

28



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

MÉTODOS DE PREDICCIÓN Y CONTROL DE
ARENAMIENTO EN POZOS PETROLEROS

2910286

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
JOSÉ CARLOS RANGEL GÓMEZ

DIRECTOR DE TESIS: DR. DANIEL GARCÍA GAVITO



MÉXICO, D.F.

2001



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.



FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-068

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SR. JOSE CARLOS RANGEL GOMEZ

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Daniel García Gavito y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**METODOS DE PREDICCIÓN Y CONTROL DE ARENAMIENTO EN POZOS
PETROLEROS**

- I INTRODUCCION**
- II CONCEPTOS BASICOS DE ARENAMIENTO**
- III MECANISMOS DE PRODUCCION DE ARENA**
- IV FACTORES A CONSIDERAR EN EL ESTUDIO DE LA
PREDICCIÓN DE ARENAMIENTO**
- V METODOS DE CONTROL DE ARENAMIENTO**
- VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
REFERENCIAS**

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.

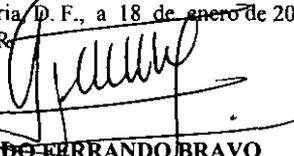
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 18 de enero de 2001

EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

Ⓢ

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

"METODOS DE PREDICCIÓN Y CONTROL DE ARENAMIENTO EN POZOS
PETROLEROS"

Tesis presentada por:

RANGEL GÓMEZ JOSÉ CARLOS

Dirigida por: Dr. Daniel García Gavito.

Jurado del examen profesional.

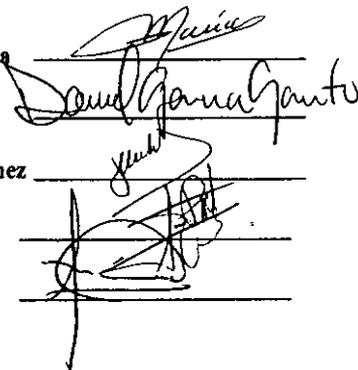
Presidente. Ing. Salvador Macías Herrera

Vocal. Dr. Daniel García Gavito

Secretario. M.I. Joaquín Mendiola Sánchez

1er Spte. M.I. José Martínez Pérez

2do Spte. M.I. Néstor Martínez Romero



The image shows four handwritten signatures in black ink, each written over a horizontal line. The signatures are: 1. Salvador Macías Herrera (President), 2. Daniel García Gavito (Vocal), 3. Joaquín Mendiola Sánchez (Secretary), and 4. José Martínez Pérez (1st Scribe). The signature of Néstor Martínez Romero (2nd Scribe) is not clearly visible as it is partially obscured by the signature of José Martínez Pérez.

Ciudad Universitaria, a 15 de marzo de 2001

AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES MARGARITA Y CARLOS, YA QUE SON LO MÁS VALIOSO QUE TENGO Y EL ARTÍFICE PARA ALCANZAR ESTE OBJETIVO. MUCHAS GRACIAS POR SU ESFUERZO, NO VOY A DESAPROVECHARLO.

A MIS HERMANOS FERNANDO, CARMEN, OLIMPIA Y MÓNICA, POR QUE SÉ QUE NUNCA DEJARON DE CREEER EN MÍ.

A MIS TÍOS (FRANCISCO, COCA, FITO, LUPE, SILVERIO) POR SER UN APOYO SIEMPRE Y POR TODO SU CARÍÑO, MUY ESPECIALMENTE A MI TÍA CHATA POR TRANSMITIRME SU PROFESIONALISMO Y TODOS SUS VALORES, Y POR EL GRAN AMOR QUE ME HA TENIDO SIEMPRE. GRACIAS VIEJA.

A MIS QUERIDOS ABUELOS NATIVIDAD Y JOSÉ DONDEQUIERA QUE ESTÉN YO SE QUE ESTARÁN ORGULLOSOS Y FELICES.

TAMBIÉN A LA FAMILIA GÓMEZ (A MIS ABUELOS ESTEBAN Y REMEDIOS, Y A MIS TIOS ANDREA, CATALINA, LAURA, MARCOS, ISIDRO Y JESÚS) GRACIAS POR EL CARÍÑO Y RESPETO QUE SIEMPRE ME DEMOSTRARON.

A UNA ATRACTIVA CHICA QUE ME IMPULSA Y QUE CON SU AMOR ME HACE MUY FELIZ (ESPERO QUE ESTO ÚLTIMO SEA RECÍPROCO) GRACIAS PILY.

A FERNANDÍN POR SER UN MOTIVO MÁS PARA SUPERARME.

A LA GRANDEZA DE MI PEQUEÑO CORAZÓN QUE ME DA PARA QUERERLOS TANTO.

A MIS AMIGOS (ALBERTO, DANIEL, FERMÍN, JORGE, JUAN, OMAR, RICARDO Y VICTOR) SIEMPRE SERÁN GENTE IMPORTANTE PARA MÍ. GRACIAS POR SU AMISTAD.

A LA U.N.A.M. POR TODO LO QUE ME DIO, ESPERO ALGÚN DÍA PODER REDITUARLE ALGO DE LO QUE RECIBÍ.

AL I.M.P. POR EL APOYO Y LAS FACILIDADES QUE ME OTORGÓ PARA LA REALIZACIÓN DE ESTE TRABAJO.

AL DR. DANIEL GARCÍA GAVITO POR HABER DIRIGIDO LA TESIS Y POR SU TIEMPO, TAMBIÉN AL M.I. JOAQUÍN MENDIOLA POR SUS OBSERVACIONES Y ASESORÍA, ASÍ COMO A LOS M.I. MARIO GARCÍA Y ALONSO PLATA POR SU AMISTAD Y ATENCIONES. MUCHAS GRACIAS.

JOSÉ CARLOS

INDICE

Lista de figuras	i
Lista de tablas	iii
CAPITULO I Introducción	1
CAPITULO II Conceptos básicos de arenamiento	3
2.1 Qué es el arenamiento?	3
2.1.1 Principio de terminación del pozo	6
2.2 Propiedades mecánicas de las rocas	7
2.3 Patrones de producción de arena	11
2.4 Tipos de terminaciones de pozos	13
CAPITULO III Mecanismos de producción de arena	17
3.1 Concepto de un modelo teórico para la producción de sólidos	22
3.2 Falla por corte relacionado básicamente a una baja presión en el pozo	27
3.3 Falla por tensión relacionado básicamente con un alto gasto de producción	28
3.4 Falla cohesiva debida a la cementación y fuerzas capilares	29
3.5 Falla de la formación debida a efectos químicos	30
3.6 Estabilidad del agujero	31
3.7 Criterios de falla	34
3.8 Criterio de Mohr-Coulomb	36
CAPITULO IV Factores a considerar en el estudio de la predicción de	

arenamiento	43
4.1 Definición de producción de arena	43
4.2 Factores considerados en el estudio de la predicción de arena	44
4.3 Efecto del rompimiento del agua en la producción de arena	48
4.4 Predicción de la producción de arena	50
4.4.1 Aproximación del sistema de Ingeniería	51
4.4.2 Usos del sistema de Ingeniería	53
4.5 El comportamiento de las rocas sometidas a esfuerzos	56
4.6 Ejemplo de aplicación del fracturamiento hidráulico	58
4.7 Ejemplo de aplicación (Cálculo de la máxima caída de presión para evitar arenamiento)	62
CAPITULO V Métodos de control de arenamiento	69
5.1 Diseño de los fluidos de terminación	73
5.1.1 Tipos de coloides	75
5.1.2 Sistemas especiales de fluidos	76
5.2 Métodos usuales de control	79
5.2.1 Tendencia hacia gravas más pequeñas	82
5.3 Efectos del flujo multifásico en la producción de arena	85
5.4 Nuevas tecnologías para el control de arena	87
5.4.1 Tecnología del empacador de grava y mallas mecánicas	88
5.4.2 Tecnología de los liners epóxicos de producción	105
5.4.3 Aditamentos auxiliares para el control de arena	107
5.5 Problemas típicos de producción de arena en el campo	113
CAPITULO VI Conclusiones y recomendaciones	124

Nomenclatura	127
Apéndice 1	130
Apéndice 2	138
Referencias	142

LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1	Esquema principal de las perforaciones...	pag. 6
Fig. 2.2	Comportamiento de la relación de Poisson	pag. 10
Fig. 2.3	Producción transitoria de arena	pag. 13
Fig. 2.4	Tipos de terminaciones de pozos típicas	pag. 16
Fig. 3.1	Producción a través de agujero abierto	pag. 17
Fig. 3.2	Astillamiento por tensión provocado por flujo interno	pag. 24
Fig. 3.3	Inestabilidad microscópica en la producción de sólidos	pag. 26
Fig. 3.4	Esquema de un modelo de pozo productor	pag. 32
Fig. 3.5	Esfuerzos presentes en el elemento de...	pag. 37
Fig. 3.6	Esfuerzo máximo y mínimo del criterio de Mohr	pag. 38
Fig. 3.7	Criterio de Mohr-Coulomb	pag. 39
Fig. 3.8	Criterio de Mohr-Coulomb en el plano (r_1, r_2)	pag. 41
Fig. 4.1	Sistema de Ingeniería	pag. 52
Fig. 4.2	Envolvente de Operación Segura	pag. 54
Fig. 4.3	Celda de pruebas triaxiales	pag. 58
Fig. 4.4	Comportamiento del fracturamiento hidráulico	pag. 61
Fig. 5.1	Curva de permeabilidad del gravel pack	pag. 83

Fig. 5.2	Malla stratacoil	pag. 91
Fig. 5.3	Diseño estándar	pag. 93
Fig. 5.4	Diseño para diámetros pequeños de malla multicapa	pag. 94
Fig. 5.5	Construcción de la malla de composición multicapa	pag. 100
Fig. 5.6	Arreglo para la prueba de eficiencia de retención de arena	pag. 102
Fig. 5.7	Distribución del tamaño de la partícula	pag. 103
Fig. 5.8	Comparación de la retención de arena	pag. 104
Fig. 5.9	Comparación del servicio de vida de las mallas	pag. 104
Fig. 5.10	Esquema ilustrativo del desarenador ciclonal	pag. 112
Fig. 5.11	Mineralogía y resistencia de la roca	pag. 116
Fig. 5.12	Historia de la presión del yacimiento	pag. 119
Fig. 5.13	Falla por tensión, durante el acondicionamiento del pozo	pag. 121

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1	Algunos valores de las propiedades mecánicas	pag. 10
Tabla 5.1	Análisis comparativo del daño y el índice...	pag. 72
Tabla 5.2	Tamaños de grava disponibles	pag. 84
Tabla 5.3	Resultados de la prueba de corrosión...	pag. 99
Tabla 5.4	Ventajas y limitaciones de las diferentes...	pag. 101
Tabla 5.5	Descripciones de yacimiento y condiciones...	pag. 122

CAPITULO I

INTRODUCCION.

Un pozo de aceite o gas con el potencial de producir más arena de lo aceptable, deberá ser estrangulado para tener un nivel manejable de arena producida, o ser equipado con sistemas de control de arena en el fondo del pozo. De cualquier forma estrangular un pozo significa disminuir producción, y consecuentemente reducir utilidades.

El sistema de control de arena en el fondo del pozo, significa normalmente aplicar algún tipo de filtro mecánico. Además el costo de instalación en un pozo marino de un empacamiento de grava está por encima de 5 millones de dólares¹

Con referencia a lo escrito anteriormente, es clara la necesidad de que la tecnología de predicción de arena nos permita distinguir entre pozos que necesitan estrictamente un control de arena, y aquellos que pueden producir exitosamente sin este sistema. Esto implica que la predicción de arena no debería ser usada solo para verificar; si un pozo, con una terminación dada es propenso a producir arena o no, sino que los análisis de esta predicción deberían emplearse activamente en el diseño; para tener un mayor margen de seguridad contra el arenamiento.

Se hace notar la necesidad de la utilización de un modelo matemático para comprender mejor el fenómeno de producción de sólidos en las distintas etapas de la vida del pozo, para tener un mejor control y tomar las acciones pertinentes para evitar problemas posteriores.

Frecuentemente surgen nuevas tecnologías para el control de arena y se implementan nuevas técnicas para minimizar los daños que provoca la producción de arena en los pozos;

estos avances se han ido dando debido a la creciente generalización de este problema en la mayoría de los campos del mundo, lo cual implica una pérdida energética muy importante.

En este trabajo se considera un panorama general de los antecedentes de la producción de arena y se analizan los esfuerzos que actúan en la formación por la acción de los fluidos que se producen, así como también la repercusión de otros factores, lo cual ayudará a tomar la mejor decisión en cuanto a si se requiere o no la instalación de un equipo de control de arena desde la terminación misma del pozo, y no tener que esperar a que se genere un problema para decidir las acciones pertinentes.

Se determinan también las caídas de presión máximas, para flujo inicial y flujo en estado estable para evitar cualquier problema de arenamiento, bajo distintas condiciones en los pozos y suponiendo estructura de arco de arena, así como también la ausencia de esta estructura; a partir de datos obtenidos de los registros sínicos y de densidad.

Se analizan las pruebas a las que se han sometido los distintos métodos de control de arena para evaluar cual será la mejor opción aunque sabemos que mucho influyen las condiciones que se tengan en el pozo.

De cualquier forma, se mencionan los métodos o sistemas de control empleados en la industria, para que el encargado de decidir o de realizar estas acciones tenga un panorama amplio de las eficiencias que presentan estos sistemas y tome la mejor determinación.

CAPITULO II

CONCEPTOS BÁSICOS DE ARENAMIENTO.

2.1 ¿Qué es el arenamiento?

Arenamiento es la producción de pequeñas o grandes cantidades de sólidos junto con el fluido del yacimiento. La cantidad puede variar de pocos gramos por tonelada de fluido del yacimiento, a cantidades catastróficas que posiblemente puedan llenar totalmente el fondo del agujero. Algunos autores prefieren utilizar el término producción de sólidos ya que es más general, y este fenómeno también se presenta en rocas bituminosas y carbonatos.²

El término "producción de sólidos" es utilizado en lugar del más clásico "producción de arena" ya que en este último implica que solo las areniscas frágiles o poco consolidadas son susceptibles.

En la práctica las calizas, carbonatos y arenas de resistencia intermedia pueden producir sólidos. El proceso de falla por la cual se da la granulación de arenas fuertes es descrito por Santarelli y Brown (1989) y está basado en la observación de granos de arena de un mismo tamaño para identificar la capa productora.

Los problemas derivados de la producción de sólidos incluyen: producción de arena, taponamiento del agujero; abrasión en herramientas, varillas y tuberías las cuales requieren reparaciones frecuentes; colapso de tuberías o deformación de la zona productora; separación de arena en la superficie; deterioro de la seguridad del equipo superficial; y desalajo al medio ambiente de materiales indeseables.

Muchos factores deben considerarse para entender el problema de arenamiento. El gradiente de presión cerca de las perforaciones de los disparos, el gasto del flujo por pie, y la acción de desgaste producido por el fluido al arrastrar partículas; todos estos factores interactúan imponiendo fuerzas destructivas a la formación.

La capacidad de la arena para soportar estas fuerzas destructivas es determinada por dos factores principales: la resistencia intrínseca de la formación, y la habilidad de la arena para formar arcos estables alrededor de las perforaciones.

Un arco estable es un control de arena que consiste en una compactación mecánica (preconsolidación) de la formación en las inmediaciones del agujero por medio de un empacador inflable. Esta compactación tiene por objeto mejorar el mecanismo de contacto de los granos de la arena y con esto darle una mayor resistencia para soportar los esfuerzos, provocados por el paso del fluido.

La resistencia intrínseca de la formación es gobernada por el estado del esfuerzo de confinamiento (determinado por la diferencia entre el esfuerzo de sobrecarga y la presión de poro), la forma y tipo de grano, así como la cementación entre los mismos.

Existe una buena correlación entre la resistencia intrínseca de las formaciones y la capacidad de la formación para producir con un flujo de gasto alto. Sin embargo las consistentes bajas permeabilidades de las arenas muy consolidadas limita las magnitudes de los gastos de flujo a los cuales son expuestas. Inversamente, las arenas débiles tienen altas permeabilidades relativas y son capaces de producir gastos altos, con pequeñas caídas de presión. Es por esto que el arenamiento es un peligro potencial.

Se cree que este criterio basado en la resistencia intrínseca es básico y fundamental pero, existen otros factores que no pueden ser ignorados. Por ejemplo el tipo de fluido producido es importante.

La resistencia al arenamiento en una formación deleznable puede depender de que se formen arcos de arena estables en la zona de disparos.

Trabajos experimentales en el laboratorio indican que la presencia de dos fluidos diferentes (aceite y agua) en la formación con la fase de saturación húmeda puede contribuir a aumentar las fuerzas cohesivas entre los granos de arena³. Estas fuerzas ayudan a mantener un arco de arena después de que ha ocurrido algún arenamiento.

Como ejemplo de una producción aceptable de arena, mencionaremos que en el campo Gullfask, (Noruega, 1987) el máximo gasto permisible en la producción de arena se estableció en $3\text{g}/\text{m}^3$ de arena⁴.

Varios patrones de producción de arena son posibles. El pozo puede producirla por un período, y luego detenerse; el arenamiento puede comenzar después de algún tiempo y producir pequeñas o grandes cantidades de arena durante largos o cortos períodos; o el arenamiento puede presentarse como "estallido" esto es debido a los ciclos de presión del pozo.

La producción de arena puede provocar tres tipos principales de problemas, que son los siguientes:

- 1) Desgaste y corrosión del equipo de producción en el fondo del pozo y en las plataformas
- 2) Problemas con la estabilidad del agujero y la producción de cavidades las cuales en casos extremo pueden provocar el arenamiento y con esto el abandono del pozo. El colapso de tuberías también puede resultar de una excesiva producción de arena.
- 3) La necesidad de manejar cantidades significativas de arena afecta al equipo y traen como resultado problemas ambientales, al desechar la arena sucia.

2.1.1 Principio de terminación del pozo

Un esquema de una terminación en una formación débil es mostrada en la Figura 2.1 La tubería es cementada a la formación, y los agujeros, por los cuales el aceite o gas será producido son realizados por disparos desde dentro de la tubería por medio de una pistola de perforación. Esto nos permite tener agujeros en la tubería y perforaciones en la formación detrás de la tubería.

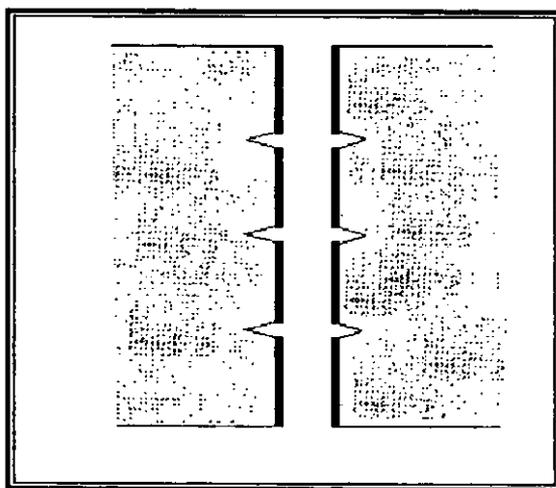


Fig.2.1 Esquema principal de las perforaciones a través de la tubería⁽⁵⁾

La forma de las perforaciones depende del tipo y tamaño de la carga y de las propiedades de la roca. Inicialmente las perforaciones son largas y de diámetros pequeños. Durante la producción estas pueden crecer y llegar a ser cavidades. Siendo un poco más preciso que en el párrafo anterior, se puede establecer ahora que la producción de arena está relacionada con el crecimiento y la posible unión de las cavidades perforadas; debido a las fuerzas de fricción que provoca el paso del flujo.

2.2 Propiedades Mecánicas de las Rocas.

Generalmente, las propiedades mecánicas de un material caracterizan su reacción por el efecto de un campo de fuerzas en su medio ambiente. Particularmente las propiedades mecánicas de las rocas dependen de:

- La naturaleza de la sustancia de la roca
- La estratigrafía de la roca, *in situ*
- Defectos geológicos
- El tipo de esfuerzos a los que estén sometidos

Las propiedades mecánicas de un material rocoso son elasticidad, plasticidad, deformaciones viscosas, y combinaciones entre ellas. Estas propiedades varían con la profundidad de la roca de la formación.⁵

Elasticidad

Es una propiedad universal de un material ideal. Cada material se deforma bajo la acción de una carga, fuerza, o esfuerzo. Para cada tipo de esfuerzo corresponde una deformación. Si el esfuerzo no es muy grande, el material deformado recuperará su forma y estado original al dejar de aplicarse las cargas externas.

La propiedad de recuperación de una deformación en un material es llamada elasticidad. Si el material se recupera completamente es perfectamente elástico. Si el material no se recupera totalmente y la deformación permanece cuando el esfuerzo cesa; ésta es llamada permanente y el material se dice que está en un estado elástico.

En algunos análisis de mecánica de rocas, normalmente relacionados con la teoría fundamental de elasticidad, las constantes elásticas básicas son el módulo de Young de elasticidad E , y la relación de Poisson $\mu = 1/m$, donde $m = 1/\mu$ es el número de Poisson.

Plasticidad

La plasticidad de un material sólido es la propiedad de ser continua y permanentemente deformado, es una propiedad que cambia la forma en cualquier dirección sin producir una ruptura, bajo un esfuerzo que excede el valor de cedencia del material.

Así pues, la plasticidad de un material es caracterizado por la existencia de un punto de cedencia el cual actúa más allá del esfuerzo permanente.

En otras palabras, la deformación plástica de un material es la deformación permanente después de retirar las cargas sobre él.

En el estado plástico, la deformación permanente puede ocurrir, sin presentarse fracturas.

Módulo de Elasticidad de las Rocas (E).

El conocimiento que tengamos del módulo de elasticidad de una roca es un factor importante para evaluar la deformación de la roca bajo varias condiciones de carga. Esto también es necesario en estudios de sísmica de rocas, debido a la información que nos proporciona sobre el medio poroso.

El módulo de elasticidad de una roca varía de una región geológica a otra, debido a la existencia de distintas formaciones. Por esta razón solamente, diferentes valores de E de algunas rocas pueden ser anticipados. Por lo tanto existe la necesidad de determinar los valores numéricos de E.

Generalmente el módulo de elasticidad de la roca es afectado por el tipo de roca, porosidad, tamaño de grano, y contenido de agua. La variación en los valores del módulo de elasticidad es más pronunciado en lutitas arcillosas que en areniscas, por ejemplo.

Técnicamente, el módulo de elasticidad de una roca puede ser incrementado por medio de cementaciones en la roca.

Las constantes de elasticidad de las rocas E y μ pueden determinarse mediante las siguientes pruebas:

- Pruebas estáticas
- Pruebas de resonancia longitudinal
- Pruebas de resistencia eléctrica
- Pruebas de mediciones de velocidad ultrasónica en especímenes de roca
- Pruebas dinámicas, donde son medidas las velocidades de propagación de las ondas de energía en la roca *in-situ*

La variación de los valores de las constantes de elasticidad de las rocas puede ser parcialmente atribuida a la no homogeneidad y anisotropía de las rocas; y en parte también a la metodología de las pruebas.

Relación de Poisson

La relación de Poisson es una importante cantidad en la teoría de la elasticidad. Relación de Poisson μ es definida como la relación de la deformación lateral inducida y la deformación longitudinal, en la dirección de aplicación del eje de carga:

$$\mu = \frac{\epsilon_x}{\epsilon_z} = \frac{1}{m} \quad (2.1)$$

Donde $m = 1/\mu =$ número de Poisson

Para pequeñas deformaciones, un material cuya relación de Poisson es $\mu = 1/2$ es referido como incompresible. La relación de Poisson varía de acuerdo a la naturaleza de la deformación. Para ondas acústicas y rocas duras dentro de un dominio elástico, la relación de Poisson tendrá una magnitud del orden de 0.15, esto se incrementa cerca de $\mu = 0.30$ y a una deformación constante aproximadamente de $\mu = 0.50$

Algunos valores se dan a continuación:

Tabla 2.1 Algunos valores de las propiedades mecánicas de las rocas más importantes.⁽⁵⁾

	<i>PRESIÓN</i>	<i>Mod. De Young</i>	<i>Rel. De Poisson</i>	<i>Compresibilidad</i>
	10^3 kg/m^3	E (Gpa)	μ	Co
<i>Arena</i>	2.0 - 2.65	0.1 - 30	0 - 0.45	1 - 250
<i>Arcilla</i>	1.9 - 2.1	0.06 - 0.15	0 - 0.40	0.2 - 0.5
<i>Arenas inconsolidadas</i>	1.5 - 1.7	0.01 - 0.1	0 - 0.45	
<i>Lutita</i>	2.3 - 2.8	0.4 - 70	0.30	2 - 250

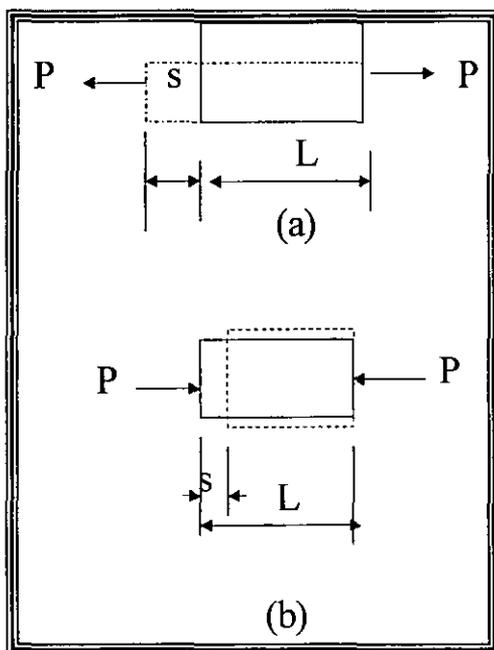


Fig. 2.2 Comportamiento de la relación de Poisson.⁽²⁷⁾

En lo relativo a las rocas *in-situ*, también debe decirse que las llamadas constantes elásticas como el módulo de elasticidad E y relación de Poisson μ no son del todo constantes.

En realidad estas constantes son cantidades variables ya que los valores de E y μ cambian en las diferentes direcciones.

2.3 Patrones de Producción de Arena

Producción transitoria de arena

La producción transitoria de arena se refiere a que la concentración de arena va declinando con el tiempo bajo condiciones constantes de producción del pozo. Este fenómeno es frecuentemente observado durante la limpieza del pozo, después de las perforaciones o acidificación, después de estrangular, y después de la invasión de agua.

La concentración de arena, el volumen acumulativo de arena y el periodo de declinación varían considerablemente. La figura 2.3 muestra el ejemplo de tres campos, con un volumen de arena de entre 1 y 200 l y un periodo de declinación de entre 1 y 500 hrs.

Las gráficas indican tres casos de producción de arena, el primero es cuando tenemos un pozo productor de gas, el volumen de arena producido es tolerable debido a que el fluido no arrastra muchas partículas. En los otros casos un aceite ligero provocara un arenamiento 35 veces mayor que el del gas, y un aceite pesado 200 veces más aunque también influye la capacidad del fluido a levantar partículas y la concentración de la arena en los intervalos productores, llegando incluso, a taponarse si la concentración es muy alta.

Producción continua de arena

En un gran número de campos, se observan niveles continuos de producción de arena.

Una aceptable concentración de arena depende de restricciones operacionales como la erosión, capacidad del separador, eliminación de arena, sistemas artificiales, localización

del pozo, etc. Los niveles típicos tolerados de arena son 6 - 600 g/m³ en producción de aceite y 16 kg/m³ en producción de gas². Parte de los asentamientos de arena producida dentro del agujero, depende de la capacidad de transporte del flujo de los fluidos y de la concentración de arena en la zona. Con esto el intervalo productor puede ser taponado. La producción normal se restablecerá (temporalmente) después de la limpieza del agujero.

El volumen de arena asentada en el fondo del agujero depende del diseño del pozo, pero esta cantidad puede ser de varios metros cúbicos.

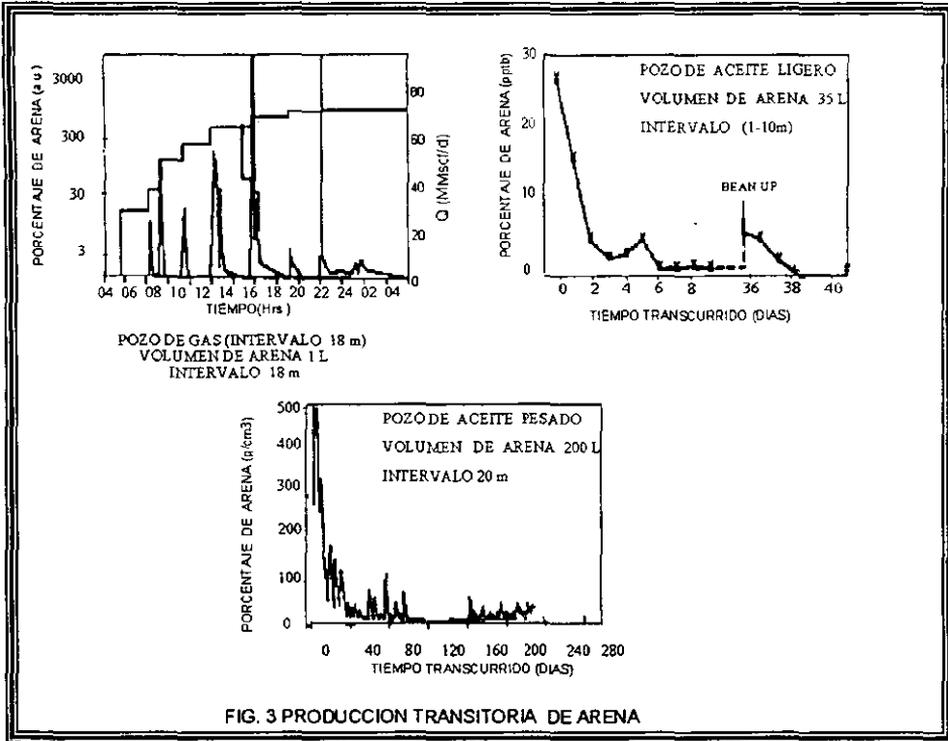
Producción catastrófica de arena

La producción catastrófica de arena se refiere a eventos donde se presenta un alto gasto de arena que entra al pozo y lo estrangula repentinamente o lo mata. Dos escenarios catastróficos de falla pueden presentarse.

El primero corresponde a bloques de arena que crean tapones de arena de volumen moderado en la tubería o estrangulador durante o después de las operaciones de cierre del pozo.

El segundo se refiere a una entrada masiva de arena, llenando y obstruyendo el fondo del pozo. El volumen de arena asociada con la llamada falla de arena masiva depende del diseño del pozo y puede acumular decenas de metros cúbicos de arena.

Nótese que la producción de arena continua y catastrófica puede referirse a un mismo evento, ya que la producción catastrófica de arena podría también corresponder a una excesiva, y continua invasión de arena⁶.

