



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

TECNOLOGIA DE LA TERMINACION Y
MANTENIMIENTO DE POZOS

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA:
MARIO ROSAS RIVERO



ASESOR: M. I. JOSE MARTINEZ PEREZ

MEXICO, D. F.

2002

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

PAGINACIÓN

DISCONTINUA



INSTITUTO NACIONAL
DE ESTADÍSTICA
Y CENSO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-045

SR. MARIO ROSAS RIVERO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. José Martínez Pérez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

TECNOLOGIA DE LA TERMINACION Y MANTENIMIENTO DE POZOS

	RESUMEN
I	TERMINACION DE POZOS
II	ACCESORIOS
III	FLUIDOS DE TERMINACION
IV	DISPAROS
V	REPARACION DE POZOS
VI	ESTIMULACION
	CONCLUSIONES
	BIBLIOGRAFIA

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 17 de enero de 2002
EL DIRECTOR


~~ING. GERARDO FERRANDO BRAVO~~

GFB*RLLR*gtg

R

UNIVERSIDA NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

"TECNOLOGIA DE LA TERMINACION Y MANTENIMIENTO DE POZOS"

Tesis presentada por: Rosas Rivero Mario 8319586-0

Dirigida por: M. I. José Martínez Pérez

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

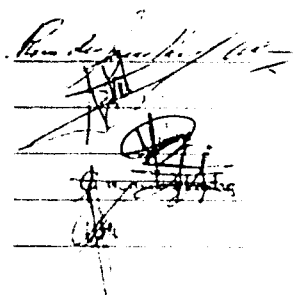
PRESIDENTE: Quim. Rosa de Jesús Hernández Álvarez

VOCAL: M. I. José Martínez Pérez

SECRETARIO: Ing. Oswaldo Hernández Mena

1er SUPLENTE: Ing. Quim. Cristina Avilés Alcántara

2do SUPLENTE: Ing. Olivia Bobadilla Mendoza



Handwritten signatures of the jury members over a grid of lines.

México, D.F; Abril del 2002

AGRADECIMIENTOS.

A TI DIOS:

Por todo lo que me has dado en la vida,
Vida, salud, esposa e hijos, alegrías y tristezas,
Por permitirme ver realizado un sueño,
Por dejar a mis padres verme titulado

Señor tu sabes cuanto te agradezco
Y te debo

Hay tantas personas a las que tengo que agradecerles su apoyo, atenciones, en información, traducción, equipo, revisión, etc, que seria injusto no mencionarlas, a todas, MUCHAS GRACIAS y dentro de ellas con especial afecto a

A mi esposa Eloisa por su apoyo e impulso incesante y esperando este sea el inicio de muchos éxitos más a su lado y de nuestra familia

A mis hijos por forzarme a lograr el objetivo
A mis padres por el ejemplo de vida
A mis hermanos por su ejemplo y apoyo (a mi sobrina Elsa)
A los Ingenieros que me apoyaron a terminar y creyeron en mi, en especial al Ing. José Martínez y sinodales por su valioso tiempo
A mis compañeros de trabajo (Lety, Pita, Leydy, Manuel, Miguel, Marisela, etc)
A Armando por comprenderme, por darme el tiempo y apoyarme
A la Facultad de Ingeniería por la oportunidad y formación recibida
A los que no creyeron en mi y que fueron un incesante reto a vencer

GRACIAS A TODOS.

**TECNOLOGÍA DE LA TERMINACIÓN
Y MANTENIMIENTO DE POZOS****ÍNDICE GENERAL.**

Introducción.	pg	i
Resumen de capitulos.		ii

CAPITULO I TERMINACIÓN DE POZOS.

1.1	Definición.	1
1.2	Fases de la construcción de un pozo.	1
1.3	Importancia de una buena terminación e información requerida.	2

CAPITULO II ACCESORIOS.

2.1.1	Árbol de válvulas	5
2.1.2	Empacadores	10
2.1.3	Unidad de sellos	19
2.1.4	Níples de asiento.	
19		
2.1.5	Válvula de seguridad	25
2.1.6	Válvula de circulación	25
2.1.7	Juntas	26
2.1.8	Uniones ajustables	28
2.1.9	Coples de flujo	29
2.1.10	Estranguladores	29
2.1.11	Tuberías	30
2.1.12	Preventores.	32
2.2	Tipos de terminacion	37
2.2.1	Terminación sencilla con TP franca en agujero descubierto	37
2.2.2	Terminación sencilla en agujero descubierto con TP, empacador y accesorios	38
2.2.3	Terminación sencilla con agujero ademado y TP franca	40
2.2.4	Terminación sencilla en agujero ademado con TP, empacador y accesorios	41
2.2.5	Terminación sencilla selectiva con TP, dos empacadores, y accesorios	42
2.2.6	Terminación doble con dos TP's y dos empacadores	43
2.2.7	Terminación doble selectiva con dos tuberías de producción, un empacador doble, un empacador sencillo y accesorios	44

INDICE GENERAL

CAPITULO III FLUIDOS DE TERMINACIÓN.

3.1	Concepto	49
3.2	Clasificación de un fluido	50
3.2.1	Fenómeno de suspensión	52
3.3	Fluidos base agua	52
3.4.	Fluidos base aceite	56
3.5	Tipos de fluidos de terminación.	57
3.6	Salmueras	58
3.7	Propiedades de los fluidos de terminación.	60
3.7.1	Densidad	60
3.7.2	Viscosidad	61
3.7.3	Gelatinosidad	62
3.7.4	Potencial de hidrógeno	62
3.7.5	Punto de cedencia	63
3.7.6	Salinidad	63
3.8	Compatibilidad de los fluidos de terminación.	64
3.9	Corrosion	65
3.10	Desplazamiento de los fluidos de control.	66
3.10.1	Métodos de desplazamiento.	67
3.11	Espaciadores y lavadores químicos.	67
3.12	Fluidos empacadores	68

CAPITULO IV DISPAROS.

4.1	Concepto	69
4.2	Diseño de cargas.	69
4.2.1	Explosivos.	72
4.2.2	Condiciones de disparo.	75
4.2.3	Densidad de los disparos	76
4.3	Tipos de pistolas.	77
4.4	Factores que afectan los disparos.	80
4.5	Selección del Intervalo a disparar.	81

CAPITULO V REPARACIÓN DE POZOS.

5.1	Concepto	83
5.1.1	Reparación mayor	83
5.1.2	Reparación menor	86
5.2	Control del pozo	88
5.3	Inducción	89
5.4	Limpieza del aparejo de producción o inyección.	90
5.5	Presencia de agua	92

INDICE GENERAL

5.5.1	Mecanismos de producción de agua	93
5.5.2	Prevención de la producción de agua	94
5.6	Arenamientos	96
5.6.1	Determinación del tamaño de grava y del cedazo.	97

CAPITULO VI ESTIMULACIÓN.

6.1	Concepto y definición	100
6.2	Importancia de la estimulación	100
6.3	Métodos para la estimulación	102
6.4	Fracturamiento hidráulico	103
6.5	Fluidos fracturantes	104
6.5.1	Aditivos	105
6.6	Apuntalantes	106
6.7	Fracturamiento con espumas	107
6.8	Fracturamiento con gas altamente energizado.	108
6.9	Fracturamiento con ácido	108
6.10	Hidráulica del fracturamiento	110
6.10.1	Gradiente de fractura	111
6.10.2	Presión de fracturamiento	112
6.10.3	Presión hidrostática	112
6.10.4	Caida de presión por fricción en las perforaciones.	113
6.10.5	Caida de presión por fricción en el pozo	113
6.10.6	Presión de inyección en la superficie	115
6.10.7	Potencia hidráulica	125
6.11	Geometría de la fractura	122
6.12	Diseño de la estimulación	129
6.13	Aditivos para tratamientos de acidificación	130
6.14	Surfactantes	133
6.15	Factores que afectan la velocidad de reacción del ácido.	138
6.16	Daño a la formación productora	144
6.17	Origen y tipos de daño	145
6.18	Evaluación del daño	150

Conclusiones y Bibliografía	153
-----------------------------	-----

TECNOLOGÍA DE LA TERMINACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS.

INTRODUCCIÓN.¹

Considerando los grandes giros que ha tenido la industria petrolera en nuestro país, su impacto en la economía y por consecuencia en la formación de los Ingenieros Petroleros así como en la modificación de planes de estudio, en éste trabajo trataremos de introducir y proporcionar los elementos mínimos necesarios a conocer en el tema de la terminación de pozos, la reparación o estimulación de un pozo, indispensables para la ingeniería petrolera que sirvan para la formación de Ingenieros Petroleros

En la actualidad los hidrocarburos son la principal fuente de energía ya que es una de las materias primas más importantes para la elaboración de diversos derivados industriales como gasolinas, grasas lubricantes, plásticos, colorantes, insecticidas, papel etc. En México y a nivel mundial el recurso principal y más utilizado es el petróleo, de tal forma que debe explotarse optimamente para que sea beneficioso a nuestro país

Desde hace tiempo se han investigado mejores técnicas de perforación terminación y estimulación, desde el uso de equipos y herramientas con mejores características, tipos de terminación de acuerdo al intervalo a explotar, así como métodos diversos para estimular un pozo, sus ventajas y desventajas

Posteriormente considerar el ambiente, condiciones y diseño de los disparos para poner en contacto los fluidos del yacimiento con el pozo y su posible daño a la formación

Es frecuente que cuando se ha perforado el pozo se presente la necesidad de estimulaciones para la mejor explotación del yacimiento, o para eliminar el posible daño, esta estimulación requiere del buen diseño de métodos, aditivos y según haya sido el daño o el origen de este será el tratamiento, sin olvidar que su costo es muy elevado y dependerá de él para ser económicamente factible

En el presente trabajo se tratará de proporcionar los elementos mínimos necesarios a conocer durante la terminación del pozo, reparación y estimulación, que son indispensables en la ingeniería petrolera

RESUMEN DE CAPITULOS.

La concientización de la importancia de la industria petrolera en nuestro país es primordial ya que de esta depende la mayor parte de nuestra economía, haciéndose necesario conocer las fases de la construcción de un pozo productor de hidrocarburos, las mejores condiciones de terminación para su mayor recuperación requiriendo contar con la información necesaria y fidedigna que se pueda tener para su terminación (capítulo I)

En la terminación de un pozo en óptimas condiciones no basta con la información del yacimiento, también se debe contar con el equipo, conexiones superficiales y de cómo será su conformación (estado mecánico del pozo), considerando que cada pozo es diferente y cada accesorio o herramienta tiene una función específica es recomendable conocer cada una de ellas, sus características, ventajas y desventajas, posteriormente conociendo la información del yacimiento, el equipo y el programa de explotación así como analizar las opciones de terminación que sean más convenientes a las necesidades y condiciones del pozo (capítulo II)

El tema de los fluidos es de suma importancia desde el inicio de la perforación hasta la terminación del pozo, sin embargo, pocas veces ponemos atención a las propiedades que estos fluidos tienen y lo que nos pueden ayudar, ya que depende de estos, de sus propiedades y su compatibilidad con la formación que se pueda causar un daño de mayor o menor grado, afectando más adelante a la vida productiva del pozo requiriendo entonces de una limpieza o inducción o hasta una probable estimulación (capítulo III)

Otro factor a considerar en la terminación de un pozo y que tiene influencia en la producción son las perforaciones que se hacen a la tubería y yacimiento para poner en contacto los fluidos del yacimiento con el pozo conocidos como "disparos", sus cargas tipos de pistolas y la influencia que tienen en la formación, así como los factores y las características de las pistolas que deberán ser diseñadas de acuerdo al estado mecánico del pozo y el tipo de terminación, de no existir esta planeación se puede generar un daño o una reparación al pozo incrementando costos y tiempos (capítulo IV)

Una vez puesto en producción el pozo durante su vida productiva se pueden presentar problemas que requieran del re acondicionamiento del pozo, aunque también los problemas se pueden presentar en la etapa de perforación y/o terminación. Dar solución a éstos problemas se puede clasificar en reparaciones mayores o menores según la operación que se realice y que su objetivo es mantener la producción, mejorar la recuperación de hidrocarburos o cambiar el intervalo productor e inducir el pozo.

RESUMEN DE CAPITULOS

Algunos de los problemas comunes son la presencia de agua o arenamientos que deberán atacarse en su momento, clasificarse como una reparación menor o mayor de acuerdo al tipo de intervención que se hará en el pozo o yacimiento para el cual se deberá realizar mediante un programa de reparación (capítulo V)

Una etapa que es común y que se presenta en todos los pozos es la necesidad de estimular el pozo, debido a diversos factores que han dañado la formación, ésta puede mejorar y/o prolongar la vida productiva del pozo, llevar a cabo una estimulación implica grandes costos por los métodos, fluidos o aditivos usados en ella, de tal forma que su diseño no puede descuidarse ni hacer a un lado la información que se tenga o las condiciones y características del yacimiento, determinar el origen del daño y sus causas, para que el diseño de la estimulación sea óptimo, considerando entonces el tipo de aditivo ácido o surfactante más adecuado o en su caso un fracturamiento hidráulico, conociendo sus mecanismos, sus alternativas y los objetivos que se pueden lograr en función del método empleado (capítulo VI)

TERMINACIÓN DE POZOS.

1.1 DEFINICIÓN DE TERMINACIÓN.

La terminación de un pozo petrolero es el conjunto de operaciones que se realizan para comunicar a la formación productora con la superficie después de cementar la última tubería, perforando la tubería de revestimiento de explotación, una vez que se alcanza la profundidad objetivo

El principal objetivo de la terminación de un pozo es prepararlo y acondicionarlo adecuadamente para obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo, empleando técnicas e introduciendo los equipos adecuados para las características del yacimiento (tipo de formación, mecanismos de empuje, etc)

En la planeación no solo se deben considerar los costos iniciales y la producción en la etapa fluuyente, sino las condiciones a largo plazo, durante toda la vida productiva.

1.2 FASES DE LA TERMINACIÓN DE UN POZO.⁶

El proceso de construcción de un pozo se puede subdividir en las etapas de: Perforación, Terminación y Estimulación. La etapa de terminación incluye cada paso en la operación desde el tiempo que la barrena corta el intervalo productor hasta que el pozo esta produciendo y aún después de que el pozo a producido por un periodo de tiempo, cualquier operación de rehabilitación que se realice se considera proceso de mantenimiento del pozo. Los fluidos usados en cualquiera de estas operaciones tambien se consideran en la fase de mantenimiento

Existen casos en los cuales dentro de los fluidos de terminación se pueda considerar fluidos de perforación así como también fluidos de estimulación como es el caso de cuando se perfora la zona productora con un fluido especial

El fluido para hacer fracturas en el yacimiento se considera en la estimulación fluido fracturante, mientras que el fluido utilizado para arrastrar los detritos de las fracturas se considera fluido de terminación

1.3 IMPORTANCIA DE UNA BUENA TERMINACIÓN E INFORMACIÓN REQUERIDA.

Con una buena terminación se podran minimizar futuras reparaciones y facilitar la instalación de sistemas artificiales de producción Para que una terminación sea bien realizada se requiere de una buena cementación primaria de la tubería de explotación, la cual permite aislar la formación productora evitando la invasión de fluidos no deseables al pozo

Por otra parte, se hace necesario minimizar el daño a la formación causado por los fluidos de control durante la perforación y la terminación (disparos), ya que éstos reducen fuertemente la permeabilidad en torno al pozo dando gran importancia a la selección del fluido a utilizar durante la terminación.

Operaciones involucradas.-Para realizar una terminación óptima del pozo es necesario diseñar y tener un programa bien definido, así como el tipo de terminación que se llevará a cabo; para ello requerimos contar con la siguiente información

Columna geológica y características de la formación.

Durante la perforación se atraviesan diferentes estratos que proporcionan información sobre el yacimiento, que se obtiene a través de núcleos o muestras de canal

- Muestras de canal - Se obtienen durante la perforación y son fragmentos recolectados en las cribas o "temblorinas", acarreados hasta la superficie por circulación del lodo, proporcionan información del tipo y composición de la formación sin ser muy precisas debido a la contaminación que sufren al estar en contacto con el fluido de control y ser arrastrados, proporcionan información como la porosidad, permeabilidad, saturación de agua, saturación de aceite, compresibilidad, etc
- Los núcleos del yacimiento que son fragmentos de roca cortados por barrenas especiales provistas de un barril muestreador, proporcionando información sobre la litología atravesada y contenido de fluidos a través de un análisis PVT, se practica principalmente en áreas no conocidas, siendo recomendable el corte y su recuperación tratando de obtener los 9 metros del barril
- Pruebas de formación - Se hace una terminación temporal del pozo para observar si el pozo se manifiesta, esto con la intención de crear condiciones favorables para que la formación productora fluya, obteniendo información sobre el comportamiento de los fluidos de la formación

Para lograr la manifestación del pozo se crea una presión diferencial a favor de la formación del intervalo de interés, suprimiendo la presión hidrostática. Para aislar la formación productora se usa un empacador o ensamble de fondo especial poniendo en comunicación la formación con la superficie, actuando únicamente la presión atmosférica.

Características petrofísicas de la formación productora.

A través de las características de la roca y del yacimiento se puede determinar el intervalo a explotar y la terminación que sea más adecuada a las condiciones del yacimiento, se podrá planear el desarrollo del campo en base a las características de permeabilidad, composición mineralógica, porosidad y presión capilar así como poder hacer correlaciones.

Características de los fluidos del pozo y de la formación

Para una mejor planeación en la explotación se hace necesario contar con la información de los fluidos del yacimiento, su composición, propiedades de presión, volumen, temperatura, densidad y saturación, proporcionando las pautas a seguir en la explotación y el transporte de los hidrocarburos, esta información se obtiene a través de los diferentes registros de litología y porosidad, neutrón, densidad, de resistividad, etc.

Problemas del pozo.

Su registro proporciona información sobre zonas ladronas, presiones diferenciales del pozo, permeabilidad de la formación, cavernas o fracturas, así como permitir planear el tipo de fluido de perforación en zonas hidratables o zonas con posibles manifestaciones.

Características del equipo

En todo pozo antes de perforar o terminar se requiere hacer un análisis tanto de equipo como de diseño en función de las características del yacimiento.

- Tipo, marca y serie del árbol de válvulas, de acuerdo a las características de presión del pozo y sus necesidades.
- Tubería de producción que va a llevar, en función del programa de terminación y explotación.
- TR cementadas, diámetro, tipo, etc. según el programa de terminación.
- Profundidad de la zapata que protege y guía la introducción de la tubería, además de ser un aditamento para realizar la cementación.

- Tipo y profundidad a la que va a llegar el empacador, según el tipo de terminación seleccionada

Historia y análisis de registros geofísicos.¹⁴

Los registros geofísicos son parte fundamental en la exploración, perforación y explotación de un yacimiento ya que estos proporcionan la información necesaria requerida para el diseño y desarrollo de un yacimiento

- Determinación del intervalo productor - A través de información proporcionada por los registros de potencial espontáneo (SP), rayos gamma (GR), registro de espectrometría de rayos gama naturales (NGS), registro de decaimiento termal (TDT), etc. de su análisis se determina el intervalo productor así como las características de petrofísicas de la formación, de ellos hablaremos más adelante
- Historia durante la cementación y sus registros - calidad de cementaciones con los registros sínicos (CBL,VDL,CBT,CET) o rayos gamma

ACCESORIOS. ^{6.4.11}

EQUIPO UTILIZADO EN LA TERMINACION.

2.1.1 ARBOL DE VALVULAS.

Es también conocido como "árbol de navidad", es el equipo conectado a las tuberías de ademe en la superficie sosteniéndolas y proporcionando un sello entre las sartas permitiendo controlar paso a paso las presiones que se van presentando durante las etapas de perforación del pozo, así como los fluidos que se manejan, en la etapa de producción controla a voluntad el gasto del pozo. Por lo general esta conectado a la cabeza del pozo y es, un conjunto de válvulas que permiten controlar cada área de flujo a través de válvulas maestras (Figura 2 1)

Durante la terminación o vida productiva del pozo se hace uso del "medio arbol" que es la parte complementaria del árbol y va instalada en la cima del cabezal para TP, está constituido por una brida adaptada, por válvulas maestras que pueden ser dos o una cruz o "T", una válvula de sondeo y las válvulas de las ramas, también está provisto de estranguladores instalados en los extremos de las ramas, un adaptador como lubricador y otra función es poder realizar la conexión y empaque de TP

La selección de este equipo se hace en función de las presiones de flujo, tanto de aceite como de gas, considerando además la presión máxima de trabajo, prueba de presión máxima de trabajo, prueba de presión hidrostática, el ambiente al que serán operados (terrestre o lacustre), temperatura, características de los fluidos producidos y su costo

Presión máxima de trabajo		Presión de prueba hidrostática		Serie correspondiente
lb/pg ²	kg/cm ²	lb/pg ²	kg/cm ²	
720	50.70	1440	101.41	300
2000	140.85	4000	281.69	600
3000	211.27	6000	422.54	900
5000	352.11	10000	704.23	1500
10000	704.23	15000	1056.34	2900
15000	1056.34	22500	1584.51	

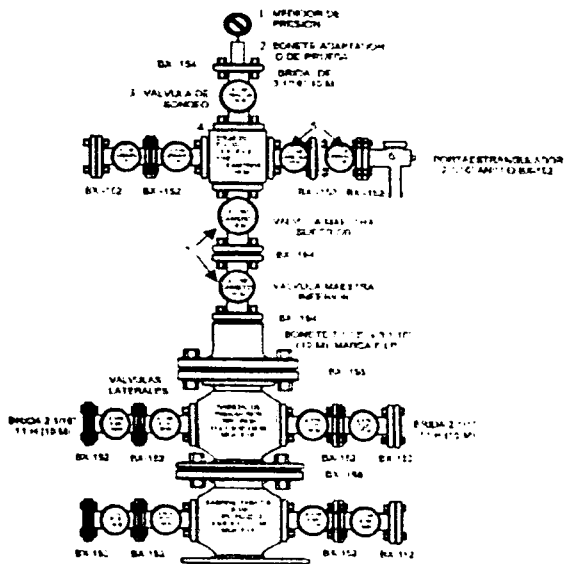


Figura 2.1 Árbol de válvulas

Las partes principales que componen un árbol de válvulas son:

- Cabezales de TR.
- Base del cabezal de TR.
- Colgadores de TR.
- Bonetes para soldar.
- Carretes para TR.
- Empaques secundarios.
- Cabezales de TP.
- Válvulas.

Cabezales de TR.- Es la seccion mas baja del ensamble del árbol, sobre el se adapta el equipo de control y evita la comunicacion del pozo a la atmosfera, Soporta el peso de las posibles TR y el equipo de control, asi como los subsecuentes carretes de TR. En tanto no se instale otro cabezal sirve de base para los preventores que constituyen la seguridad del pozo en un descontrol. La presión de trabajo debe ser mayor que la presión superficial máxima esperada, la resistencia al pandeo debera ser igual a la tubería de revestimiento, debe tener resistencia mecánica y capacidad de presión correspondiente a la brida, la resistencia a la compresión sera igual o mayor que la tubería de revestimiento (figura 2 2)

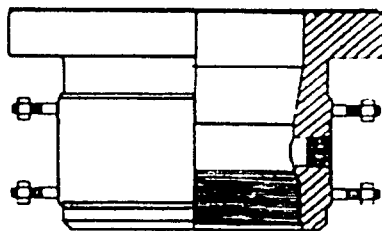


Figura 2 2 Cabezal para tubería de revestimiento

Cabezales de tubería de producción.-Es semejante a un carrete para tubería de revestimiento, solo que el tapón superior servirá para recibir el colgador de la TP, la brida superior de éste está provista de tornillos radiales que detienen y presionan el colgador de la TP. (figura 2.3)

Sirve de enlace entre un cabezal o carrete de TR, por su brida inferior y el medio árbol de válvulas o conjunto de preventores por su brida superior, en su interior acepta unos sellos secundarios que circulan la TR de explotación, por el interior de la brida superior se aloja un colgador envolvente de TP o en su defecto aceptara una bola colgadora que suspende la tubería, la brida tiene orificios con tapones para inyectar empaque plástico que activa los sellos secundarios y efectúan las pruebas de presión a los mismos.

Base del cabezal de TR: Son placas base utilizadas para soportar cargas extremas cuando se tiene un gran tamaño de TR y una profundidad considerable

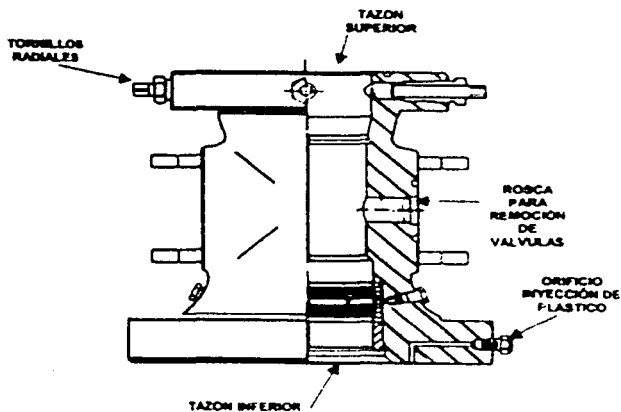


Figura 2 3 Cabezal para tubería de producción

Colgadores de TR: Es un aditamento para soportar y sellar el espacio anular entre el diámetro exterior de la TR y el diámetro interior del cabezal además de centrar el tazón del mismo cabezal.

Existen dos tipos:

1: Tipo Bull Weevill El sello se logra mediante una cuerda sello o mediante un sello de hule activado por peso o mecánicamente

2: Tipo Cuñas - Este dispositivo permite que la herramienta quede fija a las paredes de la TR, con sus dientes tipo sierra, evitan el movimiento y se les puede aplicar peso o tensión.

Bonetes para Soldar: Es un sello metal-metal cuya función es aislar las cuñas de del colgador de TR y el área del sello de prueba. La acción de soldar se realiza cinco ocasiones después de haber sido cortada la TR.

Carretes para TR: Las funciones son similares a las realizadas por el cabezal, solo que éste carrete tiene un tazón inferior para sellar la sarta de TR anterior, también deberá ser compatible con la conexión superior del cabezal de TR.

Empaques secundarios: Se conforman por una serie de anillos metálicos y empaques en "V", que son instalados y retenidos en el barreno inferior del carrete por un candado de acero, proporciona un sello anular en el diámetro exterior de la TR y transmite ese sello al carrete siguiente que va sobre el cabezal de la TR.

Colgadores de TP: Se introduce en el nido del cabezal de TP, proporcionando un sello entre la TP y el Cabezal. Roscando el extremo de la tubería con la brida adaptadora que se coloca en la parte superior del cabezal y soporta el peso de la tubería (figura 2.4)

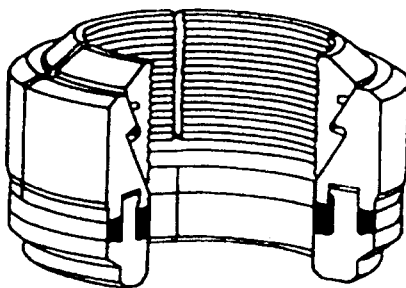


Figura 2.4 Colgador de la tubería de producción.

2.1.2 EMPACADORES.

Un empacador es usado para proveer un sello entre la parte exterior de la TP y la interior de la TR o tuberia corta de revestimiento previniendo el movimiento de fluidos en el espacio anular ocasionado por la presion diferencial en la parte superior o inferior del area de cierre o sellamiento. El sello del empacador es creado por elementos elasticos que se expanden al aplicar una fuerza.

Los empacadores de produccion en el pozo son los que permanecen durante la produccion del mismo, mientras que los utilizados en las pruebas de cemento, acidez y fracturamiento son temporales y recobrados desde o dentro del pozo (figura 2.5)

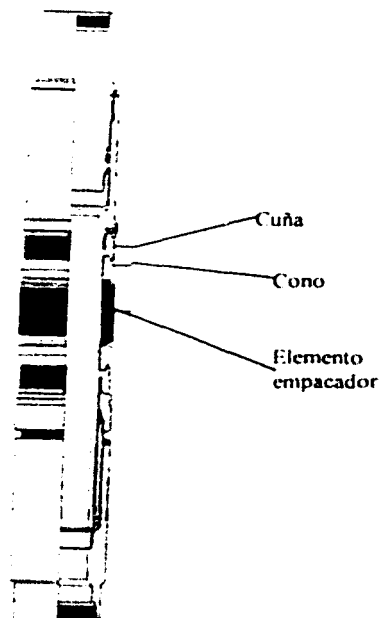


figura 2.5 Empacador de producción

El objetivo de usar un empacador puede ser:

- a) Eliminación de presiones en la tubería de ademe
- b) Aislar la tubería de ademe de fluidos corrosivos (CO₂, H₂S, etc.)
- b) Aislar horizontes con presencia de agua o cualquier otro fluido indeseable.
- d) Permite producir independientemente dos o más intervalos en un pozo
- e) Permite dejar fluidos de control de alta densidad en el espacio anular TR-TP para reducir la presión diferencial a través de la TP cuando se trata de pozos con altas presiones.
- f) Los empacadores de producción protegen la TR de presión y flujo de fluidos, goteaduras, permiten la aplicación de algunos métodos artificiales

Ocasionalmente los empacadores no son usados en grandes gastos, produciendo por espacio anular y tubería. Una vez que el ingeniero determina el requerimiento de un empacador para la terminación se deben proporcionar específicamente sus características, tipo tamaño y número del taladro requerido, lugar y como removerlo. Las partes que componen un empacador se muestran en la figura 2.6

Elementos Sellantes: están hechos de varios componentes como sintéticos de goma de diferente dureza y consta de tres tipos diferentes

Condiciones ligeras (5000 lb/pg² y 200 °F), Este elemento cuando se comprime entre dos anillos expansores crea un sello (figura 2.7)

Condiciones medias y pesadas (8000 lb/pg² y 350°F), Consiste en dos elementos o más de distinta dureza (figura 2.8)

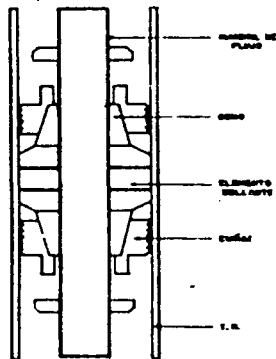


Figura 2 6 partes de un empaador



Figura 2 7 Elemento sellante sencillo



Figura 2 8 Elemento doble

Condiciones extremas El sistema sellante es múltiple y contiene un elemento suave entre dos elementos duros, se ancla comúnmente por la expansión de anillos de metal creando un sello contra la pared de la TR, de esta manera se crea una barrera que previene el flujo a través de las gomas debido a altas presiones (10000 lb/pg^2 y 400°F), este sistema generalmente se usa en empacadores permanentes (figura 2.9)

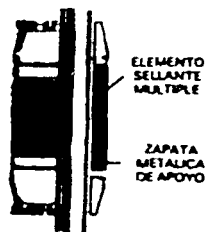


Figura 2.9 Empacador para condiciones extremas

Mandril de flujo o cuerpo - Mantiene todas las partes del empacador juntas y es un conductor que a través de él se manifiesta el flujo, se aloja en las unidades selladoras (multi-v) que impiden el flujo entre el empacador y la tubería de producción

Los mandriles SPM son receptores especiales con cámaras receptoras paralelas al flujo del cuerpo. El recurso de lados tubulares empalmen con la tubería y dejan el taladro del mandril completamente abierto por las herramientas del cableado para su interrupción (Figura 2.10)

Este tipo de mandril fue originalmente diseñado para albergar el equipo irrecobable de gas y su uso es todavía primario en su componente. Para prevenir una emergencia es ensamblado con una válvula de descarga previniendo comunicación entre la tubería y el espacio anular. La válvula se coloca a una presión determinada y puede abrirse al aplicar presión en el espacio anular o tubería, puede ser usada como medio de circulación desde el área de corriente a través SPM ya que es pequeño y restringe la medida de bombeo y deberá remplazarse cuando se termine la circulación

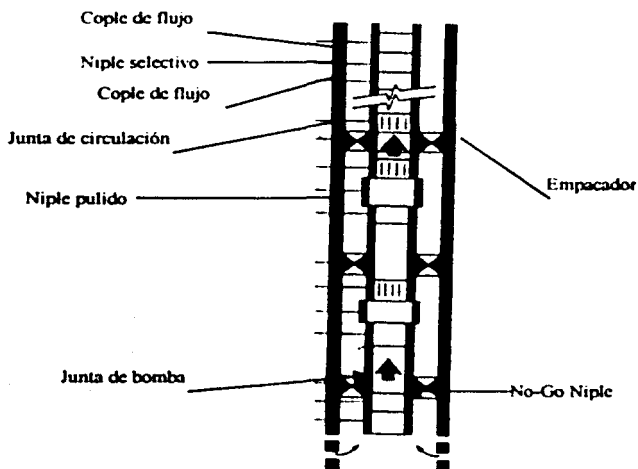


Figura 2.10 Mandril de flujo o cuerpo

El cono: Sirve como expansor para forzar hacia fuera las cuñas que se fijan a la TR. Además forma una plataforma sobre la cual el elemento sellante puede estar comprimido, es de suficiente diámetro exterior para ayudar a prevenir el flujo a través de las gomas en altas presiones.

Las cuñas: Al fijarse en las paredes de la TR, con sus dientes de sierra evitan el movimiento del empacador y así se puede aplicar peso o tensión.

Tipos de empacadores: Se pueden clasificar considerando su recuperabilidad, mecanismo de disposición o aplicación, pero comúnmente es por su recuperabilidad la forma de poder clasificarlos (figura 2.11)

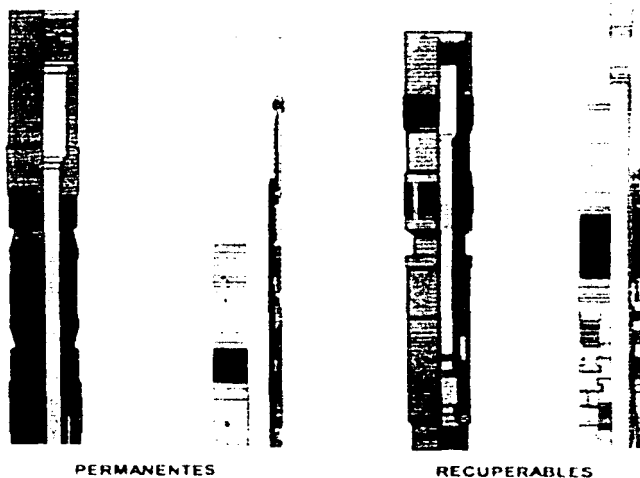


Figura 2.11 Empacadores

Empacadores permanentes: son aquellos que no se pueden recuperar por completo y reinstalar en el pozo, este tipo de empacador es periodico, se coloca separadamente sobre un cable electrico o linea de cables, cuerda de trabajo o tuberia, la TP esta conectada a tubos enroscados dentro o sobre el empacador, tambien se puede correr integralmente con una cuerda de tuberia provista de recursos de desconexion de la tuberia por debajo del empacador

Cuando se ancla quedan fijos permanentemente a la pared de la TP, por medio de las cuñas y permanecen anclados independientemente del peso o tension a traves de la TP, que actue sobre el empacador, una vez anclados no pueden ser recuperados pero si pueden ser perforados, son muy confiables ya que resisten presiones y temperaturas altas (1000psi, 400 F), asi como esfuerzos de tension y compresion

Los empacadores hidraulicos se corren generalmente al final de la tuberia de produccion, cuando la profundidad es alcanzada, una bomba de presion en la superficie le aplica la presion al empacador, dependiendo de la terminacion del pozo una variedad de

rosca esta disponible para unir el sello de producción o en la parte superior de cada empacador así como en los accesorios de fondo de cada empacador

Empacadores recuperables: También se fijan a la pared de la TR por medio de cuñas y se empacan independientemente del peso de la TP. No están hechos de material perforable, ya que pueden ser recuperados con la TP sin destruirse, su recuperabilidad lo hace adaptable para usarse bajo presiones y temperaturas medias (800psi y 350° F). Normalmente se corren integralmente con tubería y se colocan por medio de manipulación mecánica o presión hidráulica, algunos pueden ser colocados con cables

Se quitan ya sea por jalón o por una combinación de rotación y jalón o en su defecto por herramientas especiales en la TP. Una vez removidos los elementos del empacador de compresión y deslizamiento o botones de sostenimiento se relajan y se retraen, permitiendo al empacador ser removido del pozo. Se pueden usar donde la limpieza debajo del empacador es un problema o en pozos de profundidad media. Su uso no es recomendable para pozos con altas presiones y temperaturas o productores de gas

También existen empacadores semipermanentes que son recuperables con características similares a los permanentes. La figura 2.12 muestra el mecanismo de un empacador recuperable.

