

01174

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

FACULTAD DE INGENIERÍA

***DISPOSICIÓN DE DESECHOS CONTAMINANTES A TRAVÉS DE
LA INYECCIÓN SUBSUPERFICIAL***

TESIS DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA PETROLERA

Presenta:

PLÁCIDO GERARDO REYES REZA

Director de Tesis:

DR. DANIEL GARCÍA GAVITO

21/02/00

MARZO, 2000



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



A Petróleos Mexicanos, por todo el apoyo recibido. Gracias!

A Rebeca, Gerardo y mis dos Margaritas.

RESUMEN

El contenido de este trabajo considera el estado del arte de la técnica de disposición de recortes de formación generados durante la perforación de pozos, estos sólidos aceitosos son convertidos en un fluido bombeable que es eliminado a través de la inyección subsuperficial controlada, así como la comparación técnica y económica con respecto a otros métodos usados, se plantean también los resultados de estudios previos que confirman la toxicidad de los recortes de formación impregnados con hidrocarburos y/o productos químicos.

Se describe también una serie de pasos para seleccionar la zona más segura para la inyección de la lechada generada con los recortes y las expresiones matemáticas que determinan el estado de esfuerzos de las formaciones susceptibles de fracturar por efecto de la inyección periódica del fluido generado y se presenta la teoría y un programa sencillo de cómputo que calcula la geometría de la fractura, mediante los métodos de Khristianovich-Geertsma-De Klerk y Perkins-Kern-Nordgren.

Las consideraciones del equipo superficial necesario, características de calidad de la lechada por inyectar, cumplimiento de regulaciones ambientales y la aplicación del fracturamiento hidráulico convencional para la disposición subsuperficial de forma integral constituyen un procedimiento guía para desarrollar esta técnica de mejora ambiental en México, siendo ésta la contribución principal del presente trabajo.

CONTENIDO

	Pag.
RESUMEN	
LISTA DE TABLAS	i
LISTA DE FIGURAS	ii
CAPÍTULO 1	
1. INTRODUCCIÓN.	1
CAPÍTULO 2	
2. REVISIÓN DE LITERATURA.	4
CAPÍTULO 3	
3. TOXICIDAD DE LOS DESECHOS ACEITOSOS, SU IMPACTO EN LA SALUD HUMANA Y EN EL MEDIO AMBIENTE.	8
3.1 MÉTODOS ALTERNOS DE ELIMINACIÓN DE DESECHOS Y COMPARACIÓN CON LA PROPUESTA DE INYECCIÓN.	17
CAPÍTULO 4	
4. TÉCNICAS DE SELECCIÓN DE LA ZONA GEOGRÁFICA Y GEOLÓGICA PARA LA INYECCIÓN DE DESECHOS.	22
4.1 ANÁLISIS MATEMÁTICO PARA LA DETERMINACIÓN DE ESFUERZOS EN LAS FORMACIONES.	24
4.2 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE FRACTURAS.	43
4.3 DETERMINACIÓN DEL DESARROLLO DE LAS FRACTURAS GENERADAS.	50
CAPÍTULO 5	
5. DISEÑO DE UNA PRUEBA PILOTO DE INYECCIÓN DE DESECHOS ACEITOSOS.	62
5.1 EQUIPO SUPERFICIAL.	74
5.2 CARACTERÍSTICAS DE LA LECHADA ACEITOSA.	77
5.3 VIDA ÚTIL DEL POZO DE INYECCIÓN.	87
CAPÍTULO 6	
6. ANÁLISIS ECONÓMICO.	88
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	93
NOMENCLATURA	96
BIBLIOGRAFÍA	99
APÉNDICES	101

LISTA DE TABLAS

	Pág.	
TABLA 3.1	Clasificación y Origen de los contaminantes más comunes de un Equipo de Perforación.	10
TABLA 3.2	Formulación de algunos lodos genérico.	12
TABLA 3.3	Clasificación de grados de Toxicidad.	12
TABLA 3.4	Contenido de hidrocarburos y potencial redox de sedimentos al final de los experimentos de la comunidad bental.	15
TABLA 5.1	Datos para calcular la geometría de las fracturas durante la inyección.	69
TABLA 5.2	Datos que se deben registrar diariamente durante la inyección de recortes convertidos en lechada.	70
TABLA 5.2.1	Propiedades de la lechada de recortes, casos reales.	81
TABLA 6.1	Técnicas de Disposición de recortes de formación, costos por tonelada y cálculo para un pozo marino.	90
TABLA 6.2	Características de las tres principales alternativas para la disposición de recortes de formación.	92

LISTA DE FIGURAS

CAPITULO 4 Técnicas de selección de la zona geográfica y geológica para la inyección de desechos. Pág.

Fig. 4.1.1	Esfuerzo normal y esfuerzo cortante resultantes de la acción de la fuerza F sobre el plano "A".	27
Fig. 4.1.2	Deformación axial (δ) y deformación radial (ϵ) de un cuerpo sujeto a un esfuerzo σ	27
Fig. 4.1.3	Curva de esfuerzo (σ) vs deformación (δ).	28
Fig. 4.1.4	Esfuerzos principales efectivos.	32
Fig. 4.1.5	Modelo de solución de esfuerzos alrededor de un pozo.	34
Fig. 4.1.6	Inducción de fracturas hidráulicas.	35
Fig. 4.1.7	Modelos de inyección.	37
Fig. 4.1.8	Modelo teórico de una fractura vertical.	39
Fig. 4.1.9	Modelo teórico de una fractura horizontal.	39
Fig. 4.1.10	Comportamiento de la presión durante y después de un fracturamiento.	42
Fig. 4.2.1	Geometría de una fractura vertical.	44
Fig. 4.2.2	Presiones actuando en una fractura.	46
Fig. 4.2.3	Perfil de la fractura, elipsoide alargado	46
Fig. 4.2.4	Geometría de fractura del grupo KGD.	48
Fig. 4.2.5	Geometría de fractura del grupo PKN.	48
Fig. 4.3.1	Ala de una fractura.	52
Fig. 4.3.2	Pérdida de lechada aceitosa hacia la formación	54
Fig. 4.3.3	Zonas en las que se realiza el proceso de pérdida de lechada aceitosa	55
Fig. 4.3.4	Diagrama de flujo para el cálculo de la geometría de la fractura	61

CAPITULO 5 Diseño de una prueba piloto de inyección de desechos aceitosos.

Fig. 5.1	Sección geológica y columna geológica del pozo propuesto a ser inyector.	66
Fig. 5.2	Presión de poro, fractura y sobrecarga.	67
Fig. 5.3	Estado mecánico de un pozo marino, propuesto para la inyección de lechada generada con recortes de perforación.	68
Fig. 5.4	Diagrama del equipo para la inyección de recortes.	76

CAPITULO 6 Análisis Económico.

Fig. 6.1	Costo por tonelada de las diferentes técnicas para la disposición de recortes de formación impregnados de hidrocarburos.	90
Fig. 6.2	Costo promedio por pozo, de las diferentes técnicas para la disposición de recortes impregnados de hidrocarburos.	91

1. INTRODUCCIÓN

No obstante los avances en ingeniería de fluidos de perforación y del uso de sistemas cerrados, la perforación de formaciones arcillosas no es posible sin el empleo de lodos base aceite o emulsiones inversas, asimismo existen formaciones de presión subnormal que requieren el empleo de sistemas de lodo de baja densidad (90 - 95 % de diesel en su composición). Además de lo anterior los casos de actualidad los constituyen la perforación de pozos de alcance extendido y los horizontales, en que las etapas de construcción de curva preferentemente requieren sistemas de fluidos a base de aceite. Estas actividades, la perforación en áreas ecológicamente sensibles y algunas otras relacionadas a la explotación de hidrocarburos originan volúmenes importantes de desechos contaminados con aceite y su eliminación total requiere sea efectuada de manera segura, económica y sin efectos adversos para el medio ambiente.

En el caso particular de recortes de roca contaminados con aceite, estos se generan durante la perforación y son acarreados a la superficie, donde son separados del caudal del fluido de control usando el equipo superficial de eliminación de sólidos. Sin embargo los recortes quedan impregnados del lodo usado o con los hidrocarburos originales contenidos en la roca, constituyéndose en materiales tóxicos por la presencia de hidrocarburos, metales pesados o de aditivos peligrosos incluidos en el lodo, por ejemplo, algunos biocidas. Estos desechos también se consideran un material peligroso por la magnitud de su volumen, que es función del diámetro del agujero perforado, la longitud del intervalo, el ritmo de perforación, la estabilidad del pozo y de las características de la roca. Otras actividades que también generan desechos aceitosos sólidos o no son: los viajes con tubería, conexiones, cambios de sistema de lodo, acondicionamiento y tratamiento de fluidos de control; introducción y

cementación de tuberías de revestimiento, limpieza del equipo de perforación, pruebas de tuberías revestidoras, preventores y cabezales, mantenimiento de máquinas, fugas en conexiones superficiales, colocación de tapones de cemento; toma de registros geofísicos, terminación y reparación de pozos, operaciones de estimulación, accidentes en el almacenamiento de fluidos y desechos del área habitacional.

Por lo anterior, el desarrollo de éste trabajo pretende establecer el procedimiento para el diseño de inyección de recortes y desechos aceitosos de las operaciones de perforación y producción a través del fracturamiento de formaciones profundas, por efecto de la inyección periódica de lechada generada con los recortes contaminados y otros desechos. Sin embargo debe quedar claro que la inyección subsuperficial de desechos, en formaciones altamente permeables, es un método común empleado en otras partes del mundo, y muchos pozos inyectoros han operado por años, siendo la mayor "diferencia" entre estas operaciones normales de inyección y la propuesta de inyectar recortes por fracturamiento, el requisito de inyección por encima de la presión de fractura de una formación bien definida y confinada, la que se forzaría a abrirse y extenderse hidráulicamente de manera calculada.

A continuación se resumen el objetivo y la metodología del presente trabajo.

OBJETIVO. Establecer el procedimiento de inyección de recortes y desechos aceitosos de las operaciones de perforación y producción a través del fracturamiento calculado de formaciones no someras -el fracturamiento sobreviene como consecuencia de la inyección periódica mencionada-.

METODOLOGÍA. El contenido del trabajo y la metodología del estudio están íntimamente ligados, en el sentido que a través de ambos se deben de contestar tres preguntas claves:

a) ¿Por qué se deben de inyectar los recortes y desechos aceitosos de la industria petrolera?

- b) ¿Dónde se deben de inyectar estos desperdicios contaminantes?
- c) ¿Cómo deben manejarse e inyectarse los desechos?

En este contexto se han seleccionado los siguientes puntos como un proceso lógico de solución a las preguntas planteadas.

1. Planteamiento de la toxicidad de los desechos aceitosos, su impacto en la salud humana y en el medio ambiente.
2. Resumen de medios alternos de eliminación de desechos y comparación con la alternativa de inyección propuesta.
3. Selección de la zona geográfica y geológica para la inyección de desechos por medio del fracturamiento de formaciones propicias para ello.
4. Determinación de los esfuerzos, implicados en el proceso de fracturamiento de las formaciones. Análisis matemático.
5. Diseño de una prueba piloto de inyección de desechos aceitosos, del equipo superficial necesario y de las características de la lechada generada con los contaminantes.
6. Predicción del comportamiento de las fracturas (geometría, presión, esfuerzos matriciales, etc.) a través de modelos de uso general y empleados en el fracturamiento hidráulico convencional.
7. Estimación de la vida útil del pozo de inyección.
8. Recomendaciones acerca del monitoreo del pozo de inyección durante y después de su vida útil.
9. Análisis económico.

2. REVISIÓN DE LITERATURA

En la década de los 80 y principio de los 90, las regulaciones ambientales en todo el mundo, se hicieron más estrictas y motivaron que la industria petrolera invirtiera recursos para cumplirlas, J.T. Alford¹³ en 1991, propuso consideraciones para realizar cero descargas en equipos autoelevables de perforación. En 1992, R. Bleir y J.J. Leuterman plantearon otras alternativas como el uso de lodos sintéticos, disposición de desechos, procesos térmicos, incineración de recortes y algunas tecnologías embrionarias que no han logrado establecerse como uso de bacterias y lodos reversibles¹³.

En 1990 inicia a ser usado el método de inyección de recortes aceitosos provenientes de la perforación con lodos base aceite se inició en los campos petroleros de E.U.A. y posteriormente en el Mar del Norte como respuesta a las regulaciones de la Agencia Estatal Noruega de Control de la Contaminación, que en resumen limitan a 1 % en volumen el contenido máximo permisible de aceite en los desechos vertidos al mar. En la actualidad no existe una tecnología totalmente disponible para alcanzar este grado de limpieza de recortes.

Debido a lo anterior se creó la técnica de inyección profunda de recortes aceitosos con el fracturamiento de las formaciones expuestas, como consecuencia de la periodicidad de la operación y la presión de inyección suficiente para vencer los esfuerzos de la roca.

En 1992 Moschovidis¹ propuso la metodología empleada en la actualidad, consiste en la utilización de pozos improductivos donde se aplican tres fases, que son:

- Pruebas de pre-inyección. Una vez seleccionado el intervalo de inyección, se realizan pruebas de esfuerzo de formación a través de inyección de agua,

obteniéndose valores de fracturamiento (prueba parecida a la de goteo, sólo que con un volumen mayor del fluido inyectado).

- Pruebas de inyección de recortes. Inyección de fluidos lavadores conteniendo pequeños volúmenes de recortes finos, con objeto de verificar la posibilidad del manejo de estos dentro de la formación y verificar la respuesta de la presión de inyección.
- Si la fase anterior tiene éxito, procede la inyección de recortes. Durante esta fase se registra de manera minuciosa el comportamiento de la presión de inyección.

En cuanto al equipo utilizado en superficie, éste consiste de un recolector de recortes, dos tanques de mezclado donde los recortes son subdivididos por efecto del recirculamiento efectuado con una bomba centrífuga de alta energía, posteriormente la lechada así formada se almacena y posteriormente se inyecta con una bomba triplex.

La teoría en que se apoyan los estudios actuales se basa en que la inyección inicial de recortes modifica el esfuerzo de cierre de la formación, se supone que las inyecciones iniciales abren y reabren la misma fractura, la que es perpendicular al mínimo esfuerzo horizontal.

$$\alpha_1 < \alpha_2 < \alpha_3$$

2.1

- α_1 mínimo esfuerzo horizontal
- α_2 máximo esfuerzo horizontal
- α_3 esfuerzo vertical (sobrecarga)

Con las posteriores inyecciones, los esfuerzos de corte se incrementan hasta que el mínimo esfuerzo horizontal iguala al máximo esfuerzo horizontal teniéndose que:

$$\alpha_1 + \Delta\alpha_1 = \alpha_2 + \Delta\alpha_2 < \alpha_3 + \Delta\alpha_3 \quad 2.2$$

$\Delta\alpha_i$ = Modificación del esfuerzo de la roca causado por la inyección de recortes y los efectos termoporoelásticos¹

$$i = 1, 2, 3$$

En los estudios de 1994 de Moschovidis et al¹, definen que $\Delta\alpha_2$ y α_3 sean mucho menores que $\Delta\alpha_1$ y por lo tanto omitidos por lo que la ecuación 2.2. simplemente quedaría como:

$$\alpha_1 + \Delta\alpha_1 = \alpha_2 < \alpha_3 \quad 2.3$$

Con esto se supone que las inyecciones de lechada posteriores a las primeras, generaron un sistema complejo de fracturas verticales con diferente azimut, creándose un "Campo de Eliminación", con geometría similar a un elipsoide de revolución. Después de que la ecuación 2.2 ha sido satisfecha las inyecciones subsecuentes provocarán que los recortes se acomoden en las incipientes aperturas horizontales de la formación y en consecuencia el esfuerzo horizontal se incrementará hasta igualar el esfuerzo de sobrecarga.

$$\alpha_1 + \Delta\alpha_1 + \Delta\alpha_1' = \alpha_2 + \Delta\alpha_2 + \Delta\alpha_2' = \alpha_3 + \Delta\alpha_3 + \Delta\alpha_3' \quad 2.4$$

$$\alpha_1 + \Delta\alpha_1 + \Delta\alpha_1' = \alpha_2 + \Delta\alpha_2' = \alpha_3 \quad 2.5$$

$\Delta\alpha_i'$ = Modificación del esfuerzo de la roca causado por la inyección de recortes y los efectos termoporoelásticos¹

La ecuación 2.5, indica que en ese momento las fracturas creadas por la inyección de la lechada aceitosa serán en cualquier dirección, terminando de formarse el Campo de Eliminación, que se define como múltiples fracturas de tamaño similar contenidas en un sólido de revolución generado por generado por una fractura inicial.

Ventajas de la inyección de recortes. Esta técnica contribuye a minimizar el riesgo ambiental, tanto en el equipo de perforación durante el proceso de elaboración de la lechada como en el fondo del pozo ya que limita la extensión de la fractura.

Costos. En el Mar del Norte la aplicación de ésta metodología ha mostrado un ahorro de hasta \$ 550, 000.00 U.S. Dólares, por cada pozo perforado¹, comparado con el método de transporte de recortes a tierra.

Conclusión. De acuerdo a lo anteriormente expuesto, éste trabajo contempla una técnica factible de aplicarse a los campos petroleros mexicanos y representa una atractiva solución a los riesgos de contaminación ambiental en la industria nacional. El método consiste en la inyección de recortes que son depositados dentro de un sistema complejo de fracturas creadas por la misma inyección o de las ya existentes en la formación. El tiempo entre una inyección y otra debe ser suficiente para que las fracturas se cierren sobre los recortes y el fluido se filtre dentro de la formación.

3. TOXICIDAD DE LOS DESECHOS ACEITOSOS, SU IMPACTO EN LA SALUD HUMANA Y EN EL MEDIO AMBIENTE

La industria del petróleo como cualquier otra genera contaminantes, en el caso particular de la exploración y explotación la toxicidad depende de:

- la composición química.
- volúmenes
- prácticas operativas

Las alteraciones en la estructura y funcionamiento de los ecosistemas pueden ser graves, dependiendo de la cantidad y composición de los contaminantes vertidos al ambiente.

Internacionalmente se ha incrementado la preocupación por el deterioro del medio ambiente y en consecuencia el daño a las fuentes básicas para la subsistencia de organismos vivos, tal como, el daño al suelo; a las fuentes de suministro de agua y la alteración de los ecosistemas marinos, en particular de los microorganismos que son la base de la cadena alimenticia. Esto ha motivado el estudio de la toxicidad de los desechos vertidos al ambiente y su impacto en éste y en la salud humana, los resultados obtenidos se han transformado en regulaciones gubernamentales más estrictas para el manejo y disposición de desechos tóxicos. En este caso los contaminantes son sólidos y líquidos y en la Tabla 3.1 se presenta una clasificación general de éstos².

En la década de 1970 en todo el mundo se usaba en la industria petrolera dos sistemas de fluidos de perforación: los lignitos y los lignosulfonatos (el más común de los lodos base agua), los lodos lignosulfonatos contenían hasta 15% de aceite diesel como agente lubricante, además incluían de 2 a 4 % en peso de Cromo (Cr^{+3}). Las sales de Cromo (cromo hexavalente) se adicionaban

algunas veces para mejorar la estabilidad térmica del lodo. Además del lignito, otros aditivos pueden también contener Cromo. En esta época, a nivel mundial, los fluidos de perforación y recortes de roca eran descargados directamente al mar desde las plataformas marinas, por lo tanto este tipo de sistemas de lodo son los que se examinaron para determinar el impacto en el medio ambiente marino³.

En esta misma época se usaron lodos de perforación de emulsión inversa para perforar pozos profundos, de alta temperatura o aquellos donde los lodos lignitos/lignosulfonatos eran inestables, obteniéndose con este tipo de lodos, ventajas tales como: inhibición de la lutita hidratables, bajo potencial para las pegaduras por presión diferencial, lubricación, y corrosión mínima; y los recortes aceitosos generados en los equipos marinos eran transportados a sitios de disposición en tierra firme cambiando de lugar el problema de contaminación, proceso vigente a la fecha.

En México, actualmente los lodos de perforación base aceite o de emulsión inversa reciben tratamiento, debido a que se encuentran referidos en la NOM-CRP-001-ECOL/93 como residuos peligrosos. Los lodos base agua y los recortes impregnados con éstos, aunque no están contemplados en la norma deben de tratarse igual, ya que se llegan a contaminar con algún otro sistema, como aquéllos utilizados para despegar tubería de perforación cuando ésta se ha pegado por presión diferencial o bien, que contengan otros elementos en concentraciones por encima de las referidas en la norma, un caso es el Bario, cuya concentración máxima permisible para no ser considerado residuo peligroso es de 100 mg L^{-1} . El límite podría rebasarse en caso de que se tuvieran dentro de la barita altas concentraciones de material soluble, y cuantificable, como el carbonato de bario, que, de acuerdo con Task Group on Weigthing Materials del API (API RP 13, 1987), se encuentra constituyendo a la barita. Algunos otros análisis realizados en laboratorio señalan la existencia de

metales pesados como el mercurio y el cadmio en la barita, los cuales son altamente tóxicos y por ende están también incluidos en el análisis de la NOM-CRP-001-ECOL/93, con 0.2 y 1.0 mg L⁻¹ respectivamente.

CONTAMINANTE	CLASIFICACIÓN	ACTIVIDAD GENERADORA
RECORTES	S	PERFORACIÓN / REPASANDO
FLUIDO DE PERFORACIÓN	L	VIAJES Y CONEXIONES
		CAMBIO DE TIPO DE FLUIDO
		ACONDICIONAMIENTO Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS
		TOMA DE REGISTROS GEOFISICOS
		PRUEBA DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO, CABEZALES Y PREVENTORES.
GRASA	S	CONEXIONES
MATERIALES Y ADITIVOS QUÍMICOS	S/L	ACONDICIONAMIENTO Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS.
		ALMACENAMIENTO
LODO/CEMENTO/ACCESORIOS	L/S	INTRODUCCIÓN Y CEMENTACIÓN DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.
DIESEL/LUBRICANTES/GRASAS	L	LIMPIEZA Y MANTENIMIENTO DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN.
FLUIDO	L	FUGA EN CONEXIONES SUPERFICIALES.
ACEITE, COMBUSTIBLE Y GRASA.	L/S	MANTENIMIENTO A MÁQUINAS.
LODO/CEMENTO	L/S	TAPONES DE CEMENTO.
HIDROCARBUROS/NITRÓGENO	L/G	INDUCCIONES
HIDROCARBUROS/ÁCIDO	L	ESTIMULACIÓN
LECHADA DE CEMENTO	L	TAPONAMIENTO Y ABANDONO
ACIDOS/ADITIVOS/LODOS	L	CARGA Y DESCARGA DE MATERIALES.
BASURA (CARTÓN, PLÁSTICO, PAPEL, VIDRIO, ETC.)	S	ABITUALLAMIENTO
CHATARRA	S	MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE EQUIPOS.
AGUAS RESIDUALES	L	SERVICIOS SANITARIOS Y SERVICIOS GENERALES.
ACEITES LUBRICANTES GASTADOS	L	MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE EQUIPOS.
SO ₂ , CO ₂ , COMPUESTOS DE N ₂ .	G	LIMPIEZA DE LOS POZOS
		QUEMA EXCEDENTE DE GAS NATURAL.
S = SOLIDO	G = GASEOSO	L = LIQUIDO

Tabla 3.1 Clasificación y origen de los contaminantes más comunes de un equipo de perforación².

Límites de Toxicidad

Los límites de toxicidad propuestos en la década de los ochenta se basó en pruebas de bioensayo de 96 horas, en las que, el fluido de perforación es diluido en 9 partes de agua de mar, la suspensión se decanta por una hora, después el camarón Mysid (*Mysidopsis bahia*) es expuesto a rangos de concentración de la fase de partículas en el agua y la concentración letal correspondiente al 50 % de camarón, LC50, se calcula la mortalidad observada del camarón al término de las 96 horas.

Los bioensayos se realizaron con ocho muestras de lodo genéricas³, la Tabla 3.2 muestra la formulación de estos sistemas. La tabla 3.3 muestra la clasificación de grados de toxicidad de acuerdo al valor de LC50 (ppm). En concordancia con la Tabla 3.2, los lodos 2,3,7 y 8 contienen Cromo-Lignosulfonato, estos cuatro sistemas constituyen la mayor parte de los lodos usados en la década de los ochenta. Como ya se mencionó los lodos a base de cromolignosulfonato contienen diesel, el cromolignosulfonato contiene de 2 a 4 % de Cromo trivalente, debido a que éste es un metal pesado se convierte en un problema desde el punto de vista ambiental. Alguna alternativa de sustitución de estos lodos lo constituyó los lignosulfonatos libres de Cromo, sin embargo, contienen otros metales tal como, hierro, titanio, calcio y potasio, que también tienen efectos adversos para los organismos.

Por otro lado, en esta misma década todos los lodos base aceite estaban formulados con diesel, posteriormente se hicieron algunas sustituciones con aceite mineral, pero con poco éxito, debido a que se requirieron cambios en los emulsificadores, agentes surfactantes y viscosificantes. Además los lodos formulados a base de aceite mineral deben ser tratados en su disposición final de la misma manera que los lodos creados con diesel.

LODO NÚMERO	1	2	3	4	5	6	7	8
Agua destilada (bl)	-	-	0.737	0.857	0.477	0.483	0.851	0.649
Agua de mar (bl)	0.737	0.643	-	-	0.477	0.483	-	-
Bentonita (Lb _m)	-	-	20	13	12.5	20	20	15
Atapulguita (Lb _m)	-	30	-	-	-	-	-	-
Cromolignosulfonato (Lb _m)	-	15	15	-	-	-	5	15
Lignito (Lb _m)	-	10	8	-	-	-	3	10
Carboximetilcelulosa (Lb _m)	-	-	-	-	-	0.25	0.50	0.25
Celulosa polianionica de baja viscosidad (Lb _m)	0.50	-	-	-	-	-	-	-
Celulosa polianionica regular (Lb _m)	-	0.25	-	-	-	0.50	-	-
Almidón (Lb _m)	2	-	-	-	-	-	-	-
Goma Xantana (Lb _m)	1	-	-	-	-	-	-	-
Dispersador de Bentonita (Lb _m)	-	-	-	0.50	-	-	-	-
Poliacrilato Sódico (Lb _m)	-	-	-	0.25	-	-	-	-
kCl (Lb _m)	50	-	-	-	-	-	-	-
NaCO ₃ (Lb _m)	-	-	-	-	-	-	1	-
NaHCO ₃ (Lb _m)	-	-	-	-	-	-	-	1
Yeso (Lb _m)	-	-	5	-	0.5	-	-	-
Barita (Lb _m)	285	475	282	191	50	20	179	490
Ajustador de PH	KOH	NaOH	NaOH	-	NaOH	NaOH	NaOH	NaOH
Densidad Final (Lb _m /gal)	14.0	17.5	14.0	12.0	9.5	9.0	12.0	18.0
PH	10.0	11.0	12.0	-	10.0	9.5	10.0	10.5

Tabla 3.2 Formulación de algunos lodos genéricos.

CLASIFICACIÓN	LC ₅₀ (ppm)
Practicamente no tóxico	>10,000
Ligeramente tóxico	1,000 a 10,000
Moderadamente tóxico	100 a 1,000
Tóxico	1 a 10
Muy Tóxico	<1

Tabla 3.3 Clasificación de grados de toxicidad.