Fig. 2.3 Producción Transitoria de Arena⁽⁶⁾

2.4 Tipos de Terminaciones de Pozos

Se entiende por terminación de un pozo petrolero a las actividades encaminadas a explotar los yacimientos, a través de las tuberías de revestimiento de explotación, contando con la introducción, anclaje y empacamiento del aparejo de producción para dejarlo produciendo por el método más conveniente.

Básicamente una terminación consiste en establecer en forma controlada y segura la comunicación entre el yacimiento y la superficie, cuidando de proteger las tuberías de revestimiento (que representan la vida del pozo) aprovechando así óptimamente la energía del yacimiento.

Los dos tipos de terminaciones principales son:

➤ Terminación en agujero abierto.

Anteriormente se terminaban los pozos en agujeros sin revestir. Ahora esta práctica se ha abandonado, efectuándose solamente en yacimientos con baja presión en una zona productora donde el intervalo saturado de aceite y gas sea demasiado grande. Estas terminaciones son recomendables para formaciones de calizas.

El procedimiento consiste en introducir y cementar la tubería de revestimiento de explotación (TR) arriba de la zona de interés, continuar con la perforación del tramo productor y preparar el pozo para ser explotado.

➤ Terminación con TR perforada.

Actualmente es el mejor procedimiento para terminar un pozo, ya que ofrece mayores posibilidades para efectuar reparaciones subsecuente a los intervalos productores, y pueden explotarse distintas zonas de interés al mismo tiempo. La preparación del pozo consiste en seleccionar un diseño adecuado de tuberías que se introducen y cementan de acuerdo a lo programado para cubrir la longitud de los intervalos productores.

La decisión que se haya tomado en el tipo de terminación de un pozo petrolero, tendrá influencia en la vida productiva actual del mismo, ya que son esenciales los datos del comportamiento mecánico del intervalo productor bajo la acción de esfuerzos *in-situ* que van cambiando gradualmente durante el agotamiento o caída de presión del yacimiento, y estos esfuerzos no son bien conocidos.

Una fuente confiable de esta información son los datos de registros sínicos y los núcleos.

La densidad de los disparos es una importante consideración. Por varios años, cuatro disparos/pie de agujero fue una práctica común.⁷ Sin embargo, recientemente han

aumentado tanto la concentración como el tamaño de los disparos. El objetivo es proporcionar un patrón de flujo claro, que minimice las caídas de presión en dichas perforaciones.

Existen sistemas de ingeniería que han sido diseñados para pronosticar las condiciones de operación de los métodos de control de arena para terminaciones normales en el pozo.

Con una conveniente geometría del yacimiento y otras restricciones, la perforación selectiva de la formación más fuerte y adherente nos marca la pauta de que puede ser un método efectivo de control de arena.⁸

Experiencias de campo muestran que, en general, la productividad de las terminaciones con agujero entubado y preempacado algunas veces fue de solo 25 al 33% con respecto a las de agujero abierto, mientras que la falta de preempacamiento podría causar pérdidas de productividad hasta de un 95%⁹

Como resultado de estos problemas surgió una nueva generación de empacadores de grava (gravel-packing) para realizar terminaciones con agujero entubado, en los cuales se utilizan técnicas y procedimientos muy diferentes a los que se utilizan con agujeros descubiertos.

Se realizó un gran número de investigaciones con el fin de solucionar el problema, pero éstas investigaciones fueron enfocadas a un empacamiento para flujo lineal, operando para un flujo en una sola fase. Trabajos adicionales indicaron que la principal restricción al flujo fue que los disparos se llenaban de arena en la máxima productividad, y por lo tanto estos taponamientos deberían ser evitados.

El remedio de esta situación se dio con un empacador a presión en la zona de disparos con grava de una muy alta permeabilidad capaz de prevenir la producción de arena.

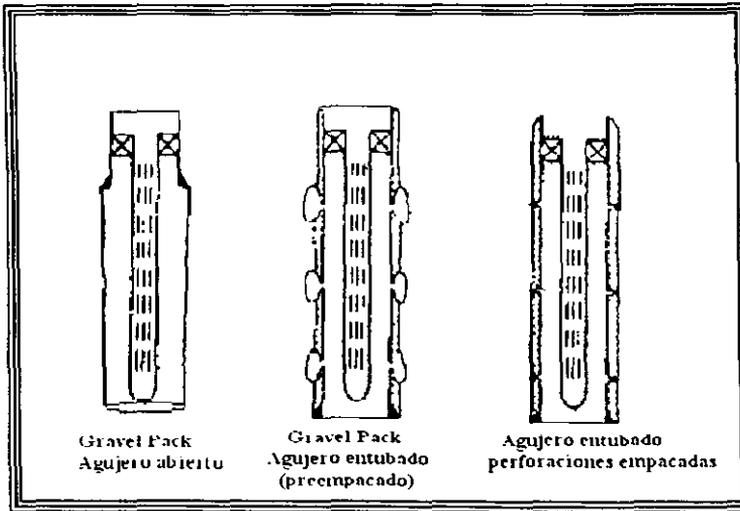


Figura 2.4 Tipos de terminaciones de pozos típicas⁽⁹⁾

Los nuevos diseños de empacadores de grava, tomaron un gran auge particularmente cuando se requerían terminaciones en agujeros entubados. Este interés aumentó debido a los nuevos gastos de producción que se manejan actualmente en los campos, y por lo tanto necesitarán algún tipo de control de arena.

También se ha incrementado los ritmos de las investigaciones de los empacamientos de grava; debido a que ahora se presentan altos porcentajes de agua y gas asociado al aceite producido en campos viejos, y esta circunstancia tiene efectos adversos en la productividad y propicia la producción de arena.

CAPITULO III

MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE ARENA

Históricamente, la más importante contribución para comprender la producción de arena fue hecha por Bratli y Risnes¹⁰ (1981) y Bratli et.al. (1983). Ellos explicaron el flujo de un fluido internamente y modelaron los esfuerzos alrededor de las cavidades dentro del pozo en el caso de un agujero abierto o en el caso de un agujero entubado como se muestra en la figura 3.1

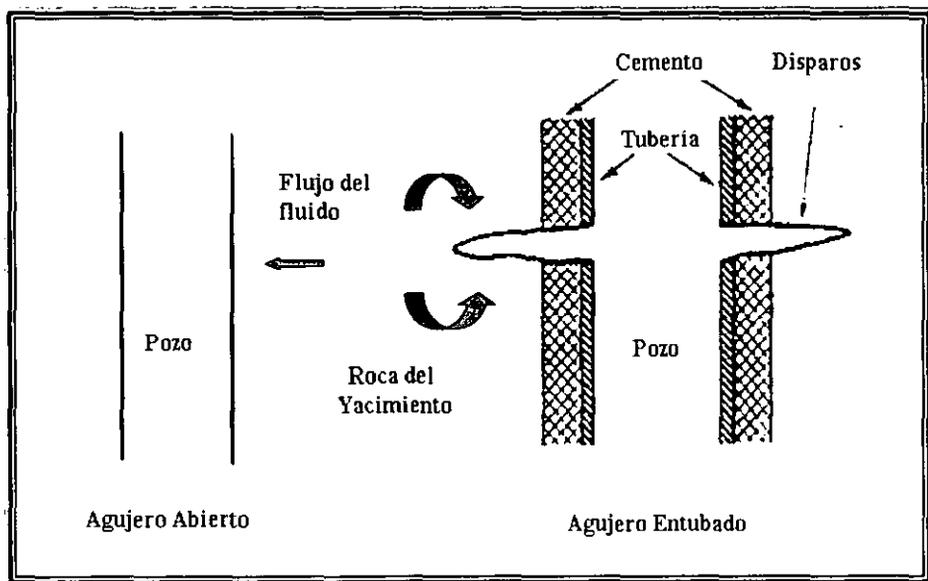


Fig. 3.1 Producción a través de agujero abierto y agujero entubado.⁽¹¹⁾

Se desarrollaron soluciones para formas cerradas, para cavidades cilíndricas (pozo abierto) y esféricas (perforaciones) para un modelo elástico lineal, perfectamente plástico, utilizando el criterio de Mohr-Coulomb bajo carga hidrostática y flujo de fluido hacia dentro del pozo. Se identificaron dos tipos de falla.

El primer tipo es la falla por un excesivo esfuerzo de corte. Se consideró que el mejor parámetro que gobierna este tipo de inestabilidad es el abatimiento de presión δp que es la diferencia entre la presión de formación y la presión en el fondo del pozo.

Este tipo de inestabilidad es conocido como producción inestable de arena y no puede ser detenida por sí sola¹¹.

Para condiciones particulares este tipo de inestabilidad puede ser controlada reduciendo el diferencial de presión. El valor de δp tiene una gran importancia económica, ya que controla el gasto de producción. El objetivo principal de las técnicas de predicción es maximizar δp mientras se minimiza la producción de arena.

El segundo tipo de falla es por un excesivo esfuerzo radial efectivo tensionante. Este ocurre cuando el gradiente de presión de poro es más grande que el gradiente del esfuerzo radial total y el esfuerzo radial efectivo se vuelve tensionante. Este mecanismo es autoestabilizador ya que remueve la baja permeabilidad de la zona o puede agrandar la cavidad de los disparos lo cual reducirá el gradiente de presión de poro en la pared del pozo.

Esto es conocido como producción de arena estable¹¹. El único problema operacional con este tipo de producción de arena, es que esto puede dirigir la interacción de las perforaciones de los disparos con la formación de grandes cavidades detrás de la tubería.

Ambos mecanismos han sido identificados en pruebas de campo conocidas como pruebas de falla de arena, donde progresivamente grandes caídas de presión son aplicadas hasta que la producción continua de arena se inicia.

Un tercer tipo, el cual no está en discusión en este trabajo es la migración de finos. Esto corresponde al movimiento de pequeñas partículas arrastradas por el fluido a través del medio poroso.

Varios factores, como la velocidad del fluido, viscosidad y naturaleza del mismo tienen influencia sobre el fenómeno.

La producción de finos, es una práctica ordinariamente aceptada, excepto cuando provoca daños al equipo en el fondo del pozo.

Otro problema vinculado con la producción de finos, es la creación de zonas con permeabilidad reducida, lo cual puede provocar una producción de arena cíclica, pero estable.

A pesar de la identificación de estos mecanismos, varios estudios de laboratorio (Hall y Harrisburger, 1970; Cleary et al., 1979) y estudios paramétricos extensivos², aún no existe una clara comprensión del fenómeno.

El análisis de los esfuerzos alrededor de los arcos de arena, muestran que los criterios de falla deben existir, ya que en estos análisis identifican distintos esfuerzos actuando. Cuando un gasto de flujo crítico es alcanzado, el arco se colapsará, dejando atrás una gran cavidad.

Datos de pruebas de campo pueden apoyar lo descrito por esta teoría.

Normalmente, la formación se encuentra a cierta profundidad bajo un estado de esfuerzos compresivos *in situ*. Cuando un pozo es perforado la roca alrededor del agujero debe soportar la carga, que previamente sostenía la roca removida. Como resultado se produce un incremento de los esfuerzos alrededor del agujero (concentración de esfuerzos), y si la roca no tiene la resistencia suficiente, el agujero puede fallar.

En muchos casos la roca también es debilitada por la interacción con el lodo de perforación y esto también provoca que el agujero falle.

Para evitar lo anterior se debe seleccionar un lodo que minimice la debilidad de la roca, además la presión en el fondo del agujero, se incrementa debido al peso del lodo y el control de filtrado; que a su vez se llevan algo de la carga impuesta a las paredes del pozo por los esfuerzos *in situ*

Las fallas del agujero inducidas por los esfuerzos pueden ser agrupadas en tres clases:

- Reducción del diámetro del agujero
- Ensanchamiento del agujero
- Fracturamiento

El primero es debido a un flujo plástico de la roca, dentro del agujero (flujo de lutita y sal), un problema de esta condición es tener que agrandar el agujero en forma repetida, y en casos extremos, incluso sacar tubería.

El segundo caso es debido a que la roca es quebradiza y cae dentro del agujero de esta causa resultan problemas de control de dirección y una pobre cementación.

El fracturamiento se da por rompimiento de la roca por una excesiva presión en el pozo, esto puede provocar severas pérdidas de fluido en la formación.

Para una mejor comprensión del problema de fallas en el agujero los ingenieros deben conocer:

Los esfuerzos en la formación, antes de perforar el pozo (esfuerzos *in situ*), la carga adicional sobre la roca como resultado de la construcción del agujero; como la carga sobre la roca es afectada por la presión del lodo; la resistencia de la roca, y como afecta el lodo de perforación esta resistencia.

Esfuerzos in situ

Generalmente las formaciones son clasificadas en términos de los esfuerzos *in situ*; como regiones de esfuerzos normales, y regiones de esfuerzos tectónicos.

En una región de esfuerzos normales, el máximo esfuerzo *in situ* (σ_3) es vertical y es igual al esfuerzo de sobrecarga. Además los otros dos esfuerzos principales (σ_1 y σ_2) que están localizados en el plano horizontal son iguales o casi iguales.

Para pozos con formaciones compactas, la sobrecarga varía linealmente con la profundidad con un gradiente aproximado de 1 psi/ft.

En cuencas sedimentarias, que están sometidas a compactación, los gradientes de sobrecarga varían con la profundidad.

El análisis de esfuerzos puede ser usado para estimar la resistencia de las rocas cercanas al agujero.¹⁰

Para iniciar una discusión sobre los niveles de esfuerzo, consideraremos un elemento profundo, dentro de la tierra. Tres esfuerzos X, Y, y Z son aplicados al bloque.

El esfuerzo de sobrecarga, en la dirección Z puede ser obtenido integrando la densidad de la roca con la profundidad. Los esfuerzos X y Y no pueden ser medidos individualmente con la tecnología actual, pero pueden ser escritos en términos de la sobrecarga, presión de poro, y la relación de Poisson de acuerdo a las restricciones del modelo elástico isotrópico de porosidad horizontal, tenemos:

$$\sigma_x = \left(\frac{\mu}{1-\mu} \right) p_n + \alpha p_r \left(1 - \frac{\mu}{1-\mu} \right) \quad (3.1)$$

$$\sigma_v = \left(\frac{\mu}{1-\mu} \right) P_n + \alpha P_p \left(1 - \frac{\mu}{1-\mu} \right) \quad (3.2)$$

$$\sigma_z = P_0 \quad (3.3)$$

3.1 Concepto de un modelo teórico para producción de sólidos

Como se ha mencionado anteriormente el flujo de arena ocasiona problemas relacionados con el desgaste, colapso de tuberías y deterioro general de las instalaciones superficiales.

Para valorar soluciones se requiere un modelo conceptual para guiar la experimentación, modelado, monitoreo, y las pruebas de campo.

El modelo debe explicar el flujo de arena producido en largos periodos, el cambio de la estructura de arena durante la deformación, la interacción con el gradiente de flujo, los cambios en los esfuerzos de la formación, el cese de la producción de arena, etc.

Para comprender que factores gobiernan la producción masiva de sólidos, se debe entender la historia del estrato en estado virgen hasta el tiempo en que está produciendo.

Durante la perforación, la presión del fluido es más alta que la presión de fluido en los poros de la roca. Las formaciones del yacimiento son permeables y el enjarre de lodo se forma rápidamente aplicando una presión de apoyo en las paredes del pozo, durante la perforación.

Las areniscas frágiles tienen altos ángulos de fricción para bajas presiones de confinamiento, y la resistencia de la pared es mejorada por la presión de apoyo, y normalmente suficiente para prevenir que ceda.

Sin embargo, durante las operaciones de perforación, la pared del agujero puede ceder, cuando se desarrollan cavidades debido a la pérdida de material granular, que a su vez es fácilmente removido por el lodo de perforación. En arenas de mediana resistencia la cohesión puede ser destruida por la deformación, generando con esto una reducción de la resistencia del material granular.

En la terminación, cuando el pozo es cementado, y los efectos que esto provoca en los esfuerzos aún no ha sido bien comprendido. La tubería es colocada y el cemento es circulado para proporcionar un vínculo entre la formación y la tubería. El desgrane de la formación puede darse durante la cementación o las operaciones de perforación.

Durante la producción, grandes pulsos de presión en un campo de esfuerzos diferenciales puede reducir la resistencia de corte. También el efecto de daño por la migración del finos, y el taponamiento parcial de los poros puede causar presiones que permitan un astillamiento por tensión, en materiales de baja resistencia como se aprecia en la figura 3.2 mostrada a continuación.

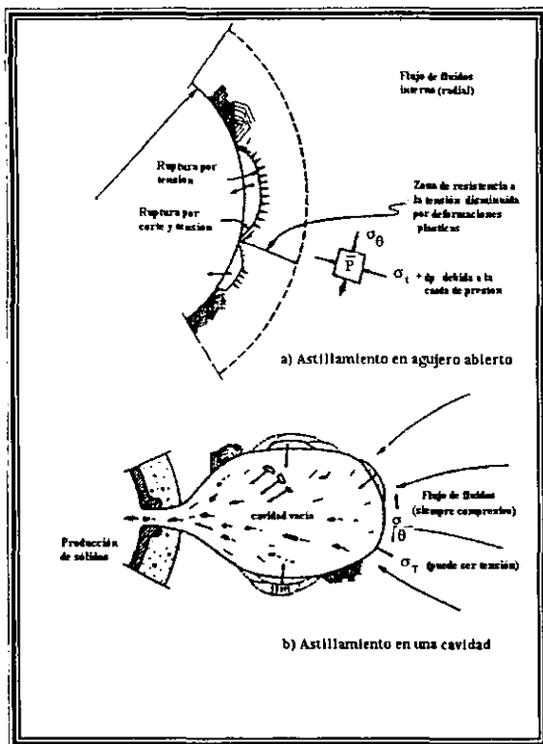


Fig. 3.2 Astillamiento por tensión provocado por flujos internos.⁽³²⁾

Estos procesos son difíciles de cuantificar o predecir, particularmente cuando están asociados con el efecto de daño.

En un nivel microscópico, la producción de sólidos es causada por fuerzas hidrodinámicas de arrastre, actuando en los granos adyacentes a una superficie libre. El arrastre viscoso puede vencer los esfuerzos alrededor del material, impuestos en un grano o grupo de granos en la pared de la cavidad. La figura 3.3 nos muestra un dibujo esquemático de esta situación.

Si en verdad existe una cara libre (pared de una cavidad, entrada de una perforación, pared de un agujero sin cemento), la fuerza de fricción entre granos y las fuerzas de arco normal son pequeñas y la caída de presión puede desalojar al grano o masa de granos más débil.

Este modelo representa material ya debilitado por esfuerzos de corte y dilatación. No obstante, cada vez que hay producción de sólidos, es una cascada de desalojos individuales y debe analizarse el ensamble completo de arena, para valorar la estabilidad de una partícula individual. El mecanismo de desalojo es apoyado por el hecho de que rara vez aparecen granos con aplastamiento en la producción de sólidos.

Analizando un estudio hecho con un microscopio electrónico de los granos producidos; no revela una gran cantidad de granos fracturados, ni fragmentos angulares, lo cual da fuerza a la teoría del desalojo de granos debido a los esfuerzos.

La zona de cedencia puede ser considerada como una "cavidad" pero llena con material granular roto, con cero de cohesión, y con bajos esfuerzos de confinamiento.

La zona se comporta como totalmente plástica y la zona exterior comienza a ceder; en una zona lejana del agujero, la cedencia aún no comienza. Estas zonas pueden ser consideradas como plástica suave, plástica débil, plástica dura, y regiones elásticas.

La concentración de esfuerzos a cierta distancia del agujero proporciona un mecanismo de ruptura en la roca intacta del yacimiento.

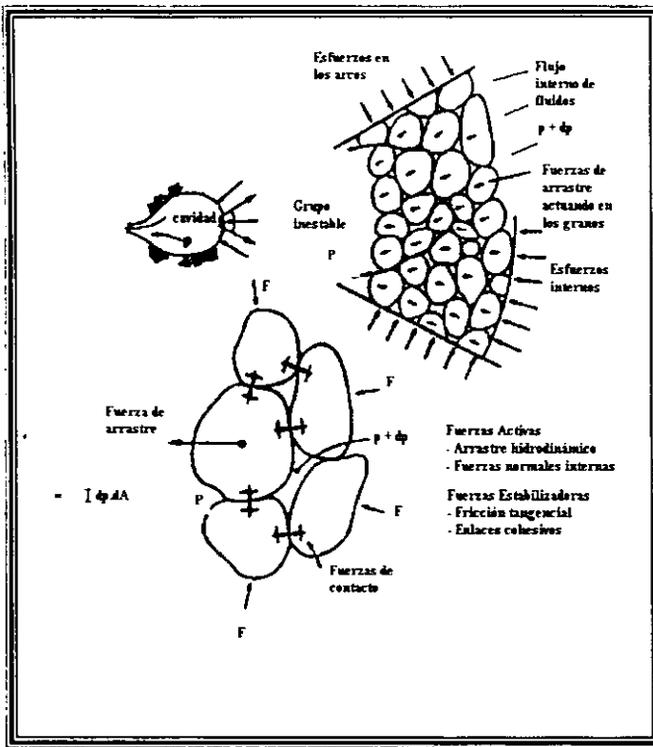


Fig. 3.3 Inestabilidades microscópicas en la producción de sólidos granulares⁽³³⁾

Para este caso se requieren dos tipos de modelos numéricos, por que existen dos clases de fenómenos a ser estudiados. Un modelo 3D para una partícula discreta es necesario para estudiar la estructura de arco, aplastamiento de granos, tipo y densidad de empacamiento.

Los efectos del arrastre hidrodinámico, la estabilidad de cavidades, variación de la resistencia de granos (cohesión), dureza de la superficie de los granos, así como la distribución del tamaño de grano, pueden ser valorados y aplicados en arenas reales.

Los autores del modelo³¹ proponen que la cedencia plástica provocada por una alta dp/dr y mantenida por σ_v (esfuerzo vertical) es el mecanismo para la producción masiva de sólidos en arenas pobremente consolidadas. Se requiere un modelo plástico general formulado en

términos de esfuerzos efectivos; este modelo debe incluir dilatación, evolución de la estructura de arena, cambios de k_w y fuerzas de filtración, en el modelo el esfuerzo depende de la pérdida de cohesión y es un elemento clave.

La carencia de la confirmación de datos *in situ* se mantiene como un serio inconveniente, pero se dan las bases para mejorar el tipo de terminación y la estrategia de producción de los pozos con este tipo de problemas.

3.2 Falla por corte relacionado básicamente a una baja presión en el pozo

Esto significa, que en algún plano cerca de la región del agujero, es sometido a un esfuerzo de corte más grande de lo que puede soportar. Esto puede conducir a un cambio en las propiedades de la formación en el agujero, así como los esfuerzos en el mismo².

Se ha discutido como un esfuerzo de corte relativamente pequeño en un material puede llegar a romper sus enlaces, al cambiar sus propiedades.

La falla por corte puede causar reducción en el diámetro del agujero debido al flujo plástico, o ensanchamiento del mismo, en rocas frágiles debido al desmoronamiento en las vecindades del agujero.

Una vez que el pozo es perforado y queda establecido el campo de esfuerzos, la roca se comportará elásticamente (formación dura) o cederá (formación frágil), en cualquier caso se desarrollará una zona plástica cerca del agujero.

La formación cederá al presentarse falla por corte debido a que existen esfuerzos de corte alrededor del agujero.

Observaciones en el laboratorio indican que cuando ha sucedido fallas por corte se generarán pequeñas partículas sólidas, y la formación comenzará a deteriorarse en el plano de falla.

El criterio de Mohr-Coulomb puede ser usado para predecir las condiciones a las cuales fallará una formación dada. Este criterio postula que la falla ocurre cuando el esfuerzo de corte en un plano dado, alcanza un valor crítico dado por:

$$\tau = c + \sigma_n \tan \Phi \quad (3.4)$$

donde: τ = esfuerzo de corte, c = resistencia cohesiva o cohesión; σ_n = esfuerzo normal, Φ = ángulo de fricción.

3.3 Falla por tensión relacionado básicamente con un alto gasto de producción.

La producción de arena es relacionada con las fuerzas de arrastre de los fluidos sobre los granos de la formación.²

En la práctica, los dos mecanismos trabajan e interactúan juntos.(falla por tensión y por corte).

Una formación alterada por una falla de corte puede ser mucho más susceptible al arrastre del fluido. Cuando se da el caso de que el mecanismo básico de falla es por corte el flujo es importante porque lleva el material dentro del pozo.

La relación entre la presión del pozo (o caída de presión) y gasto de producción no es uno a uno, sino que el operador debe determinar el número de perforaciones y el flujo por perforación. Incrementando el número de perforaciones se reducirán las fuerzas de arrastre del fluido en una cavidad para un gasto dado.

La falla por corte es el mecanismo que puede provocar la producción catastrófica de arena. Por otra parte la producción de arena por tensión es en general menos problemática.

Esto es debido al hecho de que las cavidades crecen, el gradiente del fluido llega a ser más pequeño y la producción tiende a detenerse. La producción de arena por tensión tiene un efecto de auto-estabilización.

Además de estos mecanismos, debemos mencionar la migración de finos. Esto consiste en el movimiento de partículas finas en la formación, como por ejemplo las arcillas. Esto puede conducir a una reducción de la permeabilidad en la región cercana al agujero (un tipo de daño a la formación) lo cual incrementa las fuerzas de arrastre de los fluidos y puede iniciarse la producción de arena.

3.4 Falla cohesiva debida a la cementación y fuerzas capilares

Este mecanismo es especialmente importante para el caso de arena poco consolidada. La resistencia cohesiva C_o es el factor que controla la erosión que puede ocurrir en cualquier superficie libre dentro de la formación la cual incluye: (1) Túneles de las perforaciones, (2) Superficie del agujero para terminación a pozo abierto, (3) Superficie de fractura hidráulica o superficie del plano inducido de corte, y (4) Frontera de los estratos y cementación de la columna litológica. La resistencia al corte de la formación consiste de dos componentes:

1. Fuerzas de contacto y fricción entre granos
2. Enlaces físicos entre granos o cohesión

La cohesión es generada debido a dos factores:

- (1) Cementación del material y (2) Fuerzas capilares

La inestabilidad del agujero y la producción de arena comienzan cuando las fuerzas de arrastre debidas a la producción de fluidos, excede la resistencia cohesiva de la arena de la formación. Esto puede representarse matemáticamente por:

$$\frac{d_p}{d_r} = C \quad (3.5)$$

La determinación de C es realizada por extrapolación de la envolvente de Mohr para un esfuerzo cero. Este tipo de falla es responsable de generar pequeñas partículas de arena (finos).

Una baja resistencia cohesiva explica porque comienza la producción de arena cuando tenemos una caída de presión importante en las inmediaciones del pozo.

Si consideráramos una escala microscópica y la caída de presión ocurre muy cerca del agujero, y luego la caída de presión es igual a la resistencia cohesiva del material; podría definirse un gasto de producción crítico sin producir arena.

3.5 Falla de la formación debida a efectos químicos.

Muchos ingenieros pueden tratar erróneamente un modelo de mecanismo de falla para yacimientos inconsolidados utilizando modelos empíricos o analíticos como son: no lineal elástico, elastoplástico, y poroelástico, mientras que el principal mecanismo de la falla es debido a efectos químicos.¹²

La absorción de agua en algunas arcillas de la formación rocosa causa un incremento en el volumen de roca o presión de hinchamiento, si la expansión es restringida, y esta presión puede romper los enlaces causando desintegración de la formación.

Algunos tipos de hinchamiento causan incremento en el volumen de roca, mientras que otros solo reportan un aumento mínimo.

El agua en los espacios porosos afecta la resistencia de la formación de tres formas:

a.- Reduce la magnitud de la fricción interna

- b.- Reduce la presión capilar para rocas mojadas por agua.
- c.- Puede debilitar químicamente la cementación del material de la formación

Datos experimentales mostraron los efectos del agua sobre la resistencia a la compresión y las propiedades elásticas de las rocas. El factor de suavidad S_f definido como la relación entre la resistencia a la compresión de una muestra seca y una muestra húmeda, estas pruebas fueron hechas en núcleos poco consolidados.

$$S_f = \frac{\sigma_c (dry)}{\sigma_c (wet)} \quad (3.6)$$

Por medio de un microscopio electrónico, y análisis de difracción de rayos X se determinaron los materiales cementantes como son: calcita, dolomita, illita, mezclas de diferentes arcillas en estratos, clorita, etc. Cuando se cuenta con esta información no debemos introducir al pozo un fluido o químico que reaccione con estos elementos, y provoque problemas de estabilidad.

Por lo tanto de estos análisis se derivan dos importantes conclusiones, considerando los problemas de inestabilidad del agujero y producción de arena.

- El ácido hidroclorito un fluido que se usa en estimulaciones, puede tener efectos adversos en la resistencia de la formación. Si los carbonatos se disuelven en la estructura de la roca, ésta fallará causando producción de sólidos.
- Si un apreciable porcentaje de minerales de la roca, son arcillas; la formación debe ser tratada como potencialmente sensible al agua, con los problemas que esto acarrea. La hinchazón de arcillas afecta la estabilidad de la roca e indirectamente estimula la producción de arena.

3.6 Estabilidad del Agujero

Mantener un agujero estable es uno de los mayores problemas encontrados en la perforación de pozos petroleros.

La inestabilidad puede tomar varias formas: formaciones suaves y dúctiles que son comprimidas dentro del agujero; formaciones quebradizas las cuales producen astillas cuando son sometidas a esfuerzos; y lo más común, lutitas que se derrumban, provocando un ensanchamiento del agujero, puentes entre las cavidades o llenado del agujero durante los viajes de ida y vuelta de la sarta. Estos problemas aumentan considerablemente los costos y el tiempo de perforación, y pueden ocasionar desastres mayores como pegadura de tubería y una desviación del agujero.

Cuando un pozo es perforado, el material alrededor del agujero perderá apoyo radial.

El modelo para analizar esta situación es un cilindro vertical de agujero abierto a través de un estrato vertical de roca porosa y permeable. Se supone simetría axial alrededor del eje del pozo. La configuración del problema es mostrada en la figura 3.4

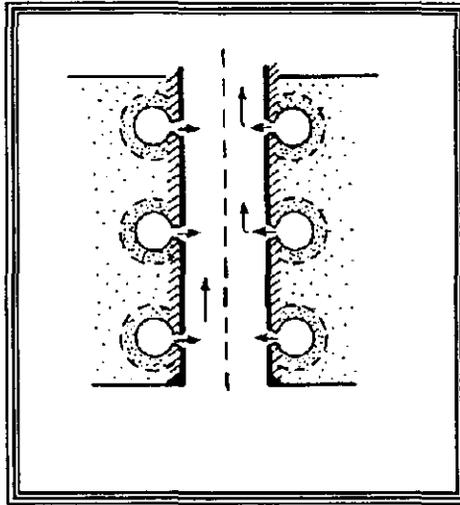


Fig. 3.4 Esquema de un modelo de pozo productor⁽²⁾

El material es sometido a esfuerzos en tres dimensiones, los esfuerzos principales son radial, tangencial, y vertical, con el esfuerzo vertical paralelo al eje del agujero. El componente vertical de deformación es causado por la presión de sobrecarga inicial del material.

