

Capítulo III

Perforación y Terminación de Pozos

3.1. Tipos de Pozos

El tipo de pozo depende principalmente del propósito de la perforación con lo cual básicamente solo existen 3 tipos de pozos los cuales son:

- Exploratorios
- Evaluación
- Desarrollo

3.1.1. Pozos Exploratorios

Los pozos exploratorios son los primeros en ser perforados en un proyecto. El principal objetivo de estos pozos es establecer la presencia de hidrocarburos. Los datos geológicos tomados de los recortes, los núcleos y los registros, son los objetivos de estos pozos. En resumen la función de los pozos exploratorios es obtener la mayor cantidad de información al menor costo.

3.1.2. Pozos de Evaluación

Un pozo de evaluación es perforado como una etapa intermedia entre la exploración y la producción, para determinar el tamaño del campo, las propiedades del yacimiento y cómo van a producir la mayoría de los pozos. Ya que la geología del área es mejor conocida, la perforación y terminación de los pozos podrá ser mejor diseñada para reducir al mínimo los daños al yacimiento. Estos pozos mejoran la calidad de la información para permitir a los Geólogos e Ingenieros en Yacimientos la mejor predicción de la producción a lo largo de la vida del campo

3.1.3. Pozos de Desarrollo

El propósito principal de estos pozos es poner en producción al campo, siendo su prioridad la producción antes que la toma de datos. Existen diferentes tipos de pozos de desarrollo los cuales son:

- Pozos de producción: son los más numerosos, el objetivo es optimizar la productividad del pozo.

- Pozos de inyección: estos pozos son menos numerosos, pero son indispensables para producir el yacimiento. En particular algunos pozos inyectoros son usados para mantener la presión del yacimiento y otros para eliminar fluidos no deseados.
- Pozos de observación: Sirven para completar y monitorear varios parámetros del yacimiento. Algunas veces pozos que son perforados y no se pueden usar para producción o inyección son utilizados como observadores.

3.2. Clasificación de Pozos

La perforación de pozos depende de varias razones, entre ellas se encuentra: el área geográfica, las características y estructura del yacimiento, la columna geológica y la optimización de la producción del yacimiento al mínimo costo. Debido a esto, los pozos se pueden clasificar en:

- Verticales
- Horizontales
- Desviados (de pequeño y gran ángulo)
- Multilaterales

3.2.1. Pozos Verticales

Estos pozos son los más comunes dentro de la industria petrolera siendo esto por las siguientes razones:

- Su perforación es la más sencilla
- Son los menos costosos
- Su operación es simple
- Diseño óptimo para fracturamiento hidráulico
- Ideales para yacimientos de espesor homogéneo

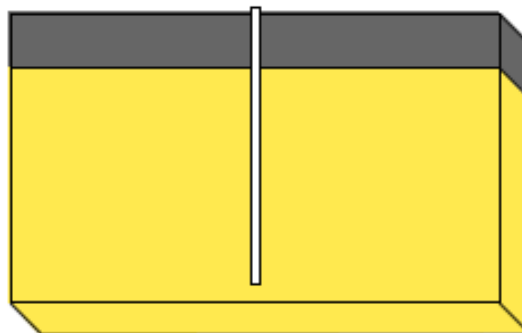


Figura 3.1. Pozo Vertical

3.2.2. Pozos Horizontales

La perforación de estos pozos es debida principalmente a las siguientes razones:

- Yacimientos de poco espesor, o columnas de aceite de poco espesor donde la relación λ no es demasiada baja, y no hay barreras significativas a la permeabilidad vertical.
- Para minimizar bajas en la producción
- Para minimizar la perforación de pozos para el desarrollo de un campo
- En yacimientos fracturados donde un pozo horizontal da una mejor oportunidad de interceptar las fracturas.
- Para yacimientos propensos a la conificación de agua y gas
- Para yacimientos propensos a la producción de arena
- En combinación con la perforación de alcance extendido para drenar diferentes bloques o yacimientos, en un solo pozo.
- Cuando las cualidades del yacimiento varían en sentido lateral y un pozo horizontal da una mejor oportunidad de encontrar los mejores puntos de extracción.
- En combinación con la perforación de alcance extendido, para desarrollar los yacimientos en zonas ambientalmente sensibles, o desde una plataforma marina, donde el número y la ubicación de los pozos de superficie está muy restringido.

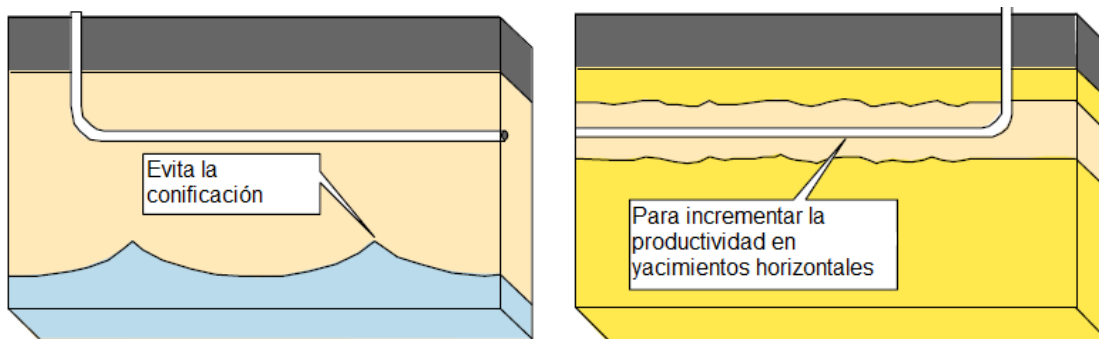


Figura 3.2. Pozo Horizontal

3.2.3. Pozos Desviados

La perforación de estos pozos puede ser usada para muchos de los propósitos de los pozos horizontales y adicionalmente para:

- Yacimientos de espesor grande donde la relación λ es baja, y/o existen barreras significativas a la permeabilidad vertical.
- Yacimientos lenticulares.
- Yacimientos en capas

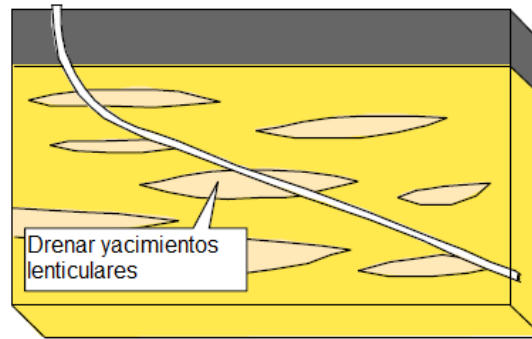


Figura 3.3. Pozo Desviado

3.2.4. Pozos Multilaterales

Los pozos multilaterales incrementan la productividad del pozo principalmente incrementando la longitud de sección del yacimiento expuesta hacia el pozo. Otros beneficios incluyen la posibilidad de drenaje de más de un yacimiento, o más de un bloque de un yacimiento en un solo pozo. Un pozo multilateral, es aquel con uno o más laterales, es decir, uno o más pozos subsidiarios de un pozo principal. Los laterales son usualmente pozos horizontales o desviados.

Las principales aplicaciones para estos pozos son:

- Mejora el drenaje en un yacimiento
- Acceso a intervalos y bloques discontinuos en un yacimiento
- El drenaje de más de un yacimiento en un pozo
- Mejora la eficiencia de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada
- En combinación con la perforación de alcance extendido, para desarrollar los yacimientos en zonas ambientalmente sensibles, o desde una plataforma marina, donde el número y la ubicación de los pozos de superficie está muy restringido.

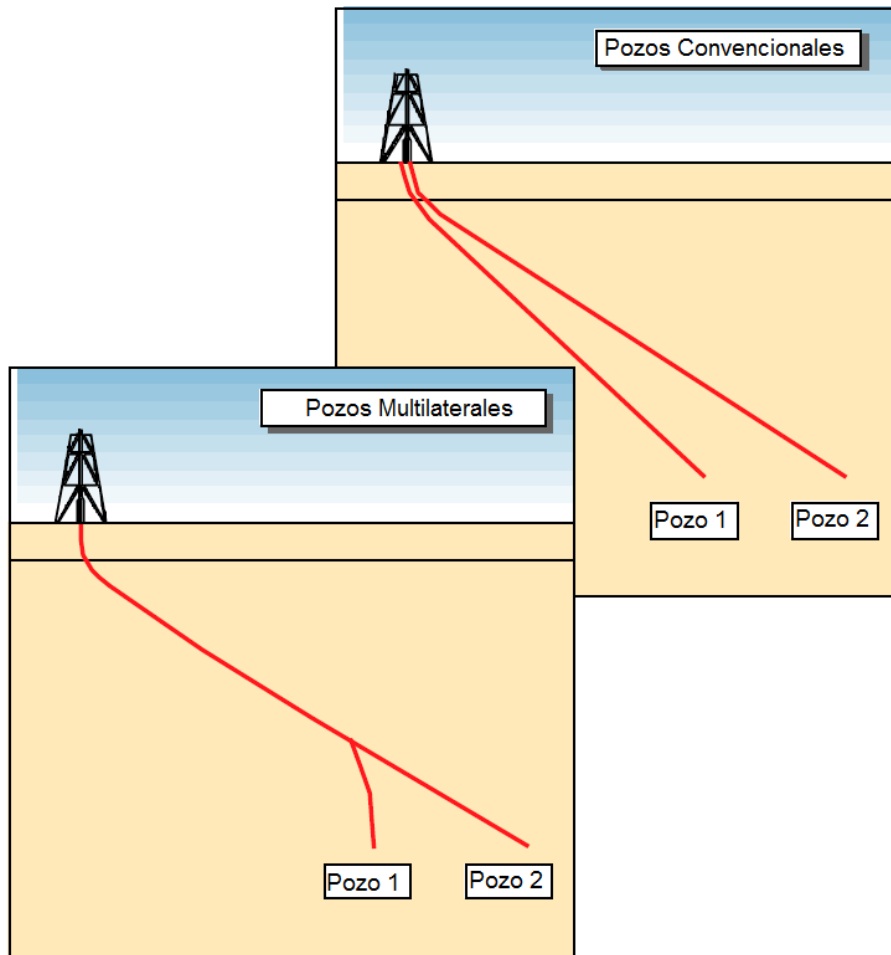


Figura 3.4. Pozos Multilaterales

3.3. Terminación de Pozos

La terminación de un pozo es esencial para la productividad del mismo, ya que es la que comunica el yacimiento con el pozo, por lo tanto es muy importante seleccionar la terminación que de la mayor productividad debido a las diferentes características del yacimiento, y evitar el daño al pozo y al yacimiento. Hay disponible muchos tipos de terminación y cada una satisface diferentes necesidades, por este motivo se da la clasificación siguiente:

- Terminación en agujero descubierto
- Terminación con agujero revestido
- Terminación con tubería ranurada no cementada
- Terminación sin tubería de producción (tubingless)

3.3.1. Terminación en Agujero Descubierto

En esta terminación la zona productora es perforada después de cementar la última tubería de revestimiento o liner en la cima del intervalo productor, por lo tanto la producción sale directamente del yacimiento al pozo lo que causa ciertas ventajas y desventajas al usar este tipo de terminación:

Ventajas:

- Esta terminación es operacionalmente simple y de bajo costo
- El flujo hacia el pozo es a través de los 360°
- Buen acceso a las fracturas

Desventajas:

- El enjarre puede afectar la productividad a menos que se lave la zona
- La producción tiene que pasar por cualquier zona dañada
- No hay protección contra el colapso del pozo
- No se pueden aislar zonas
- Esta terminación es para formaciones no deleznales (principalmente calizas y dolomías)
- Problemas con los contactos gas-aceite y/o agua-aceite

La terminación de pozos en agujero descubierto se usa en una sola zona productora que además este bien consolidada o con un método de control de arena, como lo es el empacamiento de grava y donde no haya problemas de contacto gas-aceite y/o agua-aceite. Por lo general se utiliza en formaciones de baja presión donde el intervalo de aceite es considerablemente grande.

