

12
2ej.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**FUNDAMENTOS DE ESTIMULACION
EN POZOS HORIZONTALES**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :
ALBERTO MARTINEZ ORTEGA
DANIEL JOSE MARTIN BARRERA MORALES
SERGIO GARCIA REYES

Director de Tesis: Ing. Nehemías Herrera Patrón



MEXICO, D.F. **TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

1994



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-008

SR. ALBERTO MARTINEZ ORTEGA
Presente.

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Nehemias Herrera Patrón, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de ingeniero petrolero:

FUNDAMENTOS DE ESTIMULACION EN POZOS HORIZONTALES

- INTRODUCCION
- OBJETIVOS
- I COMPORTAMIENTO DE FORMACIONES PRODUCTORAS EN POZOS HORIZONTALES
- II TERMINACIONES PARA POZOS HORIZONTALES
- III ESTIMULACION MATRICIAL EN POZOS HORIZONTALES
- IV FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN POZOS HORIZONTALES
- CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 8 de febrero de 1994.
EL DIRECTOR

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*EGLM*ggt*



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-006

SR. DANIEL JOSE MARTIN BARRERA MORALES
Presente.

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Nehemias Herrera Patrón, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de ingeniero petrolero:

FUNDAMENTOS DE ESTIMULACION EN POZOS HORIZONTALES

- INTRODUCCION
- OBJETIVOS
- I COMPORTAMIENTO DE FORMACIONES PRODUCTORAS EN POZOS HORIZONTALES
- II TERMINACIONES PARA POZOS HORIZONTALES
- III ESTIMULACION MATRICIAL EN POZOS HORIZONTALES
- IV FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN POZOS HORIZONTALES
- CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

A t e n t a m e n t e
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 8 de febrero de 1994.
EL DIRECTOR

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*EGLM*ggg*

Ed.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-007

SR. SERGIO GARCIA REYES
Presente.

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Nehemias Herrera Patrón, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de ingeniero petrolero:

FUNDAMENTOS DE ESTIMULACION EN POZOS HORIZONTALES

- INTRODUCCION
- OBJETIVOS
- I COMPORTAMIENTO DE FORMACIONES PRODUCTORAS EN POZOS HORIZONTALES
- II TERMINACIONES PARA POZOS HORIZONTALES
- III ESTIMULACION MATRICIAL EN POZOS HORIZONTALES
- IV FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN POZOS HORIZONTALES
- CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

A t e n t a m e n t e
"POR MI RAZA, HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 8 de febrero de 1994.
EL DIRECTOR

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*EGLM*ggt*

Set

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

TESIS:

**FUNDAMENTOS DE ESTIMULACION
EN POZOS HORIZONTALES**

REALIZADA POR:

NOMBRE:

NUMERO DE CUENTA:

ALBERTO MARTINEZ ORTEGA

8409373-8

DANIEL JOSE MARTIN BARRERA MORALES

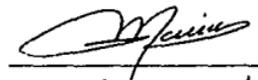
8536920-9

SERGIO GARCIA REYES

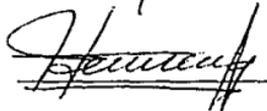
8331931-8

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA



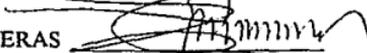
VOCAL: ING. NEHEMIAS HERRERA PATRON



SECRETARIO: M.I. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO



1er. SUPLENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS



2o. SUPLENTE: ING. RAUL MARTINEZ GONZALEZ



AGRADECIMIENTOS

A mi Padre, mi mejor amigo: Sr. José Alejandro Barrera Licona
A mi Madre, mi mejor amiga: Sra. Alicia Morales de Barrera

Gracias, por haberme dado la vida, por haberme enseñado a distinguir entre lo bueno y lo malo y de esta manera, conducirme por el camino de la superación.

Espero que este primer logro de mi vida profesional, al igual que los que vendrán, los llene de orgullo y les ratifique que todos los esfuerzos y sacrificios que hicieron para que "alcanzáramos" esta meta, no fueron en vano.

¡LOS AMO!

A mis Hermanos: José Alejandro Barrera Morales
Andrés Gustavo Barrera Morales

Gracias, por haber compartido conmigo aquellos hermosos años de infancia, de desarrollo, de aprendizaje, de tristezas y alegrías, ya que todo ello fue fundamental para que yo pudiera alcanzar esta meta tan importante de ser un "Profesionista".

Gracias, por haber estado a mi lado y confiar en mí, cuando yo mismo llegué a pensar que no podría lograrlo, devolviéndome la confianza en mí mismo y el deseo de seguir adelante.

¡LOS AMO!

A todos aquellos seres queridos que por diversas causas ya no están conmigo:

Gracias, porque siempre han sido y serán, parte de esa fuerza interna que me ha impulsado ha cada día tratar de ser mejor y poder hacer felices a las personas que amo.

DANIEL BARRERA MORALES

A MIS PADRES:
CEFERINO GARCIA Y BEATRIZ REYES

Siempre me he sentido orgulloso de ustedes, por su amor, apoyo y estímulo que siempre me han brindado.

Hoy quiero decirles que gracias a todo ese cariño que he recibido de ustedes, cada etapa de mi vida como estudiante que he logrado superar, ha sido más fácil.

LOS QUIERO MUCHO

A MI ESPOSA:
MERCEDES GONZALEZ

Por la motivación que representó para mí el tenerla como compañera en la última etapa de mis estudios profesionales. Meche, desde el día que me case contigo, sentí un deseo todavía más grande de superarme. El primer paso está dado, espero no defraudarte.

GRACIAS PRINCESITA, TE AMO

A MIS HERMANOS:

Leticia

Javier

Guadalupe

Armando

Elizabeth

Porque siempre mostraron su confianza en mí. Me siento orgulloso y feliz de tenerlos como hermanos, ya que toda mi vida me he sentido rodeado de amor.

"Tener unos hermanos así, es una dicha que voy a disfrutar toda mi vida"

GRACIAS, LOS QUIERO MUCHO

A MIS AMIGOS:
DANIEL Y BETO

Porque durante el tiempo que trabajamos en este trabajo, su mano amiga siempre estuvo presente para apoyarme. Como compañeros de escuela fueron excelentes, como amigos, no hay palabras para calificarlos.

GRACIAS, QUE NUESTRA AMISTAD SEA PARA SIEMPRE

SERGIO GARCIA REYES

A MIS PADRES:

**ROSALIO MARTINEZ MORENO
GUADALUPE ORTEGA DE MARTINEZ**

El presente está dedicado principalmente a los dos seres que me dieron la vida, mis padres, ejemplo de amor y superación, para ellos que supieron ayudarme a superar cualquier obstáculo que se me presentara, por todo lo que me han brindado. A ustedes agradezco sus sabios consejos, su apoyo, su paciencia, su confianza y sobre todo su comprensión. Gracias a ustedes, he llegado a realizar la más anhelada de mis metas, la cual ha sido para mí, la mejor de las herencias que pudieron haberme dado. Este trabajo es la conclusión de un largo camino y es el fruto de su esfuerzo, de su fe, de sus desvelos, de su amor, de su cariño, en fin, es parte de esencia, de su ser.

A ustedes, todo mi amor y agradecimiento eterno.

A MIS HERMANOS:

ENRIQUE, MARICELA Y ALFONSO

A ustedes mi gratitud eterna, por haberme brindado su apoyo, por que con un gesto, con una sonrisa, con una palabra, con un regaño, alentaron mi fe y deseos de seguir adelante. Gracias por ser como son, por creer en mí, por el cariño y afecto de unos verdaderos hermanos. Deseo de todo corazón que nos mantengamos siempre unidos.

Gracias, por ser mis mejores amigos.

ALBERTO MARTINEZ ORTEGA

A MI NOVIA:

BEATRIZ LEAL GONZALEZ

Como agradecer tus buenos deseos
en el camino emprendido,
como agradecer tus preocupaciones
y rezos por no verme vencido.
Como agradecer tus palabras de aliento
en los momentos caídos,
como agradecer tu felicidad y sonrisa
al haber un peldaño subido.
Y hoy como agradecer tu compañía
al final del camino.

Gracias por tu preocupación,
Gracias por tu cariño,
Gracias por tu comprensión,
Gracias por todo, todo lo que me has brindado.

Mi agradecimiento por siempre.
Con amor:

ALBERTO

A LA FAM. LEAL GONZALEZ:

Por la buena amistad y el apoyo
que siempre me brindaron y por
que siempre me alentaron a ir hacia
adelante con firmeza y amor.

ALBERTO MARTINEZ ORTEGA

A MIS COMPAÑEROS DE TESIS:

DANIEL Y SERGIO

A ellos mi agradecimiento de una manera especial, por ser mis compañeros en la realización de este trabajo y más aun por ser mis más queridos amigos. Por su apoyo y confianza, y por que sin su colaboración no hubiera sido posible la realización de este trabajo. Espero que nuestra amistad perdure por siempre.

ALBERTO MARTINEZ ORTEGA

A JOSE ANGEL CIGARROA ARIAS

Gracias amigo, por tu amistad y por todo el apoyo incondicional y desinteresado que desde el principio de este trabajo nos brindaste.

Gracias también a tu familia, por la confianza y atenciones que tuvo hacia nosotros.

DANIEL, BETO Y SERGIO

RECONOCIMIENTOS

**A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO,
EN ESPECIAL A LA FACULTAD DE INGENIERIA:**

Por permitirnos ser universitarios y darnos lo más valioso, nuestra formación profesional.

A NUESTROS PROFESORES:

Por habernos transmitido sus conocimientos, legándonos así un cúmulo de experiencias y una sólida preparación académica, que nos permitirá desarrollar con responsabilidad y cariño nuestra vida profesional.

AL DIRECTOR DE ESTE TRABAJO:

Queremos hacerle un especial reconocimiento al Ing. Nehemías Herrera Patrón, por el gran interés, apoyo y tiempo que desinteresadamente nos dedicó durante el desarrollo de esta tesis. Gracias por sus consejos, conocimientos y paciencia que tuvo con nosotros.

**A LA GERENCIA DE PERFORACION
Y ACONDICIONAMIENTO A POZOS
DEL INSTITUTO MEXICANO DEL
PETROLEO:**

Por el apoyo y las facilidades proporcionadas
para el desarrollo de esta tesis.

A NUESTROS COMPAÑEROS Y AMIGOS:

Por su amistad y los momentos compartidos.

CONTENIDO

	Página
INTRODUCCION	
OBJETIVOS	
I. COMPORTAMIENTO DE FORMACIONES PRODUCTORAS EN POZOS HORIZONTALES	I.1
I.1 PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES EN MEDIOS HOMOGENEOS	I.3
I.2 PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES EN MEDIOS ANISOTROPOS	I.11
I.3 PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES PARCIALMENTE ABIERTOS	I.13
I.4 ECUACION GENERAL PARA EL CALCULO DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO HORIZONTAL CONSIDERANDO REGIMEN PSEUDO-ESTACIONARIO	I.23
I.4.1 Cálculo de $\ln C_H$	I.26
I.4.2 Cálculo de s_R	I.28
I.4.3 Ejemplo de Aplicación	I.33
I.4.4 Efectos de Algunos Parámetros Importantes Sobre la Productividad de un Pozo Horizontal	I.38
I.4.4.1 Efecto de la Longitud del Pozo, L y del Grado de Penetración, L/a	I.38
I.4.4.2 Efecto de la Permeabilidad en la Dirección Vertical, k_z	I.39
I.4.4.3 Efecto de la Permeabilidad en la Dirección- x , k_x	I.39

I.4.4.4	Efecto de la Permeabilidad en la Dirección-y, k_y	I.40
I.4.4.5	Efecto de la Longitud del Volumen de Drene, b	I.41
I.4.4.6	Efecto de la Localización del Pozo	I.42
I.5	ECUACION GENERAL PARA EL CALCULO DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO HORIZONTAL CONSIDERANDO REGIMEN ESTACIONARIO	I.43
I.5.1	Radio Efectivo del Agujero y Factor de Daño	I.44
I.5.2	Relación de Reemplazamiento, F_R	I.46
I.5.3	Influencia de la Altura del Yacimiento, de la Anisotropía y de la Excentricidad del Pozo	I.46
I.6	EFFECTOS DEL DAÑO A LA FORMACION SOBRE LA EFICIENCIA DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES	I.48
I.6.1	Eficiencia de Flujo en Pozos Verticales	I.50
I.6.2	Eficiencia de Flujo en Pozos Horizontales	I.51
I.6.3	Comparación de la Eficiencia de Flujo de Pozos Horizontales y Verticales	I.53
I.6.4	Influencia de la Longitud del Pozo Horizontal Sobre la Eficiencia de Flujo	I.56
I.6.5	Efecto del Colapso de la Formación Sobre la Eficiencia de Flujo de Pozos Horizontales	I.57
I.7	PRODUCTIVIDAD EN POZOS HORIZONTALES CON FRACTURAS	I.60
I.8	CONIFICACION EN POZOS HORIZONTALES	I.63
I.9	COMPORTAMIENTO DESPUES DE LA IRRUPCION EN POZOS HORIZONTALES	I.74
I.9.1	Influencia de la Relación de Movilidades	I.75
I.9.2	Influencia del Gasto	I.77
I.9.3	Influencia del Radio de Drene	I.77

I.10	EFICIENCIA AREAL DE BARRIDO EN POZOS HORIZONTALES	1.78
	NOMENCLATURA	1.82
II	TERMINACIONES PARA POZOS HORIZONTALES	II.1
II.1	TECNICAS DE PERFORACION DE POZOS HORIZONTALES	II.3
II.1.1	Radio de Curvatura Largo	II.4
II.1.2	Radio de Curvatura Medio	II.5
II.1.3	Radio de Curvatura Corto	II.6
II.1.4	Radio de Curvatura Ultracorto	II.7
II.2	TIPOS DE TERMINACION PARA POZOS HORIZONTALES	II.9
II.2.1	Terminación con Agujero Descubierto	II.9
II.2.2	Terminación con TR Corta Ranurada o Perforada	II.12
II.2.3	Terminación con TR con Empacadores Externos y Coples de Cementación	II.15
II.2.4	Terminación con TR Corta Combinada (TR Corta Ciega Cementada y TR Corta Ranurada no Cementada)	II.17
II.2.5	Terminación con Cedazo Preempacado	II.20
II.2.6	Terminación con Empacamiento de Grava	II.23
II.2.7	Terminación con TR Corta Cementada	II.27
II.2.8	Terminación con el Sistema PSI (Disparo, Estimulación, Aislamiento)	II.29
II.3	SELECCION DE LA TERMINACION PARA POZOS HORIZONTALES	II.35
II.3.1	Consideraciones Para la Selección de la Terminación de Pozos Horizontales	II.36

II.3.1.1	Consideraciones de Yacimientos	II.36
II.3.1.2	Consideraciones de Perforación	II.38
II.3.1.3	Otras Consideraciones	II.40
II.3.2	Sistemas de Terminación de Pozos Horizontales	II.41
II.3.3	Establecimiento de la Finalidad de la Terminación y Características de Aplicación	II.42
II.3.4	Resumen Para la Selección de la Terminación	II.44
 III ESTIMULACION MATRICIAL EN POZOS HORIZONTALES		III.1
III.1	DAÑO A LA FORMACION	III.2
III.2	DISTRIBUCION DEL DAÑO EN POZOS HORIZONTALES	III.5
III.3	ACIDOS Y ADITIVOS UTILIZADOS EN LA ESTIMULACION MATRICIAL	III.12
III.3.1	Clasificación de Sistemas Acidos	III.12
III.3.2	Aditivos Para Acidos	III.13
III.4	CRITERIOS ACERCA DEL COMPORTAMIENTO DEL POZO PARA PODER REALIZAR UNA ESTIMULACION MATRICIAL	III.15
III.5	USO DE LA TUBERIA FLEXIBLE PARA ESTIMULACION MATRICIAL EN POZOS HORIZONTALES	III.18
III.5.1	Máximo Gasto de Inyección Para Estimulación Matricial	III.20
III.5.2	Ritmo de Extracción de la Tubería Flexible	III.23

III.5.3	Resultados de una Simulación de Estimulación Matricial en un Pozo Horizontal con y sin Tubería Flexible	III.25
III.6	CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO Y SELECCION DE FLUIDOS DE ESTIMULACION	III.32
III.7	EJEMPLO DE UN CASO DE ESTIMULACION MATRICIAL EN UN POZO HORIZONTAL UTILIZANDO TUBERIA FLEXIBLE	III.36
III.8	OTRA TECNICA DE ESTIMULACION MATRICIAL EN POZOS HORIZONTALES CON TUBERIA FLEXIBLE	III.38
III.9	OPTIMIZACION DE LA ESTIMULACION MATRICIAL EN POZOS HORIZONTALES	III.41
III.9.1	Optimización en Tiempo Real de la Estimulación Matricial Para Pozos Horizontales	III.41
III.9.2	Optimización de la Estimulación Matricial en Pozos Horizontales Mediante el uso del Valor Presente Neto (VPN)	III.43
III.9.2.1	Valor Presente Neto de Estimulación Matricial y Terminación Parciales	III.48
III.9.2.2	Ejemplo de Optimización de Estimulación Matricial Mediante el Uso del Valor Presente Neto	III.50
	NOMENCLATURA	III.54
IV	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN POZOS HORIZONTALES	IV.1
IV 1	CONSIDERACIONES PARA REALIZAR UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN POZOS HORIZONTALES	IV.2

IV.2	IMPORTANCIA DE LA MAGNITUD Y ORIENTACION DE LOS ESFUERZOS IN-SITU DE LA FORMACION	IV.3
IV.2.1	Influencia Sobre la Dirección de la Fractura	IV.3
IV.2.2	Influencia Sobre la Presión de Fracturamiento	IV.7
IV.3	DETERMINACION DE LA MAGNITUD Y ORIENTACION DEL ESFUERZO MINIMO PRINCIPAL	IV.9
IV.3.1	Microfracturamiento	IV.10
IV.3.2	Método de Relajación de Esfuerzos	IV.15
IV.3.3	Mediante Registros	IV.20
IV.4	DIRECCION DE LA FRACTURA RESPECTO AL POZO	IV.24
IV.4.1	Efectividad de las Fracturas Transversales	IV.25
IV.4.2	Efectividad de las Fracturas Longitudinales	IV.28
IV.4.3	Efecto de la Conductividad de la Fractura	IV.29
IV.5	INICIACION DE LA FRACTURA	IV.34
IV.6	PROPAGACION DE LA FRACTURA	IV.36
IV.7	FRACTURAMIENTO MULTIPLE EN POZOS HORIZONTALES	IV.40
IV.7.1	Técnica Para Iniciar Múltiples Fracturas	IV.40
IV.7.2	Técnicas de Aislamiento	IV.41
IV.7.2.1	Aislamiento Mediante Tapones de Retención	IV.41
IV.7.2.2	Aislamiento con Alta Concentración de Arena	IV.42
IV.7.2.3	Aislamiento con Apuntalante Multidensidad/Multimalla	IV.43
IV.7.2.4	Aislamiento con Fluido Superviscoso	IV.44
IV.7.2.5	Aislamiento en Agujero Descubierto	IV.45

IV.8 DETERMINACION DEL NUMERO DE FRACTURAS OPTIMO	IV.46
IV.9 OPTIMIZACION DE LA LOCALIZACION (PROFUNDIDAD) DE LA SECCION HORIZONTAL	IV.52
IV.10 CONTROL DE LA PRODUCCION DE ARENA DESPUES DEL FRACTURAMIENTO	IV.55
IV.11 RESULTADOS ANALITICOS Y EXPERIMENTALES	IV.56
IV.11.1 Estudio Analitico	IV.57
IV.11.1.1 Fracturamiento de Pozos Horizontales vs. Verticales	IV.57
IV.11.1.2 Presión de Fracturamiento vs. Desviación del Agujero (Agujero Descubierta)	IV.59
IV.11.1.3 Puntos de Iniciación de la Fractura	IV.62
IV.11.1.4 Espaciamiento Critico Entre Disparos	IV.63
IV.11.1.5 Rotación de la Fractura vs. Espaciamiento Entre Zonas	IV.65
IV.11.1.6 Parámetros que Controlan la Curvatura de Reorientación	IV.67
IV.11.2 Estudio Experimental	IV.69
IV.12 RECOMENDACIONES PARA EL DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN POZOS HORIZONTALES	IV.80
IV.12.1 Adquisición de Datos de la Zona Productora	IV.80
IV.12.2 Planeación del Tratamiento	IV.82

IV.12.2.1	Máximo Gasto de Tratamiento	IV.83
IV.12.2.2	Puntos de Iniciación de la Fractura	IV.83
IV.12.2.3	Diseño de la Fractura	IV.84
IV.12.2.4	Diseño de los Disparos	IV.84
IV.12.3	Consideraciones Pre-Fracturamiento	IV.85
IV.12.4	Fracturamiento Apuntalado vs. Fracturamiento con Acido	IV.86
NOMENCLATURA		IV.87
CONCLUSIONES		
BIBLIOGRAFIA		

INTRODUCCION

Los acelerados avances tecnológicos a nivel mundial, conducen a la búsqueda de nuevas fuentes de energía que sustituyan a los hidrocarburos. Sin embargo, hasta el momento éstos siguen siendo la alternativa más viable. Por tal razón, el hombre se ha visto obligado a desarrollar nuevas estrategias para la obtención de mayores cantidades de hidrocarburos.

El medio tradicional para incrementar las reservas de hidrocarburos de un país ha sido la exploración de nuevos campos petroleros. Sin embargo, el descubrimiento de grandes volúmenes de hidrocarburos se torna cada vez más difícil y costoso, debido a que los nuevos yacimientos se encuentran a mayores profundidades y con menor frecuencia.

Una segunda alternativa para aumentar la disponibilidad de hidrocarburos, consiste en incrementar la eficiencia de producción y recuperación de petróleo en los yacimientos ya descubiertos. Esto se logra mediante la aplicación de sistemas artificiales de producción y de técnicas de recuperación secundaria y mejorada.

En los últimos años, la tecnología de perforación de pozos horizontales, surge como una nueva alternativa para incrementar la eficiencia de producción y recuperación, ya que debido a su gran área de flujo, pueden tener una productividad varias veces mayor que la de los verticales.

Los pozos horizontales permiten explotar con mayor eficiencia: yacimientos delgados, yacimientos con alta permeabilidad vertical, yacimientos con problemas de conificación de agua y/o gas, yacimientos con casquete de gas y yacimientos con fracturas naturales verticales. Además, los pozos horizontales tienen la ventaja de incrementar la eficiencia de barrido durante la aplicación de las técnicas de recuperación secundaria y mejorada.

Debido a que la perforación de un pozo horizontal es más costosa que la de un vertical, es conveniente establecer las expectativas de producción de cada uno de ellos, para así determinar, en caso de tener que decidir el tipo de perforación, si realmente el pozo horizontal es más rentable que el vertical. Por tal razón, es necesario conocer las características de aplicación específicas de los diversos métodos y ecuaciones que existen para el cálculo de la productividad de un pozo horizontal.

Uno de los aspectos más importantes para lograr el objetivo trazado con el desarrollo de la tecnología de pozos horizontales, es la selección del tipo de terminación que se aplicará a cada pozo en particular, con base en las características del yacimiento, técnica de perforación y requerimientos de producción, así como las intervenciones futuras que se pretendan realizar.

Todas las operaciones de perforación, terminación y producción de un pozo horizontal, son una fuente potencial de daño a la formación. La reducción de la permeabilidad causada por este efecto, es una de las causas principales por las que algunos pozos horizontales no

proporcionan los beneficios económicos pronosticados, llegando a ser en ocasiones, menores a los que proporcionaría un pozo vertical en el mismo yacimiento. La remoción del daño en un pozo horizontal, requiere de técnicas de estimulación matricial desarrolladas o adaptadas específicamente para estos pozos, ya que debido a las grandes longitudes de los intervalos a estimular y de los consecuentes volúmenes y tiempos de tratamiento elevados, no es posible aplicar los procedimientos convencionales utilizados en pozos verticales.

Aunque un pozo horizontal representa por si mismo la posibilidad de tener un incremento en la productividad, existen algunos casos en los que este incremento puede mejorarse mediante la aplicación de tratamientos de fracturamiento. Estos tratamientos requieren, como en la estimulación matricial, de técnicas y procedimientos especiales que permitan determinar en qué dirección se deberá perforar el pozo, el número óptimo de fracturas, el espaciamiento entre éstas y su geometría.

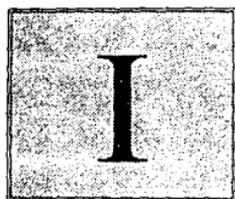
En este trabajo, se presentan los aspectos mencionados en los párrafos anteriores, agrupándolos para su mejor entendimiento, en cuatro capítulos enfocados a los siguientes temas: Comportamiento de formaciones productoras, terminaciones, estimulación matricial y fracturamiento hidráulico en pozos horizontales.

OBJETIVOS

El objetivo principal de este trabajo, es presentar a los ingenieros interesados en la tecnología de estimulación de pozos horizontales, especialmente a los petroleros o estudiantes de esta carrera, los elementos básicos que le permitan introducirse en el estudio del tema. Para lograr dicho objetivo, se recopiló información acerca de la realización de trabajos de estimulación de pozos horizontales y verticales. La idea de desarrollar este tema, surgió del conocimiento de los grandes avances tecnológicos y éxitos logrados en los últimos años con la aplicación de los pozos horizontales a nivel mundial.

Es importante aclarar que aunque se presentan resultados de simulaciones numéricas y experimentos, éstos no se desarrollaron como parte del trabajo, sino que únicamente se recopilaron de la literatura especializada relacionada con el tema, para dar mayor fundamento a los análisis y comparaciones realizadas.

Se espera que el contenido de este trabajo sirva de base al Ingeniero, para canalizar hacia los campos mexicanos, los beneficios que presentan los pozos horizontales y su estimulación, como un medio para incrementar las reservas petroleras.



COMPORTAMIENTO DE FORMACIONES PRODUCTORAS EN POZOS HORIZONTALES

En ocasiones se maneja indistintamente el concepto de pozo horizontal y el de agujero de drene. Sin embargo, es importante conocer su diferencia: Los "Pozos Horizontales" normalmente son pozos nuevos, con una sección horizontal de 1000 a 3000 pies. Los "Agujeros de Drene" generalmente se perforan desde un pozo vertical ya existente y tienen una sección horizontal de 100 a 700 pies. Se puede perforar sólo un agujero de drene o múltiples de ellos a partir de un mismo pozo vertical, ya sea a una misma profundidad o a diferentes.

Para conocer la productividad de un pozo horizontal, desviado o de un agujero de drene, se utilizan diversas ecuaciones dependiendo de las características del flujo y de la formación. Uno de los objetivos de este capítulo es mostrar la forma adecuada de utilizarlas, así como las suposiciones hechas en cada una, ya que éstas, limitan su aplicación.

La productividad de un pozo horizontal bien diseñado puede ser equivalente a tener un pozo vertical con una fractura con penetración total. La Fig. I.1 muestra un diagrama esquemático de un pozo horizontal, un agujero de drene, un pozo vertical con una fractura con penetración total y uno con una fractura inducida.

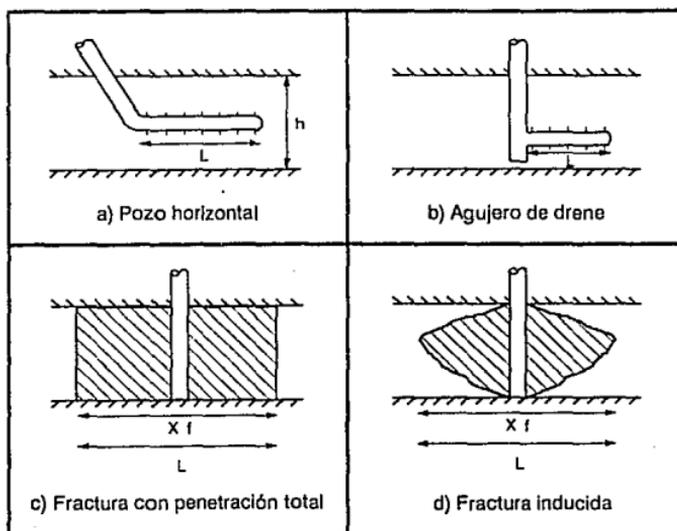


Fig. 1.1 Diagrama esquemático de: (a) Pozo horizontal, (b) Agujero de drenaje, (c) Fractura con penetración total y (d) Fractura inducida *

La comparación de la productividad de pozos horizontales con la de pozos fracturados, verticales o desviados, fue estudiada en sus inicios mediante modelos potenciométricos. Ahora es posible hacerlo utilizando ecuaciones analíticas considerando régimen pseudo-estacionario y más recientemente con la respuesta de presión transitoria. El uso de estos métodos puede conducir a resultados erróneos si no se consideran las suposiciones que los limitan.

* Nomenclatura al final del capítulo

I.1 PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES EN MEDIOS HOMOGENEOS

Para comparar la productividad de pozos horizontales con la de verticales, se toma como referencia la productividad de un pozo vertical en un área de drenaje circular. El Índice de Productividad de este último, considerando régimen pseudo-estacionario está dado por la siguiente ecuación:

$$IP_v = \frac{2 \pi k h h}{\mu B \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} * \quad (I.1)$$

La productividad de un pozo vertical fracturado, se puede estimar teniendo en cuenta las siguientes suposiciones:

- La altura de la fractura es igual al espesor del yacimiento
- La fractura es plana, centrada en el pozo
- El radio de drenaje es mucho mayor que la longitud de la fractura
- La fractura tiene una conductividad infinita

De acuerdo a lo anterior, las superficies equipotenciales son elípticas y pueden ser aproximadas mediante círculos, por lo tanto, la ecuación válida si la longitud de la fractura es pequeña comparada con el radio de drenaje es:

* Nomenclatura al final del capítulo

$$IP_{Vf} = \frac{2 \pi kH h}{\mu B \ln \left(\frac{2 r_e}{L} + \sqrt{\left(\frac{2 r_e}{L} \right)^2 - 1} \right)} \quad (I.2)$$

o

$$IP_{Vf} = \frac{2 \pi kH h}{\mu B \cosh^{-1} \left(\frac{2 r_e}{L} \right)} \quad (I.3)$$

Si la relación $2r_e/L$ es muy grande, se simplifica la ecuación:

$$IP_{Vf} = \frac{2 \pi kH h}{\mu B \ln \left(\frac{4 r_e}{L} \right)} \quad (I.4)$$

El Índice de Productividad de un pozo horizontal en un área de drenaje circular se puede calcular de la misma manera que para la fractura, si el estrato es lo suficientemente delgado, de tal manera que el flujo se pueda considerar como plano incluso alrededor del agujero. Esto conduce a la ecuación para un agujero de drenaje de longitud L :

$$IP_H = \frac{2 \pi kH h}{\mu B \ln \left(\frac{2 r_e}{L} + \sqrt{\left(\frac{2 r_e}{L} \right)^2 + 1} \right)} \quad (I.5)$$

La diferencia de signos entre las Ecuaciones I.2 y I.5, se debe a la aproximación del círculo equipotencial en lugar de una elipse, igualando el eje grande o el pequeño, con el diámetro del círculo. Esto introduce

sólo una pequeña diferencia siempre y cuando la aproximación esté justificada, es decir, todo el tiempo la longitud de drene es pequeña comparada con el radio de drene.

Para calcular la productividad de un pozo horizontal en forma más precisa, se supone flujo plano incluso alrededor del agujero y flujo radial en el plano vertical perpendicular al drene, para distancias al drene menores que la mitad del espesor del estrato. Lo anterior conduce a una expresión más conveniente para cuando el estrato no es delgado, como se muestra en la Fig. I.2.a:

$$I_{PH} = \frac{2 \pi k H h}{\mu B \ln \left(\frac{2 r_e}{L} + \sqrt{\left(\frac{2 r_e}{L} \right)^2 - 1} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2 \pi r_w} \right)} \quad (I.6)$$

Este procedimiento se puede extender para geometrías de agujeros de drene más complicadas, incluyendo pozos desviados como se muestra en las Figs. I.2.b y I.2.c:

$$I_{PH} = \frac{2 \pi k H h n}{\mu B \left[\frac{\pi b}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2 \pi r_w} - \frac{h}{L} \left(\ln \frac{a+c}{2c} + 1 \right) + \ln \frac{2 r_e^n \left\{ 1 - \left[\frac{d}{r_e} \right]^{2n} \right\}}{n (a+b) d^n - 1} \right]} \quad (I.7)$$

Donde:

- $a = (L/2) + h$

- $b = \sqrt{2 h (L + 2 h)}$

- $c = L/2$

- $I = 0.426 \frac{L}{2 h} - 9.7 \left(\frac{e}{h} \right)^2 + 1.28 \left(\frac{e}{h} \right) + 4.45$

para un agujero de drenaje, y

- $I = 0.4 \frac{L}{2 h} + 4$

para un pozo desviado atravesando el estrato completo.

Si se considera a "d" (distancia horizontal entre el centro del agujero de drenaje y el centro del área de drenaje, Fig. I.2.c), igual a $L/2$, la ecuación que se obtiene proporciona resultados similares a la Ecuación I.7 para un pozo horizontal centrado, con longitud $2L$.

Otras soluciones permiten calcular la productividad en los casos donde el área de drenaje no es grande en proporción a la longitud de la sección abierta al flujo. Las soluciones más sencillas se presentan en los casos de agujeros de drenaje infinitos en régimen pseudo-estacionario. Algunos de estos casos son:

- Para la longitud unitaria de un agujero de drene en un área paralelepédica, con la frontera vertical exterior paralela al drene a una distancia "D", manteniendo un potencial constante, como se observa en la Fig. I.2.d:

$$I_{PH} = \frac{2 \pi k h}{\mu B \left(\frac{\pi D}{4 h} + \ln \frac{h}{2 \pi r_w} \right)} \quad (I.8)$$

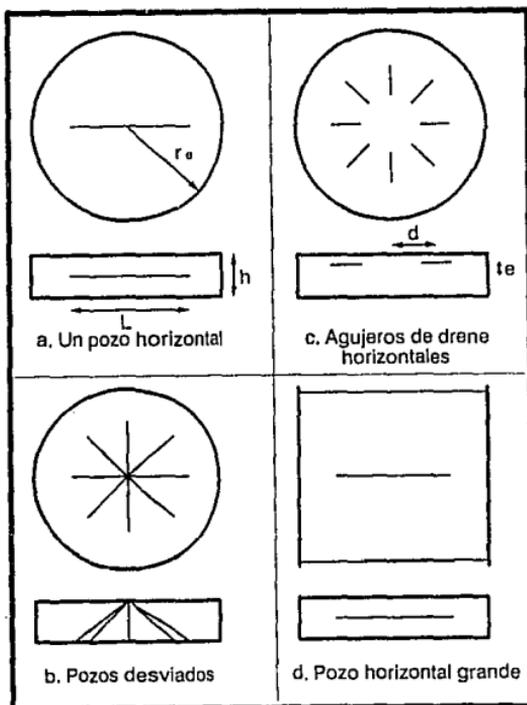


Fig. I.2 Arreglo del pozo o de grupos de pozos

- Para la longitud unitaria de un agujero de drenaje con una frontera cerrada en un lado y con un yacimiento infinito en el otro, como se observa en la Fig. I.3, se puede aplicar la solución obtenida para un pozo vertical, únicamente cambiando el ancho y la altura del sistema

$$I_{PH} = \frac{4 \pi k h}{\mu B \left[\frac{4 \pi D}{h} + 2 \ln \frac{h}{2 \pi r_w} + \ln \frac{2}{1 - \cos(\pi/h)(h - 2e - r_w)} \right]} \quad (I.9)$$

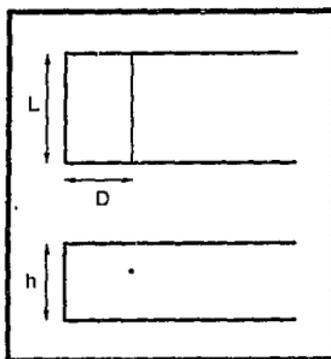


Fig. I.3 Pozo horizontal en un medio semi-infinito

- Para todos los dominios cerrados, especialmente los paralelepípicos, se puede aplicar el método de factor de forma, cambiando el ancho y la altura como en el caso anterior

Con los resultados de todas las ecuaciones y métodos descritos, se observa un incremento en la productividad del pozo horizontal con respecto al vertical, del orden de dos a tres veces para longitudes de drenaje comunes.

Por ejemplo, con los siguientes datos:

- $r_e = 200$ m
- $h = 50$ m
- $r_w = 0.1$ m
- Longitud abierta al flujo = $2L = 20$ m ($n = 2$)

La relación de los resultados obtenidos con las ecuaciones anteriores, respecto a un pozo vertical, son:

- Ecuación I.5: 2.06
- Ecuación I.6: 0.5195
- Ecuación I.7: 0.5564

Esta reducción de la productividad se debe al hecho de que la longitud abierta al flujo es de 20 m, es decir, más pequeña que la del pozo vertical (50 m). En este ejemplo, el estrato es muy grueso y la Ecuación I.5 es muy optimista.

Si se toma ahora $h = 10$ m, las relaciones son:

- Ecuación I.5: 2.06
- Ecuación I.6: 1.50
- Ecuación I.7: 1.46

Esto prueba que el pozo horizontal no dará una mejor productividad que un pozo vertical, a menos que su longitud abierta al flujo sea mayor. En la Tabla I.1 y la Fig. I.4 se dan más ejemplos, mostrando el orden de magnitud del incremento en la productividad que se puede esperar.

TABLA I.1				
INFLUENCIA DE LA LONGITUD DE DRENE Y DEL NUMERO DE AGUJEROS DE DRENE, SOBRE EL INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES CON RESPECTO A VERTICALES				
(r _c = 400 m, h = 10 m, r _w = 0.1 m)				
Longitud adimensional de drenes L/r _c	Incremento de Productividad IP _H /IP _V			
	n = 1	n = 2	n = 3	n = 4
0.05	1.384	1.845	2.027	2.117
0.10	1.825	2.422	2.636	2.731
0.20	2.410	3.277	3.576	3.697
0.30	2.884	4.044	4.448	4.605
0.40	3.332	4.815	5.351	5.555
0.50	3.787	5.635	6.334	6.599

En la Fig. I.4 se muestra que las Ecuaciones I.6 y I.7 arrojan resultados muy similares, y que los pozos horizontales y desviados con la misma longitud perforada tienen la misma productividad.

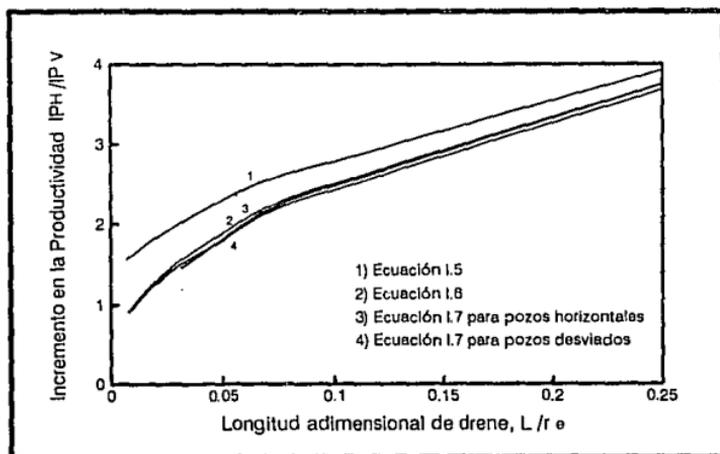


Fig. 1.4 Comparación de los resultados de las Ecuaciones 1.5 a la 1.7

I.2 PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES EN MEDIOS ANISOTROPOS

En ocasiones la historia geológica de las rocas del yacimiento hacen que la permeabilidad vertical sea más pequeña que la horizontal, debido por ejemplo, a las intercalaciones de lutita. En otros casos, la presencia de numerosas fracturas conducen a una permeabilidad vertical más grande.

La relación de productividad de pozos horizontales o desviados con respecto a un vertical, se puede calcular utilizando las ecuaciones descritas anteriormente, de acuerdo a sus hipótesis. Por ejemplo, las Ecuaciones de la I.1 a la I.5 suponen que el flujo es plano y por lo tanto, no se toma en cuenta la permeabilidad vertical.

La transformación que se debe realizar en las ecuaciones, mediante el análisis dimensional, consiste en multiplicar todas las distancias por la raíz cuadrada de la relación de la permeabilidad promedio con respecto a la permeabilidad en esa dirección. La permeabilidad promedio se calcula usando un promedio geométrico.

La Ecuación I.7 se puede extender para el caso anisótropo de un agujero de drenaje o un pozo desviado de longitud L, haciendo $d = 0$, $n = 1$ y aplicando el método escalar:

$$IP_H = \frac{2 \pi k h}{\mu B \left[\frac{\pi b}{L'} + \frac{h'}{L'} \ln \frac{h'}{2 \pi r_w} - \frac{h'}{L'} \left(\ln \frac{a'+c'}{2 c'} + l' \right) + \ln \frac{2 r_e}{a'+b'} \right]} \quad (I.10)$$

Donde a' , b' , c' y l' se calculan como en la Ecuación I.7, utilizando:

$$h' = h \sqrt{(kH / kv)} \text{ en lugar de } h,$$

$$L' = L, \text{ para un agujero de drenaje, y}$$

$$L' = \sqrt{(L^2 + h'^2 - h^2)}, \text{ para un pozo desviado.}$$

Una permeabilidad vertical más grande que la horizontal es favorable únicamente para los pozos horizontales, pero la dependencia de la anisotropía es desfavorable para éstos si la permeabilidad vertical es menor que la horizontal. Este efecto puede ser muy importante como se muestra en la Tabla I.2.

TABLA I.2

INFLUENCIA DE LA PERMEABILIDAD ANISOTROPA, SOBRE EL INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES Y DESVIADOS

($r_c = 200$ m, $L = 100$ m, $r_w = 0.1$ m)

Relación de anisotropía k_v/k_h	IP _h /IP _v		IP _s /IP _v	
	h = 10 m	h = 50 m	h = 10 m	h = 50 m
100	3.973	3.864	3.962	3.589
10	3.784	3.424	3.774	3.181
1	3.104	1.691	3.104	1.691
0.1	1.024	0.227	1.360	1.040
0.01	0.113	0.022	1.030	1.024
0.001	0.011	0.002	1.024	1.024

I.3 PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES PARCIALMENTE ABIERTOS

Se han discutido varias ecuaciones sobre la productividad de pozos horizontales en régimen pseudo-estacionario. A continuación se estudia considerando el efecto de tener sólo una porción del pozo abierta. Se presenta una solución para estudiar el comportamiento de la productividad de un pozo horizontal, produciendo a partir de un yacimiento de espesor uniforme dentro de una región de drenaje rectangular cerrada, lo cual significa que se tienen condiciones de no flujo en todas las fronteras externas.

El modelo considera un pozo horizontal de longitud $2L_{i/2}$, centrado en (x_w, y_w, z_w) , produciendo desde una región rectangular de dimensiones L_x y L_y a través de n_p intervalos abiertos, con i segmentos, de longitud $2L_i$, centrados en x_i (Fig. I.5). La distribución y número de intervalos abiertos es arbitraria, así como la posición del pozo dentro del área de drene, siempre y cuando la distancia desde cualquier intervalo abierto a una frontera lateral sea mayor que la altura escalada del yacimiento $h\sqrt{k_x/k_z}$. Con esta restricción, la presión será equilibrada verticalmente, antes de que se sienta la influencia de las fronteras laterales y se podrá derivar la ecuación de presión adimensional de afluencia considerando la caída de presión como la suma de dos términos:

- El primer término, considera la contribución de una fractura en dos dimensiones (x-y) que es análogo a un problema del pozo horizontal a un tiempo grande
- El segundo, representa las caídas de presión en la dirección z, incluyendo un pseudo-factor de daño (S_{zD}), el cual se determina mediante la solución de un problema en tres dimensiones que excluye las fronteras laterales

El comportamiento de la productividad de un pozo horizontal, está relacionado con el comportamiento de una presión a gasto constante a un tiempo grande. Para este tiempo, cuando no se permite el flujo a través de la frontera externa, la diferencia entre la presión promedio en el yacimiento y la del pozo se aproxima a un valor constante que recibe el nombre de "presión de afluencia".

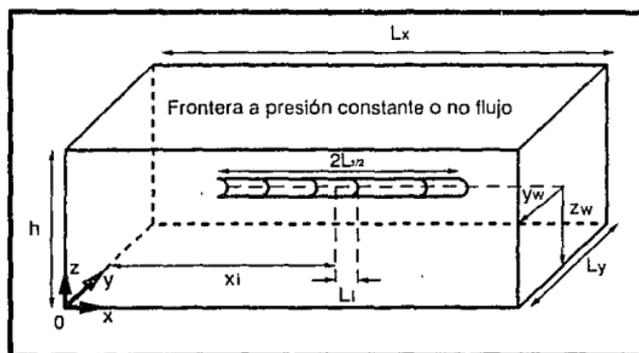


Fig. I.5 Pozo horizontal parcialmente abierto

Cuando la presión de afluencia se normaliza con respecto al gasto estabilizado del pozo, proporciona una medida del abatimiento de presión requerido para poder fluir una unidad de volumen por unidad de tiempo.

La presión adimensional de afluencia (P_{ID}) se define de la siguiente manera:

$$P_{ID} = \frac{2 \pi k h h}{q \mu B} \times \lim_{t \rightarrow \infty} [\bar{P}(t) - P_w(t)] \quad (I.11)$$

El Índice de Productividad se expresa como:

$$IP = \frac{2 \pi k h h}{\mu B (P_{ID} + S_m^*)} \quad (I.12)$$

Donde el IP, es una medida directa del comportamiento del pozo. En esta ecuación es necesario introducir el término S_m^* , definido como:

$$S_m^* = \frac{h}{2 L_p} \sqrt{\frac{k_x}{k_z}} S_m \quad (I.13)$$

El daño mecánico (S_m) se relaciona con las caídas de presión a través de la región dañada (ΔP_s) mediante:

$$S_m = \frac{4 \Pi \sqrt{k_y k_z} L_p}{\mu q B} \Delta P_s \quad (I.14)$$

La introducción de este término es necesaria debido a que P_{ID} es adimensional con respecto al espesor del yacimiento y no a la longitud de la sección abierta del pozo. Por otro lado:

$$P_{ID} = P_{xyD} + S_{zD}$$

Donde:

- P_{xyD} es la presión adimensional en el plano (x-y), que resulta de considerar al pozo como un sistema de fracturas que penetran totalmente la formación:

$$P_{xyD} = \frac{2 \Pi L_y}{L_x} \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \left(\frac{1}{3} - \frac{y_w}{L_y} + \frac{y_w^2}{L_y^2} \right) + \frac{2 L_x^2}{\Pi^2 L_p^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{Z_n}{n^3} \left(\sum_{i=1}^{n_p} \cos \frac{n \Pi x_i}{L_x} \times \operatorname{sen} \frac{n \Pi L_i}{L_x} \right)^2 \quad (I.15)$$

Donde:

$$Z_n = \{1 + \exp(-2 \alpha_n L_y) + \exp(-2 \alpha_n y_w) + \exp[-2 \alpha_n (L_y - y_w)]\} / [1 - \exp(-2 \alpha_n L_y)]$$

$$\alpha_n = \frac{n \pi}{L_x} \sqrt{\frac{k_x}{k_y}}$$

y L_p es la mitad de la longitud total abierta del pozo:

$$L_p = \sum_{i=1}^{n_p} L_i$$

- S_{zD} es un daño adicional debido a que el pozo no tiene penetración total en la formación y el flujo debe de converger cerca del pozo:

$$S_{zD} = \frac{h}{2 L_p} \sqrt{\frac{k_x}{k_z}} \left[-\ln \left(\frac{2 \pi r'_w}{h} \operatorname{sen} \frac{\pi z_w}{h} \right) \frac{n_p h}{L_p} \sqrt{\frac{k_x}{k_z}} \left(\frac{1}{3} - \frac{z_w}{h} + \frac{z_w^2}{h^2} \right) \right] + 2 \sum_{k=1}^{\infty} F_w^*(\beta_k) \cos^2 \frac{k \pi z_w}{h} \quad (I.16)$$

Donde:

$$r'_w = \frac{1}{2} \left(1 + \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \right) r_w$$

$$\beta_k = \frac{\pi^2 k^2}{h^2} \frac{k_z}{k_x}$$

y la función F_w^* se define como:

$$F_w^*(\beta) = \frac{1}{L_p^2} \int_{\sqrt{\beta}}^{\infty} \frac{du}{\sqrt{u^2 - \beta}} \frac{1}{2u^2} \sum_{i=1}^{n_p} \left[\exp(-2uL_i) + 4 \sum_{j < i} \exp(-u|x_j - x_i|) \times \sinh uL_i \sinh uL_j \right]$$

Estas ecuaciones fueron obtenidas con flujo uniforme, solución línea-fuente y mediante el promedio de la presión a lo largo de la longitud del pozo. Este método es válido en el límite de un radio del pozo pequeño, cuando la caída de presión está dominada por la región cercana al pozo. Aunque este procedimiento no es exacto, es una aproximación razonable.

A continuación se presenta una comparación entre el IP de un pozo horizontal (en ausencia de daño mecánico) que está parcialmente abierto, considerando tres tipos de terminación y el IP que se obtendría si se tuviera abierta la longitud total perforada del pozo. La Fig. I.6 muestra la presión adimensional de afluencia para el caso de un pozo totalmente abierto, con dos valores diferentes de altura adimensional escalada del yacimiento (h_D). Debido a que h_D crece con el decremento de la relación de anisotropía (k_v/k_H), la Fig. I.6 da énfasis al efecto nocivo de una relación de anisotropía baja en el comportamiento de afluencia de un pozo horizontal.

