

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **DIAGNÓSTICO DEL PROBLEMA DE PRODUCCIÓN DE ARENA Y DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DEL MÉTODO MÁS ADECUADO PARA SU CONTROL EN EL AREA MAYOR DE SOCORORO**

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo  
Por los Brs. Díaz Cristian E.  
Díaz Yoslery C.

Caracas, Abril 2002

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **DIAGNÓSTICO DEL PROBLEMA DE PRODUCCIÓN DE ARENA Y DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DEL MÉTODO MÁS ADECUADO PARA SU CONTROL EN EL AREA MAYOR DE SOCORORO**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Luis Norberto Bueno.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Sergio Cigüela.

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo  
Por los Brs. Díaz Cristian E.  
Díaz Yoslery C.

Caracas, Abril 2002

## DEDICATORIA

*A Dios por darme la vida y brindarme toda la paz espiritual necesaria para lograr todas mis metas...*

*A toda mi familia por acompañarme y quererme en todo momento. Muy especialmente a mis padres, a ti mamá y a ti papá por ser la luz a seguir y la guía de mi vida... por darme toda su sabiduría y su amor, por enseñarme el valor de la vida, la importancia de la paciencia, la tolerancia y la perseverancia, principios que me permitieron llegar hasta donde estoy y ser lo que soy...este logro es para ustedes...*

*A Victor y Omar, mis hermanos y amigos...*

*A mis seres queridos que lamentablemente no están físicamente pero espiritualmente siempre me han ayudado, gracias abuelos, abuela...*

*A ti Lisbeth, por estar a mi lado desde el inicio de mi carrera como amiga y compañera, por brindarme tu apoyo en los momentos difíciles y tu sonrisa en los momentos felices... A ti por quererme...*

*Cristian Ernesto Díaz*

*A mi madre querida porque la amo,  
A mis hermanos porque los amo,  
A mi padre DIOS por darme la vida.*

*Yoslery Díaz*

## **AGRADECIMIENTOS**

Al Ingeniero Sergio Cigüela por su valioso aporte para el desarrollo de este trabajo especial de grado y al geólogo Enrique Poleo por su tiempo y la gran ayuda prestada.

A PetroUCV por darnos la oportunidad de poder aplicar cada uno de los conocimientos adquiridos en la universidad y en la vida.

A las personas que laboran en PetroUCV especialmente a la Gerencia de Yacimiento al Ingeniero Patiño, al Ingeniero Salazar por sus valiosos y oportunos consejos, a la Gerente de Yacimiento Mariangela Capello por la oportunidad brindada y su apoyo para la realización de este trabajo. De igual manera a la Gerencia de perforación especialmente el Ingeniero Alzurú.

A la Señora Lydia Méndez por ayudarnos a todos.

Cristian Díaz

Yoslery Díaz

A todos los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo por brindarme sus enseñanzas y experiencias, y muy especialmente al Profesor Norberto Bueno, pilar fundamental en mi formación como profesional y en la culminación de este trabajo, y al Profesor Victor Escalona, por sus consejos, y su confianza hacia mí...

A mi mamá por aconsejarme y en enseñarme el amor hacia la vida... A mi papá por guiarme y ayudarme a ser fuerte en los momentos difíciles... Sin el apoyo de ustedes yo no estaría aquí...

A mis hermanos por comprenderme y apoyarme...

A ti Lisbeth por estar siempre allí a mi lado, soportándome...

A ustedes amigos, Hamilton, Juan, Alberto, Yoslery, Yamel, Daniel que han sabido brindarme su mano cálida en los momentos apropiados...

A todas aquellas personas que de alguna u otra manera me ayudaron y apoyaron en la culminación de este trabajo.

Cristian Ernesto Díaz

A DIOS por ser el padre que lleva de la mano a sus hijos, por ser el guiador de mis pasos.

A mi virgen querida COROMOTO por darme amor, por darme consuelo y esperanza, para lograr los objetivos que DIOS me ha encomendado.

A mis protectores particulares Juan Antonio y mi tía por interceder por mí ante DIOS.

A los Profesores de la UCV por depositar en mí todos sus conocimientos, especialmente el Profesor Nelson M<sup>c</sup> Qhuac y el Profesor Norberto Bueno.

Muy especialmente a mí madre por quererme tanto, a mis hermanos por estar siempre conmigo, a mí padrino.

A Cesar por compartir mis mejores y peores momentos, por quererme, comprenderme y por apoyarme siempre.

A mi compañero de penurias Cristian Díaz por soportarme en todo este tiempo.

A mis amigos por darme aliento en los días más fuertes de mi vida.

A todas aquellas personas que me ayudaron intelectualmente y emocionalmente en todo este tiempo.

Yoslery Díaz

**Díaz Cristian E.**

**Díaz Yoslery C.**

# **DIAGNÓSTICO DEL PROBLEMA DE PRODUCCIÓN DE ARENA Y DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DEL MÉTODO MÁS ADECUADO PARA SU CONTROL EN EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO**

**Tutor Académico: Ing. Luis Norberto Bueno. Tutor Industrial:**

**Ing. Sergio Cigüela. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de**

**Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2002, 154 p.**

**Palabras Claves:** Control de producción de arena, migración de finos, empaque con grava, granulometría.

**Resumen.** Durante la vida productiva de los pozos se presentan diferentes problemas y/o situaciones que afectan de manera negativa y significativa su productividad, tales problemas son: daño a la formación, producción de arena, producción de agua y depósitos orgánicos e inorgánicos, entre otros. La producción de arena en el Área Mayor de Socororo ha sido un problema desde los inicios de la explotación de los campos que incluye, y a pesar de los mecanismos implementados en el área, no se ha logrado eliminar ni controlar eficientemente. En este trabajo se determinaron las causas y las características del problema de arenamiento en el área, y se desarrolló una metodología que permite la aplicación correcta de mecanismos óptimos de control de arena que cooperarán a la maximización de la vida productiva de las nuevas localizaciones y de los pozos a rehabilitar. Con esta metodología se enfatiza la importancia que tienen los ensayos de granulometría y control de calidad durante la selección de la grava adecuada, material de soporte a utilizarse con el mecanismo de control de arena seleccionado (empaque con grava, frac and pack, etc.). Por último, se revisan aquí tecnologías emergentes que permiten aumentar la productividad y la vida efectiva de los pozos de manera rentable.

# ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN	v
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABLAS	xii
1. INTRODUCCIÓN	1
2. MARCO TEÓRICO	3
2.1 Producción de arena.	3
2.1.1 Origen de la producción de arena	3
2.1.2 Arcos de Arena	5
2.1.3 Producción de Finos	6
2.2 Geomecánica	6
2.2.1 Circulo de Mohr y las causas del arenamiento	7
2.2.1.1 Cohesión	9
2.2.1.2 Tensión	9
2.2.1.3 Colapso de poro	10
2.2.1.4 Corte o cizallamiento	11
2.3 Factores que afectan la producción de arena	11
2.4 Arenamiento y daño a la formación	13
2.5 Causas de la producción de arena	16
2.6 Efectos de la producción de arena	19
	vi

2.7 Mecanismos que permiten determinar la necesidad de aplicar métodos de control de arena	21
2.8 Técnicas utilizadas para el control de arena.	22
2.8.1 Variación de la tasa de flujo.	23
2.8.2 Completaciones selectivas	23
2.8.3 Consolidación plástica	24
2.8.4 Sistema grava – resina	28
2.8.5 Grava recubierta con resina	28
2.8.6 Forros ranurados y/o rejillas	30
2.8.7 Rejillas pre – empacadas	32
2.8.8 Rejillas con Empaques con Grava	34
2.8.9 Frac Pack	36
2.8.10 Forzamiento arena con petróleo	39
2.9 Criterios de selección y diseño	40
2.9.1 Criterios de selección de tubería ranurada	40
2.9.2 Calidad de grava	43
2.10 Toma de muestras	45
2.10.1 Toma de núcleo	46
2.10.2 Muestras de núcleos de pared	48
2.10.3 Muestras obtenidas mediante achique	48
2.10.4 Muestras producidas	49
3. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL ÁREA	



3.1 Descripción general	50
3.2 Mecanismos de producción	54
3.3 Descripción geológica	55
3.3.1 Estructura	55
3.3.2 Estratigrafía	56
3.3.3 Sedimentación	57
4. METODOLOGÍA	59
4.1 Causas y características del problema de producción de arena en el Área Ma- yor de Socororo	60
4.1.1 Información geológica	61
4.1.1.1 Presencia de arcillas	62
4.1.2 Información de perforación	63
4.1.3 Información de completación	67
4.1.4 Datos de producción	69
4.1.5 Información de los mecanismos de control de arena	73
5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	94
6. CONCLUSIONES	101
7. RECOMENDACIONES	103
8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	104
9. GLOSARIO	105
10. APENDICES	111
Apéndice A, Fracturamiento Hidráulico	111
Apéndice B, Métodos de control de arena	115

B.1 Consolidación química	115
B.2 Grava resinada	117
B.3 Forzamiento arena petróleo	120
B.4 Frac and pack	123
B.5 Sistema grava – resina	127
B.6 Empaque con grava	128
Apéndice C, Criterios de selección de la grava	131
Apéndice D, Lavado de muestras	135
Apéndice E, Problema de granulometría	148
Anexos Tablas de datos.	154

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1 Movimiento de los granos de arena causado por las fuerzas de arrastre generadas	4
Figura 2.2 Arco estable alrededor de una perforación	5
Figura 2.3 Envolverte de falla	8
Figura 2.4 Cargas presentes en la roca yacimiento.	11
Figura 2.5 Efecto del radio de invasión en la disminución de la productividad, para un daño del 90% y otro del 99% de la permeabilidad original	14
Figura 2.6 Falla de rejilla por erosión causada por la arena de formación.	20
Figura 2.7 Prácticas de completación selectiva	24
Figura 2.8 Cambios de saturación que ocurren en el yacimiento durante el proceso de consolidación plástica.	27
Figura 2.9 Tipos de rejillas preempacadas.	34
Figura 2.10 Geometría de las ranuras de las tuberías ranuradas.	41
Figura 2.11 Forma de las ranuras	41
Figura 2.12 Esfericidad y redondez por Krumbein y Sloss.	44
Figura 3.1 Ubicación Geológica y Geográfica del Área Mayor de Socororo	50
Figura 3.2 División del Área Mayor de Socororo	51
Figura 3.3 Sistemas de Fallas (Arena U, Formación Oficina)	52
Figura 3.4 Distribución de los pozos en el Área Mayor de Socororo	53
Figura 3.5 Columna estratigráfica del Área Mayor de Socororo	57
Figura 4.1 Distribución de las arenas en el tercer grupo	68
Figura 4.2 Arenas completadas en el Área Mayor de Socororo	68

Figura 4.3 Historia de producción del yacimiento R4L CAC - 01	70
Figura 4.4 Historia de producción del yacimiento R4L CAC - 02	71
Figura 4.5 Historia de producción del yacimiento R0 ES – 442.	71
Figura 4.7 Resultados del análisis granulométrico	74
Figura 4.8 Distribución granulométrica	74
Figura 4.9 Resultados del análisis granulométrico	75
Figura 4.10 Distribución granulométrica	75
Figura 4.11 Resultados del análisis granulométrico	76
Figura 4.12 Distribución granulométrica	76
Figura 4.13 Resultados del análisis granulométrico del pozo ES - 435	78
Figura 4.14 Distribución granulométrica del yacimiento S2 ES 423	78
Figura 4.15 Resultados del análisis granulométrico del pozo ES - 401	79
Figura 4.16 Distribución granulométrica del yacimiento U2U ES 401	79
Figura 4.17 Resultados del análisis granulométrico del pozo CAC 02	80
Figura 4.18 Distribución granulométrica del yacimiento R4L CAC 02	80
Figura 4.19 Recta de uniformidad y valores de D0 y D100	84
Figura 4.20 Esquema general de evaluación de pozos arenados	91
Figura 4.21 Pozos verticales	92
Figura 4.22 Pozos horizontales	93

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1 Tiempo de consolidación de acuerdo a la temperatura de exposición	30
Tabla 2.2 Características de las ranuras.	42
Tabla 3.3 POES y reservas del Área Mayor de Socororo	54
Tabla 4.1 Profundidad de los yacimientos	61
Tabla 4.2 Volumen de arcilla presente en el núcleo del pozo SOC 1	62
Tabla 4.3 Volumen de arcillas de los yacimientos más prospectivos	63
Tabla 4.4 Datos utilizados para calcular la presión de Sobrebalance.	64
Tabla 4.5 Diferencial de presión.	66
Tabla 4.6 Percentiles	81
Tabla 4.7 Medidas estandar del tamiz	82
Tabla 4.8 Tabla de uniformidad	82
Tabla 4.9 Valores D90 y D40	83
Tabla 4.10 Tabla comparativa de resultados	86
Tabla 4.11 Tabla comparativa de resultados por el método de Schwartz	87
Tabla 4.12 Percentiles base para cada método	87
Tabla 4.13 Tamaños comerciales de ranuras para liner	88

## INTRODUCCIÓN

El Área Mayor de Socororo es un bloque irregular de unos 270 kilómetros cuadrados de superficie, la cual se encuentra constituida por los campos de Socororo, Cachicamo y Caricari. Está ubicada geográficamente en las cercanías de la población de Pariaguán, Estado Anzoátegui, y geológicamente en el flanco suroeste de la Cuenca Oriental de Venezuela.

Los yacimientos más prolíferos y prospectivos del área se sedimentaron durante la época del Mioceno inferior y Mioceno medio, correspondiente al período Neógeno de la era Terciaria (Formaciones Merecure superior y Oficina inferior). La profundidad promedio de los pozos es de 3.850 pies, y la gravedad API del petróleo producido se promedió en 16 grados. El Petróleo Original en Sitio (POES) se estima en 451 millones de barriles fiscales. Los yacimientos del área se caracterizan por ser lenticulares, de poco espesor, y se estima que el área posee 103 yacimientos de petróleo y 77 yacimientos de gas. La estructura del Área Mayor de Socororo está definida mediante dos sistemas de fallas predominantes más o menos perpendiculares entre sí.

Desde el descubrimiento del área y hasta el presente se han perforado un total de 93 pozos, de los cuales 58 resultaron productores y 35 resultaron no productores. Hasta el presente se ha obtenido una producción acumulada de 10 millones de barriles de petróleo, lo cual representa un factor de recobro igual a 2,21% del POES. La mayoría de los yacimientos se encuentran cercanos a sus condiciones iniciales, y los mecanismos de producción más influyentes han sido la expansión del gas liberado y el empuje por el avance del acuífero.

En el área mayor de Socororo, desde los inicios de los trabajos de explotación, el problema de producción de arena se ha hecho presente de una forma significativa. Asimismo, los mecanismos de control de arena implementados no han logrado disminuir ni controlar la producción de arena. Esto trajo como consecuencia: bajas tasas de producción, daño en los equipos de subsuelo y de superficie, y en definitiva un aumento de los gastos de producción, generando una drástica disminución en la rentabilidad de las operaciones. Por esto el objetivo de este trabajo especial de grado es analizar la problemática de la producción de arena, evaluando además los distintos métodos aplicables para su control, que pueden in-

crementar la vida productiva de los pozos de una manera rentable, segura y eficiente durante la próxima reactivación del Área Mayor de Socororo.

Para lograr este objetivo, se comenzó con el levantamiento de toda la información necesaria y la construcción de una base de datos, de acceso rápido y confiable, para luego realizar el diagnóstico por pozo de todas las actividades y condiciones que pudieran asociarse con la producción de arena. Se evaluaron y validaron las metodologías de control de arena aplicadas en el área y, a partir de ello, se definieron los factores más influyentes en el arenamiento de los pozos. Teniendo caracterizado el problema, se generaron diferentes procedimientos a seguir para la aplicación de tecnologías existentes de control de arena, indicándose los pasos a seguir desde el momento de la toma de muestras en el pozo hasta la aplicación de cada uno de los métodos considerados.

Finalmente, se destaca que el presente trabajo especial de grado posee valor agregado para PetroUCV, como primer beneficiado de la actividad realizada, además de producir aportes directos a la Universidad Central de Venezuela, específicamente a las cátedras de Pozos I y Pozos II de la Escuela de Ingeniería de Petróleo, pues enriquece los conceptos que en dichas cátedras se imparten.

---

**CAPITULO II****MARCO TEÓRICO****2.1. Producción de arena**

La producción de arena ocurre cuando parte del material perteneciente a la formación viaja del yacimiento al pozo y a la superficie, junto con los fluidos producidos. Este material comúnmente denominado arena, se define como toda partícula con un rango de tamaño entre 2 y 0,0625 mm de diámetro<sup>6</sup>.

**2.1.1 Origen de la producción de arena**

Las condiciones que pueden originar la producción de arena y el estado en que probablemente se encuentra la formación detrás de la tubería de revestimiento, una vez producida dicha arena, se determinan en base a varios factores. Estos factores deben describir tanto la naturaleza del material de la formación que se produce, como las fuerzas que ocasionan la falla en la estructura de la misma, siendo ellos principalmente los siguientes:

- Cantidad y tipo de cemento que mantiene la cohesión entre los granos.
- Fuerzas de fricción existentes entre los granos.
- Presión del fluido en los poros de la roca.
- Fuerzas de presión capilar.