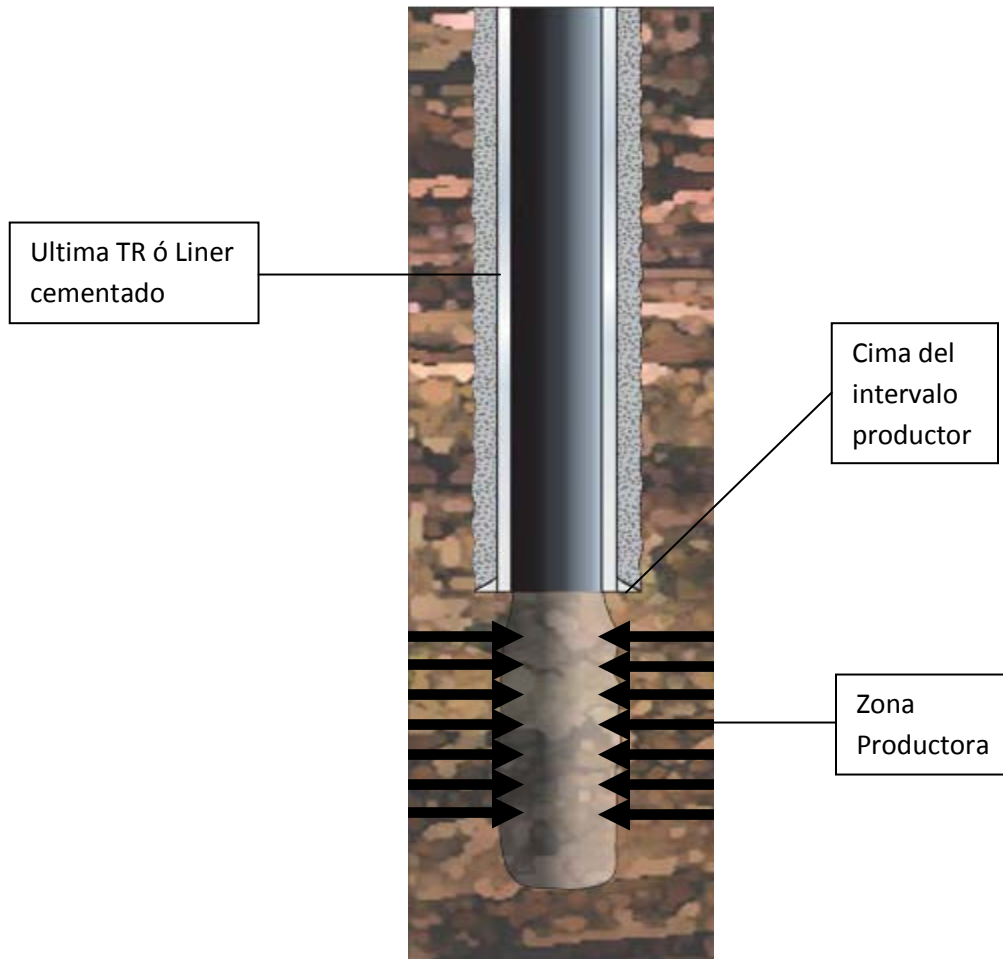


Figura 3.5. Terminación en Agujero Descubierta

3.3.2. Terminación con Agujero Revestido

Después que la zona productora es perforada, una tubería de revestimiento o liner es introducida y cementada. Posteriormente se introducen pistolas las cuales son las que hacen el conducto entre el yacimiento y el pozo. Estas perforaciones deben de atravesar la tubería de revestimiento, el cemento y preferentemente la zona invadida del fluido de perforación, así se evitará que el flujo de hidrocarburos pase por una zona dañada, por lo tanto no perjudicará su productividad.

Ventajas:

- No se necesita limpiar el enjarre
- Los disparos atraviesan la zona invadida
- Se pueden aislar zonas
- Se pueden producir varios intervalos de interés
- Buena integridad del pozo si es cementado adecuadamente

- Protección contra el colapso
- Se puede utilizar para cualquier formación
- Control de pozos con problemas en contacto gas-aceite y/o agua-aceite
- Provee cierto control de arenamiento en el pozo

Desventajas:

- Mayor costo y operativamente más difícil
- Mayor tiempo para poner en producción el pozo
- Es menor el flujo del yacimiento al pozo
- Se genera un daño adicional por los disparos

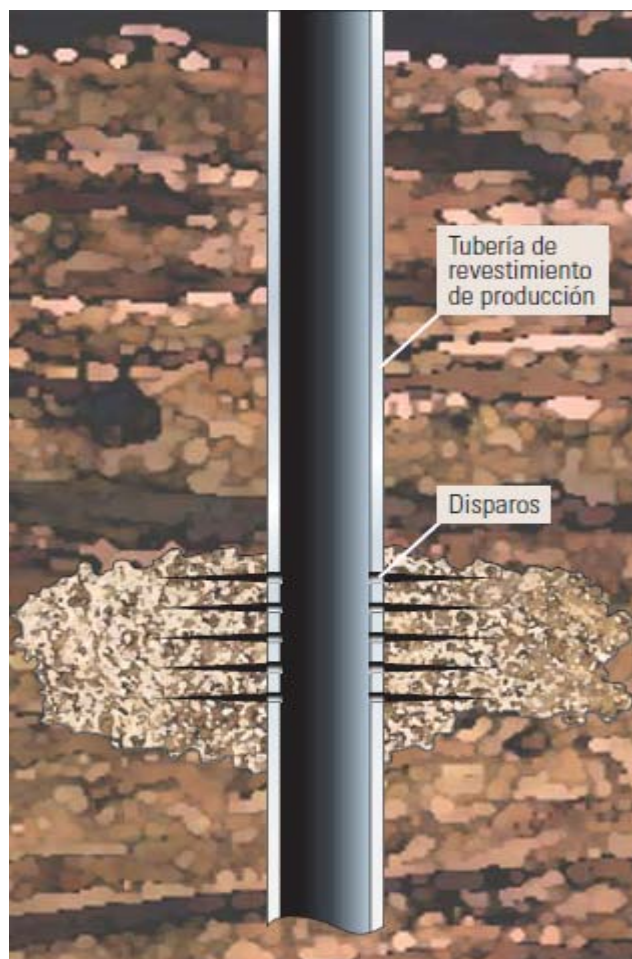


Figura 3.6. Terminación con Agujero Revestido

Esta terminación nos brinda una mejor selectividad entre intervalos y fluidos producidos, la única condición es lograr una buena cementación entre el yacimiento y la tubería de revestimiento, ya que si esta es inadecuada pone en peligro la integridad del pozo.

Actualmente este tipo de terminación es el mejor y más usado, ya que ofrece mayores posibilidades para efectuar reparaciones posteriores. Se utiliza también en problemas de contacto gas-aceite y/o agua-aceite y/o cuando hay diferentes intervalos productores además de que se pueden probar las zonas de interés.

3.3.3. Terminación con Tubería Ranurada no Cementada

Después de haber perforado el intervalo productor se introduce una tubería ranurada o liner ranurado que se ancla por medio de un empacador cerca de la zapata de la tubería de revestimiento que por lo general se encuentra en la cima del intervalo productor. Esta tubería no es cementada, esto quiere decir, que no se necesitan pistolas para perforar la zona productora.

Ventajas:

- Costo menor a la terminación con agujero revestido
- El pozo queda en contacto directo con el yacimiento
- El flujo es radial hacia el pozo a través de los 360°
- Buen acceso a las fracturas
- Las ranuras proveen cierto control de arenamiento en el pozo
- El liner provee protección contra el colapso del pozo
- La zapata de la tubería de revestimiento puede colocarse en la cima del intervalo productor
- Se puede proveer aislamiento de zonas instalando empacadores entre el liner y la formación

Desventajas:

- El enjarre puede afectar la productividad a menos que se lave la zona
- La producción tiene que pasar por cualquier zona dañada
- Incrementa la dificultad en la estimulación y el fracturamiento del pozo

Este tipo de terminación nos permite aislar zonas del intervalo productor, instalando empacadores entre el liner ranurado y la formación así podemos evitar problemas con los contactos o conificación de agua y/o gas. Además de ser una terminación menos costosa que la terminación con agujero revestido también nos ahorra tiempo en poner en producción el pozo.

Las desventajas mencionadas anteriormente se pueden eliminar, (el enjarre puede eliminarse lavando bien la zona y el daño por fluidos de perforación se puede eliminar por procesos de estimulación) la principal debilidad de esta terminación es el fracturamiento y la estimulación del pozo, ya que no se tiene un buen control en los volúmenes e inyección de los fluidos para dichos tratamientos.

Esta terminación en conjunto con los empacadores hinchables nos proporcionan un método efectivo y rápido de producción, una de las ventajas es la reducción del daño a la formación, que se traducirá en un aumento en el índice de productividad, ya que por medio del uso de los empacadores hinchables se elimina la cementación, y con la tubería ranurada se evitan los disparos hacia la formación.

Estos empacadores hinchables trabajan por medio de la absorción de hidrocarburos y/o agua, mediante un proceso termodinámico en donde se presenta una atracción entre moléculas, lo cual causa que la estructura molecular cambie, ocasionando que el aceite o agua forme parte de ella y expanda su volumen.

La función principal de estos empacadores junto con esta terminación, es proporcionar aislamiento entre zonas, donde se puede evitar zonas fracturadas en las cuales se pueda producir agua, o simplemente aislar contactos agua-aceite y/o gas-aceite, realizando una explotación selectiva.