El criterio de estabilidad para arcos de arena hace posible predecir el gasto de flujo máximo permisible antes de que ocurra arenamiento. Esta teoría ha sido apoyada por trabajos experimentales y datos de campo.¹⁰

En trabajos recientes se han mostrado análisis de pruebas de pozos, enfocados a la teoría de arcos de arena. Las pruebas se refieren a una terminación de pozos en areniscas débiles.

En esta terminación no se instalaron sistemas de control de arena, y el flujo de arena se midió con un desarenador instalado en la cabeza del pozo. El pozo ha sido probado incrementando el diámetro del estrangulador, y registrando la cantidad de arena en cada caso. El flujo por perforación fue obtenido simplemente dividiendo el gasto total de flujo entre el número de perforaciones.

La cantidad de arena producida (W_s), puede ser utilizada para estimar el radio del arco (cavidad) de la fórmula:

$$r_1 = \left(\frac{3 W_s}{4 \pi (1 - \theta) \rho_s n} \right)^{1/3} \quad (3.7)$$

Donde :

r_1 = radio del arco (tamaño de la cavidad)

w_s = cantidad de arena producida

θ = porosidad fraccional

ρ_s = densidad de la arena.

n = número de arcos

El flujo de fluidos dentro o fuera de la formación tiene una gran importancia en el campo de esfuerzos que actúan alrededor del agujero. Y esto ha sido teórica y experimentalmente probado al analizar el comportamiento del gradiente de presión hidráulica y la influencia que este tiene en la estabilidad del agujero. La magnitud y dirección de flujo en los poros de la formación es una función de la presión diferencial, Δp entre la presión ejercida por la columna de lodo, P_w y la presión de poro de la formación P_p .

3.7 Criterios de Falla.

El colapso de la formación es un indicativo de que los esfuerzos *in situ*, van más allá del límite de falla de las rocas de la formación. Este esfuerzo de falla límite es un parámetro cuantitativo que define la resistencia mecánica de la formación.

Para un estado de esfuerzos unidimensional, la resistencia mecánica puede ser cuantificada con un solo parámetro: la resistencia uniaxial a la compresión; sin embargo, como los esfuerzos *in situ* de la formación están en tres dimensiones y es un medio anisotrópico, las expresiones matemáticas que involucran todos los esfuerzos son más complicadas y además son requeridas para conocer la resistencia mecánica de la formación. Esta cantidad que expresa la resistencia mecánica es conocida como envolvente de falla o criterio de falla.

El esfuerzo diferencial $\Delta\sigma$ y la presión efectiva promedio σ_m son constantes porque son independientes de la rotación del eje de esfuerzos. Los tres componentes del esfuerzo principal son: $(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3)$ y estas constantes están definidas por:

$$\sigma_m = (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3) / 3 - \alpha P_p \quad (3.8)$$

$$\Delta\sigma = \frac{1}{2}[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2] \quad (3.9)$$

Donde P_p es la presión de poro del yacimiento y $\alpha = -\beta_m/\beta_b$ (3.10)

β_m : compresibilidad de la matriz

β_b : compresibilidad de la roca

Para areniscas porosas, $\beta_m \approx \beta_b$ y para este caso usaremos un valor de $\alpha = 1$

La envolvente de falla se determina de pruebas de laboratorio que representan todos los esfuerzos de falla posibles; lo que va más allá de pruebas de fallas en núcleos. Una formación probablemente no esté dañada si los esfuerzos permanecen dentro de una zona cubierta por el envolvente de falla.

El agotamiento del yacimiento debido al proceso de producción causa una declinación en la presión de poro. Esto provoca que los esfuerzos efectivos *in situ* se aproximen a la envolvente de falla, haciendo más vulnerable a la formación. Modelos teóricos desarrollados recientemente proporcionan una posible predicción del agotamiento máximo de la presión de poro y el gasto límite de producción para evitar el arenamiento.¹³

Algunos modelos también predicen el tiempo de duración, antes de que los esfuerzos *in situ* alcancen la envolvente de falla. Esta predicción es muy importante para los ingenieros de producción, para decidir que tratamiento de control de arena debería de implementarse. Esto también ayuda a definir el tiempo óptimo para la aplicación del remedio.

La exactitud en las predicciones depende en gran medida de la calidad de información que tengamos acerca de la resistencia de la formación, ya que un modelo de predicción sofisticado necesita información confiable para funcionar correctamente.

Para construir las envolventes de falla se necesitan laboratorios que realicen dos tipos de pruebas: hidrostáticas y triaxiales.¹³

La configuración de los esfuerzos para una prueba hidrostática es muy simple ya que la aplicación de los esfuerzos es igual en todas las direcciones. El esfuerzo principal efectivo bajo una presión hidrostática es simplemente la diferencia entre la presión de confinamiento y la presión de poro. El esfuerzo diferencial es despreciable.

La resistencia a fallar de una prueba hidrostática corresponde al punto de intersección en el eje principal de presión efectiva con la envolvente de falla.

Para una prueba triaxial, la presión de confinamiento es incrementada a un nivel preestablecido y el esfuerzo vertical se incrementa hasta que la falla de la muestra sea detectada. La envolvente de falla es determinada construyendo los resultados de las pruebas triaxiales con un amplio rango de presiones de confinamiento.

3.8 Criterio de Mohr-Coulomb

Tradicionalmente, la resistencia mecánica o criterio de Mohr-Coulomb es estimado a partir de las velocidades de las ondas P y S así como de datos de registros de densidad basado en la correlación de Deere y Miller.¹⁴

Consideremos el elemento sujeto a los esfuerzos normales $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ como se indica en la figura 3.5. Debido a que no se presentan esfuerzos cortantes en estas caras, estos esfuerzos son los principales. Suponiendo que $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$

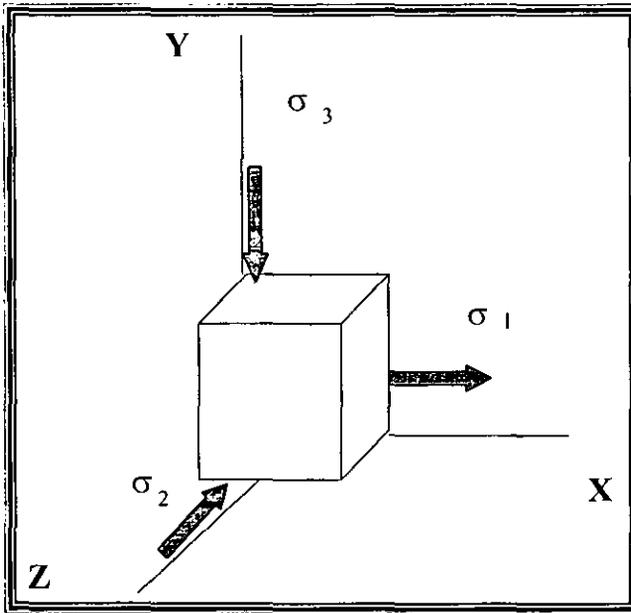


Figura 3.5 Esfuerzos presentes en el elemento de la formación⁽²⁷⁾

Se puede trazar un círculo de Mohr para dos caras mutuamente perpendiculares, y es ahí donde indicamos los esfuerzos en los planos X-Y, Y-Z y X-Z.

Generalmente usamos el diagrama para determinar los esfuerzos principales normales y los esfuerzos cortantes máximos. Estos valores se observan fácilmente de la figura 3.6, A partir de esta figura puede observarse que:

$$\tau_{max} = \frac{\sigma_{max} - \sigma_{min}}{2} \quad (3.11)$$

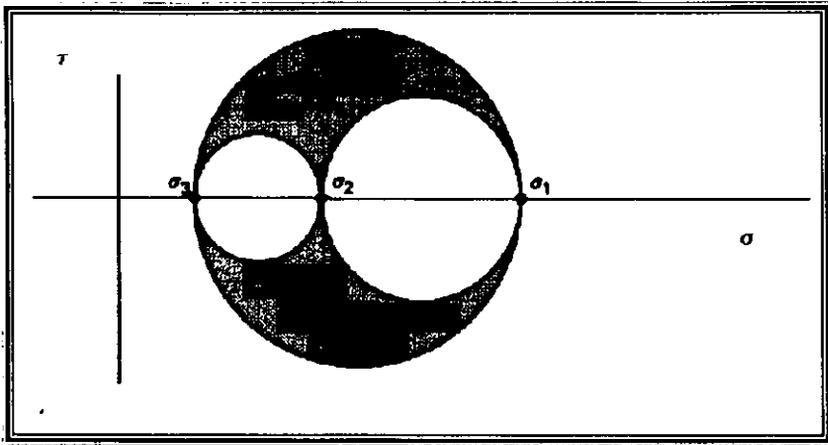


Figura 3.6 Esfuerzos máximo y mínimo del criterio de Mohr.⁽⁵⁾

Es necesario contar con un criterio, el cual especifique la dependencia de la resistencia a la compresión de la roca con el estado de esfuerzos de confinamiento al que están sujetas. Este criterio es lineal y no considera el esfuerzo principal intermedio.

Este criterio es el más empleado en análisis de esfuerzos (estabilidad de agujeros, control de arena etc) por su sencillez y disponibilidad

El criterio de Mohr-Coulomb separa las regiones de falla (inestabilidad) y de estabilidad de un material sometido a esfuerzos de corte.

Este método estima una resistencia a la compresión uniaxial y supone un ángulo de fricción interna constante.

$$\sigma_1 = C_o + \sigma_3 \tan^2 \beta \quad (3.12)$$

Donde:

C_0 : es la resistencia a la compresión uniaxial y β corresponde al ángulo de falla de la roca.

$\beta = (45 + \Phi/2)$ con Φ es el ángulo de fricción interna.

Estos dos parámetros son confiables cuando se obtienen en el laboratorio a partir de núcleos de formaciones vecinas al pozo en estudio, pero como muchas veces es difícil tener acceso a esta información, se debe recurrir a la interpretación de registros geofísicos para obtener valores estimados de C_0 y β .⁹

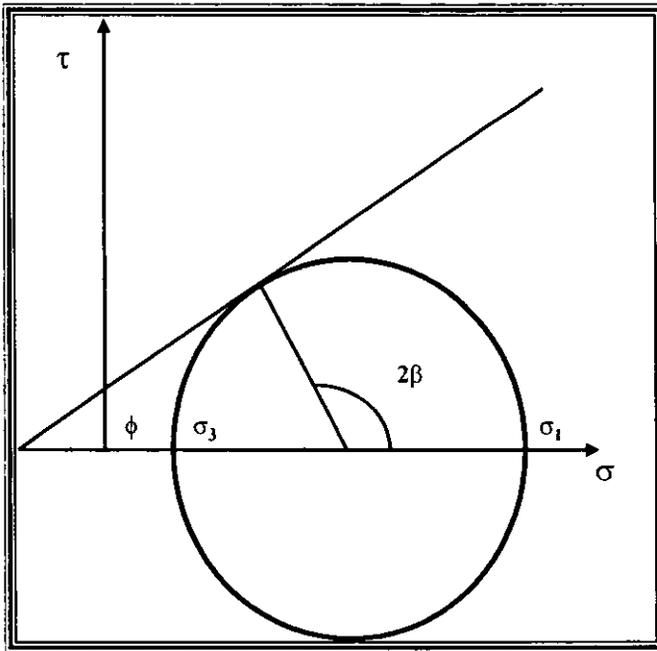


Fig. 3.7 Criterio de Mohr-Coulomb. Círculo de Mohr correspondiente a un estado de esfuerzo crítico.⁽⁵⁾

En la figura 3.7 se tiene representado el criterio de Mohr-Coulomb y el círculo de Mohr que toca la línea de falla. También está definido el ángulo de fricción interna Φ en términos de el coeficiente de fricción interna μ por :

$$\tan \phi = \mu \quad (3.13)$$

También se observa en la figura el ángulo 2β el cual nos da la posición del punto de coincidencia de el círculo de Mohr y la línea de falla. El esfuerzo de corte y el normal en el punto de contacto son:

$$\tau = \frac{1}{2} (\sigma_1 - \sigma_3) \text{sen } 2\beta \quad (3.14)$$

y en términos de β y ϕ tenemos:

$$\sigma = \frac{1}{2} (\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2} (\sigma_1 - \sigma_3) \cos 2\beta \quad (3.15)$$

$$\phi + \frac{\pi}{2} = 2\beta \quad (3.16)$$

Entonces:

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \quad (3.17)$$

La máxima variación permisible de ϕ va de 0 a 90° (en la práctica el rango será más pequeño, alrededor de 30°). Es claro que β podrá variar entre 45 y 90°.

Además β es el ángulo en el cual se cumple el criterio de falla, β da la orientación en el plano de falla y con esto se puede concluir que el plano de falla es inclinado en un ángulo más pequeño de 45° en la dirección de σ_1 . La figura 3.8 muestra esquemáticamente la posible variación de los planos de falla para una roca, descritos por el criterio de Mohr-Coulomb.

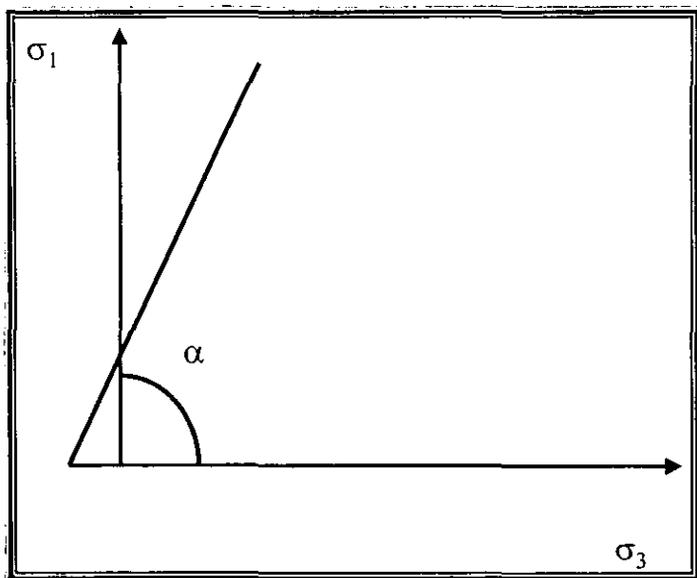


Fig. 3.8 Criterio de Mohr-Coulomb en el plano $(r_1, r_3)^{(5)}$

Otro importante punto a notar es que β está dado solamente en función de ϕ lo cual significa que la orientación del plano de falla es independiente del esfuerzo de confinamiento. Introduciendo las expresiones de σ y τ , (ecuaciones 3.2 y 3.3) dentro del criterio de falla ecuación 1 tenemos:

$$\tau = S_o + \mu\sigma \quad (3.18)$$

Aquí S_o es la resistencia inherente al corte o cohesión del material, μ es el coeficiente de fricción interna, y σ es la fuerza normal en el cuerpo.

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\sin 2\beta = S_o + \mu \left[\frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\cos 2\beta \right] \quad (3.19)$$

Sustituyendo β y μ por Φ esto queda:

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\cos\phi = S_o + \frac{1}{2}\tan\phi(\sigma_1 + \sigma_3) - \frac{1}{2}\tan\phi\sin\phi(\sigma_1 - \sigma_3) \quad (3.20)$$

Multiplicando por $2\cos\phi$ y reordenando

$$(\sigma_1 - \sigma_3)(\cos^2\phi + \sin^2\phi) = 2S_o\cos\phi + (\sigma_1 + \sigma_3)\sin\phi \quad (3.21)$$

$$\sigma_1(1 - \sin\phi) = 2S_o\cos\phi + \sigma_3(1 + \sin\phi) \quad (3.22)$$

$$\sigma_1 = 2S_o \frac{\cos\phi}{1 - \sin\phi} + \sigma_3 \frac{1 + \sin\phi}{1 - \sin\phi} \quad (3.23)$$

La figura 3.8 grafica esta relación en el plano (σ_1, σ_3) . Otra vez existe una relación lineal con una intersección positiva en el eje de σ_1 . Sin embargo el ángulo α en el plano $(\sigma_1 - \sigma_3)$ no es igual a ϕ pero podemos relacionarlo a ϕ , con las siguientes ecuaciones:

$$\tan\alpha = \frac{1 + \sin\phi}{1 - \sin\phi} \quad (3.24)$$

o

$$\sin\phi = \frac{\tan\alpha - 1}{\tan\alpha + 1} \quad (3.25)$$

Finalmente, la ecuación (A) se puede escribir en términos del ángulo de falla β , de una forma muy simple:

$$\sigma_1 = 2S_o \tan\beta + \sigma_3 \tan^2\beta \quad (3.26)$$

CAPITULO IV

FACTORES A CONSIDERAR EN EL ESTUDIO DE LA PREDICCIÓN DE ARENAMIENTO.

En este capítulo abordaremos algunos de los factores a considerar en el estudio de la predicción de arena. Esto será enfocándose básicamente al tipo de terminación así como a los problemas que pudieran presentarse durante la perforación o bien cuando el pozo esté produciendo.

4.1 Definición de predicción de arena

Es un conjunto de estudios que se realizan para conocer ciertas características en cuanto a determinar si una formación presentará problemas, cuando sea alterada esto puede ser cuando se está construyendo el pozo o bien cuando va a producir hidrocarburos. Los objetivos de la predicción de arena son:

1. De los datos disponibles (registros, núcleos, experiencia de pozos vecinos) se decide si una terminación natural es posible, o si se requiere un dispositivo de control de arena.
2. Si un dispositivo de control es necesario, determinar de que tipo y cual es el diseño óptimo.
3. Si se recomienda una terminación natural, investigar si son necesarias precauciones especiales.

Se puede decir que para casos de formaciones muy débiles o fuertes es simple. En el primer caso el uso de un control de arena es una necesidad y en el otro la terminación natural funcionará sin problemas. El mayor desafío en la predicción de arena es el caso de

resistencia intermedia. Aquí se hace necesaria una evaluación más cuidadosa, ya que una bien lograda terminación natural; significa reducir costos y mejorar la productividad.

Por otra parte si no instalamos un gravel packing en un pozo que lo necesitaba, podemos en el peor de los casos perder el pozo, debido al arenamiento.

4.2 Factores que deben ser considerados en el estudio de la predicción de arena.

Geometría de las Perforaciones

Cuando se presenta una falla en la formación debida a esfuerzos de tensión, la cavidad del disparos crecerá y será deseable que este crecimiento no sea mayor que un tamaño estable para las condiciones presentes en el pozo. Es claro que la densidad y la profundidad inicial de los disparos son de vital importancia para el criterio de diseño de las terminaciones. En el campo Gullfaks se emplearon 39 disparos por metro en formaciones fuertes, así como 20 disparos por metro en intervalos débiles.⁴

Se supone que una óptima densidad de perforaciones, depende de la longitud de la perforación. Si la longitud de la cavidad es larga, la densidad deberá ser más pequeña para permitir que las cavidades crezcan en una forma estable.

Perforaciones Selectivas

La resistencia de la arena dentro de un yacimiento puede variar drásticamente como una función de la profundidad.

El espesor de una capa homogénea puede variar de pocos cm hacia arriba. Si el fluido entra en contacto con varias capas se necesita hacer una elección:

- i) Una puede perforarse selectivamente, esto es solo en las capas que se espera sean las más fuertes, y proporcionen el gasto de producción deseado, trabajando con una presión en el pozo relativamente baja.

- ii) Alternativamente, una puede escogerse para incrementar el número de cavidades de producción para perforar también en las zonas débiles. Una que pueda desarrollar el mismo gasto de producción con una baja caída de presión, la cual induzca a pequeñas fuerzas de arrastre y bajos esfuerzos de corte. Una compensa por el hecho de que las zonas débiles son también expuestas a esto.

Un importante parámetro a considerar en este contexto es el punto de burbujeo de los fluidos producidos. Si se produce debajo del punto de burbujeo, tendremos un flujo en dos fases, con grandes fuerzas de arrastre en la formación. Si la presión del pozo es más alta que la presión de burbujeo se reducirá la caída de presión.

Cuando las zonas de perforaciones selectivas sean elegidas, se deberá estar consiente de que métodos, para registros de parámetros mecánicos están disponibles, y que dan una mejor indicación de la resistencia relativa de la arena, que de una resistencia absoluta².

Ventajas: No se induce daño a la formación. Un flujo aceptable de arena suave puede mejorar significativamente el índice de productividad. Las perforaciones selectivas pueden ser efectivas para un yacimiento espeso, a menos que el material débil sea el dominante.

Desventajas: El seguimiento de las líneas-guía operacionales es importante; un error del operador puede provocar problemas de arena. Los núcleos son requeridos de varios pozos para calibrar el registro de propiedades mecánicas para el intervalo de perforaciones seleccionado.

Cargas Cíclicas

Un pozo es cerrado cierto número de veces en su vida productiva para darle mantenimiento. Esto induce cargas cíclicas en la formación, lo cual tiende a reducir su resistencia. Se observa frecuentemente que un pozo incrementa su producción de arena cuando es puesto a producir después de haber sido cerrado.

Esto es por lo tanto, importante para diseñar procedimientos que induzcan cargas mínimas durante la operación de cerrado del pozo.

Se debe poner énfasis en los cuidados que se requieren para el cerrado del pozo como cuando se pone a producir nuevamente.

Si las formaciones del yacimiento son fuertes, no existirá una zona plástica durante la producción de hidrocarburos. Sin embargo, no es rentable producir hidrocarburos de una formación débil, limitando la caída de presión dentro del rango elástico; por lo tanto el pozo debería ser operado suponiendo que existe una zona plástica alrededor de las cavidades de los disparos.¹⁵

Porcentaje de agua

Cuando se presenta el rompimiento, el porcentaje de agua aumenta y con esto la resistencia de la formación es reducida debido a que disminuyen las fuerzas capilares. Así que es necesario cambiar los parámetros de producción siguiendo al porcentaje de agua.

Observaciones de campo han mostrado que los problemas de producción de arena pueden ocurrir antes o después del rompimiento.

Sin embargo, algunos yacimientos que estuvieron produciendo sin arena, repentinamente comienzan a producirla después del rompimiento, es decir, la cantidad de arena producida tenderá a aumentar después de que la relación agua-aceite también lo haga.

Existen varias causas para iniciar o aumentar la producción de arena después del aumento del porcentaje de agua.¹⁵

Algunas son: (1) La presión capilar que mantiene los granos de arena se pierde después del incremento del porcentaje de agua, (2) La fricción del flujo aumenta significativamente debido a que la saturación de agua disminuye la permeabilidad relativa a los hidrocarburos,

(3) La presión del yacimiento es generalmente baja cuando comienza el aumento de la WOR, y (4) Para mantener el gasto de flujo de hidrocarburos, la tendencia es producir con un gasto total alto, lo que provoca una baja presión de pozo y un gradiente alto de presión en la superficie de la cavidad.

La baja presión del pozo tiende a inducir la producción de arena, debido a la falla por corte y a un alto gradiente normalizado de presión que tiende a inducir la producción de arena por tensión. Para evitar dichos problemas, el gasto de flujo deberá ser significativamente reducido después del aumento del porcentaje de agua.

A menos que la presión sea mantenida por inyección de agua o gas, la presión del yacimiento ya es baja cuando comienza el rompimiento. Frecuentemente el efecto de una baja presión del yacimiento sobre la producción de arena es enmascarado por el rompimiento. Una baja presión del yacimiento causa arenamiento por falla de corte, estos problemas son normalmente catastróficos, produciendo toneladas de arena en un periodo de tiempo corto.

Existen muchas razones para que la arena sea producida después del rompimiento, y esto es importante para diagnosticar, el factor dominante que causa estos problemas. La declinación total de la presión del pozo puede ser desglosada en tres componentes:

La presión de terminación ΔP_C ; La caída de presión en la sección del yacimiento ΔP_r ; y la declinación de la presión del yacimiento, ΔP_o . Todos ellos afectan la producción de arena, pero sus efectos llegan a ser pequeños por cada caída de presión sucesiva que ocurra en las inmediaciones del pozo.

Se realizó una importante prueba de producción de arena a gran escala, el experimento consistía en simular un pozo real con múltiples perforaciones, utilizando una roca seleccionada para representar el material de los núcleos de un campo específico. Uno de los objetivos del experimento era investigar la influencia de la surgencia en la arena producida.

La Presión del Pozo al estar perforando.

Es recomendable para el mejor desempeño de las operaciones de perforación; que el pozo esté en bajo balance (La presión del pozo es menor que la presión de poro) para efectuar limpieza de los disparos y para evitar una gran reducción de la permeabilidad en las zonas cercanas al pozo. La presión del pozo no debe ser tan baja, pero esto conducirá a un gran y rápido crecimiento de las cavidades de producción

Existen tres restricciones fundamentales para evitar producciones de arena: (1) Evitar un rápido incremento del gasto de flujo, cuando la caída de presión no es muy grande todavía. (2) Mantener la caída de presión dentro de un ciclo crítico de presiones. (3) Mantener la caída de presión y el abatimiento del yacimiento dentro de una zona de máxima caída de presión por corte.

4.3 Efecto del Rompimiento del Agua en la Producción de Arena.

Distintos operadores de campo han reportado que el arranque de la producción de arena de un campo en particular coincide con la surgencia o rompimiento del agua en la producción de los pozos.¹⁶

Varios mecanismos han sido, propuestos para explicar dichas observaciones, algunos son: el incremento del gradiente de la presión de poro cerca de los disparos debido a efectos de la permeabilidad relativa, reducción de las fuerzas capilares debido al incremento en la saturación de agua, y pérdida de la cohesión de la roca por incompatibilidad química entre el agua producida y la roca del yacimiento.

Todavía no existe un estudio sistemático de este fenómeno a gran escala, que sea capaz de soportar alguna teoría de las mencionadas anteriormente; y tampoco que pueda afirmar el hecho de que el rompimiento sea el disparador o detonador de la producción de arena.

Como consecuencia de esto, se ha desarrollado una gran campaña de experimentos en modelos físicos de cavidades, utilizando material de campo y observando directamente el efecto del rompimiento sobre el arranque de la producción de arena.

Finalmente el problema de la coincidencia del rompimiento del agua y la producción de arena ha sido analizado en una serie de más de 40 pozos de aceite y gas en yacimientos con arenas débiles. El análisis de los datos de campo confirma algunos descubrimientos teóricos.

También se han realizado algunas simulaciones en el laboratorio para aclarar los posibles mecanismos que permiten la producción de arena inducida por el rompimiento del agua.

El estudio realizado consideró principalmente dos puntos:

- Reducción de la cohesión aparente de la roca, debido a la disminución de las fuerzas capilares, lo cual en algunas rocas puede ser considerable.
- Erosión en los granos de la matriz por el flujo del fluido, debido a un incremento en las fuerzas de arrastre durante el flujo en dos fases.

Es decir se reprodujeron las condiciones de la formación que esta sometida a esfuerzos y a las saturaciones de fluidos que contenía y se analizó el factor de surgencia del agua, esto es para materiales de distintos campos.

Los experimentos con modelos físicos en un afloramiento débil de arenisca y materiales de muestras de diferentes campos no mostraron ninguna relación sistemática entre el arranque de la producción de arena y el rompimiento del agua.

Sin embargo, una vez inducida una debilidad mecánica en la roca (plastificación), existiendo dos fases aceite - agua y un flujo monofásico de agua, aparecerán para disparar la producción de arena. Dependiendo del revestimiento de los minerales arcillosos, algunas rocas (particularmente la smectita) puede ser afectada por la salmuera y reducir la cohesión (resistencia al corte).

Un estudio sistemático de campo basado en 43 pozos productores del Mar del Norte demuestra claramente que los pozos ya producían arena; incrementando temporalmente su producción de la misma, durante el rompimiento. Sin embargo, después del rompimiento la producción de arena caía a niveles más bajos de los producidos antes de la surgencia.

4.4 Predicción de la Producción de Arena.

Actualmente se han desarrollado sistemas de ingeniería para la predicción de la producción de arena. Este tipo de sistemas utiliza información obtenida de: caracterización geológica de yacimientos, análisis de registros, y de pruebas de resistencia en núcleos de roca para pronosticar la estabilidad de las cavidades de los disparos en las paredes del yacimiento.

Acoplado dicho sistema con un simulador de yacimientos permite modelar la estabilidad de las cavidades a las condiciones iniciales, y a lo largo de la vida del pozo.

La predicción de la producción de arena se refiere al pronóstico de la estabilidad de las cavidades con terminaciones naturales en los pozos (tuberías perforadas).

Cuando las condiciones anticipadas de flujo de fluido o caída de presión dirige las predicciones a una descontrolada y potencialmente catastrófica producción de arena, algunas alternativas para las terminaciones naturales, podrían ser perforaciones selectivas, gravel pack, etc.

En muchos casos, en áreas productoras maduras, la predicción de producción de arena se ha basado en relaciones empíricas y antecedentes históricos.

En áreas nuevas, especialmente plataformas marinas los ingenieros se han encontrado con el reto de pronosticar la producción de arena, sin la información de otros yacimientos cercanos o de condiciones parecidas, que muchas veces sirve como guía.¹⁷

El costo de un positivo control de arena y diferir ingresos de una posible reducción de gasto de una producción inicial de hidrocarburos en un área nueva, proporciona incentivos

económicos para mejorar las metodologías de predicción de producción de arena y optimizar la planeación de las terminaciones.

4.4.1 Aproximación del Sistema de Ingeniería.

El objetivo de un sistema de ingeniería es evaluar las alternativas de terminaciones de pozos para implementarlas en el campo. En sus aplicaciones más precisas el modelo numérico de estabilidad de cavidades es usado para diseñar el tamaño óptimo de las perforaciones y establecer límites en la caída de presión y el gasto de flujo, durante la vida del yacimiento.

Utilizando el sistema con un simulador de yacimientos, por ejemplo, las productividades pueden ser calculadas, para un pozo dado con intervalo completo o perforaciones selectivas para comparar con las productividades calculadas para empacamientos de grava. Los pronósticos de productividad pueden ser evaluados en términos del plan de la administración de yacimientos.

El fundamento lógico de un sistema de ingeniería para evaluar las estrategias de terminación de pozos en términos de producción de arena está representado en el diagrama de la figura 4.1¹⁷

La disponibilidad de núcleos es absolutamente necesaria para la evaluación. El sistema comienza con la revisión de núcleos y registros. Con esta revisión inicial se determina si existe una excesiva debilidad (Con lo cual se necesitará un control de arena), o una excesiva resistencia (Aquí no se necesitará ningún control) o la determinación de una resistencia intermedia donde se requerirá una cuantificación adicional.

Volviendo al diagrama, la cuantificación adicional de la resistencia de la arena y la estabilidad de la cavidad requiere, además de las pruebas mencionadas anteriormente, el desarrollo de un modelo apropiado para estabilidad de cavidades. Resultados de este

modelado proporcionan bases independientes para calibrar los registros de resistencia de la formación. Los intervalos potenciales para terminaciones naturales u otro tipo de terminación pueden ser escogidos de los registros recalibrados.