Otros aspectos vitales son:

- El impacto de los materiales densificantes, presentes en todos los sistemas de lodos de perforación. El análisis de la barita en las minas de varias partes del mundo, indica que algunas contienen pequeñas cantidades de impurezas de metales pesados. El mercurio y el Cadmio son los más relevantes, los análisis demuestran la presencia de estos en formas altamente insolubles y que no benefician de ninguna manera a los organismos marinos.
- Los baches de fluidos usados para despegar la tubería de perforación cuando esta se ha pegado por presión diferencial, son fuentes de contaminación aun cuando el sistema de lodo usado sea base agua, debido a que tradicionalmente se han formulado con diesel o aceite mineral. Aun cuando estos baches son circulados a la superficie y separados del lodo de perforación, se ha observado que un 30 % de éstos quedan incorporados en el fluido de perforación, incrementando la toxicidad y en consecuencia no deben ser vertidos al medio ambiente.
- Biocidas. Estos aditivos se emplean con menor frecuencia, se usan sobre todo en lodos con almidón o polímeros, el más común de los biocidas usado en la industria es el paraformaldehído. El paraformaldehído es un polvo que se descompone en formaldehído, químico activo biológicamente, cuando se agrega a los lodos base agua. En la actualidad este compuesto ha sido sustituido por un compuesto menos tóxico llamado glutaraldehído y el isothiazolon los que son biocidas efectivos y su manejo es muy delicado, debido a que su empleo impacta directamente a la especificación LC50, de la norma EPA³⁰.
- Equipo de control de sólidos. A principios de 1980 muchos de los equipos de perforación tenían dos o tres temblorinas con mallas número 60-80, lo que ocasionaba que la descarga al medio ambiente, fuera considerada un problema fuerte de contaminación, sobre todo en el mar. Los sólidos

depositados de esta manera se mantienen en suspensión ocasionando aumentos de turbidez del agua, cuya secuela principal es la disminución de la penetración de la luz solar y afectación de la vida de microorganismos que son inicio de los ecosistemas marinos. Aquí se concluye que las características de toxicidad de los recortes de formación y de fluidos de control está determinado por dos parámetros: la composición y el volumen.

El grupo de trabajo para el Mar del Norte del Foro Internacional de Exploración y Producción (E & P Forum) ha proporcionado métodos comparativos⁴ de medición de los efectos ambientales de los recortes de perforación con diferentes concentraciones de aceite.

Métodos

El estudio realizado por Minton, D. S., McKelvie⁴ y colaboradores, intentó comparar las características, comportamiento e impacto ambiental de un volumen de recortes de perforación de una sola fuente y tratado con diversos procesos de limpieza. Se obtuvieron recortes de lutita y caliza de la formación cretácico durante la perforación del intervalo de 12.25 pulgadas de diámetro de un pozo de desarrollo en el Mar del Norte donde se utilizó un lodo base aceite, como ya se dijo, los recortes fueron tratados con varias técnicas: lavado de recortes con solvente y procesos de tratamiento térmico, obteniéndose finalmente concentraciones de aceite que variaron de 16 a 1 %, la Tabla 3.4 ⁴ muestra los casos considerados. Para simular un recorte sin contaminación se preparó una muestra de roca con arena, lutita, barita y limo comprimidos. El siguiente paso consistió en determinar las características físicas y químicas de los recortes; se midieron las velocidades de asentamiento de las partículas a través de una columna de asentamiento o con una balanza de sedimentación,

además se determinó el potencial de floculación de partículas menores a 38 micras (μm). También se determinó el patrón de depositación alrededor de la plataforma para diferentes condiciones oceanográficas como profundidad del agua, velocidad de la corriente, perfiles de temperatura y salinidad, período del oleaje y altura. Y los efectos biológicos potenciales de los recortes de perforación depositados en el fondo marino fueron examinados desde dos perspectivas, experimentos con fauna natural y con mesocosmos de laboratorio. Los efectos de los recortes de perforación sobre la comunidad conformada de fauna bental, fueron estudiados colocando recortes en represas de un metro cuadrado por 23 centímetros de profundidad, donde se mezclaron 3 milímetros de recortes en la parte superior de una capa de sedimento del fondo marino. El experimento inició el 7 de octubre de 1991 y la fauna bental se estuvo vigilando por tipo de especie y abundancia; a la primera semana, a las 4 y 8 semanas. También se efectuaron experimentos similares con larvas y el tipo de especies y la abundancia de estos organismos se censaron después de 3 y 7 meses.

Los experimentos en laboratorio con mesocosmos tuvieron lugar usando tres especies que habitan en los sedimentos; un caracol (*Cerastoderma edule*) que vive en los primeros tres centímetros de sedimento, un molusco bivalvo (*Macoma Balthica*) cuyo hábitat esta entre los 5 y 7 centímetros dentro del sedimento marino y una lombriz (*Arenicola marina*) con madriguera hasta los 35 centímetros dentro del sedimento.

CASO	DESCRIPCIÓN	(%) DE ACEITE
1	Muestra de roca en polvo para simular recortes sin contaminación.	0.0
2	Muestra de recortes sin tratamiento.	15.8
5	Muestra tratada con solvente extractor de hidrocarburos,	1.5
8	Muestra de recortes procesada térmicamente.	0.3

Tabla 3.4 Contenido de hidrocarburos y potencial Redox de sedimentos al final de los experimentos de la comunidad bental.

Resultado de los Métodos.

Comportamiento físico de los recortes. Los recortes aceitosos no tratados, mostraron un rango mínimo de variación en la velocidad de asentamiento la que fue siempre alta, mientras que las muestras tratadas mostraron mayor dispersión de velocidades bajas de asentamiento. Se deduce de aquí, que la remoción de aceite de los recortes resulta en la reducción en la altura de la pilas de recortes pero se incrementa el área de depositación de los recortes. Con altas concentraciones de aceite en los recortes, grandes montículos se forman en la vecindad inmediata del sitio de perforación.

Impactos ambientales. La magnitud de los efectos experimentados por la comunidad bental esta directamente relacionada con la concentración de aceite. Para el caso del caracol (*Cerastoderma edule*), especie que habita cerca de la superficie de los sedimentos, experimento una mortalidad tres veces mayor en presencia de recortes sin tratar (contaminados con 15.8 % de aceite) que en la presencia de recortes tratados.

Con el molusco bivalvo (*Macoma Balthica*) se obtuvo la mortalidad más grande para todos los casos donde hubo presencia de aceite. El ritmo promedio de mortalidad fue relativamente alto (57 %), en algunas muestras ninguno de estos animales sobrevivió.

En el caso de la lombriz (*Arenicola marina*), la mortalidad promedio en las muestras de control fue del 38 % y en un solo caso todos los especímenes murieron cuando se expusieron a altas concentraciones de aceite (16 %).

Como se ve en todos los casos analizados es muy severo el impacto de los recortes aceitosos sin tratamiento vertidos al mar. También se observó que los recortes que fueron tratados previos a su vertimiento, reducen a un nivel inofensivo la cantidad de hidrocarburos que contenían, sin embargo, la

aplicación de estas técnicas (extracción con solventes y procesos térmicos) no han tenido la implantación generalizada en el campo, debido a que son procesos caros comparados con la alternativa de disposición en tierra o a la inyección subsuperficial.

3.1 MÉTODOS ALTERNOS DE ELIMINACIÓN DE DESECHOS Y COMPARACIÓN CON LA PROPUESTA DE INYECCIÓN.

Actualmente se evita por todos los medios que los recortes aceitosos sean vertidos al mar, se asegura su recolección y transporte a lugares especiales para su confinamiento; existen otras técnicas para el manejo y tratamiento final de los recortes aceitosos y estas son:

a) **LAVADO DE RECORTES IMPREGNADOS DE ACEITE.** Esta técnica consiste de tres etapas. Primera Etapa, denominada lavado de recortes, en ella se concentran todos los recortes de formación y los desechos aceitosos relacionados con la perforación; una vez concentrado el material es transportado en el seno de una solución lavadora (consistente de agua y detergente surfactante, el cual debe ser biodegradable, no tóxico, no irritable a la piel), hacia un tanque lavador, donde por rotación y reacción del agente surfactante se separa el aceite que impregna a los recortes, este proceso consume de dos a cinco minutos dependiendo del volumen de recortes y del grado de impregnación del aceite. Una vez concluido este paso la mezcla es pasada a través de un tamiz donde se separa el sólido lavado de la fase líquida -aceite/agua- así tenemos que la fase líquida contendrá agua, aceite y sólidos finos menores a 117 micras. En este punto se debe cumplir que:

- Los recortes lavados no deben contener más del 5 % en volumen de aceite, según la reglamentación de PEMEX en base a estudios realizados por el IMP.

- Otro parámetro internacional, emitido por la EPA estipula que el contenido máximo permisible de aceite en los recortes lavados debe ser del 2 %.
- La Agencia Estatal Noruega de Control de la Contaminación (NSPCA) disminuyó en 1990 el contenido máximo permisible de aceite en los recortes del 6 % a 1 % en volumen.
- Se debe obtener una separación de sólidos del orden del 85 a 90 % del total.

La Segunda Etapa consiste de una separación líquido-sólido, ya que el flujo líquido proveniente de la primera etapa esta formada por aceite-agua-surfactante-sólidos finos; para eliminar estos sólidos remanentes se procede a reciclar la solución en un separador centrífugo, con lo que se logra eliminar sólidos de tamaño hasta de 5 micras, los que bajo estas condiciones de lavado y tamaño pueden ser vertidos in situ.

La Tercera Etapa, está constituida por un proceso de separación de sólidos-agua-aceite, ya que la descarga líquida de la segunda etapa sigue conteniendo aceite-agua-surfactante-sólidos ultrafinos, la separación se hace a través de un separador trifásico de tipo centrífugo para lograr obtener de manera separada sólidos, aceite y agua. Los sólidos así obtenidos pueden ser depositados in situ, el aceite puede reutilizarse en la preparación de lodo de perforación o transportarse a un sitio especial de eliminación y el agua con surfactante se dirige al inicio de este proceso siempre y cuando su capacidad electroquímica se mantenga.

Recursos del Método. Se requiere una área de 25 metros cuadrados, el volumen de recortes que puede procesar el equipo es de hasta 6 toneladas por hora.

Ventajas con respecto a la inyección de recortes.

1. No se alteran las condiciones de formaciones subsuperficiales.
2. Puede ser empleado en cualquier tipo y cantidad de pozos.

Desventajas.

1. La mayoría de las veces no se logra alcanzar con este método de lavado, las normas internacionales en cuanto a la cantidad máxima permisible de aceite en los recortes que es del 1 %.
2. El aceite recuperado en la tercera etapa finalmente sigue constituyendo en las mayoría de las veces un material inutilizable y la alternativa para su disposición es la inyección.

b) TRANSPORTE DE RECORTES IMPREGNADOS DE ACEITE A SITIOS DE DISPOSICIÓN EN TIERRA. Básicamente este método consiste en la recolección de desechos aceitosos en contenedores y enviarlos a una planta de tratamiento, evitándose así la contaminación del mar o de la tierra con productos tóxicos.

Previo a la disposición final, los recortes deberán haber pasado por un proceso de limpieza en el sitio adecuado en tierra, lo que implica que estos trabajos se realizaran sin problemas de tiempo y espacio; este método lleva intrínsecamente la necesidad de contar con un lugar exclusivo para el vertimiento de los recortes limpios, el cual es una cuenca forrada con material aislante para evitar filtraciones, dicha cuenca se va rellenando con el material de desecho, posteriormente es nivelado y cubierto con una capa de cemento, asfalto o tierra; luego esta área puede aprovecharse para estacionamiento vehicular, cancha deportiva o simplemente como jardín.

Ventajas con respecto a la inyección de recortes.

1. En operaciones de perforación costa afuera se elimina la contaminación del mar al suprimirse el vertimiento intencional, total o parcial de los recortes aceitosos.
2. Al contarse con plantas de tratamiento en tierra, no existen problemas de espacio y cantidad de material manejado.

3. Se puede procesar simultáneamente materiales contaminantes de varios pozos a la vez.

Desventajas.

1. Se requieren instalaciones exclusivas.
2. Requiere siempre de una logística eficiente, de lo contrario se generan tiempos de espera.
3. El proceso en sí, tiene riesgos en el manejo y transporte de los materiales de desecho. Cualquier operación fallida en la carga, descarga o transporte resulta en contaminación del medio circundante.
4. La deposición final es causa de contaminación del suelo.
5. Las aguas aceitosas resultantes del lavado previo de los recortes (en tierra) son un desecho contaminante que requiere tratamiento especial.

c) **ENCAPSULACIÓN DE RECORTES.** Este proceso se divide en tres etapas: preparación, separación y encapsulado. La preparación consiste en la depositación en un tanque provisto de agitadores, el material contaminante (recortes, lodo, grasas, etc.). En este tanque la mezcla es calentada a 80° C por medio de un serpentín de vapor, el objetivo de esto es disminuir la viscosidad y hacer más fácil la separación entre sólidos y líquidos. La segunda etapa, la separación, se realiza al pasar la mezcla del paso anterior a través de una criba vibradora provista de una malla 200 x 200, obteniéndose una fase líquida (lodo, aceite, agua y sólidos de aproximadamente 74 micras), y una fase sólida compuesta de recortes impregnados con aceite. La fase líquida se puede reconstituir y volver a ser usada como lodo de perforación o como aceite para lodo, la fase sólida pasa a la tercera etapa de este proceso. Encapsulado, es la principal etapa de este proceso, en ella se rocía la fase sólida con un emulsificante especial en una mezcladora de listón. Con esto se logra emulsificar a los hidrocarburos presentes, que resultan en gotas microscópicas,

cada gota es rodeada por el emulsificante, posteriormente se rocían los sólidos con un compuesto a base de silicato, con lo que se produce una reacción química con el emulsificante formando una película de sílice puro, amorfo, estable e insoluble, con esto se logra atrapar al hidrocarburo presente dentro de la cápsula de sílice que es impermeable.

Ventajas con respecto a la inyección de recortes.

1. El proceso resulta en cápsulas de sílice inertes.
2. Los compuesto químicos no son tóxicos y la vida promedio es de 80 mil años.
3. Los recortes de perforación tratados pueden ser depositados in situ como tierras aptas para el cultivo (EPA 54 FR.41566).
4. El proceso es aplicable a todo tipo de desechos peligrosos tal como, sedimentos de presas de perforación, recortes de perforación impregnados con aceite, sedimentos de tanque de almacenamiento y/o de desperdicio.
5. Utilización de los sólidos resultantes como relleno sanitario, elaboración de bloques para la construcción, tierra útil mezclada con tierra natural.

Desventajas.

1. Los desechos líquidos resultantes de la segunda etapa no siempre pueden ser reutilizados por lo que se deben reprocesar.
2. El proceso es caro, como se analizará posteriormente.

4. TÉCNICAS DE SELECCIÓN DE LA ZONA GEOGRÁFICA Y GEOLÓGICA PARA LA INYECCIÓN DE DESECHOS.

Como toda actividad de la industria petrolera, la inyección de desechos y el fracturamiento de la formación deber ser debidamente planeada e implementada haciendo uso de la mejor técnica y de los procedimientos más seguros.

Las regulaciones ambientales prohíben la descarga de recortes de perforación impregnados con aceite y otros desechos aceitosos, tanto en el mar como en tierra firme, por lo que una vez revisada la opción de inyección de recortes convertidos en lechada, para un pozo en particular o para una área en desarrollo; la tarea siguiente es determinar el sitio correcto de disposición.

CONSIDERACIONES GEOGRÁFICAS.

Definitivamente el caso singular de la implementación de esta técnica casi no tiene opción, la inyección debe efectuarse in situ, la única alternativa de variación la constituiría el hecho de que un pozo cercano contara con la infraestructura y capacidad para recibir y procesar los desechos de otros pozos cercanos.

El caso de los recortes y otros desechos generados por el desarrollo de un campo o una sección de éste, requiere de un análisis de la logística y capacidad de almacenamiento del sitio de inyección, si la capacidad de almacenamiento no es una restricción, el aspecto de manejo y transporte deben estudiarse para elegir el pozo que operará como inyector.

En campos marinos es fácil suponer que la opción más atractiva resultará ser el sitio que por su ubicación esté más cercano a los pozos generadores de desechos. Esta conclusión no es del todo cierta para pozos terrestres donde el trazado de caminos, orografía y algunas regulaciones gubernamentales entre estados deben ser tomadas en cuenta.

CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS.

Las consideraciones geológicas que se deben tomar en cuenta son: información litológica del sitio y los eventos geológicos presentes (domos salinos, secuencias estratigráficas, fallas, fracturas naturales, etc.).

Litología. Es importante conocerla ya que con esta información se determinará:

a) El diseño del equipo superficial de procesamiento para que sea capaz de manejar el tipo de roca presente (lutita, arena, caliza, anhidrita, etc.); b) El volumen de lechada (agua/sólidos, con relación 4:1)¹⁰, este valor es muy importante para la inyección y fundamental en la simulación del fracturamiento.

Eventos Estructurales. El sitio seleccionado deberá estar libre de eventos geológicos importantes que confieran al proyecto algún índice de riesgo. Por ejemplo, no deben existir fallas verticales que representen un punto de fuga de los fluidos inyectados hacia formaciones someras o hasta la superficie; domos salinos donde se pudiera provocar algún socavamiento; formaciones extraordinariamente permeables que facilitarán el flujo de lechada aceitosa hacia formaciones productoras.

Esfuerzos de la Formación. Se debe contar con los datos de presión de poro, densidad de fluido por inyectar, presión de fractura, de formación y la sobrecarga a las que esta expuesta la formación. Con la estimación de la presión de fracturamiento se identificará las zonas con menor presión de fractura, convirtiéndose en candidatas a zonas de inyección. En algunos campos petroleros Mexicanos, la opción de inyectar en formaciones altamente permeables en los flancos del yacimiento o en zonas invadidas de agua resultan ser atractivas desde el punto de vista técnico y económico, al eliminarse todos los trabajos relacionados a fracturamiento y los requerimientos de potencia del equipo de inyección se reducen considerablemente.

Capas de Confinación. El análisis de la secuencia litológica, así como los espesores de capa y tomando en cuenta el punto anterior, la zona o zonas seleccionadas para la inyección y fracturamiento, deben tener baja presión de fractura y buena capacidad de almacenamiento (porosidad), además deben encontrarse confinadas por rocas que constituyan sellos que limiten el fracturamiento vertical y en consecuencia la migración de fluidos en esa dirección.

Los aspectos mencionados aquí forman parte importante de los datos de entrada para los trabajos de simulación del fracturamiento, por lo tanto la calidad de ellos es importante para el buen diseño de la inyección de fluidos contaminantes hacia la formación fracturada.

4.1 ANÁLISIS MATEMÁTICO PARA LA DETERMINACIÓN DE ESFUERZOS EN LAS FORMACIONES.

La eliminación de desechos tóxicos a través de pozos inyectoros, como medio para su eliminación total no es una novedad, ya que este proceso se ha usado con anterioridad para inyectar material radioactivo o la inyección somera de desechos aceitosos; sin embargo, aquí se tratará el proceso a través de un "modelamiento de la fractura desarrollada", generada por el volumen inyectado de lechada. Esto constituye una aplicación directa del fracturamiento hidráulico convencional tomando en cuenta las diferencias entre los sistemas de fluidos fracturantes y la lechada aceitosa (efectos de enjarre, bombeo intermitente, etc.). Por lo tanto a diferencia de prácticas anteriores de inyección somera, este proceso toma muy en cuenta las condiciones que permiten el éxito de un fracturamiento, tales como:

- ◆ Propiedades de las formaciones involucradas.
- ◆ El gasto de inyección.
- ◆ La presión de bombeo superficial.

- ◆ La potencia hidráulica requerida.
- ◆ Profundidad del intervalo por fracturar.
- ◆ Propiedades reológicas de la lechada.
- ◆ Presión de fracturamiento en el intervalo de interés.
- ◆ Presión hidrostática.
- ◆ Caídas de presión por fricción en el sistema.

Para entender el proceso en general de fracturamiento es necesario recurrir a la mecánica de rocas y entender los conceptos que rigen el comportamiento de las rocas sujetas a esfuerzos.

Principio. El fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de una lechada formada de recortes y agua a un pozo, a presión tal que genere esfuerzos de tensión en la formación de magnitud suficiente para crear una fractura, la que se propagará en la formación a medida que se inyecta más fluido. Es esta definición clara de las dimensiones de la fractura desarrollada, lo que constituye la diferencia principal con respecto a la práctica común de simplemente inyectar en una formación permeable.

Conceptos.

Esfuerzo Normal. Es el esfuerzo resultante de la acción de una fuerza F sobre una área "A", como se ve en la figura 4.1.1 y se define por:

$$\sigma = \frac{F \cos \alpha}{A}; \left[\frac{F}{L^2} \right]$$

4.1.1

Esfuerzo Cortante. Es el esfuerzo resultante de la acción de una fuerza F sobre una área "A", tomando la componente perpendicular al plano, se define como:

$$\tau = \frac{F \sin \alpha}{A}; \left[\frac{F}{L^2} \right]$$

4.1.2

Esfuerzo de Compresión. Cuando la fuerza F esta dirigida hacia el plano, por convención se define positivo.

Esfuerzo de Tensión. Cuando la fuerza F esta en sentido contrario al plano, por convención se define negativa.

Esfuerzo Principal. Cuando solamente existe esfuerzo normal ($\tau = 0$) esto es consecuencia de que la fuerza F, se aplica en dirección perpendicular al plano.

Deformación. Todo cuerpo sujeto a esfuerzos $\left[\frac{F}{A}\right]$ experimenta deformación que puede ser en sentido axial (δ) y en sentido radial (ε). Esto queda representado en la figura 4.1.2.

Deformación Unitaria. Es la relación entre la deformación experimentada por el cuerpo entre su dimensión original:

$$\delta = \frac{(L_o - \Delta L) - L_o}{L_o} = \frac{-\Delta L}{L_o} \quad 4.1.3$$

$$\varepsilon = \frac{(r_o + \Delta r) - r_o}{r_o} = \frac{\Delta r}{r_o} \quad 4.1.4$$

El signo (-) físicamente indica el efecto de disminución del tamaño o de su aumento si es (+).

Relación de Poisson, (ν). Es la relación entre la deformación unitaria transversal y la deformación unitaria longitudinal:

$$\nu = \frac{\varepsilon}{\delta} \quad 4.1.5$$

Esta relación caracteriza a los diferentes materiales, es una variable independiente adimensional; varía entre $0 < \nu < 0.5$. Los materiales duros tienen una relación de Poisson inferior a los materiales suaves.

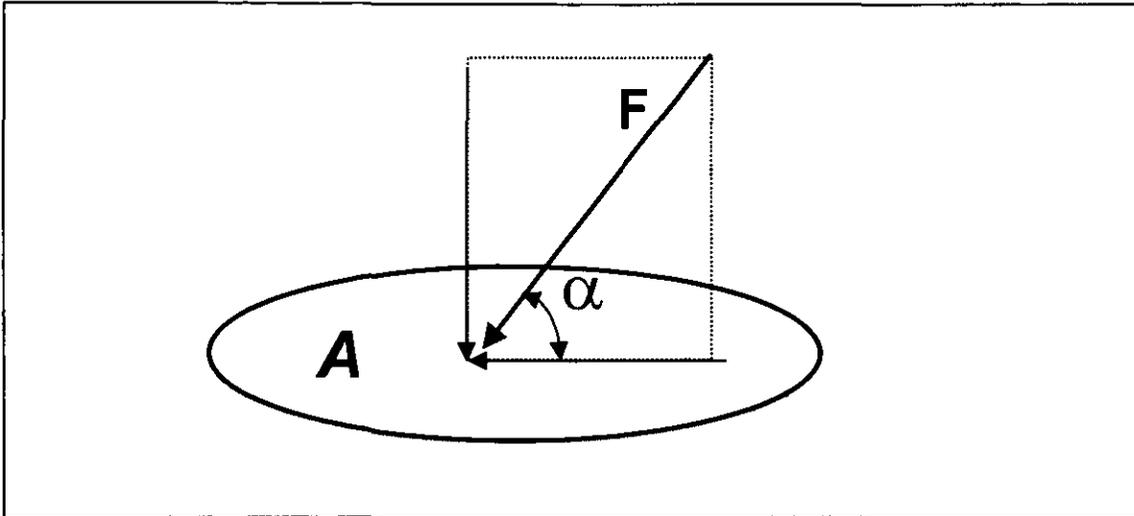


Figura 4.1.1 Esfuerzo normal y esfuerzo cortante resultantes de la acción de la fuerza F sobre el plano "A"

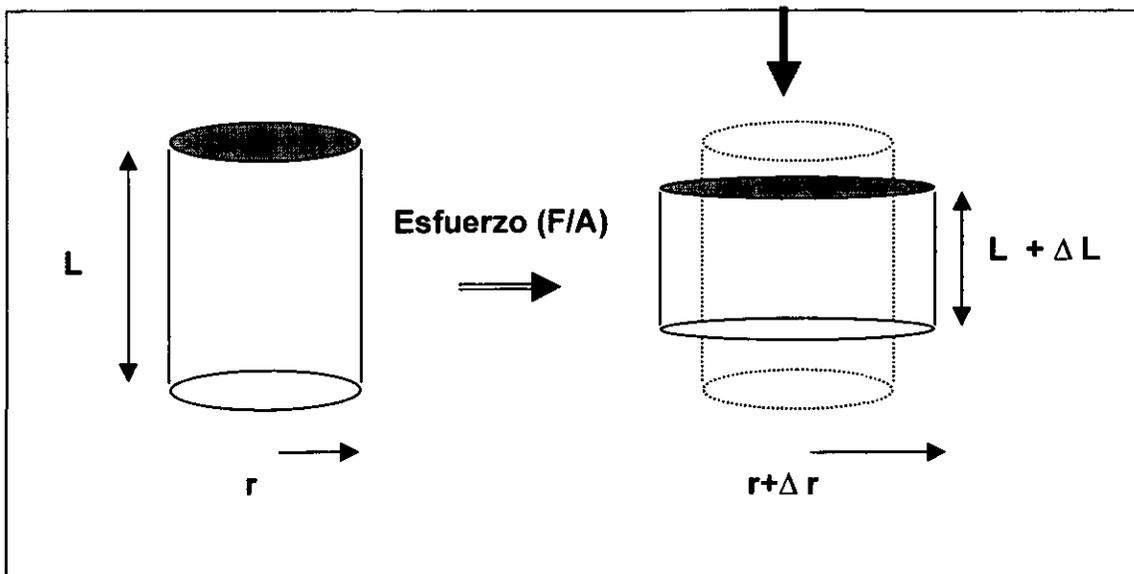


Figura 4.1.2 Deformación axial (δ) y deformación radial (ϵ) de un cuerpo sujeto a un esfuerzo σ .

Módulo de Elasticidad, (Módulo de Young) "E". Es una medida de la dureza de la roca o de su resistencia a deformarse. Este módulo esta dado por la Ley de Hooke:

$$\sigma = E\delta \quad 4.1.6$$

$$\left[\frac{F}{L^2} \right] = [?] [a \text{ dimensional}] \Rightarrow E \left[\frac{F}{L^2} \right]$$

La figura 4.1.3, muestra la curva de esfuerzo contra deformación para una roca, en la cual se observan las siguientes etapas:

$0 - \sigma_a$: comportamiento no lineal debido al cierre de fisuras preexistentes.

$\sigma_a - \sigma_b$: comportamiento lineal en la que se define el Módulo de Elasticidad.

$\sigma_b - \sigma_t$: zona de daño irreversible, en esta zona se ha producido una deformación permanente. A σ_b se le define como Límite Elástico y σ_t es el valor para el que la roca falla y se le conoce como Resistencia a la Compresión (R_c) si el esfuerzo aplicado fue compresional y Resistencia a la Tensión (R_t) si el esfuerzo aplicado (σ_t) fue tensional.

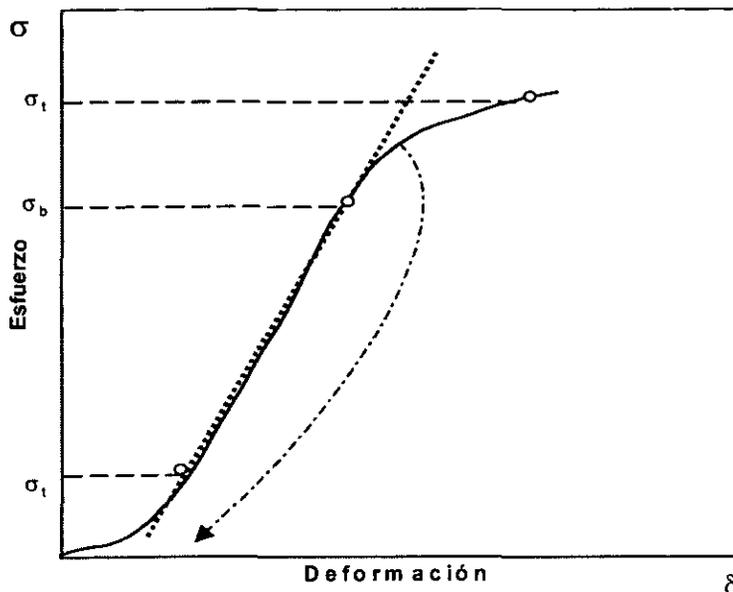


Figura 4.1.3 Curva de esfuerzo (σ) vs deformación (δ).