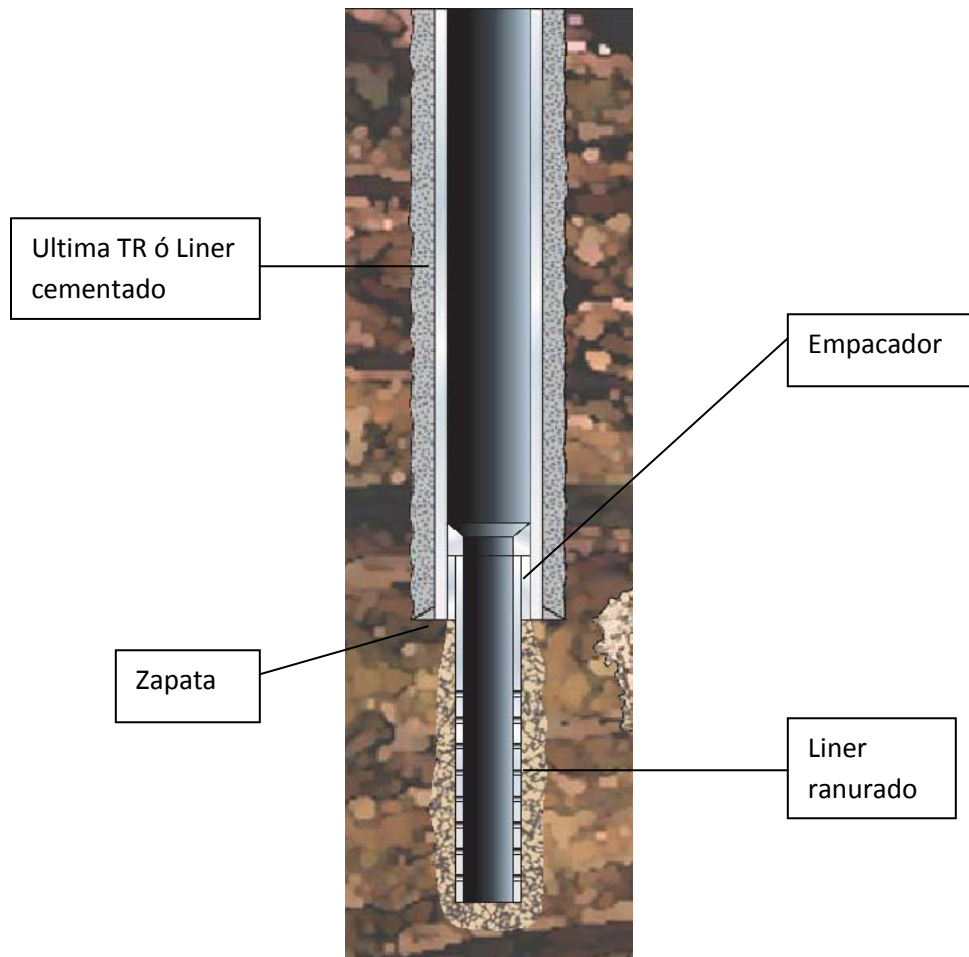


Figura 3.7. Terminación con Tubería Ranurada no Cementada

3.3.4. Terminación sin Tubería de Producción (Tubingless)

Este tipo de terminación se puede realizar como cualquiera de las terminaciones antes mencionadas. Pero a diferencia de las demás esta terminación se realiza como su nombre lo indica sin tubería de producción, es decir que la producción de hidrocarburos es por la tubería de revestimiento.

Ventajas:

- Costó inicial mucho menor que la terminación con agujero descubierto
- Tiempo menor para poner en producción el pozo

Desventajas:

- Corrosión en la TR
- Poco eficiente para controlar el pozo en caso de algún descontrol
- Dificultad para hacer reparaciones al pozo
- Dificultad para instalar algún sistema artificial de producción

La terminación sin tubería de producción solo se usa en ciertas condiciones, ya que la producción fluye por la tubería de revestimiento y si el hidrocarburo presenta algún componente que favorece a la corrosión o simplemente arena en el flujo podría presentar abrasión lo que debilitaría la tubería y podría ocasionar fugas hacia otras formaciones lo cual disminuiría la producción e inclusive podría ocasionar la pérdida del pozo. Generalmente este tipo de terminación se utiliza en yacimientos donde la vida del mismo es relativamente corta y el hidrocarburo es limpio.

3.4. Disparos

La culminación de los trabajos de terminación en agujero revestido para obtener producción de hidrocarburos es la operación de disparos, la cual consiste en perforar la tubería de revestimiento, cemento y formación pasando la zona de daño para establecer comunicación entre el pozo y los fluidos del yacimiento.

La correcta selección del sistema de disparos es de importancia relevante ya que de esto dependerá la productividad del pozo y la disminución de intervenciones adicionales que implican altos costos.

3.4.1. Tipos de Disparo

- **Disparos de Bala**

Las pistolas de bala de 3 1/2" de diámetro o mayores se utilizan en formaciones con resistencias a la compresión inferior a 6000 lb/, los disparos con bala de 3 1/4" o tamaño mayor, pueden proporcionar una penetración mayor que muchas pistolas a chorro en formaciones con resistencia a la compresión inferior 2000 lb/. La velocidad y energía cuando el claro excede de 0.5 pg y la pérdida en la penetración con un claro de 1 pg. Es aproximadamente el 25 % de la penetración con un claro de 0.5 pg y con un claro de 2 pg la pérdida es de 30%. Las pistolas a bala pueden diseñarse para disparar selectiva o simultáneamente.

- **Disparos a Chorro**

Este tipo de disparo consiste en lanzar un chorro de partículas finas en forma de aguja, a una velocidad de 20,000 pies/seg y una presión estimada de 5 millones de lb/ sobre el blanco. Esta fuerza excede por mucho la resistencia de la tubería de revestimiento, el cemento, los esfuerzos de la roca y consecuentemente forma un túnel con una longitud que dependerá del tipo de formación y pistola utilizada. El proceso de disparar a chorro consiste en que un detonador eléctrico inicia una reacción en cadena que detona sucesivamente el cordón explosivo y el explosivo principal generando la alta presión y la expulsión a chorro de las partículas finas.

- **Pistolas Hidráulicas**

Una acción cortante se obtiene lanzando a chorro un fluido cargado de arena, a través de un orificio, contra la tubería de revestimiento. La penetración se reduce grandemente a medida que la presión en el fondo del pozo aumenta de 0 a 300 lb/. La penetración puede incrementarse apreciablemente adicionando nitrógeno a la corriente del fluido.

- **Cortadores Mecánicos**

Se han usado cuchillas y herramientas de molienda para abrir ranuras o ventanas para comunicar el fondo del pozo con la formación.

3.4.2. Tipos de Pistolas

Un sistema de disparo consiste de una colección de cargas explosivas, cordón detonante, estopín y portacargas. Esta es una cadena explosiva que contiene una serie de componentes de tamaño y sensibilidad diferente y se clasifican de acuerdo al sistema de transporte cuando es bajado.

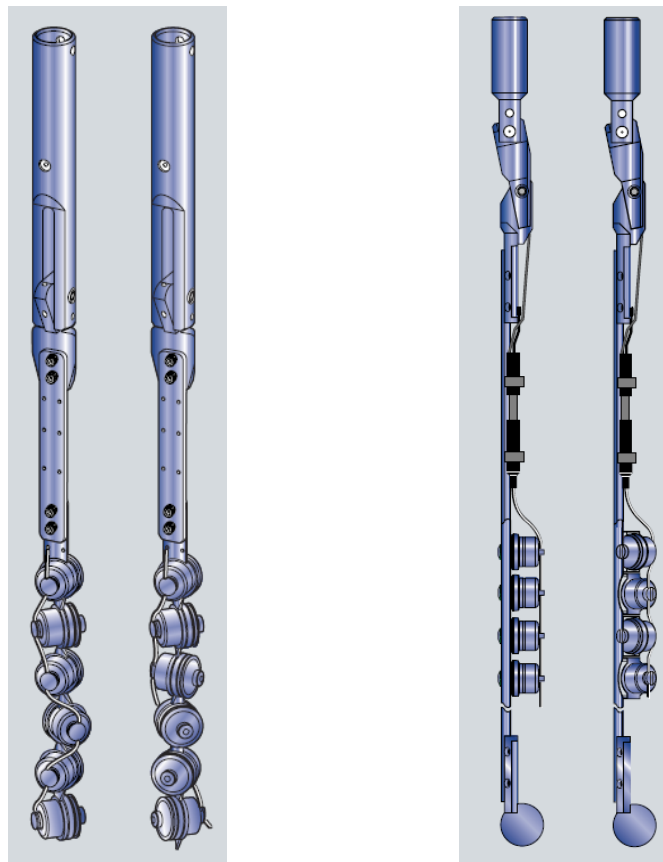


Figura 3.8 Pistolas tipo Enerjet

- **Pistolas Bajadas con Cable**

El sistema de Disparo Bajado con Cable (DBC) Fig. 3.9 puede usarse antes de introducir la tubería de producción, o después de introducir la T.P. La ventaja de efectuar el disparo previo a la introducción del aparejo es que se pueden emplear pistolas de diámetro más

grande, generando un disparo más profundo. Los componentes explosivos son montados en un portacargas el cuál puede ser un tubo, una lámina ó un alambre.

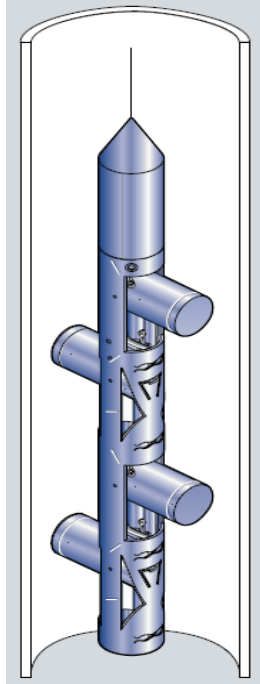


Figura 3.9 Pistolas bajadas con cable

- **Pistolas bajadas con tubería**

En el sistema de Disparo Bajado con Tubería (DBT) Fig. 3.10, la pistola es bajada al intervalo de interés con tubería de trabajo. A diferencia de las pistolas bajadas con cable, en este sistema solo se utilizan portacargas entubados, además la operación de disparos puede ser efectuada en una sola corrida, lo cual favorece la técnica de disparos bajo balance.

El objetivo fundamental del sistema DBT es crear agujeros profundos y grandes favoreciendo la productividad del pozo. Este sistema también es recomendado (si las condiciones mecánicas lo permiten) cuando se dispara en doble tubería de revestimiento, esto con la finalidad de generar una penetración adecuada del disparo.



Figura 3.10 Pistolas bajadas con tubería

3.4.3. Factores que Afectan la Productividad de un Pozo Durante el Proceso de Perforación y Terminación

Los principales factores son:

- Factores geométricos del disparo
- Presión diferencial al momento del disparo.
- Tipo de pistolas y cargas.
- Daño generado por el disparo.
- Daño causado por el fluido de la perforación.
- Daño causado por el fluido de la terminación.

Como se puede observar, los cuatro primeros factores que afectan la productividad del pozo pueden ser manipulados durante el diseño del disparo. Por lo tanto con el análisis de las condiciones del pozo y la selección del sistema de disparo adecuado, se obtendrá la máxima producción del pozo.

3.4.4. Flujo a Través de Disparos.

Disparar es la más importante de todas las operaciones en la terminación de los pozos con tubería de revestimiento. Para evaluar y optimizar la producción y la recuperación de cada zona, es esencial obtener una comunicación adecuada, entre el fondo del pozo y las zonas de interés, así como un buen aislamiento entre dichas zonas.

Aunque existe la tecnología necesaria para asegurar buenos disparos en la mayoría de los pozos, en muchas áreas regularmente se tiende a obtener disparos deficientes.

