

01174 6
24



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA

Alternativas para Reducir el Impacto
Ambiental Causado por los Fluidos de
Perforación

T E S I S
Que para obtener el grado de
MAESTRO EN INGENIERIA PETROLERA
p r e s e n t a
ING. ALFONSO MORA RIOS



Director de Tesis: ING. EUSEBIO CAPITANACHI GLEZ.

México, D. F.

1998

258174

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

**ALTERNATIVAS PARA REDUCIR EL IMPACTO
AMBIENTAL CAUSADO POR LOS FLUIDOS DE
PERFORACIÓN**

DIRECTOR DE TESIS:

ING. EUSEBIO CAPITANACHI GLEZ.

ELABORO:

ING. ALFONSO MORA RÍOS

AGRADECIMIENTOS:

Es difícil en ocasiones expresar agradecimientos a las personas e instituciones que han tenido que ver con la vida y desarrollo profesional de alguien sin que se escapen algunos nombres de quienes han tenido que ver con uno mismo, sin embargo, deseo expresar mis agradecimientos a mis padres José Guadalupe Mora y Pompeya Ríos (QPD), por ser quienes me dieron la vida y la oportunidad de estudiar, a mi madre en especial por el ejemplo de superación constante inculcado siempre en todos sus hijos. A mis hermanos quienes me han apoyado moralmente en todas las cosas que he realizado. A mi esposa Linda E. Vargas e hijos Alfonso y Alejandro por su apoyo y comprensión cuando las etapas de estudio han aumentado. A mis Maestros quienes transmitieron sus enseñanzas en aprendizaje, durante todo el tiempo que he estado estudiando. A PEMEX, EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN En especial a los Ingenieros. Manuel Marcorro García, Alvaro Molina Córdoba, Luis A. Ayala Gómez, Salvador Patlan Rodríguez, Carlos Ledesama Novoa, Genaro Pérez Mejía Quienes en diferentes momentos me han brindado la oportunidad de continuar desarrollándome profesionalmente y llegar a la conclusión de este trabajo. Tampoco se puede pasar por alto a los Sr's Inspectores Técnicos de Fluidos del Depto. de Terminación y Reparación de Pozos, del Distrito Reforma Chis., quienes me auxiliaron en el desarrollo y conducción de las pruebas que se mencionan en este trabajo. Así también deseo expresar mi agradecimiento Lic. Luis Felipe Cruz, quien me oriento con sus conocimientos de informática para el desarrollo de los programas de computo, necesarios para la simulación de la tesis planteada en este trabajo.

RESUMEN

Desde los inicios de la perforación de pozos, los problemas de contaminación asociados a esta actividad, han estado presentes, sin embargo estos toman mayor importancia a medida que las autoridades ponen mas énfasis y restricciones a los desechos generados por la perforación.

Por otro lado la perforación de pozos en ambientes más difíciles hacen necesario el empleo de lodos base aceite, los cuales generan grandes cantidades de residuos, mismos que requieren de costosos tratamientos antes de ser descargados a la propia localización o centro de confinamiento para su disposición final.

Existen varios métodos de tratamiento, como el lavado de recortes, bioremediación, incineración, inyección de recortes, de encapsulación, etc. entre los que más aceptación han tenido. Los cuales dejan los recortes en niveles ecológicamente aceptables, por lo que la elección de uno u otro depende de la diferencia en costo y la capacidad de manejo para los volúmenes generados durante la perforación.

En este trabajo se presenta una metodología de análisis con la finalidad de determinar la factibilidad de aplicación de la inyección de recortes, cuidando las condiciones mecánicas del pozo; tuberías de revestimiento, integridad del colgador de TR, las dimensiones de la fractura generada por la inyección de los recortes. El análisis se lleva a cabo para cuatro pozos perforados en el campo Catedral del Distrito Reforma, Chis.

Para simular la inyección de los recortes se hicieron pruebas de laboratorio con la finalidad de generar una lechada con características reológicas que nos permitan simular las condiciones de inyección y determinar las presiones en superficie a manejar durante la inyección de los recortes. Los resultados muestran que la tubería de revestimiento no sufre daño alguno por el efecto de la inyección, que pudieran poner en riesgo la integridad del pozo, además las dimensiones de la fractura generada son pequeñas, por lo que tampoco se corre el riesgo de dañar acuíferos superficiales o generar zonas de presiones anormales, finalmente se hace una comparación de costos por la aplicación de la inyección de los recortes contra los métodos actualmente aplicados por PEMEX, como son la incineración y el transporte y confinamiento, donde se aprecian diferencias del 60% en costo, al aplicar el método de inyección de recortes.

LISTA DE TABLAS

TABLA	DESCRIPCIÓN	PAGINA
II.1	Composición, Propiedades y Toxicidades para lodos de campo. ⁴⁶	10
II.2	Pruebas de Toxicidad para Lodos preparados en Laboratorio	12
II.3	Guía para la selección del Lodo de perforación	19
III.1	Propiedades del lodo utilizando aceite recuperado antes y después de la prueba de rolado ⁷¹	22
III.2	Reducción del contenido de hidrocarburos en el suelo ³⁷	24
III.3	Reducción en la conductividad eléctrica ³⁷	24
III.4	Reducción en el contenido de Cloruros ³⁷	25
III.5	Historia de inyección de lechadas de recortes ⁷⁰	27
III.6	Posibles contaminantes en el agua y sus opciones de tratamiento ⁶⁸	28
V.1	Resultados para la preparación de la lechada de recortes a diferentes concentraciones de aditivos	55
V.2	Lecturas del viscosímetro Fann para las diferentes lechadas de recortes	55
V.3	Ajuste del modelo reológico para las lechadas de recortes	56
V.4	Datos de Campo Catedral Distrito Reforma Chis	58
V.5	Resultados de la Hidráulica para las diferentes lechadas de recortes	60
V.6	Variación del estado natural de esfuerzos por efecto de la presión y temperatura	61
V.7	Fuerza axial y carga en el cabezal para las tuberías dadas en la tabla V.4	61
V.8	Erosión del colgador para diferentes volúmenes de inyección y dimensiones de la fractura para el máximo gasto.	62

V.9	Análisis de costos de inyección de recortes contra manejo y depositación de los volúmenes de recortes por pozo.	62
A-1	Coeficientes empíricos para el cálculo de la presión de colapso	78
A-2	Valores de d,ft para el cálculo de la presión de colapso	79

LISTA DE FIGURAS

FIGURA	DESCRIPCIÓN	PAGINA
I.1	Representación esquemática de la inyección de recortes ⁴¹	4
III.1	Proceso esquemático de una planta de lavado de recortes ⁴¹	21
III.2	Proceso de inyección de recortes en el pozo ⁴¹	27
III.3	Resultados de la inyección de la lechada de recortes en el colgador de la TR ⁴¹	28
IV.1	Diagrama de cuerpo libre para determinar la tensión de una tubería	34
IV.2	Diagrama de cuerpo libre para el caso de la presión de colapso e interna	34
IV.3	Efecto de la presión externa sobre la fuerza axial	39
IV.4	Representación gráfica del Método de Going ⁸⁰	41
IV.5	Diagrama y estructura del programa de cómputo para el análisis de la inyección de recortes	49
V.1	Comportamiento reológico para un fluido Newtoniano	51
V.2	Comportamiento reológico para un fluido Plástico de Bingham	51
V.3	Comportamiento reológico para un fluido Ley de Potencias	52
V.4	Representación esquemática del movimiento de un fluido en un viscosímetro rotacional.	53
V.5	Gráfica de Diseño de la TR para el Campo Catedral Dto. Reforma, Chis.	59
V.6	Gradiente de Fractura y Formación con Asentamientos de TR's para el caso de Inyección de Recortes Propuesto	59
V.7	Comparación de Costos por Transporte Confinamiento . Incineración y la Inyección de recortes.	63
VI.1	Variación del estado natural de esfuerzos, causado por presión temperatura.	65

VI.2	Variación de la presión de colapso con el volumen de inyección	65
VI.3	Representación gráfica de los resultados obtenidos la tabla V.7	66

AGRADECIMIENTOS

RESUMEN

LISTA DE TABLAS

LISTA DE FIGURAS

I.-	INTRODUCCIÓN	1
II.-	IMPACTO AMBIENTAL CAUSADO POR LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	6
	II.1.- Introducción	6
	II.2.- Lodos Base Agua	6
	II.3.- Lodos Base Aceite	7
	II.4.- Pruebas de Toxicidad a Lodos de Perforación	9
	II.5.- Selección del Fluido de Perforación	13
	II.6.- Guía Para la Selección del Fluido	19
III	MÉTODOS DE TRATAMIENTO DISPONIBLES PARA REDUCIR EL IMPACTO AMBIENTAL POR LOS LODOS DE PERFORACIÓN	21
	III.1.- Métodos de Lavado de Recortes	21
	III.2.- Métodos de Bio-remediación	23
	III.3.- Método de inyección de Recortes en el Espacio Anular del Propio Pozo	26
	III.4.- Métodos de Tratamiento Para Desechos Líquidos Derivados de la Perforación	29

IV	INYECCIÓN DE RECORTES AL ESPACIO ANULAR EN FORMACIONES SUPERIORES DEL POZO	33
	IV.1.-La Integridad del Pozo	33
	IV.1.1.-Variaciones en los Esfuerzos por Cambios de Temperatura	36
	IV.1.2.- Variaciones en los Esfuerzos por Cambios de Presión	38
	IV.1.3.-Erosión Sufrida por el Colgador de la TR Durante la Inyección	41
	IV.2.- Dimensiones de la Fractura Hidraulicamente Inducida	42
	IV.2.1.- Orientación de la Fractura	42
	IV.2.2.- Geometría de la Fractura	44
	IV.3.- Generación de Presiones Entrampadas	47
	IV.4.- Programa de Cementación de Tuberías	48
	IV.5.- Descripción del programa de cómputo para aplicar el método de inyección de recortes como mecanismo de depositación	48
V	VALIDACION DEL MÉTODO PROPUESTO	50
	V.1.-Modelo Newtoniano	50
	V.2.-Modelo Plástico de Bingham	51
	V.3.-Modelo Ley de Potencias	52
	V.4.-Relación de los Modelos Reológicos con las Lecturas del Viscosímetro	52
	V.5.-Resultados de la Aplicación del Método de Inyección de Recortes	55

V.6.- Metodología de Análisis para la aplicación del Método de Inyección de recortes al espacio anular.	57
VI DISCUSIÓN DE RESULTADOS	64
VII.1.- Consideraciones Recomendadas para la Inyección de Recortes	66
VII CONCLUSIONES	68
NOMENCLATURA	69
REFERENCIAS	71
APÉNDICE A. - Análisis para el Cálculo de la Presión Interna y de Colapso	76
APÉNDICE B.- Listado del Programa para la Simulación de esfuerzos en la Tubería	81

CAPITULO I

INTRODUCCION

Ante la necesidad de preservar el medio ambiente, y debido a las regulaciones ecológicas que a últimas fechas han despertado un notable interés por parte de las autoridades⁷⁴, es importante dar una especial atención al problema de la contaminación causada por los fluidos de control en la perforación de pozos⁷⁵.

La respuesta del gobierno federal a dicho problema menciona que esto se remonta a 1969, cuando la entonces Secretaría de Recursos Hidráulicos realizó un estudio de la contaminación del río Lerma. Posteriormente en 1971, se promulgó la Ley Federal para Prevenir y Controlar la Contaminación Ambiental, que da una mayor importancia al mejoramiento y preservación del medio ambiente. Por este motivo se creó la Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología (S E D U E), posteriormente Secretaria de Desarrollo Social (S E D E S O L), mediante reformas a la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, publicada el 29 de diciembre de 1982 en el Diario Oficial de la Federación.

Al iniciarse la administración, Presidencial de 1988-94, dispuso la creación de la Comisión Nacional del Agua (CNA), mediante decreto publicado el 6 de enero de 1989. La acción de la CNA propone coadyuvar los propósitos y objetivos de las atribuciones de la SEDUE*.

Debido a que el problema de la contaminación de aguas y suelos estaba alcanzando límites inadmisibles, se dio lugar al derecho de descargas de aguas por parte de las autoridades.^{34,35} con el propósito de avanzar de manera acelerada con los objetivos de preservación y mejoramiento del agua. A iniciativa del Ejecutivo, el Congreso de la Unión aprobó una adición a la Ley Federal de Derechos de Descargas de Aguas, publicada en el Diario Oficial de la Federación, el 29 de diciembre de 1990, cuyo objetivo fundamental es inducir su tratamiento para preservar la calidad del agua.

Se consideran como peligrosos los residuos listados en la norma oficial mexicana NOM-001-ECOLOG-CRP/92⁷⁵ los cuales están clasificados de acuerdo a su fuente generadora, en residuos por giro industrial o por proceso, mientras que para fines de identificación y control también se deben considerar aquellos que presenten una o más de las siguientes características : Corrosividad, Reactividad, Explosividad, Toxicidad al ambiente, Inflamabilidad y biológicas e infecciosas. Determinadas según pruebas de SEDESOL P-001- AL -005⁷⁴ y de acuerdo al contaminante tóxico. Además las descargas que no cumplan con los parámetros permisibles de concentración de Demanda Química de Oxígeno (DQO) y Sólidos Suspendedos Totales (SST), o que observen por lo menos uno de los parámetros establecidos en su norma técnica ecológica , o en sus condiciones particulares de descarga (Concentración de hidrocarburos, Metales, pH, materia orgánica y cloruros) se gravaran de acuerdo al volumen que sea descargado.

Las descargas en lugares donde no se ha expedido norma técnica ecológica o condiciones particulares de descargas que rebasen 300 000 ppm de DQO o 30 000 ppm de SST, serán gravadas de acuerdo al volumen y cantidad que esos parámetros sean rebasados.

De lo anterior se observa que las regulaciones ambientales están forzando a la industria petrolera, en especial a la de Perforación a desarrollar fluidos de control que sean más seguros o menos dañinos para el medio ambiente. El uso de fluidos de Perforación (lodos base agua y base aceite), han sido afectados grandemente por estas regulaciones . Al grado tal, que la política actual de Pemex es cero descargas contaminantes.

Los lodos base aceite son ampliamente usados debido a : 1) su estabilidad reológica y propiedades de filtración a alta temperatura ; 2) sus características de lubricación que dan como resultado reducción en el desgaste de la barrena y menores puntos de cedencia , y 3) por la poca interacción con los recortes de la formación.

Inicialmente, la toxicidad de los fluidos base aceite se redujo al reemplazar el uso del diesel por aceite mineral, con menos aromáticos. Actualmente, estos lodos pueden ser usados pero no descargados en agua de ríos lagos y mares , debido a que la limpieza a los recortes es necesaria; como consecuencia, se tiene un incremento adicional en el costo de la perforación, ya que los límites de descarga de los recortes con aceite son prácticamente cero, o están severamente restringidos. Sin embargo, Pemex no ha podido dejar de utilizar dichos lodos, debido a sus ventajas sobre los de base agua, por lo que actualmente ha tomado una serie de medidas tendientes todas ellas a reducir la contaminación ambiental en áreas donde se realiza la perforación de pozos, tales como la construcción de contenedores para el confinamiento de recortes tanto base agua como aceite mientras la perforación se lleva a cabo, para su posterior transporte y tratamiento.

Al mismo tiempo se han desarrollado y mejorado los sistemas de lodos base agua estables a altas temperaturas y a condiciones de alta presión, dichos lodos estan compuestos por productos que no dañan al medio ambiente.

El empleo de lodos de emulsión inversa es necesario en algunos casos, por lo que su uso debe afrontar el problema de controlar la contaminación causada por la depositación de recortes impregnados de aceite; sin embargo, es probable que su uso predomine en algunas secciones del agujero, especialmente en pozos donde las formaciones son suaves y reactivas a los lodos base agua.

Operacionalmente, en el proceso de perforación, los recortes son acarreados hacia la superficie y separados de la corriente del fluido. Cuando se emplean lodos de emulsión inversa, los recortes retienen del 8 al 15 % de aceite en peso, por lo que si se

descargan a la localización, el daño causado puede durar varios años después de la perforación del pozo.³⁸

La cantidad de recortes generados durante la perforación dependerá de la geometría y profundidad del pozo, por lo que el costo de transporte y tratamiento de los mismos deberán de considerarse en el programa de perforación.

Las técnicas para la limpieza de los recortes con aceite residual (dejarlos a niveles menores al 1 % en peso), están aún en estudio, pero al parecer, el depositar los recortes impregnados con un grado de aceite tal que sea ecológicamente aceptable y desarrollar fluidos que no dañen al medio ambiente por medio de tratamientos son, las dos opciones que actualmente se usan a nivel mundial, de ahí que la elección de una u otra dependerá de los beneficios que en cuestión de costos representa cada una de ellas.

El equipo de limpieza de recortes, basado en la técnica de lavado centrífugo con surfactantes, se emplea en plataformas del Mar del Norte, y en especial en Noruega, mientras que en México comienza aplicarse con resultados aceptables hasta la fecha en Dos Bocas Tab, alcanzando niveles de concentración de aceite en los recortes que varía del 6 al 8 % ; aunque la tecnología existente hace bajar aún más estos niveles hasta en un 3 %. Otra técnica es la destilación térmica, en la cual se han presentado un gran número de diseños en los últimos años y estudios recientes muestran que es capaz de alcanzar niveles de 1 %, sin embargo, en la práctica los volúmenes a manejar causarían problemas para la implantación de esta tecnología.

El tratamiento más económico es la inyección de recortes al espacio anular del pozo en estratos superiores del yacimiento. Esta se ha usado exitosamente en algunos pozos de Alaska y del Golfo de México, fig.1.1.⁷⁰

Las alternativas de diseño de nuevos fluidos base agua, para reemplazar los lodos base aceite están lejos de satisfacer todas las condiciones de perforación.

Al mismo tiempo se desarrollan fluidos base aceite mineral o pseudo aceites, y se crean nuevos fluidos base agua, encaminados todos ellos a controlar las lutitas reactivas del Terciario. Uno de los primeros desarrollos fue el uso de especies poliméricas catiónicas.

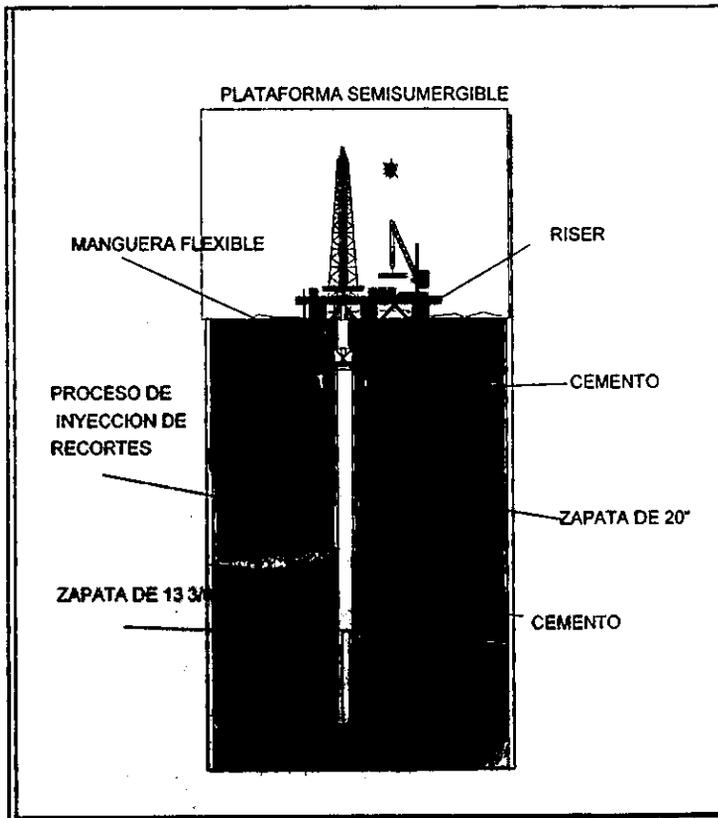


Figura No. I.1, representación esquemática de la inyección de recortes al espacio anular, en estratos superiores. (70)

Para determinar el impacto ambiental causado por los fluidos de perforación se han realizado varios estudios de toxicidad, con camarones y bacterias, encontrando que la barita y los adelgazadores en general tienen baja toxicidad, mientras que los surfactantes y los hidrocarburos son altamente tóxicos. Las tolerancias se hicieron mediante experimentos con lodo y camarones a 96 horas. El experimento consiste en determinar el punto en el cual la población de camarones se ve afectada al 50 %, con la adición de cierto tipo de aditivos o de alguno en especial, siendo ese punto el valor correspondiente al límite de concentración letal media L.C._{50%}. En general los experimentos realizados con fluidos de perforación tienen valores de L.C._{50%} inferiores al límite establecido, por lo tanto, se puede decir que son poco contaminantes aunque dependerá de la densidad del lodo y de los aditivos que contenga.

La desventaja en realizar experimentos con camarones para determinar el grado de toxicidad de un sistema de lodos, es el tiempo requerido para realizar dicha prueba, por lo que existe otro método para determinar la toxicidad de un lodo, el cual usa bacterias luminescentes, que toma aproximadamente 4 horas en realizarse, aunque se recomienda realizar ambos experimentos, para establecer una relación de toxicidad del lodo. El sistema que emplea bacterias se conoce como Microtox. En esta prueba se analiza la cantidad de luz que emiten los microorganismos antes y después de adicionar el lodo a una población de bacterias fija. Una reducción de luz refleja un deterioro en el estado de los microorganismos, lo que se traduce como presencia de material tóxico. La lectura generalmente, se obtiene después de una hora de iniciado el experimento. El valor estadístico $EC_{50\%}$ se logra por la comparación de la pérdida de luz durante la prueba, el valor $EC_{50\%}$ representa la concentración efectiva de tóxicos que causan un 50 % de disminución en la emisión de luz en las bacterias.

Experimentos realizados con camarones indican que los lodos compuestos, principalmente por barita, cromolignosulfonato, celulosa polianiónica, lignito, bicarbonato de sodio, bentonita, hidróxido de sodio y sólidos perforados como la arcilla, generalmente son poco tóxicos, debido a que en la mayoría de los casos permanecen por abajo de los límites establecidos en la norma técnica ecológica NOM-001-ECOLOG-CRP/92, aunque el contenido de SST varía según la concentración de cada uno de ellos.⁷⁵

La presencia de aceite en el lodo aumenta gradualmente la toxicidad, aunque cabe aclarar que cuando se utilizan a lodos con bajo contenido de aromáticos, ésta puede disminuirse a valores ecológicamente aceptables.

Ambas opciones, como tratamiento y desarrollo de nuevos fluidos base agua compuestos por productos que no contaminen y que presentan comportamientos similares a los obtenidos con lodos base aceite, serán discutidas en el presente trabajo, incluyendo métodos de limpieza de recortes y de lavado además de la restauración de zonas dañadas por derrames o desechos de la perforación de pozos.

Se presenta una metodología de análisis para aplicar la inyección de recortes al espacio anular en estratos superiores del pozo, cuidando la integridad del mismo (condiciones mecánicas TR y colgador), además de evaluar las dimensiones de la fractura hidráulicamente inducida, por el proceso de inyección.

Para demostrar la factibilidad de aplicación de la metodología propuesta, se hace una revisión del diseño de la tubería de revestimiento intermedia, para el Campo Catedral del Distrito Reforma Chis., Debido a ser la tubería de mayor exposición a esfuerzos por presión durante la inyección de los recortes, se analizan modelos de fracturamiento de acuerdo a las características de la roca a fin de evaluar las dimensiones y geometría de la fractura y las repercusiones que esta pudiera tener en la vida productiva del pozo o campo.

CAPITULO II

IMPACTO AMBIENTAL CAUSADO POR LODOS DE PERFORACION

II.1. Introducción

La creciente necesidad de energeticos en el mundo, ha obligado al hombre a desarrollar nuevas tecnologías para la búsqueda y obtención de mayores cantidades de hidrocarburos, debido a que los yacimientos son más difíciles de descubrir y explotar. Una de ellas, es la de fluidos de control para la perforación de pozos, sobre todo ahora que las regulaciones ambientales toman mayor importancia, originando restricciones en el uso del fluidos de control.

El fluido de control es empleado en el proceso de perforación, para limpiar el fondo del pozo y acarrear los fragmentos de roca derivados de la perforación a la superficie, para evitar el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo y mantener la estabilidad de las paredes del agujero, además de enfriar y lubricar la sarta de perforación y la barrena. Debido a la gran diversidad de formaciones atravesadas durante el proceso, se han desarrollado varios tipos de fluidos de perforación.

Generalmente, se clasifican de acuerdo con la fase continua, en líquido o gas. Los sistemas líquidos se dividen en dos grupos, llamados lodos base agua y lodos base aceite.

Los sistemas gaseosos a su vez se dividen en otros dos grupos, denominándose sistemas gaseosos y de niebla, mientras que los fluidos compuestos por mezclas de gas y líquido, en el cual la fase continua es líquido, se dividen en dos grupos : espumas y fluidos aireados. Por lo que la elección del tipo de fluido a utilizar en la perforación de un pozo tiene una marcada influencia en el volumen de recortes generados.

II.2. LODOS BASE AGUA

El agua es el componente básico de muchos fluidos de perforación, además de los aditivos y productos químicos empleados para alcanzar las propiedades del lodo deseadas, tales como densidad, viscosidad, pérdida de filtrado y de salinidad entre otras. Estos lodos base agua se clasifican en lodos inhibidos y no inhibidos.

Los lodos en los que se emplea poco material químico, se conocen como no inhibidos . Se utilizan principalmente en perforaciones someras, donde las formaciones

tienen baja permeabilidad, Ejemplos de estos lodos son :lodos naturales, con arcillas, dispersos y con bajo contenido de sólidos.

Un lodo base agua inhibido es aquel en el cual la capacidad de hidratación de las arcillas se reduce grandemente. Esta acción de disminuir la capacidad de hidratación de las arcillas está acompañada por la adición de dispersantes al lodo. Algunos ejemplos de lodos no dispersos o inhibidos son :los lodos lignosulfonatados, cálcicos, y los de alta salinidad.

Otro factor a considerar es el equipo de separación de sólidos, desde hace mucho tiempo, este ha sido utilizado para remover las partículas perforadas y ayudar a mantener las propiedades del lodo, con un costo mínimo de aditivos. Si los sólidos no son separados, se acumularán ; por lo tanto, se incrementa la viscosidad del lodo, lo que reduce el ritmo de perforación, y aumenta su costo. Al incorporarse los sólidos perforados, se incrementa también el espesor del enjarre, con lo que el riesgo de pegaduras por presión diferencial aumenta.

Algunos sólidos pueden separarse mediante el uso de defloculantes, que reducen las fuerzas entre las partículas y ayudan a controlar el esfuerzo gel y la viscosidad.

La separación de partículas de lutitas y materiales pesados no es eficiente cuando se usan bajas concentraciones de dispersantes y defloculantes en lodos, tales como los sistemas salados y los poliméricos.

El factor económico en la separación de sólidos se complica cuando los desperdicios del lodo y / o sólidos deben ser manejados y depositados en tierra, este es el caso de perforación marina. En algunos casos, el costo por depositación de los sólidos excede al costo del mismo lodo ; por ejemplo, el promedio de operaciones costa afuera, en Estados Unidos de Norte América, es del orden de 28 dólares por barril para los sólidos y de 22 dólares por barril para el lodo, mismos que incluyen manejo almacenamiento y transporte (41). En México este costo es variable para operaciones en tierra debido a que se estima por km recorrido.

11.3 LODOS BASE ACEITE

Cuando la fase continua del fluido de perforación es un hidrocarburo líquido, se denomina lodo de aceite o base aceite. En este tipo de lodos se utiliza el diesel, como fase continua debido a su baja flamabilidad y a sus características de viscosidad relativamente estables con respecto a las variaciones de temperatura y presión . Aunque recientemente, se han desarrollado varios aceites minerales, menos tóxicos, los cuales tienen características similares .

Las aplicaciones más comunes de estos fluidos son :

- Perforación de formaciones con alta temperatura.
- Perforación de formaciones salinas, anhidrita, carnalita y de lutitas hidrofílicas.
- Perforación de formaciones que contienen H₂S o CO₂.
- Perforación de formaciones dañadas fácilmente por lodos base agua.
- En el control de la corrosión.
- En perforación direccional y en pozos de diámetro reducido.
- En formaciones con presiones anormales.
- Para evitar presiones de surgerencia y suabeo excesivas al sacar o introducir tuberías en el pozo.

Los fluidos de perforación base aceite se han empleado de una u otra forma desde que se introdujo la perforación rotatoria en la industria petrolera en 1919¹. La incorporación de agua emulsionada dió lugar a algunos beneficios como el control del filtrado y del enjarre; por otro lado, con niveles de agua altos en la fase continua del lodo, el peligro de incendio disminuye.

Las emulsiones inversas, se preparan al agrega un aditivo emulsificante, un agente para el control del filtrado para alta temperatura, agua y un agente viscosificante para proporcionar un adecuado esfuerzo gel, un surfactante que cambie la mojabilidad, preferentemente por aceite, material densificante y cloruro de calcio o sodio para inhibir las propiedades del lodo en la fase acuosa.

A mediados de los años 60's, se encontró que los tratamientos al lodo con aminas y lignitos podían emplearse en el control del filtrado¹⁰, y con el avance tecnológico, en la preparación de las emulsiones inversas y la introducción de una gran variedad de surfactantes no iónicos¹¹, se inició su comercialización en los años 70's

Debido al efecto tóxico que ocasionado por el diesel y a la contaminación ambiental producida entre 1980 y 81, se introdujo aceite mineral con la finalidad de utilizarse como fase continua del lodo, tratando de tener un menor efecto tóxico que el diesel⁽⁴⁾, sin embargo sus desechos no pueden descargarse en ríos o mares, por lo que la limpieza de los recortes es necesaria.

II.4 PRUEBAS DE TOXICIDAD A LODOS DE PERFORACION^{41,46}

Se hicieron experimentos con camarones en lodo de campo para determinar el grado de toxicidad de los aditivos que componen al lodo como son: barita, cromolignosulfonato, celulosa polianiónica, bicarbonato de sodio, bentonita, asfaltos sulfonados y sólidos perforados, los resultados muestran efectos poco tóxicos en la población de camarones.

El valor de LC 50 % a 96 horas, para los lodos estándar del campo, fue de 956 000 ppm de SST, con rangos de densidades de 1.02 a 1.95 gr/cc. A valores mayores de 1 000 000 ppm de SST, la toxicidad no es posible medirla. Es conveniente recordar que el valor mínimo de toxicidad para los sólidos suspendidos en el agua, es de 30 000 ppm, lo que indica que a valores bajos de LC 50 %, el lodo es más tóxico. En la tabla II.1, se presenta un resumen de los valores obtenidos en experimentos con lodos de campos y sus propiedades reológicas.