Cuando el esquema de productividad simulada de una terminación potencial es compatible con el plan de desarrollo del yacimiento, se puede realizar una adecuada estrategia de terminaciones. Si las simulaciones son incompatibles con el plan desarrollo, en el sistema de ingeniería, estas deben reiterarse hasta alcanzar un plan de terminaciones adecuadas o hasta que todas las alternativas razonables de terminaciones sean agotadas, y con esto se tenga que replantear el plan de desarrollo.

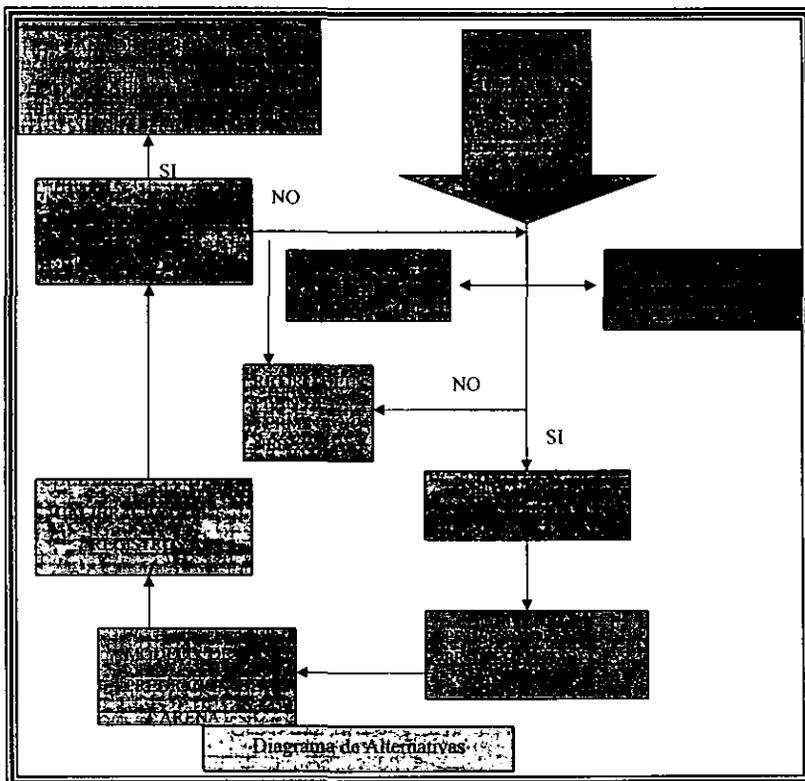


Figura 4.1 Sistema de Ingeniería.⁽¹⁷⁾

4.4.2 Usos del Sistema de Ingeniería.

El sistema de ingeniería y el modelo de estabilidad de cavidades, pueden ser usados en una variedad de formas:

- Para pronosticar el comportamiento de pozos hipotéticos y la planeación de las terminaciones en el yacimiento.
- Para optimizar el diseño de terminación en un pozo nuevo por el pronóstico de las tendencias de la producción de arena y la productividad del pozo para varios diseños.
- Para explicar la historia de la producción de arena en un pozo existente y para pronosticar el comportamiento futuro.

Pronosticar el comportamiento futuro de un pozo que está produciendo arena, es quizá la más difícil aplicación, ya que el intento debe realizarse para estimar el tamaño, la forma, y comprobar si con el alargamiento que han sufrido las cavidades ahora están interconectadas.

En pozos nuevos, se tiene un alto índice de confiabilidad en las predicciones de producción de arena. Esta confianza es debida, en parte, al conocimiento con cierta certeza de la geometría de las perforaciones y en la capacidad de manejar una producción, para limitar el crecimiento de las cavidades y mantener una forma estable, y un tamaño restringido.^{15,18}

Existen varios modelos numéricos que han sido desarrollados para cuantificar la estabilidad de las cavidades y así poder predecir la producción de arena. Con este modelo¹⁷ se tiene una envolvente de operación segura que está definida por una falla de corte límite (caída de presión) y por una falla por tensión límite (fuerza del fluido). Ver figura 4.2

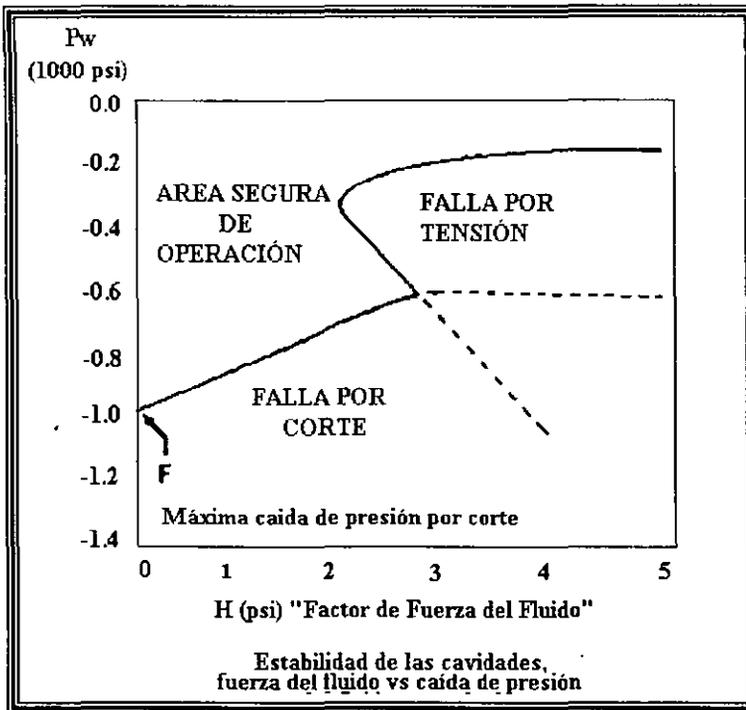


Figura 4.2 Envoltura de Operación Segura.⁽¹⁷⁾

El modelo desarrollado por Weissenburger y Morita maneja simultáneamente varios mecanismos de falla, incluyendo falla por corte y falla por tensión, tomando en cuenta la fuerza del fluido, las cargas en las fronteras del pozo, y los esfuerzos residuales.

En este modelo, mediante un análisis dimensional se identifican las variables críticas para la estabilidad de las cavidades, la caída de presión en el yacimiento, los esfuerzos *in situ* verticales y horizontales y la pérdida de presión diferencial en la terminación, todas son relativas a la presión del yacimiento. Estas relaciones de presión del yacimiento nos sirven para evaluar su efecto en el agotamiento de la presión del mismo, o el mantenimiento de la presión esperada durante la vida del yacimiento.

El factor de fuerza del fluido combina la influencia del gasto de flujo, viscosidad, y permeabilidad relativa.

Los efectos de fuerza del fluido permiten al modelo de estabilidad de cavidades investigar el impacto del rompimiento del agua y el flujo en dos fases durante la simulación.

El alcance de los parámetros de entrada para el modelo numérico, indica el tipo de mediciones necesarias para correr el modelo cuantitativamente. Cada vez que el valor de una variable de entrada es estimado en lugar de medirse; se agrega un grado más de incertidumbre a la predicción.

El impacto potencial del diseño de terminación, determina si se justifica un estudio de predicción de arena y la medición de datos especiales. Para un pozo sencillo, que se sospeche de su resistencia, el costo de un empacamiento de grava conservador, podría ser menor que un estudio de predicción de arena. Alternativamente el conocimiento de los límites de operación seguros para terminaciones naturales, en un campo con varios pozos, podría recuperar el costo del estudio de la predicción de arena varias veces, al evitar el costo de gravel pack, o su empleo solo en algunas zonas seleccionadas.

El esfuerzo neto efectivo *in situ* y la relación esfuerzo/deformación de las areniscas, así como las características de falla; son parámetros críticos para el análisis numérico de la producción de arena.

La determinación del esfuerzo neto efectivo requiere un análisis de mecánica de rocas de los registros de densidad disponibles, pruebas de fracturamiento o mediciones de la recuperación elástica de la deformación sufrida.

Los esfuerzos verticales *in situ* son calculados de la información proporcionada por los registros de densidad, en muchos casos el esfuerzo horizontal puede ser estimado del esfuerzo vertical.

La mecánica de rocas es el corazón de la predicción de arena en un sistema de ingeniería. Las areniscas del yacimiento son materiales mecánicamente complejos y que tienen una relación esfuerzo/deformación no lineal.

Pruebas de compresión y extensión en núcleos de yacimiento proporcionan los parámetros de falla y deformación necesarios para el modelo de estabilidad de cavidades, y son vitales para este tipo de estudio.

4.5 El comportamiento de las rocas sometidas a esfuerzos.

El comportamiento de las rocas bajo esfuerzos puede ser estudiado con una prueba triaxial. Un espécimen cilíndrico es colocado en una camisa flexible, y una carga axial es aplicada por un pistón, y una presión de confinamiento externa es ejercida por un líquido alrededor de la camisa, y una presión de poro interna también puede ser aplicada.

El procedimiento usual es incrementar la carga axial, mientras se mantienen constantes las presiones de confinamiento y de poro, luego se mide la deformación axial resultante.

Los resultados de dichas pruebas han demostrado que la deformación de las rocas depende del esfuerzo entre granos, y es independiente de la presión de poro.

La diferencia entre los esfuerzos de confinamiento y axiales provocan un esfuerzo de corte en el núcleo.

La siguiente figura 4.3 muestra el equipo utilizado para este tipo de pruebas.

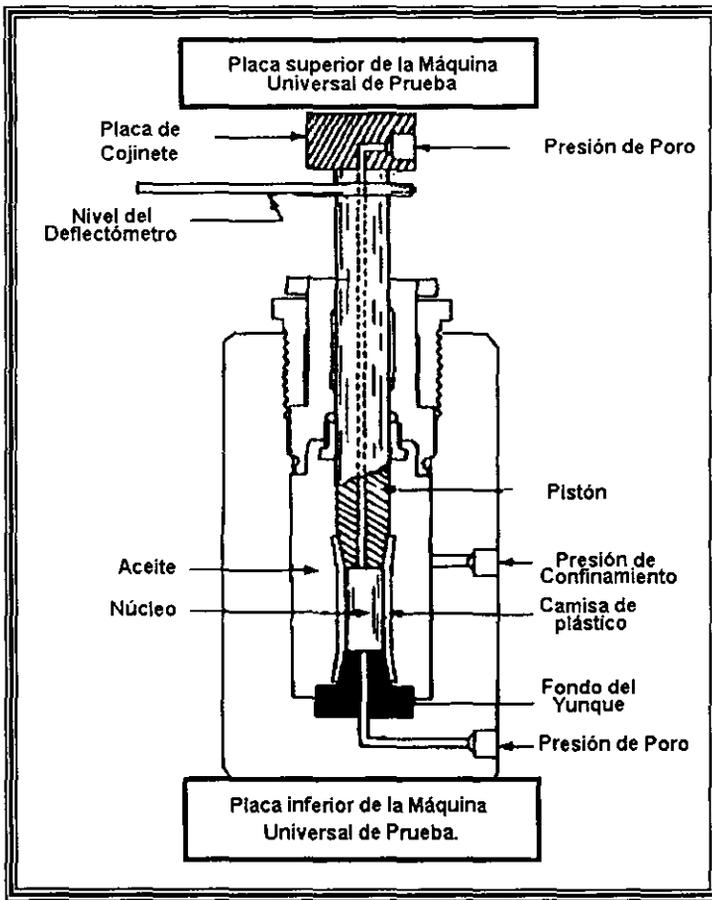


Figura 4.3 Celda de Pruebas Triaxiales.⁽²⁾

A pesar de estas pruebas se han propuesto varias técnicas para medir los esfuerzos *in situ*.

La técnica de micro-fracturas hidráulicas, es sin embargo la mejor que se conoce para medir esfuerzos a grandes profundidades¹⁹; además puede ser usada en conjunción con otros métodos para agregar exactitud. Esta técnica utiliza la respuesta de presión obtenida durante la iniciación, la propagación y el cierre de la fractura hidráulica para determinar el estado de esfuerzos.

También se han realizado pruebas con diferentes areniscas del Mar del Norte²⁰, enfocado a los mecanismos de la inestabilidad de las cavidades, la producción de arena y en particular el efecto del flujo de fluidos.

Las muestras de areniscas fueron sometidas a estudios petrofísicos, petrográficos, mineralógicos y a una caracterización de mecánica de rocas por medio de permeabilidad al aire y mediciones de porosidad con helio.

Los núcleos del material no fueron limpiados antes de las pruebas, ya que dicha limpieza reduce significativamente la resistencia en algunos casos, debido probablemente a la remoción de las partículas finas

4.6 Ejemplo de Aplicación del fracturamiento hidráulico

Cuando un líquido es bombeado hacia dentro del fondo del pozo, con una presión suficientemente alta, el esfuerzo en la superficie del agujero llegará a ser tensionante. Si este esfuerzo excede la resistencia a la tensión del material, ocurrirá una fractura. Esta técnica comúnmente conocida como fracturamiento hidráulico es un método usado en la industria petrolera para mejorar la productividad de la formación.

En el campo Wilmington, en California se realizó una prueba de este tipo para medir los esfuerzos a los que estaba sometida la formación en los puntos de interés; y el objetivo de este estudio era realizar un tratamiento de fractura hidráulico en un pozo vertical usando conjuntos de datos de agujero abierto y entubado.

La formación en la zona de interés es mecánicamente débil: las areniscas son propensas a desmoronarse y las lutitas presentan una porosidad de 60% en los registros. Dichas formaciones no podrían soportar la presión ejercida por los empacadores durante la prueba de esfuerzo sin fallar, y seguramente el juego de herramientas quedaría adherido en el fondo del pozo, sobre todo si las pruebas de esfuerzos en agujero entubado no se habían realizado antes.

En este caso se corrió un registro para checar la calidad de la cementación, y luego se escogieron, cinco profundidades en la zona de interés que fueron llamadas estaciones.

El procedimiento se llevó a cabo de la siguiente forma: un módulo con la herramienta de prueba, con una bomba en el fondo y un arreglo de empacadores de incrustación. El intervalo donde se iba a realizar la prueba se aisló con los empacadores. El fluido se inyectó a un gasto constante en el intervalo. El agujero se presurizó cuando inicio la tensión de la fractura. En agujero abierto la fractura se inició y propagó perpendicular a la dirección del esfuerzo principal mínimo. El esfuerzo que actúa en la superficie de la fractura (esfuerzo de cierre) es estimado del mínimo esfuerzo que nos arroja la prueba.

Después de la rotura inicial, lo cual indica que la fractura se ha iniciado, la inyección de fluido continúa hasta que la presión se estabiliza. La inyección se detiene y la presión comienza a declinar.

Los ciclos de la prueba son inyección/caída de presión después reabrir, propagación de la fractura y cierre de la misma, permitiendo checar si la prueba es repetible o es posible cambiar los parámetros de inyección (gasto de flujo y volumen inyectado). Cuando el operador se siente satisfecho con los resultados obtenidos, los empacadores son desinflados y la herramienta se traslada al siguiente intervalo.

Una prueba típica puede llevarse de 20 minutos a una hora y media, dependiendo del número de ciclos de inyección que se tengan contemplados.

Las limitaciones de la herramienta van a depender del funcionamiento de los empacadores (temperatura y presión diferencial) y del máximo gasto de flujo que la bomba pueda entregar. Si se utiliza agua como fluido fracturante, la permeabilidad máxima de la formación debe ser probada en 50 micro-Darcies. Si se utiliza el lodo de perforación como fluido fracturante el rango de permeabilidades es controlado por las propiedades del enjarre del lodo.

El método utilizado para determinar la magnitud de los esfuerzos fue: analizar separadamente cada ciclo de fracturamiento hidráulico, determinando las siguientes cantidades (si es que existen) Presión de fractura, Presión de propagación, Presión de cierre instantáneo (ISIP) Presión de cierre, Presión de reapertura y Presión de repercusión.

Esto es seguido por una "fase de reconciliación" donde todas las cantidades para todos los ciclos se consideran juntas, para poder determinar la magnitud del esfuerzo mínimo.

La presión de fractura es la presión a la cual la fractura comienza a crearse. Esta no se usa para determinar el valor del esfuerzo mínimo pero es registrada para propósitos de calidad de la prueba. Si la presión durante la propagación de la fractura no tiene ningún interés, también se registro para fines de control de calidad durante la fase de reconciliación.

La presión de cierre instantáneo (ISIP) es la presión en el intervalo, justo cuando se detiene el bombeo, frecuentemente se toma este valor como una buena aproximación del esfuerzo que actúa en la fractura, especialmente cuando utilizamos gastos de flujo bajos para propagar la fractura.

La presión de cierre es la presión a la cual la fractura se cierra completamente, después de cerrar el pozo.

La Figura 4.4 nos muestra el comportamiento de la curva durante el proceso de un fracturamiento hidráulico.

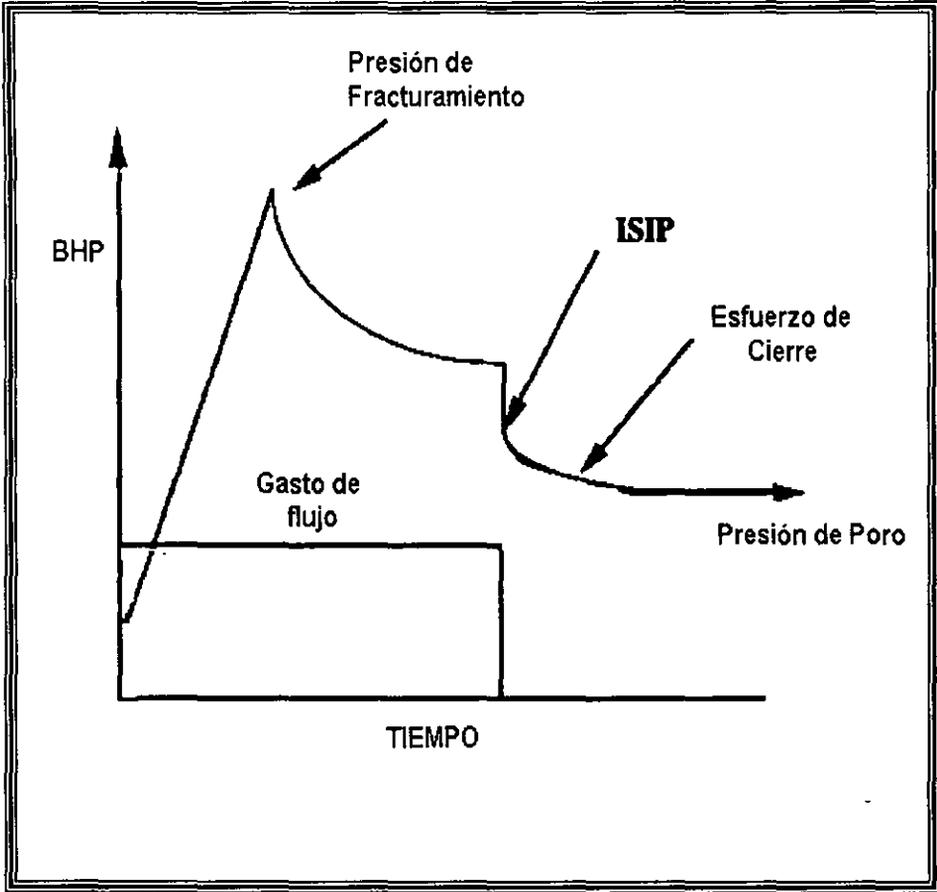


Figura 4.4 Comportamiento del fracturamiento hidráulico.⁽²²⁾

Las mediciones de los esfuerzos obtenidas se pueden utilizar en conjunción con otras mediciones del pozo para construir un modelo de la distribución del esfuerzo mínimo principal vs la profundidad en la zona de interés. Idealmente este modelo puede ser usado para diseñar el mejor tratamiento de fracturamiento hidráulico posible.

Se puede construir un modelo de esfuerzos de los registros tomados, que sea capaz de predecir el perfil de los esfuerzos a lo largo de todo el agujero y siempre involucrando dos pasos: escoger el modelo físico que gobierne el comportamiento de los esfuerzos contra la profundidad; y la calibración contra las mediciones de esfuerzos.

La principal conclusión en este caso de estudio presentado es que un tratamiento exitoso de control de arena se puede lograr sin un cedazo o colador, pero requiere que se reporten una serie de datos como los aquí mencionados para comprender mejor como actúan los esfuerzos dentro de la zona de interés, y con esto poder construir un sencillo pero muy preciso modelo de esfuerzos, que podrá ser aplicable en otros intervalos del pozo, que pertenezcan a la misma estructura, pero midiendo la presión de poro necesariamente, ya que tiene una gran influencia en el esfuerzo mínimo.

4.7 Ejemplo de aplicación (Cálculo de la máxima caída de presión para evitar arenamiento)

Se proporciona información para estimar la caída de presión provocada por el fluido; lo cual inducirá la producción de arena de la zona de disparos para condiciones existentes en diferentes etapas de la vida del pozo.

Manteniendo las variables constantes, la caída de presión del fluido puede causar falla en la formación en las arenas adyacentes a la zona de disparos, en cualquier momento, esto depende del número de fallas que pueda presentar la zona alterada.

Caso 1

Cuando el pozo es disparado se crea un disturbio en la arena adyacente a las perforaciones. Si la presión del pozo disminuye lentamente hasta un valor mínimo, este disturbio puede provocar producción de arena.

Un arco estable de arena permanecerá en contacto contra la tubería. La caída de presión provocada por el fluido, causará una presión de grano de igual valor para actuar contra los

granos de arena en la superficie del arco en la dirección del agujero. Si el sistema es estable este arco de arena de formación y la arena superior estarán en un estado elástico, esto hace posible alcanzar un sistema estable.

Caso 2

Si la presión del pozo se disminuye de inmediato a un valor mínimo o si el mínimo valor es excedido, alguna porción de arena en estado elástico fallará al expandirse (dilatación) y alguna parte de esta arena será producida al momento de la falla.

La arena en la zona de falla perderá resistencia en la cementación como consecuencia de la expansión. Se pueden formar arcos dentro de la zona de arena alterada, pero la caída de presión crítica causará una falla adicional que será menor que en el caso 1.

Estos arcos se formarán con la ayuda de la dilatación y las fuerzas capilares presentes.

Caso 3

Ocurre cuando los arcos estables, no pueden tener una forma alargada en la zona de falla, por ejemplo pueden existir fallas suficientes en la arena de esta zona, y se puede perder la dilatación potencial de la formación. El volumen de roca puede disminuir con la continuidad de fallas. Como se describe arriba, la formación original de arena es mantenida en un estado elástico por la presión de grano dentro de la zona de arena alterada. Fallas adicionales pueden resultar si la caída de presión en la frontera de la arena original excede el valor crítico para esta arena.

El porcentaje de caída de presión total actuando en la frontera elástica se incrementa si se produce arena dentro de la zona de falla.

En un caso extremo toda la arena de la zona de falla se producirá y la caída de presión total estará actuando contra el frente de la formación original. En esta situación se arriesga que la matriz de la roca sea lo suficientemente fuerte para mantenerse en su lugar y no colapsarse.

Caída de Presión Crítica

Existen cuatro casos que deben ser considerados para que la caída de presión crítica alcance o provoque fallas en la arena; es decir casos donde tenemos la existencia de arcos de arena, y cuando no tenemos esta estructura, cuando la producción comienza; y también para el caso de tener una producción en estado estable.

A continuación, se muestra un conjunto de ecuaciones determinadas para este fin, a partir de las ecuaciones básicas empleadas en los análisis de esfuerzos. Los factores considerados incluyen: la resistencia de la cementación, el ángulo de la gráfica de resistencia de Mohr-Coulomb, la presión de grano vertical efectiva, la relación de Poisson, y la presión capilar. Todos estos factores con excepción del último son determinados a partir de datos de registros geofísicos. Se supone una presión capilar de 25 psi para arenas altamente permeables.

Tenemos:

$$a = \text{sen } \beta$$

$$b = \tan \beta$$

$$c = 1 - \text{sen } \beta \quad \dots (A')$$

$$d = 1 + \text{sen } \beta$$

$$e = \mu / (1 - \mu)$$

Donde:

β . Ángulo de la gráfica de esfuerzos de Mohr-Coulomb

μ . Relación de Poisson

Estructura de arco

Flujo Inicial

$$\Delta P = \frac{2\tau_0 a}{bd} + \sigma_c + \frac{\sigma_1(e-c)}{d} \quad (4.1)$$

Flujo en estado estable

$$\Delta P = \frac{2\tau_0 a}{b(c+d-e)} + \frac{d\sigma_c}{(c+d-e)} + \frac{(e-c)\sigma_1}{(c+d-e)} \quad (4.2)$$

Donde:

ΔP = Caída de presión crítica, psi

τ_0 = Resistencia de cementación, psi

σ_c = Presión capilar, psi

σ_1 = Presión de grano vertical efectiva, psi

Sin estructura de arco

Flujo Inicial

$$\Delta P = \frac{2\tau_0 a}{bd} + \sigma_c - \frac{\sigma_1 c}{d} \quad (4.3)$$

Flujo en estado estable

$$\Delta P = \frac{\left(\frac{2\tau_0 a}{bc} + \frac{\sigma_c d}{c} - \sigma_1 \right) c}{(c+d)} \quad (4.4)$$

EJEMPLO DE RESULTADOS

Considerando el comportamiento de la arena, con los antecedentes explicados en el apéndice 1, la resistencia de la cementación τ_0 es 334 psi; ángulo de la gráfica de Mohr-Coulomb, β es 43.9; el módulo de corte bajo una presión de grano cero G_0 , es 0.16×10^6 psi.

Para el caso de que la presión de grano vertical efectiva (σ_1) sea de 1000 psi, el valor obtenido de la carta correspondiente para la relación de Poisson será de 0.285, para la formación original de arena, y se supone una presión capilar de 25 psi como un valor razonable.

Obteniendo los valores para la ecuación A', quedan:

$$a = 0.69 \quad d = 1.69$$

$$b = 0.96 \quad e = 0.40$$

$$c = 0.31$$

Caso 1

Obteniendo la máxima caída de presión que la arena puede resistir sin fallar, empleando las ecuaciones 4.1 y 4.2.

Se supone que no existe un cambio significativo en la relación de Poisson en la arena cercana al pozo como consecuencia de la caída de presión

La máxima caída de presión para flujo inicial será:

$$\Delta P = \frac{2(334)(0.69)}{(0.96)(1.69)} + 25 + \frac{1000(0.40 - 0.31)}{1.69} = 362.35 \text{ psi}$$

y para flujo estable:

$$\Delta P = \frac{2(334)(0.69)}{0.96(0.31 + 1.69 - 0.40)} + \frac{1.69(25)}{(0.31 + 1.69 - 0.40)} + \frac{(0.40 - 0.31)1000}{(0.31 + 1.69 - 0.40)} = 381.96 \text{ psi}$$

Caso 2

Se supone falla en la formación original de arena y la resistencia de la cementación se reduce en un 60% como consecuencia de la expansión el nuevo valor de τ_0 es 134 psi, se supone que no hay cambios en las otras propiedades de la formación.

La máxima caída de presión inicial será:

$$\Delta P = \frac{2(134)(0.69)}{0.96(0.31+1.69-0.40)} + 25 + \frac{1000(0.40-0.31)}{1.69} = 192.23 \text{ psi}$$

y para condiciones de flujo estable:

$$\Delta P = \frac{2(134)(0.69)}{0.96(0.31+1.69-0.40)} + \frac{1.69(25)}{(0.31+1.69-0.40)} + \frac{(0.40-0.31)1000}{(0.31+1.69-0.40)} = 202.74 \text{ psi}$$

Caso 3

La solución para este ejemplo depende en gran parte de las condiciones de estabilidad de la arena donde la estructura de arcos no pueden formarse, y ahora empleando las ecuaciones 4.3 y 4.4, se tiene:

La máxima caída de presión inicial, será:

$$\Delta P = \frac{2(334)(0.69)}{(0.96)(1.69)} + 25 - \frac{1000(0.31)}{1.69} = 125.67 \text{ psi}$$

Para flujo estable; la ΔP queda:

$$\Delta P = \frac{2(334)(0.69)}{(0.96)(0.31)} + \frac{25(1.69)}{(0.31+1.69)} - \frac{1000(0.31)}{1.69} = 106.19 \text{ psi}$$

Si comienza la producción de agua; disminuirán las fuerzas capilares y el valor de 106 psi caerá hasta 91 psi.

Esto deberá ser un aviso de que si la arena original no tiene resistencia de cementación y el agua comienza a fluir a través de ésta; el pozo producirá arena a cualquier gasto de flujo.

La aplicación dada en esta sección hace posible calcular la máxima caída de presión, sin producir arena para terminaciones con agujero entubado; la mayoría de los datos requeridos son obtenidos de registros de pozos; así como también se supone una presión capilar muy aproximada. Estos cálculos se pueden hacer a las condiciones de las distintas etapas de la vida de un pózo y con esto maximizar beneficios en campos con yacimientos de arenas.

CAPITULO V

MÉTODOS DE CONTROL DE ARENAMIENTO

El movimiento natural de las partículas de arena en el fondo del pozo, cuando un fluido es producido, es indudablemente un problema de producción primaria de la mayoría de los campos petroleros en el mundo, exceptuando los campos viejos, los de arenas bien consolidadas o carbonatos.

Se han realizado una gran cantidad de investigaciones para proponer remedios que puedan evitarlo, pero en realidad se piensa que este problema no ha sido atacado con la seriedad que se requiere, ya que los costos son enormes al presentarse arenamiento y se requiere mayor énfasis en aportar nuevas tecnologías.

La experiencia indica que el control de arena debe ser instalado, antes de que la roca del yacimiento sea seriamente perturbada por la remoción de arena, y esto se complica cuando los flujos de arena comienzan a incrementarse, aunque se debe estar prevenido.

La tendencia de un pozo a producir arena, es influenciada por los siguientes factores:

Profundidad del yacimiento, gasto de producción, cementación de la formación, compresibilidad y permeabilidad natural de la misma; superficie expuesta al flujo, (longitud del intervalo, perforaciones abiertas vs taponadas etc.); tipo de fluido producido y sus fases, (aceite, agua y/o gas) características de la arena de formación (angulosidad, arcillosidad); caída de presión, deterioro de la permeabilidad natural, y presión del yacimiento.

La estabilidad y falla de una formación han sido observadas en un amplio rango en muchas de las variables mencionadas arriba, así los datos que se hayan obtenido de pozos vecinos o campos similares serán la mejor guía para conocer la tendencia al arenamiento del pozo en cuestión.

Parámetros que influyen en la producción de arena

FORMACIÓN

Roca

- *Resistencia*
- *Esfuerzos in situ verticales y horizontales (varian durante el agotamiento)*
- *Profundidad (influencia de la resistencia, esfuerzos y presiones)*

Yacimiento

- *Presión de poro en el campo*
- *Permeabilidad**
- *Composición de los fluidos (gas, aceite, agua)**
- *Radio de drene*
- *Espesor del yacimiento*
- *Heterogeneidad*

TERMINACIÓN

- *Orientación del agujero, diámetro del agujero*
- *Tipo de terminación (agujero abierto/perforaciones)*
- *Política de perforación (altura, diámetro, densidad, bajo/sobrealance)*
- *Control de arena (malla, empacamiento de grava, consolidación química)*
- *Fluidos de terminación, estimulación (volumen de ácido, tipo de ácido)*
- *Diámetros de tuberías*

PRODUCCIÓN

- *Gasto de flujo*
- *Caída de presión*
- *Velocidad del flujo*
- *Daño en la formación (skin)*
- *Políticas de estrangulamiento/cierre del pozo*
- *Técnica de producción artificial*
- *Agotamiento*
- *Conificación de agua/gas*
- *Volumen acumulativo de arena*

* Influenciado por la terminación y la política de producción.