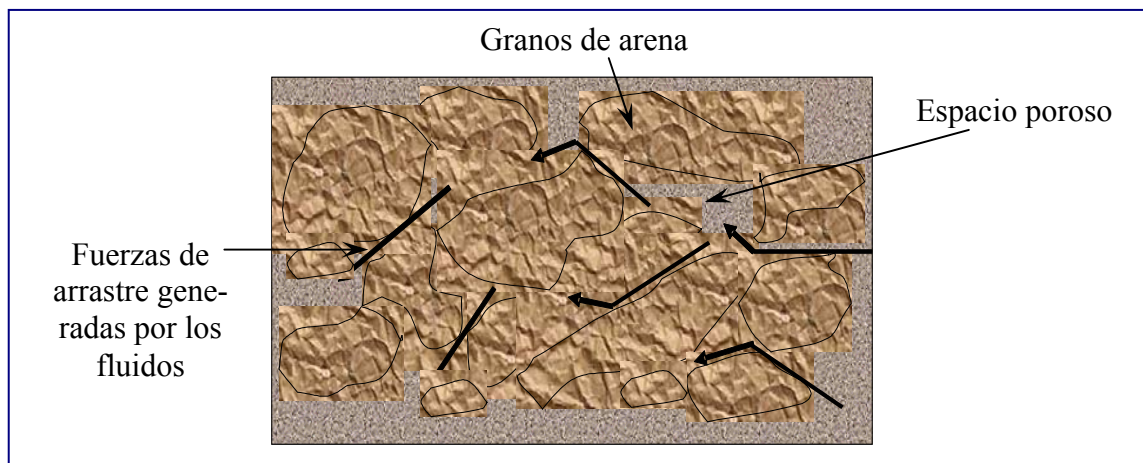
En base a la cantidad de arena producida, se pueden identificar tres etapas de severidad del problema de arenamiento, cada una de las cuales genera un impacto económico. La primera etapa ocurre cuando la producción de arena es baja, causando desgaste del equipo, obligando a veces, la disminución de la producción de petróleo para evitar que ocurra dicho fenómeno, creándose así un potencial de producción diferido. La segunda etapa sucede cuando la producción de arena es mediana, cuando adicionalmente al impacto técnico y económico de la primera etapa, se presenta taponamiento en la tubería, originando la inactividad del pozo, lo cual implica un mayor impacto económico por los gastos adicionales de reacondicionamiento (RA/RC) y la pérdida de producción. La tercera etapa, de mayor gravedad, ocurre cuando la producción de arena es muy alta, ocasionando todos los problemas técni-



cos y económicos anteriormente descritos, pero adicionalmente la gran cantidad de arena producida deja cavernas enormes alrededor del revestidor, pudiendo éste colapsar, perdiéndose por completo el pozo.

Un pozo con problemas de arenamiento sin la atención adecuada progresará por las etapas planteadas y su condición empeorará con el tiempo.

El fenómeno de arenamiento tiene su origen cuando los esfuerzos desestabilizadores (esfuerzos de arrastre y gradientes de presión) son mayores que la resistencia mecánica de la formación, tal como se observa en la **Figura 2.1**. Cuando esto ocurre se origina una inestabilidad, que causa el desprendimiento del material de la formación. Este desprendimiento puede ser en forma de granos individuales de arena, que se producen continuamente, o pedazos enteros de la formación.



**Figura 2.1.** Movimiento de los granos de arena causado por esfuerzos desestabilizadores.

Originalmente el sistema roca – fluido se encuentra bajo un estado confinado de esfuerzos. Al perturbarse el sistema mediante el cañoneo de la arena, se vence la resistencia de la roca, determinada fundamentalmente por las fuerzas de fricción intergranulares, lo cual produce que falle la matriz de la roca alrededor de los cañoneos, generándose un estado no confinado de esfuerzos.

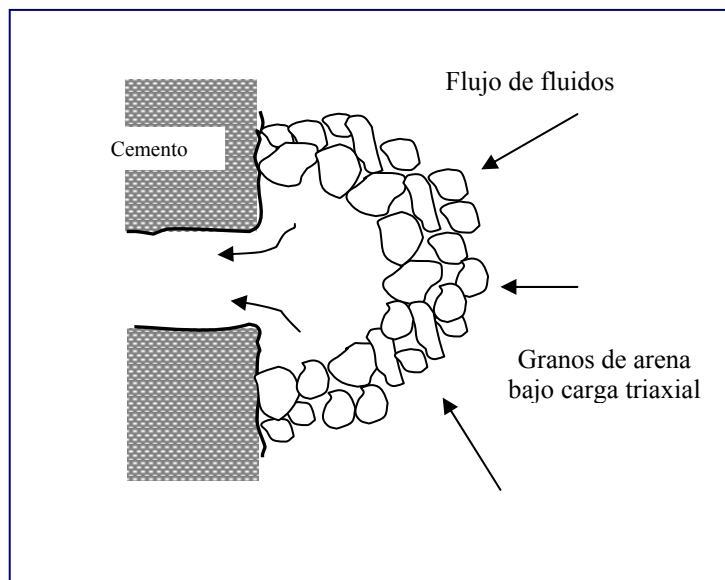
Cuando el grado de consolidación (cementación intergranular) es bajo, los esfuerzos que provocan la falla de la roca, son el esfuerzo que se deriva del material de sobrecarga y las fuerzas de arrastre vinculadas al flujo de fluidos viscosos que circulan a través de la matriz

de la roca. El esfuerzo de sobrecarga es sustentado parcialmente por la presión de poro de la roca, por lo tanto, el esfuerzo efectivo, aquel que realmente actúa para ocasionar la falla de la roca, es la diferencia entre el esfuerzo total aplicado y la presión de poro.

### 2.1.2 Arcos de arena

Después que se inicia la producción de arena, en ocasiones se forma un arco (**Figura 2.2**) en la zona que rodea los cañoneos, el cual debe poseer resistencia suficiente como para sustentar y soportar las cargas generadas por el efecto de los esfuerzos verticales<sup>7</sup>.

En determinadas condiciones, puede tolerarse la producción de una cantidad limitada de arena, permitiéndose el desarrollo de un arco de arena, tras lo cual cesaría la producción de arena de formación, debido a que se crearía un filtro natural en la cara de las perforaciones que evitaría el paso de los granos a través de él.



**Figura 2.2.** Arco estable alrededor de una perforación.

El arco adquiere mayor estabilidad cuando están presentes fuerzas de cohesión entre los granos. Sin embargo, la estabilidad del arco es limitada en el tiempo, ya que el estado de esfuerzo existente alrededor de los cañoneos se transforma constantemente, debido a los cambios que registran la tasa de flujo, la presión del yacimiento, el corte de agua, etc., pro-

vocando el rompimiento del arco, que luego se formará en reiteradas oportunidades a lo largo de la vida del pozo.

### **2.1.3 Producción de finos**

Ocasionalmente el fenómeno de migración de finos es confundido con el fenómeno de arenamiento. Con la palabra finos se definen aquellas partículas que pasan a través del tamiz # 200, que son partículas con tamaño menor a 0,074 mm (74 micras)<sup>5</sup>.

Los finos están compuestos por limos, partículas con tamaños entre 0,074 mm y 0,002 mm, y por arcillas, partículas con tamaños menores de 0,002 mm.

El problema de arenamiento es radicalmente distinto al problema de migración de finos, desde el punto de vista del mecanismo que causa el desprendimiento de las partículas, aunque ambos están relacionados con el transporte de partículas desde la formación hacia el pozo.

El desprendimiento de partículas en el arenamiento es causado por una interacción física entre los fluidos y sólidos de la formación, debido a las fuerzas de arrastre y gradientes de presión que actúan sobre el esqueleto mineral.

La migración de finos es causada, principalmente, por una interacción química entre los fluidos y sólidos de la formación, como consecuencia de cambios químicos que ocurren en los fluidos originando el desprendimiento de partículas de arcillas; caso distinto es el de los limos, los cuales no se separan de la formación, debido a que los mismos no reaccionan con los fluidos y sólidos de la formación. Las partículas de arcillas migran y pueden causar taponamiento de los poros, aumentando considerablemente el daño a la formación. Muchas veces la migración de finos y el arenamiento están relacionados, ya que al movilizarse las partículas de finos se pueden crear espacios lo suficientemente grandes, como para permitir que se muevan partículas de arena.

## **2.2. Geomecánica**

La geomecánica es la disciplina que estudia las características mecánicas de los materiales que conforman a las rocas de formación. Esta disciplina está basada en los conceptos y teo-

rias de mecánica de rocas y mecánica de suelos, que relacionan el comportamiento de la formación bajo los cambios de esfuerzos producidos por las operaciones petroleras de perforación, completación y producción de pozos<sup>2</sup>.

Igualmente, es definida, como la rama de la mecánica que estudia la respuesta de la roca a los campos de fuerzas existentes en su ambiente físico<sup>1</sup>.

La geomecánica es usada para entender el arenamiento, pues este fenómeno depende de la relación entre los esfuerzos desestabilizadores y la resistencia mecánica de la formación.

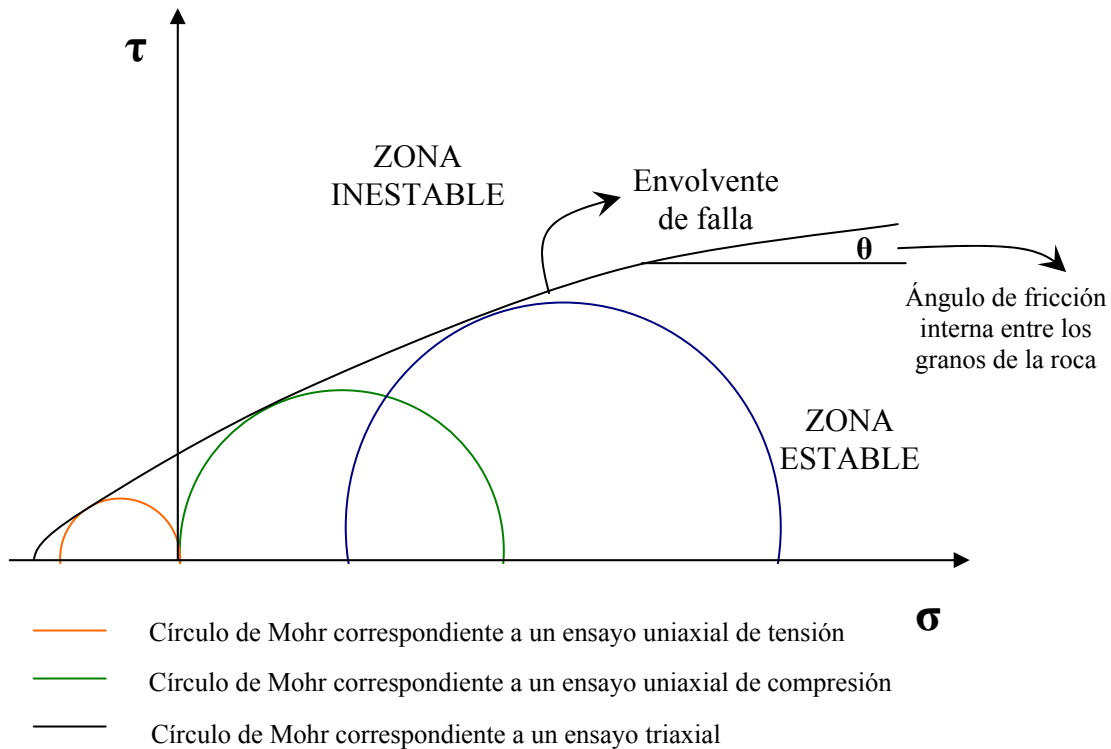
### **2.2.1. Círculo de Mohr y las causas del arenamiento**

Por medio de la Ley de Mohr-Coulomb sabemos que la resistencia mecánica de la formación es función directa de los esfuerzos efectivos, por lo que se deben determinar los esfuerzos totales y las presiones de poro en la vecindad del pozo, pues son necesarios, conjuntamente con los resultados de los ensayos de laboratorio para estimar la resistencia al corte de la formación. Ésta representa la resistencia de la formación en su estado virgen si está basada en información de núcleos tomados durante la etapa de perforación. Cualquier daño mecánico ocurrido por las actividades de completación, producción y estimulación, no será reflejado en los resultados de los ensayos geomecánicos y, por lo tanto, se deben evaluar sus efectos sobre la formación adicionalmente.

La teoría del círculo de Mohr, asume un campo de esfuerzo bidimensional, donde los esfuerzos principales actúan en un plano horizontal, uno de estos esfuerzos tiene dirección radial y el otro dirección tangencial. La técnica asume que los esfuerzos verticales son despreciables y que la roca se comporta elásticamente al ser sometida a los esfuerzos contenidos en un plano horizontal.

Para un material elástico, la relación entre los esfuerzos de corte y los esfuerzos principales puede ser descrita a través de un círculo graficado en coordenadas cartesianas con los esfuerzos normales en el eje de las abscisas y los esfuerzos de corte en el eje de las ordenadas. El criterio de falla de Mohr establece que para cada material existe una envolvente de ruptura, a partir de la cual el material falla. Para obtener la envolvente de falla de un tipo de roca en particular, se deben realizar una serie de ensayos triaxiales bajo condiciones de con-

finamiento diferentes hasta que ocurra la falla de la misma. Cada ensayo puede ser graficado usando el esfuerzo efectivo como un círculo de Mohr limitante de diámetro igual a la diferencia entre la resistencia máxima de la muestra y la de confinamiento (**Figura 2.3**). La envolvente de falla es un lugar que separa las condiciones estables de las inestables<sup>9</sup>.



**Figura 2.3.** Envolvente de falla.

El ensayo uniaxial de compresión es aquel donde se comprime un cilindro de roca en una celda triaxial y a medida que aumenta la presión axial se aumenta la presión de confinamiento, de manera que la deformación ocurre sólo axialmente. Lo mismo sucede en los ensayos uniaxiales de tensión pero con la diferencia que el cilindro de roca se somete a tensión<sup>9</sup>.

El círculo de Mohr contiene toda la información necesaria para determinar el estado de esfuerzos a cualquier orientación de la muestra. El eje horizontal de la gráfica, llamado  $\sigma$ , representa el esfuerzo normal efectivo; el eje vertical, llamado  $\tau$ , representa el esfuerzo de corte. Las intersecciones de este círculo con el eje horizontal determinan los valores máximos y mínimos del esfuerzo normal<sup>9</sup>.

Los mecanismos a través de los cuales se induce la producción de arena en formaciones productoras de hidrocarburos son: cohesión, tensión, corte y colapso de poros<sup>10</sup>.

### **2.2.1.1 Cohesión**

Se refiere a las fuerzas que mantienen unidos los granos de la formación y que impiden su flujo libre. La roca adquiere su cohesión a través de procesos diagenéticos (compactación, cementación, recristalización y solución de minerales). Mientras mayor sea el grado de diagénesis mayor será el grado de cohesión de la roca<sup>10</sup>.

Otro factor que contribuye a la cohesión de las rocas son las fuerzas capilares que se producen entre los granos de la roca y el fluido humectante, debido a la tensión interfacial presente entre los granos, la cual crea una fuerza cohesiva en la matriz de la roca. Esto sucede porque entre los puntos de contacto de los granos se encuentra agua, formándose un menisco que toca la superficie de los granos, donde se pone de manifiesto la tensión superficial, que generará una fuerza de adherencia entre los granos. Esta fuerza produce la cohesión aparente de la arena, originando una resistencia a la compresión y a la tracción.

Las fallas por cohesión ocurren cuando el esfuerzo normal es igual a cero, mientras que la producción de arena ocurre cuando las fuerzas de arrastre causadas por los fluidos, exceden el esfuerzo de cohesión del material. Los granos de rocas son separados y arrastrados hacia los cañoneos y por ende al pozo.

### **2.2.1.2 Tensión**

Las fallas por tensión ocurren cuando la envolvente de falla intercepte el eje de las abscisas en un valor de esfuerzos de corte igual a cero (0). Las fallas por tensión pueden ocurrir, si

se cumple que los esfuerzos por tensión son mayores al diferencial de presión generado alrededor del pozo.

$$P_{wf} \geq P + \sigma_{\theta\theta} + \sigma_t \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente (en el fondo del hoyo).

$P$  = Presión de poro.

$\sigma_{\theta\theta}$  = Esfuerzo efectivo tangencial al hoyo.

$\sigma_t$  = Esfuerzo de Tensión.

Esto sucede cuando la tasa de producción es tan alta que crea un gran diferencial de presión alrededor del pozo, produciéndose la rotura de la formación.

### 2.2.1.3 Colapso de poro

La presión de sobrecarga a la cual está sometida la formación es soportada por los granos que constituyen el esqueleto mineral del sistema, así como también por los fluidos contenidos dentro del espacio poroso. El esfuerzo al cual es sometido el esqueleto mineral es una fracción del esfuerzo total aplicado. El esfuerzo efectivo a que está sometido el material se incrementa a medida que se reduce la presión de poro<sup>10</sup>.

El esfuerzo efectivo puede ser expresado analíticamente, de la siguiente manera:

$$\sigma' = \sigma + \alpha p \quad \text{Ecuación 2}$$

donde:

$\sigma'$  = Esfuerzo efectivo.

$\sigma$  = Esfuerzo total debido a la presión de sobrecarga.

$\alpha$  = Constante de Biot.

$P$  = Presión de poro.

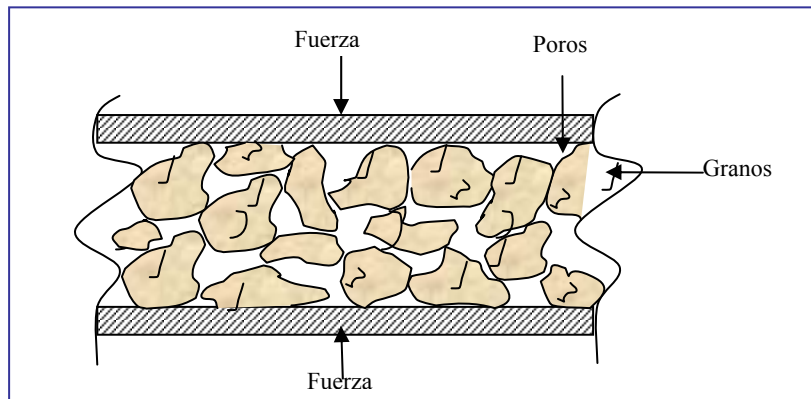
El coeficiente de Biot describe la eficiencia de la presión de los fluidos para contrarrestar los esfuerzos totales aplicados. Este parámetro oscila entre 0 y 1.

#### 2.2.1.4 Corte o cizallamiento

Ocurre cuando la roca es sometida a un campo de esfuerzos de tal forma que se alcanza la resistencia al corte del material. Las fallas por corte ocurren cuando la combinación de esfuerzos intercepta la envolvente de ruptura<sup>10</sup>.

La resistencia de los materiales porosos es variable y aumenta con los esfuerzos compresionales.

En la **Figura 2.4** se muestra una representación de las fuerzas de corte a las cuales se encuentra sometida la roca.



**Figura 2.4.** Cargas presentes en la roca yacimiento.

### 2.3. Factores que afectan la producción de arena

Los esfuerzos desestabilizadores y la resistencia mecánica de la formación pueden ser afectados sustancialmente por las operaciones tradicionales de pozos, tales como perforación, completación, producción y estimulación. Por lo tanto, para poder analizar el fenómeno de arenamiento en toda su amplitud, se deben analizar todas aquellas operaciones que puedan incidir sobre los esfuerzos desestabilizadores y la resistencia mecánica de la formación. En tal sentido, dichas operaciones pueden disminuir sustancialmente la resistencia mecánica de



la formación, y/o aumentar las velocidades de los fluidos, generando esfuerzos de arrastre excesivos.