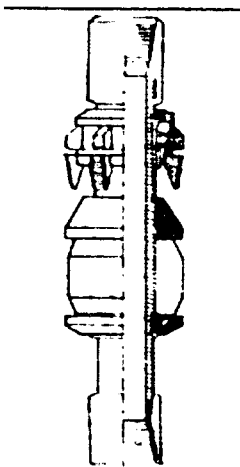


Figura 2.12 Mecanismo de empacador.

Empacadores mecánicos removibles: Estos son diseñados para correrse y colocarse en la tubería, son eficientes arriba de 275° F y presión diferencial de 6500 a 7500 psi.

Constan de deslizadores arriba y abajo del sello, dependiendo del mecanismo interno de cerradura, se colocan en tensión, compresión o rotación, se ocupan en producción, inyección de vapor, prueba o simulación de reserva, no pueden ser usados a profundidad o en pozos desviados

Empacadores hidráulicos removibles Se baja con la tubería de producción y se ancla hidráulicamente, taponando abajo del empacador (por medio de una bola o un tapón colocado en un niple) y aplicando presión en el interior del aparato, activando el pistón que empuja las cuñas hacia afuera llevando a cabo el anclaje. Una vez colocado, la tubería se pone en tensión o compresión o dejada en modo neutral. Este tipo de empacador tiene desplazamientos bidireccionales o deslizamientos para resistir el movimiento hacia arriba, su aplicación es en condiciones superiores de 275° F y presión diferencial de 6500 a 7500 psi, es usado actualmente en desviación de pozos y terminaciones múltiples

Empacador de mandril o de taladro: Se refiere a un equipo cilíndrico con abertura en el empacador, esta abertura se requiere para permitir producción de hidrocarburos o inyección de fluidos pasando a través del empacador, normalmente poseen 1, 2 o 3 taladros y son referidos como solos, duales o empacadores triples

Selección de un empacador: Esta se realiza en función del tipo de terminación que se debe hacer, en algunos casos un empacador no reúne todas las características que exigen las condiciones futuras del pozo, sin embargo para su elección se considera

Presión que se espera en el horizonte productor

Tipo de fluidos que se van a explotar

Presencia de agentes corrosivos en los fluidos

Temperatura a la cual estará sometido

Esfuerzos a los que trabajara durante la vida fluyente del pozo

Tratamientos o fracturamientos futuros

Tipo de mecanismo para su anclaje o desanclaje

Diámetros permisibles a los cuales puede trabajar dentro de la TR.

Colocación o anclaje de un empacador: Todos los empacadores se colocan por una aplicación de fuerza de compresión a los deslizamientos y los elementos elásticos del empacador. Esta fuerza puede ser creada por diversas formas incluyendo la tubería en contra del obturador o mandando impulsos eléctricos a una herramienta explosiva. Las técnicas de creación para colocar la fuerza son referidas como métodos de colocación del empacador.

Los métodos de colocación se clasifican como mecánicos, hidráulicos y eléctricos, el método mecánico se refiere a las técnicas que requieren manipulación física para completar las cuerdas como la rotación de la tubería y peso. El método hidráulico refiere a la aplicación de la presión de un fluido a la tubería el cual es traducido a una fuerza de pistón junto con el empacador. El tercer método de línea eléctrica manda impulsos eléctricos a través del cableado a la línea de presión, las cargas eléctricas encienden a una carga de poder colocada en el ensamblaje.

Uno de los requisitos del empacador es que debe anclarse por medio de una operación superficial. Hay ciertas limitaciones, sin importar los métodos que puedan usarse para controlar el empacador desde la superficie, por lo que la TP esta intercalada al empacador, deberá usarse en tal forma que proporcione el medio para colocar el empacador, existen 5 procedimientos desde la superficie que se realizan por medio de la TP.

- a) La TP puede girarse a la derecha un máximo de 5 vueltas
- b) La TP puede girarse con seguridad aproximadamente una vuelta a la izquierda, continuar su rotación desconectará el tramo.
- c) La TP puede levantarse una distancia limitada y aplicar un esfuerzo dentro de los límites de tensión
- d) La TP puede bajarse y aplicar un peso igual a la misma sobre el empacador.
- e) Se puede aplicar presión en el interior de la TP dentro de los límites de la ruptura. En algunos empacadores es necesario dejar caer una bola o tapón para que asiente en algún lugar de la herramienta

La compresión de empacadores requiere que una carga de compresión sea aplicada continuamente en la parte superior del empacador, normalmente esta carga se supe aflojando el peso de los tubos, además la compresión de los empacadores se refiere al peso de los mismos, sin embargo la carga de compresión puede ser provista por una presión

diferencial a través del empacador, como resultado estos empacadores son apropiados para inyección de pozos

Generalmente todos los empacadores que se colocan hidráulicamente o eléctricamente no entran en esta categoría, algunos que se colocan mecánicamente como los de rotación pueden ser colocados por tensión neutral o compresión

2.1.3 UNIDAD DE SELLOS.

Son sellos alternativos y anillos localizados al final de la tubería, la unidad de sellos encaja dentro de la parte superior del empacador o en agujero receptor y forma un sello de presión entre la tubería y el empacador. El sello es creado por compresión de accesorios elásticos o plásticos con configuración suave a la superficie de metal de la unidad del sello y el receptor. La unidad de sello es diseñada para el receptor pero solo se mueve si la tubería al empacador no es J-latch, amarre o rueda enroscada. Existen fluidos que se encuentran en el pozo. El sello moldeado es para bajas temperaturas y presiones y se acomodan para aplicaciones donde la unidad puede moverse dentro y fuera del receptor. La unidad de sello prenuum es un sistema de sellos diseñado para altas temperaturas, presiones y hostilidades del fluido del pozo

Extensión de sellos.- Son sellos tubulares separados, que colocados al fondo del empacador permanente o removible extienden el diámetro interior del empacador y proveen un receptáculo mayor para acomodar sellos mas largos, estos pueden ser acomodados a 30 o más pies. Generalmente el sello elegido debe ser mayor al movimiento de la tubería y un factor de seguridad (1.25 a 1.5), a veces se aplica para calcular la longitud. Dependiendo de la magnitud y dirección el sello debe ser acortado o alargado para coordinar con el aterrizaje y requerimientos de espacio

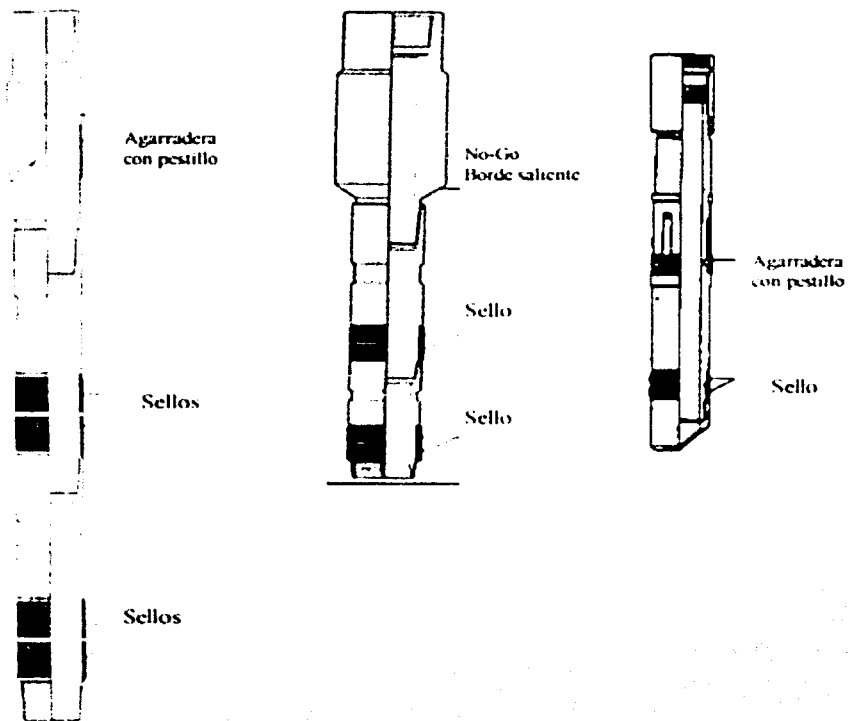
2.1.4 NIPLES DE ASIENTO.

Son pequeñas secciones de paredes tubulares delgadas que están internamente torneadas para proveer un perfil de cierre. Su función es la de alojar, asegurar y sellar dispositivos de control de flujo tales como tapones y estranguladores de fondo, o válvulas de contrapresión, de seguridad o de pie, que se instalan y recuperan por medio de una línea de acero, el diámetro de estas líneas varía entre 0.092 a 0.1875pg. Cada recurso de control de la sub-superficie dentro de los niples de asiento está cerrado o sellado con un mandril de

candado. Este mandril permite asegurar al dispositivo de control de flujo que se desea utilizar (figura 2.13)

Los Niples de asiento típicamente son utilizados en conjunto con un cableado en la superficie de la válvula de seguridad, en un punto intermedio de la tubería y debajo del empacador en zonas de terminación múltiple y debajo de los tubos para colocar un marcador de presión en el fondo del pozo. Existen tres tipos principales de entrescas, las estáticas, selectivas y las de seguridad en válvulas de superficie.

Figura 2.13 Conexiones de tubería y empacador



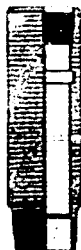


Figura 2 14 Niple de asiento

Niples selectivos. Se llama así debido a que varios de estos nipples se colocan en el aparejo de producción. Utilizado un espaciamento entre los nipples, se tiene la opción de usar cualquiera de ellos para colocar los dispositivos controladores de flujo. Se pueden usar para obturar el pozo y reparar las valvulas superficiales o aislar un intervalo productor (figura 2 15)

Niples retenedores (no-go). Se localiza en la parte inferior (al final) del aparejo, ya que tienen una restriccion de diametro mas pequeño (hombro) que sirve para prevenir el paso de las herramientas de cableado por el diametro y ofrece la habilidad para ubicarlo en la superficie. El mandril candado se coloca sobre el hombro del niple, que impide el movimiento hacia abajo. El candado evita el movimiento hacia arriba cuando exista una presion diferencial a traves del mismo (figura 2 16)

En las terminaciones que incluyen este tipo de nipples retenedores el diametro debe ser menor al que continua para que el equipamiento de cableado pueda pasar inmediatamente lo que se conoce como "paso hacia abajo"

Las funciones especificas de un niple retenedor son

- Obturar la TP para anclar empacadores durante la terminacion
- Obturar el aparejo para probar a presion
- Aislar un intervalo inferior cuando se tiene una invasion de agua en una terminación sencilla selectiva

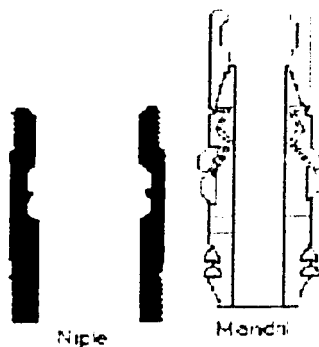


Figura 2.15 Componentes de niple de asiento selectivo

Niples para válvula de seguridad. Se coloca en el aparejo, cerca de la superficie controla superficialmente, se acostumbra en terminaciones marinas para alojar la válvula de seguridad llamada "de tormenta"

La línea de control se conecta entre el empaque del mandril candado y el niple. El empaque soporta la presión hidráulica en el área anular, esta presión actúa sobre la válvula de seguridad, empuja hacia abajo un pistón y la mantiene así abierta. Al dejar de aplicar la presión de control sobre el pistón la válvula se cierra (figura 2.17)

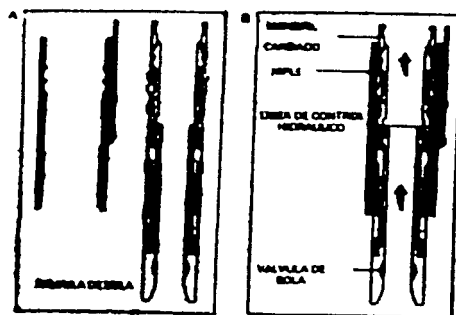


Figura 2.17 A Niple y mandril para válvula de seguridad (de tormenta)

B Válvula de seguridad asentada en el niple

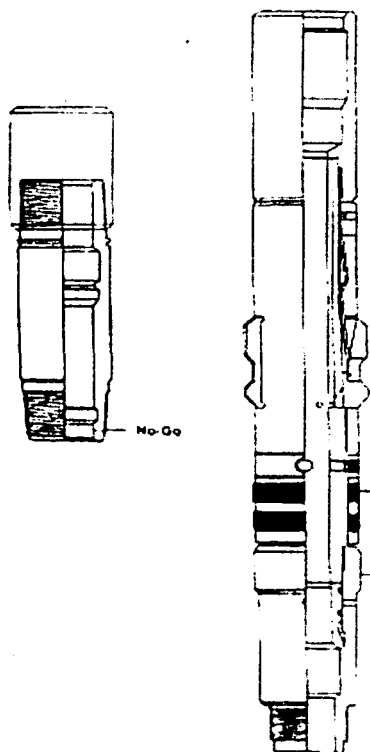


Figura 2.16 No-go Descanso de niple y candado de mandril

Selección de niples de asiento: Este tipo de niples no incluye los niples retenedores o un diámetro de restricción. En un equipo terminado con niples selectivos es posible seleccionar cualquier tipo para instalar un control de corriente como recurso, la figura siguiente muestra un niple de asiento asociado a un mandril candado (figura 2.18)

Dado el tamaño de la tubera, todos los niples selectivos corren dentro de la misma con el diámetro interno. La selección de niples se divide en dos categorías, la primera es de perfil selectivo de niple de asiento, incluyen un perfil de localización diferente

Cuando se coloca el recurso de control de estas roscas, el mandril candado utilizado con el recurso de control deben estar equipados con un ensamble de localización que se relaciona con el perfil del niple que se instalará. El segundo tipo es la herramienta que se desliza en el niple de asiento y son seleccionados de acuerdo con la herramienta utilizada para instalar el mandril candado y el recurso de control de este niple. Cada una tiene un tamaño y un tipo idéntico a la tubería, permitiendo una gran variedad de nipples a usar.

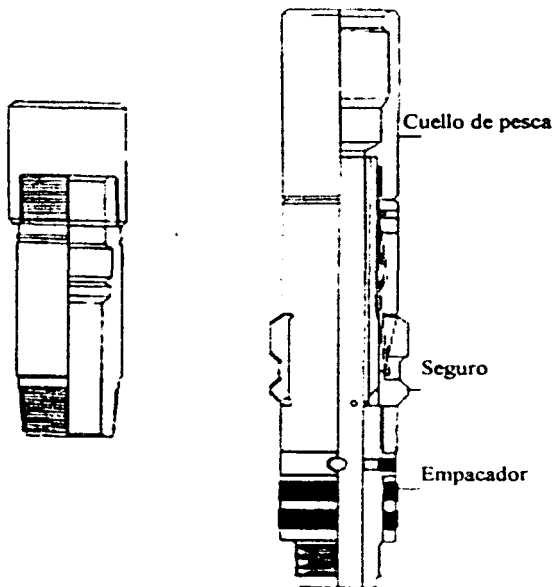


Figura 2.18 Niple selectivo mandril y candado

A pesar de que la selección de nipples ofrece una ventaja de proveer un perfil sin restricción del diámetro mínimo de la terminación puede ser un poco más difícil para colocar, particularmente en pozos desviados

2.1.5 VALVULAS DE SEGURIDAD.

Su función principal es cerrar el pozo en el momento necesario y se clasifican en dos grupos:

- 1) Auto controladas. Son accionadas al presentar variación de flujo, ya sea en velocidad o presión.
- 2) Controladas desde la superficie. Estas son las válvulas llamadas comúnmente "de tormenta" y se utilizan en la zona maraña.

Las válvulas de seguridad instaladas en la superficie están disponibles con una camisa deslizante incorporada. La camisa sella la línea de control "corre" y recobra el cuerpo del cableado, manteniendo el fluido del pozo y la presión de línea de control todo el tiempo.

2.1.6 VALVULAS DE CIRCULACION.

Válvula de circulación: También se conoce como válvula igualadora, ya colocada arriba del elemento sello, su función es permitir la colocación entre el interior de la TP con el espacio anular de TR. Dos recursos proveen esta comunicación y son la camisa de deslizamiento y el lado del empacador mandril. La camisa de deslizamiento es el principal recurso de comunicación y provee la habilidad de la circulación en el pozo y la producción selectiva de múltiples reservas (figura 2.19).

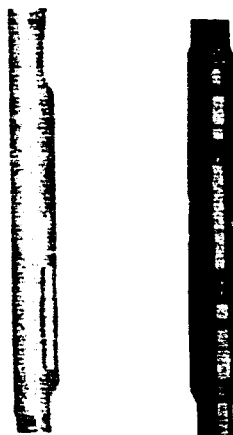


Figura 2.19 Válvulas de circulación tipo mandril y camisa deslizante

El tipo de válvula de circulación más utilizado es el de camisa interior deslizante que tiene dos juegos de empaques que aíslan fluidos y presiones anulares cuando está cerrada. La comunicación se establece por medio de una herramienta, bajada con línea de acero, que mueve la camisa a una posición en la que a línea las ranuras de ésta con las del cuerpo exterior de la válvula. En otra variante de este tipo de válvula la camisa se separa completamente de los orificios exteriores y el flujo es a través de ellos.

Este tipo de accesorio se requiere para desplazar el fluido que contiene la TP por otro que se requiera, también para tratamientos (ácidos) con químicos, ya sean de limpieza o de tratamientos a la matriz, otra función es inyectar fluidos desde el espacio anular hacia la tubería o para producir en una zona aislada entre dos empaques (figura 2 20)

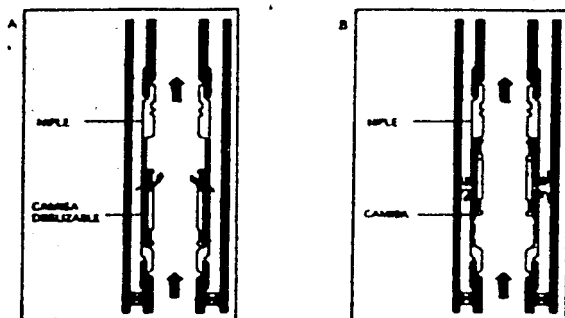


Figura 2 20 A Válvula de circulación en posición cerrada

B Válvula de circulación en posición abierta

Otro tipo de dispositivo de circulación es el mandril de receptáculo lateral, ya que proporciona una comunicación controlable removiendo con la línea de acero una válvula "ciega" que es sustituida por una válvula de circulación. Su principal uso es colocar las válvulas del sistema neumático (figura 2 21)

2.1.7 JUNTAS.

Juntas de expansión: Se encuentra arriba del emparador, junto con un dispositivo de anclaje impidiendo el movimiento de la unidad de sellos (multi-V), se instala para evitar

tener esfuerzos extremos sobre el empacador y la misma TP, absorbe las contracciones y las elongaciones esperadas en la TP por tratamientos del pozo o ritmos altos de producción.

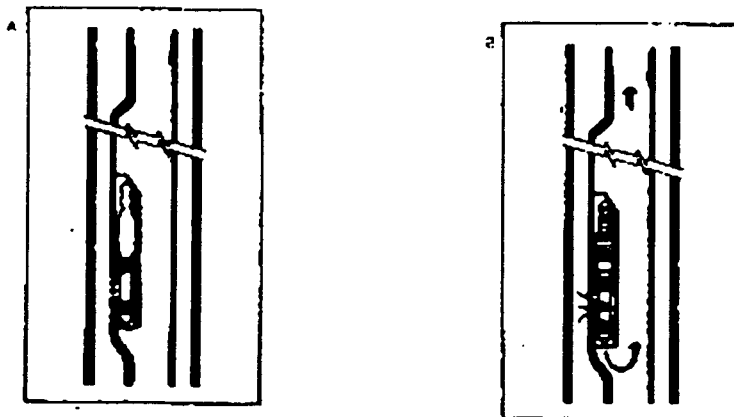


Figura 2.21 A Mandril con receptáculo lateral conteniendo una válvula ciega
B Mandril con válvula de circulación instalada con cable

Junta de seguridad.- Se utiliza en terminaciones sencillas selectivas, o terminaciones dobles. Su función es la de desconectar la TP en los empacadores.

Juntas de abrasión.- Son juntas protectoras que se colocan enfrente del intervalo productor, para oponer resistencia a la acción del chorro de flujo de la formación sobre el aparejo. Son utilizadas al anticipar abrasión extrema generada por la presencia o aportación de arena de los fluidos producidos.

Juntas corredizas.- Se coloca en la terminación de la tubería, debajo del empacador más profundo, también puede ser situada entre dos empacadores o cerca de la superficie para facilitar la salida del pozo puede cerrar completa o parcialmente, puede rotar libremente o puede proveer la capacidad de trasladar tubería de rotación a un empacador (figura 2.22).

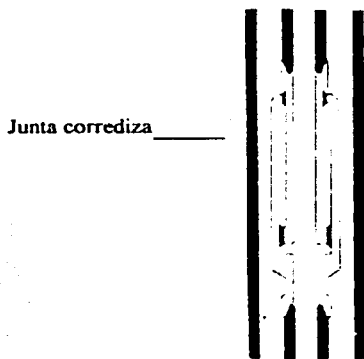


Figura 2.22 Junta corrediza

Son utilizadas para permitir el movimiento de la tubería o viaje mientras se mantiene íntegra la presión. Se compone de dos tubos concéntricos conectados entre ellos.

Elementos sello en el interior de la tubería aíslan la presión y los fluidos desde la tubería mientras la junta corrediza golpea abriendo y cerrando. Permite la terminación de la tubería para expandirse o contraerse libremente con cambios en la presión del hoyo y temperatura, resolviendo los problemas asociados con la contracción de la tubería y elongación de la misma.

Juntas giratorias.- Son similares a las juntas corredizas excepto en la presión de colapso y que tienen un clutch. El movimiento torsional puede ser transmitido a los empacadores o a otro equipo localizado debajo de éstas.

2.1.8 UNIONES AJUSTABLES

Son tubos concéntricos diseñados para abrir y cerrar por rotación a través de recursos corredizos o golpeo. Facilitan el espaciado en la superficie y entre empacadores u otros componentes sub-superficiales donde el espaciado es crítico, nos ofrece de 12 a 24 pg de extensión.

2.1.9 COPLES DE FLUJO.

Evitan la corrosión generada por turbulencia en la TP arriba del niple de asiento, un cople de flujo tiene un diámetro interior regulado y un espesor de pared cerca del doble de la TP.

2.1.10 ESTRANGULADORES.

Es una pieza mecánica que consta de una restricción u orificio colocado en la tubería que transporta el fluido que se desea controlar, por lo tanto son dispositivos con los que se manipula el ritmo de flujo o presión de un fluido a través de la tubería. Este accesorio es de gran relevancia en la terminación del pozo petrolero; permite seleccionar el diámetro de producción más adecuado. Consta de un tramo corto de tubería (niple) cuyo diámetro interior es menor al de la tubería o conexión donde se instala. Se coloca con línea de acero en la parte inferior del aparejo y sus funciones son:

- a) Controlar ritmos de producción
- b) Mantener la relación gas-aceite bajo ciertas condiciones en forma estable
- c) En caso necesario, liberar más gas en solución para incrementando la velocidad de flujo al aligerar la columna

Dependiendo del tipo de estrangulador se disponen con extremos roscados o con extremos con bridas y con presiones de trabajo entre 1500 y 15000 lb/pg². Los estranguladores se clasifican en:

1.-Estranguladores Superficiales: Existen dos tipos

a) **Estrangulador positivo** Esta diseñado de tal forma que los orificios van alojados a un receptáculo fijo del que deben ser extraídos para cambiar su diámetro (figura 2.23)



Figura 2.23 estranguladores positivos

b) **Estrangulador ajustable:** Es el que puede modificar su tamaño de orificio sin retirarlo del receptáculo que lo contiene, mediante un elemento mecánico tipo revólver (figura 2.24)

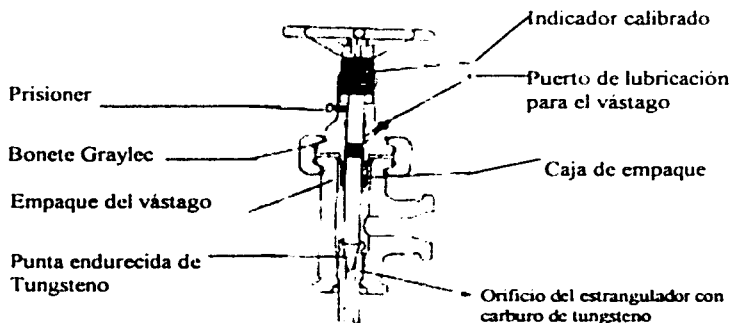


Figura 2.24 Estrangulador ajustable

2.-Estranguladores de fondo: Existen dos tipos.

a) Estranguladores que se alojan en un dispositivo denominado niple de asiento, que va conectado en el fondo de la tubería de producción. Pueden ser introducidos o recuperados junto con la tubería o bien manejados con línea de acero operado desde la superficie.

b) Estranguladores que se aseguran en la tubería por medio de un mecanismo de anclaje que actúa en un cople de la tubería y que es accionado con líneas de acero.

2.1.11 TUBERIAS

Tubería de revestimiento.-Las tuberías de revestimiento tienen varias funciones que van de acuerdo a su colocación en el pozo, se clasifican en tubería conductora, superficial, intermedia, de explotación y corta o "liner", su función principal en todo caso

es evitar la comunicación con fluidos indeseables, proteger la formación, servir de soporte para líneas superficiales, así como mantener las paredes del pozo

Las tuberías de revestimiento deben diseñarse para resistir esfuerzos de tensión, compresión, flexibilidad, presión interna y externa, efectos de temperatura, corrosión por fluidos y la combinación de estos factores

Tubería conductora.- Es la tubería que se introduce y cementa después de iniciada la perforación, se coloca de 25 a 45 m con respecto a la superficial. Sirve de soporte a las paredes del agujero para permitir la instalación de una línea de flujo para recuperar el fluido de control.

Tubería de revestimiento superficial.- Esta tubería debe cementarse antes de perforar un intervalo que pueda generar un descontrol y mantenerse en tensión hasta que el cemento esté fraguado. Protege formaciones someras que contengan agua, sirve de soporte para la instalación de los cabezales y demás accesorios del árbol de válvulas, ser apoyo que garantice la carga de las siguientes tuberías de revestimiento que se introduzcan al pozo

Tubería de revestimiento intermedia.- El asentamiento de las TR intermedias depende de las condiciones del pozo y de la profundidad máxima a la que se puede cementar la primera antes de penetrar formaciones que puedan provocar un brote

Tubería de explotación.- Es el tercer tipo de tubería de ademe que se introduce en el pozo, dependiendo de los requerimientos del pozo o el área en particular se cementa solo parcialmente. Es de gran trascendencia ya que es determinante en la vida del pozo, un mal diseño de esta tubería puede traer como consecuencia erogaciones substanciales. Su función es tener control del yacimiento a explotar, explotar el intervalo o anclar herramientas

Tubería de revestimiento corta (liner).- Según las características del pozo se programa una tubería corta que se traslapa 30 m con la anterior, son colocadas para evitar pérdidas de lodo, intentos de pegadura, etc, permiten incrementar la densidad del lodo en zonas geopresionadas o en su caso disminuirla, revestir agujeros perforados con menor diámetro, por falta de equipo o por la necesidad de profundizar un pozo. La figura 2.25 muestra la disposición de las diferentes tuberías

Zapata - La zapata protege y guía en la introducción de la tubería de revestimiento, evitando su deformación y desgaste, existe diferentes tipos: zapata guía, flotadora, diferencial, de pétalos y tipo v (figura 2.26)

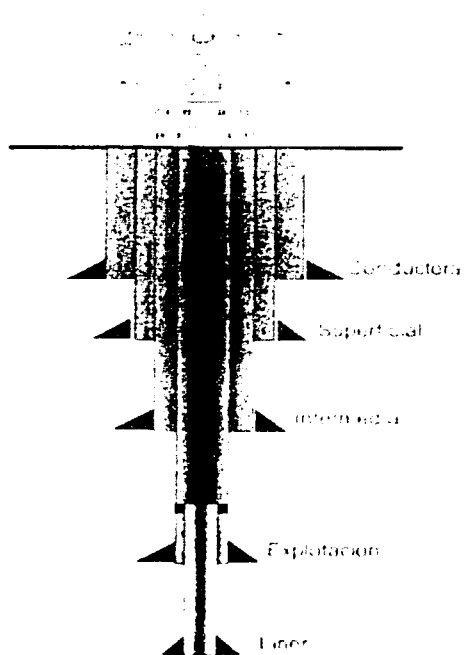


Figura 2 25 Tuberías de revestimiento

2.1.12 PREVENTORES.

Es un dispositivo que sirve para cerrar "sellar" el pozo evitando el flujo descontrolado de fluidos a la superficie, se coloca en la TR, la selección depende de las condiciones de presión de operación esperadas en un brote, sus componentes son preventor de arietes dobles, arietes sencillos, esférico anular, línea de matar y línea de estrangular



Figura 2.26 Zapata guía

Selección de preventores - Su elección depende de las presiones esperadas y de operación, a sí como de los fluidos a manejar, si son condiciones bajas conviene un conjunto sencillo de preventores y de bajo costo de lo contrario se requiere de un sistema que cumpla los requerimientos y por consecuencia mas caros, de tal forma que su selección no debe ser al azar

Los fluidos utilizados tienen gran importancia, pudiendo ser muy abrasivos, tóxicos, inflamables y explosivos, contener gas amargo y que requerirá de equipo adecuado para manejarlo

La clasificación de estos se basa en el cálculo de la presión de trabajo variando entre 2000 y 15000 lb/pg². El tamaño de los preventores respecto al paso libre deberá ser igual o mayor al diámetro interior de la TR inmediata al cabezal, donde quedaran instalados los preventores, permitiendo el paso de las herramientas pero siendo capaces de controlar el pozo, sus componentes son

- a) **Preventor de Arietes Dobles** - Se instala directamente sobre el cabezal de la ultima TR, puede utilizar arietes anulares, ajustables, ciegos y de corte. Se accionan a través de un fluido hidráulico a presión, para su operación se requiere de una presión menor a 500lb/pg² y soporta una presión hasta de 5 000 lb/pg. La presión del pozo no se comunica con la presión de operación, ya que el vástago del pistón tiene unos empaques para cada presión

Los arietes son activados por pistones de doble acción mientras que la presión del pozo ayuda a mantenerlos cerrados. Los arietes anulares pueden soportar cargas de tubería hasta 500 000 lbs, pero no de arriba hacia abajo. Los arietes anulares se colocan en la parte inferior y los ciegos arriba, debemos recordar que cuando a un arreglo se le añade un preventor sencillo con arietes de corte, los arietes ciegos se sustituyen por anulares figura 2 27.

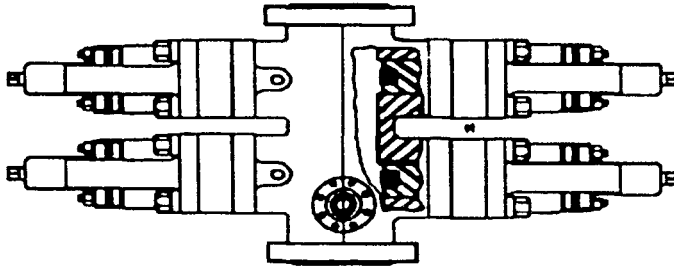


Figura 2 27 Preventor de arietes doble

- b) **Preventor de Arietes Sencillos** - Se instalan sobre el preventor de arietes dobles, al modificar los pistones de operación se le instalan arietes de corte en caso de requerir cortar la tubería. En preventores de 7 1/16", cortan diámetros de hasta 4", mientras que en los de 11" se pueden cortar hasta de 5", sin embargo no pueden cortar lastrabarrenas (figura 2 28)

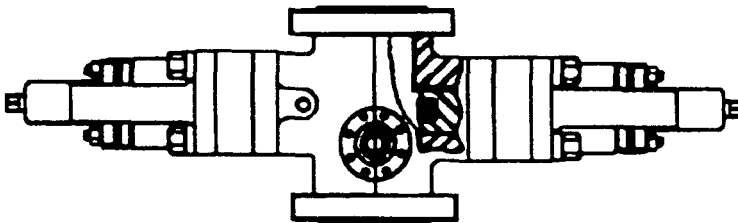


Figura 2 28 Preventor de arietes sencillo

- c) **Preventor Cameron tipo "U", Sencillo y Doble** - En la reparacion y terminacion de pozos todos los preventores deberan contar con salidas laterales, de manera que sea a traves de éstas por donde se efectúen los movimientos de los fluidos hacia el interior o exterior del pozo y solo en casos extremos usar las valvulas del cabezal de la tuberia de revestimiento
- d) **Preventor Esférico Anular** - Anteriormente se les conocia como preventores tipo "bolsa", de tipo esférico o "Hydrill", probablemente son los mas versatiles para el control de presiones en la cabeza del pozo. Sella herméticamente a presion sobre cualquier forma de diametro de tuberia, permite el paso o giro de tuberías a presion, los más modernos, cierran alrededor de la flecha, coples, tuberia de perforacion, tuberías, líneas de acero o en una emergencia en agujero abierto. Se coloca en la parte superior de los preventores de arietes y es el primero en cerrarse en un brote. La medida y capacidad deberan ser igual a la de los preventores de arietes, la mayoría son recomendados para una presion maxima de 1500 psi sin embargo pueden cerrar a una presion maxima de 3000 psi. (figura 2 29)

Tipos de Arietes - Los preventores utilizan comunmente los siguientes arietes Anulares sobre medida, ciegos, de corte y de diametro variable

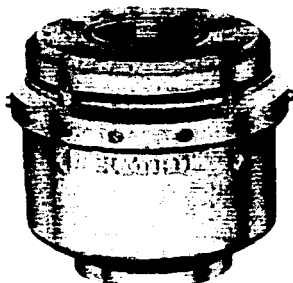


Figura 2 29 Preventor esférico anular

- 1) **Arietes Anulares.**- Su diseño permite cerrar alrededor de la tuberia, cuentan con guías para centrar la tuberia, el ariete se ajusta alrededor de la tuberia, constan de un elemento de hule que efectua el sello sobre la tuberia, cuenta con un empaque superior que efectua el sello en la parte interna del cuerpo del preventor (figura 2 30)



Figura 2 30 Arietes anulares

2) **Arietes ciegos** - Son un tipo especial para tuberías de perforación, donde no hay extracción de tubería, contiene un empaque frontal plano de hule vulcanizado en una placa metálica y un sello superior. Se usa para cerrar totalmente el pozo, en caso de un brote se opera el preventor para cerrar totalmente los arietes ciegos y sellar el interior del pozo, quedando controlado el flujo de fluidos

3) **Arietes Ciegos de Corte** - Contienen unas "hojas" especiales de corte para tuberías. Dependiendo del tipo de arietes de corte y de la tubería que se corta, normalmente se regulan las presiones y/o se utilizan booster hidráulicos

Están formados por un ariete inferior y otro superior, el inferior actúa como cuchilla de corte, mientras que el superior aloja el empaque de las cuchillas, efectuando un sello hermético al cortar la tubería (figura 2 31)

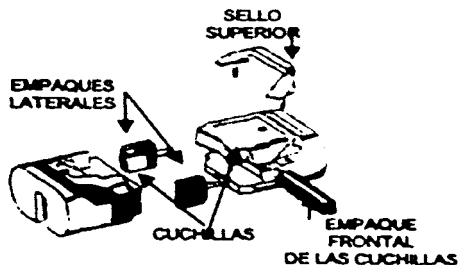


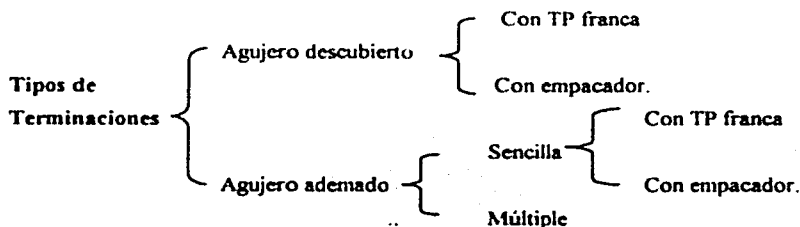
Fig 2.31 Arietes inferior y superior.

2.2 TIPOS DE TERMINACIÓN.

La terminación de un pozo petrolero, completa la perforación y se lleva a cabo después que se ha cementado la tubería de ademe de explotación o bien en agujero descubierto. Al realizar una selección adecuada del tipo de terminación se obtendrá una mejor explotación de hidrocarburos.

El tipo de configuración de la terminación deberá planearse, elaborar un programa que indique la secuencia de acciones a realizar para lo cual se requiere de toda la información del estado mecánico del pozo así como del intervalo a explotar.

