y temperatura
- 5.- Propiedades de los fluidos y saturaciones
- 6.- Espesor y extensión de las barreras

7.- Niveles de esfuerzo de las barreras

Los parámetros controlables, que son las características de la terminación, pueden ser variados para optimizar la efectividad del tratamiento. Algunos de los parámetros típicos controlables, son:

- 1.- Configuraciones de la tubería de revestimiento, de producción y del cabezal del pozo.
- 2.- Equipo de fondo del pozo.
- 3.- Ubicación y cantidad de perforaciones.
- 4.- Fluido fracturante y sustentante.
- 5.- Gasto del tratamiento y programa de materiales.

De los parámetros no-controlables, los datos del yacimiento son necesarios para estimar la productividad del pozo, antes y después de la estimulación. Si no hay datos de la capacidad de flujo del pozo, entonces la respuesta al tratamiento no será predecible.

De los parámetros controlables, los datos de la terminación del pozo son necesarios para que los aspectos mecánicos sean considerados y utilizados para el diseño del tratamiento. El pozo debe ser capaz de resistir con seguridad las altas presiones y los gastos de inyección manejados durante el tratamiento. Algunas veces, los componentes empleados en la terminación deben ser cambiados antes de fracturar el pozo. Por ejemplo, si el cabezal del pozo resiste bajas presiones, éste debe ser cambiado o aislado con una herramienta especial. Si existen muchas restricciones en el fondo del pozo u otras situaciones indeseables, en la sarta de la terminación, puede ser necesario cambiar la tubería para que pueda soportar las altas presiones de inyección y las grandes cantidades de fluido y sustentante.

Afortunadamente, no todas las piezas de información necesarias para el diseño deben ser conocidas con gran exactitud; algunos parámetros tales como la relación de Poisson de la roca, son posible conocer con aproximación; otros parámetros tales como el gradiente de fractura de la roca, debe ser conocido con precisión.

6.2.2 Parámetros no-controlables.

Los parámetros no-controlables son de mucha importancia para la determinación de la respuesta esperada del pozo. Si la permeabilidad es de cientos de milidarcys, entonces el fracturamiento no incrementará la productividad por la alteración del patrón de flujo del yacimiento, y cualquier incremento en la producción será causada por la remoción de daño o la captura vertical de zonas adicionales de producción. Si la permeabilidad es extremadamente baja, serán necesarias fracturas muy largas. Se pueden hacer descripciones similares de la influencia de la presión del yacimiento, viscosidad del fluido, etc.

Permeabilidad efectiva.

El incremento en el índice de productividad del pozo, que resultará de un tratamiento específico de fracturamiento, depende directamente de la permeabilidad del yacimiento, la cual se puede obtener mediante una prueba de producción de una prefractura en conjunto con una prueba de incremento de presión. Estos datos pueden ser analizados, ya sea mediante un complejo simulador del comportamiento de yacimientos, o a través de los diferentes tipos de curvas, para el análisis de pruebas de incremento de presión.

Los datos de núcleos también pueden ser usados para determinar y correlacionar los datos de porosidad y permeabilidad.

Espesor del yacimiento.

Es necesario conocer el espesor del yacimiento para determinar la producción del pozo y la penetración y altura de la fractura, este espesor neto productor es importante debido a que el producto del yacimiento, kh , determinado mediante una prueba de incremento de presión, debe ser separado en permeabilidad y espesor para los cálculos de la fractura. Si el valor de h es sobrestimado, entonces, para el diseño se podría utilizar demasiado fluido; o también podría no usarse el sustentante necesario.

Gradiente de la fractura.

El gradiente de fractura es la presión necesaria en el fondo del pozo para propagar la fractura, este valor es de extrema importancia para la determinación de los gastos y presiones permisibles para la inyección de los materiales; así mismo, tiene influencia en la geometría de la fractura, ya que tiene relación con la pérdida de fluido y la distribución del ancho y alto de la grieta.

El gradiente de fractura se determina más comúnmente mediante registros de presión de los gastos de inyección de la fractura de pozos cercanos del mismo yacimiento. Cuando el bombeo es detenido abruptamente, la presión de cierre instantánea dividida entre la profundidad es el gradiente de fractura.

Presión y temperatura estática.

La temperatura estática del yacimiento es dato necesario para escoger un fluido estable que pueda soportar largos períodos de exposición a determinadas temperaturas. Si se subestima la temperatura del yacimiento, puede haber una degradación del fluido, disminuyendo así su capacidad de acarreo del sustentante mientras se expone a mayores temperaturas; y una sobreestimación de la temperatura puede causar un regreso lento no deseable del fluido cuando el pozo se pone nuevamente en producción, después de la estimulación.

La presión inicial del yacimiento es un parámetro de mucha importancia que generalmente no es medido directamente, aún cuando es fácil de determinar, como parte del proceso de perforación (inmediatamente después de la perforación). Para fracturar un pozo, se debe sobrepasar los esfuerzos totales del yacimiento, los cuales son la suma de los esfuerzos compuestos de la roca y la presión de poro. Una presión inusualmente alta puede hacer imposible la inyección dentro del pozo, si los límites de presión en el equipo de bombeo no son suficientemente altos.

La presión del yacimiento es la fuerza impulsora para la recuperación de hidrocarburos después de que el pozo se ha puesto a producir, si esta presión es significativamente baja, se deberán utilizar fluidos de espuma de baja densidad para favorecer la limpieza.

Densidad, viscosidad y compresibilidad del fluido del yacimiento.

Las propiedades del fluido del yacimiento son importantes para la evaluación de la productividad del pozo y el diseño del tratamiento de fracturamiento. La densidad, viscosidad y compresibilidad, tienen implicaciones obvias para la recuperación en el pozo estimulado; estos parámetros, idealmente provienen del análisis en el laboratorio de muestras del fluido tomado a condiciones del yacimiento. Generalmente, el único dato disponible proviene de pruebas de rutina de muestras del fluido del pozo a condiciones ambiente; la viscosidad y la compresibilidad son estimadas de curvas de correlación. Estos parámetros no son de gran importancia para el diseño del tratamiento de fracturamiento, pero son importantes para la evaluación de la productividad del pozo en el largo y corto plazos.

Propiedades mecánicas de la roca.

Las propiedades de la roca: módulo de Young, y relación de Poisson; son necesarios para los cálculos de propagación de la fractura con los modelos de fracturamiento, afortunadamente no es necesario tener el dato con gran exactitud para este propósito. Idealmente, muestras de núcleos pueden ser analizadas a condiciones reales para determinar estos valores.

Distribución vertical de esfuerzos.

Actualmente se cree que la distribución de los esfuerzos verticales puede controlar el crecimiento de la altura de la fractura, ya que el peso de sobrecarga de la tierra, genera esfuerzos horizontales en la roca del yacimiento que pueden ser incrementados por contribuciones tectónicas. El esfuerzo principal mínimo puede variar verticalmente mientras la litología de la roca cambia con la profundidad. La altura a la cual crecerá una fractura, depende directamente de la distribución vertical del mínimo esfuerzo horizontal.

Características de las barreras.

El espesor, la extensión areal y los niveles de esfuerzos de las barreras por encima y por debajo de la zona productora, tienen influencia directa en el éxito del tratamiento de fracturamiento. Si las barreras son de gran espesor y de alta resistencia, entonces la fractura estará confinada principalmente en la zona productora; y los modelos de fracturamiento 2D pueden ser usados efectivamente para modelar el crecimiento de la fractura. Si las barreras son delgadas y de baja resistencia, similares a las de la zona productora, entonces la fractura crecerá a través de las barreras hacia otras zonas permeables.

6.2.3 Parámetros controlables.

Las condiciones mecánicas de la terminación del pozo deben ser evaluadas para asegurar que el tratamiento de fracturamiento sea llevado a cabo con seguridad y con gastos aceptables para formar una buena fractura. Muchas decisiones durante la determinación no consideran una estimulación futura de fracturamiento, por lo que cuando sea realizado el diseño del fracturamiento, se deben evaluar las condiciones del pozo y se deberán hacer los cambios necesarios para realizar un tratamiento exitoso.

Características de la tubería de producción y cabezal.

Los fluidos para el tratamiento del fracturamiento deben ser inyectados a través de la tubería de producción, esta tubería debe ser de diámetro suficientemente grande y sin restricciones significantivas, de tal manera que el fluido pueda ser inyectado a altos gastos sin grandes pérdidas de presión por fricción; por ejemplo, si se seleccionara un pozo de gas con una tubería de producción a 15,000 ft (4570 m) de profundidad, con un diámetro de 2 3/8 in (6 cm), sería imposible inyectar a gastos por arriba de 5 bl/min a un límite de presión en superficie de 15,000 psi (103 MPa). En este caso sería necesario inyectar a mayores presiones o cambiar la tubería a un diámetro mayor, para reducir las pérdidas de presión por fricción.

El cabezal del pozo pudo haber sido seleccionado de manera similar bajo consideraciones de producción limitadas, por lo que no puede resistir altos gastos ni altas presiones de inyección, en estas circunstancias, el cabezal del pozo: puede ser cambiado por uno de mayor capacidad, ser reemplazado temporalmente por una válvula especial para el fracturamiento, o más comúnmente, ser aislado con una herramienta especial (herramienta aisladora del cabezal).

Características de la tubería de revestimiento.

La sarta de revestimiento de producción debe tener la suficiente integridad para soportar las altas presiones que ocurren durante el tratamiento. En algunos casos especiales, el tratamiento es bombeado a través de la tubería de revestimiento, pero de cualquier manera la sarta debe ser capaz de resistir las presiones de fractura en toda su longitud.

En pozos profundos, el espacio anular entre la tubería de producción y la de revestimiento por encima del empacador, debe ser generalmente presurizado hasta alcanzar algún valor moderado para minimizar los esfuerzos en la tubería de producción.

Tipo de empacador y ubicación.

Algunos empacadores especiales son necesarios en muchos pozos que se fracturan a través de la tubería de producción, este dispositivo debe resistir las fuerzas debidas a la presión que tienden a empujarlo hacia arriba durante el tratamiento. Los empacadores requeridos generalmente se afianzan a la tubería de revestimiento en ambas direcciones, hacia arriba y hacia abajo, y usualmente son permanentes. En pozos muy profundos se usa generalmente un empacador no permanente. Por lo regular, los empacadores se colocan a 100 o 200 pies (30 a 60 m) por arriba de las perforaciones más someras, y se provee una "ratonera" por algunos cientos de pies por debajo de las perforaciones más profundas.