Los métodos de control de arena pueden ser clasificados como mecánicos tradicionales como son empacamientos de grava, liners ranurados, o pre-empacados, etc, o consolidación por inyección de químicos dentro de la formación para proporcionar una cementación *in situ* grano por grano.

Los factores que se consideran normalmente para elegir el sistema de control de arena para un pozo o campo en particular, son¹⁹:

- Costo inicial del control de arena
- Confiabilidad esperada del sistema
- Efecto en la productividad
- Costo del tipo de terminación
- Resistencia de la formación
- Presencia de intervalos productores múltiples y de poco espesor.
- Exclusión de agua o gas interestratificado
- Presencia de vetas indeseables de lutita
- Nivel del agotamiento de presión del yacimiento

- Historia de la producción de arena

Empacamiento de grava o tubo colador ha sido opción más común para controlar el arenamiento de pozos productores.²⁰

Estos tratamientos han sido considerados exitosos, si el pozo no produce arena con una caída de presión mínima a través de las perforaciones de los disparos en el intervalo productor.

En los estudios que se han realizado para resolver este problema se ha invertido una gran cantidad de tiempo y dinero; para desarrollar tecnologías que mejoren el desempeño de las terminaciones con empacador de grava, para minimizar o atenuar el daño que esta terminación provoca. La experiencia nos enseña que aún las más sofisticadas tecnologías de control de arena afectan la productividad del pozo, debido al daño que causa al agujero, el procedimiento de instalación del empacamiento.

Tabla 5.1: Análisis comparativo del daño y el índice de productividad para 70 pozos que han sido terminados con diferentes técnicas.

TECNICA DE TERMINACION	RANGO DE DAÑO	RANGO DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD
DISPAROS	-0.5 A 10	6.5 A 2
CONSOLIDACION CON RESINAS	6 A 22	3 A 1
GRAVEL PACK EXTERNO	8 A 33	2 A 0.7
GRAVEL PACK INTERNO	15 A MAS DE 40	1.5 A 0.5

5.1 Diseño de los Fluidos de Terminación

El diseño de los fluidos de terminación para los pozos donde existen o pueden existir problemas de arenamiento es sumamente importante debido a que se necesita estabilizar las paredes del agujero y prevenir cavidades o derrumbes de formaciones recientes y poco consolidadas, o para evitar un daño permanente a la permeabilidad, debida a taponamiento de partículas en la formación, hinchamiento de arcillas, etc.

Otra importante función del diseño de los fluidos es proporcionar capacidad de transporte para remover recortes, y para transportar grava en pozos altamente desviados y tener el peso suficiente para evitar que la formación aporte fluido durante las operaciones.

También el fluido así como sus aditivos deben ser fácilmente removidos con una limpieza por chorro de agua o con un solvente inocuo para la formación que permite dejar limpio el agujero para un tratamiento subsecuente como podría ser una consolidación con resina.

El diseño de los fluidos modernos de terminación deben poder efectuar las funciones mencionadas anteriormente y deben tener tres componentes básicos:

1. Una fase líquida (filtrado)
2. Partículas cementantes
3. Control de pérdida de fluido y/o capacidad de acarreo de los aditivos

La salmuera y el aceite son comúnmente usados como fluidos de terminación, o como la fase líquida continua en los sistemas de dichos fluidos para darles control de pérdida de fluidos y capacidad para transportar arena, escombros y recortes. Las salmueras son usadas con agua dulce para minimizar hidratación, hinchamiento y/o dispersión de las arcillas de la formación y para obtener densidad (peso) en sistemas poco sólidos.

Otros factores que deben considerarse para seleccionar la fase líquida, incluye la resistencia al congelamiento; sus propiedades corrosivas; posibles riesgos para el personal y el medio ambiente; posible incompatibilidad con los fluidos de la formación; y la susceptibilidad

del pozo de dañar su permeabilidad debido a invasiones por entrada de sólidos, bloqueo de agua y emulsiones. También cuando los fluidos base salmuera son utilizados en agujero abierto, el programa de registros geofísicos puede sufrir modificaciones debido a una baja resistividad¹⁹.

Las salmueras como fluidos de terminación y sus aditivos pueden no ser compatibles con el agua congénita del yacimiento. La permeabilidad de las rocas puede ser afectada por precipitados que se forman cuando se mezclan aguas incompatibles.

Por ejemplo, el sulfato de bario precipitará cuando las soluciones que contengan al ion bario y al ión sulfato se mezclen. El ion bario se presenta algunas veces en el agua de formación y en los fluidos que contienen lignosulfonatos de calcio (pérdida de filtrado), estas impurezas también pueden encontrarse en algunos sacos de NaCl

Los fluidos de terminación, son presentados como "libres de sólidos", pero en realidad pueden contener partículas sólidas causadas por capas profundas de la formación que han sido taponadas. Las fuentes de esos sólidos orgánicos e inorgánicos son:

1. La base misma del fluido, cuando es obtenida de ríos, bahías, y algunas veces de mar abierto.
2. Impurezas de algunos sacos de sales secas, utilizadas para hacer la salmuera
3. Particular importancia tiene los agujeros y tuberías, como pueden ser el enjarre, la corrosión y la grasa de las tuberías.
4. Oxidos de fierro precipitados de soluciones que contengan oxígeno disuelto y al estar circulando elevan la temperatura de fondo del agujero.

Este tipo de daños puede minimizarse, supervisando el campo continuamente y usando modernas técnicas de limpieza en agujero y tuberías; además de filtrar el fluido a través de filtros de 2 micras, así como el tratamiento del fluido para evitar que se precipiten óxidos de fierro, barrido de gases de combustión, etc.

Obviamente que si los sólidos mencionados llegaran a entrar en el sistema circulatorio de limpieza del pozo, podrían causar en la formación una severa e irreparable reducción de la permeabilidad.

Los coloides también son usados en sistemas de fluidos de terminación en combinación con salmueras y sólidos cementantes para obtener un control más efectivo de la pérdida de fluido y mejorar la capacidad de suspensión de partículas y la capacidad de acarreo.

La pérdida de filtrado disminuye cuando partículas coloidales extremadamente pequeñas provocan una reducción adicional de la permeabilidad en el enjarre formado por los sólidos cementantes. La pérdida del filtrado es también reducida cuando existe una fuerte afinidad o atracción entre el enjarre y la fase continua del fluido, el enjarre es altamente viscoso para la salmuera.

Estas pequeñas partículas también afectan la viscosidad plástica, el punto de cedencia y las propiedades tixotrópicas del fluido.

La viscosidad plástica es la parte de la resistencia al flujo causada por la fricción entre las partículas suspendidas y por la viscosidad de la fase continua del líquido, esta viscosidad depende principalmente de la concentración, tamaño y forma de las partículas sólidas.

El punto de cedencia es una medida, bajo condiciones de flujo, de las fuerzas que causan la resistencia del gel, cuando el fluido está en reposo. Estas fuerzas existen entre las partículas sólidas como resultado de las cargas eléctricas positivas y negativas en las partículas de la superficie.

5.1.1 Tipos de Coloides

Algunos fluidos de terminación utilizan en su formulación algunos componentes como lignosulfonato de calcio, hidroxetil celulosa (HEC) y otros polímeros que han sido aplicados frecuentemente. Estos coloides proporcionan buenas propiedades de pérdidas de

filtrado. El HEC proporciona buena capacidad de acarreo y minimiza la pérdida por fricción, también la resistencia del gel es baja.

Estos sistemas también pueden ser aplicados para suspender los recortes cuando tenemos una rápida caída de presión en la superficie del agujero, o cuando usamos rangos de baja viscosidad, la grava se compactará fácilmente en el espacio anular.

Estos componentes son fácilmente solubles y/o degradables en ácido clorhídrico (HCl), el HEC puede ser roto por varios separadores de viscosidad.

Se utilizan otros polímeros como la goma Xanthan y la goma Guar también con buenos resultados pero no son completamente solubles o degradables en ácido.

Se sabe que el fracturamiento no es un problema frecuente, cuando las formaciones débiles son perforadas y terminadas, ya que el material cementante usado debería bloquear solo los poros intergranulares en la pared del fondo del agujero. Sin embargo después de la terminación y la producción de arena, el estado de esfuerzos alrededor de la formación puede ser reducido significativamente. Los fluidos sin sólidos cementantes pueden penetrar la estructura del poro y fluidizar la zona débil del yacimiento con una pérdida masiva del fluido.

Los fluidos no penetrantes contienen altas concentraciones de sólidos cementantes cubriendo un amplio rango de tamaños, utilizados para prevenir dichas pérdidas.

5.1.2 Sistemas Especiales de Fluidos

Los fluidos de aceite como fase continua, tienen una fase de aceite líquido que puede ser usada como soporte para proteger las arcillas de la formación que son particularmente sensibles al agua. Base aceite, emulsión inversa y emulsión de yeso son fluidos disponibles para este propósito.

Cuando son bien formulados, los lodos de aceite pueden prevenir hidratación de arcillas, disolución de sales, y reacciones de los sólidos de la formación con aditivos del lodo. Estas

características permiten rangos de filtración muy bajos, minimizando el daño a la formación y la alteración de los núcleos¹⁹.

Los lodos de aceite también pueden ser usados para estabilizar el agujero cuando se perforan lutitas y disminuye el riesgo de una pegadura diferencial. También son aplicables en los lugares donde se esperan altas densidades de lodo y temperaturas, además de que minimizan la tendencia a la corrosión.

Fluidos base aceite

Son generalmente mezclas de asfaltos oxidados, ácidos orgánicos, alcalis, agentes estabilizadores y diesel con alto punto de inflamación. El asfalto es dispersado coloidalmente en la fase líquida del diesel para proporcionar capacidad de acarreo y control de la pérdida de fluido. Los ácidos orgánicos y alcalis son adicionados para formar una solución jabonosa en el aceite y este impartirá viscosidad y resistencia al gel, para las propiedades de suspensión del fluido.

Fluidos de emulsión inversa

Usan agua emulsificada para disminuir la concentración de jabón y materiales asfálticos requeridos para la capacidad de acarreo y suspensión de materiales. La viscosidad plástica se incrementa, pero esto no ocurre con la viscosidad de la fase continua, esto contribuye al control del filtrado. Las arcillas dispersables en aceite se agregan a ambos sistemas de fluidos tanto base aceite como emulsión inversa para mejorar los ritmos de perforación.

Fluidos de emulsión de yeso.

Es un fluido base aceite continuo, desarrollado por Shell Development Co. Especialmente para terminación y reparación de pozos. La emulsión del agua en el aceite es estabilizada por ácidos solubles y sólidos de carbonato de calcio, a diferencia de los emulsificantes

orgánicos utilizados en los lodos de emulsión inversa convencionales; esto es por que el filtrado de lodo puede ser removido por ácido.

El uso primario de las emulsiones de yeso es para evitar deterioro en la productividad del pozo. Y no pueden usarse en grandes profundidades, agujeros con alta temperatura, donde otros fluidos base aceite son aplicables.

Espuma.

Es una emulsión estable en aerosol consistente de detergente, agua dulce o salada, gas comprimido y otros aditivos que a veces son necesarios para propósitos especiales. Estos fluidos se aplican frecuentemente en yacimientos poco profundos y de baja presión.

La espuma es preparada en la superficie con una consistencia similar a la de la crema de afeitar. Esta es circulada solo una vez y va recuperando los materiales en el pozo que no han sido reinyectados. La solución agua-detergente es mezclada con gas para formar la espuma, y con esto se puede usar un amplio rango de agentes espumantes orgánicos.

Las espumas pueden ser preparadas con densidades tan bajas como 0.3 ppg (2 lbs/pie³) Las relaciones gas-líquido van de 3-50 ft³/gal dependiendo de los requerimientos en el fondo.

La viscosidad puede ser variable para proporcionar al fluido capacidad de levantar y suspender los recortes en el espacio anular.

Las ventajas de circular una espuma estable incluyen:

1. Baja carga hidrostática para minimizar el daño a la formación por pérdida de circulación.
2. Excelente capacidad de acarreo para remover recortes.
3. Rápida identificación del retorno de los fluidos de la formación.
4. Bajas presiones de circulación.
5. Fácil aplicación en el campo.

Es importante recalcar que cuando se decide aplicar algún tipo de fluido para la terminación, se debe estar seguro de que no causará daño a la formación, ya que esto arrojaría resultados contraproducentes a nuestro objetivo.

Otros métodos son usados en el problema de arenamiento para minimizar el daño a la permeabilidad por las operaciones de terminación y control, estos métodos son el uso de equipos con líneas de cable.

5.2 Métodos Usuales de Control.

Como ya se ha mencionado la forma más simple y consistente para el control de arena es aplicar algún dispositivo mecánico de retención de arena como es una malla, liner ranurado, un pre empacador, o algún gravel pack son las opciones más frecuentes.

Existe una amplia variedad de métodos y productos para controlar la producción de arena de un pozo. El método apropiado para algún conjunto de condiciones, permitirá el máximo flujo de hidrocarburos con una mínima producción de arena.

La mayoría de las terminaciones con gravel pack son consideradas exitosas si el pozo no produce arena. Sin embargo, muchos pozos con esta terminación, sufren una reducción de su permeabilidad como resultado de un daño a la formación; inducido por la instalación de un empacador de grava, y las operaciones que esto conlleva.

En el aspecto de la tecnología de control de arena, la más importante consideración en el diseño; es el tamaño apropiado de las aberturas del liner o el espacio poroso de la grava, esto es relativo a la producción de partículas de la formación. Existen otros factores como las características del gravel que son: tipo de compactación y calidad del material; configuración de las ranuras, y la construcción del colador son sumamente importantes¹⁹.

Muchas técnicas y equipos mencionados han sido utilizados por más de 50 años¹⁹ Sin embargo los altos volúmenes de hidrocarburos que se generan en la actualidad, han ido

eliminando las restricciones en la producción; y los precios recientes incentivan la utilización de pozos con altos porcentajes de agua y esto va creando nuevos problemas de arenamiento. Las mejoras en el diseño y aplicación de los dispositivos mecánicos de retención pueden ayudar a resolver muchos de los problemas por altos gastos de flujo.

El tamaño de los granos de la formación es un dato requerido para definir si el mecanismo colador servirá como puente, o detendrá totalmente las partículas de arena sin limitar la capacidad de flujo. Estos datos se obtienen a través de análisis de mallas con muestras representativas de la formación

Las muestras de la formación pueden ser obtenidas de muestras de pared del agujero o bien de núcleos anteriores a la terminación. Las muestras de la pared pueden contener granos incrustados o estar contaminadas de lodo de perforación y también pueden ser de una zona no representativa.

Las mejores muestras para estos análisis se obtienen cuando se recupera la muestra con una manga elástica, y de una zona completa lo cual proporciona el mejor fundamento para el diseño. Aunque este procedimiento es caro, es necesario y justificable; sobre todo en áreas nuevas donde los problemas de control de arena, son probables.

Como se había mencionado anteriormente el ancho de las ranuras del liner que se instala para el control de arena, debe ser determinado después de haber hecho los análisis correspondientes al tamaño de grano de la formación y a su distribución, utilizando el criterio de Coberly, por ejemplo el cual dice que el ancho de las ranuras debe ser 2 veces más grande que el 10% del diámetro de la arena de la formación que se ha utilizado con resultados satisfactorios. El 10% en este caso es considerado como el tamaño de malla teórico por el cual, el 90% en peso de la formación pasará a través de ella.

Una terminología apropiada debe ser utilizada para especificar el tamaño de las ranuras del liner (ancho), cuando van a ordenarse, para algún pozo. El término "calibre" el cual se

refiere a lo ancho de la ranura está en milésimas de pulgada, y se usa por ejemplo; 0.012 (ancho de la ranura en pulgadas); como calibre 12.

El API menciona que la anchura debe ser expresada en milésimas de pulgada, es decir 12 milésimas de ranura en el tubo colador. La palabra "malla" no debe utilizarse para identificar el ancho de las ranuras.

El empacamiento de grava es otro efectivo método para control de arena, cuando los liners ranurados permiten el paso de arenas muy finas y cuando los dispositivos con pequeñas aberturas, se taponan muy fácilmente. La función de la grava es prevenir la afluencia de arena para estabilizar el fondo del pozo y limitar el movimiento de arena. Esto da como resultado la obtención del tamaño de poro apropiado del gravel pack, para las arenas de la formación.

Existen algunos criterios para decidir, el tamaño de grava algunos autores como Coberly y Wagner²¹ quienes sugieren que el tamaño de la grava debe ser 10 veces mayor que el tamaño de grano de la formación, es decir que solo detendrá a un 10% de los granos mas gruesos, lo cual será un control efectivo de la arena producida.

Considerando las permeabilidades, Hill sugiere que la relación sea de 8 veces.

Se han obtenido resultados aceptables, al utilizar estas relaciones, pero también se han reportado muchas fallas en distintos campos.

Otros autores como Tausch y Corley mencionan que la grava más pequeña debería ser 4 veces el diámetro de los granos de la formación y la grava más grande de 6 veces el diámetro a 10% punto percentil.

Ultimamente, Saucier sugirió que el tamaño mediano de grava debería estar dentro de un rango de 5 a 6 veces el diámetro de las partículas de la formación en el punto medio (50%) percentil del análisis de la malla.

5.2.1 Tendencia hacia gravas mas pequeñas

Los primeros criterios para el tamaño de grava fueron enfocados a disminuir la producción de arena, pero los diseños recientes son para detener totalmente el flujo de arena de la formación. Las gravas de diámetro pequeño han sido utilizadas exitosamente, y su aplicación es frecuente en muchos campos de los Estados Unidos.

El trabajo de Saucier²² fue el instrumento para que la tendencia de la industria fuera hacia las gravas pequeñas. Aquí se mostró que para gravas de tamaño mediano que tenían una relación de 14 con los granos de la formación, el flujo de arena a través del tubo colador debía ser ilimitado, como indica la porción punteada de la figura, donde la falta de arena de la formación dentro de la grava permite una permeabilidad muy alta. Relaciones de esta magnitud deben ser evitadas para prevenir serios daños en la malla o erosión de liners.

La reducción de la permeabilidad debido a la invasión de arena ocurre en el rango de relaciones de 6-14 como se aprecia en la figura 5.1.

Además Saucier recomienda relaciones de 5-6 con lo cual parece proporcionar un control absoluto del flujo de arena dentro o a través del tubo colador. También comenta que para relaciones más pequeñas, la permeabilidad irreductible puede presentar problemas.

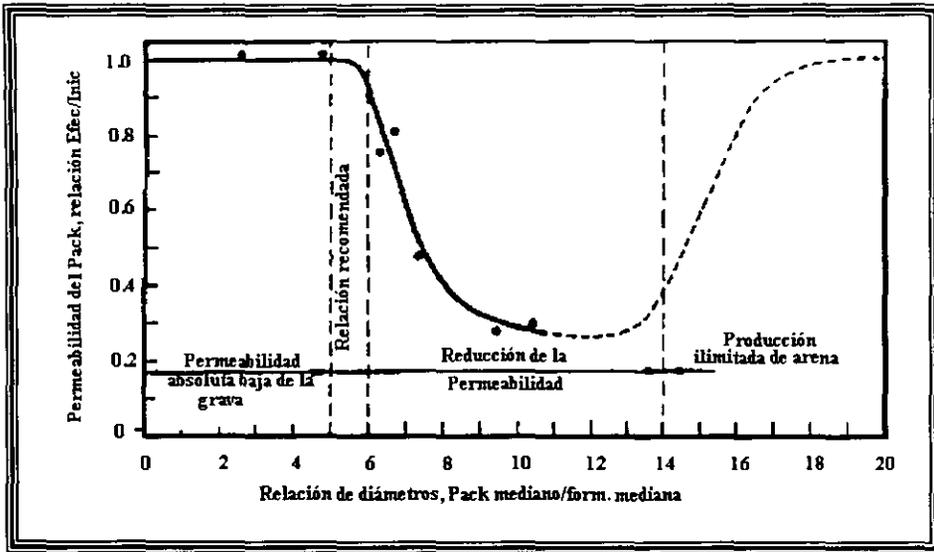


Figura 5.1 Curva de permeabilidad del gravel pack.⁽²¹⁾

El deterioro de la permeabilidad del gravel pack debido a la invasión de arena de la formación es ilustrada por el cambio en la curva; en la relación de permeabilidad efectiva a inicial cuando la relación de diámetros de la partícula aumenta. La relación máxima a la cual el gravel pack, impedirá que la arena entre al pozo es de 5-6. Teóricamente la curva indica que para relaciones mayores de 14 el flujo de arena pasará libremente a través de la grava.

Existen algunas confusiones en cuanto al tamaño o diámetro de malla ya que existen dos designaciones diferentes El Standard norteamericano y el Tyler, que no siempre son los mismos, y este problema se presenta cuando se utiliza el término "calibre" para el diámetro de la malla o cedazo. Esto muchas veces es ignorado por el usuario y los proveedores no saben si el usuario indica el diámetro de la malla o en milésimos de pulgada, y se entrega el empacador equivocado, esto genera retrasos y pérdidas importantes.

Por ejemplo la designación de malla por el Standard norteamericano es de 20/40 y debería ordenarse como 0.017 pg. X 0.033 pg. La mayoría de los proveedores prefieren esta designación para evitar algún error. Los empacadores de grava están disponibles en un gran número de tamaños, sin embargo pueden existir variaciones. Las características importantes de una grava son calidad, angulosidad, distribución de tamaño, compactación y permeabilidad.

A continuación se especifica una tabla para evitar este tipo de confusiones:

Tabla 5.2 Tamaños de grava disponibles.⁽²¹⁾

Arena/grava Diámetro, pg.	U.S. diámetro de malla	Aproximación Media diámetro, pg.
0.006 x 0.017	40/100	0.012
0.008 x 0.017	40/70	0.013
0.010 x 0.017	40/60	0.014
0.017 x 0.033	20/40	0.025
0.023 x 0.047	16/30	0.035
0.033 x 0.066	12/20	0.050
0.039 x 0.066	12/18	0.053
0.033 x 0.079	10/20	0.056
0.047 x 0.079	10/16	0.063
0.066 x 0.094	8/12	0.080
0.079 X 0.132	6/10	0.106

La calidad de la grava es muy importante en este tipo de operaciones de control de arena como son: tamaño, solubilidad en ácidos y resistencia deben ser verificadas.

El tamaño debe tener un cuidado especial para mantener una relación de diámetros apropiada entre los granos de la formación y la grava y no se afecte adversamente a la permeabilidad absoluta.

La solubilidad en el ácido debe ser determinada con antelación para evitar que se formen huecos, cuando se estimule al pozo con ácido.

La resistencia de la grava es muy importante para algunas aplicaciones, ya que en dichos casos el material contiene altas concentraciones de un mineral débil, que no debe ser utilizado, ya que no soportaría los esfuerzos a los que se debe someter.

Algunos autores¹⁹ recomiendan que la grava esté constituida de no menos 95% de cuarzo o minerales de sílice. Minerales suaves o térreos como la lutita, el yeso, o la anhidrita no deben ser incluidos.

5.3 Efectos del Flujo Multifásico en la Producción de Arena

La influencia de las condiciones del flujo multifásico, en la producción de arena y en la productividad del empacador de grava puede ser significativa; debido a que tiende a incrementarse la movilidad de los finos que son mojados por agua y esto aparentemente crea disturbios o perturbaciones debido al movimiento de interfases múltiples a través de la estructura del poro. Estos disturbios resultan en un excesivo movimiento de los finos de la formación, taponando con esto al empacador, o en un sustancial incremento de la producción de arena, cuando la relación de tamaños grava/arena es amplia.

W.L. Penberthy⁹ realizó pruebas de flujo para analizar el comportamiento del empacamiento, cuando ocurría flujo multifásico y para ello utilizó malla de distinto calibre así como arena del Río Brazos. Hizo pruebas con relaciones medianas de grava/arena y empleó gravas empacadas y sin empacar. Bajo estas condiciones hubo un taponamiento ligero e intermitente, pero la producción de arena siempre fue estable prevaleciendo flujo en una sola fase.

Por lo tanto los resultados indicaron que para una sola fase el agua fluye y no existía un daño permanente por taponamiento en los orificios.

Después se presentó una aparente baja en la permeabilidad, como resultado de un flujo turbulento, sin embargo cuando el gasto disminuyó se notó un daño en la formación. En este punto se inicio el flujo en dos fases agua/gas, y el resultado fue un taponamiento permanente de los orificios

Estas pruebas demostraron el funcionamiento del empacamiento de grava con una relación grava/arena de 15:1 y fue empleado para controlar arena de tamaño uniforme. En un principio la producción de arena fue alta, pero declinó rápidamente cuando inicio el flujo en dos fases. Esto provocó una agitación instantánea en la producción de arena. Cuando se restablecieron las condiciones de flujo para una sola fase, el porcentaje de arena disminuyó de la misma manera y quedó como en un principio de la prueba.

Los resultados de la prueba indican que existe una pequeña diferencia cuando el flujo multifásico es agua/aceite o agua/gas por que el efecto del porcentaje de arena es el mismo para los dos casos.

Cuando los granos arena no son uniformes el efecto de la producción de arena es parecido al del caso anterior, pero existe una significativa pérdida de productividad por el intenso movimiento de los finos dentro de la grava. Los resultados de esta prueba implican que los efectos del flujo multifásico pueden causar taponamientos permanentes y además una excesiva producción de arena, si no se emplea la grava apropiada.

La experiencia con empacamientos de grava, bajo distintas condiciones, nos dice que los pozos normalmente declinan en su productividad o producen demasiada arena cuando comienza la producción de agua. Esto parece ser debido a que el agua disuelve el material cementante y también provoca cambios en la presión capilar y en la tensión interfacial; con lo cual se da la migración de finos, y con esto la producción de arena.

A manera de conclusión puede decirse que el empacamiento de grava:

- No crea una restricción significativa en la productividad del pozo, a menos que llegue a ser taponado por arena
- Para agujeros entubados, el empacamiento maximiza el tamaño y número de perforaciones para incrementar la producción.
- La turbulencia del flujo es el factor principal que causa que disminuya la productividad cuando tengamos producciones altas y se utilizan empacamientos de grava en agujeros entubados
- El empacamiento de grava debe ser diseñado para permitir la producción de partículas finas. Impedir este proceso puede resultar en una pérdida de la productividad.
- Para las arenas heterogéneas es más difícil mantener la efectividad del empacamiento debido a que existe un amplio rango de tamaños de grano, lo cual reduce la eficiencia de cohesión de las partículas.
- La utilización de cierta exactitud en la malla seleccionada es de vital importancia para la productividad del pozo, cuando tenemos arenas heterogéneas. Un mínimo del 96% de la arena debe ser retenida dentro del tamaño de malla seleccionado.
- El flujo multifásico causa disturbios de presión localizados, los cuales pueden causar una excesiva migración de finos, producción de arena y taponamiento de los disparos.

5.4 Nuevas tecnologías para el control de arena utilizando diseños de tubería flexible y convencionales.

Hasta hace pocos años, tecnologías importantes de terminación habían sido introducidas o perfeccionadas. Por ejemplo, la terminación de agujero abierto de pozos horizontales o el desarrollo de costosas instalaciones submarinas en un ambiente de precios bajos del crudo, ha obligado a los ingenieros a voltear hacia nuevas técnicas y equipos para minimizar los riesgos de los costos prohibitivos de las terminaciones comunes.

El control de la producción de arena ha sido siempre una de las situaciones más comunes y problemáticas de la industria petrolera. Mientras que los mecanismos físicos de la producción de arena son complejos, las implicaciones que esto tiene en términos de producción y productividad son muy claras:

- 1) La producción de arena causa fallas prematuras en el equipo artificial de producción, erosión de válvulas y estranguladores así como el taponamiento del equipo de separación superficial
- 2) Las partículas de arena pueden ir llenando la sarta y tuberías con lo cual restringen el flujo del fluido o incluso pueden cerrar el pozo completamente.
- 3) La pérdida de arena alrededor del pozo, puede resultar en la formación de cavidades y en el estrechamiento de la sarta y liner.

La producción de arena se asocia primeramente con una formación poco consolidada. Varios factores son responsables de esta consolidación débil: excesivos gastos de producción, incremento en la producción de agua, edad geológica, reducción de los esfuerzos alrededor del agujero debido a el agotamiento, y la disolución parcial por vapor por ejemplo.

El control de arena se divide típicamente en tres categorías: exclusión de tamaño (empaques de grava, malla mecánica), consolidación química y manejo de los esfuerzos grano por grano.

Para formaciones poco consolidadas, el sistema de control de arena no es solo el paso final del programa de terminación del pozo, sino que también el paso más crítico; ya que afecta directamente a la producción de hidrocarburos y la vida del equipo superficial. Las tecnologías actuales involucran el uso de una malla en el fondo del agujero, como pueden ser la malla de alambre entretejido o malla preempacada (con resina consolidante) las cuales pueden combinarse con un empacamiento de grava. Sin embargo estos dispositivos presentan varias desventajas como fallas por compresión y torsión, dimensiones restrictivas, alta relación de diámetros (ID/OD), y una pobre eficiencia en la retención de la arena cuando sufre alguna deformación.

5.4.1 Tecnología del empacador de grava y mallas mecánicas.

1) Liner ranurado y malla de cable entretejido

Cuando se utiliza el empacamiento, las gravas de un determinado rango de tamaños son colocadas a presión entre la malla y la tubería perforada (agujero entubado) o entre la malla y la formación (agujero abierto) El diseño de la malla, liner ranurado, o alambre entretejido es dimensionado para mantener a la grava en su lugar. Sin embargo los huecos en el empacamiento permiten que las arenas de la formación lleguen a tener un contacto directo con estas mallas, las cuales tienen aberturas muy amplias para retener las partículas de arena.

Cuando los riesgos de huecos son altos, especialmente en empacamientos de grava en zonas de espesores gruesos o en agujeros altamente desviados, una malla preempacada con resina se coloca alrededor de la tubería y se utiliza como un dispositivo de filtración de último recurso.

2) Tecnología de la malla preempacada.

Esta tecnología se está haciendo más popular como reemplazo de un liner ranurado o una malla de alambre entretejido en pozos que no tengan instalado un empacamiento de grava. La malla preempacada fue desarrollada para colocar una capa gruesa de resina consolidante de arena en el espacio anular, entre dos mallas concéntricas.

Esta capa gruesa de arena tamizada es usada como una protección adicional contra la invasión de arena. Las mallas preempacadas son aplicables a terminaciones con agujero abierto o entubado, ambas con o sin empacamiento instalado, aunque tienen las desventajas que ya se habían señalado anteriormente.