Nota. El Módulo de Elasticidad y la Relación de Poisson son propiedades mecánicas fundamentales de las rocas; estas características pueden obtenerse a través de registros sínicos siempre que se conozca la densidad de la roca, o en datos experimentales tabulados para diferentes tipos de material.

La ecuación 4.1.6 se puede generalizar para un espacio de tres dimensiones:

$$\varepsilon_i = \frac{1+\nu}{E} \sigma_i - \frac{\nu}{E} (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3) \quad 4.1.7$$

donde: $i = 1, 2, 3$ son los ejes x, y, z . La ecuación 4.1.7 también se puede escribir en función del esfuerzo:

$$\sigma_i = 2G \left\{ \varepsilon_i + \frac{\nu}{1-2\nu} (\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3) \right\} \quad 4.1.8$$

G = Módulo de Rigidez o de corte.

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad 4.1.9$$

Resistencia a la Incrustación. En una roca es una medida de la carga necesaria para formar en una muestra de material una huella de 0.0125 pulgadas de profundidad hecha con una esfera de 0.05 pulgadas de diámetro, al sometersele una carga con una prensa hidráulica. Cuando la penetración de 0.0125 pulgadas se alcanza, se registra la carga aplicada (W_p), se mide el diámetro de la huella (d_i) y se calcula la resistencia a la incrustación, S_{Res} con la siguiente ecuación:

$$S_{Res} = \frac{4W_p}{\pi d_i^2} \quad 4.1.10$$

Compresibilidad de la Roca.

$$C_r = \frac{1}{\Delta P} \frac{\Delta V}{V} \quad 4.1.11$$

$$C_r = \frac{3(1-2\nu)}{E}$$

4.1.12

Tenacidad de Fractura o Factor de Intensidad de Esfuerzo Crítico (K_{IC}). Es una medida de la resistencia de la roca a la propagación de una fisura bajo la acción de esfuerzos, esta característica permite el análisis del crecimiento vertical y la propagación de la fractura y esta relacionada con la energía requerida para crear mayor superficie de fractura. K_{IC} se obtiene de manera experimental a través del método de prueba de "anillo modificado".

Esfuerzos Principales Totales.

Esfuerzo Vertical Σ_1 . Es aquel esfuerzo al que se encuentra sometido cualquier elemento en cualquier posición debido al peso de los sedimentos que sobreyacen y se puede calcular como:

$$\Sigma_1 \left(\frac{\text{gr}}{\text{cm}^2} \right) = \frac{1}{10} \rho_s \left(\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right) D(\text{m}) \quad 4.1.13$$

ρ_s = densidad promedio de los sedimentos (se obtiene de los registros de densidad)

D = Profundidad del elemento considerado.

El esfuerzo total vertical también se le conoce como esfuerzo de sobrecarga, presión de sobrecarga, esfuerzo geostático o sobrecarga; tiene valores aceptados en el rango de 0.23 - 0.25 kg/cm²/m (1 - 1.1 psi/pie).

Esfuerzos Horizontales, Σ_2 y Σ_3 . En una región libre de fuerzas tectónicas activas, ambos esfuerzos serán iguales en sus respectivas direcciones,

concluyendo que la deformación lateral en este caso no existe, por lo que de la ecuación 4.1.7 tenemos:

$$\varepsilon_2 = \varepsilon_3 = 0$$

$$\Sigma_2 = \Sigma_3 = \frac{\nu}{1-\nu} \Sigma_1 \quad 4.1.14$$

Sin embargo en la naturaleza los esfuerzos horizontales son en general diferentes $\Sigma_2 \neq \Sigma_3$, se supondrá que Σ_2 será el esfuerzo horizontal mayor, con lo que, podemos estimar con la ecuación 4.1.14, el menor de los esfuerzos horizontales Σ_3 .

Esfuerzos Principales Efectivos.

Los esfuerzos principales totales deben modificarse debido a que las rocas en general y sobre todo las propicias para el fracturamiento por inyección de fluido son porosas, permeables y almacenan fluidos; siendo estos fluidos los que soportan parte del esfuerzo de sobrecarga y otra parte el "esqueleto" de la roca, resultando así un estado de Esfuerzos Principales Efectivos, figura 4.1.4. Y de acuerdo con la ley de Terzaghi el esfuerzo principal vertical efectivo es:

$$\sigma_1 = \Sigma_1 - \alpha P_p \quad 4.1.15$$

α = constante experimental, llamada constante poroelástica, es una medida de la eficiencia de la presión del fluido en la roca para contrarrestar el esfuerzo total aplicado. Y tiene valores para calizas de 1.0 y en areniscas de 0.85 a 1.0. Aunque para fines prácticos se considera con valor igual a 1.0.

Σ_1 = Esfuerzo principal vertical total (0.23 - 0.25 kg/cm²/m, 1 - 1.1 psi/pie).

P_p = Presión de poro.

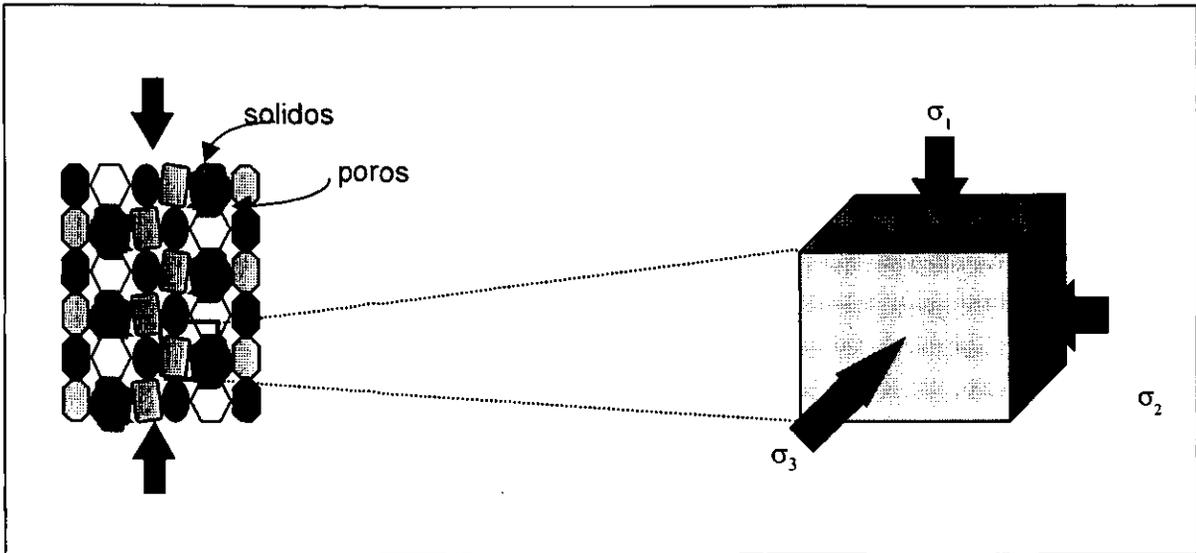


Figura 4.1.4 Esfuerzos principales efectivos.

El esfuerzo Principal Efectivo Vertical siempre se podrá estimar, mientras que los esfuerzos efectivos horizontales σ_2 y σ_3 solo se podrán calcular considerando el área de interés libre de esfuerzos tectónicos activos, en cuyo caso:

$$\sigma_2 = \sigma_3 = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_1 \quad 4.1.16$$

En el caso de tener diferentes $\sigma_2 \neq \sigma_3$, solo se puede determinar el esfuerzo principal efectivo horizontal mínimo con la ecuación 4.1.16, o a través de la técnica de Minifrac²⁴.

Durante la perforación de un pozo, el estado natural de esfuerzos de las formaciones atravesadas, se modifica; éste fenómeno fue estudiado por Kirsh, él supuso un comportamiento elástico de la roca y asume despreciable el tamaño del agujero perforado con respecto a la dimensión de la roca, y para cualquier

elemento, los esfuerzos efectivos en coordenadas polares son: esfuerzo tangencial (σ_α), radial (σ_r) y cortante ($\tau_{r\alpha}$), como se ve en la figura 4.1.5 y resultando las ecuaciones siguientes:

$$\sigma_\alpha = \frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2} \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2} \right) - \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2} \left(1 + \frac{3r_w^4}{r^4} \right) \cos 2\alpha \quad 4.1.17$$

$$\sigma_r = \frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2} \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2} \right) - \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2} \left(1 + \frac{3r_w^4}{r^4} - \frac{4r_w^2}{r^2} \right) \cos 2\alpha \quad 4.1.18$$

$$\tau_{r\alpha} = \frac{\sigma_3 - \sigma_2}{2} \left(1 - \frac{3r_w^4}{r^4} + \frac{2r_w^2}{r^2} \right) \sin 2\alpha \quad 4.1.19$$

De la aplicación de las ecuaciones 4.1.17 a 4.1.19, se observa que en la pared del agujero los esfuerzos radial y cortante son nulos, sin embargo el tangencial varía conforme el ángulo α . Recordando que α_2 es función de las condiciones tectónicas y α_3 de las condiciones físicas de la roca, además por convención $\alpha_2 > \alpha_3$, se tiene que el mínimo esfuerzo radial estará posicionado a 0° y a 180° mientras que el máximo esfuerzo se ubicará a 90° y a 270° .

De lo anterior podemos inferir que si la lechada de recortes aceitosa es inyectada hacia la formación con una presión hidráulicamente alta, esta actuará en todas direcciones y de continuar, la roca fallará en los puntos definidos como de mayor debilidad, (figura 4.1.6). Se concluye que:

1. Si $\alpha_1 < \alpha_{\alpha \text{ min}}$ la fractura generada será horizontal.
2. Si $\alpha_1 > \alpha_{\alpha \text{ min}}$ la fractura generada será vertical.
3. Es fundamental conocer el estado natural de esfuerzos de la formación de interés, debido a que estos determinan el grado de contención de la fractura y la presión requerida para generarla.

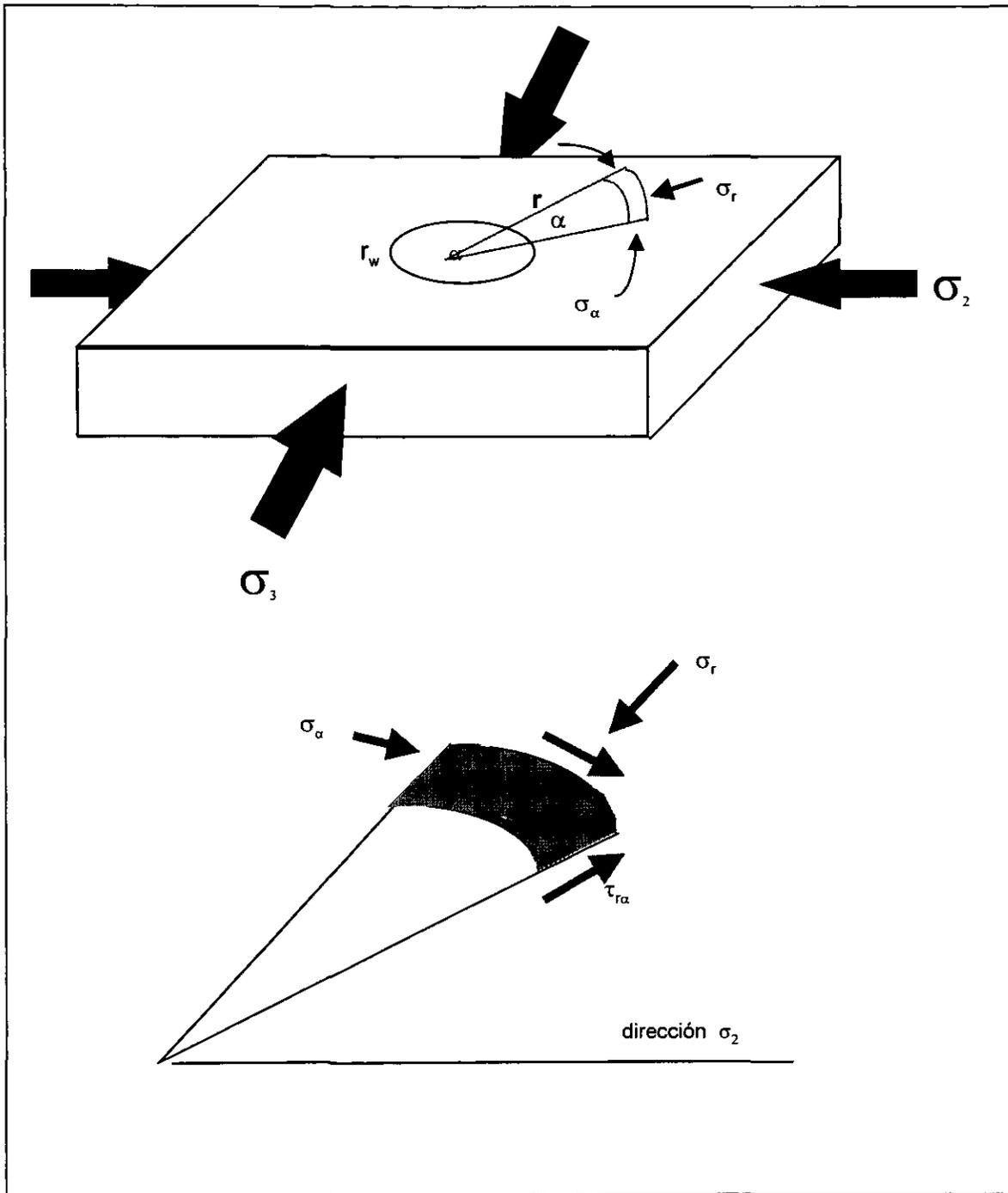


Figura 4.1.5 Modelo de solución de esfuerzos alrededor de un pozo.

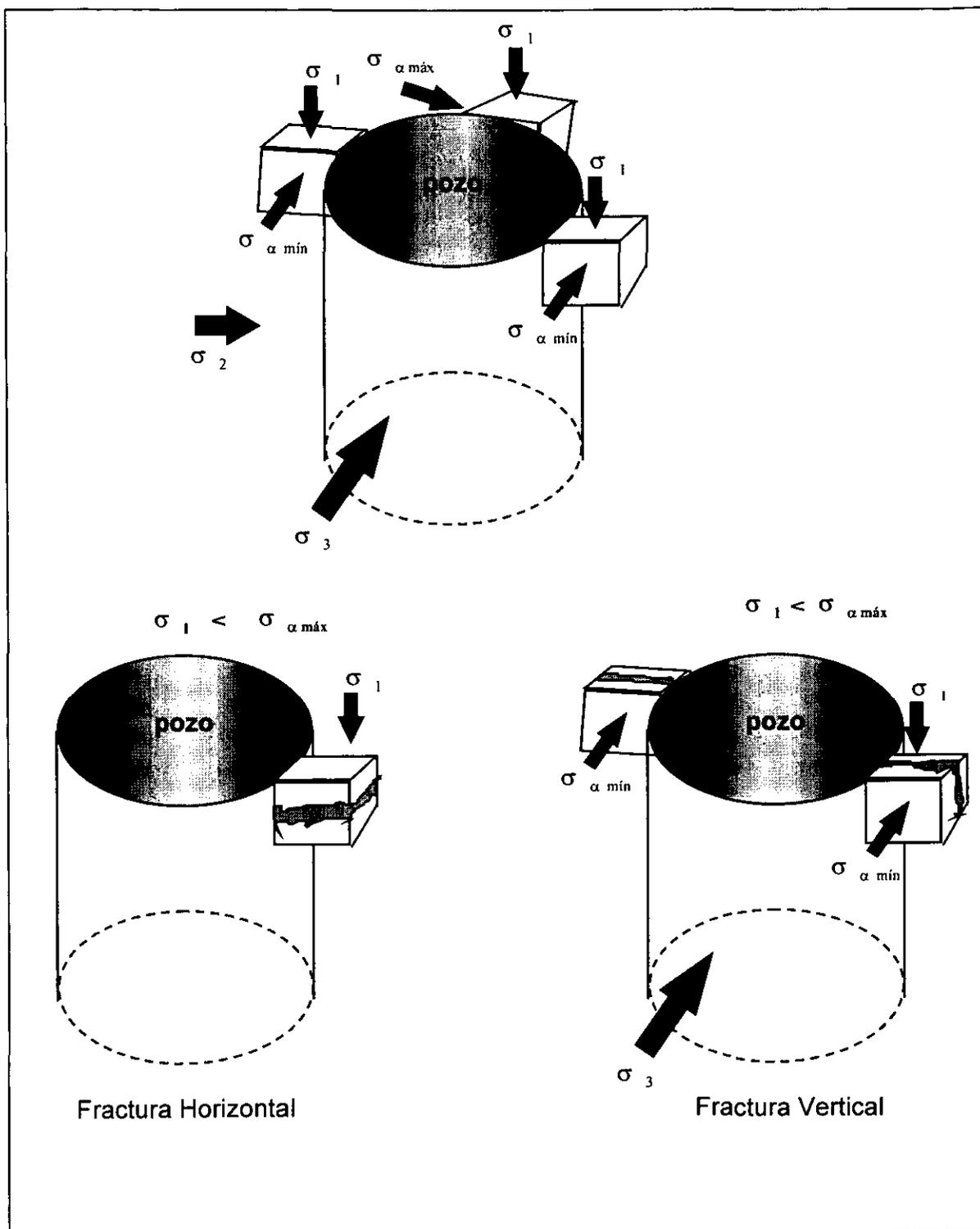


Figura 4.1.6 Inducción de fracturas hidráulicas.

Presión de Fractura (P_f). Es la presión requerida para iniciar una fractura, debe ser suficiente para vencer los esfuerzos mínimos confinantes y vencer la resistencia a la tensión de la roca. También depende de las condiciones de frontera, la penetración del fluido fracturante y del modelo de entrada de la lechada aceitosa.

Lechada Fracturante. Es el fluido constituido por los desechos sólidos contaminados triturados y disueltos en agua de mar o de formación y en el menor de los casos agua dulce. Esta lechada es el medio a través del cual la energía de presión se transmite para causar el fracturamiento.

Deformación Plana (Fractura Confinada). Si la formación donde se inyecta la lechada fracturante se encuentra entre formaciones rígidas, la presión de fractura se confina en la formación, necesitándose menos presión superficial para generar la fractura.

Esfuerzo Plano. Es el caso contrario al punto anterior, donde el factor condición de frontera determina un amortiguamiento de la onda de presión en la cima y/o en la base de la formación de interés, por lo que la energía se disipa y se requiere de mayor presión para generar la fractura. En la realidad los casos de esfuerzos planos son los más comunes, es decir que las rocas sello son más plásticas que la formación por fracturar.

Penetración de la Lechada Fracturante. La lechada generada con los recortes aceitosos y/o otros materiales contaminantes debe poseer cierto valor bajo de viscosidad que favorezca la iniciación de la fractura. Una forma de medir si la lechada es penetrante o no es la relación k/μ (k es la permeabilidad de la formación y μ la viscosidad de la lechada), valores de $k/\mu < 10^{-11}$ (cgs) indican que la lechada no favorece la generación y propagación de la fractura, por lo

que al ser μ el único parámetro que se puede modificar, se debe de adecuar para el tipo de formación por fracturar y obtener una relación $k/\mu > 10^{-11}$ lo que indica que la lechada está actuando como cincel.

Entrada de la Lechada Fracturante. Para la inyección de lechadas contaminantes se puede disponer de pozos abandonados que estén disparados, pozos con una sección de agujero descubierto o pozos en perforación cuyos espacios anulares puedan ser empleados para la disposición de desechos (la resistencia a la presión interior y a la presión de colapso de las tuberías de revestimiento deben soportar con seguridad la máxima presión de fractura esperada a lo largo de toda su longitud expuesta), por lo tanto el flujo de lechada estará en forma radial circular. La figura 4.1.7 representa las alternativas para la inyección de la lechada aceitosa.

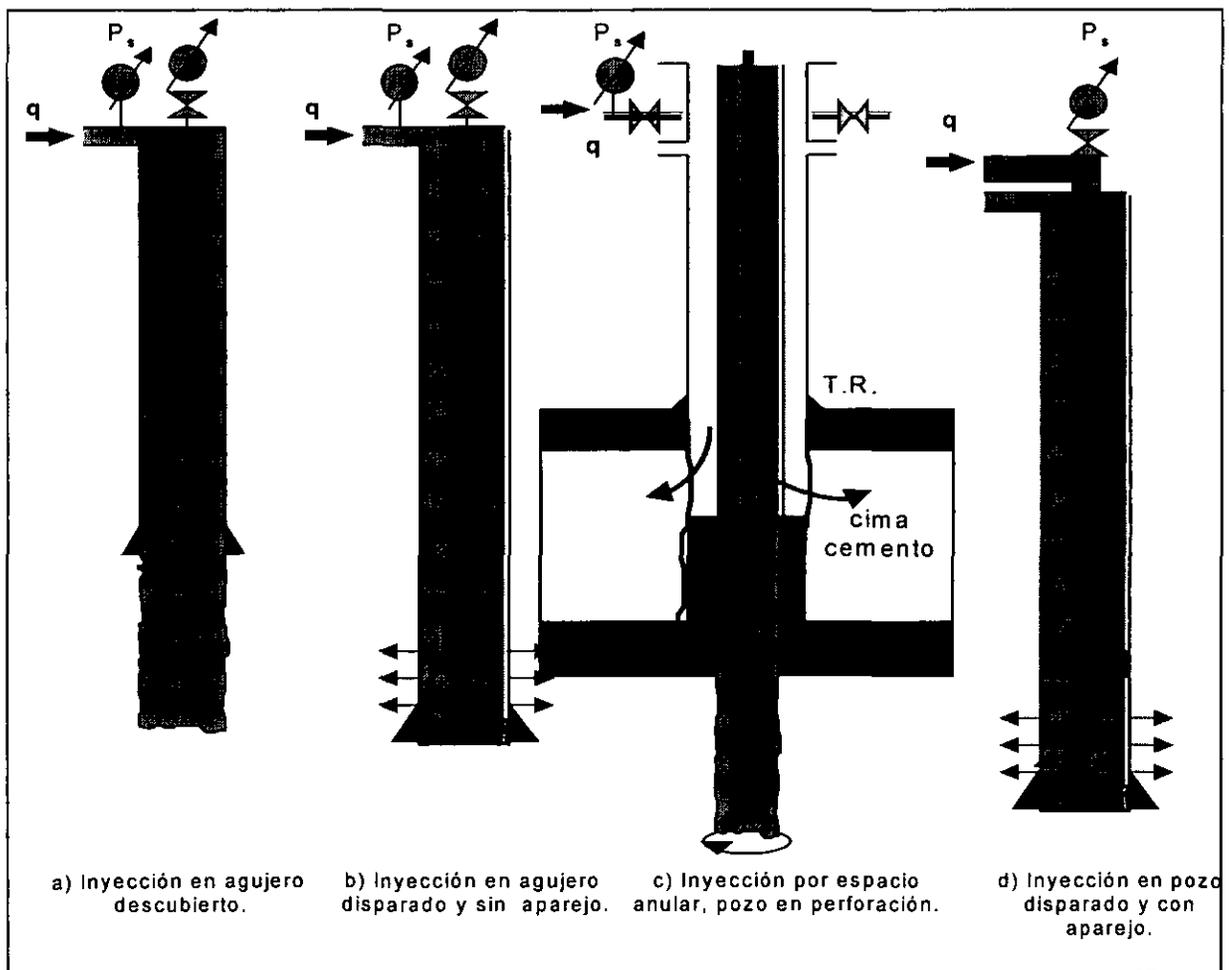


Figura 4.1.7 Modelos de Inyección.

Teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- esfuerzo plano
- lechada penetrante
- entrada radial circular

se tiene:

Presión para Fracturar Horizontalmente:

$$P_{fh} = (\alpha_1 + R_{TV}) + P_p \quad 4.1.20$$

R_{TV} = Resistencia a la tensión vertical de la formación.

Presión para fracturar verticalmente:

$$P_{fv} = \frac{1}{1+\nu} (2\sigma_3 + R_{TH}) + P_p \quad 4.1.21$$

Orientación de la fractura:

cuando $P_{fh} < P_{fv} \rightarrow$ La fractura será horizontal (figura 4.1.8)

y si $P_{fh} > P_{fv} \rightarrow$ La fractura será vertical (figura 4.1.9).

Históricamente se ha comprobado que a grandes profundidades las fracturas generadas son verticales y solamente en el rango de 300 a 600 metros de profundidad son comunes las fracturas horizontales; esto debido a que a profundidades someras los esfuerzos de sobrecarga son inferiores a los esfuerzos horizontales.

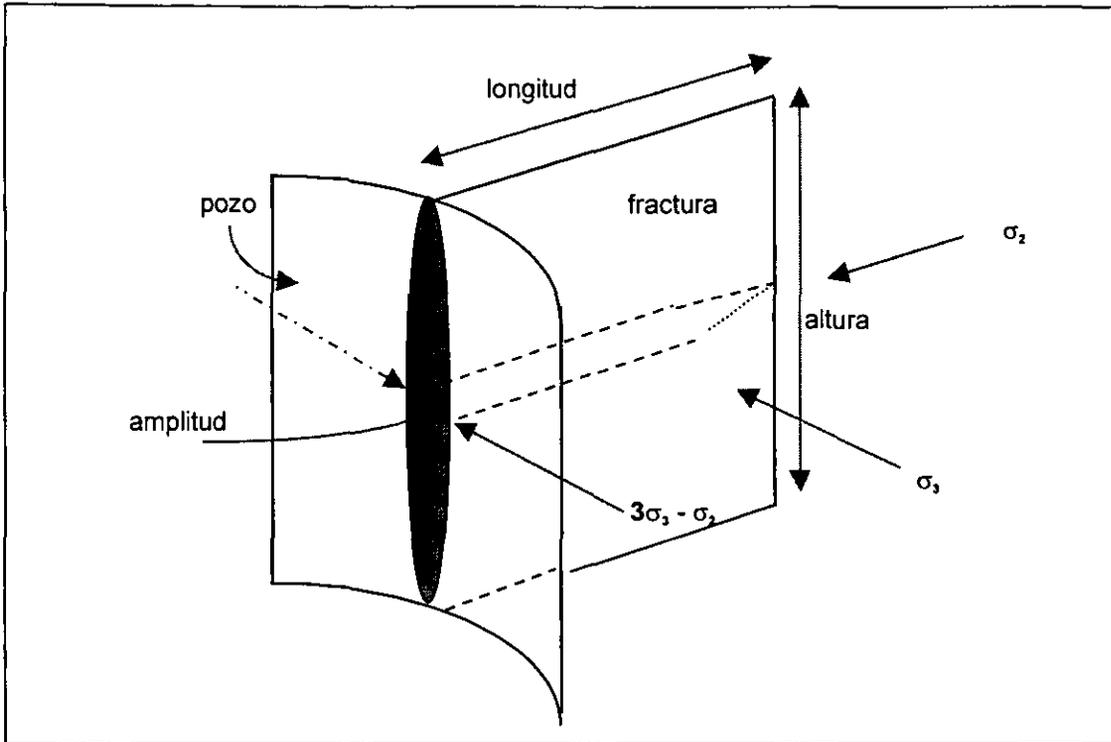


Figura 4.1.8 Modelo teórico de una fractura vertical.

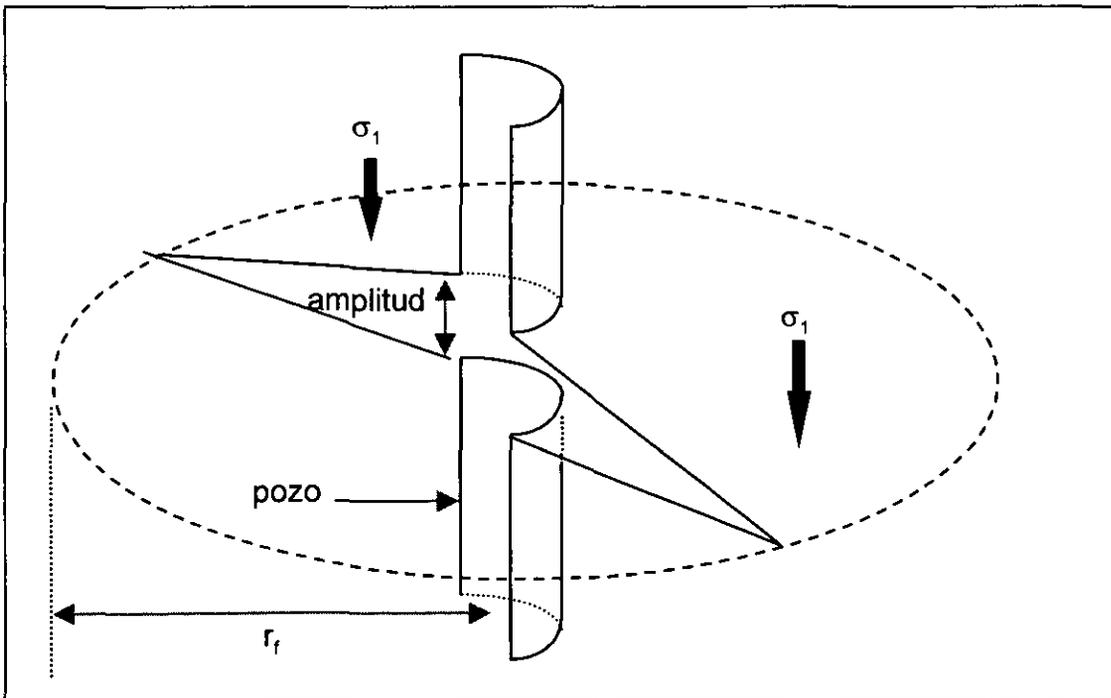


Figura 4.1.9 Modelo teórico de una fractura horizontal.