Los tres tipos de terminación consideran el 20% de la longitud perforada abierta al flujo, pero los intervalos abiertos son distribuidos diferentemente, como se muestra en la Fig. I.7. En todos los casos, el pozo está colocado simétricamente en el volumen de drene.

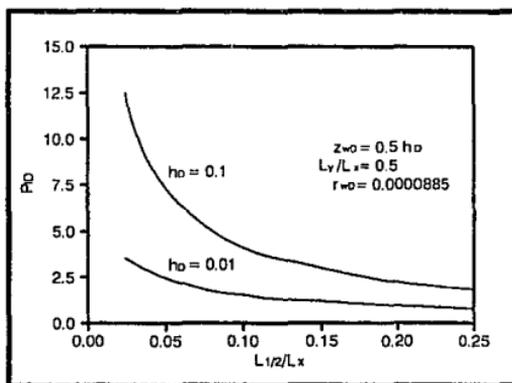


Fig. 1.6 Presión adimensional de afluencia para un pozo horizontal totalmente abierto al flujo (es decir la longitud abierta es $2 L_{1/2}$), como función de la longitud del pozo

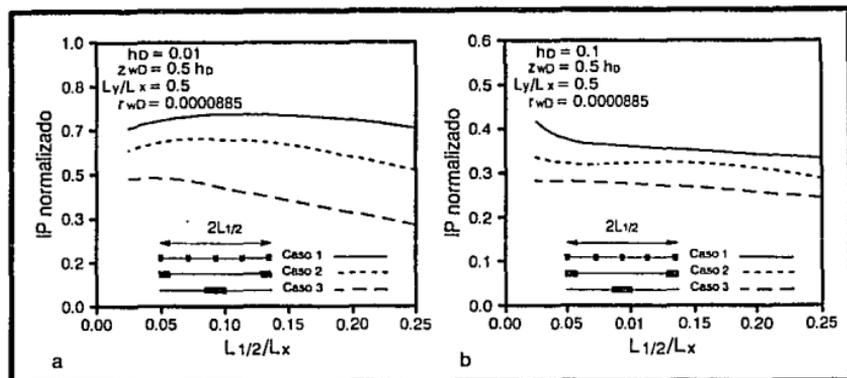


Fig. 1.7 Índice de Productividad normalizado, como función de la longitud del pozo, para tres tipos de terminación, donde: (a) $h_D = 0.01$ y (b) $h_D = 0.1$. La fracción total abierta al flujo es de 0.2

El primer caso tiene cinco intervalos abiertos, siendo cada uno del 4% de la longitud del pozo ($L_i = 0.04L_{1/2}$), uniformemente distribuidos a lo largo del mismo.

El segundo caso tiene dos intervalos abiertos, siendo cada uno el 10% de la longitud del pozo y colocados cada uno al principio y al final del mismo ($L_i = 0.1L_{1/2}$).

En el tercer caso, hay un sólo intervalo abierto en el centro del pozo ($L_i = 0.2L_{1/2}$) el cual se considera como si fuera un pozo totalmente abierto con longitud igual a $1/5$ del pozo original.

En las Figs. I.7.a y I.7.b se puede observar el efecto de la distribución de los intervalos abiertos y el de incrementar la longitud total perforada del pozo. En estas figuras, el IP de cada caso está normalizado con respecto al IP que se obtendría si toda la sección horizontal del pozo estuviera abierta. Comparando la Fig. I.7.a ($h_D = 0.01$) con la Fig. I.7.b ($h_D = 0.1$) se muestra que la altura adimensional escalada del yacimiento tiene un fuerte efecto sobre el IP obtenido para un pozo parcialmente abierto.

Este efecto se puede examinar más ampliamente con las Figs. I.8.a y I.8.b, donde el IP normalizado se grafica como una función de h_D para $L_{1/2}/L_x = 0.25$ y 0.1 , respectivamente. Se observa que la situación más favorable para utilizar un pozo parcialmente abierto, podría ser, pozos cortos en yacimientos delgados. Se puede notar que en el primer caso de la Fig. I.8.b, con sólo el 20% de la longitud perforada abierta al flujo, se logra aproximadamente el 92% de la productividad que se obtendría si la

longitud del pozo estuviera totalmente abierta. Conforme la longitud del pozo y/o el espesor del yacimiento se incrementan, este resultado se vuelve menos notorio.

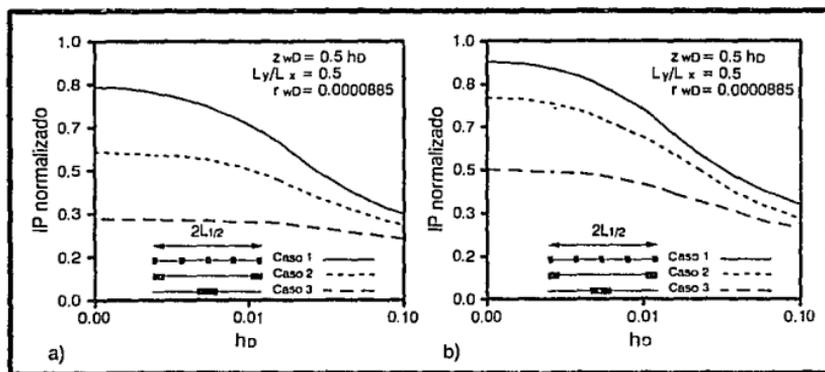


Fig. I.8 Índice de Productividad normalizado, como función de hD , para tres tipos de terminación, donde: (a) $L_{1/2} / L_x = 0.25$ y (b) $L_{1/2} / L_x = 0.1$

Para ver el efecto del porcentaje del intervalo abierto sobre la productividad, en la Fig. I.9, se muestra el IP normalizado para un pozo que tiene intervalos abiertos, distribuidos en cinco porciones como en el primer caso, pero variando la longitud total abierta.

En la Fig. I.9 se observa que, aun cuando el yacimiento es relativamente grueso ($hD = 0.1$), se puede lograr un IP significativo con sólo la mitad del pozo abierto al flujo. Por ejemplo, si $L_x = 4000$ pies, $r_w = 0.354$ pies, $2L_{1/2} = 1000$ pies y $h = 400$ pies, en un yacimiento isótropo, se puede ver en la figura, que con sólo el 50% del pozo abierto al flujo, se obtendría el

65% de la productividad que se tendría con la longitud total abierta al flujo. Si el yacimiento tiene 40 pies de espesor ($h_D = 0.01$), entonces una fracción abierta de sólo el 50% proporcionará un 91.5% de la productividad que se tendría con la longitud total abierta al flujo.

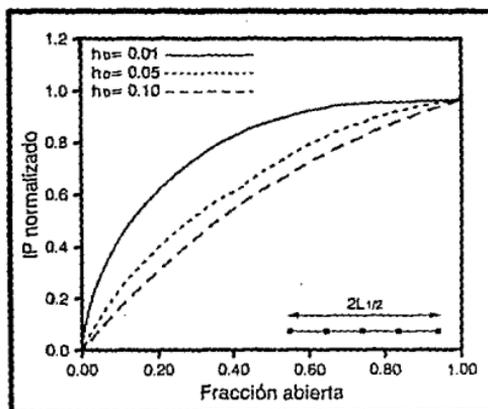


Fig. 1.9 Índice de Productividad normalizado, como función del porcentaje del intervalo abierto al flujo, para el primer caso (además, $L_{1/2} / L_x = 0.1$)

En ciertas circunstancias, particularmente con yacimientos delgados, únicamente es posible abrir una porción relativamente pequeña del pozo, sin afectar substancialmente su comportamiento. Esto puede ser particularmente importante cuando se consideran diferentes tipos de terminación. El costo de una terminación selectiva está fuertemente relacionado con la longitud y número de intervalos abiertos. Por tal razón es importante no abrir el pozo mas allá de un punto (fracción abierta al flujo) a partir del cual el incremento que se pueda obtener en la productividad sea despreciable.

1.4 ECUACION GENERAL PARA EL CALCULO DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO HORIZONTAL CONSIDERANDO REGIMEN PSEUDO-ESTACIONARIO

La solución de la ecuación diferencial parcial que describe el comportamiento del flujo en un pozo horizontal y que conserva las condiciones físicas reales es muy compleja. Debido a esto, con frecuencia se introducen suposiciones de simplificación, tales como considerar una extensión infinita del volumen de drenaje en una o dos dimensiones, fronteras a presión constante a una distancia finita, etc. A pesar de estas suposiciones de simplificación, algunas de las soluciones tienen una estructura complicada, por lo cual, no son útiles en aplicaciones cotidianas.

En esta sección se presenta una reducción de la solución compleja de la ecuación diferencial parcial para un yacimiento infinito, a una ecuación "fácil de usar" para el cálculo de la productividad de un pozo horizontal. Normalmente a esta ecuación se le conoce como "ecuación de flujo" y se define como la relación del gasto con respecto a la caída de presión en régimen pseudo-estacionario.

El único requisito para utilizar la ecuación, es que el volumen de drenaje tenga aproximadamente forma de "caja". De esta manera, el volumen de drenaje puede ser de cualquier magnitud, las permeabilidades en las direcciones x , y , z iguales o diferentes y el pozo estar localizado en

cualquier parte dentro del volumen de drenaje y de cualquier longitud. Por lo tanto, la ecuación que se presenta es muy general.

El modelo físico que la ecuación toma como base (Fig. I.10), consiste de un pozo horizontal de radio r_w y longitud L . El pozo está perforado en un volumen de drenaje con forma de "caja", paralelo a la dirección y . Las dimensiones del volumen de drenaje son: espesor = h , longitud (dirección x) = b y anchura (dirección y) = a . El pozo horizontal tiene una longitud $L \leq a$ y se extiende entre y_1 y y_2 . Su ubicación en el plano (x - z) se indica mediante x_0 y z_0 respectivamente. Produce a un gasto constante q . Las permeabilidades en la dirección x , y , z , son respectivamente k_x , k_y y k_z . La porosidad (ϕ), es constante y el fluido es ligeramente compresible. Todas las fronteras del volumen de drenaje están selladas.

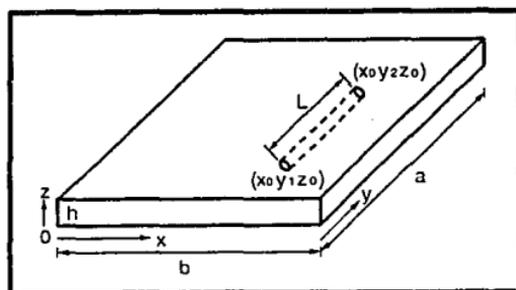


Fig. I.10 Modelo físico

Se ha conservado la forma más común de la ecuación de productividad de un pozo vertical. Así, la ecuación de flujo para un pozo horizontal es:

$$q = \frac{2 \Pi a \sqrt{k_x k_z} (\bar{P}_R - P_{wf})}{\mu B \left[\ln \frac{A^{1/2}}{r_w} + \ln C_H - 0.75 + s_R \right]} \quad (I.17)$$

La Ecuación I.17, supone que no hay daño a la formación y tampoco está estimulada. Si fuera así, entonces s_R se convertiría en $(s_R + s_i)$ donde s_i es el daño debido al cambio de la permeabilidad de la formación alrededor del pozo.

El valor de P_{wf} varía alrededor del perímetro del pozo en el caso de yacimientos anisótropos ($k_x \neq k_z$).

Con la finalidad de utilizar con facilidad la Ecuación I.17, se necesita un valor promedio de P_{wf} (constante). Un método efectivo para determinar esta presión, corresponde al valor medio entre la presión máxima y mínima en el perímetro.

El Índice de Productividad se define a partir de la Ecuación I.17 como:

$$IP_H = \frac{2 \Pi a \sqrt{k_x k_z}}{\mu B \left[\ln \left(\frac{A^{1/2} C_H}{r_w} \right) - 0.75 + s_R \right]} \quad (I.18)$$

Las Ecuaciones I.17 y I.18 contienen dos parámetros que son C_H y s_R , ambos son función del índice de aspecto escalado, $(b/h)\sqrt{k_z/k_x}$, del valor de k_x , k_y , k_z y de la localización del pozo. Además, s_R también es una función que depende fuertemente de la longitud del pozo (L). Cuando $L = a$ (caso de penetración total), $s_R = 0$.

I.4.1 Cálculo de $\ln C_H$

La expresión analítica para el cálculo de $\ln C_H$ es:

$$\ln C_H = 6.28 \frac{b}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \left[\frac{1}{3} - \frac{x_0}{b} + \left(\frac{x_0}{b} \right)^2 \right] - \ln \left[\frac{\sin \frac{180^\circ z_0}{h}}{h} \right] - 0.5 \ln \left[\frac{b}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \right] - 1.088 \quad (I.19)$$

Donde x_0 y z_0 son coordenadas del centro del pozo (Fig. I.10).

Se requiere que $b \geq 0.75 h \sqrt{k_x/k_z}$ y que exista una distancia mínima entre el pozo y las fronteras: $\min(x_0, b - x_0) \geq 0.75 h \sqrt{k_x/k_z}$. Debido a que en la práctica, $h \ll b$, estas relaciones generalmente se satisfacen. El error en el cálculo de $\ln C_H$ mediante la Ecuación I.19 es menos de 1%. El error se aproximará a cero conforme se incremente el índice de aspecto escalado $(b/h)\sqrt{k_z/k_x}$.

Estas expresiones analíticas se han validado de la siguiente forma:

Se obtuvieron valores de $(\bar{P}_R - P_{wf})$ mediante la solución original de flujo en régimen pseudo-estacionario, en todos los casos el pozo tuvo penetración total ($s_R = 0$). Estos valores fueron utilizados en la Ecuación I.17 junto con los otros parámetros de entrada y así se calcularon los valores de $\ln C_H$. Estos últimos fueron idénticos a aquellos calculados a partir de la expresión analítica exacta y tuvieron gran concordancia con los valores analíticos aproximados mediante la Ecuación I.19. En la Tabla I.3 se presenta la comparación de algunos valores.

TABLA I.3		
VALORES EXACTOS DE $\ln C_H$ VS. VALORES CALCULADOS MEDIANTE LA ECUACION I.19		
$(b/h)\sqrt{k_z/k_x}$	$\ln C_H$ exacto	$\ln C_H$ Ec. I.19
1	-0.5605	-0.5646
5	0.7254	0.7239
10	2.9970	2.9940
20	7.8860	7.8810
50	23.1400	23.1200
100	48.9700	48.9400

I.4.2 Cálculo de s_R

Se consideran dos casos de importancia práctica:

Primer caso:

$$\frac{b}{\sqrt{k_x}} \geq \frac{0.75 a}{\sqrt{k_y}} > \frac{0.75 h}{\sqrt{k_z}}$$

Segundo caso:

$$\frac{a}{\sqrt{k_y}} > \frac{1.33 b}{\sqrt{k_x}} > \frac{h}{\sqrt{k_z}}$$

Se supone que a y b serán mucho más grandes que h , de tal manera que $[h / \sqrt{k_z}]$ siempre es menor que $[a / \sqrt{k_y}]$ y que $[b / \sqrt{k_x}]$. Si esto no se cumple, la solución exacta indica que no habrá ventaja en la productividad al perforar un pozo horizontal en lugar de uno vertical.

Primer caso

Como se especificó previamente, cuando $L = a$, $s_R = 0$. Si $L < a$ entonces:

$$s_R = PXYZ + PXY' \quad (I.20)$$

El componente $PXYZ$ se debe al grado de penetración, es decir, al valor de L/a y el componente PXY' a la localización del pozo en el plano (x - y).

El componente de daño debido a la localización en z es insignificante y por lo tanto ignorado.

Cálculo del componente PXYZ:

$$PXYZ = \left[\frac{a}{L} - 1 \right] \left[\ln \frac{h}{r_w} + 0.25 \ln \frac{k_x}{k_z} - 1.05 \right] \quad (I.21)$$

Cálculo del componente PXY':

$$PXY' = \frac{2 a^2}{L h} \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \left[F\left(\frac{L}{2 a}\right) + 0.5 \left[F\left(\frac{4 y_0 + L}{2 a}\right) - F\left(\frac{4 y_0 - L}{2 a}\right) \right] \right] \quad (I.22)$$

Donde el cálculo de la presión está hecho en $y_0 = 0.5(y_1 + y_2)$, que es el punto medio a lo largo de la longitud del pozo, y:

$$F\left(\frac{L}{2 a}\right) = -\left(\frac{L}{2 a}\right) \left[0.145 + \ln\left(\frac{L}{2 a}\right) - 0.137\left(\frac{L}{2 a}\right)^2 \right] \quad (I.23)$$

La evaluación de $F\left(\frac{4 y_0 + L}{2 a}\right)$ y de $F\left(\frac{4 y_0 - L}{2 a}\right)$ depende de su argumento,

es decir de $\left(\frac{4 y_0 + L}{2 a}\right)$ y de $\left(\frac{4 y_0 - L}{2 a}\right)$

Si el argumento es ≤ 1 , se utiliza la Ecuación I.23, reemplazando a $\left(\frac{L}{2a}\right)$

$$\text{con } \frac{4y_0 - L}{2a} \text{ y/o } \frac{4y_0 + L}{2a}$$

Cuando el argumento es > 1 entonces, para $\frac{4y_0 + L}{2a}$, se calcula:

$$F\left(\frac{4y_0 + L}{2a}\right) = \left(2 - \frac{4y_0 + L}{2a}\right) \left[0.145 + \ln\left(2 - \frac{4y_0 + L}{2a}\right) - 0.137\left(2 - \frac{4y_0 + L}{2a}\right)^2 \right] \quad (I.24.a)$$

y para $\left(\frac{4y_0 - L}{2a}\right)$:

$$F\left(\frac{4y_0 - L}{2a}\right) = \left(2 - \frac{4y_0 - L}{2a}\right) \left[0.145 + \ln\left(2 - \frac{4y_0 - L}{2a}\right) - 0.137\left(2 - \frac{4y_0 - L}{2a}\right)^2 \right] \quad (I.24.b)$$

La expresión para PXY' en la Ecuación I.22, es una aproximación que es válida para la mayoría de los problemas prácticos. El error depende de la localización del pozo y es mínimo para pozos centrados ($x_0 = b/2$). Un límite superior del error relativo para PXY' está dado por:

$$\left[\exp(-2 \Pi x_0 \sqrt{k_y} / a \sqrt{k_x}) + \exp(-2 \Pi (b - x_0) \sqrt{k_y} / a \sqrt{k_x}) \right]$$

Esta es una estimación muy conservadora, ya que el error real será mucho menor. De cualquier forma el efecto de este error en el cálculo del factor de daño s_R , es despreciable.

Segundo caso

En este caso se tiene que:

$$s_R = P_{XYZ} + P_Y + P_{XY} \quad (1.25)$$

Cálculo del componente P_{XYZ} :

Este componente está dado por la Ecuación 1.21 como en el caso anterior.

Cálculo del componente P_Y :

$$P_Y = \frac{6.28 a^2}{b h} \frac{\sqrt{k_x k_z}}{k_y} \left[\left(\frac{1}{3} - \frac{y_0}{a} + \frac{y_0^2}{a^2} \right) + \frac{L}{24 a} \left(\frac{L}{a} - 3 \right) \right] \quad (1.26)$$

Donde, nuevamente y_0 es la coordenada del punto medio del pozo.

Cálculo del componente P_{XY} :

$$P_{XY} = \left(\frac{a}{L} - 1 \right) \left[\frac{6.28 b}{h} \frac{\sqrt{k_z}}{\sqrt{k_x}} \left[\frac{1}{3} - \frac{x_0}{b} + \frac{x_0^2}{b^2} \right] \right] \quad (1.27)$$

Para $[\min(x_0, b-x_0) \geq 0.25b]$

La ecuación anterior es una aproximación adecuada para la mayoría de las situaciones prácticas. El error introducido en este cálculo es proporcional al valor de $\left[\exp\left(-\pi n L \sqrt{k_x} / 2 b \sqrt{k_y}\right) \right]$ para uno o dos términos de la serie (n).

Debido a que generalmente L/b no es pequeño en los casos prácticos, este error puede ser despreciable y la aproximación tendrá suficiente exactitud. Si la relación L/b es muy pequeña y se desea tener mayor exactitud, la introducción de uno o dos de los términos faltantes de la serie infinita, omitidos de la Ecuación I.27, restablecería la exactitud.

Las Ecuaciones de la I.20 a la I.27 son expresiones simplificadas de ecuaciones complicadas y por lo tanto, son aproximaciones. Sin embargo, se ha encontrado que para la mayoría de los casos donde el pozo no está localizado muy cerca de la frontera y su penetración es mayor que 0.25, el error en los valores calculados de $(\bar{P}_R - P_{wf})$, para un gasto q dado, utilizando estos valores de s_R , es menos del 3%. Para el caso de un pozo cercano a la frontera y de penetración pequeña, el error se puede aproximar a un 6%. En cualquiera de los casos, se considera que este error es aceptable para aplicaciones ingenieriles utilizando esos valores de s_R .

Estas ecuaciones se validaron de la siguiente forma:

Para un grupo de parámetros de entrada, se obtuvieron los valores exactos de $(\bar{P}_R - P_{wf})$ utilizando la solución de la serie infinita original en su versión reducida con propiedades de convergencia rápida. Estos valores se compararon con los calculados utilizando la Ecuación I.17. En estos casos, para calcular $\ln C_H$, se utilizó la Ecuación I.19 y para calcular s_R , las Ecuaciones I.20 a la I.27. En la Tabla I.4 se presenta una comparación de algunos de estos valores.

TABLA I.4

VALORES EXACTOS DE $\bar{P}_R - P_{wf}$ VS. VALORES APROXIMADOS

$(b/h)\sqrt{k_z/k_x}$	% de Penetración (L/a)x100	Localización x (x_0/b)	Localización z (z_0/h)	$\bar{P}_R - P_{wf}$ Exacto (psi)	$\bar{P}_R - P_{wf}$ Aprox. (psi)	% Error
50	50	0.5 _(centrado)	0.5	22.29	22.59	1.3
20	40	0.25	0.25	28.25	28.83	2.0
4	25	0.25	0.25	45.9	48.60	5.9

I.4.3 Ejemplo de Aplicación

Un pozo horizontal de 1000 pies de longitud se perfora en un volumen de drene con forma de "caja", el cual tiene 4000 pies de largo, 2000 pies de ancho y 100 pies de espesor. El pozo está localizado entre $y_1 = 750$ pies y $y_2 = 1750$ pies. Las coordenadas x_0 y z_0 del pozo son 3000 pies y 50 pies respectivamente. Las permeabilidades en las direcciones x, y, z, son respectivamente 200 mD, 200 mD y 50 mD y el radio del pozo es igual a 0.25 pies.

$$y_0 = \frac{750 + 1750}{2} = 1250$$

$$\left(\frac{4y_0 + L}{2a} \right) = \frac{4 \times 1250 + 1000}{4000} = 1.5$$

$$\left(\frac{4y_0 - L}{2a} \right) = 1.0$$

Debido a que $\left(\frac{4y_0 - L}{2a} \right) = 1.0$ y $\left(\frac{4y_0 + L}{2a} \right) > 1$, se utilizan las Ecuaciones I.23 y I.24.a para calcular el valor de las funciones:

$$F\left(\frac{L}{2a}\right) \equiv F(0.25) = -0.25(0.145 + \ln(0.25) - 0.137 \times 0.25^2) = 0.312$$

$$F\left(\frac{4y_0 - L}{2a}\right) \equiv F(1.00) = -1(0.145 + \ln(1) - 0.137) = -0.008$$

$$F\left(\frac{4y_0 + L}{2a}\right) \equiv F(1.50) = (2 - 1.5)(0.145 + \ln(2 - 1.5) - 0.137(2 - 1.5)^2) = -0.291$$

$$PXY' = \frac{2 \times (2000)^2}{1000 \times 100} \sqrt{\frac{50}{200}} (0.312 + 0.5(-0.291 + 0.008)) = 6.82$$

Por lo tanto:

$$SR = PXYZ + PXY' = 5.29 + 6.82 = 12.1$$

Para un grupo de parámetros de entrada, se obtuvieron los valores exactos de $(\bar{P}_R - P_{wf})$ utilizando la solución de la serie infinita original en su versión reducida con propiedades de convergencia rápida. Estos valores se compararon con los calculados utilizando la Ecuación I.17. En estos casos, para calcular $\ln C_H$, se utilizó la Ecuación I.19 y para calcular S_R , las Ecuaciones I.20 a la I.27. En la Tabla I.4 se presenta una comparación de algunos de estos valores.

TABLA I.4

VALORES EXACTOS DE $\bar{P}_R - P_{wf}$ VS. VALORES APROXIMADOS

$(b/h)\sqrt{k_z/k_x}$	% de Penetración (L/a)x100	Localización x (x _o /b)	Localización z (z _o /h)	$\bar{P}_R - P_{wf}$ Exacto (psi)	$\bar{P}_R - P_{wf}$ Aprox. (psi)	% Error
50	50	0.5 _(centrado)	0.5	22.29	22.59	1.3
20	40	0.25	0.25	28.25	28.83	2.0
4	25	0.25	0.25	45.9	48.60	5.9

I.4.3 Ejemplo de Aplicación

Un pozo horizontal de 1000 pies de longitud se perfora en un volumen de drene con forma de "caja", el cual tiene 4000 pies de largo, 2000 pies de ancho y 100 pies de espesor. El pozo está localizado entre $y_1 = 750$ pies y $y_2 = 1750$ pies. Las coordenadas x_0 y z_0 del pozo son 3000 pies y 50 pies respectivamente. Las permeabilidades en las direcciones x, y, z, son respectivamente 200 mD, 200 mD y 50 mD y el radio del pozo es igual a 0.25 pies.

Cálculo del IP:

Para calcular $\ln C_H$ se utiliza la Ecuación I.19. Debido a que

$\frac{b}{\sqrt{k_x}} > \frac{0.75 a}{\sqrt{k_y}}$, se utilizan las Ecuaciones de la I.20 a la I.24 para calcular S_R , de la siguiente manera:

$$\ln C_H = 6.28 \times \frac{4000}{100} \sqrt{\frac{50}{200}} \left[\frac{1}{3} - \frac{3000}{4000} + \left(\frac{3000}{4000} \right)^2 \right] - \ln \left[\operatorname{sen} \left(\frac{180^\circ \times 50}{100} \right) \right] - 0.5 \ln \left(\frac{4000}{100} \sqrt{\frac{50}{200}} \right) - 1.088$$

$$\ln C_H = 15.73$$

$$S_R = P_{XYZ} + P_{XY'}$$

$$P_{XYZ} = (2-1) \left(\ln \frac{100}{0.25} + 0.25 \ln \frac{200}{50} - 1.05 \right) = 5.29$$

$P_{XY'}$ está dado por las Ecuaciones I.22 a la I.24. Primero se calculan los

argumentos de las tres funciones, los cuales son $\left(\frac{L}{2a} \right)$, $\left(\frac{4y_0 + L}{2a} \right)$ y

$$\left(\frac{4y_0 - L}{2a} \right)$$

$$\frac{L}{2a} = \frac{1000}{4000} = 0.25$$

$$y_0 = \frac{750 + 1750}{2} = 1250$$

$$\left(\frac{4y_0 + L}{2a} \right) = \frac{4 \times 1250 + 1000}{4000} = 1.5$$

$$\left(\frac{4y_0 - L}{2a} \right) = 1.0$$

Debido a que $\left(\frac{4y_0 - L}{2a} \right) = 1.0$ y $\left(\frac{4y_0 + L}{2a} \right) > 1$, se utilizan las Ecuaciones I.23 y I.24.a para calcular el valor de las funciones:

$$F\left(\frac{L}{2a}\right) \equiv F(0.25) = -0.25(0.145 + \ln(0.25) - 0.137 \times 0.25^2) = 0.312$$

$$F\left(\frac{4y_0 - L}{2a}\right) \equiv F(1.00) = -1(0.145 + \ln(1) - 0.137) = -0.008$$

$$F\left(\frac{4y_0 + L}{2a}\right) \equiv F(1.50) = (2 - 1.5)(0.145 + \ln(2 - 1.5) - 0.137(2 - 1.5)^2) = -0.291$$

$$PXY' = \frac{2 \times (2000)^2}{1000 \times 100} \sqrt{\frac{50}{200}} (0.312 + 0.5(-0.291 + 0.008)) = 6.82$$

Por lo tanto:

$$SR = PXYZ + PXY' = 5.29 + 6.82 = 12.1$$

Así, los valores de $\ln C_H$ y s_R obtenidos de las ecuaciones aproximadas son 15.73 y 12.1. A partir de la solución de la serie infinita, los valores exactos son 15.74 y 12.1. En este caso, prácticamente no se tuvo error al utilizar las ecuaciones aproximadas.

Sustituyendo en la Ecuación I.17:

$$q = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times 2000 \sqrt{200 \times 50} (\bar{P}_R - P_{wf})}{\mu B \left[\ln \left(\frac{(bh)^{1/2}}{r_w} \right) + 15.73 - 0.75 + 12.1 \right]}$$

Donde:

7.08×10^{-3} es un factor de conversión

$\ln \left[\frac{A^{1/2} C_H}{r_w} \right]$ se ha escrito como $\left[\ln \frac{A^{1/2}}{r_w} + \ln C_H \right]$ y se tiene que

$$\ln \frac{A^{1/2}}{r_w} = \ln \frac{(100 \times 4000)^{1/2}}{r_w} = 7.836$$

$$\text{Así: } q = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times 2000 \times 100 (\Delta P)}{B \mu \times 34.92}$$

$$\text{El IP es entonces: } IP_H = \frac{q}{\Delta P} = \frac{40.55}{B \mu}$$

Haciendo la comparación del IP de este pozo con el de un pozo vertical en el mismo volumen de drene:

$$IP_v = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times 100 \times 200}{\mu B \left[\ln \left(\frac{A^{1/2} 0.565}{r_w} \right) - 0.75 \right]}$$

Realizando el siguiente cálculo, $A = a \times b = 2000 \times 4000$, se tiene:

$$IP_v = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times 20000}{\mu B \times 8.013} = \frac{17.67}{\mu B}$$

Así:

$$\frac{IP_H}{IP_v} = \frac{40.55}{17.67} = 2.4$$

Esto significa que para este caso, el gasto en el pozo horizontal será 2.4 veces más grande que el del pozo vertical.

I.4.4 Efectos de Algunos Parámetros Importantes Sobre la Productividad de un Pozo Horizontal

I.4.4.1 Efecto de la Longitud del Pozo, L y del Grado de Penetración, L/a

Si el pozo tiene penetración total, es decir $L/a = 1$, el daño debido a entrada limitada s_R , es de cero para las Ecuaciones I.17 y I.18 y el IP varía directamente con " L " o con " a ". Por otro lado, si $L/a < 1$, el IP no es sólo función de L/a , sino también de sus valores individuales. En la Fig. I.11 se muestran dos casos, en el primero " a " fue constante, con un valor de 2000 pies y " L " fue decreciendo, en el segundo " L " fue constante, con un valor de 2000 pies y " a " se fue incrementando. Se observa en esta figura que la variación del IP con respecto a L/a fue diferente para los dos casos. Para $L/a > 0.3$ el IP es más grande en el segundo caso. Los valores del IP convergen para $L/a < 0.3$.

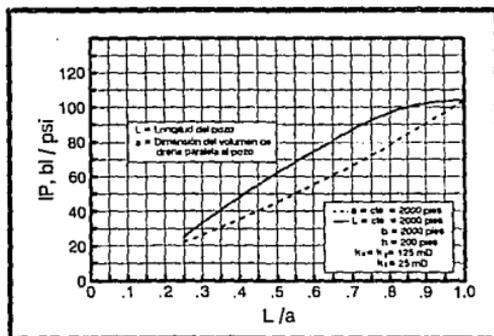


Fig. I.11 Efecto de L/a sobre el Índice de Productividad del pozo horizontal

I.4.4.2 Efecto de la Permeabilidad en la Dirección Vertical, k_z

La productividad de un pozo se afecta, entre otros, por tres parámetros, que son $\sqrt{k_x k_z}$, $\ln C_H$ y S_R (Ecuaciones I.17 y I.18). Tanto $\ln C_H$ como S_R , son función de k_z . Por lo tanto, se puede decir que la productividad varía conforme varía $\sqrt{k_z}$. En la Fig. I.12 se ilustra esta variación. Un decremento en el valor de k_z por un factor de 4, decremента al IP por un factor de 1.8 para $L/a = 1$ y por un factor de 1.7 para $L/a = 0.5$.

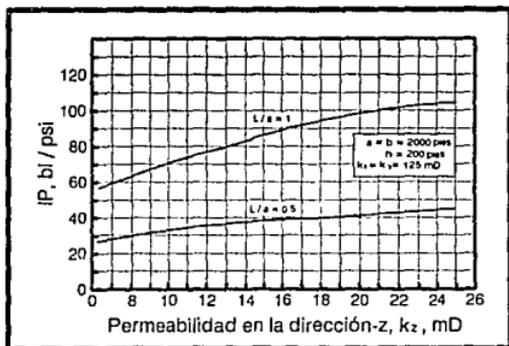


Fig. I.12 Efecto de k_z sobre el Índice de Productividad del pozo horizontal

I.4.4.3 Efecto de la Permeabilidad en la Dirección-x, k_x

La variación del IP con k_x se muestra en la Fig. I.13. La variación es similar a la que se tiene con respecto a k_z , es decir, varía aproximadamente con $\sqrt{k_x}$. En la figura se observa que un decremento

en k_x por un factor de 4, decremanta al IP por un factor de 2.2 para una relación de $L/a = 1$ y por un factor de 1.9 para $L/a = 0.5$.

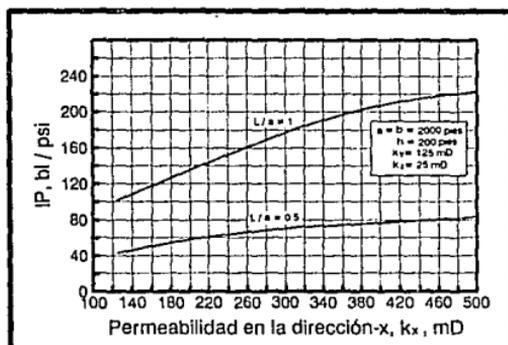


Fig. 1.13 Efecto de k_x sobre el Índice de Productividad del pozo horizontal

1.4.4.4 Efecto de la Permeabilidad en la Dirección-y, k_y

Si $L/a = 1$, entonces $s_R = 0$ y k_y no tiene efecto sobre la productividad. Conforme L/a decrece, el efecto de k_y se incrementa, ya que s_R es fuertemente dependiente de k_y . En la Fig. 1.14 se muestra la dependencia del IP con respecto a k_y . En ella se observa que un decremento en k_y por un factor de 4, reduce al IP por un factor 1.8 para $L/a = 0.5$ y por un factor de 2.8 para $L/a = 0.25$.

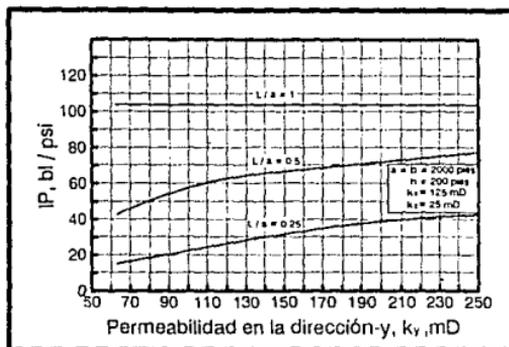


Fig. I.14 Efecto de k_y sobre el Índice de Productividad del pozo horizontal

I.4.4.5 Efecto de la Longitud del Volumen de Drene, b

Uno de los factores en el denominador de las Ecuaciones I.17 y I.18 es el área A , la cual es igual a $(b h)$. Cuando $L/a = 1$, $s_R = 0$ y $\ln(A^{1/2} / r_w)$ se vuelve un componente importante del denominador. Sin embargo, debido a que el efecto del área se presenta como un logaritmo natural, la variación del IP con respecto a " b " será discreta. Cuando L/a decrece, s_R se incrementa y eventualmente se convierte en el factor dominante, minimizando aún más el efecto de " b ". La Fig. I.15 muestra que un incremento por un factor de 4 en el valor de " b ", da como resultado un decremento con un factor de 1.9 en el IP para $L/a = 1$ y con un factor de 1.4 para $L/a = 0.5$. La diferencia se debe al valor de s_R , el cual es cero para $L/a = 1$ y mayor que cero para $L/a = 0.5$.

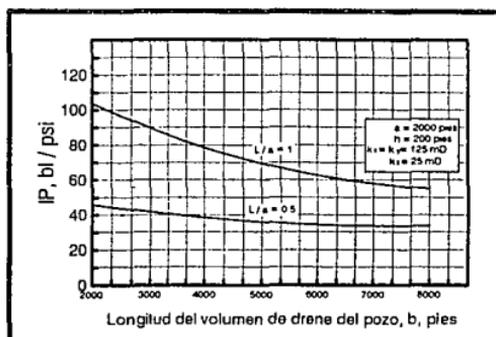


Fig. I.15 Efecto de la longitud del volumen de drenaje (b), sobre el Índice de Productividad del pozo horizontal

I.4.4.6 Efecto de la Localización del Pozo

La localización del pozo afecta la productividad a través del factor geométrico $\ln C_H$ (Ecuaciones I.17 y I.18). El máximo efecto ocurre cuando $L/a = 1$, es decir, $sr = 0$. Conforme L/a decrece, la variación en el IP es decreciente, como se observa en la Fig. I.16. Esta figura muestra la variación del IP con la variación normalizada de la localización del pozo en la dirección-x. El efecto de la variación en la dirección-z es insignificante y no se ilustra. El espesor de la arena, normalmente es mucho más pequeño que la longitud del área de drenaje. Por lo tanto, aun cuando el pozo esté significativamente descentrado con respecto al espesor, no lo estará con respecto al volumen de drenaje.

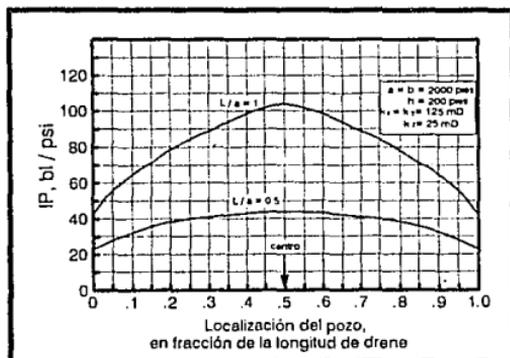


Fig. I.16 Efecto de la localización del pozo horizontal sobre el Índice de Productividad

La localización del pozo, con respecto a la dirección-y, afecta la productividad en el mismo grado que la localización en la dirección-x. Para lograr un IP máximo, el pozo debe estar localizado al centro del volumen de drenaje.

I.5 ECUACION GENERAL PARA EL CALCULO DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO HORIZONTAL CONSIDERANDO REGIMEN ESTACIONARIO

Para calcular la producción de aceite de un pozo horizontal considerando régimen estacionario, flujo en una sola fase, en un yacimiento infinito, con presión constante en el radio del pozo y en el de drenaje, se utiliza la siguiente ecuación:

$$q_H = \frac{2 \pi k_o \beta h \Delta P / (\mu B)}{\ln \left[\frac{a' + \sqrt{a'^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \left(\frac{(\beta h/2)^2 + \beta^2 \delta^2}{\beta h r_w / 2} \right)} \quad (I.28)$$

para $L > \beta h$, $\delta < h/2$ y $L < 0.9r_{eH}$.

En la ecuación anterior, el término a' está definido como:

$$a' = (0.5 L) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + (2 r_{eH} / L)^4} \right]^{0.5} \quad (I.29)$$

1.5.1 Radio Efectivo del Agujero y Factor de Daño

Para una área de drene dada, el gasto de producción de un pozo vertical aumenta incrementando el radio del agujero. Por lo tanto, la producción de aceite en los pozos horizontales, se puede representar mediante un pozo vertical con un diámetro de agujero grande. En un pozo vertical convencional, el incremento de la producción, resultante de una estimulación, se representa como un decremento a un factor de daño negativo o un incremento en el radio efectivo del agujero. La relación entre el factor de daño y el radio efectivo del agujero se define de la siguiente manera:

$$r_{we} = r_w \exp(-s) \quad (I.30)$$

despejando s, se tiene:

$$s = \ln\left(\frac{r_w}{r_{we}}\right) \quad (I.30.a)$$

Para calcular el diámetro del agujero vertical requerido para producir aceite al mismo gasto que un pozo horizontal (localizado en la mitad del yacimiento), considerando volúmenes de drene iguales, $r_{eH} = r_{eV}$ e iguales Indices de Productividad, se puede utilizar la siguiente expresión:

$$r_{we} = \frac{0.5 r_{eH}(L/a')}{\left[1 + \sqrt{1 - (L/2a')^2}\right] \left\{ \beta h / (2 r_w) \right\}^{\beta h / L}} \quad (I.31)$$

El término a' se calcula utilizando la Ecuación I.29. Las Ecuaciones I.30.a y I.31 se pueden usar para calcular el factor de daño (s) y el radio efectivo del agujero (r_{we}) respectivamente.

Para conocer la relación de Indices de Productividad entre pozos horizontales y verticales, podemos ocupar la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{IP_H}{IP_V}\right) = \frac{\ln[r_{eV} / r_w]}{\ln[r_{eH} / r_{we}]} \quad (I.32)$$

para $L > h\sqrt{kH/kV}$ y $(L/2) < 0.9r_{eH}$

I.5.2 Relación de Reemplazamiento, F_R

Un pozo horizontal o agujero de drene, normalmente tienen un radio de drene más grande que el de un pozo vertical. Para comprender la relación entre estos radios, se ha sugerido el concepto de "relación de reemplazamiento" (F_R), el cual indica el número de pozos verticales que se requieren para producir el mismo gasto que el de un sólo pozo horizontal.

Es importante evitar la confusión entre la relación de Indices de Productividad y la relación de reemplazamiento. Una relación de IP's considera una área de drene igual para pozos verticales y horizontales. Contrariamente, una relación de reemplazamiento toma en cuenta diferentes áreas de drene de pozos horizontales y verticales.

I.5.3 Influencia de la Altura del Yacimiento, de la Anisotropía y de la Excentricidad del Pozo

La influencia de la altura del yacimiento, de la anisotropía y de la excentricidad del pozo, se puede calcular en términos de relaciones de Indices de Productividad, utilizando la Ecuación I.32. Para una longitud de un pozo horizontal dada, el aumento relativo de la productividad sobre la de un pozo vertical sin estimular es más alta en un yacimiento delgado que en un yacimiento grueso (Fig. I.17).

Lo anterior es de esperarse debido a que para una longitud fija del pozo horizontal, el incremento en el área de contacto con el yacimiento, de este último con respecto al vertical, es más grande en un yacimiento delgado que en uno grueso.

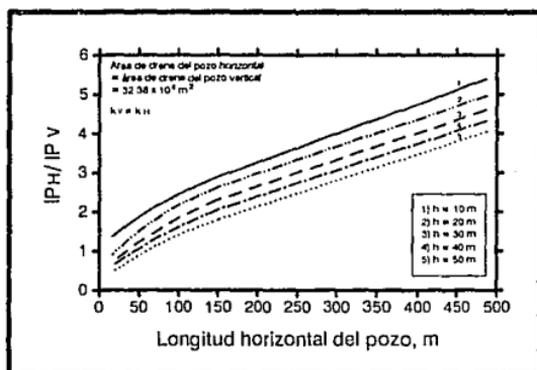


Fig. I.17 Influencia de la altura del yacimiento sobre la relación de Índices de Productividad de pozos horizontales y verticales

La Fig. I.18 muestra la influencia de la relación de permeabilidades vertical y horizontal, sobre el comportamiento de los pozos horizontales. Como se observa en la figura, el comportamiento de los pozos horizontales es mejor en yacimientos con permeabilidad vertical alta que en yacimientos con permeabilidad vertical baja.

Para pozos horizontales, la influencia de la excentricidad del pozo (δ) sobre la productividad, es muy pequeña. Así, la localización del pozo en el plano vertical no tiene impacto sobre la productividad, especialmente cuando está localizado a una distancia menor de $\pm h/4$ de la mitad del

yacimiento. Esto ratifica que durante la perforación, una desviación en la colocación del pozo no afecta adversamente la productividad del mismo.

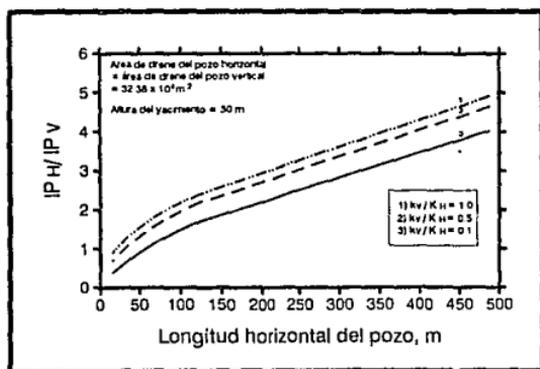


Fig. 1.18 Influencia de la anisotropía del yacimiento sobre la relación de Índices de Productividad de pozos horizontales y verticales

1.6 EFECTOS DEL DAÑO A LA FORMACION SOBRE LA EFICIENCIA DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES

Una forma para determinar la eficiencia con la cual un pozo ha sido perforado y terminado, es la "eficiencia de flujo", la cual se define como la relación de Índices de Productividad real e ideal, este último, es el IP que se tendría si la permeabilidad no estuviera alterada en todas las direcciones hacia la cara del pozo.

Existen diferentes puntos de vista sobre el papel que el daño a la formación tiene sobre el comportamiento de los pozos horizontales. Algunos sugieren que conforme se incrementa la longitud del pozo horizontal (L), la influencia del daño a la formación sobre la caída de presión total puede llegar a ser despreciable, resultando así en una ventaja adicional sobre los pozos verticales. Otros indican que la zona dañada puede afectar más la productividad en los pozos horizontales que en los verticales y que el daño algunas veces puede impedir que los proyectos de pozos horizontales tengan buen éxito.

Estas dos interpretaciones opuestas de la influencia del daño a la formación sobre la productividad de los pozos horizontales, requieren un criterio bien definido para cuantificar el efecto del daño a la formación sobre la eficiencia de flujo de los pozos horizontales.

El objetivo de esta sección es proporcionar una base para la comparación de la eficiencia de flujo de los pozos verticales y horizontales. Se muestran expresiones analíticas suponiendo flujo en régimen estacionario, de un fluido incompresible en un medio homogéneo anisótropo. Las fronteras horizontales superior e inferior del yacimiento, tienen condiciones de no flujo. La comparación considera una zona alterada del mismo radio y reducción de la permeabilidad alrededor de los pozos verticales y horizontales.

L.6.1 Eficiencia de Flujo en Pozos Verticales

Para cuantificar la caída de presión ocasionada por una reducción de la permeabilidad cercana al pozo y en él, en términos del factor de daño (sv), se tiene la siguiente expresión:

$$\Delta P_s = sv \left(\frac{q \mu B}{2 \pi k H h} \right) \quad (I.33)$$

Este factor de daño se puede relacionar con la zona alterada de permeabilidad k_s , la cual se extiende hasta la distancia r_s dentro de la formación, mediante la siguiente expresión:

$$sv = \left[\frac{k}{k_s} - 1 \right] \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad (I.34)$$

y la eficiencia de flujo (E_v), se puede expresar en términos de ΔP_s y el abatimiento de presión total ΔP_{wf} , como:

$$E_v = \frac{IP_{real}}{IP_{ideal}} = \frac{(\Delta P_{wf} - \Delta P_s)}{\Delta P_{wf}} \quad (I.35)$$

o

$$E_v = \frac{\ln \left(\frac{r_e V}{r_w} \right)}{\ln \left(\frac{r_e V}{r_w} \right) + sv} = \frac{\ln \left(\frac{r_e V}{r_w} \right)}{\ln \left(\frac{r_e V}{r_{we}} \right)} \quad (I.36)$$

I.6.2 Eficiencia de Flujo en Pozos Horizontales

La expresión original para el IP ideal de un pozo horizontal en un yacimiento isótropo, está representada por la Ecuación I.5. La Fig. I.19.a, representa el perfil de presión creado por un flujo en régimen estacionario en tres dimensiones, para un pozo horizontal localizado dentro de un área de drenaje elipsoidal. Una solución a este caso, considerando pozos horizontales con longitudes pequeñas respecto al radio de drenaje, fue extendida para cuando se tiene un área de drenaje rectangular abastecida lateralmente, aplicándose en pozos que tengan una longitud grande comparada con la distancia a la frontera de alimentación (Fig. I.19.b).

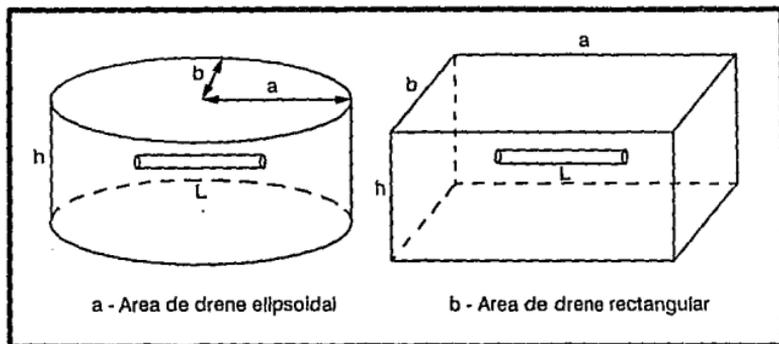


Fig. I.19 Flujo hacia un pozo horizontal, en tres dimensiones

El IP ideal de un pozo horizontal para ambas geometrías en un yacimiento con índice de anisotropía β , se puede escribir como:

$$(IPH)_{ideal} = \frac{2 \Pi kH h}{\mu B} \times \left\{ \frac{1}{\left[\cosh^{-1}(X) + \beta \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2 \Pi r'w} \right) \right]} \right\} \quad (I.37)$$

En la ecuación anterior, $r'w = [(1 + \beta)/2\beta]r_w$ y X depende de la forma y dimensión del área drenada del pozo.