Para cualquier terminación se tendrá las siguientes opciones:



2.2.1 TERMINACIÓN SENCILLA CON TP FRANCA EN AGUJERO DESCUBIERTO.

Este tipo de terminación se puede realizar cuando la formación productora no sea deleznable, no existan contactos gas-aceite o aceite-agua; es decir, que su perforación sea solo de la zona de aceite figura 2.32

Ventajas:

- Es rápida y menos costosa que cualquier otra
- Es tiempo de operación es menor comparado con las demás terminaciones
- Se pueden obtener grandes gastos de producción.
- Es favorable para aceites viscosos

Desventajas:

- La TR esta en contacto con los fluidos de la formación
- Las presiones ejercidas por el yacimiento se llevan acabo en la TR por tanto siempre estara fatigada
- No se puede efectuar estimulaciones, cuando la presión sea mayor a la resistencia de la presión interior de la TR

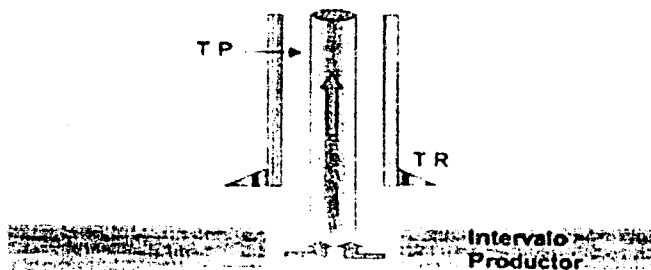


Figura 2 32 Terminación sencilla con TP franca en agujero descubierto

2.2.2 TERMINACIÓN SENCILLA EN AGUJERO DESCUBIERTO CON TP, EMPACADOR Y ACCESORIOS.

Este tipo de terminación en un pozo con formación productora sin recubrir con tuberia de ademe, se puede efectuar con empacador sencillo recuperable o permanente, todo dependera de la profundidad, de las presiones que se esperan durante su explotación o bien por operaciones a efectuar despues de la terminación, acidificaciones o tratamientos de limpieza figura 2 33

Para asegurar que el empacador ancle efectivamente es necesario seguir las recomendaciones del fabricante, entre ellas la que indica el peso de la tuberia de producción que debe soportar el empacador

En este tipo de aparejos la TP lleva como accesorios una válvula de circulación y un niple de asiento.

Ventajas:

- La presión y los fluidos corrosivos de la formación no afectan la TR por estar aislada mediante el empacador
- En estimulaciones se puede usar mayores presiones
- Si se requiere altos gastos se puede abrir la válvula de circulación para producir por el espacio anular simultáneamente

Desventajas:

- Mayor tiempo y costo para la terminación
- Más accesorios requeridos
- En aceites viscosos mayor dificultad de explotación
- Se puede presentar acumulación de carbonatos parafinas y / o sales minerales incrustaciones que reducen más rápido el área de flujo

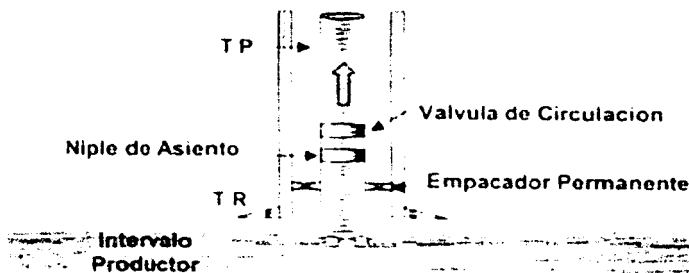


Figura 2.33 Terminación Sencilla en agujero descubierto con TP, empacador y accesorios

2.2.3 TERMINACIÓN SENCILLA CON AGUJERO ADEMADO Y TP FRANCA.

Este tipo de terminación es igual a la terminación con TP franca y agujero descubierto, la diferencia es que aquí se tiene que disparar la TR para poner en comunicación el yacimiento con el interior del pozo

Ventajas:

- Son similares a la terminación con agujero descubierto y TP franca

Desventajas:

- La TR esta en contacto con los fluidos de la formación
- Las presiones ejercidas por el yacimiento se llevan acabo en la TR por tanto siempre estará fatigada
- No se puede efectuar estimulaciones, cuando la presión sea mayor a la resistencia de la presión interior de la TR

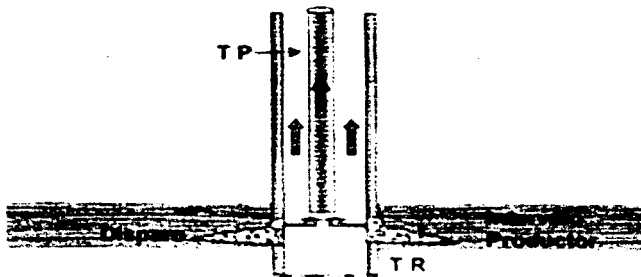


Figura 2-34 Terminación sencilla en agujero ademado con tubería franca

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

2.2.4 TERMINACIÓN SENCILLA EN AGUJERO ADEMADO CON TP EMPACADOR Y ACCESORIOS.

Esta terminación puede efectuarse con empacador recuperable o permanente, el yacimiento puede tener contactos gas-aceites o aceite-agua, ya que mediante la cementación de la TR se puede seleccionar el intervalo para la terminación, el tipo de empacador dependerá de las presiones que se esperen del yacimiento, así como del tipo de hidrocarburos figura 2 35

Ventajas:

- Son las mismas que para la terminación sencilla con agujero descubierto y el empacador anclado en la TR

Desventajas:

- También son las mismas

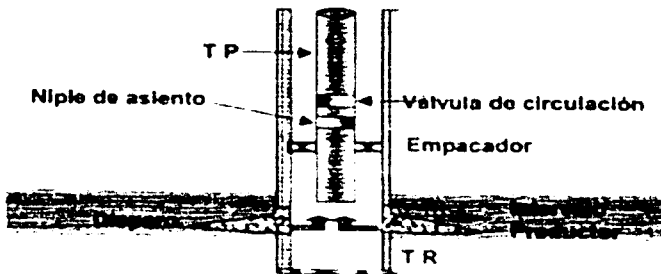


Figura 2 35 Terminación sencilla en agujero ademado con TP empacador y accesorios

2.2.5 TERMINACIÓN SENCILLA SELECTIVA CON TP, DOS EMPACADORES Y ACCESORIOS.

Este tipo de terminación debe efectuarse cuando se tiene más de un intervalo por explotar, cubiertos por tubería de ademe cementada. Se usan dos empacadores, el inferior permanente y el superior recuperable, así como accesorios entre ambos empacadores y sobre el empacador superior figura 2.36

Ventajas:

- Se puede explotar simultáneamente los dos yacimientos o individualmente los dos yacimientos, utilizando herramienta operada con línea de acero
- Es recomendable para pozos de difícil acceso o pozos marinos.

Desventajas.

- Mayor tiempo en la terminación debido a las diversas herramientas que deben bajarse antes de introducir los empacadores.
- Las perforaciones de los intervalos por explotar deben de hacerse con el pozo lleno de lodo y conexiones provisionales.
- Mayor costo.

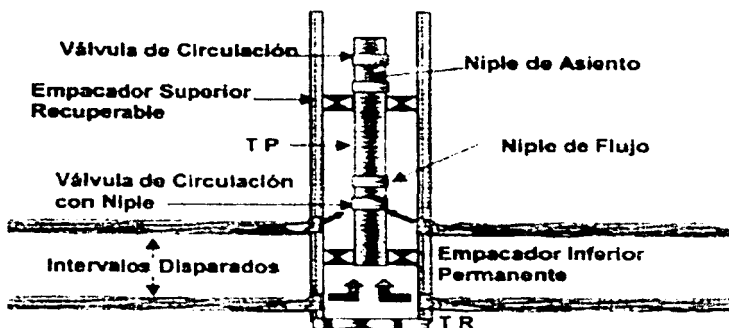


Figura 2.36 Terminación sencilla selectiva con TP
dos empacadores y accesorios

2.2.6 TERMINACIÓN DOBLE, CON DOS TP Y DOS EMPACADORES.

Este tipo de terminación es recomendable cuando se tienen más de dos intervalos productores con características diferentes (ya sea por tipo de hidrocarburos o presiones) y se desea explotar al mismo tiempo figura 2 37

Ventajas.

- Se puede explotar simultáneamente dos intervalos en forma independiente, sin importar el tipo de fluido ni la presión
- En caso de que alguno de estos dos yacimientos produzca fluidos indeseables se puede cerrar la rama sin que el pozo deje de producir

Desventajas.

- Mayor tiempo en la terminación, más accesorios y experiencia para efectuarla
- Al efectuar los disparos de producción el pozo generalmente esta lleno de lodo, lo que en la mayoría de los casos daña la formación
- Se tiene conexiones provisionales hasta haber introducido el aparejo de producción, para posteriormente instalar el medio árbol de válvulas para lavar el pozo
- Mayores problemas para inducirlo, debido al daño que se genera al efectuar los disparos Este tipo de terminación debe utilizarse en casos muy especiales por lo complejo que es.

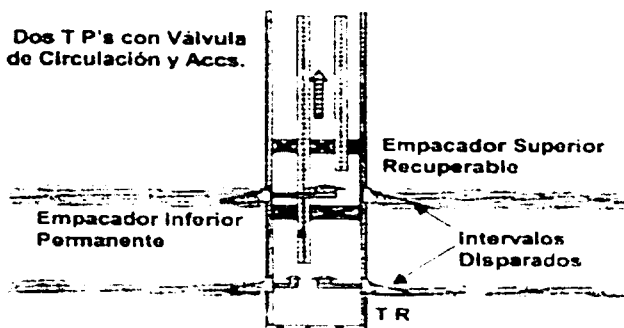


Figura 2 37 Terminación doble con dos TP y dos empacadores

2.2.7 TERMINACIÓN DOBLE SELECTIVA CON DOS TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN, UN EMPACADOR DOBLE, UN EMPACADOR SENCILLO Y ACCESORIOS.

Esta terminación es de las más complejas, sin embargo, es conveniente cuando se disponen varios yacimientos en la misma estructura, ya que se puede ir explotando individualmente utilizando equipo de línea para abrir, cerrar obturar el acceso correspondiente figura 2 38

Ventajas:

- Se puede explotar simultáneamente más de un intervalo
- Se puede abandonar temporalmente algún intervalo por presencia de gas o fluidos indeseables
- Se puede explotar el yacimiento que más convenga

Desventajas:

- Mayor tiempo en la terminación del pozo y como consecuencia mayor costo por este concepto
- Mayor costo por los accesorios que deben instalarse al aparejo de producción.
- Se requiere de Amplia experiencia de campo para realizar estos trabajos



Figura 2.38 Terminación Doble selectiva con dos empacadores de producción, un empacador doble, mas de un empacador sencillo y accesorios

2.2.8 TERMINACIÓN TRIPLE

Este diseño se puede llevar a cabo usando dos o tres tuberías y un empacador sencillo, un doble e incluso un triple (figura 2 39)

Ventajas:

- El proporcionar alta producción total diaria por pozo.
- Generalmente mejora el costo del pozo.

Desventajas:

- Las terminaciones triples se dificultan demasiado en su instalación y requiere de mucha experiencia
- Presentan problemas en la reparación

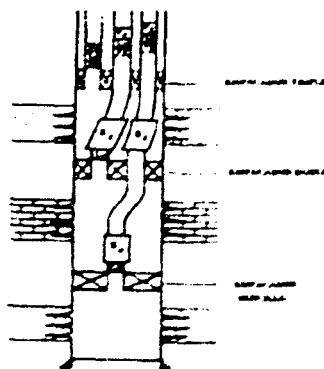


Figura 2 39 Terminación triple, con tres zonas dos empacadores, dos o tres TP

2.2.9 TERMINACIÓN "TUBINGLESS".¹¹

Para la explotación de los campos en la Región norte de México y en el sur de Texas se presentó una nueva técnica llamada "Tubingless", la perforación y terminación representa el 80% de la inversión total incrementando la rentabilidad de los pozos

Esta técnica se ha utilizado en la explotación de arenas compactas de baja permeabilidad en los campos de la Región Norte y Sur, donde se requieren bajos costos de perforación

Su configuración puede ser una terminación sencilla, en la cual la sarta de TR a sido suprimida debido a que la TP funge como tal y los empacadores han sido reemplazados por cemento

Los pozos candidatos a esta terminación son

- a) Campos de bajo riesgo con suficiente información geológica
- b) Los fluidos a producir no presentan corrosión o tiendan a presentar incrustaciones
- c) Certeza de tener éxito total en la cementación primaria

Son utilizadas en pozos someros, obteniendo daños mínimos a la formación productora. La tubería de perforación utilizada para perforar la última etapa del pozo se cementa como tubería de explotación y así producir a través de ella misma, la TP será cementada hasta arriba de la zapata de la TR anterior y posteriormente dispararse cumpliendo la tubería con tres funciones: Tubería de perforación, Tubería de revestimiento, y como aparejo de producción

Los disparos son efectuados con desfase de cero grados y orientados de tal forma que no sean dañadas las mismas tuberías de producción al disparar

Ventajas:

- Eliminación de la tubería de perforación convencional
- Costos bajos en la intervención del pozo
- Menor cantidad de acero utilizado en las tuberías
- Disminución del volumen de fluido de perforación y de terminación

- Eliminación de empacadores y del equipo de terminación en línea de acero.
- Menores tiempos de perforación y de terminación del pozo.
- Limpieza rápida después de los trabajos de fracturamiento.

Desventajas

- Requiere de buena calidad en la cementación de las tuberías anteriores.
- Su aplicación se restringe a profundidades menores a 3200m
- Dificultad para realizar trabajos posteriores
- Las intervenciones posteriores requieren tubería flexible
- La tubería "Tubingless" deberá manejarse bajo estricto control para no dañar las conexiones

Las figuras 2-40 A y B muestran la terminación "Tubingless" en terminación sencilla y terminación triple

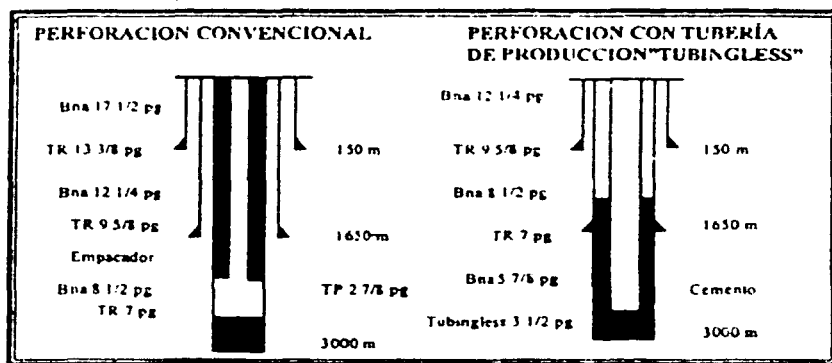


Figura 2-40 A Terminación "Tubingless"

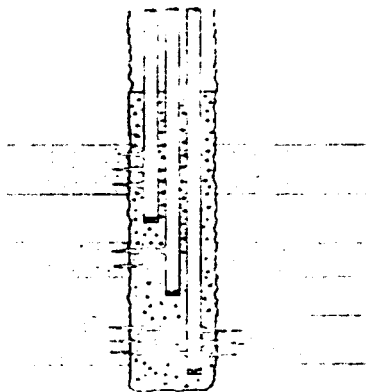


Figura 2.40 B terminación triple "Tubingless".

~~CONFIDENTIAL~~

~~CONFIDENTIAL~~

~~CONFIDENTIAL~~

~~CONFIDENTIAL~~

~~CONFIDENTIAL~~

~~CONFIDENTIAL~~

~~CONFIDENTIAL~~

~~CONFIDENTIAL~~

~~CONFIDENTIAL~~

~~CONFIDENTIAL~~

FLUIDOS DE TERMINACIÓN. 47

3.1 CONCEPTO.

La ingeniería de fluidos de terminación es la responsable de mantener el control de las propiedades fisicoquímicas y reológicas necesarias para que los fluidos de terminación cumplan su función, así como llevar el control de pérdidas de fluido que en casi todos los casos se realiza agregando pequeñas cantidades de aditivos químicos.

Los fluidos utilizados para preparar el pozo poco antes de producir son llamados fluidos de terminación y se colocan contra la formación productora cuando se mata, limpia, estimula o perfora la última etapa de un pozo.

El contacto de los fluidos con la formación debe cumplir con la función de no afectar la formación productora (daño) y mantener el control del pozo. Seleccionar apropiadamente el fluido de terminación puede ser la diferencia de tener un pozo dañado o uno comercialmente explotable, jugando un papel importante en el éxito o fracaso de un pozo al tener contacto directo e incesante con la formación, se debe visualizar como una herramienta para preparar el pozo a la producción, es el puente entre el fluido de perforación y el fluido de estimulación.

En un inicio el fluido utilizado durante la perforación era usado también en la terminación, con el tiempo se determinó que usando fluidos limpios aumentaba la productividad del pozo, los fluidos de terminación compuestos por salmueras, actualmente se usan frecuentemente en la terminación como base de otros fluidos con las propiedades requeridas.

Los fluidos usados en la terminación y reacondicionamiento del pozo incluyen lodos, ácidos, líquidos perforantes y desplazadores, limpiadores químicos, solventes y surfactantes, estos fluidos deberán estar limpios y libres de contaminantes sólidos en suspensión.

Antes de decidir el tipo y características del fluido a utilizar se debe considerar los siguientes factores:

- a) Profundidad de la zona productora
- b) Presión de fondo
- c) Temperatura de fondo y de la superficie
- d) Disponibilidad de fluidos
- e) Preparación de fluidos y su costo
- f) Características de la formación y fluidos que contiene.

3.2 CLASIFICACIÓN DE UN FLUIDO. 7

Todo tipo de fluidos utilizados (figura 3.1) se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- a) Newtonianos
- b) No Newtonianos
 - Fluidos plásticos de Bingham
 - Fluidos pseudoplásticos y dilatantes
 - Fluidos pseudoplásticos y dilatantes con punto de cedencia
 - Fluidos tixotrópicos
 - Fluidos reopécticos

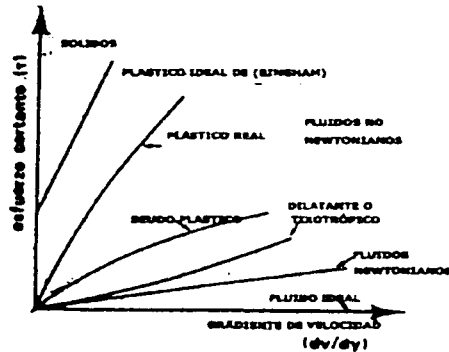


Figura 3.1 Comportamiento de la viscosidad De los fluidos

Fluidos newtonianos - Se caracterizan por tener su viscosidad constante a cualquier esfuerzo de corte al que sea sometido el fluido, la proporcionalidad directa entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte resultante siguiendo la ley de Newton (figura 3.2 y 3.3)

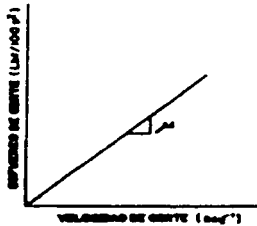


Figura 3.2 Relación esfuerzo de corte-velocidad de corte de fluidos newtonianos

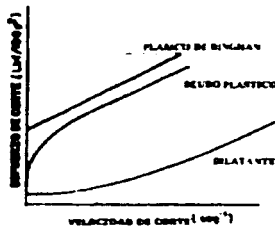


Figura 3.3 Relación esfuerzo de corte-velocidad de corte de los fluidos newtonianos independientes del tiempo

Fluidos no Newtonianos. - Todos los fluidos que no se comporten de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$T_w = \frac{F}{A} = \mu \frac{d_s}{d_t}$$

La relación entre esfuerzo de corte y velocidad de corte no es constante estos fluidos se comportan de acuerdo a la reología de cada uno, el estudio de flujo y la deformación de los fluidos no newtonianos constituye la rama de la reología (figura 3.4)

3.2.1 FENÓMENO DE SUSPENSIÓN.

Suspensión - Es el fenómeno que se produce en un fluido al mantener suspendidas las partículas de recorte y de sustancias dispersas en el fluido o lodo que también pueden ser líquidas formando emulsiones (líquido/líquido) o mezclas (sólido/líquido)

En una suspensión se distinguen dos fases

Fase continua - Es el líquido en donde se encuentran suspendidas las partículas de un material de mayor volumen

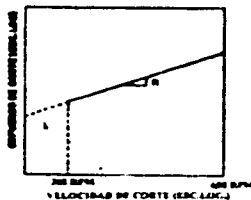


Figura 3.4 Relación de esfuerzo de corte-velocidad de corte de la ley de potencia

Fase discontinua - Son las partículas sólidas o los glóbulos líquidos que se encuentran suspendidos en la fase continua o líquidos con mayor volumen

Por ejemplo en un fluido compuesto de agua y arcilla, la fase continua es el agua y la discontinua o interna es la arcilla. Es necesario distinguir las fases ya que para terminar las propiedades de un fluido generalmente hay que buscarlas en la fase discontinua, la viscosidad dependerá del aumento en la fase continua (agua) que tenderá a disminuirla.

3.3 FLUIDOS BASE AGUA.^{3,11}

Los fluidos base agua en general son menos eficientes que los fluidos base aceite para solucionar los problemas más comunes durante la perforación. El material de la formación soluble en agua, se disolverá con estos fluidos, la formación de hidratos durante la perforación causan serios problemas, se deben utilizar sistemas especiales para evitarlos resultando más sofisticados por el uso de diversos aditivos y por tanto son más costosos. La tabla I muestra la clasificación de estos fluidos.

Deben usarse lodos con polímeros y un contenido de sal de un 20% o más, un lodo de perforación base agua puede ser tratado para disminuir la pérdida de filtrado y disminuir

la posibilidad de pegadura por presión diferencial. El viscosificante puede ser un arreglo especial de almidón, éter y goma Xantana, proporciona propiedades tixotrópicas únicas, dando una mejor suspensión y mayor control sobre la pérdida filtrado. El sistema es básicamente un fluido de terminación diseñado con sal y hasta ahora los ingredientes limitan su densidad de 10 a 14 lb/gal (1.2 a 1.68 gr/cm³)

El sistema sal-polimero es un buen candidato para la perforación horizontal en formaciones de arena, son soluciones con sales a las que se agregan polímeros para dar gelatinosidad y viscosidad al fluido, así como densificantes para aumentar su peso, este fluido algunas veces se trata con cloruro de potasio para proporcionar inhibición de la hidratación en las lutitas y evitar el hinchamiento de arcillas, dando protección a la permeabilidad natural.

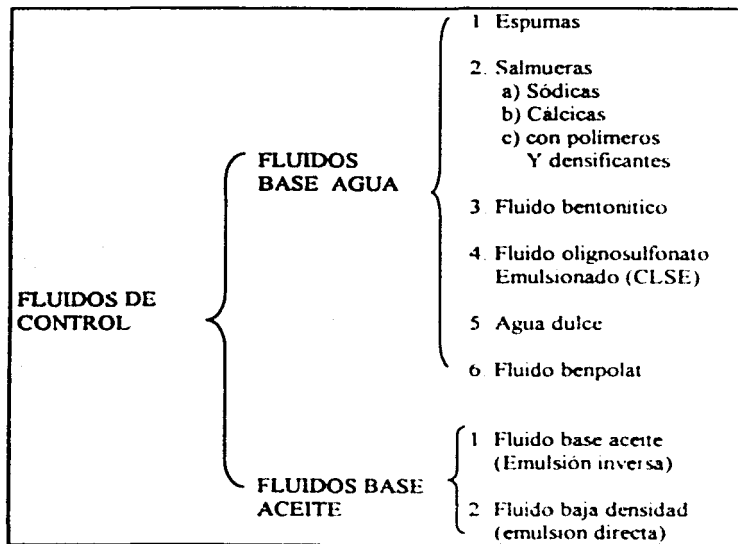


Tabla I Tipos de fluidos de control

Espumas - Son una combinación de agua, un agente espumante y un gas sometidos a presión, se logran densidades de 0.10 gr/cm³ hasta 0.96 gr/cm³

- Permite velocidades altas anulares de 400 a 500 pie/min
- No daña las formaciones productoras

- Sólo se emplean con fluidos de limpieza
- Son alterables por la profundidad y temperatura, como consecuencia no pueden usarse en pozos profundos
- No controlan la presión de formación.
- No son recuperables
- Se utilizan para desarenar pozos y desengravado de aparejos con cedazos.
- Desplazan los fluidos.
- Se utilizan en limpieza de pozos
- Operación de disparos con tuberías represionadas.

Salmueras. ⁶ - Son soluciones de sales con agua. Son los fluidos que menos daño hacen a la formación, su uso en las operaciones de terminación y reparación de pozos es para control y limpieza de los mismos

- Se utilizan siempre como fluido de control.
- Permiten fácilmente la introducción de aparejos de bombeo neumático cuando estos no contengan sólidos en suspensión

Salmuera sódica - Es una solución formada por agua dulce y sal común. Su densidad máxima es de 1.19 gr/cm^3

- No daña la formación
- Su costo es muy bajo
- Tiene limitaciones en el rango de densidad.
- Nulo poder de arrastre
- Es corrosiva
- Es irritante
- Al rebasar el límite de saturación se precipita la sal.
- Se utiliza como fluido de control
- Permite la introducción de aparejos de bombeo neumático

Salmuera cálcica - es una solución de cloruro de calcio en agua. Su densidad máxima es de 1.39 gr/cm^3

- No daña las formaciones
- Permite operaciones de conversión de aparejos en los pozos
- Son corrosivas
- Son irritantes
- Al rebasar el límite de saturaciones precipita la sal
- Se usa para control y limpieza de pozos, especialmente si se mezcla con una arcilla cálcica

Salmueras con polimeros y densificantes - Son soluciones con sales a las que agregan polimeros para dar viscosidad y gelatinosidad al fluido, así como densificantes para aumentar su densidad.

- Al agregar polimeros se convierte en un fluido de limpieza con poder de arrastre.
- Al densificarlo puede llegar hasta 1.70 gr/cm^3
- Contiene sólidos en suspensión que no dañan la formación.
- Son fácilmente solubles en ácidos.
- Los costos al agregar polimeros elevan su costo.
- Son irritantes.
- En temperaturas mayores de 100°C , se degradan provocando problemas de asentamiento.
- Causan problemas de generación de espumas.
- Son corrosivos.
- Se utilizan en control y limpieza de pozos.

Fluido bentonítico - Es una mezcla de arcilla (sódica) en agua dulce. La concentración de los cloruros no debe exceder a 5 000 partes por millón (ppm), con la finalidad de facilitar la hidratación y dispersión de la bentonita. La mezcla puede fluir con densidad de 1.04 a 1.08 gr/cm^3 dependiendo del rendimiento de la arcilla.

- Tiene alto poder de arrastre.
- Es de fácil preparación.
- Es de bajo costo.
- Permite buen control de filtrado.
- Al rebajar cemento se floccula fácilmente.
- A temperaturas mayores a 120°C , muestra un comportamiento de degradación en la arcilla.
- No es recomendable a profundidades con temperaturas superiores a 120°C .
- Se usa en Espesura de gres.

Agua dulce-

- Es de fácil manejo.
- Facilidad para operaciones con tubería y línea de acero.
- Hidrata fácilmente las arcillas utilizadas.
- Se utiliza como fluido de control en zonas de baja presión.
- No tiene propiedades tóxicas.

Fluido Bentónico Densificado-gelatinoso-para temperaturas altas - Es un fluido con agua para la intervención de pozos profundos con temperaturas superiores a 120°C a 150°C el cual es altamente reactivo a los sulfatos y otros compuestos orgánicos en la formación y reparación de pozos, tiene una viscosidad estable y un poder de arrastre

Salmueras con polímeros y densificantes - Son soluciones con sales a las que agregan polímeros para dar viscosidad y gelatinosidad al fluido, así como densificantes para aumentar su densidad

- Al agregar polímeros se convierte en un fluido de limpieza con poder de arrastre
- Al densificarlo puede llegar hasta 1 70 gr/cm³
- Contiene sólidos en suspensión que no dañan la formación
- Son fácilmente solubles en ácidos
- Los costos al agregar polímeros elevan su costo
- Son irritantes
- En temperaturas mayores de 100 °C, se degradan provocando problemas de asentamiento
- Causan problemas de generación de espumas
- Son corrosivos
- Se utilizan en control y limpieza de pozos

Fluido bentonítico - Es una mezcla de arcilla (sódica) en agua dulce. La concentración de los cloruros no debe exceder a 5 000 partes por millón (ppm), con la finalidad de facilitar la hidratación y dispersión de la bentonita. La mezcla puede fluctuar con densidad de 1.04 a 1.08 gr/cm³ dependiendo del rendimiento de la arcilla

- Tiene alto poder de arrastre
- Es de fácil preparación
- Es de bajo costo
- Permite buen control de filtrado
- Al rebajar cemento se flocula fácilmente
- A temperaturas mayores a 180 °C, aumenta su viscosidad al deshidratarse la arcilla.
- No es recomendable a profundidades con temperatura mayores a 180 °C.
- Se usa en limpieza de pozos

Agua dulce.-

- Es de fácil manejo
- Facilidad para operaciones con cable y línea de acero
- Hidrata fácilmente las lutitas arcillosas
- Se utiliza como fluido de control en zonas de baja presión
- No tiene propiedades reológicas

Fluido Benpolat (bentonita-polímero-alta temperatura).- Es un fluido base agua para la intervención de pozos profundos con temperaturas superiores de 150 °C a 190 °C, el cual es altamente resistente a las contaminaciones comunes encontradas en la terminación y reparación de pozos, tiene una reología estable a temperaturas superiores

a 150 °C, el sistema genera geles frágiles, permitiendo las operaciones de tubería y cable sin problemas

- Amplias ventajas en la manipulación, costos e hidráulica con respecto a las emulsiones inversas
- Se comporta como un fluido plástico y el modelo reológico que lo describe es de Ostwald de Waele
- Se necesita mantener la concentración de arcilla en rangos de 30 kg/m³ a 35 kg/m³
- Evita la incorporación de agua alterando la reología
- Se requiere de mayor supervisión en su preparación y tratamiento.

3.4 FLUIDOS BASE ACEITE

Al examinar las consideraciones que debe cubrir un lodo de terminación parece ser evidente que un fluido de terminación base aceite puede ser la elección más segura. La razón principal se basa en el diseño experimental de laboratorio de sistemas de fluidos que incluyeron salmueras con bajo contenido de sólidos

Un sistema base aceite compuesto de lubricantes, asfaltos, diesel o aceite mineral, resultó cumplir con los requisitos que debe tener un lodo de perforación, además si existen pérdidas de circulación se puede remediar con la adición de carbonato de calcio, que se usa como un agente para dar peso o como un obturante, esta característica es de mucha importancia

En estos fluidos su fase continua es el aceite y la fase dispersa o discontinua es el agua. La ventaja es que la pérdida de filtrado no daña la formación, pero su degradación con agua dulce obligara a extremar cuidados en su mantenimiento. Por sus rangos de densidad se utiliza en pozos depresionados, así como aquellos con altas presiones

Históricamente el diesel ha sido usado para preparar lodos base aceite, el cual tienen un costo relativamente bajo. En años recientes se usan aceites minerales no tóxicos, pocos de los aceites minerales aromáticos requieren de una cuidadosa formulación para asegurar una adecuada suspensión de sólidos y emulsificar el agua

El agua está siempre presente en lodos base aceite, ya sea agregada proporcionalmente o incorporada durante su uso, una concentración moderada de agua emulsionada puede permitir ritmos rápidos de penetración. Los emulsificantes de poliamida resultan ser más efectivos para tales lodos

Los emulsificantes y surfactantes en la fase aceite de fluidos base aceite, exponen una superficie sobre las lutitas las cuales son mojadas por aceite. La atención principal del fluido se centra al control de la salinidad o para la actividad acuosa de la fase agua

Los hidratos no se forman con lodos base aceite, tienen bajos ritmos de filtrado con relación a los de base agua, proporcionan una buena lubricación y reducen la adhesión al acero disminuyendo la fuerza que se requiere para jalar la tubería en caso de que se pegue, sin embargo se ha encontrado que la pegadura puede ocurrir cuando se utiliza un fluido pesado en formaciones muy permeables

- Evitan el daño a la formación por filtrado
- Se puede preparar con densidad menor al agua dulce.
- La viscosidad es fácil de controlar con diesel y agua.
- Su densidad varía de 0.92 a 2.40 gr/cm³
- No se contamina fácilmente con gas
- Su baja gelatinosidad permite el asentamiento rápido de los recortes en las presas.
- Es estable a temperaturas por arriba de 200 °C
- Su costo es mayor que el fluido bentonítico
- Requiere una atención especial
- No debe mezclarse con otro tipo de fluidos
- Son irritantes
- Son buenos para el control y limpieza de pozos

3.5 TIPOS DE FLUIDOS EMPLEADOS EN LA TERMINACIÓN.¹⁵

En general el uso de fluidos limpios es lo más recomendable para la terminación de un pozo optimizando la terminación e incrementando la producción y prolongar así la vida del pozo, existe una amplia variedad de fluidos libres de sólidos (no contiene partículas de diámetro mayor a dos micras y valor de turbidez no mayor a 30 NTU) y de acuerdo a la formulación es la densidad que proporcionan como se observa en la tabla II

SISTEMA	GRAVEDAD ESPECIFICA
	gr/cc
Agua dulce filtrada	1.00
Cloruro de Potasio	1.16
Cloruro de Sodio	1.19
Cloruro de Calcio	1.39
Bromuro de Sodio	1.52
Bromuro de Calcio	1.70
Cloruro de Calcio/Bromuro de Calcio	1.81
Bromuro de Calcio/Bromuro de Zinc	2.42
Bromuro de Zinc	2.50

Tabla II Densidad de fluidos libres de sólidos

Las aplicaciones que tienen estos fluidos pueden variar como son

1. Fluidos de terminación
2. Fluidos de reparación
3. Fluidos para controlar presiones anormales
4. Fluido de empaque
5. Fluido de perforación únicamente para la zona productora

Las ventajas que pueden ofrecer son

- No dañan la formación productora
- El retorno a la permeabilidad es excelente
- Se mezclan a la densidad deseada
- Tienen tasas de corrosión bajas
- Son estables a las condiciones del pozo
- Compatibles con los aditivos químicos
- No dañan a la salud o al medio ambiente

3.6 SALMUERAS.^{6,15}

Se ha comprobado que el fluido más ventajoso en la terminación son las salmueras libres de sólidos en suspensión por proteger a la formación productora, proveen un amplio rango de densidades para control de la presión de formación sin usar sólidos como agente densificante

Una salmuera al incremento de la temperatura disminuye la densidad y con el aumento de la presión aumenta la densidad. En los análisis PVT se ha determinado el comportamiento de la densidad de las salmueras en el fondo del pozo, esta información permite calcular en forma precisa la densidad necesaria en la superficie considerando el gradiente hidráulico requerido para el control de la presión de formación en el fondo del pozo

El modelo matemático desarrollado para su cálculo considera además la compresibilidad y expansibilidad del agua, soluciones de cloruro de sodio y aceite, salmueras naturales y fluidos geotérmicos

La Cristalización de salmueras será tratado más adelante en las propiedades de los fluidos

Ejemplo 1 Cálculo del cambio de densidad de una salmuera, diluir 20 bls de 11.3 lbs/gal de salmuera de CaCl_2 con agua dulce para obtener una de 10.7 lbs/gal, determinar el volumen de agua requerida y el volumen final de salmuera diluida

$$V_o = 250 \text{ bls}$$

$$D_o = 11.3 \text{ lbs/gal}$$

$$D_f = 10.7 \text{ lbs/gal.}$$

$$D_a = 8.34 \text{ lbs/gal.}$$

$$V_f = V_o \frac{(D_a - D_o)}{(D_a - D_f)}$$

$$V_f = (250) \frac{(8.34 - 11.3)}{(8.34 - 10.7)}$$

$$V_f = 313.5 \text{ bls}$$

Para encontrar el volumen de agua que se va a adicionar.

$$V_o + V_a = V_f$$

$$250 + V_a = 313.55$$

$$V_a = 313.55 - 250$$

$$V_a = 63.56 \text{ bls}$$

Ejemplo 2. Usando 500 bls de 11.6 lbs/gal de salmuera de CaCl_2 y 500 bls de 10.2 lbs/gal de CaCl_2 preparar 600, bls de 11.0 lbs/gal de fluidos

$$V_f = 600 \text{ bls}$$

$$D_f = 11.0 \text{ lbs/gal}$$

Considerando que D_o es de 11.6 lbs/gal y D_a es de 10.2 lbs/gal entonces:

$$D_o = 11.6 \text{ lbs/gal}$$

$$D_a = 10.2 \text{ lbs/gal}$$

$$V_o = V_f \frac{(D_a - D_f)}{(D_a - D_o)}$$

$$V_o = 600 \text{ (10.2 - 11.0)}$$

$$\text{(10.2 - 11.6)}$$

$$V_o = 342.8 \text{ bls}$$

Con 11.0 lbs/gal

$$V_o + V_a = V_f$$

$$V_a = v_f - V_o$$

$$V_a = 600 - 342.8$$

$$V_a = 257.2 \text{ bls}$$

Con 10.2 lbs/gal de salmuera

3.7 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS. ^{12.5}

Al realizar trabajos con los fluidos de terminación se tendrá la necesidad de manejar y relacionar cuatro de sus propiedades fundamentales:

- > Densidad
- > Viscosidad
- > Gelatinosidad
- > pH

3.7.1 DENSIDAD.

Es la medida de la cantidad de materia (masa) por unidad de volumen en gr/cm^3 en relación con la densidad del agua. En el uso de salmueras limpias es posible tener un amplio rango de densidades (de 1.01 a 2.40 gr/cm^3) escogiendo las sales adecuadas a disolver.