Distribución de las perforaciones.

El número y ubicación de las perforaciones en la tubería de revestimiento para la terminación del pozo, son de mucha importancia para del diseño del tratamiento de

fracturamiento, ya que tendrán influencia para la óptima inyección de los materiales. Con un alto número de perforaciones, el gasto dentro de cualquiera de las perforaciones, puede ser tan bajo que un fluido de baja viscosidad puede no ser capaz de transportar el sustentante a través de las perforaciones. Por otro lado, si hay muy pocas perforaciones, las grandes caídas de presión a través de éstas pueden restringir la inyectividad; por lo anterior, es recomendado un número moderado de perforaciones (de alrededor de 50 a algunos cientos) para que un pozo pueda ser fracturado exitosamente.

Tamaño de las perforaciones.

El tamaño de las perforaciones afectan directamente al diseño del tamaño y concentraciones del sustentante que puede ser bombeado durante un tratamiento, una perforación debe ser lo suficientemente grande en relación con el máximo diámetro del sustentante para prevenir obturamientos a través del túnel; por ejemplo, para bombear una arena 20/40-mesh a 10 lb/gal (1198 kg/m³), las perforaciones necesitan ser de por lo menos 0.17 pg (0.43 cm) de diámetro. Si la máxima concentración de arena fuera de 1.5 lb/gal (180 kg/m³), entonces podría ser bombeada a través de una perforación de hasta 0.10 pg (0.25 cm). La regla de dedo general, es que el diámetro de la perforación debe ser de por lo menos seis veces más grande que el diámetro más grande de partícula, para permitir concentraciones durante la inyección de hasta 20 lb/gal (2397 kg/m³) sin obturamiento del túnel. Para concentraciones menores de alrededor de 6 lb/gal (719 kg/m³), el requerimiento del diámetro se reduce. En el límite de concentración que es de 0.5 lb/gal (60 kg/m³), el diámetro de la perforación necesita ser de únicamente dos veces el diámetro máximo de la partícula de sustentante.

6.3. SELECCIÓN DEL FLUIDO FRACTURANTE Y SUSTENTANTE.^{1,2,3}

La selección de un fluido fracturante se hace generalmente mediante un proceso de ensaye y error. Si la longitud de la fractura es grande, entonces se deben escoger fluidos que

mantengan su viscosidad a la temperatura del yacimiento durante muchas horas (para fracturas relativamente pequeñas, la operación completa puede requerir menos de una hora, y por lo tanto, la concentración de polímeros puede ser reducida). Una vez seleccionado el fluido, se debe considerar que se pueda crear la geometría de la fractura deseada y que la capacidad de transporte de sustentante sea satisfactoria, si una o ambas de estas condiciones no se satisfacen, el cálculo completo debe ser repetido hasta que se encuentre un fluido que los satisfaga.

Algunos fluidos y sustentantes en particular, pueden ser seleccionados para proveer ventajas sobre otras combinaciones. Si se selecciona un fluido muy viscoso, el crecimiento de la altura de la fractura se favorecerá y ocurrirá un asentamiento mínimo de sustentante. Este tratamiento sería escogido únicamente si lo que se pretende es comunicar otras zonas permeables superiores e inferiores, con el pozo. Es necesario mencionar que el crecimiento vertical de la fractura está controlado predominantemente por los esfuerzos de la roca y sus propiedades, y que el efecto de la viscosidad del fluido tiene influencia, pero en segundo término. Si se selecciona un fluido de muy baja viscosidad, el crecimiento de la altura de la fractura tenderá a minimizarse y la distancia de transporte del sustentante será corta. Un tratamiento utilizando un fluido de baja viscosidad, puede ser considerado si lo que se desea es no capturar formaciones productoras adicionales y se requieren fracturas cortas con un buen empaquetamiento.

Otra combinación ventajosa de fluido-sustentante, es tener un fluido con viscosidad moderada con un sustentante de máxima densidad; esta combinación puede proveer un crecimiento moderado de la altura de la fractura, al mismo tiempo que se incrementa el depósito de sustentante para incrementar el espesor apuntalado.

Cualquier sistema de fluido-sustentante puede ser seleccionado con el estudio de sus características de viscosidad y densidad con la ayuda de un simulador de crecimiento de la fractura que toma en consideración el gasto, temperaturas y velocidades que ocurren en varios puntos a lo largo de la fractura.

Consideraciones de los Fluidos.

Las cinco características principales sobre las cuales un fluido fracturante es seleccionado o rechazado, son: (1) viscosidad, (2) pérdida de presión por fricción, (3) pérdida de fluido, (4) limpieza y (5) compatibilidad con los fluidos del yacimiento.

1.- Viscosidad. El nivel de viscosidad que proporciona un fluido fracturante, afectará las distribuciones del ancho y longitud dentro del volumen de la fractura creada, así como la distribución final del sustentante. La mayoría de los tratamientos diseñados utilizan fluidos con viscosidades moderadas a altas, los cuales generarán el ancho suficiente de fractura para la sencilla inyección de las altas concentraciones de sustentante con su total suspensión durante el bombeo. La preferencia por las altas viscosidades está basado en el deseo de obtener fracturas anchas bien apuntaladas y de evitar asentamientos o taponamientos que ocurrirían si el sustentante desciende por el fluido en la tubería o la fractura.

El objetivo del ingeniero de diseño será el de considerar todas las combinaciones posibles de fluido-sustentante, aun cuando algunos fluidos del sistema no sean altamente viscosos; estos sistemas deberán ser estudiados con la ayuda de un programa de cómputo para determinar si los asentamientos de sustentante no causarían grandes pérdidas financieras.

A condiciones de flujo en la fractura, si la viscosidad promedio del fluido es de por lo menos 50 a 100 cp, el sustentante será suspendido casi en su totalidad durante el bombeo.

2.- Pérdida de presión por fricción. La facilidad con la cual el fluido puede ser bombeado a lo largo de la sarta de tuberías, tiene una relación directa con la viscosidad del fluido, pero mediante estudios de laboratorio se ha llegado a la conclusión de tratar a la bombeabilidad como una propiedad del fluido separada de la viscosidad.

Los sistemas de fluidos de las compañías de servicios han sido estudiados en el campo y en el laboratorio para su comportamiento por la pérdida de presión por fricción a través de las tuberías, llegando a establecer curvas para la estimación de estas pérdidas. Algunos fluidos pueden ser rápidamente eliminados de consideración alguna debido a los bajos gastos de inyección y altas presiones por la excesiva pérdida de presión en las tuberías. El potencial del

fluido estará comparado en términos de varios gastos de inyección que pueden ser alcanzados a una presión específica de tratamiento, o en términos de la presión de tratamiento a un gasto específico.

Las pérdidas adicionales de presión por el flujo a través de las perforaciones y a lo largo de la fractura, que son del orden de algunos cientos de libras por pulgada cuadrada, son generalmente despreciadas.

3.- Pérdida de fluido. El conocimiento del coeficiente de pérdida de fluido es crítico, ya que una excesiva pérdida de fluido puede llevar a un asentamiento prematuro del sustentante a través de la fractura, o también a un indeseable arenamiento, lo cual será reconocido por un repentino incremento en la presión de superficie, forzando por esta razón a la terminación temprana del tratamiento. Para nuevas formaciones, el diseño debe incluir un factor de seguridad (volumen de "colchón") para asegurar que el sustentante sea bien colocado.

4.- Limpieza. Desde el punto de vista del diseño, los tres más importantes aspectos para que un fluido sea aceptable por su comportamiento de limpieza, son: (a) el rápido rompimiento del fluido después del tratamiento a un sistema de viscosidad muy baja para que sea fácilmente expulsado del pozo, (b) bajo contenido de residuos cuando el fluido se rompa para que el empacamiento del sustentante no sea dañado, y (c) densidad del fluido lo suficientemente baja para que la presión estática del yacimiento pueda adecuadamente impulsar el fluido fracturante de regreso a la superficie.

El punto principal en la limpieza es la recuperación de los fluidos de tratamiento. Debido a que una estimación de la presión estática del yacimiento es necesaria para un completo diseño, únicamente es necesario evaluar si esta presión es suficiente para permitir que el fluido fracturante sea producido por el flujo natural. Si el yacimiento tiene presiones anormales, se tienen que considerar los geles de aceite o espumas; los geles de aceite únicamente pueden ser producidos si el yacimiento está ligeramente depresionado, pero si la presión es demasiado baja, se deberá emplear la espuma para recuperar los líquidos rápidamente sin recurrir a un largo proceso de limpieza.

5.- Compatibilidad con los fluidos y rocas del yacimiento. Las características petrográficas de las rocas del yacimiento y los fluidos contenidos en sus poros, pueden ocasionalmente causar sensibilidad en los fluidos fracturantes, la mejor manera de evaluar este problema es a través del análisis de flujo en núcleos.

El ingeniero de diseño debe considerar cualquier información que provenga de los análisis geológicos o químicos del yacimiento a ser fracturado; por ejemplo, un análisis de arcilla puede revelar que la roca del yacimiento contiene una cantidad significativa de arcilla hinchable como montmorrillonita. Con esta información, el fluido fracturante debe seleccionarse para minimizar el hinchamiento de la arcilla, esto se puede evitar mediante la adición de químicos especiales o con el uso de un 2% de KCl en un fluido base agua. Algunos yacimientos exhiben una sensibilidad general a cualquier composición de agua, cuando esto ocurre, se deben considerar los fluidos base aceite.

Otra incompatibilidad potencial de los fluidos fracturantes es la interacción térmica adversa entre el fluido fracturante y los fluidos del yacimiento; es posible que ocurran precipitaciones de parafinas y asfaltenos si el fluido del yacimiento es enfriado repentinamente por el fluido fracturante; para prevenir esta depositación, los fluidos fracturantes pueden calentarse hasta una temperatura suficientemente alta, para prevenir la precipitación o se pueden también emplear un fluido fracturante solubilizante. Si se tienen disponibles análisis PVT de muestras de los fluidos del yacimiento, se deberá especificar la temperatura a la cual ocurre la precipitación. Una solución más práctica puede ser el uso de fluidos de gel aceite que contienen suficientes componentes aromáticos para disolver los precipitados.

Selección final del fluido.