El IP real para el pozo horizontal se obtiene tomando en cuenta el factor de daño en la vecindad del pozo:

$$(IPH)_{real} = \frac{2 \Pi kH h}{\mu B} \times \left\{ \frac{1}{\left[\cosh^{-1}(X) + \beta \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2 \Pi r'w} \right) + s_H \right]} \right\} \quad (I.38)$$

Donde:

$$s_H = \left(\frac{h}{L} \right) \beta s_v \quad (I.39)$$

de las Ecuaciones I.37 y I.38 se obtiene:

$$E_H = \frac{\cosh^{-1}(X) + \beta \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2 \pi r' w} \right)}{\cosh^{-1}(X) + \beta \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2 \pi r' w} \right) + \beta \left(\frac{h}{L} \right) s_v} \quad (I.40)$$

o

$$E_H = \frac{\frac{L}{h \beta} \cosh^{-1}(X) + \ln \left(\frac{h}{2 \pi r' w} \right)}{\frac{L}{h \beta} \cosh^{-1}(X) + \ln \left(\frac{h}{2 \pi r' w} \right) + s_v} \quad (I.41)$$

De esta forma, la expresión para la eficiencia de flujo de un pozo horizontal es similar a la de un pozo vertical (Ecuación I.36) únicamente reemplazando al $\ln(r_{ev}/r_w)$ por $\Sigma 1$, donde:

$$\Sigma 1 = \frac{L}{h \beta} \cosh^{-1}(X) + \ln \left(\frac{h}{2 \pi r' w} \right)$$

I.6.3 Comparación de la Eficiencia de Flujo de Pozos Horizontales y Verticales

Como se muestra en la Fig. I.20, la eficiencia de flujo tanto para pozos horizontales como verticales se puede representar sobre la misma gráfica como una función del factor de daño, ya que las eficiencias de flujo de los pozos horizontales y verticales serán idénticas, para cualquier valor de s_v , siempre y cuando se cumpla que:

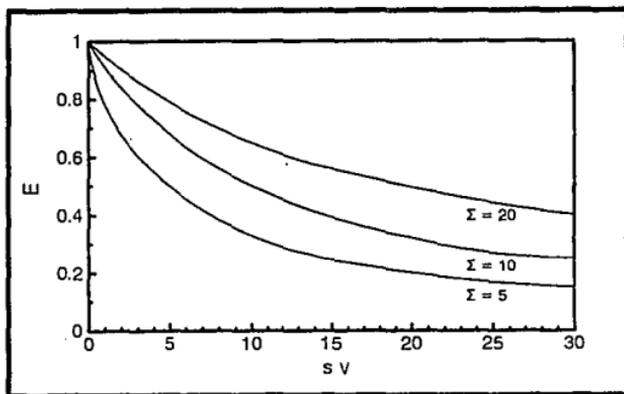
$$\ln\left(\frac{r_{eV}}{r_w}\right) = \frac{L}{h\beta} \cosh^{-1}(X) + \ln\left(\frac{h}{2\Pi r'_w}\right) \quad (I.42)$$

o

$$\ln\left(\frac{r_{eV}}{r_w}\right) = \frac{L}{h\beta} \ln(X + \sqrt{X^2 - 1}) + \ln\left(\frac{h}{2\Pi r'_w}\right) \quad (I.43)$$

para $X \geq 1$

La Tabla I.5 presenta las eficiencias de flujo calculadas a partir de las Ecuaciones I.36 y I.40, tanto para pozos verticales como horizontales, para diferentes valores de sv y β , $r_w = 0.33$ pies, $h = 50$ pies, $r_{eV} = r_{eH} = 1000$ pies, $L = 500$ pies y tomando $X = 2r_{eH}/L$ (área de drenaje elipsoidal).



$E = \frac{\Sigma}{\Sigma + sv}$, donde: $\Sigma = \ln\left(\frac{r_{eV}}{r_w}\right)$ para pozos verticales; $\Sigma = \frac{L}{h\beta} \cosh^{-1}(X) + \ln\left(\frac{h}{2\Pi r'_w}\right)$ para pozos horizontales

Fig. I.20 Eficiencia de flujo para pozos horizontales y verticales

TABLA I.5

**EJEMPLO DE COMPARACION DE EFICIENCIAS DE FLUJO. E_v Y E_H ,
PARA DIFERENTES VALORES DE s_v Y β**

s_v	E_v	E_H							
		$\beta=1$	$\beta=1.94$	$\beta=2.88$	$\beta=3.82$	$\beta=4.77$	$\beta=5.71$	$\beta=6.66$	$\beta=7.60$
1	0.89	0.96	0.93	0.91	0.90	0.89	0.88	0.87	0.87
5	0.62	0.83	0.74	0.68	0.64	0.62	0.59	0.58	0.56
10	0.44	0.70	0.59	0.52	0.47	0.44	0.42	0.41	0.39
20	0.29	0.54	0.41	0.35	0.31	0.29	0.27	0.25	0.24
$(IP_H/IP_v)_{ideal}$		3.37	2.93	2.59	2.32	2.10	1.92	1.76	1.63

Con estos datos, la identidad $E_v = E_H$ se obtiene para $\beta = 4.77$. Para índices de anisotropía menores a este valor límite, la pérdida en la productividad debido al daño de la formación es siempre más grande para un pozo vertical.

Un comportamiento bien conocido y que se puede observar en este ejemplo, es que el incremento en la productividad de un pozo horizontal con respecto a uno vertical, decrece conforme el índice de anisotropía (β) se incrementa. Los valores de E_H calculados en la Tabla I.5, muestran que aunque la pérdida de productividad es más pequeña para el pozo horizontal que para el pozo vertical, también puede ser muy importante.

1.6.4 Influencia de la Longitud del Pozo Horizontal Sobre la Eficiencia de Flujo

La Tabla I.6 proporciona las eficiencias de flujo de pozos horizontales para valores de L de 500 a 1000 pies, con los mismos datos considerados en el ejemplo anterior, excepto que ahora $\beta = 1$ y $r_{eV} = r_{eH} = 2000$ pies. Los valores calculados de E_H indican que incrementando la longitud del pozo significativamente, sólo se tiene una pequeña influencia, aun para valores grandes de sv, observándose una mayor influencia sobre la relación IP_H/IP_V .

TABLA I.6			
EJEMPLO DE LA INFLUENCIA DE LA LONGITUD HORIZONTAL DEL POZO SOBRE LA EFICIENCIA DE FLUJO E_H ($\beta = 1$)			
sv	E_H		
	L = 500 pies	L = 750 pies	L = 1,000 pies
1	0.97	0.97	0.98
5	0.86	0.89	0.90
10	0.76	0.79	0.82
20	0.61	0.66	0.69
$(IP_H/IP_V)_{ideal}$	2.82	3.38	3.89

1.6.5 Efecto del Colapso de la Formación Sobre la Eficiencia de Flujo de Pozos Horizontales

Cuando se produce a partir de una formación no consolidada, la producción de arena puede ser un problema grave. Los medios usuales para reducir este problema son el uso de un cedazo preempacado o un empacamiento de grava para estabilizar el agujero. Una formación pobremente consolidada probablemente se colapsará alrededor del cedazo, por lo tanto, llenará el espacio anular entre el cedazo y el agujero perforado. Además, la experiencia muestra que la permeabilidad del cedazo es dañada eventualmente por la acumulación de partículas finas acarreadas por los fluidos de la formación.

El IP real del pozo cuando la formación se colapsa alrededor de un cedazo o TR corta ranurada, considerando que no hay daño dentro de la formación (Fig. I.21.a), puede ser evaluado con las Ecuaciones I.34 y I.38, reemplazando a r_w por r_c y a r_s por r_w . De acuerdo a lo anterior, la eficiencia de flujo se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$E_v = \frac{\ln\left(\frac{r_{cV}}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_{cV}}{r_c}\right) + s_v} \quad (I.44)$$

y

$$E_H = \frac{\cosh^{-1}(X) + \beta\left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{2\beta}{1+\beta} \frac{h}{2\pi r_w}\right)}{\cosh^{-1}(X) + \beta\left(\frac{h}{L}\right) \left[\ln\left(\frac{2\beta}{1+\beta} \frac{h}{2\pi r_c}\right) + s_v \right]} \quad (I.45)$$

Donde:
$$sV = \left[\frac{k}{k_c} - 1 \right] \ln \left(\frac{r_w}{r_c} \right) \quad (I.46)$$

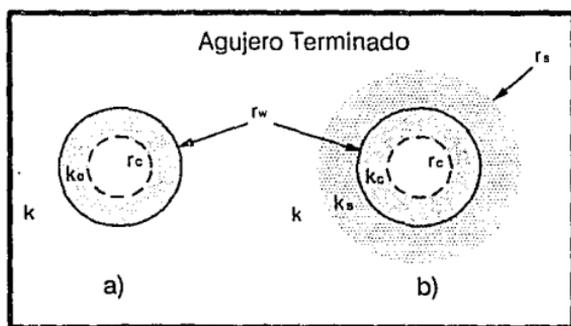


Fig. I.21 Esquema de la zona alterada alrededor del pozo: (a) formación no dañada y colapso alrededor del cedazo o TR corta ranurada, (b) formación dañada y colapso alrededor del cedazo o TR corta ranurada

Combinando los efectos de daño y colapso a la formación alrededor de un cedazo, se modifica la expresión para la eficiencia de flujo de los pozos horizontales y verticales. Considerando un yacimiento isótropo y usando las notaciones de la Fig. I.21.b, se obtiene:

$$E_V = \frac{\ln \left(\frac{r_{cV}}{r_w} \right)}{\ln \left(\frac{r_{cV}}{r_s} \right) + \frac{k}{k_s} \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) + \frac{k}{k_c} \ln \left(\frac{r_w}{r_c} \right)} \quad (I.47)$$

y

$$E_H = \frac{\cosh^{-1}(X) + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2 \pi r_w} \right)}{\cosh^{-1}(X) + \left(\frac{h}{L} \right) \Sigma 2} \quad (I.48)$$

Donde:

$$\Sigma 2 = \ln\left(\frac{h}{2 \pi r_s}\right) + \frac{k}{k_s} \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) + \frac{k}{k_c} \ln\left(\frac{r_w}{r_c}\right)$$

La Tabla I.7 muestra una aplicación de estas ecuaciones para diferentes valores de k/k_s , tomando en cuenta los siguientes datos: $r_w = 0.33$ pies, $r_c = 0.208$ pies, $r_s = 3$ pies, $k/k_c = 10$, $h = 50$ pies, $r_c = 1000$ pies (área de drenaje circular) y $L = 500$ pies.

TABLA I.7		
EFECTOS COMBINADOS DE DAÑO A LA FORMACION Y COLAPSO ALREDEDOR DE UN CEDAZO		
k/k_s	E_v	E_H
1	0.63	0.84
2	0.54	0.78
4	0.41	0.68
10	0.25	0.49

Para valores grandes de k/k_s , este ejemplo indica que la reducción de la eficiencia de flujo de un pozo vertical causada por los efectos combinados de daño y colapso alrededor de un cedazo, puede llegar a ser casi el doble que la de un pozo horizontal.

Una ventaja importante de los pozos horizontales es que la velocidad del fluido en el agujero es mucho menor que para un pozo vertical. Esto último y la poca influencia que comúnmente tiene el daño a la formación,

indican que, en muchos casos el control de arena puede no ser tan importante para la producción de pozos horizontales como lo es para los verticales.

La posibilidad de producir arena se reduce por las escasas fracciones de agua, pequeños abatimientos de presión y las bajas velocidades de los fluidos que se presentan en los pozos horizontales.

I.7 PRODUCTIVIDAD EN POZOS HORIZONTALES CON FRACTURAS

Para estudiar el incremento de la productividad que se puede esperar en presencia de fracturas verticales, se han utilizado los resultados de un simulador numérico de diferencias finitas, que resuelve las ecuaciones de flujo en régimen pseudo-estacionario para pozos y fracturas localizados en un área cerrada.

El arreglo seleccionado se presenta en la Fig. I.22. El pozo horizontal infinito está localizado en la mitad del área de drene cuadrada y se supone que las fracturas son planos verticales que cruzan la totalidad de la altura del yacimiento, con una longitud más pequeña que el ancho del área de drene, que es igual a "L". El ancho del área de drene es ocho veces la altura "h".

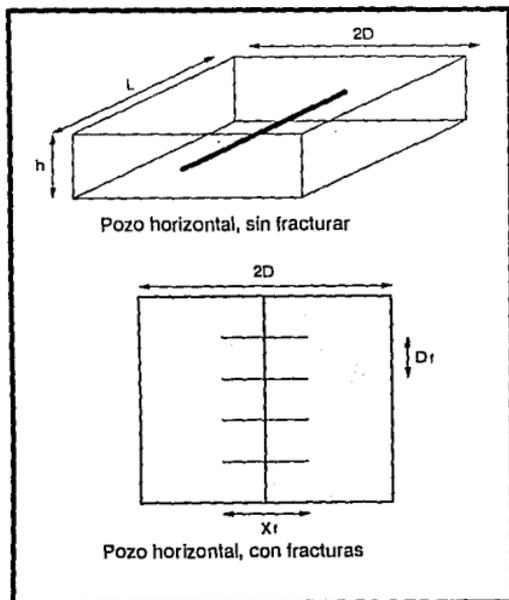


Fig. 1.22 Pozo horizontal infinito localizado en un área de drenaje cuadrada

La productividad de una fractura con penetración vertical total y con la misma longitud que un pozo horizontal, es más grande que la del pozo, debido al flujo lineal que se presenta en la fractura, en lugar del flujo radial alrededor del pozo. Un pozo horizontal que cruza fracturas verticales perpendiculares a su eje se beneficia impresionantemente por este efecto.

En la Fig. I.23 se muestra el incremento de productividad que se puede esperar de las fracturas. Este incremento se presenta como la relación de la productividad del pozo horizontal que atraviesa las fracturas, con respecto a la productividad del mismo pozo, pero en un medio homogéneo y se grafica contra la longitud adimensional de la fractura. Las diferentes curvas corresponden al número de fracturas atravesadas.

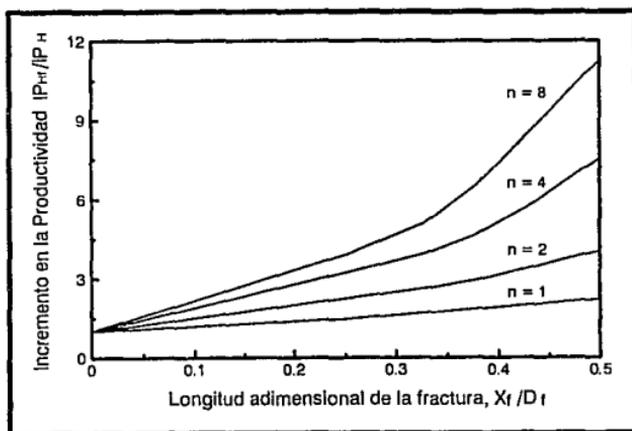


Fig. I.23 Incremento de la productividad con un pozo horizontal fracturado vs. longitud adimensional y número de fracturas

Un pozo vertical en la misma área de drenaje cruzaría cuando mucho una fractura. Cuando el pozo horizontal cruza una fractura, el incremento de la productividad no excedería de 1.5 para la máxima longitud de fractura estudiada de 0.5D. En este caso, el agujero todavía participa en el flujo. Cuando el pozo horizontal cruza ocho fracturas, se alcanza un

incremento de productividad de doce. En esta situación, la mayor parte de la producción proviene de las fracturas.

Esto resalta la importancia de los pozos horizontales en términos de productividad. Cuando las condiciones geológicas del campo son bien conocidas, el pozo puede ser orientado perpendicular a las fracturas principales y así obtener grandes incrementos del Índice de Productividad.

I.8 CONIFICACION EN POZOS HORIZONTALES

En problemas de flujo multifásico, los pozos horizontales tienen dos ventajas importantes sobre los pozos verticales. Primero, al proporcionar una productividad más alta, implica que se puede obtener el mismo gasto con un abatimiento de presión menor. Segundo, el pozo horizontal puede ser perforado a lo largo de la cima de la formación y se puede optimizar la distancia entre los intervalos productores y el contacto agua-aceite. Bajo estas condiciones, los pozos horizontales no sólo incrementan la producción de aceite, sino que también reducen las tendencias de conificación de agua y/o gas.

Las Figs. I.24 y I.25 muestran esquemáticamente la conificación de gas y agua respectivamente, para pozos horizontales y verticales.

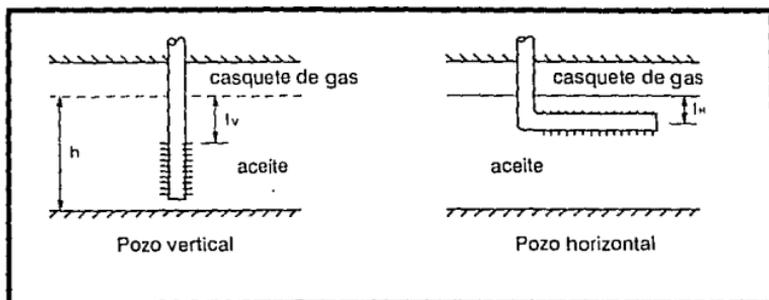


Fig. 1.24 Esquema de la conificación de gas para pozos horizontales y verticales

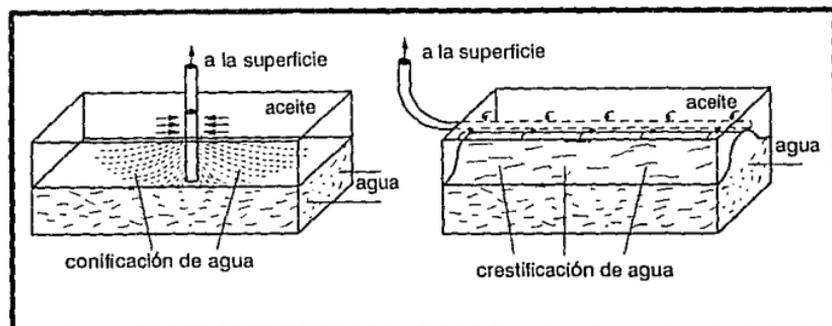


Fig. 1.25 Esquema de la conificación de agua para pozos horizontales y verticales

El problema de conificación se presenta en campos productores cuyos pozos se encuentran disparados por encima del contacto agua-aceite o por debajo del contacto gas-aceite. En tales casos, cuando el pozo produce a grandes gastos, la fase con mayor movilidad, ya sea de gas o agua, tiende a canalizarse hacia los disparos, es decir, irrumpe a través del aceite y se tendrá una producción bifásica.

La producción de aceite después de la irrupción del agua o del gas, puede llegar a ser despreciable para los casos en que se tengan altos contrastes de movilidades entre el aceite y gas o entre el aceite y agua.

En algunos casos, existe un "gasto crítico" debajo del cual la producción se mantiene libre de agua o gas, estos casos, son aquellos en los que se puede encontrar una condición de frontera en régimen estacionario. Las condiciones reales de los campos no están en régimen estacionario, pero el tiempo para que se de la irrupción debido a gastos excesivos es mucho menor que aquel que se presenta para la condición de frontera.

El comportamiento de este fenómeno dependerá de las condiciones de frontera, las cuales pueden ser:

1. Elevación constante de la interfase a una distancia finita
2. Condiciones de frontera superficial libre (velocidad dirigida hacia la fuente a una distancia dada)
3. Potencial constante en la zona de gas o agua

Las condiciones de un campo nunca están definidas con precisión, pero en un momento dado se pueden representar aproximadamente, por alguna de las siguientes condiciones:

- La primera condición de frontera se caracteriza mediante un pozo aislado, con un gasto pequeño en proporción al volumen del campo, que tiene un acuífero lateral muy fuerte que mantiene la presión

- La segunda condición se puede representar con un pozo produciendo a un gasto grande en proporción al volumen del aceite "in-situ", tal que la velocidad vertical del contacto agua-aceite es considerable
- La tercera condición se adapta a un pozo disparado por encima del contacto agua-aceite y rodeado por otros pozos productores

Algunos estudios experimentales muestran que el gasto crítico depende sólo ligeramente de la primera y tercera condición de frontera. Sin embargo, esto dependerá de algunos parámetros que describen al sistema, los cuales se pueden presentar en forma adimensional y se muestran a continuación:

- Radio adimensional de drene

$$r_{eD} = \frac{r_c}{h} \sqrt{\frac{kV}{kH}}$$

- Penetración adimensional del pozo

$$h_{pD} = \frac{h_p}{h}$$

- Radio adimensional del pozo

$$r_{wD} = \frac{r_w}{h} \sqrt{\frac{kV}{kH}}$$

- Relación de movilidades

$$M = \frac{k_{rv} / \mu_w}{k_{ro} / \mu_o}$$

- Número de Reynolds

$$N = \frac{\mu q}{g h kH r_e}$$

Se han encontrado soluciones analíticas al problema del gasto crítico para el caso de un pozo horizontal infinito, con diferentes tipos de condiciones de frontera, estas condiciones se presentan a continuación:

- Primera condición: La solución desprecia la restricción del flujo debido a agua inmóvil en el cono, lo cual da una evaluación optimista del gasto crítico
- Segunda condición: Con un pozo horizontal perforado en la cima del yacimiento, el gasto crítico es casi independiente del radio de drene y la altura del aceite (h), es difícil de seleccionar (Fig. I.26). Esto se debe a la suposición de que una superficie libre está a una gran distancia. Por lo tanto, estas soluciones no se deben usar para valores pequeños de radio adimensional de drene

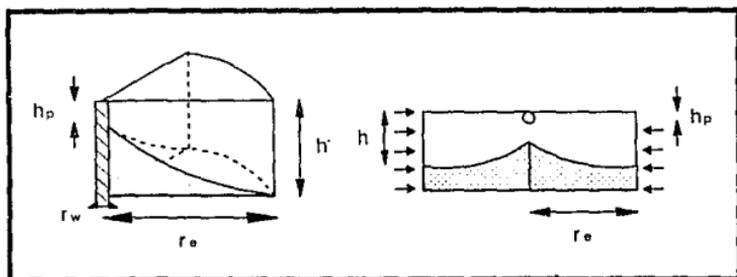


Fig. I.26 Conificación en pozos horizontales y verticales

Para las condiciones anteriores, se han propuesto las siguientes ecuaciones para el cálculo del gasto crítico, las cuales proporcionan resultados muy similares.

Efros:

$$q_c = \frac{kH \Delta \rho g h^2}{\mu B \left(D + \sqrt{D^2 + \frac{h^2}{3}} \right)} \quad (I.49)$$

Giger:

$$q_c = \frac{kH \Delta \rho g h^2}{\mu B D} \left(1 - \frac{1}{6} \left(\frac{h}{D} \right)^2 \right) \quad (I.50)$$

- Tercera condición: Es posible estimar el valor del gasto crítico para un pozo horizontal infinito durante un empuje hidráulico, suponiendo la

altura de la zona de aceite y una distribución de potenciales, aunque en sentido estricto, no es un gasto crítico verdadero. La ecuación que se puede aplicar para esta condición es la siguiente:

$$q_c = \frac{3 k_H \Delta \rho g D}{2 \mu B} \left[\sqrt{1 + \frac{16 h^2}{3 D^2}} - 1 \right] \quad (1.51)$$

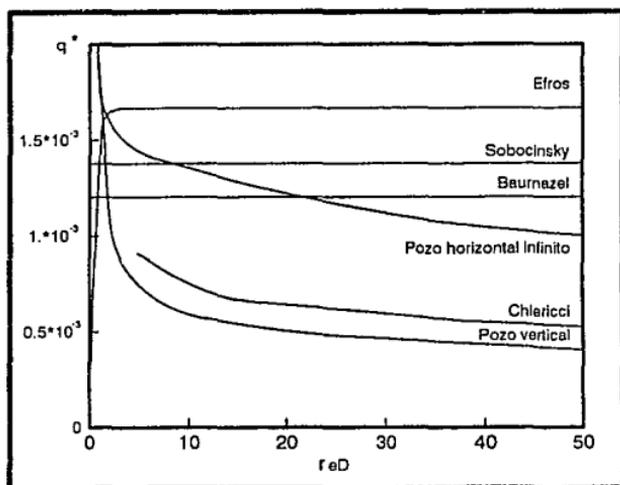
Los resultados de los cálculos analíticos se comparan con los resultados de un simulador numérico, el cual resuelve el problema de equilibrio del cono considerando su altura constante, a una distancia finita (primera condición de frontera).

Esta comparación entre un pozo vertical y un horizontal infinito se presenta para gastos críticos y para la recuperación de aceite, en las Figs. I.27 y I.28, respectivamente. Los resultados se grafican como una función del radio adimensional de drene y el gasto crítico se presenta en forma adimensional. Los valores reales se calculan como se indicó, utilizando el contraste de densidades en Kg/lt, k_H en mD, viscosidad en mPa*s y la longitud en m para obtener el gasto en m³/día.

En las Figs. I.27 y I.28 se observa que los resultados tienen un comportamiento anormal para valores bajos del radio adimensional de drene (r_{eD}). Esto se debe a que conforme la altura sea más grande que el radio de drene, la condición de frontera se vuelve menos real y las soluciones son absurdas, puesto que el cono debe permanecer fijo en la frontera, con una tangente horizontal en el punto donde se tenga el potencial constante. Para verificar la validez de los parámetros

adimensionales, se variaron todos los parámetros, comprobándose así que el simulador numérico y el análisis dimensional son consistentes.

Para obtener los resultados de los pozos vertical y horizontal infinito, se consideró el mismo volumen drenado. Estos resultados mostraron que el gasto crítico del pozo horizontal es dos o tres veces más grande que el del pozo vertical.



$$q_c = q^* \cdot \frac{h^2 k_{rt} \Delta p}{\mu_o B}$$

Fig. I.27 Comparación de algunas predicciones del gasto crítico, para un pozo horizontal y uno vertical

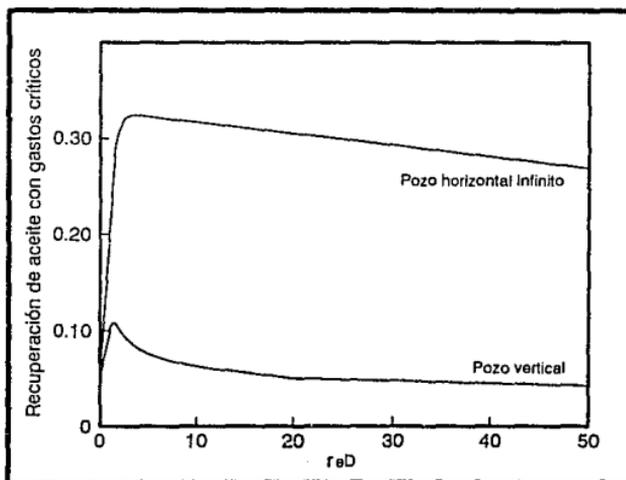


Fig. 1.28 Eficiencia de barrido con gastos críticos

En términos de eficiencia de barrido, se observa un incremento de más de tres veces, lo cual es fácil de entender si se tiene en cuenta que el pozo vertical eleva un "cono" y el pozo horizontal eleva una "cresta" con casi la misma sección lateral del cono, pero extendida bajo toda la longitud de drene (Fig. 1.25). El volumen de un cono de altura $(h - h_p)$ y de base r es:

$$V_v = \frac{1}{3} \Pi r^2 (h - h_p)$$

el cual representa únicamente una pequeña porción del cilindro de radio r y altura h . El volumen de la cresta con el mismo ancho del cono en su base, de longitud L y suponiendo que la cresta está compuesta de un prisma con medios conos en los extremos es:

$$V_H = V_v + L r (h - h_p)$$

Por ejemplo, considerando los siguientes valores:

$$\begin{aligned} h &= 100 \text{ m}, & h_p &= 10 \text{ m} \\ r &= 150 \text{ m}, & L &= 400 \text{ m} \end{aligned}$$

se obtiene una relación de 3.5 entre los volúmenes V_v y V_H , comprobándose así la validez de los resultados obtenidos. Los resultados también muestran que en el rango estudiado, para penetraciones adimensionales del pozo vertical de 1 a 20%, los radios adimensionales del pozo de 0.001 a 0.01 no tienen una influencia notable.

El mismo simulador, se utilizó para conocer los gastos críticos en geometrías más complicadas. Los casos estudiados son los siguientes:

- Efecto de una longitud de drene limitada: La geometría es la misma que para el caso de un agujero de drene infinito, es decir, un área de drene cuadrada con potencial constante en las fronteras paralelas al drene como se muestra en la Fig. I.2.d. El modelo de malla que era únicamente de dos dimensiones para el caso de un drene infinito, ahora es tridimensional y el drene está disparado solamente en una porción de su longitud. Las simulaciones se desarrollaron utilizando, los siguientes datos:

$$\begin{aligned} r_{eD} &= 40 & D &= 400 \text{ m}, & h &= 10 \text{ m} \\ \mu_o &= 1 \text{ mPa}\cdot\text{s} & \Delta p &= 0.2 \text{ Kg/lt} \end{aligned}$$

Los resultados se grafican en la Fig. 1.29 y muestran que el incremento en el gasto crítico es substancial para una longitud de drenaje pequeña, pero no varía mucho para longitudes grandes.

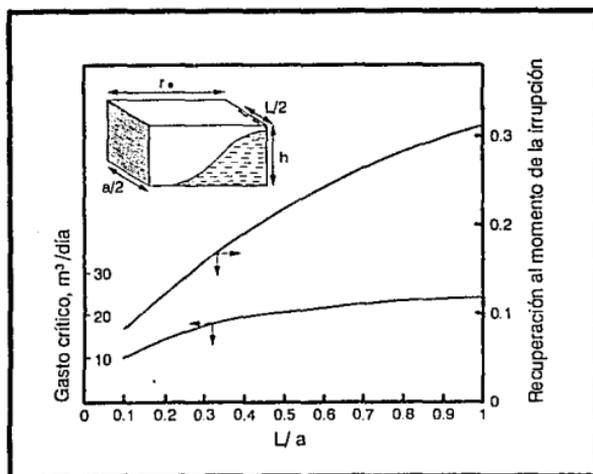


Fig. 1.29 Gasto crítico y eficiencia de barrido para un pozo horizontal infinito

Por el contrario, la eficiencia de recuperación siempre es sensible a la longitud del pozo. Esto se puede entender fácilmente si se tiene en cuenta la consideración geométrica que se expuso sobre los conos y crestas.

- Comparación entre agujeros de drenaje verticales y horizontales: Se hizo una comparación entre cuatro agujeros de drenaje horizontales de 10 m de longitud cada uno, formando una cruz cuadrada, y un pozo con cuatro agujeros de drenaje verticales con la misma distancia de

10 m hacia el centro (esto podría presentarse, si se tiene un punto de desviación para agujeros de drene localizado por encima de la cima del yacimiento)

La longitud de los lados del área de drene cuadrada fue variada desde 100 a 500 m, los valores de los otros parámetros fueron los mismos que para el caso anterior. Los resultados de gasto crítico y de la eficiencia de recuperación para ambas configuraciones, mostraron una similitud sorprendente. La explicación de esto puede ser el tamaño pequeño de la cruz, que hace al cono muy plano en el cuadro entre los cuatro agujeros de drene. El gasto crítico de este pozo con sus cuatro agujeros de drene de 10 m cada uno, es aproximadamente igual a tener sólo un pozo horizontal de 40 m en la misma área de drene, pero su recuperación es más pequeña.

I.9 COMPORTAMIENTO DESPUES DE LA IRRUPCION EN POZOS HORIZONTALES

Para representar la situación de un pozo localizado en un área de drene delimitada por los pozos vecinos, se escogió el caso de empuje de agua. Esta parte del estudio se desarrolló utilizando los resultados de un simulador numérico tridimensional de tres fases.

Los parámetros investigados incluyeron la relación de movilidades, gasto y radio de drene. En ausencia de presión capilar, el análisis dimensional del problema permite presentar los resultados usando los parámetros

adimensionales anteriormente definidos (r_{eD} , h_{pD} , r_{wD} , M y N). La producción adimensional acumulativa de aceite es:

$$N_{pD} = \frac{q t}{r_e^2 h \phi (1 - S_{or} - S_{wi})}$$

1.9.1 Influencia de la Relación de Movilidades

Los resultados de la Tabla I.8, muestran que se tienen diferentes comportamientos para relaciones de movilidades favorables y desfavorables. En todos los casos, al momento de la irrupción del agua, la recuperación del pozo vertical es menor que la del pozo horizontal, por factores de 1.5 a 3 ($M = 0.5$) o incluso de 8 para relaciones de movilidades muy altas.

En casos de movilidad favorable, esta ventaja del pozo horizontal no se mantiene hasta el final, ya que las recuperaciones finales para pozos verticales y horizontales son casi las mismas. Puesto que el desplazamiento es muy estable debido a la movilidad y la gravedad, estas recuperaciones son muy buenas.

Cuando la relación de movilidades es desfavorable, la ventaja no se mantiene como una proporción, pero la producción de aceite durante el periodo de la producción bifásica es casi la misma para los dos pozos. Por lo tanto, desde el momento de la irrupción el pozo horizontal mantendrá la misma ventaja hasta el final.

Después de la irrupción del agua, aun con una relación de movilidades de 400, la producción de aceite continúa (entre 1 y 12%), aunque esto requiere un largo tiempo, debido a la alta relación agua-aceite. Esto es una consecuencia de la fuerte influencia del acuífero, el cual al mantener la presión permite la producción.

TABLA I.8
COMPARACION DE LA RECUPERACION FINAL Y AL MOMENTO DE LA IRRUPCION ENTRE UN POZO VERTICAL Y UNO HORIZONTAL INFINITO CON EMPUJE DE AGUA, CONSIDERANDO GASTO SUPERCRITICO

Parámetros generales	Tipo de pozo	q/q_c	Recuperación de aceite al momento de la irrupción del agua	Recuperación de aceite teniendo una fracción de agua de 80%
$M = 0.5$ $k = 200 \text{ mD}$ $D = 100 \text{ m}$	V	1.6	37.5	84.1
	H	2.2	55.2	85.3
	H	9.0	52.7	84.0
$M = 0.5$ $k = 200 \text{ mD}$ $D = 200 \text{ m}$	V	10.2	14.1	77.1
	H	9.8	36.6	78.8
$M = 10$ $k = 1000 \text{ mD}$ $D = 200 \text{ m}$	V	10.2	10.2	29.7
	H	9.8	31.5	39.5
$M = 10$ $k = 1000 \text{ mD}$ $D = 400 \text{ m}$	V	13.5	0.7	11.0
	H	10.7	5.2	31.0
$M = 200$ $k_H = 1000 \text{ mD}$ $k_V = 100 \text{ mD}$ $D = 400 \text{ m}$	V	21.0	0.13	1.5
	H	21.0	1.07	11.8
	V	42.0	0.13	1.2
	H	42.0	0.87	6.3

1.9.2 Influencia del Gasto

Los gastos fueron ajustados para cada simulación a una relación constante con respecto al gasto crítico, predeterminado por el simulador de régimen estacionario antes mencionado. Se utilizaron los resultados de algunas corridas con diferentes gastos. En el caso de movilidad favorable, considerando 2 y 10 veces el gasto crítico, no se observó gran sensibilidad. En el caso de movilidad desfavorable ($M = 200$), los pozos horizontales mostraron una disminución en la recuperación final, de 11.8 a 6.3%, conforme el gasto se incrementó de 21 a 42 veces el gasto crítico (Tabla 1.8). Esto mostró que hubo una influencia favorable de la gravedad para mejorar la eficiencia de barrido aun con estos gastos.

1.9.3 Influencia del Radio de Drene

En esta configuración con empuje de agua, el contacto agua-aceite va subiendo hacia las fronteras conforme se produce el aceite. Es de esperarse que conforme el radio adimensional sea menor, la eficiencia de barrido será mayor, debido a que la interferencia entre pozos causa un mayor desplazamiento vertical.

En los casos de movilidad favorable, el incremento del radio causa que la recuperación al momento de la irrupción decrezca, pero las recuperaciones finales son menos sensibles a esta influencia. Para los casos de movilidad desfavorable, el comportamiento es el mismo aunque más notable.

1.10 EFICIENCIA AREAL DE BARRIDO EN POZOS HORIZONTALES

El incremento de la eficiencia horizontal de barrido es otra ventaja obtenida mediante el uso de pozos horizontales. Muchos yacimientos producen mediante inyección de agua utilizando patrones de inyección regulares, como el de cinco puntos o el de empuje lineal directo. Si el estrato productor es delgado y el patrón de inyección se encuentra lejos del contacto agua-aceite o gas-aceite, la recuperación de aceite es casi proporcional al área barrida.

En la mayoría de los casos, la eficiencia areal de barrido de tales patrones no es la máxima, especialmente en aquellos que consideran áreas de drenaje rectangulares, surgiendo así la idea de incrementar la eficiencia areal de barrido mediante el uso de pozos horizontales productores o inyectoras. La ventaja principal es que la orientación del pozo puede ser seleccionada de acuerdo al patrón de flujo, para maximizar el área de barrido.

El incremento de la eficiencia areal de barrido ha sido ampliamente estudiado en el caso de fracturas naturales o inducidas y los resultados pueden ser aplicados directamente a pozos horizontales si el estrato no es muy grueso, de tal manera que el flujo pueda ser considerado como plano. La eficiencia del empuje lineal directo se determina utilizando los resultados de un simulador numérico de tubo de corriente y se verifica con las soluciones analíticas conocidas para una relación de movilidades unitaria.

A continuación se analiza un ejemplo de eficiencia areal de barrido considerando un patrón de empuje lineal directo, el cual ha demostrado ser favorable para pozos horizontales. La recuperación depende de la forma del patrón, la cual en el caso de pozos verticales, está en función de la relación D/a , donde "D" es la distancia entre la línea de pozos inyectoras y la de productores, y "a" es la distancia entre dos pozos adyacentes del mismo tipo.

El patrón que incluye pozos horizontales perforados en los ejes de las líneas de los pozos productores e inyectoras, tiene una eficiencia de barrido que depende de la relación L/a , donde "L" es la longitud de drenaje y "a" es la distancia entre pozos. Se estudiaron dos casos, el primero con una relación de movilidades unitaria y el segundo con relación de movilidades desfavorable.

Para el caso con relación de movilidades unitaria se puede usar un simulador de tubo de corriente, debido a que las líneas de corriente de flujo no cambian durante la inyección (Fig. I.30). Bajo esta consideración y usando tubos con igual gasto de flujo, la recuperación al momento de la irrupción de agua, se puede calcular a partir del volumen poroso del tubo más corto sin tener que calcular el desplazamiento.

Los resultados presentados en la Fig. I.30, muestran una gran concordancia con las soluciones analíticas obtenidas para pozos verticales. También muestra que tener un pozo horizontal de longitud pequeña no incrementa la eficiencia de barrido. Por supuesto, para una penetración total ($L/a = 1$) la eficiencia de barrido alcanza un 100%, pero

analizando qué sucede para penetraciones entre 0 y 1, el máximo incremento en la recuperación se obtiene para penetraciones alrededor del 50%.

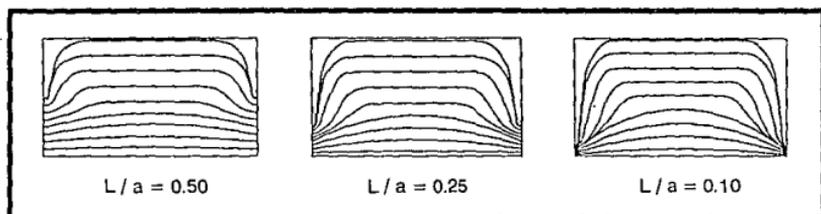


Fig. 1.30 Líneas de corriente en un patrón de empuje lineal directo, con relación de movilidades unitaria, para diversas longitudes de drenaje

En el caso de relación de movilidades desfavorable se utilizaron los resultados de un simulador numérico estándar de diferencias finitas, bifásico agua-aceite. Los resultados de este simulador para las relaciones de movilidades unitaria, fueron coherentes con los obtenidos utilizando el de tubo de corriente (Fig. I.31). Para relaciones de movilidades de 10 y 100, los resultados mostraron que el incremento en la eficiencia de barrido puede ser notable incluso para penetraciones de drenaje pequeñas de 10 ó 20%.

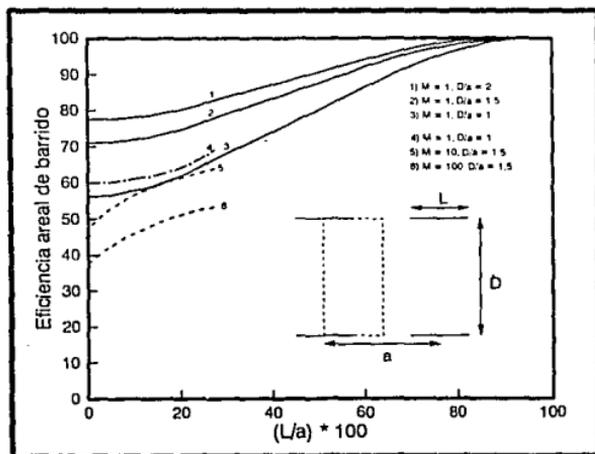


Fig. I.31 Incremento en la eficiencia areal de barrido con un patrón de empuje lineal directo vs. longitud adimensional de dren

NOMENCLATURA

A	Area
a	Extensión del volumen de drene, paralela al pozo horizontal
a'	Mitad del eje mayor de la elipse de drene
b	Extensión del volumen de drene, perpendicular al pozo horizontal
B	Factor de volumen
CH	Factor de forma
D	Distancia entre dos líneas de pozos horizontales o distancia a la frontera con potencial constante
Dr	Distancia entre fracturas
d	Distancia horizontal entre el centro del agujero de drene y el centro del área drenada
E	Eficiencia de flujo
EH	Eficiencia de flujo de un pozo horizontal
Ev	Eficiencia de flujo de un pozo vertical
e	Excentricidad del pozo (distancia entre la mitad del estrato y la mitad del eje del pozo horizontal)
FR	Relación de reemplazamiento
g	Aceleración de la gravedad
H	Horizontal
h	Altura o espesor del yacimiento
hd	Altura adimensional escalada del yacimiento $= (h / L_x) \sqrt{k_x / k_z}$
hp	Altura de los disparos

h_{pD}	Penetración adimensional del pozo
IP	Indice de Productividad
IP _H	Indice de Productividad de un pozo horizontal
IP _{Hf}	Indice de Productividad de un pozo horizontal fracturado
IP _{ideal}	Indice de Productividad sin daño ($s = 0$)
IP _{real}	Indice de Productividad con daño ($s \neq 0$)
IP _s	Indice de Productividad de un pozo desviado
IP _v	Indice de Productividad de un pozo vertical
IP _{vf}	Indice de Productividad de un pozo vertical fracturado
k	Permeabilidad del medio poroso
k _c	Permeabilidad en la zona colapsada
k _H	Permeabilidad efectiva horizontal, $k_H = \sqrt{k_x k_y}$
k _o	Permeabilidad efectiva al aceite
k _{rw}	Permeabilidad relativa al agua
k _{ro}	Permeabilidad relativa al aceite
k _s	Permeabilidad en la zona dañada
k _v	Permeabilidad vertical = k_z
k _x	Permeabilidad en la dirección-x
k _y	Permeabilidad en la dirección-y
k _z	Permeabilidad en la dirección-z
L	Longitud horizontal del pozo
L _i	Mitad de la longitud del segmento abierto i
L _p	Mitad de la longitud total abierta del pozo, $L_p = \sum_{i=1}^{n_p} L_i$
L _x	Longitud del lado-x, de la región de drene
L _y	Longitud del lado-y, de la región de drene

$L_{1/2}$	Mitad de la longitud de un pozo totalmente abierto
l_H	Distancia entre la interfase gas-aceite y el pozo horizontal
l_v	Distancia entre la interfase gas-aceite y la cima de los disparos del pozo vertical
M	Relación de movilidades
N	Número de Reynolds
N_{pD}	Producción adimensional acumulativa de aceite
n	Número de agujeros de drenaje
n_p	Número de secciones abiertas
P	Presión
\bar{P}	Presión media
P_h	Presión hidrostática
P_{ID}	Presión adimensional de afluencia
\bar{P}_R	Presión promedio en el volumen de drenaje del pozo
$\bar{P}(t)$	Presión promedio del yacimiento a un tiempo t
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo promedio del pozo
$P_w(t)$	Presión del pozo a un tiempo t
P_{xyD}	Presión adimensional en el plano (x-y)
q	Gasto
q_c	Gasto crítico
r_e	Radio de drenaje
r_c	Radio de la zona colapsada alrededor del pozo
r_{eD}	Radio adimensional de drenaje
r_{eH}	Radio de drenaje de un pozo horizontal
r_{eV}	Radio de drenaje de un pozo vertical
r_s	Radio de drenaje de la zona dañada

r_w	Radio del pozo
r_{we}	Radio efectivo del agujero
r_{wD}	Radio adimensional del pozo
s	Daño de la formación
s_f	Daño debido al cambio de la permeabilidad de la formación del pozo
s_H	Daño en la vecindad de un pozo horizontal
s_m	Daño mecánico
S_{or}	Saturación de aceite residual
s_R	Daño producido por penetración parcial, la cual ocurre cuando $L < a$
s_V	Daño de un pozo vertical
S_{wi}	Saturación de agua congénita
S_{zD}	Daño adicional debido a que el pozo no tiene penetración total en la formación
t	Tiempo
u	Variable ficticia
V	Vertical
X	Parámetro que depende de la forma y dimensiones del área de drenaje del pozo
X_f	Longitud de la fractura
x, y, z	Coordenadas direccionales
x_i	Distancia a partir del centro de cualquier segmento i a la frontera en $x = 0$
x_0, y_0, z_0	Coordenadas del centro del pozo
x_w	Distancia desde la frontera izquierda a un punto de referencia en el pozo, punto medio entre extremos abiertos

y_w	Distancia del pozo a la frontera en $y = 0$
y_0	Localización del punto medio a lo largo de la longitud del pozo = $(y_1 + y_2)/2$
y_1	Coordenada "y" del inicio del pozo
y_2	Coordenada "y" del final del pozo
z_w	Distancia del pozo a la frontera en $z = 0$
z_wD	Distancia adimensional del pozo a la frontera en $z = 0$

Símbolos Griegos

β	Índice de anisotropía = $\sqrt{kH / kV}$
ΔP_s	Caída de presión a través de la zona dañada
ΔP_{wf}	Caída de presión de fondo fluyendo
$\Delta \rho$	Contraste de densidades
δ	Distancia vertical desde el pozo horizontal hasta la mitad del yacimiento
ρ	Gravedad específica
μ	Viscosidad del fluido
μ_o	Viscosidad del aceite
μ_w	Viscosidad del agua
ϕ	Porosidad



TERMINACIONES PARA POZOS HORIZONTALES

La terminación de un pozo petrolero es el conjunto de operaciones que se realizan para comunicar a la formación productora con la superficie. Su principal objetivo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo, para lo cual deben emplearse técnicas y equipos adecuados a las características del yacimiento.

En la planeación de la terminación se deben considerar entre otros aspectos, los costos iniciales, la producción en la etapa fluyente de la vida del pozo, las condiciones del pozo a largo plazo previendo futuras reparaciones y la instalación de sistemas artificiales de producción. Otras de las características que afectan la terminación de un pozo son la permeabilidad de la formación y la presencia de fracturas naturales. Por ejemplo, para un yacimiento isótropo de alta permeabilidad, la dirección de la sección horizontal puede no tener importancia y la terminación con TR cementada puede ser reemplazada por la terminación con agujero descubierto o bien por una TR corta ranurada.

A los pozos horizontales localizados en formaciones compactas, es necesario estimularlos para eliminar el daño a la formación e incrementar su productividad. Para poder controlar las fracturas inducidas en estos pozos, se requiere que sean terminados con TR cementada. A diferencia

del fracturamiento en pozos verticales, las fracturas en los pozos horizontales pueden inducirse a lo largo, inclinadas o perpendiculares a la sección horizontal. La orientación de la fractura va a depender de la dirección del esfuerzo mínimo.

Si la formación productora tiene fracturas naturales, la orientación de la sección horizontal es muy importante para que el pozo pueda intersectar el máximo número de fracturas. La obtención de núcleos orientados en la sección vertical del pozo, estando en la formación objetivo, proporcionará tal información.

Para el caso de un pozo horizontal perforado en calizas naturalmente fracturadas, éste debe intersectar el mayor número de fracturas a lo largo de su sección y como éstas son zonas ladronas, el daño a la formación es mayor. En consecuencia, se debe planear una estimulación matricial para remover dicho daño y reacondicionar las fracturas. La remoción del daño en las fracturas puede requerir grandes cantidades de ácido, incrementando el costo de la intervención, por el alto valor de los aditivos y de los fluidos estimulantes.

Además de realizarse una estimulación selectiva, se emplearán mayores volúmenes de fluidos desviadores para que el tratamiento sea exitoso en las zonas con más daño o con menos permeabilidad.

II.1 TÉCNICAS DE PERFORACION DE POZOS HORIZONTALES

Las técnicas de perforación de los pozos horizontales se pueden clasificar en cuatro grandes categorías (Fig. II.1), dependiendo del radio de curvatura requerido para cambiar la dirección del pozo de vertical a horizontal.