Esta propiedad es importante ya que gracias a su correcto uso se logra el control del pozo manteniendo la presión hidrostática igual o ligeramente mayor que la presión de formación.

En el campo la densidad del fluido se determina por medio de la balanza convencional, proporcionándolo en lb/gal , lb/ft^3 , gr/cm^3 .

3.7.2 VISCOSIDAD.

Se define como la resistencia interna que ofrece un fluido al flujo. Todos los fluidos no newtonianos incluyendo los utilizados en la terminación tienen características de flujo no lineales, requiriendo de parámetros como viscosidad plástica, punto de cedencia, etc.

La viscosidad normal de la salmuera es función de la concentración y naturaleza de sales disueltas y la temperatura, esta propiedad se puede modificar con el uso de un aditivo viscosificante como el hidroxietilcelulosa u otro polímero, proporcionando la capacidad para mantener los sólidos en suspensión hasta la superficie.

La medida rutinaria y cualitativa de viscosidad se hace con el embudo Marsh. La medida cuantitativa se determina a través del viscosímetro de lectura directa, reportándose en centipoises.

Las gráficas 3.5 y 3.6 siguientes, muestran la densidad de algunas salmueras usadas en la terminación en función de la temperatura.

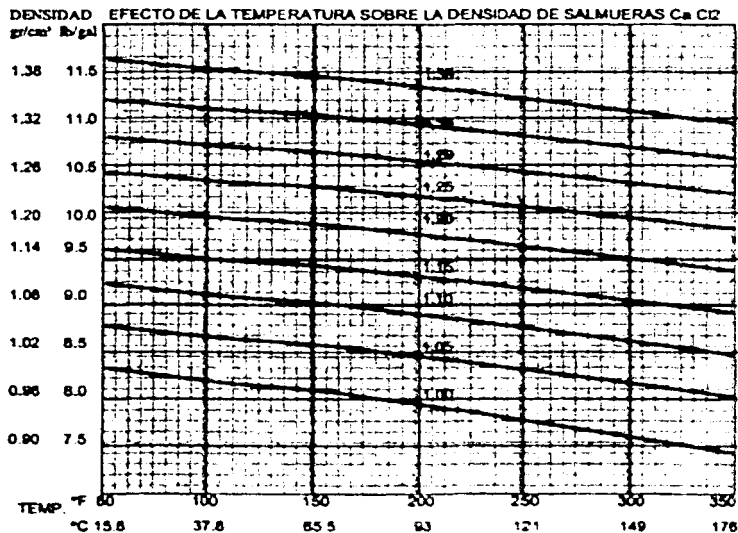


Figura 3.5 Temperatura Vs Densidad de CaCl₂

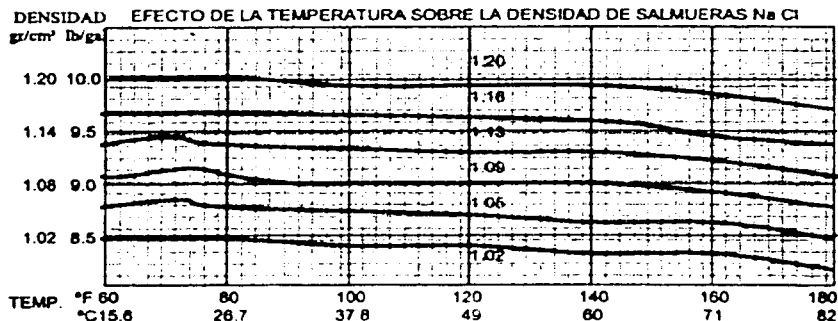


Figura 3.6 Temperatura Vs Densidad de NaCl

3.7.3 GELATINOSIDAD.

Conocida también como esfuerzo gel. Es la medida de las fuerzas de atracción entre el fluido de perforación en condiciones estáticas, estas fuerzas de atracción difieren del valor del punto de cedencia son dependientes del tiempo y se rompen después de que el flujo a iniciado, a su vez el rango de esfuerzos gel se relaciona con el punto de cedencia, el esfuerzo gel es necesario para mantener los sólidos en suspensión durante las paradas por conexiones o viajes de la tubería e inclusive sostener el material inerte en suspensión. Se determina con el viscosímetro rotacional y se reporta en $\text{lb}/100\text{ft}^2$.

3.7.4 POTENCIAL DE HIDRÓGENO pH.

Es el logaritmo de la inversa de la concentración de iones de hidrógeno. También se conoce como la medida de basicidad o alcalinidad de un fluido pH. La escala para determinar la acidez o alcalinidad de un fluido es de 1 a 14, siendo el 7 el punto neutro, debajo de este valor se consideran ácidos y arriba del valor alcalinos. El pH de las salmueras con densidad cercana a $1.30 \text{ g}/\text{cm}^3$ es casi neutro y disminuye progresivamente con el aumento de la densidad.

Es uno de los factores en la corrosión, las salmueras que contienen Bromuro de Zinc tienen el pH más bajo, las que contienen cloruro son más corrosivas y se puede disminuir agregando inhibidores de corrosión, secuestrantes de oxígeno y/o bactericidas.

Al preparar un fluido base agua, el conjunto de sustancias produce reacciones químicas que conforman a un fluido ácido o alcalino, influye en forma determinante en la resistencia del gel, en el control de corrosión, en el hinchamiento de las arcillas y en pérdidas de filtrado

3.7.5 PUNTO DE CEDENCIA.

Es uno de los componentes de la resistencia al flujo de un fluido, se debe a las fuerzas electroquímicas de atracción que existen entre las partículas o sólidos en suspensión. Esta propiedad indica lo espeso que puede estar un lodo y se encuentra muy relacionado con la gelatinosidad, de este parámetro junto con la viscosidad dependerá la capacidad de acarreo

Su valor está en función del tipo de sólidos y las cargas eléctricas asociadas a ellos, de la concentración en volumen de sólidos y de la concentración iónica de las sales contenidas en la fase líquida, la medición más común se efectúa utilizando el viscosímetro FANN. O bien cilindros concéntricos sus unidades son $\text{lb}/100 \text{ ft}^2$

3.7.6 SALINIDAD.

Es una propiedad que tienen los fluidos de terminación para mantener un equilibrio químico con la formación productora. Las salmueras son soluciones de sales con agua que causan menos daño a la formación, se pueden preparar como salmueras sódicas y cálcicas sin sólidos en suspensión, salmueras sódicas y cálcicas con sólidos en suspensión solubles en ácido clorhídrico

Otras características a considerar son

Cristalización de salmueras - Es la temperatura a la cual un sólido empezará a precipitarse de la solución, también se conoce como la temperatura a la cual la salmuera es saturada con una o más de sus sales, a esta temperatura la sal menos soluble se vuelve insoluble y precipita

En el uso de salmueras generalmente se especifica la temperatura más baja esperada para prevenir la cristalización de sólidos de sal, si los cristales de sal se asientan en las presas la densidad de la salmuera bombeada al pozo será muy baja para contener las presiones de la formación, una salmuera con temperatura de cristalización muy baja incrementa el costo del fluido significativamente, mientras que una de densidad alta menos costosa con temperatura de cristalización muy baja incrementa el costo por la pérdida de tiempo al cristalizarse el fluido en la bomba, líneas y presas de almacenamiento. Las

salmueras de densidades altas como Cloruro de calcio, Bromuro de calcio y Bromuro de Zinc, son normalmente formuladas

Turbidez - La turbidez de un fluido es una medida de la luz dispersada por las partículas suspendidas en el fluido, se mide con un nefelómetro y se expresa en NTU. Un fluido limpio ha sido definido como uno que no contiene partículas de diámetro mayor a 2 micras y un valor de turbidez no mayor a 30 NTU.

3.8 COMPATIBILIDAD DE LOS FLUIDOS DE TERMINACIÓN.¹⁵

Incompatibilidad con la formación - La incompatibilidad de los fluidos de terminación con la formación de la roca, agua e hidrocarburos puede causar daños muy grandes y pérdida en la productividad del pozo y/o la necesidad de un tratamiento.

Incompatibilidad de la salmuera con arcillas - Puede incrementar el tamaño de la arcilla taponando los poros, para evitarlo la salmuera debe estar a la mínima salinidad requerida, se pueden agregar un poco de surfactantes que inhiben el crecimiento de sal de calcio a una temperatura de 138°C, o en su defecto utilizar bases aceitosas como fluidos de terminación.

Compatibilidad con el agua de formación - La principal preocupación es la formación de incrustaciones por incompatibilidad, las incrustaciones más comunes son de calcio y carbonato de hierro, clorhidrato de sodio, silicato, bario, etc, las incrustaciones de carbonato pueden ser removidas por ácido, para el sulfato de calcio se utilizan agentes Chelating como EDTA.

Compatibilidad con formaciones de crudo y gas natural - Al mezclar aceites crudos con ciertas composiciones de salmueras provocan emulsiones estables llegando a bloquear la producción y difíciles de remover, se utilizan desemmulsificantes para prevenir el problema, se pueden generar emulsiones aceite-agua que pueden ser previstas en el laboratorio pudiendo resolver el problema mediante una reformulación de salmuera y/o la incorporación de surfactantes y solventes mutuos en la salmuera.

Filtración - Por diversas causas como sólidos suspendidos en aguas superficiales, impurezas en sales, suciedad en contenedores de transporte de salmueras, en tanques usados en bodega, sólidos de lodo, etc, se hace necesario la frecuente filtración de salmueras en dos etapas, consistiendo la primera en pasar a través de micros de 10 y cartucho de filtro después es filtrado con 2 micron y cartucho de papel plateado.

3.9 CORROSIÓN.

Se considera así a la alteración y degradación del material por su ambiente, se puede presentar de diversas maneras y en presencia de otros factores como erosión, fatiga, tensión, fractura, etc. y que además se pueden presentar al mismo tiempo causando daños extremos, sin embargo uno de ellos predominara

La corrosión se puede localizar en áreas pequeñas causando picaduras, su cantidad, profundidad y tamaño puede variar, existe también la fragilización del metal por hidrógeno atómico y molecular que se aloja en los espacios inter cristalinos de los componentes metálicos, muchos metales resisten la corrosión por una película protectora de óxido que al ser removida por la velocidad de flujo del fluido, sólidos suspendidos, exceso de turbulencia, aceleran el ataque a la superficie de metal fresca

En general los factores que afectan la corrosión en los fluidos de terminación son:

- **pH** - en presencia de O_2 disuelto genera valores de 4.5 y 9.5
- **Temperatura** - En general el incremento de corrosión es por incremento de la temperatura
- **Velocidad** - El incremento de corrosión es mayor a altas velocidades de flujo
- **Heterogeneidad**.- Con la variación en la composición o micro estructuras se puede incrementar la corrosión presentándose en las juntas de la tubería por estructuras de material no uniforme
- **Alta tensión** - Las áreas de tubería expuesta a altas tensiones son más susceptibles a la corrosión (tramos arriba de los lastrabarreras)

En el uso de las salmueras, la acidez de esta con base de zinc puede causar una corrosión severa si no se utiliza un inhibidor para formar una película protectora en la superficie del acero o hierro

El crecimiento de bacterias en los fluidos de terminación puede generar condiciones ácidas y sulfato de hidrógeno provocando como consecuencia corrosión como sucede con aditivos poliméricos de agua solubles usados para viscosificar y controlar la pérdida de fluidos de terminación que son sujetos a una degradación bacteriana, lo anterior hace necesario el uso de biocidas en estos fluidos

Los fluidos que son espumados con aire pueden ser altamente corrosivos y su control podría ser usando nitrógeno en lugar de aire o usar inhibidores de corrosión

Los principales factores que alteran la salmuera son

- Oxígeno - El más común en presencia de pequeñas cantidades causa corrosión
- Dióxido de carbono - (CO_2) soluble en agua forma ácido débil (H_2CO_3) formando escamas que provocan pérdidas de espesor, en presencia de agua forma ácido carbónico de hierro, proviene del gas de formación por descomposición térmica de sales disueltas, con el aumento de la presión se incrementa la acción del CO_2 .
- Ácido Sulfhídrico - (H_2S) disuelto en agua forma un ácido débil pero causa picaduras, especialmente en presencia de oxígeno y/o dióxido de carbono, proviene del gas de formación, acción bacteriana sobre sulfatos solubles o degradación térmica de aditivos

3.10 DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS DE CONTROL.

Del éxito del desplazamiento de los fluidos dependerán los tiempos y costos por lavado y filtración de los fluidos limpios. La finalidad del desplazamiento del fluido de control es efectuar la remoción del enjarre, eliminación de sólidos en suspensión presentes en el pozo y a su vez mantener la integridad y naturaleza del pozo y/o yacimiento, así como reducir los costos de operación, para el desplazamiento se debe considerar

a) Condiciones de temperatura y presión del pozo.

La temperatura afecta las propiedades del fluido de control y se hace necesario considerar éste factor, por otra parte se tiene que la presión también influye drásticamente, de ambos factores ya se ha hablado en las propiedades de los fluidos de terminación

b) Diseño de las tuberías.

Las características de las tuberías de producción y revestimiento fijas en el pozo influyen en el gasto o volumen a bombearse afectando así los tipos de flujo que se presentan y entonces dependiendo de estas características será el programa de desplazamiento

c) Falta de equipo.

En ocasiones las características de las bombas no son las adecuadas para los gastos a manejar evitando una limpieza efectiva

d) Tipo de fluido en el pozo.

Es el más importante, pues dependiendo de las características de éste será la eficiencia de desplazamiento

3.1.1.1 Efectividad del programa

Se debe considerar el tipo de contaminantes, las condiciones de operación, el tipo de agua que se emplea, los tiempos y costos de limpieza.

3.1.1.2 METODOS DE DESPLAZAMIENTO

Existen básicamente dos métodos para el desplazamiento de los fluidos por circulación inversa o circulación directa, la selección del método debe adecuarse para su función de las condiciones que tenga el pozo tanto de espumas como de tuberías en el pozo.

a) Circulación inversa.

De acuerdo a la información de los registros de concentración y calidad de tuberías se determinará si es posible soportar una diferencia de presión, este procedimiento permite un mayor volumen de agua en los espacios anulares y menor volumen de fluido que va quedando en las tuberías, se pueden usar gastos de bombas elevados y tubulaciones abundantes, los más adecuados para limpiar el pozo y realizar desplazamientos efectivos. El uso de contaminantes, reducen el tiempo de operación, la adición de aditivos y la reducción de costos de lavado y filtración.

b) Circulación directa.

Si los registros indican que no es muy apropiado someter al pozo a una presión diferencial se utiliza este método, sin embargo no se obtiene un desplazamiento muy efectivo debido a que los volúmenes de agua dulce a manejar son menores al circular en las tuberías al espacio anular, los gastos de tuberías disminuyen al incrementarse las pérdidas de presión por fricción, cuando se trabaja en el desplazamiento de aditivos al no alcanzar el flujo turbulento, se traza una tubería que permita el flujo de agua dulce y limpiadores químicos, se debe tener la tubería en el pozo y se debe de considerar también en este proceso, se debe tener presente los costos de tuberías y espumas de tuberías.

3.1.1.3 ESPACIADORAS Y LAVADORES DE TUBERÍAS

En este proceso se emplean tuberías de acero, se emplea un tipo de espumas y limpiadores químicos que son resistentes a la corrosión. Para que sea efectiva la limpieza se debe tener un espaciador con el fluido a limpiar y el tipo de espaciador depende del tipo de fluido que se va a limpiar, para poder hacer un tipo de limpieza efectiva se debe de tener un espaciador con el fluido a limpiar y un tipo de espaciador que sea de acero y se debe de tener la tubería de acero con el espaciador.

e) Efectividad del programa.

Se debe considerar y tratar de no sobrepasar las condiciones del equipo en superficie para no alterar los tiempos y costos de operación

3.10.1 MÉTODOS DE DESPLAZAMIENTO.

Existen básicamente dos métodos para el desplazamiento de los fluidos, por circulación inversa o circulación directa, la selección del método más adecuado esta en función de las condiciones que tenga el pozo tanto de equipo como de tuberías en el pozo

a) Circulación inversa.

De acuerdo a la información de los registros de cementación y calidad de tuberías se determinará si es posible soportar una diferencia de presión, éste procedimiento permite un mayor volumen de agua en los espacios anulares y menor volumen de fluido que va quedando en las tuberías, se pueden usar gastos de bombeo elevados y turbulentos, siendo, los más adecuados para limpiar el pozo y realizar desplazamientos efectivos libres de contaminantes, reducen el tiempo de operación, la adición de aditivos y la traducción de costos de lavado y filtración

b) Circulación directa.

Si los registros indican que no es muy apropiado someter el pozo a una presión diferencial se utiliza este método, sin embargo no se obtiene un desplazamiento muy efectivo debido a que los volúmenes de agua dulce a manejar son menores al circularse de las tuberías al espacio anular, los gastos de bombeo disminuirán al incrementarse las pérdidas de presión por fricción creando deficiencias en el desplazamiento de sólidos al no alcanzar el flujo turbulento, así mismo será necesario mayor cantidad de espaciadores y limpiadores químicos, mayor tiempo de circulación y elevará los costos de operación, también en éste proceso se deben tener presentes los límites de colapso o ruptura de tuberías

3.11 ESPACIADORES Y LAVADORES QUÍMICOS.

En todo proceso de desplazamiento de fluidos de control se utilizan espaciadores y lavadores químicos para evitar incompatibilidad y contaminación Para una limpieza efectiva los baches deben ser compatibles con el fluido a desplazar y el que le precede, deberán ser por lo menos 100m en el espacio anular más amplio, para fluidos base aceite su principal contacto es con el espaciador y deberá ser compatible con ambos, en fluidos base agua normalmente se inicia con un bache de agua dulce alcalinizada con sosa caustica

Generalmente los lavadores quimicos son usados para adelgazar y dispersar las particulas del fluido de control, entran en turbulencia con gastos bajos y su densidad es cercana al agua dulce, siempre se realizara en forma continua sin interrupciones

3.12 FLUIDOS EMPACADORES.

Se usan en la etapa final de la terminacion y son colocados en los espacios anulares entre las tuberias de produccion y revestimiento protegiendolos de la corrosion ademas de evitar pegaduras en los sellos multi-v, se puede emplear tambien para mantener una presion hidrostatica en la parte externa de las tuberias de produccion evitando colapso en areas de presion anormal, se debe tener cuidado de introducir agentes contaminantes por solidos en suspension reduciendo su eficiencia

DISPAROS.^{2,16}

4.1 CONCEPTO

Los disparos son una fase a realizar durante la terminación de un pozo, con el fin de que comience a producir, es una de las operaciones más importantes ya que los disparos permiten poner en comunicación los fluidos del yacimiento (hidrocarburos) con la tubería del pozo de la forma más eficiente que sea posible

La realización de los disparos no es una técnica aislada, en ella se debe considerar el estado mecánico del pozo, especialmente el diámetro interior de la tubería de producción que condicionará el diámetro exterior de las pistolas, la forma de conllevar las mismas hasta la formación productora, cable, tubería flexible, tubería de producción etc, las cuales pueden influir en su capacidad de penetración

De la experiencia y estudios realizados respecto a pistolas, cargas, disparos y penetración así como los problemas de taponamiento, se ha llegado al desarrollo de cargas preformadas no obturantes, pistolas disparables a través de la tubería de producción que cumplen con la norma API RP-43, mientras que las pistolas a chorro efectivas son preferentemente usadas en formaciones y cementos de alta resistencia a la compresión y/o tuberías de alta resistencia con espesor grueso

Una vez seleccionado el intervalo productor en función del tipo de yacimiento (homogéneo o heterogéneo) y del mecanismo de empuje (gas disuelto, entrada de agua, casquete de gas y combinaciones) así como de las propiedades del sistema roca-fluidos (espesor impregnado, espesor de la zona de transición, presión del yacimiento, permeabilidad y porosidad, variación de la permeabilidad con la profundidad, etc) se procede a disparar

4.2 DISEÑO DE CARGAS ¹⁶

La perforación de la tubería de revestimiento se hace mediante la detonación de cargas que se constituyen por un "chorro" de alta energía dirigida generando presiones hasta de 4 000 000 psi y velocidades de 6 000 m/s, por esta razón la resistencia de la roca es insignificante.

Al planear los disparos se tiene que considerar el estado mecánico del pozo, formación y las condiciones posteriores a los disparos, los factores importantes en el comportamiento de un sistema de cargas, penetración, fase y diámetro del agujero, conocidos como factores geométricos

En la fase de la pistola (distribución angular de los disparos) referida a la posición de las cargas en las pistolas, se a determinado que mediante disparos en distintas

direcciones se incrementa la relación de productividad (RP), sin embargo para ello hay que considerar el diámetro de las pistolas y de la tubería para la distribución de las cargas

El siguiente diagrama (figura 4.1) muestran las partes que componen los disparos en una muestra de arenisca Berea

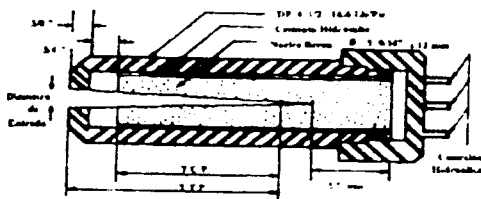


Figura 4.1 Muestra de arenisca Berea para la evaluación del rendimiento de las cargas explosivas

Donde:

TTP: penetración total de la muestra. Es la distancia entre la superficie externa de la tubería y la parte más profunda de la perforación

TCP: Penetración del núcleo. Quitando del valor de TTP los espesores de acero y cemento.

EH: Diámetro de entrada del disparo

CFE: Eficiencia de flujo. Es una medición de la capacidad de flujo de la perforación comparando el flujo presente con un flujo ideal sin daño en la formación

ECP: Penetración efectiva. Se trata del producto de la penetración total del núcleo por la eficiencia de flujo. Permite evaluar rápidamente el rendimiento de una carga según el diámetro de la pistola

Cuando las operaciones de disparo se hacen en un diámetro reducido es preferible usar pistolas con 0° de fase llamados disparos orientados o tiros en línea, también se utilizan cuando hay varias tuberías de revestimiento, terminaciones múltiples o cuando hay tuberías de producción juntas, se posicionan con un sistema magnético o mecánico de orientación

Al usar pistolas orientadas en terminaciones múltiples a través de la tubería de producción se deben usar pistolas con espesor de pared delgada

En el siguiente diagrama (figura 4.2) se muestra la distancia y penetracion que alcanzan los disparos segun su diametro de entrada (I.H.) considerando una tuberia de 7" con un espesor de 3.8 pg., espesor de cemento de 3.4 pg y pistola con diametro exterior de 1 11/16 pg.

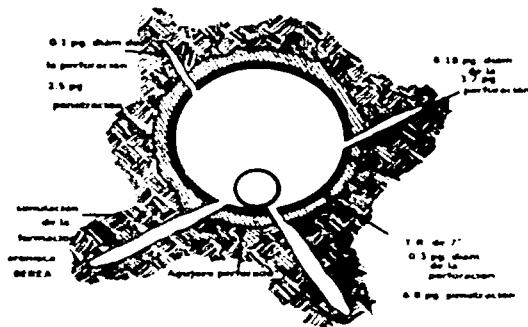


Figura 4.2 Efecto del diametro de pistolas
Sobre la penetracion

La distancia entre la pistola y la pared del pozo permite obtener una mejor y mayor penetracion encontrandose a una distancia menor a 1 pg.

La evaluacion de la eficiencia en los disparos se define como el cociente de la productividad del intervalo perforado con el que se obtendria en el mismo intervalo si fuera a pozo abierto. Esta puede ser mayor a uno, que indica que se puede "incrementar" la capacidad de flujo de la formacion debido a los orificios generados.

Los factores geometricos tienen un efecto sobre el indice de productividad evaluado con la relacion de productividad de la siguiente forma

$$RP = \frac{\text{Produccion con zona disparada}}{\text{Produccion con agujero abierto}}$$

La penetracion de las pistolas disminuye al aumentar el esfuerzo de sobrecarga y la resistencia a la compresibilidad de la formacion. Un metodo propuesto por Thompson en 1962 relacionó estas dos características con la siguiente ecuacion

$$\text{Pen} = \text{Pen}_{\text{ag.}} \cdot e^{(0.024 \cdot C \cdot 4.7)}$$

Pen = penetracion

Pen_{sup} = penetración en superficie carta API RP-43

Cr = compresibilidad en la superficie a las condiciones de la prueba (kpsi)

Cf = compresibilidad de la formación de interés (kpsi)

Sus estudios fueron continuados por Berham y Halleck en 1988, donde observaron también que la diferencia de penetración en múltiples blancos no-solo era función de la fuerza de compresión, debía considerarse el tipo de blanco (concreto o Berea) y el diseño de carga; Regalbuto (1988) propuso utilizar la frecuencia de la velocidad del sonido del blanco mas tarde Halleck en 1991 uso la frecuencia del sonido y descubriendo que la presión disminuiría si se incrementaba la velocidad del sonido, Finalmente Ott en 1994 propuso para estimar la penetración en concreto y Berea la siguiente tabla I

Objeto	Fuerza de Compresión (psi)	Esfuerzo Efectivo	Penetración (pg)	Comentarios
Concreto	6600	0	15.49	Muy superficial y corto en concreto
Arenisca Berea	7000	100	10.25	Reducción de cargas causada por el material
Arenisca Berea	7000	1500	9.21	Reducción causada por esfuerzo efectivo
Pepita de Arenisca	13000	100	6.68	Reducción causada por altos esfuerzos

Tabla I Reducción de la penetración para una carga de 2 1/8 pg

4.2.1 EXPLOSIVOS ¹⁴

Hay dos tipos básicos de explosivos, de baja y de alta. Los explosivos de baja, llamados propulsores, son caracterizados por sus relativas bajas presiones de combustión (reacción) y su velocidad de reacción de mas o menos 500 a 1 500 m/s. Los explosivos de alta detonan de 5 000 a 10 000 m/s y generan presiones muy altas de millones de libras por pulgada cuadrada en el frente de detonación.

Los explosivos de alta se dividen en dos grupos (primarios y secundarios) de acuerdo con su sensibilidad de detonación. Los componentes mas volátiles llamados explosivos primarios se usan únicamente en detonadores (figura 4.3). Los explosivos secundarios son menos volátiles, no son tan sensibles a la detonación ya que se funden en forma granular bajo altas presiones durante su manufactura o diseño de las cargas formadas.

El detonador resuelve el problema de las características no sensibles de los explosivos, usa un dispositivo eléctrico o mecánico para iniciar la detonación del explosivo primario, la corriente eléctrica produce una flama que inicia la detonación y la velocidad resultante es de 3 000 m/s con presiones de 500 000 lb/pg², que son las adecuadas para iniciar la detonación secundaria. La carga formada tiene únicamente un explosivo secundario. Sólo los explosivos secundarios son usados en el cordón detonante y en la carga formada.

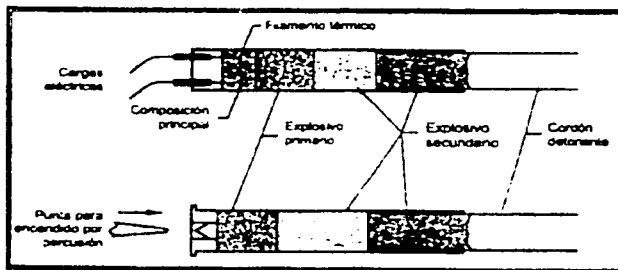


Figura 4 3 Esquema de los detonadores eléctricos y de percusión

Función de la carga formada - Comprende tres partes básicas: el Liner, la cubierta o contenedor y el explosivo, dividido en la carga principal e iniciadora o del cebador. El liner es cónico o parabólico y está hecho de una aleación de cobre derretido o una mezcla presurizada de cobre, plomo y otros (figura 4 4 A y 4 4 B).

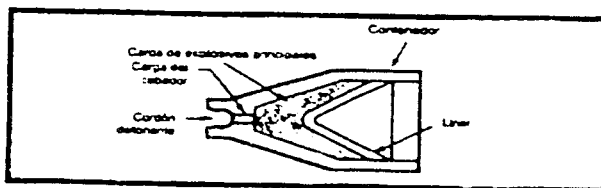


Figura 4 4 A Componentes típicos de la carga

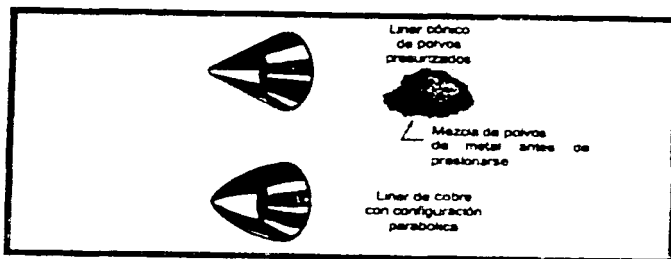


Figura 4 4 B Liners típicos

El explosivo principal comúnmente es RDX (ciclotrimetileno trinitramina) o HMX (ciclotetrametileno tetranitramina) en operaciones de rutina o también puede ser HNS (hexanitrostilbeno) o PYX (dinitropirideno) que se aplica en pozos de alta temperatura. El cebador es una pequeña cantidad del mismo detonante el cual es más sensible a los golpes asegurando su detonación.

Cuando se enciende las grandes presiones que se ejercen sobre el liner (figura 4 5) impulsan o colapsan el interior del liner hacia su eje. A medida que los elementos del liner alcanzan el eje, éstos se funden y forman un jet (chorro de partículas del material del liner). el jet puede ser considerado una muy rápida vara de metal en movimiento, excepto que la formación del jet es un fenómeno que cambia su longitud durante el disparo.

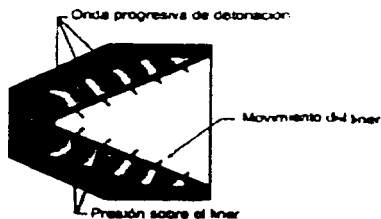


Figura 4 5 Fuerza de detonación sobre el liner

Es necesario considerar que cerca del 25% del material del liner es convertido a jet el demás puede causar daño al taponar el disparo recién hecho figura 4 6

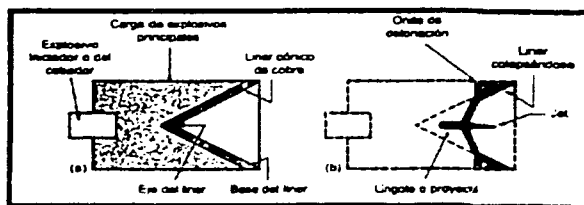


Figura 4.6 Colapso del Liner y formación del Jet

4.2.2 CONDICIONES DE DISPARO

Las condiciones a las que se realizan los disparos son dos

Bajo balance - Es la acción de disparar con presión más baja en el pozo que la presión a la que se encuentre en la formación, se crea un ambiente donde la formación hace que el flujo de los fluidos hacia el pozo sea de forma inmediata; proporcionan una óptima limpieza de los disparos y un mínimo daño

Sobre balance - Presión del pozo mayor que la presión de formación, los fluidos de perforación o terminación y otras partículas continúan perdidas en la formación, están en función de las condiciones que se esperan después de los disparos (fluidos en poros, presión de formación y la presión hidráulica de los fluidos de terminación), se requiere de especial cuidado en la selección del fluido del fondo del pozo y de los métodos de limpieza

En el caso de una terminación en sobre balance la presión de formación es menor a la presión hidrostática, ocasionando que los orificios se taponen con residuos de carga. Mientras que en una terminación bajo balance la presión de formación es mayor a la presión ejercida por la columna de fluido, en este caso los residuos de las cargas y la zona comprimida por el disparo pueden ser expulsados del orificio, en general se recomienda disparar en condiciones bajo balance, sin embargo, usar presiones diferenciales altas e inadecuadas provocan arenamiento o finos a la formación obstruyendo el flujo, la magnitud de la presión diferencial para disparar en condiciones bajo balance esta en función de la permeabilidad de la formación y del tipo de fluidos de terminación, se puede calcular mediante las siguientes formulas

Pozos de gas

$$P_{dif} = \frac{3500}{k^{0.37}}$$

Pozos de aceite.

$$P_{dif} = \frac{2500}{k^{0.17}}$$

P_{dif} = presión diferencial
 k = permeabilidad e la formación en md

4.2.3 DENSIDAD DE LOS DISPAROS ¹⁵

La densidad de los disparos - Un incremento en el número de orificios por pie produce un incremento notable en la RP, en su mayoría las pistolas están diseñadas para densidades de 4 disparos por pie, existen pistolas especiales de 12 agujeros/pie, cuando el caso lo permite.

La siguiente figura 4.7 muestra el efecto de penetración y densidad de cargas sobre la RP.

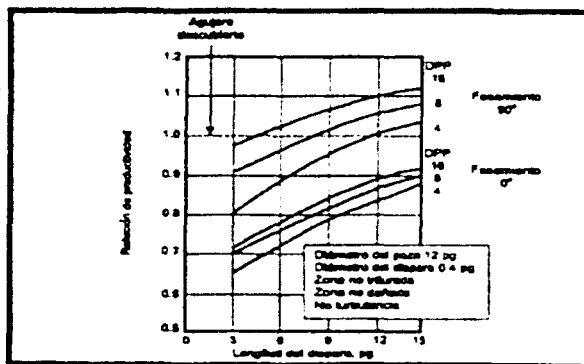


Figura 4.7-Efecto de la densidad y la longitud de la perforación en la relación de productividad

Existen otros factores que influyen en la RP como es el daño a la formación por filtrado de fluidos, compactación de la zona disparada etc, pero la fase angular entre perforaciones sucesivas tiene gran influencia para sistemas de 0° a 90° con la misma penetración existiendo una reducción del 10 al 12 % en la RP (figura 4.8)

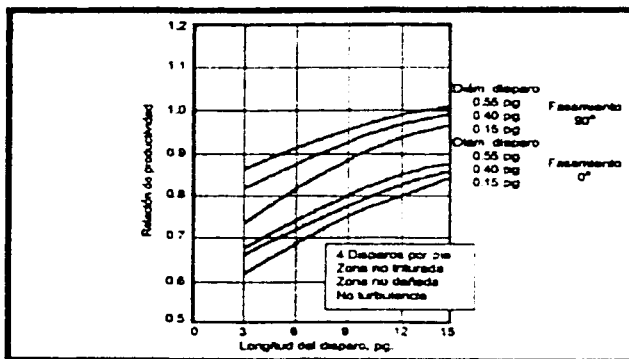


Figura 4 8 Efecto del diámetro y la longitud de los disparos en el índice de productividad

Ejemplo: Se requiere disparar el intervalo productor de gas y condensados a 3015 – 3075 m en una roca caliza con permeabilidad de 4 md, el registro sónico dipolar muestra una resistencia a la compresibilidad de 12400 psi, con una presión de yacimiento de 4000psi, la profundidad interna del pozo es de 3100m, se utilizarán pistolas de 21/8 pg (según API RP 43) en cemento con resistencia de compresión de 5 000psi, el fluido de terminación es agua

$$Pen = 18 * e^{(0.086 * (5-2.14))} = 9.53 \text{ pg}$$

Aplicando la ecuación para pozos de gas en condiciones bajo balance es

$$P_{dif} = \frac{3500}{4^{0.37}} = 2095 \text{ psi}$$

La profundidad del pozo es 3100m, será terminado con agua dulce ejerciendo una hidrostática al nivel medio del disparo 304.5 kg/cm² (4,330 psi), requiriendo aplicar 2,095 psi de diferencia (2,235 psi) y el nivel de fluidos deberá encontrarse a 1 570 m, es decir, el pozo tendrá una columna de agua de 1 430 m

4.3 TIPO DE PISTOLAS.⁶

Existen tres tipos de sistemas pistolas Ported, Scalloped y Capsule, figura 4 9, las dos primeras se les conoce también como portadoras huecas las cuales pueden ser de

cargador hueco reutilizable desechable o también pueden ser pistolas completamente desechables, desechables de diámetro extendido y/o pistolas semi desechables, en todos los casos estas pistolas engrosadas son conductos tubulares sellados de espesor relativamente grueso que transportan los explosivos en su interior protegiéndolos del ambiente del pozo.