Comparaciones efectuadas acerca de la contribución potencial en la toxicidad, tanto del peso del lodo, cantidad de adelgazadores, alcalinidad y cantidades de cromo, indican que esta no es excesiva. Por otro lado, la adición de ciertos tipos de surfactantes puede incrementar sustancialmente la toxicidad del lodo.

TABLA II .1 COMPOSICION, PROPIEDADES Y TOXICIDADES PARA MUESTRAS DE LODO DE CAMPO⁽⁴⁶⁾

FECHA DE MUESTREO	Campo West Cameron					Campo Pozo 82	High Pozo A - 39	Island
	Block , Pozo 116	Pozo 61						
25-ago-86	1-sep-89	6-sep-86	21-sep-86	3-oct-86	25-oct-86	4-dic-86	25-ene-86	
PROFUNDIDAD, PIES	5786	8950	10702	8340	11499	11528	5990	14280
COMPOSICION DEL LODO Lb/lb								
BENTONITA	1.1	0.5	0.2	1	0.2	0.5	5.7	3.4
NaOH	0	0.4	0.7	0.1	0.6	0.6	0.4	3.3
LIGNITO	0.7	0.7	0.9	0.6	0.8	0.2	0	2.4
CROMOLIGNOSULFONAT O	0.3	0.2	0.1	0.3	0.1	0	0	2.4
QUEBRACHO SULFOMETILADO	0.1	0.4	0.5	0.3	0.6	1.3	0.9	0.4
BICARBONATO DE SODIO	0	0.1	0	0.9	0.2	0.5	1.6	0
BARITA	56	24	50	62	163	155	67	533
PAC (BAJA VISCOSIDAD)	0.1	0.5	0.4	0.3	0.3	0.2	---	0.9
PAC (ALTA VISCOSIDAD)	0.1	---	0.1	0.1	---	---	0.7	0
SODA ASH	0.4	0.5	0.2	---	---	0.1	---	0
MDC	---	---	---	0.1	---	---	---	0
FLUIDO TRAZADOR	---	---	---	---	2	0.1	---	0
MICA FINA	---	---	---	---	0.4	---	---	1.6
ASFALTO SULFONADO	---	---	---	---	---	---	---	3.3
CASCARA DE NUEZ	---	---	---	---	---	---	0.1	1.1
CAL	---	---	---	---	---	0.1	---	0.3
PROPIEDADES DEL LODO								
DENSIDAD Lb /GAL	9.5	9.6	10.6	9.5	11.4	11.7	10.1	16.3
VISCOSIDAD SEG /QT GAL	42	43	45	39	44	42	---	---
VISCOSIDAD PLASTICA CP.	11	14	18	12	19	18	6	27
PUNTO CEDENTE Lb/100 PIES2	9	5	8	3	7	8	12	4
GEL 10/3 LB/ 100 PIES2	3/6	3/13	3/12	2/5	1/3	5/14	1/8	
pH	10	9.5	9.5	9	9	10.1	9	10.4
FILTRADO API ml	12	7.8	6	8.9	6	5.9	---	4.6
FILTRADO HTHP ml	---	32	26	---	28	29.5	---	---
ESPESOR DEL ENJARRE mm	0.8	0.2	0.2	1.4	1	2.6	---	---
CLORUROS, ppm	2800	2800	1900	1700	1300	2500	18000	2000
DUREZA A Ca ppm	120	40	60	60	80	60	---	---
VOLUMEN DE SOLIDOS	6	8	12	5	14	26	---	---
TOXICIDAD LC50%	>1000000	>1000000	>1000000	>1000000	165000	>1000000	>1000000	958000
TOXICIDAD EC50%	>1000000	>1000000		>1000000	252000	>1000000	>1000000	218000

Con la finalidad de determinar la toxicidad de los aditivos empleados en el lodo de perforación se hicieron pruebas con lodos en laboratorio, para el primero (Un lodo sin peso), con la composición indicada en la tabla II .2 , la toxicidad no fue posible medirla debido a la alta concentración de sólidos admitidos . Los lodos 1, 2 y 3

muestran que a concentraciones constantes de adelgazadores, como el lignito y el cromolignito, tienen poco efecto en la población de camarones durante el experimento. Sin embargo, el valor de LC 50 % a 96 horas está muy por arriba del valor de 30 000 ppm de SST, por ser del orden de 233 000 ppm.

Se observa que la barita puede tener un efecto poco tóxico, para los lodos 2, 5, y 8 (con una concentración constante de adelgazadores y variando el contenido de barita) examinándolos para la mayor cantidad de barita parece que el efecto sobre la toxicidad es moderado, debido a que la población de camarones admite hasta 840 000 ppm de SST.

El lodo 10 es una replica del lodo 9, conteniendo una mayor concentración de adelgazadores (4.5 kg/bl de cromolignosulfonato y 4.5. kg/bl de lignito) y una cantidad de barita de 203.9 Kg/bl para aumentar la densidad del lodo a 2.03 gr/cc. El valor de LC 50% a 96 hrs. para estos lodos fue del orden de 200 000 ppm de SST. El lodo 11, tiene la misma composición que el lodo 10, solo que en este caso no fue sometido a la prueba de rolado del lodo, por lo que se obtuvo un valor de LC 50% de 295 000 ppm a 722 000 ppm para lodos con densidades cercanas a los 2.03 gr/cc, cuando estos son expuestos a esfuerzos de corte, lo que se interpreta como un decremento en el nivel de toxicidad, causado por el incremento en la concentración de adelgazadores absorbidos por los sólidos, debido a que se genera una mayor superficie de contacto entre dichos sólidos causados por el esfuerzo de corte.

Los lodos 13, 14, y 15 fueron formulados para probar los efectos sobre la toxicidad, al agregar 2 % en volumen de aceite al tratar los lodos más pesados. En los tres casos el aceite agregado disminuye el valor de LC 50 % por abajo del límite establecido. Aparentemente, la presencia de pequeñas cantidades de hidrocarburos tienen un efecto drástico sobre la población de camarones. Los lodos 13 y 14 son substancialmente más tóxicos que el lodo 15, lo que indica que la presencia de aceites con aromáticos incrementa el efecto de toxicidad sobre la población de camarones.

El lodo 16, fue formulado con un 2% en volumen de aceite mineral y también estuvo sujeto a la prueba de rolado con esfuerzo de corte. El esfuerzo en dicho corte causa un incremento en el valor de LC 50 % de 22 500 ppm a 46 800 ppm de SST.

Finalmente, el lodo 17 también fue formulando con un 2% en volumen de aceite mineral, pero aproximadamente con un 1.5% de surfactantes, en este caso se observa un efecto drástico en el valor de LC 50 % de 22 500 ppm a 1 740 ppm de SST, por lo que la combinación de surfactantes con hidrocarburos resultan altamente tóxicos.

De la pruebas realizadas se puede destacar lo siguiente.

- El peso del lodo, adelgazadores, PH, y concentración de cromo no son un factor determinante en la toxicidad.

- El aceite y los surfactantes son la mayor causa de toxicidad en el lodo.
- El uso de la prueba microtox, varía bastante debido a la corrección por color.
- Los resultados obtenidos por la prueba microtox, no pueden ser usados para predecir resultados de experimentos con camarones.
- Las pruebas de toxicidad realizadas con camarones o bacterias (LC 50% y EC 50%) son un indicador del nivel de tolerancia a ciertos aditivos tóxicos por parte de los organismos.
- Los valores obtenidos de toxicidad LC 50% elevados, muestran la aceptación de los organismos a grandes cantidades de aditivos, lo que representa poca toxicidad.

TABLA II. 2 PRUEBAS DE TOXICIDAD PARA 17 LODOS PREPARADOS EN LABORATORIO ⁽⁴¹⁾

LODO No.	PESO DEL LODO (gr / cc)	COMPOSICION DEL LODO	VALORES OBTENIDOS DE LC50%
1	1.08	LODO BASE	>1 000 000
2	1.05	LODO BASE + 14.21 KG/ M ³ DE CLS Y 14.21 KG/ M ³ DE LIGNITO	>1 000 000
3	1.08	LODO BASE + 28.43 KG/ M ³ DE CLS Y 28.43 KG/ M ³ DE LIGNITO	233 000
4	1.60	LODO BASE + 710.7 KG/ M ³ DE BARITA	>1 000 000
5	1.50	LODO BASE + 710.7 KG/ M ³ DE BARITA	>1 000 000
6	1.48	LODO BASE + 710.7 KG/ M ³ DE BARITA	650 000
7	1.47	REPLICA DEL LODO No. 6	758 000
8	2.04	LODO No. 2 + 1276.73 KG/ M ³ DE BARITA	840 000
9	2.07	LODO No. 3 + 1276.73 KG/ M ³ DE BARITA	235 000
10	2.06	REPLICA DEL LODO No. 8	285 000
11	2.01	LODO No.9 SIN SOMETERSE A LA PRUEBA DE ROLADO	11 300
12	2.02	LODO No. 9 CON UN ESFUERZO DE CORTE EXCESIVO	722 000
13	2.03	LODO No. 9 CON EL 2% DE DIESEL (19 % DE AROMATICOS)	5 970
14	2.03	LODO No. 9 CON EL 2% DE ACEITE MINERAL (15% DE AROMATICOS)	4 740
15	2.03	LODO No. 9 CON EL 2% DE ACEITE MINERAL (0% DE AROMATICOS)	22 500
16	2.02	LODO No. 15 CON UN ESFUERZO DE CORTE EXCESIVO	46 800
17	2.02	LODO No 15 CON EMULSIFICANTES PARA EVITAR QUE SE SEPARA EL ACEITE	1 740

Ingredientes del lodo base: Agua, Celulosa Polianiónica, Bentonita (28. 43 Kg/ m³), Sólidos perforados (142.13 Kg/ m³), Sosa Caústica para elevar el pH de 10 a 10.4, la prueba de rolado fue hecha a 121°C durante 16 horas.⁽⁴¹⁾

II. 5. SELECCION DEL FLUIDO DE PERFORACION

Muchos factores deben considerarse en la selección de un sistema de lodos a usarse en la perforación de pozos. La planeación de un programa de lodos, tanto en pozos marinos como terrestres, difiere una de la otra, debido a que además de las consideraciones normales de diseño, en pozos marinos debe darse especial atención a minimizar los tiempos de viaje de las tuberías, debido a que los costos de equipo y servicios son más elevados. y la generación de volumen de desechos, por limitaciones de espacio.

En la explotación inicial de un campo, muchos pozos son verticales. Sin embargo, durante la fase de desarrollo y en la perforación marina la mayoría serán desviados, por lo que se requiere cuidado en la planeación del tipo de fluido de perforación, ya que involucra el estudio cuidadoso de la geología general del área, datos de presión de poro, programa de tuberías de revestimiento y situaciones ambientales, además de la estabilidad y presión del agujero.

Las descargas de aceite y recortes hacia el mar y ríos estuvieron prohibidas. Sin embargo, debido a que el problema de la contaminación de aguas y suelos estaba alcanzando niveles inadmisibles, se dió lugar al derecho de descargas de sólidos y líquidos dentro de niveles ecológicamente aceptables (NOM-001-ECOLOGIC-CRP-1993⁷⁵) por parte de las Autoridades. Los cuales establecen mediante las pruebas CRETÍ (Corrosividad, Reactividad, Explosividad, e Inflamabilidad) los parámetros mínimos requeridos de los desechos generados.

Actualmente, no se permiten descargas de lodos y recortes contaminados con aceite o diesel, si alguno de estos es utilizado en el fluido de perforación, el lodo debe ser manejado y depositado bajo niveles de toxicidad aceptables.

Cuando los lodos pasan satisfactoriamente las pruebas de toxicidad, las normas de las agencias de protección ambiental para la perforación, se limitan a descargas de recortes, por lo que se requiere que dichos fluidos estén compuestos por aditivos previamente aprobados por las agencias de protección ambiental.

Los lodos base agua que utilizan potasio pueden ser útiles para combatir la inestabilidad del agujero en lutitas, pero a altas concentraciones de potasio es tóxico. El aceite mineral emulsionado puede ayudar a proveer enjarres con espesores delgados y evitar las pegaduras por presión diferencial, pero pueden ser rechazados en la prueba de toxicidad. Los lodos base aceite proporcionan estabilidad al agujero y combaten las pegaduras por presión diferencial, pero dejan a los recortes impregnados con demasiado aceite lo que los hace altamente tóxicos.

Normalmente, muchos esfuerzos se han efectuado para utilizar composiciones de fluidos que permitan las descargas de lodo y recortes o ambos. Sin embargo, las

condiciones de operación pueden requerir de tratamientos especiales en el lodo que causan que el lodo exceda al límite de toxicidad.

El sistema de lodo también puede contaminarse con el aceite que proviene de la formación y requerir tratamientos, debido a que las regulaciones para los lodos base agua son más estrictas, algunas compañías eligen utilizar lodos bases aceite para perforar pozos difíciles, previendo su tratamiento y depositación.

El costo por manejo y depositación de recortes puede constituir una parte significativa en el costo total del lodo, algunas veces puede superar al de los materiales utilizados para la perforación (Tuberías de revestimiento y accesorios). Un estudio de las operaciones realizadas en los Estados Unidos de Norte America, en pozos marinos durante 1988, mostró que el costo por manejo y depositación en tierra de un lodo, desde el equipo en el mar se encuentra entre los 22 dólares por barril, pudiendo en algunos casos elevarse hasta 200 dólares por barril, dependiendo de la distancia del pozo a tierra.⁴¹

La información de algunos sistemas que comienzan a utilizarse, para resolver los problemas de perforación en pozos, se describen en cuatro diferentes sistemas de lodos, discutiendo ventajas y limitaciones de cada uno de ellos, considerando además los aspectos económicos involucrados. Se presenta una tabla, la cual puede usarse como una guía para seleccionar el sistema de lodo según las condiciones de perforación más comunes. Dichos sistemas son :Sistemas base aceite y base agua (incluyendo lodos lignosulfonatados , poliméricos y composiciones cal-potasio), salmueras a base de formiatos

En el caso de los sistemas base aceite la fase líquida consta de un 50 a 95 % de volumen de aceite, por lo que estos lodos son costosos. Basados en costo por barril, un lodo base aceite se encuentra entre un rango de 4 a 6 veces el costo de un lodo base agua, aunque esta diferencia se reduce a medida que se incrementa la densidad del lodo, la figura II.1, presenta una relación de costos entre los fluidos de perforación mencionados.

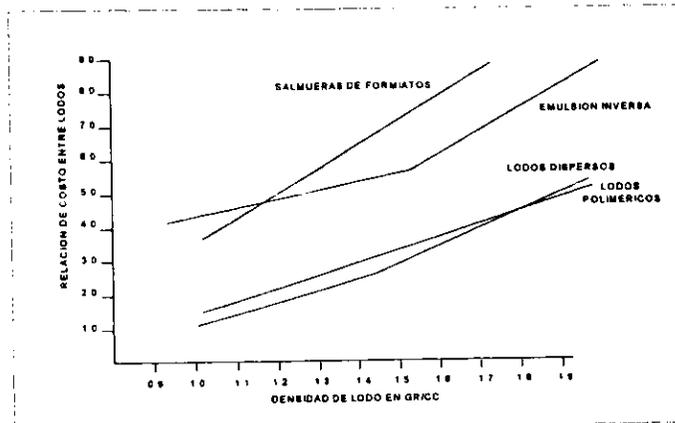


Figura II.1 .- Relación de costos entre diferentes lodos de perforación

Debido al alto costo, el uso de los lodos base aceite puede no ser recomendable cuando en el pozo se tienen situaciones de pérdidas de circulación severas, aunque los mayores ahorros se tienen al minimizar los tiempos perdidos por problemas de agujero (pegaduras, estabilidad del agujero etc.), debido a su comportamiento, su utilización ha llegado a ser casi una práctica estándar en muchas áreas de perforación. Sin embargo, las regulaciones ambientales han restringido su uso, ya que los recortes generados requieren de tratamiento, lo que eleva su costo haciéndolos algunas veces inconvenientes para la perforación.

Las regulaciones ambientales prohíben las descargas de desechos y recortes en aguas y suelos, eso ha causado que muchas compañías de perforación contemplen áreas de confinamiento de recortes de manera ecológica, es el caso de Pemex.

Actualmente, se están haciendo muchos esfuerzos para desarrollar métodos de procesamiento a los recortes impregnados con aceite para bajar el contenido del mismo a valores cercanos al 1 %. Tales métodos incluyen el lavado de recortes, limpieza con solventes, además de equipos para su destilación. La inyección en estratos del mismo pozo, pero hasta la fecha no se ha contado con ninguno que sea capaz de operar de manera económica, para las cantidades de recortes generados durante la perforación.

Dentro de los lodos base agua, los más comunes son los sistemas lignito/lignosulfonato. Estos fluidos pueden prepararse con agua dulce, de mar, o agua salada. Los componentes primarios de estos lodos son: agua, bentonita, lignosulfonato, lignito y sosa cáustica. La bentonita mejora la limpieza del agujero, reduce el filtrado en formaciones permeables y ayudan en pérdidas de circulación.

El linosulfonato, reduce y controla la viscosidad del sistema, teniendo beneficios secundarios de mejoramiento de control de filtrado, la sosa cáustica es utilizada para controlar el PH y para mejorar la solubilidad del lignito y del lignosulfonato.

El yeso en algunos casos, adicionando al sistema lignito/lignosulfonato, origina un ambiente químico que reduce la inestabilidad del agujero. El agua usada en estos lodos puede ser dulce o salada.

Estos sistemas generalmente resultan económicos en su preparación y mantenimiento, comparados con otros tipos de lodos más inhibidos, los cuales representan mayores dificultades en su preparación y mantenimiento, lo que impacta al costo total del sistema de lodos.

Varios aditivos comerciales están disponibles para mejorar los aspectos de estabilidad del agujero en lodos lignosulfonados. Estos materiales incluyen : hidróxido de potasio, como sustituto de la sosa cáustica (hidróxido de sodio), asfalto, gilsonita, glicol y muchos otros aditivos. La experiencia ha mostrado que muchos de estos aditivos especiales algunas veces, mejoran la estabilidad del agujero.

Pruebas de laboratorio en muestras de lutitas expuestas al lodo bajo condiciones de presión y temperatura además de esfuerzos axiales, muestran que el hidróxido de potasio puede mejorar el efecto estabilizador del sistema de lodo lignosulfonato

Existen varios sistemas de lodo polimérico que comienzan a usarse para perforar en áreas difíciles, donde la estabilidad del agujero es un problema, su selección está basada en la menor dispersión y en su capacidad de encapsulamiento del polímero. Estas características proporcionan un ambiente conductivo para mejorar la estabilidad del agujero.

Un sistema de lodo polimérico contendrá agua, bentonita y un polímero viscosificante, un polímero encapsulador para controlar el filtrado y un aditivo alcalino para controlar el pH. El agua puede variar de dulce a salobre y estar saturada con cloruro de sodio o con concentraciones variables de cloruro de potasio.

La bentonita es usada para tener un mejor acarreo de los recortes y con esto colateralmente controlar la pérdida hacia la formación. Un polímero viscosificante, tal como la goma xantana, es usado para mejorar la limpieza del agujero. La poliacrilamina parcialmente hidrolizada (PHPA), es un ejemplo de un polímero encapsulador, el cual envuelve a los sólidos perforados y las paredes del agujero, el filtrado puede controlarse por el lignito, la carboximetilcelulosa (CMC), o combinaciones de ellos, mientras que el pH es proporcionado por la sosa cáustica, o potásica.

La aplicación exitosa de un lodo polimérico depende de la concentración de polímeros que se mantienen activos en el sistema. Dicha concentración debe

mantenerse constante a medida que se generan los sólidos perforados por la barrena, para que el lodo no pierda sus propiedades de inhibición.

Debido a que los sistemas poliméricos son sistemas no defloculados, el control de sólidos es extremadamente importante. El equipo disponible para la separación de sólidos debe usarse a su máxima eficiencia para obtener los mejores beneficios de éste sistema. Las mallas finas son necesarias en los vibradores, para asegurar la buena remoción de las partículas sólidas, debido a que la recirculación del lodo genera nuevas superficies a través de la dispersión mecánica, esto requerirá de la adición de más polímero.

El éxito en la aplicación de éste sistema, también requiere de la adición periódica de nuevo lodo al sistema, lo que incrementa el volumen original del lodo. Esta dilución es determinada para la cantidad de sólidos incorporados al lodo y que requieren de mayores cantidades de polímeros, causando un incremento de viscosidad.

Si el cloruro de potasio es utilizado en lodos poliméricos, la técnica de depósitos de dilución puede prohibirse en ciertas áreas ambientalmente sensibles, debido a que el KCL es tóxico y puede causar contaminación. El mantenimiento de un sistema de lodo polimérico en general es más costoso que el de un sistema base agua normal. Sin embargo, el costo elevado del lodo puede compararse con la disminución de tiempos perdidos de equipo, debidos a problemas de agujero.

Se ha encontrado que los sistemas cal/potasio (KLM), proporcionan estabilidad al agujero. El carácter inhibitor de éste sistema se basa en el ión potasio y en la cal.

La descripción en detalle de cómo ese ambiente químico inhibe la arcilla de la formación y los recortes perforados se encuentra en la literatura²¹. El ión de potasio entra en la formación y reacciona restringiendo el intercambio iónico en la arcilla. El potasio y la cal reaccionan con los recortes limitando su hinchamiento y dispersión.

Los sistemas de lodo cal / potasio contienen: agua, bentonita, defloculantes, aditivos para el control del filtrado, cal e hidróxido de potasio. El agua debe ser dulce o de baja salinidad (menor a 10 000 mg/lit), la bentonita proporciona limpieza al agujero y control de filtración.

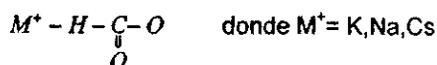
El sistema viscoso es mantenido por el defloculante, la filtración es controlada mediante la adición de lignito, carboximetilcelulosa, asfalto disperso en agua, mientras la cal es agregada para proporcionar al lodo alcalinidad y el hidróxido de potasio para dar el pH adecuado al lodo.

Este tipo de sistemas proporciona buena estabilidad al agujero, reduciendo la cantidad de lodo a preparar y reduciendo por lo tanto, las pérdidas de tiempo asociadas con problemas en el pozo. El bajo costo de mantenimiento para estos sistemas se

debe al carácter de inhibición de la arcilla, que hace del sistema el candidato ideal para perforar pozos en éste tipo de lutitas.

Debido a que el sistema cal/potasio (KLM), es un lodo al cual se agrega defloculante, el control del filtrado es más difícil que en un lodo disperso. Otra limitante, es la elevada temperatura que perjudica su uso, ya que su utilización se recomienda sólo en pozos con temperaturas menores a 325 ° F.

Las salmueras se han utilizados desde hace algún tiempo como lodos de perforación, a finales de los 80's, se comenzaron a emplear como una alternativa para perforar zonas de lutitas reactivas con alta temperatura en ambientes ecológicamente sensibles, dentro de las salmueras las de mayor interés son las de derivadas de los formatos, debido a que son sales derivadas del ácido fórmico que se pueden combinar con cationes de sodio potasio o cesio para ajustar la densidad de control requerida, las sales de formatos cuando se disuelven en agua estabilizan los polímeros y los hacen resistentes a altas temperaturas



Los beneficios observados con la utilización de este tipo de salmueras son; la baja acción corrosiva, estabilidad de la arcilla compatibilidad con elastómetros tolerancia a la contaminación por sólidos son biodegradables y la capacidad para ser reutilizables, lo que compensa su alto costo debido a que evita los costos por manejo y depositación además que el daño a la formación productora es mínimo, sin embargo aun así su uso ha sido limitado.

11.6 Guía de selección para fluidos de perforación

Muchos factores deben considerarse en la selección de un sistema de lodo a usarse en la perforación, ésta decisión puede algunas veces ser determinada por la disponibilidad de materiales en la localización o por experiencias del personal involucrado en la planeación del pozo. Si la responsabilidad de selección del fluido se le asigna a una compañía de lodos en particular, ésta seleccionará principalmente, aquel sistema en el cual se involucran la mayor cantidad de productos que ella acostumbra vender.

Sin embargo, muchas veces, el sistema de lodo seleccionado debe estar basado en consideraciones técnicas. Como una ayuda para la toma de decisiones se debe hacer una guía para la selección del fluido de perforación. Un ejemplo de ello, es presentada en la tabla 11.5, en la cual cuatro tipos de lodos se mencionan por las condiciones de operación del campo EK-Balam, tales como temperaturas elevadas, problemas de embolamiento de barrena y de pegaduras por presión diferencial, la guía

presenta la clasificación de acuerdo al comportamiento y desempeño de los mismos en ese campo.

La tabla II.3, es una ejemplificación para la selección del fluido de perforación, de acuerdo con los problemas más comunes presentados en los tres primeros pozos y según el análisis de los cuatro sistemas de fluidos presentados en este trabajo . Durante el desarrollo del campo, únicamente se utilizaron los lodos de emulsión inversa y los lignosulfonados, presentandose la mayoría de los problemas con el lodo lignosulfonatado, durante los primeros dos pozos.

TABLA II.3 GUIA PARA LA SELECCION DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN, SEGUN PROBLEMAS TIPO DEL CAMPO EK-BALAM, CD. DEL CARMEN

Problema Tipo Presentado	Pozos		
	EK-101	EK-31	EK-3
Pozos direccionales	SI	SI	SI
Presencia de lutitas reactivas	SI	SI	SI
Pegaduras por presión diferencial	SI	SI	
Pérdida de circulación	SI	SI	SI
Peso de lodo elevado		SI	SI
Temperatura de formación alta	SI		
Problema de formación de hidratos	SI		
Presencia de H2S y CO2	SI		
Tipo de fluido recomendado	Orden ascendete		
Lodo base aceite	1		
Lignosulfonatado		3	1
Polimerico	3	2	3
Cal/potasio	2	1	2

Ejemplo de uso . Para el pozo Ek-101, el cual presentó la mayoría de los problemas listados en la tabla, el orden de preferencia es 1) lodo base aceite, 2) Lodo polimerico, 3) Sistema Cal/potasio.

CAPITULO III

METODOS DE TRATAMIENTO DISPONIBLES PARA REDUCIR EL IMPACTO AMBIENTAL POR LOS LODOS DE PERFORACION

Las regulaciones ambientales han obligado a la industria petrolera a dar tratamiento a los desperdicios sólidos y líquidos generados durante la perforación de pozos, dentro de los cuales básicamente tenemos; Métodos de lavado de recortes, Los tratamientos de bioremediación, y la inyección de recortes al espacio anular entre TR's del mismo pozo, métodos de encapsulamiento de recortes, y la incineración de los mismos, de los cuales para los objetivos del trabajo solo se mencionan los tres primeros.

III.1 Método de tratamiento mediante el lavado de recortes

Para explicar el método de tratamiento por lavado de recortes, es necesario hacer referencia a la fig. III.1, la cual es una ilustración de como se lleva a cabo el proceso.

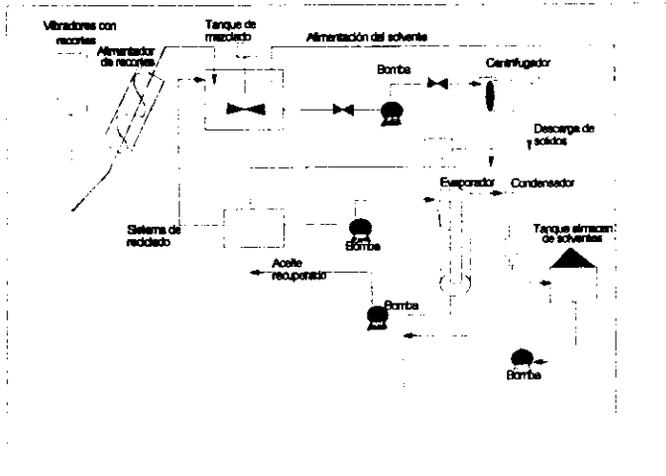


Figura III. 1.-Proceso esquemático de una planta de lavado de recortes ⁽⁷¹⁾

El proceso de limpieza inicia con la alimentación de recortes impregnados con aceite, procedentes del equipo de control de sólidos, cuenta con el siguiente equipo;

tanque de mezclado, decantador centrífugo, una torre de destilación y equipo de bombeo.

Una vez que los recortes llegan al tanque de mezclado, se agrega la cantidad de solvente requerida para hacer que el aceite se separe del recorte. La mezcla resultante es bombeada hacia un decantador centrífugo, los sólidos recuperados por el decantador se encuentran secos y con una consistencia de polvo, con impregnaciones de aceite menores al 1%, por otro lado los líquidos recuperados pasan a través de la torre de destilación, donde se evapora y condensa el solvente que posteriormente es reutilizado, los recortes pueden almacenarse para su depositación final, mientras el aceite recuperado regresa al sistema de lodos.

Todo el proceso toma lugar a la presión ambiente, mientras que la temperatura esta regida por la alimentación del sistema (temperatura de los recortes), y por los efectos de evaporación y condensación del proceso.

La selección del solvente se basa en el grado de contaminación y toxicidad además de su dilucion en el aceite y los requerimientos de energía para su recuperación, así los que mejor se han identificado son hidrocarburos de bajo peso molecular, alifáticos y no-polares, con un rango de punto de ebullición entre 60 y 80°C, es decir hexano y pentano.

Los resultados de la aplicación de este método de tratamiento, han mostrado un grado de limpieza bastante aceptable debido a que después de su aplicación en el primer ciclo de lavado de recortes, con consistencia de polvo(con 90.4% de sólidos, 8.1% de agua, 0.85 de aceite residual y 0.65 % de solventes)⁷¹.

El aceite recuperado se puede incorporar al sistema de lodos, ya sea para la generación de un nuevo lodo, o para su utilización directa. Los resultados obtenidos de las propiedades de un lodo preparado con el aceite recuperado y uno con aceite normal, son mostrados en la tabla III.1, donde se puede observar que las propiedades reológicas del lodo recuperado son mayores debido principalmente a una mayor cantidad de sólidos presentes en el propio aceite desde su preparación. En la práctica, la densidad y la viscosidad se pueden ajustar a los valores deseados, regulando el contenido de barita en el lodo. Se piensa que el contenido de sólidos en el aceite recuperado se debe principalmente a la utilización de aditivos en el lodo, siendo probable que reduciendo el uso de ellos, se puedan recuperar aceites mas limpios . Los lodos base aceite mostrados en la tabla III.1, fueron preparados usando una relación aceite/agua 70/30, además de los siguientes aditivos:

Aditivo emulsificante primario	= 8 lb/bl
Agente de pérdida de filtrado	= 4.75 lb/bl
Cal	= 1 lb/bl
Viscosificante	= 4.75 lb/bl
Cloruro de calcio	= 30.86 lb/bl
Barita	= 137 lb/bl

TABLA III.1 Propiedades reológicas de los lodos medidas antes y después de someter el lodo a la prueba de rolado a 16 hrs⁽⁷¹⁾.