Gradiente de Fractura G_f . Se define como: $G_f = \frac{P_f}{D}$. En donde D es la profundidad de interés. El gradiente de fractura es una característica de la formación y es único, cada formación tiene un gradiente diferente.

Una vez fijado estos conceptos se debe recordar que el proceso de inyección de recortes y otros desechos aceitosos provenientes de las operaciones de perforación y producción a través del fracturamiento de formaciones no someras requiere de una constante observación durante la ejecución de los trabajos así como posterior a éstos; el monitoreo del comportamiento de la operación permite comprender mejor el proceso y realizar un diagnóstico más acertado sobre el desarrollo de la (s) fractura(s). El estudio del fracturamiento hidráulico convencional⁵ que data desde 1948, permite determinar parámetros realistas del comportamiento de las fracturas inducidas y su aplicación es válida para éste caso en donde el fracturamiento de la formación sobreviene como consecuencia de la inyección periódica de la lechada aceitosa generada en superficie.

La figura 4.1.10 resulta de comparar la presión superficial contra el tiempo, durante y después de una operación de fracturamiento o de la aplicación de la técnica de Minifrac; en la actualidad este tipo de trabajo es recomendable antes de un fracturamiento para conocer los esfuerzos efectivos de la formación, en la figura se distinguen claramente las siguientes etapas:

1. **Presión de Fractura de la Formación.** Un valor alto de ésta presión indica que la formación es de baja permeabilidad y/o la lechada aceitosa tiene un valor alto de viscosidad, lo que indicaría además que la lechada aceitosa no es un fluido penetrante.
2. **Modelo de la Fractura.** La forma de la fractura puede suponerse interpretando la tasa de declinación de la presión durante el bombeo de la lechada, inmediatamente después que la formación ha sido fracturada. Si la presión declina, manteniendo el gasto constante el área de la fractura se

incrementa en forma radial siguiendo el modelo de crecimiento de fractura "KGD" (Khristianovich, Geertsma y De Klerk)⁵. Si la presión se incrementa a gasto constante es probable que la fractura haya alcanzado barreras en su límite superior y/o inferior y en consecuencia la fractura se desarrollará hacia la formación sin crecer en altura, bajo el modelo "PKN" (Perkins, kern y Nordgren)⁵.

3. **Presión de Cierre Instantáneo, P_{ci} .** Se observa al suspenderse el bombeo al término de la operación, la presión se abate bruscamente hasta el valor de P_{ci} . La diferencia entre la presión de operación y la de cierre instantáneo, será la correspondiente a las pérdidas reales de presión por fricción en todo el sistema.
4. **Presión de Cierre de la Fractura.** Después del cierre instantáneo la presión sigue bajando por efecto combinado de los esfuerzos de cierre de la roca y de la pérdida de lechada aceitosa hacia la formación, este fenómeno continúa hasta el punto de cierre de la fractura. El ritmo de declinación de la presión es proporcional al ritmo de pérdida de la lechada aceitosa hacia la formación. En esta etapa es posible calcular el coeficiente real de pérdida de fluido.
5. **Esfuerzo Mínimo Horizontal (σ_3).** La fractura se habrá cerrado totalmente cuando el ritmo de declinación de la presión cambia. En este momento es posible conocer el esfuerzo mínimo horizontal real. El material sólido remanente de la lechada aceitosa quedará atrapado entre las paredes de la fractura como si fuera un apuntalante natural, por lo que es posible calcular la amplitud dinámica de la fractura y la amplitud de la fractura sustentada con desechos sólidos.
6. **Tiempo de Cierre.** Es el tiempo que se requiere para que la fractura cierre, y se obtiene restando el tiempo entre el último cambio de declinación de la presión y el tiempo de suspensión de la operación.

7. **Caída de Presión por Fricción.** Se conoce el valor real al conocer la magnitud del abatimiento de presión al suspender el bombeo.

Posteriormente la presión tenderá a alcanzar la presión de la formación, un comportamiento anómalo, generalmente alto, indicaría un puenteamiento en la fractura o en el pozo con desechos sólidos atascados.

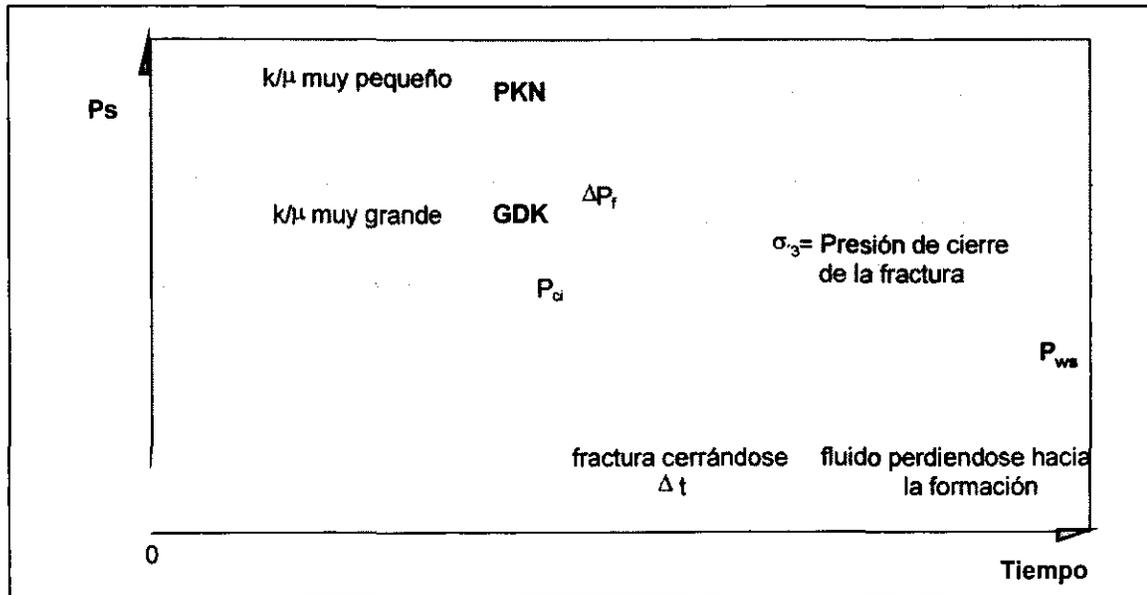


Figura 4.1.10 Comportamiento de la presión durante y después de un fracturamiento.

De la gráfica anterior se pueden obtener los siguientes parámetros:

$$P_s = P_f + \Delta P_f + \Delta P_p - \Delta P_h \quad 4.1.22$$

$$P_s - P_{ci} = \Delta P_f + \Delta P_p \quad 4.1.23$$

$$P_f = P_{ci} + \Delta P_h \quad 4.1.24$$

$$\sigma = P + \Delta P \quad 4.1.25$$

$$P = P + \Delta P \quad 4.1.26$$

Δt = tiempo de cierre de la fractura.

4.2 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LAS FRACTURAS.

Este punto es base para demostrar la seguridad en el uso del fracturamiento hidráulico para la eliminación de desechos de la industria petrolera, los objetivos son:

1. Comprobar la factibilidad de inyectar sin peligro grandes volúmenes de materiales sólidos a través del fracturamiento hidráulico de formaciones previamente seleccionadas.
2. Registrar el crecimiento de la fractura creada, en tiempo real durante la operación y observar su comportamiento posterior a la inyección.
3. Comparar la geometría de la fractura pronosticada por algoritmos matemáticos con el crecimiento real de la fractura.

Lo anterior cobra importancia ya que durante la inyección de la lechada aceitosa, se generan esfuerzos de tensión en la formación que es expuesta a la acción del flujo de fluido y a la presión, y si ésta es suficientemente alta la roca se fracturará y a medida que el bombeo avanza la fractura se propagará desde el pozo hacia la formación. La geometría de la fractura en ese momento se llamará "geometría dinámica" y dependerá de muchos factores, pero se desarrollará en un plano perpendicular al mínimo esfuerzo.

Como se planteó en un principio, la inyección de desechos no se efectuará en formaciones someras, donde es muy probable la generación de fracturas horizontales, mientras que al inyectar fluidos a profundidades mayores a 1000 metros, se aumenta la probabilidad de generar fracturas verticales. La geometría de una fractura de tipo vertical se caracteriza por su longitud x_f , la amplitud w y una altura h_f . Se debe suponer que la configuración de la fractura es de geometría regular y simétrica al punto de inyección, como se ve en la figura 4.2.1.

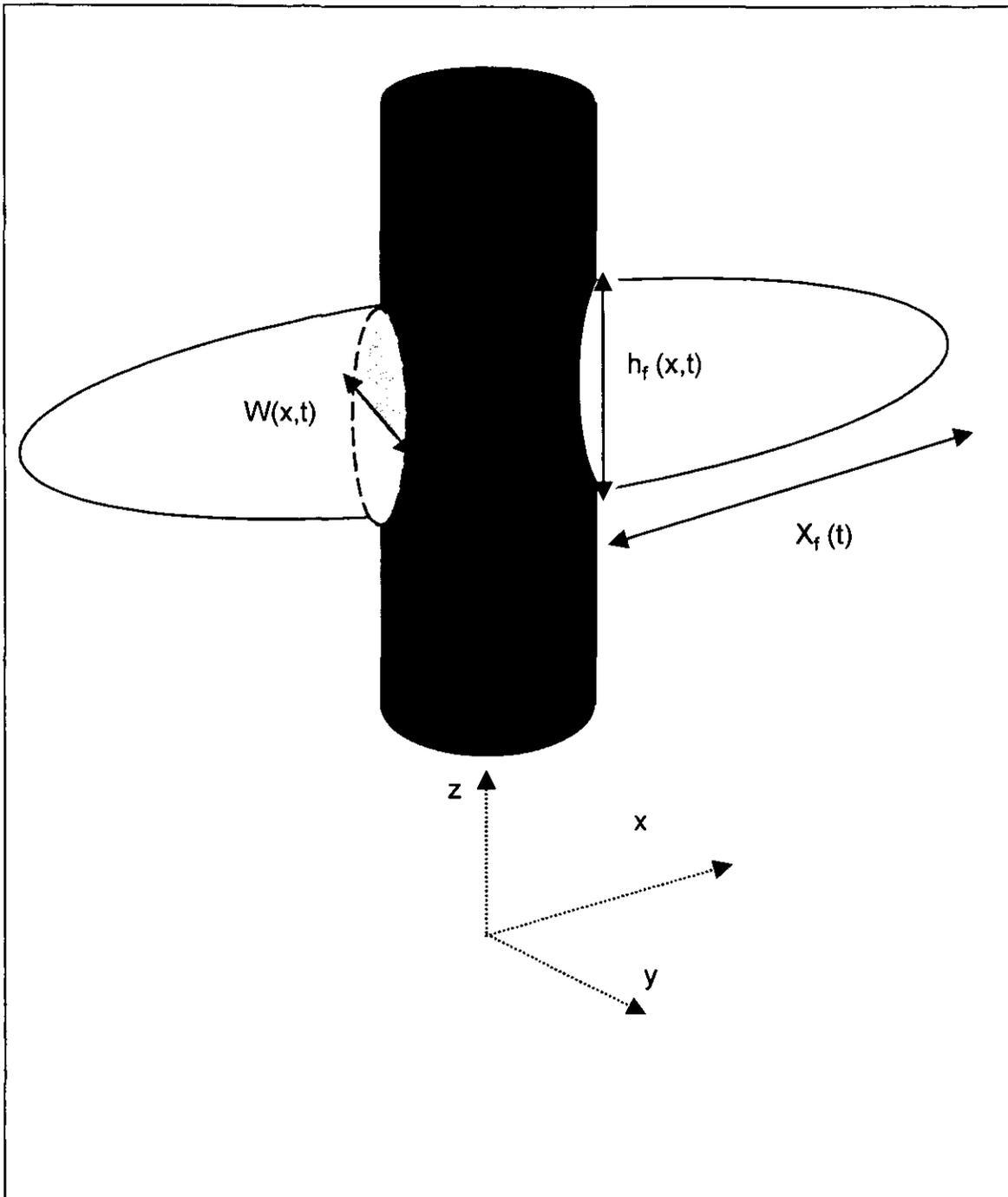


Figura 4.2.1 Geometría de una fractura vertical.

Desarrollo de la Fractura Vertical.

La magnitud de una fractura en un plano tridimensional es controlada por los siguientes factores:

1. Energía disponible para desarrollar la amplitud, altura y longitud de la fractura, es la energía proporcionada por la caída de presión entre el pozo (o punto de inyección) y la presión en el extremo de la fractura ΔP_c , como se ve en la figura 4.2.2. $P(x)$ es la presión dinámica en la fractura y no es constante, dependerá del gasto de inyección de la lechada aceitosa q y de sus propiedades reológicas; se puede calcular a través de un balance hidrodinámico de las fuerzas que actúan, tal y como se ve en la figura 4.2.3 donde la fractura ha tomado una forma de elipsoide alargado.
2. factor de intensidad de esfuerzo crítico (K_{IC}), esta estrechamente relacionado con la propagación de la fractura; y a su vez éste depende de la geometría de fractura y de la energía (presión) aplicada. Si la fractura se desarrolla en el eje x, el factor esta dado por:

$$K_{IC} = 1.25\Delta P_c \sqrt{h_f} \quad 4.2.1$$

El crecimiento vertical esta limitado por el contraste de esfuerzos entre la zona fracturada y las formaciones adyacentes. De la experiencia de campo, se confirma que capas de lutita de espesor de 2 a 5 metros son suficientes para confinar el crecimiento vertical de la fractura⁵.

3. La amplitud de una fractura (w) dependerá del comportamiento mecánico de la roca y éste del módulo de corte G .
4. La longitud de la fractura crecerá de acuerdo con el volumen de fluido que quede disponible en la fractura. Por lo anterior será necesario realizar un balance de volumen ya que para todo tiempo el volumen de fluido inyectado a

la fractura, parte se perderá a la formación y el remanente actuará para desarrollar la fractura.

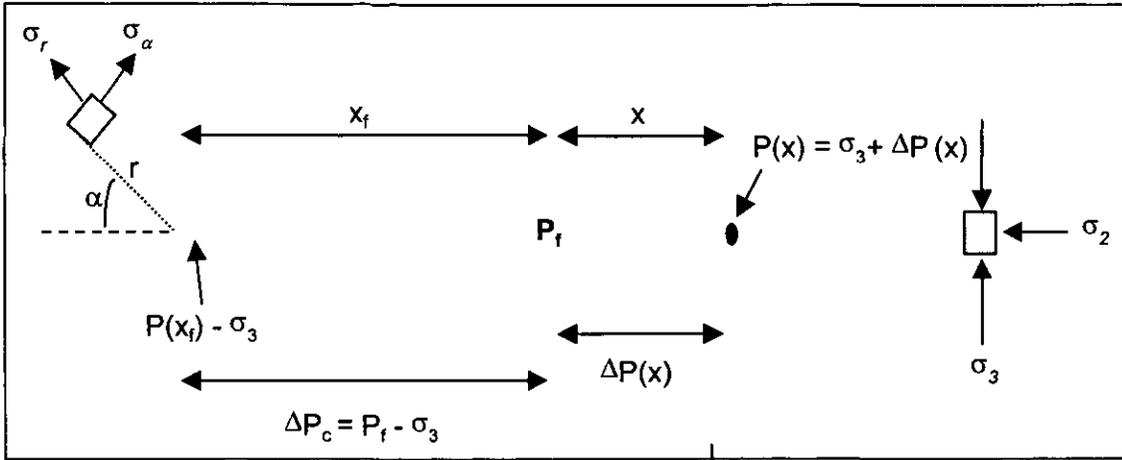


Figura 4.2.2 Presiones actuando en una fractura.

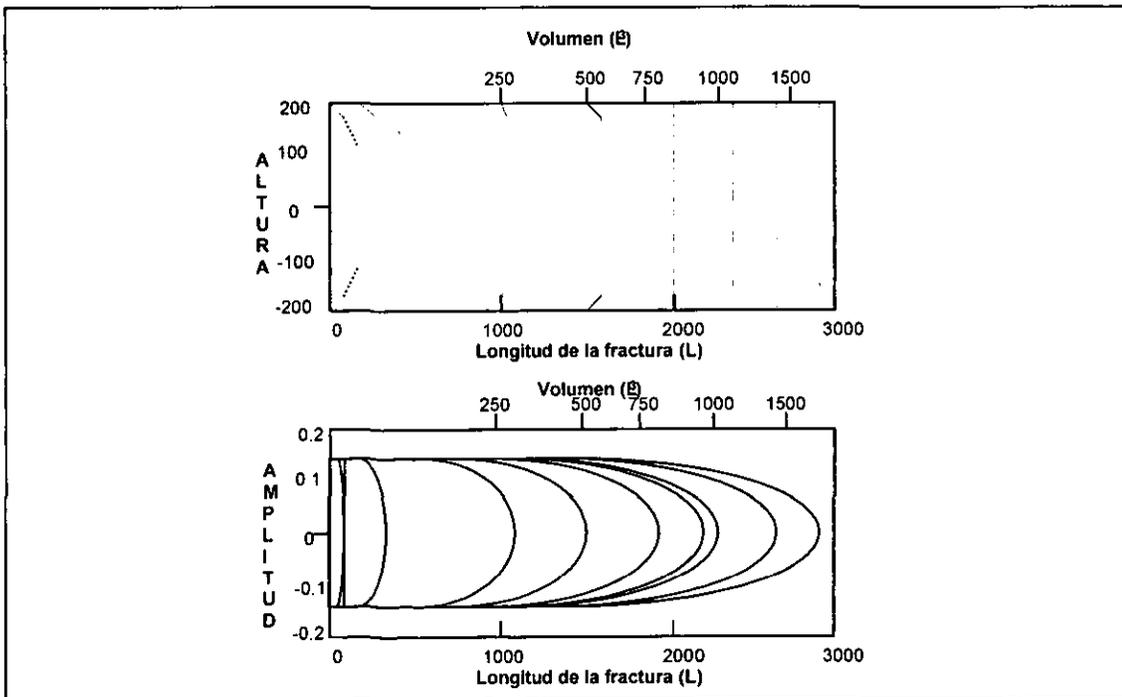


Figura 4.2.3 Perfil de la fractura, elipsoide alargado.

Modelos de Fractura.

Los cuatro puntos anteriores conducen a la simulación del crecimiento de una fractura a través de balances de materia y cantidad de movimiento, energía mecánica, mecánica de rocas y mecánica de fluidos. El planteamiento de las ecuaciones correspondientes asociadas a las condiciones de frontera apropiadas, dan como resultado formulaciones matemáticas complejas; aproximaciones a la solución de éstas ecuaciones conducen a modelos denominados de la primera y segunda generación.

Modelos de Fracturamiento de la Primera Generación.

Estos modelos son bidimensionales, consideran la altura de la fractura constante e independiente del tiempo y de la posición, existen dos modelos principales, el primero se debió a Khristianovich y Zheltov⁵ mejorado por Geertsma y De Klerk ("KGD")⁵ y consiste en el deslizamiento entre las capas superior e inferior de la roca fracturada (no existe deformación en la dirección z), formándose así una fractura de forma elíptica en el plano X-Y, y con proyección rectangular en el plano Y-Z. La figura 4.2.4 representa la geometría del modelo de fractura "KGD".

El segundo modelo bidimensional fue desarrollado por Perkins y Kern⁵ y mejorado por Nordgren ("PKN")⁵ a diferencia del primer modelo, éste no considera deformación en el eje x, formándose proyecciones elípticas en los planos X-Y y en el Y-Z. La geometría de este modelo se representa en la figura 4.2.5.

Las limitaciones de estos dos modelos son:

- suponer la altura de la fractura constante.
- flujo de fluido dentro de la fractura solo en dirección x.

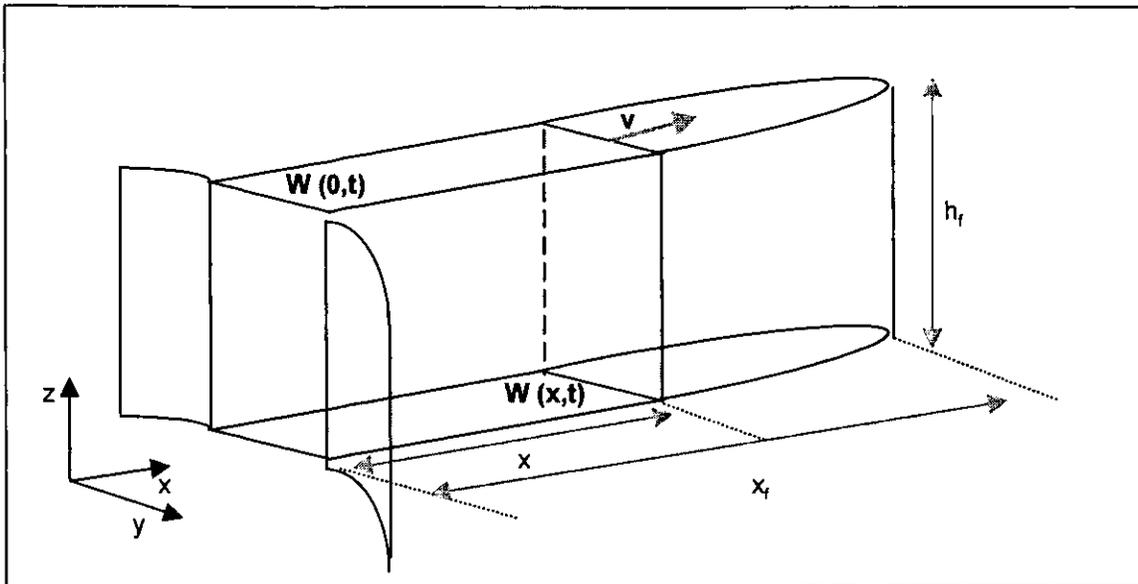


Figura 4.2.4 Geometría de fractura del grupo KGD.

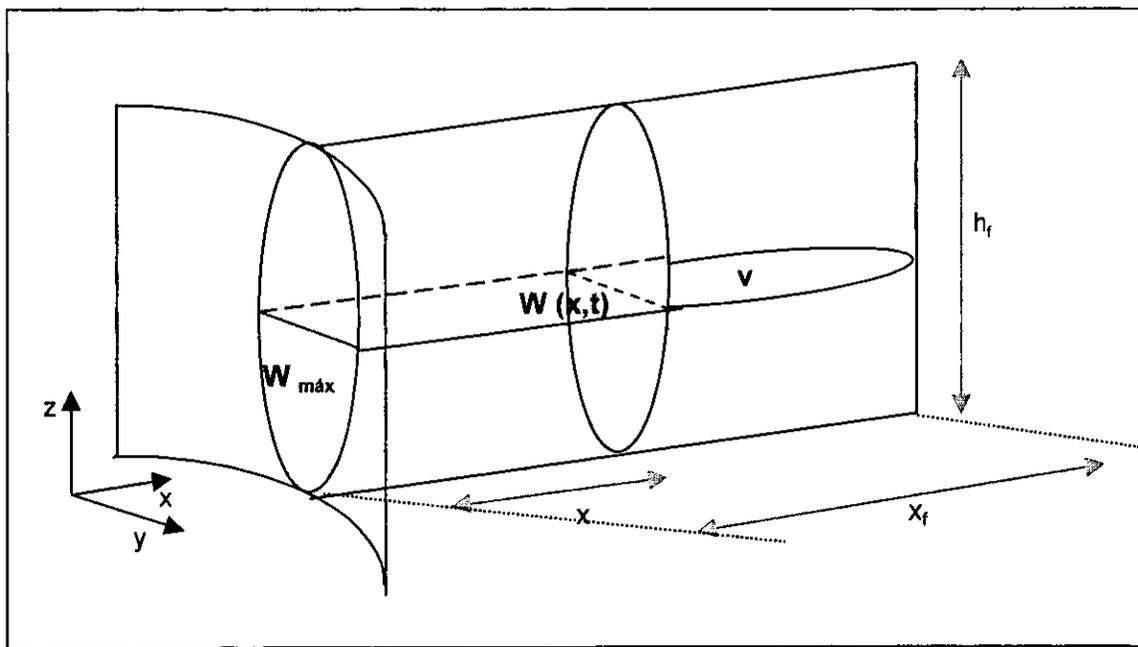


Figura 4.2.5 Geometría de fractura del grupo PKN.

Dentro de los modelos de la segunda generación también existen dos modelos; los llamados pseudo-tridimensionales y los tridimensionales. Los primeros consideran la altura de la fractura variable en función de la distancia x y del tiempo, sin embargo siguen considerando flujo unidireccional en el eje x . Los modelos tridimensionales consideran variable la altura de la fractura y el fluido inyectado fluye en todas direcciones, éstos modelos se basan en dividir la fractura en elementos discretos con sus respectivas ecuaciones.

Para el desarrollo de éste trabajo, se utilizan solamente los modelos de la primera generación ya que en fracturamientos hidráulicos convencionales su empleo es confiable y proporcionan resultados muy congruentes con modelos tridimensionales.

4.3 DETERMINACIÓN DEL DESARROLLO DE FRACTURAS GENERADAS.

Conforme a la figura 4.3.1 en la que se representa un volumen de control dentro de una fractura producida por la inyección de la lechada aceitosa, y considerando un medio continuo, se puede realizar un balance de materia obteniéndose el siguiente análisis del proceso de desarrollo de la fractura.

$$\left| \begin{array}{l} \text{Volumen de lechada} \\ \text{aceitosa entrando en} \\ \text{dirección } x \text{ a un} \\ \text{tiempo } t. \end{array} \right| - \left| \begin{array}{l} \text{Volumen de lechada} \\ \text{aceitosa que sale en} \\ x + \Delta x \text{ en un tiempo} \\ t + \Delta t. \end{array} \right| - \left| \begin{array}{l} \text{Volumen de lechada} \\ \text{perdida hacia la} \\ \text{formación en el} \\ \text{tiempo } \Delta t. \end{array} \right| = \left| \begin{array}{l} \text{Volumen de lechada} \\ \text{aceitosa acumulada} \\ \text{en el tiempo } \Delta t \end{array} \right|$$

(4.3.1)

El término de la derecha representa al volumen asociado a una presión disponible para desarrollar la fractura.

$$[V(x)A(x)\Delta t] - [V(x + \Delta x)A(x + \Delta x)\Delta t] - [\lambda(x,t)\Delta x\Delta t] = [V_{ec}(t + \Delta t) - V_{ec}(t)]$$

(4.3.2)

V = Velocidad de la lechada aceitosa.

A = Área de la sección transversal del elemento de fractura considerado.

Δt = Intervalo de tiempo.

λ = Gasto con que se pierde lechada hacia la formación por unidad de altura, (eje z).

V_{ec} = Volumen del elemento de control.