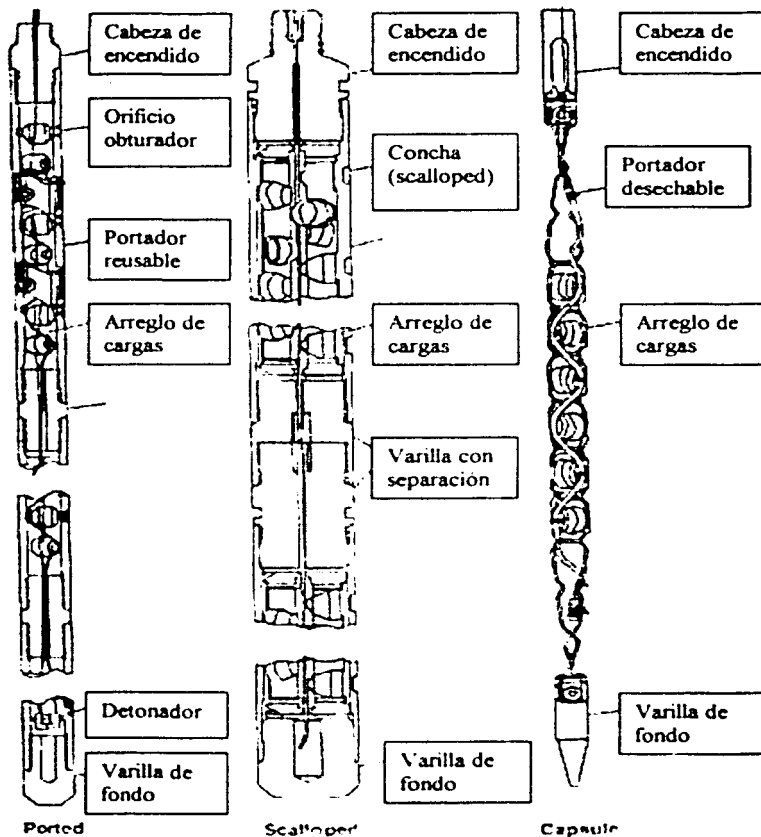


Figura 4.9 Tipos de sistemas de pistolas

Las pistolas ported.- Debido al orificio obturador posee una ventaja economica sobre la scalloped ya que puede ser utilizada hasta 100 veces, pero esta a su vez tiene que sellar individualmente cada carga, incrementando la posibilidad de fugas cuando se va bajando, si la pistola portadora hueca gotea y los explosivos son rodeados por fluidos al bajarlas, la pistola se rompería antes de disparar atorandose dentro de la tuberia, de ahí que solo son usadas cuando las condiciones del pozo no son tan demandantes, los limites son alrededor de 20 000 psi y 325 °F, se disparan en el fondo utilizando un detonador electrico inhabilitado para fluidos previniendo el problema de una pistola rota en el caso de una fuga inadvertida

Las pistolas escalloped.- son usadas en condiciones demandantes de diametro reducido con aparejo de produccion y balance negativo de presion, es la mas utilizada en México. Existe un amplio margen de tamaños, limites arriba de 300 000 psi y 5 000 °F, se pueden correr con linea de cable o un tubo son mucho menos susceptibles a las fugas, los intervalos mayores a 2700ft han sido disparados con este tipo de pistolas y una amplia variedad de mecanismos de disparos electricos, mecanicos e hidraulicos son disponibles ofrecen una fase de 0° a 180° y es particularmente usada en pozos profundos y de altas temperaturas

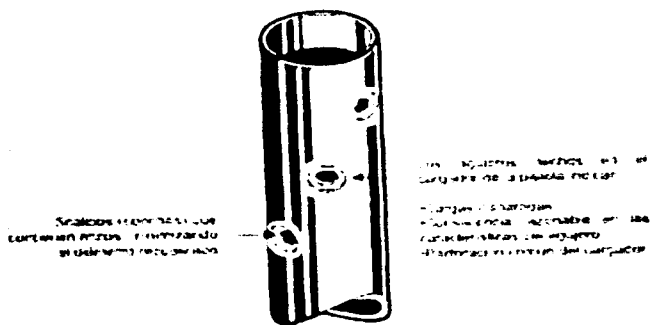


Figura 4 10. Pistola de cargador hueco desechable

Con la finalidad de una maxima eficiencia en los disparos es necesario se satisfagan en lo posible el mayor tamaño posible de disparos multidireccionales en una diferencial de presión suficiente entre la formacion y el pozo para permitir un flujo inmediato de los agujeros. Las condiciones son dificiles de lograr ya que la diferencia de presiones requiere el uso de un empacador, tuberia de produccion y equipo de presion

Las pistolas Capsule.- tipo energet consisten en cargas que estan encerradas o encapsuladas por una capa protectora, las cargas son fijas a un transportador que

generalmente es un conjunto de alambres, una tira flexible y son llevadas por un cable, esto permite llevar cargas más grandes pero su inconveniente es que el detonador y cordón detonante esta expuestos a efectos de liquido del pozo por lo que se considera semi-desechables; a diferencia de las pistolas huecas, la relación entre tiempo y temperatura al estar el tren explosivo expuesto a los efectos de presión y temperatura el único cambio de las pistolas capsule es usar cargas alargadas que articulan un pivote o un acarreador a través de una rotación de 90°, esto permite que las cargas permanezcan envueltas y pasar a través de tubos en el fondo del pozo, abriéndolos en el momento de disparar, permiten combinar las ventajas de diferencial de presión, tamaño de pistolas y de densidad de disparos (hasta 12 agujeros/pie), ofrece una sola fase de disparos, su uso se limita a temperaturas menores de 340 °f. La complejidad mecánica del equipo puede ser indeseable.

4.4 FACTORES EN LOS DISPAROS

Taponamiento de los disparos - el taponamiento de los orificios puede ser muy severo, con el uso de recubrimientos cónicos elaborados con metal pulverizado los residuos mayores han sido eliminados, los residuos de recubrimiento también se forman pero son acarreados al fondo del pozo en partículas del tamaño de arena, los orificios tienden a llenarse con roca triturada de la formación, con sólidos de lodo y residuos de las cargas que se remueven por el contra flujo, en formaciones estratificadas, como lutitas y arenas un gran numero de orificios permanecen taponados en incluso evitan drenen algunas zonas

Para la limpieza de los orificios en arenas no consolidadas se emplean herramientas de sondeo instantáneo y las lavadoras de disparo, de no tener éxito se procede al uso de las bolas selladoras que desplazan el lodo a través de las fracturas, otra opción es la acidificación que no limpia totalmente los orificios, en rocas carbonatadas es mas efectivo al disolver pequeñas cantidades de roca abriendo otros disparos

Efectos de la presión diferencial - se ha mencionado que al disparar lodo con una presión diferencial hacia la formación los orificios se llenan de sólidos del mismo sólido y residuos de carga, los primeros son muy difíciles de remover, aun cuando se dispare en fluidos limpios (aceite o agua) las partículas procedentes de las arcillas los residuos de cargas u otro tipo genera taponamientos

En formaciones carbonatadas es comun encontrar altas productividades y bajas presiones de fracturamiento de los disparos, si estos se realizan en HCl con una pequeña diferencial de presión hacia la formación la lenta reaccion del acido acético con las formaciones calizas obliga a dejarlo un tiempo aproximado de 12 horas despues de los disparos

Si los disparos se realizan con una presión diferencial hacia el pozo y con fluidos limpios se obtiene una buena limpieza de los disparos, siendo el mas utilizado en formaciones de arenisca y rocas carbonatadas

Efecto de la resistencia a la compresión - la penetración de las cargas y tamaño de los disparos se ven reducidas severamente a medida que aumenta la resistencia de la roca, formación, compresibilidad de la tubería de revestimiento y cemento, mientras que en los tipos de bala son más severos.

Densidad de los disparos - la densidad de los disparos generalmente depende del ritmo de producción requerido, permeabilidad de la formación y la longitud del intervalo disparado para pozos con alta producción de aceite y gas y la densidad de los disparos debe permitir el gasto deseado con caídas de presión razonable, lo recomendable es 4 cargas/ pie de 0.5 pg, siendo satisfactorio uno o dos disparos por pie para pozos de baja producción. En pozos que serán fracturados los disparos se planean para permitir la comunicación con todas las zonas desecadas, para zonas de consolidación de arenas se prefieren 4 disparos/ pie con de diámetro grande, terminaciones con empaque de grava se prefieren de 4 a 8 disparos por pie de 0.75 pg de diámetro o mayores.

Costo - El costo es muy variable pero en general son inferiores al usar bajas densidades de disparo, el uso de pistolas que se corren a través de la tubería de producción permite el ahorro de tiempo.

Limite de presión y temperatura - las presiones en el fondo pueden limitar el uso de algunas pistolas con cargas expuestas, sin embargo, pocos pozos son disparados cuando la presión es un problema. En general las cargas no deben emplearse en temperaturas del orden de 300°- 400°F.

4.5 SELECCIÓN DEL INTERVALO A DISPARAR.

Para determinar el intervalo a disparar se realiza un análisis detallado de la información que se tiene del pozo, la geología regional, estructural, caracterización del yacimiento, mecanismos de empuje, de las propiedades del sistema roca-fluidos, saturaciones, diseño de las intervenciones, diseño de la explotación y aspectos operativos entre otros.

A través de la descripción del yacimiento se conforman las características físicas probables del yacimiento, se determinan los límites, fallas, cimas, bases, distribución de presiones, saturación de fluidos, distribución de porosidad y permeabilidad, en resumen los aspectos geofísicos, petrofísicos y geológicos del yacimiento, así como también aspectos de operación.

En el diseño de la explotación es necesario tener en cuenta las estrategias con que será explotado el intervalo, toda información reunida deberá ser considerada para obtener un diseño o elección adecuada y por último, basándose en los diferentes tipos de registros

geofísicos se elegirá el intervalo a disparar, por otra parte no olvidar el aspecto operativo que contempla la viabilidad de las operaciones (estado mecánico del pozo, geometría, ubicación, seguridad entre otras)

Básicamente la selección del intervalo productor, es función del tipo de yacimiento, del mecanismo de empuje que pueda prevalecer, de las propiedades roca-fluidos del yacimiento (análisis PVT), la determinación de la variación de las saturaciones de fluidos con la profundidad y del espesor de la zona de transición

Registros Geofísicos en la selección del intervalo a disparar - Los registros geofísicos intervienen en varias etapas de un pozo, proporcionan información sobre parámetros de espesor del yacimiento, porosidad, saturación de fluidos, litología, ambiente geológico de depositación, presión, permeabilidad, etc

a) Registro de resistividad.- La resistividad de la formación o su recíproco (conductividad), es uno de los más importantes en los pozos. La resistividad se puede definir como el grado al cual una sustancia resiste al flujo de una corriente eléctrica. La saturación de agua y la saturación de hidrocarburos están basados en los valores de resistividad

b) Registro de inducción eléctrica - La presentación del registro de inducción eléctrica incluye una curva SP, 18" normal, 18" normal amplificada y la curva de inducción en escala de conductividad y de resistividad

El SP ayuda en la definición de la capa, en la determinación de la resistividad del agua de la formación (R_w) y también proporciona información litológica. La curva normal ayuda en la determinación de la resistividad de la zona invadida (R_i), proporciona datos excelentes de correlación. Las curvas de conductividad y de resistividad son efectivas en la determinación de la resistividad real (o resistividad en la zona no contaminada) de la formación (R_t) y la saturación (S_w)

REPARACIÓN DE POZOS.^{4,6}

5.1 CONCEPTO.

La etapa de producción de un pozo requiere de una serie de operaciones que constituyen su terminación, mientras que durante su vida productiva se hace necesario su re acondicionamiento para aprovechar la energía del yacimiento y eliminar problemas mecánicos que impidan su producción e inyección

La reparación de un pozo se considera como las intervenciones realizadas en los pozos para mantener la producción, mejorar la recuperación de hidrocarburos o cambiar el intervalo productor. Dentro de la reparación de un pozo se pueden identificar dos tipos principales: Reparación mayor y Reparación menor.

5.1.1 REPARACIÓN MAYOR.^{11,12}

Se considera así a toda intervención en el pozo donde se interviene el yacimiento modificando sustancialmente y definitivamente las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección.

Algunas de las operaciones que se consideran como reparaciones mayores son:

a) Cambio de Intervalo por Invasión de fluidos no deseado.

Es el aislamiento del intervalo en forma temporal o definitiva, se utilizan taponés mecánicos o de cemento, el equipo utilizado es el convencional de reparación con tubería flexible, unidad de registro o aparejo de producción.

b) Obturamiento de intervalos por baja productividad o alta relación agua-aceite o gas-aceite.

Al abatirse la presión del yacimiento su producción declina o sus relaciones agua-aceite, gas-aceite han aumentado a límites económicamente no manejables y se hace necesario obturarlo con cementaciones a presión.

c) Incorporación y ampliación de intervalos.

Al realizar pruebas de variación de presión y análisis nodal se determina la existencia de daño por convergencia de fluidos que se corrige al redisparar o mediante la

ampliación del intervalo productor, también cuando existen arenas productoras con presión de fondo similar.

d) Obturamiento parcial de intervalos.

Se conoce como exclusión y es la obturación del intervalo de manera intencional y con la finalidad de evitar la producción de fluidos no deseados, se origina por una diferencia en la movilidad de los fluidos en el yacimiento

La explotación no adecuada del yacimiento provoca mayor movimiento y producción de los fluidos (gas-agua) ocasionando problemas en la producción, requiriendo reacondicionar el pozo obturando parcialmente el intervalo

Existe diversas técnicas para hacer exclusiones, como la aplicación de cementos micro finos combinados con sistemas de geles, permitiendo mayor penetración en la formación y espacios restringidos como canales, fracturas o micro ánuos

e) Reentradas.

Existen casos donde un pozo deja de ser productor y todavía hay zonas sin drenar se abren "Ventanas" al pozo y se redirecciona aprovechándose de la infraestructura, la profundidad de la ventana corresponde al punto de inicio de desviación y depende de los requerimientos planteados en el objetivo de la intervención

Para abrir la ventana se puede utilizar un cortador de tubería hidráulico o mediante una cuchara mecánica y una sarta de molienda diseñada para abrir una ventana en un costado de la tubería de revestimiento

f) Profundizaciones.

Esta intervención se realiza cuando los pozos son terminados en la cima de la formación productora o cuando se tiene antecedentes de acumulación de hidrocarburos a profundidades mayores. Cuando se tienen un pozo con intervalos abiertos y se desea una profundización es necesario obturar todos los intervalos y probarlos hidráulicamente para garantizar la hermeticidad del pozo antes de efectuar la profundización

g) Taponamiento definitivo.

Una razón es cuando el pozo ha terminado su vida productiva colocando taponés entre 150 y 200 metros Otra razón será en pozos exploratorios de manera intencional cuando resultan secos, tratando de recuperar la mayor cantidad de tubería de revestimiento, una tercera razón es cuando en la reparación suceden accidentes mecánicos que hacen incosteable la reparación.

h) Daño a la formación productora

Durante la perforación, terminación o reparación de pozos se utilizan distintos fluidos de control (fodos), causando en mayor o menor grado una alteración en las propiedades petrofísicas de la zona productora o vecindad del pozo. Esta alteración se traduce como un daño a la formación, la que se clasifica como daño somero o severo. Figura 5 1

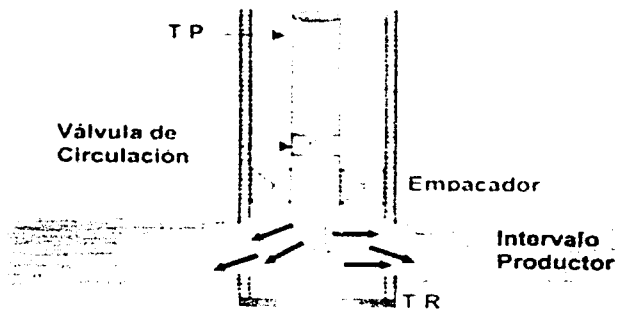


Figura 5 1 Daño a la formación productora

i) Cementaciones primarias defectuosas

Estos problemas pueden causar comunicación en zonas productoras con otras zonas no deseables, debido a la canalización del cemento, propiciando la falta de control de los hidrocarburos producidos con la presencia de fluidos no deseados. Figura 5 2

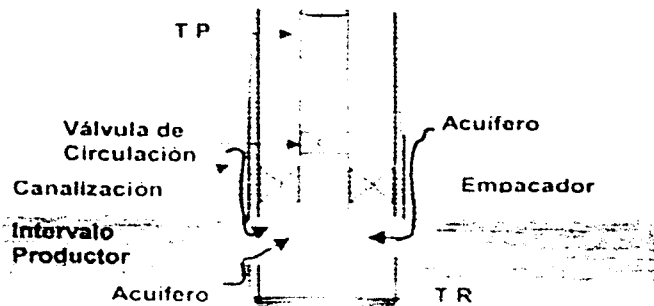


Figura 5 2 Cementaciones defectuosas

5.1.2 REPARACIÓN MENOR.^{11,12}

Es aquella intervención cuyo objetivo es corregir fallas en el estado mecánico del pozo sin intervenir el yacimiento, restaurando las condiciones óptimas del yacimiento, algunos casos son

a) Reacondicionamiento del aparejo de producción o inyección.-

Para la programación de las operaciones de mantenimiento se requiere información básica del pozo como es tipos y características del aparejo de producción, diámetros y longitudes de tubería, profundidad del empacador, diámetro y profundidad de las válvulas de inyección; con esta información el Ingeniero efectúa un análisis de los esfuerzos a los cuales estará sometido el aparejo y determinar el tipo de rosca, peso, grado, tipo de tubería, considerar el H₂S y CO₂ producidos, por otra parte es fundamental considerar el análisis de esfuerzos, las operaciones futuras como estimulaciones, limpieza e inducción, que generan elongaciones y contracciones del aparejo

b) Limpieza del pozo.

Los cambios de temperatura, presión, composición química del aceite y contacto con sustancias de bajo pH propician desequilibrio y precipitación de sustancias asfálticas y parafínicas que se depositan dentro de la tubería obturandola

Una práctica para la remoción y limpieza tanto del aparejo como del fondo del pozo es utilizar la unidad de tubería flexible con bombeo de fluidos para acarreo, desincrustaciones o limpiado, así como correr herramientas de limpieza a través del aparejo

c) Corrección de anomalías de tubería de revestimiento.

Las principales fallas en las TR son por desprendimiento, rotura o colapso, que son causados por fatiga o desgaste del acero, corrosión o esfuerzo excesivo de la formación sobre la tubería, estas anomalías se pueden determinar y localizar con registros eléctricos o pruebas de presión con empacador y tubería de trabajo, se puede recementar o aislar con una TR de menor diámetro

d) Mantenimiento a conexiones superficiales.

Los lineamientos en seguridad y protección ambiental exigen que los pozos cuenten con conexiones en óptimas condiciones que con la operación y el paso del tiempo se van deteriorando hasta que es necesario reemplazarlas

e) **Fracturamiento.**- es un proceso en el cual la presión de un fluido es aplicado a la roca del yacimiento hasta que ocurra una falla o fractura conocido como rompimiento de formación; se crea un canal de flujo que provee un área adicional de drenaje. Existen diferentes tipos de fracturamiento

e) **Inducciones.**

Cuando los hidrocarburos no llegan por sí mismos a la superficie, se realizan métodos de inducción que disminuye la presión hidrostática a favor del yacimiento y que permite la manifestación en superficie. Actualmente se conocen varios métodos para inducir un pozo, su aplicación depende de las características y estado mecánico del pozo

f) **Empacadores y tuberías de producción dañadas o comunicadas.**

Las fallas en los empacadores pueden ser por un mal anclaje o por defectos de fabricación; para los empacadores permanentes, puede haber fallas en las unidades de sello, ya que estas se ajustan en el interior del mismo empacador y llegan a fallar por la excesiva corrosión que originan los fluidos. Figura 5.3

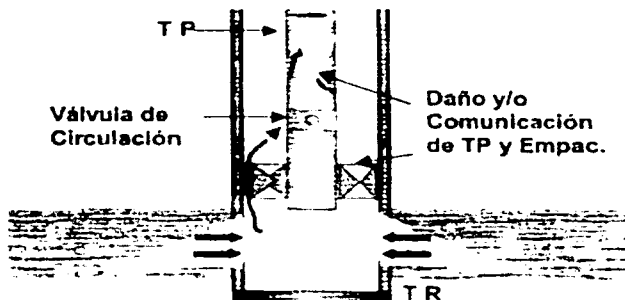


Figura 5.3 Empacadores y tuberías de producción dañadas o comunicadas

Operaciones adicionales.

En todo tipo de pozos en su mantenimiento ya sea mayor o menor se realizan algunas operaciones comunes que se consideran adicionales, sin embargo, antes de cualquier operación se hace necesario que el pozo se encuentre bajo control

Eliminación del árbol de válvulas e instalación de preventores.

Una vez controlado el pozo se deberá comprobar que se tiene el sistema de prevención completo y probado, se procede a la operación de desmantelamiento del árbol de válvulas e instalar y probar preventores con las líneas superficiales de control

Toma de muestras.

La recuperación de muestras es fundamental en la industria petrolera, se emplean diferentes técnicas de muestreo como muestreo de fondo (fluidos y sólidos) o a boca de pozo (fluidos). La técnica a usar dependerá de los requerimientos de análisis que se harán a las muestras

Problemas comunes.

Son consecuencia de las operaciones en el pozo como pescas, moliendas, perforaciones de tubería, vibraciones de sarta o corte de tubería, etc

5.2 CONTROL DEL POZO.

Antes de realizar cualquier operación en el pozo es indispensable que se encuentre totalmente bajo control, de lo contrario se corren grandes riesgos; para lograrlo se hace necesario bombear fluido contra formación con la densidad suficiente para que su columna hidrostática genere una presión mayor a la del yacimiento

Para el control de un pozo se requieren los siguientes datos

- a) Registro de presiones en el fondo
- b) Estado mecánico del pozo, condiciones y características del aparejo de producción y tubería de revestimiento
- c) Características de las conexiones superficiales de control y certificación de la prueba de conexiones superficiales
- d) Características y capacidades del volumen y presiones del equipo de bombeo
- e) Conocer si el pozo admite y si es así, con que presión se controlara el pozo hasta la camisa o se regresaran los fluidos contra formación

Con la información obtenida se determina el tipo, características y propiedades del fluido a emplear, la presión inicial y final de circulación, máxima presión permisible durante el control y volumen necesario de lodo

5.3 INDUCCIÓN.

La inducción consiste en disminuir la presión hidrostática del fluido de lavado (agua) pudiéndose realizar de las siguientes formas

Inducción con sonda - Consiste en originar un efecto de succión, introducir una sonda, por medio de un cable

Se debe determinar la profundidad a la cual introducir la sonda para que esta pueda sostener el peso de la columna hidrostática, va unida por el cable del tambor superior del malacate

Inducción con nitrógeno - Es común que en algunas operaciones como terminación, acidificaciones, fracturamiento, restablecimiento de flujo, etc. el fluido del espaciador y tubería de producción o nada más el que está en el interior de la tubería de producción se requiera cambiar momentáneamente, haciéndose rutinario el sistema de sondeo, desde hace tiempo se ensayo con algunos gases que con su expansión proporcionarían el mismo resultado que el sondeo encontrándose que el más adecuado es el nitrógeno con las siguientes ventajas

- 1.- Es un gas inerte, se eliminan posibilidades de incendio
- 2 - Se mantiene en estado gaseoso a presiones elevadas de hasta 703 kg/cm^2 (10000 lb/pg²)
- 3.- Tiene alta relación de conversión de líquido a gas
- 4.- Se obtiene como subproducto del oxígeno eliminándolo y lanzándolo a la atmósfera, por tanto su precio no es muy elevado
- 5.- Poco soluble como gas en el agua o aceite, utilizando al máximo su energía
- 6.- Elimina el sondeo, ahorrando tiempo considerablemente
- 7.- Se obtiene un regreso rápido de los fluidos inyectados a la formación penetrando más

Los factores que intervienen en el uso del nitrógeno son

- Presión de la formación
- Presión que ejerce la columna de fluido que se trata de desalojar de las tuberías
- Volúmenes de las tuberías

- Volumen necesario de nitrógeno
- Presión a que se maneje el nitrógeno
- Objetivo de trabajo que se programe

La inducción con nitrógeno se hace de las siguientes formas

a) **Terminación normal sencilla con TP franca sin empacador.**- Con el pozo disparado, lleno de agua, con aparejo de producción y árbol de válvulas. Por una salida de la tubería de producción se bombea N_2 para desplazar agua, saliendo por la tubería de revestimiento, en el momento que el N_2 esté próximo a llegar a la parte superior del espacio anular, éste se estrangula y continúa bombeando nitrógeno hasta desplazar totalmente el agua, se depresiona la tubería de producción para permitir la entrada del fluido de la formación al pozo

b) **Terminación normal con empacador sin válvula de circulación en TP.**- Con el pozo disparado, sin válvula de circulación, empacador sin anclar, y el árbol de válvulas levantado del cabezal de producción, se abre la válvula lateral del árbol, se abre una o las dos salidas del cabezal de producción, se bombea N_2 por la TP hasta desplazar la columna de agua, se cierran las válvulas del árbol y del cabezal, se descarga el N_2 de la TP

c) **Terminación sencilla, con empacador y válvula de circulación.**- Pozo disparado lleno de agua, aparejo de producción y árbol de válvulas, se abre con línea la válvula de circulación de la TP, se abre una de las válvulas de la TR, se bombea N_2 por la TP hasta desplazar el agua, se cierra con línea la válvula de circulación, se descarga por la válvula lateral del árbol el N_2 y se estrangula

d) **Terminación doble con tubería de producción, dos empacadores y válvulas laterales de circulación.**- Con el pozo disparado lleno de agua, aparejo de producción, válvulas de circulación, árbol de válvulas y lubricadores instalados sobre el árbol, con la válvula de circulación abierta en la TP de la rama inferior y la correspondiente a la rama superior del árbol abierta, se bombea N_2 por la TP larga, desplazando el agua de la TP larga y de la TP corta, se cierra la válvula de circulación de la tubería de producción larga, se descarga separadamente el N_2 de las tuberías de producción para permitir que fluyan los dos horizontes disparados figura 5-4

5.4 LIMPIEZA DE APAREJO DE PRODUCCIÓN O INYECCIÓN.

Los cambios de temperatura, presión, composición química del aceite y el contacto con sustancias de bajo pH, propician desequilibrio provocando la precipitación de

sustancias de asfalto y parafinas, depositandose en las tuberías llegando a obturarlas parcialmente o totalmente

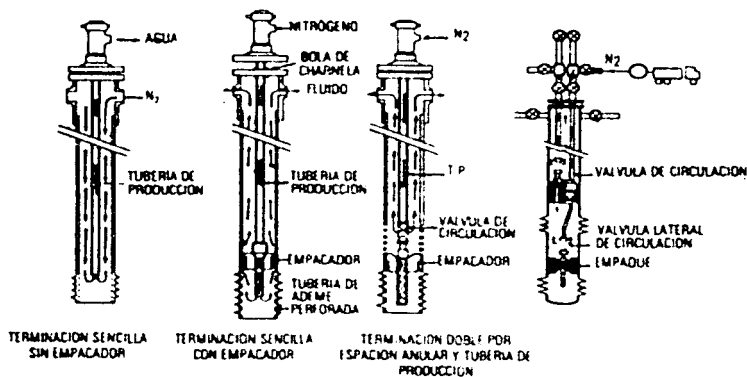


Figura 5.4 Inducción con nitrógeno a través de los diferentes estados mecánicos

Para la limpieza del fondo en formaciones como areniscas consolidadas productoras junto con los hidrocarburos, pequeñas partículas de arena o sedimento se depositan en el fondo obstruyendo el intervalo abierto, generan tapones dentro de la tubería disminuyendo el flujo hasta dejar de producir. En la práctica es común el uso de tubería flexible con bombeo de fluidos para acarreo, desincrustantes o limpiadores, así como correr herramientas de limpieza a través del aparejo de producción, bajando la tubería flexible con circulación del fluido que se va a utilizar, removiendo y limpiando hasta dejar libre el aparejo de producción o el fondo del pozo a la profundidad deseada.

Los fluidos de regreso del pozo se dirigen al quemador, se debe evitar parar el bombeo evitando así el atrapamiento de partículas, en el caso de parafinas o incrustaciones se utilizan herramientas cortadoras o de remoción hasta dejar libre el aparejo.

5.5 PRESENCIA DE AGUA.⁶

En la producción de hidrocarburos la producción de agua es esperada e igualmente necesaria en la fase inicial de vida del yacimiento o pozo. El ingeniero petrolero decide cuando dar solución a la presencia de agua (figura 5.5)

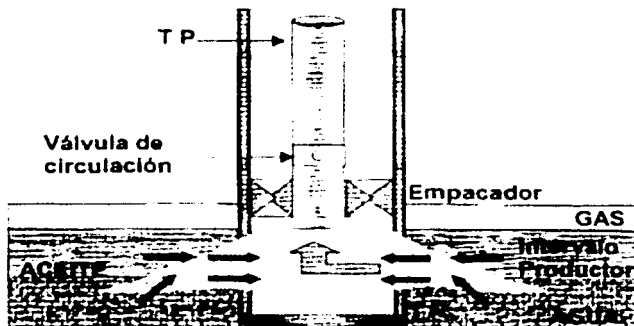


figura 5.5 Invasión de agua

La presencia de agua excedente puede ser ocasionada por el agotamiento natural del yacimiento o por la conificación de agua. Si los costos asociados con un valor de producción de agua permiten una gama aceptable de gas o aceite, la producción de agua se considera aceptable.

Los factores como regulaciones impuestas, equipo de superficie y valor de transporte pueden limitar el valor de la producción máxima de un pozo o grupo de pozos, también la producción de agua puede reducir seriamente el valor de producción de aceite.

El valor total de producción de agua no deberá exceder el valor máximo de disposición que es definido por los volúmenes permisibles de descarga de agua, el gasto limitado del separador, la cantidad de agua que puede ser transportada eficientemente desde la instalación, el flujo a través de la tubería disponible y el gasto al cual el agua pueda inyectarse.

Un corte en el incremento del agua puede incrementar significativamente la hidrostática en la cabeza del pozo, si el pozo produce a gastos máximos de agua el gasto de agua se incrementa declinando el gasto de aceite.

Otro problema que ocasiona el agua es la acumulación de incrustaciones de diversas maneras, así como la corrosión incrementa las corrosiones. El agua de formación en

muchos casos contiene Bario y Estroncio mientras que el agua de mar contiene sulfato; la mezcla de estos químicos incrementan la probabilidad de incrustaciones, en pozos con producción de agua de formación y agua de mar es frecuente su obturación con incrustaciones en cuestión de semanas, se hace necesario entonces no solo conocer cuanta agua y los mecanismos de producción de agua que existen

5.5.1 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE AGUA.⁶

Fugas en TR - Pueden ocurrir en la tubería y en las juntas, son frecuentemente ocasionadas por las pobres terminaciones, conexiones inadecuadas de las juntas o la incompatibilidad de las tuberías con las condiciones del pozo, un indicador de éste problema es el incremento rápido de los sólidos en suspensión.

Canalizaciones de la TR - La pobre cementación de la TR produce canalizaciones entre el cemento de la TR y el espacio anular-formación, se puede presentar en cualquier etapa de la vida del pozo y son observadas por un rápido incremento en la producción de agua inmediatamente después de un tratamiento de estimulación o un incremento inesperado de sólidos en suspensión después de la terminación.

Terminación dentro del agua - Se presenta cuando los datos disponibles son mal interpretados, de pobre calidad o no disponibles, un síntoma de terminación en agua origina un incremento inesperado de sólidos en suspensión inmediatamente después que inicia la producción.

Agua de Fondo - Este solo se presenta en mecanismos de producción de agua, cuando un yacimiento tiene acuífero activo y su producción de aceite esta en función de la depresión del yacimiento, el agua desplaza el aceite lentamente y los pozos del campo inician lentamente la producción de agua.

Rompimiento de barreras - Las barreras naturales de baja permeabilidad como las lutitas, algunas veces son separadas por la zona de aceite de un acuífero, esta barrera al romperse, fracturarse o disolverse por acidificación matricial o mientras se dispara presenta un alto ritmo en los gastos de producción de agua.

Cronificación y crestas - En un yacimiento con agua la presión de arrastre del agujero tenderá a elevar el agua hacia arriba, si existe un pozo vertical produce en forma cónica, mientras que en un pozo horizontal la forma es similar a una cresta de onda, ambos casos se pueden evitar si se produce a un ritmo crítico, que es el máximo valor de producción de agua.

Comunicación entre un pozo inyector y un productor - Las fracturas naturales pueden poner en comunicación a los pozos, permitiendo al agua fluir a través de estos canales.

5.5.2 PREVENCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA.*

La excesiva producción de agua puede ser tratada antes de la terminación o bien al llegar a ser un problema. Los doctores promocionan la prevención, lo mismo podría decirse de un Ingeniero petrolero en la producción de agua. Los simuladores son extremadamente útiles en decisiones siendo las opciones de prevención más exitosas.

Prevención de fugas en TR - Se puede prevenir con una selección adecuada de tubería que resista la exposición a largo plazo de la presión calculada, temperatura y ambientes químicos que puedan existir en el subsuelo.

Prevención de canales detrás de la TR - Un buen trabajo de cementación primaria usualmente previene canales detrás de la TR.

Prevención de conificaciones y crestas - Como la conificación y crestas resultan de una baja presión del agujero al contacto agua aceite, las técnicas involucran caminos para minimizar el arrastre en el contacto agua aceite.

Fracturamiento - Fracturar un intervalo disparado para prevenir la conificación no ha sido muy exitoso, si se diseña adecuadamente puede ayudar a disipar el arrastre en el pozo de una forma parecida al del pozo horizontal.

Barreras artificiales - La colocación de una barrera impermeable artificial puede reducir gradualmente las tendencias a conificación y aumentar el valor de producción de agua libre en los pozos, barreras artificiales de gel se usan frecuentemente para disminuir la conificación.

Terminación doble - Los pozos pueden producir en zonas de agua y de aceite previniendo la conificación, cuando ambas zonas producen, dos sarts de producción son usadas para separar el aceite y el agua, se les llama "terminaciones dobles" y estas reducen el costo superficial de agua producida.

Tratamientos:

Cuando un sello es colocado apropiadamente en una zona, toda la producción de la zona tratada es cerrada. Existen dos clases de zonas sellantes pozos y de matriz. Los sellantes de pozo pueden ser químicos gelantes resistentes o cementos. Los sellantes mecánicos son generalmente empacadores o de camisas deslizables y son aplicados dentro de la terminación o corridos dentro del pozo después de que ocurre una excesiva producción de agua.

Tapones mecánicos

Incluyen empacadores y dispositivos de deslizamiento, pueden ser colocados dentro del tubing e inflados o cerrados por medio de líneas de acero o dispositivos de deslizamiento, son más útiles cuando hay un pequeño efecto potencial para el flujo de agua hacia otra sección del pozo.

Tapones de arena

Pueden ser colocados en el fondo del pozo para reducir o cerrar la producción del intervalo. El tamaño del tapón y del cedazo pueden ser ajustados para cerrar totalmente o tapar parcialmente, cuando se requiere un sello total la última porción del tapón puede ser mezclado con cemento.

Cementos base agua

Estos incluyen cementos ultrafinos como estándares, el tamaño de los cementos ultrafinos permiten una penetración más completa dentro de los microcanales.

Cementos base hidrocarburos

Incluyen ultrafinos, pero son mezclados usualmente con diesel. Contiene materiales con superficie activada que les permiten absorber agua de una fuente externa. Los base hidrocarburo son diseñados para ser colocados en cualquier parte del pozo, pero solo se colocan en donde habrá contacto con agua.

Silicatos activados externamente

Estos comprenden dos etapas. La primera contiene un material que puede sellar instantáneamente un silicato al contacto, la segunda etapa contiene una fuente de silicato, son bombeados con espaciadores inertes para mantenerlos separados hasta alcanzar el área de interés, los geles resultantes son sólidos rígidos y frágiles.

Silicatos activados internamente

Son generalmente colocados como soluciones ligeras base agua, una fuente de silicato y un activador. El tiempo de sello de los silicatos depende del pH y la temperatura.

Los silicatos activados internamente y más comunes son controlados a través del pH, considerando la temperatura del fondo del pozo y su gradiente.

5.6 ARENAMIENTO.

Los yacimientos de arena no consolidada provocan arenamientos en los pozos debido al acarreo de la arena por el fluido, ocasionando una reducción parcial o total en la capacidad productiva del pozo (Figura 5.6)

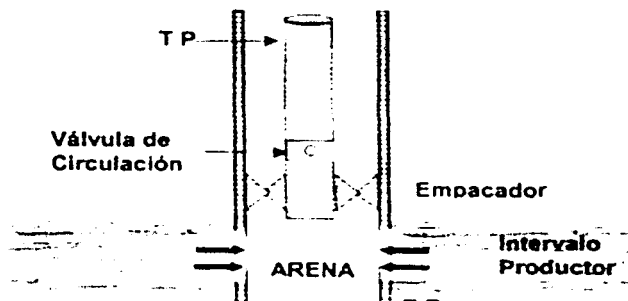


Figura 5.6 Acumulación de arena en el intervalo productor

Existen dos métodos para el control de arenamientos: consolidación con materiales químicos y retención mecánica. El primero es la inyección de una resina al yacimiento, consolida los granos de arena, no es muy recomendable debido a su costo principalmente en pozos con arenas lutíticas.