Después que han sido considerados los aspectos técnicos, la lista de los fluidos fracturantes se ve reducida a unos cuantos tipos. Es entonces cuando se consideran otros factores como costo y disponibilidad para finalmente tener menos fluidos en consideración (tres o cuatro) para el diseño del tratamiento.

Consideraciones del sustentante.

Los principales aspectos para la selección del sustentante desde el punto de vista del diseño, son: (1) la permeabilidad del sustentante a diferentes esfuerzos, comparada con la permeabilidad del yacimiento, y (2) la transportabilidad del sustentante a través de las perforaciones y a lo largo de la fractura.

1.- Permeabilidad del sustentante. Afortunadamente hay menores alternativas para escoger un sustentante que para un fluido. En el capítulo referente a sustentantes, se vio que no hay más de cinco o seis clases de sustentantes utilizados en la actualidad; la diferencia básica entre éstos es la permeabilidad del empacamiento bajo altas condiciones de esfuerzos. Los tres tipos principales de sustentante son la arena y los sustentantes de densidad media y densidad alta. Si se dispone de un programa de cómputo para hacer los cálculos de diseño, se deberán hacer considerando la arena y el sustentante de alta densidad para expandir el rango de características.

2.- Mientras el fluido fracturante tenga una moderada viscosidad y gasto, los tratamientos típicos no tendrán ninguna dificultad en transportar el sustentante de la tina del mezclador a la entrada de las perforaciones; el único problema potencial en la tubería es que si por alguna razón se tuviera que hacer un cierre repentino durante el bombeo, el sustentante se asiente; otro problema sería que el túnel de las perforaciones no permitiera el paso del sustentante y provocara una obstrucción. Como se mencionó anteriormente, esto se previene conociendo o diseñando los diámetros mínimos necesarios de las perforaciones con respecto al tamaño del grano del sustentante. Un criterio de selección del sustentante es que éste sea lo suficientemente pequeño para pasar a través de las perforaciones sin causar taponamiento.

Con respecto al ancho de la fractura en el pozo, ésta debe ser lo suficientemente grande para aceptar las etapas iniciales del sustentante, generalmente se requiere que el ancho de la fractura sea $2 \frac{1}{2}$ o 3 veces el diámetro máximo del sustentante; estos valores provienen de experimentos de sustentante entre planos paralelos. Es generalmente reconocido que una vez

que la fractura es lo suficientemente ancha para aceptar las primeras etapas del sustentante, las etapas subsecuentes no presentarán problemas de obturamiento en el pozo.

6.4. PROGRAMA ÓPTIMO DE FLUIDO Y SUSTENTANTE. ^{1,2,3}

Un tratamiento de fracturamiento se inicia primero inyectando agua que contenga pequeñas cantidades de polímeros debidamente seleccionados para reducir la presión por fricción, cuya viscosidad es esencialmente la del agua, esta situación es de ayuda para iniciar la fractura.

Seguido del bache de agua, se inyecta la solución de polímero, pero el sustentante no se agrega inmediatamente, este fluido es llamado “fluido de colchón” y el volumen inyectado se llama “volumen de colchón”. El propósito del volumen de colchón es de crear una fractura lo suficientemente amplia y larga para que cuando el sustentante sea introducido pueda ser libremente transportado a lo largo de la fractura. No es deseable que el sustentante alcance el final de la fractura, ya que la fractura disminuye su amplitud al final en forma de punta, y las partículas de sustentante podrían apuntalarse de manera no deseada a lo ancho de la fractura, provocando una terminación prematura de su transporte, es por esto que el volumen de colchón debe ser suficiente para prevenir que el sustentante llegue al final de la fractura. Por otro lado, el volumen de colchón no puede ser tan grande como para dejar una fracción significativa de la longitud de la fractura sin sustentante, por lo que este volumen de colchón debe ser diseñado con precaución.

El programa de inyección es simplemente una lista de los volúmenes totales y composiciones de cada una de las etapas del tratamiento de fractura.

El programa específico del sustentante se escoge tomando en cuenta los siguientes factores:

- 1.- Las primeras etapas deberán ser bombeadas con un volumen de $1 \frac{1}{2}$ o 2 veces el volumen del pozo, esto para asegurar que el pozo aceptará al tratamiento sin fugas prematuras.
- 2.- Las etapas intermedias deben ser bombeadas con suficiente volumen y concentración de sustentante para asegurar que la mitad de la extensión de la fractura sea apuntalada a un ancho suficiente como para hacerla conductiva, pero no a tan altas concentraciones como para causar un obturamiento o desperdiciar sustentante en un ancho excesivo.
- 3.- Las etapas finales son bombeadas con grandes volúmenes y altas concentraciones para prever que la mitad de la fractura esté bien sustentada, es decir, desde el pozo hasta un punto medio.
- 4.- La etapa final es generalmente bombeada a muy altas concentraciones para asegurar que la región cercana al pozo quede bien apuntalada.

El objetivo principal es sostener la fractura abierta con la cantidad adecuada de sustentante en el lugar adecuado, cuya forma final ideal es triangular, con el lado más amplio hacia el pozo, y el decremento uniforme hacia la punta de la fractura. Se han desarrollado varias reglas de dedo en términos de un mínimo de $2 \text{ lb}_m/\text{ft}^2$ ($9.8 \text{ kg}/\text{m}^2$) de área de fractura o cuatro capas de sustentante en lo ancho de la fractura.

Idealmente, el programa óptimo de sustentante puede ser encontrado mediante la simulación repetida del tratamiento que genere la longitud de la fractura deseada con distintos programas de sustentante.

6.5. CONSIDERACIONES PRÁCTICAS EN EL DISEÑO DEL TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO. ^{1,3}

6.5.1 Gasto de inyección y limitaciones de presión.

Cuando todos los aspectos mecánicos de la terminación del pozo han sido tomados en consideración, los requerimientos básicos son que el pozo sea capaz de aceptar el fluido fracturante a suficientes gastos y presiones para desarrollar el fraturamiento diseñado.

El gasto de inyección del fluido es un parámetro importante, que tiene que ser tan grande como sea posible, pero esto está limitado por la resistencia del cabezal del pozo y de los componentes tubulares. Algunos factores de seguridad deben ser incorporados al diseño si el gradiente de fractura no se conoce con precisión, si la caída de presión a través de las perforaciones son significativas o si las presiones por fricción no están bien establecidas.

6.5.2 Altura de la fractura.

La altura resultante tiene varios efectos en la respuesta de la estimulación, un incremento en la altura puede resultar en la captura de nuevos espesores de arena que no habían sido previamente comunicados con el pozo, es decir, la estimulación puede resultar no benéfica por haber crecido la fractura hacia secciones no productivas, con la subsecuente reducción del uso apropiado del sustentante, y por otro lado la producción no deseada de agua o gas puede resultar del crecimiento excesivo de la fractura. En la mayoría de los casos, el control del crecimiento de la fractura no puede ser controlado; pero en lugar de esto, el dato de la altura de la fractura se predice lo más preciso posible y el diseño se basa en ese valor. En algunas situaciones, el crecimiento de la fractura puede reducirse de alguna manera mediante la disminución del gasto de inyección y la magnitud del tratamiento, y en otros casos, el crecimiento de la fractura puede ser reducido por la disminución de las presiones de tratamiento mediante el uso de fluidos menos viscosos.

Si los valores de los esfuerzos in-situ son conocidos, entonces el tratamiento se puede diseñar utilizando un simulador de fracturamiento 3D.

6.6. LIMITACIONES LOGÍSTICAS. ¹

La información restante del pozo que puede tener alguna influencia en los diseños de tratamientos de fracturamiento, son los factores logísticos y los específicos del lugar, por ejemplo, el pozo podría localizarse en un lugar remoto del mundo donde sería difícil obtener un sustentante de alta resistencia a un costo razonable y en un tiempo corto, en estas circunstancias sería razonable tomar la mejor decisión ingenieril para seleccionar una arena local como sustentante, aun cuando la calidad de la arena no sea la óptima.

Las consideraciones de seguridad generalmente dictan si un tratamiento es posible o no; algunos pozos pueden estar localizados en áreas urbanas, donde presiones de inyección de 20,000 psi (138 MPa) pueden generar peligro para las personas; en este caso sería prudente correr una línea especial para el tratamiento de fractura de diámetro grande para reducir la presión de inyección en la superficie. Las espumas también pueden ser retiradas de la operación y utilizar los “geles” de agua, por razones de seguridad.

Otro factor comúnmente encontrado en las localizaciones distantes, es la selección limitada de los materiales fluidos para la operación; si el único polímero disponible en el lugar es una goma guar natural, el trabajo se diseñará con este tipo de agua gelatinosa, pero siempre la magnitud de la operación estará también determinada por la cantidad de polímero o sustentante disponible. Pero siempre dependerá del ingeniero de diseño, alterar su programa del fracturamiento hidráulico para hacer el mejor trabajo con estas limitaciones.

6.7. SELECCIÓN ÓPTIMA DEL TRATAMIENTO. ^{1,2,3}

El objetivo práctico de la mayoría de los tratamientos de fracturamiento es el de obtener los más altos gastos de producción posibles inmediatamente después de la operación.

El proceso iterativo de prueba y error para alcanzar el máximo beneficio de la estimulación, consiste en los siguientes pasos:

- 1.- Obtener y analizar completamente la información de entrada para el diseño.
- 2.- Simular tratamientos dentro de los límites impuestos por los datos de entrada del diseño, investigando los diferentes materiales a distintas cantidades. Se recomienda hacer cuatro diseños iniciales, considerando arena y bauxita como el sustentante, con tamaños de trabajo de 100,000 y 1,000,000 lb_m (45.4 y 453.6 Mg) total.
- 3.- Seleccionar la combinación de materiales que dará la mejor estimulación a los límites económicos y volúmenes de sustentante.
- 4.- Calcular la sensibilidad del diseño de acuerdo a las variables críticas, repitiendo los pasos del 1 al 3.

Se debe enfatizar que la parte más crítica del diseño es la información de la productividad del yacimiento, sin estimular y sin daño, ya que el incremento de productividad después de un tratamiento exitoso, puede venir por la estimulación y/o por la remoción del daño. La estimulación del yacimiento es un término reservado para el incremento en la productividad resultado de la alteración del patrón de flujo en el yacimiento, por la creación en este caso de una fractura.