Estas cuatro categorías son:

- Radio de curvatura largo
- Radio de curvatura medio
- Radio de curvatura corto
- Radio de curvatura ultracorto

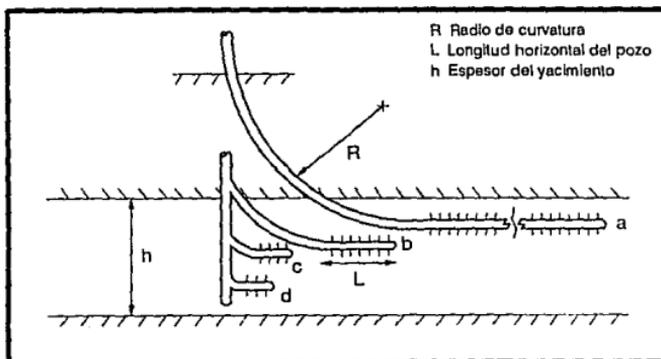


Fig. II.1 Técnicas de perforación de pozos horizontales:
a) Radio de curvatura largo, b) Radio de curvatura medio, c) Radio de curvatura corto, d) Radio de curvatura ultracorto

II.1.1 Radio de Curvatura Largo

En esta técnica de perforación se emplea un radio de curvatura de 600 a 2000 pies. Se utiliza para perforar pozos nuevos con longitudes horizontales de 500 a 3000 pies. Se aplica cuando se requiere alcanzar objetivos alejados de la localización superficial, por ejemplo, en plataformas de perforación costa afuera, localizaciones remotas y/o abruptas, así como en zonas inaccesibles o yacimientos ubicados bajo ciudades.

Las ventajas de perforar pozos horizontales con esta técnica de perforación son:

- Los pozos pueden ser nucleados, registrados y estimulados
- Pueden ser cementados y disparados selectivamente
- Se puede realizar una terminación selectiva, para permitir la producción únicamente de las zonas de aceite y cerrar zonas que produzcan altas fracciones de agua o gas
- Se pueden llevar a cabo terminaciones en grandes extensiones: Terminación en agujero descubierto, con TR corta ranurada, TR corta cementada y TR con empacadores externos
- Se pueden emplear todos los sistemas artificiales de producción

Una de las grandes desventajas de esta técnica de perforación, es que debido a la gran longitud de la sección horizontal, se atraviesan gran cantidad de formaciones sin aislar, pudiendo ocasionar problemas en formaciones inestables o problemáticas.

II.1.2 Radio de Curvatura Medio

El radio de curvatura para cambiar la dirección de vertical a horizontal con esta técnica de perforación, es de 300 a 500 pies. Se utiliza para perforar pozos con longitudes horizontales de 1000 a 1500 pies.

Esta técnica de perforación puede ser más económica cuando se emplea en yacimientos fracturados, con problemas de conificación de agua y/o gas, en formaciones de baja permeabilidad, en yacimientos con poca energía y en formaciones de poco espesor.

Las ventajas de esta técnica de perforación son:

- Se reducen las limitaciones de la profundidad vertical necesaria para alcanzar el yacimiento
- Se tiene menos longitud abierta al flujo en comparación con los pozos de radio largo
- Muchas zonas problemáticas se pueden perforar en la sección vertical y ser revestidas antes de perforar la zona crítica de curvatura y empezar la horizontal
- Con esta técnica de perforación se pueden llevar a cabo la mayoría de los sistemas artificiales de producción

Los pozos de radio de curvatura medio se pueden perforar en pozos verticales ya existentes (agujeros de drene).

Las ventajas de perforar un agujero de drene son:

- Se reducen los costos con respecto a perforar un pozo nuevo
- En yacimientos de poco espesor donde el control de la desviación es crítico, se tiene un conocimiento exacto de la zona de interés

Una de las desventajas que se tiene con esta técnica de perforación es la limitación de la longitud de la sección horizontal perforada.

II.1.3 Radio de Curvatura Corto

En esta técnica de perforación, el radio de curvatura es de 20 a 40 pies y la longitud del agujero de drenaje es de 200 a 700 pies. El diámetro del agujero de drenaje varía de $4\frac{1}{2}$ a $6\frac{3}{4}$ pg. La porción horizontal normalmente se termina ya sea con agujero descubierto o TR corta ranurada. Los pozos de radio de curvatura corto se perforan a partir de pozos verticales ya existentes. Esta técnica se aplica en yacimientos con baja permeabilidad, naturalmente fracturados y para formaciones irregulares. Se tiene la ventaja de que se pueden perforar varias secciones horizontales desde un mismo pozo, a diferentes profundidades.

La mayor limitación en esta técnica de perforación es el tamaño del agujero. Otra, es que no ofrece la opción de las terminaciones selectivas, por consiguiente, no es posible aislar ciertas zonas productoras. Esto puede causar dificultades en casos donde las fracturas que intersectan el agujero de drenaje están en comunicación directa ya sea con un casquete de gas o un acuífero.

II.1.4 Radio de Curvatura Ultracorto

Para esta técnica de perforación, el radio de curvatura es de uno a dos pies y la longitud del agujero de drene es de 100 a 200 pies. El diámetro del agujero de drene varía de 1½ a 2½ pg. Usualmente se perforan dos o más agujeros de drene, en forma radial. Para el control de arena, los agujeros de drene se terminan utilizando tubería de producción ranurada o empacamiento de grava.

Esta técnica se emplea en formaciones suaves con fácil penetración, tales como arenas. La estabilidad e integridad del agujero son las principales preocupaciones.

La Tabla II.1 presenta en forma resumida algunas de las características de las técnicas de perforación mencionadas.

TABLA II.1				
CARACTERISTICAS DE LAS TECNICAS DE PERFORACION				
TECNICA	RADIO DE CURVATURA (pies)	LONGITUD DEL POZO (pies)	TERMINACION	REGISTRO
Radio largo	600 - 2000	500 - 3000	-Agujero descubierto -TR corta ranurada -TR corta cementada -TR con empacadores externos	si
Radio medio	300 - 500	1000 - 1500	-Agujero descubierto -TR corta ranurada -TR corta cementada -TR con empacadores externos	si
Radio corto	20 - 40	200 - 700	-Agujero descubierto -TR corta ranurada	no
Radio ultracorto	1 - 2	100 - 200	-Tubería de producción ranurada -Empacamiento de grava	no

II.2 TIPOS DE TERMINACION PARA POZOS HORIZONTALES

En la planeación de un pozo horizontal se debe considerar el tipo de terminación que éste tendrá. Su diseño debe ser específico, de acuerdo con los diferentes tipos de formación y de roca (caliza, arena). Entre los tipos de terminación que se aplican para pozos horizontales se pueden mencionar los siguientes:

- a) Terminación con agujero descubierto
- b) Terminación con TR corta ranurada o perforada
- c) Terminación con TR con empacadores externos (ECP) y coples de cementación
- d) Terminación con TR corta combinada
- e) Terminación con cedazo preempacado
- f) Terminación con empacamiento de grava
- g) Terminación con TR corta cementada
- h) Terminación con el sistema PSI (disparo, estimulación, aislamiento)

II.2.1 Terminación con Agujero Descubierto

La terminación con agujero descubierto es la más sencilla y económica, ya que la última TR se asienta y cementa en la cima de la formación productora o ligeramente dentro del intervalo a explotar (Fig. II.2), quedando sin ademar la sección horizontal.

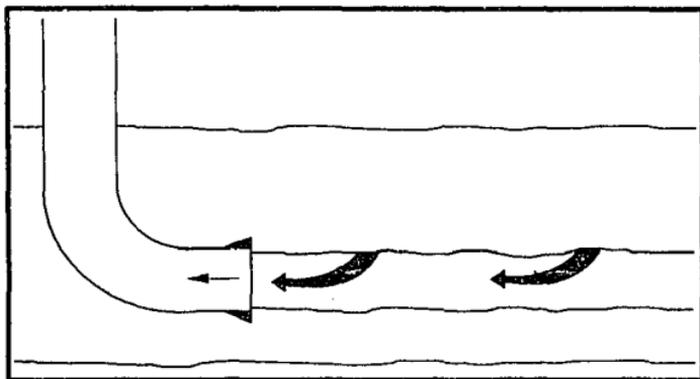


Fig. II.2 Terminación con agujero descubierto

En este tipo de terminación es conveniente realizar un tratamiento previo para la remoción del lodo, enjarre y sedimentos que pudieran existir en la parte baja del intervalo horizontal. Si fuese necesario otro tratamiento, se introduce la tubería de producción al fondo del agujero y se coloca el fluido en la zona descubierta del pozo, posteriormente se levanta la tubería de producción arriba de la última zapata y se inyecta el fluido a la formación, cuidando que no se exceda la presión de fractura de la formación. Esta limpieza del agujero también puede llevarse a cabo con tubería flexible.

Esta técnica de terminación es aplicable en formaciones carbonatadas y estables, así como en pozos perforados con la técnica de radio de curvatura largo, medio y corto. Es efectiva sólo cuando la roca del yacimiento está lo suficientemente consolidada para que no se colapsen las paredes del agujero, originando derrumbes y la acumulación de

material de depositación debido al flujo. También se requiere que la formación productora no tenga contacto agua-aceite y/o aceite-gas, es decir, que la producción sea de una sola zona de aceite o gas, según el intervalo de interés.

Para el diseño de este tipo de terminación se debe poner especial cuidado en los siguientes aspectos:

- TR intermedia y su cementación
- Tipo de fluido lavador y de control, en su caso
- Tubería de producción y accesorios
- Método de inducción

Los aspectos anteriores son comunes para los diferentes tipos de terminación.

VENTAJAS:

- Tiempo mínimo de terminación
- Bajo costo
- El colocar la TR en la cima del horizonte productor, permite aplicar técnicas especiales de perforación que minimizan el daño provocado a la formación
- Toda la sección horizontal está disponible al flujo
- No se requiere disparar. Los disparos en agujero descubierto sólo se efectúan cuando la formación productora está severamente dañada
- El agujero es fácilmente convertido a terminación con TR corta

- Altos gastos de aceite al inicio de la producción
- La alta productividad se mantiene cuando se empaca con grava para el control de arena, en su caso

DESVENTAJAS:

- No existe forma de regular el flujo de fluidos hacia el pozo
- No se pueden efectuar tratamientos selectivos de las zonas productoras, aun cuando se dispone de empacadores para este tipo de terminación
- El interior del pozo puede requerir de limpiezas periódicas
- Existe el peligro de derrumbe del agujero
- Posible reducción del tiempo de vida productiva del pozo
- Se corre el riesgo de dañar a los elementos de medición y control superficial durante la producción del pozo
- No es posible el uso de herramientas de producción para cuantificar el comportamiento real del pozo

II.2.2 Terminación con TR Corta Ranurada o Perforada

Este tipo de terminación es esencialmente una terminación en agujero descubierto con TR corta ranurada sin cementar, la cual se coloca en la sección horizontal, principalmente para prevenir el colapso del agujero, dejando sin ranurar el tramo que se traslapa dentro de la sección cementada (Fig. II.3).

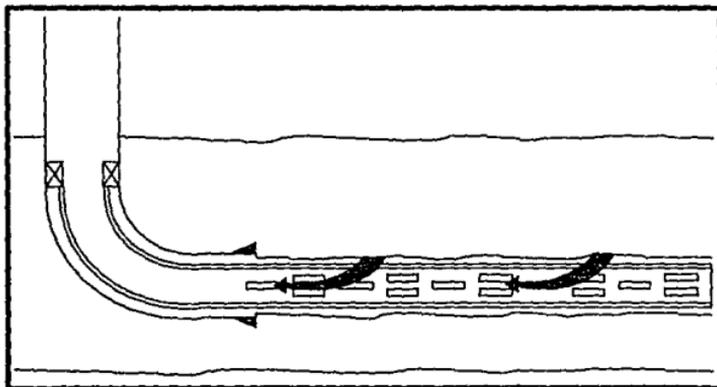


Fig. II.3 Terminación con TR corta ranurada o perforada

Se puede utilizar en yacimientos con formaciones consolidadas y que no contienen esquistos o barreras de permeabilidad vertical. Asimismo, se utiliza en yacimientos con flujo natural y en los que no es necesario una estimulación posterior. Si fuese necesario remover el lodo y recortes del espacio anular durante la colocación de la TR corta, se puede introducir una tubería lavadora para circular dentro del agujero. Este tipo de terminación es conveniente cuando se tienen formaciones arcillosas y no existe riesgo de conificación por invasión de fluidos de la formación. Su uso es posible en pozos perforados con radios de curvatura largo, medio y corto.

Además de los puntos de diseño comunes, para este tipo de terminación es importante diseñar:

- TR corta ranurada
- Sistema de anclaje y liberación
- Arreglo y geometría de las ranuras
- Selección del tipo y distribución de centradores

Las ventajas y desventajas de este tipo de terminación son prácticamente las mismas que se mencionaron para la terminación con agujero descubierto, sólo que en este caso sí resulta totalmente imposible cualquier tratamiento selectivo. Algunas ventajas y desventajas adicionales son:

VENTAJAS:

- Evita derrumbes o colapso del agujero
- Facilita la introducción de herramientas de trabajo o medición
- El tiempo de terminación es relativamente corto
- Facilidad para utilizar tubería flexible con el fin de mejorar las condiciones de limpieza
- Permite efectuar operaciones de disparos, sobre las secciones abiertas al flujo

DESVENTAJAS:

- Dificulta efectuar operaciones de estimulación
- Abatimiento de producción por obturación de las ranuras
- Costo mayor que el de la terminación con agujero descubierto

II.2.3 Terminación con TR con Empacadores Externos y Coples de Cementación

Para el control de un intervalo sencillo en toda la sección horizontal, en pozos que presenten heterogeneidades, diferentes facies, fallas, que pase a través de varios yacimientos o por un casquete de gas, se requiere una terminación selectiva especial. Este tipo de terminación deberá permitir el aislamiento de zonas y prevenir el flujo de fluidos indeseables.

La combinación de empacadores externos y coples de cementación, permite realizar pruebas individuales para cada sección, auxilia en el traslado del lodo y recortes, además, proporciona cierto control en la estimulación matricial (Fig. II.4).

El principal propósito de los empacadores es el de dividir el área de drenaje en varias secciones, lo cual permite la estimulación selectiva en zonas dañadas y pueden aislar zonas afalladas productoras de agua o gas. El cople de cementación permite la circulación de fluidos y cemento al espacio anular entre la TR y la formación una vez asentados los empacadores. Estos empacadores son inflados con gas, fluido del pozo o cemento.

Cuando los empacadores externos de tubería son seleccionados e instalados apropiadamente, proporcionan una barrera física en el espacio anular entre tubería y pozo. En los pozos horizontales se utilizan básicamente por dos razones:

- 1) El primer empacador soporta el cemento y lo mantiene fuera de la sección horizontal, a la vez que divide la sección horizontal en intervalos discretos permitiendo un tratamiento selectivo de cada intervalo
- 2) Se puede tener la variante de utilizar un empacador recuperable o semipermanente mecánico con camisa deslizante, lo cual representaría tener como ventajas adicionales:
 - Aislar el espacio anular para que el pozo fluya únicamente por tubería de producción
 - Proteger a la TR de presiones elevadas
 - Permitir efectuar operaciones de limpieza

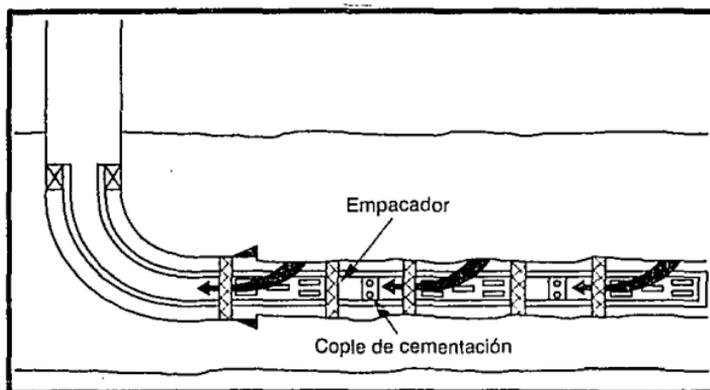


Fig. II.4 Terminación con TR con empacadores externos y coples de cementación

Esta terminación se puede realizar únicamente cuando el pozo es perforado con radio largo o medio.

VENTAJAS:

- Evita derrumbes y colapso del agujero
- Mayor centralización de la tubería de revestimiento
- Permite probar selectivamente intervalos productores
- Da la posibilidad de aislar zonas que no son productoras, en el caso de intercalaciones
- Permite efectuar operaciones de estimulación

DESVENTAJAS:

- Incrementa el tiempo de terminación
- Incrementa el costo del pozo
- Existe el riesgo de que algún empacador no selle con la formación, debido a irregularidad del agujero

II.2.4 Terminación con TR Corta Combinada (TR Corta Ciega Cementada y TR Corta Ranurada no Cementada)

La terminación con TR corta combinada, consiste en colocar una longitud de TR corta ciega cementada y otra sección de TR corta ranurada sin cementar en el fondo del agujero, a lo largo de la sección

horizontal. Esta técnica de terminación de pozos horizontales, es aplicable en yacimientos con presencia de capas productoras de gas. La formación productora de gas es aislada a través del cemento y un empacador de formación que retiene al mismo. El extremo inferior de la TR corta ciega cementada queda dentro del intervalo productor de aceite. Esta parte puede ser disparada y estimulada si se desca (Fig. II.5).

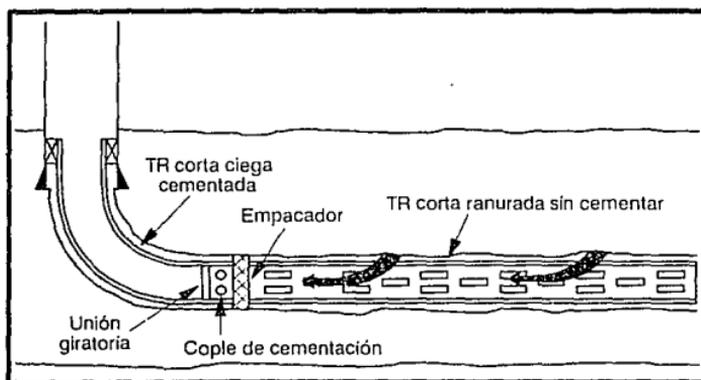


Fig. II.5 Terminación con TR corta combinada

En el ensamble entre la TR corta ciega y ranurada, se conecta un cople de cementación que se utilizará una vez asentado el empacador entre la TR corta ciega y la formación. Al sellar correctamente el empacador, permite que el cemento circule solamente en el espacio comprendido entre la TR corta ciega y la formación, quedando así aislada y sin cementar la TR corta ranurada por donde se obtendrá la producción del pozo. Asimismo, la TR corta ciega, está dotada con una unión giratoria para TR en la parte inferior, la cual permite rotar la tubería durante la cementación, a fin de

tener una mejor distribución de la lechada de cemento alrededor de la TR corta ciega y la formación.

Adicionalmente a los puntos de diseño comunes para todos los tipos de terminación, en este caso, se necesita tener especial cuidado en el diseño de los siguientes aspectos:

- TR's cortas (ciega y ranurada)
- Sistema de anclaje, liberación y aislamiento (entre TR's)
- Arreglo y geometrías de las ranuras

VENTAJAS:

- Permite aislar apropiadamente el contacto gas-aceite
- Se logra mayor tiempo de producción del pozo sin incrementar la relación gas-aceite (RGA)
- Se evita el colapso del pozo en la parte curva y en la sección horizontal donde se cementa la TR corta ciega

DESVENTAJAS:

- Imposible realizar operaciones de fracturamiento posteriores a la terminación
- Una vez colocada la TR corta ranurada no se podrá remover, si se quisiera producir en intervalos selectivos
- El incremento de la RGA es inevitable después de un tiempo de producción

II.2.5 Terminación con Cedazo Preempacado

Este tipo de terminación se utiliza donde las zonas productoras son arenas no consolidadas. Las formaciones débiles de areniscas se pueden colapsar ocasionando un obturamiento en el pozo, disminución de la producción o la pérdida total del pozo.

Un cedazo preempacado consiste básicamente de dos tubos ranurados colocados uno dentro del otro, con grava natural o sintética en su espacio anular (Fig. II.6). Particularmente estos cedazos retienen granos sumamente finos de arena y sedimento, su costo es muy elevado y además se tapa fácilmente, por lo que su empleo es limitado, aunque se puede solucionar mediante lavados periódicos con ciertos aditivos.

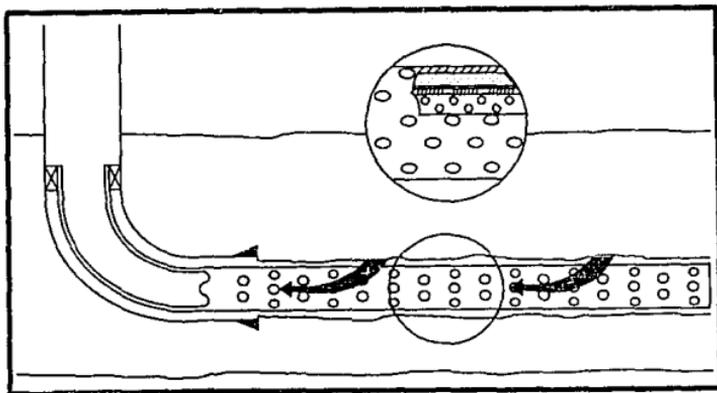


Fig. II.6 Terminación con cedazo preempacado

El cedazo preempacado previene la entrada de arena hacia el pozo, pero siempre estará sujeto a taponarse por finos durante su instalación y mas aun cuando el pozo es puesto a producir. El enjarre formado por la invasión del lodo durante la perforación y finos de la formación, provocarán un taponamiento en los poros del empaque del cedazo, por lo tanto, es muy importante removerlos antes de introducir el cedazo, además, se debe tener el pozo controlado con fluido de terminación limpio.

Existen algunos factores críticos que se deben considerar para lograr un gasto de producción óptimo en pozos horizontales con cedazo preempacado, los cuales son:

- Prevenir el colapso total del agujero
- Mantener la alta permeabilidad en el espacio anular agujero/cedazo
- Minimizar la profundidad de invasión del daño a la formación
- Minimizar el efecto de daño a la formación sobre la permeabilidad

Las formaciones débilmente consolidadas son más propicias al colapso después de que el enjarre del lodo y el daño a la formación se han removido y eliminado con la circulación del fluido de terminación. Por lo anterior, es necesario mantener estabilizado el pozo con fluido de control limpio, hasta que el cedazo sea instalado. Debido a esto, se utiliza un ácido o un aceite soluble para cubrir el cedazo, de manera que se evite el taponamiento durante su introducción. La cubierta de ácido o aceite puede removerse con otro ácido, aceite o algún solvente, cuando el pozo esté listo para ponerse a producir.

En casos donde el diámetro del grano de arena de la formación es grande, el factor económico conduce a la selección del cedazo de malla convencional (Fig. II.7), el cual se debe considerar para ritmos de incremento de ángulo altos.

Si además existen arenas finas, el cedazo doble preempacado es el recomendable, exceptuando al que utiliza resina epóxica. Esto último se debe al riesgo de rompimiento de la arena con resina por el efecto de flexión, al momento de su introducción al pozo. Como la resina se trata con temperatura una sola vez, el rompimiento de ésta inhibiría la catálisis a la temperatura de fondo, que posiblemente conduciría a una falla por erosión.

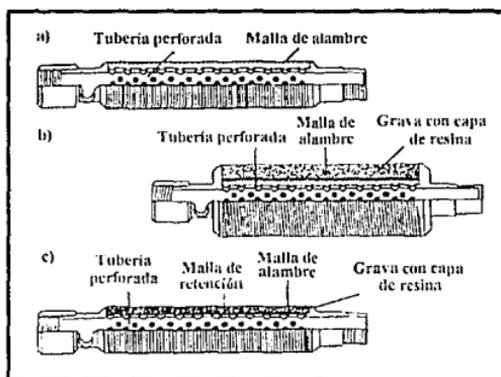


Fig. II.7 Diferentes tipos de cedazos preempacados:
 a) Cedazo convencional, b) Cedazo doble preempacado, c) Cedazo delgado

VENTAJAS:

- Evita el colapso del agujero
- Evita el arenamiento en el interior de la tubería de producción
- Permite remover el aparejo del fondo, para su inspección o acondicionamiento

DESVENTAJAS:

- Costo muy elevado
- Son fácilmente taponados por sólidos finos durante la vida productiva del pozo
- Requiere de constantes lavados del aparejo.

II.2.6 Terminación con Empacamiento de Grava

El empacamiento de pozos horizontales utilizando grava, se ha realizado con éxito en pozos perforados con radio ultracorto y en formaciones poco consolidadas, con una mínima pérdida en la producción del pozo (Fig. II.8). En pozos horizontales es importante considerar las consecuencias que puede acarrear un empacamiento de grava deficiente. En el caso de un empacamiento horizontal con grava, el efecto de gravedad más que ayudar en la corrección del empacamiento deficiente, podría intensificar el problema.

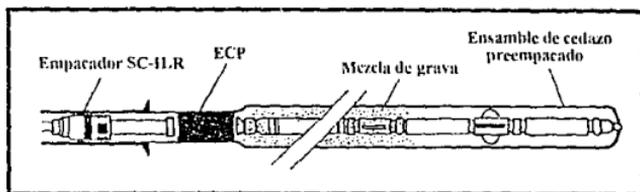


Fig. 11.8 Terminación con empacamiento de grava

El éxito de un empacamiento de grava en un pozo con una sección horizontal grande, se puede dificultar debido a que:

- El agujero tiende a colapsarse después de que la grava se ha colocado y empacado completamente
- La grava tiende a salirse con el fluido del espacio anular horizontal (deslavarse), una vez empacado completamente
- Es difícil la centralización de empacamientos grandes en la sección horizontal del agujero abierto, debido a que los centradores de muelle tienden a incrustarse en las formaciones de arena suave
- La pérdida de fluido a la formación en un intervalo permeable originará un daño a la formación y reducirá la velocidad del fluido abajo del mínimo necesario para transportar la grava

Debido a los problemas anteriores, las únicas formaciones factibles para efectuar una terminación con empacamiento de grava son las areniscas, ya que se tiene presencia de arena en cantidades considerables hasta después de que el pozo ha estado en producción por un buen tiempo.

Tales formaciones son relativamente fuertes, pero producen algo de arena en forma continua con el gas o aceite y empiezan a producir grandes cantidades de arena a medida que la presión del yacimiento declina y/o cuando se inicia la producción de agua.

La "eficiencia de transporte" del fluido acarreador es una de las condiciones importantes que se deben tener en cuenta para el diseño del empacamiento de grava, la cual se afecta por:

- La capacidad del fluido acarreador para mantener en suspensión la grava
- Velocidad y densidad del fluido acarreador
- Densidad de la grava
- Tamaño de la grava
- Concentración de la grava
- Desviación del pozo

El fluido acarreador seleccionado deberá tener la máxima capacidad de suspensión y mínima pérdida por filtrado. Los fluidos acarreadores a base de hidroxietil celulosa (HEC) tienen una muy buena suspensión de la arena y son excelentes en el control de la pérdida de fluido, además de ser adaptables a la gelación de los fluidos de terminación pesados (1.92 gr/cc). Un biopolímero de alta pureza (xantán) ha demostrado una capacidad de suspensión del 100% y mejor control en las características de pérdida por filtración que el HEC.

Existen dos limitantes en la velocidad del fluido acarreador a través de una perforación, las cuales son:

1. La máxima velocidad a través de una perforación no debe exceder a aquella que pueda causar una acción de jet sobre la formación, ya que esto puede originar una mezcla entre la arena de formación y la grava del empacamiento
2. Se requiere tener una mínima velocidad sobre una perforación, que asegure que el empacamiento de grava fluya hacia la formación y no la penetre

Los fluidos acarreadores viscosos proporcionarán un mejor empacamiento de grava, que si se emplean fluidos de baja viscosidad tales como el agua o salmueras. A gastos bajos los sistemas viscosos empacan irregularmente, lo cual indica que los gastos altos serán benéficos para el empacamiento de grava de las secciones horizontales.

La eficiencia del empacamiento en pozos horizontales se incrementa con:

- Bajas concentraciones de grava
- Diámetro de la partícula pequeño
- Baja densidad de la partícula
- Alta densidad del fluido
- Gastos altos
- Alta resistencia al flujo del fluido en el espacio anular

VENTAJAS:

- Permite obtener la producción con pocas pérdidas de presión del yacimiento
- Es aplicable para yacimientos de baja presión
- Ofrece mayor capacidad de producción que un cedazo preempacado

DESVENTAJAS:

- Costo alto
- En secciones horizontales largas no se logra el 100% de empacamiento
- Imposible remover la grava una vez colocada y empacada
- No permite realizar trabajos de estimulación posteriores a la terminación
- Empleo de un fluido especial acarreador de alto costo
- No se pueden utilizar registros para evaluar el comportamiento del empacamiento de grava

II.2.7 Terminación con TR Corta Cementada

Esta terminación se puede considerar como una de las mejores opciones para aplicarse en pozos horizontales, ya que permite efectuar una serie de operaciones para mejorar las condiciones de producción del pozo.

Los objetivos de terminar la sección horizontal con este tipo de terminación (Fig. II.9) son:

- Controlar la entrada o inyección de fluidos en determinadas secciones
- Facilitar las operaciones de terminación y reparación del pozo
- Prevenir el colapso del pozo durante su vida productiva
- Tener mayor control sobre las operaciones de estimulación
- Control de los contactos gas-aceite y/o agua-aceite

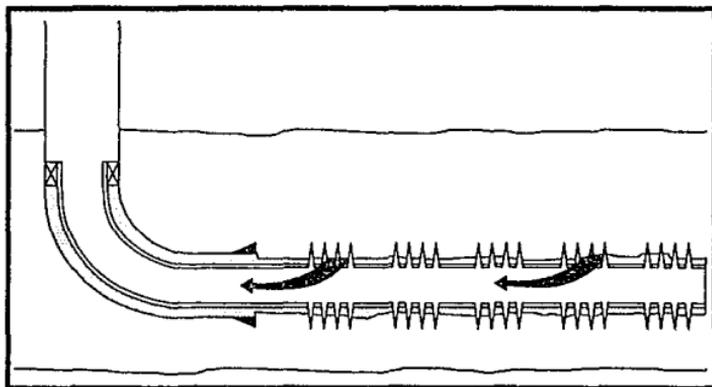


Fig. II.9 Terminación con TR corta cementada

En el diseño de esta terminación se deben contemplar los siguientes puntos, adicionalmente a los comunes a toda terminación:

- TR corta y su cementación
- Tipo y distribución de centradores
- Sistema de anclaje
- Dispositivo, densidad y orientación de disparos

VENTAJAS:

- Se evitan los derrumbes del agujero
- Facilidad en las operaciones de terminación selectiva y en la reparación de las secciones productoras
- Control y registro efectivo de las zonas explotadas, mediante registros de producción
- Permite la estimulación selectiva y fracturamiento
- Se puede disparar el pozo con cargas de alta penetración
- Selección de los cuerpos productores más atractivos, inclusive para probarlos selectivamente
- Mayor facilidad para la introducción de herramientas y equipo de medición

DESVENTAJAS:

- Incrementa el tiempo de la terminación
- Considerable incremento en el costo del pozo

II.2.8 Terminación con el Sistema PSI (Disparo, Estimulación, Aislamiento)

El sistema PSI, es un sistema de terminación selectiva, diseñado para disparar, estimular y permitir el aislamiento de los intervalos en las zonas de interés, en un sólo viaje del aparejo de terminación.

Los objetivos de este sistema son los siguientes:

- Reducir el tiempo de terminación
- Reducir o eliminar la pérdida de los fluidos de terminación
- Incrementar el control del pozo durante las operaciones de terminación
- Permitir el aislamiento o el cierre de zonas que producen cantidades excesivas de gas
- Permitir la reestimulación selectiva de zonas individuales sin equipos de perforación o mantenimiento

Este sistema consta de tres ensambles básicos:

- Un empacador de retención permanente, con un tapón ciego de fondo (Fig. II.10)
- Un ensamble de fondo para aislar cada intervalo después del tratamiento y permitir la producción o estimulación selectiva (Fig. II.11)
- Un ensamble de servicio que permite realizar operaciones de disparo y estimulación (Fig. II.12)

Los ensambles de fondo y servicio son armados en la superficie, conectados a una sarta de trabajo concéntrica y a un ensamble de disparo TCP instalado concéntricamente en el interior del ensamble de fondo. Estos dos componentes son corridos simultáneamente en el fondo del pozo (Fig. II.13).

Después de las operaciones de disparos y estimulación (Figs. II.14 y II.15), el ensamble de fondo se coloca de tal forma que permita aislar el intervalo disparado, retirando entonces del agujero el ensamble de servicio (Figs. II.16, II.17 y II.18).

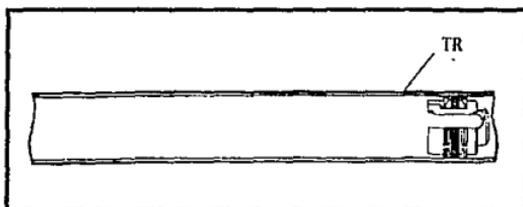


Fig. II.10 Empacador de retención

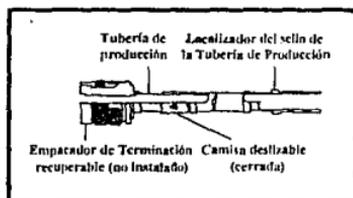


Fig. II.11 Ensamble de fondo

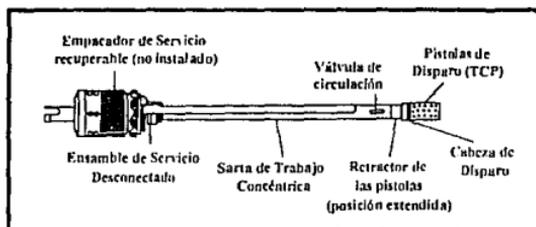


Fig. II.12 Ensamble de servicio

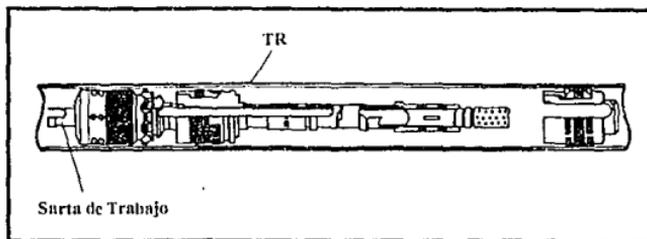


Fig. II.13 Instalación en el agujero

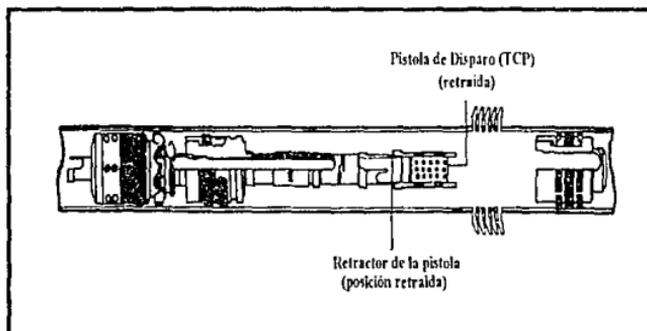


Fig. II.14 Disparos

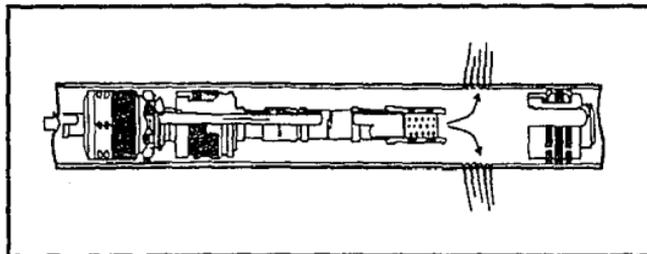


Fig. II.15 Estimulación

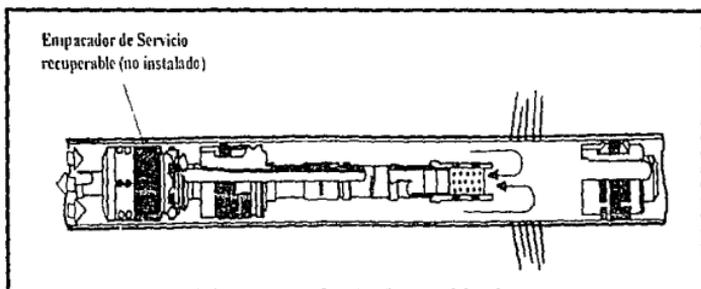


Fig. II.16 Circulación inversa (después de la estimulación)

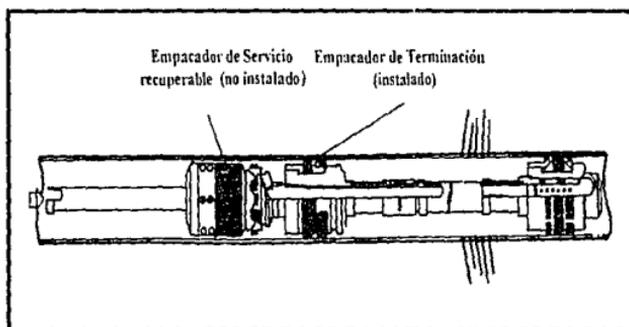


Fig. II.17 Colocación del empaquetador de terminación

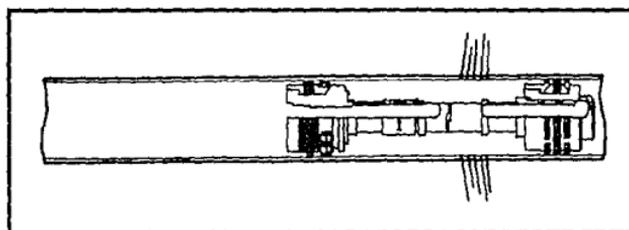


Fig. II.18 Intervalo aislado (sarta de trabajo retirada)

Una vez que todas las zonas de interés se hayan aislado y la sarta de producción instalado, se corre una sarta de herramientas con tubería flexible para abrir las camisas deslizables. Esta se puede correr en cualquier momento para cerrar alguna zona o para reabrir otra que previamente haya sido cerrada. La sarta incluye una válvula de circulación, un dispositivo de liberación de emergencia y una herramienta lavadora para limpiar las camisas deslizables antes de que sean removidas.

VENTAJAS:

- La principal ventaja de este sistema, es la realización de múltiples operaciones en un sólo viaje del aparejo, obteniéndose un ahorro de tiempo y costo
- Terminación selectiva por intervalos de producción
- Facilidad de manejo de herramientas de prueba especiales
- Posibilita operaciones de estimulación y fracturamiento posteriores
- Permite recuperar el ensamble de fondo para su inspección o acondicionamiento

DESVENTAJAS:

- Alto costo
- Difícil control de la estabilidad del pozo al recuperar el ensamble de fondo

II.3 SELECCION DE LA TERMINACION PARA POZOS HORIZONTALES

Una vez concluida la etapa de perforación a la profundidad total (objetivo) del pozo, se continúa con la etapa de terminación. Para esto, es importante seleccionar la terminación que cumpla con la mayoría de los requerimientos relativos a las intervenciones futuras del pozo, tales como: estimulación, sistemas artificiales de producción o convertirlo a inyector, las cuales pueden alterar las condiciones de la vida de un pozo. Lo anterior, estará aunado al diseño de las lechadas de cemento para TR's cortas, así como a los tipos de fluidos de perforación, terminación e inducción, los cuales deben ser compatibles con los del yacimiento.

La efectividad de la comunicación que existe entre la formación productora y el pozo, influye en las características de producción, en el área de drene y en la economía, por lo tanto, la metodología o el procedimiento requerido para la selección apropiada de la terminación de un pozo horizontal, es una de las fases de estudio más importantes para su vida productiva. En esta fase se deben contemplar los aspectos técnicos y económicos, que pudieran alterar las operaciones que se realizan entre la perforación y la puesta en producción.

Un diseño apropiado de la terminación, minimiza los gastos iniciales y de operación y al mismo tiempo proporciona el conducto más eficiente para transportar los fluidos hasta la superficie, permitiendo una operación más rentable del pozo a lo largo de su vida productiva.

II.3.1 Consideraciones Para la Selección de la Terminación de Pozos Horizontales

Para seleccionar la terminación apropiada de un pozo horizontal, es necesario hacer un balance adecuado de los factores que influirán durante la vida productiva del pozo, relacionados con la instalación más rentable, tanto al inicio de la vida productiva del pozo como en los años venideros. El arreglo mecánico del pozo es un factor predominante en su vida productiva, así como el control de fluidos de producción o inyección. Debe tenerse en cuenta que el sistema tiene que ser simple, confiable y económico.

II.3.1.1 Consideraciones de Yacimientos

- **Configuración del yacimiento**

Se debe tener en cuenta la forma del yacimiento, su localización y las secciones que se explotarán al inicio y posteriormente.

- **Orientación del pozo**

Una de las características principales en la determinación de la técnica de terminación de un pozo horizontal es la selección de su orientación dentro del yacimiento, con base en la dirección de los esfuerzos, que determinarán en gran manera la estabilidad del pozo, forma y número de fracturas (si es que se planea un fracturamiento).

- Presión del yacimiento

Es importante conocer las presiones que se manejarán, ya que serán un factor determinante para el diseño y selección de las conexiones superficiales, de las tuberías, etc.

- Mecanismo de empuje

Se debe identificar el tipo de mecanismo de empuje del yacimiento: Entrada de agua, gas disuelto liberado, casquete de gas, segregación gravitacional, expansión del sistema roca-fluido o empuje combinado.

- Características del sistema roca-fluido del yacimiento

Es importante conocer algunos parámetros como la viscosidad del aceite, relación gas-aceite, heterogeneidades, distribución de permeabilidades, problemas de arenamiento, etc.

- Exposición de la formación

Area de contacto del pozo con la formación productora.

- Barreras

Fallas geológicas, formaciones adyacentes problemáticas, intercalaciones de lutita, domos salinos, etc.

- Disponibilidad de simuladores

El uso de simuladores es indispensable para determinar entre otras características, el diámetro, la longitud y orientación del pozo.

- Espaciamiento basado en áreas de drenaje verdaderas

Es de gran interés conocer el comportamiento de afluencia para lograr una mejor explotación del yacimiento.

- Prever problemas futuros (intervenciones y abandono)

Se necesita considerar las intervenciones futuras que se requerirán en la vida productiva del pozo, con base en las características de la formación, fluidos a producir, historia de pozos vecinos, el tipo de intervenciones previstas y si se planean reparaciones ordinarias con equipos convencionales o con equipo de tubería flexible.

II.3.1.2 Consideraciones de Perforación

- Técnica de perforación empleada

Identificar las opciones de terminación posibles, de acuerdo a la técnica de perforación empleada (radio largo, medio, corto o ultracorto) y los problemas que se tuvieron durante esta etapa. Lo anterior es importante ya que la técnica de perforación limita la factibilidad de aplicación de los diferentes tipos de terminación.

- Pozos con requerimientos especiales

Algunos casos presentan condiciones específicas: Longitudes de intervalos horizontales grandes, ritmos de incremento mayores de 30°/100 pies, etc.

- Diámetro del agujero y longitud de la sección horizontal

En gran parte, la técnica de perforación determina el diámetro del agujero, así como la longitud de la sección horizontal, los cuales deben ser seleccionados en forma conjunta con los ingenieros de producción.

- Estado mecánico del pozo

Una limitación de suma importancia es la geometría interna del pozo, debido a que limita el diámetro de las herramientas que pueden ser introducidas en él.

- Estado de la cementación primaria

Es importante tener un anillo de cemento uniforme alrededor de la TR, así como una adecuada adherencia TR-cemento-formación.

- Daño a la formación

Se deben tomar en cuenta todas las precauciones para evitar daño a la formación por invasión de los fluidos de perforación, terminación, cementación o estimulación.

- Estabilidad del pozo

Existen condiciones de inestabilidad debido al estado de esfuerzos locales y características del fluido de control que será utilizado.

- Torque y arrastre

La trayectoria final de un pozo, depende en gran medida del control de la dirección que se tuvo durante la perforación y repercute en la introducción de la TR y de las herramientas al pozo.

II.3.1.3 Otras Consideraciones

- Corrosión

Se debe tener conocimiento del tipo de corrosión que se pueda presentar.

- Operaciones de recuperación secundaria y mejorada

Se debe tomar en cuenta si el pozo será convertido a inyector

- Caída de presión por fricción

La caída de presión por fricción es un problema particularmente importante en pozos que producen con altos gastos.

- Tipo de pozo productor

Otro de los aspectos importantes es definir si el pozo será fluyente o requerirá un sistema artificial de producción. Si éste es el caso, determinar qué sistema se utilizará.

II.3.2 Sistemas de Terminación de Pozos Horizontales

Existen tres sistemas o equipos básicos, que son: Equipo estándar, equipo especialmente modificado y equipo especialmente diseñado para pozos horizontales.

La aplicación de los sistemas de terminación en función de su capacidad es:

Muy simple: Tecnología estándar

Complejidad media: Sistemas para aplicaciones generales

Sistemas complejos: Para aplicaciones muy específicas

II.3.3 Establecimiento de la Finalidad de la Terminación y Características de Aplicación

Aunado a las consideraciones mencionadas, se debe establecer la finalidad de la terminación en cuanto a las siguientes necesidades:

- Productividad
- Control de la producción
- Registro de la producción
- Intervenciones
- Inyección
- Abandono

Lo anterior sin olvidar los objetivos generales de una terminación:

- Permitir la máxima producción del yacimiento
- Requerir de un mínimo de trabajos de reparación, los cuales deberán ser lo más sencillo posible
- Proporcionar una máxima protección ecológica
- Ser lo más segura posible todo el tiempo
- Proporcionar protección en ambientes corrosivos

Se debe tener en cuenta que cada tipo de terminación presenta características de aplicación específicas. La Tabla II.2 muestra de manera resumida las características de aplicación más importantes de los diferentes tipos de terminación, para identificar así cuál de ellas es la adecuada, de acuerdo a la finalidad que se persigue.

TABLA II.2

CARACTERISTICAS DE APLICACION DE LOS DIFERENTES TIPOS DE TERMINACION PARA POZOS HORIZONTALES

	PRODUCCION	CONTROL DE LA PRODUCCION	REGISTRO DE LA PRODUCCION	INTERVENCIONES	INYECCION	ABANDONO	TIPO DE YACIMIENTO	TECNICA DE PERFORACION
Agujero Descubierto	OPTIMO: -Sin pérdida -Costo mínimo	MALO: -Factible sólo colocando TR corta/empacador	MALO	BUENO: -Limpieza -Estimulación -Cementación	BUENO	MALO	-Yacim. carbonatados naturalmente fracturados -Yacim. sin problemas de conificación	-Radio largo -Radio medio -Radio corto
TR Corta Ranurada	BUENO: -Sin pérdida -Costo mínimo	MALO: -Factible sólo con TR corta interna	MALO	MALO	MÍNIMO	MALO	-Yacim. carbonatados naturalmente fracturados -Yacim. sin problemas de conificación	-Radio largo -Radio medio -Radio corto
TR con Empacadores Externos y Coples de Cementación	BUENO: -Pérdida mínima -Costo mod-alto	BUENO: -Es posible aislar intervalos	BUENO	BUENO: -Posible aislar -Limpieza -Estimular -Cementación	BUENO: -Posible aislar intervalos	BUENO	-Yacim. carbonatados naturalmente fracturados	-Radio largo -Radio medio
TR Corta Cementada	MÍNIMA: -Pérdida desconocida -Costo mod-alto	OPTIMO: -Control completo -Aislamiento	OPTIMO	OPTIMA: -Cualquier operación	BUENO: -Muy versátil	OPTIMO: -Total -Temporal -Permanente	-Yacim. de poco espesor -Formaciones inestables	-Radio largo -Radio medio
Empacamiento de Grava	REGULAR	REGULAR	REGULAR	REGULAR	MALO	MALO	-Formaciones poco consolidadas	-Radio corto -Radio ultra corto
PSI	BUENO	BUENO: -Aislamiento selectivo	MALO	REGULAR: -Aislamiento selectivo	MALO	BUENO	-Yacim. con problemas de conificación -Formaciones inestables	-Radio largo -Radio medio

Es importante señalar que para hacer una determinación en forma cuantitativa del tipo de terminación óptimo, es necesario realizar un análisis nodal para evaluar la caída de presión que se tendrá al producir el gasto deseado, para cada tipo de terminación específico y bajo las condiciones particulares de cada caso.

II.3.4 Resumen Para la Selección de la Terminación

La secuencia para la selección de la terminación óptima es:

- Tener en cuenta las consideraciones del yacimiento y de perforación, así como las restricciones existentes
- Identificar las limitaciones que se tengan de acuerdo al equipo con que se cuenta, considerar si se requerirá adaptar el ya existente o la posibilidad de contar con uno especial
- Determinar la finalidad de la terminación
- Seleccionar las posibles terminaciones óptimas, de acuerdo a las características de aplicación de los diferentes tipos de terminación
- Finalmente, a las diferentes terminaciones identificadas como factibles, se les deberá realizar un análisis nodal para determinar en forma cuantitativa, cuál es la óptima.



ESTIMULACION MATRICIAL EN POZOS HORIZONTALES

La estimulación matricial es un tratamiento utilizado para remover el daño en la vecindad del pozo y en su caso, en las perforaciones de los disparos. Consiste en la inyección de un fluido reactivo (normalmente un ácido) dentro de los poros de la formación, a presiones y gastos por debajo de la presión de fractura. El fluido disuelve los materiales que dañan la formación y los propios sólidos de la roca, incrementándose consecuentemente la permeabilidad.