Siendo:
$$V_{ec} = \int_0^{\Delta x} A(x,t) dx$$
 (4.3.3)

y el área transversal promedio:
$$V_{ec} = \bar{A}(t)\Delta x$$
 (4.3.4)

la ecuación (4.3.2) resulta:

$$[V(x)A(x)\Delta t] - [V(x + \Delta x)A(x + \Delta x)\Delta t] - [\lambda(x, t)\Delta x\Delta t] = [\bar{A}(t + \Delta t) - \bar{A}(t)]\Delta x \quad (4.3.5)$$

reacomodando términos:

$$-\Delta t[V(x + \Delta x)A(x + \Delta x) - V(x)A(x)] - [\lambda(x, t)\Delta x\Delta t] = [\bar{A}(t + \Delta t) - \bar{A}(t)]\Delta x \quad (4.3.6)$$

como $(V)A$ es igual al gasto de lechada aceitosa (q), resulta que:

$$-\Delta t[q(x + \Delta x) - q(x)] - [\lambda(x, t)\Delta x\Delta t] = [\bar{A}(t + \Delta t) - \bar{A}(t)]\Delta x \quad (4.3.7)$$

dividiendo entre $\Delta t\Delta x$ y reacomodando términos:

$$\frac{q(x) - q(x + \Delta x)}{\Delta x} - \lambda(x, t) = \frac{A(t + \Delta t) - A(t)}{\Delta t} \quad (4.3.8)$$

tomando límites cuando $\Delta x \rightarrow 0$ y cuando $\Delta t \rightarrow 0$

$$\lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{q(x) - q(x + \Delta x)}{\Delta x} = \lambda(x, t) + \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{A(t + \Delta t) - A(t)}{\Delta t} \quad (4.3.9)$$

$$-\frac{\partial q(x, t)}{\partial x} = \lambda(x, t) + \frac{\partial A(x, t)}{\partial t} \quad (4.3.10)$$

Los términos de la ecuación (4.3.10) significan lo siguiente: El gasto de lechada que se inyecta y entra en la formación es igual al fluido perdido a la formación más el volumen de la fractura; el primer término es conocido, el segundo se puede calcular, por lo tanto el tercero es factible determinarlo, al determinar el volumen de la fractura, se conocerá también la longitud x_f , la amplitud w y la altura h_f , en otras palabras la dimensión de la fractura.

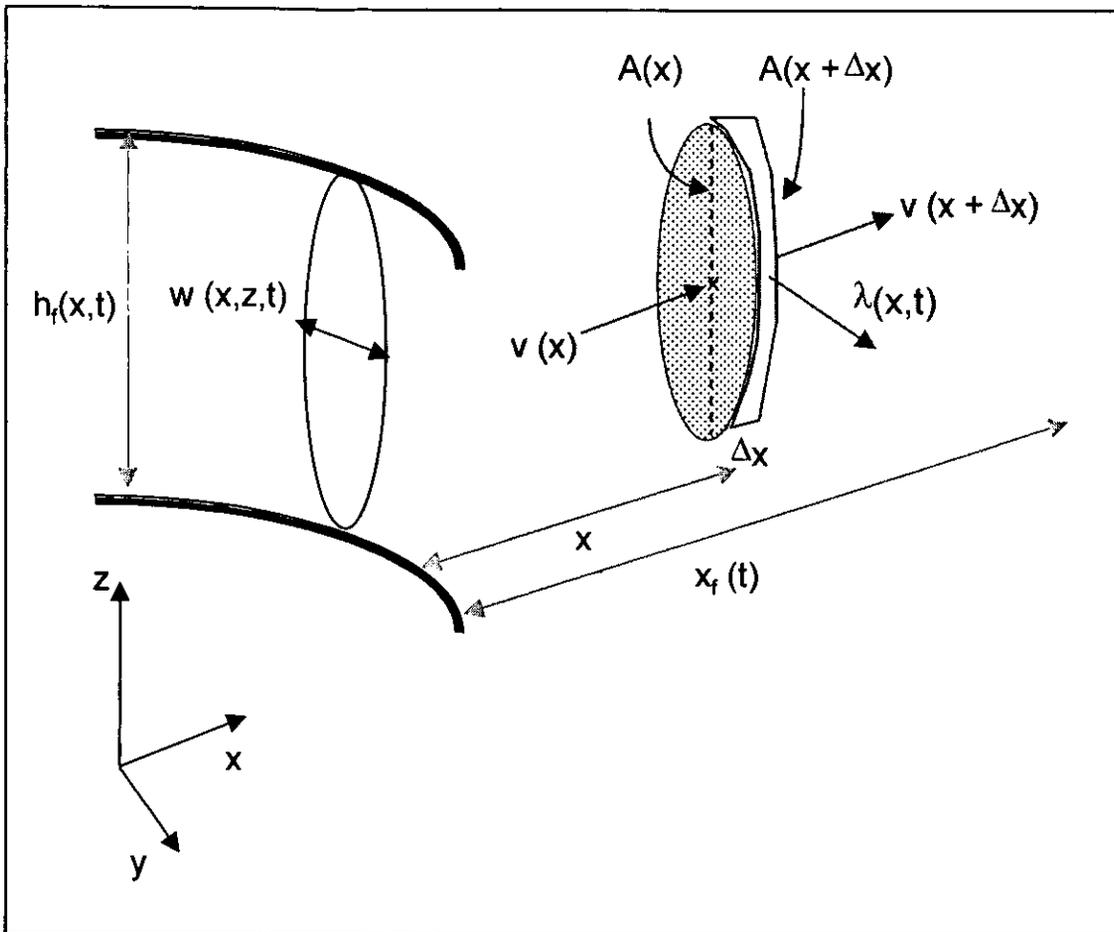


Figura 4.3.1 Ala de una fractura

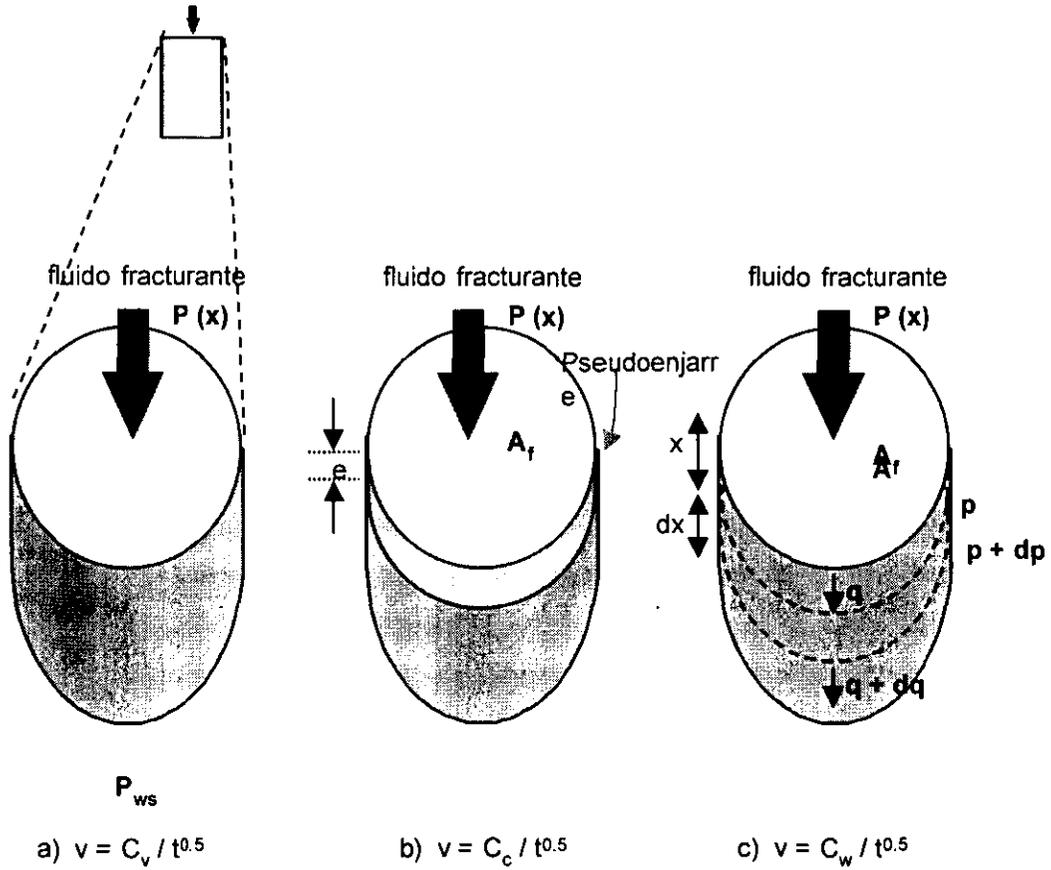
DETERMINACIÓN DE LA LECHADA ACEITOSA PERDIÉNDOSE HACIA LA FORMACIÓN.

Éste fenómeno ha sido estudiado ampliamente, ya que se trata de un flujo de fluido a través de un medio poroso saturado con otro fluido, el fenómeno se puede representar con la figura 4.3.2. Aquí se puede distinguir tres causas que controlan la velocidad de flujo del fluido aceitoso hacia la formación y estas son:

1. Pérdida de fluido controlada por las características de la lechada, $V = \frac{C_v}{\sqrt{t}}$.
2. Pérdida de fluido controlada por el desplazamiento del fluido de la formación que esta siendo invadida, $V = \frac{C_c}{\sqrt{t}}$.
3. Pérdida de fluido por efecto de la acción fisicoquímica de algún aditivo empleado para el control de la pérdida de fluidos, $V = \frac{C_w}{\sqrt{t}}$.

Cada una de estas causas son función del tiempo. Y cada una de ellas está relacionada con un "coeficiente de pérdida", los dos primeros pueden calcularse conociendo las características del fluido fracturante (lechada aceitosa) y el tercero se obtiene a través de una prueba laboratorio; siempre es recomendable efectuar la prueba (con un filtroprensa y graficando el volumen perdido vs \sqrt{t} , la ordenada al origen será la pérdida inicial -spurt loss-), sin embargo para el caso de la inyección de lechada aceitosa, ningún aditivo para controlar la pérdida es empleado.

Cada uno de estos coeficientes esta relacionado con una sección de las caras de la fractura generada y tiene asociada una caída de presión, en su conjunto los tres coeficientes indican la resistencia al flujo de la lechada aceitosa presentada por la formación fracturada, figura 4.3.3.



Los tres fenómenos trabajan simultáneamente: en a) y en b) se aplica la ecuación de Darcy y en c) se aplica la ecuación de difusión (La lechada aceitosa desplaza al fluido de la formación.)

$v = C_T / t^{0.5} \quad (L / t^{0.5}) \quad , \quad v = f(t)$

figura 4.3.2 Pérdida de lechada aceitosa a la formación.

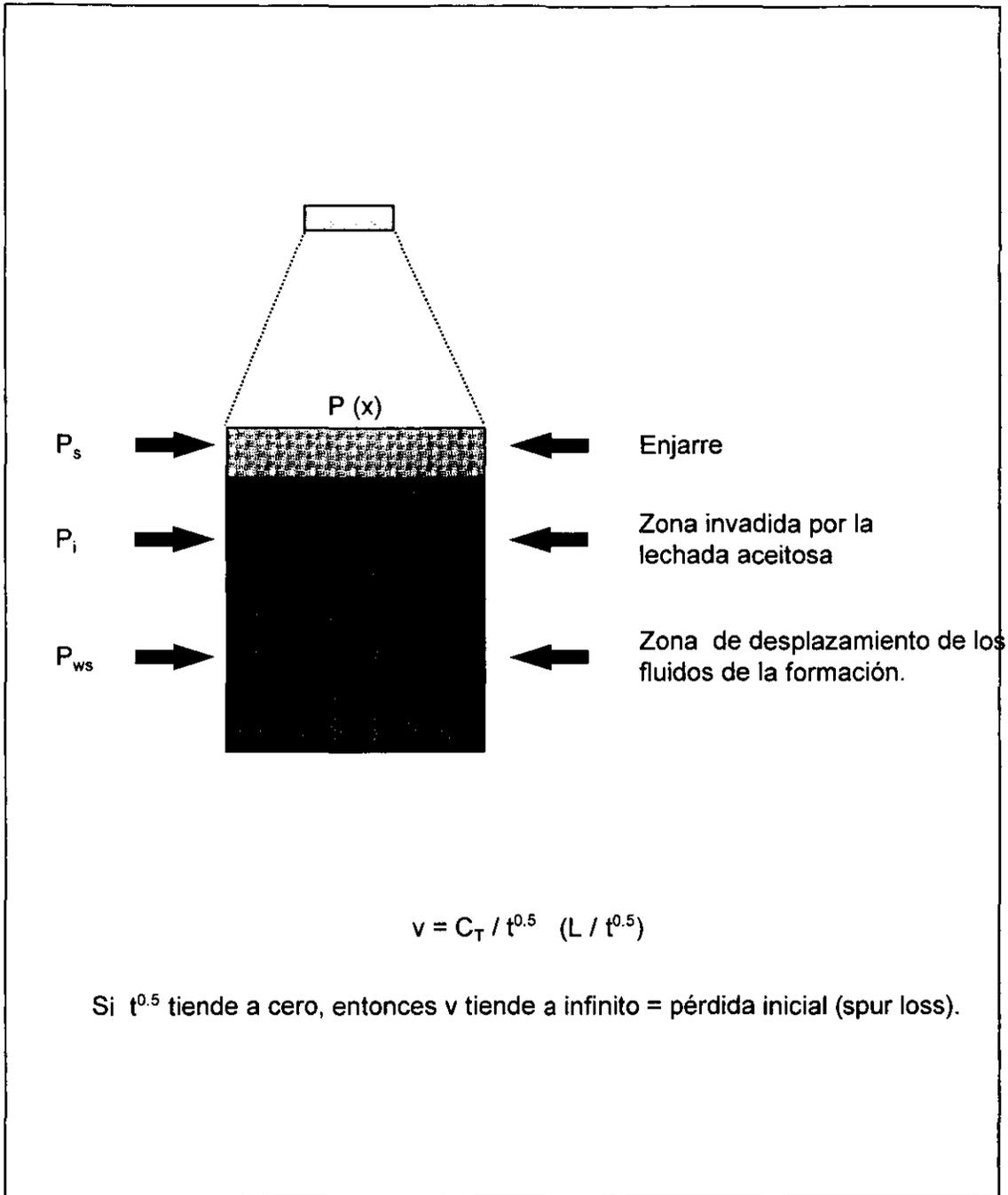


figura 4.3.3 Zonas en las que se realiza el proceso de pérdida de lechada aceitosa.

Combinando los tres mecanismos se obtiene el coeficiente total de pérdida de fluido, C_T y la expresión para calcularlo es:

$$C_T = \frac{C_w C_v \sqrt{C_w^2 C_v^2 + 4C_c^2 (C_v^2 + C_w^2)} - C_w^2 C_v^2}{2C_c (C_v^2 + C_w^2)} \quad (4.3.11)$$

donde:

$$C_T = \text{Coeficiente Total de pérdida de fluido} \left[\frac{L}{\sqrt{t}} \right].$$

$$C_w = \text{Coeficiente de pérdida de fluido por efecto de aditivos químicos} \left[\frac{L}{\sqrt{t}} \right].$$

$$C_v = \text{Coeficiente de pérdida de fluido función de las características de la lechada aceitosa} \left[\frac{L}{\sqrt{t}} \right].$$

$$C_c = \text{Coeficiente de pérdida de fluido controlado por los fluidos de la formación} \left[\frac{L}{\sqrt{t}} \right].$$

Las expresiones para calcular cada uno de estos exponentes son las siguientes y su deducción matemática se encuentra en el apéndice A.

$$C_v = 0.0469 \left(\frac{k_f \Delta P_f}{\mu_f} \right)^2 \quad 4.3.12$$

$$C_c = 0.0374 \Delta P \left(\frac{k c_f \phi}{\mu} \right)^{1/2} \quad 4.3.13$$

$$C_w = \frac{0.0164m}{A_f} \quad 4.3.14$$

Donde:

- V = Ritmo de pérdida de la lechada, (pie/min).
- t = Tiempo (min).
- k = Permeabilidad efectiva a los fluidos del yacimiento, (darcy).
- k_f = Permeabilidad efectiva de la formación a la lechada aceitosa, (darcy).
- ϕ = Porosidad de la formación, fracción.
- μ_f = Viscosidad de la lechada, (cp).
- μ = Viscosidad de los fluidos del yacimiento, (cp).
- ΔP = Diferencia de presión en la cara de la fractura, (psi).
- c_f = Compresibilidad isotérmica de los fluidos del yacimiento, (psi⁻¹).
- m = Pendiente de la curva de pérdida de fluido vs \sqrt{t} , (cm³/√min).
- A_f = Área de enjarre de prueba, (cm²).

GEOMETRÍA DE LA FRACTURA.

La solución matemática del proceso de desarrollo de una fractura, ecuación 4.3.10, es muy complicado; para este caso en particular se considera que:

- Los fluidos son no newtonianos.
- El flujo de fluidos tienen dos componentes, uno en dirección x y otro en la dirección z.
- los criterios de propagación de la fractura son: el factor de intensidad de esfuerzos y el sistema roca fluidos se comporta de manera elástica.

En base a esto, se presentan dos caminos para la determinación de las dimensiones de las fracturas creadas con la inyección de la lechada aceitosa, el primero utiliza el modelo de KGD y el segundo el modelo de PKN.

a) MODELO KGD⁵. Es un procedimiento iterativo que parte de la suposición de un tiempo de interés; y a través de aproximaciones sucesivas se da solución a las ecuaciones, obteniéndose los valores de longitud de la fractura x_f y amplitud promedio de la fractura \bar{w} . El diagrama de la figura 4.3.4 muestra en forma simplificada el procedimiento, los datos y las variables involucradas en el cálculo. En el Apéndice se encuentran los listados de los programas para calcular el coeficiente de pérdida total (C_T) y el de Geometría de Fractura usando este modelo.

b) MODELO PKN⁵. Con este modelo se tienen dos opciones para la obtención de las dimensiones de la fractura.

b.1) Solución Numérica. Fue preparada por Nordgren⁵ y consiste de una solución en función de tiempo y magnitudes adimensionales, las ecuaciones involucradas son las siguientes:

$$t_D = \frac{16}{\pi^2} \left[\frac{C_T^5 h_f E}{(1-\nu^2) \mu q_i^2} \right]^{\frac{2}{3}} t \quad 4.3.15$$

$$x_D = \frac{16}{\pi} \left[\frac{C_T^8 h_f^4 E}{(1-\nu^2) \mu q_i^5} \right]^{\frac{1}{3}} x_f \quad 4.3.16$$

$$w_D = \left[\frac{C_T^5 h_f E}{8(1-\nu^2)\mu q_i^2} \right]^3 w_{\max} \quad 4.3.17$$

$$Sp_D = \frac{4}{\pi} \left[\frac{C_T^2 h_f E}{(1-\nu^2)\mu q_i^2} \right]^3 - Sp \quad 4.3.18$$

donde:

t_D = Tiempo adimensional, (dato)

x_D = Longitud adimensional de la fractura.

w_D = Amplitud adimensional de la fractura calculada en la pared del pozo
(amplitud adimensional máxima medida en la pared del pozo w_{\max})

Sp_D = Pérdida inicial de fluido.

y la amplitud, promedio se puede calcular con: $\bar{w} = \frac{\pi}{4} w_{\max}$

b.2) Solución Analítica. Este procedimiento calcula la longitud de la fractura y la amplitud máxima en la pared del pozo en función de un tiempo que es dato; las ecuaciones son:

$$x_f(t) = \frac{1}{2\pi} \left(\frac{q_i}{C_T h_f} \right) t^2 \quad (4.3.19)$$

$$w_{\max}(0,t) = 1.426 \left[\frac{(1-\nu^2)\mu q_i^2}{EC_T h_f} \right]^{1/4} t^{1/8} \quad (4.3.20)$$

y la amplitud promedio es: $\bar{w} = \frac{\pi}{4} w_{\max}$ (4.3.21)

La viscosidad del fluido aceitoso (lechada aceitosa), debe corresponder a la viscosidad efectiva y puede calcularse con la siguiente expresión:

$$\mu_{ef} = \frac{K}{3} \left(\frac{q_i}{n} \right)^{n-1} \left(\frac{2n+1}{n} \right) w_{\max}^{2(1-n)} \quad (4.3.22)$$

donde:

μ_{ef} = viscosidad efectiva.

K = índice de consistencia.

n = índice de comportamiento de flujo.

En el Apéndice se encuentran los listados de los programas para calcular el coeficiente de pérdida total (C_T) y el de Geometría de Fractura usando éste modelo.

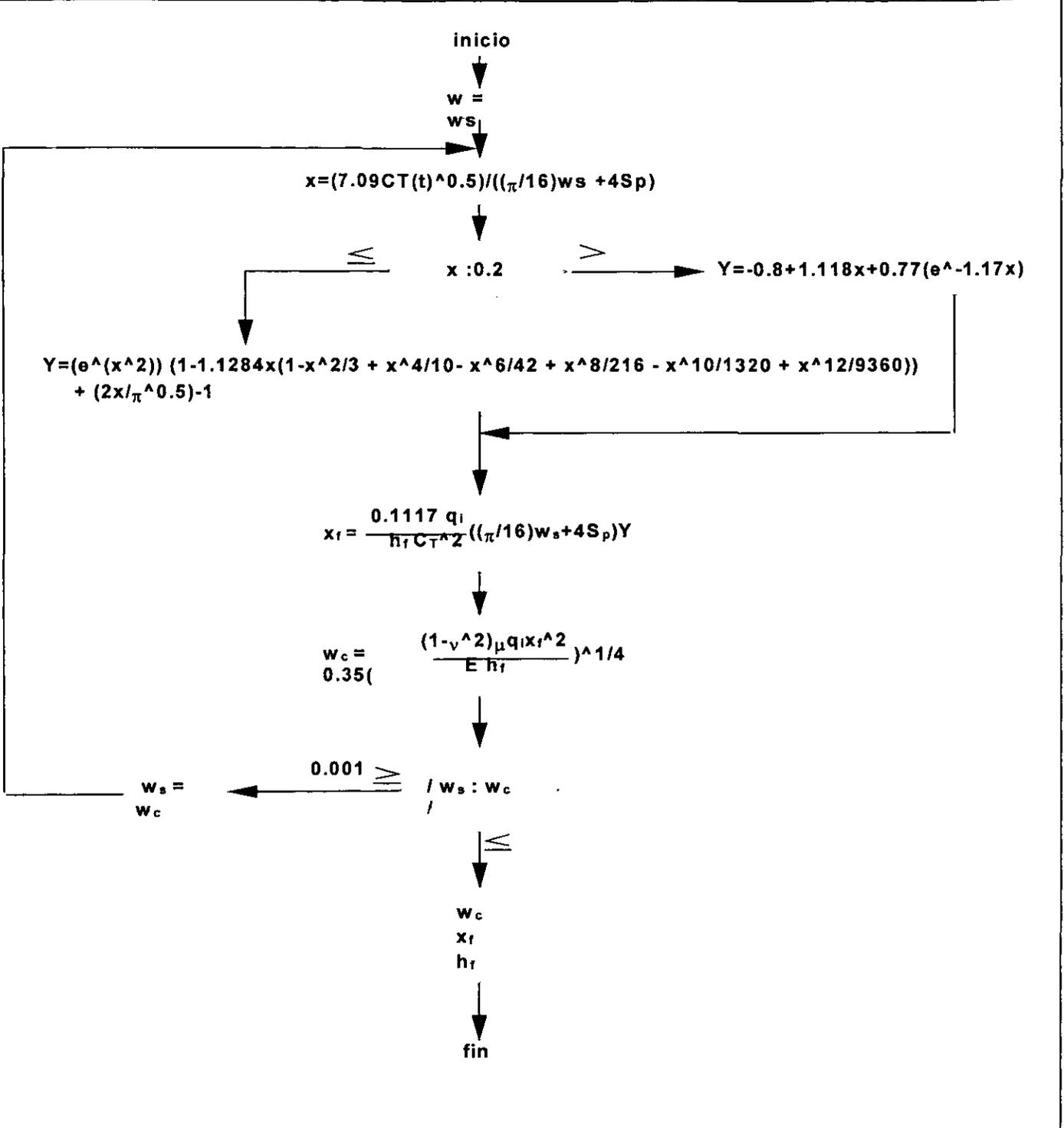


Figura 4.3.4 Diagrama de flujo para el cálculo de la geometría de la fractura

5. DISEÑO DE UNA PRUEBA PILOTO DE INYECCIÓN DE DESECHOS ACEITOSOS.

Se describen los procedimientos necesarios y regulaciones que deben cumplirse antes, durante y después de efectuados los trabajos de eliminación de recortes aceitosos y otros desechos a través del fracturamiento de formaciones subsuperficiales.

TRABAJOS PREVIOS AL FRACTURAMIENTO E INYECCIÓN DE FLUIDOS A LA FORMACIÓN.

1) Reglamentación. Previo a todo trabajo de inyección de recortes y desechos aceitosos, debe cumplirse con la reglamentación existente. En E.U.A. la responsabilidad para la aprobación de este tipo de trabajos es de la jurisdicción del Mineral Management Service (MMS)²⁵, del Departamento del Interior de los Estados Unidos de Norteamérica, (Estudios de la EPA señalan que en el Golfo de México, éste método de disposición es empleado para confinar el 20% del volumen de recortes generados por la industria petrolera). Esta agencia ha propuesto una guía⁶ para la aplicación de los trabajos la cual se reproduce a continuación.

1. Origen de los recortes, nombre del pozo, longitud perforada con lodo base aceite.
2. Volumen calculado de recortes por ser inyectados (no el volumen de lechada).
3. Procedimiento de generación de la lechada aceitosa, incluyendo el volumen de recortes por volumen de fluido acarreador (relación agua/sólidos).
4. Densidad de la lechada (gr/cm³, ó lb/gal)
5. Volumen máximo de recortes que será mantenido a bordo del equipo en todo tiempo.

6. Descripción del equipo superficial involucrado en el proceso (diagrama de flujo).
7. Gradiente de fractura calculado en la zapata de la tubería de revestimiento expuesta.
8. Máxima presión de inyección superficial.
9. Juego de registros geofísicos del intervalo propuesto para la inyección.
10. Discusión geológica del intervalo de inyección, presencia de zonas someras de hidrocarburos, fallas estructurales en el área que puedan transmitir los fluidos inyectados de regreso a la superficie.
11. El sitio de eliminación debe tener una profundidad de por lo menos 3000 pies (915 m).
12. Los fluidos de desplazamiento deben ser adecuados para la presión de poro de las formaciones expuestas.
13. Previsiones especiales requeridas para evitar los efectos de erosión sobre las tuberías de revestimiento en el punto de inyección superficial.
14. Identificación permanente del pozo usado para la inyección de recortes/desechos.

En México la inyección subsuperficial de recortes de roca convertidos en lechada, actualmente no se encuentra expresamente señalada por la Legislación, sin embargo la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente²⁶ (LEGEEPA) es el instrumento legal aplicable, por lo que cada operación requiere un permiso especial del Instituto Nacional de Ecología (INE), para obtenerlo se requiere documentar en su totalidad el proyecto de acuerdo a las instrucciones del mencionado instituto. El siguiente paso es la instalación y la operación del sitio, para lo cual el INE²⁶ a través de la Dirección General de Materiales, Residuos y Actividades Riesgosas (DGMRAR), autorizará su operación (Art. 4 Fracc. IV del Reglamento en Materia de Residuos Peligrosos - R-RP-) siempre que se cumplan los lineamientos señalados en la NOM-CRP-

007-ECOL/93²⁶, en la que se establecen las bases para la operación de confinamientos controlados de Residuos Peligrosos; además el responsable de la operación del sitio deberá de presentar a la DGMRAR, previo al inicio de actividades, un programa de capacitación del Personal responsable del manejo de los residuos peligrosos y del equipo relacionado con éste; la documentación que acredite al responsable técnico y un Programa de Atención de Contingencias (Art. 12 del R-RP).

La Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), será la encargada de vigilar el cumplimiento en las operaciones de confinamiento (Art. 61 del R-RP.).

Una vez que Pemex Exploración y Producción (PEP), deposite los residuos en el sitio de confinamiento autorizado, deberá presenta a la DGMRAR un reporte mensual en el que se indique cantidad, volumen y naturaleza de los residuos confinados, fecha de disposición final, ubicación del sitio de disposición y técnica de disposición utilizada (Art. 34 Fracc. VI del R-RP).

2) Evaluación de la Cementación. Una vez elegido el sitio de eliminación (pozo), y determinada la opción de como se inyectará la lechada (figura 4.1.7.), es importante contar con registros de calidad de cementación en las tuberías de revestimiento relacionadas con el sistema de inyección; el objetivo es verificar el perfecto aislamiento de las formaciones que no están involucradas directamente en la operación. Otro dato importante que se obtiene con estos registros es la determinación de la cima real del cemento en el espacio anular entre tuberías de revestimiento, este dato es muy importante sobre todo si se elige la inyección anular, opción (c) figura 4.1.7.