Las tres causas más probables para la obtención de disparos deficientes son:

- 1) Desconocimiento de los requerimientos para disparar óptimamente.
- 2) Control inadecuado del claro (distancia entre la carga y la tubería de revestimiento), particularmente cuando se corren las pistolas a través de la tubería de producción.
- 3) La práctica generalizada de preferir realizar los disparos en función de su precio, en lugar de su calidad.

Para disparar se utilizan principalmente, las pistolas de bala y las pistolas de chorro.

Estudios realizados con varias pistolas, demuestran que con un claro de $\frac{1}{2}$ a $\frac{3}{4}$ de pulgada se tiene un diámetro de entrada del disparo y una penetración aún mayor, que si estuviera la pistola pegada a la tubería de revestimiento.

Se ha demostrado que a mayor diámetro de la pistola, se tienen penetraciones mayores, por eso hay que seleccionar la pistola de mayor diámetro posible. Hay que seleccionar la pistola de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura en el pozo.

Se recomienda disparar siempre en condiciones de desbalanceo, es decir, que la presión de la formación sea mayor a la presión que genera la columna de fluido dentro del pozo, para que al disparar, el flujo sea de la formación hacia el pozo y así evitar que se taponen los disparos con posibles residuos, para esto es recomendable utilizar fluidos de control de baja densidad dentro del pozo y no lodo que pueda dañar la formación.

Estudios realizados, demuestran que cuatro perforaciones por pie (13 por metro) dan una excelente eficiencia de flujo, pero el ingeniero de campo tendrá el criterio suficiente para decidir si se requiere una mayor densidad de disparos, dependiendo del tipo de formación.

3.4.5. Factores Geométricos del Disparo.

La geometría de los agujeros hechos por las cargas explosivas en la formación influye en la relación de productividad del pozo y está definida por los factores geométricos. Éstos determinan la eficiencia del flujo en un pozo disparado y son:

- Penetración.
- Densidad de cargas por metro.
- Fase angular entre perforaciones.
- Diámetro del agujero (del disparo).

Otros factores geométricos que pueden ser importantes en casos especiales son: penetración parcial, desviación del pozo, echados de la formación y radio de drenaje.

La Figura 3.11 ilustra los factores geométricos del sistema de disparo.

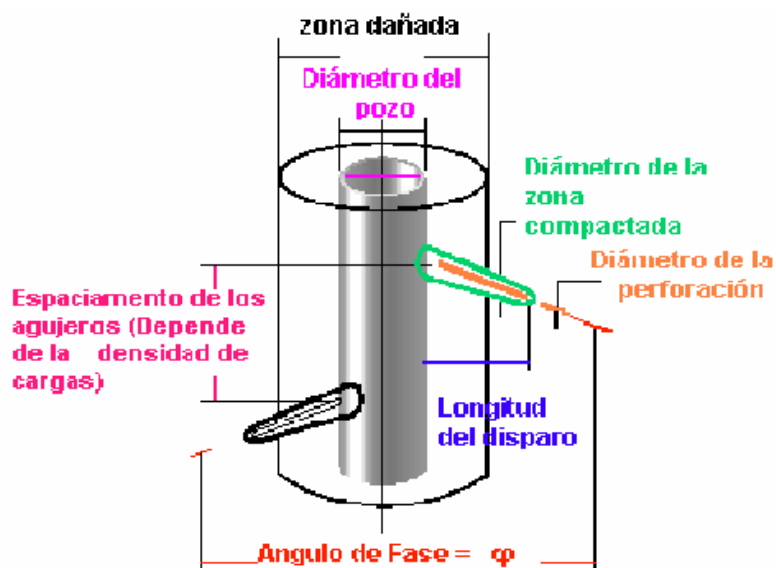


Figura 3.11 Factores geométricos del sistema de disparos.

3.4.6. Patrones de Perforaciones y Tabla de Pistolas

Las figuras 3.12 y 3.13 presentan los patrones de perforación así como los correspondientes ángulos de disparo.

La tabla 3.1 representa los tipos de pistolas comúnmente utilizados así como sus propiedades y medidas.

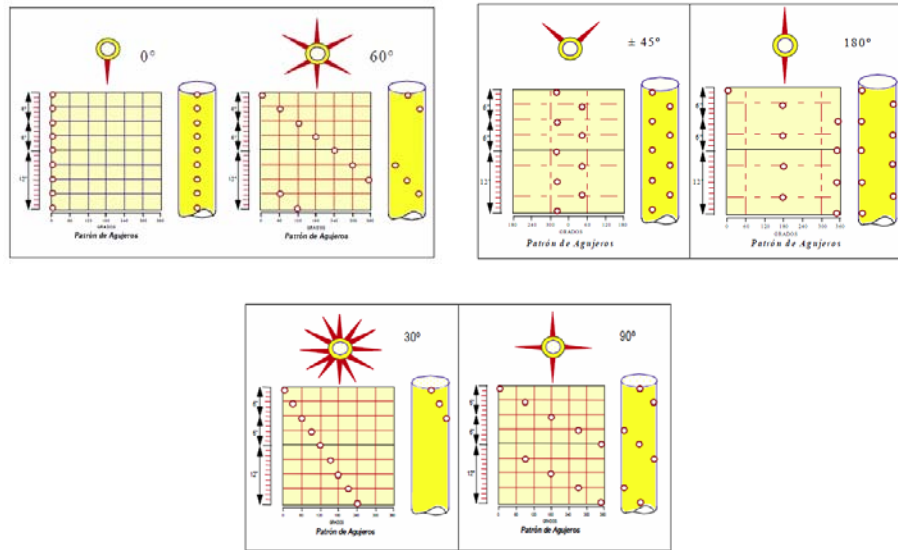


Figura 3.12 Patrones de perforación más comunes

PATRON N°	PATRON SIMPLE		hr	Grados	PATRON ESCALONADO EQUIVALENTE
	VISTA SUPERIOR	VISTA FRONTAL			
1-12			12	0	
2-12			12	180	
3-12			12	120	
4-12			12	90	
1-6			6	0	
2-6			6	180	
3-6			6	120	
4-6			6	90	
1-3			3	0	
2-3			3	180	
3-3			3	120	
4-3			3	90	

Fig 3.13. Patrones de perforaciones y sus correspondientes parámetros, (espaciamiento entre disparos) y θ (Hong, 1975).

Gun OD	Charge type	PIN	Phasing	Density	Esc. wt.	TP	EHD	API standard	API testing casing diameter/wall	Charge type	Exp. type	Max Operating temp. 1 hour/ 100 hours	Max Operating Pressure
mm			deg	spm	gr	mm	mm		mm			°C	Mpa
51	2006 PowerJet	H348591	60	20 [‡]	7,0	518,2	6,6	RP43	73/5,5	DP	HMX	204/148	130 - 140
73	2906 PowerJet	H447464	60	20 [‡]	15,0	642,6	9,7	RP198	114/6,4	DP	HMX	204/148	131 - 138
73	2906 UltraJet	H543100	60	20 [‡]	15,0	561,3	9,1	RP198	114/6,4	DP	HMX	204/148	131 - 138
73	38C CleanPack	H523622	60	20 [‡]	15,0	167,6	17,8	RP198	114/6,4	BH	HMX	204/148	131 - 138
73	2906 HyperJetII	H447752	60	20 [‡]	15,0	381,0	9,9	RP198	114/6,4	GH	RDX	171/115	131 - 138
89	3406 PowerJet	H432446	60	20 [‡]	22,7	926,7	9,4	RP198	114/6,4	DP	HMX	204/148	124 - 131
89	34JL UltraJet	H448940	60	20 [‡]	22,7	735,1	9,4	RP43	114/6,4	DP	HMX	204/148	124 - 131
89	34B HyperJetII	H429442	60	20 [‡]	20,5	537,2	10,2	RP43	114/6,4	GH	RDX	171/115	124 - 131
89	41B UltraPack	H304981	60	20 [‡]	21,8	327,4	14,2	RP43	114/6,4	BH	RDX	171/115	124 - 131
89	4621 PowerFlow	H447541	60	16,4	19,4	149,9	20,6	RP198	140/7,8	BH	HMX	204/148	124 - 131
102	3406 PowerJet	H432446	60	20 [‡]	22,7	927,1	10,4	RP198	140/7,8	DP	HMX	204/148	97 - 103
102	4005 PowerJet	100119916 AA	0/180	16,4	24,5	927,0	11,7	RP198	140/7,8	DP	HMX	204/148	97 - 103
102	4005 Pfrac	100304199	60	16,4	38,5	210,8	20,3	RP198	140/7,8	BH	HMX	204/148	97 - 103
102	5008 PowerFlow	H348789	60	16,4	30,0	160,0	24,1	RP198	140/7,8	BH	RDX	171/115	97 - 103
102	4621 PowerFlow	H447540	60	16,4	19,0	162,6	20,3	RP198	140/7,8	BH	RDX	171/115	97 - 103
114	4505 PowerJet	H447497	72	16,4	38,6	1178,6	11,9	RP198	178/11,5	DP	HMX	204/148	55 - 62
114	4512 PowerJet	H432456	135/45	40 [†]	22,0	767,1	8,6	RP198	178/11,5	DP	HMX	204/148	55 - 62
114	4505 UltraJet	H447496	72	16,4	38,3	1082,0	11,7	RP198	178/11,5	DP	HMX	204/148	55 - 62
114	4505 HyperJetII	H447660	72	16,4	38,8	939,8	14,5	RP43	178/11,5	DP	RDX	171/115	55 - 62
114	4621 PowerFlow	H447541	120/60 135/45	20 [‡] /40 [†] 40 [†]	19,4	154,9	21,1	RP198	178/11,5	BH	HMX	204/148	55 - 62
114	5008 PowerFlow	H348789	60	16,4	30,0	152,4	23,6	RP198	178/11,5	BH	RDX	171/115	55 - 62
114	4621 PowerFlow	H447540	120/60 135/45	20 [‡] /40 [†] 40 [†]	19,0	149,9	21,1	RP43	178/11,5	BH	RDX	171/115	55 - 62
114	34JL UltraJet	H448940	135/45	40 [†]	22,7	726,4	8,6	RP43	178/11,5	DP	HMX	204/148	55 - 62

‡ - actual shot density - 19.7spm
 † - actual shot density - 39.4spm
 DP - Deep penetrating charge
 BH - Big hole charge
 GH - Good hole charge

Tabla 3.1 Sistemas de disparos

3.5. Tubería Ranurada

La tubería ranurada se fabrica partiendo de un tubo de acero, se mecaniza el producto tallando ranuras pasantes longitudinales. Se los identifica por la cantidad de ranuras por pie, por las dimensiones de éstas y su forma y disposición. Por lo general, la ranura se especifica de acuerdo con el ancho y la longitud.

3.5.1. Resistencia al Colapso de las Tuberías Ranuradas

La capacidad de resistir cargas externas de la tubería ranurada se resiente respecto del tubo intacto. Aproximadamente, para configuraciones que posean una distribución uniforme de aberturas, el tubo ranurado se ve afectado por un factor teórico que reduce entre el 10 y el 40% su capacidad de resistir colapso.