Los tratamientos de estimulación matricial únicamente podrán remover, en el mejor de los casos, el daño a la formación, pero no tendrán efecto sobre ningún daño de origen mecánico.

Si la formación no se encuentra dañada, pero se requiere un incremento suficiente en la productividad del pozo, es necesario considerar otro tipo de estimulación, que es el "Fracturamiento".

Los tratamientos de estimulación matricial se requieren para remover el daño a la formación e incrementar los perfiles de producción en la sección horizontal. Los resultados de un trabajo de estimulación matricial óptimo, pueden marcar la diferencia entre una terminación económica y una antieconómica.

Los objetivos técnicos y económicos de una estimulación matricial en pozos horizontales, comúnmente son los siguientes:

- Obtener gastos de producción maximizados a la presión de flujo adecuada en la cabeza del pozo
- Optimizar la recuperación de aceite evitando la conificación de gas y/o agua, mediante la remoción del daño de toda la sección horizontal

III.1 DAÑO A LA FORMACION

A pesar de las ventajas mencionadas por el hecho de perforar pozos horizontales, el "daño a la formación" producido por las operaciones de perforación y terminación puede ser más severo que en pozos verticales. Esto se debe al gran tiempo de exposición de la formación con los fluidos de perforación y terminación, al "daño mecánico" de la tubería de perforación sobre la parte baja del agujero y a la alta densidad del lodo para evitar el flujo de fluidos de la formación e/o incrementar la estabilidad del agujero. Los valores altos de "daño", generalmente tienen un impacto mayor sobre los gastos de producción en pozos horizontales que en pozos verticales.

El "daño" a una formación productora de hidrocarburos, es la pérdida de productividad o inyectividad parcial o total de un pozo, producida en forma natural o inducida, resultado de un contacto con fluidos o

materiales extraños o de un obturamiento de los canales permeables asociado con el proceso natural de producción.

Este "daño" ocasionará una caída de presión adicional durante el flujo de los hidrocarburos del yacimiento al pozo. Esta caída de presión adicional, se puede relacionar con un factor matemáticamente adimensional llamado "factor de daño total".

Al "daño" originado mecánicamente se le llama "pseudo-daño", mientras que al originado realmente en la formación se le llama "daño a la formación".

Un error muy común es atribuir el "factor de daño total", al "daño a la formación", ya que existen otros factores que no están relacionados con este último, los cuales son llamados "pseudo-factores de daño". Estos, deberán ser extraídos del valor del "factor de daño total" para estimar así el "factor de daño real", asociado con el "daño real a la formación".

Algunos "pseudo-factores de daño" de valor positivo, pueden ser resultado de la configuración del pozo, tales como:

- Entrada limitada al flujo
- Pozos descentrados
- Baja densidad de disparos
- Disparos con poca penetración
- Defasamiento inadecuado entre disparos

En los pozos desviados y horizontales, siempre existe un "pseudo-factor de daño" negativo, cuya magnitud dependerá del ángulo de desviación y del espesor del yacimiento.

Las condiciones de producción también pueden causar "pseudo-daños", algunos ejemplos son:

- Producir un pozo a un alto gasto, puede ocasionar un flujo turbulento en los disparos e incluso en la formación. El correspondiente valor positivo del "pseudo-factor de daño" será proporcional al flujo que esté por arriba de un mínimo determinado
- La precipitación de incrustaciones causará un "pseudo-factor de daño" positivo, al cambiar progresivamente las condiciones de flujo a un régimen No Darciano, además del "daño real" debido al volumen de poros llenado por estas precipitaciones
- Al producir un pozo con altos gastos, se puede ocasionar que la presión alrededor del pozo decrezca hasta alcanzar el punto de burbujeo, causando un "pseudo-factor de daño" positivo debido a un bloqueo por gas

Otros "pseudo-factores de daño" positivos pueden ser causados por:

- Colapso de la tubería de producción
- Colapso de los disparos
- Aislamiento deficiente entre zonas, resultado de una mala cementación

III.2 DISTRIBUCION DEL DAÑO EN POZOS HORIZONTALES

En muchos casos, los proyectos de pozos horizontales no satisfacen las expectativas de producción e incluso, a veces, ésta ha sido menor que la productividad de los pozos verticales en el mismo yacimiento. Además de ciertas razones, tales como no perforar el pozo perpendicular a la máxima permeabilidad horizontal en formaciones altamente anisótropas, se ha establecido que el daño a la formación, puede ser el responsable de que muchos pozos horizontales fallen. Esto se puede mostrar realizando un simple cálculo:

Utilizando los datos de la Tabla III.1, las Ecuaciones III.1 y III.2, considerando en ellas $s = 0$ y $s'_{eq} = 0$ respectivamente, se obtiene un Índice de Productividad para un pozo horizontal, de 2.7 bl a ct/día/psi, el cual es casi tres veces más grande que el de un pozo vertical completamente terminado en el mismo yacimiento.

$$IP_V = \frac{2 \pi k_H h}{\mu B (\ln(r_e / r_w) + s)} \quad *$$
(III.1)

$$IP_H = \frac{2 \pi k_H h}{\mu B \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{\beta h}{L} \left(\ln \frac{\beta h}{r_w(\beta + 1)} + s'_{eq} \right) \right]}$$
(III.2)

* Nomenclatura al final del capítulo

TABLA III.1	
DATOS DEL POZO Y YACIMIENTO	
$L = 1500$ pies	$r_w = 0.4$ pies
$h = 100$ pies	$r_{eH} = 3000$ pies
$k_H = 20$ mD	$\beta = 3$
$\phi = 0.3$	$\mu = 1.5$ cp
$B = 1.1$ bl a cy/bl a ct	$\Delta p = 1500$ psi
$a_{Hmax} = 7$ pies	$k/k_s = 20$

Ahora, teniendo en cuenta los datos de la Tabla III.1 y considerando un factor de daño de 30, resulta un $IP_H = 0.94$ bl a ct/día/psi. De esta forma, el IP de un pozo horizontal dañado será menor que el IP para un pozo vertical sin daño ($s = 0$).

Se puede mostrar también, que el daño tiene un efecto más crítico sobre la productividad de los pozos horizontales que sobre los verticales. Esto se puede entender fácilmente comparando los denominadores de las Ecuaciones III.1 y III.2.

El término $\ln(r_e/r_w)$ en la Ecuación III.1 usualmente está en el rango de 7 a 9, mientras que la suma de las dos expresiones logarítmicas en la Ecuación III.2 es del orden de 2 a 4. Esto significa que un daño razonable, puede nulificar los beneficios de un pozo horizontal no estimulado, comparado con un pozo vertical sin daño. Esto se muestra en la Fig. III.1 para un pozo de 1000 pies. Los datos del yacimiento para esta gráfica se muestran en la Tabla III.2.

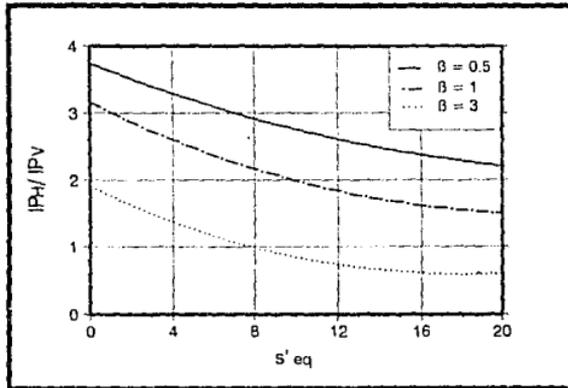


Fig. III.1 Índice de Productividad de un pozo horizontal no estimulado, comparado con el de un pozo vertical sin daño *

TABLA III.2	
DATOS DEL POZO Y YACIMIENTO	
$L = 1000$ pies	$r_w = 0.4$ pies
$h = 150$ pies	$r_{eH} = 1600$ pies
$k_H = 5$ mD	$\beta = 1$
$\phi = 0.15$	$\mu = 1$ cp
$B = 1.1$ bl a cy/bl a ct	$\Delta p = 1000$ psi
$a_{Hmax} = 10$ pies	

Por lo tanto, una apropiada estimulación matricial para un pozo horizontal, llega a ser un asunto de gran importancia en yacimientos con permeabilidad de moderada a alta.

* Nomenclatura al final del capítulo.

Un aspecto muy importante para el diseño de un tratamiento de estimulación matricial, es la descripción del daño a la formación alrededor del pozo horizontal, para así cuantificar adecuadamente su efecto sobre la producción y poder diseñar apropiadamente el tratamiento de remoción.

La distribución del daño a lo largo del pozo horizontal se puede caracterizar como un cono elíptico truncado, con la base mayor cerca de la sección vertical del pozo. Esta forma es causada por el tiempo de exposición del pozo a los fluidos de perforación y terminación, el cual decrece de un máximo cerca de la sección vertical a un mínimo hacia el final del pozo horizontal. También, durante la producción, el gradiente de presión perpendicular al agujero, decrece hacia el final del pozo, induciendo una distribución de la producción similar a la del daño. En el área de la sección transversal, la forma del daño es elíptica, reflejando la permeabilidad anisótropa.

Este concepto se muestra en la Fig. III.2. El factor de daño resultante de esta distribución del daño y de la reducción de la permeabilidad en la zona dañada para un pozo horizontal, se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$s'_{eq} = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left[\frac{1}{(\beta + 1)} \sqrt{ \frac{4}{3} \left(\frac{\alpha H_{max}^2}{r_w^2} + \frac{\alpha H_{max}}{r_w} + 1 \right) } \right] \quad (III.3)$$

Esta expresión es análoga a la ecuación para el factor de daño de los pozos verticales dada en la Ecuación I.34.

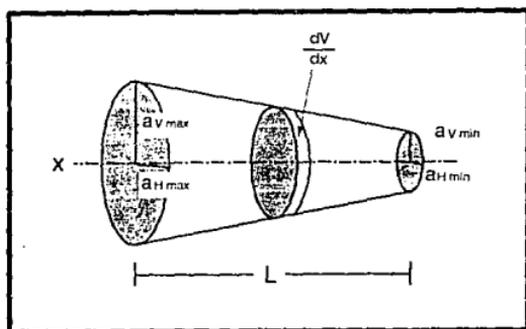


Fig. III.2 Forma del daño alrededor de un pozo horizontal

El factor de daño calculado puede ser alto aun en penetraciones de daño pequeñas. Algunos resultados se muestran en la Fig. III.3, donde el factor de daño se grafica vs. la penetración de daño para varias reducciones de permeabilidad del yacimiento. La penetración del daño al final del agujero se considera cero.

Para el ejemplo dado con los datos de la Tabla III.1, considerando una penetración del daño de 7 pies, en el plano horizontal cerca de la sección vertical y 0.4 pies al final del pozo, con una reducción de permeabilidad de 20 (k/k_s), los resultados del factor de daño deben estar alrededor de 30. Esto conduce a una reducción en el IP del 66%.

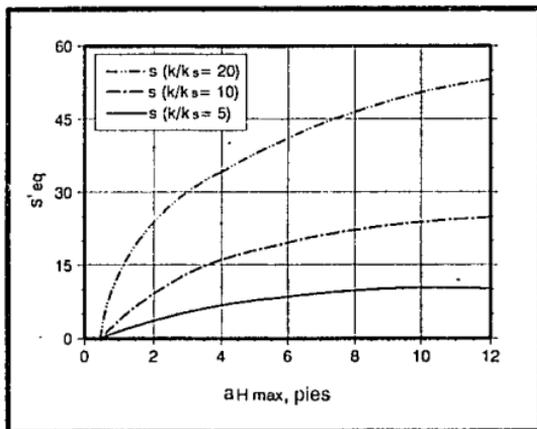


Fig. III.3 Impacto de la penetración del daño y de la reducción de la permeabilidad, sobre el factor de daño de un pozo horizontal

Los tratamientos que imitan el modelo de daño mostrado en la Fig. III.2 pueden ser más costeadables. La Fig. III.4 ilustra el costo de ignorar esta distribución. El volumen inyectado tanto para una distribución uniforme como para la distribución telescopiada se ilustra en esta figura como una función del factor de daño resultante para un ejemplo en particular. Como se observa, el factor de daño es más pequeño conforme se incrementa la cantidad de fluido de tratamiento.

La curva inferior muestra los requerimientos de volumen del fluido de estimulación cuando la inyección asemeja la forma del daño, permitiendo tener mayor volumen de estimulación cerca de la sección vertical y reduciéndose éste para las secciones más alejadas. Si se realizara una inyección uniforme, se tendría un sobretratamiento como se observa en

la curva superior. Para el ejemplo mostrado en la Fig. III.4, la reducción en el factor de daño de 16 a 4 requeriría aproximadamente 60% más de ácido si se utiliza una distribución uniforme.

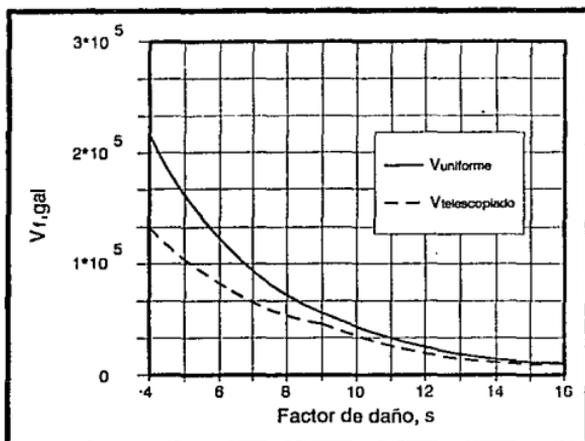


Fig. III.4 Requerimientos de fluido estimulante para una inyección uniforme y para una telescopiada

Debido a que la reparación del daño a la formación es usualmente difícil y costoso, lo más conveniente es prevenirlo. Para lograr este objetivo, se necesita revisar completamente el proceso de perforación, cementación, terminación, reparación, tratamientos químicos, operaciones de inyección, de producción y estimulación, ya que los estudios de campo y de laboratorio indican que casi todas las operaciones en el campo, son una fuente potencial de daño a la formación y en consecuencia de la productividad del pozo.

III.3 ACIDOS Y ADITIVOS UTILIZADOS EN LA ESTIMULACION MATRICIAL

III.3.1 Clasificación de Sistemas Acidos

Los sistemas ácidos más comúnmente utilizados en la remoción del daño de pozos pueden clasificarse como:

- Sistemas ácidos minerales o inorgánicos:
 - Acido clorhídrico (HCl)
 - Mezcla de ácido clorhídrico-fluorhídrico (HCl-HF)

- Sistemas ácidos orgánicos:
 - Acido fórmico (HCOOH)
 - Acido acético (H₃COOH)

- Sistemas ácidos sólidos o en polvo:
 - Acido sulfámico (HNHSO₃H)
 - Acido cloroacético (CH₂ClCOOH)

- Sistemas ácidos mezclados:
 - Acido clorhídrico-acético (HCl-H₃COOH)
 - Acido clorhídrico-fórmico (HCl-HCOOH)
 - Acido fluorhídrico-fórmico (HF-HCOOH)

- Sistemas ácidos retardados:
 - Acidos gelificados
 - Acidos químicamente retardados
 - Acidos emulsificados
- Nuevos sistemas ácidos:
 - Acidos generados "in-situ"

Se recomienda utilizar HF para formaciones de arena y HCl para carbonatadas, su concentración dependerá del tipo y magnitud del daño.

Las concentraciones de ácido se determinan, mas por la mineralogía de la formación, que por la obturación de sólidos dañando la formación. Diversas concentraciones de ácido podrán disolver el daño, principalmente pequeñas cantidades de éste, ubicadas alrededor de los disparos. Sin embargo, concentraciones bajas de ácido reducirán problemas de precipitación en formaciones sensitivas al ácido.

III.3.2 Aditivos Para Acidos

Todos los ácidos utilizados en la estimulación requieren de aditivos como los que se mencionan a continuación:

- Inhibidores de corrosión. Para reducir el ritmo de ataque sobre las tuberías debido al prolongado tiempo de exposición con el ácido

- Agentes no emulsificantes. Para eliminar la formación de emulsiones
- Agentes tensoactivos. Para disminuir la tensión superficial e interfacial y provocar que la formación quede mojada por agua
- Agentes reductores de fricción. Para reducir las caídas de presión por fricción y poder incrementar los gastos de bombeo
- Agentes reductores de pérdida de filtrado. Utilizados en el fracturamiento para evitar que el ácido escape hacia la formación
- Agentes desviadores. Para obtener una distribución más uniforme del fluido reactivo
- Aditivos secuestrantes de hierro. Para evitar que los compuestos de hierro que son solubles en la solución ácida se precipiten cuando el ácido se gaste
- Agentes antilodos. Para evitar la precipitación de lodo asfáltico, provocada por la presencia de asfaltenos
- Agentes de penetrabilidad. Ayudan a que la solución ácida penetre entre los intersticios de la roca, permitiendo que actúe más uniformemente

- Agentes de solubilidad. Son aditivos solubles en aceite y agua, que ayudan a que los desemulsificantes actúen con mayor eficiencia y refuerzan la mojabilidad de la roca por agua

Todos los aditivos deben ser probados en el laboratorio, donde se determina la compatibilidad de los ácidos nuevos y gastados, con los fluidos de formación.

Cualquier incompatibilidad de potencial entre el ácido y los sólidos o fluidos de la formación, debe ser identificada antes de la estimulación. Los fluidos amortiguadores (buffers) pueden ser usados para aislar los fluidos de formación. Las concentraciones de ácido y/o aditivos están en función de la mineralogía de la formación. Los surfactantes deben dejar la formación mojada por agua para maximizar los gastos de producción de aceite o gas.

III.4 CRITERIOS ACERCA DEL COMPORTAMIENTO DEL POZO PARA PODER REALIZAR UNA ESTIMULACION MATRICIAL

Para identificar los pozos horizontales candidatos para realizar una estimulación matricial, se presenta a continuación una comparación del incremento de producción que se obtiene al remover el daño de un pozo horizontal y de un vertical.

Por simplicidad se consideran relaciones de régimen pseudo-estacionario.

La expresión para pozos verticales es:

$$\bar{P} - P_{wf} = \frac{q \mu B}{2 \pi kH h} \left(\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + s \right) \quad (III.4)$$

Para un pozo horizontal influenciado por una frontera de presión constante en la dirección vertical, como puede ser un casquete de gas, la expresión es:

$$\bar{P} - P_{wf} = \frac{q \mu B}{2 \pi \sqrt{(kH kv)} L} \left\{ \frac{1}{2} \ln \left[\frac{8 h \beta}{\pi r_w (1 + \beta)} \times \cot \left(\frac{\pi z_w}{2h} \right) \right] + \frac{1}{2} \left[s - \frac{(h - z_w) \beta}{L} \right] \right\} \quad (III.5)$$

La Fig. III.5 muestra los gastos esperados para un pozo vertical y dos pozos horizontales, todos en el mismo yacimiento. Los gastos están graficados vs. el factor de daño y para permeabilidades de 0.1, 0.5, 1 y 10 mD. Otras variables utilizadas para estos cálculos son:

- $\bar{P} - P_{wf} = 1000$ psi
- $B = 1.1$ bl a cy/bl a ct
- $\mu = 1$ cp
- $h = 50$ pies
- $r_e = 745$ pies
- $r_w = 0.328$ pies

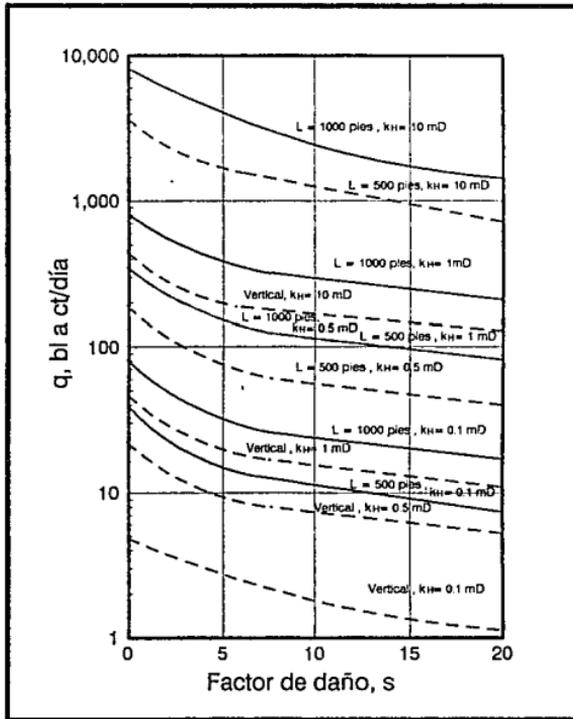


Fig. III.5 Gastos en régimen pseudo-estacionario para pozos verticales y horizontales de diversas longitudes, para diferentes permeabilidades del yacimiento

Para un pozo vertical en este yacimiento y para permeabilidades del orden de 1 mD, el máximo gasto de producción, si el daño es removible con un tratamiento matricial, es de 46 bl a ct/día. De lo anterior se puede concluir que los pozos verticales con permeabilidades menores de 1 mD sólo son candidatos para fracturamiento hidráulico.

Para un pozo horizontal de 500 pies y $k_H = 0.5$ mD, el máximo gasto de producción es de 180 bl a ct/día, el cual no es atractivo, aun si todo el daño es removido. Sin embargo, para un pozo horizontal de 1000 pies, cuando $k_H = 0.5$ mD o para uno de 500 pies, cuando $k_H = 1$ mD, el máximo gasto de producción es del orden de 360 bl a ct/día, el cual puede ser atractivo dependiendo de las consideraciones económicas.

Para todas las curvas mostradas en la Fig. III.5, se consideró $k_v = k_H/10$. Esta anisotropía conduce a que $\beta \cong 3$. Para una permeabilidad anisótropa más favorable ($\beta < 3$), el resultado debe ser aún más benéfico para pozos horizontales. La conclusión es que los pozos horizontales largos que se encuentren en yacimientos con permeabilidad de moderadamente baja a alta e isotropa y espesores de yacimientos razonablemente pequeños, son mejores candidatos para la estimulación matricial que para el fracturamiento hidráulico.

III.5 USO DE LA TUBERIA FLEXIBLE PARA ESTIMULACION MATRICIAL EN POZOS HORIZONTALES

Aunque la estimulación matricial se hace rutinariamente en los pozos verticales, no es así en los pozos horizontales. Para solucionar el problema de la colocación de los fluidos inyectados, se presenta un método de estimulación matricial utilizando tubería flexible. Esta técnica puede proporcionar el aislamiento mecánico y la desviación, necesarios para tener una cobertura uniforme a lo largo del pozo horizontal.

La técnica considera que el ácido reaccionará lateralmente con la formación, exactamente donde esté la tubería flexible. Esto, por supuesto, no siempre es posible, especialmente en yacimientos carbonatados, donde las zonas ladronas naturales o creadas, impedirán la colocación adecuada del fluido de estimulación.

Para realizar una estimulación matricial utilizando tubería flexible, se empuja ésta hasta el fondo del pozo y el fluido reactivo de estimulación es bombeado a través de ella, retirándola gradualmente a un ritmo de extracción dependiente del gasto de inyección del fluido de estimulación y de la cobertura volumétrica deseada (Fig. III.6). Se puede bombear un fluido inerte, a través del espacio anular formado entre la tubería flexible y el pozo, para dar así la contrapresión necesaria.

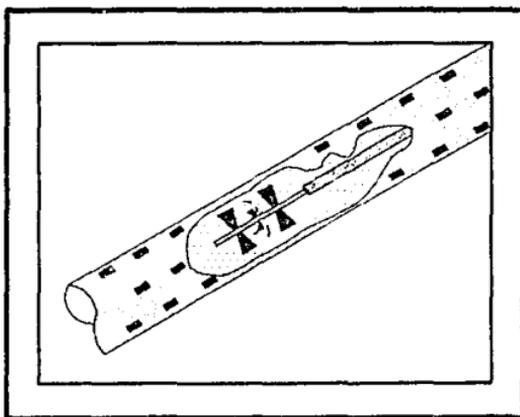


Fig III.6 Configuración de una estimulación matricial de un pozo horizontal utilizando tubería flexible. Los fluidos son bombeados a través de la tubería flexible mientras ésta es extraída. El fluido inerte es bombeado a través del espacio anular para dar una contrapresión

III.5.1 Máximo Gasto de Inyección Para Estimulación Matricial

Cualquier tratamiento de estimulación matricial que exceda la presión de fractura de la formación es indeseable, ya que si esto sucede, el ácido no podrá disolver o dispersar el daño.

Mientras que las fracturas son importantes en yacimientos de baja permeabilidad, las que se puedan formar en yacimientos con alta permeabilidad pueden puentear las zonas dañadas y por lo tanto, no se tendrá una estimulación adecuada en la vecindad del pozo. Las fracturas también pueden extenderse hacia los contactos y conducir a un incremento en la producción de agua o gas.

El máximo gasto de inyección para evitar fracturamiento a un pozo vertical es:

$$(q_{\text{imax}})_V = \frac{2 \pi k_H h (g_f H - \Delta P_{f_s} - \bar{P})}{\mu B [\ln(0.472 r_e / r_w) + s]} \quad (\text{III.6})$$

La ecuación similar para un pozo horizontal es:

$$(q_{\text{imax}})_H = \frac{2 \pi \sqrt{k_H k_V} L (g_f H - \Delta P_{f_s} - \bar{P})}{\mu B F} \quad (\text{III.7})$$

donde:

$$F = \left\{ \frac{1}{2} \ln \left[\frac{8 h \beta}{\pi r_w (1 + \beta)} \times \cot \left(\frac{\pi z_w}{2 h} \right) \right] + \frac{1}{2} \left[s - \frac{(h - z_w) \beta}{L} \right] \right\}$$

Suponiendo que los gradientes para iniciar una fractura para los pozos verticales y horizontales son aproximadamente iguales, entonces las Ecuaciones III.6 y III.7 se pueden combinar para obtener la relación de los gastos de inyección, como se muestra a continuación:

$$\frac{(q_{i\max})_H}{(q_{i\max})_V} = \sqrt{\frac{k_v}{k_H}} L \frac{[\ln 0.472(r_e / r_w) + s]}{h F} \quad (\text{III.8})$$

Considerando anisotropía normal ($k_v = 0.1k_H$), $r_e = 745$ pies y $r_w = 0.328$ pies, se calcula la relación de los gastos de inyección para varios factores de daño y diferentes relaciones L/h . La Fig. III.7 muestra los resultados de estos cálculos.

Conforme aumenta el factor de daño, la reducción en el gasto de inyección en los pozos horizontales es mucho más marcada que en los pozos verticales. En contraste, como se mostró anteriormente, la reducción del factor de daño da como resultado un incremento muy grande en la producción y/o gasto de inyección en los pozos horizontales. En casi todos los casos, los gastos prácticos de estimulación matricial, para evitar fracturamiento en pozos horizontales, son mayores que para pozos verticales.

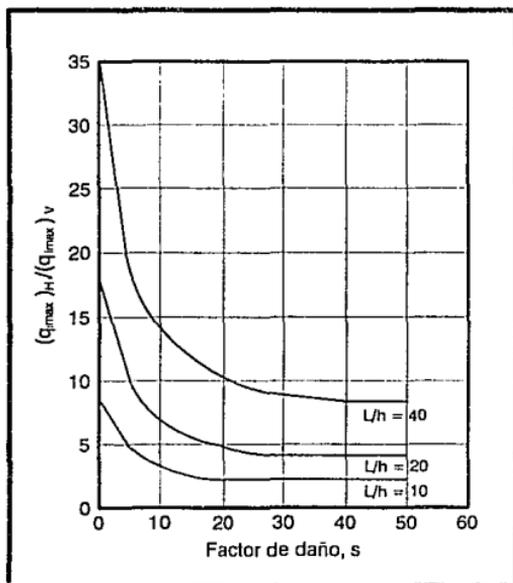


Fig. III.7 Relaciones del gasto de inyección entre pozos horizontales y verticales para un rango dado del factor de daño

Por ejemplo, considerando los datos de la siguiente tabla:

TABLA III.3		
DATOS DEL POZO Y YACIMIENTO		
$k_H = 1 \text{ mD}$	$k_V = 0.1 \text{ mD}$	$L = 1000 \text{ pies}$
$g_r = 0.8 \text{ psi/pie}$	$H = 10000 \text{ pies}$	$\Delta P_{fs} = 200 \text{ psi}$
$\bar{P} = 5000 \text{ psi}$	$\mu = 1 \text{ cp}$	$B = 1 \text{ bl a cy/bl a ct}$
$h = 100 \text{ pies}$	$r_w = 0.328 \text{ pies}$	$Z_w = 50 \text{ pies}$
$s = 10$		

Con los datos anteriores, se tiene que el gasto de inyección en un pozo horizontal no puede exceder 0.54 bl/min. Haciendo la comparación con un pozo vertical en el mismo yacimiento, su máximo gasto de inyección no debe exceder 0.074 bl/min si se quiere evitar el fracturamiento. Este último gasto es muy pequeño e impráctico, de hecho, como se mostró previamente, un pozo vertical con tales condiciones no es candidato para estimulación matricial.

Para la mayoría de los pozos horizontales, el gasto de inyección matricial permisible es mayor al gasto que la tubería flexible puede dar. Si en el ejemplo anterior $k_H = 10$ mD y $k_V = 1$ mD, entonces el máximo gasto puede exceder de 5 bl/min, el cual es mucho más alto del que se obtiene con los tamaños comunes de tubería flexible.

III.5.2 Ritmo de Extracción de la Tubería Flexible

Como se mencionó, se puede bombear un fluido inerte a través del espacio anular formado entre la tubería flexible y el pozo, para dar la contrapresión necesaria. En tal caso, la posición de la interfase entre el fluido reactivo y el inerte se debe calcular para que al moverse pueda estar aproximadamente en el mismo lugar que el punto de inyección al final de la tubería flexible. Por lo tanto, para que esto ocurra, el gasto de inyección del fluido inerte se debe ir reduciendo.

Suponiendo que la presión al final de la tubería flexible es constante:

$$\Delta p = \text{constante} \propto q_{iin}^2 x \quad (III.9)$$

Derivando con respecto al tiempo y rearreglando los resultados:

$$dq_{iin}/dt = -(q_{iin}/2x) (dx/dt) \quad (III.10)$$

Donde dx/dt es el ritmo de extracción de la tubería flexible. Por lo tanto, el gasto de inyección del fluido inerte debe ser disminuido en función del ritmo de reducción dado en la Ecuación III.10, partiendo de un valor inicial calculado para el fondo del pozo. En la Fig. III.8 se grafica el ritmo de extracción de la tubería flexible para lograr una cobertura volumétrica (gal/pie) bajo un gasto de inyección determinado.

Los tamaños disponibles de tubería flexible (1, 1¼ y 1½ pg) podrían entregar, sin reductores de fricción, máximos gastos de inyección aproximadamente iguales a 0.7, 1.3 y 2.1 bl/min, respectivamente. Estos valores pueden ser incrementados por lo menos un 50%, utilizando reductores de fricción apropiados. Si se considera que el ácido se moverá lateralmente dentro de la formación a la altura del final de la tubería flexible, entonces la Fig. III.8 es una buena aproximación. En ausencia de desviadores o aun de dispositivos de aislamiento mecánicos, no se podrá considerar esta distribución idealizada. El problema será particularmente severo en formaciones carbonatadas.

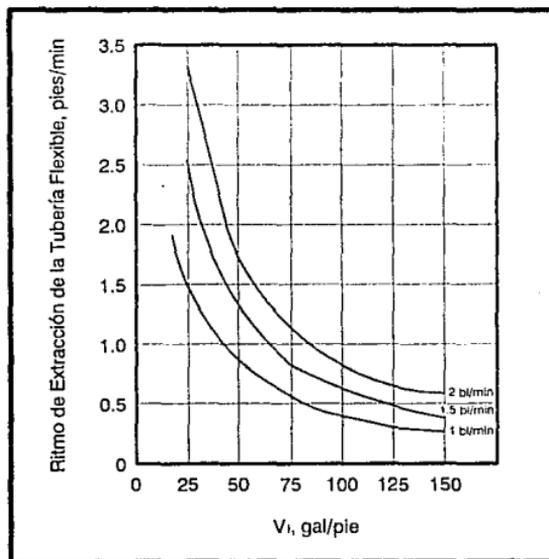


Fig. III.8 Ritmo de extracción de la tubería flexible a diferentes gastos de inyección para dar la cobertura volumétrica deseada del fluido estimulante

III.5.3 RESULTADOS DE UNA SIMULACION DE ESTIMULACION MATRICIAL EN UN POZO HORIZONTAL CON Y SIN TUBERIA FLEXIBLE

Para observar las ventajas del uso de la tubería flexible en la estimulación matricial de pozos horizontales, se utilizaron los resultados de una simulación realizada mediante un modelo de yacimiento, que está basado en una discretización de diferencias finitas sobre un eje simétrico ($r-z$) de la formación.

El flujo de fluido y la difusión/convección del ácido son resueltos simultáneamente, considerando:

- Flujo de fluidos compresibles en dos fases
- Flujo cruzado para tener una descripción realista de los efectos de desviación
- Formación heterogénea
- Estratos dañados en función del tiempo
- Un módulo de reacción química, con minerales reactivos rápidos y lentos

Lo anterior permite el cálculo de la concentración ácida, cambios en porosidad, diferentes factores de daño y los cálculos de flujo subsecuentes.

La desviación se explica a través del uso de un modelo basado en resultados experimentales. El volumen de desviadores se calcula del módulo del fluido, el cual contribuye al incremento de la resistencia del enjarre. Esta resistencia, obtenida experimentalmente, es característica de varios desviadores.

El modelo anterior se puede usar para simular la inyección de fluidos reactivos en una sección horizontal grande, utilizando:

- Inyección convencional de ácido sin tubería flexible
- Tubería flexible, con un ritmo de extracción estimado a partir de los cálculos previos (Fig. III.8)
- Agentes desviadores en formaciones heterogéneas

Debido a que la principal intención es demostrar el uso de la tubería flexible en una formación homogénea, sólo se consideraron los dos primeros casos.

La extracción de la tubería flexible se simula matemáticamente en función del tiempo de desplazamiento de la fuente de inyección. El factor de daño se calcula continuamente, mediante la actualización de la permeabilidad de los estratos dañados y por lo tanto, del factor de daño, usando un promedio apropiado.

Los datos de la formación utilizados para la simulación son:

- $k_H = 100 \text{ mD}$, $L = 2000 \text{ pies}$
- Formación dañada con partículas de arcilla hasta una distancia de 1.5 pies desde el pozo
- Saturación inicial de Kaolinita del 5%, causando un daño de +6
- Saturación de cuarzo del 75%
- Yacimiento discretizado dentro de 10 capas
- Permeabilidades lateral y transversal iguales
- Combinación de HCl-HF (12% - 3%) para el tratamiento
- Gasto de inyección de 1.5 bl/min
- Dos coberturas volumétricas de ácido de 50 y 100 gal/pie, correspondiendo a 26 y 52 horas de inyección respectivamente
- Ritmo de extracción de la tubería flexible simulado como si fuera un bloque de mallas (200 pies) cada 5 horas

Las Figs. III.9 y III.10 muestran los perfiles de concentración del fluido inyectado al final de las 52 horas de inyección, confirmando la alta eficiencia de colocación obtenida mediante la extracción de la tubería flexible. Sin el uso de la tubería flexible, sólo puede ser estimulado el 20% de la longitud del pozo (400 pies), aunque no eficientemente.

Las Figs. III.11 y III.12 muestran el perfil de concentración de Kaolinita. Estas figuras indican claramente que el primer caso (sin tubería flexible), permite una disolución efectiva de arcillas sólo en la tercera parte de la longitud del pozo horizontal.

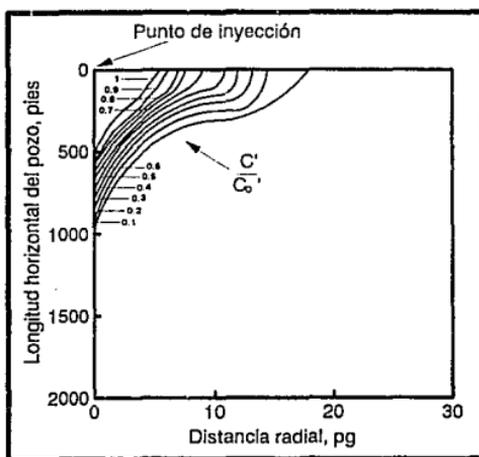


Fig. III.9 Perfiles de concentración radial de ácido a lo largo del pozo horizontal (inyección durante 52 hr sin tubería flexible)

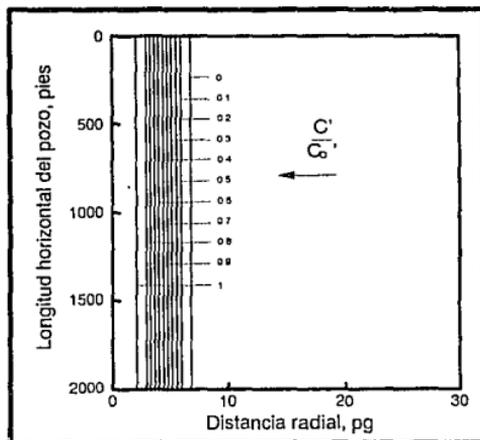


Fig. III.10 Perfiles de concentración radial de ácido después de la inyección con tubería flexible

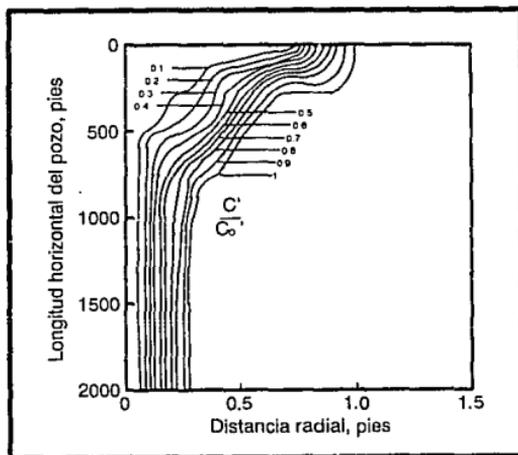


Fig. III.11 Concentración de Kaolinita después de la inyección de ácido en el pozo horizontal sin tubería flexible (100 gal / pie)

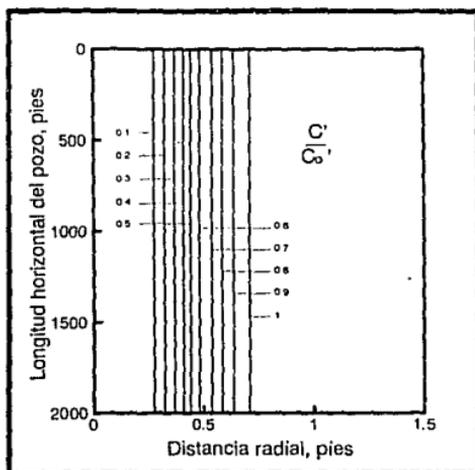


Fig. III.12 Concentración de Kaolinita después de la inyección de ácido con tubería flexible (100 gal / pie)

El efecto del volumen del ácido sobre la disolución de la arcilla para el segundo caso (con tubería flexible) puede ser evaluado fácilmente comparando la Fig. III.12 con la III.13. Esta comparación muestra la distribución de concentración de Kaolinita después de la inyección de 50 gal/pie, manteniendo el mismo ritmo de extracción de la tubería flexible. Lo importante de esto es que el inyectar 50 gal/pie con tubería flexible proporciona una mejor cobertura que la inyección de 100 gal/pie sin tubería flexible. Nótese que para este caso, al mantener el mismo ritmo de extracción, sólo se estimula la mitad del pozo. Una mejor forma para estimar cuantitativamente el grado de remoción del daño, es observando la variación del factor de daño contra el tiempo de inyección (Fig. III.14).

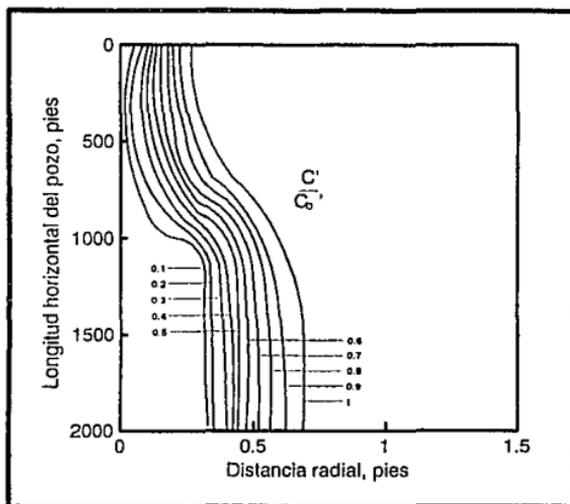


Fig. III.13 Concentración de Kaolinita después de la inyección de ácido con tubería flexible, pero con sólo la mitad de la cobertura (50 gal/pie)

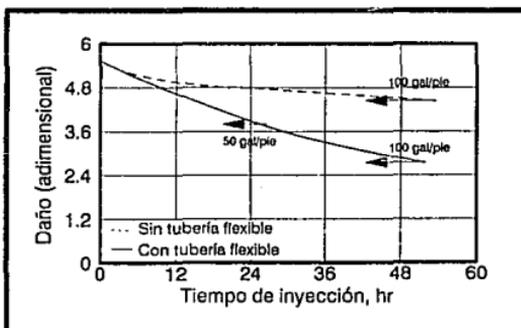


Fig. III.14 Evolución del factor de daño con y sin tubería flexible. Incluso con la mitad de la cobertura volumétrica (50 gal / pie) utilizando tubería flexible, se tiene una mayor reducción del daño, que inyectando 100 gal / pie sin tubería flexible

La curva continua de la Fig. III.14, que representa la variación del daño total cuando se usa la tubería flexible, cae a menos de la mitad del valor original, mientras que esta caída es de sólo el 25% cuando no se usa la tubería, lo cual se muestra en la curva discontinua. Nuevamente, la inyección de 50 gal/pie con tubería flexible es mucho más efectiva que la inyección de 100 gal/pie sin ésta.

Para yacimientos heterogéneos, el uso de la tubería flexible puede ser una buena opción cuando se utilizan agentes desviadores o dispositivos de aislamiento mecánico.

III.6 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO Y SELECCION DE FLUIDOS DE ESTIMULACION

Las consideraciones más importantes durante la estimulación matricial de un pozo horizontal, son la desviación y la colocación del fluido, debido a que la longitud expuesta es muy grande. El uso de la tubería flexible en su forma más simple, no es suficiente para distribuir equitativamente los fluidos de estimulación. Para la inyección de ácido dentro de una Limonita, si no se usa tubería flexible, desviadores y en casos particulares dispositivos de aislamiento mecánicos, es poco probable que el pozo horizontal pueda ser estimulado efectivamente aun en una pequeña porción.

El volumen de ácido requerido en un pozo horizontal es tan grande, que es necesario seleccionar un ácido inorgánico barato como el HCl, especialmente cuando se tienen carbonatos, los cuales son altamente solubles en HCl (> 98%).

La caída de presión por fricción a través de tubulares es alta cuando se usan diámetros pequeños de tubería flexible, aunque el gasto de inyección matricial sea bajo (< 2 bl/min). Para evitar fricción excesiva, la solución de HCl deberá contener suficiente concentración de un polímero en un reductor de fricción diesel. Los reductores de fricción en concentraciones tan bajas como 1 gal/1000 gal de ácido, proporcionan hasta un 70% de reducción en las caídas de presión por fricción.

En la estimulación matricial de pozos verticales, comúnmente se han utilizado coberturas de ácido en un rango de 50 a 150 gal/pie en la zona productora. En pozos horizontales podrían ser utilizadas coberturas similares, pero debido a que los volúmenes resultantes de estas coberturas pueden ser extremadamente altos, por ejemplo de 300,000 gal para un pozo de 2000 pies de sección horizontal, se requiere seleccionar coberturas pequeñas, que al ser inyectadas correctamente, den como resultado una buena estimulación.

Un tratamiento de estimulación convencional en pozos verticales, utiliza cantidades relativamente pequeñas de ácido que requieren menos de dos horas de inyección. En cambio en un pozo horizontal se necesita un tiempo mayor, debido a que utiliza hasta diez veces más cantidad de ácido para la inyección.

El tiempo de bombeo y los volúmenes usados indican que se tiene una prolongada exposición de las tuberías al ácido durante la inyección, por lo cual, éste debe ser tratado con cantidades adecuadas de un inhibidor de corrosión. Esto resalta la importancia que se le debe dar a la eficiencia mínima de la cobertura del ácido, por lo tanto, el tiempo de inhibición de la corrosión puede ser un factor de control, especialmente en yacimientos con temperaturas alrededor de los 200 °F y para tiempos de inyección mayores a 20 horas.

Es importante realizar pruebas de laboratorio para conocer las reacciones de los sistemas ácidos, con los fluidos de formación e inyección, para determinar si es necesario utilizar agentes desemulsificantes e inhibidores de incrustaciones y en que concentraciones.

Así como es importante la selección del fluido reactivo, también lo es la selección de su método de aplicación, el cual debe proporcionar una remoción completa del daño cerca del pozo a lo largo de toda la sección horizontal. Asimismo, es esencial la formulación correcta de una solución desviadora eficiente, para asegurar una distribución uniforme del fluido reactivo, ya que los desviadores crean un enjarre de partículas sólidas sobre la matriz más permeable, alterando el perfil de inyección del fluido, para que pueda haber reacción en la sección no estimulada. Cuando los desviadores están colocados uniformemente, el intervalo previamente estimulado es temporalmente sellado, permitiendo que sean estimulados los intervalos restantes.

Si hay un gran incremento en la permeabilidad de la matriz de las secciones ya estimuladas, se requiere de un desviador altamente efectivo. Para asegurar una adecuada desviación, son necesarias altas concentraciones de sales orgánicas o desviadores de base resina. La concentración óptima de sales orgánicas solubles en agua y aceite, se determina a través de pruebas de laboratorio, y son dispersas en una solución de HCl al 5% para prevenir una disolución prematura.

Como práctica común de campo, en el diseño de la estimulación se usan baches alternados de soluciones de HCl y de 10 a 15 barriles de desviadores. Para ello, inicialmente el sistema ácido es disperso en la sección más lejana del pozo horizontal, después, durante la extracción de la tubería flexible y en intervalos iguales a un 10% del total de la formación expuesta, se inyecta un bache de desviador. Una vez que se termina de colocar todos los baches de desviador y se ha desplazado todo el fluido de tratamiento, se baja nuevamente la tubería flexible hasta el fondo y se circula un volumen igual a la capacidad total del agujero para acondicionar el pozo. Se puede obtener una limpieza rápida mediante la inyección de nitrógeno al pozo o poniendo éste en producción tan pronto como sea posible.

III.7 EJEMPLO DE UN CASO DE ESTIMULACION MATRICIAL EN UN POZO HORIZONTAL UTILIZANDO TUBERIA FLEXIBLE

Se tiene perforado un pozo en una formación carbonatada hasta una profundidad vertical total de 5910 pies y una profundidad total medida de 7968 pies. Los fluidos de estimulación se bombearon con una unidad de tubería flexible de 1 pg. Se determinó que el gasto apropiado de inyección del ácido para la estimulación matricial era de 1 bl/min. El ritmo de extracción de la tubería flexible fue de 1.2 pies/min, debido a que se pretendía dar una cobertura de 50 gal/pie.

Se creó una contrapresión sobre la formación, bombeando agua con 2% de KCl y 1 gal/1000 gal de un reductor de fricción, inicialmente se bombeó a un gasto de 0.25 bl/min por el espacio anular con una bomba tríples de ritmo lento. La inyección con tubería flexible fue suspendida cada 100 pies (1/20 de la longitud total a estimular) para colocar un bache desviador de 10 bl. La inyección a través del espacio anular fue suspendida para monitorear cualitativamente la respuesta de presión causada por el bache desviador. El monitoreo de la presión de fondo registró incrementos graduales, indicando esto que el bache desviador fue efectivo.

Después de la colocación de cada bache desviador, se continuó con la inyección del ácido a través de la tubería flexible y con la inyección del fluido inerte por el espacio anular. Después del 20º bache desviador, se bombeó el ácido restante y el fluido de las tuberías fue desplazado con

100 bl de agua conteniendo 2% de KCl y reductores de fricción. La tubería flexible se bajó al fondo del pozo para limpiarlo y se extrajo nuevamente. Se utilizó HCl al 15% y ciertos aditivos necesarios para el tratamiento de estimulación y para las condiciones de las formaciones encontradas. Los aditivos fueron:

- 1 gal/1000 gal, de un surfactante no iónico para reducir la tensión interfacial
- 1 gal/1000 gal, de un agente no emulsificante
- 1 gal/1000 gal, de un agente reductor de fricción
- 3 lbm/1000 gal, de un agente secuestrante de fierro
- 2 gal/1000 gal, de un inhibidor de corrosión

Debido a que fue necesario un periodo de bombeo largo, el inhibidor de corrosión se mezcló previamente, permitiendo así una suficiente protección anticorrosiva por un periodo de 36 horas a 150 °F.

El almacenamiento en el campo fue muy importante, ya que se tuvieron prolongados tiempos de bombeo y grandes volúmenes de ácido. Para reducir el tiempo de exposición del tanque de almacenamiento al ácido, se desarrolló una mezcla continua in-situ de HCl concentrado con agua dulce y aditivos. Tal procedimiento permitió tener una mínima cantidad del sistema ácido en el tanque de almacenamiento, en caso necesario de detener prematuramente el tratamiento.

Este pozo presentó excelente comportamiento después del tratamiento, observándose un incremento de cinco veces, en el gasto de producción.