Para la mayoría de los yacimientos, si la permeabilidad es mayor a 50 md, el fracturamiento proveerá poca estimulación, pero podría ser alta en el caso de que el pozo hubiera sido seriamente dañado durante la perforación o la terminación, el daño en este caso podría ser removido de otras maneras, sin el riesgo y el costo de un fracturamiento hidráulico.

6.8. DATOS REQUERIDOS PARA EL DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO. ^{3,4}

Datos de Formación. (unidades de campo).

- Intervalo disparado, (m).
- Espesor de la formación, hr (pie).
- Permeabilidad de la formación, kr (mD).
- Relación de Poisson, ν (adim).
- Módulo de elasticidad, E (psi).
- Gradiente de fractura, Gf (psi/pie).
- Permeabilidad al fluido fracturante, kff (mD).
- Porosidad, ϕ (adim).
- Presión estática, Pws (psi).
- Compresibilidad de los fluidos Cr (psi⁻¹).
- Viscosidad de los fluidos, μ r (cp).

Datos del pozo (unidades de campo).

- Radio de drene, re (pie).
- Radio del pozo, rw (pg).
- Diámetro interior TP, diTP (pg).
- Diámetro exterior TP, deTP (pg).
- Diámetro interior TR, diTR (pg).
- Diámetro exterior TR, deTR (pg).
- Número de disparos, Np (adim)
- Diámetro del disparo, dd (pg).
- Coeficiente de descarga, Cd (adim).
- Presión permisible, Pp (psi).

Datos de diseño.

- Altura esperada de la fractura, h_o (pie).
- Volumen mínimo de fluido fracturante, V_{tmin} (gal).
- Volumen máximo de fluido fracturante, V_{tmax} (gal).
- Gasto mínimo de inyección, q_{imin} (bpm).
- Gasto máximo de inyección, q_{imax} (bpm).
- Volumen del bache inicial, V_I (gal).
- Método de cálculo de dimensiones de la fractura.

* De pruebas de laboratorio seleccionar el o los fluidos fracturantes óptimos para el tratamiento.

Datos del fluido fracturante.

- Tipo de fluido: Newtoniano o no-Newtoniano.
- Viscosidad del fluido, μ_f (cp).
- Índice de comportamiento, n (adim).
- Índice de consistencia, K ($\text{lb seg}^n / \text{pie}^2$)
- Peso específico, SG (adim).
- Área de pérdida (prueba de laboratorio), A_p (cm^2).
- Pendiente curva de pérdida, m ($\text{cm}^3 / \sqrt{\text{min}}$).
- Pérdida inicial, S_p (gal/pie^2).

Datos del Sustentante.

- * De pruebas de laboratorio, seleccionar el o los sustentantes óptimos para el tratamiento.
- Peso específico, S_{gp} (adim).
- Diámetro medio, d_s (mm).
- Concentración, C_g (lb/gal).
- Permeabilidad del empaque, K_s (D).

Procedimiento general de diseño:

Para cada fluido fracturante y para cada sustentante:

- 1.- Suponer diferentes volúmenes de fluido fracturante a utilizar, entre $V_{t_{min}}$ y $V_{t_{max}}$.
- 2.- Suponer diferentes gastos entre $q_{i_{min}}$ y $q_{i_{max}}$.
- 3.- Cálculo hidráulico (P_s , HP) para cada q_i .
- 4.- Cálculo del coeficiente de pérdida (CT).
- 5.- Cálculo de las dimensiones dinámicas de la fractura (l y W_{max}).
- 6.- Cálculo de las dimensiones finales de la fractura sustentada.
- 7.- Cálculo del incremento esperado de productividad.
- 8.- Análisis de resultados.

REFERENCIAS DEL CAPÍTULO

1. John L. Gidley, Stephen A. Holditch, Dale E. Nierode and Ralph W. Veatch Jr.
“Recent Advances in Hydraulic Fracturing”, Vol. 12, SPE 1989.
2. G.C. Howard and C.R. Fast, “Hydraulic Fracturing”
SPE of AIME, 1970, N.Y.
3. Michael J. Economides and Kenneth G. Nolte, “Reservoir Stimulation”
Schlumberger Educational Services, 1987.
4. Islas S. Carlos, Apuntes de “Estimulación de Pozos”,
Facultad de Ingeniería, 1986.

CAPITULUM

EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL POZO FRACTURADO HIDRÁULICAMENTE

7.1. EVALUACIÓN TÉCNICA. ¹ *

Analizando el aspecto técnico para evaluar la efectividad de un fracturamiento hidráulico, es necesario que al diseñarlo se determinen previamente, entre otros parámetros, la longitud de la fractura, el volumen del fluido fracturante, así como la conductividad de la fractura, sin embargo, sus respectivos valores dependen de las consideraciones que se hayan hecho al diseñar la estimulación, presentándose en general, diferencias entre lo calculado y lo real.

Es importante, por otra parte, determinar el incremento de productividad que se obtiene como resultado del tratamiento, ya que de esta manera se puede realizar un análisis económico del proyecto.

7.1.1 Índice de productividad. ^{1,2,3,4}

La obtención de este parámetro es de suma importancia para la evaluación del tratamiento, puesto que refleja la capacidad de producción del pozo, es mediante el conocimiento del valor del índice de productividad, que será posible hacer el análisis tanto técnico como económico de la estimulación. Para determinar su valor, es necesario conocer la presión en la cabeza o en el fondo del pozo, así como el gasto correspondiente.

- Índice de productividad para pozos de aceite y gas.

La comparación de los índices de productividad del pozo antes y después del fracturamiento, es una simple y conveniente medición del éxito de la operación. Esta comparación es más significativa que una comparación de gastos, ya que el gasto está

* Referencias al final del capítulo

relacionado a una caída de presión impuesta, y ésta puede cambiar drásticamente. En contraste, el índice de productividad, está influenciado más directamente por las características de la formación y de la terminación.

Para un pozo de aceite, el índice de productividad, J, se define como:

$$J = q_o / (p_{ws} - p_{wf}) \quad 7.1$$

de la ecuación para flujo pseudoestacionario de un pozo de aceite, se tiene:

$$p_{ws} - p_{wf} = \frac{141.2 q_o B_o \mu_o}{kh} \left| \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right| \quad 7.2$$

por lo tanto, para flujo pseudoestacionario en pozos de aceite, se tiene que:

$$J = q_o / (p_{ws} - p_{wf}) = \frac{kh}{141.2 B_o \mu_o (\ln (r_e / r_w) - 0.75 + s)} \quad 7.3$$

Para un pozo de gas, la forma correspondiente de la ecuación para flujo pseudoestacionario, es la siguiente:

$$J = q_g / (p_a - p_{a,wf}) = \frac{kh}{141.2 B_g \mu (\ln (r_e / r_w) - 0.75 + s')} \quad 7.4$$

donde p_a es la presión ajustada, definida como $p_a = (\mu c_T / 2 p_{av}) p_p$ [psia]; de donde p_{av} es la presión aritmética promedio ($1/2(p_{ws} + p_{wf})$) [psi], c_T es la compresibilidad total [psi⁻¹], y p_p es una pseudopresión igual a $2 \int dp / \mu z$ [psia²/cp] (la integración se da de 0 a p). El valor de s' es el mismo factor Skin, pero para pozos de gas, es decir, considerando el coeficiente de flujo no-Darciano, D, se tiene: $s' = s + Dq_g$.

En términos de la presión misma, una aproximación adecuada a la ecuación de flujo pseudoestacionario, es:

$$p_{ws} - p_{wf} = \frac{141.2 q_g B_g \mu_g}{kh} \left| \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s' \right| \quad 7.5$$

donde $B_g = 10.08 T z / (p_{ws} + p_{wf})$; por lo que la ecuación de flujo puede ser escrita como:

$$p_{ws}^2 - p_{wf}^2 = \frac{1,422 q_g T z \mu_g}{kh} \left| \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s' \right| \quad 7.6$$

Para un trabajo altamente simplificado, es posible definir: $J = q_g / (p_{ws} - p_{wf})$, pero para cálculos más exactos, se debe recordar que este grupo no es constante ni independiente de la presión. Para un trabajo más preciso, el grupo constante, es entonces: $q_g \mu_g z / (p_{ws}^2 - p_{wf}^2)$.

- Relación del índice de productividad.

Para pozos de aceite y gas, el resultado de un fracturamiento puede ser representado convenientemente como la relación del índice de productividad antes y después de la operación (J / J_o). Se han desarrollado muchos métodos para el cálculo del índice de productividad para pozos con flujo estacionario o pseudoestacionario, como aquellos por Prats⁵, Tinsley et al.⁶, McGuire-Sikora⁷ y Cinco-Samaniego⁸. Las formaciones de baja permeabilidad con fracturas grandes, requieren meses o años con un gasto de producción constante para alcanzar un estado pseudoestacionario. El estado estacionario se alcanza únicamente después de períodos largos similares, con gasto de producción constante.

- Método de Prats.

El método de Prats es la técnica aplicable más fácil para determinar la relación del índice de productividad; Prats encontró que:

$$J / J_0 = \ln (r_e / r_w) / \ln (r_e / 0.5 L_f) \quad 7.7$$

donde L_f es la longitud de un ala de la fractura.

Las suposiciones en las cuales está basada la solución analítica de Prats, son: que hay flujo estacionario (gasto constante y presión constante en el radio de drene), área de drene cilíndrica, fluido incompresible, conductividad infinita de la fractura, y que la altura de la fractura es igual a la altura de la formación.

- Tinsley et al.

Tinsley, Van Poolen, y Saunders, usaron modelos eléctricos y pruebas físicas para calcular el efecto de las fracturas en la productividad del pozo. Sus estudios indicaron que en formaciones homogéneas e isotrópicas, la relación de productividad (la productividad del pozo fracturado entre la productividad del pozo no fracturado) es directamente proporcional a la relación de capacidad de la fractura entre la capacidad de la formación (expresada en md-ft).

Estos autores presentaron la siguiente ecuación para determinar la relación de la productividad de un pozo por una fractura horizontal, antes y después de la estimulación:

$$q_f / q_o = \frac{\log (r_f / r_w)}{\log (r_e / r_w) + (\log (r_f / r_w) / 1 + (kh_f / kh_o))} \quad 7.8$$

donde el subíndice "f" significa fracturado y el subíndice "o" significa antes de la fractura.

- Modelo de McGuire y Sikora.