3.5.2. Resistencia a la Tracción de las Tuberías Ranuradas

El proceso de ranurado también disminuye la capacidad de resistir cargas axiales de la tubería. La máxima tracción que se le puede aplicar a un tubo con ranuras verticales simples e intercaladas se da por la siguiente expresión:

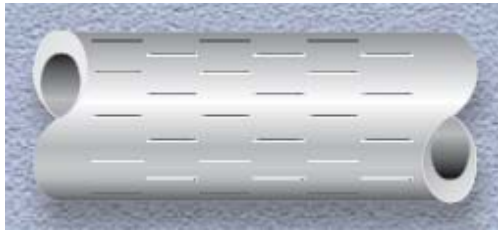
$$T = \sigma_y \left[\frac{\pi(D^2 - d^2)}{4} - \frac{N_R W(D - d)}{4} \right] \dots\dots\dots 3.1$$

Donde:

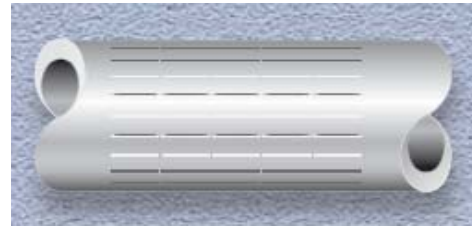
- T = Carga máxima axial, [lb]
- σ_y = Tensión mínima de fluencia del material, [lb/]
- D = Diámetro externo de la tubería, [pg]
- d = Diámetro interno de la tubería, [pg]
- N_R = Número de ranuras por pie [adimensional]
- W = Ancho de la ranura, [pg]

3.5.3. Patrones de Ranuras

La Figura 3.14 representa los diferentes patrones de ranuras más comunes



Patrón escalonado



Patrón recto o paralelo



Patrón de alta densidad

Figura 3.14 Patrones de ranuras

3.5.4. Cálculo y Diseño de las Ranuras

Ranura recta

Este es el tipo de ranura más común, tiene lados rectos y su ancho es el mismo en cualquier parte de la pared de la tubería, como lo muestra la Figura 3.15. Este tipo de ranura es normalmente utilizado en formaciones consolidadas o cuando el espesor de la ranura es mayor a 0.030”.

Las ranuras rectas son muy resistentes al desgaste y son más económicas que las ranuras trapezoidales.

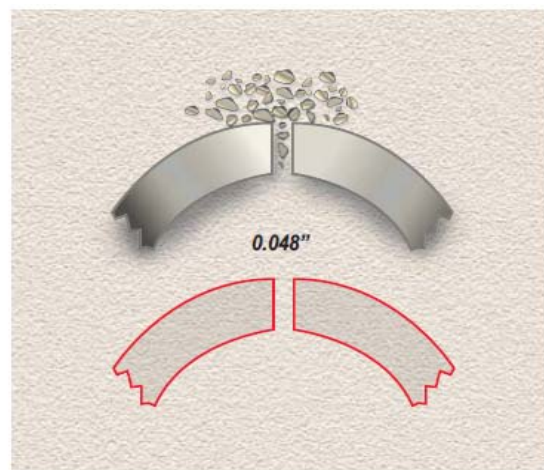


Figura 3.15 Ranura recta

Ranura trapezoidal

La ranura es estrecha en la cara superficial de la tubería e incrementa el ancho de la ranura con la profundidad del material de la tubería, como se muestra en la Figura 3.16. El ancho de la ranura en la cara superficial de la ranura impide el paso de los granos de arena en una formación no consolidada.

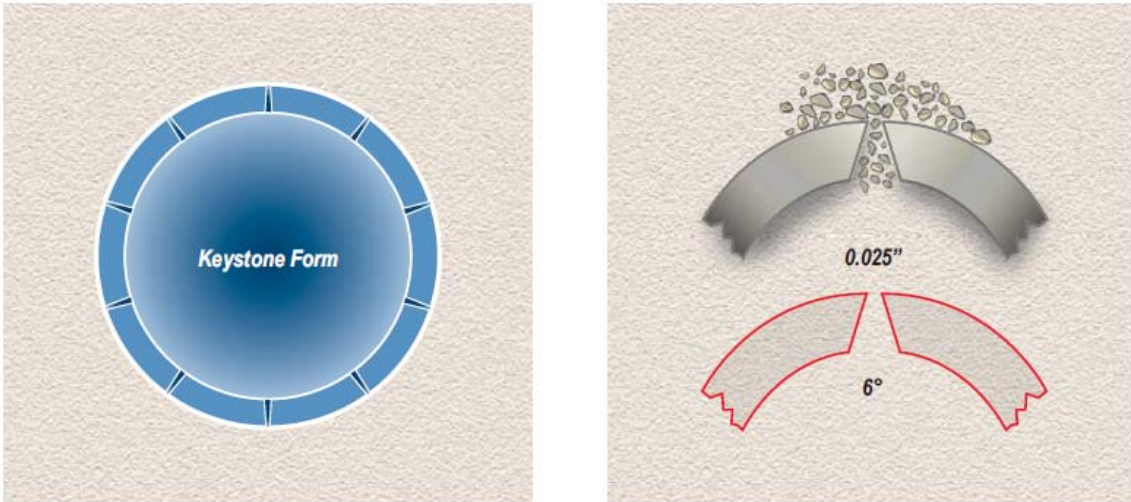


Figura 3.16 Ranura Trapezoidal

En los tubos ranurados el área de pasaje generalmente utilizada es del 3 al 6% del área lateral. Estos valores son derivados de la práctica y cambian de acuerdo con la experiencia en cada zona.

El 3% es el más utilizado, aunque en pozos de gran caudal se encuentran valores mayores. En estos casos, la resistencia remanente de la tubería es un factor importante a considerar.

El área de pasaje lateral se define como el área total de las ranuras entre el área total de la tubería multiplicado por 100.

$$C = \frac{A_R}{A_T} \times 100 \dots\dots\dots 3.2$$

Para calcular el número de ranuras en un pie de tubería partimos de que:

$$A_T = 12\pi OD \dots\dots\dots 3.3$$

Ver figura 3.17 donde:

OD = diámetro externo de la tuber [pg]
 = Área total en un pie de tubería []

Y el área de una ranura es:

$$A_{1R} = LW \dots\dots\dots 3.4$$

donde:

L = es la longitud de la ranura con un valor de 2 [pg]

W = es el ancho de la ranura, el cual depende del tamaño de grano de la roca del yacimiento para evitar que los sedimentos se filtren hacia el pozo. Para rocas carbonatadas la tabla 1.3 vista en el capítulo 1, nos muestra los tamaños de granos para las diferentes clasificaciones de estas rocas.

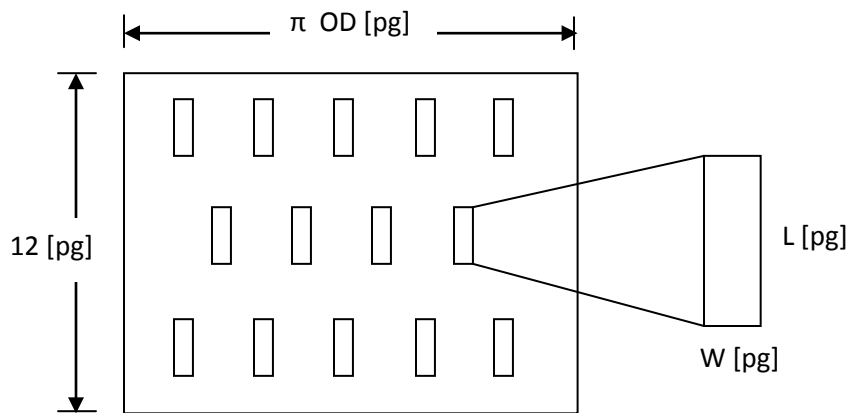


Fig. 3.17 Representación de 1 pie de tubería ranurada

Si el número de ranuras es:

$$N_R = \frac{A_R}{A_{1R}} \dots\dots\dots 3.5$$

La cantidad de ranuras por pie que se necesitan para cubrir el área de pasaje lateral deseada se calcula con la siguiente fórmula:

$$N_R = \frac{12\pi ODC}{100WL} \dots\dots\dots 3.6$$

Donde:

- = Número de ranuras por pie [1/pie]
- OD = Diámetro externo de la tubería, [pg]
- C = Área de pasaje lateral, [%]
- W = Ancho de la ranura, [pg]
- L = Longitud de la ranura, [pg]

La tabla 3.2, muestra la cantidad de ranuras requeridas para los diámetros más usuales.

RANURAS REQUERIDAS POR PIE (L=2")													
W	OD	2 7/8"		3 1/2"		4 1/2"		5"		5 1/2"		7"	
		C	3%	6%	3%	6%	3%	6%	3%	6%	3%	6%	3%
0.055		30	64	30	64	48	96	56	96	64	120	72	144
0.060		30	56	30	56	48	96	48	96	56	108	72	132
0.070		24	48	24	48	42	84	42	84	48	96	64	120
0.080		24	42	24	42	36	64	36	64	42	84	56	108
0.095		20	36	20	36	30	56	30	56	36	72	42	84
0.107		16	36	16	36	24	48	30	48	30	64	42	84
0.118		16	30	16	30	24	48	24	48	30	56	36	72
0.125		16	30	16	30	24	42	24	42	30	56	36	64

Tabla 3.2 Ranuras requeridas para diámetros usuales

Determinación gráfica de cantidad de ranuras

Utilizando la tabla 3.3 adjunta, se puede determinar la cantidad de ranuras por pie que se necesitan para cubrir el área de pasaje deseada.

El cálculo se realiza como sigue:

1. Determine el área de pasaje en porcentaje (C), entre el 3% y el 6%
2. Determine el diámetro exterior del tubo en pulgadas (OD)
3. Calcule el área de pasaje de cada agujero en (), como Ec.3.4:

$$A_{1R} = WL$$

4. Obtenga la cantidad de agujeros por pie de la siguiente tabla:

RANURAS REQUERIDAS POR PIE																					
DIAMETRO EXTERNO (OD) EN PULGADAS																					
AREA DE PASAJE (A) EN PULG ²	3 1/2				4 1/2				5				5 1/2				7				
	0.100	42	56	72	84	56	72	96	108	64	84	96	120	64	84	108	132	84	108	132	168
	0.115	36	48	64	72	48	64	84	86	56	72	84	108	56	84	96	120	72	96	120	144
	0.130		42	56	64	42	56	72	84	48	64		96	48	64	84	96	64	84	108	132
	0.145	30		48	56	36	48	64	72	42	56	72	84			72		56		96	120
	0.160		36	42				56	64	36	48	64	72	42	56		84		72	84	108
	0.175	24			48	30	42					56			36	48	64	72	48	64	96
	0.190		30	36	42		36	48	56	30	42		64			56		42	56	72	84
	0.205	20						42				48	56			42		64			
	0.220		24	30		24			48		36			30		48		36	48	64	72
	0.235						30					42				36		56			
	0.250	16						36	42	24			48				42		56	64	
	0.265		20		30	20					30	36		24			48	30	42		
	0.280			24									42		30				48		
	0.295						24	30	36	20						36			36		56
	0.310																42				
	0.325					16					24	30	36	20						42	
	0.340	12	16	20	24		20		30									24			48
	0.355							24		16						24	30	36			
	0.370																			36	
0.385										20		30								42	
0.450		12	16	20	12	16	20	24			24		16	20	24	30	20	24	30	36	
	3	4	5	6	3	4	5	6	3	4	5	6	3	4	5	6	3	4	5	6	
	CUATRO EJES				SEIS EJES				OCHO EJES				DOCE EJES								
	AREA DE PASAJE (C) EN %																				

Tabla 3.3 Cantidad de ranuras por pie para cubrir el área de pasaje deseada

3.6. Fluidos de Terminación

El fluido de terminación es aquel en el que se realiza la operación de hacer producir el pozo y si es el caso donde se lleva a cabo los disparos (estará en contacto con la formación). Este fluido debe cumplir con la función de no afectar (o hacerlo lo mínimo posible) la formación productora y mantener el control del pozo.