Propiedad Lodos base aceite	Normal		Recuperado	
	Antes	Después	Antes	Después
Densidad	1.25	1.25	1.31	1.31
Viscosidad plástica, cp	25	22	30	32
Punto cedente lb/100 pies ²	14	4	35	20
Esfuerzo gel inicial lb/100 pies ²	10	4	22	12
Esfuerzo gel 10 min lb/100 pies ²	11	5	25	14
Perdida de filtrado HPHT(250°F/500 psi)	4.4	4.4	2.4	4.0
Estabilidad eléctrica(Volts)	900	576	1150	524
Relación aceite/agua (%)	73/27	73/27	71/29	73/27

Densidad relativa del diesel = 0.812

Densidad relativa del aceite recuperado = 0.860

Contenido de sólidos en el aceite recuperado = 5.0%

III.2 Tratamientos de bio-remediación a recortes impregnados con aceite

Una de las primeras ventajas de este método de tratamiento es que el proceso se lleva a cabo de manera natural, con un mínimo de requerimientos de energía, a bajo costo comparado con los otros mecanismos de tratamiento, este método se realiza en la misma localización, el proceso utiliza los microorganismos naturales del suelo para degradar la fase de aceite en el recorte. El tratamiento se basa en los siguientes principios

- Minimización de la relación aceite/tierra a través de la separación de los recortes sobre la superficie del suelo.
- El uso de la capacidad natural del suelo para bioremediar los recortes impregnados con aceite y su mejoramiento mediante la aplicación de fertilizantes químicos y la cultivación mecánica del suelo.

En Alberta Canada⁽³⁷⁻⁴⁰⁾, 33 pozos fueron perforados con lodos de emulsión inversa y en los cuales los recortes han sido tratados con este método mostrando resultados positivos, durante los tres años del programa, debido a que cada localización mostró una reducción significativa en el contenido de aceite en el suelo, en la conductividad eléctrica y en el nivel de salinidad. Pero a pesar de lo exitoso de su aplicación, su eficiencia esta limitada a la actividad biológica del suelo, a la relación tierra/recortes, y aceite/recortes. Las relaciones aplicadas en la fase experimental de este método fueron 240 yardas³/acre (0.045 m³/m) esto es equivalente a 4.41 cm de espesor de recortes, pero en algunos casos varia por las dimensiones de la localización.

El método de tratamiento, consiste en extender los recortes sobre la superficie de tierra manteniendo un espesor menor a 2 pg, lo cual en algunos casos es difícil de mantener debido a lo limitado de la localización.

Los desechos previamente almacenados son mezclados con la franja de material superficial y con la ayuda del buldozer se extienden para adicionar fertilizante (con alto contenido de nitrógeno), con lo que se logra maximizar la superficie de contacto entre los recortes y las bacterias del suelo, aereando la mezcla de recortes/tierra y promoviendo la descomposición aeróbica del aceite en los recortes, debido a que se eleva el contenido de microbios por medio de nutrientes adicionales, en forma de fertilizantes. Este ciclo de fertilización y cultivo es repetido tan frecuentemente como se requiera; generalmente, dos veces al año durante dos o tres años. El tipo de fertilizante y el ritmo de aplicación recomendado, es determinado por el muestreo periódico del suelo y el análisis del mismo. El ritmo de aplicación del fertilizante puede variar, pero generalmente es del orden de 1 000 lb/acre (0.1122kg/m²).

Una vez que los resultados del análisis muestran que la relación aceite/tierra se encuentra de un rango de 1-2%, se aplica un tratamiento final y una mezcla de semillas de pastos es sembrada.

Debido a que los lodos de emulsión inversa están formados por una emulsión de agua en aceite, donde el agua o fase dispersa es salmuera con una concentración del orden de 200,000 ppm de cloruros, cal y otros aditivos, es necesario el monitoreo de los suelos por lo que la localización se divide en dos o cuatro secciones, tomando como mínimo 15 muestras por sección, la profundidad de muestreo es de 0-6 pg y de 12-16 pg, obteniendo la composición del suelo para cada profundidad y sección del suelo muestreada. la concentración total de hidrocarburos y sales solubles varía de una sección a otra, como resultado las limitantes de la separación mecánica y tamaño de la localización.

En cada muestreo se analizan los siguientes parámetros; pH, hidrocarburos totales, Conductividad, Saturación de sal, relación de absorción de sodio, calcio, magnesio, sulfatos, cloruros. Con este análisis se determina el tipo de fertilizante a utilizar, aunque actualmente las regulaciones ambientales no especifican los parámetros vigentes en el análisis de suelos. Normalmente el pH del suelo se encuentra entre 6.4 y 7.4 aunque en algunos casos puede ser menor, dependiendo del tipo de suelo y de las características de área. La tabla III.2 muestra la disminución del porcentaje de hidrocarburos de 7.3% a 1.45%, en los campos Resinus y Brazeus⁽³⁷⁾, en Alberta Canada, después de dos tratamientos con fertilizantes

El análisis del suelo para las 33 localizaciones mostró que los hidrocarburos no migran hacia el fondo debido a que la mayor concentración se encuentra en las muestras someras (de 0-6 pg) y no se incrementa en las de 6-12 y 12-16 pg con el

paso del tiempo. Después de tres tratamientos con fertilizantes, el contenido total de hidrocarburos bajó hasta aproximadamente 0.14% y 0.39% respectivamente⁽³⁷⁻³⁸⁾.

TABLA III.2 REDUCCION DEL CONTENIDO DE HIDROCARBUROS EN EL SUELO⁽³⁷⁾.

Campo	Años	Total de hidrocarburos en %	
		0-6 pulgadas	6-12 pulgadas
Brazeus Pozos, 10, 28, 45, 14.	1987	7.37	5.95
	1988	1.45	---
	1989	1.39	1.17
	1990	0.58	0.69
Resinus Pozos, 5, 34, 32, 7-	1988	1.97	2.36
	1989	0.10	0.10
	1990	0.14	0.19
Resinus Pozos, 10, 2, 33, 8.	1988	3.29	1.15
	1989	0.40	0.10
	1990	0.39	0.30
Resinus Pozos, 14, 17	1988	0.72	0.80
	1989	0.20	0.10
	1990	0.13	0.13
Resinus Pozos, 28, 8	1988	2.04	0.86
	1989	0.10	0.10
	1990	0.15	0.13

La tabla III.3, muestra los valores de conductividades para las diferentes localizaciones donde se aplicó el método de bioremediación en los campos Resinus y Brazeus, en la cual la tendencia es una reducción después de la aplicación del método.

TABLA III.3 REDUCCION EN LA CONDUCTIVIDAD ELECTRTCA⁽³⁷⁾.

Campo	Años	Conductividad eléctrica ohm-m	
		0-6 pulgadas	6-12 pulgadas
Brazeus Pozos, 10, 28, 45, 14.	1987	66.7	63.8
	1988	11.4	---
	1989	2.5	2.1
	1990	1.9	1.6
Resinus Pozos, 5, 34, 32, 7-	1988	12.2	16.2
	1989	1.0	0.8
	1990	0.5	0.6
Resinus Pozos, 10, 28, 33, 8-	1988	---	5.1
	1989	1.2	1.3
	1990	0.6	0.8

El cloruro de calcio y otras sales solubles, son factores que tienen influencia en los valores de las conductividades. Una vez que el tratamiento es aplicado la tendencia de la conductividad se reduce rápidamente en ambas muestras de 0-6 y de 6-12

pulgadas. En la mayoría de las localizaciones la conductividad después de dos o tres años se encuentra abajo de los 5 ohm-m, que son resultados aceptables al igual que con el contenido de hidrocarburos.

Otro parámetro de monitoreo es la concentración de cloruros ,estos niveles son variables y van desde cientos de miles de partes por millon,pero disminuyen como resultado del agua de lluvia y la migración de cloruros. La tabla III.4, muestra la reducción de cloruros.

TABLA III.4 REDUCCION EN LA CONCENTRACION DE CLORUROS⁽³⁷⁾

Campo	Años	Cloruros (ppm)	
		0-6 pulgadas	6-12 pulgadas
Brazeu Pozos, 10,28, 45, 14.	1987	8,258	8,550
	1988	2,140	
	1989	117	76
	1990	86	48
Resinus Pozos, 5, 34, 32, 7-	1988	2,234	2653
	1989	131	58
	1990	40	41
Resinus Pozos, 10, 28, 33, 8-	1988		714
	1989	210	250
	1990	21	61

La mayor limitación en la aplicación de este método, es el área necesaria para separar adecuadamente los recortes y establecer una relación aceite/suelo menor al 1%, ya que la superficie de cultivo es limitada, el tiempo para restaurar la localización será mayor.

III.3 Método de inyección de recortes en el espacio anular del pozo

Este proceso de inyección ha sido utilizado desde 1991⁽⁴¹⁻⁴⁶⁾, por la CIA BP Exploration⁽⁷⁰⁾, en pozos perforados en el Golfo de México, en el Mar del Norte, y en Alaska, el método permite además de inyectar los recortes impregnados con aceite, los desperdicios líquidos, con lo que se reducen las posibilidades de contaminación de manera considerable.

La inyección de recortes en los pozos donde se ha aplicado, se lleva a cabo en el espacio anular entre la TR de 9 5/8 y 13 3/8 de pg. a profundidades cercanas a los 1000 m (3000 pies), en areniscas del terciario, la inyección es conducida vía fracturamiento hidráulico, donde la dirección de la fractura sigue la del mínimo esfuerzo, las dimensiones de la fractura se calculan con el volumen bombeado y los datos de presión y gasto manejados, además de las propiedades del fluido y características de la formación donde se realiza la inyección de los recortes.

El volumen total de recortes y desperdicios generados son una función de la geometría del pozo desarrollada para alcanzar la profundidad programada del pozo. A continuación se mencionan los resultados obtenidos por la CIA. BP en los pozos donde se aplicó este método de tratamiento⁽⁴¹⁻⁴⁶⁾.

En el Golfo de México los últimos pozos perforados por la plataforma Edwing, se llevaron a cabo empleando lodos de emulsión inversa, tomando como método de tratamiento, la inyección de recortes al espacio anular, con lo que se eliminó la necesidad de contar con contenedores para recortes y adicionalmente se redujeron los accidentes de trabajo en el personal por manejo y deposición de los mismos.

La fig. III.2, muestra el proceso esquemático para la inyección de recortes a través del espacio anular de TR's, hacia formaciones superiores al yacimiento productor del pozo. La lechada es bombeada por el cabezal de 13 3/8 de pg. entre el espacio anular de 13 3/8 y 9 5/8 pg, fracturando la formación en la zapata de 13 3/8 pg. en este caso a la profundidad de 900 m (2950 pies).

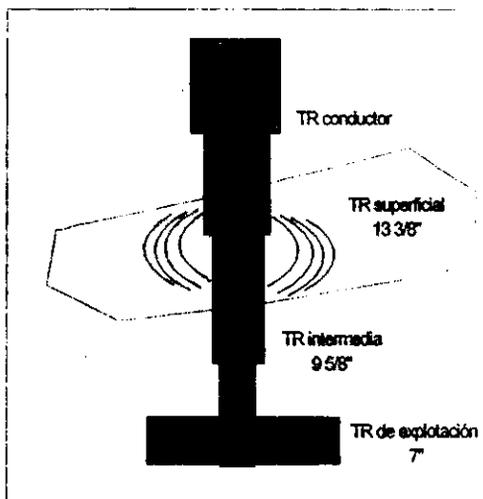


Fig. III.2 Proceso esquemático para el método de inyección de recortes⁽⁴¹⁾.

La inyección en el Mar del Norte se llevó a cabo con los cuatro últimos pozos perforados por la plataforma Gyda⁽⁷⁰⁾. la tabla III.5, muestra los resultados obtenidos por la inyección de recortes

TABLA III.5 Historia de la inyección de lechadas⁽⁷⁰⁾.

Pozos	1	2	3	4
Fecha de la primera inyección	7-30-91	9-12-91	11-5-91	1-18-91
Duración de la inyección, días	42	31	47	56
Volumen inyectado, bls	13,500	27,000	27,000	14,900
Gasto de inyección bl/min.	8.0	3.8	7.0	7.0
Presión de inyección, psi	900	1,000	1,200	1,100
Fecha de cierre	9-11-91	10-14-91	12-23-91	s/d*
Presión de cierre inicial, psi	900	1,100	700	s/d*
Presión actual, psi	700	150	700	s/d*

Datos disponibles a enero 9, 1992

*sin datos

Los aspectos que se tomaron en cuenta al aplicar este método de tratamiento, fueron el cuidado de la integridad del pozo, la propagación de la fractura y la generación de presiones entrampadas en el espacio anular del pozo.

Para simular tales condiciones se realizaron pruebas de laboratorio, bombeando lechadas de recortes en muestras de acero de dureza similar a la del colgador de la TR, la figura III.3, muestra el desgaste que sufre el colgador cuando se circula el volumen equivalente de lechada de recortes en el pozo.

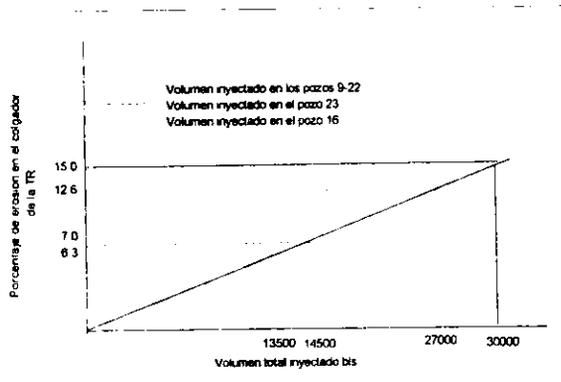


Fig III.3 Resultados de la circulación de lechadas de recortes en el colgador del pozo⁽⁷⁰⁾.

La eliminación de las presiones entrampadas generadas una vez que la fuerza que mantiene abierta la fractura disminuye, se logra al colocar un bache de lodo pesado (Normalmente se recomienda 4.5 lbs/gal, equivalente a 0.12 gr/cc mas de densidad a la que la lechada de recortes fue inyectada)⁽⁷⁰⁾.

La propagación de la fractura se analiza para evitar generar una fractura de grandes magnitudes que pudieran contaminar el lecho marino, caso de pozos costa

afuera o la superficie cercana a la propia localización. En el caso de inyección en la plataforma Gyda, la fractura tiene un radio de 1245 pies (379 m)⁽⁷⁰⁾, debido a que las formaciones fracturadas en esta área tienen alta permeabilidad, la lechada con el tiempo libera los líquidos que contiene y se endurece, disminuyendo la movilidad de la misma y adicionalmente las presiones generadas desaparecen después de algún tiempo, tal como lo muestra la tabla III.5.

Existen otros métodos de tratamiento para recortes generados de perforación tales como el encapsulamiento y la incineración los cuales no serán tratados en este contexto.

III.4 Métodos de tratamiento para desechos líquidos derivados de la perforación

En muchos casos en que el agua ha sido usada en la perforación, la calidad de la misma no es la apropiada para su reutilización o descarga por lo que debe ser tratada para minimizar el contenido de contaminantes o de algún otro en particular, antes de que esta sea reciclada. La tabla III.6, muestra los métodos de tratamiento apropiados para varios contaminantes.

TABLA III.6 POSIBLES CONTAMINANTES EN EL AGUA Y SUS OPCIONES DE TRATAMIENTO⁽⁶⁸⁾

CONTAMINANTE	OPCIONES DE TRATAMIENTO	OBSERVACIONES
ALDEHIDOS	A,K	
ALUMINIO	B,C,G,I,J	B, requiere ajustar pH
AMINAS	K	
ANIONATO	F,K,I	
ARSENICO	B,C,F,H,J	B, requiere ajustar pH
BARIO	E,G,I,H	
CALCIO	E,G,I	
CLORUROS	H,I,J	
CONDUCTIVIDAD	G+H,I,J	
COBRE	C,B,E,I,K	B, requiere ajustar pH
CIANURO	A,K	
FLUOR	E,H,I,J	
HIDROCARBUROS	B,D,F,I,K	
HIERRO	A,B,E,G,I,J	I, posible membrana
PLOMO	A,B,E,I,J	B, requiere ajustar pH
MAGNESIO	E,G,I,J	
MANGANESO	A,B,E,I,J,G	I, posible membrana
NIQUEL	A,B,I,J	B, requiere ajustar pH
SILICE	E,H,I	E, requiere calor
SULFATOS	H,I,J	adsorción con cal
SULFHDIRICO	A,E,F,H	
SOLIDOS TOTALES	B,C	
CONTENIDO DE CARBON	A,F,H,I	
CINC	B,C,E,G,I,J	B, requiere ajustar pH

A.- Oxidación química, B.- Filtración, C.- Clarificación, D.- Separación física, E.- Ablandamiento con cal, F.- Aireación, G.- Intercambio catiónico, H.- Intercambio aniónico I.- Osmosis Inversa, J.- Electrodialisis K.- Tratamientos biológicos secundarios.

Los factores que juegan una parte importante en la selección del método de tratamiento son; La selección del método(s) para la remoción del contaminante, costo del equipo e instalaciones disponibles, costo de operación y mantenimiento de los mismos, tuberías y bombas requeridas para transportar el agua hacia las plantas de tratamiento, costo de descarga del agua, cuando esta no cumple con los parámetros mínimos para ser descargada, y la cantidad de agua a ser tratada. Una descripción breve de los métodos mencionados en la tabla III.6, se presenta a continuación.

Oxidación química.- Los agentes oxidantes usados para reducir el crecimiento microbiológico y para garantizar la demanda química de oxígeno (DQO), antes de que el agua sea descargada o reusada son: los cloruros y el HCl, hipoclorito, permanganato de potasio, peróxido y ozono.

Aireación.- Es el proceso de transferencia de contaminantes indeseables (Amoniaco, materiales volátiles,etc) del agua hacia el aire por medio de sistemas de aireación mecánica. Los factores que determinan la eficiencia de este método son el área de contacto, la estabilidad del contaminante en el agua y en el aire.

Separación Física.- Este método es usado para reducir cantidad de sólidos suspendidos totales (SST). Existen algunos procesos que acompañan la separación del agua eficientemente. En muchos casos, la separación puede mejorarse y acelerarse mediante la adición de coagulantes (polímeros) orgánicos e inorgánicos.

Unidades de flotación.- Estas unidades están específicamente diseñadas para remover el aceite y grasas del agua, así como algunos sólidos suspendidos en ella. Generalmente están equipadas con una unidad de separación por gravedad, la separación en una unidad de flotación, depende de la diferencia de densidades entre la partícula y el agua, para mejorar y aumentar esa diferencia, una corriente de burbujas de gas se adiciona. Por lo tanto, se incrementa la diferencia de densidades. El gas mas usado en este proceso es el aire.

Filtración.- Los filtros usados usan antracita o una combinación de ella, estos son llamados cámaras de mezclado, las cuales son usadas para remover los sólidos suspendidos y reducir la turbulencia en el agua, pueden ser operadas a presión o bien trabajar simplemente por gravedad.

Clarificación.- Es usada para separar los sólidos suspendidos del agua, por medio de la coagulación, floculación y sedimentación. Las partículas suspendidas son desestabilizadas, por medio de la neutralización de sus cargas eléctricas, las cuales permiten que los sólidos se junten y se coagulen asentándose y dejando al agua clara.

Tratamientos Biológicos.- Es usado principalmente para remover los materiales orgánicos e inorgánicos, solubles e insolubles del agua de desecho, después del primer proceso de separación. los contaminantes solubles son algunos

tipos de hidrocarburos, amoníaco, fenoles, fosfatos y metales pesados que actúan como alimentadores de los microorganismos que convierten esto en alimento, y posteriormente en una suspensión que se sedimenta fácilmente en el agua.

El mas común de los tratamientos biológicos es el uso de fango activado, este proceso pone en contacto agua con microorganismos bajo aireación, el cual es requerido para proporcionar el oxígeno necesario para la degradación de los organismos.

Remoción de sólidos.- Este proceso es usado para remover una gran variedad de contaminantes del agua. A la fecha, es usado como tercer paso de aplicación en el tratamiento de aguas, debido a que estas plantas están diseñadas para tratar agua con poca turbulencia y con pequeñas cantidades de contaminantes suspendidos.

Filtros de carbón.- La capacidad de adsorción de un filtro de carbón esta relacionada con el contenido de material orgánico disuelto en el agua, el contenido total de carbono (TCO) y demanda química de oxígeno (DQO), además del color y de la turbulencia de metales pesados.

La capacidad de adsorción de un filtro de carbón, esta relacionada con la eficiencia del mismo para remover los contaminantes del agua. Cuando la capacidad de adsorción es muy baja, a este punto se define como de agotamiento y es en el cual el carbón debe ser reemplazado.

Reducción de dureza.- En el proceso de ablandamiento se remueve la dureza del calcio, magnesio, fosfato, la alcalinidad del agua y algunos metales pesados, tales como cobre, hierro, cinc y plomo.

Quando la sosa cáustica o soda ash, es adicionada con la cal, la dureza del calcio es removida. El ablandamiento es la conversión de contaminantes insolubles a solubles para su remoción mecánica posterior. Este método es mas eficiente cuando el proceso se lleva a cabo a temperatura elevada.

Desmineralización.- Este sistema usa un proceso de intercambio iónico para crear agua altamente pura. Las capas de resina catiónica o aniónica son usados para intercambiar iones de H y OH, respectivamente y con ello limpiar de contaminantes el agua. Las unidades, son recipientes cerrados que cuentan con un desgasificador para remover el CO₂ de la unidad de cationes y aniones, los cuales se agotan después de cierto tiempo, causando que dichas unidades requieran de pequeñas cantidades de sodio.

Osmosis inversa.- Es una técnica de separación que emplea una celda con una membrana semipermeable, en la cual una diferencia de densidad es creada para limpiar el agua. En este el agua es forzada a salir del alimentador como resultado de la diferencial de presión. Esta técnica recupera del 92-95% sales disueltas en el agua.

Electrodiálisis inversa.- Es un método para extraer los iones en solución mediante el uso de un campo eléctrico, que permite el paso de iones a través de una membrana semipermeable selectiva a iones o cationes.

La aplicación de una corriente directa (dc) al campo eléctrico, inhibe el paso de iones a través de la membrana con lo que evita la convección o difusión iónica. Este procedimiento es recomendado cuando existen grandes cantidades de sólidos disueltos totales en el agua.

CAPITULO IV

INYECCIÓN DE RECORTES AL ESPACIO ANULAR EN FORMACIONES SUPERIORES DEL POZO

Existen varios métodos de tratamiento para los recortes y desperdicios generados durante la perforación de pozos, especialmente cuando en ellos se emplean lodos de emulsión inversa o base aceite, los cuales fueron mencionados con anterioridad. En este capítulo se presenta la factibilidad de aplicar la inyección de recortes al espacio anular en el mismo pozo, tomando en consideración las condiciones existentes en los pozos de la Región Sur de PEP, el método propuesto como mecanismo de depositación hace necesaria una revisión de las condiciones mecánicas del pozo (diseño de tuberías de revestimiento), de los programas de cementación, con la finalidad de evitar poner en riesgo la integridad del pozo. Dentro de este contexto se consideraron como aspectos importantes;

- La integridad del pozo (tubería de revestimiento y colgador de TR)
- La generación de presiones externas altas producto de la inyección de los recortes
- La evaluación de las dimensiones de la fractura generada para el almacenamiento de los recortes.
- las modificaciones a los programas de cementación de las TR's

IV.1 La integridad del pozo

Debido a que se requiere inyectar gran cantidad de recortes durante la perforación y al finalizar la misma, es necesario un análisis de los esfuerzos a que la tubería de revestimiento intermedia estará sujeta durante la inyección, para garantizar las condiciones mecánicas del pozo.

Básicamente el criterio en el diseño de las tuberías de revestimiento considera que esta sometida a tres tipos de esfuerzos, debidos principalmente a la carga de tensión, ocasionada por el propio peso de la tubería, a variaciones en la presión interna originadas por operaciones de estimulación y vida productiva del pozo, y a variaciones en la presión externa que causan que la tubería se colapse. Es decir el diseño estará regido por la resistencia a la tensión, presión interna y de colapso de la tubería.

El análisis para cuantificar cada uno de ellos, parten de un diagrama de cuerpo libre, como el mostrado en la figura IV.1, en el cual para el caso de la tensión se tiene:

$$F_2 = \sigma \cdot A_s$$

IV.1

donde σ es el esfuerzo mínimo de cedencia y A_s es el área transversal de acero en la tubería.

$$F_{ten} = 0.785 \cdot \sigma \cdot (d_n^2 - d_i^2) \quad \text{IV.2}$$

d_n y d_i son los diámetros externo e interno de la tubería respectivamente.

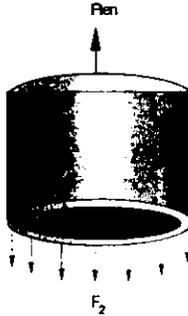


Fig. IV.1 Diagrama de cuerpo libre para determinar la tensión de un cuerpo tubular

Cabe mencionar que el conocimiento de este esfuerzo nos permite disponer de un margen de jalón sin causar una deformación permanente en la tubería, en el caso de presentarse una pegadura durante su introducción al pozo.

El análisis para la presión interna y de colapso parte de la figura IV.2.

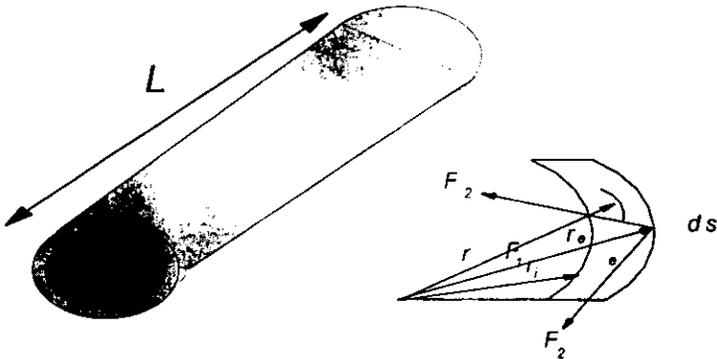


Fig. IV.2 Diagrama de cuerpo libre para el caso de presión interna y de colapso

La tendencia de la fuerza F_1 a romper la tubería como resultado de aplicar una presión interna es contrarrestada por el esfuerzo de cedencia en la pared de la tubería, la cual emplea una fuerza F_2 , las ecuaciones que representan estas fuerzas son

$$F_1 = P_{br} L \frac{d_o}{2} d\theta \quad \text{IV.3}$$

$$F_2 = \frac{\sigma_t (L d\theta)}{2} \quad \text{IV.4}$$

donde P_{br} es la presión interna, L la longitud de la tubería y $d\theta$ es el área de sección transversal

La suma de ambas fuerzas para condiciones estáticas esta dada por $F_1 - 2F_2 = 0$ y despejando P_{br} de la ecuación resultante tenemos:

$$P_{br} = \frac{2 \sigma_t}{d_n} \quad \text{IV.5}$$

Debido a que el espesor en la pared de la tubería no es constante, presenta pequeñas variaciones el API, recomienda usar el 87.5% del valor calculado con la ecuación IV.5, por lo que esta se transforma a :

$$P_{br} = \frac{1.75 \sigma_t}{d_n} \quad \text{IV.6}$$

El análisis de la presión de colapso es un poco mas complejo que el realizado para la presión interna, debido a que involucra el cálculo de los esfuerzos radial y tangencial, a los que es sometida la pared de la tubería, en este caso la teoría de la elasticidad en dos dimensiones para un radio r , localizado entre el radio interior y exterior, de la tubería es aplicable. La ecuación para su análisis esta dada por Lame⁷⁷.

$$\sigma_r = \frac{P_i r_i^2 (r_e^2 - r^2) + P_e r_e (r^2 - r_e^2)}{r^2 (r_e^2 - r_i^2)} \quad \text{IV.7}$$

$$\sigma_t = \frac{P_i r_i^2 (r_e^2 - r^2) - P_e r_e (r^2 - r_e^2)}{r^2 (r_e^2 - r_i^2)} \quad \text{IV.8}$$

donde σ_r y σ_t son los esfuerzos radial y tangencial, cuando la tubería esta sujeta a presión externa P_e , $r = r_i$ el cual representa un máximo en la dirección tangencial, por lo tanto:

$$\sigma_t = \frac{2 P_e r_e^2}{(t (r_e - r_i))} \quad \text{IV.9}$$

La deducción completa de la ecuación anterior esta dada en el Apéndice A, despejando P_e , y considerando al esfuerzo tangencial con signo negativo por ser de efecto compresivo tenemos:

$$P_e = P_c = \frac{\sigma_e t (r_e - r_i)}{2 r_e} \quad \text{IV.10}$$

Reagrupando términos en función del diámetro de la tubería se tiene:

$$P_c = \frac{2 \sigma_e \left(\frac{d_e}{t} - 1 \right)}{\left(\frac{d_e}{t} \right)^2} \quad \text{IV.10a}$$

En la práctica el colapso en las tuberías puede ocurrir por diferentes tipos de esfuerzos, los cuales están clasificados como; por cedencia de la tubería, por cedencia plástica, por cedencia elástica y de transición, la ocurrencia de uno u otro esta en función de la relación existente entre diámetro y espesor (d_n / t) de la tubería, por lo que la fórmula para calcular la resistencia al colapso de la tubería varia, dependiendo de cada una de ellos, en el Apéndice A, se presentan dichas fórmulas. La selección de la TR al colapso estará dada por la resistencia de la misma tubería a colapsarse, considerando que el interior de la tubería quedará vacío(condición mas crítica).

Además de las consideraciones tomadas durante el diseño de la tubería, se toman en cuenta los cambios de presión y temperatura, ocasionados por la inyección de los recortes al espacio anular, que dan como resultado variaciones en los esfuerzos originalmente calculados, mismos que pueden poner en riesgo la integridad del pozo cuando estos superan la resistencia de la tubería seleccionada.