El segundo método es el mecánico y el más usado, se basa en la colocación y engravamiento de un cedazo en frente de la formación productora.

Los pozos ademados y con arena se pueden limpiar por circulación con una tubería franca, en su extremo inferior un niple de aguja, (tubo cortado en forma transversal). Además debe usarse barrena y escareador, para acondicionar la tubería enfrente de los

disparos y evitar que se dañe el cedazo al bajarlo. En pozos de baja presión de fondo, que no permiten un fluido de circulación, el desarenamiento se efectúa con una cubeta mecánica con el cable de sondeo o línea cerrada, es muy lento y no es económico.

En las zonas que no tienen tubería de revestimiento frente a la zona productora la preparación consiste en ampliar el agujero poco más de 6 pg más que el diámetro de la última TR cementada, se cambia el fluido por uno que no dañe la formación y evite el taponamiento de grava o del cedazo.

Durante la limpieza se toman muestras de la arena para su análisis granulométrico, que ayuda a determinar el tamaño de grava por usar y permite diseñar el cedazo adecuado.

5.6.1 DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO DE GRAVA Y DEL CEDAZO

Una vez lavada, seca y pesada la muestra se hace pasar por mallas o cribas tipo tyler de especificación conocida, se determina en cada malla el peso y porcentaje retenido de la muestra escogiéndose aquella que retiene entre 10 - 20 % de la muestra analizada que representa los granos mayores, los cuales alrededor del cedazo formarán un empacamiento gradual y natural de los granos más finos.

Cuando ya se ha determinado el tamaño de la malla se multiplica este valor por 5 y por 8 proporcionando el tamaño mínimo y máximo de la grava, el tamaño de la abertura de los cedazos se determina tomando la mitad del valor mínimo y máximo de la grava, teniendo la seguridad de que la grava que puede causar problemas no pasará a través del cedazo.

Descripción del equipo.- La longitud del cedazo será tal que cubra todo el intervalo abierto a la producción. Debe llevar en la parte inferior una zapata como guía de la sarta sellando la parte inferior de la misma, también se colocan a lo largo de la sarta centralizadores de plástico que permitan la recuperación del cedazo si es necesario, en su parte superior se coloca un cedazo corto o "chismoso", que servirá para la operación del engravado.

El equipo superficial para el bombeo de la grava consiste generalmente en la bomba de lodos del equipo de perforación o reparación y de un mezclador adicional formado por su recipiente o barril, un juego de válvulas y un manómetro, encima del cedazo corto se conecta una junta o niple acoplador, seguida de la junta colgadora, esta última tiene un dispositivo de desviación del fluido de circulación y un elemento empacador formado por copas de hule invertidas, a continuación se conecta una junta que lleva colgada una tubería

lavadora dentro de toda la longitud del cedazo y, por último se continúa con tubería de perforación o de producción. figuras 5 7 A y 5 7 B

**EMPACAMIENTO DE GRAVA EN EL AGUERO ABIERTO.
METODO DE CIRCULACION INVERSA.**

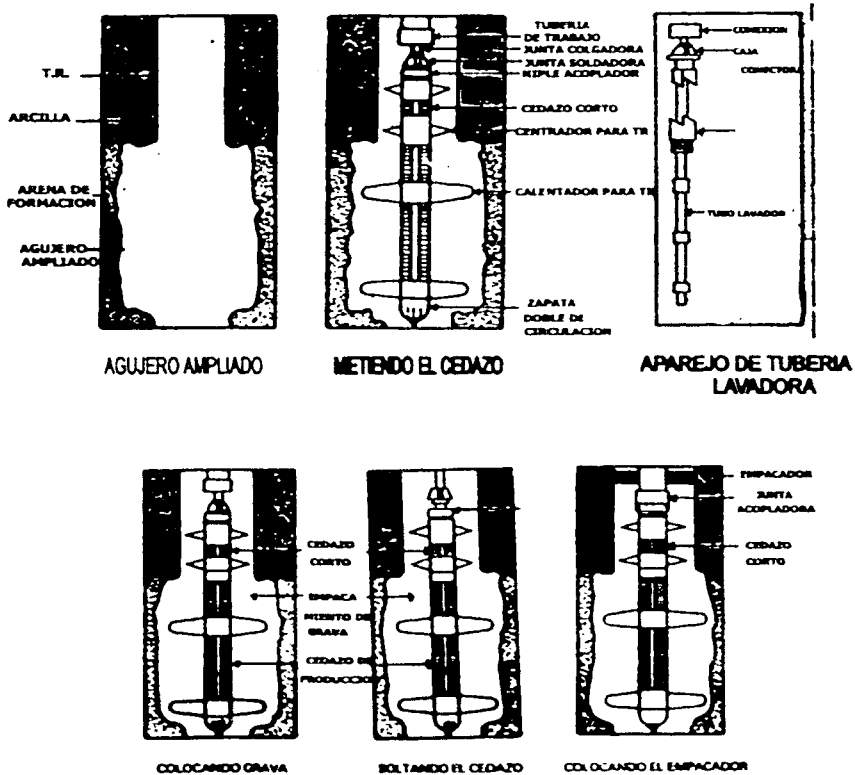


Figura 5 7 A Empacamiento en agujero descubierto

EMPACAMIENTO DE GRAVA EN AGUJERO ADEMADO METODO DE CIRCULACION INVERSA

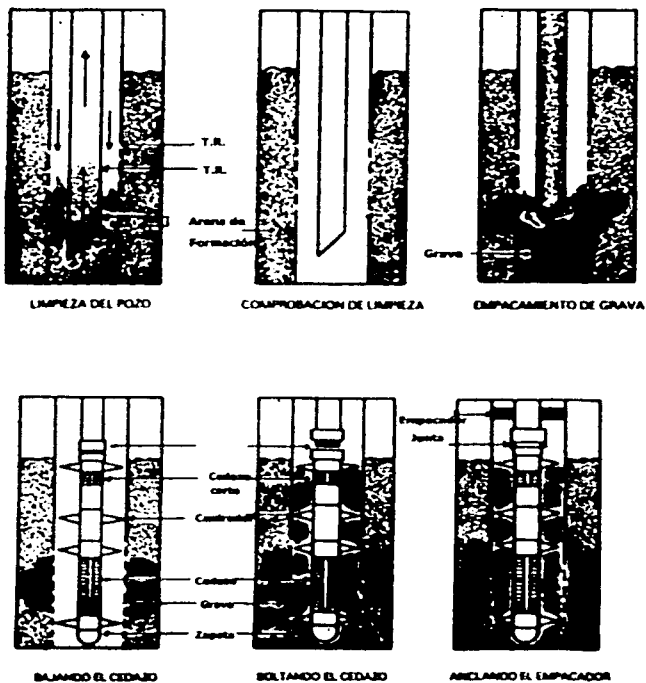


Figura 5 7 B Empacamiento en agujero ademado

ESTIMULACION DE POZOS.^{9 10 15}

6.1 CONCEPTO.¹⁵

La estimulación de un pozo es el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirve para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo o bien de este a la formación.

Estimular - Son las acciones que se llevan a cabo para incrementar la productividad o inyectividad de un pozo, introduciendo a la formación determinados materiales que permitirán establecer o restablecer las condiciones adecuadas para el flujo de los fluidos hacia el pozo y que se realiza a través de dos posibles procesos. La acidificación matricial y el fracturamiento hidráulico, diferenciándose por los gastos y presiones de inyección.

6.2 IMPORTANCIA DE LA ESTIMULACIÓN.

Una estimulación es vital en la vida de un pozo petrolero, ya que permite mejorar y/o prolongar la vida productiva del pozo, en estos años es tan común que se podría decir que la mayoría de pozos han sido estimulados.

Al estimular un pozo, se buscan diferentes objetivos dependiendo del tipo de pozo, es decir, si se trata de un pozo productor intentamos incrementar su producción, si es inyector, deseamos aumentar la inyección de fluidos como agua, gas o vapor para procesos de recuperación secundaria.

En los procesos utilizados se puede realizar la estimulación bajo dos condiciones o circunstancias, que se caracterizan por los gastos y presiones de inyección. Los gastos de inyección a presiones inferiores a la presión de fractura son característicos de la estimulación matricial, mientras que aquellas estimulaciones usando gastos a presiones superiores a la presión de fractura les corresponde el fracturamiento hidráulico.

Para definir estos rangos de gastos y presión es común realizar, antes de cualquier estimulación, pruebas de admisión o inyección en el intervalo productor, determinando el comportamiento de la presión al incrementar el gasto de inyección (figura 6-1).

La prueba consiste en inyectar un fluido inerte (agua tratada o fluido oleoso limpio) a gastos muy bajos, que van de 1/2 de barril hasta el barril por minuto, midiendo la presión, se incrementa el gasto de bombeo por etapas, registrando la presión de inyección a gasto estabilizado de cada etapa, habrá un instante de cambio brusco de la presión que nos indicará el momento del fracturamiento, si la permeabilidad se conoce teóricamente se puede estimar el gasto máximo de inyección al cual la formación aceptará un fluido sin fracturas.

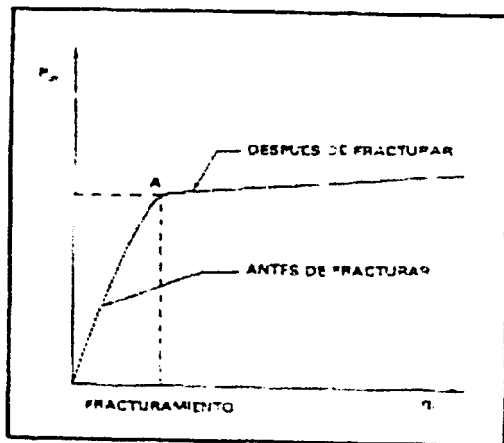


Figura 6.1 Comportamiento de la presión de inyección en la cabeza del pozo en una prueba de admisión

El gasto al cual se inyectará el ácido, generalmente es poco menor (alrededor del 90%) que el gasto máximo a que puede inyectarse la formación sin fracturarse, sin embargo no es una regla debido a que también depende de la concentración de ácido y el volumen de éste que serán de acuerdo al programa de estimulación y las necesidades del yacimiento

Los materiales utilizados en una estimulación son diversos, van desde ácidos para eliminar obstrucciones o para formar canales altamente conductivos en las paredes de una fractura hasta fluidos de alta velocidad para fracturar la formación

Algunos de ellos son

- Acidificación Matricial Reactiva
- Acidificación Matricial No Reactiva
- Fracturamiento Hidráulico
- Fracturamiento con Acido
- Fracturamiento con Espuma
- Fracturamiento con Espuma-Apuntalante
- Fracturamiento con Explosivos (TNT ya obsoleto)

6.3 MÉTODOS PARA LA ESTIMULACIÓN

El inicio de la estimulación comenzó con el uso de nitroglicerina (TNT) en 1860 que resultaba en algunas circunstancias desfavorables, dejando de usarse en 1930 aproximadamente

Ácido clorhídrico.

El primer tratamiento registrado fue en 1895 o también el uso de ácido sulfúrico. Posteriormente, en 1896 Herman Frash patentó en Ohio el proceso de utilización de HCl en formaciones calizas, resume el método de la siguiente forma "Un método basado en reacciones químicas, un agente químico que reaccione con caliza"

Consideró además que se inyectara HCl a altas presiones hacia la roca y hacer que actúe a distancia del agujero original, tomó en cuenta la formación de grandes canales, así como el uso de un inhibidor de corrosión (un líquido alcalino) que neutralizara algún rastro de ácido no gastado

En 1928, Chapman utilizó HCl para la disolución de carbonatos en tuberías y pozos que producían areniscas

En 1932 se acepta que el HCl reacciona con carbonatos y debe ser usado en formaciones calcáreas inyectando 500 galones de HCl y 2 galones de ácido arsenico como inhibidor de corrosión, esto originó la estimulación del pozo aumentando de 9 a 16 barriles por día.

El primer uso comercial de mezclas de ácidos fue en 1940, llamado ácido para lodos, fue desarrollado para disolver la deposición y enjarre en la perforación, los tratamientos fueron utilizados en el Golfo de México

La acidificación matricial.

Es una técnica de estimulación que consiste en la inyección de una solución ácida a través de los poros (ya sea granular, cavernosa o por fracturas naturales) de la formación a una presión mayor que la del yacimiento pero menor a la de la fractura, durante el tratamiento debe buscarse que la inyección del fluido o ácido sea uniforme y radial a fin de lograr que el incremento de la permeabilidad sea uniforme, se utiliza para remover daños que no sean muy profundos generados por penetración parcial, turbulencia o por invasión de fluidos, debido a que el ácido sólo puede alcanzar una distancia corta. Se aplica tanto en formaciones carbonatadas de calizas y dolomías así como areniscas, siempre y cuando la permeabilidad de la formación sea tal que acepte un gasto de inyección

La inyección de ácido a través de fracturas de origen natural es considerada en algunos casos como acidificación matricial, la que algunos autores identifican como inyección de ácido a través de fisuras naturales

Dependiendo de la interacción de los ácidos con las características de la roca y el tipo de daño, la estimulación matricial se divide en dos grandes grupos

Matricial no reactiva o no ácida.

Donde los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con la roca utilizando soluciones oleosas u acuosas, alcoholes o solventes con aditivos (surfactantes); estas estimulaciones comúnmente son usadas para remover daños por bloqueo de agua, aceite o emulsiones, daños por pérdida de lodo, depositos organicos

Matricial reactiva.

El objetivo principal de esta técnica es remover el daño ocasionado en las perforaciones y en la vecindad del pozo, eliminando obstrucciones en el mismo. Los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y los sólidos de la roca. Se utiliza para daños ocasionados por partículas sólidas (arcillas), principalmente orgánicas, en algunos casos en formaciones de alta productividad se utiliza no solo para remover el daño sino que también para estimular la productividad natural del pozo a través del mejoramiento de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo.

El éxito de la estimulación depende básicamente de la selección apropiada del fluido de tratamiento y será aquel que reporte mayores ventajas para la solución del problema, basado en la mineralogía de la formación, la identificación y evaluación del daño, la experiencia que se tiene del área, los resultados de pruebas específicas de laboratorio, etc.

Entre los factores más importantes está el tipo de severidad y localización del daño a remover, para lo cual se deberá descartar de los tres tipos de daño cual es el que está presente y en el caso de que exista duda, la estimulación matricial no reactiva no deberá aplicarse, quedando sólo indicada la estimulación matricial reactiva, esto debido a que existe una gran posibilidad de utilizar fluidos de estimulación contraindicados, corriendo el riesgo de no remover el daño y si de agravarlo.

6.4 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.^{15,16}

El fracturamiento hidráulico puede ser definido como un proceso en el cual la presión de un fluido inyectado a un gasto mayor que el que puede admitir matricialmente la

roca, o con gastos menores cuando el fluido es acompañado de materiales obstruyentes de los poros y es aplicado a la roca del yacimiento hasta que ocurra una falla o fractura, conocido como rompimiento de la formación. El fluido utilizado se conoce como fluido fracturante y el sólido es conocido como agente apuntalante.

La finalidad del fracturamiento hidráulico, es establecer o restablecer condiciones de flujo que facilite el flujo de fluidos de la formación al pozo o viceversa. Básicamente son cuatro casos donde es aplicable el fracturamiento hidráulico y son:

- a) Cuando el yacimiento tiene roca homogénea de baja permeabilidad.
- b) Para permitir que los fluidos producidos o inyectados atraviesen un daño profundo, requiriendo de un tratamiento de bajo volumen.
- c) Al efectuar un fracturamiento, la fractura generada a partir de la pared del pozo actúa como una línea de captación, conectado a los sistemas permeables que, de alguna forma, se encuentren aislados por barreras impermeables.
- d) En la recuperación secundaria para lograr un mejoramiento del índice de inyectividad y para la creación de canales de flujo de alta conductividad en el área de drenaje del pozo productor.

Se hace necesario que antes de cualquier operación de fracturamiento hidráulico, se realice una prueba de inyectividad que permitirá determinar los siguientes parámetros:

- 1.- Gradiente de fractura
- 2.- Número de perforaciones abiertas
- 3.- Localización de las zonas no tratadas
- 4 - Altura de la fractura
- 5.- Pérdidas de presión por fricción

6.5 FLUIDOS FRACTURANTES.

Para la selección adecuada es necesario analizar las propiedades del fluido a utilizar, las condiciones de presión y temperatura del pozo, características de los fluidos de formación y el tipo de roca. Se tienen básicamente dos tipos de fluidos, los de base aceite y base agua.

Fluidos base aceite.—Pueden ser aceite crudo o refinados. La ventaja que ofrecen es que no inhiben las arcillas, tienen baja tensión interfacial, son compatibles con la mayoría

de las formaciones y sus fluidos. Su ventaja es su economía, ya que al ser recuperado en la superficie después del tratamiento puede ser reutilizado o vendido.

Fluidos base agua.- Es el más utilizado ya que se obtiene de diversas fuentes, pero se debe verificar que no contenga sólidos en suspensión.

Las características que deben tener los fracturantes son:

- a) Bajo coeficiente de pérdida.
- b) Alta capacidad de acarreo del apuntalante.
- c) Bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías y altas en las fracturas.
- d) Fácil remoción después del tratamiento.
- e) Compatibilidad con los fluidos de formación.
- f) Mínimo daño a la permeabilidad de la formación y fractura.

6.5.1 ADITIVOS.

Existe una gran variedad de aditivos utilizados en los fluidos fracturantes entre los más comunes se tienen:

Polímeros.- para incrementar la viscosidad del fluido y pueden ser del tipo Guar, Hidroxipropil guar (HPG), carboximetilhidroxipropil guar (CMHPG), entre los más comunes.

Activadores de viscosidad.- son agentes reticuladores que unen las cadenas formadas por el polímero y elevan considerablemente la viscosidad del fluido, se tienen los boratos, aluminatos, zirconatos.

Controladores de pH.- Es el que les da la estabilidad al fluido con respecto a la temperatura, se tiene el fosfato de sodio, ácido acético, carbonato de sodio, etc.

Quebradores.- Se utilizan principalmente para seccionar los enlaces de las cadenas poliméricas al término del tratamiento, oxidantes, enzimas y ácidos.

Surfactantes.- para reducir la tensión superficial e interfacial y la presión capilar en el espacio poroso.

Bactericidas.- Para prevenir el ataque de bacterias a los polímeros.

Estabilizadores de arcillas.- Para la prevención de migración de arcillas, se tiene cloruro de potasio

Controladores de pérdida de fluido.- Controla la filtración del fluido hacia la formación durante el tratamiento, el más común es la arena sílica

Reductores de fricción.- Para reducir la pérdida de presión por fricción tanto en la tubería como en los disparos

6.6 APUNTALANTES.

El agente apuntalante o sustentante es el único que permanecerá en la fractura manteniéndola abierta y estableciendo un canal conductivo para la afluencia de los fluidos de la formación al pozo y se puede decir que realmente el objetivo de un fracturamiento hidráulico consiste en colocar de manera óptima en la fractura el agente apuntalante o sustentante. Existen dos tipos, los naturales y los sintéticos

Naturales.- Principalmente se encuentran las arenas de sílice cascara de nuez molida y granos de bauxita, soportan bajos esfuerzos de cierre de la fractura, hasta un límite de 4,000 psi

Sintéticos.- A este grupo pertenecen las cuentas de vidrio de gran resistencia, cuentas de aluminio, cuentas de acero, cuentas de bauxita sintética, algunos polímeros y arenas cubiertas con plástico, acrílico, hule, látex, asfalto o resina, al cerrarse la fractura, pueden resistir esfuerzos de cierre hasta 14,000 psi

Según sus propiedades se han dividido en dos grupos

Agentes Elasto-Frágiles.- las deformaciones que sufre el material son casi nulas con el esfuerzo aplicado sobre el hasta que viene la ruptura, arenas de sílice

Apuntalante Elasto-Plásticos.- La deformación del material es proporcional a los esfuerzos aplicados sobre el mismo, presenta una primera fase elástica y posteriormente el comportamiento de la deformación es plástica

Características de agente apuntalante.:

- a) Soportar los esfuerzos de compresion
- b) Tener un tamaño que su manejo en el equipo de inyección y su inyección en la fractura no presente dificultades
- c) Tener una forma con la mayor esfericidad y redondez posible, de tal manera que permita una mayor capacidad de flujo
- d) No reaccionar químicamente con los fluidos de inyección ni los de formación, contener un mínimo de impurezas y partículas finas
- e) Tener una densidad tal que, de acuerdo a las propiedades del fluido utilizado, se evite el asentamiento prematura o durante la inyección
- f) Tener un bajo costo para que el tratamiento sea económico

Tabla 6.1 Diámetros de apuntalantes para diferentes Juegos de malla

Tamaño del apuntalante (malla)	Diámetro máximo (µg)	Diámetro promedio del apuntalante (µg)
4 - 8	0 1870	0 17317
8 - 12	0 0937	0 08737
8 - 16	0 0937	0 08202
12 - 20	0 0661	0 05430
10 - 20	0 0787	0 06120
16 - 30	0 0469	0 03885
10 - 30	0 0787	0 05635
20 - 40	0 0331	0 0 02715
18 - 35	0 0394	0 03225
30 - 60	0 0232	0 01862
40 - 60	0 0165	0 01442

6.7 FRACTURAMIENTO CON ESPUMAS.

Es un fluido ideal para el fracturamiento de formaciones con baja permeabilidad, productoras de gas o sensibles al agua, sin embargo se tornan inestables a temperaturas mayores de 80°C

Sus características permiten una alta capacidad de acarreo del sustentante, bajas pérdidas de filtrado, bajas pérdidas de presión por fricción, alta viscosidad en la fractura inducida, al daño a la formación es nulo y son de limpieza rápida

La calidad de la espuma utilizada es del 70 al 90 %, ya que en este rango su viscosidad es alta. Abajo del 65 % de calidad, la espuma es propiamente agua con gas atrapado y arriba del 95 % se convierte en niebla

6.8 FRACTURAMIENTO CON GAS ALTAMENTE ENERGIZADO.¹⁵

Esta Avanzada tecnología esta basada en el uso del propelente científico, desarrollado por la industria aeroespacial

La combustión del propelente, contenido en un cilindro (herramienta Radial Frac) produce un pulso de presión controlado del orden de 2,500 a 25,000 psi, originado por la expansión de gas (CO₂), el cual esta confinado solamente a la zona de interés por la hidrostática de la columna del fluido dentro del pozo, y por el diseño de la herramienta, que al deflagrar hace que la energía se disipe lateralmente hacia la formación. Se aplica con mucho éxito en la remoción del daño total pelicular, remoción de daño causado por disparos, como sustitución de la estimulación primaria y como optimización del fracturamiento hidráulico

La velocidad de propagación resulta ser menor que la onda expansiva provocada por una explosión y mayor que la causada por una fractura hidráulica, logrando penetraciones efectivas que van de los 5 a los 53 pies en todas direcciones y se tienen tres tipos de fracturas que son

Fractura estática - son las ocasionadas por el fracturamiento hidráulico, en donde la energía es transmitida de segundos a milisegundos

Fractura explosiva - este tipo de fractura ocurre cuando toda la energía es transmitida en microsegundos y la formación no puede absorberla, provocando se pulverice y creando un daño severo en el pozo por compactación (similar al daño por disparo)

Fractura dinámica - En este caso la energía es controlada por el sistema de Radialfrac y la energía es transmitida en un rango de milisegundos a microsegundos

6.9 FRACTURAMIENTO CON ÁCIDO.

Es un proceso en el cual el ácido (generalmente clorhídrico) es inyectado a la formación carbonatada a presión para fracturar la formación, el ácido fluye en una manera

no uniforme disolviendo la roca, la longitud de fractura depende del volumen de ácido, del ritmo de reacción y de las pérdidas de filtrado. Se hace necesario considerar que la temperatura es un factor muy importante, así como la mecánica de rocas, el módulo de young, la relación de poisson y el estado de esfuerzos a que esta sometida la roca.

En un fracturamiento ácido generalmente se inyecta un fluido viscoso (gelatina) como colchón para generar la fractura y mantenerla abierta durante el tratamiento seguido del ácido y finalmente un fluido para desplazarlo.

Longitud de fractura efectiva.- este parámetro esta controlado por las características de las pérdidas del fluido, el ritmo de reacción y el gasto de ácido en la fractura.

Conductividad de fractura.- Es la culminación del tratamiento, para obtener canales altamente conductivos depende de la forma en que el ácido reacciona con la formación y la forma en que éste grava las caras de la fractura al cierre de la misma al termino del tratamiento.

El diseño de un tratamiento de fracturamiento con ácido comprende cinco pasos a seguir.

- a) Determinar las propiedades de la formación y fluidos
- b) Selección de los parámetros variables, incluyendo el fluido fracturante a ser usado, ritmo de inyección, etc
- c) Predicción de la geometría de la fractura y penetración del ácido
- d) Predecir la conductividad de la fractura y la razón de estimulación esperada
- e) Selección del tratamiento más económico

Datos o información requerida:

Espesor de la formación (pies)
Permeabilidad (md)
Porosidad (fracción)
Profundidad (pies)
Gradiente de fractura (lb/pg²/pie)
Razón de Poisson
Tiempo de tránsito sónico (μseg/pie)
Temperatura (°F)
Presión de yacimiento (lb/pg²)
Propiedades de los fluidos del yacimiento
Viscosidad (cp)
Compresibilidad (pg²/lb)
Densidad (lb/pie³)

6.10 HIDRÁULICA DEL FRACTURAMIENTO.

De la presión de inyección en el cabezal del pozo para la realización del tratamiento teniendo presente que dicha presión no exceda la presión máxima de trabajo de las conexiones superficiales, cabezal y tuberías existentes en el pozo en el cálculo hidráulico se consideran tres tipos de tratamiento

Tratamiento por la tubería de producción
 Por el espacio anular y tubería de producción
 Tratamiento por espacio anular

Cambios de temperatura en el pozo - Siguiendo la trayectoria de los fluidos la temperatura de superficie T_s , al llegar al intervalo de interés tendrán una temperatura T_w .

El método de Romero-Juárez Calcula la distribución de la temperatura a lo largo del pozo con tiempos de bombeo mayores a una hora. Es importante mencionar que el gradiente geotérmico g_g , varía dependiendo del tipo de formación y de sus fluidos, por lo general se considera que varía linealmente en una proporción de 3°C por cada 100 metros de profundidad vertical

Ejemplo:

Se desea conocer la temperatura que tendrá en la fractura junto al pozo un fluido fracturante a 5 Bbl/min durante una hora, el tratamiento puede ser por TP o TR.

Profundidad hasta el punto de interés $z = 12,000$ pie
 Temperatura de la roca en superficie $T_s = 70^{\circ}\text{F}$
 Temperatura de los fluidos de inyección en la superficie $T_f = 70^{\circ}\text{F}$
 Tiempo de bombeo $t = 1$ hr
 Gradiente geotérmico $g_g = 0.019^{\circ}\text{F}/\text{pie}$
 Gasto de inyección $q_i = 5$ bbl/min = 7200 BPD
 Diámetro interior de TP $d_i = 2.441$ pg
 Diámetro exterior de TP $d_e = 2.875$ pg
 Diámetro exterior de TR $d_{e2} = 6.625$ pg
 Diámetro interior de la TR $d_{i2} = 5.550$ pg

a) flujo a través de TP

$$\beta = 0.281 \left(\frac{d_i}{d_o - d_w} \right)$$

$$\beta = 0.281 \left(\frac{2.441}{5.550 - 2.875} \right) = 0.256$$

$$y = \frac{23t}{d_w^2}$$

$$y = \frac{(23)(1)}{(6.625)^2} = 0.524$$

$$\begin{aligned} \log f(t) &= 0.31333(\log y) - 0.06(\log y)^2 + 0.006666(\log y)^3 \\ &= 0.31333(\log 0.524) - 0.06(\log 0.524)^2 + 0.006666(\log 0.524)^3 \\ &= 0.8076 \end{aligned}$$

$$F = 1.658 \left(\frac{1 + \beta f(t)}{\beta} \right)$$

$$F = 1.658 \left[\frac{1 + 0.256(0.8076)}{0.256} \right] = 7.816$$

$$\begin{aligned} A &= F \cdot q_i \\ &= 7.816 \cdot 7200 = 56,275.2 \end{aligned}$$

$$T(z, t) = g_r z + T_i - g_r A + (t_f + g_r A - T_i) e^{-\frac{z}{A}}$$

$$\begin{aligned} T &= 0.019(12000) + 70 - 0.019(56275.2) + [70 + 0.019(56275.2) - 70] e^{-\left(\frac{12000}{56275.2}\right)} \\ &= 92.7^\circ\text{F} \end{aligned}$$

b) Flujo a través de TR (no se evalúa β)

$$\begin{aligned} F &= 1.658 \cdot f(t) \\ &= 1.658 \cdot 0.808 = 1.340 \end{aligned}$$

$$A = 1.340 \cdot 7200 = 9648$$

$$\begin{aligned} T &= 0.019(12000) + 70 - 0.019(9648) + [70 + 0.019(9648) - 70] e^{-\left(\frac{12000}{9648}\right)} \\ &= 167.5^\circ\text{F} \end{aligned}$$

6.10.1 GRADIENTE DE FRACTURA.

El gradiente de fractura G_f , es el cociente de la presión con la profundidad, que define la manera en que varía la presión de fracturamiento P_f , al variar la profundidad D

$$G_f = P_f / D \quad (\text{psi / pie})$$

El gradiente de fractura puede calcularse sumando la presión superficial observada instantáneamente después de parar las bombas y la carga hidrostática del fluido en el pozo, para posteriormente dividirla entre la profundidad de la formación

$$G_f = (\text{Presión instantánea de cierre} + \text{Presión hidrostática}) / \text{profundidad}$$

6.10.2 PRESIÓN DE FRACTURAMIENTO.

Es definida como la presión requerida para mantener abierta la fractura cuando ésta empieza a cerrarse, al ser suspendido el bombeo, dado que la presión registrada se realiza en la superficie, a la presión registrada en ese instante P_a se le agrega la correspondiente a la columna de fluido P_h , para obtener la presión de fracturamiento. La presión de fracturamiento esta en función de la profundidad como ya se ha mencionado y puede ser evaluada con cualquiera de las siguientes formulas

$$P_f = G_f \cdot D$$

$$P_f = P_a + P_h$$

6.10.3 PRESIÓN HIDROSTÁTICA.

P_h se calcula como el producto de la densidad de la mezcla (fluido fracturante más agentes apuntalantes) por la profundidad

$$P_h = 0.052 \rho_m \cdot D$$

P_h = Presión hidrostática psi

ρ_m = Densidad de la mezcla lbm / gal

D = Profundidad de la fractura pie

$$\rho_m = (8.34 \gamma_f + C_s) / (1 + 0.0456 C_s)$$

ρ_m = Densidad de la mezcla lbm/gal

γ_f = Densidad relativa del fluido fracturante adimensional

C_s = Concentración de sustentante por unidad de volumen de fluido fracturante
lb/gal

6.10.4 CAÍDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LAS PERFORACIONES (ΔP_p).

Cuando el fluido fracturante penetra a la formación a través de los orificios de la tubería de revestimiento (disparos) se manifiesta una caída de presión en esa zona, usando unidades de campo se tiene la siguiente expresión para el calculo:

$$\Delta P_p = (0.354 \cdot \rho_m \cdot q_i^2) / (d_p^4 \cdot N_p^2)$$

ΔP_p = Caída de presión en las perforaciones de la TR psi

ρ_m = Densidad de la mezcla lbm/gal

q_i = Gasto de inyección bbl/min

d_p = Diámetro de las perforaciones pg

N_p = Número de disparos adimensional

6.10.5 CAÍDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN EL POZO (ΔP_f).

Es debido al flujo del fluido fracturante dentro de la tubería de producción, en el espacio anular o ambos

Fluido newtoniano inyectado por TP o TR

$$N_{RE} = \frac{132725 \cdot q_i (BPM) \cdot \gamma_f (g/cm^3)}{\phi_m (PG) \cdot \mu (CP)}$$

$$\text{Si } N_{RE} < 2100 \quad f = \frac{16}{N_{RE}}$$

$$\text{Si } N_{RE} \geq 2100 \quad f = \frac{0.05}{N_{RE}^{0.2}}$$

$$\Delta P_f (lb/pg^2) = \frac{95.13 \cdot f \cdot D(pie) \cdot \gamma_f (g/cm^3) \cdot q^2 (BPM)}{\phi_{INT}}$$

Fluido newtoniano inyectado por espacio anular.

$$N_{RE} = \frac{132725 \cdot q_i (BPM) \cdot \gamma_f (g/cm^3)}{(\phi_{INT-TR} + \phi_{EXT-TP}) (PG) \cdot \mu (CP)}$$

$$\text{Si } N_{RE} < 2100 \quad f = \frac{24}{N_{RE}}$$

$$\text{Si } N_{RE} \geq 2100 \quad f = \frac{0.05}{N_{RE}^{0.2}}$$

$$\Delta P_f \text{ (lb/pg}^2\text{)} = \frac{95.13 \cdot f \cdot D(\text{pie}) \cdot \gamma_f \text{ (g/cm}^3\text{)} \cdot q^2 \text{ (BPM)}}{(\phi_{INT TR} - \phi_{EXT TR})^3 \cdot (\phi_{INT TR} + \phi_{EXT TR})^2}$$

Fluido no newtoniano inyectado por TP o TR

$$V = 17.16 \frac{q \text{ (BPM)}}{\phi_{INT} \cdot (PG^2)}$$

$$N^* = \frac{1}{n^*}$$

$$\gamma_* = \frac{8}{2N^* + 6}$$

$$\gamma_* = \frac{3.323}{N^*}$$

$$K_p = \frac{K^*}{(\frac{\gamma_*}{\gamma_*})^{n^*}}$$

$$N_{RE} = \frac{15.5 \cdot (\phi_{INT} / 12)^n \cdot (PG) \cdot V^{2-n} \cdot \gamma_f \text{ (g/cm}^3\text{)}}{8^n \cdot K_p \cdot (lb - s^n / \text{pie}^2)}$$

$$\text{Si } N_{RE} < 2100 \quad f = \frac{16}{N_{RE}}$$

$$\text{Si } N_{RE} \geq 2100 \quad f = \frac{(\log n^* + 2.5) / 50}{N_{RE}^{(1.4 \cdot \log n^*) / 7}}$$

$$\Delta P_f \text{ (lb/pg}^2\text{)} = \frac{8.337 \cdot f \cdot D(\text{pie}) \cdot \gamma_f \text{ (g/cm}^3\text{)} \cdot V^2}{25.8 \cdot \phi_{INT TR} \cdot (PG)}$$

Fluido no newtoniano inyectado por espacio anular.

$$V' = \frac{17.16 \cdot q_i (B/M)}{\phi_{INT TR}^2 - \phi_{EXT TR}^2}$$

$$K_o = \frac{K' (lh - s' / pie^2)}{\left(\frac{9n+3}{8n+4}\right)^n}$$

$$N_{RE} = \frac{23.25 [(\phi_{INT TR} - \phi_{EXT TR}) / 12]^n \cdot V'^{2-n} \cdot \gamma_f (g/cm^3)}{12^n \cdot K_o' (lh - s' / pie^2)}$$

$$\text{Si } N_{RE} < 2100 \quad f = \frac{16}{N_{RE}}$$

$$\text{Si } N_{RE} \geq 2100 \quad f = \frac{(\log n + 2.5) / 50}{N_{RE}^{(1.4 - \log n) / 7}}$$

$$\Delta P_f (lb/pg^2) = \frac{8.337 \cdot f \cdot L(pie) \cdot \gamma_f (g/cm^3) \cdot V'^2}{25.8 \cdot (\phi_{INT TR} - \phi_{EXT TR}) (PK^2)}$$

6.10.6 PRESIÓN DE INYECCIÓN EN LA SUPERFICIE (P_s)

Es al que se manifiesta después del afallamiento de la formación. Tomando en cuenta las pérdidas de fricción totales (en el pozo y en las perforaciones) así como la presión hidrostática se obtiene la presión aplicada en el fondo P₁, en función de la presión superficial de inyección P_s.

$$P_s = P_1 + \Delta P_f + \Delta P_p - P_h$$

6.10.7 POTENCIA HIDRÁULICA (HP).

La potencia hidráulica necesaria para operar el equipo de bombeo a emplear en el tratamiento y para la estimación de costos, es el producto del gasto de inyección por la

presión superficial correspondiente, afectado por un factor de conversión y obtener los caballos de potencia requeridos

$$HP = 0.0245 P_s q_i$$

$$HP = \text{Potencia necesaria} \quad \text{HP}$$

$$P_s = \text{Presión superficial de bombeo} \quad \text{psi}$$

$$q_i = \text{Gasto de inyección} \quad \text{bbl/min}$$

Ejemplo:

Se planea realizar un fracturamiento en una formación terminada en agujero entubado. Determina la presión requerida en la superficie y la potencia hidráulica para los siguientes datos:

$$\text{Intervalo} = 1265 - 1297 \text{ m}$$

$$\text{Diámetro interior TR} = 5.791 \text{ pg}$$

$$\text{Diámetro exterior TP} = 2.3/8 \text{ pg}$$

$$\text{Diámetro interior TP} = 2 \text{ pg}$$

$$60 \text{ perforaciones de } 1/2 \text{ pg}$$

$$\mu = 142 \text{ cp}$$

$$q = 15 \text{ BPM}$$

$$G_f = 0.92 \text{ lb/pg}^2 - \text{pie}$$

$$\gamma_f = 0.85 \text{ g/cm}^3$$

a) Tratamiento por tubería de producción:

$$P_T = G_f \cdot D$$

$$P_T = 0.92 \cdot (1265/0.3048) = 3818.2415 \text{ lb/pg}^2$$

$$\Delta P_p = \frac{1.98168 \cdot \rho \cdot q_i^2}{\phi_p^4 \cdot N_p^2 \cdot C_D^2}$$

$$\Delta P_p = \frac{1.98168 \cdot 0.85 \cdot (15)^2}{(0.5)^4 \cdot (60)^2 \cdot (0.9)^2} = 2.0795 \text{ (lb/pg}^2)$$

$$P_h = 0.45 \cdot \gamma_f \cdot D$$

$$P_h = 0.45 \cdot 0.85 \cdot (1265/0.3048) = 1587.4754 \text{ (lb/pg}^2)$$

$$N_{RE} = \frac{132725 \cdot q_i (BPM) \cdot \gamma_f (g/cm^3)}{\phi_m (p\%) \cdot \mu (cp)}$$

$$N_{RE} = \frac{132725 \cdot 15 \cdot 0.85}{2 \cdot 142}$$

$$f = \frac{0.05}{N_{RE}^{0.2}}$$

$$f = \frac{0.05}{(5958.6048)^{0.2}} = 0.0088$$

$$\Delta P_f (lb/pg^2) = \frac{95.13 \cdot f \cdot D (pie) \cdot \gamma_f (g/cm^3) \cdot q^2 (BPM)}{\phi_{DNT}^3}$$

$$\Delta P_f (lb/pg^2) = \frac{95.13 \cdot 0.0088 \cdot (1265/0.3048) \cdot 0.85 \cdot 15^2}{2^3} = 20754.7735 (lb/pg^2)$$

$$P_s = P_t + \Delta P_f + \Delta P_p + \Delta P_h$$

$$P_s = 3818.2415 + 20764.7735 + 2.0795 - 1587.4754 = 22997.6191 (lb/pg^2)$$

$$HP = 0.0245 \cdot 15 \cdot 22997.6191 = 8451.6250 \text{ HP}$$

b) Tratamiento por espacio anular:

Con excepción de las caídas de presión por fricción todos los valores obtenidos son iguales.

$$N_{RE} = \frac{132725 \cdot q_i (BPM) \cdot \gamma_f (g/cm^3)}{(\phi_{DNT TR} + \phi_{EXT TR}) (p\%) \cdot \mu (cp)}$$

$$N_{RE} = \frac{132725 \cdot 15 \cdot 0.85}{5.791 + 2.375 \cdot 142} = 1459.3693$$

$$f = \frac{24}{N_{RE}}$$

$$f = \frac{24}{1459.3693} = 0.0164$$

$$\Delta P_f (\text{lb/pg}^2) = \frac{95.13 \cdot f \cdot D(\text{pie}) \cdot \gamma_f (\text{g/cm}^3) \cdot q^2 (\text{BPM})}{(\phi_{\text{INT TR}} - \phi_{\text{EXT TP}})^2 \cdot (\phi_{\text{INT TR}} + \phi_{\text{EXT TP}})^2}$$

$$\Delta P_f (\text{lb/pg}^2) = \frac{95.13 \cdot 0.0164 \cdot (1265/0.3048) \cdot 0.085 \cdot 15^2}{(5.791 - 2.375)^2 \cdot (5.791 + 2.375)^2} = 467.1628 (\text{lb/pg}^2)$$

$$P_s = P_t + \Delta P_f + \Delta P_p + \Delta P_h$$

$$P_s = 3818.2415 + 467.1628 + 2.0795 - 1587.4754 = 2700.0 (\text{lb/pg}^2)$$

$$\text{HP} = 0.0245 \cdot q \cdot P_s$$

$$\text{HP} = 0.0245 \cdot 15 \cdot 2700.0 = 992 \text{ HP}$$

c) Tratamiento por tubería de producción y por espacio anular de manera simultanea.