Los fluidos de terminación pueden clasificarse de acuerdo en su constituyente principal (fase continua):

- Base agua
- Base aceite

3.6.1. Fluidos de Terminación Base Agua

- Salmueras: dentro de la industria son las más utilizadas ya que causan un menor daño a la formación y se dividen en tres grupos principalmente que son:
 - 1) **Salmuera Sódica:** se constituye principalmente de agua y cloruro de sodio por lo que aumenta ligeramente la densidad. Esta salmuera presenta un nulo poder de arrastre debido a que no contiene sólidos en suspensión y llega a ser corrosiva con la tubería.
 - 2) **Salmuera Cálctica:** al igual que la salmuera sódica presenta baja densidad pero en esta salmuera el densificante es el cloruro de calcio, también llega a ser corrosiva.
 - 3) **Salmuera con Polímeros y Densificantes:** a esta salmuera se le agregan diferentes densificantes y viscosificantes por lo que es más costosa pero mejora el control del pozo y el arrastre.
- Fluido Bentonítico: Posee un gran poder de arrastre y suspensión de sólidos debido a que se realiza con bentonita y cloruros que también hace que presente un enjarre que evita que los fluidos se filtren a la formación y sirve para un mayor control del pozo aunque no es recomendable a temperaturas superiores a los 180 °C.
- Fluido bentonita-polímero-alta temperatura (ben-pol-at): como su nombre lo indica se ocupa para altas temperaturas y a diferencia del fluido bentonítico presenta un enjarre fino que es fácilmente lavable.
- Fluido Cromolignosulfonato Emulsionado: Los componentes de este tipo de fluido hacen que sea muy estable a altas presiones y temperaturas aunque la filtración del fluido puede dañar la formación.

- Espumas: Sus componentes hacen que este fluido reduzca mucho su densidad y viscosidad y son utilizados principalmente para poner en producción el pozo.
- Agua Dulce: Este tipo de fluido de terminación no presenta componente alguno por lo que se utilizan para zonas de baja presión.

3.6.2. Fluidos de Terminación Base Aceite

Este tipo de fluidos de terminación son más costosos y se utilizan generalmente cuando los fluidos base agua no se pueden usar, como por ejemplo cuando hay presencia de lutitas hidrófilas que se hinchan con presencia del agua y causa problemas en el pozo.

- Emulsión Inversa: sus componentes hacen que sea muy estable a altas temperaturas y que no dañen la formación, tiene un amplio rango de densidad por lo que se puede ocupar en pozos de baja o de alta presión.
- Emulsión Directa: también es muy estable a altas temperaturas pero se utiliza en pozos de baja presión.

3.7. Estimulación de Pozos

La estimulación de un pozo consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a gastos y presiones por debajo de la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación de pozos, o por otros factores durante la vida productiva del pozo.

Una estimulación es el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo. Es una actividad fundamental para el mantenimiento o incremento de la producción de aceite y gas, además puede favorecer en la recuperación de las reservas.

Dependiendo del tipo de daño presente en la roca y de la interacción de los fluidos para la remoción de este, las estimulaciones se pueden realizar por medio de dos sistemas. Estimulaciones no reactivas y reactivas.

3.7.1. Tipos de Daño

El daño a la formación es la pérdida de productividad (o inyectabilidad) parcial o total, natural o inducida, de un pozo, resultado del contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un obturamiento de los canales permeables asociados con el proceso natural de producción. Se define como cualquier factor que afecte a la formación reduciendo o impidiendo la producción de hidrocarburos hacia el pozo.

El daño a la formación puede ser causado por procesos simples o complejos, presentándose en cualquiera de las etapas de la vida de un pozo. El proceso de la perforación del pozo es el primer y quizá el más importante origen del daño, el cual se agrava con las operaciones de cementación de tuberías de revestimiento, las operaciones de terminación y reparación de pozos e incluso por las operaciones de estimulación.

La eficiencia de un tratamiento de estimulación depende principalmente de la caracterización y remoción del daño que restringe la producción. Varios tipos de daño pueden existir durante las diferentes etapas de desarrollo del pozo.

A continuación se describen los tipos de daño que se pueden presentar durante las diferentes operaciones que se realicen en un pozo petrolero:

- **Daño por Invasión de Fluidos**

Este tipo de daño se origina por el contacto de fluidos extraños con la formación, la fuente principal de este tipo de daño es la perforación misma, ya que el lodo forma un enjarre debido a la filtración de fluidos a la formación y su penetración depende del tipo de fluido utilizado, tiempo de exposición y la presión diferencial. Esta invasión de fluidos genera cierto tipo de daños como son:

- 1) Daño por arcillas: la mayoría de las formaciones productoras contienen en menor o mayor cantidad arcillas, siendo estos minerales potencialmente factores de daño por su alta sensibilidad a fluidos acuosos, lo que puede provocar hinchamiento y/o migración.
- 2) Bloqueo de agua: La invasión de fluidos acuosos propicia que en la vecindad del pozo haya una alta saturación de la misma, disminuyendo la permeabilidad relativa a los hidrocarburos.
- 3) Bloqueo de aceite: Cualquier fluido base aceite que invada yacimientos de gas, especialmente en zonas de baja permeabilidad, causara reducciones en la permeabilidad relativa al gas.
- 4) Bloqueo por emulsiones: esto sucede cuando los fluidos de invasión se entremezclan con los contenidos en la formación. Los filtrados con alto pH o ácidos pueden emulsificarse con aceites de formación, estas emulsiones suelen tener alta viscosidad.
- 5) Cambio de mojabilidad: un medio poroso mojado por agua facilita el flujo de aceite, y los fluidos de invasión a la formación tienen la tendencia de mojar a la roca por aceite debido al uso de surfactantes catiónicos o no iónicos lo cual repercute en una disminución de la permeabilidad relativa al aceite.

- **Daño por Invasión de Sólidos**

Uno de los más comunes tipos de daño se debe al obturamiento del sistema poroso, causado por los componentes sólidos de los fluidos de perforación, cementación, terminación, reparación y estimulación.

Estos sólidos son forzados a través del espacio poroso de la roca, provocando un obturamiento parcial o total al flujo de los fluidos causando un daño severo en la permeabilidad de la roca.

- **Daño Asociado a la Producción**

La producción de los pozos propicia cambios de presión y temperatura en o cerca de la vecindad del pozo provocando un desequilibrio de los fluidos agua, aceite y/o gas, con la consecuente precipitación y depósito de los sólidos orgánicos y/o inorgánicos, generando obturamiento de los canales porosos y por lo tanto, daño a la formación.

Otra fuente común de daño asociado con el flujo de los fluidos de la formación es la migración de los finos, presentándose generalmente en formaciones poco consolidadas o mal cementadas, provocando obturamiento de los canales porosos.

Otro tipo de daño es el bloqueo de agua o gas por su canalización o conificación, provocando una reducción en la producción del aceite e incluso dejando de aportar al pozo.

Independientemente del origen o la naturaleza del daño, este afecta el patrón de flujo natural de los fluidos en la formación. Los daños que tradicionalmente conocemos, presentes en el sistema roca-fluidos, los podemos agrupar en tres tipos básicos:

- **Daño a la Permeabilidad Absoluta**

En este tipo de daño las partículas y materiales ocupan parcial o totalmente el espacio poroso de la formación ya sea por:

- 1) La presencia de finos y arcillas de la propia formación.
- 2) Sólidos de los fluidos de perforación o de terminación.
- 3) Incrustaciones de depósitos orgánicos (asfáltenos o parafinas).
- 4) Depósitos complejos de orgánicos e inorgánicos.

- **Cambios en la Permeabilidad Relativa**

Los cambios resultan frecuentemente en una reducción al fluido de producción deseado, éstos se deben a cambios a la mojabilidad al aceite en una formación productora de hidrocarburos mojada al agua y/o por cambios en la saturación de fluidos, debido a tratamientos previos, por un trabajo de reparación, etc.

- **Alteración de la viscosidad**

El incremento de la viscosidad del fluido puede ser debido a la formación de emulsiones, polímeros, etc. y esto dificulta el flujo de fluidos.

Dependiendo del tipo y caracterización del daño, los tratamientos de estimulación de pozos pueden ser de dos formas:

- 1) Estimulación matricial
- 2) Estimulación por fracturamiento hidráulico

La diferencia entre estos dos tipos de estimulación recae en el gasto y presión de inyección.

Las estimulaciones matriciales se caracterizan por gasto y presiones de inyección por debajo de la presión de fractura de la roca, mientras que los fracturamientos hidráulicos se utilizan gastos y presiones de inyección superiores a la presión de fractura de la roca.

3.7.2. Estimulación Matricial

Los procedimientos de la estimulación matricial son caracterizados por gastos de inyecciones a presiones por debajo de la presión de fractura, esto permitirá una penetración del fluido a la matriz en forma radial para la remoción del daño en las inmediaciones del pozo.

Dependiendo de la interacción de los fluidos de estimulación y el tipo de daño presente en la roca, se divide en dos grandes grupos:

- Estimulación matricial no reactiva
- Estimulación matricial reactiva

3.7.2.1. Estimulación Matricial No Reactiva

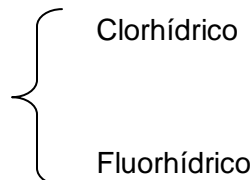
Son aquellas donde los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales sólidos de la formación. Los fluidos comúnmente empleados son soluciones acuosas u oleosas, alcoholes o solventes mutuos y un agente activo siendo el surfactante el más utilizado.

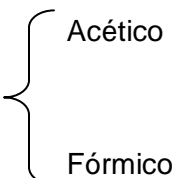
Los principales daños que remueve esta estimulación son:

- 1) Cambio en la mojabilidad
- 2) Bloqueo por agua aceite o emulsiones
- 3) Daño por depositación de material orgánico (asfáltenos y parafinas)
- 4) Bloqueo por invasión de finos

3.7.2.2. Estimulación Matricial Reactiva

Son aquellas donde los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales sólidos de invasión y de la misma roca. Los ácidos comúnmente utilizados son:

- Ácidos inorgánicos: 
 - Clorhídrico
 - Fluorhídrico

- Ácidos orgánicos: 
 - Acético
 - Fórmico

Con excepción del ácido fluorhídrico que sirve para disolver minerales silicos (como arenas o areniscas), los demás ácidos se utilizan para estimular formaciones calcáreas.