IV.1.1 Variaciones en los esfuerzos por cambios de temperatura

Los cambios de temperatura generados después de la introducción, cementado y anclado de la TR en el cabezal y vida productiva del pozo, generalmente son pequeños y de signo negativo, es decir tienden a reducir el estado de esfuerzos con el que la tubería es anclada en el cabezal, sin embargo variaciones mayores de temperatura pueden ocasionar grandes cambios en el estado de esfuerzos, ejemplos

de estas variaciones se presentan en pozos geotérmicos, en pozos inyectoros de vapor de agua, en pozos costa afuera, y en pozos terminados en regiones árticas.

El esfuerzo axial por un cambio de temperatura ΔT , es determinado a partir del coeficiente de expansión térmica con la ecuación:

$$\xi z = \alpha_T \Delta T \quad \text{IV.11}$$

Para el coeficiente de expansión térmica α_T del acero de $6.67 \times 10^{-6} / ^\circ \text{F}$, y el modulo de elasticidad de 30×10^6 psi, el cambio de esfuerzo estará dado por:

$$\sigma_z = - E_z \alpha_T \Delta T = 200 \Delta T \quad \text{IV.12}$$

La ecuación es aplicable cuando el esfuerzo axial σ_z es menor al esfuerzo de cedencia del acero, y cuando la TR es anclada con suficiente tensión para evitar el pandeo de la tubería. Normalmente las prácticas comunes de anclaje de TR en el cabezal varían de un lugar a otro. El API, tiene identificadas cuatro prácticas comunes de anclaje, las cuales son; a) anclar la TR en el cabezal con la misma tensión con la cual se cemento la tubería, b) Anclar la TR en tensión, considerando como punto neutro la cima de cemento, c) Anclar la TR en compresión, y d) Para pozos en regiones árticas, anclar la TR en tensión a partir del punto de congelación. Finalmente la ecuación anterior referida a términos de fuerza esta dada por:

$$F_a = -200 \Delta T A_s \quad \text{IV.13}$$

Con A_s área se sección transversal de la TR (pg), $A_s = 0.294 W_s$, donde W_s es el peso unitario de la tubería (lbs/pie), y T en grados F, por lo que la ecuación IV.13 queda como :

$$F_a = -58.80 \Delta T W_s \quad \text{IV.14}$$

La temperatura en el fondo es calculada con la relación presentada por Romero-Juarez⁷⁸.

$$T(\text{Profz}, t) = g \text{ Prof} + T_{es} - g A + (T_{fs} + g A - T_{es}) e^{-z/A} \quad \text{IV.15}$$

$$A = F Q_{iny} \quad \text{IV.16}$$

$$F = \frac{1.658 ((1 + B (F(t))))}{B} \quad \text{IV.17}$$

$$B = 0.281 \frac{d_{iw}}{(d_{itr} - d_{etr})} \quad \text{IV.18}$$

Donde:

g es el gradiente geotérmico (°F / pie)

T_{es} es la temperatura en superficie °F

$Prof$, en pies, diw, diámetro del pozo (pg)

d_{itr} , d_{etr} son los diámetros de la tubería interior y exterior respectivamente (pg)

Q_{iny} es el gasto de inyección en pies³/min

T_{fs} es la temperatura del fluido en la superficie °F

$F(t)$ se encuentra entre 0 y 1 para este caso se considera de 0.6.

Cuando la TR no es anclada con la suficiente tensión para prevenir el pandeo de la misma, entonces el cambio de longitud debido a cambios de temperatura, se puede calcular con la ecuación de Lubinski⁽⁷⁹⁾.

$$\Delta L = \frac{\Delta r^2 F b^2}{(8 E I_w)} \quad \text{IV.19}$$

Donde Δr es la variación de radios, entre el agujero y el exterior de la tubería (pg), F_b es la fuerza de pandeo, I_w es el momento de inercia y E el módulo de elasticidad de young.

Goin⁽⁸⁰⁾, introdujo la siguiente ecuación para calcular la fuerza axial de pandeo como:

$$F_b = F_s - F_a \quad \text{IV.20}$$

$$F_s = A_i P_i - A_e P_e \quad \text{IV.21}$$

Donde F_s es la fuerza de estabilidad, A_i , A_e son las áreas interior del agujero y exterior de la TR, respectivamente.

El momento de inercia esta dado por:

$$I_w = \frac{\Pi}{64 (d_e^4 - d_i^4)} \quad \text{IV.22}$$

IV.1.2 Variaciones de esfuerzos debidos a cambios de presión externa

Las condiciones de carga o esfuerzo por presión externa o colapso para el diseño de la tubería están en base a considerar la densidad del fluido (lodo, cemento) que queda en el espacio anular una vez que la tubería es cementada, la cual se verá

incrementada por el proceso de inyección de recortes, con lo que se generan cambios significativos en el esfuerzo axial, mismos que pueden rebasar la resistencia al colapso de la tubería, para explicar este proceso la figura IV. 3 muestra las elongaciones y contracciones que sufre la tubería en su cuerpo por cambios de presión externa.

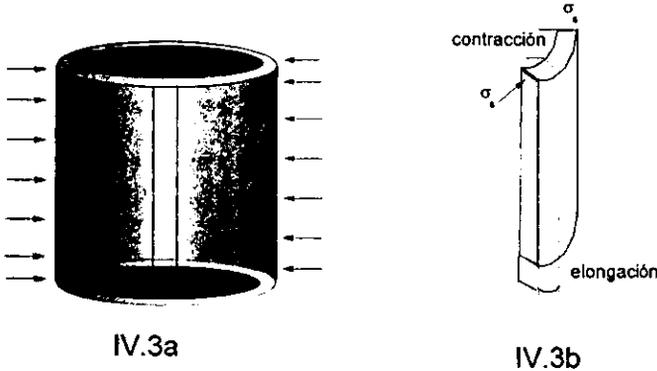


Fig. IV.3 efecto de la presión externa sobre el esfuerzo axial

La figura IV.3b, muestra como el incremento en la presión externa, causa una disminución del esfuerzo axial tangencial en la tensión y un incremento en el esfuerzo de compresión tangencial, con lo que el diámetro de la TR disminuye y la longitud tiende a incrementarse.

Aunque la TR sea anclada con la suficiente tensión, para evitar el pandeo de la tubería, no es garantía de que esté libre de contracciones y elongaciones, producto del cambio en la presión externa, por lo que la tensión axial será proporcional a la tensión desarrollada.

Las ecuaciones de Lamé⁽⁷⁷⁾, IV.7 y IV.8, son aplicables para determinar la variación de los esfuerzos radial y tangencial originados por los cambios en presión externa, por lo que tenemos:

$$\Delta \sigma_{rt} = (\sigma_r + \sigma_t) f - (\sigma_r + \sigma_t) o \quad \text{IV.23}$$

$$(\sigma_r + \sigma_t) o = \frac{(2 r_i^2 P_i - r_e^2 P_e)}{(r_e^2 - r_i^2)} \quad \text{IV.24}$$

$$= \frac{(2 A_i P_i - A_e P_e)}{(A_e - A_i)} \quad \text{IV.24a}$$

si llamamos $A = A_s = A_e - A_i$

$$(\sigma_r + \sigma_t)_o = (2/A)(A_i P_i - A_o P_o) \quad \text{IV.25}$$

$$(\sigma_r + \sigma_t)_f = (2/A)(A_i P_i - A_o (P_o + \Delta P_o)) \quad \text{IV.26}$$

$$\Delta \sigma_{rt} = (2/A)(A_o \Delta P_o) \quad \text{IV.27}$$

Por otro lado el esfuerzo en la dirección "z" es:

$$\xi_z = -\mu/E(-2(\sigma_r + \sigma_t)) \quad \text{IV.28}$$

$$\xi_z = (2\mu/E)(A_o/A_s)\Delta P_o \quad \text{IV.29}$$

En el cual el signo positivo indica un incremento en longitud, causado por un aumento en la presión externa, análogamente para la compresión experimentada por el elemento de tubería en análisis.

$$\Delta \sigma = (2\mu)(A_o/A_s)\Delta P_o \quad \text{IV.30}$$

Sustituyendo el valor de $\mu = 0.3$ para la relación de Poisson de la tubería, y $A_o = 0.785 d_n^2$ y como $F = \sigma A$, tenemos:

$$F_a = 0.471 d_n^2 \Delta P_o \quad \text{IV.31}$$

La ecuación IV.31, fue derivada para un cambio uniforme en la presión externa, sobre un intervalo de longitud dado, un cambio en la presión del pozo causado por variaciones en la presión de superficie no origina cambios de presión uniforme en el intervalo de longitud, por lo que la ecuación IV.31 no es aplicable tal como esta escrita, en este caso es necesario emplear la ΔP_o media en un intervalo de longitud conocido.

$$\Delta P_{o,m} = \int_0^l \Delta P_o dx \quad \text{IV.32}$$

Para pozos verticales tenemos

$$\Delta P_{o,m} = 0.052 \Delta \rho \int_0^l x dx \quad \text{IV.33}$$

$$= \frac{0.052 \Delta \rho l}{2} \quad \text{IV.33a}$$

La ecuación IV.33a, es aplicable cuando el espacio anular sufre una disminución de nivel como resultado de la liberación de líquidos del lodo y de equilibrarse la densidad de esta columna con la presión de poro de la formación.

Goin⁽⁸⁰⁾, presenta un procedimiento gráfico para determinar la porción de la TR, que esta sujeta o tiene tendencia al pandeo, cuando en ella se presentan esfuerzos axiales que hacen variar el estado de esfuerzos originales con los que la tubería es anclada en el cabezal, los pasos que Goin propone son:

1. Determinar el esfuerzo axial en la cima y base de cada sección del casing seleccionado y hacer una gráfica de esfuerzo axial contra profundidad
2. Determinar la fuerza de estabilidad para cada sección de la tubería en la cima y base, y se grafican contra la profundidad.
3. Localizar la intersección entre la línea de carga y la línea de fuerza de estabilidad, para determinar el punto neutro al pandeo.

La tendencia al pandeo ocurre por lo general a profundidades mayores a del punto neutro, y en algunos casos, los viajes de tubería durante la etapa de perforación pueden ocasionar cierto grado de desgaste en la TR, el cual pone en riesgo las condiciones mecánicas del pozo, la figura IV.4 es una representación gráfica del método propuesto por Goin.

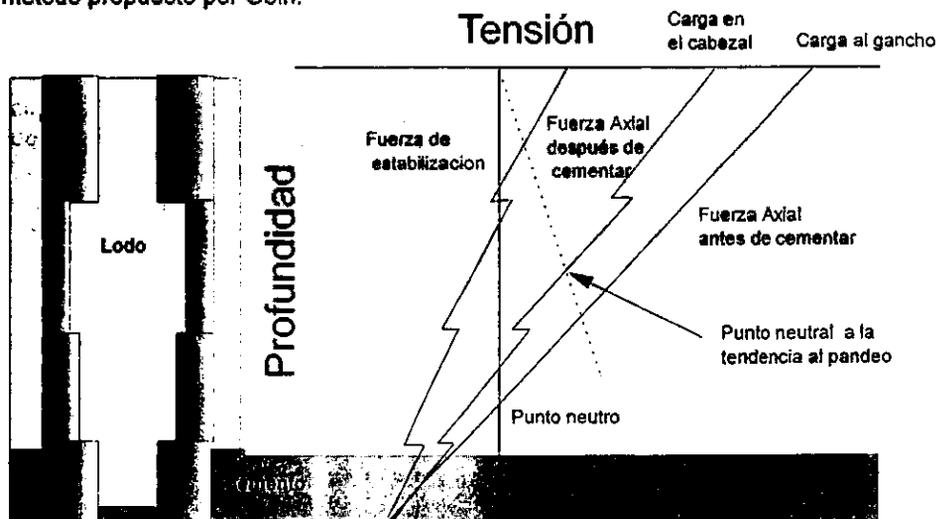


Fig. IV.4 representación gráfica del Método de Goin⁽⁸⁰⁾.

IV.1.3 Erosión sufrida por el colgador de la TR durante la inyección de recortes

Para cuantificar la erosión sufrida por el colgador durante la inyección de recortes sin afectar su funcionamiento BP Exploration⁽⁴¹⁾ mediante experimentos con muestras de acero del colgador determinó que el grado de desgaste sigue un comportamiento lineal, el cual se muestra en la figura III.2, para cuantificar su desgaste se calcula la pendiente de la recta y en base a ello determinar el desgaste del colgador para el volumen del recortes a inyectar.

IV.2 Dimensiones de la fractura hidráulicamente inducida

Durante la inyección de recortes al espacio anular es posible la generación de una fractura hidráulicamente inducida, como resultado de bombear una lechada de recortes con mayor densidad a la del lodo con la cual se perforó esa etapa del pozo, por lo que la evaluación de dicha fractura será necesaria para evitar posible contaminación de acuíferos o del propio yacimiento, las dimensiones de la fractura estará en función de la orientación y la geometría de la misma

IV.2.1 Orientación de la fractura

La orientación de la fractura es resultado del estado natural de esfuerzos, bajo los cuales esta sujeta la formación, en la cual se llevará a efecto la inyección de recortes, misma que es caracterizada por los vectores de esfuerzo. En áreas geológicamente estables o en reposo, las direcciones de los esfuerzos son la vertical y horizontales, en general se ha aceptado que la dirección de la fractura es perpendicular al menor esfuerzo, por lo que se pueden presentar fracturas verticales y horizontales, en general las fracturas verticales se generan a profundidades mayores a 1000m, y a profundidades someras la tendencia es fracturas horizontales.

Las formaciones a cualquier profundidad están sujetas a los propios esfuerzos del campo, que pueden descomponerse en vectores, de los cuales uno corresponde al peso de sobrecarga de los estratos superiores, matemáticamente se tiene para una profundidad x :

$$\sigma_v = g \int_0^x \rho_f dx \quad \text{IV.34}$$

donde ρ_f es la densidad promedio de los estratos superiores a la formación de interés y g es la aceleración de la gravedad por lo que integrando la ecuación :

$$\sigma_v = \frac{\rho_f X}{144} \quad \text{IV.35}$$

En la cual σ_v esta dada en psi, $\rho_f = 165 \text{ lbs/ pie}^3 / 144$ da un gradiente de esfuerzo vertical de 1.1 psi/pie, para formaciones porosas donde además se encuentra contenido un fluido, se debe afectar este esfuerzo por una constante poroelástica (α), la cual se considera igual a 0.7, por lo que el esfuerzo efectivo estará dado como:

$$\sigma_v' = \sigma_v - \alpha P_p \quad \text{IV.36}$$

El esfuerzo horizontal se obtiene a partir del vertical cuando es relacionado con la constante de Poisson, el cual queda expresada como:

$$\sigma_h' = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma_v' \quad \text{IV.37}$$

donde σ_h' es el esfuerzo horizontal efectivo y ν es la relación de Poisson.

El esfuerzo horizontal dado por la ecuación IV.37 no es el mismo en todas direcciones del plano horizontal debido principalmente a los esfuerzos tectónicos propios de la región, por lo que es necesario identificar los esfuerzos horizontales como un mínimo y un máximo, este último dado por la relación:

$$\sigma_{h_{max}} = \sigma_{h_{min}} + \sigma_{tec} \quad \text{IV.38}$$

donde σ_{tec} es la contribución del esfuerzo tectónico, la dirección de la fractura será perpendicular al menor de los tres esfuerzos anteriormente expuestos.

La magnitud de la presión de ruptura esta caracterizada por los valores de los esfuerzos efectivos de la formación, por el esfuerzo de tensión, y por la presión de poro de la formación. Una expresión práctica para el cálculo de la presión de ruptura fue dada por Terzaghi⁸¹ en la cual para pozos verticales se tiene:

$$P_{bd} = 3\sigma_{h_{min}} - \sigma_{h_{max}} + T_o - P_p \quad \text{IV.39}$$

donde $\sigma_{h_{min}}$, $\sigma_{h_{max}}$ son los esfuerzos horizontal mínimo y máximo respectivamente, T_o es el esfuerzo de tensión y P_p es la presión de poro en la formación.

IV.2.2.- Geometría de la fractura

En general se tienen básicamente tres tipos de modelos para estimar la geometría de la fractura; ellos son modelos 2-D, o Bidimensionales, p-3-D, o pseudo-tridimensionales, y 3-D o tridimensionales, en estos últimos la propagación de la fractura es discretizada, en pequeñas celdas o bloques en los cuales se calcula la amplitud y longitud, permitiendo el crecimiento de la fractura vertical y lateralmente, además de cambios de dirección del plano original, que depende de la distribución local de esfuerzos y las propiedades de la roca. Tales modelos requieren una cantidad significativa de datos y demasiados cálculos por lo que en este caso quedan fuera de los objetivos del trabajo, teniendo su mayor aplicación en pozos desviados en donde la orientación de la fractura esta influenciada por la trayectoria del pozo y probablemente sea diferente del mínimo esfuerzo de la formación.

Los modelos bidimensionales o 2-D, son aproximaciones analíticas, con consideraciones constantes donde la altura de la fractura es conocida, dentro de estos se han utilizado dos modelos, los cuales se diferencian por la relación que guardan la longitud de la fractura y su altura.

Para una longitud de fractura mayor que su altura ($L_f \gg h_f$), el modelo fue desarrollado por Perkins y Kern (1961)⁽⁶¹⁾, y Nordgren (1972)⁽⁶²⁾, también conocido como modelo PKN, dentro del cual hace las siguientes consideraciones :

- La falla de la roca en la formación es de tipo frágil
- La longitud de la fractura esta controlada por la caída de presión en la fractura
- La extensión vertical de la fractura esta limitada por barreras
- La presión del fluido en el extremo de la fractura es igual al esfuerzo horizontal mínimo perpendicular a la fractura.
- La geometría de la fractura es del tipo elíptica
- En el caso de fluidos no newtonianos el fluido sigue el comportamiento de la ley de potencias.

A partir de las consideraciones mencionadas, el modelo de PKN presenta la siguientes ecuación para calcular la amplitud, longitud y caída de presión en la cara de la fractura :

En el caso de fluidos newtonianos :

$$W_{max} = 0.3 \left(\frac{Q_{in} \mu (1 - \nu^2) L_f}{G} \right)^{0.25} \quad \text{IV.40}$$

donde es:

$$G = \frac{E}{2(1 + \nu)} \quad \text{IV.41}$$

debido a la forma elíptica considerada en la geometría de la fractura la amplitud máxima calculada por la ecuación IV.40 deberá ser afectada por un factor geométrico ($\gamma=0.75$) para obtener una amplitud de fractura promedio, la cual está dada por:

$$W_m = W_{max} (3.1416/4)^{\gamma} \cdot \gamma = 0.589W_{max} \quad \text{IV.42}$$

Nolte y Economides (1989)⁸⁹ relacionaron el volumen de fluido inyectado contra el volumen de fractura generado, al cual llamaron eficiencia de fracturamiento (η)

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} \quad \text{IV.43}$$

Cuando (η) $\rightarrow 1$, es decir el volumen de fluido inyectado tiende a igualar al volumen de fractura generado; lo cual puede representarse por la siguiente ecuación:

$$W_m A_f = Q_{inj} t \quad \text{IV.44}$$

donde A_f es el área de la fractura dado por:

$$A_f = 2L_f h_f \quad \text{IV.45}$$

por lo que la ecuación IV.43 queda como.

$$W_m L_f = \frac{Q_{inj} t}{2h_f} \quad \text{IV.46}$$

A partir de la cual se puede derivar la ecuación para la longitud de la fractura empleando la ecuación IV.40, haciendo ;

$$C_1 = 0.3 \left(\frac{\mu(1-\nu^2)}{G} \right)^{0.25} \quad \text{IV.46a}$$

reescribiendo la ecuación IV.40;

$$W_{max} = C_1 Q_{inj}^{0.25} L_f^{0.25} \quad \text{IV.46b}$$

Substituyendo el valor de W_{max} de la ecuación IV.46b en la IV.46, tenemos:

$$L_f = \left(\frac{Q_{inj}^{0.75} t}{2h_f C_1} \right)^4 \quad \text{IV.47}$$

Cuando $(\eta) \rightarrow 0$, es decir no se genera un volumen de fractura, y $V_f=0$, y por lo tanto $W=0$, y el área de la fractura estará dado por :

$$A_f = \left(\frac{Q_{iny} \sqrt{t}}{\pi C_L r_p} \right) \quad \text{IV.48}$$

Igualando la ecuación IV.48 con la IV.45, y despejando L_f se obtiene :

$$L_f = \frac{Q_{iny} \sqrt{t}}{2\pi h C_L} \quad \text{IV.49}$$

donde $h = h_f * r_p$, y r_p es la relación de permeabilidades verticales a lo largo de la fractura, C_L es el coeficiente de filtrado que relaciona el volumen de fluido perdido por unidad de área entre la raíz cuadrada del tiempo, cuyas unidades son (Longitud/tiempo^{0.5}), el cual se encuentra influenciado por las propiedades del fluido fracturante, de la formación y de los aditivos de pérdida de filtrado.

Para el caso de fluidos no-Newtonianos el método de PKN aplica el modelo de la ley de potencias para el calculo de la amplitud de la fractura, la cual esta representada por la ecuación :

$$W_{max} = 12 \left[\frac{128}{3\pi} (n+1) \left(\frac{2n+1}{n} \right)^n \left(\frac{0.9775}{144} \right) \left(\frac{5.61}{60} \right)^{2n+1} \left(\frac{Q_{iny}^n K L_f h^{(1-n)}}{E} \right)^{\left(\frac{1}{2n+1} \right)} \right] \quad \text{IV.50}$$

donde n y K , son el indice de comportamiento y consistencia del fluido respectivamente

Cuando $\eta \rightarrow 1$, el calculo de la longitud de la fractura se hace de manera analoga al de un fluido newtoniano quedando como:

$$L_f = \frac{1}{C_2} \left(\frac{5.615(Q_{iny} t)}{2h} \right)^{\left(\frac{2n+2}{2n+1} \right)} \quad \text{IV.51}$$

donde:

$$C_2 = (13.59(n+1) \left(\frac{2n+1}{n} \right)^n (0.0068) (0.0935)^{2n+1} \left(\frac{Q_{iny}^n K h^{(1-n)}}{E} \right)^{\left(\frac{1}{2n+1} \right)}) \quad \text{IV.51a}$$

Si $\eta \rightarrow 0$, la longitud de la fractura será la misma que la calculada para un fluido con comportamiento newtoniano, ecuación IV.49

Sneddon y Elliot (1946)⁹⁰, describieron las dimensiones de la fractura a partir de la amplitud, la cual es proporcional a la caída de presión en la cara de la fractura,

multiplicada por su altura (o longitud), e inversamente proporcional al plano del modulo de corte, es decir:

$$W_{max} = \frac{2(P_f - \sigma_{min})}{E} \quad \text{IV.52}$$

reagrupando terminos y haciendo $\Delta P_f = (P_f - \sigma_{min})$, tenemos:

$$\Delta P_f = \frac{(W_{max} E)}{2h_f(1-\nu^2)} \quad \text{IV.52a}$$

sustituyendo el valor de W_{max} para el caso de fluidos no newtonianos, de la ecuación IV.50, en la IV.52a, tenemos:

$$\Delta P_f = \frac{C_2 L_f^{1/2n+2} E}{2h_f(1-\nu^2)} \quad \text{IV.53}$$

sustituyendo el valor de L_f de la ecuación IV.51, cuando $\eta \rightarrow 1$ la caída de presión esta dada por:

$$\Delta P_{ff} = C_3 t^{\frac{1}{2n+3}} \quad \text{IV.54}$$

donde ;

$$C_3 = C_2 \left(\frac{5.615 Q_{my}}{2h_f} \right)^{1/2n+3} \quad \text{IV.55}$$

cuando $\eta \rightarrow 0$ la caída de presión esta dada por :

$$\Delta P_{ff} = C_4 t^{\frac{1}{4(2n+1)}} \quad \text{IV.56}$$

donde;

$$C_4 = C_2 \left(\frac{5.615 Q_{my}}{2\pi h C_L} \right)^{1/2n+2} \quad \text{IV.57}$$

La relación entre la caída de la presión y las dimensiones de la fractura son utiles para monitorear su crecimiento, una grafica log-log de caída de presión contra tiempo, puede utilizarse para identificar la forma de la fractura , si la pendiente es positiva la fractura sera grande apegandose al modelo PKN, por el contrario una pendiente negativa indica una fractura corta en longitud (modelo KGD),o del tipo radial.

Para una altura de fractura mucho mayor que la longitud de la fractura ($h_f \gg L_f$) el modelo fue desarrollado por Kristianovich-Zhel'tov (1955)⁸³, y Geertsma-De Klerck (1969)⁸⁴, el cual generalmente es conocido como Modelo KGD, este hace las siguientes suposiciones:

- La amplitud de la fractura esta controlada por la caída de presión en la cara de la fractura.
- El flujo de fluidos en la fractura es laminar
- Existe un deslizamiento a través de las barreras inferior y superior por lo que la altura de la fractura no esta confinada por barreras.
- La amplitud de la fractura es constante en sentido vertical.
- La presión en el extremo de la fractura es igual al esfuerzo horizontal mínimo.

La ecuación para calcular la amplitud máxima de fractura esta dada por:

$$W_{max} = 0.35 \left(\frac{(1 - \nu^2) Q_{iny} \mu L_f^2}{E h f} \right)^{1/2.5} \quad \text{IV.52}$$

Una vez que se ha calculado la amplitud, altura y longitud de la fractura, el siguiente paso es calcular las dimensiones de la fractura sustentada, sin embargo para efectos de almacenamiento de recortes este dato no es de gran interés ya que el volumen de recorte inyectado será proporcional al volumen de fractura sustentada, por este motivo no se realiza en este trabajo.

IV.3 Generacion de presiones entrampadas.

La generación de presiones entrampadas, que pudieran originar una zona de presión anormal en el intervalo de inyección no es factible debido a que la lechada de recortes se inyecta con una densidad mayor a la densidad de fractura de la formación, lo que genera una fractura y la pérdida del fluido inyectado, posteriormente cuando el bombeo de recortes es suspendido por diferencia de densidades entre la hidrostática de la lechada de recortes y la de poro en la formación estas tratan de equilibrarse hasta igualarse, finalmente la columna de lechada de recortes libera el agua contenida en ella de la cual una parte se pierde hacia la formación como filtrado y otra pudiera causar por efecto de temperatura un represionamiento en el cabezal de producción, por lo que al finalizar la inyección de los recortes se recomienda colocar un anillo de cemento.

IV.4 Programa de cementación de tuberías

Para aplicar el método propuesto como mecanismo de depositación de recortes se deben modificar los programas de cementación de tuberías tradicionales, debido a que en este caso se recomienda dejar suficiente tirante de tubería sin cementar, entre TR's, de tal manera que nos permita la inyección de los recortes en el espacio anular entre la TR superficial y la intermedia, con lo que se aseguran ahorros en el volumen de cemento a utilizar, en la actualidad se combinan dos tipos de lechadas de cemento, una de baja densidad y una de densidad normal de manera tal que traslapa el cemento las dos tuberías.

IV.5 Descripción del programa de cómputo para aplicar el método de inyección de recortes, como mecanismo de depositación

Para demostrar la factibilidad de aplicación del método de inyección de recortes al espacio anular entre la TR superficial y la intermedia se elaboró un programa de cómputo, que permite elaborar el diseño de tuberías de revestimiento intermedia, además hace una revisión de los esfuerzos a que la tubería es sometida cuando se aplica la inyección de recortes, de forma tal que puede monitorear su comportamiento durante el proceso.

El programa aplica las ecuaciones enunciada en este capítulo, para el cálculo de las resistencias de las tuberías y el método de cargas máximas para su diseño, hace una revisión de los esfuerzos a que la tubería es sometida por efectos de presión temperatura cuando se inyectan los recortes al espacio anular del pozo, con la finalidad de evitar que la TR intermedia sufra daños por colapso, aplica el método de Geertsma-De Klerk y Perkins-Kern, para el monitoreo de la amplitud y longitud de la fractura y evitar contaminar o comunicar el pozo con mantos acuíferos, el listado completo del programa de cómputo es presentado en el Apéndice B.

El programa fue desarrollado en lenguaje C++ orientado a objetos, se encuentra estructurado en bloques donde cada uno de ellos representa un objeto (pequeño procedimiento) dentro del programa principal, la figura IV.6 es un diagrama de la estructura del programa *InyectRec*.

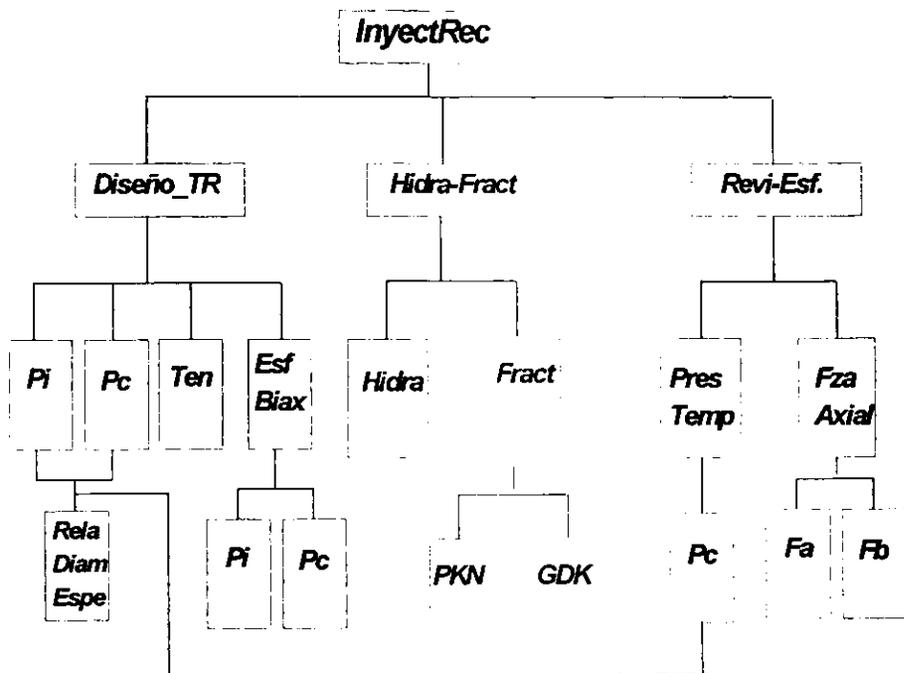


Figura IV.5 Diagrama y estructura del programa *InyectRec* para la inyección de recortes

CAPITULO V

VALIDACIÓN DEL MÉTODO PROPUESTO

Para validar el método de inyección de recortes al espacio anular entre las TR's superficial e intermedia vía fracturamiento y almacenar en el propio pozo el volumen total de recortes generados durante su perforación, se hicieron pruebas de laboratorio con el objeto de hacer de los recortes una lechada bombeable, una vez generada esta lechada es necesario calcular las caídas de presión por fricción, hidrostática y de tratamiento que suman la presión en superficie necesaria para generar la fractura en la zapata de la TR superficial, en base a ello demostrar la factibilidad de inyección y de almacenamiento de recorte, sin causar ningún problema de contaminación, aun cuando en el pozo se utilizan lodos base aceite o de emulsión inversa.