III.8 OTRA TECNICA DE ESTIMULACION MATRICIAL EN POZOS HORIZONTALES CON TUBERIA FLEXIBLE

En la estimulación matricial de pozos horizontales se presentan ciertos aspectos críticos, los cuales se mencionan a continuación:

- Secciones muy grandes en las zonas productoras (de 300 a 3000 pies)
- Se requieren grandes volúmenes de fluido de tratamiento
- Es necesario adecuar las técnicas de desviación para los diferentes tipos de terminación (agujero descubierto, TR corta ranurada o perforada, TR con empacadores externos y coples de cementación, TR corta cementada, etc.)

Los aspectos anteriores se han podido resolver mediante la aplicación de la siguiente técnica de estimulación:

La técnica fue desarrollada originalmente para pozos verticales y se ha modificado y aplicado con éxito en pozos horizontales. Esta técnica consiste en colocar el 30% de la mezcla de ácido a través de los disparos utilizando tubería flexible y desplazar el volumen restante al máximo gasto de inyección matricial posible. La tubería flexible es recíprocada varias veces a través de los intervalos a una velocidad constante y con un gasto de inyección específico para cada caso.

Durante la estimulación matricial, la presión de inyección en el fondo del pozo se debe mantener en la máxima permisible (sin sobrepasar la presión de fractura), a fin de maximizar la probabilidad de una desviación eficiente del fluido y una remoción del daño de toda la sección expuesta.

El uso de un fluido de estimulación viscosificado, disminuye el costo de la estimulación al reducir la potencia hidráulica requerida, así como el volumen del fluido de estimulación. Lo anterior se puede apreciar en la Fig. III.15, que es una gráfica de la presión de inyección en el fondo del pozo contra el gasto de inyección, donde se predice la máxima presión y gasto para un caso específico de estimulación matricial en un pozo horizontal.

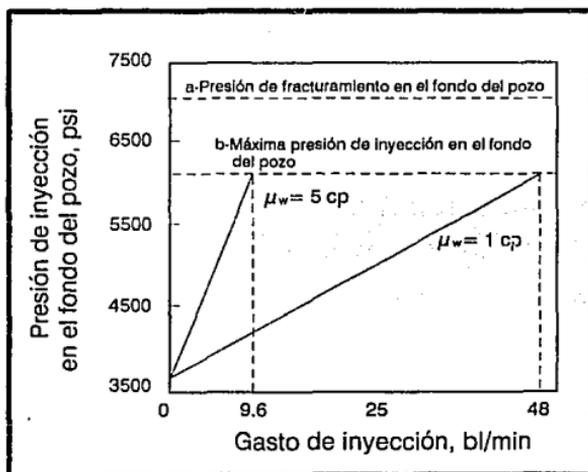


Fig. III.15 Parámetros del fondo del pozo en una estimulación matricial

En la figura anterior, la línea "a" representa la presión de fracturamiento en el fondo del pozo y la línea "b" da un factor de seguridad para evitar el fracturamiento. Suponiendo un factor de daño de cero en toda la zona productora expuesta de 846 pies de longitud y de 12 mD de permeabilidad, teóricamente debe ser posible inyectar la mezcla de ácido (con $\mu_w = 1$ cp) a un gasto de 48 bl/min en condiciones matriciales, con una presión de inyección en el fondo del pozo de 6100 psi. En cambio, utilizando un fluido de estimulación viscosificado ($\mu_w = 5$ cp) se obtiene esa misma presión con 9.6 bl/min.

La máxima presión en los cabezales del pozo y en las líneas superficiales, junto con la longitud y el diámetro interno de la tubería, representan una fuerte limitante para la aplicación de esta técnica. Por tal razón, se vuelve de gran importancia el uso de reductores de fricción y se ha observado que los viscosificantes ácidos en concentraciones muy bajas son excelentes reductores de fricción, muy estables en ácido y con una eficiencia uniforme.

La técnica ha sido aplicada efectivamente sin el uso de desviadores en intervalos de producción horizontales grandes (se ha probado en longitudes de hasta 1500 pies). Los resultados más efectivos de esta técnica se han obtenido cuando se aplica en yacimientos con permeabilidad primaria moderadamente homogénea. Para formaciones macrofracturadas, la combinación del aislamiento mecánico y esta técnica, son un método de estimulación eficiente para cubrir adecuadamente la totalidad del intervalo productor.

III.9 OPTIMIZACION DE LA ESTIMULACION MATRICIAL EN POZOS HORIZONTALES

III.9.1 Optimización en Tiempo Real de la Estimulación Matricial Para Pozos Horizontales

Para alcanzar los objetivos técnicos y económicos de la estimulación matricial, el factor de daño debe ser reducido a cero en toda la sección horizontal productora. Esto equivale a alcanzar un índice de inyectividad máximo "localizado" al término de la estimulación, el cual se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$II_{loc} = \frac{q_i}{P_{wi} - P_e} = \frac{2 \pi \sqrt{K_{hw} K_{vw}} L}{\mu_w \ln \frac{r_b}{r_w}} \quad (III.11)$$

El flujo se considera radial alrededor del agujero del pozo en un plano vertical (Fig. III.16).

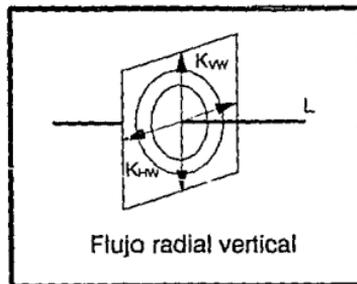


Fig. III.16 Tipo de flujo en la inyección, durante una estimulación matricial

Esto equivale a tener un pozo vertical con penetración total en un yacimiento infinito con espesor igual a la longitud de la sección horizontal (L). Si se ha determinado la permeabilidad efectiva al agua (ácido), en la dirección vertical y horizontal, además de la longitud del pozo, entonces la meta de la estimulación es alcanzar el índice de inyectividad máximo, calculado con la Ecuación III.11 (daño a la formación totalmente removido).

La presión de inyección en el fondo del pozo en el radio r_b se considera muy cercana a la presión promedio del yacimiento ($P_b \approx P_e$), donde r_b es el radio de un cilindro horizontal de la formación en el cual tiene lugar la mayor parte de la caída de presión. La experiencia de campo ha demostrado que considerar este radio del orden de 4 pies, es una buena aproximación. Por otra parte, se relaciona la presión y gasto de inyección con el factor de daño, utilizando las siguientes ecuaciones para la presión de fondo (P_{wi}) y para la presión superficial de inyección (P_{ti}).

$$P_{wi} = P_e + \frac{q_i \mu_w}{2 \pi \sqrt{K_H W K_{VW}} L} \left(\ln \frac{r_b}{r_w} + s \right) \quad (\text{III.12})$$

$$P_{ti} = P_{wi} - P_h + P_r \quad (\text{III.13})$$

Esta aproximación, es la base de la técnica desarrollada para incrementar el control del tratamiento de estimulación matricial en tiempo real. Una vez que se ha logrado el objetivo de tener $s = 0$, utilizando las Ecuaciones III.12 y III.13 se obtienen las presiones y gastos finales, correspondientes a una estimulación exitosa.

III.9.2 Optimización de la Estimulación Matricial en Pozos Horizontales Mediante el uso del Valor Presente Neto (VPN)

La base de esta optimización para un tratamiento de estimulación matricial es la maximización del Valor Presente Neto, que es el balance de las expectativas del incremento en el ingreso, contra el costo de ejecución del trabajo.

El Valor Presente Neto (VPN), se puede determinar de la siguiente forma:

$$VPN = \sum_{n=1}^N \frac{R_n}{(1+i)^n} - C \quad (III.14)$$

Una vez que se ha especificado la tasa de interés, existe para cada proyecto de estimulación y terminación un ingreso asociado, un costo asociado y en consecuencia un VPN. Por lo tanto, el diseño óptimo de estimulación matricial y terminación es aquel que corresponde al máximo VPN.

Para una estimulación parcial, el VPN se determina de la siguiente forma:

$$VPN = \sum_{n=1}^N \frac{\Delta N_{p,n} C_1}{(1+i)^n} - t_i C_2 - V_{acid} C_3 - C_{fij} \quad (III.15)$$

Los cálculos realizados con los datos de la Tabla III.4 dan como resultado un VPN igual a 1.64×10^7 USD para una penetración máxima de 5 pies. Al incrementar la zona estimulada a 7 pies, lo cual corresponde a 67,450 gal de ácido inyectado, el pozo dará un gasto de 4,118 bl a ct/día. Bajo estas condiciones el VPN que se obtiene es de 2.86×10^7 USD.

Estos cálculos muestran una tendencia general del VPN para estimulación matricial en pozos horizontales. Comúnmente, los cálculos del VPN son poco sensibles ante la mayoría de las variables del tratamiento, como se muestra en las Figs. III.17 a la III.19, y las tendencias se incrementan continuamente, implicando esto que una remoción total del daño es lo más óptimo, suponiendo que esto fuera posible.

TABLA III.4	
DATOS DEL POZO Y YACIMIENTO	
L = 1500 pies	rw = 0.4 pies
h = 100 pies	reH = 3000 pies
kH = 20 mD	$\beta = 3$
$\phi = 0.3$	$\mu = 1.5$ cp
B = 1.1 bl a cy/bl a ct	$\Delta p = 1500$ psi
aHmax = 7 pies	k/ks = 20
DATOS ECONOMICOS	
Gasto de inyección	= 1 bl/min
Valor del aceite	= \$ 15/bl a ct
Valor del dinero en el tiempo	= 25%
Valor del ácido	= 5 USD/gal
Valor del tiempo de inyección	= 10,000 USD/hr
Costos de la perforación	= 200000 USD/100 pies
Costos fijos	= 100000 USD

La Fig. III.17 muestra el impacto que se tiene con la reducción de la permeabilidad dañada, la Fig. III.18 muestra el efecto del precio del aceite y la Fig. III.19 muestra el efecto del costo del fluido de estimulación. Todas las curvas del VPN tienen un incremento uniforme.

La razón de estas tendencias se pueden demostrar a partir de una gráfica como la de la Fig. III.20, en donde el gasto del pozo se incrementa significativamente para volúmenes más grandes de fluido de estimulación inyectado.

Un sobreatamiento, es decir, inyectar más ácido del necesario para remover el daño, daría como resultado una declinación en el VPN y una curva característica en forma de "campana".

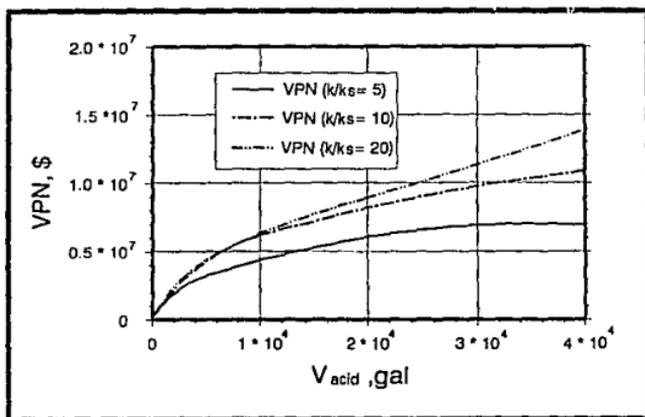


Fig. III.17 Impacto de la reducción de la permeabilidad dañada sobre el VPN

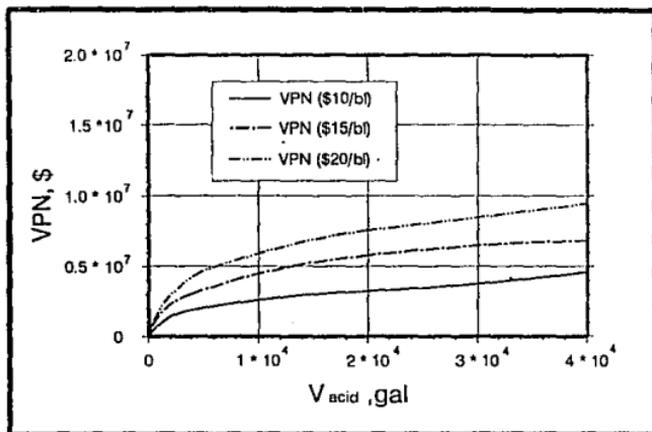


Fig. III.18 Impacto del precio del aceite sobre el VPN

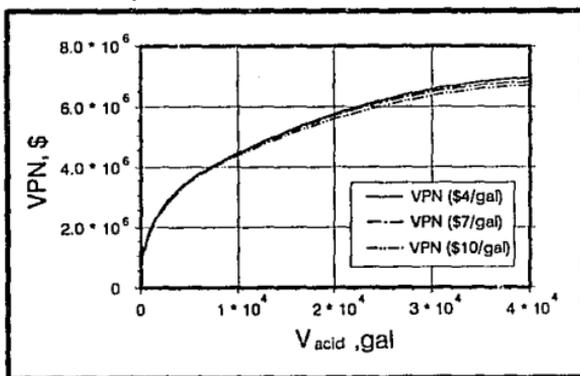


Fig. III.19 Impacto del valor del fluido de estimulación sobre el VPN

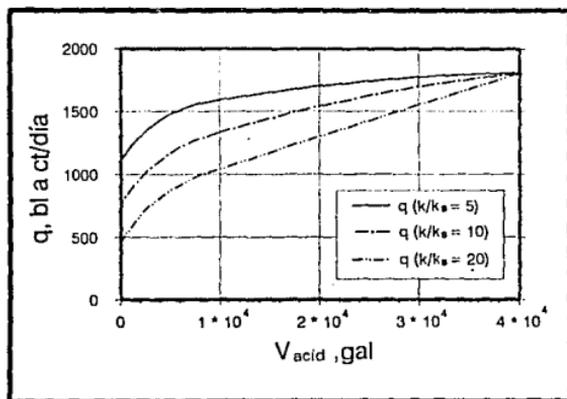


Fig. III.20 Producción de un pozo horizontal después de un tratamiento de estimulación matricial

Al desarrollar un tratamiento de estimulación uniforme, es decir, extraer la tubería flexible con una velocidad constante y bombeando a un gasto constante, daría como resultado costos adicionales comparados con el tratamiento de estimulación completo pero telescopiado (máxima penetración del ácido de 7 pies). Esto puede significar un millón USD adicional para el tratamiento uniforme. Así el VPN decrecería de 2.86×10^7 a 2.76×10^7 USD.

III.9.2.1 Valor Presente Neto de Estimulación Matricial y Terminación Parciales

En la sección previa, se consideró en los cálculos que se tenía la habilidad para distribuir el fluido de estimulación en el pozo y así remover el daño completamente. Esto normalmente no es posible, por lo tanto, se debe considerar como una situación ideal y útil sólo en yacimientos de areniscas y en terminaciones en agujero descubierto o con TR corta ranurada. Debido a que el tener estos tipos de terminación, reduce la oportunidad de tener un manejo selectivo del pozo (terminación, estimulación y control de la producción), existe una tendencia a realizar terminaciones cementadas.

Este tipo de terminación (cementada), es de particular importancia para la estimulación matricial, debido a que permite la optimización de los volúmenes por intervalo disparado, en función de la longitud de estos intervalos y las longitudes adyacentes no disparadas. Entonces, una opción interesante puede ser la terminación selectiva, la cual deja porciones del pozo sin perforar y/o sin estimular. La productividad de un pozo horizontal, que tenga varios intervalos abiertos de distribución arbitraria, depende de esta distribución y del número de intervalos.

El concepto del VPN puede ser adoptado como el criterio para la selección del diseño óptimo de la terminación y estimulación. Esto se puede realizar calculando los ingresos del pozo completamente estimulado en todo segmento disparado, comparado con un pozo sin estimular.

El incremento del ingreso es balanceado contra el costo de la estimulación y terminación. Este procedimiento de cálculo, cuyo esquema se presenta en la Fig. III.21, se puede definir de la siguiente manera:

$$VPN = \sum_{n=1}^N \frac{\Delta N_{p,n} C_1}{(1+i)^n} - \sum_{k=1}^{nseg} t_{i,k} C_2 - \sum_{k=1}^{nseg} V_{acid,k} C_3 - \sum_{k=1}^{nseg} L_{perf,k} C_4 - C_{fj} \quad (III.16)$$

Donde para cada año:

$$\Delta N_{p,n} = \sum_{k=1}^{nseg} N_{p,k,est} - N_{p,tot,noest} \quad (III.17)$$

Como se señaló anteriormente, la estimulación completa proporciona el máximo VPN en un pozo estimulado a lo largo de toda la sección horizontal. Esto se aplica en un pozo horizontal con terminación parcial considerando una remoción completa del daño en cada segmento disparado. Así, utilizando el concepto de VPN dado en la Ecuación III.16, los segmentos completamente estimulados son balanceados contra un pozo horizontal sin estimular.

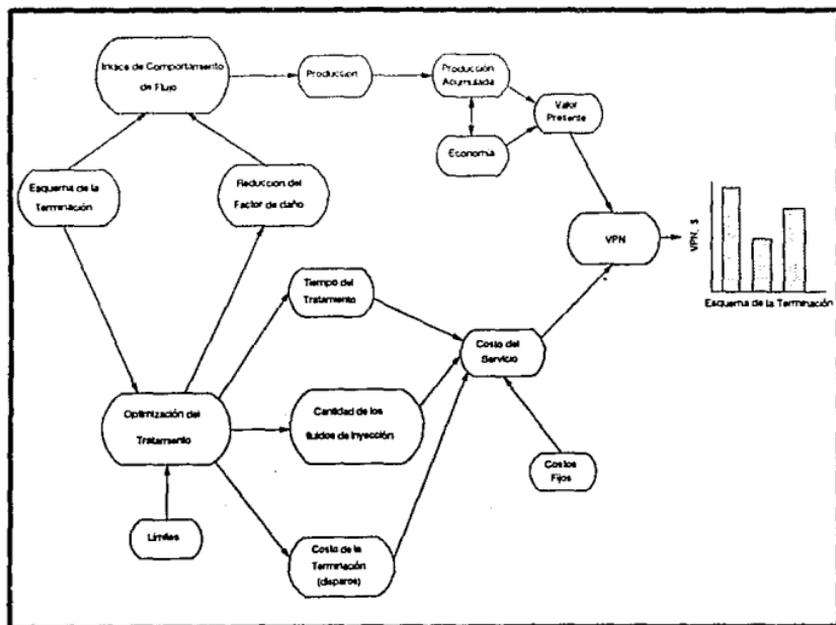


Fig. III.21 Componentes del cálculo del VPN

III.9.2.2 Ejemplo de Optimización de Estimulación Matricial Mediante el Uso del Valor Presente Neto

Se presentan a continuación los datos y resultados de la optimización de un pozo horizontal de 2200 pies que se encuentra en un área de drenaje con $L_x = 3000$ pies y $L_y = 2000$ pies, cuya optimización se hará para diferentes longitudes de segmentos terminados (disparados), contra el grado de estimulación.

Los datos económicos se muestran en la Tabla III.4 y los datos del pozo y del yacimiento se muestran en la Tabla III.5. Como se observa en esta última, la penetración del daño es de 7 pies cerca de la sección vertical y de 2 pies al final del pozo. Para cada uno de los casos que se mencionan a continuación, se consideraron cinco coberturas de estimulación:

- A. Distribución radial uniforme de los fluidos de estimulación a través de la longitud de los segmentos disparados
- B. Remoción total del daño con el perfil de estimulación semejando la forma del daño
- C, D y E. Estimulaciones parciales en forma de cono, considerando el radio de la base mayor de 5, 4 y 3 pies respectivamente

TABLA III.5	
DATOS DEL POZO Y YACIMIENTO	
L = 2200 pies	$r_w = 0.25$ pies
h = 75 pies	$\mu = 1$ cp
$L_x = 3000$ pies	B = bl a cy/bl a ct
$L_y = 2000$ pies	$\phi = 0.3$
$k_H = 2$ mD	$\Delta p = 1000$ psi
$k_v = 2$ mD	$a_{Hmax} = 7$ pies
$k/k_s = 10$	$a_{Hmin} = 2$ pies
$k/k_m = 1$	

La Tabla III.6 lista los volúmenes de estimulación requeridos, los costos totales (incluyendo estimulación y terminación) y finalmente el VPN correspondiente.

TABLA III.6

OPCIONES DE TERMINACION Y ESTIMULACION DE UN CASO DE CAMPO

OPCION DE DISEÑO	INTERVALO TERMINADO (pies)	VOLUMEN DE FLUIDOS DE ESTIMULACION (10 ³ gal)	COSTO TOTAL (10 ⁶ USD)	VPN (10 ⁶ USD)
A	200-200-200-.....-	410	6.63	0.96
	200-200	190	4.41	3.18
		110	3.60	2.05
		79	3.29	1.45
		53	3.03	0.80
B	200-100-200-.....-	520	8.46	1.32
	100-200	240	5.66	4.12
		140	4.67	3.02
		98	4.28	2.40
		66	3.96	1.71
C	100-100-100-.....-	410	6.83	1.58
	100-100	190	4.60	3.80
		110	3.80	2.46
		79	3.49	1.77
		53	3.23	1.04
D	200-50-200-.....-	620	9.89	1.42
	50-200	280	6.53	4.78
		160	5.34	3.86
		120	4.87	3.28
		80	4.49	2.60
E	100-50-100-.....-	520	8.26	1.98
	50-100	240	5.46	4.78
		140	4.47	3.57
		98	4.08	2.90
		66	3.76	2.17

En todos los casos, la remoción total del daño (listada en la segunda posición de cada caso) tiene el VPN más alto como era de esperarse (la

primera posición describe una cobertura de ácido uniforme y así un sobretratamiento derrochador). En este ejemplo los casos D y E tienen el VPN más alto. La Tabla III.7 contiene un resumen de los tiempos de inyección, volúmenes inyectados, penetración del daño y factor de daño original para uno de los casos con el VPN más alto (el D). El máximo tiempo de bombeo (en el segmento con la penetración de daño más grande) es de 25.6 hr. El tiempo de bombeo más corto es de 2.8 hr.

SEGMENTO	ti (hr)	Vacid (10 ³ gal)	aHmax (pies)	aHmin (pies)	s'cq
1	25.6	64.6	7.0	6.5	29.7
2	21.5	54.2	6.4	6.0	28.9
3	17.8	44.7	5.9	5.4	28.0
4	14.3	36.2	5.3	4.8	27.1
5	11.3	28.5	4.7	4.3	26.0
6	8.6	21.7	4.2	3.7	24.8
7	6.3	15.9	3.6	3.1	23.4
8	4.3	10.9	3.0	2.6	21.7
9	2.8	6.9	2.5	2.0	19.7

Se debe notar que los resultados de la Tabla III.6 son sólo para el pozo descrito en la Tabla III.5. Sin embargo, la técnica descrita en el ejemplo puede ser utilizada para cualquier pozo horizontal y especialmente en casos donde no es posible una terminación y estimulación completa, debido ya sea a las interacciones roca/fluido, inhibición de corrosión u otros problemas operacionales.

NOMENCLATURA

a	Eje mayor de la elipse de drene
aH	Eje horizontal de la elipse de daño
aH _{max}	Mitad del eje horizontal de la base más grande del cono elíptico de daño
aH _{min}	Mitad del eje horizontal de la base más pequeña del cono elíptico de daño
B	Factor de volumen
C	Costo
C ₁	Costo del aceite
C ₂	Costo del tiempo de inyección
C ₃	Costo del ácido
C ₄	Costo de los disparos
C _{fij}	Costos fijos
C'	Concentración final
C ₀ '	Concentración inicial
g _r	Gradiente de factura
H	Profundidad
h	Altura o espesor del yacimiento
i	Tasa de interés
II _{loc}	Índice de inyectividad máximo "localizado"
IP	Índice de Productividad
IP _H	Índice de Productividad de un pozo horizontal
IP _V	Índice de Productividad de un pozo vertical
k	Permeabilidad
k _H	Permeabilidad horizontal

k_{HW}	Permeabilidad horizontal efectiva al agua (ácido)
k_m	Permeabilidad mejorada
k_s	Permeabilidad de la zona dañada
k_v	Permeabilidad vertical
k_{vw}	Permeabilidad vertical efectiva al agua (ácido)
L	Longitud horizontal del pozo
$L_{perf,k}$	Longitud perforada en el k-ésimo segmento abierto
L_x	Longitud del área de drene en forma de caja, en la dirección-x
L_y	Longitud del área de drene en forma de caja, en la dirección-y
N	Número total de años del periodo
N_p	Producción acumulativa
$N_{p,k,est}$	Producción acumulativa en el k-ésimo segmento abierto estimulado
$N_{p,tot,noest}$	Producción acumulativa del pozo sin estimular (dañado)
n	n-ésimo año
n_{seg}	Número de segmentos abiertos (disparados)
\bar{P}	Presión media del yacimiento
P_e	Presión estática del yacimiento
P_{fr}	Pérdida total de fricción a través de la terminación
P_h	Presión hidrostática
P_{if}	Presión de inyección en la cabeza del pozo
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo del pozo
P_{wi}	Presión de inyección en el fondo del pozo
q	Gasto
q_i	Gasto de inyección

q_{iin}	Gasto de inyección de fluido inerte
q_{imax}	Máximo gasto de inyección
$(q_{imax})_H$	Máximo gasto de inyección para el pozo horizontal
$(q_{imax})_V$	Máximo gasto de inyección para el pozo vertical
R	Incremento anual en el ingreso
r_b	Radio del cilindro de la formación en el cual se tiene la mayor caída de presión
r_e	Radio de drene
r_{eH}	Radio de drene horizontal
r_w	Radio del pozo
s	Factor de daño
s'_{eq}	Factor daño anisótropo
t_i	Tiempo de inyección
V	Volumen
V_{acid}	Volumen de ácido
V_i	Cobertura volumétrica
VPN	Valor presente neto
x	Longitud de la sección horizontal desde el fondo hasta el final de la tubería flexible
z_w	Elevación del pozo a partir de la base del yacimiento

Símbolos Griegos

β	Índice de anisotropía = $\sqrt{k_H / k_V}$
ΔP	Diferencial de presión
ΔP_{fs}	Factor de seguridad para evitar el fracturamiento

$\Delta N_{p,n}$	Diferencia en el incremento de la producción acumulativa de un pozo estimulado y uno no estimulado, para el año n
ϕ	Porosidad
μ	Viscosidad
μ_w	Viscosidad del agua (ácido)

IV

FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN POZOS HORIZONTALES

Un fracturamiento puede definirse como el proceso mediante el cual se genera hidráulicamente el rompimiento de una formación, al inyectar a alta presión y alto gasto un fluido fracturante que penetra a la formación y es acarreador de un agente llamado sustentante o apuntalante, el cual permite mantener abierta la fractura resultante.

El fracturamiento hidráulico tiene como objetivo, incrementar o crear un canal de elevada conductividad para permitir una mejor comunicación de los fluidos del yacimiento hacia el pozo, o del pozo al yacimiento. De aquí, que una fractura inducida y sustentada tendrá una marcada influencia en el patrón de flujo y en la distribución de presiones en la formación.

Aunque la productividad de los pozos horizontales puede ser de dos a tres veces mayor que la productividad de los pozos verticales, realizar un fracturamiento en un pozo horizontal puede mejorar aún más su productividad, especialmente cuando la permeabilidad de la formación es baja. Cuando hay presencia de intercalaciones de lutita o baja permeabilidad vertical que impidan el flujo del fluido en la dirección vertical, el fracturar un pozo horizontal, prácticamente se convierte en una necesidad.

Los pozos horizontales perforados en formaciones compactas son candidatos para ser estimulados mediante un fracturamiento acidificado y/o apuntalado para incrementar su productividad.

IV.1 CONSIDERACIONES PARA REALIZAR UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN POZOS HORIZONTALES

Para realizar el fracturamiento de un pozo horizontal se deben tener en cuenta ciertos factores:

- El fracturamiento de un pozo horizontal, debe ser una alternativa económicamente más viable con respecto a fracturar un pozo vertical
- Los riesgos de estabilidad, tales como el colapso del agujero o de la TR, durante la perforación, estimulación o producción, se deben identificar y verificar si son aceptables
- Las operaciones de cementación y/o terminación se han realizado satisfactoriamente
- Contar con un programa de estimulación efectivo para tomar una decisión entre crear una sola fractura hidráulica o crear múltiples de ellas en forma simultánea o por etapas

Estos factores dependen fuertemente de la magnitud y orientación de los esfuerzos in-situ de la formación. Lo anterior es particularmente importante para determinar la dirección en que se propagará la fractura.

La dirección con la cual se inicia la fractura no será la misma que la dirección final de propagación, a menos que el pozo sea perforado deliberadamente con ese propósito. Esta dirección final tiende a ser perpendicular al esfuerzo mínimo principal, o a lo largo de las fracturas naturales dominantes. Esto significa que es posible que las fracturas hidráulicas no sean superficies planas simples.

IV.2 IMPORTANCIA DE LA MAGNITUD Y ORIENTACION DE LOS ESFUERZOS IN-SITU DE LA FORMACION

En general, se acepta que a la profundidad a que normalmente se encuentran los yacimientos petroleros, el esfuerzo mínimo principal es horizontal y como una fractura inducida estará orientada en forma perpendicular a éste, se tiene como resultado que dicha fractura esté en un plano vertical.

IV.2.1 Influencia Sobre la Dirección de la Fractura

Cuando la sección horizontal del pozo se perfora perpendicular a la dirección del esfuerzo mínimo, se creará una fractura vertical paralela a dicha sección (Fig. IV.1). Por otro lado, si la sección horizontal se

perfora en la misma dirección del esfuerzo mínimo, se podrán tener varias fracturas verticales, espaciadas a lo largo del eje del pozo, en todo lugar donde se tengan disparos (Fig. IV.2). Este espaciamiento entre disparos es uno de los parámetros de diseño que se deben seleccionar y se puede determinar por medio de simulación numérica.

Cuando la sección horizontal no se perfora en alguna de estas direcciones principales, la dirección de la fractura dependerá del ángulo formado entre dicha sección y la dirección del esfuerzo mínimo, de la distribución y densidad de los disparos, así como de las características del gasto y la viscosidad del tratamiento.

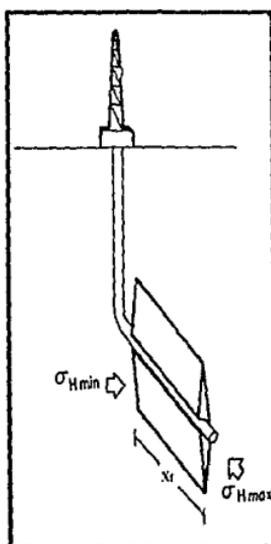


Fig. IV.1 Fractura longitudinal *

* Nomenclatura al final del capítulo

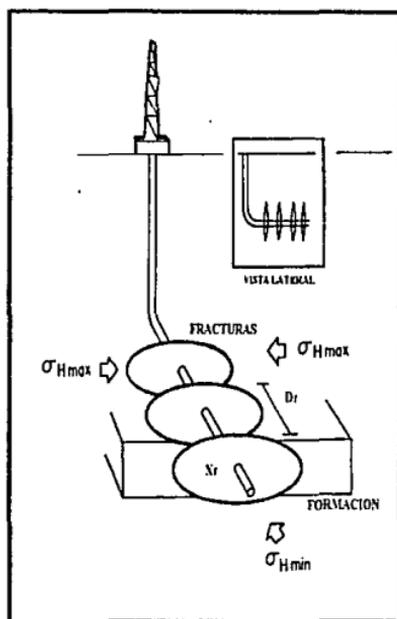


Fig. IV.2 Fracturas transversales

Sin embargo, para condiciones de agujero descubierto, las soluciones elásticas simples sugieren que independientemente de la orientación del agujero, habrá una tendencia general de la fractura para iniciarse a lo largo del pozo (fractura longitudinal) y posteriormente se reorientarán hacia una dirección de propagación más favorable. La posibilidad de que esto ocurra, puede restringir la creación de múltiples fracturas verticales. Esto es problemático tanto para agujeros descubiertos como para agujeros adomados disparados en un intervalo grande.

Un fenómeno más severo para la dirección con la cual se inicia la fractura a partir de agujeros descubiertos se representa en la Fig. IV.3, donde se observa que dicha dirección es controlada por la dirección del esfuerzo máximo principal σ_1 . En el primer caso (a), el esfuerzo máximo principal es vertical, esta condición del esfuerzo fuerza a la fractura a iniciarse verticalmente, desarrollándose a lo largo de la longitud del pozo. En el segundo caso (b), el esfuerzo máximo principal es horizontal y bajo esta situación, se presume que la fractura se iniciará en forma horizontal. En ambos casos, habrá una fuerte tendencia a reorientarse hacia un plano perpendicular al esfuerzo mínimo principal.

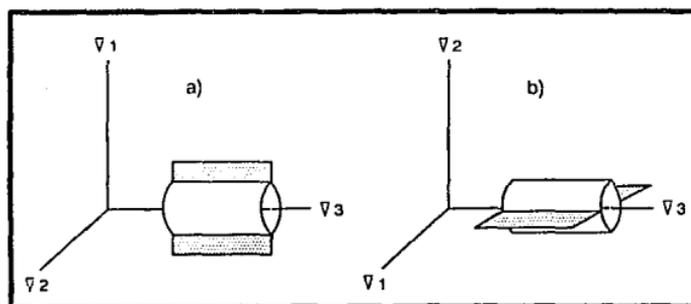


Fig. IV.3 Casos de iniciación inesperada de una fractura longitudinal

El fenómeno descrito puede ocurrir en un agujero cementado con un gran intervalo disparado, o en un agujero con cementación deficiente.

IV.2.2 Influencia Sobre la Presión de Fracturamiento

Los esfuerzos in-situ del campo también tienen influencia sobre la presión requerida para fracturar la formación. Esto es de gran importancia en términos de los requerimientos de equipo y TR. La Fig. IV.4 muestra la presión de fracturamiento teórica para tres situaciones de agujero descubierto. Podemos observar en la gráfica que la fractura para un pozo horizontal puede ser más difícil o menos, que para un pozo vertical.

La dirección con la que se inicia la fractura a partir de terminaciones cementadas y disparadas, es mucho más complicada que para un agujero descubierto. De hecho, el efecto de los disparos puede ser el parámetro de control más importante en el éxito de las operaciones de fracturamiento.

Entonces, con la medición de la magnitud y orientación de los esfuerzos y tomando en cuenta que las fracturas son siempre perpendiculares al esfuerzo mínimo principal, se pueden determinar los siguientes puntos:

- Dirección en que ocurrirá la fractura inducida
- Geometría esperada de la fractura
- Longitud óptima del intervalo disparado
- Tamaño óptimo del tratamiento
- Presión de fracturamiento esperada

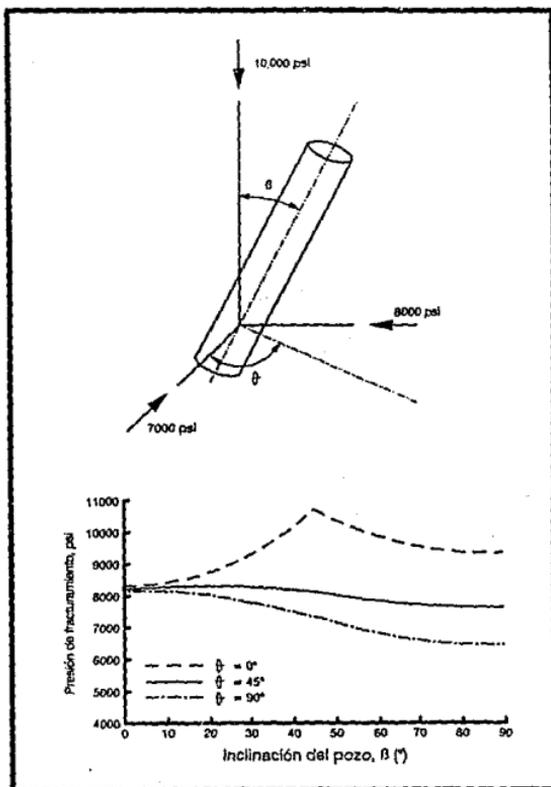


Fig. IV.4 Presión de fracturamiento en el fondo del pozo

IV.3 DETERMINACION DE LA MAGNITUD Y ORIENTACION DEL ESFUERZO MINIMO PRINCIPAL

Cuando la historia del campo en que se realizará el fracturamiento, no indica claramente la orientación y magnitud del esfuerzo mínimo principal, es necesario llevar a cabo pruebas para poder determinarlo. Existen tres métodos para determinar la magnitud y/o la orientación del esfuerzo:

- Microfracturamiento. Se utiliza para medir "directamente" el esfuerzo mínimo principal y la orientación de la fractura
- Método de relajación de esfuerzos. Se utiliza para "estimar" la magnitud relativa y orientación de los esfuerzos
- Mediante registros. Aunque el registro sísmico de espaciamiento largo se puede utilizar para "estimar" la magnitud del esfuerzo, tiene la desventaja de no tomar en cuenta el esfuerzo tectónico

Debido a que el microfracturamiento proporciona una medición directa de la magnitud y dirección del esfuerzo, se ha recomendado para yacimientos o campos nuevos.

IV.3.1 Microfracturamiento

Este método es el más confiable en la determinación del esfuerzo mínimo principal. Está basado en una serie de experimentos realizados en pozos del sur de Texas y consiste en crear microfracturas por arriba, por debajo y en la zona productora (Fig. IV.5), registrando las presiones resultantes de la operación y recuperando un núcleo orientado de cada zona para realizarle pruebas y determinar sus propiedades físicas y mecánicas, además de observar en forma directa la fractura (el mismo núcleo puede ser usado para la prueba de relajación de esfuerzos).

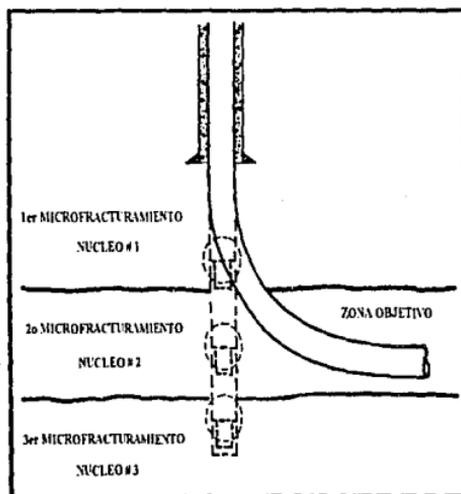


Fig. IV.5 Microfracturamiento

Con base en la suposición de que cuando se incrementa la presión en el pozo, la ruptura de la roca ocurrirá en el plano que es perpendicular a la dirección del menor esfuerzo de compresión, se puede determinar la dirección del esfuerzo mínimo principal a partir del microfracturamiento en agujero abierto durante la perforación. Los núcleos orientados que se obtienen después del microfracturamiento, se emplean para determinar la orientación de la fractura.

Secuencia de operación para un microfracturamiento:

- Con la tubería de perforación o de producción fuera del pozo, se coloca un empacador para agujero abierto, el ensamble contiene dos registradores de presión tipo Bourdón, los cuales van a registrar las presiones en la TP. En el extremo inferior del empacador se coloca una tubería ancla, cuya longitud va a servir para controlar la profundidad de asentamiento del empacador, regulando así la longitud de agujero descubierto que será fracturado
- Se introduce el empacador y una vez que esté en el fondo del pozo, se coloca cargando peso a la TP
- Se prueban las conexiones superficiales para detectar y reparar cualquier fuga. Se aplica presión directa por TP para revisar que el empacador tenga buen sello. También se puede aplicar una pequeña presión por el espacio anular para detectar fugas

- Se procede a realizar la microfractura con un volumen de uno a dos barriles, monitoreando y registrando las presiones en TP y espacio anular, el gasto, el volumen bombeado en cada etapa y el acumulado
- Una vez realizada la microfractura, se recupera el empacador y los registradores de presión
- Se recupera un núcleo orientado del fondo del pozo, para medir las propiedades físicas y mecánicas de la roca, así como para determinar la orientación de la fractura

Aunque aparentemente se trata de una operación sencilla, es conveniente tener especial cuidado en ciertos puntos:

- El tamaño de la zona a fracturar de preferencia debe ser de 5 a 20 pies, ya que una sección mayor, requerirá altos gastos de inyección. Por el contrario, una sección muy corta implica el riesgo de tener datos erróneos debido a efectos del empacador
- Para fracturar se deben de emplear baches de fluido fracturante limpio que no dañe la formación. Se tiene que seleccionar la viscosidad del fluido a emplear, por ejemplo, para formaciones de baja permeabilidad, es conveniente emplear un gel de baja viscosidad, y para altas permeabilidades y secciones grandes de agujero abierto, se puede emplear una alta concentración de gel

- La fractura creada requiere ser lo suficientemente pequeña, para que no penetre en zonas adyacentes. En la mayoría de los casos se supone que la fractura es de forma circular.

Al término de la operación de microfracturamiento, se obtendrá una gráfica similar a la Fig. IV.6. Puesto que el gasto de inyección es muy bajo, las caídas de presión por fricción son despreciables.

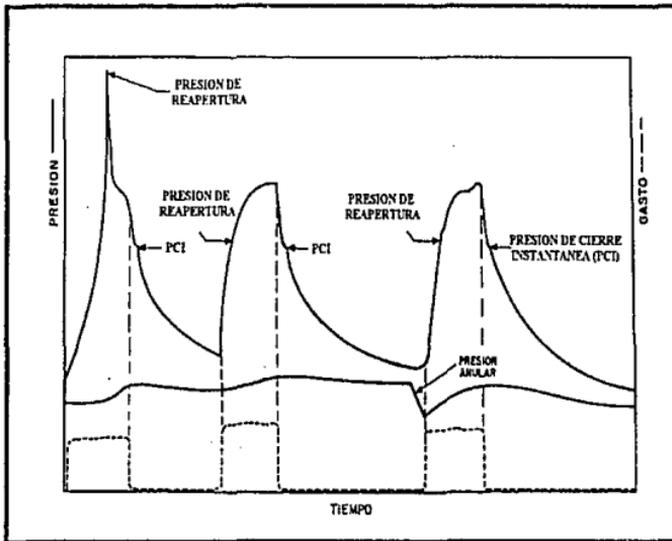


Fig. IV.6 Respuesta de presión en un microfracturamiento

La presión de cierre instantánea en la superficie (PCI), es el punto donde la presión se desvía del comportamiento lineal. En formaciones con alta permeabilidad o con presencia de fracturas naturales alrededor del pozo, la fractura podría cerrar instantáneamente. Entonces, la presión de cierre instantánea, más la presión hidrostática del fluido, puede ser una aproximación del esfuerzo mínimo principal, esto es:

$$\sigma_{Hmin} = PCI + P_h^* \quad (IV.1)$$

En casos donde la permeabilidad de la formación es muy baja, la fractura no cierra instantáneamente y se podría obtener un valor mayor al σ_{Hmin} real. Por lo tanto, es necesario observar la gráfica de presión contra tiempo para analizar la declinación de la presión y obtener la PCI adecuada y así, la magnitud del esfuerzo mínimo principal.

Al final de estas pruebas, el pozo puede ser retrotaponado y la desviación del pozo se puede realizar en la dirección determinada mediante los resultados de la prueba de microfracturamiento. De esta manera se tiene un conocimiento más preciso de las características de la formación productora en cuestión, lo más cercano a la localización en la que se desarrollará el fracturamiento, sin necesidad de perforar un nuevo pozo vertical.

* Nomenclatura al final del capítulo

IV.3.2 Método de Relajación de Esfuerzos

El método de relajación de esfuerzos se emplea para "estimar" la dirección de los esfuerzos in-situ de la formación. Requiere de núcleos orientados y se basa en la relajación que experimenta el núcleo al separarlo de los esfuerzos de la masa de roca. La deformación que experimenta el núcleo se mide en varias direcciones y se determinan sus ejes principales. Esas direcciones se consideran como las mismas de los ejes principales para los esfuerzos in-situ. La magnitud relativa de las deformaciones obtenidas en las diferentes direcciones se utiliza como un indicador de la magnitud relativa de los esfuerzos.

Los requerimientos de este método son:

- Un núcleo orientado
- Roca con ciertas propiedades: Homogénea, linealmente poro-elástica, con isotropía en permeabilidad y en propiedades térmicas, sin fracturas
- Un instrumento de monitoreo confiable (ya que se realizarán mediciones del orden de 100 - 1000 micropulgadas).

El núcleo de roca recuperado de las condiciones de confinamiento en las que se encontraba, se relaja (se deforma elásticamente) en proporción a los esfuerzos in-situ preexistentes. En otras palabras, la deformación dependiente del tiempo de un núcleo, después de que es cortado, puede relacionarse directamente con los esfuerzos in-situ.

La teoría supone que la máxima deformación recuperada puede ocurrir en la dirección del máximo esfuerzo. Lo anterior se representa esquemáticamente en las Figs. IV.7 y IV.8.

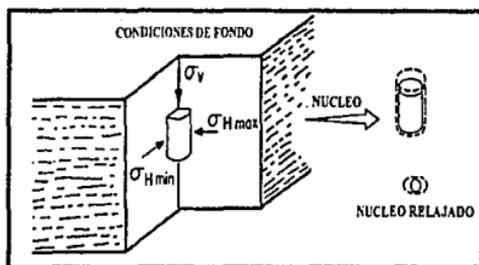


Fig. IV.7 Núcleo del pozo

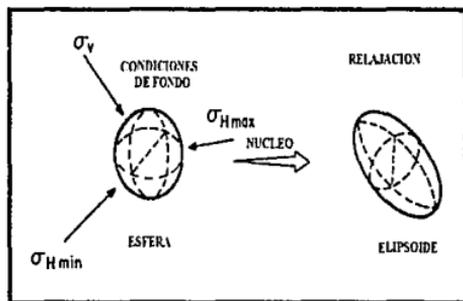


Fig. IV.8 Relajación de esfuerzos en tres dimensiones

La magnitud del desplazamiento elástico (relajación) mostrado por el núcleo de roca, depende de la liberación de esfuerzos a los que se encontraba sometida, de las propiedades de la roca dependientes del tiempo, y del tamaño del núcleo. Además, el tiempo después del cual no

se presenta desplazamiento (tiempo de estabilización) está en función del tipo de roca.

La deformación dependiente del tiempo que un núcleo muestra, después de que se recupera del fondo del pozo, es el resultado de desplazamientos causados por:

- Liberación de esfuerzos in-situ, los cuales consisten en esfuerzos de sobrecarga y esfuerzos horizontales
- Cambio en la temperatura del núcleo
- Liberación de la presión de poro

Para un núcleo (con propiedades ideales) recuperado de un pozo vertical, el desplazamiento diametral para un periodo específico, puede expresarse por medio de la siguiente ecuación:

$$\Delta D = \Delta D_{sT} - (\Delta D_p + \Delta D_{ov} - \Delta D_T) \quad (IV.2)$$

La relajación del núcleo se mide en el sitio, inmediatamente después de que se recupera del pozo. Para ese entonces, su deformación es muy pequeña, del orden de micropulgadas, por lo que para su medición se requiere de un monitor sensible. La relajación del núcleo después de que se corta, puede extenderse por un periodo de 60 horas.

Del fondo del barril muestreador (último corte del núcleo) se selecciona una pieza orientada, observándose que la pieza escogida sea homogénea y sin fisuras. El monitoreo del núcleo se inicia después de instalado éste

en el centro del aparato de medición de relajación. El desplazamiento del núcleo y la temperatura del aparato se registran a intervalos regulares de tiempo (10 - 30 min). Se aconseja realizar las mediciones en un ambiente de temperatura constante o estable, hasta que se alcance la estabilización completa.

El principal inconveniente del método de relajación de esfuerzos pudiera ser el equipo para la medición, ya que debe de encontrarse en un lugar cercano a la localización, pues el tiempo en el cual se estabiliza la deformación se contabiliza a partir de que se comienza a extraer el núcleo, además, se debe considerar el tiempo para la preparación de la medición. Esto significa que el tiempo que se pierde en preparar el núcleo, es tiempo en el que se pierden datos.

El equipo de medición consta de dos partes principales:

- Ensamble de monitoreo
- Sistema de adquisición de datos

El ensamble de monitoreo mide la deformación diametral del núcleo y contiene un conjunto de tres o más sensores de desplazamiento, este ensamble se fija alrededor del núcleo, con los sensores tocando la superficie del mismo.

Mediante el sistema de adquisición de datos, son registradas, digitadas, gravadas e impresas las mediciones de los desplazamientos del núcleo y la temperatura del ensamble. Este sistema consta de cuatro elementos principales:

- Un multicanal registrador de datos
- Medio almacenador
- Impresora
- Sistema controlador

Para determinar la dirección del esfuerzo máximo horizontal de un núcleo recuperado de un pozo vertical, se realizan tres mediciones diametrales, suponiendo que el máximo esfuerzo es el de sobrecarga y los otros dos esfuerzos son horizontales. En el caso de un núcleo recuperado de un pozo horizontal o altamente inclinado, las tres mediciones diametrales deberán realizarse en el plano horizontal verdadero, de otra manera, deberán realizarse seis mediciones diametrales a diferentes ángulos del eje del núcleo.

El análisis de datos se realiza después de corregir éstos por efectos de temperatura y se hace para cada conjunto de mediciones a través de un programa de cómputo. La predicción final resultante del análisis se corrige de acuerdo al azimut del núcleo orientado.

IV.3.3 Mediante Registros

El registro de estabilidad mecánica (MSL), calcula el rango de densidades de lodo que pueden emplearse para perforar, sin causar pérdidas de circulación o problemas de inestabilidad. El registro MSL emplea como datos de entrada, registros de pozos vecinos al pozo en proyecto. Estos registros son el de densidad, rayos gama, sónico compresional y sónico de cizallamiento.

El inconveniente de este registro es que no mide directamente los esfuerzos, sino que sus cálculos están basados en la estimación de la relación de Poisson y la determinación de la densidad de la roca. Sin embargo, es posible calibrar este registro con los datos obtenidos del microfracturamiento de pozos vecinos, para obtener una buena estimación del esfuerzo mínimo principal en zonas donde no se pueda realizar el microfracturamiento.