Un nuevo concepto tecnológico fue usado para diseñar mallas, las cuales ofrecen mejoras en las características de flujo, baja relación OD/ID, mejoría en la resistencia a la tensión y una alta eficiencia en la retención de arena aún bajo una deformación extrema. La propuesta metálica de esta malla de fondo está compuesta de varias capas delgadas de acero inoxidable con membranas de metal poroso en el interior y un anillo protector deslizable en el exterior.

La membrana de metal poroso es una capa delgada de polvo de acero inoxidable, incrustada dentro de la estructura de poro de una malla de alambre entretejido. Este proceso resulta en una malla tolerante a la deformación: cuando el esfuerzo es aplicado en la matriz del metal, las fuerzas son re-distribuidas en la malla de alambre la cual es mucho más flexible o dúctil.

Esta nueva herramienta conocida con el nombre comercial de Stratacoil ha sido utilizada con gran éxito en pozos que han tenido problemas de arenamiento aún teniendo un empacador se grava instalado, que indudablemente había sido insuficiente.

Esto había sucedido con el pozo Sandy 106-L ubicado en un campo de Malasia. Este pozo empezó a producir en 1982 con un empacamiento interno a un ritmo de 18000 bpd, sin embargo a principios de 1983 comenzó a producir grandes volúmenes de grava, arena de la formación y otros materiales, lo cual indicaba que el empacamiento había fallado.

Inmediatamente el pozo fue estrangulado en un intento por controlar la producción de arena, luego la producción cesó debido probablemente a que el agujero se llenó y consecuentemente el pozo fue cerrado, hasta la reciente instalación de la malla.

En la planeación y selección del método de control más adecuado para el pozo, se consideraron varias alternativas. La utilización de un equipo de terminación fue eliminada por antieconómica; otras opciones fueron: 1) instalar una trampa de arena en la superficie, 2) inyectar un tratamiento químico usando Sandlock V™ o 3) instalar una malla para arena bajo el apéndice de la tubería de producción con cable de acero.

Estas opciones fueron cuidadosamente analizadas utilizando dos criterios, costos e implementación de riesgos, basado en esto la tercera opción fue seleccionada

La malla seleccionada, llamada Stratacoil es uno de los más exitosos y recientes avances tecnológicos basados en el diseño de una membrana de metal poroso desarrollada por la industria de la filtración, y esta puede utilizarse con o sin empacador de grava.

Su construcción base esta formada por una tubería con perforaciones y una malla de alambre como drenaje y tres capas individuales de membrana de metal poroso, fig. 5.2

Otra capa de malla de drenaje envuelve a las de membrana metálica. La tubería de acero al carbón actúa como una caja protectora externa. Esta fuerte construcción es capaz de mantener la integridad mecánica de la malla mientras esta proporciona una eficiente retención de arena.

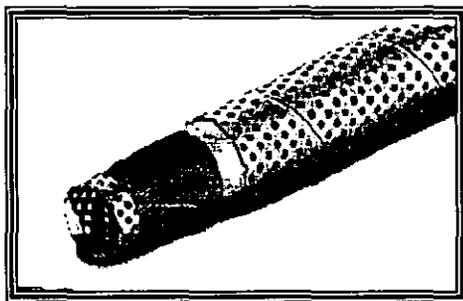


Figura 5.2 Malla Stratacoil™ caracterizada por tres capas de membrana metálica porosa.⁽³¹⁾

La instalación de la malla resultó todo un reto, había que limpiar el agujero de toda la arena que se acumulaba en el fondo por medio de una línea, siguiendo las operaciones de limpieza.

La instalación de la malla se realizó solo en un día, después del cual el pozo comenzó a fluir gradualmente.

La prueba de campo se consideró un éxito al reanudar la producción de una zona inactiva durante tanto tiempo sin realizar una gran inversión. Los beneficios de usar la malla como alternativa de terminación fueron significativos y a esta tecnología se le encontraron aplicaciones para otras zonas propensas a producir arena, es decir la malla Stratacoil™ puede ser para las mallas entretejidas y las mallas preempacadas utilizadas normalmente en agujeros entubados con empacamientos y en terminaciones con agujero abierto.

Configuración Estándar

Los diámetros nominales para mallas de fondo son determinados por el API y van de 2.375" a 6.625" y se construyen en este intervalo. Diámetros más pequeños de 1.31" no son construidas ya que no corresponden a la configuración estándar del API.

El diseño estándar de la malla se construye con un tubo API con agujeros de un diámetro de 3/8 pg las perforaciones tienen un espaciamiento entre sí de 1 1/8 pg, resultando 108 perforaciones por pie lineal. Los anillos de acero inoxidable son deslizables sobre la tubería y soldados en la base del tubo esto para asegurar un ajuste preciso y una máxima resistencia en la soldadura.

Una capa de malla de alambre gruesa es envuelta en la tubería y soldada en su sitio, la malla sirve primeramente como drenaje pero también como apoyo adicional a la membrana de metal poroso sobre las perforaciones de la tubería. El diámetro del cable y el cálculo son optimizados para minimizar el espesor del estrato y las pérdidas de presión. Como resultado, queda un diseño compacto con pequeñas caídas de presión y flujo uniforme dentro de las capas de membrana metálica porosa.

Son 4 capas de este material las que son envueltas, por la malla proporcionándole drenaje y resistencia al mismo tiempo. Las técnicas de unión aseguran la independencia de las capas y evita que sean atacadas juntas cuando se presentan los esfuerzos sobre la malla.

Cada junta de la malla metálica esta compuesta de 2 mallas metálicas de 13 pies, para una longitud total de 28 pies. Un segmento corto de 8 pg de espacio vacío es dejado entre las dos mallas metálicas como centrador, y entre 10 y 12 pg de espacio es dejado para cuerda de tubería, de 8 a 10 vueltas con conexiones premium disponibles.

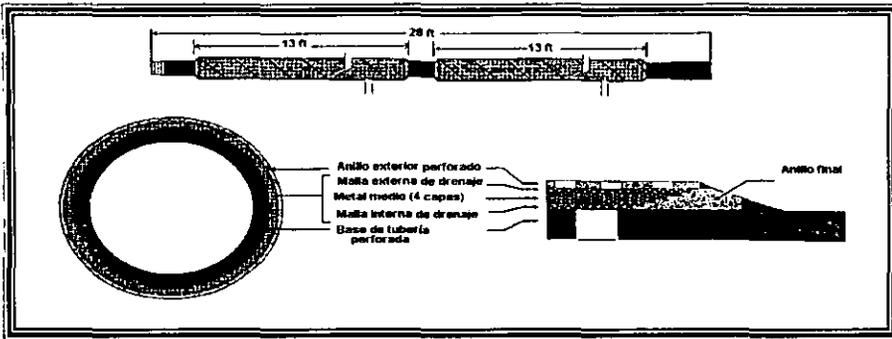


Figura 5.3 Diseño estándar.⁽²⁵⁾

Configuración de Tubería Flexible.

Debido a que las mallas de tubería flexible tienen requerimientos críticos en cuanto a diámetro exterior para poder pasar a través de restricciones de los acoplamientos de la sarta de producción, se emplea un tubo perforado enrollado en espiral, para maximizar el diámetro interior con respecto a un diámetro exterior dado.

Se utiliza tubo con 1/8 pg de espesor, con perforaciones también de 1/8 pg de diámetro y con un espaciado entre los centros de 1/4 pg. Una sección de tubería es soldada al tubo perforado para proporcionar las conexiones requeridas y para agregar anillos a las capas de la malla.

Las tres capas compuestas de membrana de metal poroso fueron envueltas entre dos soldaduras de tejido cuadradas, para optimizar la distribución del flujo. Una jaula exterior de espesor en espiral soldada al tubo es deslizable sobre la malla y unida para completar la construcción.

Para tubería flexible un segmento de 10 pies de malla metálica en envuelto y soldado en una base de tubería perforada de 11 1/4 pie. Los diámetros nominales son de 1.31, 1.66, y 1.91 pg.

Puesto que la malla metálica es relativamente delgada, con un diámetro grande es posible obtener mejores resultados en el comportamiento de flujo cuando se compara con una malla preempacada. Suponiendo flujo en una sola fase, la caída de presión puede ser calculada como función del gasto de flujo y el diámetro de la tubería, utilizando ecuaciones publicadas en la literatura.

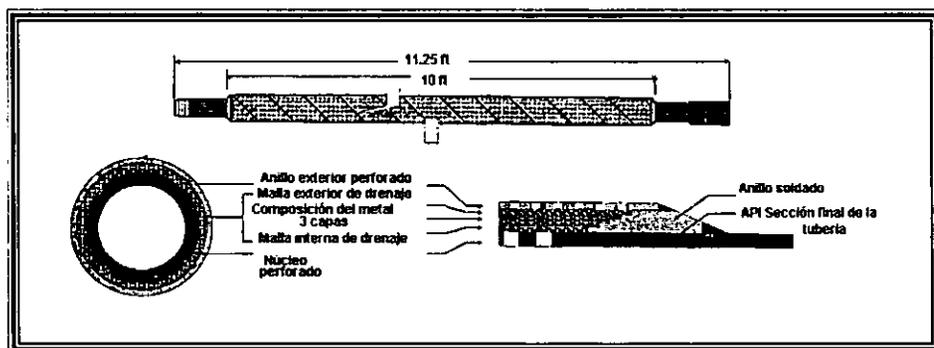


Figura 5.4 Diseño para diámetros pequeños de malla multicapa.⁽²⁵⁾

Producción de Líquido.⁽³³⁾

La caída de presión para líquidos en tuberías está dada por la siguiente ecuación:

$$\Delta P = 0.0000115 \frac{f L \gamma_L Q_L^2}{d^5} \dots (5.1)$$

Donde:

ΔP : Caída de presión, psi

f: Factor de fricción.

L: Longitud de la tubería, pie

γ_L : Gravedad específica del líquido.

d: Diámetro de la tubería, pg.

Ql: Gasto de Líquido, bpd

Con la ecuación anterior, es posible calcular el incremento en la producción de flujo debido al diámetro exterior del tubo para un Ap dado. Por simplicidad, se supone que el factor de fricción permanece constante, la relación de flujos es influenciada por la relación de diámetros por la siguiente ecuación.

$$Q_{L2} = Q_{L1} \left(\frac{d_2}{d_1} \right)^{2.5} \dots (5.2)$$

Donde Q es el gasto de flujo y d son los diámetros por donde corre ese flujo.

Por ejemplo a 1.66 pg. el diámetro nominal deberá tener 1.05 pg. Un diámetro interno con un preempacador envuelto tiene 1.26 pg. con la malla de composición metálica. Para una caída de presión dada un gasto de aceite de 250 bpd a través de una malla preempacada esto se incrementará hasta 394 bpd al emplear la malla de composición metálica.

Producción de Gas.⁽³³⁾

Para flujo de gas en tuberías, el gasto de flujo está dado por la fórmula de Panhandle:

$$P_1^2 - P_2^2 = 0.2 \frac{\gamma_g^{0.96} Q_g^{1.96} T L}{E d^{4.96}} \dots (5.3)$$

Donde:

Qg: Gasto de gas, MMscf/d

P1, P2 : Presiones en los puntos 1 y 2

T: Temperatura de operación, °R

γ_g : Gravedad específica del gas.

E: Eficiencia de flujo (1.00 para tuberías nuevas, 0.92 para condiciones promedio, y 0.85 para condiciones desfavorables)

Suponiendo la misma caída de presión, la siguiente relación puede ser derivada para flujos a través de tuberías de diferentes diámetros:

$$Q_{g2} = Q_{g1} \left(\frac{d_2}{d_1} \right)^{2.53} \dots (5.4)$$

Donde:

Q_{g1}, Q_{g2} : Gasto de flujo a través de las tuberías de diámetros d_1 y d_2

Con las dimensiones de la malla, de este ejemplo se producen 200,000 scf/d a través de una malla preempacada, lo que debería incrementarse a 317,000 scf/d a través de una malla metálica para una caída de presión dada.

Los datos anteriores del caso de Malasia nos confirman que la malla compuesta de membrana metálica porosa es una poderosa herramienta en los casos de arenamiento y es una excelente opción para emplearse en un futuro con resultados bastante optimistas.

Algunas conclusiones del empleo de esta tecnología son:

1. La composición metálica de la nueva malla fue desarrollada en configuración estándar y para tubería flexible, como un método de control de arena.
2. El diseño compacto de la malla permite una baja relación de diámetros OD/ID lo cual resulta en un mejor comportamiento de flujo para una caída de presión dada, comparada con la malla preempacada con resina.
3. La malla metálica fue estirada en un 2% de su longitud sin pérdida de integridad.
4. Después de una deformación extrema (aplastamiento del 40% del diámetro original) la eficiencia de la malla metálica en la retención de arena fue de 98.8% para partículas $> 80 \mu\text{m}$ (0.003 pg). Bajo las mismas condiciones, la eficiencia en la retención para una malla preempacada fue de 28.6%.
5. La composición de la malla metálica tiene una permeabilidad de 40 Darcies y una porosidad de 32%. Para una malla preempacada, la permeabilidad y porosidad son 18 darcies y 24% respectivamente.
6. Simulando las condiciones de un agujero abierto, la composición de la malla metálica proporciona un control de arena dentro de las 12 horas de servicio. La cantidad de

partículas de tamaños $> 5\mu\text{m}$ (0.0002 pg) disminuyen de $30,000/\text{mL}$ a $70/\text{Ml}$, mientras no se detectan partículas $> 50\mu\text{m}$ (0.002 pg) al final de la prueba, corriente abajo de la malla.

Con todos estos desarrollos actuales, el diseño de nuevas mallas para control de arena, requieren incrementar la resistencia demandada por las condiciones fisico-químicas:

- 1) Radio pequeño, alcance extendido o pozos multilaterales horizontales, colocando mallas bajo grandes cargas durante la instalación. La probabilidad de daño en la malla se incrementa y requiere elasticidad mecánica y una mayor tolerancia al daño;
- 2) El montaje de las mallas de fondo en pozos horizontales es frecuentemente acompañada por operaciones de acidificación y lavado para retirar el enjarre de lodo de las paredes del pozo;
- 3) Los operadores están buscando una terminación con la cual se maximice la vida del pozo, con un reacondicionamiento mínimo.

Pruebas de Corrosión.

Otro punto importante era el correspondiente a la resistencia a la corrosión para el equipo de fondo y asegurar una protección adecuada sobre la malla.

Los problemas de corrosión pueden ser categorizados como sigue:

1. Corrosión rápida durante la acidificación u otras operaciones de estimulación;
2. Corrosión a largo plazo sobre la vida del pozo debido a los componentes corrosivos presentes en los fluidos (CO_2 , H_2S , sales,...) y otros parámetros del medio ambiente (temperatura, presión)

Mientras la corrosión a largo plazo puede ser tratada, seleccionando los materiales apropiados para la construcción, la corrosión rápida fue probada durante la acidificación para analizar si las operaciones de estimulación pueden tener impacto en la integridad y resistencia del metal usado en la malla.

Las pruebas se llevaron a cabo sobre unas tiras angostas de acero que fueron cortadas para este fin (tiras de 0.5" X 6" y discos de 47 mm) colocados a una presión atmosférica y una temperatura de 185 °F sumergidos en una solución al 15% de HCL y completado con un lodo ácido resistente (12% HCL + 3%HF) por más de 48 horas.

Además de las mediciones de la pérdida de peso, se realizaron pruebas de tensión en las tiras para verificar su resistencia, después de la exposición en el ácido. Las pruebas de flujo se efectuaron en los discos metálicos expuestos al ácido, para determinar si los enlaces de los poros del metal soportarían una diferencial de presión de 750 psi sin romperse.

Con base en los datos de la tabla 5.3, se puede concluir que el material con una adecuada inhibición, no sufrirá algún deterioro al someterse a la solución ácida.

Igualmente con la pérdida de peso que no fue mayor de 0.025 lb/pie después de 48 horas de exposición, la resistencia y la integridad media fueron mantenidas estables y esto se verificó con las pruebas de tensión y de flujo.

Tabla 5.3 Resultados de las pruebas de corrosión efectuadas en el metal de composición de la malla.⁽²⁵⁾

	SIN	15% de HCl		12% de HCl+3% de HF	
	EXPOSICIÓN	18 HORAS	48 HORAS	18 HORAS	48 HORAS
Concentración del inhibidor	n/a	0.30%	0.40%	0.50%	0.80%
Pérdida de peso (lb/ft)	n/a	0.001	0.021	0.001	0.004
Fuerza de rompimiento	7,083	no probado	5,281	no probado	5,812
Integridad DP=750 psi	OK	no probado	OK	no probado	OK

Con esto se puede concluir que:

1. Las mallas compuestas por multicapas han sido desarrolladas, su construcción proporciona un efectivo control de arena, aún en un medio ambiente difícil.
2. La tolerancia al daño, por parte de la malla, permitió que esta fuera instalada en varios pozos de aceite y gas en el Golfo de México²⁷, sin presentar fallas aún cuando ya tenían un año de servicio.
3. Las pruebas de laboratorio demostraron que la exclusión de arena, se mantenía aún después de que la malla se colapsaba por completo, aún cuando la malla tenía dobles en los alambres entretreídos pero la composición del metal no tenía daño por lo que mantenía la arena atrapada.
4. Las pruebas de flujo indican que la nueva malla tiene una muy baja caída de presión y esto puede ser atribuido al material poroso y permeable con que esta construida y a su gran área abierta.
5. Pruebas de taponamiento en el metal de la composición indican que el enjarre del lodo aparece en la superficie del material para una distribución de tamaño de partícula que tapone el empacador de arena de una malla preempacada a un tamaño de poro mediano. Esto puede ser útil para la limpieza química o mecánica de la malla.

6. Como cualquier otro equipo de fondo, una adecuada metalurgia y más importante, una apropiada aplicación de inhibidores de corrosión son esenciales para la protección de la malla.

Se puede notar que las tendencias en nuevas tecnologías para el control de arena, van enfocadas hacia mejorar la calidad de los materiales con que se construyen las mallas de fondo, y sean estas las que se consoliden como el principal y más efectivo método de control para pozos con tendencia a producir arena.

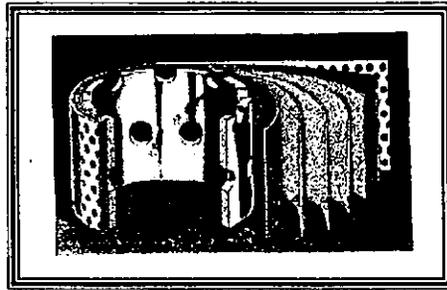


Figura 5.5 Construcción de la malla de composición multicapa.⁽²⁵⁾

Las pruebas realizadas sobre las diferentes tecnologías de filtros en el fondo de los agujeros y se presentan en la siguiente tabla comparativa:

Tabla 5.4 Ventajas y limitaciones de las diferentes tecnologías de mallas de fondo numeradas de 1 (óptimo) a 4 (malo).⁽²⁵⁾

Tecnología	Exclusión de Arena	Tolerancia al Daño	Compatibilidad con los fluidos	Resistencia a la erosión	Taponamiento	Costo
Liner Ranurado	3	2	1	3	2	1
Malla de alambre entretejido	2	2-3	1	4	1	2
Malla preempacada	1	2-3	2	3	4	3
Malla de metal poroso	1	3-4	1	2	3	N/A
Malla compuesta de multicapas	1	1	1	1	3	3

Para la obtención de esta tabla se realizaron distintos tipos de pruebas y se emplearon diversos aparatos que ayudaron a realizar una evaluación real de comparación entre los diferentes tipos de mallas.

La inspección ocular de las mallas dañadas, durante las pruebas de deformación mecánica no siempre muestra la verdadera extensión del daño. Para poder cuantificar el daño causado

por los tipos de deformación mecánica, las características de retención de arena de la malla fueron determinadas antes y después de la deformación.

Todas las pruebas fueron realizadas en la sección de la malla a un flujo de 4 gpm/ft de malla utilizando el equipo de pruebas mostrado en la figura 5.6. Las mallas fueron alteradas con una lechada de 20 mg/L de arena fina, cuya distribución de tamaños está dada en la figura 5.7 La arena fue suspendida en aceite y las partículas rechazadas fueron utilizadas para medir el número de partículas corriente arriba y corriente abajo de la malla para determinar las características de retención de la misma.

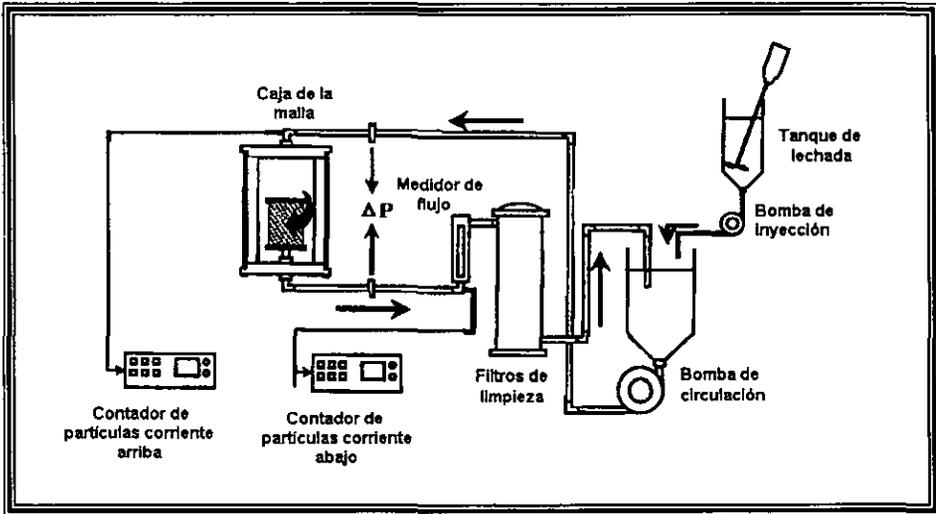


Figura 5.6 Arreglo para la prueba de eficiencia de retención de arena.⁽²⁵⁾

La figura 5.8 muestra la eficiencia de retención de las mallas. Puede notarse que la malla de composición multicapa y la malla preempacada sencilla con resina de diámetro 40/60 tienen una eficiencia de retención muy parecida. Sin embargo en una prueba de vida acelerada, el servicio de vida de la malla multicapa bajo condiciones difíciles de operación puede ser 30 % más largo que la malla preempacada (figura 5.9) esto es atribuido a la

optimización del drenaje de la malla ya que su montaje asegura que el área total de la superficie de la malla esté siendo utilizada.

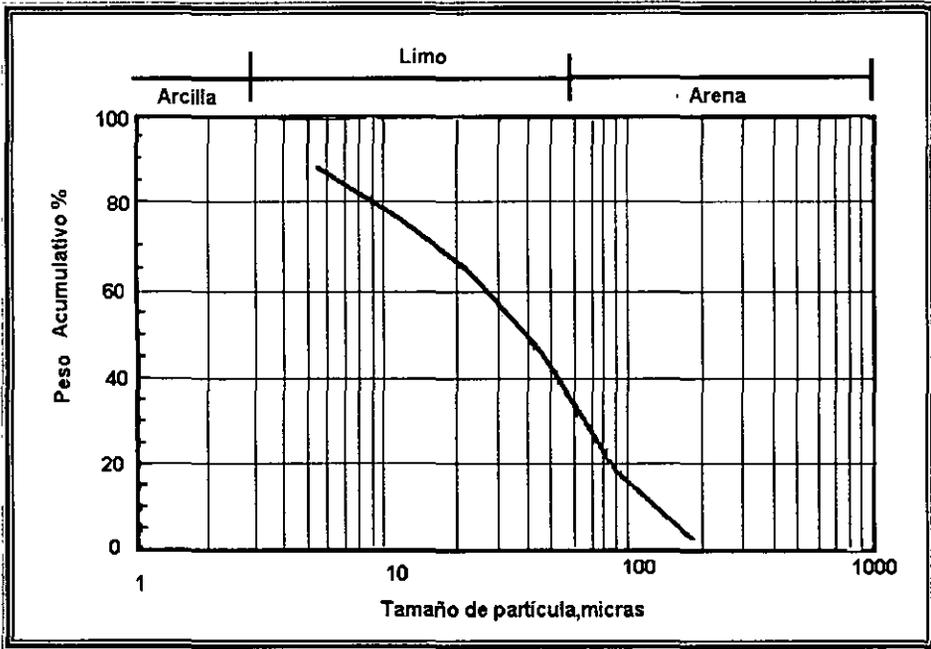


Figura 5.7 Distribución del tamaño de la partícula de arena fina usada en la prueba de exclusión de arena.⁽²⁵⁾

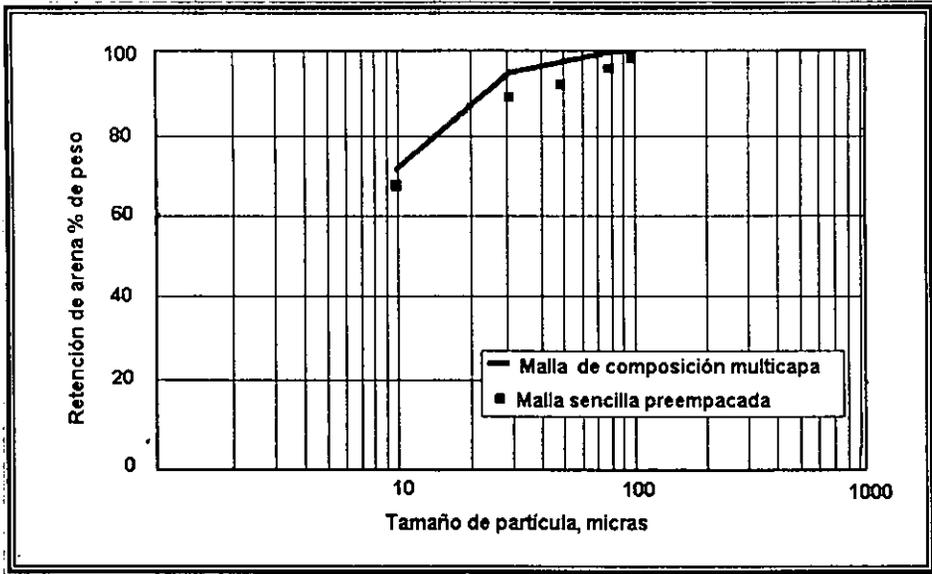


Figura 5.8 Comparación de la retención de arena en las diferentes mallas probadas.⁽²⁵⁾

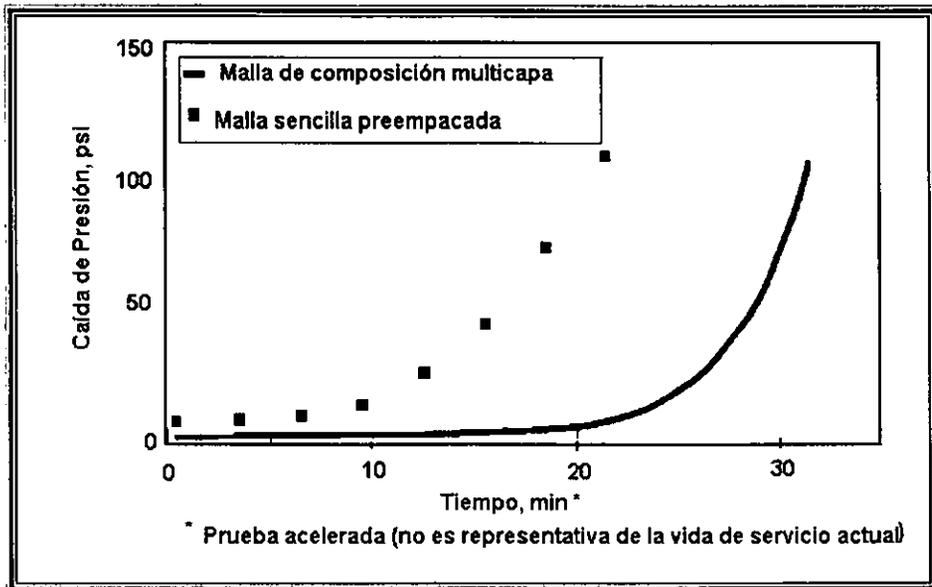


Figura 5.9 Comparación del servicio de vida de las mallas.⁽²⁵⁾

A raíz de estos resultados la compañía Shell instaló mallas de composición multicapa en siete pozos del Golfo de México y se registraron mejoras sustanciales en la producción de crudo, todos los pozos requerían de control de arena. En la actualidad ningún pozo que fue intervenido con este sistema produce arena, ni presenta problemas de taponamiento.

5.4.2 Tecnología de los liners epóxicos de producción

Para controlar el arenamiento de pozos, las tuberías cortas o liners de producción hechos de resina epóxica reforzada con vidrio (RERV) son una alternativa económica para reemplazar los convencionales de acero al carbono o de aleaciones de acero (especialmente cuando existe tendencia a la corrosión por las condiciones del pozo). Esto se ha demostrado en múltiples aplicaciones efectuadas en yacimientos en Norteamérica.

Los liners de bajo costo, fáciles de instalar y casi exentos de mantenimiento, deberán ser ideales, para los casos en que no se instalaba control de arena tradicional debido a su alto costo.

La principal ventaja de los liners epóxicos es su resistencia a la corrosión. Bajo condiciones normales de operación, su tasa de corrosión es virtualmente cero. Por otra parte en los liners ranurados de 0.01, la tasa anual de corrosión es de 0.001pg o sea que las aberturas se agrandan a razón de 20% por año. Gradualmente dan paso a más y más granos de arena y a la larga es necesario ejecutar costosas operaciones para reemplazarlos.

Más aún la corrosión de los liners y la consiguiente producción de arena causa daños en las bombas de fondo y en el equipo de superficie, cuyas válvulas y muchos otros componentes se desgastan por erosión.

Los nuevos liners de producción se están usando eficazmente en diversas aplicaciones. Se utilizan en reingresos en pozos existentes, ya sea para perforar ramales horizontales o verticales. En algunos pozos la producción se extrae por bombeo neumático y en otros con bombeo mecánico. Y si se trata de pozos inyectores de agua en formaciones de areniscas

mal consolidadas, los liners se preempacan con arena grado Ottawa, de tamaño 20/40 o 16/30 para evitar que se obturen.

Al igual que los liners de acero, los de RERV se pueden obtener vacíos o preempacados, estos últimos son eficaces con delgadas capas de grava generalmente de 0.1 a 0.18 pg. de grosor, contra 1 pg en los forros de acero. Los lechos de grosor mínimo disminuyen la tendencia al taponamiento y reducen la pérdida de presión.

Los liners epóxicos de producción tienen varias ventajas adicionales sobre los de acero. Su inherente flexibilidad permite introducirlos en agujeros de curvatura más pronunciada que la máxima por la que pasan los de acero; y como son más livianos, para instalarlos se pueden usar equipos de terminación más pequeños.

En una reciente aplicación²⁸ un pozo inyector de 3900 pies de profundidad, con un tirante de agua de 30 m se completó usando tubería flexible. En el pozo se instalaron la tubería de revestimiento, la de producción y los liners preempacados (todas las sartas hechas de resina epóxica reforzada con vidrio), el ligero peso de las tuberías permitió ejecutar las operaciones sin contratiempos, pese a la limitada capacidad de carga de la tubería flexible.