Debido a que la presión en superficie necesaria para inyectar los recortes, es una función de la presión de tratamiento o de fractura de la formación y de la caída de presión por fricción. La única en la que podemos ejercer influencia mediante los parámetros reológicos para obtener valores de presión en superficie bajos, es la caída de presión por fricción .

El término de caída de presión por fricción es difícil de evaluar cuando las fuerzas viscosas tratan de impedir el movimiento de fluido al pasar a través de conductos muy reducidos, los modelos reológicos generalmente utilizados en la industria petrolera para aproximar el comportamiento de los fluidos son:

- El Modelo de Newton
- El Modelo Plástico de Bingham
- El Modelo Ley de Potencias

V.1 Modelo de Newton

El Modelo establece que el esfuerzo cortante τ es directamente proporcional a la velocidad de corte γ , multiplicada por una constante de proporcionalidad llamada viscosidad μ , matemáticamente esta expresada como:

$$\tau = \mu \gamma \qquad \qquad \qquad \text{V.1}$$

En términos de movimiento de fluidos con respecto a una placa, esto significa que si la fuerza F, necesaria para poner en movimiento el fluido, se duplica, la velocidad de la placa también se duplicará, gráficamente tenemos:

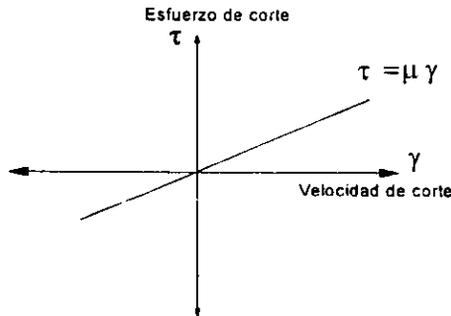


Figura V.1 Comportamiento reológico para un fluido Newtoniano

V.2 Modelo Plástico de Bingham

Muchos fluidos son difíciles de caracterizar en su comportamiento reológico, cuando difieren del comportamiento Newtoniano, tal es el caso de los fluidos con comportamiento Plástico de Bingham, ya que estos no fluirán hasta que la aplicación del esfuerzo cortante τ exceda cierto valor mínimo τ_y conocido como punto cedente, después de alcanzar ese punto los cambios en esfuerzo cortante son proporcionales a los cambios de velocidad de corte y la constante de proporcionalidad es conocida como la viscosidad plástica, matemáticamente está expresado como:

$$\tau = \mu_p \gamma + \tau_y; \tau > \tau_y \quad \text{V.2}$$

$$\gamma = 0; -\tau_y < \tau < \tau_y \quad \text{V.3}$$

$$\tau = \mu_p \gamma - \tau_y; \tau < -\tau_y \quad \text{V.4}$$

Una representación gráfica de este comportamiento es mostrado en la figura V.2

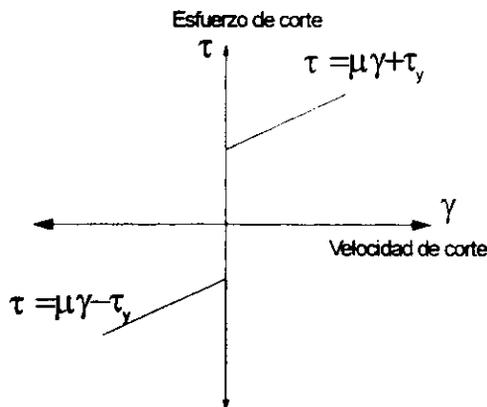


Figura V.2 Comportamiento reológico para fluidos Plástico de Bingham

V.3 Modelo Ley de Potencias

Este Modelo puede utilizarse para representar el comportamiento de un fluido como pseudoplástico, dilatante o newtoniano debido a que utiliza los parámetros "n" y "k", que representan el índice de comportamiento del fluido e índice de consistencia, los cuales caracterizan el grado en el que el fluido es no-newtoniano, por lo que tenemos:

- $n < 1$ el comportamiento del fluido es Pseudoplástico
- $n = 1$ el comportamiento del fluido es Newtoniano
- $n > 1$ El comportamiento del fluido es Dilatante

Una representación gráfica del modelo es ilustrada en la figura V.3, en la cual matemáticamente se tiene como:

$$\tau = k|\dot{\gamma}|^{n-1} \dot{\gamma}$$

V.5

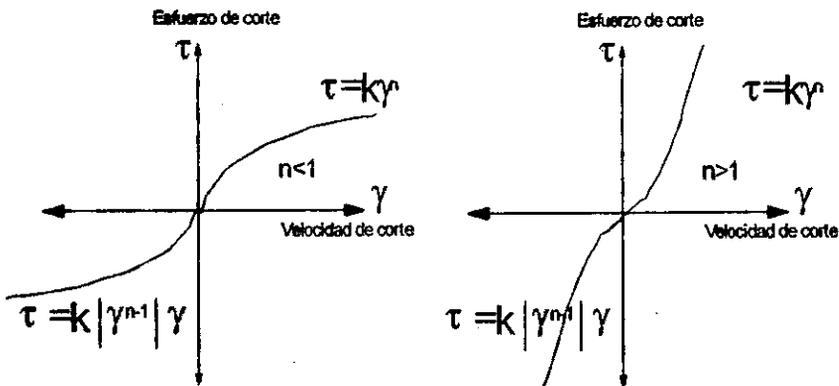


Figura V.3 Comportamiento reológico para fluidos Ley de Potencias

V.4 Relación de los Modelos Reológicos con la lecturas de Viscosímetro

Debido a que todos los modelos reológicos, están basados en el movimiento de dos placas paralelas en las cuales se encuentra un fluido contenido entre ellas es difícil construir un viscosímetro basado en el movimiento de esas dos placas, sin embargo la rotación de una manga con un cilindro concéntrico es algo similar al movimiento de las dos placas paralelas, se ilustra en la figura V.4.

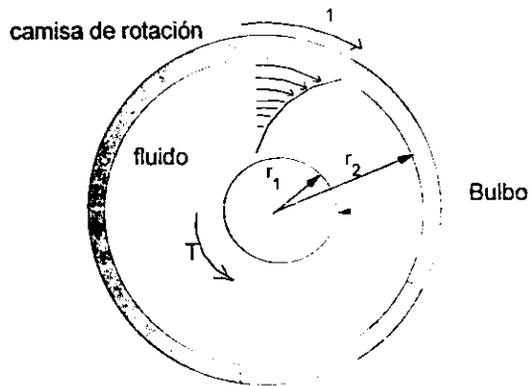


Figura V.4 Representación gráfica del movimiento de un fluido en un viscosímetro rotacional

La velocidad de corte en un viscosímetro rotacional esta dada como una función del radio "r", mientras que la velocidad del fluido "v" a un radio dado esta relacionado con la velocidad angular como:

$$v = r w \quad \text{V.6}$$

Si las capas de fluido no se deslizan una sobre otra y el movimiento de ellas es como un sólido

$$w = dv/dr \quad \text{V.7}$$

La ecuación V.7 representa el cambio de velocidad "v" para un radio "r", Por lo que la velocidad de corte debida al deslizamiento de las capas de fluido esta dada:

$$\gamma = r \frac{dw}{dr} \quad \text{V.8}$$

Debido las lecturas del dial del viscosímetro están en grados de desplazamiento angular , la constante del resorte esta dada como:

$$T = 360.5\theta \quad \text{V.9}$$

Relacionando el troqué que sufre el bob con la velocidad de corte a cualquier radio "r" con la siguiente ecuación se tiene:

$$T = \tau (2 \Pi r h) r \quad \text{V.10}$$

Por lo que finalmente igualando las ecuaciones V.9 y V.10 y despejando el esfuerzo de corte tenemos:

$$\tau = \frac{360.5\theta}{2 \pi h r^2} \quad \text{V.11}$$

Esta ecuación es resultado de la geometría del viscosímetro rotacional y no depende de la naturaleza del fluido, por lo que la velocidad de corte puede relacionarse con el esfuerzo de corte usando la definición de los modelos reológicos Newtoniano, Plástico de Bingham, y ley de Potencias.

Para el Modelo reológico de Newton tenemos que :

$$\gamma = r \frac{dw}{dr} = \frac{5.066N}{r^2} \quad \text{V.12}$$

cuando el radio del bob es de 1.7245 tenemos que:

$$\gamma = 1.703N \quad \text{V.13}$$

donde las unidades de γ están dadas en seg^{-1}

Para el Modelo reológico de Plástico de Bingham tenemos que :

$$\gamma = \frac{5.066N}{r^2} + \frac{479\tau_y}{\mu_p} \left(\frac{3.174}{r^2} - 1 \right) \quad \text{V.14}$$

$$\tau_y = \theta_{300} - \mu_p \quad \text{V.15}$$

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300} \quad \text{V.16}$$

Para el Modelo de Ley de Potencias se tiene para el índice de comportamiento :

$$n = 3.322 \log \left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right) \quad \text{V.17}$$

Donde el índice de consistencia :

$$k = \frac{51\theta_{300}}{511^n} \quad \text{V.18}$$

Para el esfuerzo de corte.

$$\gamma = 0.2094N \frac{1}{r^{\frac{1}{n}}} \left[\frac{1}{r_1^{\frac{1}{n}}} - \frac{1}{r_2^{\frac{1}{n}}} \right] \quad \text{V.19}$$

V.5 Resultados de la Aplicación del método de inyección de recortes

Se efectuaron varias pruebas con aditivos químicos y agua para hacer con los recortes de la formación una lechada con características bombeables, similares a las de un lodo de perforación. Las lechadas de recortes fueron preparadas con concentraciones variables de aditivo rompedor de emulsión y agua, las concentraciones y tiempo de contacto entre el recorte y el solvente son presentados en la tabla V.1.

La Tabla No. V.1, Resultados obtenidos para las lechadas con muestras de recortes para las diferentes concentraciones de aditivo-agua.

Muestra No.	Solventes		Tiempo de contacto / agitación min
	Aditivo (cc)	Agua (cc)	
1	200	800	20
2	200	800	5760 (4 días)
3	70	400	20
4	70	400	5760 (4 días)
5	100	600	20
6	100	600	5760 (4 días)
7	200	800	14400 (10 días)
8	7	500	20
9	7	600	20

Aditivo usado como rompedor de emulsión Bore clean

Volumen de recorte utilizado por muestra de formación equivalente a 325 cc,

Composición de la lechada de recorte 54% de sólidos, 30% de agua y 16% de aceite, (porcentajes en peso)

Tabla V.2, Lecturas del viscosímetro para las muestras de lechadas de recortes.

No	Muestra								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
L ₆₀₀	80	105	52	43	36	65	220	187	144
L ₃₀₀	48	65	46	32	30	45	200	173	137
L ₂₀₀	37	50	42	29	28	28	181	163	128
L ₁₀₀	25	33	40	25	25	29	165	153	120
L ₆	12	15	35	21	19	19	67	65	61
L ₃	10	12	33	20	19	19	52	50	49
μ _a	40	52.5	26	21.5	18	32.5	120	93.5	72
μ _p CP	32	40	6	11	6	20	20	14	7
PC (Lb/100 pms)	16	25	40	21	24	25	180	159	130
Gel 0/10	12/18	14/18	38/50	25/40	25/25	25/43	44/59	44/52	44/50
Dens. g/cc	1.56	1.56	1.60	1.60	1.50	1.40	1.38	1.36	1.35

Una vez que contamos con las lecturas del viscosímetro Fann para las diferentes muestras es necesario determinar el modelo reológico que se ajusta a cada una de ellas, para determinar la caída de presión por fricción obtenible de cada muestra, la

tabla V.3 presenta los resultados obtenidos al aplicar las fórmulas V.13-19 a cada una de ellas, para las lecturas de viscosímetro dadas en la tabla V.2.

Tabla V.3. Ajuste del modelo reológico para las muestras de lechada de recortes.

Muestra No.	Índice de Comportamiento y Consistencia		Modelo reológico
	n	k	
1	0.736	0.485	BINGHAM MODIFICADO
2	0.692	0.870	LEY DE POTENCIAS
3	0.176	15.27	BINGHAM MODIFICADO
4	0.426	2.24	LEY DE POTENCIAS
5	0.263	5.82	BINGHAM MODIFICADO
6	0.531	1.647	BINGHAM MODIFICADO
7	0.137	84.865	LEY DE POTENCIAS
8	0.112	85.917	LEY DE POTENCIAS
9	0.071	87.511	LEY DE POTENCIAS

Una vez determinado el modelo reológico en cada muestras de lechada de recortes se cuantifica la caída de presión hidrostática, por fricción, tanto en la tubería como en la cara de la fractura, además de la presión de tratamiento o de fractura, las ecuaciones aplicables para tal efecto son:

$$\Delta P_h = \frac{(\rho_f \text{ Prof})}{10} 14.22 \quad \text{V.20}$$

$$P_i = \frac{G_f \text{ Prof}}{10} 14.22 \quad \text{V.21}$$

$$V = \frac{(17.16 Q_{mv})}{(Diam_i TR^2 - De TR^2)} \quad \text{V.22}$$

$$Ka = \frac{k}{\left(\frac{9n+3}{8n+4}\right)^n} \quad \text{V.23}$$

$$Re = \frac{(23.26((Diam_i TR - De TR)/12)^n v^{(2-n)} \rho_f}{12^n Ka} \quad \text{V.24}$$

Si Re es mayor o igual a 2100 entonces:

$$F = \frac{(\log(n) + 2.5) / 50}{\text{Re}^{(1 + \log(n)) / 50}} \quad \text{V.25}$$

Cuando el valor de Re sea menor a 2100 entonces:

$$F = \frac{16}{\text{Re}} \quad \text{V.25a}$$

$$\Delta Pf = \frac{(8.337 \text{ Pr of } \rho_f V^2 F)}{(25.8(\text{Diam iTR} - \text{DeTR}))} \quad \text{V.26}$$

$$\text{Psup} = \text{Pt} + \Delta Pf - \Delta Ph \quad \text{V.27}$$

Donde:

- Psup .-Es la presión en superficie en psi
- Pt .-Es la presión de tratamiento para la formación a fracturar en psi
- ΔPf .-Es la caída de presión por fricción en psi
- ΔPh .-Es la caída de presión debida a la hidrostática del fluido en psi
- Prof .-Es la profundidad al punto donde se hará la inyección de recortes en pies
- V .-Es la velocidad de flujo en pies/min
- F .-Es el factor de fricción de faninng adimensional
- Re .-Es el numero de Reynols adimensional
- n .-Es el índice de comportamiento de flujo
- k .-Es el índice de consistencia del fluido
- DiamiTR .-Es el diámetro interior de la TR superficial pg
- DeTR .-Diámetro exterior de la TR intermedia en pg
- Qiny .-Es el gasto de inyección en BPM
- ρ_f .-Es la densidad del fluido en g/cc
- G_f .-Es el gradiente de fractura en psi/pie

V.6 Metodología de analisis para la aplicación del método de inyección de recortes al espacio anular.

El analisis de las condiciones mecanicas del pozo esta soportado en un programa de computo para revisar el diseño de las TR intermedia, revisión de los esfuerzos, erosión del colgador de TR y cálculo de las dimensiones de la fractura. El programa es empleado para calcular las caídas de presión por fricción en el espacio anular entre la TR superficial y la intermedia, la presión de fractura y la presión en la superficie necesaria para llevar a cabo el tratamiento, para tal efecto se utilizaron los

datos de pozos de la tabla V.4, que fueron obtenidos del campo Catedral del Distrito Reforma Chis, perforados en 1996.

Tabla V.4 Datos de Campo Catedral Distrito Reforma Chis.

Pozo Campo	Φ_{hnt} pg	Diam pg	Tipo de TR	Prof. Asent. (M).	Vol. de recorte (m ³)	Tipo de lodo
Catedral 15	17 ^{1/2}	13 ^{3/8}	N-80,68lbs/pie	50	12.83	Bentonítico
	12 ^{1/4}	9 ^{5/8}	J-55,40lbs/pie	1000	139.17	Polimérico
	8 ^{1/2}	7	P-110, 35lbs/pie TRC- 95,35lbs/pie	2680	143.58	E. I.
	5 ^{7/8}	5	P-110 18 lbs/pie	3087	54.37	E.I.
				total	349.95	
Catedral 17	17 ^{1/2}	13 ^{3/8}	P-110,77 lbs/pie	100	25.65	Bentonítico
	12 ^{1/4}	9 ^{5/8}	TRC- 95,47lbs/pie	600	73.21	Polimérico
	8 ^{1/2}	7	P-110, 35lbs/pie TRC- 95,35lbs/pie	2760	164.28	E. I.
	5 ^{7/8}	5	P-110 18 lbs/pie	3118	23.96	E.I.
				total	287.11	
Catedral 57	17 ^{1/2}	13 ^{3/8}	N-80,72lbs/pie	50	15.39	Bentonítico
	12 ^{1/4}	9 ^{5/8}	N-80,47lbs/pie	600	79.08	Polimérico
	8 ^{1/2}	7	P-110, 35lbs/pie TRC- 95,35lbs/pie	2709	194.75	E. I.
	5 ^{7/8}	5	P-110 18 lbs/pie	3159	25.89	E.I.
				total	315.11	
Catedral 67	17 ^{1/2}	13 ^{3/8}	K-55,68lbs/pie	50	12.83	Bentonítico
	12 ^{1/4}	9 ^{5/8}	N-80,47lbs/pie	600	80.54	Polimérico
	8 ^{1/2}	7	P-110, 35lbs/pie	2487	171.05	E. I.
	5 ^{7/8}	5	TAC-140,18 lbs/pie	3111	39.24	E.I.
				total	303.66	

La figura V.5 presenta la gráfica de diseño de la tubería de revestimiento para el campo Catedral, en la cual se observa un diseño sobrado sin embargo se justifica por ser un campo productor de gas y condensado con un porcentaje de sulfídrico y CO₂ considerable(arriba del 2.5% y 3% respectivamente)

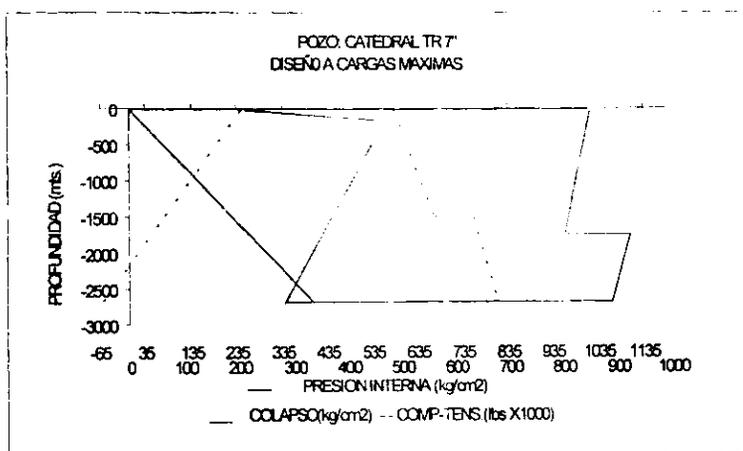


Figura V.5 gráfica de diseño para las TR intermedias para el campo Catedral, Distrito Reforma, Chis.

La tabla V.5 presenta los resultados obtenidos para el calculo hidráulico a partir de la tabla V.4, para las profundidades de 1000 y 600 metros para cada una de las muestras de lechada de recortes presentadas en la tabla V.2, considerando el gradiente de fractura de la formación de 1.55 gr/cc y para gastos de inyección de 4, 5, 6, 7.BPM.

La figura V.6 es un a esquematización del proceso de inyección propuesto, donde aparecen los gradientes de presión de poro y de fractura para el campo mencionado.

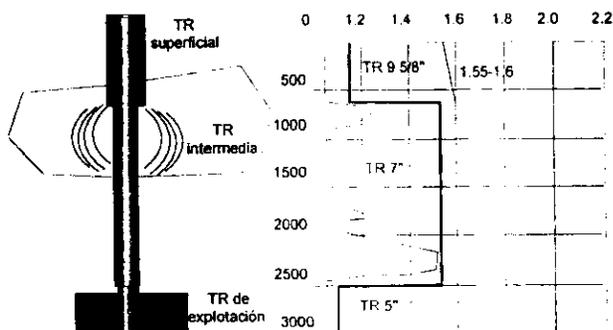


Figura V.6 Gradiente de fractura y de formación, con asentamiento de TR para el caso de inyección propuesto.

Tabla V.5 Resultados del cálculo hidráulico para las muestras de lechadas de recortes.

Muestra n.º	Prof m	Gasto BPM	DeltaP1 psi	DeltaPh psi	Pruprtura psi	Psup psi
1	600	4	2807.61	1330.99	1109.16	2585.78
2	600	4	3939.35	1330.99	1109.16	3717.52
3	600	4	3776.26	1365.12	1109.16	3520.30
4	600	4	2284.88	1365.12	1109.16	2028.92
5	600	4	2363.57	1279.80	1109.16	2192.93
6	600	4	3029.65	1194.48	1109.16	2944.33
7	600	4	16,776.87	1177.42	1109.16	16,708.61
8	600	4	14,704.34	1160.35	1109.16	14,653.14
9	600	4	11,807.45	1151.82	1109.16	11,784.79
1	600	5	3308.74	1330.99	1109.16	3086.91
2	600	5	4597.13	1330.99	1109.16	4375.30
3	600	5	3927.52	1365.12	1109.16	3671.56
4	600	5	2512.73	1365.12	1109.16	2256.77
5	600	5	2506.43	1279.80	1109.16	2335.79
6	600	5	3410.76	1194.48	1109.16	3325.44
7	600	5	17,297.67	1177.42	1109.16	17,229.41
8	600	5	15,078.48	1160.35	1109.16	15,025.27
9	600	5	11,996.01	1151.82	1109.16	11,983.35
1	600	6	3783.91	1330.99	1109.16	3562.08
2	600	6	5215.31	1330.99	1109.16	4993.48
3	600	6	4015.59	1365.12	1109.16	3799.63
4	600	6	2715.67	1365.12	1109.16	2459.71
5	600	6	2829.54	1279.80	1109.16	2458.90
6	600	6	3757.48	1194.48	1109.16	3672.16
7	600	6	17,735.17	1177.42	1109.16	17,666.91
8	600	6	15,387.49	1160.35	1109.16	15,336.29
9	600	6	12,152.30	1151.82	1109.16	12,109.64
1	600	7	4238.51	1330.99	1109.16	4016.68
2	600	7	5802.40	1330.99	1109.16	5560.56
3	600	7	4267.12	1365.12	1109.16	3911.16
4	600	7	2859.99	1365.12	1109.16	2644.03
5	600	7	2736.34	1279.80	1109.16	2567.70
6	600	7	4077.99	1194.48	1109.16	3992.67
7	600	7	18,113.70	1177.42	1109.16	18,045.44
8	600	7	15,655.46	1160.35	1109.16	15,604.28
9	600	7	12,286.04	1151.82	1109.16	12,243.34
1	1000	4	4679.35	1330.99	1109.16	4309.64
2	1000	4	6565.59	1330.99	1109.16	6195.67
3	1000	4	6293.76	1365.12	1109.16	5867.16
4	1000	4	3808.13	1365.12	1109.16	3381.53
5	1000	4	3939.28	1279.80	1109.16	3654.88
6	1000	4	5049.42	1194.48	1109.16	4907.22
7	1000	4	27,961.44	1177.42	1109.16	27,847.68
8	1000	4	24,507.23	1160.35	1109.16	24,421.91
9	1000	4	19,679.08	1151.82	1109.16	19,607.98

Conocidos los resultados del cálculo hidráulico, el siguiente paso es hacer una revisión de los esfuerzos a que esta sometida la tubería de revestimiento intermedia y determinar en un momento dado la tendencia de la misma al pandeo, ocasionado por esos esfuerzos, además determinar la presión de colapso corregida para la tubería que

se encuentra soportando todo el peso de la sarta. Las tablas V.6 y V.7, presenta los resultados para los pozos en análisis.

Tabla V.6 Variación del estado natural de esfuerzos en la TR para varios volúmenes de lechadas de recortes, en los pozos del campo Catedral presentados en la tabla V.4.

Vol. Bls	Temp °F	Delta T °F	Esfuerzo psi	$\Delta \sigma_f$ psi	$\Delta \sigma_p$ psi	P _{colapso} psi	$\Delta \sigma$ lbs
500	63.62	11.38	2276.26	-23,422.68	46,158.00	12,955.25	22,735
1000	61.39	13.61	2722.65	-28,016.11	46,158.00	13,349.21	18,142
1500	60.61	14.39	2878.21	-29,616.81	46,158.00	13,482.82	16,542
2000	60.21	14.79	2957.31	-30,430.73	46,158.00	13,548.33	15,728
2500	59.27	15.03	3005.20	-30,923.48	46,158.00	13,588.29	15,235

Tabla V.7 Esfuerzos a que se encuentra sometida la TR posterior a su cementación para los datos de la tabla V.4

Fuerza Axial en cada sección de la tubería				
No.	Faxial lbsf		Rten	Carga-cabezal
Secc.	base	cima	lbsf	lbs
1	-67,942.96	48,252.64	1,131,900	184,102.56
2	1,747.00	202,302.59	977,550	316,733.18
Fuerzas de estabilización				
No.secc.	cima (lbsf)		base (lbsf)	
1	-67,924.96		-43,748.25	
2	-43,748.25		0.0	

Una vez revisados los esfuerzos a que esta sometida la tubería de revestimiento intermedia, el siguiente paso es calcular el desgaste que sufrirá el colgador de la TR como resultado de circular a través del cabezal el volumen de lechada de recortes, generado durante la perforación, la tabla V.8 presenta los resultados de la simulación, en la cual se aprecia que el desgaste es función del volumen inyectado y no de la presión y el gasto con que se circula la lechada de recortes.

Tabla V.8, Resultados del cálculo de la erosión del colgador de la TR

No.	Volumen	Gasto	Presión	Erosión
1	500	4	2000	0.23%
2	1000	5	2250	0.46%
3	1500	6	2500	0.69%
4	2000	7	2567	0.92%
Resultados de la inyección de recorte para el cálculo de las Dimensiones de la Fractura				
Método de cálculo				
Amplitud (pg)		Longitud de la fractura (pies)		
Método PKN	GKD	$\eta=1$	$\eta=0$	
0.31	0.307	124.28	7.45	

Los valores considerados para calcular las dimensiones de la fractura en la tabla V.8, son ; $h=150$ pies, $E=2 \times 10^6$ psi, $\mu = 32$ cp, $n'=0.736$, $K'=0.485$ lbf-seg⁰ /pie², $K=300$ mD, porosidad =0.18, $\nu= 0.25$, $C_r=4000$ psi⁻¹, $C_L= 0.238$ pies/min^{0.5} Volumen iny=2000 bls, con un gasto de 4 BPM.

Finalmente se presenta una comparación de costos por transporte y confinamiento (en Mina Nuevo León), aplicado hasta mayo del 1997, contra el método actual de incineración, que se lleva a cabo entre la Cia Apasco -Maniobras Especializadas y Pemex, contra el costo aplicable de seguir la metodología propuesta, los resultados son presentados en la tabla V.9 y figura V.7, donde se pueden apreciar ahorros significativos del orden de 63 %.

Tabla V.9 Análisis de costos de inyección contra manejo y disposición de los volúmenes de recorte por pozo.

Pozo	Volumen de Rec.		Costo por manejo			Costo Actual		
			Trans-confina*	Incineración	Inyección.	Trans-confina	Incineración**	Inyección
Campo	m3	ton	\$/ton*	\$/ton	\$/m3	miles	miles	miles
Cat.-15	346.95	997.35	1,152	750	800	1,147	748	278
Cat.-17	287.11	818.26	1,152	750	800	941	614	230
Cat.-57	315.11	898.06	1,152	750	800	1,033	674	252
Cat.-67	303.66	865.43	1,152	750	800	995	649	243

*datos a mayo de 1997, se refiere a transporte y confinamiento

**datos a noviembre de 1997, no considera un costo fijo por disponibilidad de unidad cuando no se generan recortes (costo fijo de \$ 3,890/día, equivalente a 156,000 /pozo, con duración de 40 días)

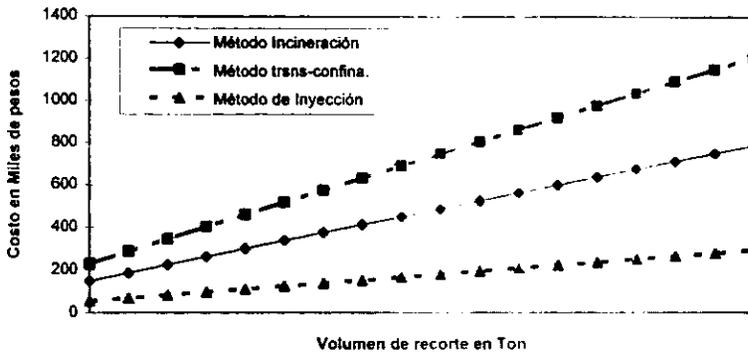


Figura V.7 Comparación de costos por manejo y depositación contra la inyección de recortes.

CAPITULO VI

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Con el objeto de demostrar la factibilidad de aplicación del método de inyección de recortes al espacio anular, como mecanismo de depositación, se elaboró un programa de cómputo, se hicieron pruebas de laboratorio para hacer de los recortes una lechada bombeable, se determinaron, los modelos reológicos que se ajustan al comportamiento de la lechada de recortes y se calcularon las caldas de presión, para determinar la presión en superficie que haga factible su realización.

La tabla V.1 muestran las concentraciones de aditivos empleados para la preparación de las diferentes lechadas de recortes, por lo que su preparación no representa un problema, de la misma tabla, se puede observar que existe una relación directa entre la cantidad de aditivo y el tiempo de contacto con el recorte de la formación (es decir, a medida que se incrementa la cantidad de aditivo o se permite mayor tiempo de contacto se favorece más la dispersión o desencapsulamiento del recorte), ver muestras 4 y 5 .

La tabla V.2 presenta los resultados de las lecturas del viscosímetro fann, donde se aprecian en todas características de bombeabilidad, por lo que el ajuste de un modelo reológico para caracterizar su comportamiento es conveniente. La tabla V.3, muestra el comportamiento para cada una de ellas, como un plástico de Bingham modificado y Ley de potencias.