Al perforar un pozo, se crea en la roca una concentración de esfuerzos. Donde el peso de lodo no balancea perfectamente los esfuerzos de la pared, se presenta un ligero cierre si el peso del lodo es bajo. Por el contrario, si el peso del lodo es muy alto, puede causar falla por tensión.

Los cálculos realizados para producir el registro y el método de utilizarlo, varían dependiendo de los datos de entrada disponibles. Sin embargo, un conjunto ideal de datos de entrada son los cuatro registros mencionados. Utilizando estos registros o algunos de ellos si no se dispone de todos, el programa identifica el estado de esfuerzos in-situ y la resistencia de la

roca donde se perfora el pozo, calcula los esfuerzos que ocurrirán en la pared del agujero durante la perforación y sustituye estos valores en los criterios de falla por tensión y de corte para determinar que tipo de falla ocurrirá.

El esfuerzo vertical in-situ (que se supone como principal) a una profundidad Z, se calcula mediante la integración del registro de densidad de un pozo vecino, es decir:

$$\sigma_v(Z) = \int_0^Z \rho_b g dZ \quad (IV.3)$$

Si la profundidad especificada sobre el registro de densidad no es la profundidad vertical real, el software realiza la conversión antes de realizar la integración. La conversión de profundidad registrada a profundidad vertical real, se realiza para todos los registros que se emplean como datos de entrada en el registro de estabilidad mecánica.

De no contarse con la información de la diferencia entre los dos esfuerzos horizontales principales, pueden considerarse iguales. Los cálculos de estos esfuerzos suponen que la roca es linealmente poroelástica, en tanto que la presión de poro mantiene un valor constante y la deformación lateral durante el proceso de depositación es cero, teniéndose entonces:

$$\sigma_{Hmax} = \sigma_{Hmin} = \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_v - P_p) + P_p \quad (IV.4)$$

Como se puede notar, para calcular los esfuerzos horizontales in-situ ($\sigma_{Hmax} = \sigma_{Hmin}$) es necesario calcular primero la presión de poro (P_p) y la relación de Poisson (ν), como una función de la profundidad.

La presión de poro se estima de acuerdo a un gradiente equivalente a 0.465 psi/pie, o bien, si se dispone de algún valor obtenido de alguna prueba, éste puede emplearse para la calibración del registro. El valor de "v", se calcula de los datos del registro sísmico compresional y de cizallamiento, empleando la ecuación que se presenta a continuación, la cual es exacta para un material sólido elástico.

$$\nu = \frac{\text{deformación lateral}}{\text{deformación longitudinal}} = \frac{\left(\frac{dts}{dte}\right)^2 - 1}{2 \left(\frac{dts}{dte}\right)^2 - 1} \quad (IV.5)$$

De contarse con un valor de esfuerzo horizontal, obtenido de algún microfracturamiento o de un análisis de relajación de esfuerzos, se puede emplear el dato para la calibración del registro.

Se procede a la planeación del pozo a partir del punto de inicio de desviación (KOP), mediante el software del MSL. Los datos de entrada para los cálculos de los esfuerzos son: El ángulo de incremento, las desviaciones y azimut obtenidos en función de la profundidad durante la perforación.

En la Fig. IV.9, se muestran los resultados obtenidos para una corrida del registro MSL. El primer carril representa la presión de inicio de fractura (falla por tensión), el segundo, los límites para no producir inestabilidad de las paredes (falla de corte) y el tercero es una combinación de los dos anteriores.

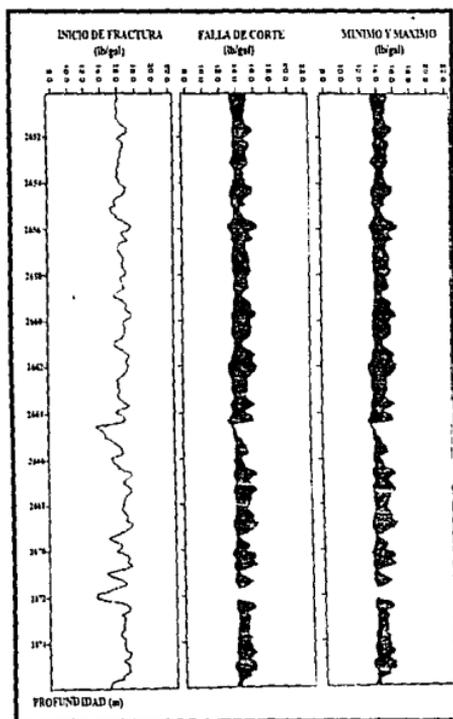


Fig. IV.9 Registro de estabilidad mecánica de una sección de un pozo con 50° de inclinación

IV.4 DIRECCION DE LA FRACTURA RESPECTO AL POZO

Para que un fracturamiento sea exitoso, se deberá tener bien entendida la forma en que una fractura inicia y se propaga en un pozo orientado arbitrariamente. Se han analizado ya los dos casos extremos de la dirección de una fractura, siendo un caso cuando ésta se inicia a lo largo del pozo (fractura longitudinal) y el otro cuando se inicia en forma perpendicular (fractura transversal).

Las configuraciones intermedias entre las dos anteriores tienen geometrías más complicadas. Por ejemplo, una fractura se puede iniciar en forma longitudinal y reorientarse conforme crece, perpendicularmente al esfuerzo mínimo principal, una vez que ésta se ha alejado de la influencia del pozo y su terminación. Si esto ocurriera no traería un efecto perjudicial. Sin embargo, puede ser que la máxima amplitud de la fractura no se encuentre en las cercanías del pozo y que la variación de ésta a lo largo de la longitud de la fractura no sea uniforme. De hecho, la amplitud puede ser relativamente pequeña en la cercanía del pozo, causando obturamiento con el apuntalante durante la inyección y/o una amplitud con apuntalante limitado después del cierre. La estrecha amplitud puede deberse al corte (deslizamiento de las superficies de la fractura entre sí, en vez de abrirse).

Esta situación es todavía más complicada si el fluido fracturante penetra en las fisuras naturales en lugar de hacerlo en la nueva fractura. Estas fisuras pueden deslizarse o abrirse aunque no estén alineadas con la dirección del esfuerzo in-situ común del campo, debido a que tienen canales que permiten la entrada del fluido.

IV.4.1 Efectividad de las Fracturas Transversales

Para estudiar la efectividad de las fracturas transversales, se utilizan los resultados de un modelo analítico simplificado, el cual considera:

- La intersección del plano de la fractura con el pozo, es como se muestra en la Fig. IV.10
- El fluido fluye linealmente de la formación hacia la fractura, y dentro de la fractura fluye radialmente hacia el pozo. Aunque esta suposición implica que se puede tener una solución en corto tiempo, los resultados sólo son válidos cualitativamente, después de un intervalo de tiempo largo
- El modelo supone para este estudio que la fractura tiene dos conductividades distintas que son radialmente discontinuas
- Para examinar el efecto de la técnica de "cola" en el comportamiento del pozo, el modelo puede tener una variación gradual en la conductividad

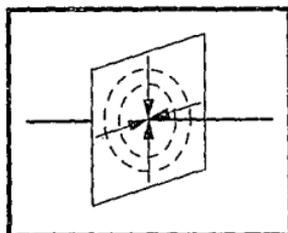


Fig. IV.10 Pozo horizontal intersectando una fractura vertical.

La Fig. IV.11 compara el comportamiento de un pozo vertical que intersecta una fractura vertical, con el de un pozo horizontal que intersecta una fractura vertical perpendicular a él. Como se muestra, para una $C_{FD} = 10$ y para un mismo gasto de producción, el pozo horizontal tiene una caída de presión considerablemente más grande.

Esta caída de presión es resultado del flujo radial del fluido dentro de la fractura conforme converge hacia el pozo. Teniendo una $C_{FD} \geq 50$ se produce una caída de presión similar a la de un pozo vertical que intersecta una fractura vertical con una $C_{FD} = 10$. Lo anterior se observa al comparar las Figs. IV.11 y IV.12.

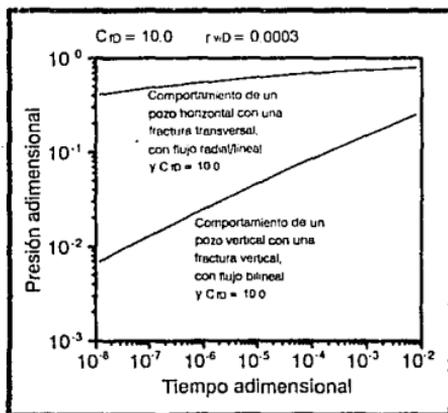


Fig. IV.11 Comparación entre el flujo radial/lineal y el flujo bilineal

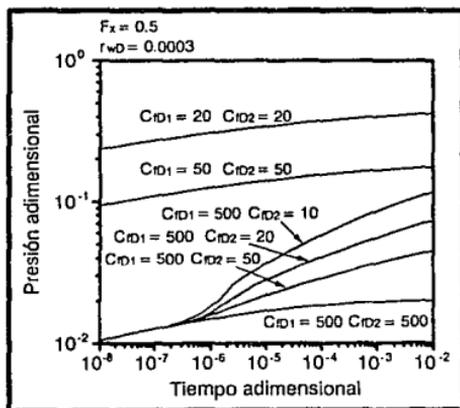


Fig. IV.12 Efecto de la técnica de "cola" con alta conductividad

IV.4.2 Efectividad de las Fracturas Longitudinales

Aunque con frecuencia se mencionan a las fracturas transversales como las más recomendables para un pozo horizontal, existen algunas situaciones en las que las fracturas longitudinales son más benéficas. A continuación se presentan algunas de estas situaciones:

- Las fracturas transversales se aplican a situaciones donde se alcanzan $C_{FD} > 10$. Esta es difícil de alcanzar con una fractura transversal, debido a su limitada área de contacto con el agujero y las restricciones que se tienen al colocar altas concentraciones de arena en la sección de la fractura cercana al pozo. La fractura longitudinal no requiere una C_{FD} tan alta cerca del agujero, debido a su gran área de contacto
- El efecto de la convergencia de flujo en una fractura transversal limitará su efectividad. Esta requerirá una C_{FD} de 50 o más para producir con una caída de presión similar a la que se tendría con un pozo vertical intersectando una fractura vertical con una C_{FD} de 10. Una fractura longitudinal no sufre este efecto de convergencia
- Para realizar una fractura transversal, es necesario conocer la orientación del esfuerzo mínimo principal, mientras que una fractura longitudinal puede ser desarrollada sin el conocimiento exacto de esta orientación, requiriéndose únicamente que el espaciamiento entre disparos sea menor al diámetro del pozo

- Para determinar la forma y optimizar el tamaño de una fractura transversal, se necesita conocer la permeabilidad del yacimiento. En ocasiones no se sabe con certeza que porción de la sección abierta al flujo con baja productividad se debe al daño y que parte se debe a una permeabilidad más baja que la esperada. Como una fractura longitudinal tiene una profundidad de penetración significativamente más corta, ésta es más tolerante de errores en la permeabilidad del yacimiento usada para su diseño

IV.4.3 Efecto de la Conductividad de la Fractura

Para estudiar este efecto, se toma como base la misma orientación de la fractura con respecto al pozo y los resultados del modelo considerados en el análisis de la efectividad de las fracturas transversales (sección IV.4.1).

Como se observó en la Fig. IV.11, la alta caída de presión que se presenta en un pozo horizontal intersectando una fractura vertical perpendicular a él, es causada por el flujo del fluido que se encuentra convergiendo radialmente dentro de la fractura hacia el pozo. Lo anterior se puede considerar similar a la caída de presión que se tiene alrededor de un agujero no fracturado, es decir, si el radio del pozo se incrementa, la caída de presión necesaria para producir el pozo decrece (Fig. IV.13), lo cual implica que puede existir una conductividad infinita dentro de la fractura hasta el r_{WD} definido.

Por ejemplo, la curva para $r_{wD} = 0.5$ puede ser considerada como una curva para un radio de fractura muy pequeño o como una curva para un radio de fractura grande con conductividad infinita hasta un radio de $0.25Xr$, y $C_{mD} = 10$ desde un radio de $0.25Xr$ hasta un radio $0.5Xr$.

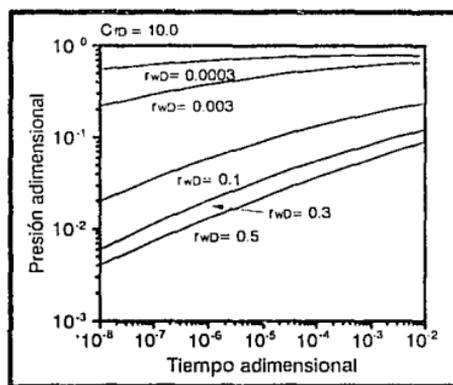


Fig. IV.13 Efecto de incrementar el radio adimensional del pozo

El efecto de la técnica de "cola" con alta conductividad, se puede analizar ampliamente en las Figs. IV.12 y IV.14. La Fig. IV.12 muestra el efecto de tener una baja conductividad en las lejanías del pozo. Se consideró que la primera mitad de la fractura se mantiene con una $C_{mD} = 500$ y que para la segunda mitad, la C_{mD} fue de 500, 50, 20 ó 10. En los últimos tres casos, el comportamiento de la fractura fue uniforme con el de $C_{mD} = 500$ hasta $t_D = 3 \times 10^{-7}$, donde las curvas mostraron un incremento significativo en la caída de presión.

La Fig. IV.14 examina el efecto del radio utilizado en la técnica de "cola", donde el radio de más alta conductividad ($C_{ID} = 50$) se considera para F_x de 0.1, 0.3 y 0.5, y muestra que la desviación del comportamiento uniforme de la fractura depende del radio considerado.

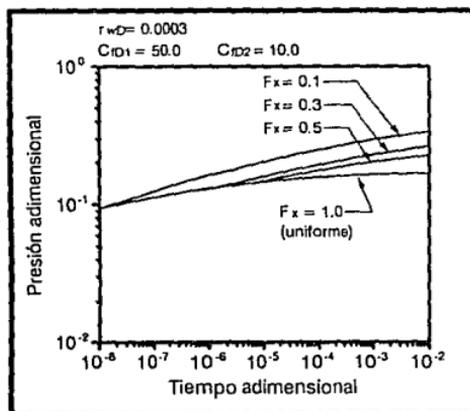


Fig. IV.14 Efecto de incrementar el radio utilizado en la técnica de "cola"

Las Figs. IV.11 a IV.14 muestran la importancia de tener una fractura con alta conductividad o por lo menos una "cola" con alta conductividad. Por otro lado, en la Fig. IV.15 se muestra el efecto nocivo que puede tener una conductividad baja cercana al pozo. En ésta, el 10% de la fractura cayó de $C_{ID} = 50$ a $C_{ID} = 10, 5$ ó 1 y se observó que aun a tiempos cortos, el comportamiento del pozo es controlado casi totalmente por la baja conductividad de la "cola". Para tiempos grandes, la alta conductividad tendrá un efecto mínimo.

La figura también indica que el daño del apuntalante cerca del pozo debe ser evitado y siempre que sea posible se debe bombear una "cola" con un apuntalante resistente.

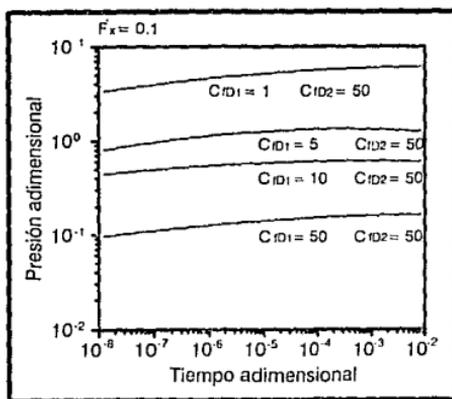


Fig. IV.15 Efecto de la disminución de la conductividad de la fractura en las cercanías del pozo

Los parámetros usados para producir las Figs. IV.12 y IV.14, también fueron usados para producir las Figs. IV.16 y IV.17, sólo que estas últimas están hechas para una presión de flujo constante. Sin embargo, las conclusiones hechas con las Figs. IV.12 y IV.14 se confirman con las Figs. IV.16 y IV.17.

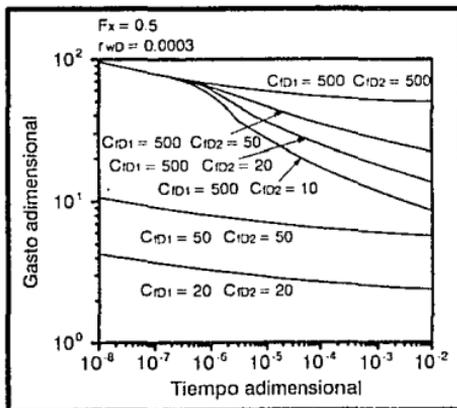


Fig. IV.16 Efecto de la "cola" sobre la productividad del pozo

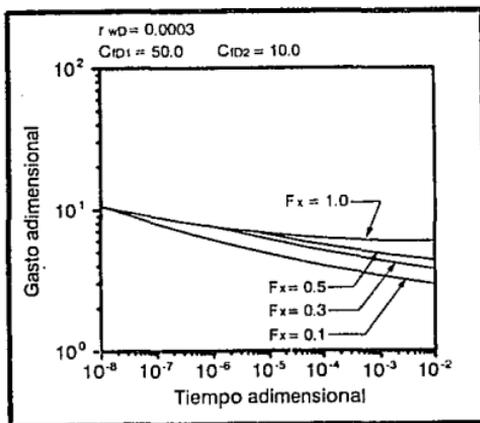


Fig. IV.17 Efecto del radio de la "cola" sobre la productividad del pozo

En algunos estudios, se ha observado que es necesario tener una alta conductividad en la fractura, para minimizar los trabajos de limpieza que siguen al tratamiento de fracturamiento. Para el caso de un pozo horizontal que intersecta una fractura vertical, la limpieza puede ser un gran problema, debido a que el fluido converge radialmente cerca del pozo.

La presencia de una alta saturación de agua cerca del pozo, reduce la conductividad de la fractura en esa área, dando como resultado un comportamiento similar al de la "cola" con baja conductividad. Por lo tanto, es extremadamente importante para pozos horizontales tener alta conductividad de la fractura.

Este análisis confirma que el comportamiento de la fractura depende de la magnitud y distribución de la conductividad, y no solamente de su promedio.

IV.5 INICIACION DE LA FRACTURA

Una fractura que se inicia longitudinalmente, intersectará un número moderado de disparos. La fricción en los disparos durante el tratamiento y la producción, probablemente es similar a la que se tiene en un pozo vertical fracturado.

Las fracturas que se inician con cierto ángulo con respecto al pozo, tocarán menos disparos, lo cual puede causar un estrangulamiento y reducción potencial de la productividad. También las altas caídas de presión por fricción debido al flujo a través de un pequeño número de disparos, puede conducir a problemas de tratamiento, aun después de que haya erosión en los disparos debido al apuntalante.

Es evidente que es difícil entender la relación que existe entre la inclinación y dirección del pozo, los esfuerzos in-situ del campo y la geometría de la fractura. Conforme un pozo nuevo se perfora, su dirección se puede determinar de tal manera que se minimicen los problemas de estabilidad y/o se intersecten fracturas naturales con alta conductividad.

Por otro lado, si un pozo ya ha sido perforado o si las restricciones operacionales o geográficas, predeterminan los patrones de perforación, los tratamientos de estimulación se pueden diseñar para situaciones específicas individuales, por ejemplo, puede ser razonable crear múltiples fracturas paralelas. El tamaño y número óptimo de estas fracturas se puede determinar en base a consideraciones del Valor Presente Neto y/o simulación numérica. Para un drene adecuado del yacimiento se ha sugerido que estas fracturas queden equidistantes. Por lo tanto, es recomendable tener agujeros revestidos y cementados, volviéndose necesarias las técnicas de aislamiento.

IV.6 PROPAGACION DE LA FRACTURA

La dirección con la cual se inicia y propaga una fractura es un fenómeno complejo, ya que la geometría de la fractura cambia continuamente para gastar la energía disponible, minimizando la energía requerida para la propagación. Para fracturas que se desarrollan a partir de pozos desviados y horizontales, la situación es particularmente compleja, debido a la asociación tridimensional que existe con el potencial de rotación de las fracturas (propagación no planar).

Desde un punto de vista práctico, en los casos de múltiples fracturas las principales preguntas son: ¿Las fracturas creadas interactuarán entre sí?, ¿Cada fractura tendrá influencia sobre las características de tratamiento y la geometría de las otras?. Para resolver estas preguntas se consideran los siguientes casos:

- Múltiples fracturas transversales al pozo, desarrolladas en etapas individuales
- Múltiples fracturas transversales al pozo, desarrolladas simultáneamente
- Múltiples fracturas longitudinales alineadas a lo largo del pozo, desarrolladas en etapas individuales
- Múltiples fracturas longitudinales alineadas a lo largo del pozo, desarrolladas simultáneamente

Determinando los esfuerzos in-situ del campo y las características de las fracturas naturales se puede optimizar la dirección en que se perforará el pozo y la creación de fracturas hidráulicas apropiadamente orientadas.

Si la dirección en que se inicia la fractura se encuentra alineada con el pozo, se pueden considerar dos casos extremos. El primer caso, es donde el esfuerzo mínimo es perpendicular al pozo y la fractura no rotará al alejarse de él. Bajo esas circunstancias, las fracturas no sentirán la presencia de otras, hasta que las puntas se encuentren extremadamente cercanas. Entonces, el espaciamiento entre las zonas tratadas se puede determinar aproximadamente basándose en la longitud deseada de la fractura.

El segundo caso se presenta cuando el esfuerzo mínimo no es perpendicular al agujero y las fracturas se inician alineadas a éste. Las características serán confusas, ya que las fracturas probablemente rotarán al alejarse del pozo. El crecimiento de la fractura dependerá de cada tratamiento y terminación específicos, y no será fácil de predecir.

En agujeros revestidos, la tendencia de la fractura para desarrollarse a lo largo del pozo, resultante de la concentración de esfuerzos en el agujero puede ser pequeña y su trazo a lo largo del agujero, posiblemente no se extienda más allá del intervalo disparado. En agujeros descubiertos la situación es más compleja y el espaciamiento entre fracturas se debe determinar con más cuidado.

Si se tienen fracturas transversales, los estudios numéricos indican que las fracturas no tienen influencia notable sobre cada una de las otras, a menos que sus dimensiones (altura y penetración mínimas) se aproximen a su espaciamiento. La interacción que puede existir entre las fracturas, involucra: Incrementos en la presión del tratamiento, reducción de la amplitud (Fig. IV.18) y posible deflexión de las fracturas alejándose una de la otra. Esta interacción es proporcional a la amplitud de la fractura.

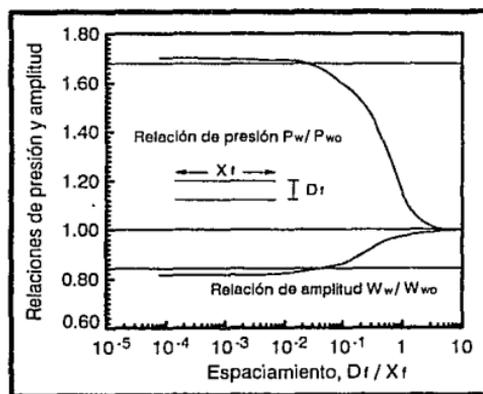


Fig. IV.18 Interacción entre fracturas transversales paralelas

Para el caso de tratamientos por etapas, una fractura apuntalada previa, influenciará a la fractura en propagación, en proporción a su amplitud apuntalada. Teniendo en cuenta estos efectos para la alineación e interacción de fracturas transversales, se pueden mencionar los siguientes aspectos prácticos:

- Para realizar tratamientos de zonas secuenciales, se deberá tener un aislamiento efectivo y económico. Cada tratamiento y cada pozo en específico afectará el método seleccionado
- Si son tratadas simultáneamente múltiples zonas (entrada pseudo-limitada), los cálculos para los disparos se desarrollan de la misma manera que para el diseño de tratamiento de entrada limitada. Antes de cualquier tratamiento a múltiples zonas, se deberán hacer rupturas en cada zona por separado. Es necesario hacer cálculos de las pérdidas de presión por fricción en las tuberías, para determinar si se podrá obtener un gasto suficiente para realizar con efectividad el tratamiento múltiple, sin exponer la integridad de las tuberías
- Se deberá considerar la reducción progresiva del gasto a lo largo del agujero conforme las zonas individuales aceptan fluido. Al tiempo que el fluido alcanza la zona final, el gasto puede ser insuficiente para acarrear el apuntalante, conduciendo esto a la formación de dunas

Aun cuando existan varias zonas disparadas, permanece la incertidumbre en cuanto a la probabilidad de que sólo una zona crezca predominantemente, hasta que la presión alcance un nivel en el que las otras fracturas comiencen a abrirse. Consecuentemente, el fluido podrá ser desviado hacia una fractura individual. Por lo tanto, es necesario inferir o determinar la dirección en que se desarrollará la fractura y tomar una decisión con respecto a si el tratamiento a múltiples zonas será realizado simultáneamente o no.

IV.7 FRACTURAMIENTO MULTIPLE EN POZOS HORIZONTALES

IV.7.1 Técnica Para Iniciar Múltiples Fracturas

Cuando se van a crear múltiples fracturas radiales a partir de un pozo horizontal, colocadas en intervalos específicos, las fracturas deberán ser inducidas y controladas individualmente.

La primer fractura se puede colocar al final de la TR de producción. El equipo de flotación de la cementación es perforado y la primer fractura se realiza en una pequeña sección de agujero descubierto, inmediatamente después del final de la tubería. Las fracturas subsecuentes a lo largo del pozo, serán ubicadas y controladas por la selección de los disparos.

Un método de disparo consiste en realizar varias perforaciones de diámetro grande en un intervalo corto (alta densidad de disparos). Este diseño de disparos puede requerir de varias corridas de las pistolas, dependiendo del tipo de herramienta de disparo utilizada, para asegurar que se tengan los agujeros suficientes. Una alternativa a los disparos convencionales es hacer una ranura en la tubería en el punto deseado, utilizando la tecnología ABRASIJET (Dowell Schlumberger).

IV.7.2 Técnicas de Aislamiento

IV.7.2.1 Aislamiento Mediante Tapones de Retención

En pozos horizontales perforados con las técnicas de radio de curvatura medio y largo, las fracturas se pueden aislar una de la otra mediante el uso de tapones de retención convencionales y empacadores, como se ilustra en la Fig. IV.19. Este método de aislamiento es caro e involucra muchos riesgos. Cualquier material extraño puede caer hacia la parte baja de la sección horizontal y convertirse en un problema potencial. Antes de intentar correr herramientas dentro de la sección horizontal, se deberán llevar cabo con mucho cuidado procedimientos de limpieza.

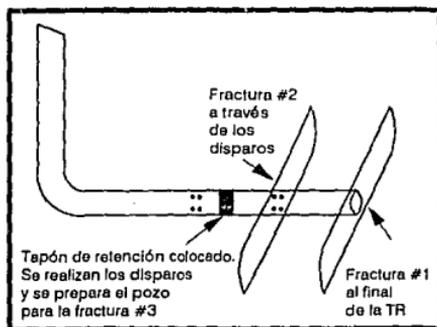


Fig. IV.19 Aislamiento en un pozo horizontal utilizando tapones de retención

Cuando los procedimientos de limpieza no son adecuados y los detritos no tienen hueco donde depositarse, el riesgo de pegadura de las herramientas convencionales de aislamiento se vuelve mayor. Si las

herramientas se llegarán a pegar, el removerlas y limpiar el agujero puede ser costoso y consumir mucho tiempo. Se pueden utilizar los servicios de nitrógeno para mejorar estos procedimientos. Las espumas estabilizadas pueden ser más eficientes para la remoción de los detritos que los fluidos de terminación convencionales.

IV.7.2.2 Aislamiento con Alta Concentración de Arena

Otro método para aislar las fracturas, es taponar deliberadamente la parte final del tratamiento de fracturamiento, utilizando concentraciones de arena extremadamente altas. El tapón de arena puede ser más efectivo si se utiliza como apuntalante una arena cubierta de resina durante esa etapa. La cubierta de resina puede mantener la arena en su lugar y ayudar a prevenir asentamientos o movimientos de arena durante la realización de los disparos y fracturamientos subsecuentes.

La principal desventaja de este método de aislamiento, es que es extremadamente difícil determinar la concentración de arena que de como resultado el taponamiento del agujero. Si el agujero no se tapona, o si la arena no es colocada con una resina para prevenir el movimiento, se formará un canal en la parte superior del agujero, por encima del apuntalante y no habrá aislamiento.

IV.7.2.3 Aislamiento con Apuntalante Multidensidad/Multimalla

Un método de aislamiento similar al anterior, es que enseguida de la etapa final del apuntalamiento, se utilice un apuntalante multidensidad/multimalla, el cual es desplazado con un fluido de alta viscosidad y densidad uniforme (Fig. IV.20). El uso de esta técnica involucra el reducir ligeramente los volúmenes de desplazamiento, permitiendo así que la formación se cierre. El apuntalante multidensidad/multimalla es entonces bombeado o forzado contra el apuntalante de la etapa final. Las múltiples densidades aseguran que parte del material caiga al fondo del agujero, otra parte flote o se eleve hacia la parte superior y otra rellene la porción central. Esta mezcla se puede obtener al combinar arenas de fracturamiento comunes con productos INVERTAFRAC (Dowell Schlumberger).

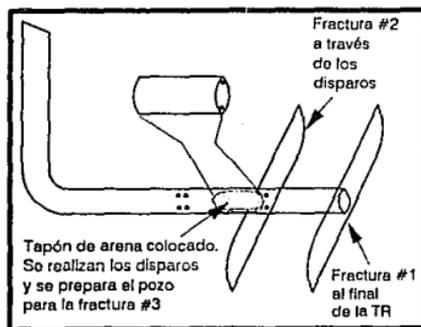


Fig. IV.20 Aislamiento en un pozo horizontal con apuntalante multidensidad/multimalla

Los múltiples tamaños de malla conducen a tener una buena caída de presión que asegure el aislamiento de la fractura, por lo que se deberá tener cuidado cuando se elijan, ya que deben permitir que el material más pequeño, sea de mayor tamaño que las aberturas de los canales del empaque de apuntalante. Esto puede prevenir el daño a la permeabilidad del apuntalante. El fluido de desplazamiento sobrecargado puede ayudar a asegurar que el material se mantenga como un tapón durante las operaciones de bombeo y colaborar durante el proceso de compactación actuando como un tapón limpiador.

Los dos métodos de aislamiento que utilizan arena, tienen mucho menos riesgos inherentes y por lo tanto, son más efectivos en cuanto al costo, que las herramientas de aislamiento mecánico. Un simple viaje de limpieza para retirar del fondo el tapón de arena, es el único tiempo adicional de reparación que requieren. La limpieza total no es tan trascendente como para las herramientas de aislamiento mecánico, debido a que las únicas herramientas que se requiere correr en la sección horizontal serán las herramientas de disparo, las cuales tienen mayor tolerancia entre ellas y el agujero que las herramientas de aislamiento.

IV.7.2.4 Aislamiento con Fluido Superviscoso

Este método de aislamiento consiste en colocar un fluido de terminación superviscoso inmediatamente después del apuntalante, tal como el tapón temporal PROTECTOZONE (Dowell Schlumberger). Una vez colocado este fluido, se gelificará actuando como un tapón de goma. Sin embargo,

puede ser diseñado para romperse después de varios días. En casos donde el tapón pueda tener contacto con ácidos, como pueden ser los fluidos de ruptura o el de fracturamiento, se deberán utilizar polímeros que puedan tolerar el ambiente de bajo pH sin experimentar degradación notable.

El uso del PROTECTOZONE para el aislamiento, puede eliminar muchos de los riesgos asociados con tapones de retención mecánicos o tapones de arena. Este tapón temporal se puede colocar fácilmente y no se tienen riesgos de asentamiento o colocación incompleta como ocurre con un tapón de arena. A estos tapones temporales se les puede adicionar un rompedor que degradará su resistencia haciéndolo nuevamente un fluido bombeable en un tiempo determinado. Si es necesario, la remoción puede realizarse mecánicamente con molinos o químicamente poniendo en contacto al polímero con una solución rompedora externa.

Este medio de aislamiento no requiere de viajes de limpieza costosos, debido a que no se introducen sólidos al agujero que puedan interferir para la corrida de las herramientas de disparo entre cada tratamiento. El tapón simplemente se circula hacia el exterior una vez que se ha roto.

IV.7.2.5 Aislamiento en Agujero Descubierta

Para el fracturamiento en agujero descubierta, el camino más simple para aislar una fractura, consiste en dividir las etapas de fracturamiento continuas con un material "bloqueador", como la roca de sal u hojuelas

de ácido benzóico. Este método tiene varias desventajas, la principal es la ausencia de control sobre el espaciamiento de los puntos de iniciación de fractura a lo largo del agujero.

Con esta técnica es muy probable que todas las fracturas se inicien en un intervalo pequeño del agujero, en lugar de espaciarse a lo largo de toda la longitud. Otro problema importante, es la ausencia de control de la colocación del apuntalante en las cercanías del pozo durante una etapa de desviación. También es muy posible que se tenga un sobredesplazamiento del apuntalante, dejando un área de baja conductividad en la parte de la fractura cercana al pozo. Este tipo de aislamiento de la fractura puede ser necesario si el pozo se ha terminado con una TR corta ranurada y se intentará hacer un tratamiento de fracturamiento.

IV.8 DETERMINACION DEL NUMERO DE FRACTURAS OPTIMO

Para determinar el número de fracturas óptimo que intersectarán la sección horizontal de un pozo, se hacen las siguientes suposiciones:

1. Las fracturas son idénticas en sus dimensiones físicas (longitud, altura, amplitud y conductividad)
2. Las fracturas son verticales y perpendiculares al eje del pozo
3. La conductividad de la fractura es suficientemente grande para considerarla infinita

4. Se considera que la sección horizontal está revestida, cementada y disparada en la parte donde serán creadas las fracturas, por lo cual, los fluidos de la formación no pueden fluir directamente hacia el interior del pozo

Las ecuaciones que gobiernan el flujo del fluido en la formación y en la fractura, se pueden resolver con un simulador de diferencias finitas de una sola fase. Para ejemplificar la determinación del número de fracturas óptimo, para un caso de campo real, se aplica un simulador que resuelve implícitamente las ecuaciones gobernantes. La Tabla IV.1 proporciona las propiedades del pozo y yacimiento, la Fig. IV.21 es una representación esquemática de una corrida del simulador para el caso de dos fracturas y las Figs. IV.22 a la IV.24 muestran los resultados del caso de campo real.

Tabla IV.1

PARAMETROS DEL POZO Y YACIMIENTO PARA LAS FIGS. IV.22 A LA IV.25	
k [mD]	0.10
ϕ [%]	13
h [pies]	272
Pi [psia]	4000
Tbh [°F]	150
Pwf [psia]	50
A [pies ²]	7.4×10^6
S _w [%]	50
X _r [pies]	136
Cr [mD-pie]	1381
W _r [pg]	0.19

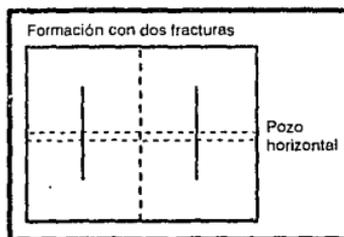


Fig. IV.21 Vista de planta del esquema de la corrida de un simulador, para un pozo horizontal con dos fracturas

En la Fig. IV.22 se grafica el gasto total vs. el número de fracturas a diferentes tiempos, mientras que en las Figs. IV.23 y IV.24 se muestra la producción acumulativa vs. el tiempo y número de fracturas respectivamente.

En la Fig. IV.22 se observa que inicialmente, el gasto total se incrementa conforme el número de fracturas se incrementa, posteriormente el gasto total alcanza un máximo y enseguida declina. El número de fracturas al cual ocurre el gasto máximo es menor para tiempos mayores, siendo de cinco fracturas para un mes y de sólo dos para 24 meses. La declinación del gasto total es ocasionada por el agotamiento del yacimiento.

El número de fracturas óptimo se determina mejor a partir de las Figs. IV.23 y IV.24, en las cuales se observa que para el caso en cuestión, el número de fracturas óptimo necesario para producir el yacimiento es de cinco. Este número óptimo depende de las propiedades de la formación y del fluido, pero puede variar en función de las consideraciones económicas.

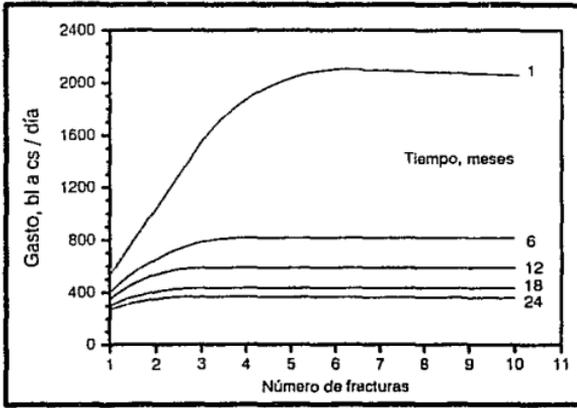


Fig. IV.22 Gasto total vs. número de fracturas

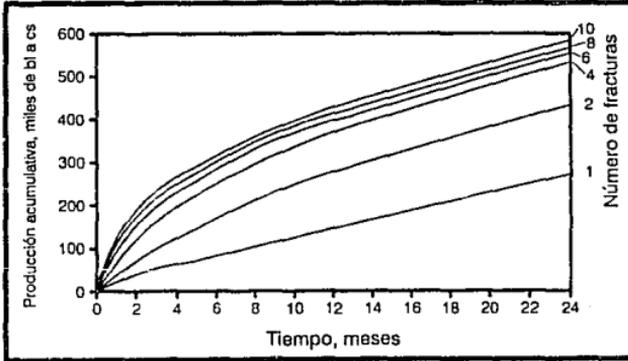


Fig. IV.23 Producción acumulativa vs. tiempo

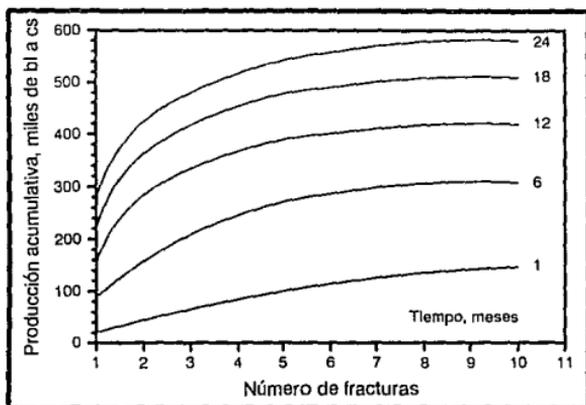


Fig. IV.24 Producción acumulativa vs. número de fracturas

El efecto de la permeabilidad direccional sobre el número de fracturas óptimo, se ha analizado con el mismo simulador mencionado anteriormente, variando la relación de permeabilidades horizontales. En la Fig. IV.25 se muestran los resultados de la producción acumulativa vs. el número de fracturas a 6 y 24 meses, como una función de la permeabilidad direccional. Las dos permeabilidades consideradas son horizontales, siendo k_x la permeabilidad paralela al plano de la fractura y k_y perpendicular a k_x .

Las curvas para $k_x/k_y = 1.0$ de la Fig. IV.25 son las mismas que las de la Fig. IV.24 y en ellas se observa que el número de fracturas óptimo es de cinco. Cuando $k_x < k_y$, se necesitan menos fracturas para producir el yacimiento, apreciándose esto en el caso en el que $k_x/k_y = 0.1$, el cual dio como resultado tres fracturas como número óptimo. Cuando $k_x > k_y$,

el número de fracturas óptimo se incrementa, de hecho, para el caso en el que $k_x/k_y = 10$, el número de fracturas óptimo es mayor a 10, como se muestra en la Fig. IV.25. Entonces, para decidir el número de fracturas óptimo se deberá tomar en cuenta el factor económico.

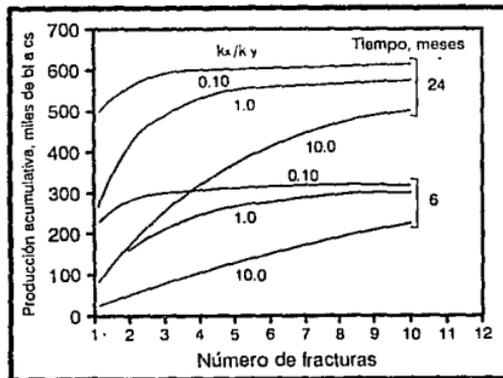


Fig. IV.25 Producción acumulativa vs. número de fracturas, en función de la permeabilidad direccional

La consideración de la permeabilidad direccional, simula la presencia de fracturas naturales orientadas. Por lo tanto, se debe establecer la presencia y dirección de las fracturas naturales para que se pueda planear la orientación de la sección horizontal y de las fracturas inducidas, con respecto a las naturales, para así maximizar la producción del yacimiento.

En sentido estricto, la optimización debe considerar los factores económicos, incluyendo el costo del tratamiento de fracturamiento, el precio del hidrocarburo producido y el costo de producción, estudiando parámetros como el Valor Presente Neto y la Relación Beneficio/Costo. Sin embargo, una definición simple del número de fracturas óptimo es: "El número de fracturas óptimo, es aquel que se presenta cuando el ritmo de incremento de la productividad comienza a disminuir".

IV.9 OPTIMIZACION DE LA LOCALIZACION (PROFUNDIDAD) DE LA SECCION HORIZONTAL

La localización de la sección horizontal se debe determinar de tal forma que los tratamientos de fracturamiento puedan abarcar la mayor parte de la formación. El análisis se puede desarrollar, suponiendo que el crecimiento de la fractura vertical es controlado por la variación del gradiente del esfuerzo de cierre. El principal parámetro de tratamiento que puede satisfacer este criterio es la presión de tratamiento. Los límites de esta presión se pueden determinar teóricamente, para obtener cierto crecimiento de la fractura.

Considerando la ubicación de la sección horizontal a lo largo de diferentes localizaciones en la formación y calculando la altura total de la fractura para cierta presión de tratamiento, se puede conocer la localización óptima que permita tener una máxima exposición de la zona productora.

A continuación se presenta un ejemplo de la optimización de la localización de la sección horizontal:

Se registró un pozo entre los 4480 y 4639 pies, obteniéndose el valor del esfuerzo cada 10 pies. Los datos generados, se presentan en la Tabla IV.2.

Tabla IV.2			
RESUMEN DE DATOS DE ESFUERZO			
Localización	Cima (pies)	Base (pies)	Esfuerzo (psi)
Zona productora # 1	3500	4480	2664.1
	4480	4490	2601.1
	4490	4500	2625.1
	4500	4510	2144.1
	4510	4520	2348.1
	4520	4530	2416.1
	4530	4540	2594.1
	4540	4550	2273.1
Lutita	4550	4560	3070.2
	4560	4570	2876.2
	4570	4580	3330.2
	4580	4590	3448.2
	4590	4600	3244.2
	4600	4610	3196.2
Zona productora # 2	4610	4620	2438.2
	4620	4630	2544.3
	4630	5000	3253.3

Se simuló una fractura que se inició y propagó desde el centro de cada zona hacia el exterior de las capas. En la Fig. IV.26, se muestra la altura total de las fracturas (altura de la zona productora, más el crecimiento de

la fractura dentro de la zona superior e inferior), las cuales corresponden a una $\Delta p = 250$ psi, es decir, la presión de fondo del tratamiento, menos el esfuerzo de cierre. En esta figura, el eje "x" representa la profundidad de la sección horizontal o la profundidad de iniciación de la fractura y el eje "y" da la penetración total de la fractura dentro de las capas superior e inferior de la línea central del pozo horizontal (línea punteada). Por ejemplo, una fractura iniciada a partir de un pozo perforado a 4505 pies, penetraría 10 pies arriba y 30 pies abajo del pozo, creando una altura total de 40 pies a una presión de 2400 psi.

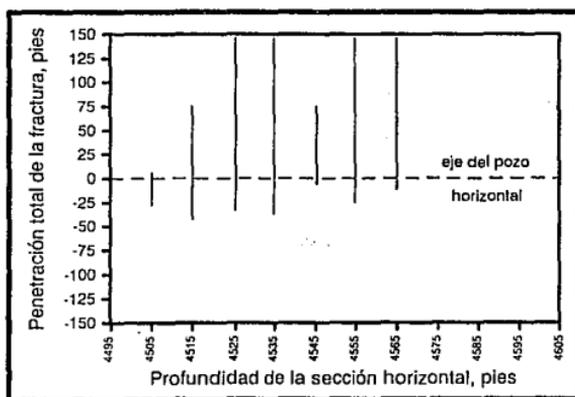


Fig. IV.26 Predicción de la altura total de la fractura, para diversas profundidades de la sección horizontal, con una $\Delta P = 250$ psi

Como se puede observar en la figura, una fractura creada en un pozo horizontal perforado a 4545 pies, se propagará hacia arriba en la zona productora superior y tendrá poca penetración en la zona inferior. Este último efecto no cambiará mucho para una Δp diferente a la tomada

como referencia de 250 psi. Sin embargo, las magnitudes de penetración de la fractura serán más grandes para Δp 's más grandes, por ejemplo, para una $\Delta p = 800$ psi, una fractura a 4545 pies penetraría 40 pies dentro de la capa inferior y más de 150 pies hacia arriba, en lugar de 5 pies y 70 pies respectivamente para un $\Delta p = 250$ psi.

IV.10 CONTROL DE LA PRODUCCION DE ARENA DESPUES DEL FRACTURAMIENTO

La producción de arena en un pozo horizontal después de un tratamiento de fracturamiento, es un problema grave en su vida productiva. Debido a la orientación de la fractura con relación al agujero, este problema es mucho más severo en un pozo horizontal que en un vertical, ya que la fuerza de gravedad incrementará el flujo de la arena hacia afuera de la fractura y hacia adentro del pozo.

Debido a lo difícil y costoso de los procedimientos de limpieza en un agujero horizontal, es benéfico utilizar apuntalantes con cubierta de resina para dar una mayor resistencia en la última etapa de apuntalamiento. Esto, previendo las posibles fuerzas de corte que el apuntalante puede experimentar en los primeros pies de una fractura iniciada a partir de un agujero horizontal.

Sin embargo, es más importante que una vez que el material se ha colocado debidamente, haya una mínima producción de arena hacia el pozo, durante su vida productiva. El disparar selectivamente en la parte

baja de la TR, también puede ayudar para la prevención de la producción de arena. Cuando se dispara de esta manera, la TR actuará como un bloqueador físico para prevenir que la arena caiga dentro del pozo.

IV.11 RESULTADOS ANALITICOS Y EXPERIMENTALES

Se presentan los resultados de trabajos analíticos y experimentales para un pozo horizontal perforado en un estado de esfuerzos, en el cual dos de los tres esfuerzos principales actúan horizontalmente y uno de éstos es el mínimo. Bajo estas consideraciones, el agujero horizontal está en el plano de los dos esfuerzos principales σ_{Hmin} y σ_{Hmax} , y la fractura plana inducida es vertical y perpendicular a σ_{Hmin} . Se ha visto que esta situación cubre la mayoría, si no es que todos los casos, donde se perforan pozos horizontales.

La desviación del pozo horizontal con respecto a σ_{Hmin} se representa mediante el ángulo " θ ". Este ángulo es medido a partir de σ_{Hmin} hacia σ_{Hmax} , siendo este último perpendicular al primero, es decir, el rango de θ varía de 0° a 90° (Fig. IV.27).

El esfuerzo debido al peso de la sobrecarga actúa en forma vertical, representándose con σ_v . Los esfuerzos compresivos se consideran como positivos.

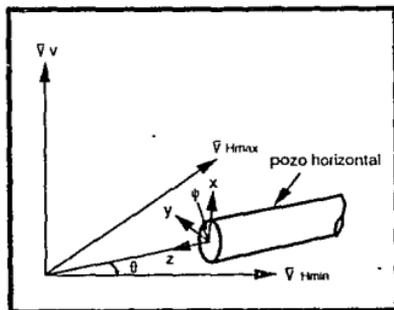


Fig. IV.27 Configuración del sistema pozo horizontal - estado de esfuerzos

IV.11.1 Estudio Analítico

IV.11.1.1 Fracturamiento de Pozos Horizontales vs. Verticales

Desde el punto de vista de la estimulación, la práctica del fracturamiento de pozos horizontales, es muy similar a la usada en pozos verticales. Además, los fluidos y apuntalantes usados en los pozos horizontales no difieren mucho de los usados convencionalmente. Sin embargo, debido a la distancia que éstos viajan en los pozos horizontales, se deben usar fluidos con alta capacidad de acarreo del apuntalante.

Las diferencias en la geometría de la fractura y parámetros del fracturamiento, radican principalmente en la posición espacial de la sección horizontal con respecto a los esfuerzos principales in-situ de la formación y en los programas de terminación.