A las actividades de pozos que pueden causar problemas de arenamiento ya mencionadas, se le suman las siguientes: cementaciones, cañoneos, cambios en las tasas de bombeo (arranque y parada de pozos) y estimulaciones.

El daño que causa la actividad de perforación a la resistencia mecánica de la formación, es proporcional a la tasa de penetración. Adicionalmente, los fluidos de perforación pueden ocasionar daño, por pesos demasiado altos que causan rompimiento mecánico de la formación (fractura hidráulica no planificada) y problemas de invasión de lodo, originándose daño a la formación en las inmediaciones del pozo ("skin damage") y reduciendo además la permeabilidad en esa zona. Aunque la perforación siempre ocasionará algún daño a la formación, estas operaciones deben optimizarse para minimizar sus efectos.

Las actividades de cementación pueden fomentar problemas de arenamiento, especialmente si quedan canales entre la formación y el revestidor, pues estos se volverán canales preferenciales de flujo con velocidades excesivas y, por lo tanto, se originarán mayores fuerzas de arrastre. Adicionalmente, si el cemento no hace buen contacto con la formación, entonces, ésta no tendrá el confinamiento óptimo y los esfuerzos efectivos serán muy bajos. Como los esfuerzos efectivos bajos producen resistencias al corte bajas, una mala cementación crearía zonas de baja resistencia alrededor del pozo, provocando un escenario propicio para el arenamiento.

Los cañoneos deben ser planificados y ejecutados para producir cavidades estables a largo plazo. Los parámetros de diseño de dichos cañoneos, tales como: diámetro, longitud, penetración, densidad, ángulo de fase, etc., deberán ser especificados en función de las propiedades mecánicas de la formación, para evitar condiciones inestables en la formación que propicien el arenamiento.

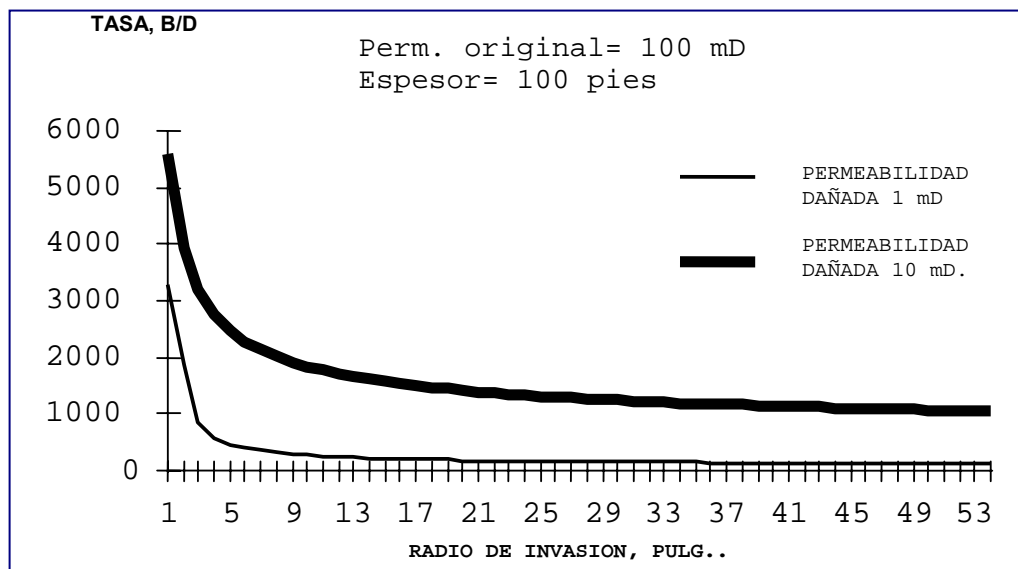
Finalmente, las actividades de producción quizás sean las más perjudiciales desde el punto de vista del arenamiento. Si un pozo se produce con una tasa de producción indiscriminadamente elevada, ello puede generar graves problemas de arenamiento, ya que probable-

mente se sobrepase la tasa crítica de la formación y se generen fuerzas de arrastre excesivas. Dicho problema se agrava en aquellos pozos que sufran bruscas variaciones de tasas en cortos períodos de tiempo, bien sea por aperturas y cierres, o por cambios de reductores o equipos de superficie.

#### 2.4. Arenamiento y daño de formación

El daño de formación tiene influencia en el problema de arenamiento, ya que afecta las tasas de producción del pozo. Al tener un valor de "skin damage" (daño de formación) elevado en las inmediaciones del pozo, el fluido ejercerá una mayor presión sobre el esqueleto mineral de la formación, generando mayores esfuerzos, debido a la limitación de la capacidad de flujo. Por lo tanto, muchos de los factores que causan daños de formación también afectan negativamente el problema de arenamiento. Sin embargo, si se logra reducir el daño de formación no solo se mejorará el problema de arenamiento, sino que se podrá producir más petróleo.

Cualquier restricción al flujo de fluidos desde el yacimiento hacia el pozo, en pozos productores e inyectores, es considerado un daño. El daño puede visualizarse físicamente como cualquier obstrucción al flujo de fluidos en el medio poroso cercano al pozo. Existe un radio crítico alrededor del pozo, en el cual cualquier obstrucción produce una gran caída de presión y por lo tanto una baja productividad (ver **Figura 2.5**). Una de las primeras preguntas que surge en un estudio de arenamiento, es si el problema es causado por una característica mecánica especial que tiene la formación o es inducido por el hombre debido a técnicas que promueven el arenamiento. Debido a que esto no puede ser contestado a priori, resulta necesario estudiar las actividades a las cuales el pozo fue sometido (perforación, completación, cementación, rehabilitación, etc.), así como las características mecánicas de la formación. Cuando el problema es inducido por el hombre generalmente significa daño a la formación. En la **Figura 2.5**, puede apreciarse que para un pozo con una tasa de 6000 b/d la misma baja a 1200 b/d si la permeabilidad de la zona dañada se deteriora en un 90%. Si la permeabilidad se deteriora en un 99% en un radio de invasión de 9 pulgadas, se origina una disminución de la producción de 6000 b/d a 200 b/d en ese mismo radio.



**Figura 2.5.** Efecto del radio de invasión en la disminución de la productividad.

El daño natural consiste en la acumulación de sólidos en las cercanías del pozo, debido al arrastre de los fluidos producidos. Este es un daño que puede ser remediado, pero, en general, no puede prevenirse, es una consecuencia de la producción. En este grupo se podrían incluir la acumulación de partículas finas, la precipitación de asfáltenos y la de escamas de carbonatos o sulfatos de calcio y otros. Estos depósitos pueden disolverse mediante las formulaciones adecuadas de ácidos, o de mezclas de solventes. El daño a la formación de mayor efecto sobre la productividad en los pozos es el inducido por las operaciones, perforación, cementación, cañoneo, intervenciones, estimulaciones químicas mal diseñadas o ejecutadas, y fracturamientos con fluidos de alto residuo.

Durante la perforación de un pozo, el fluido empleado causa invasión de líquidos y de sólidos en el medio poroso, y esta invasión será más profunda a medida que aumente la presión diferencial entre la columna líquida y la presión del yacimiento. Los líquidos pueden reaccionar químicamente con los minerales y con los fluidos del yacimiento (crudo y/o agua), formando precipitados y/o emulsiones taponantes, así como pueden cambiar la mojabilidad del medio poroso, reduciendo la permeabilidad relativa al petróleo. Los sólidos forman un revoque interno que reduce la permeabilidad. Este daño puede prevenirse, diseñando el tamaño mínimo de sólidos que puede contener un lodo y realizando un control de sólidos efectivo durante la perforación.

A veces la necesidad de mantener la estabilidad de las formaciones lutíticas que se atraviesan, exige utilizar un fluido de perforación de alta densidad, que luego se usa para atravesar las arenas productoras, las cuales, en general, no necesitan densidades tan altas para ser controladas. Otras veces se usan altas densidades porque no se tienen datos actualizados de la presión de yacimiento, y se suponen presiones más altas que las verdaderas. Estos sobrelances son el origen de la invasión del filtrado del lodo de perforación y los sólidos presentes en el mismo hacia la formación.

Recientemente se ha identificado el daño de formación como uno de los problemas tradicionales que afecta el fenómeno de arenamiento de pozos petroleros. Esto se debe a que el daño de formación crea un "skin damage" (contra de permeabilidad reducida) en la vecindad del pozo y esto a su vez causa una caída de presión adicional en las inmediaciones del pozo. Este excesivo gradiente de presión cercano al pozo causa una concentración de esfuerzos de corte en la matriz geológica y si estos esfuerzos son mayores que la resistencia mecánica de la formación, entonces habrá un colapso del esqueleto mineral de la misma.

Este problema es especialmente importante en pozos con altas tasas de flujo, ya que los esfuerzos de corte pueden alcanzar altos valores. Por lo tanto, se debe minimizar en lo posible el daño de formación que es causado por las actividades de pozo.

Las operaciones de pozos que pueden causar daños de formación son las que involucran fluidos de perforación y completación. Los mecanismos de daños atribuidos a los fluidos de perforación y completación pueden ser ocasionados por la invasión del filtrado, y por la invasión y migración de sólidos. La invasión del filtrado de los fluidos de perforación puede causar daño debido a:

- Reordenamiento de arcillas.
- Formación de emulsiones.
- Bloqueos de agua.
- Cambios de humectabilidad de la roca.

La invasión y migración de sólidos causan daño, ya que ciertos tamaños de las partículas en suspensión dentro de los fluidos de perforación y/o completación pueden taponar los poros existentes entre los granos minerales causando una brusca disminución de la permeabilidad de la formación y reducción del diferencial de presión en las inmediaciones del pozo.

La tecnología más importante asociada a los daños de formación es el diagnóstico de los mismos. El diagnóstico apropiado y el entendimiento de los mecanismos de daño permiten diseñar los métodos preventivos y correctivos apropiados, y también los métodos de prevención de los daños.

### **2.5. Causas de la producción de arena**

Para considerar el control de arena, o el control de los sólidos de la formación, se debe diferenciar entre la presión de carga de los sólidos y las partículas finas, éstas normalmente no son consideradas parte de la estructura mecánica de la formación. Si los finos se mueven libremente a través de los canales de la arena gruesa, ellos no tapan el canal. Así, el "control de arena" realmente se refiere al control de la sobrecarga de las partículas. La tasa de arena que sea superior de 0.1% (volumétrico) normalmente puede ser considerada excesiva, pero dependiendo de las circunstancias, el límite práctico podría ser mucho más bajo o superior.

El material sólido que se produce en un pozo consta tanto de finos de formación, como de sólidos que soportan la carga. Generalmente, la producción de finos no puede evitarse, es preferible que los finos se desplacen libremente, a través de la formación o de un empaque con grava instalado, en lugar de taponarlo. El factor crítico para evaluar el riesgo de producción de arena de un pozo en particular, consiste en definir si la producción de partículas que soportan la carga puede mantenerse por debajo de un nivel aceptable a las tasas de flujo y condiciones de producción que, de acuerdo a lo previsto, harán que la producción del pozo sea rentable.

La lista que se presenta a continuación resume muchos de los factores que inciden en la tendencia de un pozo a producir arena, los cuales se pueden clasificar en dos categorías: efectos del flujo de fluidos y efectos de la resistencia de la roca.

- **Flujo de fluidos.** Las tensiones que en su mayoría tienden a causar la producción de arena usualmente son las que derivan del flujo de fluido, que es proporcional a la caída de presión entre el pozo y el yacimiento. El arrastre relaciona la fuerza impartida por el flujo de fluido a la velocidad y a la viscosidad del fluido. Si la arena es mojada por agua o petróleo también se puede afectar su tendencia a ser producida. Las uniones intergranulares proporcionan restricciones entre los mayores esfuerzos y las tensiones. Por esta razón, la tasa de un pozo y el grado de consolidación natural en la formación influyen en el arenamiento.
- **Factores geográficos y geológicos.** La producción de arena ha sido experimentada en casi todas las áreas del mundo dónde la tasa de petróleo o de gas proviene de los yacimientos de areniscas; por lo tanto, el problema es mundial. La producción de arena es muy común en los yacimientos de la Edad Terciaria, debido a que estos yacimientos son geológicamente jóvenes y normalmente se localizan a profundidades relativamente bajas, no han logrado compactarse y tienen cementación intergranular muy pobre.
- **Grado de consolidación.** La capacidad de mantener túneles de perforación abiertos depende estrechamente del nivel de cohesión existente entre los granos de arena. La cementación de la arenisca suele constituir un proceso geológico secundario y, por lo general, los sedimentos más antiguos tienden a estar más consolidados que los más recientes. Esto significa que la producción de arena constituye normalmente un problema cuando se origina en formaciones sedimentarias Terciarias que son superficiales y geológicamente más jóvenes. Las formaciones Terciarias jóvenes suelen poseer poco material de matriz (material de cementación) que mantenga unidos los granos de arena, por lo que estas formaciones suelen calificarse de "poco consolidadas" o "no consolidadas". Una característica mecánica de la roca que se asocia al grado de consolidación es la resistencia a la compresión. Las formaciones de arenisca poco consolidadas suelen tener una resistencia a la compresión inferior a 1.000 libras por pulgada cuadrada.
- **Reducción de la presión de poro.** La presión del yacimiento sustenta parte del peso de la roca suprayacente, a medida que se agota la presión del yacimiento a lo largo de la vida productiva de un pozo, se pierde parte del soporte que poseía la roca suprayacente. La disminución de la presión del yacimiento genera una cantidad creciente de esfuerzo

en la arena de formación. En un momento determinado, los granos de arena de formación podrían separarse de la matriz o triturarse, lo cual generaría finos que se producen conjuntamente con los fluidos del pozo. La compactación de la roca yacimiento por reducción de la presión de poro puede ocasionar el fenómeno de subsidencia de la superficie.

- **Tasa de producción.** La producción de fluidos de yacimiento genera un diferencial de presión y fuerzas de arrastre fraccional que pueden combinarse para vencer la resistencia a la compresión de la formación. Esto significa que existe una tasa de flujo crítica para la mayoría de los pozos por debajo de la cual el diferencial de presión y las fuerzas de arrastre friccional no son lo suficientemente grandes como para exceder la resistencia a la compresión de la formación y ocasionar la producción de arena. La tasa de flujo crítica de un pozo podría determinarse aumentando lentamente la tasa de producción hasta que se detecte producción de arena. Una técnica que se emplea para minimizar la producción de la misma consiste en reducir la tasa de flujo hasta llegar a la tasa de flujo crítica a la cual no se produce arena o el nivel de producción es aceptable.
- **Viscosidad del fluido del yacimiento.** La fuerza de arrastre friccional que se ejerce sobre los granos de arena de la formación es creada por el flujo de fluido del yacimiento. Dicha fuerza es directamente proporcional a la velocidad del flujo de fluido y la viscosidad del fluido de yacimiento que se está produciendo. La fuerza de arrastre friccional sobre los granos de arena de la formación es mayor en el caso de fluidos de yacimiento de elevada viscosidad, en comparación con los de viscosidad baja. La influencia del arrastre por viscosidad induce la producción de arena en yacimientos de crudo pesado, donde se encuentran crudos altamente viscosos de poca gravedad incluso a velocidades de flujo bajas.
- **Aumento de la producción de agua.** La producción de arena podría incrementarse o iniciarse cuando comience a producirse agua o aumente el corte de agua debido, posiblemente, a dos razones. En primer lugar, en el caso de una formación de arenisca mojada en agua, parte de la cohesión existente entre los granos se deriva de la tensión superficial del agua de formación que rodea a cada grano. Al inicio de la producción de agua, el agua de formación tiende a adherirse al agua producida, lo que disminuye las

fuerzas de tensión superficial y, por ende, la cohesión intergranular. Se ha demostrado que la producción de agua restringe severamente la estabilidad del arco de arena que rodea una perforación, lo que a su vez da inicio a la producción de arena. El segundo mecanismo mediante el cual la producción de agua afecta la producción de arena está asociado a los efectos de la permeabilidad relativa. A medida que aumenta el corte de agua, disminuye la permeabilidad relativa al crudo, por lo cual se requiere un diferencial de presión mayor para producir crudo a la misma velocidad. Todo aumento del diferencial de presión en la zona cercana a la cara de la formación genera una fuerza de cizallamiento mayor en los granos de arena de la formación. También en este caso, el aumento de los esfuerzos puede desestabilizar el arco de arena alrededor de cada perforación y, por ende, iniciar el proceso de producción de arena.

## 2.6. Efectos de la producción de arena

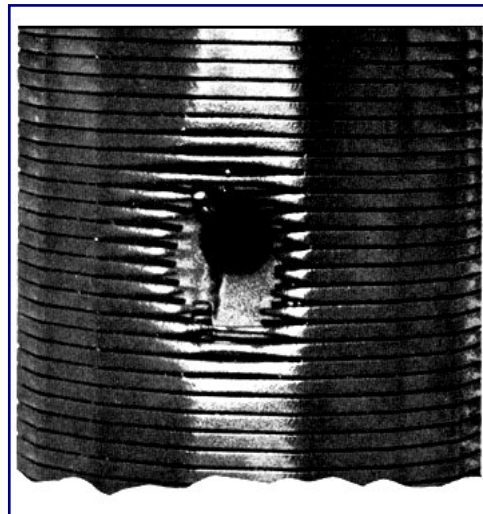
Los efectos de la producción de arena son casi siempre perjudiciales para la productividad a corto y/o a largo plazo del pozo. Si bien algunos pozos experimentan una producción de arena dentro de límites "manejables", estos pozos constituyen la excepción y no la regla. En la mayoría de los casos, tratar de manejar los efectos de una producción severa de arena a lo largo de la vida del pozo no representa una opción operativa económicamente.

Algunos efectos son:

- **Acumulación en los equipos de superficie.** Cuando la velocidad de producción es lo suficientemente rápida para transportar arena hacia arriba por la tubería de producción, esta arena se queda atrapada en el separador, la caldera o la tubería de producción. Si el volumen de arena que permanece atrapada en alguna de estas áreas es suficientemente grande, será necesario efectuar una limpieza para que el pozo pueda producir eficazmente. Con el fin de restablecer la producción, habrá que cerrar el pozo, abrir el equipo de superficie y extraer manualmente la arena. En este caso, no solo deberán considerarse los costos de limpieza, sino también aquellos que genera el diferimiento de la producción.