3.7.3. Estimulación por Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico puede ser definido como el proceso en el cual la presión de un fluido es aplicado a la roca del yacimiento hasta que ocurre una falla o fractura, generalmente conocido como rompimiento de formación. Al mantener la presión del fluido hace que la fractura se propague desde el punto de rompimiento de la roca creando un canal de flujo que provee un área adicional de drene. Al fluido utilizado para transmitir la presión hidráulica se le conoce como fluido fracturante.

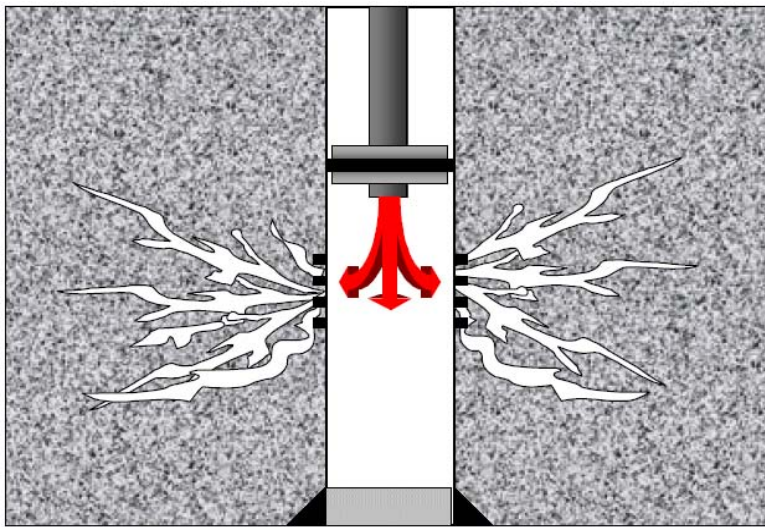


Figura 3.18 Fracturamiento Hidráulico

Existen dos tipos de fracturamiento hidráulico en base al fluido fracturante utilizado, los cuales son:

- Fracturamiento ácido
- Fracturamiento con apuntalante

Los principios básicos y objetivos de un fracturamiento ácido son similares que el fracturamiento con apuntalante, en ambos casos, la meta es crear una fractura conductiva con longitud suficiente que permita más área de drene efectiva del yacimiento. La diferencia principal es la forma de alcanzar el canal conductivo. En el tratamiento apuntalado, la arena u otro agente apuntalante es colocado dentro de la fractura para prevenir el cierre cuando la presión es retirada. Un tratamiento ácido generalmente no

emplea agente apuntalante, pero el ácido grava la cara de fractura para dar la conductividad requerida. Como resultado el ácido es limitado a formaciones carbonatadas. Es raramente utilizado en tratamiento para arenas, debido a que aun incluyendo el ácido fluorhídrico, no tiene un gravado adecuado de cara de fractura.

La finalidad de un fracturamiento es la de establecer o restablecer las condiciones de flujo que faciliten la afluencia de fluidos del pozo a la formación o viceversa.

Este tipo de tratamiento se utiliza básicamente en:

- 1) Formaciones de baja permeabilidad
- 2) Permitir que los fluidos producidos o inyectados atraviesen un daño profundo
- 3) En el campo de la recuperación secundaria para el mejoramiento del índice de inyectividad del pozo y la creación de canales de flujo de alta conductividad en el área de drene del pozo productor

3.7.3.1. Fracturamiento Ácido

El fracturamiento ácido es un proceso de estimulación de pozos en el cual el ácido, generalmente ácido clorhídrico es inyectado a una formación carbonatada a una presión suficiente para fracturar la misma o abrir fracturas naturales existentes. El ácido fluye a lo largo de la fractura de una manera no uniforme disolviendo la roca en la cara de la misma, la longitud de la fractura depende de el volumen del ácido, el ritmo de reacción de este y de las pérdidas de filtrado en la formación.

En un fracturamiento ácido generalmente se inyecta un fluido altamente viscoso como colchón para generar la fractura y mantenerla abierta durante todo el tratamiento seguido del ácido que reacciona con la formación creando un ancho gravado y finalmente un fluido para desplazar el ácido dentro de la fractura. La efectividad de este tipo de tratamiento la determina la longitud de fractura gravada.

El uso de varios modelos de fracturamiento para la estimulación de pozos se ha convertido en un procedimiento común dentro de la industria de aceite y gas. Los tratamientos de fracturamiento son realizados en los pozos con potencial variante para ayudar a incrementar la producción y reducir las caídas de presión en la cara de la formación. Muchas formaciones de carbonatos que producen hidrocarburos son comúnmente estimuladas por fracturamiento ácido y el uso de éste mejora la producción haciéndolo un proceso efectivo. Muchos autores han investigado los factores que afectan el incremento de la producción de un pozo fracturado, incluyendo sistemas de ácido especial y técnicas de colocación, etc. Sin embargo, para alcanzar un tratamiento de fracturamiento ácido exitoso, tres temas fundamentales deben tomarse en cuenta: (1) control de reactividad, (2) control de pérdida de fluido y (3) generación de conductividad.

El deseo para el incremento de la producción es actualmente una necesidad para optimizar los diseños de tratamiento y la predicción de cuanto incremento podría tenerse.

Otras incógnitas en el diseño de un fracturamiento ácido es la distancia de penetración de ácido en la fractura, la conductividad creada para el ácido (y su distribución a lo largo de ésta), y el resultado productivo de un fracturamiento ácido en el pozo. Donde el fracturamiento ácido debe verse como un significado alternativo de crear una fractura conductiva en una formación de hidrocarburos, una comparación con un fracturamiento apuntalante se debería hacer generalmente cuando se planea un posible tratamiento de fracturamiento ácido.

Control de Reactividad.

El primer tema fundamental es el control de reactividad. La disolución del carbonato es mediante la cual la conductividad es generada. La disolución es controlada por la reactividad, la cual es afectada por la composición y temperatura de los carbonatos. Un mal entendido de la reactividad deja la posibilidad de elegir un fluido que es inapropiado para las condiciones de yacimiento. Hubo un tiempo en el que la mayoría consideraba el control de la reactividad como una cuestión más importante cuando se proveía de un tratamiento de fracturamiento ácido. Esta conclusión fue basada en la combinación de (1) un mal entendimiento de la reactividad de las calizas y (2) la ausencia de mediciones de un control efectivo para pérdidas de fluido, que se proveía por un ácido sintético polímero-gelificado.

Actualmente, el control de reactividad es suficiente ya que el control de pérdida de fluidos ha sido expuesto como la barrera dominante para los tratamientos de fracturamiento ácido. Se han desarrollado guías para escoger un método apropiado para el alcanzar el control de la reactividad. La baja reactividad en carbonatos a condiciones frías de yacimiento necesitan sistemas de ácido que tengan no más constantes bajas de ácido en la relación gasto-reacción. Ácido en espuma y ácidos gelificados surfactantes son ejemplos de sistemas conocidos como efectivos en carbonatos con baja reactividad. Carbonatos con reactividad moderada pueden también tratarse con ácido en espuma y ácidos gelificados surfactantes, los ácidos gelificados polímero-sintético proveen un nivel de control de reactividad y control en la pérdida de fluidos que hacen de este ampliamente aplicable. Tratamientos en carbonatos con alta reactividad o reactividad moderada en altas temperaturas generalmente deben emplear sistemas ácidos usando polímeros sintéticos para dar viscosidad al ácido. Estos sistemas proveen un control de la reactividad excelente y control en el transporte de masa.

Control de Pérdidas de Fluido.

El segundo tema fundamental es acerca del éxito en el tratamiento de fracturamiento ácido, que es controlar las pérdidas de fluido. Este quizás es la causa primaria de fracasar para muchos tratamientos de fracturamiento ácido. En el fracturamiento ácido, una

pérdida excesiva de fluido puede resultar en un cierre prematuro del tratamiento. Si la eficiencia del fluido cae hacia el punto en el que la presión del tratamiento no permanece por encima de la presión de fractura, esto indica que todo el ácido está fugando hacia la formación. Cuando esto sucede el tratamiento se convierte en un tratamiento grande de acidificación matricial, y la longitud del grabado será corta. El resultado será un pozo que da una producción alta, pero rápidamente caerá a un valor bajo. La propiedad que nos da un incremento de la producción es la longitud del grabado de una conductividad suficiente. La longitud del grabado es diferente de la longitud creada. Fluidos no ácidos podrían usarse para crear una fractura larga, pero si el ácido tiene pérdida excesiva de fluidos, la longitud del grabado será corta y el incremento de producción será una decepción. El hecho más importante para mejorar el control de pérdida de fluidos en tratamientos de fracturamiento ácido es dar más viscosidad al ácido. Existe un número de factores dentro del proceso de dar más viscosidad al ácido, algunos de estos son:

- Polímeros naturales
- Polímeros sintéticos
- Surfactantes
- Espumas Emulsiones

Conductividad de Fracturas

Otro tema fundamental en el éxito de tratamiento de fracturamiento ácido es la generación de una conductividad () aceptable. Un control apropiado de reactividad y control apropiado de pérdida de fluidos son prerrequisitos para obtener una buena conductividad. En el fracturamiento ácido, la conductividad de la fractura es generada por una disolución heterogénea de roca en la cara de la formación. Este proceso es referido a un “grabado diferencial”. Los dos factores primarios que tiene influencia en la conductividad resultante son la cantidad de roca removida y el patrón de extracción de roca. Mientras que los parámetros cinéticos gobiernan la cantidad de roca removida en el segmento de grabado de la fractura, las características de la formación dominan la conductividad resultante del proceso de acidificación. La composición mineralógica de una formación tiene gran influencia en los propios resultados de la conductividad, debido a que el patrón de grabado es una resultante directa del grado de heterogeneidad en la cara de la fractura. Cualquier característica de la roca que contribuya a la heterogeneidad en la formación será una mejora de grabado diferencial. La composición física y química de la roca de formación tendrá influencia en los rangos de reacción de ácido; como resultado, algunas áreas serán disueltas mucho más grandes que otras. Una vez que el grabado diferencial es alcanzado, la dureza de la formación y el esfuerzo de cierre de fractura tendrán influencia en la conductividad resultante. Como en las fracturas con sustentantes, la conductividad del grabado de una fractura decrece conforme el esfuerzo de cierre incrementa. La magnitud de la reducción de la conductividad depende de la dureza de la formación y del radio del área soportada por el área de grabado.