Algunas de las principales diferencias entre el fracturamiento de pozos horizontales con respecto a los verticales son:

- El plano de la fractura inducida no contiene al agujero, a menos que el pozo se perfora perpendicular a σ_{Hmin}
- Es posible que se puedan crear múltiples fracturas en el mismo intervalo abierto o disparado, en una sola etapa de bombeo
- La amplitud de la fractura en el agujero, posiblemente no sea la máxima para pozos horizontales que no estén perpendiculares a σ_{Hmin} . La amplitud en la entrada del fluido puede ser independiente de la geometría de la fractura para ángulos altos de desviación del pozo (θ)
- La relación entre los esfuerzos horizontales principales ($K = \sigma_{Hmax} / \sigma_{Hmin}$) y el gasto de inyección (q_i), afectan a la trayectoria de reorientación de la fractura
- Durante el proceso de reorientación, la fractura se extiende bajo el modo de corte y tensión, dando como resultado que las paredes de la fractura sean rugosas. Esta rugosidad extra de las paredes incrementa la fricción del fluido y por lo tanto, se puede requerir de una alta presión de operación

- La geometría inicial de la fractura cerca del agujero es controlada por la longitud y tipo de entrada del fluido a la fractura, por ejemplo, terminación en agujero descubierto, TR corta cementada, etc. Dependiendo de la desviación del pozo y del tipo de entrada, se determina la distancia de conexión o los canales de comunicación entre el agujero y la fractura
- Usualmente los pozos horizontales son paralelos al sistema estratigráfico, por lo tanto, son perforados en una zona de esfuerzos. Debido a que la variación vertical del esfuerzo controla el aumento de la altura de la fractura, la profundidad de la sección horizontal es un factor decisivo para controlar esta altura en zonas productoras gruesas

IV.11.1.2 Presión de Fracturamiento vs. Desviación del Agujero (Agujero Descubierto)

La dirección en la que se inicia la fractura hidráulica sobre las paredes del agujero, es un proceso de falla por tensión, el cual se puede predecir mediante la teoría del máximo esfuerzo normal. La falla por tensión ocurre cuando el esfuerzo mínimo principal efectivo, excede al esfuerzo de tensión de una formación (σ_t).

Al presurizar un agujero, se inducen esfuerzos de tensión, disminuyendo la concentración de esfuerzos compresivos alrededor de éste. En el punto donde el máximo esfuerzo de tensión, alcanza a σ_t , ocurre el fracturamiento hidráulico, caracterizando así el punto de rompimiento o

fractura. Debido a que la concentración de esfuerzos alrededor del agujero es función de la desviación de éste (θ), la presión de fracturamiento depende de dicha desviación.

A continuación se presentan los resultados de la presión de fracturamiento para dos casos en un pozo horizontal. Por simplicidad, se ignora el efecto de la penetración del fluido dentro de la formación y la presión de poro se considera nula. En ambos casos, el estado de esfuerzos es tal que $\sigma_v > \sigma_{Hmax} > \sigma_{Hmin}$. Sin embargo, en el primer caso, $\sigma_v = 9000$ psi y en el segundo caso, $\sigma_v = 7500$ psi, con $\sigma_{Hmax} = 7290$ psi y $\sigma_{Hmin} = 5580$ psi en ambos casos. La formación tiene una relación de Poisson (ν) = 0.25 y el esfuerzo de tensión (σ_t) = 500 psi. La presión de fracturamiento para ambos casos se grafica contra el ángulo de desviación del agujero (θ) en la Fig. IV.28. Observando esta figura se puede concluir que:

- Cuando el agujero se perfora paralelo a la dirección de σ_{Hmin} ($\theta = 0^\circ$), la fractura se inicia a la presión de fracturamiento más alta y cuando $\theta = 90^\circ$, la fractura se inicia a la presión de fracturamiento más baja. Esto indica que un agujero perforado en la misma dirección del σ_{Hmin} , puede ser más estable durante la perforación que cuando el pozo es perforado en cualquier otra dirección

- La magnitud de la presión de fracturamiento se incrementa conforme decrece la diferencia entre los esfuerzos principales. En otras palabras, el fracturamiento depende de la magnitud relativa de los esfuerzos principales

A manera de comparación, un pozo vertical con estos esfuerzos, se fracturará hidráulicamente a una presión de fracturamiento de 9950 psi. Este valor corresponde aproximadamente para un pozo horizontal desviado 50° de σ_{Hmin} cuando $\sigma_v = 9000$ psi

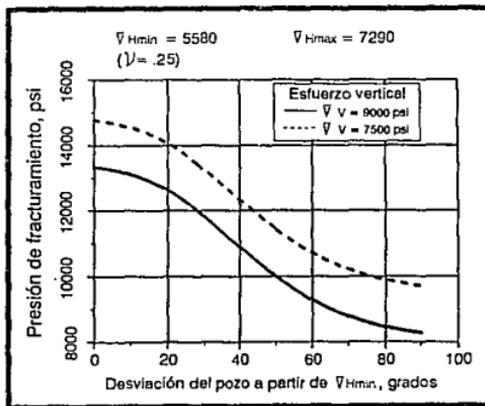


Fig. IV.28 Presión de fracturamiento vs. desviación del pozo horizontal (0)

IV.11.1.3 Puntos de Iniciación de la Fractura

Dependiendo de la magnitud de σ_v y σ_{Hmax} , hay dos casos para los puntos en los que las fracturas hidráulicas se inician en las paredes de los agujeros horizontales:

1. Cuando $\sigma_v > \sigma_{Hmax}$ los puntos de iniciación están en $\Psi = 0$ y $\Psi = \pi$.
En la Fig. IV.27 se mostró como Ψ es el ángulo (en radianes) medido en sentido opuesto al de las manecillas del reloj, a partir de la parte alta del pozo
2. Cuando $\sigma_v < \sigma_{Hmax}$ los puntos de iniciación están en $\Psi = \pi/2$ y $\Psi = 3\pi/2$

El primer caso es el que se presenta con mayor frecuencia a las profundidades a que se encuentran los campos de aceite. En los puntos de iniciación igual a 0 y π , la fractura inicial se extenderá con un ángulo γ dentro de la región de tensión creada por la presión del agujero. El ángulo γ se puede encontrar utilizando la siguiente ecuación:

$$\gamma = \frac{1}{2} \tan^{-1} \frac{2\sigma_{\Psi z}}{\sigma_{\Psi} - \sigma_z} \quad (IV.6)$$

Debido a que los esfuerzos tangencial, axial y de corte (σ_{Ψ} , σ_z y $\sigma_{\Psi z}$) en los puntos de iniciación sobre las paredes del agujero (Fig. IV.29) están en función de la desviación de éste (θ), el ángulo γ también lo estará.

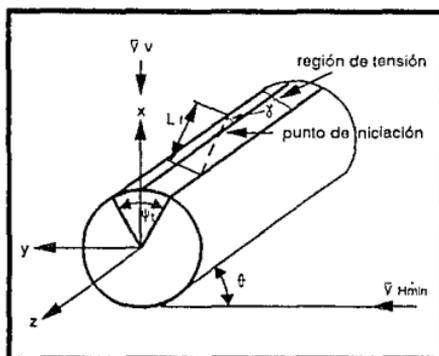


Fig. IV.29 Puntos de iniciación y orientación de la fractura en las paredes del agujero

Es razonable considerar que la fractura inicial se extenderá en la zona de tensión, antes de girar para quedar perpendicular a σ_{Hmin} . La máxima longitud de la fractura inicial (L_f) se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$L_f = D \csc \gamma \sin (\psi_t / 2) \quad (IV.7)$$

IV.11.1.4 Espaciamiento Crítico Entre Disparos

Como se mostró anteriormente, la longitud de la fractura inicial, está en función de γ y ψ_t , en consecuencia también de θ , esto considerando el caso donde dos disparos en la zona de tensión pueden conectarse uno con otro a través de la fractura. Contrariamente, cuando los dos disparos están separados por una distancia mayor a L_f , se pueden crear dos

fracturas iniciales independientes. Por lo tanto, L_c se puede usar como un parámetro para estimar la distancia crítica entre dos disparos, a partir de la cual se puede crear más de una fractura.

El procedimiento anterior se ha aplicado como ejemplo, a un pozo horizontal perforado en una formación con $\sigma_t = 500$ psi, $\sigma_v = 9000$ psi, $\sigma_{Hmax} = 7290$ psi y $\sigma_{Hmin} = 5580$ psi. En la Fig. IV.30, se grafica la longitud de la fractura inicial o distancia crítica entre dos disparos, normalizada con respecto al diámetro del agujero (L_c/D), contra la desviación del pozo (θ).

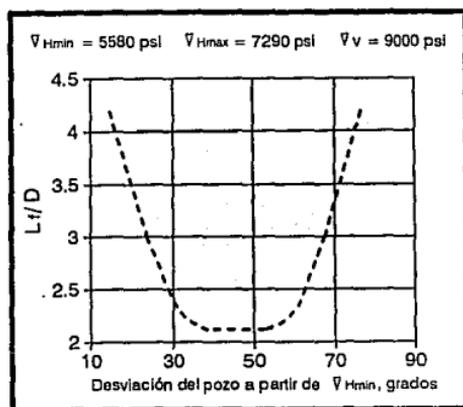


Fig. IV.30 Distancia crítica entre disparos vs. desviación del pozo (θ)

Se puede ver en la figura, que para una distancia entre dos disparos igual o menor a un diámetro del agujero, la fractura inicial conectaría los dos disparos, independientemente del ángulo de desviación del pozo (θ). El valor de γ es 0 cuando $\theta = 0^\circ$ ó 90° , dando como resultado

que L_f sea igual a infinito (Ecuación IV.7). Este resultado físicamente parece poco real para $\theta = 0^\circ$. Por tal razón, en la Fig. IV.30 únicamente se presentan cambios para θ de 10° a 90° . Aun cuando este análisis no incorpora los esfuerzos inducidos por disparos o por la TR, el trabajo experimental mostró consistentemente, que la fractura inicial conecta todos los disparos con espaciamiento $\leq D$.

IV.11.1.5 Rotación de la Fractura vs. Espaciamiento Entre Zonas

El objetivo común de muchos de los proyectos de pozos horizontales es estimular varias zonas a lo largo de la sección horizontal. Normalmente, al crear una fractura en una zona, se alteran los esfuerzos existentes en el campo (magnitudes y direcciones) para una cierta distancia alrededor de la fractura.

Al crear una segunda fractura en una zona cercana, ésta estará sujeta a los nuevos esfuerzos del campo, por lo tanto, es posible que no sea paralela a la primera, pudiendo dar como resultado una comunicación entre ellas. La severidad de la alteración de los esfuerzos alrededor de una fractura depende de la amplitud creada por el apuntalante, de la altura de la fractura, de las propiedades de la roca y de la relación entre los esfuerzos principales.

El nuevo estado de esfuerzos en cualquier punto alrededor de la fractura es el resultante de los esfuerzos preexistentes y de los inducidos mediante el fracturamiento. La rotación de la segunda fractura se puede

presentar cuando los nuevos esfuerzos del campo tengan una orientación diferente de la original. El ángulo de rotación de la segunda fractura hacia la primera se calcula después de determinar la nueva dirección del σ_{Hmin} .

En la Fig. IV.31 se muestran los resultados del ángulo de rotación de la fractura vs. el espaciamiento normalizado entre zonas, para un caso específico en el cual la relación entre los esfuerzos horizontales principales ($K = \sigma_{Hmax}/\sigma_{Hmin}$) fue de 1.5. Las tres curvas de la figura corresponden a diferentes valores de incremento sobre la presión de fractura (Δp), en términos de σ_{Hmin} .

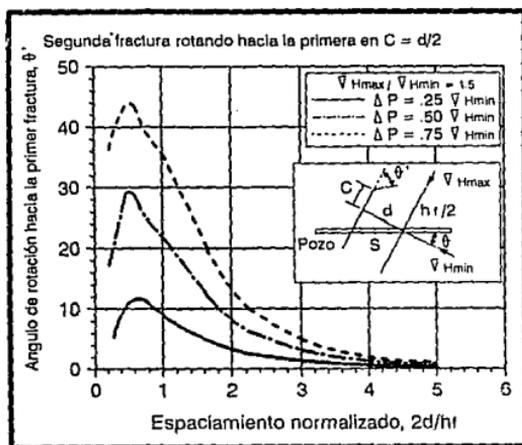


Fig. IV.31 Ángulo de rotación de la fractura vs. espaciamiento normalizado

Se deberá poner especial atención en la rotación de la fractura para ángulos de desviación altos, ($\theta > 60^\circ$). Por ejemplo, considerando los

siguientes datos: $\sigma_{Hmin} = 2500$ psi, $\sigma_{Hmax} = 3750$ psi, $hr = 200$ pies, $\theta = 70^\circ$, $S = 250$ pies, $\nu = 0.25$ y $E = 5 \times 10^6$ psi, la distancia normal entre fracturas esperada (d), se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$d = S \cos \theta \quad (IV.8)$$

El valor que se obtiene para este caso es de 86 pies y el espaciamento normalizado entre zonas ($2d/hr$) es de 0.86. El incremento de la presión en una fractura apuntalada de 0.5 pg de amplitud, se puede aproximar mediante un modelo de fractura bidimensional, obteniéndose una Δp para los datos dados de aproximadamente 500 psi ó $0.22\sigma_{Hmin}$.

Examinando la Fig. IV.31, para un espaciamento normalizado entre zonas de 0.86 y $\Delta p = 0.25 \sigma_{Hmin}$, muestra que la segunda fractura puede rotar 10° hacia la primera. Para un módulo de la formación mayor o para una primer fractura más amplia, el incremento en Δp es mayor y por lo tanto, también lo es el ángulo de rotación de la segunda fractura.

IV.11.1.6 Parámetros que Controlan la Curvatura de Reorientación

Experimentalmente se ha mostrado que cuando θ no es igual a 0° ó 90° , la fractura inducida puede ser no planar y además en forma de "S". La reorientación comúnmente empieza en los extremos del intervalo presurizado (ya sea disparado o agujero descubierto). Es razonable diagnosticar que para radios grandes de la curvatura de reorientación, se

tendrá una menor resistencia al flujo de fluidos en la región de reorientación y por lo tanto, menor fricción y menor posibilidad de un taponamiento por apuntalante.

Hay dos factores que tienen una gran influencia sobre el radio de la curvatura de reorientación: El gasto de bombeo (q_i) y la relación entre los esfuerzos máximo y mínimo principales (K). Algunos estudios analíticos y experimentales han indicado que el radio de la curvatura de reorientación se incrementa conforme el gasto de bombeo es más alto, y que el radio de curvatura es más pequeño conforme se incrementa K o $\sigma_{Hmax} \gg \sigma_{Hmin}$.

Como se muestra en la Fig. IV.32, conforme se incrementa la relación de esfuerzos, se reduce la distancia disponible para la reorientación de la trayectoria, es decir, el radio de curvatura se vuelve más pequeño. Para una relación de esfuerzos cercana a tres o mayor, el proceso de reorientación ocurrirá en una distancia muy corta, o la fractura girará 90° para ser perpendicular a σ_{Hmin} . Los análisis mostrados en la Fig. IV.32, se realizaron para agujeros perforados en la dirección de σ_{Hmin} . Desde un punto de vista práctico, K es una característica del estado de esfuerzos preexistentes y cuando ésta es mayor de dos, no se alterará fácilmente. Lo anterior indica que también es necesario conocer el valor de σ_{Hmax} .

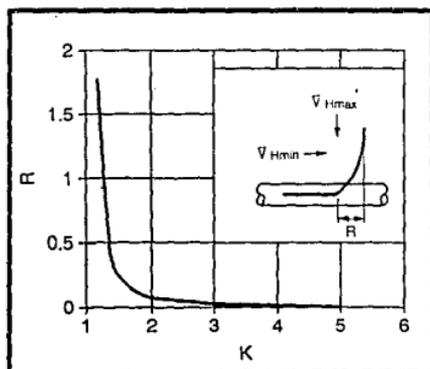


Fig. IV.32 Distancia de reorientación normalizada de la fractura vs. relación de esfuerzos

IV.11.2 Estudio Experimental

Los experimentos de fracturamiento se desarrollaron en bloques de roca de $6 \times 12 \times 18$ pg, forzados en una cámara de prueba poliaxial. Se aplicaron esfuerzos sobre cada superficie del bloque mediante placas empujadas por presión hidráulica. Se colocó un colchón de neopreno entre la placa y la roca para reducir la fricción y distribuir homogéneamente las cargas sobre ésta última. El fluido fracturante entró en el bloque a través de un agujero revestido de 0.31 pg de diámetro exterior, inyectándose a un gasto constante de 84 a 333 cm^3/min . El intervalo disparado (PI), se tomó como la distancia entre dos disparos extremos, dada en términos de diámetro del agujero (D).

Resultados y Discusión del Experimento

Los experimentos constan de seis grupos, clasificados de acuerdo a la desviación del pozo con respecto a $\sigma_{Hmin}(\theta)$.

Grupo 1: $\theta = 0^\circ$

En este grupo se incluyeron once estudios, en los cuales el agujero se perforó en la dirección de σ_{Hmin} , es decir, $\theta = 0^\circ$. Diez de los estudios se desarrollaron a través de un agujero revestido y disparado con $D = 0.31$ pg. El 11º estudio se efectuó en agujero descubierto. Cuando $\theta = 0^\circ$, la fractura inducida es perpendicular al agujero, así, es posible llevar a cabo varios tratamientos independientes a lo largo de la sección horizontal.

Para intervalos disparados $\geq 4D$, se observó más de una fractura en el mismo intervalo. Sin embargo, una de las fracturas inducidas fue más grande que las otras. Esto puede indicar que eventualmente, una fractura dominará y tomará todo el fluido fracturante para su propagación. Observando la presión de fracturamiento, se determinó que ésta decrece conforme el intervalo disparado es más largo y se incrementa el número de disparos utilizado. Se determinó matemáticamente que el incremento en la presión de extensión (BHTP) en un fracturamiento múltiple, es proporcional a \sqrt{N} , siendo N el número de fracturas.

El área de entrada del fluido dentro de una fractura cuando ésta es perpendicular al agujero, es πDW_f . Por lo tanto, un diámetro de agujero grande puede ser más útil para reducir la fricción en la entrada. En general, cuando un agujero está desviado un ángulo θ y se crea una fractura, el área de entrada de la fractura que intersecta el agujero (A_{in}), se puede encontrar mediante la siguiente ecuación:

$$A_{in} = 2DW_f \times \sec \theta \times E(J) \quad (IV.9)$$

Donde $E(J)$ es la integral elíptica y $J = \sin \theta$

El 11º experimento se desarrolló en una sección de agujero descubierto con longitud igual a $4D$. La amplitud de la fractura se midió en la mitad del agujero y normal a éste. La fractura creada tuvo tres planos conectados como en forma de H (Fig. IV.33). Una fractura inicial a lo largo del agujero, se extendió verticalmente hacia arriba y hacia abajo, con una altura total de aproximadamente $8D$. Las otras dos fracturas fueron casi perpendiculares a la fractura inicial, separadas por la longitud del agujero descubierto y ligeramente traslapadas cerca de la vecindad del agujero. Obviamente, estas dos fracturas constituyen la fractura inducida principal, ya que son perpendiculares a σ_{Hmin} .

La medición de la amplitud en el agujero, normal al plano de la fractura inicial, mostró que W_f no se incrementó después del fracturamiento conforme la inyección continuó y se agrandó la fractura. Tal observación, indica que para este caso ($\theta = 0^\circ$), la amplitud de la fractura inicial a lo largo del agujero, es independiente del tamaño de la fractura principal.

Es importante mencionar que la fractura inicial estuvo conectada con las dos fracturas vecinas únicamente a lo largo de su altura. Así, la comunicación del fluido estará limitada sólo a una longitud de aproximadamente cuatro veces el tamaño de la sección del agujero descubierto. Las dos observaciones anteriores dan como resultado que se ocasione un taponamiento prematuro de la fractura.

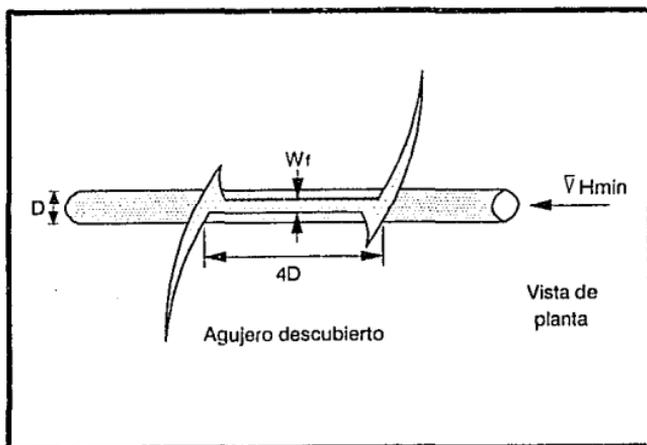


Fig. IV.33 Geometría de la fractura para el estudio en agujero descubierto

Los resultados de los experimentos de fracturamiento en agujeros con un ángulo de desviación de $\theta = 0^\circ$, se resumen a continuación:

- Cuando $PI \geq 4D$, se pueden crear múltiples fracturas. Una de estas fracturas podrá ser predominante. Se espera que inicialmente la presión para extender la fractura sea alta

- Para intervalos disparados pequeños ($Pl < 4D$), es probable que se induzca una sola fractura
- Los disparos hechos dentro de una distancia $\leq D$, probablemente tendrán comunicación
- En una sección de agujero descubierto con longitud $4D$, se puede crear una fractura compleja en forma de H. La amplitud de la fractura inicial a lo largo del agujero, no refleja el tamaño de la fractura. La comunicación entre los fluidos del agujero y el cuerpo de la fractura principal se realiza a lo largo de todo el perímetro de la fractura inicial, es decir, la longitud de comunicación es de cerca de cuatro veces la longitud del agujero descubierto

Grupo 2: $\theta = 15^\circ$

Se efectuaron dos estudios en un agujero horizontal revestido, con una desviación de 15° con respecto a σ_{Hmin} . Los gastos de inyección y esfuerzos aplicados fueron los mismos para ambos casos. La diferencia en los estudios estuvo en la longitud y número de disparos. En el primer estudio, Pl fue $2D$ y en el segundo $5D$. En el primer caso se creó una fractura que conectó tres disparos, de un total de seis. La fractura tuvo una ligera "enroscadura" alrededor de la TR, pero no lejos del agujero se extendió en forma perpendicular a σ_{Hmin} . Además, en este estudio todos los disparos tuvieron comunicación a través de pequeñas fracturas en la pared del agujero.

En el segundo caso ($PI = 5D$ y un total de 16 disparos), se produjo una geometría de la fractura muy interesante, especialmente cerca del agujero. La fractura inducida se extendió a través de la mayoría de los disparos (en una distancia de $4D$) debido a que éstos estaban en forma de espiral alrededor de la TR. En un lado del agujero, la fractura se extendió en dos planos verticales (dos fracturas) separados y ligeramente traslapados. En el otro lado, las dos fracturas se unieron a lo largo de los disparos y se extendieron como una fractura perpendicular a σ_{Hmin} . Debido a que la desviación del agujero es de sólo 15° , los resultados observados no son muy diferentes de los obtenidos cuando $\theta = 0^\circ$. Sin embargo, las fracturas creadas tuvieron comunicación con sólo 10 disparos.

Grupo 3: $\theta = 35^\circ$

Se desarrollaron dos estudios en agujeros revestidos, con un ángulo de 35° con respecto a σ_{Hmin} . En el primer estudio se efectuaron ocho disparos en espiral, con $PI = 3D$. La distancia entre dos disparos consecutivos fue menos de $2D$. La fractura inducida en este estudio, se extendió a lo largo de todos los disparos, dando como resultado una fractura continua no planar. Las alas de la fractura a lo lejos del agujero fueron perpendiculares a σ_{Hmin} , teniendo comunicación una con otra a través de los disparos. Las alas parecían estar en dos planos verticales separados por una distancia L_s , la cual se puede aproximar mediante la siguiente ecuación:

$$L_s = PI \sin \theta + 2D \quad (IV.10)$$

Se observó que un ala fue más corta, con una superficie rugosa conteniendo varios escalonamientos en la región de reorientación. La PCI registrada al final del estudio, fue de 950 psi, la cual es más del doble del esfuerzo mínimo aplicado de 450 psi. La alta PCI podría estar reflejando los componentes del esfuerzo que actúan sobre la fractura en forma de "S" cercana al agujero.

En el segundo estudio, se efectuaron siete pares de disparos en una distancia igual a 9D. Cada par estuvo desfasado 90° y espaciados uno de otro 1.5D. Se observaron cuatro fracturas separadas, tres de éstas se extendieron únicamente entre dos disparos consecutivos alrededor de la TR, pero no tuvieron comunicación una con otra. La cuarta fractura se inició a partir de un par de disparos y se propagó como dos alas perpendiculares a σ_{Hmin} en las lejanías del agujero. Nuevamente, la PCI registrada al final del estudio fue de 950 psi.

En este grupo se pudo observar que el proceso de reorientación está relacionado con la rugosidad de las paredes, y que independientemente de la longitud Pl y de que se crearon múltiples fracturas, sólo una fractura será la principal. También se observó que el ala de la fractura que tiene menor ángulo con respecto al agujero es más corta.

Grupo 4: $\theta = 55^\circ$

Para este grupo también se desarrollaron dos estudios en agujeros revestidos. En el primer estudio se realizaron ocho disparos en espiral alrededor de la TR, con Pl = 3D. En este estudio se creó una sola fractura

que se inició mediante la comunicación de la mayoría de los disparos que fueron hechos casi alineados perpendicularmente a σ_{Hmin} . La fractura fue continua pero no planar con dos alas no idénticas.

En el segundo estudio, se efectuaron catorce disparos en espiral alrededor de la TR, con $P1 = 9D$. Se creó una fractura principal no planar en forma de "S", conectando cuatro pares de disparos. Los disparos comunicados por dicha fractura principal, ocuparon una distancia igual a $4.5D$. Se observaron dos fracturas cortas que se extendieron a partir de los otros dos pares de disparos. La fractura principal se reorientó cerca de sus disparos extremos, formando dos alas no idénticas perpendiculares a σ_{Hmin} . Nuevamente, en ambos estudios, el ala con menor ángulo respecto a la dirección del agujero fue la más corta.

Grupo 5: $\theta = 75^\circ$

Al igual que en los casos anteriores, se desarrollaron dos estudios en agujeros revestidos. En el primer estudio se efectuaron ocho disparos en una distancia $P1 = 3D$, creándose una fractura no planar en forma de "S" con alas no idénticas. La fractura conectó la mayoría de los disparos consecutivos que se encontraban en direcciones casi perpendiculares a σ_{Hmin} . La reorientación de la fractura ocurrió cerca de los disparos finales.

En el segundo estudio, se efectuaron cinco pares de disparos desfasados 90° , dando como resultado una fractura continua no planar. La fractura pasó a lo largo de todos los disparos, los cuales fueron efectuados verticalmente ocupando una longitud igual a $3D$. La fractura tuvo dos alas no idénticas y en diferente plano vertical, cuya distancia horizontal también se puede calcular con la Ecuación IV.10. Con esta desviación del agujero ($\theta = 75^\circ$), los estudios indicaron que es improbable inducir múltiples fracturas en el mismo intervalo disparado. Las fracturas parecieron ser continuas y no planares. Sin embargo, no tuvieron comunicación con todos los disparos cuando se tenían grandes PI 's.

Grupo 6: $\theta = 90^\circ$

Cuando un agujero se perfora con una desviación respecto al σ_{Hmin} de 90° , es de esperarse que la fractura creada se alíne con la trayectoria del agujero, por lo tanto, la selección del programa de disparos no será un parámetro muy importante para controlar la geometría de la fractura. Para agujeros con esta desviación se pueden aplicar los estudios realizados en pozos verticales.

Para este grupo, se estudió el tipo de entrada para iniciar la fractura en las paredes del agujero, mediante la presión de fracturamiento. Se efectuaron tres estudios sobre la misma muestra de roca. La TR del pozo horizontal tuvo una sección en agujero descubierto, una sección disparada y otra ranurada.

La longitud de cada sección fue de 1 pg o 3D. La sección disparada tuvo ocho disparos en espiral. La sección ranurada tuvo una ranura de 1 pg alineada con el pozo. Se indujeron tres fracturas individualmente, mediante un empacador doble para cada sección de entrada.

Se observó que la presión de fracturamiento para cada estudio fue muy diferente. La presión registrada en la sección ranurada fue la más pequeña y la disparada fue la más grande. Se cree que este efecto del tipo de entrada del fluido sobre la presión de fracturamiento debería ser el mismo para cualquier desviación del agujero con respecto a σ_{Hmin} .

También se observó que las fracturas creadas a partir de cierta zona, pueden comunicarse con las fracturas previamente creadas en otra zona cercana. Esta comunicación de fracturas puede deberse al giro de la fractura causado por la alteración de los esfuerzos que crea la fractura vecina. Además, la presión de ampliación de fracturas posteriores, creadas a partir del mismo agujero, puede ser más alta debido a la alteración del estado de esfuerzos. Ambos fenómenos tienen probabilidad de ocurrir cuando el espaciamento entre zonas es pequeño o la desviación del agujero es grande (θ cercana a 90°).

La distancia normal entre dos fracturas (d), creadas a partir de dos zonas espaciadas (S) en el mismo agujero, se calcula mediante la Ecuación IV.8. Por ejemplo, para dos zonas fracturadas espaciadas 250 pies una de otra, en un agujero desviado 80° con respecto a σ_{Hmin} , los planos de las fracturas inducidas estarán separados sólo por 43 pies.

Para una distancia tan corta, los esfuerzos del campo se alterarían lo suficiente para hacer que la segunda fractura rote hacia la primera, teniéndose como consecuencia una comunicación no intencional.

En la Fig. IV.34 se muestra un resumen esquemático de la geometría de la fractura contra la desviación del pozo respecto a σ_{Hmin} .

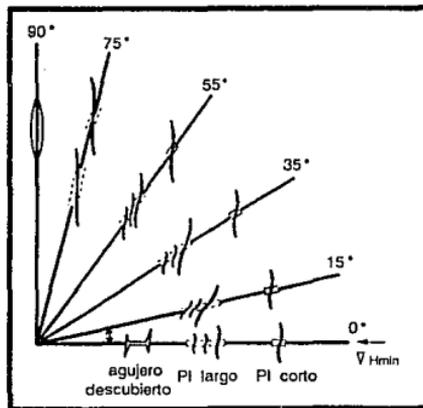


Fig. IV.34 Vista de planta de las fracturas inducidas para diferentes ángulos de desviación del pozo, θ

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

IV.12 RECOMENDACIONES PARA EL DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN POZOS HORIZONTALES

Las zonas productoras que han requerido del fracturamiento en los pozos verticales desarrollados en ellas, también requerirán fracturamiento en los pozos horizontales. Además, algunas de las zonas compactas que son difíciles de producir mediante pozos convencionales y por lo tanto, son económicamente cuestionables, pueden ser rentables si se utilizan terminaciones horizontales fracturadas hidráulicamente.

La creación de una fractura hidráulica en un pozo horizontal depende de varios parámetros, entre los que se incluyen las condiciones del yacimiento, prácticas de perforación y técnicas de terminación. A continuación se presentan algunas de las consideraciones prácticas que se deben tomar en cuenta para el fracturamiento de un pozo horizontal.

IV.12.1 Adquisición de Datos de la Zona Productora

Para obtener resultados óptimos en el fracturamiento de un pozo horizontal, se deberá obtener información previa, que ayude tanto a la perforación del pozo como al diseño del tratamiento de estimulación. Inicialmente, se debe realizar un estudio pre-perforación, cuya información obtenida debe incluir:

- Profundidad de la cima y base de la formación productora en otros pozos del campo
- Azimut de las fracturas inducidas en otros fracturamientos
- Producción acumulativa y diaria de los pozos en el campo
- Resultados de las pruebas del contenido de la formación, realizadas por medio de la tubería de perforación
- Los reportes de tratamientos efectuados en pozos vecinos
- Cualquier otra información disponible que pueda contribuir a tener una terminación exitosa

El área productora debe ser lo suficientemente grande para permitir la perforación de la longitud deseada de la sección horizontal. Si el azimut de las fracturas inducidas en el campo se conoce con precisión, entonces se puede planear la dirección del pozo para un área dada. Cuando las condiciones geológicas lo permiten, es preferible que la sección horizontal esté en ángulo recto con respecto al azimut de la fractura inducida.

Durante la perforación se deberán obtener datos de la magnitud y orientación de los esfuerzos principales de la formación, realizando esto mediante operaciones como el microfracturamiento, método de relajación de esfuerzos, utilizando registros, o en el mejor de los casos con una combinación de todos ellos. Esta información debe proporcionar datos suficientes del esfuerzo mínimo principal para determinar la profundidad a la que se perforará la sección horizontal. Además, dicha información se puede utilizar en un modelo computarizado para predecir la geometría de la fractura inducida.

Para el caso de terminación con TR cementada, el área del agujero alrededor del intervalo disparado en que se efectuará la fractura, debe estar íntegramente cementada y tener un sello hidráulico de alta calidad. El área de la formación adyacente a los disparos estará sujeta a un incremento de esfuerzos y daño durante el proceso de disparos. Este fenómeno ocasiona que se necesite una presión de fracturamiento para iniciar la fractura inducida, mayor a la diagnosticada.

Si no se tiene cemento en esta vecindad o es de tan pobre calidad que se presentan grandes canales, el fluido fracturante tendrá la oportunidad de viajar a lo largo del espacio anular entre la formación y la TR y fracturar en áreas que requieren una presión más baja comparada con la del intervalo disparado.

IV.12.2 Planación del Tratamiento

Usando los datos adquiridos de la zona productora, se debe determinar lo siguiente:

- Máximo gasto de tratamiento
- Puntos de iniciación de la fractura
- Diseño de la fractura
- Diseño de los disparos
- Consideraciones pre-fracturamiento

IV.12.2.1 Máximo Gasto de Tratamiento

El tamaño y resistencia de las tuberías de producción y/o de las TR's, determinará el máximo gasto que se puede bombear sin causar daño. Si la velocidad del fluido en las tuberías es mayor a 100 pies/seg, se puede ocasionar un daño severo en las juntas, siendo este daño mayor cuando el fluido contiene apuntalantes. El daño erosional se minimiza si la velocidad se limita a 80 pies/seg.

El gasto de tratamiento también está limitado por las especificaciones del equipo que se utilizará, como es el caso de la velocidad de los mezcladores, requiriéndose en ocasiones más de uno para poder adaptarse al gasto necesario.

IV.12.2.2 Puntos de Iniciación de la Fractura

El número de puntos de iniciación puede ser arbitrariamente seleccionado o se pueden determinar mediante un modelo de cómputo. En ausencia de éstos, o de algún otro medio para estimar los puntos de iniciación, generalmente se da un espaciamiento entre fracturas de 250 a 300 pies.

IV.12.2.3 Diseño de la Fractura

Los parámetros del tratamiento dependen de los datos obtenidos de la zona productora y de las zonas que están directamente arriba y abajo de ella. Estos datos se usan para calcular un esfuerzo mínimo principal promedio para las tres zonas. La geometría de la fractura (altura, longitud y amplitud) se puede determinar utilizando un simulador de diseño de fracturas tridimensional.

Si cerca del intervalo productor de hidrocarburos, existe una zona productora de agua, entonces la fractura se debe diseñar de tal manera que no se extienda dentro de ésta.

IV.12.2.4 Diseño de los Disparos

Una vez que se ha determinado para cada fractura, el número de puntos de iniciación, la geometría y el gasto de tratamiento, se debe diseñar el número y diámetro de los disparos para cada punto de iniciación. Cuando se van a desarrollar múltiples fracturas en forma simultánea, los parámetros de los disparos se deben calcular utilizando la técnica de entrada limitada.

IV.12.3 Consideraciones Pre-Fracturamiento

El conocimiento previo de la dirección de la fractura inducida en un campo, que se va a terminar con pozos horizontales estimulados con tratamiento de fracturamiento, es de extrema importancia, ya que esta información se puede utilizar junto con la magnitud de los esfuerzos principales, para calcular la presión de fracturamiento esperada en un agujero horizontal, con una trayectoria específica con respecto a la dirección de la fractura inducida. El cálculo de esta presión de fracturamiento, asegurará que el equipo de terminación/producción instalado, pueda resistir los incrementos de la presión de fracturamiento, asociados con los agujeros que tienen un gran desalineamiento entre la trayectoria del pozo y la dirección de la fractura.

Otro aspecto de importancia para el diseño del fracturamiento de un pozo horizontal, es la presión de la formación. Este dato se registra antes de colocar la TR, utilizando probadores de formación. La información así obtenida, es muy útil, debido a que la presión de la formación tiene un efecto directo sobre la presión de fracturamiento, rompimiento/propagación, sobre el volumen de filtrado del fluido fracturante y sobre los efectos de tortuosidad cuando el agujero horizontal y la fractura inducida no están alineados.

Los fluidos fracturantes también son un aspecto crítico del diseño de un fracturamiento. Todos los aditivos del fluido fracturante son mezclados de acuerdo a las especificaciones del diseño, mediante el uso de sistemas de medición. Estos sistema aseguran tener la cantidad precisa de todos

los aditivos y reduce desperdicios, ya que están conectados a una base de datos computarizada, la cual actualiza los requerimientos volumen/aditivos, para mantener un control de calidad estricto.

IV.12.4 Fracturamiento Apuntalado vs. Fracturamiento con Acido

El fracturamiento hidráulico apuntalado se realiza más frecuentemente que el fracturamiento con ácido, ya que este último sólo se puede desarrollar en zonas productoras carbonatadas y además, no todos los carbonatos son estimulados efectivamente. Sin embargo, donde el fracturamiento con ácido se puede aplicar con efectividad, los resultados comúnmente son mejores que los obtenidos mediante un fracturamiento apuntalado. Si la zona productora se estimulará mediante fracturamiento con ácido, se pueden usar los procedimientos básicos que se emplean para desarrollar el tratamiento de fracturamiento apuntalado.

NOMENCLATURA

A	Area
A_{in}	Area de entrada del fluido en una fractura
BHTP	Incremento de la presión de extensión
C_f	Conductividad de la fractura
C_{fD}	Conductividad adimensional de la fractura = $(k_f W_f)/(k X_f)$
C_{fD1}	Conductividad adimensional de la fractura, para la primera mitad de la fractura
C_{fD2}	Conductividad adimensional de la fractura, para la segunda mitad de la fractura
D	Diámetro del agujero
D_f	Distancia entre fracturas
d	Distancia normal entre dos fracturas paralelas
dt_c	Tiempo de tránsito de la onda compresional
dt_s	Tiempo de tránsito de la onda de corte
E	Módulo de Young
F_x	Relación entre la longitud de la "cola" y la longitud total de la fractura
g	Aceleración de la gravedad
h	Espesor o altura de la formación
h_f	Altura de la fractura
K	Relación entre los esfuerzos horizontales principales
KOP	Punto de inicio de desviación del pozo
k	Permeabilidad de la formación
k_f	Permeabilidad de la fractura
L_f	Máxima longitud de la fractura inicial en las paredes del pozo

L_s	Distancia entre las alas de una fractura
N	Número de fracturas realizadas simultáneamente
PCI	Presión de cierre instantánea
P_h	Presión hidrostática de la columna de fluido
P_i	Presión inicial
Pl	Longitud del intervalo disparado
P_p	Presión de poro o Presión de formación
P_w	Presión de tratamiento, con influencia de otra fractura
P_{wo}	Presión de tratamiento, sin influencia de otra fractura
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo
q_i	Gasto de inyección
R	Distancia de reorientación de la fractura normalizada
r_{wD}	Radio adimensional del pozo
S	Espaciamiento entre zonas estimuladas
S_w	Saturación de agua congénita
T_{bh}	Temperatura de fondo
t_D	Tiempo adimensional
W_f	Amplitud de la fractura
W_w	Amplitud de la fractura, con influencia de otra fractura
W_{wo}	Amplitud de la fractura, sin influencia de otra fractura
X_f	Longitud de la fractura
Z	Profundidad

Símbolos Griegos

ΔD	Desplazamiento total del diámetro del núcleo
ΔD_{ov}	Desplazamiento diametral debido a la sobrecarga

ΔD_p	Desplazamiento diametral debido a la presión de poro
ΔD_{sT}	Desplazamiento diametral debido a la liberación de esfuerzos horizontales
ΔD_T	Desplazamiento diametral debido a cambios de temperatura
Δp	Presión de fondo del tratamiento menos el esfuerzo de cierre
β	Angulo que tiene el pozo con respecto a la vertical ($\beta = 0^\circ$)
ϕ	Porosidad de la formación
γ	Orientación de la fractura inicial dentro de la región de tensión
ν	Relación de Poisson
θ	Angulo entre la sección horizontal del pozo y σ_{Hmin}
θ'	Angulo de rotación de la fractura
ρ_b	Densidad bruta de la formación (del registro de densidad)
σ_{Hmax}	Esfuerzo máximo horizontal de la formación
σ_{Hmin}	Esfuerzo mínimo horizontal de la formación
σ_t	Esfuerzo de tensión de la formación
σ_v	Esfuerzo vertical de la formación
σ_ψ	Esfuerzo tangencial para un punto de la pared del pozo
$\sigma_{\psi z}$	Esfuerzo de corte para un punto de la pared del pozo
σ_z	Esfuerzo axial para un punto de la pared del pozo
Ψ	Angulo medido en sentido opuesto al de las manecillas del reloj, a partir de la parte alta del pozo hasta el punto de iniciación de la fractura
Ψ_t	Angulo que abarca la región de tensión

CONCLUSIONES

- La selección de la ecuación que se utilizará para el cálculo de la productividad de un pozo horizontal, desviado o de un agujero de drene, deberá basarse en las características del flujo y de la formación.
- Se estima que el Índice de Productividad de un pozo horizontal en un medio homogéneo, considerando que la longitud abierta al flujo es mayor que la altura del estrato productor, es de dos a tres veces más grande que el de un pozo vertical.
- El incremento en la productividad que se puede esperar de un pozo horizontal con respecto a uno vertical, es más alto en yacimientos delgados.
- Para pozos horizontales parcialmente abiertos, es importante no tener una longitud abierta al flujo, mayor a aquella a partir de la cual, el incremento que se pueda obtener en la productividad sea despreciable.
- La longitud del pozo horizontal y su grado de penetración, son dos de las variables que más afectan su productividad, mientras que la influencia de la excentricidad es mínima.
- Cuando un pozo horizontal atraviesa una cadena de fracturas naturales verticales, su productividad puede ser diez veces o más grande que la de un pozo vertical.

- En yacimientos que presentan problemas de conificación de agua y/o gas, el gasto crítico de los pozos horizontales es de dos a tres veces más grande que el de los verticales.
 - La eficiencia areal de barrido considerando un patrón de empuje lineal directo puede aproximarse al 100% mediante el uso de pozos horizontales.
 - Es importante seleccionar adecuadamente la técnica de perforación que se empleará en un pozo horizontal, ya que con base en ésta, se podrá determinar cuáles son las terminaciones factibles de aplicar.
 - El daño a la formación es más severo en los pozos horizontales que en los verticales, y en consecuencia, su efecto sobre la productividad también es más crítico.
 - Para realizar el diseño óptimo de un tratamiento de estimulación matricial en un pozo horizontal, es de gran importancia tener en cuenta el perfil de distribución del daño, para que el volumen de inyección asemeje esta forma, evitando así un sobretratamiento.
 - Los pozos horizontales largos que se encuentran en yacimientos con espesores pequeños, de permeabilidad isótropa moderadamente baja, son mejores candidatos para la estimulación matricial que para el fracturamiento hidráulico.
-

- Los tratamientos de estimulación matricial en los pozos horizontales, se pueden realizar efectivamente mediante el uso de la tubería flexible, ya que ésta permite desarrollar un perfil de estimulación que imite la forma del daño.
 - En la mayoría de los casos, el máximo gasto de inyección permisible en una estimulación matricial, es mayor para los pozos horizontales que para los verticales.
 - La magnitud y dirección de los esfuerzos in-situ de la formación, son los primeros parámetros que se deben determinar para realizar el diseño del fracturamiento en un pozo horizontal.
 - El Microfraturamiento, se considera como el mejor método para determinar la magnitud del esfuerzo mínimo principal de la formación y la orientación de la fractura inducida.
 - Cuando la sección horizontal de un pozo se perfora perpendicular a la dirección del esfuerzo mínimo principal, se crearán fracturas longitudinales, y cuando se perfora en la misma dirección de este esfuerzo, se podrán crear múltiples fracturas transversales.
 - Si la sección horizontal no se perfora en la dirección de los esfuerzos principales, la orientación de la fractura dependerá principalmente, del ángulo entre el pozo y la dirección del esfuerzo, de la densidad y distribución de los disparos, y del gasto y viscosidad del tratamiento.
-

- La dirección con que se inicia una fractura, no siempre es la misma con la que se propaga, ya que la dirección final del plano de la fractura tenderá a ser perpendicular a la dirección del esfuerzo mínimo principal.
 - La producción de arena en un pozo horizontal que ha sido fracturado, es un problema mucho más severo que el que se presenta en un pozo vertical.
-

BIBLIOGRAFIA

- Karcher, B. J., Giger, F. M. y Combe, J.: "Some Practical Formulas To Predict Horizontal Well Behavior", SPE 15430, octubre 1986.
- Goode, P. A. y Wilkinson, D. J.: "Inflow Performance of Partially Open Horizontal Wells", JPT, agosto 1991, 983 - 987.
- Babu, D. K. y Odeh, A. C.: "Productivity of a Horizontal Well", SPE 18298, octubre 1988.
- Joshi, S. D.: "Augmentation of Well Productivity with Slant and Horizontal Wells", JPT, junio 1988, 729 - 739.
- Joshi, S. D.: "A Review of Horizontal Well and Drainhole Technology", SPE 16868, septiembre 1987.
- Renard, G. y Dupuy, J. M.: "Formation Damage Effects on Horizontal-Well Flow Efficiency", JPT, julio 1991, 786 - 789, 868 - 869.
- Joshi, S. D.: "Production Forecasting Methods for Horizontal Wells", SPE 17580, noviembre 1988.
- Al-Haddad, S. M. y Crafton, J. W.: "Productivity of Horizontal Wells", SPE 21868, abril 1991.
- Kuchuk, F. J. y colaboradores: "Pressure Transient Analysis and Inflow Performance for Horizontal Wells", SPE 18300, octubre 1988.
- Giger, F. M., Reiss, L. H. y Jourdan, A. P.: "The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling", SPE 13024, septiembre 1984.

- Stagg, T. O. y Reiley, R. H.: "Horizontal Well Completions in Alaska", World Oil, marzo 1990.
 - Spreux, A., Georges, C. y Lessi, J.: "Most Problems in Horizontal Completions are Resolved", Oil & Gas Journal, junio 13, 1988.
 - Zaleski, T. E. Jr.: "Innovations in Completion Technology for Horizontal Wells", Offshore, febrero 1989.
 - Limones, J. A.: "Terminación de Pozos Horizontales en el Campo Agua Fría", Ingeniería Petrolera, noviembre 1992.
 - Dangaard, A. P. y colaboradores: "A Unique Method for Perforating, Fracturing, and Completing Horizontal Wells", SPE, agosto 1992.
 - Austin, C. E., Rose, R. E. y Schuh, F. J.: "Simultaneous Multiple Entry Hydraulic Fracture Treatments of Horizontal Drilled Wells", SPE 18263, octubre 1988.
 - Mullins, A. A.: "Horizontal Well Completion Technology", Baker Oil Tools.
 - Horizontal Well Completion Systems, Cameron White, Baker Oil Tools.
 - Hernández, R.: "Terminación de Pozos Horizontales", Tesis, División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM, octubre 1991.
 - Alonso, I.: "Apuntes de Terminación de Pozos", Facultad de Ingeniería, UNAM, abril 1993.
 - García, D. y colaboradores: "Tecnología de Pozos Horizontales", Instituto Mexicano del Petróleo, Proyecto CBO-9142, 1992.
-

- García, D. y colaboradores: "Terminación de Pozos Horizontales", Instituto Mexicano del Petróleo, Proyecto CBE-4101, 1993.
 - Economides, M. J., Naceur, K. B. y Klem, R. C.: "Matrix Stimulation Method for Horizontal Wells", JPT, julio 1991, 854 - 861.
 - Economides, M. J. y Frick, T. P.: "Optimization of Horizontal Well Matrix Stimulation Treatments", SPE 22334, marzo 1992.
 - Economides, M. J. y Ehlig-Economides, C. A.: "Discussion of Formation Damage Effects on Horizontal Well Flow Efficiency", JPT, diciembre 1991, 1521 - 1522.
 - Tambini, M.: "An Effective Matrix Stimulation Technique for Horizontal Wells", SPE 24993, noviembre 1992.
 - Krueger, R. F.: "An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfield Operations", JPT, febrero 1986, 131 - 152.
 - McLeod, H. O. Jr.: "Matrix Acidizing", JPT, diciembre 1984, 2055 -2069.
 - Islas, C.: "Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros", Colegio de Ingenieros Petroleros de México, marzo 1991.
 - Economides, M. J. y Nolte, K. G.: "Reservoir Stimulation", Segunda Edición, Prentice Hall Inc., Englewood Cliffs, 1989.
 - Islas, C.: "Apuntes de Estimulación de Pozos", Facultad de Ingeniería, UNAM, octubre 1980.
 - Soliman, M. Y., Hunt J. L. y El Rabaa A. M.: "Fracturing Aspects of Horizontal Wells", JPT, agosto 1990, 966 - 973.
-

- Economides, M. J. y colaboradores: "Horizontal Wells", Dowell Schlumberger Technical Publication, 1989.
 - El Rabaa, A. M.: "Experimental Study of Hydraulic Fracture Geometry Initiated From Horizontal Wells", SPE 19720, octubre 1989.
 - Owens, K. A., Pitts, M. J., Klampferer, H. J. y Krueger, S. B.: "Practical Considerations of Horizontal Well Fracturing in the Danish Chalk", SPE 25058, noviembre 1992.
 - Bruce, S.: "A Mechanical Stability Log", IADC/SPE 19942, marzo 1990.
 - Daneshy, A. A., Slusher, G. L., Chisholm, P. T. y Magee, D. A.: "In-Situ Stress Measurements During Drilling", JPT, agosto 1986, 891 - 898.
-