- **Acumulación en el fondo.** Cuando la velocidad de producción no es suficientemente elevada como para arrastrar arena hasta la superficie, ésta queda bloqueada en la tubería de producción o cae y empieza a llenar el interior de la tubería de revestimiento. Tarde o temprano, el intervalo productor podría quedar totalmente cubierto de arena. Cualquiera que sea el caso, la tasa de producción disminuirá hasta que el pozo este totalmente arenado y la producción se detenga. En situaciones como ésta, se requiere adoptar medidas correctivas para limpiar el pozo y restablecer la producción.
- **Erosión del equipo de fondo y de superficie.** En pozos altamente productivos, los fluidos que circulan a gran velocidad y transportan arena pueden erosionar excesivamente tanto el equipo de fondo como el de superficie, lo que implica la necesidad de efectuar trabajos frecuentes de mantenimiento para reemplazar los equipos dañados. La **Figura 2.6**, muestra una fotografía de una sección de rejilla expuesta a una perforación que estaba produciendo arena.



**Figura 2.6.** Falla de rejilla por erosión causada por la arena de formación.

- **Colapso de la formación.** Los fluidos producidos podrían arrastrar consigo grandes volúmenes de arena hacia el pozo. Si la velocidad de producción de arena es suficientemente elevada y el proceso se extiende por un lapso largo de tiempo, se desarrollará un vacío detrás de la tubería de revestimiento, el cual continuará ampliándose a medida que se produzca más arena. Cuando el vacío se toma lo suficientemente grande, la lutita suprayacente o la arena de formación que se encuentra por encima de dicho vacío po-

dría colapsar hacia él, debido a la falta de material que proporcione soporte. Cuando se produce este colapso, los granos de arena se reordenan hasta crear un nivel de permeabilidad inferior al que originalmente existía. Esto resulta especialmente cierto en el caso de una arena de formación que posea un contenido elevado de arcillas o una amplia variedad de tamaños de grano. En una arena de formación que tenga una distribución reducida de tamaños de grano y/o muy poco contenido de arcilla, el reordenamiento de los granos modificará la permeabilidad de una forma que podría resultar menos evidente. Cuando colapsa la lutita suprayacente, es probable que se pierda totalmente la productividad. El colapso de la formación reviste particular relevancia cuando el material de la misma llena total o parcialmente los túneles de perforación. Incluso una cantidad pequeña de material de formación que llene los túneles de perforación incrementará significativamente la caída de presión a través de la formación cerca del pozo.

### **2.7. Mecanismos que permiten determinar la necesidad de aplicar mecanismos de control de arena**

La dificultad que implica determinar si un pozo requiere ó no de un mecanismo de control de arena se incrementa cuando el mismo se perfora en un área donde existe poca o ninguna experiencia de producción y donde los diversos factores de yacimiento son ligeramente distintos de los que se manifestaron en regiones explotadas con anterioridad. Incluso cuando las propiedades del yacimiento y la formación son prácticamente idénticas a otras explotaciones, las condiciones operativas y los riesgos podrían exigir la utilización de estrategias distintas. El procedimiento general que sigue la mayoría de los operadores que deben determinar si el control de arena es necesario o no, consiste en definir la dureza de la roca de formación. Dado que la resistencia a la compresión de la roca se expresa en las mismas unidades que el diferencial de caída de presión o drawdown del yacimiento, los dos parámetros pueden compararse, para así establecer límites de drawdown para cada pozo.

La porosidad de una formación puede utilizarse como orientación para determinar la necesidad de aplicar alguna técnica de control de arena. Si la porosidad de la formación es superior al 30%, las probabilidades de que se requiera el control de arena son mayores, mientras que, si por el contrario, la porosidad es inferior al 20%, las probabilidades de que se necesite dicho control son menores. El intervalo de porosidad comprendido entre el 20% y el 30%

es el que suele plantear incertidumbre. Intuitivamente, se asocia la porosidad al grado de cementación existente en una formación, por lo que las razones que justifican la utilización de esta técnica son comprensibles.

El diferencial de caída de presión o presión drawdown asociado con la producción puede ser un indicador del potencial de producción de arena de formación. No puede haber producción de arena con bajos diferenciales de presión alrededor del pozo, mientras que con altos diferenciales de presión se puede causar la producción de material de formación a niveles inaceptables. La cantidad del diferencial de caída de presión está normalmente asociada con la permeabilidad de la formación y con la viscosidad de los fluidos producidos. Los fluidos de baja viscosidad como el gas experimentan diferenciales de caída de presión bajos, contrario al diferencial de caída de presión que estaría asociado con un fluido de 1000 c.p. producido en el mismo intervalo. Por lo tanto, una producción de arena alta está usualmente asociada con fluidos viscosos.

En el desarrollo de las actividades de explotación de hidrocarburos a escala mundial, a medida que los yacimientos se han ido agotando, se ha experimentado un incremento en los problemas asociados con la productividad de los pozos.

## **2.8. Técnicas utilizadas para el control de arena**

La selección de un método de control de arena depende de varios factores, condiciones específicas del campo, prácticas operativas y factores económicos; los métodos más utilizados para el control de arena son:

- Variación de la tasa de flujo.
- Completaciones selectivas.
- Consolidación plástica.
- Sistema grava – resina.
- Grava recubierta con resina.

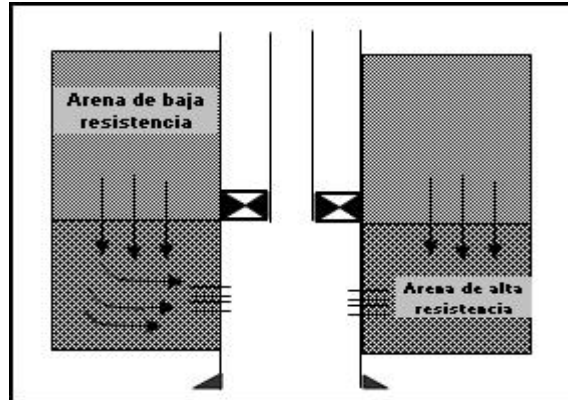
- Forros ranurados y/o rejillas.
- Rejillas pre – empacadas.
- Rejillas con Empaques con Grava
- Frack pack.
- Forzamiento arena petróleo.

### 2.8.1 Variación de la tasa de flujo

Se fundamenta en una reducción de la velocidad en el área cercana a la boca del pozo (en la cara de la arena) mediante la restricción de las tasas de producción, disminuyendo la caída de presión en la cara de la formación. Se reduce o aumenta la tasa de flujo paulatinamente hasta que la producción de arena sea operativamente manejable. Es una técnica de ensayo y error, la cual se basa en la formación de arcos estables en la formación, es necesario repetir eventualmente el procedimiento, a medida que cambian la presión del yacimiento, la tasa de flujo y el corte de agua. La desventaja de esta técnica es que la tasa requerida para mantener un arco estable en la formación suele ser menor al potencial de flujo del pozo y esto representa una pérdida significativa desde el punto de vista de la productividad.

### 2.8.2 Completaciones selectivas

La técnica consiste en cañonear aquella sección de la formación productora que posea mayor resistencia a la compresión, para así obtener un mayor diferencial de presión que normalmente permitirá tasas y velocidades de producción más elevadas sin que comience la producción de arena. Estas secciones poseen un mayor grado de cementación, pero una menor permeabilidad, por lo tanto, para que esta técnica sea realmente efectiva, la formación debe presentar una buena permeabilidad vertical, con el fin de permitir el drenaje del yacimiento, el proceso se ilustra en la **Figura 2.7**. Sin embargo, este método puede limitar la cantidad de zonas que puede ser perforada, limitando la producción total del pozo.



**Figura 2.7.** Prácticas de completación selectiva

### 2.8.3 Consolidación plástica

El control de arena por consolidación plástica envuelve el proceso de inyectar resina a la formación naturalmente poco consolidada para proporcionar cementación de los granos mientras todavía se mantiene suficiente permeabilidad.

De ser exitoso el empleo de esta técnica, el aumento de la resistencia a la compresión de la formación será suficiente para soportar las fuerzas de arrastre generadas mientras se continúa produciendo a las tasas deseadas.

Este proceso consiste en la inyección de resinas plásticas, las cuales se adhieren a los granos de arena de la formación. La resina se endurece y forma una masa consolidada, uniendo los granos de arena<sup>8</sup>.

Un tratamiento de consolidación plástica es exitoso si logra dos (2) objetivos:

- Adición de resistencia a la formación.
- Mantenimiento de la permeabilidad de la formación.

Ventajas del método:

- El área en el fondo del pozo está libre de obstrucción.
- No se requieren labores de pesca durante operaciones de pozo o re-completación.

- Los trabajos de reparación, si son necesarios, se pueden realizar sin sacar el equipo de fondo, a través de la tubería o mediante una unidad de tubería continua.
- Muy recomendable en completaciones en hoyos delgados (slim hole).

Desventajas del método:

- Reducción de la permeabilidad de la formación.
- Costo por pie es más costoso que otros métodos de control de arena.
- Aplicable a intervalos menores de quince (15) pies.
- Los materiales utilizados son por lo general muy peligrosos y tóxicos.

La técnica de consolidación plástica origina el aumento en la resistencia a la compresión de la formación, lo cual permite seguir produciendo a las tasas deseadas.

Existen tres tipos de resinas utilizadas: epóxicas, furanos y fenólicas puras. Al entrar en contacto con la formación, la resina se encuentra en estado líquido y mediante un catalizador se logra la consolidación. Estos catalizadores pueden ser internos o externos.

Los catalizadores internos se mezclan con la solución de resina en la superficie y requieren tiempo y/o temperatura para endurecer la resina, la desventaja que se presenta al utilizar este tipo de catalizadores, es la posibilidad de que se produzca un endurecimiento prematuro en la sarta de trabajo.

Los catalizadores externos se inyectan después que la resina está en su lugar.

La consolidación plástica se puede realizar de dos maneras, mediante separación de fases y/o sobredesplazamiento.

- En la separación de fases la mezcla inicial sólo contiene de 15 a 25% de resina activa en una solución inerte, ésta es atraída preferiblemente hacia los granos de arena, dejando que la porción inerte, sin endurecer, llene los poros. El sistema de separación de fases utiliza catalizadores internos. Este sistema resulta ineficiente en formaciones que con-

tienen más de un 10% de arcilla, ya que éstas al poseer una mayor área superficial atraen una mayor cantidad de resina, y esto podría ocasionar un agotamiento prematuro de la resina inyectada lo cual conllevaría a una ineficiente consolidación de los granos de la formación.

- Los sistemas de sobredesplazamiento contienen un alto contenido de resina activa. Luego de la inyección inicial, el espacio poroso se llena completamente con resina y se requiere un sobredesplazamiento para empujar el exceso de resina fuera del área del pozo para así restablecer la permeabilidad, luego del sobredesplazamiento una cantidad residual de resina queda concentrada en los puntos de contacto de la arena.

En tratamientos de consolidación química se sigue la siguiente secuencia de inyección:

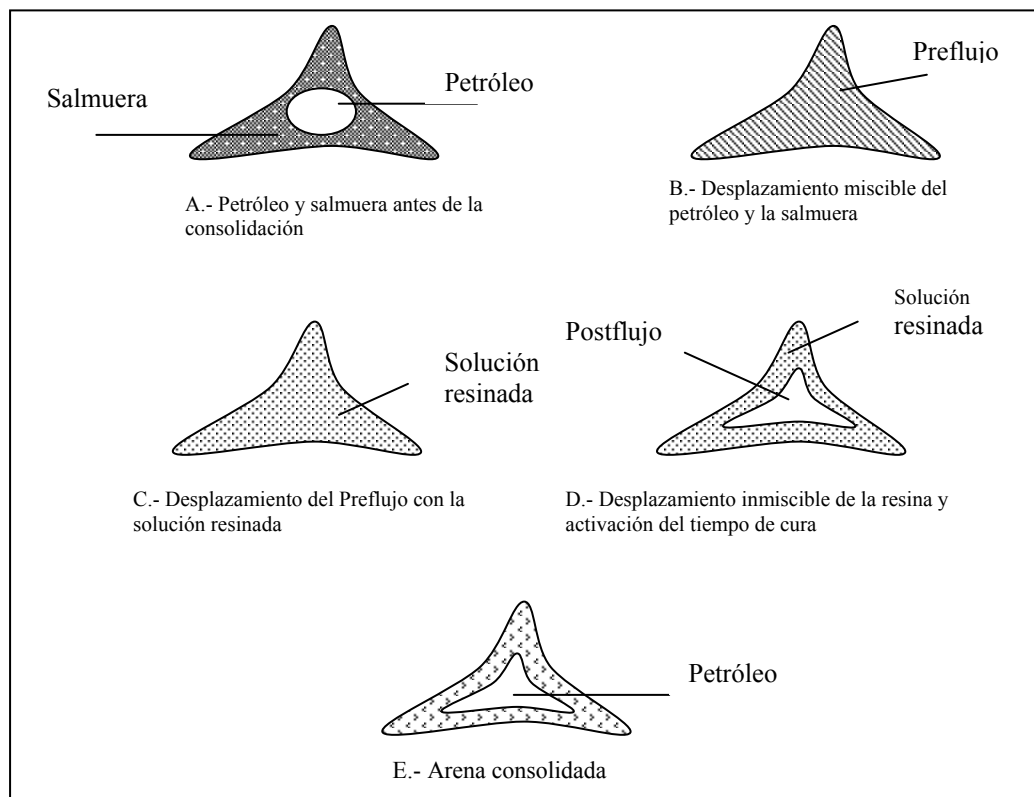
1. Preflujo, es un fluido miscible cuya función es separar la resina de posibles contaminantes y limpiar la superficie de los granos de arena para proporcionar una mayor adherencia entre la resina y los granos.
2. Resina, una vez que todos los fluidos contaminantes son removidos se procede a la inyección de la solución resinada en los poros de la formación, existe un desplazamiento inmisible hacia el preflujo. Esta solución se encuentra constituida por resina, solvente, agentes de cura y un catalizador o activador.
3. Postflujo, es un fluido inmisible cuya función es remover el exceso de plástico de los poros. El postflujo es diseñado para controlar el espesor de la cubierta plástica, y por ende, el esfuerzo de compresión y la permeabilidad que resulta en la formación luego de aplicar el método.

Todo sistema de consolidación plástica requiere de:

- Buena cementación primaria, para evitar las filtraciones por detrás del revestimiento.
- Densidad de perforación de un mínimo de 4 disparos por pie, para reducir el diferencial de presión y mejorar la distribución del plástico.

- Tener todo el sistema limpio, ya que todos los sólidos que se encuentren para el momento del tratamiento quedarán adheridos en el sitio.
- Longitudes de intervalos menores de 15', debido a la dificultad operacional de colocar los químicos en formaciones de mayor espesor.
- Permeabilidades mayores de 50 milidarcies.
- Temperaturas menores de 225 °F.
- Formaciones con contenido de arcilla menor de 10%.

En la **Figura 2.8** se evidencian los diferentes cambios de saturación que se suceden en la formación durante la secuencia de inyección de resina en la formación (preflujo, resina y posflujo) saturada de hidrocarburo.



**Figura 2.8.** Cambios de saturación que ocurren en el yacimiento durante el proceso de consolidación plástica.



**2.8.4 Sistema grava - resina.**

Este método de control de arena combina la técnica de empaque con grava y la consolidación plástica. La mayoría de los sistemas grava - resina proporcionan esfuerzos de compresión entre los 2000 y 3000 libras de presión y logran mantener la permeabilidad original en un 80%.

Ventajas del método:

- Los pozos se encuentran libres de obstrucción.
- No hay equipos de fondo, por lo tanto no se requiere operación de pesca durante reparaciones o recompletaciones.
- Más efectivo que la consolidación plástica en intervalos largos o arenas arcillosas.
- Se obtienen mayores esfuerzos de compresión que con otros métodos.
- Menos costoso que la consolidación plástica.

Desventajas del método:

- Todas las perforaciones deben ser cubiertas totalmente para así lograr un empaque consolidado efectivo.
- Es requerido mucho tiempo de taladro.
- No aplicable en intervalos largos (30').
- La aplicación del sistema grava – resina se encuentra limitado a pozos que sean capaces de aceptar suficiente grava y con temperaturas de formación menores de 250°F.

**2.8.5 Grava recubierta con resina.**

Según especificación API, se bombea grava de alta permeabilidad, la cual está recubierta por una capa delgada de resina, dentro del pozo hasta llenar por completo las perforaciones y la tubería de revestimiento. Con la temperatura del fondo del pozo, a través de la inyec-

ción de vapor o con un catalizador se endurece la resina y se forma un empaque consolidado. Después que se endurece y ha ganado resistencia a la compresión, la arena consolidada del empaque con grava colocada en la tubería de revestimiento puede ser extraída dejando las perforaciones llenas con la arena consolidada de alta permeabilidad. Los tapones de grava consolidada que queda en las perforaciones actúan como un filtro permeable que proporciona un medio para controlar la arena de la formación durante la producción o inyección.

Ventajas del método:

- No se requiere la utilización de resinas durante el proceso.
- No requiere la utilización de liner o rejillas.
- Si la temperatura de fondo esta alrededor de los 130°F, no se requieren catalizadores.
- Menos costoso que los métodos de consolidación plástica.
- El fluido de desplazamiento puede ser agua o salmuera.

Desventajas del método:

- No se recomienda en formaciones con temperaturas mayores de 200°F.
- Sensible a ácidos, solventes orgánicos y algunas salmueras fuertes, durante el proceso de cura. Ácidos y algunas salmueras tienden a acelerar el proceso de consolidación, mientras que los solventes orgánicos tienden a disolver el plástico.
- Altas probabilidades de iniciarse la consolidación en la tubería.
- Luego de la consolidación el plástico no es estable con temperaturas mayores de 450°F.

El uso de gravas recubiertas con resinas se recomienda en pozos de inyección de agua, y de vapor donde las temperaturas no excedan los 450°F, en arenas no consolidadas y para aquellos pozos donde las fallas de los empaques con grava son frecuentes.

El tiempo de cura depende de varios factores, siendo el más importante la temperatura; si se quiere crear un sistema que genere un esfuerzo de compresión de 500 psi, debe tomarse en cuenta la temperatura de formación, tal como lo muestra la **Tabla 2.1**.

**Tabla 2.1.** Tiempo de consolidación de acuerdo a la temperatura de exposición

Temperatura (°F)	Tiempo (horas)
170	10
180	5
190	2
200	1

### 2.8.6 Forros ranurados y/o rejillas.

Los "liner" ranurados o rejillas sin empaques con grava, constituyen la manera más sencilla de controlar la producción de arena en pozos horizontales dependiendo lógicamente del grado de consolidación de la arena a producir. Este mecanismo debe emplearse, sólo si se tiene una arena bien distribuida y limpia, con un tamaño de grano grande, porque de lo contrario la rejilla o forro terminará taponándose. Los "liner" y rejillas actúan como filtros de superficie entre la formación y el pozo, puesto que el material de la formación se puentea a la entrada del liner. Los "liner" ranurados y las rejillas previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o aperturas para el flujo, denominado también calibre, creando así un filtro que permite la producción de petróleo.