En 1960 McGuire y Sikora proporcionaron lo que fue por años, el método principal para la predicción y el análisis del desarrollo de los pozos fracturados, además de proporcionar una comparación entre los índices de productividad anteriores y posteriores a la fractura. La figura 7.1 muestra el incremento múltiple esperado del índice de productividad de una fractura vs. la conductividad relativa de la fractura (graficada en el eje de las abscisas) para una variedad de penetraciones de la fractura, como las dadas por la relación L_f / L_e , donde L_f es la longitud de un ala de la fractura y L_e es la mitad del área de drenaje (correspondiente al ala de la fractura considerada). La gráfica está basada en las consideraciones de que existe flujo en estado pseudoestacionario (yacimientos cercanamente depresionados), área de drenaje cuadrada, fluido compresible y una fractura totalmente apuntalada a través del intervalo productor. La gráfica proporciona en el eje de las ordenadas la relación de los índices de productividad antes y después del fracturamiento. El trabajo de McGuire y Sikora, está basado en un estudio análogo eléctrico.

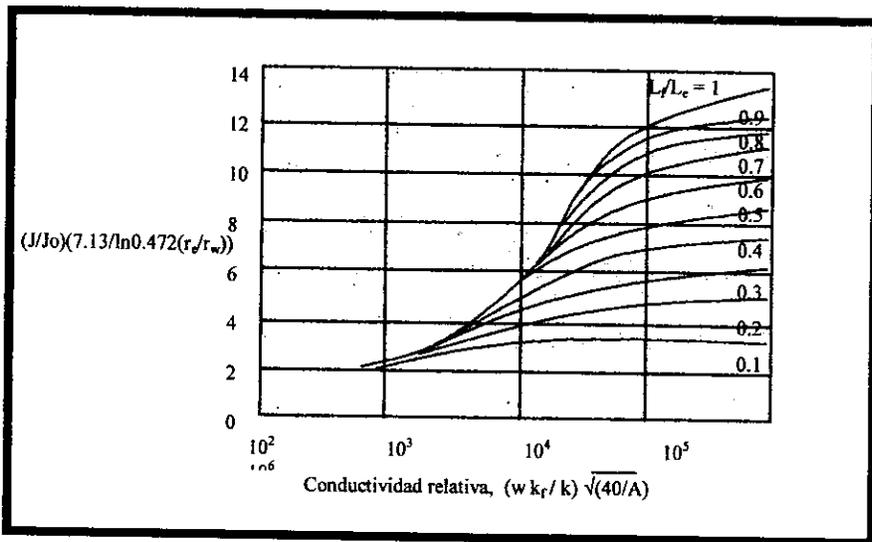


Figura 7.1.

- Método de Cinco y Samaniego.

Una serie de importantes contribuciones en el entendimiento del comportamiento del pozo fracturado hidráulicamente, fueron proporcionadas en 1978 por Cinco et al. y en 1981 por Cinco Ley y Samaniego V. Ellos describieron cuatro distintos períodos de flujo para los pozos fracturados, sucesivos y separados por períodos de transición.

La geometría generalizada para una conductividad finita para el modelo de fractura vertical, se muestra en la figura 7.2 .

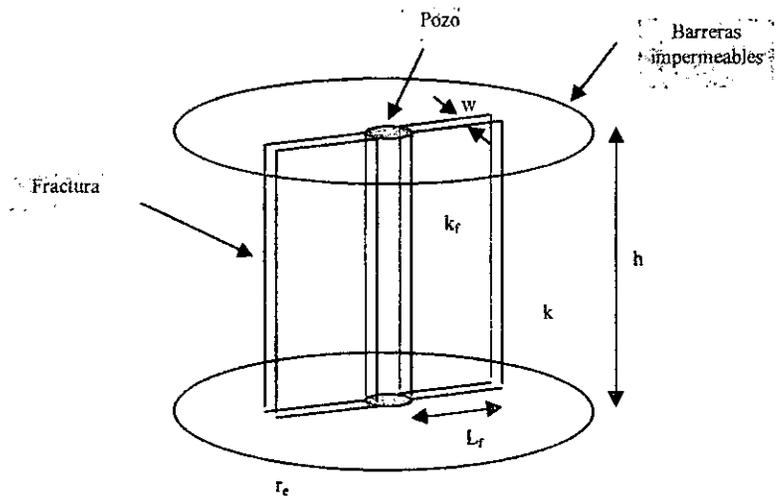


Figura 7.2 . Geometría de la fractura hidráulica ideal.

La fractura tiene dos alas simétricas de longitud L_f (cada ala), y un ancho uniforme w ; así como una permeabilidad k_f diferente a la permeabilidad k del yacimiento. Otras suposiciones para las fórmulas matemáticas, son que existe flujo transitorio y es un fluido ligeramente compresible en un yacimiento infinito. La relación generalizada del trabajo de Cinco-Samaniego es que la caída de presión (o su variable análoga adimensional) es dependiente

de la longitud de un ala de la fractura (incluida en el tiempo adimensional) y la conductividad adimensional de la fractura; en otras palabras:

$$P_D = f(t_D, F_{CD}) \quad 7.9$$

Al principio, la respuesta de la presión podría estar dominada por los efectos de almacenamiento (como es esperado); simultáneamente deberá haber flujo lineal en la fractura (figura 7.3).

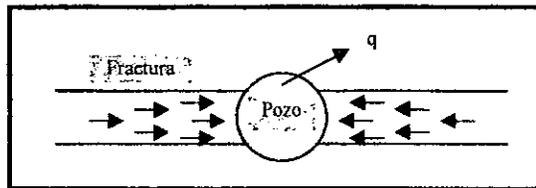


Figura 7.3. Flujo lineal en la fractura.

La duración de este período puede ser extremadamente corta y podría ser enmascarado por los efectos de almacenamiento del pozo. La característica y única respuesta de una fractura de conductividad finita se desenvuelve hasta que la vecindad del yacimiento empieza a contribuir al flujo total; esto ha sido descrito como flujo bilineal (figura 7.4).

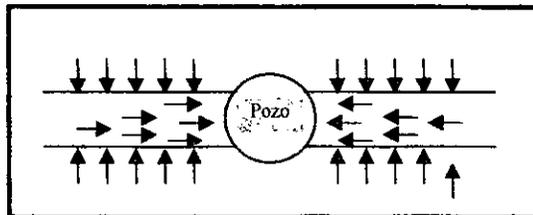


Figura 7.4. Flujo Bilineal completamente desarrollado.

El flujo bilineal está seguido por el dominio del flujo lineal de la formación (o pseudolineal), mostrado en la figura 7.5.

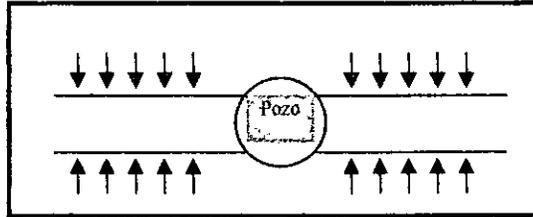


Figura 7.5. Flujo lineal del yacimiento.

Finalmente, como se espera, el yacimiento reconoce a la fractura como una “extensión” del pozo, y es cuando se tiene el flujo pseudoradial (figura 7.6).

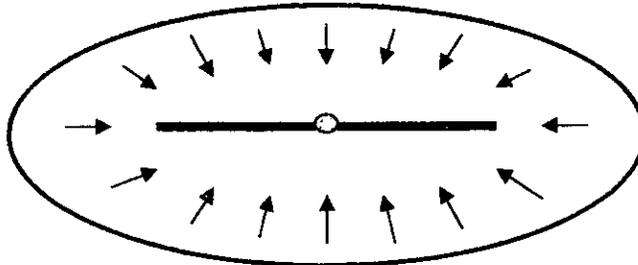


Figura 7.6. Flujo pseudoradial.

Las variables adimensionales apropiadas para el modelo de flujo bilineal son las siguientes:

de tiempo: $t_{Df} = 0.000264 \frac{k t}{\phi \mu c_i L_f^2}$ 7.10

conductividad adimensional de la fractura:

$$F_{CD} = k_f w / k L_f \quad 7.11$$

Siguiendo la metodología del modelo, se construye una gráfica logarítmica de la diferencia de presión vs. la raíz cuarta del tiempo, de donde al obtener la pendiente de la curva graficada, es posible calcular la permeabilidad de la fractura.

El régimen de flujo lineal de la formación, también puede ser usado para calcular la longitud de un ala de la fractura. Nuevamente, se puede emplear una gráfica cartesiana de la diferencia de presión vs. la raíz cuadrada del tiempo, que deberá resultar en una línea recta, cuya pendiente, m , es usada para calcular la longitud de un ala de la fractura con la siguiente ecuación:

$$L_f = (4.064 q B / h m) \sqrt{(\mu / k \phi c_i)} \quad 7.12$$

Para F_{CD} menores de 10, el régimen de flujo lineal estará ausente, por lo que la ecuación anterior no puede ser usada; en general, como se debería esperar, las fracturas con una alta conductividad, exhiben un comportamiento cercano a aquél de una fractura con conductividad infinita. En general, para propósitos prácticos, las fracturas con conductividad adimensional arriba de un valor de 50, deben ser consideradas como de conductividad infinita.

Para conductividades de fractura mayores a 10, la suma del efecto Skin en la fractura con el logaritmo de la relación L_f / r_w ; permanece constante (0.7).

En este caso:

$$s + \ln(L_f / r_w) = 0.7 \quad 7.13$$

la cual puede ser rearreglada de la siguiente forma:

$$\ln(L_f / r_w e^{-s}) = \ln e^{0.7} = \ln 2 \quad 7.14$$

Recordando que $r'_w = r_w e^{-s}$, entonces, $r'_w = L_f / 2$, la cual es exactamente la ecuación derivada del trabajo de Prats en 1961.

- Relación de índice de productividad para pozos dañados.

En otro orden de ideas, por definición, el índice de productividad J_o , está dado por:
 $J_o = q_o / (p_{ws} - p_{wf})$.

En caso de un yacimiento ideal con empuje hidráulico 100 % efectivo, se puede considerar que p_{ws} no cambia con el tiempo y se tendrá una línea recta en la gráfica de p_{wf} vs. q :

$$p_{wf} = (-1/J_o) + p_{ws} \quad 7.15$$

Esta gráfica es conocida como *Relación de comportamiento de flujo "IPR"* y se presenta en la figura 7.7.