Empleando los datos de cuatro pozos perforados en el campo Catedral del distrito Reforma, presentados en la tabla V.4, se corrió el programa para determinar, la presión de superficie necesaria para llevar a cabo la inyección de los recortes. La tabla V.5, presenta los resultados obtenidos, donde se observa que las lechadas 4, y 5, generan presiones de bombeo en superficie menores a 3000 lbs/pg², a pesar de manejar diferentes gastos de inyección (4, 5, 6, 7 BPM) en la superficie, considerando ese valor como la presión máxima en superficie a manejar debido a las condiciones del cabezal.

Las variaciones del estado de esfuerzos con que la TR fue anclada en el cabezal no parece afectarse demasiado por el proceso de inyección, como se puede observar en los datos de la tabla V.6, la figura VI.1 es una representación gráfica de los resultados obtenidos, se puede apreciar que el esfuerzo máximo al que se somete la tubería se genera al iniciar la inyección de los recortes, una vez que se continua con la inyección la tubería tiende a contraerse como resultado del enfriamiento causado por la propia inyección, lo que tiende a incrementar la resistencia de la TR al colapso reestableciendo su valor original.

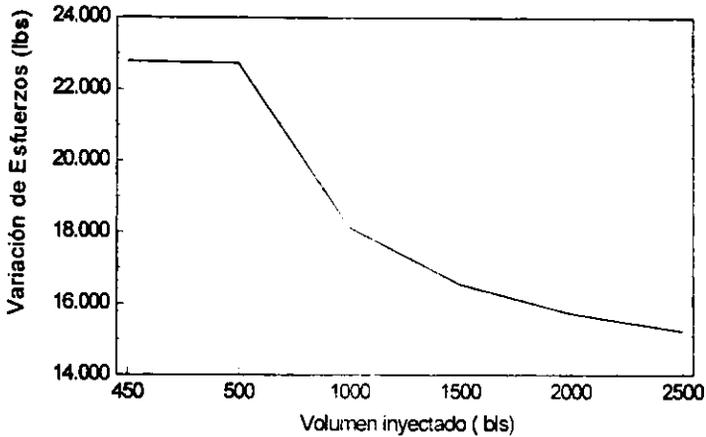


Figura VI.1 Variación del estado natural de esfuerzos debidos a efecto de presión y temperatura.

La figura VI.2 presenta la variación de la presión de colapso, donde a medida que se continua inyectando la lechada de recortes, la presión de colapso tiende a regresar a su valor original, debido también al efecto de enfriamiento en la tubería que causa un encogimiento, el cual es contrarrestado por la presión de inyección en superficie, dejando la tubería prácticamente en el estado que se encontraba antes de la inyección de los recortes

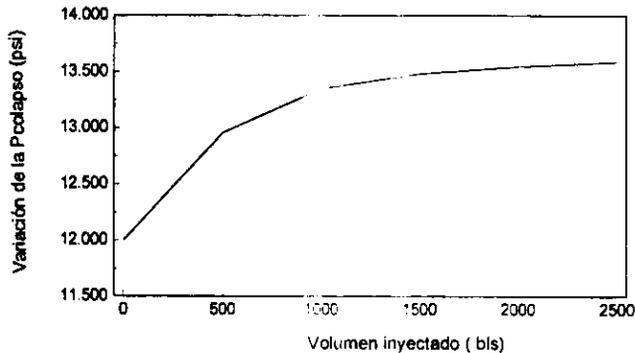


Figura VI.2 Variación de la presión de colapso con el incremento de volumen de inyección, como resultado de la variación de la presión y temperatura.

La tabla V.7 presenta los resultados de los esfuerzos a que se encuentra sometida la tubería de revestimiento, por lo que no existen tendencias al pandeo (Fuerza de estabilización =0 en la cima de la sección 2). cuando se inyecta la lechada de recortes, es decir la fuerza axial originalmente dejada en el cabezal superficial de

TR, aparentemente no sufre alteraciones significativas, además cuando se continua perforando la siguiente etapa del pozo dichos esfuerzos se reducen (por usar un fluido de diferente densidad), lo que proporciona mayor margen de trabajo en cuanto a resistencia por efectos de la fuerza axial. La figura VI.3 es una representación grafica de los resultados de la tabla V.7, las líneas punteadas reflejan el efecto de la inyección de la lechada de recortes sobre la fuerza axial ejercida en el cabezal de producción.

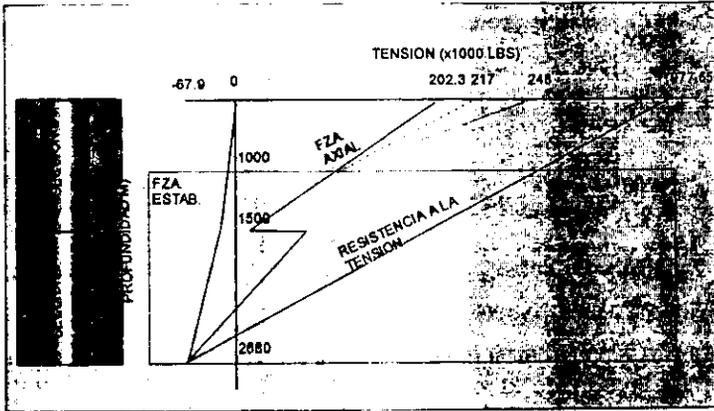


Figura VI.3 representación grafica de los resultados obtenidos por la tabla V.7.

La generación de una fractura inducida como resultado de la inyección de recortes, para los volúmenes de los pozos presentados en la tabla V.4, se calcularon y los resultados se presentan en la tabla V.8, donde se pueden apreciar dimensiones de la fractura demasiado pequeñas, W_{MEDIA} de 0.31 y 124 pies de longitud, cuando la eficiencia del fluido fracturante sea unitario, sin embargo esta situación no se alcanzara debido a que el coeficiente de filtrado para la lechada de recortes es muy alto, ya que la lechada no cuenta con aditivos de pérdida de filtrado ($C_L = 0.238 \text{ pies/min}^{0.5}$) y gran parte de la fase líquida se pierde como filtrado durante la inyección, por otro lado el gasto a que se lleva a cabo el bombeo es bajo ($Q_{iny} = 4 \text{ BPM}$), con lo que las posibilidades de generar una zona de presión anormal son mínimas, así como la de contaminar acuíferos por las dimensiones de la fractura creadas. Sin embargo no se descarta la posibilidad de que durante la inyección de recortes debido al coeficiente de pérdida tan alto se ocasione un taponamiento de la zona de admisión que elevaría la eficiencia del fluido fracturante, tendiendo al valor unitario, en cualquiera de los casos la amplitud y longitud de la fractura no rebasarían las dimensiones calculadas.

VI.1 Consideraciones recomendadas para la inyección de recortes

Para aplicar la inyección de recortes al espacio anular como mecanismo de depositación, esta deberá de considerarse desde la elaboración del programa de perforación del pozo, para en lo posible:

1. Diseñar la tubería de revestimiento intermedia de tal manera que permita manejar 3000 lbs/pg2 de presión de colapso en superficie, una vez que la TR es sometida al esfuerzo de tensión causado por su propio peso.
2. Considerar en los programas de cementación dejar suficiente espacio de la tubería intermedia sin cementar para permitir la inyección de recortes en el mayor intervalo de agujero abierto posible abajo de la zapata de la TR superficial. Actualmente se considera la combinación de dos lechadas de cemento una de baja y una de densidad normal buscando tener cemento entre ambas tuberías.
3. Hacer pruebas de laboratorio con el recorte y el aditivo a fin de determinar la cantidad óptima a utilizar de aditivo maximizando el tiempo de contacto a manera de generar reologías similares la muestra No. 1, 4, 5 y 6 de la tabla V.5.
4. Considerar en las presas de recortes la instalación de agitadores de lodos para en ellas preparar la lechada de recortes, a medida que ellos son generados, de tal manera que se maximiza el tiempo de contacto entre el recorte y el aditivo. Actualmente solo sirven como almacenadoras.
5. Considerar en el equipo una bomba de lodos adicional(básicamente por los gastos que se requieren manejar), para la inyección de los recortes, aunque pudiera utilizarse la bomba No. 2 del propio equipo.
6. Hacer el estudio completo del estado natural de esfuerzos a que será sometida la tubería de revestimiento para garantizar que las condiciones mecánicas del pozo no se afectaran como resultado de aplicar la inyección de recortes a la formación.

CAPITULO VII

CONCLUSIONES

La especial atención que las Autoridades Mexicanas pusieron en el problema de la contaminación a raíz del estudio realizado sobre el río Lerma por grupos ecologistas, dio origen a la creación de una serie de normas y organismos para preservar el medio ambiente y la ecología, por parte de las industrias generadoras de desechos en el país, entre ellas Pemex.

1. Los estudios de toxicidad aplicados a los lodos de perforación mostraron como a medida que se incrementa la cantidad de aditivos en el lodo este llega a ser mas contaminante. Por otro lado las necesidades de perforación en pozos con ambientes más hostiles, a obligado el empleo de lodo base aceite, para los cuales sus desechos requieren de tratamientos, que son demasiados costosos, tal es el caso del manejo transporte y disposición final.
2. La selección del fluido de perforación tiene una marcada influencia en los volúmenes de recortes generados, por lo que su elección es fundamental para reducir los costos de manejo y depositación.
3. La metodología de análisis propuesta para reducir el impacto ambiental causado por los fluidos de perforación, como método de depositación no parece tener problemas en su aplicación (tanto operacionales como técnicos), ya que en todos los casos la tubería soporta adecuadamente los esfuerzos a que será sometida por la inyección de los recorte. Por otro lado el colgador de la TR tampoco se pone en riesgo, debido a que la máxima erosión generada es menor al 1%.
4. La generación de una fractura de grandes dimensiones que originará contaminación de mantos acuíferos queda descartado como se puede ver en los resultados de la tabla V.8, (Amplitud promedio de 0.31 pg, y longitud de 124 pies, cuando se inyectan 2000 bis de lechada de recortes). Por otro lado, la generación presiones entrampadas en el cabezal de TR se descarta, debido a que la densidad de la lechada de recortes es mayor a la de gradiente de fractura de la formación, con lo que se logran beneficios adicionales al tener que utilizar poco requerimientos de presión de bombeo.
5. Finalmente los beneficios económicos que se pudieran generar al aplicar la metodología propuesta como método de tratamiento y depositación son superiores al 63%, lo que hace del método bastante atractivo para su aplicación.

NOMENCLATURA

α	- Constante proelástica adimensional
A,B,F(t)	- Constantes de la ecuación de Romero - Juárez
Ae,Ai	- Área interior y exterior de la tubería (pg2)
As	- Área de sección transversal de la tubería (pg2)
C ₂	- Coeficiente de pérdida de filtrado debida a las propiedades del fluido pie/ $\sqrt{\text{min}}$
C ₃	- Coeficiente de pérdida de filtrado debida a las prop. del la formación pie/ $\sqrt{\text{min}}$
C _L	- Coeficiente de filtrado total pie/ $\sqrt{\text{min}}$
C _r	- Compresibilidad de la formación (lbs/pg2) ⁻¹
d _e	- Diámetro exterior de la tubería (pg)
d _i	- Diámetro interior de la TR (pg)
d _{iw}	- Diámetro del agujero (pg)
d _n	- Diámetro nominal de la TR (pg)
ΔP_h	- Caída de presión debida a la hidrostática (psi)
E	- Módulo de elasticidad (lbs/pg2)
E	- Erosión del colgador (%)
ϕ	- Porosidad de la formación en fracción
f	- Factor de faninng
F ₁ , F ₂	- Fuerzas de tensión (lbs)
F _a	- Fuerza axial (lbs/pg2)
F _b	- Fuerza de alabeo/pandeo (lbf)
F _s	- Fuerza de estabilización (lbf)
F _{ten.}	- Fuerza de tensión (lbs)
G	- Constante de la ecuación de fracturamiento para el modelo PKN
g	- Gradiente geotérmico (°F/pie)
γ	- Velocidad de corte
G _f	- Gradiente de fractura (gr/cc/m)
η	- Eficiencia de fracturamiento (adimencional)
h _f	- Altura de fractura (pies)
I _w	- Momento de inercia de la tubería
K	- Permeabilidad de la formación (mD)
k	- Índice de consistencia del fluido
K _a	- Constante del No. de Reynolds (adimensional)
L	- Longitud de tubería desde la cima de cemento (m)
L _f	- Longitud de fractura (pies)
μ	- Viscosidad (cp)
μ_p	- Viscosidad plastica (cp)
μ_r	- Viscosidad de la roca (cp)
n	- Índice de comportamiento del fluido
P _{br}	- Presión de ruptura o tratamiento (psi)
P _c	- Presión de colapso de la tubería (lbs/pg2)
P _e	- Presión externa (psi)

P_p	- Presión de poro de la formación (lbs/pg2)
Prof	- Profundidad (m)
P_{sup}	- Presión en superficie (lbs/pg2)
P_t	- Presión de ruptura o tratamiento (psi)
Q_{iny}	- Gasto de inyección (BPM)
Re	- No. de Reynolds (adimensional)
ρ_f	- Densidad del fluido (gr/cc)
r_i, r_o	- Radio de tubería interior, exterior, y medio respectivamente, (pg)
σ	- Esfuerzo de cedencia de la tubería (psi)
Sp	- Perdida instantánea de fluido (bls)
$\sigma_{r,t,e}$	- Esfuerzos radial tangencial y efectivo respectivamente (lbs/pg2)
$\sigma_{v,h,tec}$	- Esfuerzos vertical, horizontal y tectónico de la formación (lbs/pg2)
σ_z	- Esfuerzo axial en la dirección vertical (psi)
T	- Constante del resorte para el viscosímetro fann
t	- Tiempo de inyección (min)
t	- Espesor de la tubería (pg)
τ	- Esfuerzo de corte para el viscosímetro fan
$T(Prof, T)$	- Variación de la temperatura del fluido con la profundidad (°F)
T_{es}	- Temperatura en superficie (°F)
T_{fs}	- Temperatura del fluido (°F)
T_o	- Resistencia a la tensión de la roca (Lbs/pg2)
τ_y	- Punto cedente (lbsf/100 pies)
ν	- Relación de poisson (adimensional)
V	- Velocidad del fluido en el espacio anular (pies/seg)
V	- Volumen inyectado (bls)
$V_{f,i}$	- Volumen filtrado e inyectado a la formación durante el fracturamiento (bls)
W	- Velocidad angular (r.p.m.)
W_m	- Amplitud de fractura media (pg)
W_{max}	- Amplitud de fractura máxima (pg)
W_s	- Peso unitario de la tubería (lbs/pg2)
x	- Altura de la columna de líquido (mts)
X, Y(x)	- Constantes del Método de Gerstma De Klerk (adimensional)
α	- Coeficiente de expansión térmica del acero ($6.6 \times 10^{-7} / ^\circ F$)
ΔP_e	- Variación de la presión externa (lbs/pg2)
ΔP_{em}	- Variación de la presión media (lbs/pg2)
ΔP_{ff}	- Caída de presión en la cara de la fractura (lbs/pg2)
Δr	- Variación de radios (pg)
ΔT	- Cambio de temperatura (°F)

REFERENCIAS

- 1.- Swan J.C: "Method of Drilling of Wells", U.S. Patent No. 1 455 010, Mayo 15, 1923.
- 2.- Mazee, W.M., "Non aqueous drilling fluids", U.S. Patent No. 2 297 660, Sept 29, 1942.
- 3.- Dawson R.D., and Blankenhorn C.F., "Non aqueous drilling fluids", U.S. Patent No. 2 350 154, May 30, 1944.
- 4.- Self E.S., "Oil based drilling fluid", U.S. Patent No. 2 461 483, feb, 1949.
- 5.- Anderson F.M., "Oil based drilling fluid", Oil Weekly Jun 30, 1947.
- 6.- Fischer P.W., "Oil based drilling fluid", U.S. Patent No. 2 612 471. Sept 30, 1942.
- 7.- Hauser E.A., "Modified gel forming clay and process of producing same" U.S. Patent No. 2 531 427, Nov 28 , 1950.
- 8.- Jordan J.W., "Organophilic bentonites I", J.Phys. Chem. 1940, pp. 294-302.
- 9.- Jordan J.W., Hook B.J. and Finlayson C.M., "Organophilic Bentonites II , J. Phys. Chem. 1950, pp 1194-1208.
- 10.- Jordan J.W., "N Alkyl ammomon humates", U.S Patent No. 3 281 458, oct 10, 1966.
- 11.- Clapper D.K., and Salisbury D., "New emulsifiers are finding use in oil-, based muds", World oil, Nov 1984 pp 125-45.
- 12.- O'briend T.B, Stinson J.P. and Brownoon F., World oil August 1977, pp 31-79.
- 13.- Mundshine T.C., and Kercheville J.D., "Shale dehydration studies point way to successful gumbo shale drilling", Oil and Gas Journal, March 28, 1966, pp. 194-205.
- 14.- Mundshine T.C., "New technique determines Oil- mud salinity needs in shales drilling", Oil and Gas Journal, Jul 14 , 1969, pp 70-77.
- 15.- Chenevert M.E., "Shales control with balanced-activity oil mud system", JPT, Oct. 1970, pp. 1309-16.
- 16.- Singh A.K. and Kohll B.S., "Hadling hydrgen sulfide in drilling fluids", Nov. de 1989 pp 77-82.
- 17.- Singh A.K. and Kohll B.S., "Handling hydrogen sulfide in drilling fluids II", word oil, Dec 1989, pp. 99-104.
- 18.- Simpson J.P., Dearing H.L., and Salisbur D.P., "Downhole simulation cell show unexpected effects of shale hydration on borehole wall", SPEDE March 1989, pp 24-30.
- 19.- Outmans H.D., "Spot fluid quikly to free differentially stuck pipe", Oil and Gas Journal, july 15, 1971, pp. 65-68.
- 20.- Barker J.W., and Gomez R.K., "Formation of hydrates during deepwater drilling operations", SPE/IADC 16730, presented at the SPE/IADC Drilling conference, New Orleans, March 15, 1987..
- 21.- Simpson J.P., "The drilllig mud dilema recent examples" JPT, Feb 1985, pp. 201-206.

- 22.- Walker T.O., Dearing H.L. and Simpson J.P., "The role of potassium in lime muds", SPE 13161, presented at The Annual Technical conference, Houston, Tx. Sept 12-13, 1984.
- 23.- Walker and associates Inc. "Water-based drilling fluids and cutting disposal study update", Draft API, 1968 comment US. EPA. Washington DC, Nov. 18, 1968.
- 24.- Rodolph J.M., and Simpson J.P., "EPA offshore effluent guideline for mud and cutting discharges: A new regulation model", SPE/IADC 18682, presented at the SPE/IADC drilling conference, New Orleans, March 3, 1989.
- 25.- Thad O.W., Simpson J.P., "Drilling mud selection for Offshore operation", Ocean Industry, August 1989, pp. 15-18.
- 26.- Douglas P., "Diagnose problem well before planning work overs", Petroleum Engineer International, June 1987, pp. 32-37.
- 27.- "Wellsite selection and the surface owner: A guide for landowners and occupants", Energy Resources Conservation Board, Alberta Canada.
- 28.- Denis W., Goode D., and Philip A., "Use of oil mud clean up fluid with improve well productivity", World Oil, July 1983.
- 29.- Hall B.E., "Workovers fluids", World Oil, May 1986.
- 30.- Reid P.I., Harriagton P.M., and Minton R.C., "Shale tests help develop inhibitive water-based mud", Ocean industry October 1991, pp. 19-24.
- 31.- Salisbury D.P., Deem C.K., "Tests show how oil muds increase shales stability", World Oil, October 1990, pp. 57-66.
- 32.- Wajtanowicz A.K., Shane B.S., Greenlaw P.W., and Stiffey A.V., "Cumulative bioluminescence a potential rapid test of drilling fluid toxicity: Development study", SPEDE, March 1992, pp. 39-46.
- 33.- Haro G.R., "Derecho de descargas de aguas residuales en el marco de la problemática de la contaminación de aguas y la política para la preservación de su calidad", Ingria. Ambiental, Mexico.
- 34.- Berkhout A.J., "Compliant tower detailed for Gulf of Mexico", Ocean Industry, Jul 1989, pp. 37-39.
- 35.- Marvin R.J., and LeMoine J., "What to consideres when sizing BOP control units", World Oil, May 1990, pp. 57-60.
- 36.- Leibman P.R., "Bakken shales typifies horizontal drilling success", World Oil, Dec. 1990, pp. 53-58.
- 37.- Union Pacific Resource Inc. Westward HD. (5-31-33-4W), "Invert mud land treatment bioremediation evaluation", Jun. 1992, Alberta Canada.
- 38.- Eviroment Forestry Land and Wildlife, "Minimum reclamation requirement for public and private land in Alberta", Alberta Canada.
- 39.- Union pacific Resource Inc. Hooker (2-15-15-29WA), "invert mud land farming Bioremdation treatment", October 1990 Alberta Canada.
- 40.- Flores Plauchu L., Molina cordova A., Silva Romo J.A., Hernandez Garcia C., Cardenas Hdez. M.A., "Informe técnico de la visita a instalaciones petroleras en Alberta Canada", Sep 20-27-1992.
- 41.- Reginal C.M., "How to minimize drill fluid enviromental impact", Ocean industry, August 1991, pp. 29-31.

- 42.- Robertson B.D., "A system approach to chemical delivery storage", ocean industry, july 1990, pp.30-32.
- 43.- Walters H., "Dewatering of drilling fluids", Petroleum Engineer International, February 1991, pp. 28-32.
- 44.- Thorson J.A., "Stricter marine pollution standards accelerate move to zero discharge rigs", Oil and Gas journal, december 30, pp.94-98.
- 45.- Noman M.E., Kapour S., Smalley G.A., and Daniel B.M., "Wastewater planning helps meet anticipated changes in regulation "Oil and Gas Journal, June 29.1992, pp.63-66.
- 46.- Bleter R., Leuterman A.J.J., and Stark CH., Drilling fluids: Making peace with the environmental", JPT, January 1993, pp. 6-10.
- 47.- West G., and pharis B., "Dewatering cut drilling mud and disposal cost", Oil and Gas Journal, Sept. 30, 1991, pp 84-88.
- 48.- Freaser L.J. , Gerbino A.J., Hurst B., Allamon J.P., Beato CH. and Schaughnessy M., "Green Canyon drilling benefits from all oil mud", Oil and Gas Journal, March 19, 1990, pp.33-39.
- 49.- Freaser L.J. , "Field application of the oil drilling fluid concept", SPEDE, March 1990, pp. 20-28.
- 50.- Boyd P.A. , Whittill D.L., Carter T.S. and Allamon J.P. , "Low-viscosity base fluid for low-toxicity oil mud system", SPEDE, Sept., 1987, pp. 218-228.
- 51.- Holgate M.; Graeme Y., Cousins L.L. , "Designing a suitable alternative to oil-base mud", World Oil, Oct. 1991, pp. 39-45.
- 52.- Davis N.II, Tooman C.E., "New laboratory tests evaluate the effectiveness of gilsonite resin as a borehole stabilizer", SPEDE, March. 1989, pp. 47-56.
- 53.- Enright D.P., Dye W.M. and Smith F.M., "An environmentally biopolymer fluid eliminates horizontal well problems", World Oil, January 1990, pp. 49-53.
- 54.- Seheult M., Grebbe L.II, Traweek J.E., and Dudley M., "Biopolymer fluid eliminates horizontal well problems", World Oil, Jun 1990, pp. 45-49.
- 55.- Jones D., and Towe CH.N., "PHPA drilling fluid produces problems free in gauge holes", World Oil July 1989, pp. 64-68.
- 56.- Green D. and Peterson T.E., "Glycerol based mud system resolves hole sloughing problems", World Oil, Sept. 1989, pp. 50-52.
- 57.- Enright D.P., Dye B.M., and Smith F.M., "New fluid system substitutes for oil-based muds", World Oil, March 1991, pp. 92-98.
- 58.- Bland R., "Water based glycol system acceptable substitutes for oil based mud", Oil and Gas Journal, June 29 1992, pp. 54-58.
- 59.- Sunde E., "New Gypsum/polymer mud system eliminates gumbo problems on tommeliten field production wells", SPEDE, March 1990, pp. 17-20.
- 60.- Elisen J.M., Mixon A.M., Broussard M.D. and Lattue D.R., "Application of lime based drilling fluid in a high temperature/high pressure environment", SPEDE, March 1991, pp. 51-56.
- 61.- Ujma K.H.W., and Plank J.P., "A new calcium tolerant polymer helps to improve drilling-mud performance and to reduce cost", SPEDE, March 1987, pp.41-46.
- 62.- Motley T., and Hollamby D.H., "Novel milling fluid saves time cut cost", World Oil, March 1987, 32-37.

- 63.- Dunn H.E., and Beardmore D.H., "Gulf of Mexico toxicity limitations", Petroleum Engineer International, Oct. 1989, pp. 32-36.
- 64.- Behoffer T.W., Dorrough D.S., Deem C.K., Schmidt D.D., and Bray R.P., "Cationic polymer drilling fluid cansometimes replace oil-based mus", Oil and Gas journal, March 1992, pp.47-52.
- 65.- Hemphill T., Valenziano R., and Sketchler B., "Cationic drilling fluid improves ROP in reactive formation", Oil and Gas Journal, June 1992, pp. 40-45.
- 66.- Plank J.P., "Water based mud using synthetic polymer developed for high temperature drilling", oil and Gas Journal, March 1992, pp. 60-65.
- 67.- Solis fuente E. , Aranda Guadarrama R., Por fin! una solución a la problemática actual de la contaminación de pozos petroleros", Ingria. Petrolera AIPM, Junio 1992,
- 68.- Elbe K.S. , and Feathers J., "Water reuse optimization requieres Knowledge of clean-up methods "; Oil and Gas Journal, Oct. 1992, pp. 82-85.
- 69.- Zimmerman P.K., and Robert J.D., "Oil based drilling cutting treated by landfarming ", Oil and Gas Journal, August, 1991, pp.81-84.
- 70.- Mininton R.C., Meader A., and Wilson S.M., "In enviromentally sensitive areas; Downhole cutting injection allows use of oil-based muds", World Oil, October 1992, pp. 47-52.
- 71.- Mininton R.C., Beigbe R., Tyldsley D., and Park D., "Oil cutting cleaning system ready for onshore testing", Ocean Industry, November 1991, pp. 54-56.
- 72.- Pemex Region Marina, Suptcia. de Perf'n y Mantto de Pozos, Campo Ek-Balam, Cd. del carmen Camp, Mex.
- 73.- Pemex Region Sur, Suptcia. de Perf'n y Manto de Pozos, Catálogo de costos para aditivos de lodos de perforación, junio de 1993.
- 74.- Ley General de Equilibrio ecológico y Protección al Medio Ambiente, Direccion de Proyectos de Desarrollo Tecnológico, Subgcia. de Ingria de Investigacion, SEDESOL.
- 75.- Secretaria de Desarrollo Social Norma Oficial Mexicana, NOM-001-ECOLOG-CRP-1993.
- 76.- Bourgoyne A.T Jr., Millheim K.K., Chenevert M.E., "Applied Drilling Engineering", SPE Textbook Series
- 77.- Garaicochea P.F., y Benites H.M:A., "Apuntes de Terminación de Pozos", Facultad de Ingenieria UNAM
- 78.- Mora R.A. "Determinacion de la Altura Vertical de Fracturas Inducidas, por Medio del Registro de Temperatura", Tesis de Licenciatura Facultad de Ingenieria UNAM.
- 79.- Lubinski A., Alkhouse W.S., and Logan J.L., "Helical buckling of tubing sealed in packer", Trans. AIME (1962)
- 80.- Goin W.C., "Better understanding prevents tubular buckling problems", World Oil, part Y Jan 1980, part II feb 1980
- 81.- Perkins P.K., and Kern L.R., "Widths of Hydraulic Fracture", SPEJ, pp937-949, Sept. 1961.
- 82.- Nordgren R.P., "Propagation of Vertical Hydraulic Fracture", SPEJ, 306-314, August 1972.

- 83.- Khristianovich S.A., and Zheltov Y.P., "Formation of Vertical Fractures By Means of Highly Viscous Liquid", Proc. Fourth World Petroleum Congress, Sec. II, pp.579-586, 1955.
- 84.- Geertsma J., and De Klerk F., "A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures", JPT, pp 1571-1581, December 1969.
- 85.- Garaicochea P.F., "Apuntes de Estimulación de Pozos", Facultad de Ingeniería, UNAM.
- 86.- Mora R.A. "Manual de Evaluación de Formaciones ", Pemex, Exploración-Producción.
- 87.- Economides M.J., Hill D.A, "Petroleum Production System", PTR Prentice Hall
- 88.- Islas S.C., "Notas de Fracturamiento Hidraulico", Facultad de Ingeniería, UNAM.