Tambien en este ejemplo solo varia la caída de presión por fricción y este método es iterativo pero no se muestran aqui todos los cálculos.

$$\Delta P_f (\text{lb/pg}^2) = \frac{8.337 \cdot f \cdot D(\text{pie}) \cdot \gamma_f (\text{g/cm}^3) \cdot V^2}{25.8 \cdot (\phi_{\text{INT TR}} - \phi_{\text{EXT TP}}) (PK)}$$

$$\Delta P_f = 345.9216 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_s = P_t + \Delta P_f + \Delta P_p + \Delta P_h$$

$$P_s = 3818.2415 + 345.9216 + 2.0795 - 1587.4754 = 2668.7672 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{HP} = 0.0245 \cdot q \cdot P_s$$

$$\text{HP} = 0.0245 \cdot 15 \cdot 2668.7672 = 980.7719 \text{ HP}$$

Ejemplo:

Dada la siguiente información, determinar la presión superficial y la potencia hidráulica requerida para realizar un fracturamiento, considerando las tres opciones para hacer el tratamiento

Índice de comportamiento = 0.32
 Índice de consistencia = 0.16 lb-sⁿ/ft²
 Intervalo = 2446 - 2598 m
 $\phi_{EXT TR} = 2 \frac{3}{8}$ pg
 $\phi_{INT TR} = 2$ pg
 $\phi_{INT TR} = 5791$ pg
 Numero De disparos = 1000
 $\phi_F = \frac{1}{2}$ pg
 $C_D = 0.82$
 $Gf = 0.947$ lb/pg²-ft
 $\gamma_F = 1.033$ g/cm³
 $q = 15$ BPM

a) Tratamiento por tubería de producción.

$$P_T = Gf \cdot D$$

$$P_T = 0.947 \cdot (2446/0.3048) = 7600 \text{ lb/pg}^2$$

$$\Delta Ph = 0.45 \cdot \gamma_f \cdot D$$

$$\Delta Ph = 0.45 \cdot 1.033 \cdot (2446/0.3048) = 3730.3007 \text{ lb/pg}^2$$

$$\Delta P_p = \frac{1.98168 \cdot \rho \cdot q_i^2}{\phi_p^4 \cdot N_p^2 \cdot C_D^2}$$

$$\Delta P_p = \frac{1.98168 \cdot 1.033 \cdot 15^2}{0.5^4 \cdot 1000^2 \cdot 0.82^2}$$

$$N = \frac{1}{n}$$

$$N = \frac{1}{0.32} = 3.1250$$

$$\gamma_o = \frac{8}{2N+6}$$

$$\gamma_o = \frac{8}{2 \cdot 3.125 + 6} = 0.6531$$

$$\gamma_v = \frac{3.323}{N'}$$

$$\gamma_v = \frac{3.323}{3.125} = 1.0634$$

$$K_p' = \frac{K'}{(\frac{\gamma_v}{\gamma_s})^{-0.32}}$$

$$K_p' = \frac{0.16}{(\frac{1.0634}{0.6531})^{-0.32}} = 0.1870$$

$$V' = \frac{17.16 \cdot q_s (\text{BPM})}{\phi_{INT TP}^2}$$

$$V' = \frac{17.16 \cdot 15}{2^2} = 64.35$$

$$N_{RF} = \frac{15.5 \cdot (\phi_{INT TP} / 12)^{0.32} \cdot (PG) \cdot V'^{2 \cdot 0.32} \cdot \gamma_f (g/cm^3)}{8^{0.32} \cdot K_p' (lb \cdot s^2 / pie^2)}$$

$$N_{RF} = \frac{15.5 \cdot (2/12)^{0.32} \cdot 64.35^{2 \cdot 0.32} \cdot 1.033}{8^{0.32} \cdot 0.187} = 27099.0947$$

$$f = \frac{(\log n' + 2.5) / 50}{N_{RF}^{(1.4 \cdot \log n') / 7}}$$

$$f = \frac{(\log 0.32 + 2.5) / 50}{27099.0947^{(1.4 \cdot \log 0.32) / 7}}$$

$$\Delta P_f (\text{lb/pg}^2) = \frac{8.337 \cdot f \cdot D(\text{pie}) \cdot \gamma_f (g/cm^3) \cdot V'^2}{25.8 \cdot \phi_{INT TP} (PG)}$$

$$\Delta P_f (\text{lb/pg}^2) = \frac{8.337 \cdot 0.0025 \cdot (2446 / 0.3048) \cdot 1.033 \cdot 64.35^2}{25.8 \cdot 2} = 13865.6113 (\text{lb/pg}^2)$$

$$P_s = P_t + \Delta P_f + \Delta P_p + \Delta P_h$$

$$P_s = 7600 + 13865.6113 + 0.011 - 3730.3907 = 17735.3216 (\text{lb/pg}^2)$$

$$HP = 0.0245 \cdot q \cdot P_s$$

$$HP = 0.0245 \cdot 15 \cdot 17904.0837 = 6579.9787 \text{ HP}$$

b) Tratamiento por espacio anular.

Únicamente se calculan los parámetros que varían al existir un cambio en el diámetro.

$$V = \frac{17.16 \cdot q_i \text{ (BPM)}}{\phi_{INT TR}^2 - \phi_{EXT TR}^2}$$

$$V = \frac{17.16 \cdot 15}{5.791^2 - 2.375^2} = 9.2274$$

$$K_o = \frac{K \cdot (lb - s'' / pie^2)}{\left(\frac{9n^2 + 3}{8n^2 + 4} \right)^{0.32}}$$

$$K_o = \frac{0.187}{\left(\frac{9 \cdot 0.32 + 3}{8 \cdot 0.32 + 4} \right)^{0.32}} = 0.1937$$

$$N_{RE} = \frac{23.25 \left[(\phi_{INT TR} - \phi_{EXT TR}) / 12 \right]^{0.32} \cdot V^{1.8} \cdot \gamma_f \text{ (g/cm}_3\text{)}}{12^{0.32} \cdot K_o \cdot (lb - s'' / pie^2)}$$

$$N_{RE} = \frac{23.26 \left[(5.791 - 2.375) / 12 \right]^{0.32} \cdot 9.2274^{1.82} \cdot 1.033}{12^{0.32} \cdot 0.1937} = 1566.6192$$

$$f = \frac{16}{N_{RE}}$$

$$f = \frac{16}{1566.6192} = 0.0102$$

$$\Delta P_f \text{ (lb/pg}^2\text{)} = \frac{8.337 \cdot f \cdot D \text{ (pie)} \cdot \gamma_f \text{ (g/cm}^3\text{)} \cdot V^2}{25.8 \cdot (\phi_{INT TR} - \phi_{EXT TR}) \cdot (pg)}$$

$$\Delta P_f \text{ (lb/pg}^2\text{)} = \frac{8.337 \cdot 0.0102 \cdot (2446 / 0.3048) \cdot 1.033 \cdot 9.2274^2}{25.8 \cdot (5.791 - 2.375)} = 681.0404 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

$$P_s = P_i + \Delta P_f + \Delta P_p + \Delta P_h$$

$$P_s = 7600 + 681.0404 + 0.011 - 3730.3907 = 4550.6607 \text{ lb/pg}^2$$

$$HP = 0.0245 \cdot q \cdot P_s$$

$$HP = 0.0245 \cdot 15 \cdot 4550.6607 = 1672.3678 \text{ HP}$$

c) Tratamiento por tubería de producción y espacio anular simultáneamente.

Considerando que el fluido fracturante es no newtoniano, el procedimiento también es similar al anterior, las pérdidas de presión por fricción utilizan un programa de computo, por tanto sólo se pondrán los resultados obtenidos.

$$\Delta P_p = 1121.8011 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_s = P_i + \Delta P_f + \Delta P_p + \Delta P_h$$

$$P_s = 7600 + 1121.8011 + 0.011 - 3730.3907 = 4991.4214 \text{ lb/pg}^2$$

$$HP = 0.0245 \cdot q \cdot P_s$$

$$HP = 0.0245 \cdot 15 \cdot 4991.4214 = 1834.3473 \text{ HP.}$$

6.11 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA.

Una vez iniciada la fractura, la inyección del fluido debe aumentar la amplitud de la fractura en la pared del pozo, lo suficiente para permitir el libre paso de la mezcla fluido fracturante-agente sustentante, evitando que se acumule apuntalante en la entrada de la fractura y se dificulte el paso de la mezcla llegando a tener que suspender la operación por el súbito incremento de la presión de inyección y que se conoce como arenamiento, para evitar problemas se debe considerar que la amplitud mínima de fractura, W , debe ser igual a tres veces el diámetro máximo de las partículas del agente sustentante

A las dimensiones de la fractura, amplitud, longitud y altura, se les conoce como geometría de la fractura. La altura generalmente es un valor supuesto, y con el, se calcula la amplitud y longitud, involucrando otras variables

Los métodos más conocidos para su cálculo son

- a) Modelo de Geertsma-De Klerk
- b) Modelo de Howard-Fast, Perkins-Kern y Smith
- c) Modelo de Khristianovich-Zhel'tov
- d) Modelo de Perkins-Kern-Nordgren
- e) Modelo de Daneshy

Modelo de Geertsma-De Klerk - Desarrollaron un método gráfico para la predicción de la amplitud y longitud de fracturas inducidas hidráulicamente. Establecieron variables adimensionales con las cuales se determinan gráficamente otras que contienen a la amplitud y longitud de la fractura, consideraron la geometría elíptica las demás consideraciones son

- 1.- Formación homogénea e isotrópica
- 2.- Las deformaciones de la formación de la fractura pueden ser derivadas de relaciones lineales (esfuerzos elásticos y de tensión)
- 3.- El fluido fracturante se comporta como un líquido puramente viscoso, no se considera el efecto del agente apuntalante sobre la distribución de la viscosidad del fluido en la fractura
- 4.- El flujo del fluido en la fractura es en cualquier punto laminar
- 5.- Se suponen patrones geométricos simples, llevándose a cabo una propagación radialmente simétrica a partir de un punto figura 6 2, o una propagación rectilínea originada a partir de una línea base figura 6 3
- 6.- El modo de propagación rectilínea solo puede ser realizado por la inyección sobre un intervalo grande perforado, formándose una fuente lineal. Una forma de propagación circular podría esperarse a partir de la inyección del fluido fracturante a través de un intervalo de perforaciones angosto

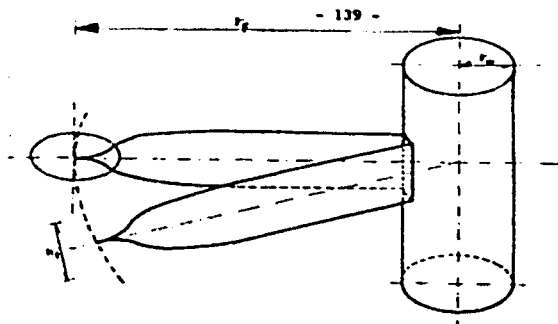


Figura 6.2 Esquema de una fractura de propagación radial.

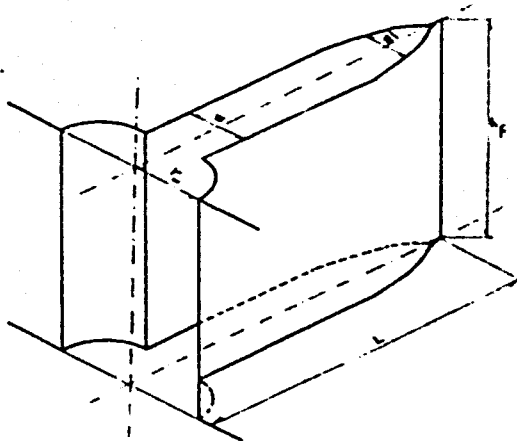


Figura 6.3 Esquema de una fractura de propagación lineal

Geerstma y De Klerk resolvieron simultáneamente las ecuaciones que relacionan las variables de la geometría de fractura, siendo estas la amplitud de la fractura, W , y la longitud de fractura L (una ala)

Las ecuaciones adimensionales son.

$$K_{\mu} = \frac{C_T \cdot t}{W}$$

$$K_L = \frac{C_T \cdot L \cdot h_f}{5615 \cdot Q \cdot \sqrt{t}}$$

$$K_S = \frac{C_T \cdot \sqrt{t}}{SL}$$

$$K_{\mu L} = 7.47 \times 10^{-6} (1 + \nu) \left(\frac{Q}{H_f C_T^2} \right)^2 \left(\frac{\mu_g}{E_f} \right)$$

Donde:

C_T = Coeficiente total de pérdida de fluido (pie/ $\sqrt{\text{min}}$)

E = Módulo de Young de la roca (psi)

h_f = Altura de la fractura (pie)

L = Longitud de una ala de la fractura (pie)

Q = Gasto total de inyección (bbl/min)

t = Tiempo total de bombeo (min)

SL = Vol de pérdida instantánea por unidad de área de fractura creada (pie³ / pie²)

W = Amplitud de fractura en la pared del pozo, al cese de bombeo (pie)

ν = relación de Poisson (adimensional)

μ_g = Viscosidad del fluido fracturante a la temperatura de la fractura (cp)

Secuencia de calculo mediante el uso una gráfica.

- Calcular el valor de K_S
- Calcular $K_{\mu L}$
- En la gráfica se busca el conjunto de curvas discontinuas el valor de K_S , interpolando si es necesario
- Se repite el paso c para $K_{\mu L}$ buscando su valor en las curvas continuas
- Se localiza el punto que contenga simultaneamente los valores de K_S , $K_{\mu L}$ ubicados en los pasos anteriores, proyectandose dicho punto sobre los ejes horizontal y vertical, obteniendo así gráficamente los valores de K_{μ} y K_L
- Con los valores de K_{μ} y K_L obtenidos en el paso anterior y nuevamente con las ecuaciones, despejando se evalúa la amplitud maxima W , y la longitud L , de una ala dela fractura

g) Se calcula la amplitud promedio de la fractura con:

$$W = \frac{\pi W}{4}$$

Ejemplo:

Datos de la formación:

Altura vertical de la fractura $h_f = 100$ pie

Modulo de corte de la roca $G = 5 \times 10^4$ kg/cm²

Relación de Poisson de la roca $\nu = 0.25$

Parámetros del tratamiento:

Gasto de inyección $Q = 30$ bbl/min

Viscosidad del fluido fracturante $\mu_{ff} = 10$ cp

Volumen de pérdida instantánea de fluido $SL = 0.01$ gal/pie²

Coefficiente de pérdida de fluido $C_T = 0.01$ pie/ min

Tiempo total de inyección $t = 33$ min

Se hace conveniente realizar las conversiones necesarias para trabajar en las unidades requeridas

$$E = 2G(1 + \nu)$$

$$E = 2 * 5 \times 10^4 * 14.223 * (1 + 0.25) = 1.78 \times 10^6 \text{ psi}$$

$$SL = 0.01 * 0.1337$$

$$= 1.337 \times 10^{-3} \text{ pie}^3/\text{pie}^2$$

Se calcula K_s de la ecuación

$$K_s = \frac{C_T * \sqrt{t}}{SL}$$

$$K_s = \frac{0.01 * \sqrt{33}}{1.337 \times 10^{-3}} = 42.966$$

Se calcula K_{μ} con la ecuación.

$$K_{\mu} = 7.47 \times 10^{-6} (1 + \nu) \left(\frac{Q}{H_j C_T^2} \right)^3 \left(\frac{\mu_g}{E_i} \right)$$

$$K_{\mu} = 7.47 \times 10^{-6} (1 + 0.25) \left(\frac{30}{100 \cdot 0.01^2} \right)^3 \left(\frac{10}{1.78 \times 10^6 \cdot 33} \right) = 0.043$$

De la grafica de la figura 6.4 y los anteriores valores se obtiene:

$$K_I = 0.152 \quad \text{y} \quad K_{\mu} = 5.36$$

De la ecuación de K_{μ} y despejando, se obtiene la amplitud máxima en la pared del pozo:

$$W = \frac{C_T \cdot \sqrt{t}}{K_{\mu}}$$

$$W = \frac{0.01 + \sqrt{33}}{5.36} = 0.0107 \text{ pie} \quad \text{ó} \quad W = 0.129 \text{ pg}$$

De la ecuación de K_L y despejando, se obtiene la longitud de una ala de la fractura:

$$L = \frac{5.615 \cdot Q \cdot \sqrt{t} \cdot K_L}{C_T h_j}$$

$$L = \frac{5.615 \cdot 0.152 \cdot 30 \cdot \sqrt{33}}{0.01 \cdot 100} = 147.086$$

Y la amplitud promedio de la fractura es:

$$W = \frac{\pi W}{4}$$

$$W = \frac{3.1416 \cdot 0.0107}{4} = 0.0084 \text{ pie} \quad \text{ó} \quad = 0.1 \text{ pg}$$

Para obtener el volumen de la fractura V_f , se obtiene considerando el volumen de las dos alas de la fractura, se determina la longitud de una ala L y con ella el área $A(t)$, de una cara de una ala $A(t) = L \cdot h_f$, este producto se multiplica por dos para obtener el área total de la fractura y posteriormente por la amplitud de la fractura W

$$A(t) = L \cdot h_f \\ = 147.086 \cdot 100 = 14708.6 \text{ pie}^2$$

$$2A(t) = 2 \cdot 14708.6 = 29417.2 \text{ pie}^2$$

Para la amplitud de la fractura:

$$V_f = 2A(t) \cdot W \\ = 29417.2 \cdot 0.0084 = 247.1045 \text{ pie}^3$$

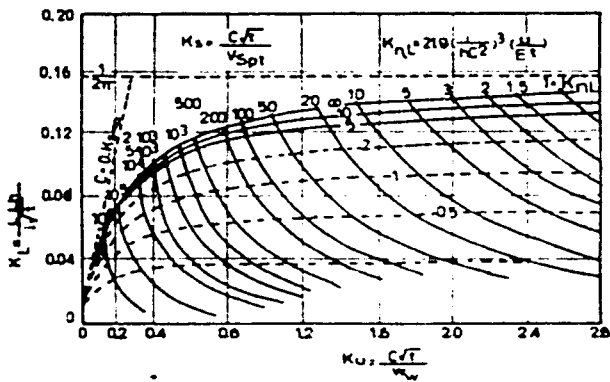


Figura 6.4 Relaciones adimensionales para fracturas verticales

6.12 DISEÑO DE LA ESTIMULACIÓN. ^{9,15}

1. - Una vez identificado el tipo de daño causado y considerando que este es posible eliminarlo con una estimulación matricial no reactiva, se selecciona la solución de tratamiento, en el caso de existir duda del tipo de daño la estimulación matricial no reactiva no deberá aplicarse.

2. - Si la estimulación matricial esta indicada, los tratamientos y aditivos se seleccionan de acuerdo al procedimiento de laboratorio y se determina el fluido de tratamiento según la siguiente tabla II

ESTIMULACION MATRICIAL		
Tipo de daño	No reactiva	Reactiva
Arcilla y finos	Solo temperaturas mayores de 300 °F con agentes químicos y surfactantes dispersantes de finos.	Indicada
Bloqueo por agua	Fluidos acuosos con o sin alcoholes solventes mutuos y surfactantes desmenuzantes	Recomendable
Bloqueo por emulsión	Fluidos acuosos, con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes desmenuzantes	No recomendable
Mojabilidad por aceite	Fluidos acuosos con surfactantes cambiadores de Mojabilidad por agua. (pueden inyectarse previamente solventes mutuos)	No recomendable
Películas interfaciales	Fluidos oleosos solventes, con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes desmenuzantes	Indicada
Incrustaciones de sales	No indicada	No recomendable
Depósitos orgánicos	Solventes aromáticos con surfactantes dispersantes y bajo tensores y con o sin solventes mutuos	Puede ser recomendable
Pérdida de lodo	Fluidos acuosos y oleosos con surfactantes dispersantes de finos	

Tabla II Guía general para seleccionar la estimulación matricial y el fluido para remoción del daño.

3. - Se obtiene el gasto y presión de inyección a través de la prueba de inyectividad.

4. - Determinar el volumen de solución del tratamiento dependiendo de la longitud del intervalo a tratar y de la penetración de la zona dañada, se recomienda en general una penetración de 2 a 5 pies y asegurarse que el intervalo no exceda de 50 pies. En el caso de pasar los 50 pies se usan técnicas de estimulación selectiva y en etapas, separadas por bolas selladoras o agentes desviadores.

5. - De ser posible estimar el incremento de productividad esperado

6. - Realizar el programa de estimulación especificando todas las acciones a realizar, desde la planeación previa de la estimulación, antes, durante y después de la misma.

deberán incluirse los volúmenes, gastos, presiones, tiempos, tipo de fluido y los antecedentes necesarios del pozo, incluyendo su estado mecánico

Es importante que una vez realizada la estimulación matricial no reactiva, el pozo deba cerrarse por lo menos 24 hrs Para permitir que el surfactante alcance las interfaces y actúe según la respuesta esperada

Por ejemplo si se tiene un pozo con daño severo y se ha decidido aplicar una estimulación matricial no reactiva, así mismo, a través de pruebas de laboratorio se ha seleccionado el fluido de estimulación y sus aditivos

6.13 ADITIVOS PARA TRATAMIENTOS DE ACIDIFICACIÓN. ¹⁵

Todos los ácidos usados en la estimulación requieren de un acondicionamiento para su utilización en forma segura y evitar reacciones indeseables o daño por incompatibilidad con la formación y/o los fluidos.

Los aditivos son seleccionados en el laboratorio en cuanto a tipo y concentración de los mismos, debido al alto costo puede propiciar inseguridad en el manejo de los ácidos, destrucción del equipo y daños severos a la formación

Fluidos base de una estimulación no reactiva:

Los fluidos base para realizar una estimulación no reactiva son oleosas, acuosos, alcoholes, solventes mutuos y soluciones miscelares

Cuando se utilizan fluidos oleosos como fluido acarreador del surfactante, generalmente se emplea aceite diesel, xileno, aromáticos pesados o kerosina con 2 o 3% en volumen de un surfactante, miscible o dispersable en aceite

Se puede utilizar aceite crudo limpio y filtrado, pero no debe contener materiales como inhibidores, agentes deshidratantes y otros productos químicos extraños o sólidos en suspensión

Para los tratamientos con agua, se debe utilizar agua limpia con 2% de KCl o agua salada limpia con 2 o 3% de un surfactante soluble o dispersable en agua

El uso de solventes mutuos o soluciones miscelares, como fluidos base, demuestran efectividad en la remoción de bloqueos por agua, aceite o emulsión y depósitos orgánicos. En general los alcoholes o solventes se utilizan al 10% mezclados con fluidos acuosos u oleosos, según este indicado

En general, es recomendable el empleo de surfactantes a concentraciones del 2 al 5% en volumen; sin embargo es posible usar mayores concentraciones en el fluido base

Principales aditivos que se agregan al ácido:

- Inhibidores de corrosión Protege las tuberías y equipo superficial del ácido
- Surfactantes Reduce la tensión superficial o interfacial, reduce la fuerza capilar.
- Agentes no emulsificantes Evitar emulsiones ácido-aceite
- Agentes mojadores Mejorar la acción del ácido y la limpieza
- Reductores de fricción Alcanzar mayores gastos de bombeo
- Reductores de filtrado Aumentar la distancia de penetración
- Agentes desviadores Distribuir el ácido en el intervalo
- Agentes secuestradores de hierro Para prevenir precipitaciones de hierro.
- Agentes retardadores de reacción Retardan la acción del ácido
- Solventes mutuos Reducen la tensión interfacial

Inhibidores de corrosión.

Son utilizados para retardar temporalmente el deterioro del metal causado por la acción de los ácidos. Son compuestos que se absorben a las superficies metálicas formando una película protectora al tubo, su factor limitante más importante es la temperatura, a altas temperaturas la corrosión aumenta. Hasta la época de los 70's se utilizaron compuestos de arsénico y productos inorgánicos, muy efectivos y de bajo costo pero sumamente tóxico, prohibiendo su uso, esto generó la creación de productos orgánicos, compuestos surfactantes nitrogenados y acetilénicos formulados con solventes, aunque son aún más costosos, se degradan a temperaturas mayores a 200 F. A mayores temperaturas existen ciertos aditivos llamados intensificadores (que no se consideran inhibidores) como yoduro de potasio, Yoduro de cobre y otros.

Factores del comportamiento de un inhibidor:

El comportamiento de un inhibidor depende de varios factores como son:

1. Tipo de metal - Entre más dureza tenga el metal es más difícil inhibir la acción corrosiva del ácido
2. Temperatura - A mayor temperatura más difícil proteger la superficie metálica
3. Tipo y concentración del ácido - Entre más fuerte sea el ácido y mayor su concentración los inhibidores son menos efectivos
4. Tiempo de contacto - A medida que el tiempo de contacto entre el ácido y la superficie metálica es mayor, la protección es más difícil

5. Tipo y concentración del inhibidor.- Su concentración no puede ser incrementada ilimitadamente, dado que las condiciones de presión, temperatura, tipo de acero y concentración del ácido, se llega a una concentración del inhibidor en la cual no se tiene protección adicional y para algunos productos ésta puede disminuir
6. Efectos de otros aditivos - Los inhibidores orgánicos son surfactantes, generalmente catiónicos, con grupos funcionales de naturaleza polar.

El ataque del ácido sobre el metal se manifiesta en la forma siguiente. Debido a que el hierro tiende a donar electrones, el hierro libera electrones dentro de la estructura cristalina del metal desplazando otros electrones y estableciendo flujo de corriente hacia el cátodo. Simultáneamente en los sitios catódicos los hidrogenos iónicos capturan electrones para convertirse en hidrógenos monoatómicos. Figura 6 5 A y 6 5 B

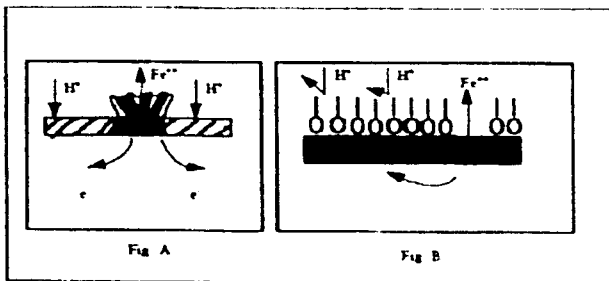
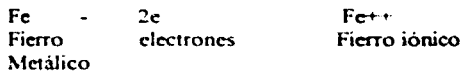


Figura 6 5 Mecanismos de inhibición

Las reacciones químicas son

Reacción anódica (oxidación)



Reacción catódica (reducción)



Reacción total**6.14 SURFACTANTES.^{9,10}**

Los agentes activos de superficie que se utilizan para emulsificar el ácido y el aceite y reducir la tensión interfacial, alterar la mojabilidad de la formación, acelerar la limpieza y prevenir la formación de lodo asfáltico "sludge" se le conoce como surfactantes. Para su uso, debe asegurarse su compatibilidad con el inhibidor de corrosión y demás aditivos. En la selección de surfactantes deben efectuarse pruebas de laboratorio similares a las descritas en el API RP-42.

Al acidificar una formación, generalmente se usa un desenmulsificante para prevenir la formación de una emulsion entre el ácido y el aceite de la formación. Para formaciones con aceite asfáltico se requiere inhibidores de precipitación asfáltica. El lodo asfáltico es llamado "sludge" que puede reducir la conductividad de fracturas y/o taponar los poros de la formación, restringiendo severamente la producción, este fenómeno es mas severo al usar altas concentraciones de ácido.

Los surfactantes generalmente se emplean mezclados entre si con un solvente. Se mezclan surfactantes aniónicos-aniónicos, aniónicos-no aniónicos, catiónicos-catiónicos, catiónicos- no iónicos y no iónicos-no iónicos, la mezcla aniónicos-catiónicos, en lo general no es muy recomendable ya que produce otro producto diferente a un surfactante y muchas veces en forma de precipitados.

El surfactante es parcialmente soluble tanto en fluidos oleosos como acuosos, sin embargo, su solubilidad depende de la relación de los grupos solubles en agua y aceite. Algunos surfactantes son sólo dispersables en agua o aceite.

Como ya se mencionó por sus características los surfactantes se acomodan en las interfaces entre líquidos, gases y sólidos, de esta manera los surfactantes funcionan por el mecanismo de absorción, creando efectos diferentes dependiendo del tipo de surfactantes y las características del gas, líquido y sólido.

Acción de surfactantes aniónicos.

- Mojarán de agua la arena, lutita o arcilla, cargadas negativamente
- Mojarán de aceite la caliza o dolomía, cuando su pH sea menor a 8

- Mojarán de agua la caliza o dolomia si el pH es de 9.5 o mayor debido a que estos sólidos cambian su carga superficial.
- Romperán emulsiones de agua sin aceite.
- Emulsificarán el aceite en el agua.
- Dispersarán las arcillas o finos en agua.

CLASIFICACION	CARGA SOLUBLE EN AGUA	GRUPO QUIMICO	APLICACIONES
ANIÓNICO Usados un 70%	NEGATIVA	SULFATOS FOSFATOS SULFONATOS FOSFONATOS	NO EMULSIFICANTES RETARDADORES NO EMULSIFICANTES LIMPIADORES
CATIONICOS	POSITIVA	COMPUESTOS DE AMINAS	NO EMULSIFICANTES INHIBIDOS DE CORROSION BACTERICIDAS
NO-IONICO	SIN CARGA	POLIMEROS	NO EMULSIFICANTES INHIBIDOS DE CORROSION ESPUMANTES
ANFOTERICO	LA CARGA DEPENDE DEL Ph DEL SISTEMA	SULFATO DE AMINA FOSFATO DE AMINA	VISCOSIFICANTES INHIBIDOS DE CORROSION

Tabla III Clasificación de Surfactantes.

Acción de surfactantes catiónicos.

En la mayoría de estos derivados de óxido de etileno-óxido de propileno su solubilidad se debe a la formación de puentes de hidrógeno o a la atracción de agua por el oxígeno del óxido de etileno, esta atracción se reduce a altas temperaturas y/o concentraciones de sal, ocasionando que la mayoría de surfactantes no-iónicos se separen de la solución

Acción de surfactantes anfotéricos.

Estas son moléculas conteniendo grupos ácidos y básicos. En un pH ácido, la parte básica de la molécula se ioniza y proporciona actividad superficial a la molécula. Hay un uso limitado de surfactantes Anfotéricos, sin embargo, algunos son empleados como inhibidores de corrosión figura 6.6

Las pruebas para seleccionar el surfactante son similares a las descritas en API RP-42; la diferencia radica en que el surfactante en estudio, generalmente del 0.1 al 0.2% en volumen, se adiciona al aceite o el agua agítandolo a altas velocidades

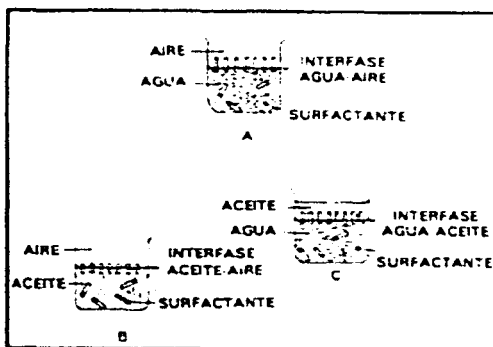


Figura 6.6 Orientación de surfactantes en la interface

Un surfactante para prevenir o remover daños debe cumplir las siguientes características:

1. - Reducir la tensión superficial e interfacial
2. - Prevenir la formación de emulsiones o romper las previamente ya formadas
3. - Mojar de agua la roca del yacimiento, considerando la salinidad y pH del agua usada
4. - No hinchar, recoger o dispersar a las arcillas de la formación
5. - Mantener la actividad de superficie a las condiciones de yacimiento
6. - Debe ser soluble en el fluido de acarreo, a la temperatura del yacimiento
7. - Ser compatibles con la salmuera o los fluidos de la formación

En el caso de que el daño sea mojamiento por aceite, éste puede ser resuelto mediante la inyección de un poderoso surfactante que moje de agua; sin embargo, si el mojado de aceite de una arenisca es causado por surfactantes catiónicos, éstos son muy difíciles de remover, la mejor solución es evitar el contacto de la arenisca con surfactantes catiónicos.