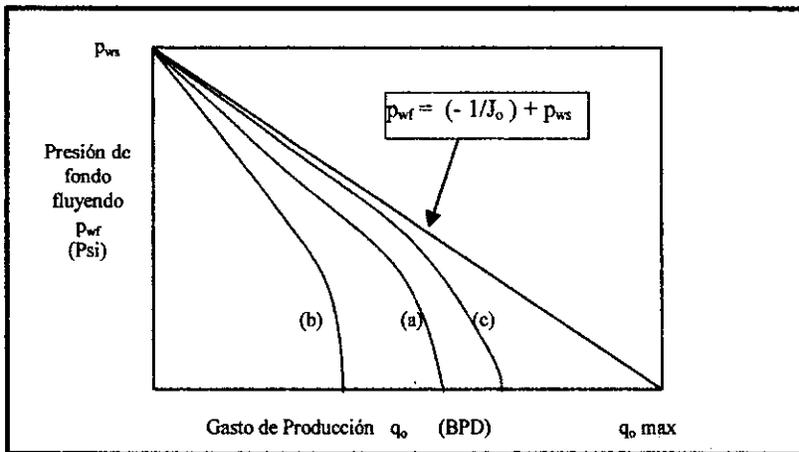


Figura 7.7 . Relación del comportamiento de flujo (IPR).

Por lo general, la presión del yacimiento, p_{ws} , disminuye a medida que se explota, por lo que J cambia en función del tiempo. La figura anterior, muestra la curva (a) que representará el comportamiento real de un yacimiento en condiciones naturales de la formación, es decir, cuando la formación no ha sufrido ninguna alteración en la zona vecina al pozo. Sin embargo, generalmente las formaciones se encuentran en mayor o menor grado dañadas. Este daño propicia una pérdida de presión adicional a la caída de presión que se tiene en condiciones naturales; esto si considera que el pozo produce con el mismo gasto, situación representada en la figura por la curva (b).

Ahora bien, si la formación en la vecindad del pozo se encuentra en mejores condiciones de flujo (mayor permeabilidad debido a una estimulación), la caída de presión será menor, que es el comportamiento representado por la curva (c). Esto significa que para una misma caída de presión el gasto en condiciones de formación dañada, es menor que el que se obtendría si no hubiese daño, y por el contrario, si la formación es estimulada, para la misma caída de presión se obtendría mayor producción.

Para un corto período de explotación, independientemente del tipo de empuje del yacimiento, la presión del mismo no cambia sensiblemente, por lo que p_{ws} se puede considerar constante, y en consecuencia también el índice de productividad. Dado que el proceso de estimulación de un pozo se realiza en cuestión de horas, las condiciones del pozo antes y después de la estimulación y siempre considerando régimen permanente, se puede considerar que se realiza en períodos cortos de explotación, por lo que la determinación del índice de productividad del pozo, antes y después de la estimulación, puede evaluar su efecto.

Con los considerados anteriores, supóngase que se tiene el índice de productividad en el cual la formación no ha sufrido alteración alguna, dado por la ecuación: $J_o = q_o / (p_{ws} - p_{wf})$, siendo J_o este índice y q_o el gasto de producción original bajo estas condiciones.

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

$$J_x = q_x / (p_{ws} - p_{wf}) \quad 7.16$$

donde q_x será el gasto de producción bajo condiciones alteradas. De aquí, considerando la misma caída de presión en ambos casos, se tiene:

$$\frac{J_x}{J_o} = \frac{q_x}{q_o} = \frac{2\pi k_e h / \mu_o \ln(r_e / r_w)}{2\pi k h / \mu_o \ln(r_e / r_w)} = \frac{k_e}{k} \quad 7.17$$

que también se puede expresar de la siguiente manera:

$$\frac{J_x}{J_o} = \frac{\ln(r_e / r_w)}{\ln(r_e / r_x) + (k/k_x) \ln(r_x / r_w)} \quad 7.18$$

Con esta ecuación se puede estimar la relación de índices de productividad, conociendo r_e , r_w , r_x y la relación k/k_x .^{9,10}

Como ejemplo, considérese un pozo de radio 4 pg y radio de drene de 750 pies, con una zona dañada que ha disminuido su permeabilidad original en varios grados y diferentes penetraciones de la zona alterada.

Aplicando a estas condiciones la ec. 7.17, se pueden calcular los efectos de esta zona en la relación de productividades. Los resultados se presentan graficados en la figura 7.8 .

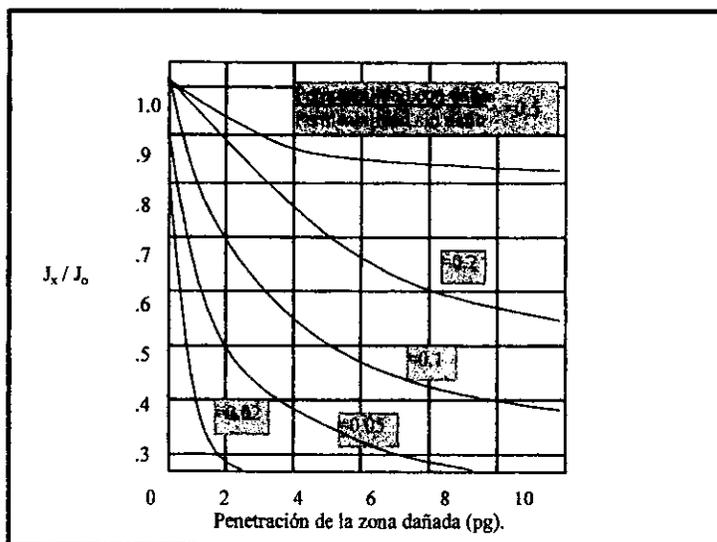


Figura 7.8. Pérdida de productividad debido a una somera penetración del daño.

En esta figura, se aprecia, por ejemplo, que si la permeabilidad de la formación es reducida de 100 mD a 10 mD, con una penetración de daño en esta zona de 6 pulgadas, el cociente de productividades es aproximadamente de 0.46. Esto significa que si el pozo tiene un potencial para producir 1,000 BPD, únicamente por la presencia de la zona dañada, estaría produciendo 460 BPD. Graficando de la misma manera para casos donde exista una mayor penetración de la zona dañada, se observaría también una disminución de permeabilidad por causa de daño en la zona inmediata al pozo, ocasionando una reducción considerable de la productividad. Es necesario mencionar que al llegar a cierta profundidad de daño (aproximadamente 30 a 40 pies), la disminución de la productividad permanece constante, es decir, que no se requiere de una gran penetración para que exista una disminución abrupta de la productividad.

Volviendo al mismo ejemplo planteado, si a través de una estimulación se remueve o se altera la permeabilidad de la formación ocasionando que ésta se restaure o se restituya, se puede esperar que el pozo eleve su producción de 460 BPD a 1,000 BPD, esto implicará un incremento de productividad de 2.2:

Por otra parte, si la formación no se encuentra dañada o el daño ha sido removido, y suponiendo que se puede lograr a través de una estimulación de entrada radial circular un mejoramiento de la permeabilidad natural de la formación; la figura 7.9 muestra el efecto en la productividad del pozo (en la figura k_m es la permeabilidad mejorada y k_f es la permeabilidad de la formación). Por ejemplo, si se tuviese una penetración del cambio de permeabilidad de la formación de 12 pulgadas y un aumento de ésta de 10 veces, se lograría un incremento en la productividad máximo de 1.1. Esto significa que si el pozo tuviera un potencial de 1,000 BPD, con esta estimulación se podría alcanzar una producción de 1,100 BPD.

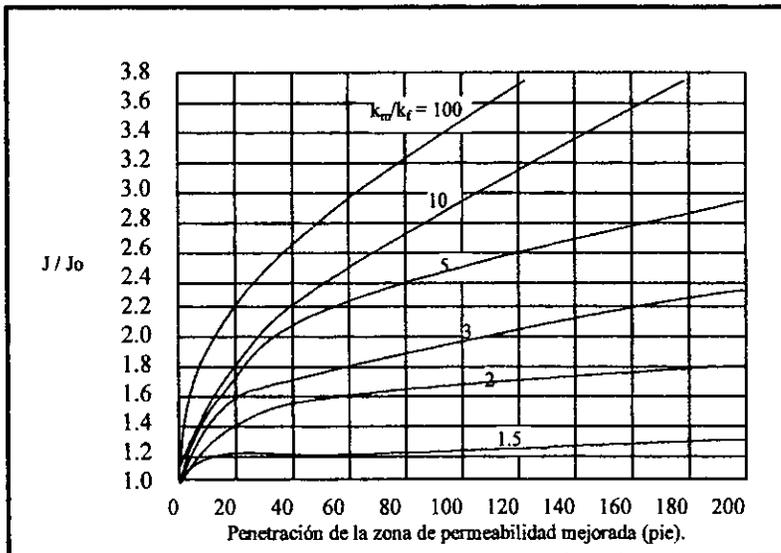


Figura 7.9. Efecto de una zona de permeabilidad mejorada en la productividad de un pozo.

7.1.2 Procedimiento general de evaluación. ¹

Con el propósito de evaluar un fracturamiento hidráulico desde el punto de vista técnico, se calculan algunos índices tomando en cuenta los parámetros predichos en el diseño del tratamiento y los determinados mediante el análisis de pruebas de variación de presión y con pruebas de flujo. De manera simplificada, el procedimiento para evaluar una estimulación mediante fracturamiento hidráulico, consiste de los siguientes pasos:

1. Antes de fracturar se calculan la permeabilidad de la formación, k , el factor de daño del pozo, s , por medio de la realización y el análisis de pruebas de variación de presión.
2. Recopilar los datos calculados en el diseño del fracturamiento.
3. Durante la estimulación del pozo, medir el volumen del fluido fracturante, V_{ff} , y el volumen del material sustentante, V_{ms} .
4. Después de fracturar, se estiman las características de la fractura ya mencionadas, y el factor de daño alrededor del pozo, utilizando técnicas de análisis de presión.
5. Se deberá determinar el índice de productividad por medio de pruebas de flujo, antes y después del fracturamiento.
6. Se calcula la eficiencia de la estimulación, que se define como la relación del volumen de la fractura calculado con el volumen total del material inyectado, esto es:

$$E_v = V_f / (V_{ff} + V_{ms}) \quad 7.19$$

7. Conocidos los índices de productividad antes, J_o , y después del fracturamiento, J , determinar la relación: $J_R = J / J_o$, que es un índice del incremento en la productividad del pozo.