APÉNDICE A

A continuación se presenta el análisis para el calculo de las presiones interna, colapso y resistencia de tensión para tuberías

Para la resistencia a la tensión de cualquier tubería de diámetro dado de acuerdo con el diagrama de cuerpo mostrado en la figura IV.1, se tiene:

$$F_2 = \sigma A_s \quad A - 1$$

$$A_s = \frac{\Pi}{4} (d_n^2 - d^2) \quad A - 2$$

$$d = d_n - 2t \quad A - 3$$

$$F_{res} = \frac{\Pi}{4} \sigma (d_n^2 - d^2) \quad A - 4$$

d_n es el diámetro nominal de la tubería

d es el diámetro interior de la tubería

t es el espesor de la tubería

A_s es el área de sección transversal de la tubería

σ es el esfuerzo de cedencia para la tubería

Para la el caso de la resistencia a la presión interno se tiene:

$$F_1 = P_{hr} L \frac{d_n}{2} d\theta \quad A - 5$$

$$F_2 = -\sigma_t L \frac{d\theta}{2} \quad A - 6$$

$$\sum (F_1 + 2F_2) = 0 \quad A - 7$$

$$= P_{hr} L \frac{d_n}{2} d\theta - 2\sigma_t L \frac{d\theta}{2}$$

$$= P_{hr} L \frac{d_n}{2} d\theta - \sigma_t L d\theta = \left(\frac{P_{hr} d_n}{2} - \sigma_t \right) L d\theta$$

$$= \frac{P_{hr} d_n}{2} - \sigma_t \Rightarrow \frac{P_{hr} d_n}{2} = \sigma_t$$

$$P_{hr} = \frac{2\sigma_t}{d_n} \quad A - 8$$

finalmente debido a heterogeneidades en el espesor de la tubería el API recomienda emplear el 87.5% del valor del espesor "t" de la tubería por lo que la ecuación anterior toma la forma:

$$P_{br} = 0.875 \left(\frac{2\sigma_c t}{d_n} \right) \quad A - 9$$

$$= 1.75 \left(\frac{\sigma_c t}{d_n} \right) \quad A - 10$$

Para la presión de colapso, el análisis parte de la ecuación de Lamé⁷⁷, la cual aplica la teoría de la elasticidad en dos dimensiones:

$$\sigma_r = \frac{P_i r_i^2 (r_o^2 - r^2) + P_e r_o^2 (r^2 - r_o^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \quad A-11$$

$$\sigma_t = \frac{P_i r_i^2 (r_o^2 - r^2) - P_e r_o^2 (r^2 - r_o^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \quad A-12$$

Para ambas condiciones el esfuerzo será mínimo en la dirección tangencial cuando $r=r_i$

$$\text{y } P_{br} = P_i = \frac{2\sigma_c t}{d}$$

$$\sigma_t = \frac{P_i r_i^2 (r_o^2 - r_i^2) - P_e r_o^2 (r_i^2 - r_o^2)}{r_i^2 (r_o^2 - r_i^2)} \quad A-13$$

$$\sigma_t = \frac{2 P_e r_o^2}{t (r_o + r_i + r_i - r_i + 2t - 2t)} \quad A-14$$

$$\sigma_t = \frac{2 P_e r_o^2}{t (r_o^2 + r_i^2)} \quad A-14a$$

Despejando P_e como la presión externa que ejerce una fuerza de colapso y considerando en lugar del radio de la tubería al diámetro de la misma tenemos:

$$P_{cr} = 2 \sigma_s \left(\frac{\frac{d_n}{t} - 1}{\left(\frac{d_n}{t}\right)^2} \right) \quad A-15$$

Cuando la tubería sufre un daño de colapso de acuerdo con la formula anterior se dice que tiene un colapso por cedencia del material, normalmente este tipo de colapso ocurre a valores bajos de $\frac{d_n}{t}$

El limite superior de aplicabilidad de la ecuación A-15, para el colapso por cedencia esta dado por la siguiente formula.

$$\frac{d_n}{t} = \frac{\sqrt{(F_1 - 2)^2 + 8 \left(F_2 + \frac{F_3}{\sigma_s} \right)} + (F_1 - 2)}{2 \left(F_2 + \frac{F_3}{\sigma_s} \right)} \quad A-16$$

Donde los valores $F_1 \dots F_5$ están dados en la tabla A-1

TABLA A-1, PARA LOS COEFICIENTES EMPIRICOS EN EL CALCULO DE LA PRESION DE COLAPSO⁸⁸

J-55	2.991	0.0541	1.206	1.989	0.0360
C-75	3.054	0.0642	1.806	1.990	0.0418
N-80	3.071	0.0667	1.955	1.998	0.0434
C-95	3.124	0.0742	2.404	2.029	0.0462
P-105	3.162	0.0799	2.702	2.053	0.0515
P-110	3.181	0.0819	2.852	2.066	0.0532
TAC-140	3.297	0.0971	3.751	2.146	0.0632
V-150	3.336	0.1021	4.053	2.174	0.0666

Para valores $\frac{d_n}{t}$ mayores al valor obtenido con la ecuación A-16, el colapso en la tubería puede ocurrir a una presión menor a la calculada, debido principalmente a inestabilidades geométricas. Aplicando la teoría de la estabilidad elástica para la presión de colapso se tiene:

$$P_{cr} = \frac{2E}{(1 - \mu^2) \left(\frac{d_n}{t} - 1 \right)^2 \left(\frac{d_n}{t} \right)} \quad A-17$$

donde μ es la relación de Poisson y E el modulo de elasticidad del acero , los cual toman los siguientes valores de 0.3, para μ y de 30,000,000 psi para E, en la formula para la presión de colapso toma la siguiente formula:

$$P_{cr} = \frac{46.95 \times 10^6}{\left(\frac{d_n}{t} - 1\right)^2 \left(\frac{d_n}{t}\right)} \quad A-18$$

Cuando el colapso de una tubería sigue el comportamiento de la ecuación A-18, se dice que es del tipo elástico. El rango de aplicación para los valores $\frac{d_n}{t}$ recomendados por el API, para el colapso elástico esta dado en la tabla A-2.

TABLA A-2 VALORES DE $\frac{d_n}{t}$ PARA EL CALCULO DE LA PRESIÓN DE COLAPSO⁸⁸

GRADO	COLAPSO CEDENTE	$\frac{d_n}{t}$	COLAPSO PLASTICO	$\frac{d_n}{t}$	COLAPSO TRANSICION	$\frac{d_n}{t}$	COLAPSO ELASTICO
J-55		14.81		25.01		37.21	
C-75		13.60		22.91		32.05	
N-80		13.38		22.47		31.02	
C-95		12.85		21.33		28.36	
P-105		12.57		20.70		26.89	
P-110		12.44		20.41		26.22	
TAC-140		11.84		18.97		22.98	
V-150		11.67		18.57		22.11	

El limite inferior de ocurrencia del colapso elástico es calculado por la siguiente relación:

$$\frac{d_n}{t} = \frac{\left(2 + \frac{F_2}{F_1}\right)}{3\left(\frac{F_2}{F_1}\right)} \quad A-19$$

La transición entre el colapso elástico y el colapso de cedencia no esta bien definido ya que cubre un gran numero de valores, basados en muchos resultados de pruebas experimentales, el API adopto dos ecuaciones más que cubren la región de transición para el colapso, uno llamado colapso plástico, el cual se localiza con valores de $\frac{d_n}{t}$ por

arriba del colapso de cedencia, para el cual la relación para la presión de colapso esta dado por la siguiente relación :

$$P_{cr} = \sigma_e \left(\frac{F_1}{\frac{d_n}{t}} - F_2 \right) - F_3 \quad A-20$$

El limite superior donde el colapso plástico ocurre esta dado por valores $\frac{d_n}{t}$ de acuerdo con la siguiente relación:

$$\frac{d_n}{t} = \frac{\sigma_e (F_1 - F_4)}{F_3 + \sigma_e (F_2 - F_5)} \quad A-21$$

Una región de colapso de transición entre el colapso plástico y elástico esta dado por la siguiente ecuación:

$$P_{cr} = \sigma_e \left(\frac{F_4}{\frac{d_n}{t}} - F_5 \right) \quad A-22$$

La manera adecuada para aplicar cada una de estas fórmulas es calcular la relación diámetro espesor , compararla con los valores de mostrados en la tabla A-2, aplicar la fórmula correspondiente para la presión de colapso de acuerdo al valor obtenido.

APÉNDICE B

LISTADO DEL PROGRAMA DE COMPUTO PARA LA INYECCIÓN DE RECORTES

/*

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
SECCIÓN INGENIERÍA PETROLERA

PROGRAMA PARA DISEÑAR TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO INTERMEDIAS Y DETERMINAR EL ESTADO DE ESFUERZOS A QUE ES SOMETIDA LA MISMA DURANTE LA INTRODUCCIÓN, CEMENTACIÓN Y POSTERIOR A ESTA, DE MANERA TAL QUE PERMITA LA INYECCIÓN DE RECORTES SIN PONER EN RIESGO LAS CONDICIONES MECÁNICAS DEL POZO

DIRECTOR DE TESIS: ING.EUSEBIO CAPITANACHI GLEZ.

ELABORO :ING. ALFONSO MORA RÍOS

LIBRERÍAS A UTILIZAR

*/

#include <iostream.h>

#include <iomanip.h>

#include <math.h>

/* DECLARACIÓN DE VARIABLES */

class sartas

float Gf,Dw,cce,Prof,DI,Dlech,Dlse,Diam,Detr,Ps;

int j,Longx,mayor,B,W,i,M,N,c2,x;

float Pccr[4],Relax[2],WSFA[10],WSEF[10],ESTRES[10],AA[10],WSFaux,WEF;

int intervalo,z,Prof2,tramoi,D,H,K,sigo,conta,d,h,k,aux;

float TEMP30,temp22,temp23,CISE,FOSE,PRCEN,temp8,temp9;

float temp1,temp2,temp3,temp4,Guar,temp5;

float Pdpihx,Phinter,Ping,hg,hl,Presp,Phl,Pepihl,Pepif,Pdpi,Pdpihl,m1,m2;

float Hlech,Longc,Plongd,Plongc,Prespc,Phc,Phlc,Phfc,Pcf,Pdcf;

float ss,lcomp,s1,Rela,m1c,m2c,Rela1,Rela3,Pcpix,cise,fose,Prce,wsf,wsef;

float temp12,temp45,temp46,temp47,temp34,temp35,Pchl,Pdchl,Temp6,Temp7,Prespchl,Pcpix;

```
float temp50,Longsec,Psup,conta1,Psupe,inter,temp51;
float T[10];
int Q,Y;
float peso[10],Ae, valorz[10];
float Phsec[10];
float DeltaA[10];
float WSAC[10];
float Phac[10];
int G[7];
float Phse[10];
int c[20],Tramo[10],TuboEncon[20];
float RPI[20],PesoEncon[20],Fza;
float A[10],WSA[10],WSAb[10],WSACb[10];
float FZAb[10],WSF[10];
float RPIC[10],espe[10],Ften[10],Phe[10];
float Rpc[10],F1[7],F2[7],FZAe[5],F3[7];
float F4[7],F5[7],As[6],Phi[6],Fa[6];
float Fs[6],WS[6],Longsec1[7],Longseca[6];
float Novez[10],Lcomp[10],FZAS[7],Valorj[10];
float Valorj[10],espesor[10],Aij[10];
float FZAa[10],RELAX[2],ESTREX[2],PCCR[2];

void operaciones();
void Calculo_Tension();
void Presion_Colapso();
void Presion_Interna();
void Rel_Diam_Esp(int j,float Tubo);
void inicializacion();
void datos();
void INICIALIZACI();
float ecua14(float Hlech);
float ecua12();
float ecua13();
float ecua15(float Hlech);
float ecua16(float Phlc, float Phc);
float ecua17(float Prespc, float Phfc);
float ecua18(float Pcf);
float ecua11(float Pdpix,int i);
float Fzac[10],Pha[10];
float ecua10(int x,float m1,float Pdpi);
float ecua9(float Pdpih,float hl); /* pendiente 2*/
float ecua8(float Pdpih,float hg,float Pdpi); /* pendiente 1*/
float ecua7(float Pepihl);
float ecua6(float Pepif);
float ecua5(float Ping,float Presp);
float ecua4(float Phl,float hl);
float ecua3(float hl);
float ecua2();
```

```
float ecua1();  
float ecua01(float hg);  
float ecua0(float Ping);  
void Fuerzas_Estab_Axial();  
void Corr_Pres_Col_Esf_Bia();
```

```
void inicializacion()  
{ int i;
```

```
    if(Diam==6.625)  
    {  
        T[0]=0.288;T[1]=0.352;T[2]=0.417;T[3]=0.475;  
        peso[0]=20;peso[1]=24;peso[2]=28;peso[3]=32;  
    }  
    else  
    {  
        if(Diam==7)  
        {
```

```
T[0]=0.231;T[1]=0.272;T[2]=0.317;T[3]=0.408;T[4]=0.453;T[5]=0.453;T[6]=498;T[7]=0.540;
```

```
peso[0]=17;peso[1]=20;peso[2]=23;peso[3]=26;peso[4]=29;peso[5]=32;peso[6]=35;peso[7]=39;
```

```
    }  
    else  
    {  
        if(Diam==7.625)  
        {
```

```
T[0]=0.300;T[1]=0.328;T[2]=0.375;T[3]=0.430;T[4]=0.500;T[5]=0.562;T[6]=0.595;T[7]=0.625;
```

```
peso[0]=24;peso[1]=26.4;peso[2]=29.7;peso[3]=33.7;peso[4]=39;peso[5]=42.8;peso[6];45.3;peso[7]=47;
```

```
    }  
    else  
    {  
        if(Diam==9.625)  
        {  
            T[0]=0.395;T[1]=0.432;T[2]=0.475;T[3]=0.545;  
            peso[0]=40;peso[1]=43.4;peso[2]=47;peso[3]=53.4;  
        }  
        else  
        {  
            if(Diam==10.75)  
            {
```

```
T[0]=0.279;T[1]=0.350;T[2]=0.400;T[3]=0.450;T[4]=0.495;T[5]=0.545;T[6]=0.595;
```

```
peso[0]=32.75;peso[1]=40.5;peso[2]=45.5;peso[3]=51;peso[4]=55.5;peso[5]=60.7;peso[6]=65.7;
```



```
FZAS[i]=0; AA[i]=0;
WSAC[i]; WSACb[i]=0;
espe[i]=0; FZAa[i]=0; Ai[i]=0;
FZAb[i]=0; Lcomp[i]=0;
};
for (i=0; i<=1; i++)
{
RELAX[i]=0;
ESTREX[i]=0;
PCCR[i]=0;
};
};
/*
```

DATOS NECESARIOS PARA CORRER EL PROGRAMA

BLOQUE DE ECUACIONES PARA EL CALCULO DE LOS PARÁMETROS A UTILIZAR DURANTE EL DESARROLLO DE PROGRAMA

```
*/
void datos()
{
/*
char opción;
do
{
cout<<"Introducir los datos \n";
cout<<"Gradiente de fractura (gr/cm2/m)\n";
cin>>Gf;
cout<<"Diametro del Pozo (pg)\n";
cin>>Dw;
cout<<"Cima de cemento esperada (mts)\n";
cin>>cce;
cout<<"Profundidad de asentamiento de T.R.(mts)\n";
cin>> Prof;
cout<<"Densidad del lodo (gr/cc)\n";
cin>>Dl;
cout<<"Densidad del lechada del cemento (gr/cc)\n";
cin>>Dlech;
cout<<"Densidad del lodo de la siguiente etapa (gr/cc)\n";
cin>>Dlse;
cout<<"Diametro Nominal de la T.R. (gr/cc)\n";
cin>>Diam;
cout<<"Longitud mínima de T.R. (mts)\n";
cin>>Longx;
cout<<"Presión máxima en superficie (kg./cm)\n";
cin>>Psi;
cout<<"están correctos los datos s/n?";
cin>>opción;
}
while (opcion!='n');
```

```
}; */
Gf=1.91;
Dw=8.681;
cce=1500;
Prof=2680;
DI=1.5;
Diech=1.9;
Dlse=1.15;
Diam=7;
Longx=500;
Ps=210;
};

float ecua0(float Ping)
{ float temp1,temp2,temp3,temp4,temp5,temp6;
temp1=Dlse*(Prof/10);
temp2=temp1+(Ps/14.22);
temp4=temp2-(Ping/14.22);
temp5=(0.0265-(Dlse/10));
temp6=temp4/temp5;
return temp6;
};

float ecua01(float hg)
{ float temp1;
temp1=Prof-hg;
return temp1;
};

float ecua1()
{ float temp1,temp2,temp3,temp4;
temp1=Gf+0.12;
temp2=temp1*Prof;
temp3=temp2/10;
temp4=temp3*14.22;
return temp4;
};

float ecua2()
{ float temp1,temp2,temp3;
temp1=1.08*Prof;
temp2=temp1/10;
temp3=temp2*14.22;
return temp3;
};

float ecua3(float hl)
{ float temp1,temp2,temp3,temp4;
temp1=Dlse*hl;
```

```
temp2=temp1/10;  
temp3=temp2*14.22;  
temp4=temp3+Ps;  
return temp4;  
};
```

```
float ecua4(float Phi,float hl)  
{ float temp1,temp2,temp3,temp4,temp5;  
temp1=1.08*hl;  
temp2=temp1/10;  
temp3=temp2*14.22;  
temp4=Phi-temp3;  
return temp4;  
};
```

```
float ecua5(float Ping,float Presp)  
{ float temp1;  
temp1=Ping-Presp;  
return temp1;  
};
```

```
float ecua6(float Pepif)  
{ float temp1;  
temp1=Pepif*1.1;  
return temp1;  
};
```

```
float ecua7(float Pepihl)  
{ float temp1;  
temp1=Pepihl*1.1;  
return temp1;  
};
```

```
float ecua8(float Pdpihl,float hl,float Pdpi ) /* pendiente 1*/  
{ float temp1,temp2;  
temp1=Pdpi-Pdpihl;  
temp2=temp1/hl;  
return temp2;  
};
```

```
float ecua9(float Pdpihl,float hg) /* pendiente 2*/  
{ float temp1,temp2;  
temp1=Pdpihl-Ps;  
temp2=temp1/hg;  
return temp2;  
};
```

```
void INICIALIZACI()
{ int k;
for (k=0; k<=20; k++)
  c[k]=0;
};

float ecua10(int x,float m1,float Pdpi)
{
float temp3;
temp3=x*m1+Pdpi;
return temp3;
};

float ecua11(float Pdpihx,int i)
{ float temp2,temp3,temp4;
temp2=(Pdpihx*Diam);
temp3=1.75*T[i];
temp4=temp2/temp3;
return temp4;
};

float ecua12()
{ float temp2;
temp2=Prof-cce;
return temp2;
};

float ecua13()
{ float temp2,temp3;
temp2=1.08*Prof;
temp3=temp2/Dise;
return temp3;
};

float ecua14(float Hlech)
{ float temp2,temp3;
temp2=Dlech*Hlech;
temp3=temp2*1.422;
return temp3;
};

float ecua15(float Hlech)
{ float temp2,temp3;
temp2=Prof-Hlech;
temp3=Dl*temp2*1.422;
return temp3;
};
```

```
float ecua16(float Phlc,float Phc)
{ float temp2;
temp2=Phlc+Phc;
return temp2;
};
```

```
float ecua17(float Prespc,float Phfc)
{ float temp2;
temp2=Phfc-Prespc;
return temp2;
};
```

```
float ecua18(float Pcf)
{ float temp2;
temp2=Pcf*1.125;
return temp2;
};
/*
```

PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA FORMULA DE PRESIÓN DE COLAPSO A
UTILIZAR

*/

```
void Rel_Diam_Esp(int j, float Tubo)
{ float temp20,temp21;
if (Rela>Rela1)
{
Rela3=(2+F2[j]/F1[j])/(3*F2[j]/F1[j]);
if (Rela>Rela3)
{
Pcpix=46950000/(Rela*((Rela-1)*(Rela-1)));
}
else
{
temp20=Tubo;
temp21=(F4[j]/Rela)-F5[j];
Pcpix=temp20*temp21;
Pcpix=Pcpix*1000;
}
}
else
{
temp20=2000*Tubo;
temp21=(Rela-1)/(Rela*Rela);
Pcpix=temp20*temp21;
};
};

void Presion_Interna()
{
```

```
/*
PROCEDIMIENTO PARA ELEGIR LA TR DE ACUERDO A LA PRESIÓN INTERNA RPI
*/
Pdpihx=ecua10(x,m1,Pdpi);
c2++; /* contador para el nuemro de tuberías que se seleccionan*/
z++;
if (Pdpi>Pdpihl)
{
Pdpihx=Pdpi;
}
else
{
if (Pdpihx>Pdpihl)
{
Pdpihx=Pdpihl;
m1=m2;
Pdpi=Pdpihl;
};
};
i=0;
for (aux=0; aux<=3; aux++)
{
temp4=ecua11(Pdpihx,i);
temp5=temp4/1000;
j=0;
mayor=1;
while ((j<=6)&&(mayor==1))
{
if (G[j]>temp5)
{
c[i]=G[j];
mayor=0;

if ((c[i]==c[i-1])&&(i!=0))
{
PesoEncon[z]=peso[i-1];
TuboEncon[z]=c[i];
espe[z]=T[i-1];
temp1=1.75*TuboEncon[z]*1000*espe[z];
temp2=temp1/Diam;
aux=4;
RPI[z]=temp2;
};
};
j++;
};
i++;
};
```

```

    if ((aux==3)&&(j==6))
    {
        PesoEncon[z]=peso[i];
        TuboEncon[z]=c[i];
        espe[z]=T[i];
        temp1=1.75*TuboEncon[z]*1000*espe[z];
        temp2=temp1/Diam;
        RPI[z]=temp2;
    };
    Rela=Diam/espe[z];
    Temp6=F2[j]+(F3[j]/(TuboEncon[z]*1000));
    Temp7=(F1[j]-2)*(F1[j]-2);
    Rela1=(sqrt(Temp7+8*Temp6)+(F1[j]-2))/(2*Temp6);
    Rel_Diam_Esp(j,TuboEncon[z]);
};

void Presion_Colapso()
{
/*
PROCEDIMIENTO ELEGIR LA TR EN BASE A LA PRESIÓN DEL COLAPSO RPC TOMANDO
COMO BASE LA TR ELEGIDA EN EL BLOQUE DE LA PRESIÓN INTERNA
*/

if (Longc<Hlech)
{ float Pf,Pcf,Prespc;
  Pchl=(DI*cce*1.422)+(Diech*(Hlech-Longc)*1.422);
  Pdchl=Pchl*1.125;
  Prespc=1.08*Longc*1.422;
  Pf=(cce*DI*1.422)+(Hlech*Diech*1.422);
  Pdcf=Pf-Prespc;
  m1c=(Pdchl-Pdcf)/Longc;
  m2c=Pdcf/(Prof-Longc);
}
else
{ float Pf,Pcf,Prespc;
  Pchl=(Prof-Longc)*DI*1.422;
  Pf=(cce*DI*1.422)+(Hlech*Diech*1.422);
  Prespc=1.08*Longc*1.422;
  Pcf=Pf-Prespc;
  Pdcf=Pcf*1.125;
  Pdchl=Pchl*1.125;
  m1c=(Pdchl-Pdcf)/Longc;
  m2c=-Pdchl/(Prof-Longc);
};
Pcpx=x*m1c+Pdcf;
if (Pdcf>Pcpx)
{
    if (c2==1)

```

```

    {
        Pcpx=Pdcf;
    };
else
{
    if (Pcpx>Pdchl)
    {
        m1c=m2c;
        Pdcf=Pdchl;
    };
};
if (Pcpix>=Pcpx)
{
    if (c2!=1)
    {
        if (TuboEncon[z]==TuboEncon[z-1])
        {
            if (PesoEncon[z]==PesoEncon[z-1])
            {
                Tramo[z]=Tramo[z-1]+Longx;
                sigo++;
            }
            else
            {
                Tramo[z]=Longx;
            };
        }
        else
        {
            sigo=1;
            Tramo[z]=Longx;
        };
    }
    else
    {
        sigo=1;
        Tramo[z]=Longx;
    };
};
else
{
    PesoEncon[z]=peso[i+1];
    espe[z]=T[i];
    Rela=Diam/espe[z];
    Rel_Diam_Esp(j,TuboEncon[z]);
    Tramo[z]=Tramo[z-1]+Longx;
    RPi[z]=(1.75*TuboEncon[z]*1000*espe[z])/Diam;
    sigo++;
};
else
{

```

```
    );  
    if (((TuboEncon[z]==TuboEncon[z-1])&&(PesoEncon[z]!=PesoEncon[z-1]))|((TuboEncon[z-1]!=TuboEncon[z])&&(PesoEncon[z]==PesoEncon[z-1])))  
        signo=1;  
    if ((conta==0)|((TuboEncon[z]==TuboEncon[z-1])&&(PesoEncon[z]!=PesoEncon[z-1]))|((TuboEncon[z-1]!=TuboEncon[z])&&(PesoEncon[z]==PesoEncon[z-1])))  
        {  
            conta=conta+1;  
            Valori[conta]=PesoEncon[z];  
            Valorj[conta]=j;  
            espesor[conta]=espe[z];  
        };  
    Novez[conta]=signo;  
    Rpc[z]=Pcpix;
```

```
};  
/*  
PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DE LA FUERZA DE ESTABILIZACIÓN Y FUERZA  
AXIAL
```

```
*/
```

```
void Fuerzas_Estab_Axial()
```

```
{  
    float Fi,Fe,DeltAux[10],Temp1;  
    int P,L;  
    for (P=0; P<=9; P++)  
        {  
            Phi[P]=0;  
            Phe[P]=0;  
            WS[P]=0;  
            As[P]=0;  
            Aj[P]=0;  
            DeltAux[P]=0;  
            Longsec1[P]=0;  
            Longseca[P]=0;  
        };  
/*  
    cout<<"cual es la presión de bombeo durante la cementación \n";  
    cin>>Psup;  
    cout<<"cual es la presión de superficie en el espacio anular o trán";  
    cin>>Psupe;  
*/  
    Psup=0;  
    Psupe=0;  
    cout << " FUERZA AXIAL EN CADA SECCIÓN DE TUBERÍA \n";  
    cout <<" No sec. Faxial \n";  
    cout <<" base cima \n";  
    for (j=1; j<=conta; j++)  
        {  
            As[j]=0.294*Valori[j];
```

```

Ai[i]=Ae-As[i];
H=Novez[i];
Longsec1[i]=(Longx*H);
WS[i]=(Longsec1[i]*Valor[i])*3.28;
DeltAux[i]=Ai[i-1]-Ai[i];
temp1=Prof-Longseca[i-1];
temp2=Dl*temp1;
Phi[i]=1.422*temp2+ Psup;
if (Longseca[i-1]==0)
{
    Phinter=Phfc;
}
else
{
    Temp6=Prof-Longseca[i-1];
    if (Temp6>cce)
    {
        Temp7=Hlech-Longseca[i-1];
        temp8=1.422*(Diech*Temp7);
        Phinter=Phlc+temp8;
    }
    else
    {
        Phinter=1.422*(Dl*Temp6);
    }
};
Phe[i]=Phinter+Psupe;
for (M=1; M<=2; M++)
{
    if (M==1)
    {
        WS[i-1]=0;
    };

    if (M==1&&i==1)
    {
        Fza=Phe[i]*As[i];
        Fa[M]=WS[i-1]-Fza;
    }
    else
    {
        if (i==1)
        {
            Fa[M]=WS[i-1]+Temp1;
        }
        else
        {
            Fza=Phi[i]*DeltAux[i];
        }
    }
}

```

```

        Fa[M]=WS[i-1]+Fza+Temp1;
    };
};
WS[i-1]=WS[i];
Temp1=Fa[M];
};
cout <<setw(5) <<i <<" "<<setw(5) <<Fa[1] <<" "<<setw(5) <<Fa[2];
cout<<"\n";
Longseca[i]=Longseca[i-1]+Longsec1[i];
};
cout <<"\n";
cout << "ANÁLISIS PARA LA FUERZA DE ESTABILIZACIÓN \n";
cout <<" No sec.  Fes \n";
cout <<"  base  cima  \n";
for (P=1; P<=conta1; P++)
{
    L=1;
    do
    {
        if (L==1&&P==1)
        {
            Fs[L]=-Phe[P]*As[P];
        }
        else
        {
            if (P==1)
            {
                Fi=Phi[P+1]*Ai[P]+Psup;
                Fe=Phe[P+1]*Ae+Psupe;
                Fs[L]=Fi-Fe;
            }
            else
            {
                if (L==1)
                {
                    Fi=Phi[P]*Ai[P]+Psup;
                    Fe=Phe[P]*Ae+Psupe;
                    Fs[L]=Fi-Fe;
                }
                else
                {
                    Fi=Phi[P+1]*Ai[P]+Psup;
                    Fe=Phe[P+1]*Ae+Psupe;
                    Fs[L]=Fi-Fe;
                }
            }
        }
    };
    L++;
}

```

```
while(L<=2);
cout <<setw(5) <<P <<" "<<setw(5) <<Fs[1] <<" "<<setw(5) <<Fs[2];
cout<<"\n";
};

};

void Calculo_Tension()
{ float FZA[10];
/*
PROCEDIMIENTO DE CALCULO PARA EL DISEÑO A LA TENSIÓN Ften
*/
/* */
WSA[z]=PesoEncon[z]*(Longx*3.28);
A[z]=0.294*PesoEncon[z];
Phsec[z]=(DI*Longx*1.422);
if (A[z-1]==0)
{
DeltaA[z]=0;
}
else
{
DeltaA[z]=A[z-1]-A[z];
};
Phac[z]=Phsec[z]+Phsec[z-1];
FZA[z]=(-Phac[z]*A[1])+(Phsec[z]*DeltaA[z]);
WSAC[z]=WSAC[z-1]+WSA[z];
WSF[z]=WSAC[z]+FZA[z];
WSEF[z]=WSF[z]*1.8;
Ften[z]=TuboEncon[z]*A[z];
Lcomp[z]=(FZA[z]/PesoEncon[z])/3.28;
};

void Corr_Pres_Col_Esf_Bia()
{
/*
PROCEDIMIENTO PARA LA CORRECCIÓN DE LA PRESIÓN DE COLAPSO E INTERNA
POR ESFUERZOS BIAXIALES
*/
Novez[conta]=sigo;
temp1=0;
Q=conta-1;
Pha[Q]=0;
Phinter=0;
Longsec=0;
inter=0;
Ae=(0.785*(Diam*Diam));
cout <<"\n";
cout <<" CORRECCIÓN DE PRESIÓN POR EFECTOS BIAXIALES\n";
```

```
cout <<"No sec PCCRcima, RPicima PCCCRbase RPIbase \n";
conta1=conta;
while (conta>=1)
{
  B=conta;
  D=Valorj[B];
  H=Novez[B];
  AA[B]=0.294*Valorj[B];
  Ai[B]=Ae-AA[B];
  Longsec=Longx*H;
  if (Longsec<=cce)
  {
    Phe[B]=(DI*Longsec)*1.422;
  }
  else
  {
    inter=Longsec-cce;
    Phinter=(Diech*inter)*1.422;
    Phe[B]=Phlc+Phinter;
  };
  Phe[B]=Phe[B]+Phe[Q];
  FZAe[B]=Phe[B]*Ae;
  Phse[B]=(DI*(Longx*H*1.422))+Phse[Q];
  FZAb[B]=Phse[B]*DeltaA[B-1];
  FZAa[B]=Phse[B]*Ai[B];
  FZAS[B]=FZAa[B]-FZAe[B];
  WSAb[B]=Valorj[B-1]*((Longx*H)*3.28);
  if (DeltaA[B]>0)
  {
    WSACb[B]=WSAb[B]-FZAb[B];
  }
  else
  {
    WSACb[B]=WSAb[B]+FZAb[B];
  };
  WEF=TEMP30-WSACb[B];
  CISE=TEMP30/AA[B];
  FOSE=WEF/AA[B];
  for ( W=0; W<=1; W++)
  {
    if (B==1)
    FOSE=Fzac[z]/AA[B];
    temp34=G[D-1];
    temp35=temp34*1000;
    Relax[W]=CISE/temp35;
    temp8=Relax[W]*Relax[W];
    temp1=0.75*temp8;
    temp2=1-temp1;
    temp9=sqrt(temp2);
```

```
    PRcen=temp9-(Relax[W]/2);
    ESTRES[W]=temp35*PRcen;
    Temp6=F2[D]+(F3[D]/temp35);
    Temp7=(F1[D]-2)*(F1[D]-2);
    temp45=Temp7+(8*Temp6);
    temp46=sqrt(temp45);
    temp47=temp46+(F1[D]-2);
    Relat=temp47/(2*Temp6);
    Rel_Diam_Esp(D,ESTRES[W]/1000);
    Pccr[W]=Pcpix;
    CISE=FOSE;
    RPIC[W]=(1.750*ESTRES[W]*espesor[B])/Diam;
};
TEMP30=WEF;
Q=conta;
cout <<setw(5) <<conta <<" " <<setw(5) <<Pccr[0];
cout <<" " <<setw(5) <<RPIC[0] <<" " <<setw(5) <<Pccr[1] <<" ";
cout <<setw(5) <<RPIC[1];
cout <<"\n";
conta--;
};
/*
```

PROCEDIMIENTO PRINCIPAL DE PROGRAMA

```
*/
void operaciones()
{
    conta=0;
    datos();
    inicializacion();
    c2=0;
    Ps=Ps*14.22;
    Ping=ecua1();
    hg=ecua0(Ping);
    hl=ecua01(hg);
    Presp=ecua2();
    Phi=ecua3(hl);
    Pepihl=ecua4(Phi,hl);
    Pepif=ecua5(Ping,Presp);
    Pdpi=ecua6(Pepif);
    Pdpihl=ecua7(Pepihl);
    m1=ecua8(Pdpihl,hl,Pdpi);
    m2=ecua9(Pdpihl,hg);
    Hlech=ecua12();
    Longc=ecua13();
    Prespc=ecua2();
    Phc=ecua14(Hlech);
    Phlc=ecua15(Hlech);
    Phfc=ecua16(Phlc,Phc);
}
```

```

Pcf=ecua17(Prespc,Phfc);
Pdcf=ecua18(Pcf);
sigo=0;
cout<<" \n";
cout<<"LOS PARÁMETROS DE INTERÉS PARA EL DISEÑO DE LA TR SON:\n";
cout<<" Pdpi Pdpihl Pdcf Phlc\n";
cout<<setw(5)<<Pdpi<<" "<<setw(5)<<Pdpihl<<" "<<setw(5)<<Pdcf<<" "<<Phlc<<" ";
cout<<"\n";
cout<<" La tubería seleccionada es la \n";
cout<<" No intervalo Longitud Grado Peso espesor Rpi Rpc Ften\n";
cout<<" - de A(m) (mts) - (lb/pes) (pg) (psi) (psi) (lbs)\n";
x=0;
z=0;
Prof2=Prof;
conta=0;
for (x=Longx; x<=Prof;)
{
intervalo=Prof2-Longx;
cout <<setiosflags(ios::showpoint|ios::fixed)
<<setprecision(2)
<<setiosflags(ios::right);
Presion_Interna();
Rel_Diam_Esp(j,TuboEncon[z]);
Presion_Colapso();
Calculo_Tension();
cout <<setw(5)<<c2 <<" "<<setw(4)<<Prof2<<" "<<setw(3)<<intervalo;
cout <<" "<<setw(5)<<Tramo[z]<<" "<<setw(5)<<TuboEncon[z]<<" ";
cout <<setw(5)<<PesoEncon[z]<<" "<<setw(5)<<espe[z]<<" ";
cout <<setw(5)<<RPI[z]<<" "<<setw(5)<<Rpc[z] <<" "<<setw(5)<<Ften[z];
cout <<"\n";
TEMP30=WSF[z];
Phsec[z]=Phac[z];
Prof2=intervalo;
x=x+Longx;
INICIALIZACI();
};
cout <<"\n";
cout <<"LONG. DE TUB.EN COMP. CARGA AL GANCHO Y CARGA DE DISEÑO \n";
cout <<" Lcomp WSF WSEF\n";
cout <<setw(5)<<Lcomp[z]<<" "<<setw(5)<<WSF[z]<<" "<<setw(5)<<WSEF[z];
cout <<"\n";
Corr_Pres_Col_Esf_Bia();
cout <<"\n";
Fuerzas_Estab_Axial();
};

void main()
{
operaciones();

```

};

PROGRAMA PARA DETERMINAR LA CAÍDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN Y LA PRESIÓN EN SUPERFICIE A MANEJAR DURANTE LA INYECCIÓN DE RECORTES.