Existen varios criterios para diseñar las aberturas del "liner" ranurado, éstas en algunos casos, se dimensionan de tal manera que su tamaño duplique el diámetro del grano de arena de formación en el percentil cincuenta de la arena ( $D_{50}$ ), en otros casos, se diseñan para que su tamaño triplique el percentil diez más pequeño de la arena ( $D_{10}$ ). Estos criterios de dimensionamiento se derivan de varios estudios, en los cuales se determinó que un grano de arena de formación forma un puente en la abertura de una ranura cuyo tamaño sea dos o tres veces el diámetro del grano, siempre y cuando dos partículas traten de entrar en la ranura al mismo tiempo. Evidentemente, la formación de estos puentes requiere que haya una concentración suficiente de arena de formación que trate de penetrar el "liner" o rejilla al mismo tiempo.

El problema más común y frecuente con la rejilla sola o "liner" ranurado como una técnica de control de arena, es la corrosión de las ranuras antes de que ocurra el puenteo. Por otra parte si los puentes que se han formado no son estables, pueden romperse cuando se cambien las tasas de producción o en los arranques y cierres del pozo. Como consecuencia de la ruptura de los puentes formados, es posible que la arena de la formación se reorganice, lo cual, con el tiempo, tiende a ocasionar la obstrucción de la rejilla o "liner"; es por esto que cuando se utilice esta técnica para controlar arena de formación, debe procurarse que el diámetro del "liner" o rejilla sea lo más grande posible, con el fin de minimizar la magnitud de la reorganización que pueda ocurrir.

Para que un "liner" ranurado o rejilla sea eficaz, generalmente se recomienda su utilización en formaciones de permeabilidad relativamente elevada, que contengan poca o ninguna arcilla, es decir, arenas limpias y cuyos granos de arena sean grandes y estén bien distribuidos, con poca dispersión entre tamaños de granos, es decir, con un coeficiente de uniformidad de la arena bajo, menor a tres. Si la formación presenta suficiente arcilla, los puentes de arena que se forman en el "liner" o en la rejilla podrían obstruirse y si el rango de tamaño de las partículas de arena es amplio, es posible que el "liner" ranurado o la rejilla se obstruyan con granos de arena durante la formación del puente en el mismo.

La experiencia sugiere que en las completaciones con rejillas solas en hoyo abierto, la formación rara vez colapsa totalmente sobre la rejilla, dejando así un anular abierto para transportar material taponante a la superficie de la rejilla. La productividad inicial de las completaciones con rejillas solas es generalmente buena, pero la declinación de producción subsiguiente es bastante rápida. Muchas fallas de pozos se han registrado como consecuencia del taponamiento de las rejillas por la migración de arena y la consecuente declinación de la producción.

La selección entre "liner" ranurado y rejilla se basa fundamentalmente en factores económicos. El "liner" ranurado es menos costoso, pero presenta limitaciones de espesor mínimo práctico de ranura y presentan menos área de flujo disponible. Por su parte, las rejillas pueden tener aberturas mucho más pequeñas y un área de flujo mayor, pero resultan ser más costosas.

### 2.8.7 Rejillas pre – empacadas

Las rejillas pre – empacadas son un filtro de dos-etapas con las envolturas externas e internas de la rejilla que entrapan el medio filtrante. El medio filtrante (típicamente grava) no deja pasar los granos de la formación más pequeños, esta arena actúa como agente puenteante cuando se produce arena de formación mientras que la envoltura exterior de la rejilla filtra los granos de la formación más grandes, las rejillas pre – empacadas se aplican en zonas donde la utilización del empaque con grava es difícil (zonas largas, pozos muy desviados, pozos horizontales y formaciones heterogéneas). Las ventajas y desventajas de usar rejillas pre – empacadas son:

Ventajas del método:

- A pesar de ser pre – empacadas no se aumenta el radio externo de las rejillas.
- En algunos casos son menos costosas que las tuberías ranuras de gran diámetro.
- Poseen mayor capacidad de flujo por pie.

Desventajas del método:

- Es muy propensa a daños físicos durante su asentamiento en el pozo.
- La grava consolidada es poco resistente a la erosión.
- La grava consolidada al igual que los sistemas de consolidación plástica son poco resistentes a la acción de ácidos, vapor, etc.
- Productividad de los pozos se reduce cuando las aberturas se taponan.

La utilización de las rejillas pre – empacadas implica tener presente dos posibles problemas:

- Taponamiento, si la rejilla no se encuentra protegida es muy probable que la misma se tapone con finos de la formación durante el proceso de formación del puente arena.

- Daños de la grava pre - empacada, si el pozo es demasiado inclinado, o las rejillas se colocan en pozos horizontales de radio corto se generan fracturas en la grava consolidada que generarán un bajo desempeño de la misma.

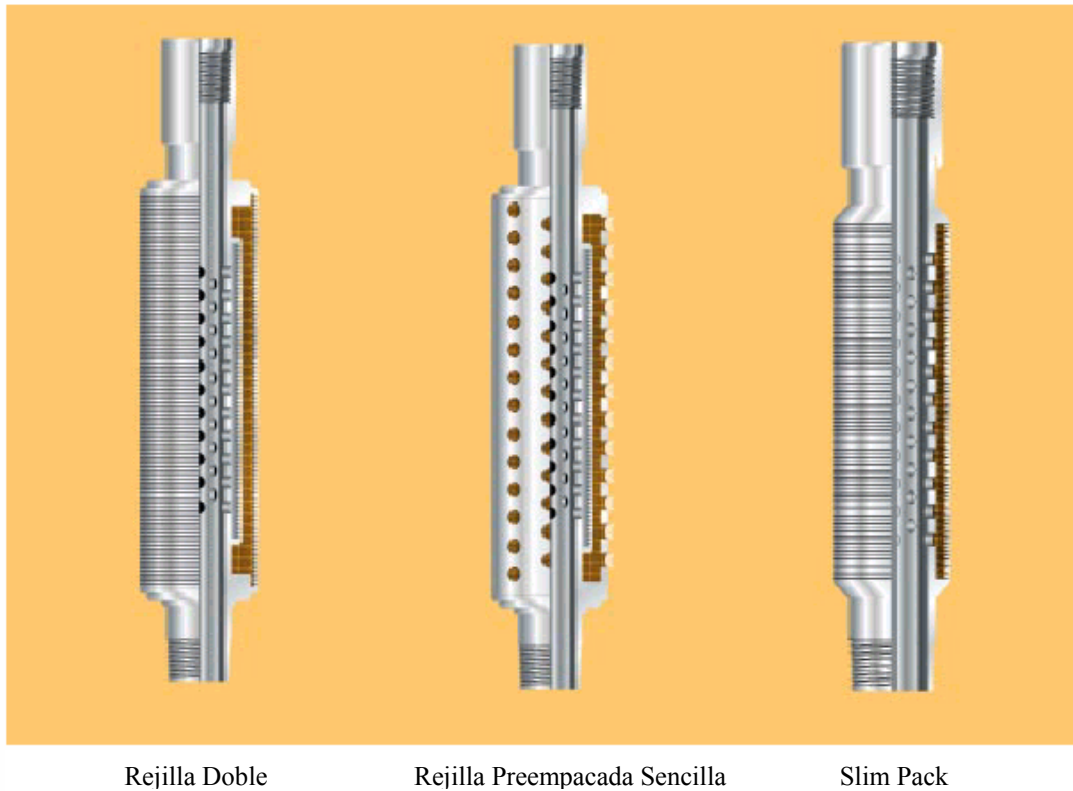
Las pautas a seguir para utilizar rejillas preempacadas son prácticamente las mismas que rigen el empleo de liner ranurados o rejillas solas, formaciones altamente permeables de granos de arena grandes y bien distribuidos, con poco o ningún contenido de arcillas u otros finos. Debe considerarse la aplicabilidad de las rejillas preempacadas en pozos de radio corto, en los cuales, la grava recubierta de resina y consolidada podría agrietarse mientras se empuja a través de los grandes ángulos de inclinación del pozo. Este agrietamiento podría afectar la capacidad de filtración de arena que posee la rejilla, lo cual resulta particularmente cierto en el caso de la rejilla preempacada simple, donde el agrietamiento de la grava recubierta de resina y consolidada puede hacer que la grava se salga de la camisa perforada, exponiendo directamente la rejilla interior a la producción de arena de formación.

Existen diferentes diseños de rejillas preempacadas, los más comunes incluyen rejillas preempacadas de rejilla doble, rejillas preempacadas de rejilla sencilla y slim pak.

- **La rejilla doble** consiste en una rejilla estándar y una camisa adicional sobre la primera camisa. El espacio anular entre las dos camisas se rellena con grava revestida con resina. Todo el ensamblaje de la rejilla se coloca en un horno y se calienta para permitir que la grava revestida se consolide.
- **La rejilla preempacada sencilla** posee, en primer lugar, una rejilla estándar. En este caso, se instala un tubo perforado especial sobre la camisa. Este tubo está envuelto en un papel especial para sellar los orificios de salida, y la región anular entre la camisa y el tubo perforado se llena con grava revestida con resina. El ensamblaje se cura en un horno y se saca el papel que está alrededor del tubo exterior.
- **La rejilla Slim-Pak** es similar a la rejilla estándar, con dos excepciones importantes. En primer lugar, alrededor de la parte exterior de la base de tubería perforada se enrolla una rejilla de malla muy fina, esta rejilla se asegura antes de instalar la camisa. En se-

gundo lugar, el espacio entre la rejilla y la rejilla de malla fina se llena con arena de empaque revestida con resina. Después se lleva la rejilla a un horno, para curar la grava revestida y obtener una capa fina de grava consolidada entre la camisa de la rejilla y la tubería base.

En la **Figura 2.9**, se muestran los tres tipos de rejillas ya mencionadas.



**Figura 2.9.** Tipos de rejillas preempacadas.

### 2.8.8 Rejillas con Empaques con Grava.

Los empaques con grava constituyen el método de control de arena frecuentemente usado en pozos verticales o desviados en arenas poco consolidadas; son filtros de fondo que previenen la producción no deseada de arena de formación. Consisten en la colocación de grava cuidadosamente seleccionada, que actúa como filtro entre arena de formación y el "liner" o rejilla, es decir, la arena de formación se mantiene en su sitio gracias a la acción de una arena de empaque debidamente dimensionada, la cual será sostenida por una rejilla o "liner".

La productividad del pozo está íntimamente relacionada con la selección de la grava de empaque a utilizar, ya que una inadecuada selección del tamaño de grava a utilizar puede permitir que la arena de formación y la grava se mezclen, trayendo como consecuencia un área de baja permeabilidad que disminuye la productividad del pozo.

El tamaño de la grava debe ser seleccionado de tal forma que la arena de formación se puentee con poco o ningún movimiento de la arena dentro del empaque de grava.

La grava del empaque colocada en las perforaciones y en el anular entre el liner y el revestidor filtra la arena de la formación mientras que la rejilla o "liner" filtra la arena del empaque con grava. Una variedad de técnicas son usadas para colocar la rejilla y el "liner" frente a las perforaciones y controlar la colocación de la grava. La escogencia de la técnica más adecuada dependerá de las características particulares del pozo tales como profundidad, espesor del intervalo, presión de la formación, etc.

La pérdida de fluido durante el empaque con grava es un problema serio, sobre todo en las zonas de alta permeabilidad. Esta pérdida de fluido puede producir una variedad de mecanismos de daño tales como, problemas de escama por la interacción del agua de la formación con los fluidos perdidos durante la fase de completación, daño debido a la pérdida de fluidos altamente viscosos (residuo), daño debido a la incapacidad de completar con fluidos limpios libres de partículas sólidas como carbonato de calcio o sal usados como aditivos para controlar pérdidas de fluidos, bombeados antes del empaque con grava, que pueden crear problemas de taponamiento del medio poroso por sólidos. Esto también crea otros problemas durante la realización del trabajo de empaque, como por ejemplo, un puenteo de la grava y falsa indicación del fin de la operación.

El empaque con grava es históricamente el tipo más exitoso de control de arena por una variedad de condiciones, sin embargo, tiene la desventaja de que requiere una inversión sustancial para el taladro, fluido de completación, el equipo de fondo de pozo, equipo de superficie y bombeo, y materiales; la pérdida de fluidos durante la completación podría causar daño a la formación, puede producir erosión / corrosión de la rejilla o "liner" debido a la arena que choca contra cualquier superficie expuesta y dificultad de colocar fluidos de estimulación a través del intervalo empacado con grava.



Si el empaque con grava se utiliza en hoyo abierto, es necesario perforar por debajo de la zapata, repasar la sección del hoyo abierto y entonces colocar una rejilla o "liner" a lo largo del intervalo del hoyo abierto, para posteriormente circular la grava al anular entre la rejilla o "liner" y el hoyo abierto, de tal forma que la rejilla o "liner" funciona como dispositivo de retención de la grava y el empaque con grava como filtro de la arena de la formación.

Entre las desventajas del empaque con grava en hoyos abiertos tenemos que en zonas con grandes cantidades de arcilla y finos, los grandes volúmenes de fluido que contactan la formación durante la perforación y completación pueden causar daño, por otra parte, la estabilidad del hoyo normalmente es un problema, es difícil aislar fácilmente la producción de fluidos no deseables como agua y/o gas, las rejillas o "liner" pueden ser difíciles de remover para futuras re-completaciones y la habilidad para controlar la colocación de tratamientos de estimulación es difícil.

Para pozos horizontales, la colocación de empaques con grava constituye la opción óptima para completar en zonas no consolidadas. El empaque con grava en pozos horizontales es una técnica más complicada y sofisticada que los empaques en pozos verticales y desviados, ya que es necesario utilizar tecnologías para colocar, exitosamente, grava a lo largo de un intervalo de miles de pies.

### **2.8.9 Frac Pack**

La técnica Frac Pack se utilizó desde 1970 y consiste en una combinación de las técnicas de fracturamiento y empaque con grava. El forzamiento arena - petróleo (*Sand-oil-squeeze*, SOS) también puede ser visto como un precursor de la tecnología de *FracPack*.

A mediados de 1980 el uso de fracturamiento de alta conductividad ("*Tip Screen-Out*", TSO) fue publicado. Esta técnica se basa en una corta y amplia fractura para mejorar su conductividad y fue aplicada en formaciones no consolidadas y carbonato blando.

Cuando se diseña un *FracPack* es necesario conocer los objetivos de su aplicación, ya que esto ayudará a determinar el diseño de la completación. Entre los objetivos tendríamos:

- Disminuir el daño en las cercanías del pozo.

- Reducir la velocidad de flujo en el área de la cara de la formación.
- Minimizar las pérdidas de fluidos de completación de alta densidad, costosos y potencialmente dañinos.
- Crear un perfil de inyección uniforme.
- Reducir el factor de daño (skin).
- Incrementar el índice de productividad del pozo (IP).

Una fractura corta y altamente conductiva es una solución práctica para algunas situaciones tales como pozos donde el daño a la formación es muy profundo, por lo que requeriría excesivos volúmenes de ácidos, en formaciones sensibles a ácido u otros fluidos reactivos y en formaciones donde el tipo de daño es desconocido causando incertidumbre en el diseño del tratamiento matricial, en areniscas pobremente consolidadas, que no responden a la acidificación y empaque con grava.

Los fluidos de fracturamiento deberían poseer las siguientes características:

- Propagar la longitud de la fractura.
- Transportar el material propante.
- Maximizar el ancho de la fractura.
- Minimizar el daño en la conductividad de la fractura..

El tamaño y tipo de propante son críticos para el éxito del tratamiento. El material propante debe ser bastante grande para contribuir significativamente a la conductividad de la fractura, sobre todo en el área cercana al pozo, donde controla las partículas de la formación. Además el material propante debe ser suficientemente fuerte para resistir los esfuerzos de la formación. Las arenas resinadas son utilizadas para adicionar resistencia, aumentar la conductividad de la fractura y minimizar el retorno del propante, lo cual se traduce en mayor efectividad del proceso.

El efecto de la capa de resina sobre el fluido de fractura entrecruzado tiene que ser tomado en cuenta al diseñar el tratamiento. La capa de resina puede tener un efecto en la viscosidad y la ruptura del fluido de fractura. Por otro lado los fluidos de fractura pueden influenciar la resistencia final en el material propante resinado.

La lista siguiente representa las condiciones que harían a un pozo adecuado para un tratamiento de *Frac pack*:

- Formación que falla debido a la alta caída de presión, desarrollada en un área cercana a la boca del pozo.
- Formación que falla debido al derrumbamiento del poro.
- Formación con historia de producción de arena.
- Formaciones que están sobre presurizadas resultando la arena pobremente consolidada.
- Formaciones que tienden a tener problemas de conificación de agua.
- Pozos empacados con grava que han perdido productividad.
- Formaciones pobremente consolidadas que exhiben daño a la formación por los fluidos de perforación / completación.

Factores que afectan a la aplicación del *Frac-Pack*:

- Las localizaciones del contacto agua/petróleo y gas/petróleo deben ser consideradas al tratar una zona específica.
- Bajo contraste de esfuerzos de capas confinadas puede resultar un crecimiento alto de la fractura.
- El estado mecánico del pozo, si la completación resiste los esfuerzos a los que va a ser sometidos.
- El estado del trabajo de cementación, la calidad de la adherencia debe ser examinada para posible comunicación.

### 2.8.10 Forzamiento arena con petróleo

El forzamiento arena con petróleo (F.A.P.) es un método de control de arena y remoción de daño en la formación, el cual suministra una capa protectora de grava de mayor espesor alrededor del pozo que actúa como una extensión del empaque de grava. El objetivo de una F.A.P. consiste en la restauración de la arena producida proveniente de la matriz y en la introducción de una capa adicional que reducirá y/o evitará el movimiento de finos hacia los orificios de cañoneo y a través del área empacada con revestimiento ranurado.

El F.A.P. es aplicable a:

- Pozos viejos luego de una producción considerable de arena.
- Pozos nuevos completados en formaciones con arenas pobremente consolidadas.

Recomendaciones para la aplicación del F.A.P.