Antes de llevar a cabo un tratamiento con surfactantes se hace necesario limpiar la tubería de producción, la pared del pozo y las perforaciones para eliminar óxidos, incrustaciones, parafinas, asfaltenos, arenas, limo y otros materiales. Puede ser aconsejable redispersar para proporcionar la inyección del surfactante en todas las zonas.

Agentes no emulsificantes. La inyección del ácido a la formación promueve la mezcla del ácido vivo y/o gastado con el crudo, propiciando emulsiones estables de agua de aceite o aceite en agua formando un bloqueo de la formación al flujo de hidrocarburos, es por tanto, importante prevenir estas emulsiones en la estimulación.

Para evitar el problema se usan surfactantes específicos llamados no-emulsificantes que se dispersan en el ácido.

Agentes anti lodos asfálticos.

Cuando el ácido es inyectado a la formación y se pone en contacto con algunos aceites de alto contenido de asfaltenos, éstos se pueden precipitar, propiciando la formación de lodos asfálticos. Una vez precipitados no son disueltos en el aceite, acumulándose en la formación y reduciendo su permeabilidad. Para combatirlo se usan surfactantes que se absorben en la interfase aceite-ácido evitando la precipitación de asfaltenos.

Agentes de suspensión.

Cuando un ácido reacciona con la roca, disuelve parte del material, ya que las formaciones en lo general no son 100% puras. En estas condiciones muchos finos insolubles en el ácido se liberan.

Cuando el ácido gastado se remueve de la formación, los finos liberados pueden depositarse y/o puentear los canales de flujo, reduciendo la permeabilidad de la formación. Es por tanto deseable asegurar la remoción de estos finos con el ácido gastado. Para ello se utilizan dos tipos de aditivos:

- a) El primero son surfactantes que se absorben en la superficie de los finos y los mantiene en suspensión.
- b) El segundo son polímeros que a nivel molecular crean un efecto de atrapamiento de los finos para así mantenerlos en suspensión.

Agentes de mojabilidad.

En general se ha demostrado que el aceite y el gas fluyen más fácilmente a través de formaciones mojadas por agua que aquellas mojadas por aceite, por tanto, siempre que sea posible, es mejor dejar la formación mojada por agua. De aquí la importancia de considerar las propiedades de mojabilidad de los surfactantes que se adicionan al ácido deja mojada la roca por aceite, es necesaria la adición de surfactantes específicos que permitan alterar las propiedades de mojabilidad del sistema ácido.

Reductores de filtrado.

Son mezclas de partículas sólidas y material gelatinoso que reducen el volumen de ácido perdido hacia la formación y aumentan la penetración del ácido. Los reductores de pérdida de filtrado se componen de: una partícula sólida inerte que entra a la formación, quedándose cerca de la superficie de una fractura y por otra parte un elemento matricial gelatinoso que taponan los pequeños poros por el material sólido granular.

Agentes penetrantes.

En formaciones poco permeables, principalmente de gas, es deseable que el ácido penetre y moje más fácilmente la roca. Asimismo, para evitar bloqueos de agua en la formación y para asegurar la remoción de los productos de reacción, se utilizan surfactantes que promueven una severa reducción de la tensión superficial del ácido; permitiendo minimizar los efectos de las fuerzas retentivas propiciando un mayor contacto entre la roca y el ácido.

Agentes secuestrantes de hierro.

Las tuberías del pozo tienen una delgada cubierta de compuestos de hierro, como óxidos o sulfuros; asimismo estos compuestos pueden estar presentes en la propia formación o ser llevados a ella por inyección u otros fluidos en pozos inyectoros. Al inyectar ácido este disuelve los depósitos y minerales de hierro transformándolos en cloruros de hierro solubles en productos de reacción mientras el ácido este vivo, se precipitará hierro insoluble y que se deposita en los canales de flujo restringiendo la permeabilidad; para evitarlo se le agrega al ácido secuestrantes o una mezcla cinérgica de agente secuestrante y controlador de pH.

Estos agentes evitan la precipitación de compuestos de hierro en los poros. La precipitación de compuestos de hierro disuelto por el ácido provoca la reducción de la permeabilidad. El hierro puede provenir de los productos de la corrosión de las tuberías o bien existir en forma mineralógica en la formación.

Agentes retardadores de reacción.

Se utilizan para retardar la acción del HCl con las rocas calcáreas, permitiendo tener mayor penetración del ácido vivo dentro de la formación. Son surfactantes que se absorben en la superficie de la roca, dejándola mojada por aceite, lo cual permite generar una película entre la roca y el ácido, sirviendo de barrera a los iones hidrógeno con los carbonatos de la roca

Solventes mutuos.

Son sustancias solubles en agua y en aceite, este tipo de aditivos permite la formación de espumas estables de ácido y nitrógeno, son productos que tienen apreciable solubilidad tanto en agua como en aceite, reducen la tensión interfacial y actúan como solventes para solubilizar aceite en agua y son capaces de remover materiales oleosos que mojan la superficie de los poros. Su uso principal es en la acidificación de las areniscas y rocas calcáreas. Se usan concentraciones de 5 a 10% en volumen

Aditivos de limpieza.

Para la remoción del ácido gastado del yacimiento deberá inyectarse antes del ácido surfactantes, alcoholes, aromáticos pesados, nitrógeno o dióxido de carbono. En formaciones productoras de gas, de baja permeabilidad, donde es difícil remover el agua, es conveniente agregar alcohol al ácido, a fin de reducir la tensión superficial entre el ácido gastado y el gas de la formación. De otra manera, puede adicionarse algún espumante al ácido. Los aromáticos pesados ayudan a la remoción de parafinas y asfaltenos

6.15 FACTORES QUE AFECTAN LA VELOCIDAD DE REACCIÓN DEL ÁCIDO.^{9,10}

Se han efectuado estudios sobre los parámetros que afectan o influyen en la velocidad de reacción del ácido con la roca y entre los factores que afectan se encuentran

Relación del área-volumen.

Es el que más afecta la velocidad de reacción entre los ácidos y la roca. La relación entre área mojada por el ácido y el volumen de este, varía mucho, siendo la velocidad de reacción directamente proporcional a esta relación. Se muestra esta relación en la figura 6.7 y en relación a HCl figura 6.8

- a) Se tiene un pozo terminado en agujero abierto. Si en el intervalo de interés h , se coloca ácido, la relación área mojada por el ácido a su volumen R esta dada por:

$$R = \frac{2}{rw}$$

- b) Considera un canal de longitud X_f , altura h y amplitud w . Si se retiene el ácido en el canal (fractura), la relación área volumen será:

$$R = \frac{2}{w}$$

- c) Si se asume un canal poroso de diámetro d_p y longitud L . Conteniendo ácido, la relación área-volumen será:

$$R = \frac{4}{D_p}$$

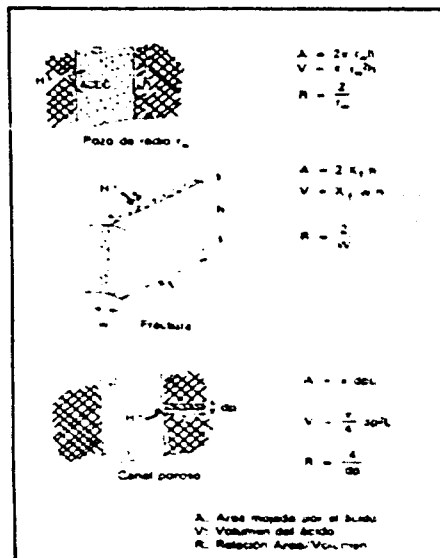


Figura 6.7 Cálculo de la relación área/volumen.

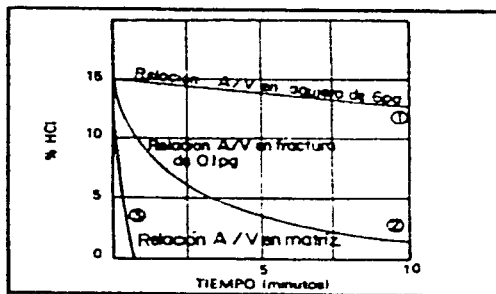


Figura 6.8 efecto de la relación área/volumen en la reacción del HCl con caliza 1,000 psi y 80 °F

En la práctica la relación entre el ácido fluorhídrico y la arcilla es muy rápida, mientras que con el silice es más lenta

Temperatura.

Cuando la temperatura aumenta el ácido reaccionará más rápido con la roca. Esto es debido a que los efectos de difusión son más acentuados y por tanto los iones de hidrógeno tienen mayor movilidad, alcanzando la superficie del sólido más rápido. Así mismo, la viscosidad de la solución disminuirá facilitando el transporte de los iones de hidrógeno hacia la superficie del sólido. Se muestra el efecto en la figura 6.9

Tipo y concentración del ácido.

Entre más completamente un ácido se ionice en iones hidrógeno y su unión, el ácido es más fuerte y tendrá mayor velocidad de reacción. Significa que a mayor concentración, mayor cantidad de iones H^+ podrán estar en contacto con la superficie sólida.

El ácido clorhídrico tiene una velocidad de reacción mayor en las rocas calcáreas que los ácidos orgánicos, siendo el fórmico de mayor velocidad de reacción que el acético. Así mismo, el ácido fluorhídrico es más rápido en reaccionar que los ácidos orgánicos con las rocas calcáreas y único en reaccionar con los silicatos.

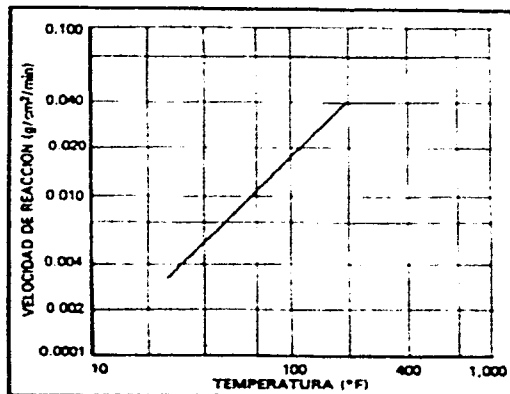


Figura 6.9 Efecto de la temperatura sobre la velocidad de reacción entre HCL/Carbonatos.

Con respecto a las velocidades de reacción, un ácido clorhídrico al 20% en una caliza tendrá un valor mayor que un ácido al 10%, sin embargo, si se sigue la reacción del ácido al 210% a través de su ciclo, cuando se haya gastado hasta el 10%, su velocidad es menor que la del inicio con el 10% y se debe a que ácido del 20% cuando llega al 10% contiene productos de reacción disminuyendo su velocidad. Si se adiciona cloruro de calcio y bióxido de carbono a un ácido de cualquier concentración se retardará su reacción. Como se muestra en la figura 6.10

Velocidad de flujo.

El efecto de incrementar la velocidad de flujo generalmente aumenta la velocidad de reacción disminuyendo el tiempo en el que el ácido se gasta. A mayores velocidades de flujo se remueve más rápidamente los productos de reacción de la superficie de la roca incrementando el contacto entre iones hidrógeno y esta superficie. Si la velocidad es suficientemente alta para un mismo tiempo, una menor cantidad de iones hidrógeno tendrá oportunidad de estar en contacto con la superficie de la roca y la velocidad de reacción disminuirá, lográndose mayor tiempo de gastado y por lo tanto mayor penetración del ácido vivo. Se muestra en la figura 6.11

Composición de la roca.

La composición física y química de la roca influencia la reacción del ácido. Por ejemplo el ácido clorhídrico reacciona generalmente más lento en dolomias que en calizas.

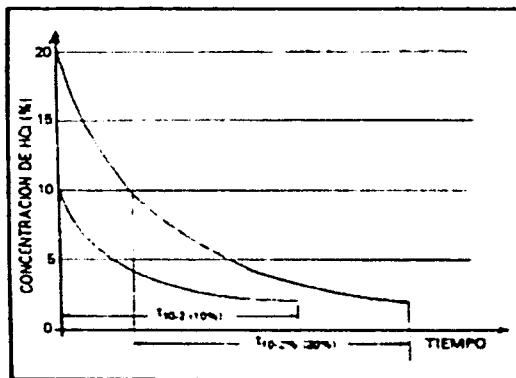


Figura 6 10 Efecto de la concentración del ácido.

Viscosidad.

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

Presión.

Tiene poca influencia sobre la velocidad de reacción, sobre todo a presiones de tratamiento. Sólo a bajas presiones parte del CO₂ sale de la solución y a presiones mayores de 750 psi el CO₂ no escapa de la solución de ácido gastado, la presión tiene poco efecto en la velocidad de reacción.

Composición de la roca

La composición física y química de la roca influencia la reacción del ácido. Por ejemplo el ácido clorhídrico reacciona generalmente más lento en dolomias que en calizas.

Viscosidad.

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

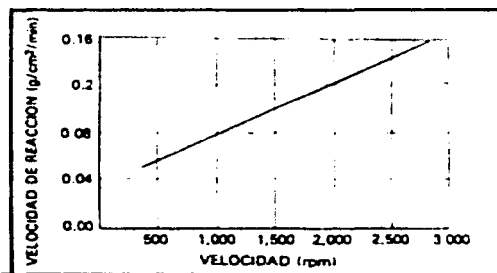


Figura 6.11 Efecto de la velocidad del fluido en la velocidad de reacción del HCl con CaCO_3

Composición de la roca

La composición física y química de la roca influencia la reacción del ácido. Por ejemplo el ácido clorhídrico reacciona generalmente más lento en dolomías que en calizas.

Viscosidad.

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

Presión.

Tiene poca influencia sobre la velocidad de reacción, sobre todo a presiones de tratamiento. Solo a bajas presiones parte del CO_2 sale de la solución y a presiones mayores de 750 psi el CO_2 no escapa de la solución de ácido gastado, la presión tiene poco efecto en la velocidad de reacción.

6.16 DAÑO A LA FORMACION PRODUCTORA.¹⁰⁰

El daño a la formación es un aspecto sumamente importante en la ingeniería petrolera, debido al efecto negativo que tiene sobre la productividad del pozo, por alteración a las propiedades petrofísicas de la roca (porosidad, permeabilidad y capilaridad) y se considera como la obstrucción parcial o total, natural o inducida, al flujo de fluidos de la formación del pozo o del pozo a la formación (figura 6.12)

Cabe señalar que en condiciones normales de los pozos, sobre todo a su terminación, la zona en la pared del pozo se encuentra dañada, estas causas pueden ser diversas y en instantes diferentes, es decir, no solo durante la perforación puede haber daño sino que también en la terminación, reparación, estimulación y vida productiva del pozo reflejándose en caídas de presión que se tienen al llevar los fluidos desde el yacimiento a la pared del pozo

Para seleccionar un método adecuado de estimulación a una condición de daño se hace necesario primero determinar la naturaleza de este, el daño puede ser somero o profundo, mientras que las posibles localizaciones del daño se encuentran en la formación, en los disparos y en el pozo

- a) **En la formación** - Se tiene por la obstrucción del medio poroso, por depositación de material orgánico, proveniente de la misma producción y/o por material inorgánico, de la formación, así como el ocasionado por filtrado de lodo
- b) **En los disparos** - Al hacer los disparos a la formación, los detritos de las pistolas ocasionan obstrucción en las perforaciones
- c) **En el pozo** - Durante su vida productiva las condiciones que presente puede originar depositaciones de sólidos orgánicos y/o inorgánicos

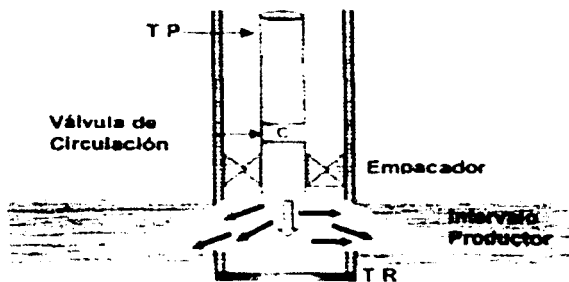


Figura 6.12 Daño a la formación productora

6.17 ORIGEN Y TIPOS DE DAÑO.

Daño por invasión de fluidos.-El principal daño a la formación es el contacto de esta con los fluidos, entre los más comunes se encuentran los fluidos de perforación, de cementación, terminación o reparación y de limpieza o estimulación

La penetración de los fluidos a la formación comunmente es de 2 pies y puede llegar en algunos casos hasta 10 pies. La severidad del daño depende de la composición y sensibilidad de la formación a los mismos

a) Daño por agua.- Este problema es causado por el incremento de la saturación de agua en la vecindad del pozo, reduciendo la permeabilidad relativa de los hidrocarburos, el problema es mayor cuando se pierden grandes cantidades de agua en la existencia de arcillas tipo illita, también puede presentarse el bloqueo en la canalización o conificación del agua de formación en el intervalo productor

El bloqueo por agua puede prevenirse siempre y cuando a los fluidos acuosos que invaden la formación se les adicionen surfactantes bajo tensores en concentraciones del 0.1 al 2% en volumen. Puede ser removido inyectando a la formación matricialmente una solución acuosa, o ácido alcohólico (apropiado para pozos de gas) con una concentración del 1 al 3% de un surfactante que permita bajar efectivamente la tensión superficial e interfacial y asegure el mejoramiento de la formación por agua

b) Bloqueo de aceite.- En pozos de gas la invasión de fluidos base aceite causará que una nueva fase invada la formación con la consecuente reducción drástica de la permeabilidad relativa al gas. Este bloqueo causa mayor daño en formaciones de baja permeabilidad y también puede presentarse en la condensación retrograda. La inyección de soluciones acuosas con solventes mutuos o alcoholes de surfactante de 1 a 3% en volumen, disminuyendo las fuerzas retentivas del aceite que bloquea la formación, permitiendo una rápida disminución de la saturación de la fase oleosa

c) Bloqueo por emulsión.- La formación de emulsiones en el medio poroso causan en general altas viscosidades, particularmente las emulsiones agua en aceite. Esto reduce drásticamente la productividad de los pozos y en general es relativamente más fácil prevenir las que removerlas. El volumen requerido es usualmente 20 o 30 veces mayor que el volumen necesario para prevenir su formación

La inyección de soluciones de surfactantes desmenuzantes del 2 al 3% en volumen de fluidos oleosos, acuosos o con solventes mutuos puede usarse para romper una emulsión. La emulsión se rompe al absorberse el surfactante en la interfase disminuyendo la tensión interfacial y propiciando la consecuente coalescencia de las gotas de la fase dispersa

d) Mojamiento por aceite.- Cuando la formación en la vecindad queda total o parcialmente mojada por aceite, se produce un daño significativo, el mojamiento por aceite puede resultar en mayor tendencia al bloqueo por agua o emulsión y dependiendo del tipo de surfactante y los minerales que conforman la roca puede propiciar el mejoramiento de la misma por aceite

Los surfactantes catiónicos son difíciles de remover de rocas silíceas, la remoción efectiva implica la inyección de solventes mutuos para remover la fase mojante del aceite, seguida de una solución acuosa de un surfactante con fuertes propiedades mojantes por agua.

e) Películas o membranas interfaciales - Se requiere de solventes con alta concentración de surfactantes que permita disminuir la consistencia de las películas rígidas formadas en la interfase agua-aceite

f) Depósitos orgánicos - Algunos aceites crudos tienen tendencia a ocasionar depósitos orgánicos formados por hidrocarburos de alto peso molecular (parafinas o asfaltenos). Estos depósitos pueden formarse en la roca, en las perforaciones y/o en la tubería de producción

El daño es removido al resolubilizarlos con solventes aromáticos y un surfactante dispersor, también es recomendable la adición de pequeñas cantidades de alcoholes o solventes mutuos

g) Pérdidas de lodo - El daño causado por pérdidas de lodo durante la perforación generalmente es difícil de remover. La solución más adecuada es la inyección de soluciones acuosas u oleosas de surfactantes y otros químicos que pueden reducir la viscosidad de lodo y dispersar los sólidos

Daño por invasión de sólidos- Uno de los daños más comunes se debe al obturamiento del sistema poroso causado por los componentes sólidos de los fluidos de perforación, cementación, terminación, reparación o estimulación

Los materiales sólidos están constituidos por arcillas, barita, recortes de la barrena, agentes de pérdida, etc. La deposición causa un obturamiento parcial o total al flujo de los fluidos reduciéndola hasta un 90% o más

Los sólidos pueden ser comprensibles siendo los primeros los que penetran con más facilidad por la capacidad de deformarse y ajustarse a la forma y tamaño de las restricciones de los poros. Si los sólidos invaden la formación son partículas pequeñas como arcillas, óxidos y bentonita del lodo

Daño por arcillas - El daño por arcillas y limos incluye la reducción de permeabilidad por el fluido de perforación y/o migración de finos del yacimiento al pozo.

Daño por precipitación secundaria - Se presenta por la invasión a la formación de fluidos incompatibles que contienen iones solubles que reaccionan con el agua de formación precipitando sólidos.

Daño por depósitos minerales - Las escamas son depósitos de precipitados minerales, se pueden precipitar en tuberías, en las perforaciones y/o en la formación. La deposición de escamas ocurre durante la producción debido a los cambios de temperatura y presión durante la producción. También puede formarse cuando se mezclan aguas incompatibles, agua de formación y filtrado del fluido o agua de inyección.

Daño asociado a la producción - La producción de los pozos propicia cambios de presión y temperatura en o cerca del pozo. Estos cambios originan un desequilibrio de los fluidos agua, aceite y/o gas, con la consecuente precipitación y depósito de sólidos orgánicos (asfaltenos o parafinas) y/o sólidos inorgánicos (sales).

En algunos pozos productores de gas y condensado los cambios de presión y temperatura pueden originar condensación retrograda, con la invasión de líquidos en el medio poroso y reducción de la permeabilidad relativa al gas.

Otra fuente común es el bloqueo por agua o gas debido a su canalización o conificación.

Daño por depósitos orgánicos - Son precipitados de hidrocarburos pesados (asfaltenos y/o parafinas) se localizan principalmente en las tuberías, perforaciones y/o en la formación, los mecanismos son numerosos, uno de ellos es el cambio de temperatura o presión en la cara del pozo durante la producción y las fracciones de hidrocarburos pesados comienzan a cristalizarse depositándose consecuentemente.

Daño por depósitos mixtos - Los depósitos mixtos orgánicos/inorgánicos son una mezcla de compuestos orgánicos y escamas o limos y arcillas. Este tipo de deposición requiere un sistema de disolución como la dispersión de un solvente hidrocarburo dentro de un ácido a menudo aromático.

Daño durante la perforación - El fluido de control que se utiliza contiene sólidos en suspensión que bloquean los poros de la formación y/o fracturas naturales. Cuando el fluido es base agua, al filtrarse incrementa la saturación de agua y en consecuencia la permeabilidad al agua, reduciendo la del aceite, además de que las arcillas existentes se hinchan y/o dispersan, obstruyendo los canales conductivos. Si se utilizan fluidos base

aceite con surfactantes, la formación puede quedar mojada por aceite, reduciendo la permeabilidad a dicho flujo. Si el filtrado tiene una salinidad menor que la de los fluidos de la formación puede provocar hinchamiento o defloculación de las arcillas u otros finos de la formación.

La invasión de estos minerales depende de la efectividad del control de pérdida del filtrado, del tamaño relativo de los sólidos y de los poros de la formación.

El lodo de perforación forma un enjarre debido a la filtración del lodo, el cual continúa aún cuando el enjarre ya está formado, solo que se lleva a una velocidad más baja.

Daño en la cementación.-Al realizar la cementación de la tubería de revestimiento, al ser bajada puede causar una presión adicional contra las zonas productoras, comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de pérdida de fluido.

Cuando se va a realizar una cementación forzada, se realiza un daño más profundo, ya que al estar inyectando cemento a altas presiones se generan fracturas en las que se canaliza el cemento dañando seriamente la formación.

Daño al realizar la terminación.-Mientras la terminación se lleva a cabo varias operaciones, como son recementaciones, limpieza del pozo, asentamiento del aparejo de producción, perforación del intervalo a explotar e inducción del pozo a producción. El control del pozo y la recementación de tuberías propicia la inyección forzada de fluidos y sólidos.

Al realizarse las perforaciones del intervalo debe procurarse un fluido limpio libre de sólidos y una presión diferencial a favor de la formación. Durante la limpieza e inducción del pozo pueden perderse fluidos y sólidos que invaden la formación.

Durante la colocación del aparejo de producción, se presenta el efecto pistón sobre la formación abierta o en la zona de los disparos, causado por la presión diferencial que provoca que los fluidos de control y sólidos que estos contienen penetren a la formación a una mayor profundidad.

Cuando el pozo es abierto a producción con altos gastos, se presenta un arrastre de finos hacia la formación, reteniéndose en las restricciones de los poros, provocando el taponamiento en la vecindad del pozo.

Daño al disparar.-Al disparar el intervalo productor, algunos desechos de las pistolas y sólidos del fluido de control taponan los orificios generados en los disparos, ocasionando una reducción de la densidad de disparos.

Daño en las operaciones de reparación.-El daño por estas operaciones es originado por las mismas causas que intervienen al terminar el pozo. Sin embargo, durante la reparación del pozo se genera un daño cuando es necesario sacar el empacador, al desanclarlo, los fluidos que se encuentran en el espacio anular, descienden a la zona productora penetrando en la pared del pozo.

Si un pozo ha sido fracturado hidráulicamente y sustentado, los sólidos que entran a la fractura tenderán a puentearse entre los agentes apuntalantes causando una reducción en la capacidad de flujo en la fractura.

Daño al realizar la estimulación.-El rompimiento o fracturamiento con ácido, puede contraer el enjarre que existe entre la formación y el cemento, o bien puede crear canales de flujo que establezcan la comunicación vertical de los fluidos no deseados con la fractura creada.

Los fluidos de estimulación llevan productos químicos (ácidos, surfactantes, etc.) que pueden modificar la permeabilidad de la roca, crear emulsiones, reaccionar con el aceite del yacimiento formando lodos asfálticos, causar precipitaciones indeseables, etc.

Daño durante la vida productiva del pozo.-Los surfactantes que se utilizan en la explotación de pozos son los inhibidores de parafinas que causan una reducción en la permeabilidad, en pozos productores de aceite asfáltico de viscosidad relativamente alta y la depositación del asfalto causa que la formación quede mojada por aceite, produciéndose además emulsiones alrededor del pozo.

Cuando los fluidos fluyen hacia el pozo, la velocidad de los mismos se incrementa a medida que se acercan, en su trayectoria arrastran pequeñas partículas de sólidos que se depositan en la zona vecina al pozo; esta constante depositación origina que se obturen los poros de la formación.

Daño en la inyección.-El gas generalmente alcanza flujo turbulento antes de llegar al intervalo abierto, ocasiona un efecto de barrido de grasa que se encuentra en las roscas, escamas de corrosión u otros sólidos que taponarán los poros del yacimiento. Así el gas inyectando puede acarrear productos químicos, residuos de lubricante de las compresoras u otros materiales reduciendo la permeabilidad.

El agua produce daño durante su inyección cuando no está tratada apropiadamente, pudiendo contener sólidos, por uso inadecuado de los filtros, por el contenido de sales no compatible con el agua de formación, por incompatibilidad con la arcilla, por bacterias, por geles residuales en la inyección de polímeros.

6.18 EVALUACIÓN DEL DAÑO. ⁹

Con la finalidad de evaluar teórica y cuantitativamente los efectos del daño susceptibles de removerse se presentan dos ecuaciones que describen el comportamiento de los fluidos en forma radial, considerando flujo en régimen permanente, yacimiento homogéneo e infinito y flujo en una sola fase

El siguiente esquema (figura 6 13) presenta un pozo y una geometría radial circular con una zona dañada de radio de penetración r_x y permeabilidad k_x , diferente a la permeabilidad de la zona sin daño (k) haciendo un balance de presiones en estas condiciones, la caída de presión será

$$(P_{ws} - P_{wf}) = (P_{ws} - P_x) + (P_x - P_{wf})$$

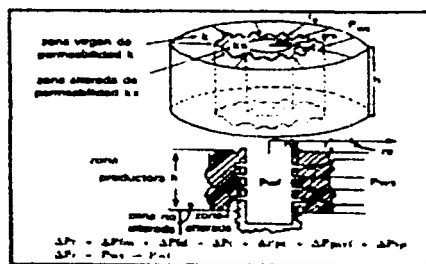


Figura 6.13 Esquema radial del pozo

Por otro lado, la definición de índice de productividad J_o está dado por:

$$J_o = \frac{q_o}{(P_{ws} - P_{wf})}$$

Basándose en la ecuación anterior se puede construir una gráfica de presión contra gasto a la que se denomina relación de comportamiento de flujo "IPR"

En el caso de un yacimiento ideal con empuje hidráulico 100% efectivo, se puede considerar que la presión de fondo estática (P_{ws}) no cambia con el tiempo y se tendrá una línea recta como se muestra en la figura 6.14

Por lo general P_{ws} disminuye con la producción y J_o cambia en función del tiempo, la curva (2) representa el comportamiento real de un yacimiento en condiciones naturales

Sin embargo, generalmente las formaciones se encuentran en mayor o menor grado dañadas, propiciando perdida de presión adicional a la de fondo fluyendo y J_0 este representado por la curva (b)

Si la formación en la vecindad del pozo se encuentra en mejores condiciones de flujo, la caída de presión será menor, el comportamiento está representado por la curva (c) como se muestra en la figura 6 14

Si la formación presenta alguna alteración en la vecindad del pozo, el indice de productividad se representa por "Jx" y por definición será:

$$J_x = \frac{q_x}{(P_{wf} - P_{wf})}$$

Donde q_x sería el gasto de producción bajo condiciones alteradas y además si se considera la misma caída de presión para J_0 y J_x se tiene que

$$\frac{q_x}{J_x} = \frac{q_0}{J_0} \quad \text{o} \quad \frac{q_x}{q_0} = \frac{J_x}{J_0}$$

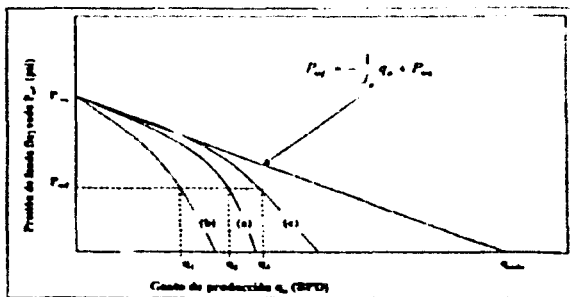


Figura 6.14 Relación de la presión de fondo fluyendo contra el gasto de producción.

Por lo tanto para obtener la razon de productividad después de una estimulación, se utiliza la siguiente ecuación

$$J_x = \frac{Lr \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{L_0 \left(\frac{r_e}{r_i} \right) + \left(\frac{k}{k_i} \right) Lr \left(\frac{r_e}{r_i} \right)}$$

La representación gráfica de esta relación se muestra en la gráfica 6.15 y 6.16, donde se observa que J_x/J_o es menor a la unidad debido a que $J_x < J_o$ cuando la formación se encuentra dañada.

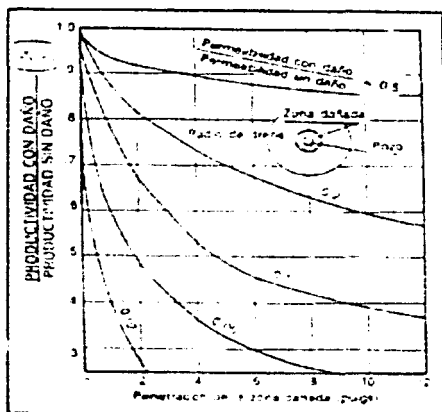


Figura 6.15 Pérdida de productividad debido a somera penetración.

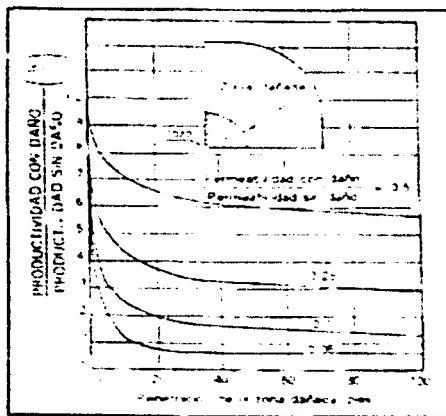


Figura 6.16 Pérdida de productividad debido a profunda penetración del daño.

CONCLUSIONES.

La terminación de un pozo petrolero es parte fundamental en su vida productiva, ésta no solo consiste en perforar y entubar, ya que en la mayoría de los casos un pozo pasa de la producción a la etapa de estimulación o recuperación secundaria, y si no contamos con una terminación bien planeada y condiciones de aparejo óptimas, esto puede ser difícil y a la vez muy costoso.

Los tipos y ventajas que ofrecen las diferentes terminaciones así como el equipo que se utiliza en la terminación muchas veces es desconocido e ignorado en sus características aprestándole poca atención, el conocerlo ofrece grandes ventajas y un mejor rendimiento del pozo aplazando a sí el tiempo para intervenirlo haciendo futuras reparaciones.

A pesar de que los fluidos base agua tienen ventajas que debemos tener presentes para su uso estos provocan diversos problemas y en su mayoría son más corrosivos; podríamos mencionar que el fluido más conveniente en casi todo momento para un pozo son los de base aceite por todas las propiedades y características que ofrecen así como la estabilidad de las paredes del pozo; sin embargo, los costos de un fluido base aceite pueden ser más elevados, su manejo y disposición es más complejo.

Un eficiente diseño del programa y la selección de terminación es fundamental, ya que errores en ello proporciona grandes costos y tiempos que son fundamentales en la vida productiva y económica del pozo, es por tal razón necesario que el diseño de los disparos se analice cuidadosamente minimizando posibles daños a la formación y futuras reparaciones para evitar intervenir en corto tiempo el pozo o necesite de una estimulación (fracturamiento hidráulico, fracturamiento por ácido o por acidificación matricial) que sería mucho más costosa y que en ocasiones todo pozo se ve requerido de ella, inclusive para ponerlo en producción desde el inicio; el Ingeniero petrolero deberá tener presente todas y cada una de las etapas de perforación y terminación del pozo siendo el responsable de ponerlo a producir.

La tecnología va cambiando y esta tesis solo es un pequeño paso o pauta a nuestra actualización constante ya que uno de los retos del Ingeniero Petrolero es la extracción de un mayor porcentaje de hidrocarburos del yacimiento, evitando al máximo el entrapamiento de éstos, el diseño más adecuado es esencial en el futuro.

El presente trabajo puede ser empleado como apoyo en los apuntes de la asignatura de Terminación y Reparación de Pozos del actual plan de estudios de la carrera de Ingeniero Petrolero buscando tener la información mínima necesaria al respecto

BIBLIOGRAFÍA.

- 1) Adams, Neal J
"Well Control, Problems and Solutions"
Petroleum Publishing Company
Tulsa Oklahoma
- 2) Álvarez Baena, Adrián
"Diseño y Selección de los Disparos en pozos Convencionales y en pozos no Convencionales"
Tesis 2000 FI UNAM
- 3) Araiza de la Rosa Gabriela
"Tecnología de Perforación con Tubería de Producción y Tubería de Revestimiento"
Tesis 2001 FI UNAM.
- 4) Cárdenas Alonso Ignacio
"Apuntes de Terminación de Pozos"
FI UNAM.
- 5) Chilingarain
"Drilling and Drilling Fluids"
- 6) Economides M J, Daniel Hill and Ehlig-Economides C.
"Petroleum Production Systems"
Prentice Hall Petroleum Engineering Series 1994.
- 7) Flores Roberto A, Rodríguez Nieto R.
"Apuntes de Mecánica de Fluidos"
FI. UNAM.
- 8) Garaicoechea P. Francisco
"Apuntes de Estimulación de Pozos"
FI. UNAM.
- 9) Islas Silva Carlos
"Manual de Estimulación Matricial de Pozos"
CIPM.
- 10) Mendoza Mendoza Enrique
"Estimulación de Pozos Mediante Acidificación Matricial"
Tesis IPN.

CONCLUSIONES Y BIBLIOGRAFÍA

- 11) Murillo Martinez Vicente
"Procedimientos Operativos en la Terminación y Reparación de Pozos Petroleros"
Tesis 2000 FI UNAM
- 12) Rangel Martinez Ignacio
"Mantenimiento de Pozos Petroleros"
Tesis 2001 FI UNAM
- 13) Sanches Chavez, G T
Técnica Tubingless Aplicada al Pozo Fortuna Nacional N° 9"
Revista AIPM, Feb 2000
- 14) Schlumberger
"Perforating Services"
1995
- 15) Terrazas R. Martin, Otros
"Un Siglo de la Perforacion en México"
Terminación y Mantenimiento de Pozos.
PEMEX. Sep 2000
- 16) W.T. Bell / R. A. / Sukup / S.M. Tariq
"Perforating"
Society of Petroleum Engineering, Inc. Richardson
Texas 1995.