8. Índice de daño. Un índice cualitativo de la efectividad de un fracturamiento hidráulico puede obtenerse si se relaciona el cambio del factor de daño con el obtenido antes de fracturar:

$$I_s = (s - s_0) / s_0 \quad 7.20$$

un valor negativo de este número indica un efecto favorable de la estimulación.

9. Con el objeto de mejorar el diseño de futuros fracturamientos hidráulicos, es necesario comparar los datos del diseño (pueden ser los datos diseñados mediante algún simulador), con los estimados en los pasos 3 y 4.

7.2. ANÁLISIS ECONÓMICO. ^{2,3}

7.2.1 Conceptos generales en la economía de un fracturamiento.

El diseño económico para un tratamiento de fracturamiento, tiene generalmente tres requerimientos básicos: (1) evaluar los gastos de producción de aceite y/o gas, y las recuperaciones que se pueden esperar de las diversas longitudes de fractura y conductividades para un yacimiento dado, y posteriormente relacionar esto con el ingreso o retorno de capital, (2) determinar los requerimientos del tratamiento de fractura que alcanzará las longitudes y conductividades deseadas, y relacionar esto con costos, y (3) seleccionar la fractura cuya longitud y conductividad combine los costos con el máximo retorno económico.

Idealmente, un simulador de yacimientos, proporcionará predicciones de los gastos de producción y recuperaciones para las variadas longitudes y conductividades de una fractura y a partir de esos datos, se puede desarrollar una estimación del ingreso para varias longitudes de la fractura, y el ingreso estimado como función de la fractura, generalmente no

es una relación lineal; concluyendo que la relación del crecimiento del ingreso disminuye conforme se incrementa la longitud de la fractura.

Generalmente se requiere de un simulador de fracturamiento hidráulico para manejar los volúmenes del tratamiento, tipos de material y programas de bombeo, necesarios para representar las diferentes longitudes y conductividades de una fractura. Con estos datos se puede generar una relación entre la longitud de la fractura (y la conductividad) con el costo del tratamiento; de aquí se podría determinar que el costo del tratamiento se incrementa conforme aumenta la longitud de la fractura.

El paso final para determinar el beneficio neto, estaría representado por la combinación del ingreso y los costos vs. la relación del ingreso por la longitud de la fractura dada. La curva del ingreso neto (figura 7.10) generalmente exhibe un punto óptimo en el cual el costo para obtener fracturas más largas excede el ingreso generado por la producción debida a la longitud adicional, por lo tanto, a partir de este análisis se pueden identificar los diseños de tratamiento más económicos.

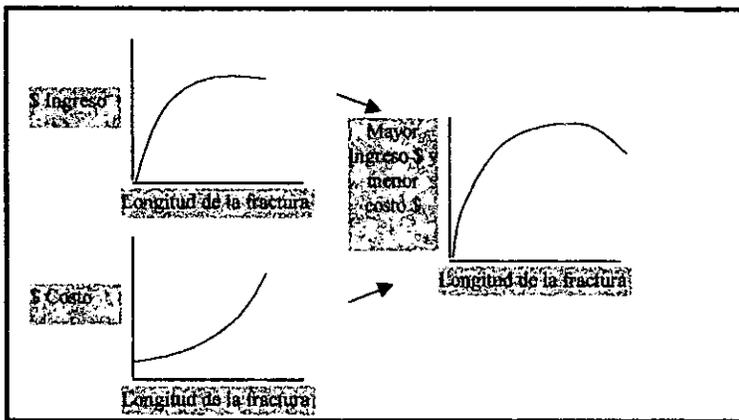


Figura 7.10

Los procedimientos específicos para determinar el mejor diseño de tratamiento (derivado del máximo beneficio) para fracturar hidráulicamente un pozo dado, no siempre pueden conformarse por pasos precisos, pero siempre involucrarán algún tipo de balance entre los costos del tratamiento y los ingresos generados por las respuestas de producción asociadas con un tratamiento.

7.2.2 Criterio económico a partir del Valor Presente Neto.

Un criterio para determinar el tratamiento más efectivo económicamente, es maximizando el valor presente neto (VPN) de las varias opciones de diseño. En 1985, Britt usó el valor presente neto y el retorno descontado de la inversión y comparó sus diferencias. El valor presente neto de la fractura, será calculado restando el costo total del tratamiento al ingreso descontado del pozo. Las ecuaciones usadas para calcular el costo total del tratamiento, así como el ingreso descontado del pozo para una longitud dada de la fractura, están dadas por:

Costo del tratamiento.

La ecuación para calcular el costo total del tratamiento está dada por:

Costo del tratamiento = costo de (fluido + sustentante + potencia de las bombas + gastos diversos). 7.21

donde:

Costo del fluido = \$/galón x galones de fluido

Costo del sustentante = \$/libras x libras de sustentante

Costo de HHP = \$/hhp x $q_i p_{sup} / 40.8$

donde q_i es el gasto de la bomba y p_{sup} es la presión de bombeo en superficie.

Ingreso descontado del pozo.

La ecuación para calcular el ingreso descontado del pozo para n años, está dada por:

$$\text{Ingreso descontado del pozo} = \sum_{j=1}^n \text{ingreso neto total durante el año } j / (1+i)^j \quad 7.22$$

donde i significa la relación de descuento. El ingreso neto del pozo está calculado por:

$$\text{Ingreso neto} = \$/\text{bbl (o } \$/\text{MSCF)} \times \text{producción (fracturada - no fracturada)} \quad 7.23$$

También es necesario incluir costos de impuestos y producción.

Valor Presente Neto.

La ecuación para calcular el valor presente neto está dada por:

$$\text{VPN de la fractura} = \text{Ingreso descontado de pozo} - \text{Costo del tratamiento} \quad 7.24$$

7.2.3 Factores de evaluación en el costo del fracturamiento hidráulico.

Los costos del tratamiento de fracturamiento, implican principalmente los cargos por bombeo y mezclado, además de los costos del material para los fluidos fracturantes, aditivos, y agentes sustentantes, y en algunos casos, las actividades asociadas tales como los costos de transporte o rentas de determinado equipo, contribuyen significativamente al costo total del tratamiento.

Costos de la estimulación por la compañía de servicios.

Aun cuando las estructuras en los precios por las compañías de servicios pueden variar entre compañía y compañía, los costos del tratamiento generalmente incluye los siguientes componentes:

- Equipo de bombeo para el fracturamiento. Los gastos por las unidades de bombeo, que son iguales para cualquier unidad, excepto para las bombas multiplicadoras de presión, son por pozo por un período, generalmente de 4 horas de servicio continuo en la locación por potencia hidráulica requerida. Los cargos por el bombeo hidráulico se incrementan si se incrementa la presión de bombeo. Otros costos incluyen costo adicional de bombeo, tiempo de servicio sin bombeo, cargos por un mínimo bombeo y equipo de bombeo parado en el sitio.

- Cargo de bombeo de los agentes sustentantes. Estos cargos se aplican cuando se bombean los agentes sustentantes con cualquier fluido, y son adicionales a los gastos de las bombas fracturadoras. Los cargos se hacen por cada cien libras de sustentante o fracción; así mismo, el precio por cada cien libras (o fracción) de sustentante se basa en el tipo y tamaño del sustentante.

- Bombas multiplicadoras de presión. Los cargos de las bombas multiplicadoras de presión son por pozo, por cada 4 horas de servicio continuo en la locación, por potencia hidráulica ordenada. Los precios de bombeo están basados en las presiones requeridas. Otros costos incluyen el tiempo de bombeo adicional, tiempo durante el servicio sin bombear, cargos mínimos, y cargos por el bombeo de los agentes sustentantes. Todo esto puede variar por compañía.

- Servicios del mezclador. Estos cargos incluyen el proporcionador continuo y el mezclado del agente sustentante con el fluido fracturante, y están basados en el promedio del gasto de inyección por las primeras 4 horas o fracción por pozo; los precios están basados en el gasto de bombeo.

- Servicios de manejo de la concentración de la lechada. Estos cargos se aplican cuando los agentes sustentantes son bombeados con cualquier fluido. Los precios dependen de la concentración del agente sustentante.

- Equipo auxiliar para la estimulación. Estos artículos incluyen equipo de manejo de la arena, material radioactivo, equipo de protección del cabezal, múltiples de descarga, nitrógeno, equipo de CO₂, medidores de flujo, unidades de soporte del fracturamiento, equipo especial (tanques almacenadores bombas de transferencia, válvulas y cabezales), equipo de sello, y concentradores de arena.

- Soporte técnico de la estimulación. Éste incluye soporte de campo, servicios de monitoreo del tratamiento y laboratorios móviles, así como laboratorios de análisis, consulta y soporte del diseño.

- Cargos por el transporte. Estos gastos incluyen costos por kilometraje de entrega del sustentante, unidades de transporte, y cargos por la entrega de productos extras.

- Cargos por servicios varios. Estos incluyen el manejo de materiales, servicios incompletos, gastos del personal, combinaciones de acidificación con fracturamiento, liberación de licencias y retorno de materiales.

- Material de fracturamiento y material de servicios. Éstos incluyen los agentes gelantes, y todos los aditivos para el fluido de fracturamiento, nitrógeno, CO₂, servicios para los sistemas especiales de fluidos, agentes sustentantes, agentes diversos, y liberaciones de licencias.

Otros costos asociados al tratamiento.

Éstos incluyen los costos de la preparación del lugar de trabajo, renta de los tanques, mantenimiento del fluido, y costo de materiales no suministrados por la compañía de servicios.

REFERENCIAS DEL CAPÍTULO

1. Solis Muñoz Gustavo, Miguel A. Gonzalez R., Javier Escobar C., “Evaluación de los resultados de una estimulación en pozos productores de aceite y gas y en pozos inyectorse de agua”, IMP, 1979.
2. John L. Gidley, Stephen A. Holditch, Dale E. Nierode and Ralph W. Veatch Jr. “Recent Advances in Hydraulic Fracturing”, Vol. 12, SPE 1989.
3. . Michael J. Economides and Kenneth G. Nolte, “Reservoir Stimulation” Schlumberger Educational Services, 1987.
4. Islas S. Carlos, “Manual de estimulación matricial de pozos petroleros” CIPM, 1991.
5. Prats, M. “Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior -incompresible fluid case-” SPE, 1961. Trans AIME, 222.
6. Tinsley, J.M. et al, “Vertical Fracture Height -its effect on steady-state production increase”. JPT (may 1969). Trans AIME, 246.
7. McGuire, W.J. and Sikora, V.J., “The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity”, 1960. Trans AIME, 219.
8. Cinco-Ley H. and Samaniego V.F., “Transient Pressure Analysis of Fractured Wells”, JPT (sept 1981).