En caso de no contar con registros de cementación, se debe revisar cuidadosamente los trabajos de cementación y en su caso se deben programar

operaciones que aseguren la hermeticidad de los espacios anulares involucrados.

3) Registros de Temperatura y Trazadores. Este registro es tomado varias veces, la primera vez en un intervalo que incluya la zona de interés para la inyección y hasta la superficie, con ello se contará con una línea base del gradiente de temperatura. Posteriormente, durante los trabajos de eliminación al tomarse nuevamente se obtendrá un indicador de la longitud vertical de la fractura a través de la cual se está inyectando fluidos a la formación. Los datos proporcionados con éste registro más los registros con trazadores constituyen un medio confiable de verificar la longitud real del intervalo fracturado a través del cual se inyectó la lechada aceitosa.

4) Litología. En base a toda la información de campo disponible, se debe efectuar un esquema que ilustre la litología presente con respecto a la profundidad en el sitio de eliminación, en él se deben especificar las formaciones atravesadas, su descripción litológica e indicarse claramente el intervalo propuesto para la inyección y fractura, señalando además las rocas que servirán de sello. Un ejemplo de este esquema se presenta en la figura 5.1.

5) Presiones. Igual que el punto anterior, se debe contar con información gráfica de la presión de poro, gradiente del lodo de control, presión de fractura y sobrecarga, cada uno de estos datos referidos a la profundidad, un ejemplo de esto se ve en la figura 5.2.

6) Intervalo de Inyección. Es conveniente tener expresado gráficamente el punto de inyección de los desechos, junto con el estado mecánico del pozo, las áreas cementadas y debe indicarse la resistencia a la presión interna y al colapso de las tuberías de revestimiento expuestas a la presión de inyección, figura 5.3.

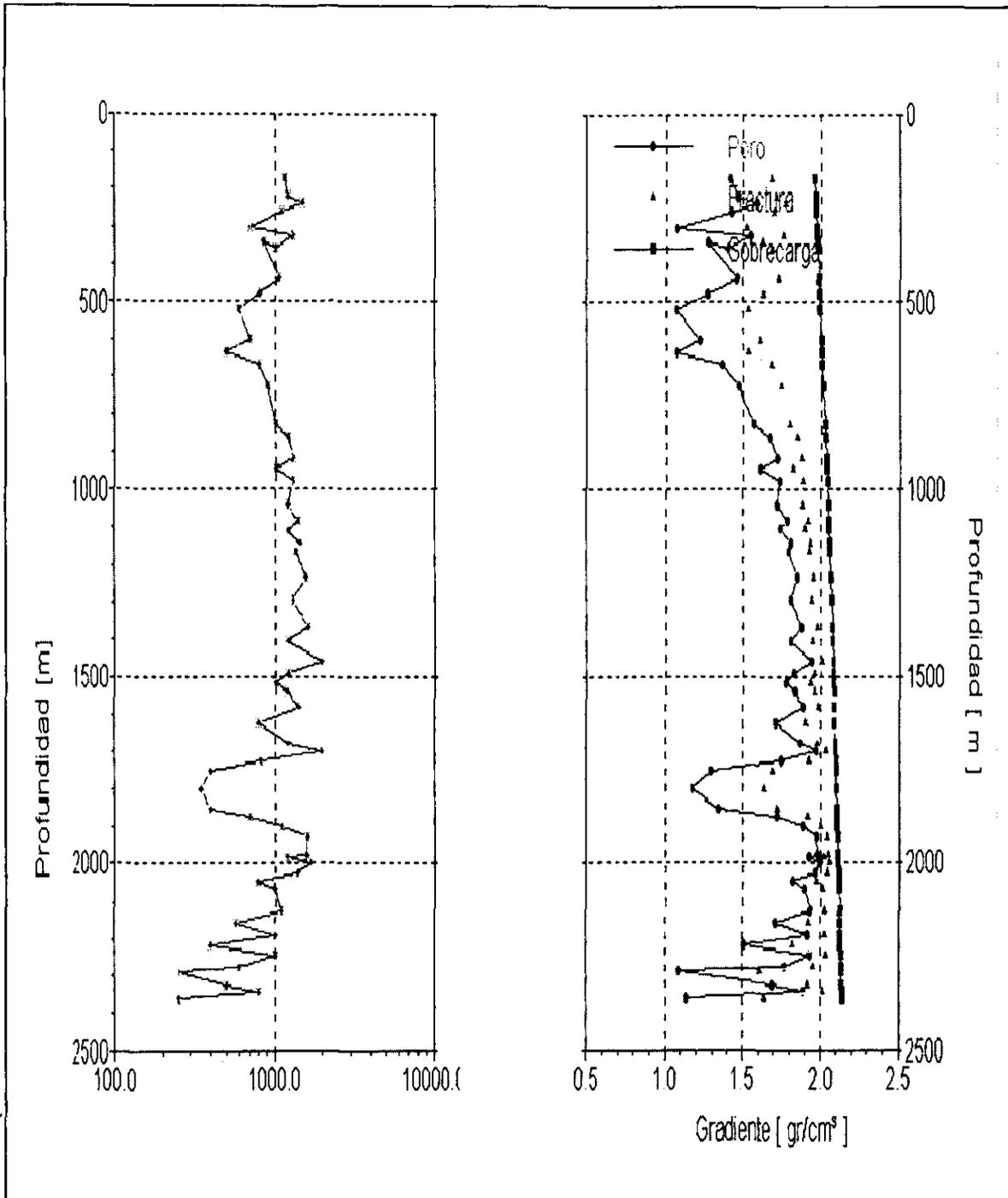


Figura 5.2, Gráfica de la presión de poro, presión de fractura y sobrecarga.

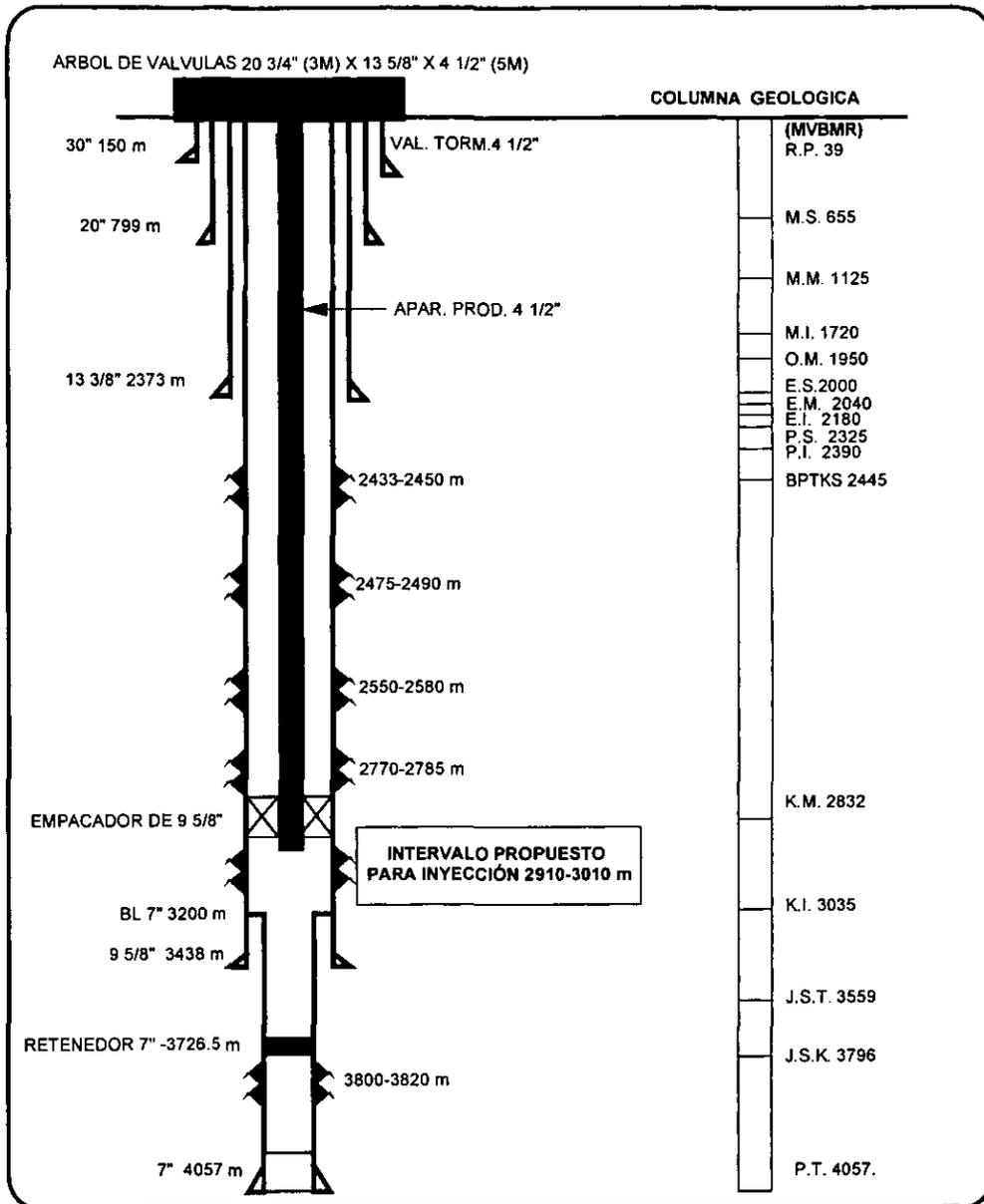


Figura 5.3 Estado mecánico de un pozo marino improductivo, propuesto para la inyección de lechada generada con recortes.

7) Creación de las fracturas. En base a lo expuesto en el punto 4.3 y el uso de los programas presentados en el Apéndice o algún otro paquete comercial, se pueden obtener gráficas de las dimensiones de las fracturas y del volumen de eliminación. Los datos para la simulación y obtener los datos anteriores se deberán de tener en forma tabulada, la tabla 5.1 es un ejemplo, en ella se puede ver la información de los fluidos y de la roca elegida para fracturar asimismo la de las capas adyacentes y de la lechada aceitosa; en ésta tabla también se indica la fuente de cada uno de los datos.

DATOS PARA CALCULAR COEFICIENTES DE PÉRDIDA

	PROPIEDAD	DATO	UNIDADES	FUENTE
01	Porosidad de la Formación		fracción	Laboratorio Yacimientos
02	Compresibilidad de la Formación		(psi ⁻¹)	Laboratorio Yacimientos
03	Viscosidad del fluido de la Formación		(cp)	Laboratorio Yacimientos
04	Permeabilidad al fluido por inyectar		(Darcy)	Laboratorio Yacimientos
05	Diferencial de presión esperada		(psi)	Ingeniero Proyecto
06	Viscosidad del fluido por inyectar		(cp)	Laboratorio Perforación
07	Permeabilidad al fluido de la formación		(Darcy)	Laboratorio Yacimientos
08	Pendiente de la curva de pérdida de fluido vs raíz cúbica del tiempo		(cm ³ /t ^{0.5})	Laboratorio Yacimientos
09	Área de flujo de la prueba sobre el núcleo de formación.		(Cm ²)	Laboratorio Yacimientos

DATOS PARA CALCULAR LA GEOMETRÍA DE LA FRACTURA

	PROPIEDAD	DAT O	UNIDADES	FUENTE
01	Volumen de Inyección		(Galones)	Ingeniero Proyecto
02	Gasto de Inyección		(bl/min)	Ingeniero Proyecto
03	Altura de la Fractura = espesor de estrato de interés, bien confinado		(pies)	Ingeniero Proyecto
04	Viscosidad del fluido por inyectar		(cp)	Ingeniero Proyecto
05	Coefficiente de pérdida de fluido (total)		(pie/min ^{0.5})	Cálculo Anterior
06	Pérdida Inicial (spurt loss)		(gal/pie ²)	Laboratorio Yacimientos
07	Relación de Poisson		(Adimensional)	Laboratorio Yacimientos
08	Módulo de Young de la formación		(psi ⁻¹)	Laboratorio Yacimientos
09	Método seleccionado			
	Perkins-Ker Ajuste Numérico ó simplificado		-	Ingeniero proyecto
	Geertsma-De Klerk (amplitud supuesta)		(pulgadas)	Ingeniero Proyecto

Tabla 5.1 Datos para calcular la geometría de las fracturas durante la inyección.

TRABAJOS EFECTUADOS DURANTE LA OPERACIÓN DE INYECCIÓN DE FLUIDOS A LA FORMACIÓN.

1) Reportes. En el sitio de inyección se debe contar con un “Reporte Diario de Inyección de la Lechada de Recortes Aceitosos”, en el deben quedar asentados datos relevantes tal como:

- Profundidad
- Tipo de roca cortada
- Propiedades de la lechada inyectada
- Información de la inyección (Presión, Gasto, Volumen bombeado)

Estos puntos se pueden registrar en la forma mostrada en la tabla 5.2. De forma integral, diariamente debe de actualizarse el volumen de desechos por eliminar, ya que este volumen puede cambiar al modificarse el programa de perforación del pozo y/o de las actividades generadoras de materiales contaminantes incluidos en la lechada.

Con la información anterior es posible efectuar balances de masa volumétricos y así obtener las cantidades de agua, aceite y sólidos contenidos en la lechada inyectada, tabla 5.2.

POZO #	VOLUMEN TOTAL Els	VOLUMEN SOLIDOS +/- 80% Els	VOLUMEN INYECTADO Els	AGUA		ACEITE		SOLIDOS		OTROS FLUIDOS INYECTADOS Els	OBSERVACION
				Els	%	Els	%	Els	%		
TOTAL			Σ	Σ	Σ	Σ	Σ	Σ	Σ	Σ	
TOTAL DE FLUIDO INYECTADO			Σ+							Σ=	Σ

Tabla 5.2 Datos que se deben registrar diariamente, durante la inyección de recortes convertidos en lechada.

Roca Fuente 1 =	100 % del volumen de un cilindro de diámetro igual a la barrena(s) utilizada(s) en el intervalo considerado.
Roca Fuente 2 =	Es el 80 % del valor de la Roca Fuente 1, el 20 % perdido corresponde a la reducción en volumen por la molienda de recortes (pérdida de porosidad).
Lechada Inyectada =	Barriles totales inyectados por día, tomados del reporte diario.
Volumen de aceite =	Es el calculado diariamente utilizando una retorta.
Volumen de Agua =	Es el volumen de lechada inyectado menos el volumen de aceite y sólidos. El porcentaje de agua es el volumen de agua dividido entre el volumen de lechada y multiplicado por 100.
Volumen de Sólidos	Se obtiene usando una retorta.

Desviaciones fuertes entre los valores obtenidos de volumen de roca fuente 1 y 2 pueden ser debidos a descalibre del agujero, sólidos finos disueltos en el fluido de control, o el porcentaje de disminución adjudicado a la pérdida de volumen (20 %) puede ser inadecuado para el tipo de formación procesada.

2) Gráficas. Del Reporte Diario de inyección o a tiempo real deben graficarse los datos de presión de inyección vs tiempo, por pozo, con el objetivo de poder observar el comportamiento y tendencia de ésta y poder señalar límites de trabajo. Otros datos que pueden graficarse son el porcentaje y volúmenes de sólidos inyectados.

3) Desgaste del Cabezal. El desgaste del cabezal ocasionado por la inyección superficial de fluido conteniendo sólidos ha sido estudiado por la firma de ingenieros consultores Det Norske Veritas Industry y publicado en el artículo de

Gunnar Sirevag y Arthur Bale⁷. Resultando en una ecuación que representa la relación entre el desgaste por erosión, la velocidad y el contenido de sólidos; siendo valida únicamente para lechadas con viscosidad funnel de más de 40 segundos.

$$E = 1.1 \times 10^{-5} \times C \times t \times V^{2.1} \quad 5.1$$

E = Máximo desgaste por erosión, (mm)

C = Concentración de arena obtenida de una prueba API, (%)

t = Tiempo de inyección, (hr)

V = Velocidad de inyección, (m/seg)

Consideraciones:

- La diferencia entre los tipos de acero de los cabezales comunes, no es significativa.
- La arena usada en los experimentos es representativa de los recortes del campo (Mar del Norte).
- La máxima penetración de la erosión ocurre en ángulos de impacto entre 20° y 30°.
- La geometría de la zona erosionada tiene la misma rugosidad.
- No se hace corrección por viscosidad funnel alta.

En los estudios experimentales⁷ realizados en el Mar del Norte se observó que la velocidad de la lechada en el espacio anular, para un cabezal con orificio de entrada de 40.08 mm (1 37/64 pulg) debe ser menor a 2 m/seg equivalente a bombear 159 lt/min (1 BPM) y la viscosidad funnel entre 60 y 120 segundos, con ello se evita el desgaste excesivo por erosión. La aplicación de la formula 5.1 para cada caso en particular, permite conocer el límite de inyección de acuerdo a un desgaste predeterminado del cabezal.

TRABAJOS POSTERIORES AL FRACTURAMIENTO-INYECCIÓN DE FLUIDOS A LA FORMACIÓN.

1) Registro con Trazador. Este tipo de registro puede tomarse en cualquier tiempo durante la operación, en caso de presentarse situaciones que indiquen alguna anomalía o a manera de comprobación del diseño de fracturamiento y para cumplir con alguna reglamentación oficial que así lo indique. Este registro junto con los de temperatura sirven para detectar la zona de inyección y definen el intervalo de confinamiento de los desechos aceitosos. Se recomienda que un registro trazador se tome al inicio de las inyecciones y otro al final de los trabajos.

2) Taponamiento y Abandono. Una vez que los trabajos de inyección han concluido, se debe proceder al taponamiento del pozo, espacio anular o disparos según la opción elegida. Para ello se puede recurrir al taponamiento convencional con cemento o con tapones mecánicos. El fluido utilizado para quedar dentro del pozo, debe tener por lo menos la densidad de control calculada con la presión de formación más un margen de seguridad. La presión en la superficie debe ser chequeada con frecuencia regular para detectar a tiempo cualquier anomalía. En caso de requerirse, se puede programar un registro de cementación para confirmar la efectividad del taponamiento y conocer la cima real. Como ya se indicó previo al abandono, se debe de instalar un manómetro y una identificación permanente que revele que área fue utilizada como vía de inyección de desechos contaminantes.

5.1 EQUIPO SUPERFICIAL.

El equipo para procesar e inyectar la lechada aceitosa, es similar al utilizado en la inyección somera de fluidos y que ha sido empleado en México (Región Marina), cambiando un poco en cuanto a la potencia de la bomba triplex utilizada para la inyección y a la inclusión de dispositivos de molienda de los recortes para lograr que estos sean lo más finos posibles, así como equipos extractores de aceite de los recortes. El equipo básico para la generación e inyección de la lechada aceitosa es el siguiente:

1. **Banda Colectora.** Consiste de una o varias bandas recuperadoras de los recortes de formación y lodo, que son eliminados por todos los equipos de control de sólidos instalados normalmente en el equipo de perforación. Sirven para transportar estos desechos contaminantes hacia el paquete de procesamiento.
2. **Paquete de Procesamiento de los Recortes.** En esta sección los recortes y otros desechos contaminantes son transformados en un fluido bombeable que se denomina lechada aceitosa. La ubicación del paquete dependerá de las capacidades propias de cada equipo de perforación; en términos generales un paquete de procesamiento tiene dimensiones de: 3 metros de ancho, 3 metros de largo y 6 metros de alto y con un peso aproximado de 10 toneladas vacío; las partes de este paquete son:
 - Tanque primario de mezclado.
 - Molino (s).
 - Equipo Ultrasónico.
 - Bombas alimentadoras.
 - Tanque de lechada.
 - Bombas centrífugas.
 - Tanque de almacenamiento.
 - Bomba triplex inyectora.

Las funciones de cada uno de estos elementos se describen brevemente a continuación y en la figura 5.4 se muestra la ubicación y el sentido del proceso de generación de la lechada aceitosa.

Tanque primario de mezclado. Tiene capacidad aproximada de 17 barriles, en el se mezclan los desechos sólidos con agua de mar, de formación o dulce según sea el caso, en esta etapa se procura obtener una mezcla homogénea, para ello cuenta el tanque con un agitador mecánico para mantener los recortes en suspensión. Este tanque alimenta al siguiente elemento del paquete que es: **Molino (s).** En esta etapa se procesa la mezcla de agua y recortes, reduciendo el tamaño de la fase sólida a nivel de finos, algunos equipos producen partículas del orden de 200 micras.

Equipo Ultrasónico.- Resulta ser más eficiente que la molienda mecánica, consiste en exponer a los recortes a ondas sónicas que provocan la fragmentación de éstos y en pruebas de laboratorio se han alcanzado hasta tamaños de partícula de 50 micras.

Bombas alimentadoras. Generalmente son bombas centrífugas que sirven para llevar la mezcla de agua y sólidos del tanque primario hasta el molino o equipo ultrasónico.

Tanque de lechada. Tiene capacidad para 20 barriles de lechada, en él se recibe la mezcla de agua y recortes proveniente de los molinos o del equipo ultrasónico. Aquí, es posible agregar cantidades de agua necesarias a fin de homogeneizar la mezcla y afinar sus propiedades de densidad y viscosidad para obtener el producto final que es la “lechada de inyección”. Además cuenta con un sistema de recirculación en caso de que la lechada no tenga aún las características requeridas, el volumen detectado es retornado al tanque primario de mezclado.

Bombas centrífugas. Se instala el número necesario de bombas centrífugas para conseguir que el proceso de generación del fluido de inyección y su

bombeo al pozo sea continuo. Con estas bombas se transfiere el fluido de inyección del tanque de lechada al tanque de almacenamiento.

Tanque de almacenamiento. En este tanque se almacena la lechada aceitosa antes de su inyección al pozo, tiene una capacidad de 150 barriles.

Bomba triplex inyectora. Es una bomba hidráulica (por ejemplo una Gardner Denver PE-5 ó PZ-8) con válvula de seguridad que puede ser calibrada a la presión necesaria para trabajar con seguridad. La ubicación de esta bomba debe adecuarse para descargar directamente al pozo con el mínimo de conexiones para evitar pérdidas de presión y puntos de posible fuga.

Consola de Control. Los equipos modernos de inyección de fluidos cuentan con este dispositivo en el que se puede contar con un indicador de niveles de los tanques, densidad de la lechada en cada etapa del proceso, medidor de gasto y volumen manejados, detector de funcionamiento de los dispositivos eléctricos, la presión en la succión y descarga de la bomba triplex inyectora, además de registradores gráficos de cada una de estos parámetros.

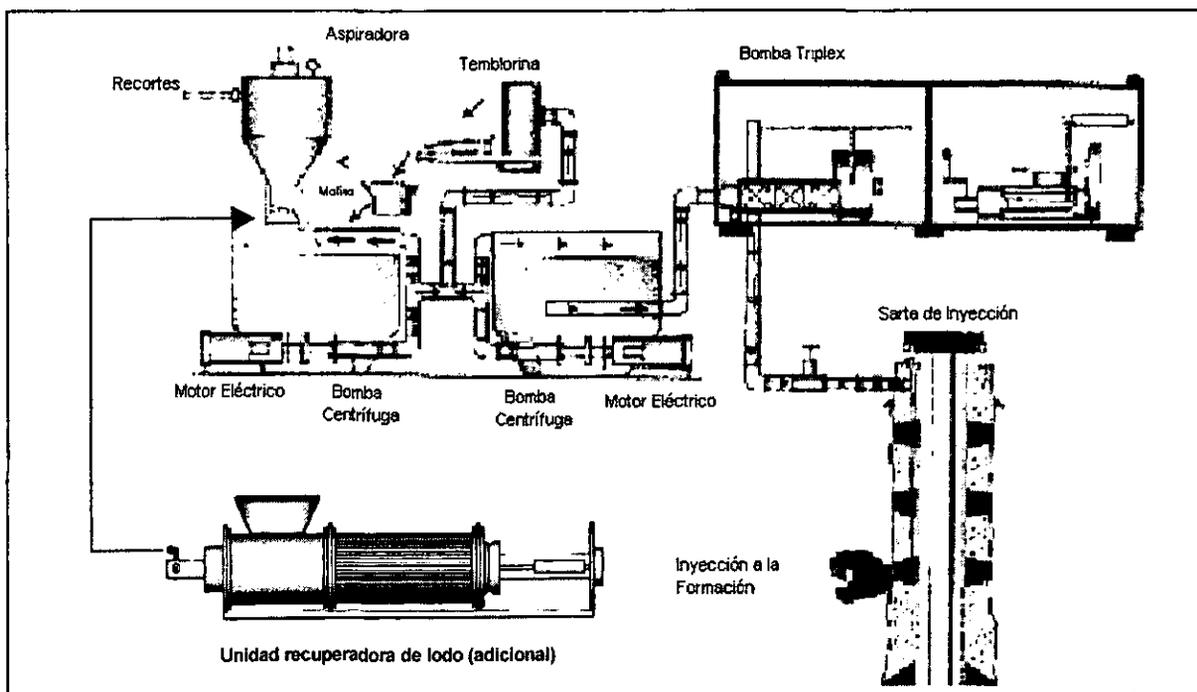


Figura 5.4 Diagrama del equipo para la inyección de recortes.

CAPACIDAD DEL EQUIPO SUPERFICIAL.

Los equipos utilizados para inyectar recortes⁸ están diseñados con los aditamentos mencionados anteriormente y tienen capacidad para manejar hasta 15 toneladas de recortes aceitosos por hora, lo que representa poder operar hasta en un agujero en perforación con barrena de diámetro de 17 1/2 pulgadas donde la velocidad de penetración sea de 30.5 metros por hora, esto equivale a 732 metros por día. Con respecto a la capacidad de almacenamiento de 150 barriles, es suficiente para ocupar un espacio pequeño y sin embargo es suficientemente grande para retener los recortes generados en la etapa de 8.5 pulgadas por 2 o tres días.

PERSONAL.

Para operar el equipo, es necesario un ingeniero que supervise el funcionamiento del equipo y es responsable de que la inyección de la lechada aceitosa se realice bajo los procedimientos de operación y las especificaciones determinadas, además debe ser el encargado del reporte diario de inyección y de la recolección de los datos.

Al inicio de las operaciones, para la instalación y puesta en marcha del equipo, son necesarios cuatro operadores y a medida que el proyecto se normaliza sólo se requiere de dos operadores, con excepción de la etapa de 17 1/2 pulgadas donde es posible que se requiera de cuatro operadores, debido al volumen grande y continuo de recortes generados.

5.2 CARACTERÍSTICAS DE LA LECHADA ACEITOSA.

Las características de la lechada aceitosa, es uno de los aspectos fundamentales de la inyección con éxito de contaminantes por medio del fracturamiento de formaciones profundas. De sus características depende la creación de la fractura y la propagación "controlada". Al igual que en caso del fracturamiento hidráulico convencional, el fluido que servirá de punto de lanza

durante el inicio del fracturamiento deberá tener baja viscosidad y el fluido subsecuente tendrá una viscosidad suficiente para que favorezca la extensión de la fractura, además de cumplir con las siguientes funciones:

1. Mantener abierta y propagar la fractura.
2. Transportar en suspensión a los sólidos de desecho.
3. Ser el medio de transferencia de la energía de presión superficial.

A diferencia del fracturamiento hidráulico convencional, la eficiencia en la inyección de la lechada aceitosa dependerá de confinar el fluido inyectado en la fractura y después debido a que la presión de cierre de la fractura es mayor que la presión en la fractura, la lechada aceitosa deberá perderse en la formación. Es conveniente que la magnitud de la pérdida de fluido sea grande y eso dependerá de la permeabilidad de la roca, de la presencia de fracturas naturales y a la ausencia de aditivos controladores de pérdida de fluido.

Reología de la Lechada Aceitosa.

La Reología de la lechada es importante, sin embargo no es un parámetro que requiera grandes inversiones debido a que no se requieren aditivos especiales, recordando que la lechada es un fluido de desperdicio y los parámetros que interesa controlar son la densidad y la viscosidad, y estos son regulados con la adición de agua o materiales sólidos contaminantes según se requiera.

En pruebas de campo⁸ se ha observado que la lechada generada solamente con recortes aceitosos y agua es estable y capaz de mantener los sólidos en suspensión, sin embargo si se presentara el caso de asentamiento de sólidos, es posible agregar bentonita prehidratada para solucionar el problema. Por lo tanto la bentonita es el único aditivo opcionalmente requerido para mantener a la lechada aceitosa con condiciones de fluidez y bombeable.