- En formaciones con gradientes mayores a 0.7 (Lppc/ ft), se recomienda tasas de 8 a 10 BPM y forzar a través de la tubería con un obturador donde la presión máxima de bombeo debe ubicarse entre 3500 y 6000 Lppc.
- En formaciones de gradientes menores de 0.6 Lppc/ft, se recomienda tasas de 10 a 15 BPM bombeadas a través de la tubería y el espacio anular.
- Se recomienda utilizar crudo entre 21 y 24 °API.
- Para abrir los lentes de arena y limpiar los orificios de los cañones inyectar 200 y 350 BPM.
- Se recomienda forzar entre 5 y 10 sacos de grava por cada pie de arena a estimular.
- La concentración de grava depende de los valores reales de presión y tasa de bombeo, es por ello que se recomienda comenzar con una concentración de 1 lpg e ir aumentando de 0.5 a 1 lpg hasta 4.5 lpg.

- El material diversificante o pelotas, se usan cuando se tiene varios intervalos cañoneados, con el objeto de que todos ellos reciban grava. Esto se logra al sellar los orificios que han sido tratados y desviando el flujo hacia los que han recibido muy poca grava. Estas pelotas son de material sintético, de diversos tamaños, cuya selección estará determinada por el diámetro de los orificios.

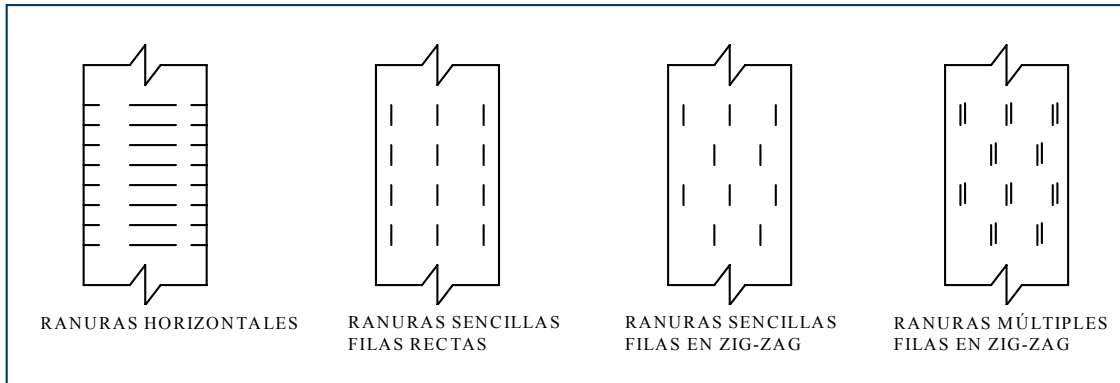
$$\text{Bbl/pel.} = (100(\text{lbs/sxs}) * \text{N}^\circ \text{ de sxs}) / \text{concentración (lpg)} * \text{N}^\circ \text{ de pelotas} * 42 \text{ gal/Bbl}$$

## 2.9. Criterios de diseño y selección

### 2.9.1 Criterios de selección de tubería ranurada

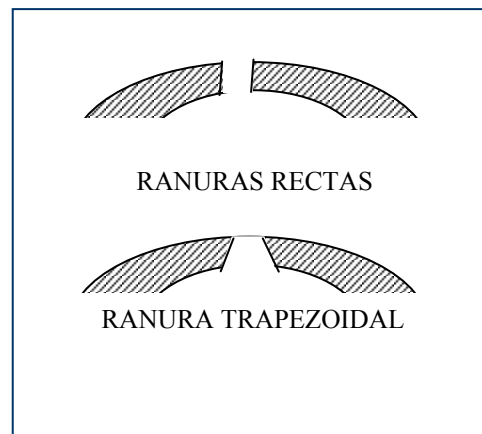
Las tuberías ranuradas son usadas para evitar la producción de arena del empaque con grava. Como su nombre lo dice son tuberías con ranuras, donde el ancho de éstas debe controlarse rigurosamente para que la grava de empaque quede retenida en las aberturas de la tubería. El ancho de las aberturas también es llamado calibre, el calibre no es más que las pulgadas del ancho de la abertura multiplicado por mil (1.000). El calibre del "liner" o rejilla se diseña de tal forma que sea igual a 2/3 el tamaño de grava más pequeño seleccionado para el empaque, redondeado al calibre comercial más cercano inferior.

Las tuberías ranuradas son normalmente tubulares API o estándar, en las cuales son cortadas ranuras verticales u horizontales con un calibre específico. Las ranuras horizontales actualmente casi no son utilizadas, ya que hay poca resistencia a la tensión en los tubulares. Las ranuras verticales son cortadas en forma sesgada, permitiendo el paso de cualquier grano que no esté puentado en las ranuras, previniendo así la acumulación de la arena en las ranuras evitando su taponamiento. Generalmente se selecciona el diseño en zig-zag de ranura sencilla debido a que se preserva una porción grande de la resistencia original de la tubería. El diseño en zig-zag también da una distribución más uniforme de las ranuras sobre el área superficial de la tubería. Las filas de las ranuras en el diseño en zig-zag de ranura sencilla generalmente tienen un espaciamiento longitudinal de 6 pulgadas. La **Figura 2.10**, muestra las diferentes geometrías existentes en cuanto a las ranuras.



**Figura 2.10.** Geometría de las ranuras de las tuberías ranuradas.

El calibre de la ranura debe ser tal que no deje pasar la grava, pues si esto sucede, el empaque se puede asentar y se mezclaría con la arena de formación o se crea un espacio vacío produciéndose arena de formación. Por esta razón el ancho de las ranuras debe ser un poco menor que el grano más pequeño de la grava a usarse o por lo menos  $2/3$  menor que el grano más pequeño de la grava. La ranura puede ser recta o en forma de trapecio (ver **Figura 2.11**), la ranura en forma de trapecio es más estrecha en la cara exterior del tubo, en comparación con la parte interior y tiende menos a taponarse, porque las partículas pasan a través de la ranura en el diámetro exterior y no se quedan alojadas dentro de la ranura.



**Figura 2.11.** Forma de las ranuras.

La medida de las ranuras individuales se calibra en el diámetro interior del tubo según la siguiente tabla:

**Tabla 2.2.** Características de las ranuras.

Ancho	Longitud Interna	Longitud Externa
$\leq 0,030$	1 1/2"	2"
0,030" - 0,060"	2"	2 1/2"
$\geq 0,060$ "	2 1/2"	3 1/8"

Generalmente las tuberías ranuradas se diseñan con un 3% de área abierta con relación al área superficial del diámetro exterior de la tubería, aunque en algunos casos se puede llegar hasta un 6%. El número de ranuras por pie para obtener un área abierta se calcula por la siguiente ecuación:

$$N = \frac{12 * \pi * D + C}{100 * W * L}$$

donde:

N = número de ranuras requeridas/pie

Si  $N < 32$ , redondear al múltiplo más cercano de 4.

Si  $N > 32$ , redondear al múltiplo más cercano de 8.

$\pi$  = constante (3,1416)

D = diámetro exterior de tubería (pulgadas)

C = área abierta requerida (porcentaje)

W = ancho de ranura (pulgada)

L = longitud de la ranura medida en diámetro interior de tubería (pulgadas)

El ranurado de la tubería disminuirá la resistencia a la tensión de la misma, para ese caso la resistencia puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$Tm = \sigma \left[ \frac{\pi(D_2 - d_2)}{4} - \frac{N * W(D - d)}{4} \right]$$

donde:

$T_m$  = tensión máxima permitida (libras)

$\sigma$  = resistencia a la tensión del material de la tubería (libras por pulgada cuadrada)

$\pi$  = constante (3,1416)

$D$  = diámetro exterior de la tubería (pulgadas)

$d$  = diámetro interior de la tubería (pulgadas)

$N$  = número de ranuras/pie

$W$  = ancho de las ranuras (pulgadas)

El tamaño mínimo de ranura debería ser de 0,010", ya que cuando se trabaja con tuberías de acero al carbono la corrosión puede obstruir las ranuras.

### **2.9.2 Calidad de grava**

Para asegurar la productividad del pozo es necesario revisar la calidad de la grava, pues de ésta dependen muchos factores, como lo es la permeabilidad de la grava y su capacidad de controlar el movimiento de la arena, para así permitir una productividad total de la formación.

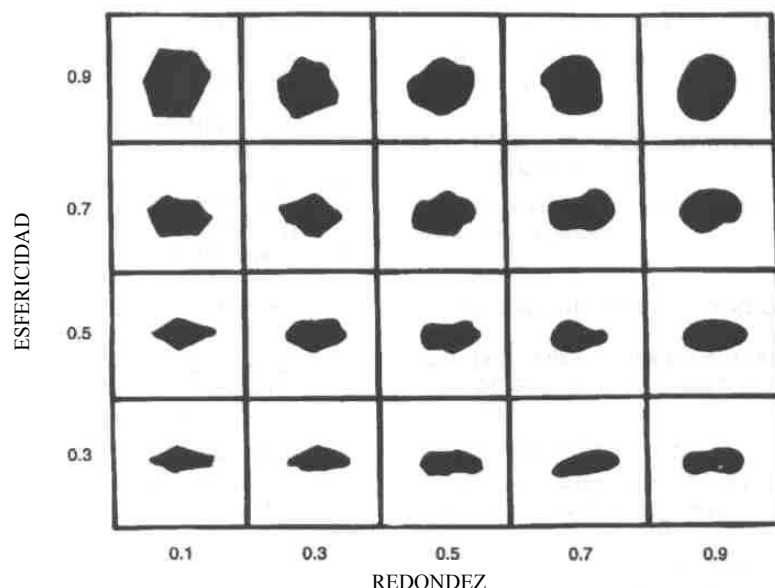
Durante muchos años la selección de la grava se basaba en los tamaños más grandes por su permeabilidad. Actualmente la norma API RP58 presenta las propiedades que debe cumplir un empaque de grava. Siguiendo estas especificaciones se garantiza la longevidad de la grava en condiciones típicas de producción y tratamiento. A continuación se mencionan las características que deben ser consideradas para la evaluación de la calidad de la grava:

- Análisis de tamizado, el procedimiento es igual al análisis granulométrico de la arena de formación, pero con la variante de que los tamices a utilizar serán únicamente los indicados por las especificaciones de la grava, por ejemplo si la grava es 20-40 U.S. mesh, se colocará el # 20 arriba y el #40 abajo, con una bandeja. Luego se calculará el % en



peso retenido. Si el % retenido en el tamiz de menor diámetro (#40) es menor del 96%, o lo retenido en el tamiz de mayor diámetro (#20) excede el 2% o si en la bandeja hay más de 2% entonces no es de buena calidad, ya que no está dentro de especificaciones. Una cantidad mayor de finos reduciría la permeabilidad, restringiendo la capacidad de flujo, mientras que demasiados granos grandes no controlan el movimiento de arena, permitiendo la mezcla de la grava y la arena, reduciéndose la permeabilidad.

- Esfericidad, es la medida de la forma de los granos que más se asemejen a una esfera. El valor de una esfera perfecta es “1”. La esfericidad se determina mediante la comparación visual de la grava con dibujos que van desde una esfera perfecta hasta partículas de menor esfericidad que poseen ratas de dicha esfera ideal ya estandarizadas (ver **Figura 2.12**). La esfericidad ideal debe ser de 0,6 ó más, si es menor la grava tenderá a romperse al ser bombeada al hoyo, lo que creará un empaque de menor permeabilidad.
- Redondez, es la medida de la uniformidad y la curvatura de la grava. El valor óptimo de redondez de una grava debe ser de 0,6 ó más, ya que si es más angular, tendrá más bordes y puntas que se desgastan al ser bombeada al pozo. Al igual que la anterior se mide por comparación visual con una tabla estándar de redondez (ver **Figura 2.12**).



**Figura 2.12.** Esfericidad y redondez por Krumbein y Sloss.

- Resistencia a la trituración, una muestra de grava sin finos sometida a la prueba de confinación no debería producir más del 2% en peso de finos, ya que esto indicaría que la grava sería más débil y podría romperse y triturarse con más facilidad. Si es una grava de tamaño grande (Malla 12 - 20) no debería sobrepasar el 4% y el 8% para Mallas 8 - 12.
- Solubilidad en ácido, debe ser determinada antes de su uso para mostrar el efecto que tendría un tratamiento de ácido futuro en ella. No debe existir una solubilidad en ácido clorhídrico mayor a 1%, ya que esto causaría un movimiento en el empaque de grava que ocasionaría fallas del empaque, además de indicar que existen impurezas que reducirán la fuerza de la grava, creando finos al ser bombeada al pozo.
- Contenido de impurezas, las impurezas indicarán que la grava puede ser más soluble en vapor y aún en agua, lo cual puede ser una consideración importante si el empaque con grava es utilizado en un pozo de agua o de inyección de vapor. La cantidad de impurezas se mide determinando la turbidez en una suspensión de agua y grava de empaque, la cual debería ser de 250 NTU o menos.

### **2.10. Toma de muestras.**

Las técnicas de muestreo de la arena de formación son muy importantes para la selección de la grava de empaque, así como el tamaño de las ranuras del "liner" ranurado y rejillas para las diferentes técnicas de control de arena.

La utilización de técnicas inadecuadas de muestreo de arena de formación puede traducirse en empaques con grava, "liner" o rejillas que fallen debido al taponamiento de los mismos o a la producción de arena. Como el tamaño de la arena de formación reviste tanta importancia, la técnica empleada para obtener una muestra de formación resulta también importante, ya que cada una de las técnicas o métodos de muestreo se pueden obtener resultados diferentes.

### 2.10.1 Toma de núcleo

La toma de núcleo consiste en la remoción mecánica de material de formación de las inmediaciones del pozo con el menor grado de perturbación posible. La toma de núcleos es realizada durante las operaciones de perforación usando una gran variedad de equipos. Sin embargo, estos diferentes equipos pueden ser divididos en dos grandes clases: los núcleos de pared y los núcleos de hueco completo. Los núcleos de pared no deben ser utilizados para las formaciones no consolidadas a las cuales se les evalúa las propiedades mecánicas ya que dan resultados erróneos, por lo tanto, solo se deben utilizar núcleos completos. Longitud del núcleo cortado (pies cortados) se refiere al desplazamiento longitudinal del equipo desde que se activa para tomar el núcleo; es medido en el taladro durante la perforación por la penetración de la sarta de perforación una vez que se activa el sistema. Longitud del núcleo recuperado (pies recuperados) se refiere a la longitud del núcleo que está presente dentro de la manga porta núcleo; es medido después que el sistema sale a superficie y tiene que ser menor o igual que la longitud del núcleo cortado. Porcentaje recuperado se refiere a la longitud de núcleo recuperado dividido por la longitud de núcleo cortado y donde este cociente es expresado en porcentaje. El término de longitud perforada se refiere a la perforación tradicional; la remoción física de material sin que se trate de cortar núcleo.

Los núcleos permiten obtener información que no es posible adquirir de otra manera. En particular, una evaluación de tipo geomecánica utiliza como pieza central la información generada por los núcleos la cual se complementa con información de registros petrofísicos. El uso de registros petrofísicos por sí solos puede crear resultados poco confiables.

Para el caso de formaciones no consolidadas la información requerida puede dividirse en las siguientes áreas:

Información geológica

- Litología.
- Textura.
- Diagénesis.

➤ Granulometría.

➤ Mineralogía.

Información de yacimientos

➤ Porosidades.

➤ Permeabilidad (magnitud y dirección).

➤ Permeabilidades relativas.

➤ Mojabilidad.

➤ Densidad de grano.

➤ Propiedades eléctricas.

➤ Velocidades acústicas.

➤ Compresibilidad.

➤ Resistencia mecánica.

La toma de núcleos en formaciones no consolidadas tiene dos aspectos de importancia. Uno es la recuperación del núcleo y el otro es la calidad del núcleo recuperado conocido como grado de perturbación.

En formaciones consolidadas la calidad del núcleo está relacionada con el porcentaje de recobro; sin embargo, en formaciones no consolidadas es posible obtener buenos porcentajes de recobro de un núcleo muy perturbado. La mayoría de los parámetros de la información de yacimientos son afectados por el grado de perturbación del núcleo recuperado mientras que la mayoría de los parámetros de la información geológica no lo son. En particular, los parámetros geomecánicos tales como compresibilidad, resistencia mecánica y porosidad son afectadas por el nivel de perturbación. Es importante enfatizar que lo importante no es tener un recobro alto sino que la cantidad recuperada sea de poca perturbación y por lo tanto de alta calidad.

Un equipo de muestreo típico esta compuesto de una mecha especializada, un sistema atrapa núcleo y finalmente un barril porta núcleo. Cada una de estas partes se escoge en función de las características de la formación y de requisitos especiales y cada una de las partes escogidas debe estar integrada para que el sistema funcione adecuadamente.

### **2.10.2 Muestras de núcleos de pared**

Las muestras de núcleos de pared se obtienen disparando proyectiles huecos desde un cañón que se hace descender por el pozo con un cable eléctrico, hasta la profundidad deseada. Los proyectiles permanecen unidos al cañón mediante cables de acero, de manera tal, que cuando se extrae el cañón del pozo, se recuperan los proyectiles con una pequeña muestra de formación en su interior. La toma de muestras de núcleos de pared es una práctica que suele incluirse en las etapas de evaluación de pozos en formaciones no consolidadas y este es el tipo de muestra más utilizado para diseñar arenas de empaque con grava. Si bien son más representativas que las muestras producidas u obtenidas por achique, las muestras de núcleos de pared también pueden producir resultados engañosos. Cuando los proyectiles chocan contra la cara de la formación, se produce una trituración localizada de los granos de arena, lo que genera granos rotos y más particular finos. La muestra de núcleo también podría contener sólidos de lodo de perforación que podrían ser confundidos con material de la formación. Los analistas de laboratorio experimentados pueden separar los granos triturados y los sólidos del lodo, en cierta medida, antes de evaluar la muestra, con lo que mejoran la calidad de los resultados.

### **2.10.3 Muestras obtenidas mediante achique.**

Las muestras obtenidas mediante achique son aquellas que se toman del fondo del pozo utilizando achicadores enganchados al cable de acero. Estas muestras generalmente están constituidas por los granos de arena de mayor tamaño, suponiendo que la mayoría de los granos más pequeños se producen hacia la superficie. Las muestras obtenidas por achique pueden ser también engañosas en lo que respecta a la distribución del tamaño de los granos, ya que cuando se cierra el pozo para obtener una muestra, los granos de arena más grandes serán los primeros que se asienten en el fondo, mientras que los más pequeños caerán posteriormente encima de los primeros, por lo cual el uso de las muestras obtenidas conducirá

al diseño del empaque con grava de mayor tamaño que la requerida, lo que a su vez podría ocasionar la producción de arena (partículas de formación pequeñas que atraviesan el empaque con grava).