Para alcanzar el grabado diferencial, existen muchas técnicas disponibles. Una de las que se usa es la estimulación de pozo, mediante el bombeo de un tapón de fluido viscoso por delante del ácido y por detrás de este un fluido opcional no viscoso. Conforme el tapón viscoso es bombeado, este genera una geometría de fractura, Fig. 3.19. Debido al ácido que sigue es menos viscoso, estos “dedos” pasan por el tapón viscoso. Este proceso limita el contacto del ácido con la cara de la formación, lo cual crea áreas con grabado y sin grabado. Este proceso resulta en largas distancias de penetración de ácido y posiblemente una efectividad de conductividad mayor en una gran distancia a lo largo de la fractura inducida. La acidificación de fractura cerrada (CFA por sus siglas en inglés), puede considerarse una técnica para mejorar la conductividad de una fractura. La técnica básicamente implica el bombeo de ácido en gastos por debajo de la presión de reapertura de fractura, a través de fracturas previamente creadas. El ácido seguirá el camino de menor resistencia, seleccionando solo el grabado con una porción de la cara de la fractura y creando patrones más profundos de grabado que podrían normalmente ser alcanzados usando procedimientos de grabado convencionales.

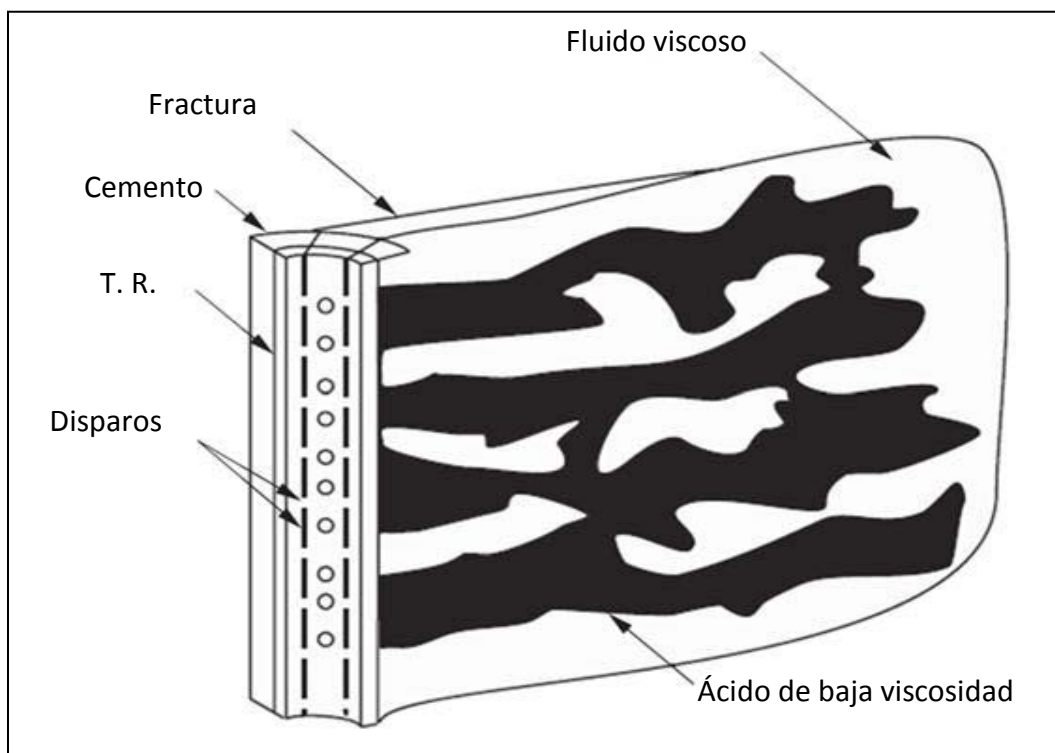


Fig. 3.19 Grabado diferencial dentro de la fractura.

Otra manera para predecir la conductividad de la fractura es empírica. Primero, basada sobre la distribución de ácido dentro en la fractura, la cantidad de roca disuelta en función de la posición a lo largo de la fractura es calculada. Posteriormente una correlación empírica es usada para calcular la conductividad de la fractura basada sobre la cantidad

de roca disuelta. Finalmente, la conductividad usualmente varía significativamente a lo largo de la fractura, un proceso es utilizado para obtener un promedio de conductividad para la fractura entera. De los métodos para la predicción de conductividad de fracturas de un fracturamiento ácido no se puede esperar una gran exactitud. Por mediciones de la conductividad efectiva en el campo usando pruebas de presión, se pueden calibrar estas mediciones.

3.7.3.2. Fracturamiento con Apuntalante

Consiste esencialmente en el rompimiento de la formación productora mediante un fluido a un gasto mayor que pueda admitir matricialmente la roca. La inyección continua de dicho fluido permite ampliar y extender la fractura, cuando se alcanza una amplitud tal, se le agrega un material sólido al fluido para que lo acarree y evitar que al término del tratamiento se cierre la fractura dejando un empaque altamente permeable. El fluido empleado recibe el nombre de fluido fracturante y el sólido es conocido como agente apuntalante.

En las formaciones carbonatadas existe la opción de un tratamiento con ácido o con apuntalantes mencionados anteriormente, donde el fluido ácido cumple con las mismas funciones que el ácido en una estimulación reactiva para yacimientos carbonatados. Operacionalmente los tratamientos ácidos son menos complicados debido a que no se utilizan agentes apuntalantes, además, el ácido utilizado como fluido fracturante elimina problemas inherentes al fracturamiento con apuntalante.

3.8. Estimulación Matricial en Carbonatos

Como se mencionó anteriormente las estimulaciones matriciales en cualquier formación pueden ser reactivas o no reactivas. En el caso de formaciones carbonatadas la única variación recae en las estimulaciones reactivas por el tipo de ácido empleado y el efecto que este tiene sobre la formación

Para las formaciones de carbonatos los tipos de ácido que pueden usarse son:

- 1) Ácido clorhídrico (HCl).
- 2) Ácidos orgánicos (acético y fórmico)

Este tipo de estimulaciones, ya sea en formaciones calizas o en dolomitas, nos da la oportunidad no tan solo de remover el daño sino de mejorar la permeabilidad en la vecindad del pozo debido a la generación de canales por la disolución de material que genera el ácido.

La Figura 3.20, muestra la capacidad de disolución del HCl a varias concentraciones, en caliza y dolomita. Basado en gran cantidad de volúmenes calculados y por la experiencia de campo, la mayoría de los tratamientos ácidos matriciales utilizan de 75 a 250 galones de ácido por pie de intervalo productor.

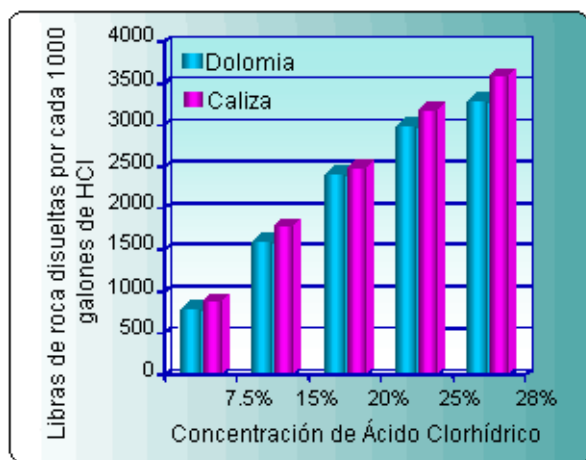


Figura 3.20 Solubilidad de HCl en caliza y dolomía

El ácido clorhídrico es el ácido más utilizado en la estimulación de pozos, y el más fuerte, al 15% se le conoce como ácido regular.

El ácido acético y el ácido fórmico son otros dos ácidos que llegan a utilizarse, solos o con el HCl. Son mucho más débiles que el HCl y por lo tanto reaccionarán más lentamente

con la mayoría de los minerales en el pozo y por lo tanto permiten una penetración más profunda y mejores propiedades de grabado en algunas formaciones.

Existen algunos factores que influyen en el efecto de reacción del ácido con las formaciones, entre los más importantes:

- 1) Relación volumen – área contacto: A mayor superficie de roca expuesta por unidad de volumen de ácido, éste se gastará más rápido.
- 2) Presión: Arriba de 750 lb/ la presión tiene un menor efecto en la reacción del ácido con rocas calcáreas que la mayoría de los otros factores, por debajo de ese valor la reacción se acelera, como se observa en la Figura 3.21.
- 3) Temperatura: A medida que la temperatura se incrementa, el ácido reaccionará más rápido con el material calcáreo.
- 4) Concentración del ácido y productos de reacción: Mientras más fuerte sea un ácido más tiempo le tomará terminar la reacción. Con sólo agregar cloruro de calcio o bióxido de carbono a cualquier ácido fuerte retardará ligeramente su reacción. Un ácido orgánico le toma más tiempo gastarse que el HCl porque sólo está parcialmente ionizado.
- 5) Composición de la roca: La composición química de la roca influirá en la reacción del ácido, las dolomitas generalmente reaccionan más lentamente con el HCl que las calizas.
- 6) Viscosidad: A medida que la viscosidad se incrementa disminuye el tiempo de reacción del ácido.

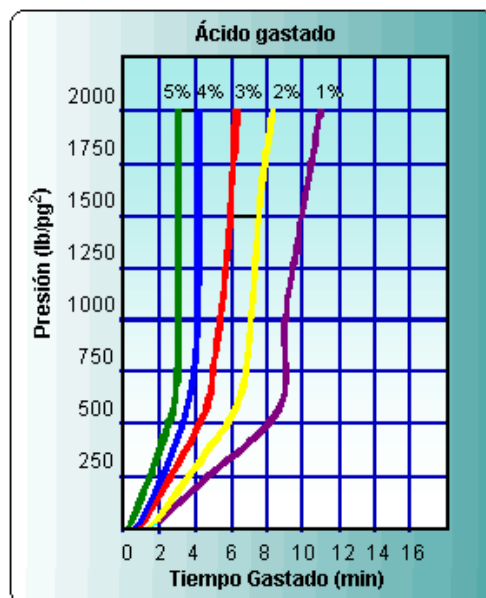


Figura 3.21 Efecto de la presión sobre el tiempo de reacción del HCl-

3.9. Comparación del Comportamiento de un Sustentante y un Fracturamiento Ácido.

La decisión para colocar un apuntalante en vez de un fracturamiento ácido en una formación carbonatada debería basarse sobre el comportamiento pos-tratamiento y en el costo de los tratamientos. El hecho que el fracturamiento con ácido es específicamente para las formaciones carbonatadas no debería descartarse el uso de un apuntalante si este puede colocarse y se obtienen ventajas económicas.

Las fracturas con ácido serán relativamente cortas y no hay manera que tenga conductividad infinita, particularmente en esfuerzos de cierre altos. Por otro lado, las fracturas con apuntalantes, las cuales pueden ser más largas, puede que sea imposible el colocarlas en las fracturas de formaciones carbonatadas. Tanto fracturas con apuntalantes y fracturas con ácido, en una longitud de fractura óptima podrían existir. Esta optimización es determinada sobre el valor presente neto del tratamiento de fractura. De manera general, desde que las fracturas con ácido resultan relativamente cortas, estas se ven favorecidas en formaciones de permeabilidad alta, las fracturas con apuntalante se convierten más favorables para la longitud de una fractura, así como para formaciones de baja permeabilidad.