Composición. Es conveniente efectuar retortas diarias o por bache de lechada aceitosa inyectada, para conocer exactamente los valores de contenido de agua, aceite y sólidos. Se recomienda tener un promedio de 25 % de sólidos finos y no disminuirlo por debajo del 16 % ya que en pruebas de campo⁸ se ha observado una drástica disminución en la capacidad de suspensión de la lechada de partículas sólidas.

Densidad. La densidad de la lechada aceitosa dependerá de tipo de roca que se este perforando, sin embargo la relación 1:4 (sólidos vs agua de mar) según pruebas realizadas es la que permite obtener una lechada bombeable. La densidad deseada se afina a través de diluir agua de mar en la lechada o agregando material sólido de desecho. La densidad de la lechada aceitosa deberá ser mayor al valor de la presión de formación de la roca que se desea fracturar.

Viscosidad. Para efectos de bombeabilidad, la lechada generada debe tener una viscosidad Funnel en el rango de 50 a 100 segundos, el ajuste de esta propiedad también se obtiene agregando agua o materiales sólidos según sea el caso. En experimentos de campo⁸ se ha observado que a valores mayores de 100 segundos, la presión de bombeo superficial también se incrementa con las consecuencias conocidas.

Calidad. La calidad de la lechada es función del correcto manejo de las propiedades anteriores y también del resultado de su riqueza en la cantidad de sólidos finos, con ello se logran los siguientes beneficios:

- * Si la lechada contiene sólidos finos se vuelve estable y se elimina el riesgo de asentamientos en los tanques de procesamiento, en las tuberías de trabajo o dentro del pozo. Con ello se elimina el uso de viscosificantes.

- * Al tener la lechada aceitosa con densidad suficientemente alta (mayor al valor de la presión de formación) se logrará reducir la presión superficial de inyección.
- * Existe una relación directa entre la densidad de la lechada y la disminución del volumen total manejado de lechada, reduciéndose también el tiempo de bombeo y el volumen de fractura.
- * Como consecuencia de lo expuesto en el punto anterior se reduce la erosión del equipo superficial (bombas, cabezal, tubería de trabajo).
- * Al convertir los recortes en partículas finas, se genera una área de contacto mayor entre los sólidos y los líquidos por lo tanto, se tiene capacidad para absorber mayor cantidad de aceite libre.
- * Una lechada aceitosa consistente y con sólidos muy finos reduce el riesgo de taponamiento o puenteo de la zona de inyección (cara de la fractura) o de cualquier otra reducción al flujo del sistema, incluso de las gargantas de los poros de la formación que están aceptando la inyección de fluidos más allá de las paredes de la fractura.
- * La presencia de concentraciones altas de sólidos preferentemente finos, permite que la lechada pueda ser inyectada en fracturas angostas (inducidas o naturales).

La Tabla 5.2.1 integra diferentes valores reales de las propiedades de la lechada de recortes aceitosos obtenida por diferentes investigadores.

Densidad (gr/cm ³)	Viscosidad Plástica (cp)	Viscosidad aparente (cp)	Viscosidad Marsh (seg)	Punto de Cedencia (lb/100 pie ²)	Tamaño (micras)	(%) Aceite	(%) sólidos	Investigador
1.1-1.50	25-30	85-90		120-130	<100	15-20		Glabsbee et al, 1998
1.5		50-100			<300			Brakel et al, 1997
1.35-1.42			50-65		220			Minton/Secoy 1992
1.17-1.38			42-110		220	4-14	12-26	Minton/Norge, 1996
1.50-1.70			50-100		<300	10-20	15-40	Schut, 1993
1.04			50-70		<300	6	11-15	Crawford/Lescarboursa, 1993
1.5	30			19	<200		30-50	Ferguson/minton, 1993
1.13-1.49			50-80	20-25	<100	0.5-2.0	20-30	Reddoch et al, 1995
1.15-1.32	5-20	10-70		10-120	<50	2.0-4.0	11-22	PEMEX/IMP

Tabla 5.2.1 Propiedades de la lechada de recortes, casos reales.

Hidráulica.

Para efectuar la operación de inyección y fracturamiento con la lechada aceitosa es necesario conocer:

- Propiedades reológicas de la lechada.
- Características físicas del pozo inyector.
- Características del equipo superficial de inyección.
- Presión superficial de tratamiento.
- Pérdidas de presión por fricción.
- Potencia.

La presión superficial de inyección (P_s), no debe exceder al presión máxima permisible (P_{pe}), fijada por las características de resistencia a la presión de las tuberías de revestimiento, cabezales y equipo superficial de bombeo.

Una vez definida la alternativa para realizar la operación de inyección de la lechada aceitosa, (figura 4.1.7), se debe efectuar un balance de presiones en el sistema con lo que se determinará la presión en la superficie (P_s), que será indispensable conocer para determinar la potencia necesaria del equipo superficial.

Balance.

$$P_s = P_f + \Delta P_f + \Delta P_p - \Delta P_h \quad 5.2.1$$

P_s = Presión en la superficie.

P_f = Presión requerida para desarrollar la fractura.

ΔP_p = Caídas de presión por fricción a través de los disparos*.

ΔP_h = Presión hidrostática de la lechada aceitosa.

ΔP_f = Caídas de presión por fricción. (en el sistema)

* Depende del sistema de inyección.

P_f es la presión para extender la fractura, se obtiene de una prueba de inyectividad o con la siguiente expresión, que involucra el conocimiento del gradiente de fractura y la profundidad de la cima de la formación donde se inyectará la lechada.

$$P_f = G_f \cdot D \quad 5.2.2$$

ΔP_f depende de la geometría de inyección de la lechada, de la reología y del gasto de operación. Se recomienda el empleo de las ecuaciones propuestas por Monicard⁵ para calcular las caídas de presión por fricción y la potencia hidráulica en superficie (en el sistema internacional de unidades), y que a continuación se reproducen, éstas han sido programadas para su aplicación de acuerdo al sistema de inyección seleccionado.

Caso 1. Inyección de fluido newtoniano a través de un tubo.

$$R_e = \frac{dv\rho}{\mu} \quad 5.2.3$$

R_e = Número de Reynolds.

- d = Diámetro interno de la tubería.
 v = Velocidad de flujo ($v = v(q)$, $v = q / \text{área de flujo}$)
 ρ = Densidad del fluido.
 μ = Viscosidad del fluido.

Si $R_e < 2100$ el flujo es laminar y se puede usar la ecuación de Fanning:

$$\Delta P_f = \frac{32Dv\mu}{d^2} \quad 5.2.4$$

y si $R_e > 2100$ el flujo es turbulento y se puede usar la siguiente ecuación:

$$\Delta P_f = \frac{0.10Dv^{1.8}\mu^{0.2}\rho^{0.8}}{d^{1.2}} \quad 5.2.5$$

Caso 2. Inyección de fluido newtoniano a través de un espacio anular.

$$R_e = \frac{0.8165(d_o - d_i)v\rho}{\mu} \quad 5.2.6$$

- d_o = Diámetro interno de la tubería exterior.
 d_i = Diámetro exterior de la tubería interior.

Si $R_e < 2100$ el flujo es laminar y la caída de presión es:

$$\Delta P_f = \frac{48Dv\mu}{(d_o - d_i)^2} \quad 5.2.7$$

y si $R_e > 2100$ el flujo es turbulento y se puede usar la siguiente ecuación:

$$\Delta P_f = \frac{0.127 D v^{1.8} \mu^{0.2} \rho^{0.8}}{(d_o - d_i)^{1.2}} \quad 5.2.8$$

Caso 3. Inyección de fluido no-newtoniano a través de un espacio anular.

$$R_e = \frac{d v \rho}{\mu_e} \frac{4n}{3n+1} \quad 5.2.9$$

$$\mu_e = k \left(\frac{8v}{d} \frac{3n+1}{4n} \right)^{n-1} \quad 5.2.10$$

μ_e = Viscosidad equivalente

k = Índice de consistencia

v = Velocidad de flujo

d = Diámetro interior de la tubería

n = Índice de comportamiento de flujo.

Si $R_e < (3470 - 1370 n)$ el flujo es laminar y la caída de presión es:

$$\Delta P_f = \frac{32 D v \mu_e}{d^2} \frac{3n+1}{4n} \quad 5.2.11$$

Si $R_e \geq (3470 - 1370 n)$ el flujo es turbulento y la caída de presión es:

$$\Delta P_f = \left(\frac{2CDv^{2-b}\rho^{1-b}}{d^{1+b}} \right) \left[\mu_e^b \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^b \right] \quad 5.2.12$$

donde: $C = \frac{\log n + 2.5}{50}$

$$b = \frac{1.4 - \log n}{7}$$

Caso 4. Inyección de fluido no-newtoniano a través de un espacio anular.

$$R_e = \frac{0.8165(d_o - d_i)v\rho}{\mu_e} \frac{3n}{2n+1} \quad 5.2.13$$

$$\mu_e = k \left(\frac{12v}{d_o - d_i} \frac{2n+1}{3n} \right)^{n-1} \quad 5.2.14$$

Si $R_e < (3470 - 1370 n)$ el flujo es laminar y la caída de presión es:

$$\Delta P_f = \frac{48Dv\mu_e}{(d_o - d_i)^2} \frac{2n+1}{3n} \quad 5.2.15$$

Si $R_e \geq (3470 - 1370 n)$ el flujo es turbulento y la caída de presión es:

$$\Delta P_f = \left(\frac{2CDv^{2-b}\rho^{1-b}}{\left[0.8165(d_o - d_i) \right]^{1+b}} \right) \left[\mu_e^b \left(\frac{2n+1}{3n} \right)^b \right] \quad 5.2.16$$

donde:
$$C = \frac{\log n + 2.5}{50}$$

$$b = \frac{1.4 - \log n}{7}$$

La ΔP_p (caída de presión por fricción en los disparos), -opcional- se debe calcular mediante un balance de energía mecánica, ecuación de Bernoulli.

$$\Delta P_p = \frac{\rho q^2}{1.345 g_c A_p^2} \quad 5.2.17$$

donde: g_c = factor de conversión de masa y fuerza.

A_p = Área de los disparos ($A_p = N_p \pi/4 d_p^2$).

N_p = Número de disparos en la tubería.

d_p = Diámetro de los disparos.

La ΔP_h (carga hidrostática de la lechada aceitosa), se calcula de la siguiente manera:

$$\rho_m = \frac{\rho + C_g}{1 + \frac{C_g}{\rho_g}} \quad 5.2.18$$

$$\Delta P_h = \frac{g}{g_c} \rho D \quad 5.2.19$$

donde: C_g = Concentración de sólidos.
 ρ_g = Densidad de los sólidos.

Potencia Hidráulica en Superficie, (Hh). El cálculo de este parámetro nos determinará el tamaño del equipo superficial de bombeo y de manera indirecta esto representa un alto porcentaje del costo del equipo y de la operación de fracturamiento.

$$Hh = P_s q \quad 5.2.20$$

$$\text{ó} \quad Hh [\text{h.p.}] = 0.0245 P_s [\text{psi}] q [\text{b.p.m.}] \quad 5.2.21$$

5.3 VIDA ÚTIL DEL POZO DE INYECCIÓN.

El pronóstico de tiempo de vida útil del proyecto esta en función directa del volumen total de desechos que quieren eliminarse o por la determinación de una frontera para el crecimiento longitudinal de la fractura, y esta longitud también esta relacionada a un volumen. El desarrollo del proyecto puede también truncarse por otros problemas, como son el obturamiento de alguna parte del sistema de inyección o por un desgaste excesivo del cabezal del pozo. Por lo que la planeación del pozo y la correcta selección de la formación receptora de la lechada generada con recortes, es muy importante para el éxito del proyecto.

En la realidad la capacidad de almacenamiento subsuperficial es mayor que el valor volumétrico de las dimensiones de la fractura, ya que en toda el área expuesta de la formación, se genera migración de fluidos y sólidos finos a través de los espacios porosos y permeables.

6. ANÁLISIS ECONÓMICO.

El éxito operativo de cualquier empresa depende del uso racional de los recursos, las empresas petroleras deben realizar la explotación de los recursos naturales no renovables en una forma efectiva y sustentable, desarrollando y utilizando tecnologías y procesos ambientalmente adecuados y evitando daños a los ecosistemas o a otros recursos naturales. La industria petrolera nacional debe mejorar la efectividad y eficiencia en sus procesos, aprovechando de la mejor manera posible los recursos no renovables, aumentando la eficiencia energética y reduciendo y disponiendo los desechos generados en formas ecológicamente aceptables.

En la industria petrolera y específicamente en una plataforma de perforación costa fuera, los contaminantes que se generan producto de sus operaciones son: recortes de perforación, material químico, aguas residuales, fluidos de perforación, aceites lubricantes gastados y los propios hidrocarburos, así como ácidos y agua mezclada con diesel, además del agua congénita producida de los pozos.

Por tal motivo, es necesario encontrar alternativas para eliminar estos contaminantes. Este es el caso de la recuperación y eliminación de recortes de formación en la perforación de pozos marinos con fluidos de emulsión inversa elaborados en base al diesel que es un hidrocarburo altamente contaminante, así como de los recortes generados durante la perforación de la zona productora con lodos base agua, ya que estos recortes están naturalmente impregnados de hidrocarburos. Para lograr lo anterior se propone usar la técnica de confinamiento de recortes mediante su inyección en pozos improductivos y sin utilidad alguna.

En México y específicamente en campos marinos se ha utilizado el método de Estabilización y Confinamiento hasta el año de 1988 y el método de Desorción

Térmica, vigente hasta la fecha, ambos implican altas erogaciones por concepto de logística marina y terrestre.

Los estudios muestran que la inyección de recortes en pozos improductivos, es el sistema que más beneficios presenta cuando es considerado el medio ambiente, la seguridad y la economía. Los beneficios de la inyección subsuperficial de desechos aceitosos son:

- Eliminación total y segura de los recortes y desechos de un equipo de perforación.
- Disminución sustancial de los costos actuales para la disposición de recortes de formación por la reducción de la logística marina y eliminación de la terrestre.
- Reducción sustancial de tiempos de espera en equipos perforando con fluidos base aceite.
- Se utilizaría para inyectar agua producida, y en una segunda fase los productos resultantes de estimulaciones.

BENEFICIO ECONÓMICO

La aplicación de los servicios de generación de lechada con recortes de perforación y desechos aceitosos para su disposición final mediante la inyección subsuperficial, tiene el beneficio económico intrínseco en la reducción de tiempos de perforación por esperas, y en la reducción de gastos de operación por logística y técnicas de confinamiento más costosas; además de minimizar las pérdidas por producción diferida. A continuación se muestra una comparación económica de las diferentes técnicas usadas en la Región Marina de PEMEX, para el confinamiento de recortes de perforación, donde se puede observar el beneficio económico al usar la técnica de inyección subsuperficial.

TÉCNICA	COSTO (\$/TON.)	*COSTO PROMEDIO POR POZO (\$)
INYECCIÓN (molienda)	175	127,750
INYECCIÓN (ultrasonido)	365	266,450
DESORCIÓN TÉRMICA	1693	1'235,890
ESTABILIZACIÓN Y CONFINAMIENTO	1385	1'011,050

* SE TIENE UN PROMEDIO DE 730 TONELADAS PRODUCIDAS POR POZO, MEDIDAS EN CAMPO.

Tabla 6.1 Técnicas de disposición de recortes de formación, costos por tonelada y estimación para un pozo marino.

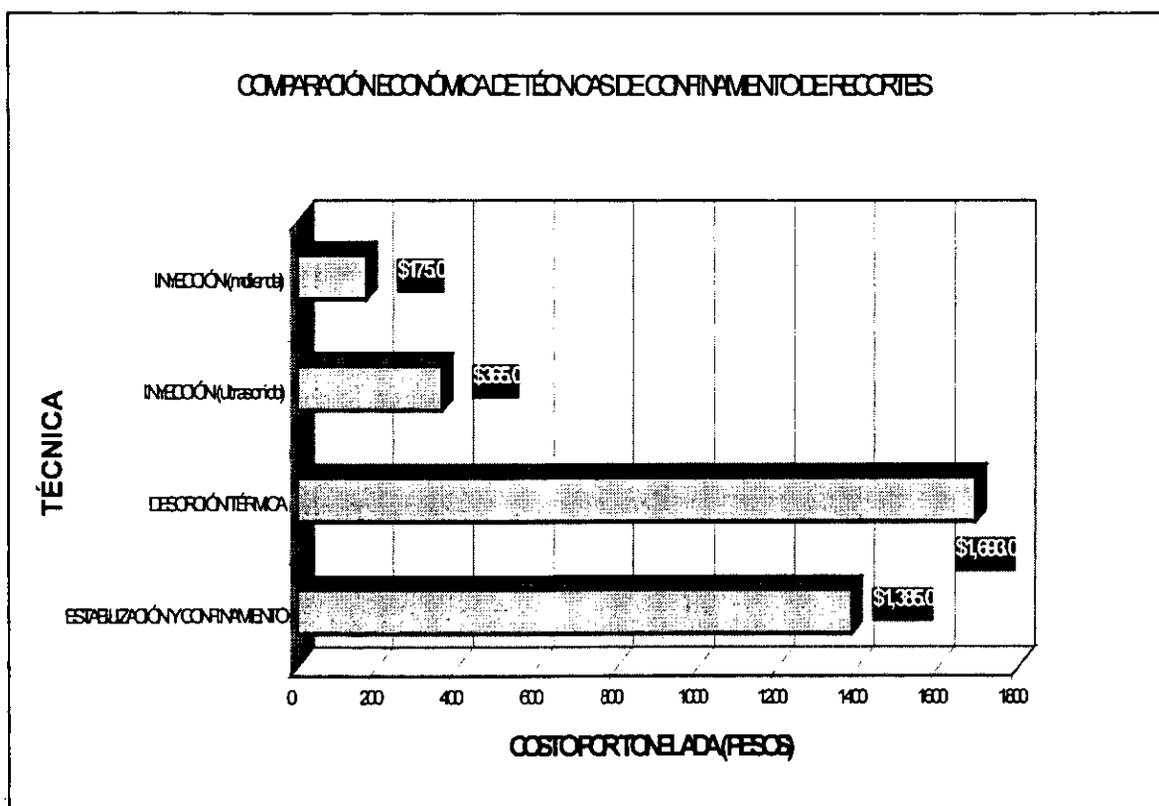


Figura 6.1 Gráfica del costo por tonelada de las diferentes técnicas para la disposición de recortes de formación impregnados de hidrocarburos.

COSTO PROMEDIO POR POZO DE LAS ALTERNATIVAS PARA LA ELIMINACIÓN DE DESECHOS

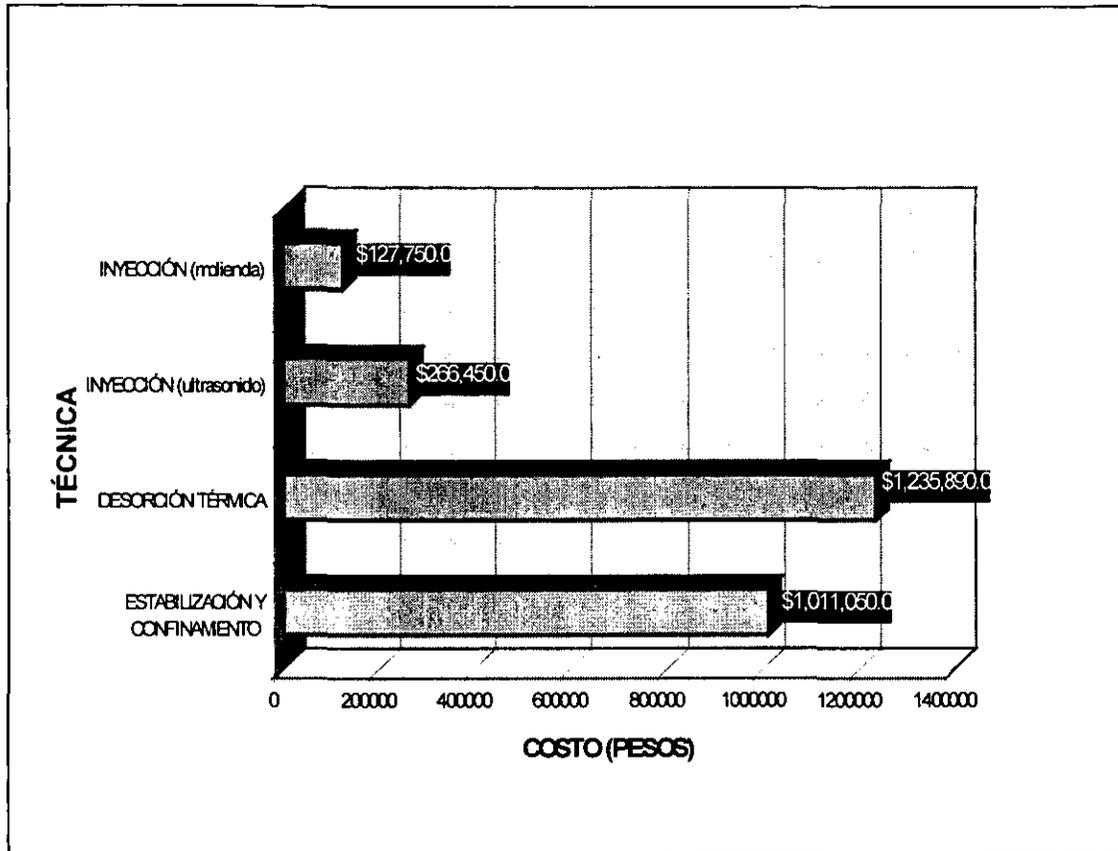


Figura 6.2 Gráfica del costo promedio por pozo, de las diferentes técnicas para la disposición de recortes de formación impregnados de hidrocarburos.

Como se puede apreciar la técnica de inyección tiene un costo máximo de 365 pesos por tonelada de recortes confinados, y considerando que se producen en promedio 730 toneladas de recortes por pozo, esto representa un costo de 266,450 pesos por pozo, mientras que la de desorción térmica y la de estabilización tienen un costo de 1693 y 1385 pesos por tonelada que se traducen en 1'235,890 y 1'011,050 pesos por pozo que representan un 79 % y 74 % más respectivamente.

CARACTERÍSTICAS	MÉTODOS		
	CONFINAMIENTO	DESORCIÓN TÉRMICA	INYECCIÓN
ECONÓMICAS*	82 %	100 %	22 %
ECOLÓGICAS	Pueden presentarse derrames y/o contaminación durante su transportación marina o terrestre. Causa daño en el lugar de confinamiento final.	Pueden presentarse derrames y/o contaminación durante su transportación marina o terrestre. Provoca contaminación atmosférica por generación de gases durante el proceso.	Prácticamente no existe contacto de los residuos con el medio ambiente. Quedan confinados a tal profundidad que no afectan acuíferos, ni se manifiestan en superficie.
LOGÍSTICAS	Requiere transportación vía marítima y terrestre al lugar de confinamiento final. Contenedores especiales. Continuos paros por falta de embarcaciones. Lugar especial para el confinamiento final.	Requiere transportación vía marítima y terrestre de la localización al lugar de tratamiento. Contenedores especiales. Continuos paros por falta de embarcaciones.	Disposición in-situ. Considerando los ritmos de generación de recortes actuales no existe limitación por manejo volumétrico. Minimización de logística marina y eliminación de la terrestre.

*Porcentajes con respecto al costo del método más caro.

Tabla 6.2 Características de las tres principales alternativas para la disposición de recortes.

Como se observa, el proceso más económico es el de inyección de recortes, entonces esta ventaja debe ser reforzada con una buena planeación y un diseño eficiente de la tecnología de inyección. Se hace entonces necesario encaminar los esfuerzos a optimar la parte técnica de este proceso.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

CONCLUSIONES.

1. La toxicidad de los recortes y otros desechos aceitosos provenientes de las operaciones de exploración y explotación del petróleo ha sido plenamente medida en todos los ambientes, y su disposición final es necesaria se realice de manera segura. La inyección de éstos a través de fracturas inducidas hidráulicamente en formaciones geológicamente estables es un medio de confinación que cumple con las requisitos técnicos y su aplicación es válida de acuerdo con el Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección del Ambiente en Materia de Residuos Peligrosos, cubriendo los requerimientos del Instituto Nacional de Ecología.
2. Se desarrolló un programa de cómputo que calcula la geometría de la fractura, mediante los métodos de Khristianovich-Geertsma-De Klerk y Perkins-Kern-Nordgren.
3. El fracturamiento de formaciones subsuperficiales e inyección de recortes aceitosos y otros desechos convertidos en lechada es un proceso viable técnica y económicamente, debido a que se tiene un ahorro del 78% con respecto a la Desorción Térmica y del 74% con respecto a la Estabilización y Confinamiento.
4. El uso de trazadores radioactivos y otros registros convencionales constituyen un método confiable para identificar el sitio donde se generó la fractura y por añadidura donde la lechada aceitosa penetró a la formación.
5. Con objeto de prevenir el taponamiento en cualquier punto del sistema de inyección, la calidad de la lechada debe mantenerse en rangos óptimos, el tamaño y la distribución de las partículas, la densidad, la viscosidad, el porcentaje de sólidos son características que requieren observación continua para su mantenimiento.

6. La erosión al cabezal, a las tuberías de revestimiento o a cualquier otro componente superficial, no debe de ser problema si la lechada generada esta formada por partículas finas bien distribuidas y se manejan gastos moderados - ésto se logra generando lechadas con alta concentración de sólidos muy finos, lo que reduce el volumen total y por ende el tiempo de inyección-.
7. Para solucionar algún problema de precipitación de sólidos se requerirá la adición de bentonita prehidratada.
8. Un incremento continuo de la presión de inyección indica que la lechada aceitosa está obturando los conductos porosos (gargantas) de la formación o a la misma fractura.

RECOMENDACIONES.

1. Para mantener en buen estado la trayectoria de inyección y en especial las fracturas, debe procurarse la inyección periódica de baches de agua (agua de mar), los que funcionan como baches lavadores.
2. La operación y eficiencia del equipo superficial debe ser revisada diariamente.
3. El encargado de operar el equipo debe ser un ingeniero que supervise el funcionamiento del equipo y que sea responsable de que la inyección de la lechada aceitosa se realice bajo los procedimientos de operación y las especificaciones determinadas.
4. Todas las actividades realizadas deben ser documentadas.
5. Si existen pozos cercanos al inyector, se deben observar las presiones de operación y reportarse cualquier cambio.
6. Una vez concluidos los trabajos es necesario dejar permanentemente identificado el pozo inyector.
7. Actualizar periódicamente la metodología desarrollada en éste trabajo, con la finalidad de su actualización y optimización.