#### **2.10.4 Muestras producidas.**

En un pozo que produce arena, puede obtenerse fácilmente una muestra de la arena de formación en la superficie. Si bien dicha muestra puede analizarse y utilizarse para determinar cuál debe ser el tamaño de la arena del empaque con grava, las muestras producidas probablemente indicarán un tamaño medio de grano más pequeño que el que realmente posee la arena de formación. La tasa de flujo del pozo, las características del fluido producido y el diseño de los tubulares de la completación son factores que determinan que un tamaño específico de grano de arena de formación se produzca hacia la superficie o se deposite en el fondo del pozo. En numerosos casos, los granos de arena mas grandes se asientan en el fondo, por lo que una muestra que se produce hacia la superficie contiene una proporción mayor de los granos de arena de menor tamaño. Esto significa que la muestra de superficie probablemente no constituya una adecuada representación de los distintos tamaños de arena de formación existentes. De igual modo, el transporte de un grano de arena a través de la tubería de producción y de las líneas de flujo superficiales podría ocasionar la ruptura de las pequeñas esquinas de los granos, lo que da lugar a más finos y granos más pequeños. Esto es lo que en algunas ocasiones se denomina fragmentación de los granos, la cual es también causa de una reducción en la cantidad de granos más grandes de arena de formación, por lo cual se puede llegar a pensar que el tamaño medio de grano es más pequeño que el que la arena de formación realmente posee. Utilizar muestras de arena producida podría inducir el uso de arena de empaque con grava más pequeña que la requerida.

## CAPITULO III

## DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL ÁREA

## 3.1. Descripción general

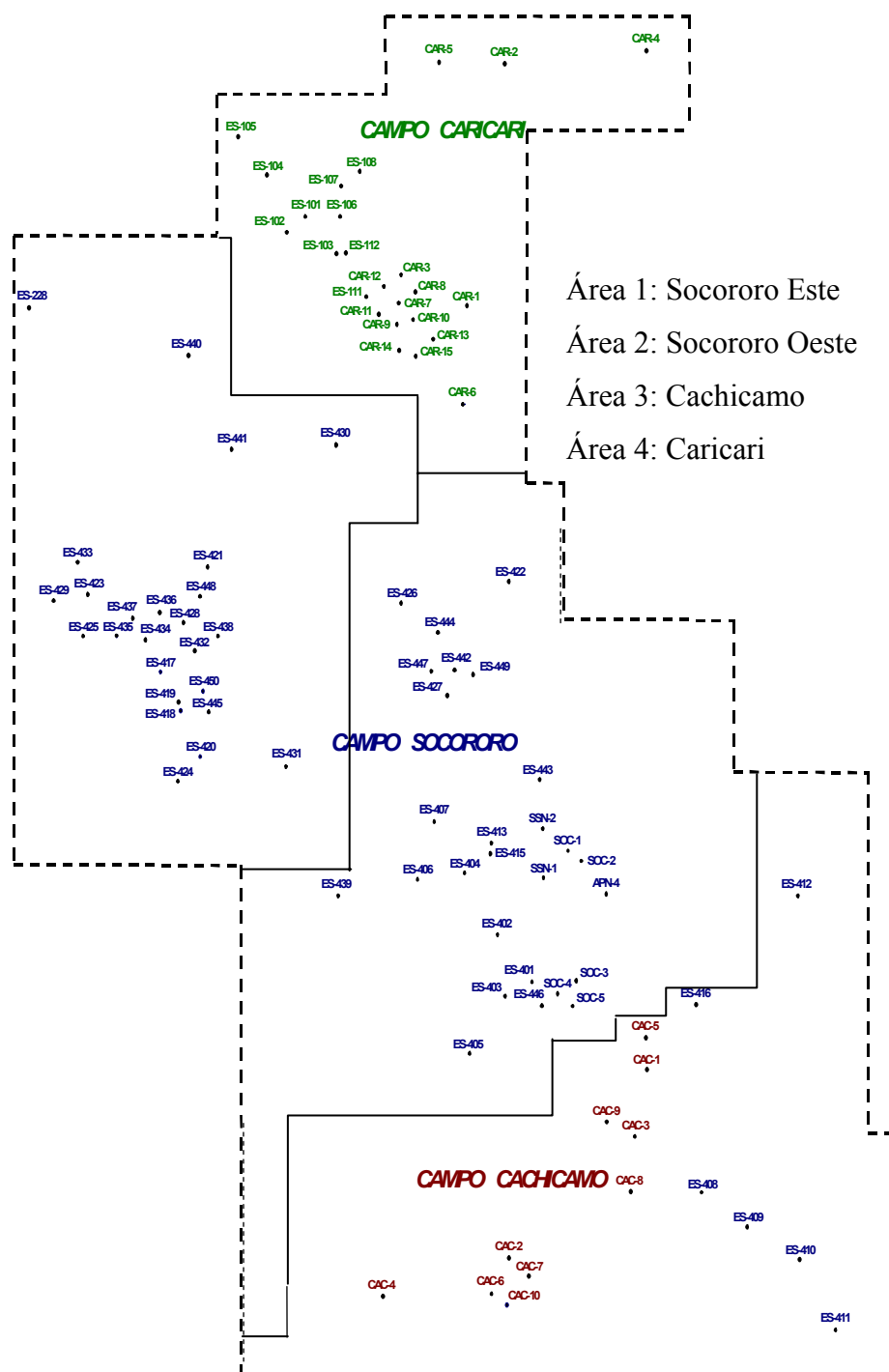
El Área Mayor de Socororo se encuentra ubicada geológicamente en el flanco suroeste de la Cuenca Oriental de Venezuela y geográficamente está localizada en las cercanías de la población de Pariaguán, Estado Anzoátegui. En la **Figura 3.1**, se señala la ubicación geológica y geográfica del área.



**Figura 3.1.** Ubicación Geológica y Geográfica del Área Mayor de Socororo

El área de estudio se encuentra constituida por los campos Socororo, Cachicamo y Caricari abarcando un área aproximada de 270 kilómetros cuadrados de superficie, y esta limitada al Oeste por el campo Budare, al Sur por los campos de Petrozuata, al Este por el campo Yo-

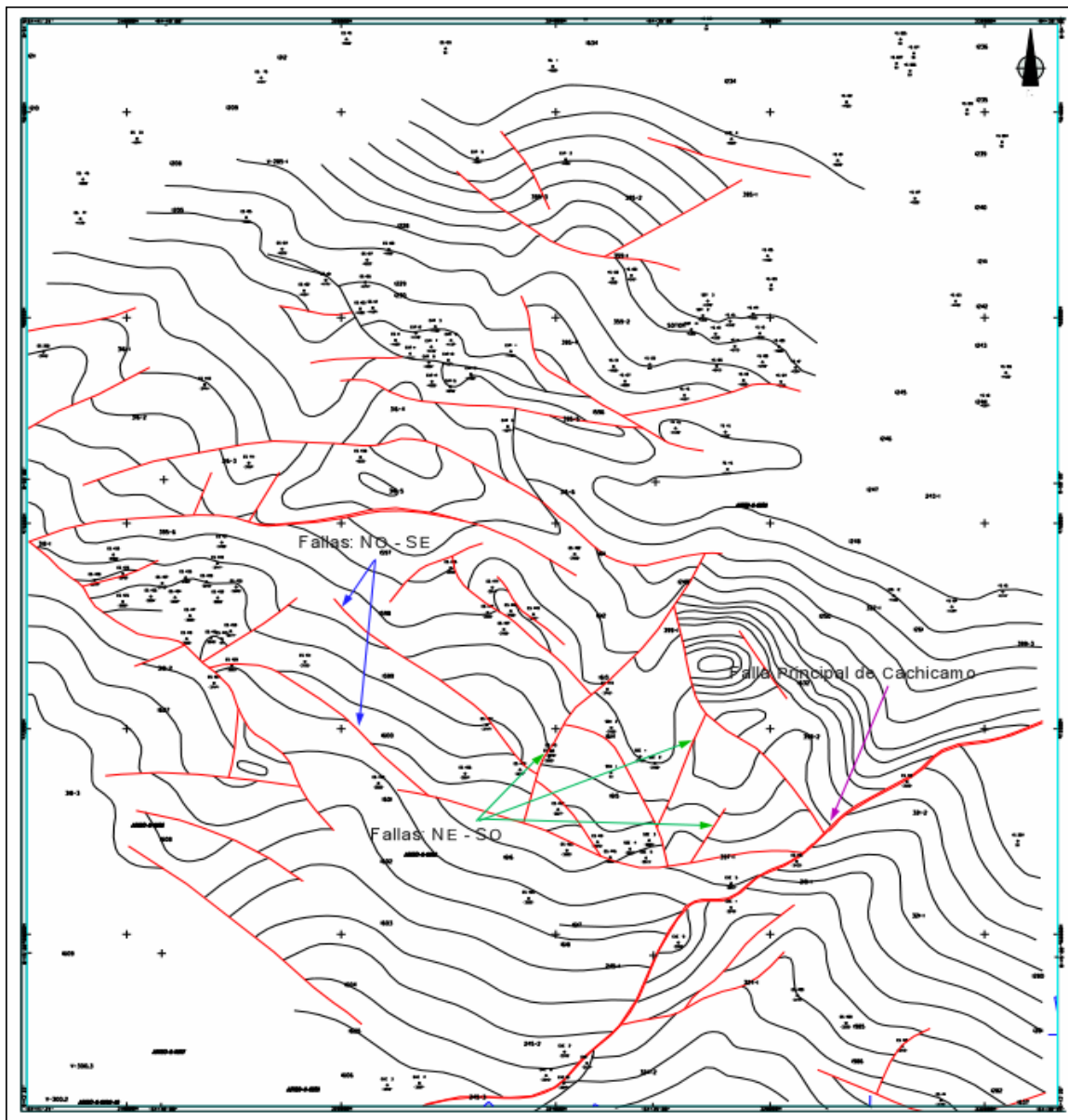
pales y al Noreste por el campo Caracoles. El área se encuentra dividida en tres (3) campos los cuales se pueden observar en la **Figura 3.2**.



**Figura 3.2.** División del Área Mayor de Socororo



La estructura del Área Mayor de Socororo se define mediante dos sistemas de fallas predominantes, las cuales se muestran en la **Figura 3.3**.



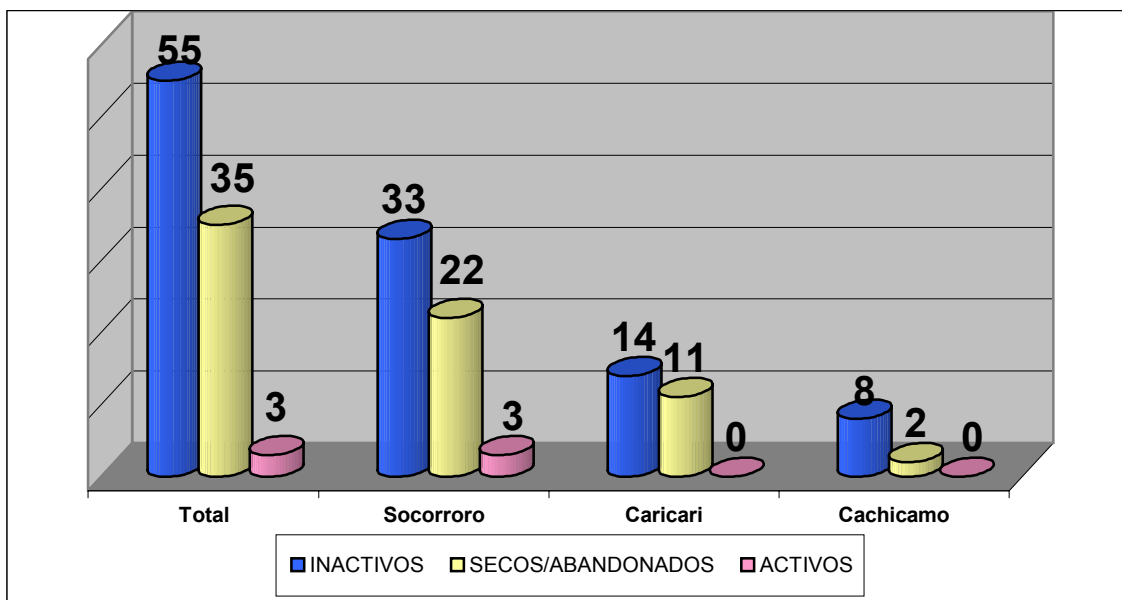
**Figura 3.3.** Sistemas de Fallas (Arena U, Formación Oficina)

El primer sistema tiene rumbo NO-ES, paralelo al rumbo de las capas y en general las fallas buzcan hacia el sur, tienen un salto de falla que varía entre 25' – 100'. Mientras que el segundo sistema tiene rumbo NE-SO y las fallas no tienen una sola dirección de buzamiento, buzcan indistintamente hacia el este y hacia el oeste, aquí se encuentra el elemento estructu-

ral más importante del área: la falla principal de Cachicamo, la cual posee una magnitud de salto que varía entre 70' – 180', en las otras fallas del sistemas el salto varia entre 20' – 70'. Las principales formaciones más productoras del Área Mayor de Socororo se sedimentaron durante la época del Mioceno inferior y Mioceno medio correspondiente al período Neógeno de la era Terciaria (Formación Merecure superior y Oficina inferior). Dadas las características de la zona, los yacimientos son lenticulares de poco espesor y se estiman que el área posee un total de 103 yacimientos de petróleo y 77 yacimientos de gas.

La profundidad promedio de los pozos es de 3.850 pies, y la gravedad API del petróleo producido se promedio en 16 grados. La porosidad promedio se encuentra alrededor de 28% mientras que la saturación de agua varía entre 9% y 50%.

El Área Mayor de Socororo posee un total de 93 pozos perforados, de los cuales 55 están inactivos, 33 se encuentran secos o abandonados y 3 están produciendo actualmente, todos estos pozos se encuentran distribuidos en los tres campos del área como lo muestra la **Figura 3.4**.



**Figura 3.4.** Distribución de los pozos en el Área Mayor de Socororo

El POES del área es de 418 MMBNP y el GOES es de 278 MMMPCN, se estiman una reservas recuperables de petróleo de 61 MMBN y 228 MMMPCN de gas, pero tomando en consideración la producción acumulada de 10 MMBN de petróleo y 21 MMMPCN de gas hasta el momento, se tienen unas reservas remanentes recuperables de 51MMBN de petróleo y 207 MMPCN de gas. Las cuales se encuentran distribuidas de acuerdo a los campos existentes de la siguiente manera:

**Tabla 3.1.** POES y Reservas del Área Mayor de Socororo

	SOCORORO	CARICARI	CACHICAMO	TOTAL
POES (MMBN)	314	60	44	418
RESERVAS DE PETRÓLEO (MMBN)	37	8	6	51
RESERVAS DE GAS ASOCIADO EN SOLUCIÓN (MMMPCN)	60	13	14	87
RESERVAS DE GAS NO ASOCIADO (MMMPCN)	77	39	4	120

### 3.2. Mecanismos de Producción.

Los factores que influyen en el comportamiento de los yacimientos y por lo tanto en el mecanismo de producción predominante lo constituyen las características geológicas, propiedades de roca y fluidos, mecanismos de flujo de fluidos en el medio poroso y las facilidades de producción asociadas. Para el Área Mayor de Socororo se establecieron los siguientes factores:

- Estructuralmente los yacimientos son de poco buzamiento (menor a 10 grados).
- En muy pocos casos la RGP inicial puede considerarse representativa (problemas mecánicos en los pozos y pobres o ninguna medición del gas).
- Más del 50% de la producción del área proviene de yacimientos conformados por zona de petróleo asociada a capa de gas (yacimientos saturados).

- Se presentan algunos casos de yacimientos ligeramente subsaturados.
- Existen yacimientos con acuífero asociado de magnitud mucho mayor a la zona de petróleo.<sup>3</sup>

En base a estas características podemos establecer en cuanto a los índices de mecanismos de producción presentes en los yacimientos del Área Mayor Socororo lo siguiente:

**Expansión de la roca y fluidos:** No es un mecanismo de producción importante debido al bajo grado de subsaturación de los yacimientos.

**Gas en Solución:** Mecanismo de producción importante en el área debido al número de yacimientos saturados.

**Capa de Gas:** Mecanismo de relativa importancia en el área, pues un 28% de los yacimientos área tienen capa de gas.

**Drenaje gravitacional:** Se considera poco importante debido a que el buzamiento estructural del área es de  $2 - 3^\circ$ .

### 3.3. Descripción Geológica

#### 3.3.1 Estructura.

El Área Mayor de Socororo, es una estructura monoclinal fallado de rumbo NO y buzamiento de  $2 - 3^\circ$  hacia el norte, con dos (2) sistemas de fallas predominantes, más o menos perpendiculares entre sí. El primer sistema de fallas tiene un rumbo NO-SE paralelo al rumbo de las capas buzando hacia el sur, con un salto de falla variable entre 25' y 100'. El segundo sistema es de fallas normales con rumbos variables: EO, NE y NO y con saltos entre 20' y 180', en este sistema se encuentra la falla principal de Cachicamo, la cual se considera el elemento estructural más importante del área.

El sistema de fallas normales paralelo al rumbo de las capas constituye la barrera buzamiento arriba para los hidrocarburos en su proceso migratorio (área del pozo ES-401 y ES-417). En general existen tanto trampas del tipo estructural como mixtas, tal es el caso de las

arena B3, D2L y F0 del campo Caricari las cuales entrapan gas de manera estructural; mientras que el campo Socororo y Cachicamo posee en su mayoría trampas estructurales-estratigráficas.