Estas tuberías tienen otra ventaja en pozos horizontales debida a su flotabilidad facilita el emplazamiento en presencia de lodos pesados, ya que la fricción es baja, el resultado es un daño mínimo en el tramo horizontal de la formación productora.

Los pozos de diámetro reducido y los métodos de terminación también son buenos candidatos para aprovechar las ventajas de los tubos de RERV, ya sea de revestimiento, de producción o liners para controlar la arena.

Por otra parte, los liners de RERV son más fáciles de remover cuando llega el momento de reemplazarlos, ya que se fresan mucho más rápido que los de acero.

Los resultados de este nuevo material han sido muy buenos sobre todo en el aspecto de costos, y además han dado un óptimo servicio.

Cabe hacer notar que no todas las condiciones de operación son ideales para el uso de tuberías epóxicas, por ejemplo no deben utilizarse si la temperatura de fondo es mayor que 300° F. y hay que tener en cuenta que su resistencia a la tensión depende del tamaño que se use. Es necesario además, determinar si la correspondiente resistencia al colapso es adecuada para resistir las fuerzas que genera la formación productora; y en el caso de liners de RERV, la caída de presión que genera el flujo al pasar por las ranuras y el empaque de arena.

5.4.3 Aditamentos auxiliares para el control de arena.

Algunas compañías como Halliburton presentan una gran variedad de métodos y productos para el control de la producción de arena en un pozo. Un método apropiado para cualquier conjunto de condiciones, permitirá el máximo flujo con una mínima producción de arena.

Aquí se dicutirá los procesos de control más frecuentemente utilizados, así como una breve descripción de los mismos.

Empacamientos de grava en agujero entubado.

Para que un empacamiento tenga éxito en un agujero entubado se requiere que las perforaciones o fracturas se extiendan más allá de la zona dañada del pozo así como el área del espacio anular entre el diámetro exterior de la malla y el diámetro interior de la tubería sea bien cerrado con empacamientos de grava. Para completar este objetivo, el empacamiento de grava con agujero entubado involucra un proceso de dos etapas.

La primera etapa es el empacamiento de perforaciones con grava, la segunda etapa consiste en empaquetar el espacio anular entre la malla y el diámetro interior de la tubería de revestimiento con empaques de arena.

La filtración de fluido es un elemento clave para un empacamiento exitoso de las perforaciones y el transporte de arena para un empaque externo. A menos que el fluido la

arrastre a través de las perforaciones y dentro de la formación, la grava no puede ser transportada dentro de las perforaciones o dentro de las fracturas (si se esta fracturando para fines de estimulación) El empacamiento de los túneles de perforación y las fracturas son el vínculo vital de un área de la formación sin daño en su permeabilidad, con el agujero.

Existen varias técnicas para mejorar la filtración de fluido, y con esto se optimiza la instalación del empacamiento externo.

Con este sistema se proyectan mejoras en el transporte de la arena con o sin fracturamiento.

Empacamiento de grava con agujero descubierto

Para tener éxito con este tipo de tubo colador, debe evitarse a toda costa inducir algún tipo de daño en la formación. Esto significa que la tubería de revestimiento debe colocarse encima de la zona, los fluidos de perforación deben cambiarse por fluidos especiales, y la sección abierta del agujero es perforada con un fluido de sistema sales o un sistema de carbonato de calcio. Estos sistemas han mostrado buen funcionamiento durante las operaciones de perforación y se limpian fácilmente en la terminación del pozo y en las operaciones subsecuentes de operación. Agrandar el agujero es un opción, que a veces se utiliza para eliminar cualquier daño en las vecindades del pozo y para extender el radio de captación de arena en torno a la malla.

El proceso de terminación del empacamiento con agujero abierto solo requiere que el empaque de grava selle perfectamente el espacio anular entre el diámetro exterior de la malla y el agujero abierto. La mayoría de los gravel pack con agujero abierto son empacados usando un sistema de empacadores de agua. Si la sección de agujero abierto es perforada con un sistema de fluidos base agua salada, los sólidos trasportados en el fluido romperán el enjarre de las operaciones de perforación.

Empacadores de Lechada

Los empacadores de lechada llevan altas concentraciones de arena en el fondo del pozo, alrededor de la malla y en el interior de las perforaciones.

Se emplea un gel viscoso en el fluido para transportar la concentración de arena de 4 a 15 lb/gal (480 a 1800 kg/m³) Las principales ventajas de este tipo de sistema son que se necesita una mínima cantidad de agua para bombear la lechada, y el rango de bombeo puede ser lento y con esto el intermezclado de la arena de la formación y el empacador de arena es mínimo.

Los bajos niveles de filtración y la limitada cantidad de agua utilizada en este sistema también puede ser una desventaja. El empacador de lechada puede dejar espacios vacíos o huecos en el espacio anular empacado permitir que las perforaciones del empacador queden incompletas.

Empacadores de Agua.

El sistema de empacador de agua (2 a 5 bbl/min) o 0.3 a 0.8 m³/min. Utiliza agua como fluido de transporte para gravel-pack con arena. Este sistema requiere una mezcladora que pueda mezclar continuamente arena y agua, además de alimentar la bomba de fondo.

En los últimos años los empacadores de agua han visto incrementar su popularidad como un método alternativo de los empacamientos de grava; los cuales utilizan polímeros que pueden dañar la permeabilidad de la formación. Los empacadores de agua pueden ser empacadores muy consistentes. Una desventaja de estos empacadores es que su alto nivel de filtración, aunado a zonas de alta permeabilidad pueden causar daño en la malla y/o espacio anular, lo cual puede provocar una disminución en la vida útil de la malla; y por ende del tratamiento.

Empacadores de Agua para Gastos Altos

Los empacadores de agua para gastos altos van de 5 A 25 bbl/min (0.8 a 4.0 m³ /min) fueron desarrollados para mejorar la instalación de la grava dentro de las perforaciones para obtener una alta eficiencia en las terminaciones, en las cuales los empacamientos de agua son bombeados a gastos bajos. Utilizando el sistema empacadores de agua de altos gastos, se requiere una equipo que pueda mezclar continuamente el agua y arena para alimentar a la bomba de fondo.

Fracturamiento con Agua

La fractura con agua incluiría algún paquete de agua, donde la presión de fractura de la formación ha sido excedida.

Halliburton© recomienda utilizar un simulador para el diseño de la fractura para optimizar el programa de bombeo. Los empacadores de agua más efectivos van siempre precedidos de un precolchón de ácido, según la arena [arriba de 150 a 200 lb/pie (223.22 a 297.63 kg/m³) de perforaciones] es colocado un empacador de agua para gastos altos a partir de que la presión de fractura es excedida. Se han reportado tratamientos exitosos de este tipo sobre todo en yacimientos geopresionados, donde existe una muy pequeña diferencia entre la presión de formación estática y la presión de fractura

En estos tratamientos el agua se utiliza solo como transporte del sustentante, con una lechada ligeramente gelatinizada [25 lbs de HEC/1000 gal (3000 g/m³)] con esta proporción se bombea frecuentemente.

Desarenadores

Este sistema se ha ido abriendo paso como una de las opciones más factibles y oportunas para eliminar los sólidos que transportan los fluidos producidos con una eficiencia del 99% además de que pueden ser eliminados sin algún tratamiento adicional.

Esta eficiencia permite incrementar la producción en pozos que han sido estrangulados para reducir la producción de arena y:

- Minimiza la erosión del estrangulador y el costo de los cambios del mismo.
- Alarga significativamente la vida útil del separador.
- Elimina virtualmente los costos del arenamiento y taponamiento del equipo de procesamiento corriente abajo.

El mecanismo para desarenar es muy simple. Los fluidos producidos entran al desarenador tangencialmente y la presión en el cabezal los fuerza a girar. Una gran fuerza centrífuga empuja la arena fuera de la pared del ciclón con lo cual desplaza a los fluidos al interior.

En un acumulador se va depositando la arena producida, para después poderse eliminar fácilmente, al purgar el tanque del mismo.

El desarenador de cabezal de Halliburton™ incorpora un escudo estabilizador que hace más eficiente al sistema, ya que este escudo crea una turbulencia potencial a la entrada del dispositivo, lo cual disminuye el área de sección transversal disponible, y con esto se incrementa la velocidad del fluido, que es deseable para remover la arena.

En la siguiente figura se observa los componentes del desarenador con la tecnología del ciclón, y que va colocado en el cabezal del pozo.

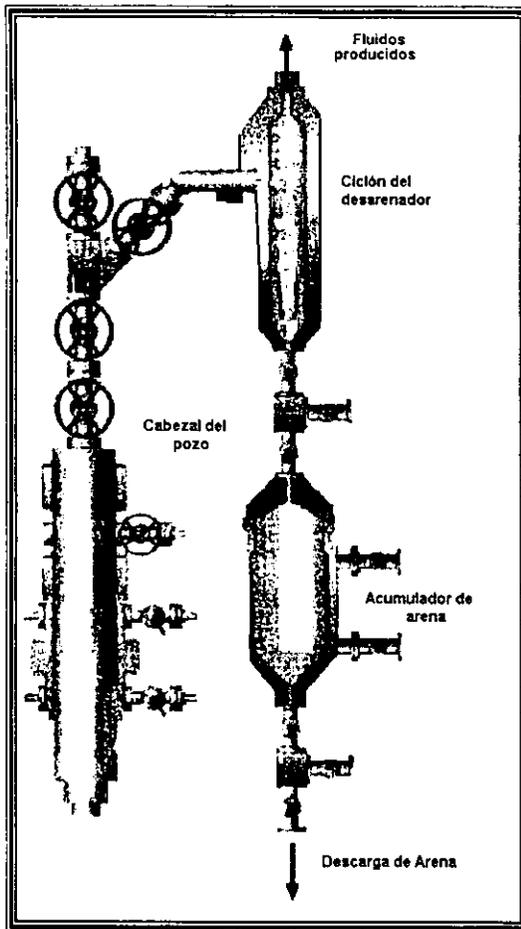


Figura 24 Esquema ilustrativo del desarenador ciclónico de Halliburton™

Todos estos dispositivos presentan ventajas al aplicarlos en algún tratamiento de control de arena, pero no debemos perder de vista que todo remedio que se decida utilizar debe ser valorado antes, por el daño que pudiera provocar en la formación y por las condiciones existentes en el pozo; y con esto obtener resultados óptimos que a su vez van a impactar directamente en la vida productiva del pozo; es decir que al seleccionar el sistema de control más conveniente podremos estar seguros que la producción de aceite no será interrumpida por daños concernientes a la producción de sólidos.

5.5 Problemas Típicos de Producción de Arena en el Campo

En este apartado se presentan los análisis de cinco tipos de problemas de arenamiento observados en el campo, se incluyen problemas de arena inducidos por: A) Formaciones no consolidadas; B) Rompimiento del agua para formaciones débiles y de resistencia intermedia; C) Abatimiento de la presión del yacimiento en formaciones relativamente fuertes; D) Fuerzas tectónicas laterales anormalmente altas en formaciones relativamente fuertes; E) Cambio repentino en el flujo o alto gasto de producción.

Utilizando datos de campo se explica el proceso de estos problemas así como los métodos de solución empleados en cada caso.

Sabemos que existen varios tipos de problemas de arenamiento que pueden ocurrir en el campo, por lo que el tipo de terminación en formaciones propensas a producir arena es frecuentemente compleja. La tecnología del gravel pack es normalmente usada para terminaciones en formaciones débiles, sin embargo el factor de daño inducido por el taponamiento de la grava y el daño a la permeabilidad, llega al valor de 30 y 40 cuando se aplica en zonas de muy alta permeabilidad (Aunque en formaciones con permeabilidad menor de 100 md el factor de daño después de instalar el gravel pack es menor de 10)

Anteriormente los ingenieros de campo probaban con varios métodos de terminación hasta que obtenían resultados razonables en el yacimiento. Este método de ensayo y error requería de costos significativos y muchas horas-hombre.

Con el mejoramiento de la tecnología, esta práctica dejó de realizarse y ahora se elige el mejor método basado en un estudio de la resistencia de la formación y de la distribución de las permeabilidades al analizar un núcleo. Todo esto ayuda a minimizar los problemas de arenamiento.

Casos Típicos observados en el Campo.

A continuación se presentan algunos casos reales de problemas de arenamiento que se originaron en campos petroleros de E.U. y Europa, (solo los casos más representativos) se utilizan los datos reales de campo y el método que se utilizó en cada caso para solucionar el problema, y poner a producir nuevamente el pozo en cuestión.

1. Arena producida de una formación pobremente consolidada

Los problemas de arena de una formación pobremente consolidada es el caso que más frecuentemente se presenta. Esto normalmente ocurre durante la producción inicial o de el segundo ciclo de la producción después de haber cerrado el pozo.

La cantidad de arena producida en este caso puede ser significativa debido a que actúa la falla de corte mientras que la falla por tensión ocurre durante la limpieza de los disparos y ésta; es esporádica y generalmente de baja magnitud.

El pozo del cual se hace referencia fue perforado bajobalance, utilizando 12 disparos por pie de 4164 a 4228 pies. Se realizaron pruebas de flujo. No se observaron problemas de arena durante la primera prueba. La presión del pozo no podía ser disminuida sin una bomba, sin embargo después de instalar una bomba eléctrica sumergible, el pozo produjo arena primeramente en un rango de 1 al 4% de la corriente del pozo.

El problema de la producción de arena continuó hasta alcanzar un volumen del 20% del total del fluido, cuando se terminaba la segunda prueba de flujo. La caída de presión en el pozo (A_{pw}) fue aproximadamente de 360 psi.

Al realizar el análisis de estabilidad de las cavidades de la formación se encontró que la falla por corte ocurría cuando A_{pw} valía 600 psi. Antes de las pruebas de flujo se había pronosticado el arranque de la falla de corte sería de $A_{pw} = 600$ psi, 900 psi, 1200 psi y

1500 psi para formaciones con resistencia sin confinamiento de 80 psi, 240 psi, 420 psi, y 580 psi respectivamente.

2. Arena producida de formaciones de resistencia intermedia, después del rompimiento.

Una roca de resistencia intermedia es definida como una roca que tiene de 500 a 1000 psi de resistencia a la compresión sin confinamiento. Está consolidada pero se le puede hacer una muesca con la uña del dedo. Este tipo de formaciones no produce arena inicialmente, pero lo hace frecuentemente después del rompimiento del agua. La causa primaria de este problema de arena es la pérdida de la presión capilar, que mantiene unidas las partículas de arena, ya que la reducción de esta presión induce la falla por corte y al remover la zona fallada, se induce una falla por tensión debida a la fricción del flujo.

La presión del pozo es normalmente disminuida para mantener la producción de hidrocarburos en dos fases, debido a la reducción de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos con incremento de la saturación de agua. Finalmente, el taponamiento es causado por la migración de finos que se da con el alto porcentaje de agua.

Las pruebas de resistencia en núcleos antes de la terminación del pozo revelaron que las formaciones de resistencia intermedia tienen algunas zonas de intervalos débiles. Fue pronosticado que si estos intervalos débiles eran removidos por el diseño de las perforaciones; esta formación podría producir aceite sin problemas de arena antes de que se presentara el rompimiento del agua.

Los cálculos mostraron que la presión del pozo podría disminuir (sin problemas de arenamiento) en 100 psi, 1000 psi, y 2000 psi para formaciones con 200, 1000 y 1300 psi de resistencia sin confinamiento respectivamente, como se muestra en la figura 5.11

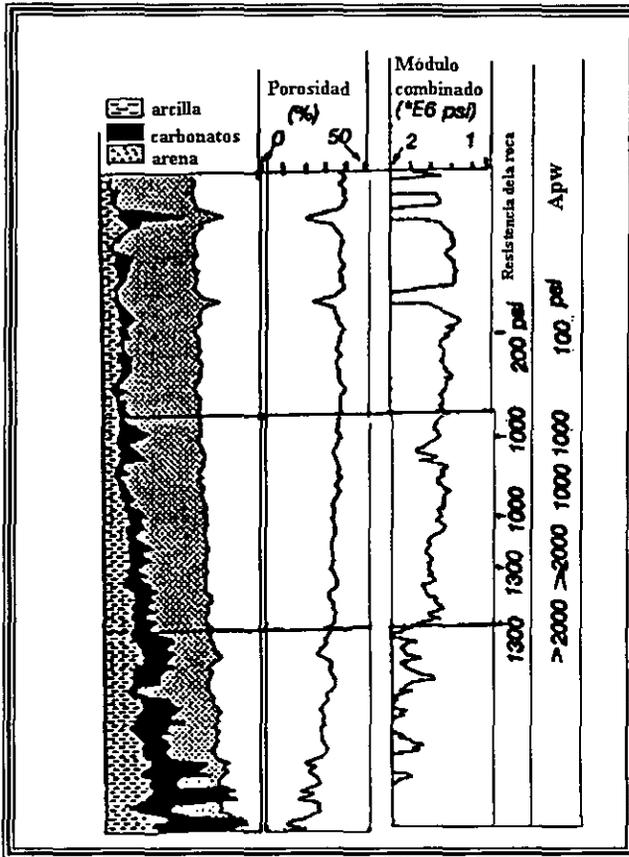


Fig. 5.11 Mineralogía y resistencia de la roca.

(Roca de resistencia intermedia y sensible a fallar con el rompimiento del agua.)⁽²⁹⁾

Puesto que el registro geofísico de propiedades mecánicas muestra una combinación del módulo de Young, el módulo de corte, o el perfil de cálculos de la caída de presión crítica; esto indica que es correcta la resistencia relativa de la roca, y estos datos pueden ser utilizados para evitar los intervalos débiles (teniendo menos de 800 psi de resistencia sin confinamiento, claro está) de el plan de perforaciones, o disparos.

Los problemas de arena en este yacimiento del Mar del Norte son causados por dos factores que preceden del rompimiento:

(1) Los pozos que están produciendo cerca de la zona crítica del agujero, inducen la falla de corte, gracias a la presión de flujo. La zona de falla de corte alrededor de las cavidades permanece intacta en la superficie de la cavidad debido a que la presión capilar es suficiente, antes del rompimiento. Estas zonas de falla, aún débiles todavía apoyan la superficie de la cavidad lo cual previene la propagación de dicha zona. Sin embargo, después de la pérdida de las fuerzas capilares con el rompimiento, la zona de falla es rápidamente lavada, y provoca la falla de tensión debido a la fricción de flujo. La pérdida de apoyo en la zona de corte causa una crecimiento de dicha zona. Esta extensión, alternada con el lavado de los granos de la roca resultan en una producción de arena.

(2) Los pozos que están produciendo cerca de la zona crítica del pozo, inducen la falla de tensión debido a la descarga, si el pozo es repetidamente cerrado. Normalmente estos pozos son frecuentemente cerrados.

Estos dos mecanismos son causados primeramente por la falla de corte, mientras la falla por tensión agrava la expansión de la falla de corte. En consecuencia, la pérdida de las fuerzas capilares agudiza los problemas de arena. Este tipo de problema puede ser atenuado reduciendo el gasto, pero esto afecta la productividad del pozo.

Otra forma de prevenirse es perforando las formaciones con resistencia suficiente sin inducir una zona de corte o sin reducir la presión del pozo para crear una gran zona de corte.

3. Arena producida de formaciones consolidadas con abatimiento de la presión del yacimiento

Una formación de areniscas consolidadas puede tener problemas de arenamiento (cuando la resistencia compresiva sin confinamiento excede de 1000 psi) si el esfuerzo efectivo *in-situ* llega a ser muy grande debido a el agotamiento del yacimiento. De cualquier forma el arenamiento es menor que en formaciones débiles.

Un caso particular se dio en un pozo perforado en 1981 en un yacimiento del Mar del Norte. La producción alcanzó los 12000 bpd después de perforar un intervalo adicional de 40 pies, no hubo problemas de arena a pesar de ser un gasto alto.

La presión del yacimiento declinó rápidamente como se muestra en la figura 5.12 donde las dos curvas indican la presión del yacimiento medida en dos estaciones. El rompimiento del agua se dio en septiembre de 1985, pero no se observó producción de arena después de este evento. Después, la presión del yacimiento comenzó a incrementarse debido a la inyección de agua, sin embargo una repentina y significativa producción de arena se presentó en enero de 1986. Durante los primeros meses de 1986 la producción de arena llegó a ser de (200 lb/1000 bls de aceite) y alternativamente la producción de arena aumentaba o era disminuida y en 1987 fue estabilizado en menos de 0.35 lb/1000 bls de aceite, en otros pozos del yacimiento el comportamiento fue similar.

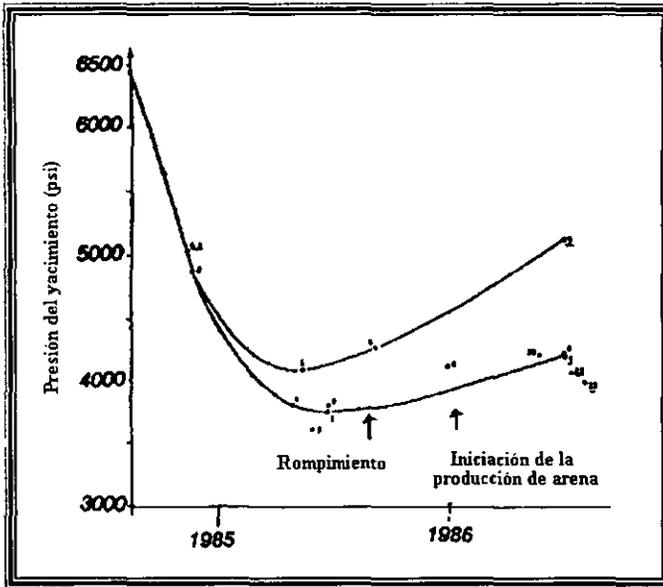


Figura 5.12 Historia de la presión del yacimiento, problema de arenamiento Inducido por el agotamiento de la presión para una roca consolidada.⁽²⁹⁾

4. Arena producida de formaciones consolidadas con altas fuerzas tectónicas horizontales

Normalmente, los dos esfuerzos *in-situ* principales, no son muy diferentes en zonas productoras de arena, ya que el módulo de Young en formaciones débiles es muy pequeño y esto reduce el efecto de movimientos tectónicos sobre los esfuerzos *in-situ*.

Sin embargo, si una formación se vuelve rígida con una porosidad baja, pequeños movimientos de tierra inducen grandes esfuerzos *in-situ* direccionales. Estos mismos esfuerzos pueden causar rompimiento de agujero, si el grado de cementación es pequeño.

Aún cuando el estado de esfuerzos alrededor del agujero, excede el esfuerzo límite del agujero, la roca que falla normalmente es la que está en la superficie del agujero con la fuerza diferencial del lodo a menos que la fuerza del fluido sea suficiente para llevarse a la formación que falla. La pegadura diferencial de las formaciones falladas, fu observada de núcleos donde algunos presentaban bandas de corte o desintegración, mientras que todos los demás nucleos de la misma localización estaban sólidos.

Cuando los disparos se realizan sobre alguna zona de falla como las que se han mencionado, se producirá una cavidad inestable y más grande de lo deseado, la cual tenderá a producir más arena, con el tiempo.

5. Arena producida con un gradiente de presión alto alrededor de la superficie de las cavidades

Las nuevas tecnologías en materia de terminación de pozos han desarrollados pistolas muy poderosas para realizar las perforaciones de los intervalos productores, ahora estas pueden realizar múltiples perforaciones con una gran penetración. La fricción del flujo alrededor de cada cavidad no es significativa si la densidad de las perforaciones excede de 6 disparos por pie con más de 1/3 de la capa productora perforada.

Estos adelantos técnicos han minimizado la producción de arena debido a que solo se presenta la falla por tensión y aunque es inducida por la de corte; es muy común. (La falla por tensión se induce en las zonas débiles debido a la falla de corte)

A pesar de todo, la permeabilidad de la formación alrededor de la superficie de la cavidad es dañada y la formación alrededor de la cavidad es debilitada debido al sacudimiento provocado por los disparos.

Estas zonas debilitadas son muy susceptibles por la fricción del flujo y por los cambios repentinos en el gasto. Como se muestra en la figura 5.13 el ritmo de producción de arena se incrementa repentinamente con un cambio de flujo y luego sigue una rápida declinación en la producción de arena.

Normalmente la producción de arena va hacia cero aunque el detector de arena frecuentemente indica un fondo con "ruido" causado por el flujo de líquido.

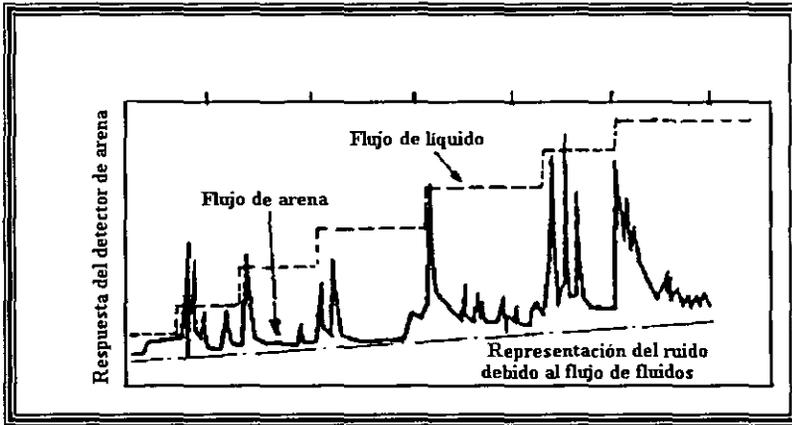


Figura 5.13 Falla por tensión, durante el acondicionamiento del pozo.⁽⁴⁾

A continuación se agrega una tabla con los datos de los yacimientos para cada uno de los tipos de problema que se presentan:

Tabla 5.1 Descripciones del yacimiento y condiciones de los pozos.

(a) Formación poco consolidada

Prueba de flujo 1 ---- Flujo natural

Gasto final de flujo

Aceite:	30 bpd	Agua:	0.1 bpd
Arena:	Rastros	Pwf:	1707 psi

Prueba de flujo 2 ---- Con bombeo

Gasto final de flujo

Aceite:	135 bpd	Agua:	38 bpd
Arena:	4 a 20 %	Pwf:	1430 psi
Piy:	1787 psi	Ty:	82 °F
Kprom.	2869 md	Daño:	-0.7
Porosidad:	0.28	Sw:	0.30 a 0.35
Densidad:	15 °API	Viscosidad del aceite:	195 cp

(b) Roca de resistencia intermedia con problemas de arenamiento después del rompimiento.

Profundidad de referencia:	6070 pies	Presión inicial:	4496 psi
Densidad del aceite:	0.76 g/cc	Viscosidad del aceite:	0.6 cp
Kefec.:	220 md	Porosidad:	0.3 - 0.35
Sw:	20 %	Ty:	160 °F
Diámetro del pozo:	12.25"	Diámetro de pistola:	5-6"
Carga:	22.7 - 32 g	Densidad de los disparos:	12 tiros/pie
Diámetro de los disparos:	0.48 - 0.83"	Penetración:	8.4 - 14.5"

(c) Rocas consolidadas con problemas de arena después del agotamiento del yacimiento.

Profundidad de la formación: 9926 pie Presión de sobrecarga: 9080 psi
Esfuerzo inicial horizontal: 6900 - 7000 psi
Presión inicial del yacimiento: 6400 psi Ty: 225 ° F
Porosidad: 0.199 Swi: 0.341
Permeabilidad: 200 - 300 md Viscosidad del agua: 0.292 cp
Viscosidad del aceite: 1.1 cp

(d) Roca muy consolidada con problemas de arena debido a un alto esfuerzo horizontal in situ.

Presión inicial del yacimiento (a 12000 pies): 9400 psi
Presión actual del yacimiento: 5400 psi Espesor del yacimiento: 508 pies
Temperatura del yacimiento: 240 ° F Sw: 0.40
Swi: 35.5
Porosidad: 11.7 % Permeabilidad del aire: 17.5 md
Densidad del aceite: 28.7 ° API Viscosidad del aceite: 1.2 cp
Punto de burbujeo: 3400 psi RGA: 776 scf/stb

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Los mecanismos que permiten que exista producción de arena; son en su mayoría fenómenos complejos que involucran a la concentración de esfuerzos que actúa en las formaciones productoras y que son alteradas al romper el equilibrio en que se encuentran originalmente dichos esfuerzos, al perforar o bien cuando el pozo está produciendo. Mientras mayor sea la comprensión de estos eventos, se tendrán mayores oportunidades de predecir el arenamiento, y con esto evitar pérdidas energéticas importantes.
- La predicción de arena, realizada de una forma completa y objetiva es una poderosa herramienta, ya que el conocimiento de la resistencia de la formación en cuestión; es de vital importancia para planificar adecuadamente la vida del pozo, y con esto obtener el mayor provecho posible de los yacimientos en areniscas.
- La determinación de la máxima caída de presión en la cara de la formación es un parámetro muy importante, ya que esta ligada directamente con el gasto de producción y por lo tanto con las utilidades que entrega cada pozo. El conocimiento de dicha Δp nos permite maximizar la vida productiva del pozo en cada una de sus distintas etapas.
- El éxito de un tratamiento de control de arena, está basado en la comprensión de los factores que intervienen en un arenamiento como son los esfuerzos aplicados en la formación dentro de la zona de interés, y con esto construir un sencillo pero muy preciso modelo de esfuerzos, que podrá ser aplicable en otros intervalos del pozo, que

pertenezcan a la misma estructura, pero midiendo la presión de poro necesariamente, ya que tiene gran influencia en el esfuerzo mínimo.

- De la revisión bibliográfica en cuanto a los métodos de control de arena; el empacador de grava sigue gozando de los mayores privilegios, como la opción más viable, pero las nuevas tecnologías que han surgido van ganando terreno en cuanto a eficiencia, calidad, resistencia de los materiales a la corrosión y diseño; como lo podemos observar en los resultados de las pruebas realizadas en mallas, desarenadores, resinas, etc.

- El empacamiento de grava (gravel pack) es el método más empleado para controlar la producción de arena ya que presenta varias ventajas; no crea una restricción significativa en la productividad del pozo, a menos que llegue a ser taponado por arena; para agujeros entubados, el empacamiento maximiza el tamaño y número de perforaciones para incrementar la producción; el empacamiento de grava debe ser diseñado para permitir la producción de partículas finas, ya que impedir este proceso puede resultar en una pérdida de productividad; en las arenas heterogéneas es más difícil mantener la efectividad del empacamiento debido a que existe un amplio rango de tamaños de grano, lo cual reduce la eficiencia de cohesión de las partículas; la utilización de cierta exactitud de la malla seleccionada es de vital importancia para la productividad del pozo, cuando tenemos áreas heterogéneas.

Con base a lo anterior se recomienda:

- ❖ Darle la debida atención a los programas de los fluidos de perforación, selección de tuberías y procedimientos de operación de los pozos, además de seleccionar la terminación más adecuada de acuerdo a las condiciones tectónicas del pozo.