9. B.B. Williams, J.L. Gidley and R.S. Schechter, "Fracturing Fundamentals",
SPE, 1980. N.Y.

10. Gatlin C. "Petroleum Engineering Drilling and Well Completions",
Prentice Hall, 1960.

NOMENCLATURA

- μ = viscosidad (cp).
- δ / l = deformación longitudinal.
- ρ = densidad (gr/cc , lb/gal)
- ϕ = porosidad (adim).
- ν = relación de Poisson.
- ΔP_{RI} = caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la zona alterada.
- ΔP_{fm} = caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la formación en la zona no alterada.
- ΔP_{PC} = caída de presión asociada con la penetración parcial de la zona productora y/o el efecto de inclinación relativa de la formación con el eje del pozo.
- ΔP_{perf} = caída de presión asociada con las perforaciones (penetración, defasamiento y densidad).
- ΔP_s = caída de presión adicional en el yacimiento (psi).
- ΔP_t = caída de presión causada por la turbulencia del fluido al entrar al pozo.
- ΔP_{tp} = caída de presión asociada con el flujo de fluidos a través de los túneles de las perforaciones de los disparos.
- σ_x = dirección de ese esfuerzo uniaxial.
- ϵ_x = esfuerzo uniaxial en la dirección x.
- A = área total de una cara de la fractura en cualquier tiempo durante la inyección (ft²).
- A_p = área de pérdida (prueba de laboratorio) (cm²).
- b = ancho de la fractura (ft)
- Cd = coeficiente de descarga (adim).
- Cg = concentración (lb/gal).
- Cr = compresibilidad de los fluidos (psi⁻¹).
- D = deformación transversal.

- D = profundidad de la formación (ft , m).
- dd = diámetro del disparo (pg).
- $deTP$ = diámetro exterior TP (pg).
- $deTR$ = diámetro exterior TR (pg).
- $diTP$ = diámetro interior TP (pg).
- $diTR$ = diámetro interior TR (pg).
- ds = diámetro medio (mm).
- E = constante de proporcionalidad, conocida como módulo de Young.
- E = módulo de elasticidad (psi).
- Eh = deformación unitaria transversal.
- $erfc(x)$ = función error complementaria de x .
- Ev = deformación unitaria longitudinal.
- F = fuerza de tensión.
- G = módulo de corte.
- g = aceleración de la gravedad (9.81 m/seg²).
- Gf = gradiente de fractura (psi/pie).
- h = espesor de la formación (pie).
- ho = altura esperada de la fractura (pie).
- i = gasto constante de inyección durante la extensión de la fractura, (ft³ / min).
- J = índice de productividad (bpd/psi).
- k = permeabilidad efectiva a los fluidos del yacimiento (md).
- K = Factor de intensidad de esfuerzo.
- K = índice de consistencia del material (lb segⁿ / pie²)
- K = módulo de elasticidad volumétrica (- gr/cm).
- kff = permeabilidad al fluido fracturante (mD).
- kr = permeabilidad de la formación (mD).
- Ks = permeabilidad del empaque (D).
- L_D = longitud adimensional de la fractura
- m = pendiente curva de pérdida (cm³ / √ min).

- n = índice de comportamiento (adim).
- N_p = número de disparos (adim)
- P_{cif} = presión de cierre instantánea en el fondo del pozo.
- P_{cis} = es la presión de cierre instantánea medida en la superficie.
- P_p = presión permisible (psi).
- $P_{wf_{ideal}}$ = presión de fondo fluyendo en condiciones de flujo ideal (psi).
- P_{ws} = presión estática (psi).
- q = gasto del pozo (bbl/d, m³/d).
- q_{imax} = gasto máximo de inyección (bpm).
- q_{imin} = gasto mínimo de inyección (bpm).
- r_e = su radio de drene (ft).
- r_w = el radio del pozo (ft).
- S = Efecto Skin (adim).
- S_{fd} = Factor de daño real de la formación
- SG = peso específico (adim).
- S_p = pérdida inicial (gal/pie²).
- S_{pc} = Pseudofactor de daño por terminación
- S_{perf} = Pseudofactor de daño por las perforaciones
- S_t = Pseudofactor de daño por turbulencia
- S_{tp} = Pseudofactor de daño por los túneles de las perforaciones
- t = tiempo total de bombeo, minutos.
- t = tiempo, segundos
- t_D = tiempo adimensional.
- u = variable de integración.
- V_l = volumen del bache inicial (gal).
- V_{tmax} = volumen máximo de fluido fracturante (gal).
- V_{tmin} = volumen mínimo de fluido fracturante (gal).
- w = ancho de la fractura (ft).
- w_D = ancho adimensional de la fractura.

- x_D = longitud adimensional de la fractura.
- y = distancia a través de la fractura, altura (ft)

CONCLUSIÓN TÉCNICA

Como conclusión a este trabajo, se considera necesario mostrar los resultados de un estudio realizado por Ronald H. Carter, Stephen A. Holdich y Stephen L. Wolhart, presentado en la Conferencia Técnica Anual 1996 de la SPE; este estudio está basado en los resultados de tratamientos por Fracturamiento Hidráulico en años anteriores. En 1990, el "Gas Research Institute" condujo a una investigación para reunir datos concernientes a las prácticas de tratamientos de fracturamiento hidráulico. En 1995 se llevó a cabo una segunda investigación, ambas tuvieron los mismos objetivos:

- Determinar los tipos de formaciones que son normalmente fracturadas.
- Caracterizar este tipo de tratamientos.
- Conocer el nivel de recopilación de datos que son conocidos en el campo.
- Determinar el nivel de análisis de datos que son conducidos en la oficina y el campo.
- Solicitar opiniones sobre el nivel de tecnología requerida.
- Solicitar opiniones sobre las limitaciones de la tecnología requerida.
- Determinar qué costos adicionales son posibles de justificar para analizar los tratamientos.
- Solicitar ideas para nuevos tópicos de investigación.

Resultados

La siguiente información trata algunos objetivos planteados y presenta las respuestas a éstos:

- Los estudios indicaron que aproximadamente 56% de los pozos perforados requirieron una estimulación por fracturamiento hidráulico, y de los pozos candidatos al tratamiento, aproximadamente el 64% eran pozos de gas.
- Las litologías de los yacimientos en los cuales se llevaba a cabo la estimulación, son las siguientes:

	1995(%)	1990(%)
Arenisca	74	66
Carbonato	18	26
Otras	8	8

- De los yacimientos estimulados, la permeabilidad de la formación oscilaba entre 0.01 y 1.0 md en el 68% de los casos; y a una profundidad de 3,000 a 12,000 ft en el 81% de los pozos.
- El fracturamiento típico consiste de lo siguiente:
 - Gel base agua (68% de los casos).
 - Menos de 100,000 galones de fluido (78% de los casos).
 - Entre 50,000 y 250,000 libras de sustentante (55% de los casos).
 - Arena como sustentante (69% de los casos).
 - Concentración máxima de sustentante 6-8 lb/gal (39 % de los casos).
- Tendencias observadas de los tratamientos y de los yacimientos entre las investigaciones de 1990 y 1995:
 - Más yacimientos de arenisca están siendo hidráulicamente fracturados (74% vs. 66%).
 - Menos yacimientos de carbonatos están siendo hidráulicamente fracturados (18% vs. 26%).
 - Más sustentante de alta resistencia está siendo usado (30% de los tratamientos vs. 24%).
 - Está siendo menos utilizada la arena como sustentante (69% vs. 76%).
 - Ha habido un ligero incremento en la concentración máxima de sustentante de 1990 a 1995.
 - Ha habido una ligera disminución en el tamaño (volumen de fluido) del tratamiento de fractura de 1990 a 1995.

- Respuestas sobre los diseños de fracturamiento:
 - De todos los tratamientos de fracturamiento, el modelo de 3-D es usado en el 49% de los casos.
 - El uso de los modelos 2-D ha decrecido de 58% en 1990 a 43% en 1995.
 - El uso de los modelos 3-D ha crecido de 23% en 1990 a 43% en 1995.
- Las siguientes tablas muestran los resultados del estudio sobre los cambios en los parámetros de los pozos fracturados, así como características de los tratamientos.

Año	Prof. Promedio (ft)	% Pozos con $0.01 < K < 1.0$ md	% Pozos con $K > 1.0$ md	% Tratamientos en Areniscas	% Tratamientos en Carbonatos	% Otros
1990	6,880	78	16	66	26	8
1995	7,185	68	26	74	18	8

Parámetros de los yacimientos de los pozos fracturados.

Año	Volumen promedio (gal)	Cantidad promedio de sustentante (lb)	Concentración prom. máx. sustentante (lb/gal)	Arena como sustentante (% casos)	Gel base agua (% casos)
1990	82,250	176,500	6.22	76	60
1995	77,500	163,250	6.85	69	68

Parámetros del tratamiento de fracturamiento.

CONCLUSIÓN ACADÉMICA

La UNAM se incorpora cada vez más a la tecnología moderna, asimismo, dentro de la Facultad de Ingeniería, el área del Petróleo se abre paso para estar a la vanguardia en equipo de cómputo y software de las distintas áreas de la Industria Petrolera, lo cual es ya herramienta indispensable para la enseñanza actual.

Con esta tesis, se ha pretendido que además de servir de apoyo como apuntes para la materia de Terminación y Reparación de pozos, sirva como guía para el Ingeniero Petrolero al momento de utilizar algún software con modelos de Fracturamiento, ya que entre otras cosas, es posible verificar y validar parámetros, secuencias y fórmulas generales de la planeación y procedimiento de una operación de Fracturamiento Hidráulico para algún proyecto.

De la misma manera se han incorporado a este trabajo temas relevantes como es la evaluación técnica y económica de un pozo fracturado.

Se recomienda al estudiante de ingeniería petrolera, explotar y aprovechar al máximo la facilidad que brinda la Universidad de practicar y aprender computación, además de conocer diversos programas utilizados en la industria petrolera, ya que en la vida real esto es una herramienta de todos los días.