NOMENCLATURA

α_1	=	Mínimo esfuerzo horizontal	$\begin{bmatrix} F \\ L^2 \end{bmatrix}$
α_2	=	Máximo esfuerzo horizontal	$\begin{bmatrix} F \\ L^2 \end{bmatrix}$
α_3	=	Esfuerzo vertical	$\begin{bmatrix} F \\ L^2 \end{bmatrix}$
σ	=	Esfuerzo normal	$\begin{bmatrix} F \\ L^2 \end{bmatrix}$
τ	=	Esfuerzo cortante	$\begin{bmatrix} F \\ L^2 \end{bmatrix}$
δ	=	Deformación unitaria longitudinal	[adim.]
ε	=	Deformación unitaria axial	[adim.]
ν	=	Relación de Poisson	[adim.]
E	=	Módulo de elasticidad	$\begin{bmatrix} F \\ L^2 \end{bmatrix}$
G	=	Módulo de rigidez o de corte	$\begin{bmatrix} F \\ L^2 \end{bmatrix}$
Σ_1	=	Esfuerzo vertical total	$\begin{bmatrix} F \\ L^2 \end{bmatrix}$
Σ_2, Σ_3	=	Esfuerzo horizontal total	$\begin{bmatrix} F \\ L^2 \end{bmatrix}$
P_p	=	Presión de poro	$\begin{bmatrix} F \\ L^2 \end{bmatrix}$
σ_α	=	Esfuerzo tangencial	$\begin{bmatrix} F \\ L^2 \end{bmatrix}$
σ_r	=	Esfuerzo radial	$\begin{bmatrix} F \\ L^2 \end{bmatrix}$
$\tau_{r\alpha}$	=	Esfuerzo cortante	$\begin{bmatrix} F \\ L^2 \end{bmatrix}$
k	=	Permeabilidad	$[L^2]$
G_f	=	Gradiente de fractura	$[F/L^2/L]$
Δp	=	Incremento de presión	$\begin{bmatrix} \Delta F \\ L^2 \end{bmatrix}$
Δt	=	Intervalo de tiempo	[t]

P_{ci}	= Presión de cierre instantáneo de la fractura	$\left[\frac{F}{L^2} \right]$
x_f	= Longitud de la fractura	[L]
w	= Amplitud de la fractura	[L]
h_f	= Altura de la fractura	[L]
K_{Ic}	= Factor de intensidad de esfuerzo crítico	$\left[\frac{F}{L^2} * L^{1/2} \right]$
$P(x)$	= Presión dinámica de la fractura	$\left[\frac{F}{L^2} \right]$
V	= Velocidad de la lechada aceitosa	$\left[\frac{L}{t} \right]$
A	= Área de la sección transversal	$[L^2]$
λ	= Gasto de pérdida de fluido hacia la formación por unidad de altura (eje z)	$\left[\frac{L^3}{t} * L^{-1} \right]$
V_{ec}	= Volumen del elemento de control	$[L^3]$
v	= Pérdida de fluido hacia la formación	$\left[\frac{L}{t^{1/2}} \right]$
C_T	= Coeficiente total de pérdida de fluido	$\left[\frac{L}{t^{1/2}} \right]$
C_w	= Coeficiente de pérdida de fluido por efecto de aditivos químicos	$\left[\frac{L}{t^{1/2}} \right]$
C_v	= Coeficiente función de las características de la lechada aceitosa	$\left[\frac{L}{t^{1/2}} \right]$
C_c	= Coeficiente controlado por los fluidos de la formación	$\left[\frac{L}{t^{1/2}} \right]$
k_f	= Permeabilidad efectiva de la formación a la lechada aceitosa	[L ²]
ϕ	= Porosidad de la formación	[adim.]
μ_f	= Viscosidad de la lechada	[ML ⁻¹ T ⁻¹]
μ	= Viscosidad de los fluidos del yacimiento	[ML ⁻¹ T ⁻¹]
Δp	= Diferencia de presión en la cara de la fractura	$\left[\frac{F}{L^2} \right]$
c_f	= Compresibilidad isotérmica de los fluidos del yacimiento	$\left[\frac{F}{L^2} \right]^{-1}$
m	= Pendiente de la curva de pérdida de fluido vs. t	$\left[\frac{L^3}{t^{1/2}} \right]$
A_f	= Área de enjarre de prueba	$[L^2]$

t_D	=	Tiempo adimensional	[adim.]
λ_D	=	Longitud adimensional	[adim.]
w_D	=	Amplitud adimensional	[adim.]
S_{pD}	=	Pérdida inicial de fluido adimensional	[adim.]
S_p	=	Pérdida inicial de fluido (spurt loss)	$\left[\frac{L^3}{t} \right]$
K	=	Índice de consistencia	$[FL^{-2}t^{-1}]$
n	=	Índice de comportamiento de flujo	[adim.]
μ_{ef}	=	Viscosidad efectiva	$[ML^{-1}T^{-1}]$
g	=	Aceleración de la gravedad	$\left[\frac{L}{t^2} \right]$
E	=	Máximo desgaste por erosión en el cabezal	$[L]$
C	=	Concentración de arena en la lechada aceitosa	$[\%]$

BIBLIOGRAFIA.

1. Moschovideis, D.C. Gardner, G.V. Sund, R.W. Veatch Jr., **"Disposal of Oily Cutting by Downhole Periodic Fracturing Injections, Valhall, North Sea: Case Study and Modeling Concepts"**. SPE, Drilling & Completion, December 1994 (pag. 256-262).
2. Eduardo A. Pérez Ávila, **"Generación de Contaminantes en una Plataforma Marina de Perforación, Alternativas de Tratamiento y Disposición Final"**, Tesis, Maestría, UNAM. Facultad de Ingeniería DEPI. Marzo de 1995.
3. Clark, **"Impacts of Environmental Regulations on Drilling-Fluid Technology"**, J.P.T., September 1994, (pag. 804-809).
4. Minton, D.S. McKelvie, D.D. Caudle, R.C. Ayers Jr., J.P. Smith, J.T. Cline, Angus Duff, J.R. Blanchard, A.D. Read, **"The Physical and Biological Impact of Processed Oil Drill Cuttings: E & P Forum Joint Study"**, SPE 26750, prepared for presentation at the Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington, D.C., 4-7 October, 1992.
5. Islas Silva, **"Apuntes de Estimulación de Pozos"**, Facultad de Ingeniería División de Estudios de Posgrado, UNAM.
6. Louviere, J.A. Reddoch, **"Onsite Disposal of Rig-Generated Waste Via Slurrification and Annular Injection"**, SPE/IADC 25755, prepared for the SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, 23-25 February, 1993.
7. Gunnar Sirevag, Arthur Bale, **"An Improved Method for Grinding and Reinjecting of Drill Cuttings"**, SPE/IADC 25758, prepared for the SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, 23-25 February, 1993.
8. Wilson, Martyn Rylance, **"Fracture Mechanics Issues Relating to Cuttings Re-Injection at Shallow Depth"**, SPE/IADC, prepared for the SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, 23-25 February, 1993.
9. Dr. R.C. Minton, A. Meader, Dr. S.M. Wilson, **"Downhole Cuttings Injection Allows Use of Oil-Base Muds"**, World Oil, October 1992, (pag. 47-52).
10. Schuh, B.W. Secoy, Eric Sorrie, **"Case History: Cuttings ReInjection on the Murdoch Development Project in the Southern Sector of the North"**

- Sea*", SPE 26680, prepared for presentation at the Offshore European Conference held in Aberdeen, 7-10 September, 1993.
11. Van Der Hoek, **"New 3D Model for Optimised Design of Hydraulic Fractures and Simulation of Drill-Cutting Reinjection"**, SPE 26679, prepared for presentation at the Offshore European Conference held in Aberdeen, 7-10 September, 1993.
 12. Ferguson, R.C. Minton, **"Subsea Cuttings Injection Guide Base Trial"**, SPE 26682, prepared for presentation at the Offshore European Conference held in Aberdeen, 7-10 September, 1993.
 13. Alford, **"Zero Discharge Design Considerations for Jackup Drilling Rigs"**, SPE 23363, prepared for presentation at the First International Conference on Health, Safety and Environment held in The Netherlands, 10-14 November, 1991.
 14. Godec, G.E. Smith, and Bundhrig Kosowski, **"Impacts of Environmental Initiatives on the Cost of Producing Crude Oil and Natural Gas Supplies"**, SPE 24555 prepared for presentation at the Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington, D.C., 4-7 October, 1992.
 15. R.W. Paige, L.R. Murray, **"Re-injection of produced waater - Field experience and current understanding"**, Eurock'94, Balkema, Rotterdam. ISBN 90 5410 502 X, (pag. 731-738).
 16. Leo Rothenburg, Maurice B. Dusseault, Roman A. Bilak, Michael S. Bruno **"Waste disposal monitoring using the surface displacement field"**, Eurock'94, Balkema, Rotterdam. ISBN 90 5410 502 X, (pag. 739-745).
 17. A. Abou-Sayed, T.W. Thompson, K. Keckler, **"Safe injection pressures for disposing of liquid wastes : A case study for deep well injection"**, Eurock'94, Balkema, Rotterdam. ISBN 90 5410 502 X, (pag. 769-776).
 18. R.G. Keck, **"A Field Demonstration of Hydraulic Fracturing for Solids Waste Injection With Real-Time Passive Seismic Monitoring"**, SPE 28495, prepared for presentation at the Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in New Orleans, L.A., U.S.A., 25-28 September, 1994.
 19. Dr. R.C. Minton, **"Impacts of Environmental Initiatives on the Cost of Producing Crude Oil and Natural Gas Supplies"**, SPE 24555 prepared for

presentation at the Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington, D.C., 4-7 October, 1992.

20. Robert S. Schechter, "***Oil Well Stimulation***", Prentice Hall, Inc.
21. B. C. Craft, W. R. Holder, E. D. Graves Jr., "***Well Design, Drilling and Production***", Prentice Hall, Inc. 1962.
22. John L. Gidley, Stephen A. Holditch, Dale E. Nierode, Raph W. Veatch, "***Recent Advances in Hydraulic Fracturing***", First Printing, SPE.
23. Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte, "***Reservoir Stimulation***", Second Edition, Prentice Hall, Inc., 1989.
24. B.R. Meyer, W. Magel, "***Simulated Mini-Frac Analysis***", CIM Paper, 88-29-90, 39th Annual Technical Conference and Exhibition, June 1988, Calgary, Alberta, Canada.
25. Mineral Management Service, "***Code of Federal Regulations*** ", title 30 Vol. 2, Revised of July 1st., 1998. From de USA Government Printing Office via GPO acces. Chapter II.
26. "***Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección Ambiental (LEGEEPA)***", Publicada en el Diario Oficial de La Federación, el 28 de enero de 1998 y reformada mediante decreto el 13 de diciembre de 1996. Edición especial de mayo de 1997 autorizada a Pemex Exploración y Producción. SEMARNAP-PROFEPA.
27. "***Reglamento de la LEGEEPA en Materia de Residuos Peligrosos***" y Publicada en el Diario Oficial de la Federación, el 7 de junio de 1998.
28. "***Reglamento de la LEGEEPA en Materia de Impacto Ambiental***" Publicada en el Diario Oficial de la Federación, el 7 de junio de 1998.
29. Roger Bleir and J.J. Leuterman, "***Drilling Fluids: Making Peace With the Environment***", SPE 24553, prepared for presentation at the 67th Annual Technical Conference and Exhibition of SPE held in Washington, D.C., 4-7 October, 1992
30. EPA, "***Methods for Measuring the Acute Toxicity of Effluents and Receiving Waters to Freshwater and Marine Organism***", EPA/600/490/OZ7. 1991.

APÉNDICE A

COEFICIENTES DE PÉRDIDA DE LA LECHADA ACEITOSA

A.1 Coeficiente de pérdida de fluido que es función de las características de la lechada, C_v . De acuerdo con la figura 4.3.2., donde la lechada aceitosa es forzada contra la cara de la fractura generada hacia la formación con una presión $P(x)$ y considerando que la formación expuesta es porosa y permeable y saturada con fluidos a una presión P_{ws} se puede aplicar la Ley de Darcy:

$$v = \frac{k_f \Delta P}{\mu_f L} \quad \text{A.1.1}$$

donde:

v = Velocidad aparente de la lechada en dirección normal a la cara de la fractura generada.

k_f = Permeabilidad efectiva de la roca al la lechada aceitosa.

μ_f = viscosidad de la lechada aceitosa.

ΔP = $P(x) - P_{ws}$

L = Longitud de invasión del fluido (penetración)

si se considera la velocidad real, tomando el área libre al flujo, la velocidad deberá corregirse por la porosidad de la roca.

$$v_r = \frac{k_f \Delta P}{\mu_f \phi L} \quad \text{A.1.2}$$

y como $v_r = \frac{dL}{dt}$

$$\frac{dL}{dt} = \frac{k_f \Delta P}{\mu_f \phi L} \quad \text{A.1.3}$$

separando variables e integrando:

$$\int_0^L L dL = \int_0^t \frac{k_f}{\mu_f \phi} \Delta P dt$$

$$\frac{L^2}{2} = \frac{k_f \Delta P t}{\mu_f \phi}$$

$$L = \left[\frac{2k_f \Delta P t}{\mu_f \phi} \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{A.1.4}$$

Sustituyendo L en la ecuación inicial, tenemos que:

$$V = \frac{k_f \Delta P}{\mu_f \left(\frac{2k_f \Delta P t}{\mu_f \phi} \right)^{\frac{1}{2}}} \Rightarrow v = \left(\frac{k_f \Delta P \phi}{2\mu_f} \right)^{\frac{1}{2}} \frac{1}{\sqrt{t}} \quad \text{A.1.5}$$

Haciendo la siguiente igualdad: $\left(\frac{k_f \Delta P \phi}{2\mu_f} \right)^{\frac{1}{2}} = C_v$ y sustituyendo en la ecuación

A.1.5, se obtiene el valor del ritmo de pérdida de la lechada aceitosa hacia la formación en términos del coeficiente C_v .

$$V = \frac{C_v}{\sqrt{t}} \quad \text{A.1.6}$$

A.2 Coeficiente de pérdida como función de los fluidos de la formación, C_c . Otro de los parámetros que controlan el ritmo de pérdida de fluidos hacia la formación es la influencia del fluido presente en el medio poroso. Este fenómeno es representado por la Ecuación de Continuidad; en base a la figura 4.3.2(b), se distinguen los siguientes aspectos del fenómeno.

- El ritmo de flujo es mayor en $(x + dx)$ que en (x) debido a: 1) expansión del fluido original que fluye a un gasto (q) debido a la caída de presión entre $P + dP$ y P
2) expansión del fluido en el elemento A en el que la presión está variando a razón de $\frac{dP}{dt}$.
- Despreciando la expansión indicada en el punto 1 (anterior), se tiene que: el volumen de fluido en el elemento de control es,

$$V = A \phi dx$$

y se define:

$$dV = - \mu c_f V dP = - A \phi dx dP$$

$$dq = \frac{\partial V}{\partial a} = -A \phi c_f dx \frac{\partial P}{\partial a}$$

$$\frac{\partial q}{\partial x} = -A \phi c_f \frac{\partial P}{\partial a} \tag{A.2.1}$$

y según la Ley de Darcy; $q = -\frac{k}{\mu} A \frac{\partial P}{\partial x}$

$$\frac{\partial q}{\partial x} = -\frac{k A}{\mu} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \tag{A.2.2}$$

igualando (A.2.1) y (A.2.2) obtenemos:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\mu \phi c_f}{k} \frac{\partial P}{\partial a} = \frac{1}{\frac{k}{\mu \phi c_f}} \left(\frac{\partial P}{\partial a} \right) = \frac{1}{\eta} \left(\frac{\partial P}{\partial a} \right)$$

$$\boxed{\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{1}{\eta} \left(\frac{\partial P}{\partial a} \right)} \text{ ecuación de difusión.} \tag{A.2.3}$$

donde:

dV = Cambio de volumen debido a dP .

c_f = Compresibilidad isotérmica del fluido de la formación.

$\frac{\partial V}{\partial a}$ = Ritmo de expansión del elemento.

k = Permeabilidad efectiva de la formación y sus fluidos.

μ = Viscosidad de los fluidos del yacimiento.

η = Constante de difusividad ($k / \mu \phi c_f$).

C_c = Coeficiente de pérdida de fluido, f (desplazamiento del fluido en la formación)

ΔP = Diferencia de presión entre la cara de la fractura y la formación.

ϕ = Porosidad de la formación.

Resolviendo la ecuación (A.2.3) y relacionándola con la velocidad de entrada del fluido fracturante tenemos:

$$v = \Delta P \left(\frac{k c_f \phi}{\mu} \right)^{\frac{1}{2}} \frac{1}{\sqrt{t}}$$

y definiendo al coeficiente de pérdida controlado por los fluidos de la formación como:

$$\boxed{C_c = \Delta P \left(\frac{k c_f \phi}{\mu} \right)^{\frac{1}{2}}} \quad (\text{A.2.4})$$

por lo tanto: $v = \frac{C_c}{\sqrt{t}}$

Durante la creación de la fractura y antes de que en las paredes de ésta se forme un enjarre, se genera una "pérdida inicial", conocida en la literatura como Spurt Loss, esta es controlada exclusivamente por los dos fenómenos analizados en el punto A.1 y A.2.

Una vez que los sólidos han generado una barrera impermeable o no entre las caras de la fractura y la formación, ya no existe o se reduce drásticamente la fuga de fluidos a la formación con lo que se tendrá un mayor volumen de lechada aceitosa actuando en el desarrollo de la fractura en esta etapa dinámica del proceso.

A.3 Coeficiente de pérdida como función de los aditivos de control de pérdida de fluido, C_w . No obstante que durante el proceso de creación de la lechada aceitosa no se le agrega ningún tipo de aditivo, es posible que alguno de los elementos contaminantes (fluidos de desecho, lodos remanentes, etc.) con los que se crea la lechada, contengan aditivos que funcionen como controladores de pérdida. Para obtener el coeficiente que represente este fenómeno se aplica la Ley de Darcy al enjarre que se forma en las caras de las fracturas y considerando que el volumen de fluido perdido a través del enjarre en cualquier tiempo es proporcional al volumen del enjarre, figura 4.3.2 (c).

$$q_p = \frac{k_f A_f \Delta P}{\mu_f e} \quad (\text{A.3.1})$$

$$V_p = C A_f e \Rightarrow e = \frac{V_p}{C A_f}$$

donde:

V_p = Volumen de fluido perdido a través del enjarre.

A_f = Área de la sección transversal del enjarre.

e = Espesor del enjarre.

C = Constante de proporcionalidad.

sustituyendo e en la ecuación (A.3.1):

$$q_p = \frac{k_f A_f \Delta P}{\mu_f \frac{V_p}{C A_f}}$$

$$q_p = \frac{k_f (A_f)^2 C \Delta P}{\mu_f V_p} = \frac{dV_p}{dt} \quad (\text{A.3.2})$$

separando variables:

$$\frac{k_f (A_f)^2 C \Delta P}{\mu_f} dt = V_p dV_p$$

integrando:

$$\frac{V_p^2}{2} = \frac{k_f (A_f)^2 C \Delta P}{\mu_f} t \Rightarrow V_p = \left(\frac{2k_f (A_f)^2 C \Delta P}{\mu_f} \right)^{\frac{1}{2}} \sqrt{t} \quad (\text{A.3.3})$$

definiendo $m = \left(\frac{2k_f (A_f)^2 C \Delta P}{\mu_f} \right)^{\frac{1}{2}}$ (A.3.4)

sustituyendo m en la ecuación (A.3.3):

$$V_p = m \sqrt{t} \quad (\text{A.3.5})$$

diferenciando con respecto al tiempo la ecuación (A.3.5)

$$\frac{dV_p}{dt} = \frac{m}{2\sqrt{t}} = q_p$$

como $v = \frac{q_p}{A_f} \Rightarrow v = \frac{m}{2\sqrt{t} A_f}$

definiendo el coeficiente buscado como:

$$C_w = \frac{m}{2 A_f} \quad (\text{A.3.6})$$

por lo tanto: $v = \frac{C_w}{\sqrt{t}}$

C_w se obtiene de pruebas de laboratorio usando un filtroprensa y graficando el volumen perdido contra la raíz cuadrada del tiempo, y la pendiente de la recta ajustada sera "m", a la ordenada al origen le corresponde el valor de la pérdida inicial (spurt loss).

A.4 Coeficiente de pérdida total. C_T . Resulta de combinar los tres mecanismos anteriores.

$$C_T = \frac{C_w C_V \sqrt{C_w^2 C_V^2 + 4C_c^2 (C_V^2 + C_w^2)} - C_w^2 C_V^2}{2C_c (C_V^2 + C_w^2)} \quad (\text{A.3.1})$$

Cálculo del coeficiente de pérdida de fluido total

Permeabilidad al fluido fracturante (Darcys):	<input type="text"/>	Permeabilidad al fluido de la formación (Darcys):	<input type="text"/>
Diferencial de presión (Psi):	<input type="text"/>	Compresibilidad de la formación (Psi ⁻¹):	<input type="text"/>
Porosidad de la formación (Fracción):	<input type="text"/>	Viscosidad del fluido de la formación (CP):	<input type="text"/>
Viscosidad del fluido fracturante (CP):	<input type="text"/>	Pendiente de la recta (Gráfica) M(Cm ³ Min ^{0.5}):	<input type="text"/>
		Area de flujo de la prueba sobre el nucleo (Cm ²):	<input type="text"/>

Coefficiente CV (Pies/Min ^{0.5}):	<input type="text"/>
Coefficiente CC (Pies/Min ^{0.5}):	<input type="text"/>
Coefficiente CW (Pies/Min ^{0.5}):	<input type="text"/>
Coefficiente de pérdida total CT (Pies/Min ^{0.5}):	<input type="text"/>



Cálculo de la geometría de la fractura

Volumen de inyección (Gal):	<input type="text"/>	Coefficiente de pérdida de fluido (Pie/Min ^{0.5}):	<input type="text"/>
Gasto de inyección (BPM):	<input type="text"/>	Pérdida Inicial (Gal/Pie ²):	<input type="text"/>
Altura de la fractura (Pies):	<input type="text"/>	Relación de Poisson(Adim):	<input type="text"/>
Viscosidad del fluido (cp):	<input type="text"/>	Módulo de Young (Psi):	<input type="text"/>

Método

Perkins-Kern
 Geertsma-Deklerk

Perkins-Kern
 Simplificado

Amplitud de la fractura (Pg):

Amplitud de la fractura (Pg):	<input type="text"/>
Longitud de la fractura (Pies):	<input type="text"/>



Introducir volumen de inyección. NUM

```

LPRINT *****
LPRINT **          PROGRAMA PARA DETERMINAR EL COEFICIENTE DE PERDIDA DE FLUIDO TOTAL          **
LPRINT *****
LPRINT **
LPRINT          DATOS
LPRINT *****
INPUT "PERMEABILIDAD AL FLUIDO FRACTURANTE(DARCYS):"; PRMFF
LPRINT "PERMEABILIDAD AL FLUIDO FRACTURANTE(DARCYS):"; PRMFF
INPUT "DIFERENCIAL DE PRESION(PSI):"; DPRS
LPRINT "DIFERENCIAL DE PRESION(PSI):"; DPRS
INPUT "POROSIDAD DE LA FORMACION (FRACCION):"; POR
LPRINT "POROSIDAD DE LA FORMACION (FRACCION):"; POR
INPUT "VISCOSIDAD DEL FLUIDO FRACTURANTE(CP):"; VISFF
LPRINT "VISCOSIDAD DEL FLUIDO FRACTURANTE(CP):"; VISFF
INPUT "PERMEABILIDAD AL FLUIDO DE LA FORMACION(DARCYS):"; PRMF
LPRINT "PERMEABILIDAD AL FLUIDO DE LA FORMACION(DARCYS):"; PRMF
INPUT "COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACION(PSI^-1):"; CMPF
LPRINT "COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACION(PSI^-1):"; CMPF
INPUT "VISCOSIDAD DEL FLUIDO DE FORMACION(CP):"; VISRF
LPRINT "VISCOSIDAD DEL FLUIDO DE FORMACION(CP):"; VISRF
INPUT "PENDIENTE DE LA RECTA (GRAFICA) M(CM^3/MIN^0.5):"; M
LPRINT "PENDIENTE DE LA RECTA (GRAFICA) M(CM^3/MIN^0.5):"; M
INPUT "AREA DE FLUJO DE LA PRUEBA SOBRE EL NUCLEO(CM^2):"; ARAP
LPRINT "AREA DE FLUJO DE LA PRUEBA SOBRE EL NUCLEO(CM^2):"; ARAP
'*****
'CALCULOS
'*****
'FILTRACION CONTROLADA POR LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE
  CV = .0469 * ((PRMFF * DPRS * POR / VISFF) ^ .5)
'FILTRACION CONTROLADA POR LAS PROPIEDADES DE LA FORMACION Y SUS FLUIDOS
  CC = .0374 * DPRS * ((PRMF * CMPF * POR / VISRF) ^ .5)
'FILTRACION CONTROLADA POR LOS ADITIVOS PAR PERDIDA DE FLUIDO
  CW = .0164 * M / ARAP
'COEFICIENTE DE PERDIDA DE FLUIDO COMBINADO
CT = (CW * CV * ((CW ^ 2 * CV ^ 2 + 4 * CC ^ 2 * (CV ^ 2 + CW ^ 2)) ^ .5) - CW ^ 2 * CV ^
2) / (2 * CC * (CV ^ 2 + CW ^ 2))
LPRINT *****
LPRINT **
LPRINT          RESULTADOS
LPRINT *****
LPRINT "COEFICIENTE CV(PIES/MIN^0.5):"; CV
LPRINT "COEFICIENTE CC(PIES/MIN^0.5):"; CC
LPRINT "COEFICIENTE CW(PIES/MIN^0.5):"; CW
LPRINT "COEFICIENTE DE PERDIDA TOTAL CT(PIES/MIN^0.5):"; CT
END

```

```

PROGRAMA PARA EL CALCULO DE LA GEOMETRIA DE LA FRACTURA EN DOS
DIMENSIONES UTILIZANDO LOS MODELOS DE PERKINS-KERN (PKN) Y DE
GEERTSMA-DEKLERK (GDK)
*****
DATOS
*****
INPUT "VOLUMEN DEL TRATAMIENTO(GAL)"; VT
LPRINT "VOLUMEN DEL TRATAMIENTO(GAL)"; VT
INPUT "GASTO DE INYECCION(BPM)"; RATI
LPRINT "GASTO DE INYECCION(BPM)"; RATI
INPUT "ALTURA DE LA FRACTURA (PIES)"; HTHF
LPRINT "ALTURA DE LA FRACTURA (PIES)"; HTHF
INPUT "VISCOSIDAD DEL FLUIDO(CP)"; VISF
LPRINT "VISCOSIDAD DEL FLUIDO(CP)"; VISF
INPUT "COEFICIENTE DE PERDIDA DE FLUIDO(PIE/MIN^0.5)"; CT
LPRINT "COEFICIENTE DE PERDIDA DE FLUIDO(PIE/(MIN^0.5))"; CT
INPUT "PERDIDA INICIAL(GAL/PIE^2)"; SPL
LPRINT "PERDIDA INICIAL(GAL/PIE^2)"; SPL
INPUT "RELACION DE POISSON(ADIM)"; MU
LPRINT "RELACION DE POISSON(ADIM)"; MU
INPUT "MODULO DE YOUNG(PSI)"; E
LPRINT "MODULO DE YOUNG(PSI)"; E
TI = VT / (42 * RATI)
INPUT "MODELO A UTILIZAR: GDK(1) O PKN(2)"; FLG1
IF FLG1 = 1 THEN
LPRINT "*****"
LPRINT " * CALCULO DE LAS DIMENSIONES DE LA FRACTURA MODELO GEERTSMA - DEKLERK * "
LPRINT "*****"
INPUT "AMPLITUD DE FRACTURA SUPUESTA(PG)"; WTHS
LPRINT "AMPLITUD DE FRACTURA SUPUESTA(PG)"; WTHS
10 X = 7.09 * CT * (TI ^ .5) / ((3.1416 * WTHS / 16) + 4 * SPL * .13369)
IF X > .2 THEN
Y = .77 * EXP(-1.17 * X) + 1.118 * X - .8
ELSE
Y = EXP(X ^ 2) * (1 - 1.1284 * X * (1 - X ^ 2 / 3 + X ^ 4 / 10 - X ^ 6 / 42 + X ^
8 / 216 - X ^ 10 / 1320 + X ^ 12 / 9360)) + (2 * X / (3.1416 ^ .5)) - 1
END IF
LTHF = (.1117 * RATI * ((3.1416 * WTHS / 16) + 4 * SPL * .13369) * Y) / (HTHF * CT ^ 2
)
WTHC = .35 * (((1 - MU ^ 2) * VISF * RATI * LTHF ^ 2) / (E * HTHF)) ^ .25
DEL = ABS(WTHC - WTHS)
IF DEL < .0001 THEN
WTHF = WTHC
ELSE
WTHS = WTHC
GOTO 10
END IF
ELSE
LPRINT "*****"
LPRINT " * CALCULO DE LAS DIMENSIONES DE LA FRACTURA MODELO PERKINS-KERN * "
LPRINT "*****"
INPUT "METODO DE CALCULO: AJUSTE NUMERICO(1) O SIMPLIFICADO(2)"; FLG2
IF FLG2 = 1 THEN
LPRINT "METODO DE PERKINS-KERN (SOLUCION NUMERICA)"
XX = .01484 * (((1 - MU ^ 2) * VISF * (RATI / 2) ^ 5) / ((CT ^ 8) * E * HTHF ^ 4))
^ .33333
YY = .00168 * (((1 - MU ^ 2) * VISF * (RATI / 2) ^ 2) / ((CT ^ 5) * E * HTHF)) ^ .
66667
ZZ = .0135 * (((1 - MU ^ 2) * VISF * (RATI / 2) ^ 2) / ((CT ^ 2) * E * HTHF)) ^ .3
3333
TD = 60 * TI / YY
IF TD > .2 THEN
LD = .247 * TD + .24
ELSE

```