*/

```
#include <iostream.h>
#include <stdio.h>
#include <math.h>
```

```
void inicializacion();
void operaciones();
void datos();
```

float

```
Gf,Diamitr,Detr,Df[9],Visc[9],K[9],n[9],Pt[9],Pres[9],Reyn[9],Reynn[9],F,DeltaPf[9],DeltaPh[9];
```

```
char opcion,tipofluido;
```

```
int i,j,k,Prof[2],Qiny[4];
```

```
void datos()
```

```
{
/*
```

```
do
```

```
{
```

```
printf("Introducir los datos\n");
```

```
printf("Gradiente de fractura\n");
```

```
cin>>Gf;
```

```
printf("Diámetro interior de la TR\n");
```

```
cin>>Diamitr;
```

```
printf("Diámetro exterior de la siguiente TR\n");
```

```
cin>>Detr;
```

```
printf("Profundidad \n");
```

```
cin>> Prof;
```

```
printf("Densidad del lechada de recortes(gr/cc)\n");
```

```
cin>>Df;
```

```
printf("Gasto de inyección BPM\n");
```

```
cin>>Qiny;
```

```
printf("Viscosidad de lechada de recortes (cp)\n");
```

```
cin>>Visc;
```

```
printf("Índice de consistencia K \n");
```

```
cin>>K;
```

```
fflush(stdin);
```

```
printf("Índice de comportamiento n.\n");
```

```
cin>>n;
```

```
cout<<"están correctos los datos (s/n)?";
```

```
cin>>opcion;
```

```
}
```

```
while(opcion=='n');
```

```
*/  
Gf=1.55;  
Diamitr=8.681;  
Detr=7;  
Prof[0]=600,Prof[1]=1000;  
Df[0]=1.56,Df[1]=1.56,Df[2]=1.6,Df[3]=1.6,Df[4]=1.5,Df[5]=1.4,Df[6]=1.38,Df[7]=1.36,Df[8]=1.35;  
Qiny[0]=4,Qiny[1]=5,Qiny[2]=6,Qiny[3]=7;  
Visc[0]=32,Visc[1]=40,Visc[2]=6,Visc[3]=11,Visc[4]=6,Visc[5]=20,Visc[6]=20,Visc[7]=14,Visc[8]=  
7;  
K[0]=0.485,K[1]=0.87,K[2]=15.27,K[3]=2.24,K[4]=5.82K[5]=1.647,K[6]=84.865,K[7]=85.917,K[8]  
=87.511;  
n[0]=0.736,n[1]=0.692,n[2]=0.176,n[3]=0.426,n[4]=0.263,n[5]=0.531,n[6]=0.137,n[7]=0.112,n[8]=  
0.071;  
};
```

```
/* Ecuación para calcular la presión de tratamiento */
```

```
float ecua1()  
{ float temp1,temp2;  
temp1=Gf*Prof[i];  
temp2=temp1*1.422;  
return temp2;  
};
```

```
/* Ecuación para calculara en No. de Reynols con fluido Newtoniano*/
```

```
float ecua2()  
{ float temp1, temp2,temp3;  
temp1=132725*(Qiny[k]*Df[j]);  
temp2=Diamitr-Detr;  
temp3=temp1/(temp2*Visc[j]);  
return temp3;  
};
```

```
/* Ecuación para calculara la caída de presión por fricción c/fluido Newtoniano*/
```

```
float ecua3(float F)  
{ float temp1, temp2,temp3,temp4, temp5,temp6;  
temp1=95.13*Prof[i]*Df[j]*Qiny[k]*F;  
temp2=Diamitr-Detr;  
temp3=Diamitr+Detr;  
temp4=exp(log(temp2)*5);  
temp5=temp3*temp3;  
temp6=temp1/(temp4*temp5);  
return temp6;  
};
```

```
/* Ecuación para calculara la velocidad de flujo con fluido No-Newtoniano*/
```

```
float ecua4()  
{ float temp1, temp2,temp3,temp4, temp5;  
temp1=17.16*Qiny[k];  
temp2=Diamitr*Diamitr;  
temp3=Detr*Detr;
```

```
temp4=temp2-temp3;  
temp5=temp1/temp4;  
return temp5;  
};
```

```
float ecua5()  
{ float temp1,temp2,temp3,temp4, temp5;  
temp1=9*n[j]+3;  
temp2=8*n[j]+4;  
temp3=temp1/temp2;  
temp4=exp(log(temp3)*n[j]);  
temp5=K[j]/temp4;  
return temp5;  
};
```

/ Ecuación para calculara en No. de Reynols con fluido No-Newtoniano*/*

```
float ecua6 (float Vel, float Ka)  
{ double temp1,temp2,temp3,temp4,temp5,temp62,temp63,temp7;  
temp1=Diamitr-Detr;  
temp2=temp1/12;  
temp3=exp(log(temp2)*n[j]);  
temp4=exp(log(Vel)*(2-n[j]));  
temp5=23.26*temp3*temp4*Df[j];  
temp62=exp(log(12)*n[j]);  
temp63=Ka*temp62;  
temp7=temp5/temp63;  
return temp7;  
};
```

/ Ecuación para calculara La caída de presión por fricción con fluido No-Newtoniano*/*

```
float ecua7 (float F)  
{float temp1,temp11,temp2,temp3,temp4,temp5;  
temp1=ecua4();  
temp11=exp(log(temp1)*2);  
temp2=8.337*temp11*Prof[j]*Df[j]*F;  
temp3=Diamitr-Detr;  
temp4=25.8*temp3;  
temp5=temp2/temp4;  
return temp5;  
};
```

/
CALCULO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR SI EL FLUIDO ES
NEWTONIANO*

```
*/  
void operaciones()  
{ float temp1,temp2,temp3,temp4,temp5,temp6 ,Ka, Vel;  
for (i=0; i<=1; i++)  
{
```



```
        };
        DeltaPf[j]=ecua7(F);
        DeltaPh[j]=Df[j]*Prof[i]*1.422;
        Pres[j]=Pt[j]+DeltaPf[j]-DeltaPh[j];
    };
    printf(" %5d %2d %2d %5.2f %5.2f %5.2f %5.2f
\n",Prof[i],Qiny[k],j,DeltaPf[j],DeltaPh[j],Pt[j],Pres[j]);
    };
};

void main()
{
    datos();
    operaciones();
};
```

```
/*
PROGRAMA PARA DETERMINAR LAS DIMENSIONES DE LA FRACTURA POR LOS
MÉTODOS DE PERKINS-KERN Y GEERTSMA-DE KLERK
*/

#include <iostream.h>
#include <stdio.h>
#include <math.h>

void operaciones();
void datos();

float
G, CL, Deltafn, Deltaf, poisson, Vol, tiempo, Ws, H, permeabilidad, porosidad, Prof, Df, Visc, K, n, Ps, Qiny
, Muff, Crv, Cr, Sp, Pf, E;
float
Lpkd, Lgkd, Yx, temp1, temp2, temp3, temp4, temp5, temp6, temp7, temp8, temp9, Wmaxpkd, Wmaxgk
d, X, Cc, Cv;
int eficiencia;

void datos()
{ char opcion;
  /*
  cout<<"Introducir los datos de fluido fracturante\n";
  do
  {
  cout<<"Permeabilidad del fluido (mDarcy's)\n";
  cin>>permeabilidad;
  cout<<"Viscosidad del fluido fracturante (cp)\n";
  cin>>Muff;
  cout<<"Indice de consistencia K \n";
  cin>>K;
  cout<<"Indice de comportamiento n.\n";
  cin>>n;
  cout<<"están correctos los datos (si/no)?";
  cin>>opcion;
  }
  while(opcion!='n');
  do
  {
  cout<<"Datos de la formación \n";

  cout<<"Datos de la formación a fracturar\n";
  cout<<"Porosidad de la formación (fracción)\n";
  cin>>porosidad;
  cout<<"Compreibilidad de la formación (psi-1)\n";
  cin>>Cr;
  cout<<"Modulo de Poisson de la formación (fracción)\n";
```

```
cin>>poisson;
cout<<"Modulo de elasticidad de la roca (psi)\n";
cin>>E;
cout<<"están correctos los datos (si/no)?";
cin>>opcion;
}
while(opcion=='n');
do
{
cout<<"Datos del tratamiento \n";
cout<<"Datos del tratamieto\n";
cout<<"Gasto de inyección (BPM)";
cin>>Qiny;
cout<<"Volumen de tratamiento (bls)\n";
cin>>Vol;
cout<<"Amplitud de fractura supuesta (pg)\n";
cin>>Ws;
cout<<"Espesor de la formación (mts)\n";
cin>>H;
cout<<"están correctos los datos (si/no)?";
cin>>opcion;
}
while(opcion=='n');
*/
permeabilidad=300;
porosidad=0.18;
poisson=0.25;
E=50000;
Qiny=4;
Vol=3500;
Ws=0.2;
H=150;
Cr=5000;
Muff=32;
K=0.485;
n=0.736;

};

/*Ecuaciones de Fractura*/
/* Ecuación para calcular la caída de presión en la cara de la fractura*/
/* Ecuación para calcular la variable G m,todo PKN, */
float ecua1()
{
float temp1,temp2,temp3;
temp1=(1+poisson);
temp2=2*temp1;
temp3=E/temp2;
return temp3;
}
```

```
};
/* Ecuación para la caída de presión por fricción caso eficiencia de flujo n=1 */
float ecua2(float Cc)
{
    float temp1,temp2,temp3;
    temp1=(2*n+3);
    temp2=1/(temp1);
    temp3=Cc*(exp(log(tiempo)*(temp2)));
    return temp3;
};
/* Ecuación para la caída de presión por fricción caso eficiencia de flujo n=0 */
float ecua3(float Cv)
{
    float temp1,temp2,temp3;
    temp1=(2*n+1);
    temp2=1/(4*temp1);
    temp3=Cv*(exp(log(tiempo)*(temp2)));
    return temp3;
};
/* Ecuación para calcular el coeficiente de pérdida debido a las propiedades del fluido*/
float ecua4()
{
    float temp1,temp2;
    temp1=(permeabilidad*500*porosidad)/Muff;
    temp2=(sqrt(temp1))*(0.0469);
    return temp2;
};
/* Ecuación para calcular el coeficiente de pérdida debido a las propiedades de la roca*/
float ecua5()
{
    float temp2,temp1,temp3;
    temp2=(permeabilidad*Cr*porosidad)/Muff;
    temp3=(0.0374*500)*(sqrt(temp2));
    return temp3;
};
/* Ecuación para calcular el coeficiente de pérdida de fluido total*/
float ecua6()
{
    float
temp1,temp3,temp2,temp4,temp5,temp6,temp7,temp9,temp10,temp11,temp12,temp13,temp14
;
    temp1=1+n;
    temp2=2*n+1;
    temp3=n-1;
    temp4=temp2/n;
    temp5=13.28*temp1*(exp(log(temp4)*n));
    temp6=0.0068*(exp(log(0.307)*n));
    temp7=temp6*temp5;
    temp9=temp7*12;
```

```
temp10=exp(log(H)*(temp3));
temp11=temp10*Qiny*permeabilidad;
temp12=temp11/E;
temp13=exp(log(temp12)*(1/temp2));
temp14=temp13*temp9;
return temp14;
};
/* Ecuación para calcular la longitud X de la fractura*/
float ecua7(float CL, float Sp)
{
float temp1,temp2,temp3,temp4;
temp2=8*CL*sqrt(tiempo*3.1416);
temp3=0.2618*Ws+8*Sp;
temp4=temp2/temp3;
return temp4;
};
/* Ecuación para calcular la pérdida de fluido Sp instantanea*/
float ecua8(float Cc, float Cv)
{
float temp5,temp1,temp2,temp3,temp4;
temp1=Cv*Cv;
temp2=Cc*Cc;
temp3=temp1+(4*temp2);
temp4=sqrt(temp3)-Cv;
temp5=Cv*(temp4/(2*Cc));
return temp5;
};

void operaciones()
{
tiempo=Vo/Qiny;
Cv=ecua5();
Cc=ecua4();
Sp=ecua8(Cc,Cv);
G=ecua1();
CL=ecua6();
X=ecua7(CL,Sp);
cout<<"Como es la eficiencia de flujo (1/0)\n";
cin>>eficiencia;
/* Cálculo de las dimensiones de la fractura caso fluido no-newtoniano*/
if (eficiencia==1)
{
Deltafn=ecua2(Cc);
temp1=5.615*Qiny*tiempo;
temp2=2*H*tiempo;
temp3=(2*n+2)/(2*n+4);
temp4=temp1/temp2;
temp5=exp(log(temp4)*temp3);
Lpkd=temp5*(1/CL);
```

```

    }
else
{
    Deltaf=ecua3(Cv);
    temp1=5.615/6.2834;
    temp2=Qiny*(sqrt(tiempo));
    temp3=H*CL;
    Lpkd=temp1*(temp2/temp3);
};
do
{
/*Cálculo de las dimensiones de la fractura M,todo de Geertsma.DeKlerck*/
if (X<=0.2)
{
    temp2=1-(exp(log(X)*2))/3+(exp(log(X)*4))/10-(exp(log(X)*6))/42+(exp(log(X)*8))/216-
(exp(log(X)*10))/1320+(exp(log(X)*12))/9360;
    temp3=1-1.1284*X*temp2;
    Yx=exp(X)*temp3+(2*X)/(sqrt(3.1416))-1;

}
else
{
    temp1=exp(-1.17*X);
    Yx=-0.8+(1.118*X)+0.77*temp1;
};
temp1=(0.1117*Qiny)/(H*(CL*CL));
temp2=(0.2618*Ws)+(8*Sp);
Lgkd=temp1*temp2*Yx;
temp1=(1-(poisson*poisson))*Muff*Qiny*(Lgkd*Lgkd);
temp2=exp(log(temp1)*.25);
Wmaxgkd=0.35*(temp2/(E*H));
temp4=(2*n+1)/n;
temp5=1/(2*n+2);
temp6=1-n;
temp7=13.581*(n+1)*(exp(log(temp4)*n))*0.000679*(exp(log(0.0935)*n));
temp8=exp(log(temp7)*temp4);
temp9=exp(log(Qiny*permeabilidad*Lpkd*(exp(log(H)*temp6))))*temp5);
Wmaxpkd=12*temp9*temp7;
temp3=fabs(Ws-Wmaxgkd);
Ws=Wmaxgkd;
}
while (temp3>=0.001);
cout<<" RESULTADOS DE LA INYECCION DE RECORTES VIA FRACTURAMIENTO\n";
cout<<" METODO PERKIN-NORGREEN METODO GEERSTMA-DE KLERK \n";
cout<<" Amplitud Longitud Amplitud Longitud \n";
cout<<" (pg) (pies) (pg) (pies) \n";
printf(" %5.5f %5.5f %2.15f %5.2f \n",Wmaxpkd,Lpkd,Wmaxgkd,Lgkd);

```

};

```
void main()
{
  datos();
  operaciones();
};
```

/*

PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE LA FUERZA AXIAL Y FUERZA DE ESTABILIZACIÓN PARA UNA TUBERÍA DADA..

*/

```
#include <iostream.h>
#include <iomanip.h>
#include <math.h>
```

```
float
Fs[9],As[9],WSF[9],Ften[9],WSA[9],Grado[9],Phi[9],Longseca[9],Phe[9],Ai[9],WS[9],Longsec[9],
Fa[9],Peso[9],DeltAux[9];
float
temp1,temp2,Diametr,Prof,Phinter,Temp6,Temp7,Temp8,Temp1,Psup,Psup,e,DI,Dlech,cce,Hlec
h,Fza,Fi,Fe,Ae;
int s,N,M,i,conta1,P,I;
char opcion;
```

```
void inicializa()
{
  for (P=0; P<=8; P++)
  {
    Fs[P]=0;
    Peso[P]=0;
    Longsec[P]=0;
    Ften[P]=0;
    Longseca[P]=0;
    Grado[P]=0;
    WSA[P]=0;
    WSF[P]=0;
    WS[P]=0;
    Fa[P]=0;
    Phe[P]=0;
    DeltAux[P]=0;
    As[P]=0;
    Ai[P]=0;
    Phi[P]=0;
  };
};
void datos()
```

```

{
/*
do
{
printf("Introducir los datos\n");
printf("Cima de cemento esperada(mts)\n");
cin>>cce;
printf("Numero de secciones de TR\n");
cin>>conta1;
for(l=1; l<=conta1; l++)
{
do
{
printf("Longitud de la secci3n (mts)\n",Longsec[l]);
printf("Peso de la secci3n (lbs/pie)\n",Peso[l]);
cout<<"est3n correctos los datos (s/n)?"";
cin>>opcion;
}
while(opcion!='n');
Prof=Longsec[l]+Longsec[l-1];
};
printf("Densida de lodo (g/cc)\n");
cin>>DI;
printf("Densida de lechada de cemento (g/cc)\n");
cin>>Dlech;
printf("Diametro exterior de la TR (pg)\n");
cin>>Diametr;
cout<<"Presi3n de bombeo diercto caso cementando/circulando (kg/cm2)\n";
cin>>Psup;
cout<<"Presion de Bombeo caso circulando inverso/inyectando recortes (kg/cm2) \n";
cin>>Psupe;
cout<<"est3n correctos los datos (s/n)?"";
cin>>opcion;
}
while(opcion!='n');
*/
DI=1.5;
Dlech=1.9;
Diametr=7;
Psup=0;
Psupe=0;
cce=1500;
Longsec[1]=1012,Longsec[2]=1747;
conta1=2;
Prof=2759;
Peso[1]=35,Peso[2]=35;
Grado[1]=110,Grado[2]=95;
};
void Faxial()

```

```

{
cout << " FUERZA AXIAL EN CADA SECCION DE TUBERIA \n";
cout <<" No sec. Faxial      Rten  Wigth_head\n";
cout <<"      base  cima \n";
Ae=0.785*(Diametr*Diametr);
for (i=1; i<=conta1; i++)
{
As[i]=0.294*Peso[i];
Ai[i]=Ae-As[i];
Hlech=Prof-cce;
WS[i]=(Longsec[i]*Peso[i])*3.28;
WSA[i]=WS[i]+WS[i-1];
DeltAux[i]=Ai[i-1]-Ai[i];
temp1=Prof-Longseca[i-1];
temp2=Dl*temp1;
Phi[i]=1.422*temp2+ Psup;
if (Longsec[i-1]==0)
{
Phinter=((Hlech*Dlech)+(Dl*cce))*1.422;
}
else
{
Temp6=Prof-Longseca[i-1];
if (Temp6>cce)
{
Temp7=Hlech-Longseca[i-1];
Temp8=1.422*(Dlech*Temp7);
Phinter=(Dl*cce)*1.422+Temp8;
}
else
{
Phinter=1.422*(Dl*Temp6);
};
};
Phe[i]=Phinter+Psup;
for (M=1; M<=2; M++)
{
if(M==1)
{
WS[i-1]=0;
};
if (M==1&& i==1)
{
Fza=Phe[i]*As[i];
Fa[M]=WS[i-1]-Fza;
}
else
{
if (i==1)

```

```

        {
            Fa[M]=WS[i-1]+Temp1;
        }
        else
        {
            Fza=Phi[i]*DeltAux[i];
            Fa[M]=WS[i-1]+Fza+Temp1;
        }
    };
    WS[i-1]=WS[i];
    Temp1=Fa[M];
};
Ften[i]=1000*(Grado[i]*As[i]);
WSF[i]=WSA[i]+Fza;
cout <<setw(5) <<i <<" "<<setw(5) <<Fa[1] <<" "<<setw(5) <<Fa[2]<<" "<<Ften[i]<<"
"<<WSF[i];
cout<<"\n";
Longseca[i]=Longseca[i-1]+Longsec[i];
};
cout <<"\n";
cout << "ANÁLISIS PARA LA FUERZA DE ESTABILIZACIÓN \n";
cout <<" No sec. Fes \n";
cout <<" base cima \n";

for (s=1; s<=conta1; s++)
{
    N=1;
    do
    {
        if (N==1&& s==1)
        {
            Fs[N]=-Phe[s]*As[s];
        }
        else
        {
            if (s==1)
            {
                Fi=Phi[s+1]*Ai[s]+Psup;
                Fe=Phe[s+1]*Ae+Psupe;
                Fs[N]=Fi-Fe;
            }
            else
            {
                if (N==1)
                {
                    Fi=Phi[s]*Ai[s]+Psup;
                    Fe=Phe[s]*Ae+Psupe;
                    Fs[N]=Fi-Fe;
                }
            }
        }
    }
}

```

```
        else
        {
            Fi=Phi[s+1]*Ai[s]+Psup;
            Fe=Phe[s+1]*Ae+Psupe;
            Fs[N]=Fi-Fe;
        };
    };
    N++;
}
while(N<=2);
cout <<setw(5) <<s <<" " <<setw(5) <<Fs[1] <<" " <<setw(5) <<Fs[2];
cout<<"\n";
};

};
```

```
void main()
{
    inicializa();
    datos();
    Faxial();
};
```

PROCEDIMIENTO PARA CALCULAR LAS VARIACIONES DEL ESTADO NATURAL DE ESFUERZOS EN LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO CAUSADAS POR LOS EFECTOS DE LA PRESIÓN Y LA TEMPERATURA DURANTE LA INYECCIÓN DE RECORTES AL ESPACIO ANULAR

```
#include <iostream.h>
#include <stdio.h>
#include <math.h>
```

```
void inicializa();
void operaciones();
void datos();
```

```
float
Vol,Peso,Faxial,Faxials,Fa,Grad,Ws,Esefe,Grado,Diamitr,DeltaP,Detr,Prof,A,B,F,Qiny,Temp. T
empf,Dw,DeltaT,Tf,esfuerzo;
char opcion,tipofluido;
float Diam,Rela,Espe,temp1,temp2,temp3,Temp6,Temp7,Rela1,Rela3,Pcpix,temp20,temp21;
float n,temp4,temp5,F1,F2,F3,F4,F5;
int i;
```

```
void inicializa()
{
```



```
void datos()
{
/*
do
{
printf("Introducir los datos\n");
printf("Gradiente geotérmico ( $\sigma F/100$  pies)\n");
cin>>Grad;
printf("Diámetro interior de la TR(pg)\n");
cin>>Diamitr;
printf("Diámetro exterior de la siguinete TR (pg)\n");
cin>>Detr;
printf("Profundidad (pies)\n");
cin>> Prof;
printf("Diámetro del pozo(pg)\n");
cin>>Dw;
printf("Gasto de inyección BPM\n");
cin>>Qiny;
printf("Caída de presión psi\n");
cin>>DeltaP;
printf("Volumen inyectado (bls)\n");
cin>>Vol;
printf("Fuerza axial a que esta sometida la TR(lbs)\n");
cin>>Faxials;
cout<<"Temperatura de superficie  $\sigma F$ \n";
cin>>Temps;
cout<<"peso de la TR \n";
cin>>Vs;
cout<<"Temperatura del fluido  $\sigma F$ \n";
cin>>Tempf;
cout<<"están correctos los datos (s/n)?"\n";
cin>>opcion;
}
while(opcion!='n');
*/
Grad=1.5;
DeltaP=2000;
Prof=1968;
Dw=8.5;
Diamitr=8.755;
Detr=7;
Vol=2500;
Qiny=500;
Temps=75;
Tempf=59;
Vs=35;
```

```
Faxials=248808;
Grado=110;
Peso=35;
inicializa());
};
/* Ecuación para calcular B */

float ecua1()
{ float temp1,temp2,temp3;
  temp1=Diamitr-Detr;
  temp2=Dw/temp1;
  temp3=0.281*temp2;
  return temp3;
};
/* Ecuación para calcular F*/
float ecua2(float B)
{ float temp1,temp2,temp3;
  temp1=1+(B*1.9);
  temp2=temp1/B;
  temp3=temp2*1.658;
  return temp3;
};
/*CALCULO DE LA CAIDA DE PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR SI EL FLUIDO ES
NEWTONIANO*/
void operaciones()
{
  B=ecua1();
  F=ecua2(B);
  cout<<"resultados temperatura del fluido s\n";
  cout<<"          Faxial\n";
  cout<<"Qiny Tempf DeltaT  Esfuerzo   xTemp  xPresion ext. Pccr\n";
  for (j=Qiny; j<=Vol;)
  {
    Qiny=i*5.615;
    A=F*Qiny;
    temp1=(Grad*Prof)/100;
    temp2=(Grad*A)/100;
    temp3=-Prof/A;
    Tf=temp1+Temps-temp2+(Tempf+temp2-Temps)*(exp(temp3));
    DeltaT=Temps-Tf;
    esfuerzo=200*DeltaT;
    temp4=DeltaT*Ws;
    Faxial=-58.8*temp4;
    Fa=0.471*DeltaP*(Detr*Detr);
    temp1=(Faxial+Fa)/(Grado*1000);
    temp2=sqrt(1-0.75*(temp1*temp1))-0.5*temp1;
    Esefe=Grado*temp2;
    temp1=Detr*Detr;
    temp2=0.294/0.785;
```

```
Diam=sqrt(temp1-(temp2*Peso));
Espe=(Detr-Diam)/2;
Rela=Detr/Espe;
Temp6=F2+(F3/(Esefe*1000));
Temp7=(F1-2)*(F1-2);
Rela1=(sqrt(Temp7+8*Temp6)+(F1-2))/(2*Temp6);
if (Rela>Rela1)
{
  Rela3=(2+F2/F1)/(3*F2/F1);
  if (Rela>Rela3)
  {
    Pcpix=46950000/(Rela*((Rela-1)*(Rela-1)));
  }
  else
  {
    temp20=Esefe;
    temp21=(F4/Rela)-F5;
    Pcpix=temp20*temp21;
    Pcpix=Pcpix*1000;
  }
}
else
{
  temp20=2000*Esefe;
  temp21=(Rela-1)/(Rela*Rela);
  Pcpix=temp20*temp21;
}

printf(" %5d %5.2f %5.2f %5.2f %6.2f %6.2f
%6.2fn",i,Tf,DeltaT,esfuerzo,Faxial,Fa,Pcpix);
i=i+500;
};
};
void main()
{
  datos();
  operaciones();
};
```