- ❖ Se recomienda utilizar algún modelo teórico para predecir fallas en el agujero, debido a los esfuerzos que actúan en la periferia del pozo y con esto seleccionar el tipo de lodo apropiado para prevenir una falla en la formación y evitar problemas posteriores de arenamiento.

- ❖ El aporte de la tecnología de la predicción de arena debe ser tomada en cuenta desde el diseño y planeación del pozo, y no simplemente para verificar si un pozo con una terminación dada es propenso a producir arena o no.
- ❖ Al poder calcular la máxima caída de presión causada en el pozo sin producir arena; con datos obtenidos de registros geofísicos podemos optimizar los beneficios de los yacimientos en areniscas, al poder producir sin contratiempos causados por una problemática producción de arena.
- ❖ Realizar una correcta evaluación de los métodos de control de arena, y con base a las características del pozo elegir la mejor opción en cuanto a controlar el flujo de arena, y a prevenir otro tipo de daño a la formación lo que repercute directamente en la productividad de la misma.

NOMENCLATURA

C	Cohesión (psi)
Co	Compresibilidad (kg/cm^2)
Co	Resistencia a la compresión uniaxial (psi)
d	Diámetro de la tubería, (pg.)
E	Módulo de Young (Gpa)
E	Eficiencia de flujo (Adim)
f	Factor de fricción (Adim)
H	Factor de fuerza de fluido (psi)
ISIP	Presión de cierre instantáneo de fractura (psi)
L	Longitud de la tubería, (pie)
L	Unidad de volumen de arena (m^3) (lb/1000bbl)
M	Número de Poisson (Adim)
N	Número de arcos
P	Presión (lb/pg^2)
Pp	Presión de poro (psi)
Pw	Presión ejercida por la columna de lodo (psi)
Qg	Gasto de gas, (MMscf/d)
Ql	Gasto de líquido, (bpd)
RI	Radio de arco de arena (cavidad) (cm)
Sf	Factor de suavidad (Adim)
So	Resistencia inherente al corte o cohesión del material (psi)
	Índice de Productividad ($\text{Sm}^3/\text{D}/\text{Kpa}$)
Ws	Arena producida (Kg) (g) (lb)

Δp	Presión diferencial (psi) (atm)
Δp_c	Presión de terminación (psi)
Δp_D	Declinación de la presión del yacimiento (psi)
Δp_r	Caída de presión en la sección del yacimiento (psi)
$\Delta \sigma$	Esfuerzo diferencial (psi)
β	Angulo de falla de la roca (grados)
β_b	Compresibilidad de la roca
β_m	Compresibilidad de la matriz
∂p	Diferencial de presión (Mpa)
Σx	Deformación lateral inducida (Adim)
Σz	Deformación longitudinal (Adim)
σ	Fuerza normal en el cuerpo (N)
σ_c	Resistencia a la compresión (psi)
σ_m	Presión efectiva promedio (atm) (kg/cm ²) (psi)
σ_x	Esfuerzo de sobrecarga en la dirección x (psi)
σ_y	Esfuerzo de sobrecarga en la dirección y (psi)
σ_z	Esfuerzo de sobrecarga en la dirección z (psi)
$\sigma_1 \sigma_2 \sigma_3$	Componentes del esfuerzo principal (psi)
μ	Coefficiente de fricción interna (Adim)
μ	Relación de Poisson (Adim)
τ	Esfuerzo de corte (psi)
θ	Porosidad fraccional (fracción) (porcentaje)
ρ_s	Densidad de la arena (g/cc)
ϕ	Ángulo de fricción interna (grados)

γ'	Gravedad específica del líquido (g/cc)
γ_g	Gravedad específica del gas (lb/pie ³)
β	Ángulo de la gráfica de esfuerzos de Mohr-coulomb (grados)
ΔP	Caída de presión de fluido crítica, psi
τ_0	Resistencia de cementación, psi
τ_0	Resistencia al corte a una presión de grano vertical cero, en la gráfica de Mohr, psi
σ_c	Presión capilar, psi
σ_1	Presión de grano vertical efectiva, psi
Go	Módulo de corte bajo una presión de grano vertical y lateral de valor cero, psi
S	Esfuerzo compresivo sin confinamiento, psi
Tan Ψ_c	Cambio de módulo de corte por unidad de cambio de presión de grano vertical, psi
Tan β	Cambio de resistencia al corte por unidad de cambio de presión de grano vertical, psi.

A P E N D I C E 1

Relación del módulo de corte con la resistencia al corte

La relación de los valores del módulo, con los valores de resistencia llega a ser evidente si se consideran los resultados de las pruebas de resistencia hechas en núcleos cilíndricos de arena montados en un equipo triaxial.

La presión de grano lateral (σ_3) es aplicada alrededor de la superficie cilíndrica y la presión de grano vertical, σ_1 se incrementa hasta que la muestra falla.

La figura 1 contiene a la curva etiquetada $\sigma_3 = 0$ psi

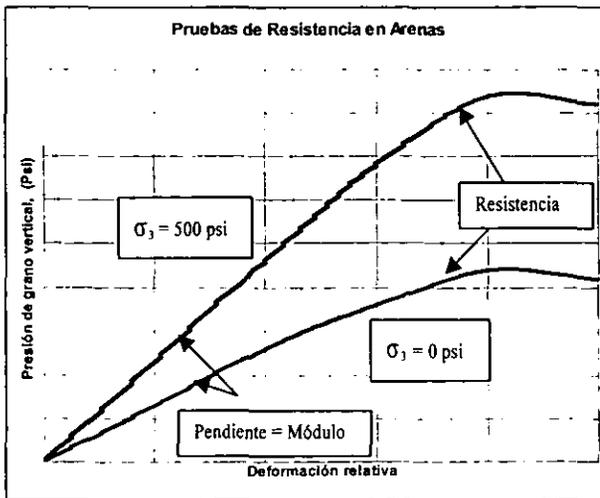


Fig. 1 Comportamiento de las pruebas de resistencia.⁽³⁴⁾

La presión de grano vertical aplicada se grafica contra la deformación relativa de la muestra para el caso de que la presión de grano lateral sea cero.

El módulo es la pendiente de la porción de línea recta de esta gráfica. Si la prueba ha sido realizada en un alto nivel de presión de grano lateral, la falla podría ocurrir en el mismo valor de deformación relativa; sin embargo la presión de grano vertical requerida para causar la falla debería ser

incrementada para un valor igual a la presión de grano lateral. La curva para esta prueba es etiquetada con $\sigma_3 = 500$ psi en la figura 1.

Se debe hacer notar que el módulo, o pendiente de la porción recta de la curva, se ha incrementado de acuerdo con la resistencia, o presión de grano requerida para causar la falla. Las pruebas anteriores han sido hechas en compresión con el procedimiento común; sin embargo se pueden observar resultados análogos realizando las pruebas con esfuerzos de corte.

La figura 2 es una gráfica que muestra la relación existente entre la resistencia de corte, presión de grano lateral, y presión de grano vertical.

Es conocido como gráfica de resistencia de Mohr-Coulomb. Las presiones de grano lateral y vertical bajo condiciones de falla son graficadas en el eje horizontal. Estos valores forman el diámetro del círculo de Mohr, el cual es tangente a la línea recta de la gráfica. Los círculos para los dos casos mencionados son ilustrados en la figura 2. Para el caso de presión lateral de grano cero, la presión de grano vertical del círculo de Mohr define la resistencia a la compresión sin confinamiento. Finalmente cualquier punto en la línea recta de la gráfica de Mohr representa la resistencia al corte a la presión de grano vertical en ese punto.

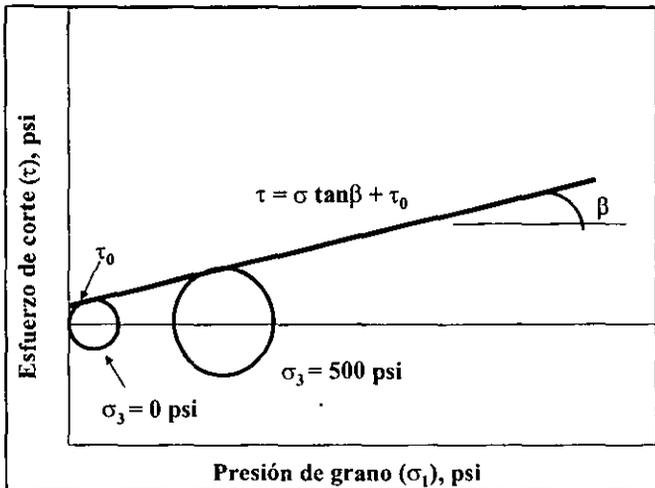


Figura 2 Gráfica de Resistencia de Mohr- Coulomb.⁽³⁴⁾

Asimismo, la gráfica del módulo de la línea recta contra la presión de grano vertical en un yacimiento de arena es mostrada en la figura 3.

Los valores del módulo de corte fueron calculados usando datos de registros sísmicos y de densidad. La presión lateral de grano que actúa en las arenas a través de las cuales viajan las ondas acústicas fueron generadas por fuerzas de la formación actuando en un cuerpo elástico.

El incremento en el valor para estas presiones de grano laterales, a cada incremento para la presión de grano vertical, depende de las propiedades mecánicas de cada arena.

La gráfica del módulo de corte es dibujada en la figura 3. Nótese la proporcionalidad entre el resistencia al corte de la figura 2 y el módulo de corte de la figura 3, teniendo en mente que si la resistencia es cero, el valor del módulo también debe ser cero.

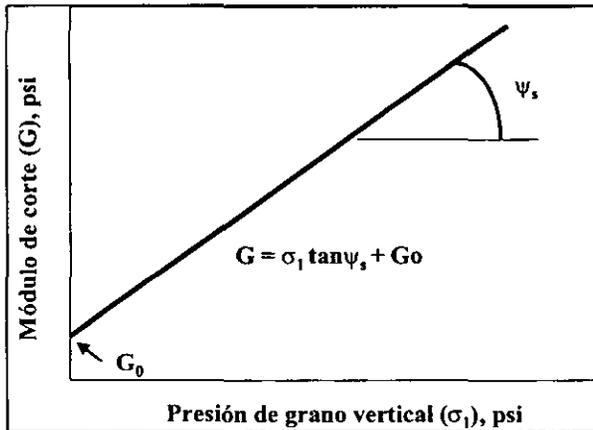


Fig. 3 Gráfica del módulo de corte, calculados a partir de datos de registros sísmicos y de densidad.⁽³⁴⁾

Finalmente, datos de Wuerker³⁰ para arenas pueden ser usados para mostrar la relación entre el módulo de corte y la resistencia al corte. Wuerker presentó valores calculados del módulo de corte para arenas, utilizando ondas acústicas y datos de densidad, también reportó resultados de pruebas de resistencia a la compresión para las mismas arenas. Una regresión lineal de los datos proporcionó la siguiente ecuación:

$$G_0 = 90S + 0.0024 \times 10^6 \quad (1)$$

Donde:

G_0 : Valor del módulo de corte bajo una presión de grano vertical y lateral de valor cero, aplicada en el extremo de la muestra de arena, psi

S : Resistencia a la compresión sin confinamiento.

El desarrollo del procedimiento comienza con la proporcionalidad entre la resistencia al corte y la gráfica del módulo de corte discutida anteriormente.

$$(G_0)/(\tau_0) = (\tan \psi_s) / (\tan \beta) \quad (2)$$

Donde:

G_0 : Módulo de corte bajo presión de grano vertical cero y presión de grano cero, aplicada en el pozo durante la toma del registro, psi.

τ_0 : Resistencia al corte a una presión de grano vertical cero, en la gráfica de Mohr- Coulomb, psi

$\tan \psi_s$: Cambio del módulo de corte por unidad de cambio de presión de grano vertical es 0.000461×10^6

$\tan \beta$: Cambio de la resistencia al corte por unidad de cambio de presión de grano vertical.

El valor para τ_0 puede ser expresado en términos de la resistencia a la compresión sin confinamiento S ; y β a través del uso del círculo de falla de Mohr para condiciones sin confinamiento. La presión lateral de grano es cero y la presión de grano vertical es S , entonces:

$$\tau_0 = \frac{S}{2} \{ \sin(90 - \beta) - \tan \beta [1 - \cos(90 - \beta)] \} \quad (3)$$

Utilizando valores derivados del registro para G_o y $\tan \psi_s$ es posible ahora resolver para los parámetros de resistencia *in situ* de una arena.

Si las pruebas no arrojan valores aceptables para la resistencia a la compresión sin confinamiento, o no tenemos dichos valores, podemos estimar S de la ecuación 1 donde el valor de G_o es obtenido de los registros del pozo.

Ejemplo:

El valor de G_o para arenas de la Costa del Golfo fue determinado como: 0.16×10^6 psi de la ecuación 1; $S = 1567$ psi.

De la ecuación 3, tenemos:

$$\left(\frac{1567}{2}\right)\{\sin(90 - \beta) - \tan\beta[1 - \cos(90 - \beta)]\}$$

y de la ecuación 2:

$$\frac{0.16 \times 10^6}{\tau_0} = \frac{0.000461 \times 10^6}{\tan\beta}$$

La solución simultánea de las dos ecuaciones proporciona los valores de resistencia *in situ* $\tau_0 = 334$ psi y $\beta = 43.9^\circ$

La relación de Poisson puede obtenerse rápidamente empleando una carta para formaciones de arenas débiles, conociendo el ángulo de Mohr β , la presión de grano vertical *in situ* σ_1 y el módulo combinado a una presión de grano cero, R_o .

Empleando:
$$R_o = \frac{4}{3} G_o + k \quad (4)$$

Donde: G_o : Módulo de corte a una presión de grano cero, psi

R_o : Módulo combinado a una presión de grano cero, $\text{psi} \times 10^{-6}$

K : Módulo de la roca, $\text{psi} \times 10^{-6}$

También puede obtenerse de la gráfica (fig. 4)

La correlación entre R_o y los valores de módulo de la roca k , para sistemas porosos llenos de líquido fueron reportados con anterioridad. La porción de la correlación pertinente para arenas débiles se muestra en la fig. 4

Para los casos en que las arenas contengan gas, se suma 0.3×10^6 para R_o y se lee K de la gráfica, (figura 4) luego se resta 0.3×10^6 del valor K para llegar al módulo de la roca de la arena que contiene gas.

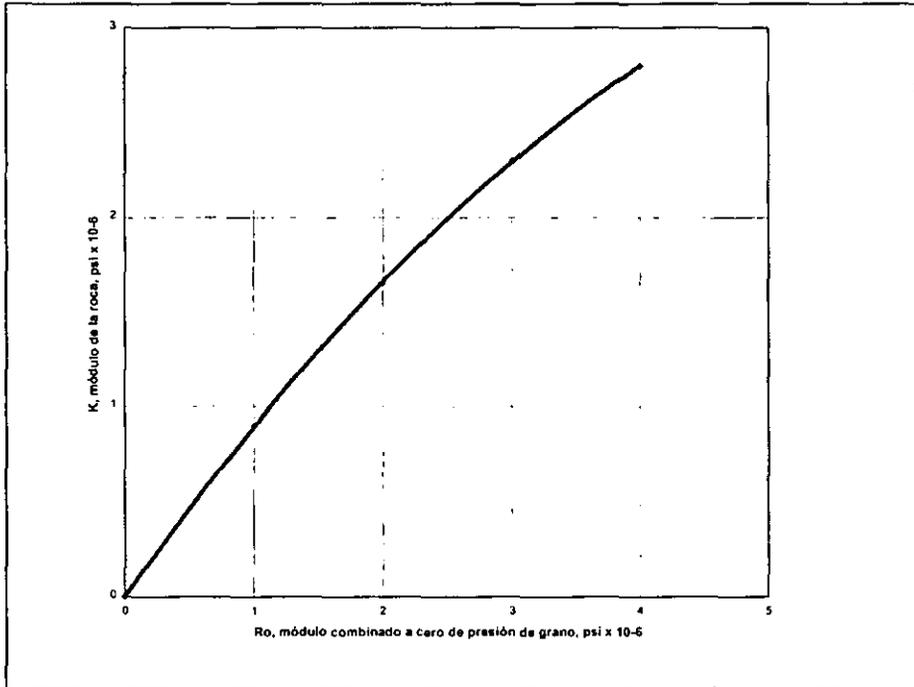


Fig. 4 Módulo de la roca para arenas frías, llenas de líquido.⁽³⁴⁾

Después se entra a la carta para evaluar la relación de Poisson y se obtiene el valor de μ . (Ver figura 5)

En ocasiones también se puede aplicar la ecuación:

$$\mu = \frac{(3K - 2G)}{(6K + 2G)}$$

El procedimiento arroja resultados muy satisfactorios, basándonos en datos reales de los registros geofísicos.

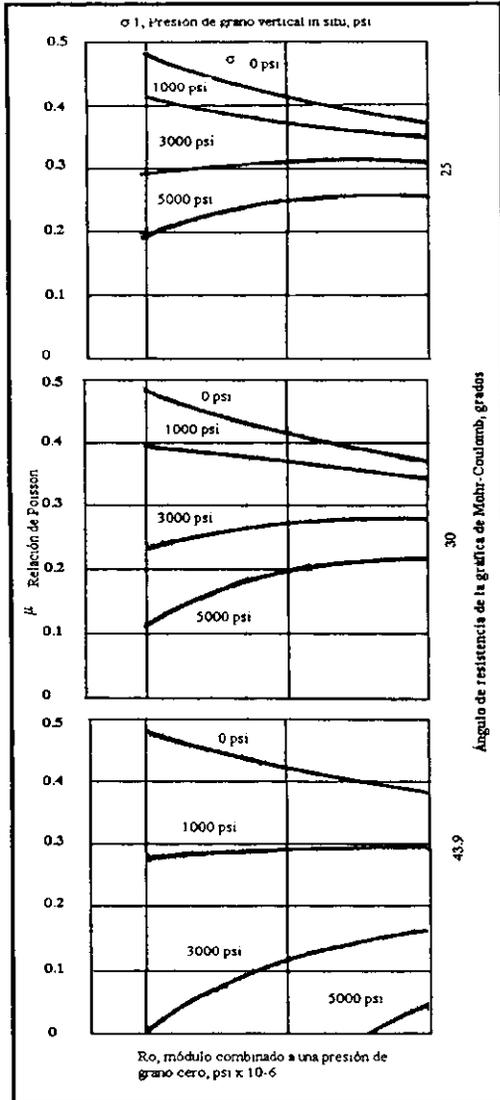


Fig 5 Carta para obtener la relación de Poisson, μ ⁽³⁴⁾

APENDICE 2

Programa de Cómputo

Los cálculos presentados en la sección 4.7 para calcular la caída de presión máxima, a fin de evitar la producción de arena; pueden realizarse con la ayuda de este sencillo programa; para obtener los valores de ΔP a las distintas condiciones expuestas anteriormente.

```

VERSION 5.00
Begin VB.Form Form1
    Caption       = "Cálculo de la Caída de Presión Máxima"
    ClientHeight  = 3195
    ClientLeft    = 165
    ClientTop     = 735
    ClientWidth   = 4680
    LinkTopic     = "Form1"
    ScaleHeight   = 3195
    ScaleWidth    = 4680
    StartUpPosition = 3 'Windows Default
    Begin VB.Menu mnuArchivo
        Caption     = "&Archivo"
        Begin VB.Menu mnuSalir
            Caption  = "&Salir"
        End
    End
    Begin VB.Menu mnuTipoEstructura
        Caption     = "&Tipo de Estructura"
        Begin VB.Menu mnuConEstructura
            Caption  = "&Estructura de Arco"
            Begin VB.Menu mnuConEstFlujoLineal
                Caption = "Flujo lineal"
            End
            Begin VB.Menu mnuConEstEstadoEstable
                Caption  = "Flujo en estado estable"
            End
        End
        Begin VB.Menu mnuSinEstructura
            Caption  = "&Sin Estructura de Arco"
            Begin VB.Menu mnuSinEstFlujoLineal
                Caption = "Flujo lineal"
            End
            Begin VB.Menu mnuSinEstEstadoEstable
                Caption  = "Flujo en estado estable"
            End
        End
    End
End
Attribute VB_Name = "Form1"
Attribute VB_GlobalNameSpace = False
Attribute VB_Creatable = False

```

```

Attribute VB_PredeclaredId = True
Attribute VB_Exposed = False
Dim a As Double
Dim b As Double
Dim c As Double
Dim d As Double
Dim e As Double
Dim dTo As Double
Dim dPg As Double
Dim dMu As Double
Dim AP As Double
Dim Beta As Double

Private Sub mnuConEstEstadoEstable_Click()
Beta = InputBox("Dame el ángulo de fricción, grados")
dTo = InputBox("Dame la resistencia de cementación, psi")
dPg = InputBox("Dame la presión de grano vertical, psi")
dMu = InputBox("Dame la relación de Poisson")
a = Sin(Beta * 0.0174)
b = Tan(Beta * 0.0174)
c = 1 - Sin(Beta * 0.0174)
d = 1 + Sin(Beta * 0.0174)
e = dMu / (1 - dMu)
AP = ((2 * dTo * a) / (b * (c + d - e))) + ((d * 25) / (c + d - e)) +
((dPg * (e - c)) / (c + d - e))
MsgBox "La caída de presión para una estructura de arco con flujo en
estado estable es: " & AP & " PSI" & Chr(10) & Chr(13) & _
"Tus datos de entrada son:" & Chr(10) & Chr(13) & _
"Angulo de fricción= " & Beta & Chr(10) & Chr(13) & _
"Resistencia de cementación= " & dTo & Chr(10) & Chr(13) & _
"Presión de grano vertical= " & dPg & Chr(10) & Chr(13) & _
"Relación de Poisson= " & dMu
End Sub

Private Sub mnuConEstFlujoLineal_Click()
Beta = InputBox("Dame el ángulo de fricción, grados")
dTo = InputBox("Dame la resistencia de cementación, psi")
dPg = InputBox("Dame la presión de grano vertical, psi")
dMu = InputBox("Dame la relación de Poisson")
a = Sin(Beta * 0.0174)
b = Tan(Beta * 0.0174)
c = 1 - Sin(Beta * 0.0174)
d = 1 + Sin(Beta * 0.0174)
e = dMu / (1 - dMu)
AP = ((2 * dTo * a) / (b * d)) + 25 + ((dPg * (e - c)) / (d))
MsgBox "La caída de presión para una estructura de arco con flujo
inicial es: " & AP & " PSI" & Chr(10) & Chr(13) & _
"Tus datos de entrada son:" & Chr(10) & Chr(13) & _
"Angulo de fricción= " & Beta & Chr(10) & Chr(13) & _
"Resistencia de cementación= " & dTo & Chr(10) & Chr(13) & _
"Presión de grano vertical= " & dPg & Chr(10) & Chr(13) & _
"Relación de Poisson= " & dMu
End Sub

Private Sub mnuSalir_Click()
End
End Sub

```

```

Private Sub mnuSinEstEstadoEstable_Click()
Beta = InputBox("Dame el ángulo de fricción, grados")
dTo = InputBox("Dame la resistencia de cementación, psi")
dPg = InputBox("Dame la presión de grano vertical, psi")
dMu = InputBox("Dame la relación de Poisson")
a = Sin(Beta * 0.0174)
b = Tan(Beta * 0.0174)
c = 1 - Sin(Beta * 0.0174)
d = 1 + Sin(Beta * 0.0174)
e = dMu / (1 - dMu)
AP = (((2 * dTo * a) / (b * c)) + ((d * 25) / (c)) - dPg * c) / (c
+ d)
MsgBox "La caída de presión sin estructura de arco con flujo en
estado estable es: " & AP & " PSI" & Chr(10) & Chr(13) & _
"Tus datos de entrada son:" & Chr(10) & Chr(13) & _
"Angulo de fricción=" & Beta & Chr(10) & Chr(13) & _
"Resistencia de cementación=" & dTo & Chr(10) & Chr(13) & _
"Presión de grano vertical=" & dPg & Chr(10) & Chr(13) & _
"Relación de Poisson=" & dMu
End Sub

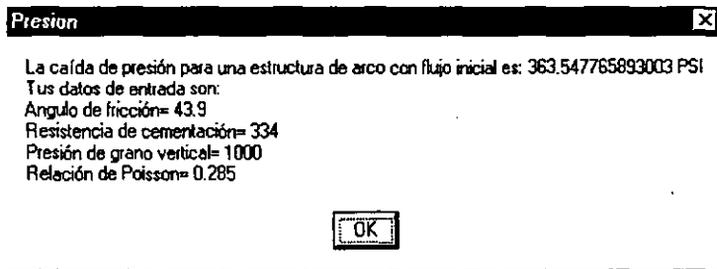
```

```

Private Sub mnuSinEstFlujoLineal_Click()
Beta = InputBox("Dame el ángulo de fricción, grados")
dTo = InputBox("Dame la resistencia de cementación, psi")
dPg = InputBox("Dame la presión de grano vertical, psi")
dMu = InputBox("Dame la relación de Poisson")
a = Sin(Beta * 0.0174)
b = Tan(Beta * 0.0174)
c = 1 - Sin(Beta * 0.0174)
d = 1 + Sin(Beta * 0.0174)
e = dMu / (1 - dMu)
AP = ((2 * dTo * a) / (b * d)) + 25 - ((dPg * (c)) / (d))
MsgBox "La caída de presión sin una estructura de arco con flujo
inicial es: " & AP & " PSI" & Chr(10) & Chr(13) & _
"Tus datos de entrada son:" & Chr(10) & Chr(13) & _
"Angulo de fricción=" & Beta & Chr(10) & Chr(13) & _
"Resistencia de cementación=" & dTo & Chr(10) & Chr(13) & _
"Presión de grano vertical=" & dPg & Chr(10) & Chr(13) & _
"Relación de Poisson=" & dMu
End Sub

```

DESPLIEGUE DE RESULTADOS DEL PROGRAMA



Este programa realiza los cálculos del ejemplo expuesto en el Capítulo IV, de la máxima caída de presión para evitar arenamiento y es alimentado de los datos obtenidos en los registros geofísicos, así como de la consideración de la presión capilar valuada como 25 psi, y de la obtención de algunos valores gráficos.

Conocer el valor de Δp , nos permite programar una estrategia de producción, al manejar siempre un gasto de flujo que evite problemas de arenamiento; y con esto obtener un aprovechamiento óptimo de la vida productiva del pozo y de los yacimientos en areniscas, así como proteger al equipo superficial y tuberías de ataques de corrosión y desgaste prematuro; provocados por el flujo de arena.

REFERENCIAS:

1. Kjørholt H. and Joranson H.: "Advanced Sand Prediction in a User Friendly Wrapping" paper SPE 47333, 1998
2. Fjaer E., Holt R. and Risnes R., 1992: Petroleum related rock mechanics. Elsevier Science Publishing Company Inc.
3. Tixier M.P. and Loveless G.W., Anderson R.A.: "Estimation of Formation Strength from Mechanical Properties Log." JPT March 1975 (283-293) Paper SPE 4532
4. Massie, Land Nygaard, O. "Gullfaks Subsea Wells: An Operator's Implementation of a New Sand Production Prediction Model." SPE 16893, September 1987.
5. Jumikis A. 1983 Rock Mechanics Gulf Publishing Company
6. Veeken C.A., Davies D.R. et al : "Sand Production Prediction Review: Developing an Integrated Approach" SPE 22792 1991
7. Adams, Neal: "Drilling Completion Penwell Books 1984
8. Geertsma J.: "Some Rock-Mechanical Aspects of oil and gas Completions European Offshore Petroleum Conference October 1978
9. Penberthy W.L Jr. and Cope B.J. "Design and Productivity of Gravel-Packed Completions Paper SPE 8428 October 1980.
10. Bratli, R.K., Horsrud P. and Risnes R. "Rock Mechanics Applied to the Region a Wellbore"
11. Santarelli, F.J. and Detienne J.L., 1989; "Determination of the Mechanical Properties of Deep Reservoir Sandstones to Assess the Likelihood of Sand Production," in Rock at Great Depth" V. Maury & Fuormaintraux (eds) Balkema Rotterdam. P.779-787
12. Abbas H.H., Wilson J.M., Venditto J.J., and Voss R.E.: "Stimulating Weak Formations Using New Hydraulic Fracturing and Sand Control Approaches" SPE 25494 March, 1993
13. Zhang, J., Rai C.S., Sondergeld C.H. "Mechanical Strength of Reservoir Materials: Key Information for Sand Prediction" paper SPE/ISRM 47365, July 1998

14. Deere, D.U. and Miller R.P.: "Engineering Classifications and Index Properties for Intack Rocks" Technical reports No AFWL-TR-65-116. Air Forces Weapons Laboratory 1966.
15. Morita, N. and Whitfill, D.L. "Realistic Sand Production Prediction: Numerical Approach." SPE 16989 1987.
16. Skjaerstein A. And Tronvoll J. "Effect of Water Breakthrough on Sand Production: Experimental and Field Evidence"
17. Weissenburger K.W. and Morita, N. "The Engineering Approach to Sand Production Prediction " SPE 16892 1987.
18. Morita, N. and Withfill D.L. "Parametric Study of Sand Production Prediction: Analytical Approach" SPE 16990 1987.
19. Desroches J. Y T.E. Woods "Stress Measurements for Sand Control" SPE/ISRM 47247
20. Tronvoll J. and Fjaer E " Experimental Study of Sand Production from Perforation Cavities
21. Suman O. George "Sand Control Handbook" Series World Oil.
22. Fletcher P.A., Montgomery C.T. "Using Fracturing as a Technique for Controlling Formation Failure"
23. Coberly A.D. y Wagner L. "Some considerations in the selection and instalation of gravel pack for oil wells"
24. Saucier R.J. "Gravel Pack desing considerations" Paper SPE 4030, 1972
25. Lester S, Malbrel C. And Whitlock M. "Field Application of a New Cleanable and Damage Tolerant Downhole Screen.
26. Weber L. Caothien S and Hashemi R. "A Novel Screen Technology for Sand Production in Convencional and Coiled Tubing Desings"
27. Fitzgerald R.W. "Mecánica de Materiales " Fondo Educativo Interamericano, 1984.
28. Russel P. Johnson; *Petróleo Internacional* sep/oct 1998 Año 57 No. 6 p.p.42-48
29. Morita N. and Boyd P.A. "Typical Sand Production Problems: Case Studies and Strategies for Sand Control" Paper SPE 22739, 1991.
30. Wuerker R.B. "Annotated Tables of Strength and Elastic Properties of Rocks" *Petroleum Transactions Reprint Series No. 6, Drilling*, 1962.

31. Shnkoor H.J. "Wireline Installed Sand Screen Saves Expensive Well Workover." World Oil; agosto de 1996.
32. Dusseault M.B. y Santarelli F.J. " A Conceptual Model for Massive Solids Production in Poorly-consolidated Sandstones" In Rock at Great Depth 1989 V. Maury & Fourmaintraux (eds.) Balkema Rotterdam.
33. Bradley, H.B. "Petroleum Engineering Handbook" SPE 1987.
34. Stein, N. "Estimate Formation Strength Using Log Data" World Oil; noviembre de 1987