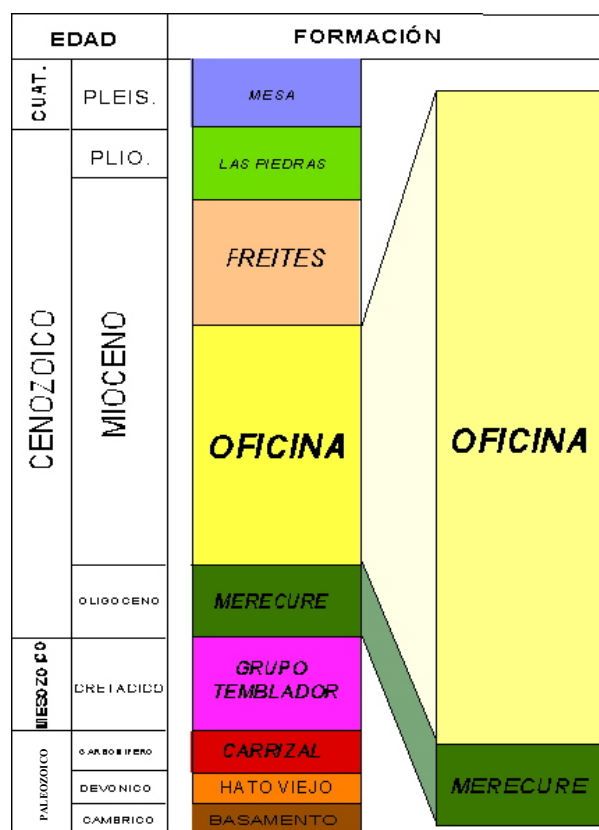
### 3.3.2 Estratigrafía

La columna estratigráfica del Área Mayor de Socororo se puede observar en la **Figura 3.5**, y está constituida por las formaciones Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina, Merecure, Grupo Temblador y Carrizal. Siendo las formaciones Oficina y Merecure las principales unidades productoras de hidrocarburos del área. Ambas formaciones son rocas recipientes, y la formación Querecual es la generadora de hidrocarburos, es decir, la roca madre.

Descripción litológica de las unidades productoras más importantes:

- Formación Oficina: se caracteriza por alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limonitas, con presencia de capas de lignitos y lutitas ligníticas<sup>4</sup>. En el Área Mayor de Socororo, la Formación Oficina está constituida estratigráficamente por una secuencia alternada de lentes de arena, limonitas y lutitas. Las arenas por lo general con espesores variables entre 3' – 18'. Están presentes en la secuencia sedimentaria lignitos fácilmente identificables en los perfiles eléctricos y de densidad, con buena extensión lateral la cual permite utilizarlos como horizontes guía para las correlaciones. El espesor de la formación Oficina en el Área Mayor de Socororo varía entre 2.300' - 3.400' como consecuencia del adelgazamiento de la secuencia en dirección sur – sureste<sup>4</sup>. La formación Oficina es productora de hidrocarburos en toda su extensión, gasífera en la parte superior (arenas A – arenas J2) y de líquidos en la parte inferior (arena J3 – arena U1).
- Formación Merecure: está caracterizada por 50% de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano grueso, incluso conglomeráticas, con estratificación cruzada. Intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas y poca presencia de lignitos<sup>4</sup>. En el Área Mayor de Socororo, la Formación Merecure está constituida estratigráficamente por una secuencia de cuerpos arenosos generalmente masivos (en ocasiones con espeso-

res mayores de 100' en su parte media e inferior), interestratificados con lutitas y limolitas delgadas por lo general no mayores de 10', aunque en algunas existen intervalos lutíticos que alcanzan los 40'. La continuidad lateral de las arenas no es buena, como consecuencia de la natural lenticularidad de las mismas y de los frecuentes cambios de facies que se observan a través de toda el área. El espesor de la Formación Merecure está por el orden de los 500', la presencia de hidrocarburos se ha detectado en la mayor parte de la secuencia (arenas U2 – U9), sin embargo, la principal arena productora del área ha sido la arena U2<sup>4</sup>.



**Figura 3.5.**Columna estratigráfica del área.

### 2.3.3 Sedimentación

Regionalmente las Formaciones Oficina y Merecure, se sedimentaron en ambientes progresivamente – transgresivos sobre el flanco sur de la cuenca Oriental de Venezuela. La sedimentación en la parte meridional del área, tanto en la Formación Merecure como en Ofici-

na, sugiere ambientes de llanura deltáicas, basándonos en la cimentación de la cuenca se asume la sedimentación del Área mayor de Socororo como Fluvial Deltáica.

En toda el área se observa lenticularidad y desaparición lateral de arena de barras, canales, etc. propio de la sedimentación de ambientes de sedimentación de planicie deltáica y desaparición sistemática de cuerpos de arenas hacia el noreste, esta desaparición de arenas se va haciendo más severa a medida que se asciende en la columna estratigráfica.

**CAPITULO IV****METODOLOGÍA**

En el área Mayor de Socororo el principal problema operacional que se presenta en los pozos es el arenamiento de los mismos, esto origina la disminución de la producción, la erosión de los equipos de producción y de superficie lo cual se traduce en una menor rentabilidad económica. Dada la magnitud de este problema se hizo necesario realizar este estudio que permitió diagnosticar las causas y características de la producción de arena en el área, así como también servirá de soporte técnico y bibliográfico para los próximos trabajos de perforación, rehabilitación de los pozos y en general a la reactivación del área.

Un estudio detallado del comportamiento productivo de los pozos y de todas las operaciones llevadas acabo desde el inicio de la perforación del pozo y hasta hoy en día, persigue obtener:

- Aumento de la vida productiva de los pozos.
- Disminución de la producción de arena.
- Una reducción de:
  1. Trabajos RA/RC.
  2. Trabajos en los pozos por reparación de equipo de levantamiento artificial.
  3. Tiempo asociado a la detección de problemas en la producción del pozo.
  4. Costos por concepto del cambio de mecanismos de control de arena.

Lo anterior justifica la definición del objetivo general del presente trabajo, el cual es analizar la problemática de la producción de arena y evaluar los distintos métodos para su control, esto incrementará la vida productiva de los pozos de una manera rentable, segura y eficiente durante los procesos de perforación y rehabilitación en el Área Mayor de Socororo; para desarrollar este objetivo se plantearon los siguientes objetivos específicos:

- Determinar las causas y características del problema de producción de arena en el Área Mayor de Socororo.



- Estudiar y evaluar las nuevas tecnologías existentes para el control de arena.
- Elaboración de una metodología para seleccionar el método de control de arena más adecuado.
- Elaboración de un sistema que permitirá determinar el tamaño óptimo de grava a utilizar, por medio de análisis granulométricos se obtendría el método de control de arena a emplear.

#### **4.1 Causas y características del problema de producción de arena en el Área Mayor de Socororo.**

La metodología planteada para solucionar lo anterior se basa fundamental en la recopilación, validación y clasificación de la información, ésta etapa fue la de mayor importancia ya que de ella derivaron todos los resultados obtenidos en el desarrollo de este trabajo.

Toda la información referida a cada uno de los pozos pertenecientes al área se encuentra almacenada en la base de datos OPENDOX 32, en las carpetas de los pozos, en la herramienta OFM 3.0 y en la herramienta corporativa CENTINELA.

La base de datos OPENDOX 32 muestra las carpetas de pozos de forma digital, ambas herramientas suministran información sobre el proceso de perforación, completación y puesta en producción de cada pozo, además se registran todos los eventos de reparación, rehabilitación y pruebas de pozos como también las pruebas, cierre y/o abandono de las arenas.

A partir del programa OFM 3.0 y la herramienta corporativa CENTINELA se obtuvo el comportamiento productivo de cada pozo zonas del área. La información que fue recopilada de las herramientas antes mencionadas, se dividió en:

- Geológica.
- De perforación.

- De completación.
- De producción.
- Del mecanismo de control de arena.

#### 4.1.1 Información geológica.

La información geológica recopilada a partir de carpeta de pozo y OPENDOX 32 se refirió a la descripción estratigráfica (profundidad, espesor de arena, arena neta petrolífera) de la arenas - objetivos principal y secundarias probadas en cada pozo.

La profundidad de una formación da indicios del grado de consolidación y cementación que esta pueda poseer, es por ello que se agruparon las arenas que presentaron acumulaciones comerciales de hidrocarburo en el Área Mayor de Socororo. De acuerdo a su profundidad se tiene:

**Tabla 4.1.** Profundidad de los yacimientos del Área Mayor de Socororo.

Campo	Rango de profundidades (pies)				
	3000-3500	3500-4000	4000-4500	4500-5000	>5000
Cachicamo	3	5	-----	-----	-----
Caricari	4	4	7	7	5
Socororo	-----	13	30	14	1
<b>Total</b>	<b>7</b>	<b>22</b>	<b>37</b>	<b>21</b>	<b>6</b>

A partir de la clasificación anterior se evidencia que el 94% de los yacimientos se encuentran ubicados a una profundidad menor 5000 pies.

Todos los yacimientos de la zona suroeste de la Cuenta Oriental de Venezuela con profundidades menores a 5000 pies se depositaron y formaron en la época del Mioceno en el periodo Terciario – Neógeno (5 – 24,5 millones de años atrás), dado esto se afirma que los yacimientos pertenecientes al Área Mayor de Socororo son jóvenes y por lo tanto son poco consolidados con baja cementación intergranular.

Lo anterior trae como consecuencia, un aumento en el potencial de producción de arena de la formación debido a que las fuerzas de cohesión entre los granos son menores a la fuerza que genera la velocidad de los fluidos causando esto, el desprendimiento y posterior migración de los mismos hacia el pozo.

#### 4.1.1.1 Presencia de arcillas

En estudios previos geólogos asignados a la Operadora actual PetroUCV realizaron estudios al núcleo perteneciente al Pozo SOC-1, el cual se encuentra ubicado en la nucleoteca de Chaure en Puerto la Cruz. Uno de los estudios realizados, tuvo como objetivo el determinar el volumen de arcilla en las formaciones productoras, los resultados presentados fueron los siguientes:

**Tabla 4.2.** Volumen de arcilla presente en el núcleo del pozo SOC - 1

Yacimiento	Profundidad (ft)	Contenido de Arcilla (%)	Distribución de la arcillas
U4	4611-4631	9	Caolinita 86 % Ilita 14%
U5	4824-4843	12	Caolinita 81% Ilita 19%
U8	4843-4863	8	Caolinita 77% Ilita 19% Ili-ta/Esmectita 4%
U8	5005-5010	11	Caolinita 91% Ilita 9%

De los informes de Corpomene, se pudo obtener la siguiente información petrofísica, con respecto al volumen de arcilla presente en los yacimientos del área:

**Tabla 4.3.** Volumen de arcilla de los yacimientos más prospectivos del área.

Yacimiento	Arena	Pozo	Volumen de arcilla (%)	Volumen promedio
S4 ES 437	S4	ES 435	16,23	15,43
S4 ES 437	S4	ES 437	14,63	
S5 ES 436	S5	ES 436	12,44	11,07
S5 ES 436	S5	ES 448	9,70	
P2 SOC 01	P2	SOC 03	16,71	16,71
R0 ES 442	R0	ES 449	0,00	0,00
R0 ES 447	R0	ES 427	16,61	16,61
R2L ES 428	R2L	ES 428	28,75	28,75
S2 ES 423	S2	ES 428	12,65	9,31
S2 ES 423	S2	ES 432	7,46	
S2 ES 423	S2	ES 434	13,06	
S2 ES 423	S2	ES 435	4,05	
U1U ES 423	U1U	ES 429	7,16	7,16
U2L ES 401	U2L	ES 446	9,09	9,09
U2U ES 418	U2U	ES 418	8,15	5,62
U2U ES 418	U2U	ES 434	3,09	
U2U ES 449	U2U	ES 449	5,59	5,59
U4M ES 424	U4M	ES 429	4,93	4,93
S5 ES 437	S5	ES 437	7,27	7,27
TUM ES 423	TUM	ES 433	11,38	11,38
U1L ES 417	U1L	ES 432	10,34	10,34
U1L ES 449	U1L	ES 449	2,89	2,89
U1M ES 449	U1M	ES 449	18,02	18,02
U1U YS 610	U1U	SOC 04	6,08	8,49
U1U YS 610	U1U	SOC 03	11,13	
U1U YS 610	U1U	ES 446	8,26	

En la tabla anterior se observa que el volumen de arcilla presente en los yacimientos del Área Mayor de Socororo es variable de uno a otro, el valor máximo es para el yacimiento R2L ES 428 en el pozo ES 428 con 28,75% y el valor mínimo el cual corresponde al yacimiento R0 ES 442 en el pozo ES 449 con 0,00%.

#### 4.1.2 Información de perforación.

La perforación de los pozos es otro parámetro que influye en la producción de arena, ya que si no se realiza de manera adecuada puede generar daños en las arenas prospectivas. Este daño viene dado por la invasión de filtrado y sólidos del lodo de perforación, los cuales se generan cuando se perforan en sobrebalance, donde, la presión ejercida por el lodo es mayor a la presión de la formación.

Con la revisión de los informes de Corpomene se obtuvieron datos de peso del lodo, profundidad de la arena y los valores de presión inicial correspondiente a cada uno de los yacimientos productores. Los pozos estudiados son el resultado de una selección aleatoria del total de los 93 pozos perforados en el área. Estos datos se muestran en la **Tabla 4.4**:

**Tabla 4.4.** Datos utilizados para calcular la presión de Sobrebalance.

Pozo	Arena	Peso del lodo (lbs/pies <sup>3</sup> )	Profundidad de la arena (pies)	Presión inicial (lpc) al Datum	Datum (pies)
ES-450	U1L	76	4630	1603	3700
ES-441	U8U	75	5183	1880	4475
ES-437	S5	74	4410	1567	3601
ES-447	P1	72	3236	1431	3220
CAR-03	S3	71,8	4748	1692	3950
CAR-09	U2U	74	4929	1762	4144
CAR-14	U3	72	4995	1800	4250
CAC-03	P2	71	3448	1263	1750

Con los datos anteriores se procedió a realizar la siguiente secuencia de cálculos, para obtener así el diferencial de presión, indicando la perforación Sobrebalance, se tomará el pozo ES-450 como modelo para realizar los cálculos tipo.

Primero se calcula la presión ejercida por la columna de lodo en la cara de la formación:

$$P_{wf1} = \frac{\rho_{lodo} * h}{144}$$

Donde:

$\rho_{Lodo}$  = Densidad de lodo.

H = Profundidad de la arena.

$$P_{wf1} = \frac{76(lbs / pies^3) * 4630 pies}{144} = 2444 \text{ Lpc}$$

Pero esta presión hay que referirla al mismo datum a que se encuentra referenciada la presión inicial del yacimiento:

$$P_{DATUM} = P_{wf1} - 0.433 * \frac{(\rho_{lodo}) * (h_{final} - h_{DATUM})}{144}$$

Donde:

$P_{DATUM}$  = Presión el Datum.

$P_{wf1}$  = Presión ejercida en la formación.

$\rho_{Lodo}$  = Densidad del lodo.

$H_{Final}$  = Profundidad de la formación.

$H_{DATUM}$  = Profundidad del Datum.

$$P_{DATUM} = 2444 \text{ lpc} - 0.433 * \frac{(76 \text{ lbs / pie}^3) * (4630 \text{ pies} - 3700 \text{ pies})}{144} = 2231 \text{ Lpc}$$

Determinada la presión ejercida por el lodo en la formación productora y referenciada al mismo datum a la cual fue referida la presión inicial, se calcula el diferencial de presión ejercido durante la perforación de ésta arena productora.

$$Diferencial = P_{DATUM} - P_{Inicial}$$

Donde:

$P_{DATUM}$  = Presión referida al datum.

$P_{inicial}$  = Presión inicial del yacimiento.

$$Diferencial = 2231 \text{ lpc} - 1603 \text{ lpc} = 628 \text{ lpc}$$

El mismo procedimiento anteriormente descrito se realizó para todos los pozos antes mencionados y se presentan en la **Tabla 4.5**.

**Tabla 4.5.** Diferencial de presión.

Presión inicial al Datum (lpc)	Presión ejercida por el lodo al Datum (lpc)	Diferencial de Presión (lpc)
1603	2231	628
1880	2540	660
1567	2086	519
1431	1615	184
1692	2195	503
1762	2358	596
1800	2336	536
1263	1338	75

De los pozos seleccionados el 75% de los pozos anteriores se perforaron con un diferencial de presión mayor de 500 psi. y el 25% restante con un diferencial de presión menor de 200 psi.

El fluido de perforación genera una presión de fondo, debido al peso ejercido por la columna del mismo, esta presión es ejercida contra la formación y si la misma es mayor a la presión de la formación se genera un diferencial de presión positivo para la columna del lodo lo cual origina una invasión del filtrado del lodo a través de las paredes de la formación. La invasión del filtrado del lodo trae como consecuencia una contaminación de la zona productora lo cual genera obstrucción de los canales de flujo y daño a la formación, causando esto una disminución de la producción.

Durante el proceso de producción de los pozos los fluidos producidos generan diferentes fuerzas, pero, si durante el camino de la formación hacia el pozo encuentra algún tipo de obstrucción, la disminución de las áreas de flujo genera velocidades elevadas en los fluidos producidos que desencadenan un aumento proporcional de los esfuerzos de corte.

Con estos resultados se evidencia que la mayoría de los pozos del Área Mayor de Socororo se perforaron en sobrebalance, generándose así un daño en las inmediaciones del pozo el cual contribuye a aumentar el potencial de producción de arena de las formaciones. Esto tomando en consideración que se recomienda la perforación con un máximo de 200 psi de presión de sobrebalance para garantizar la mínima filtración de lodo hacia la formación.

#### **4.1.3 Información de completación.**

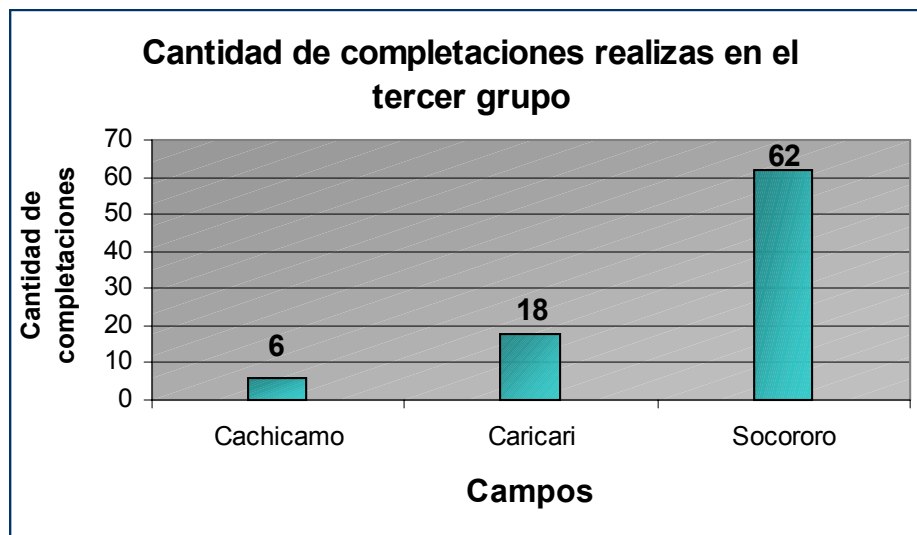
Los datos de completación se refirieron a la cantidad de veces que fueron completados los pozos en diferentes arenas que poseen hidrocarburos comercialmente explotables, significando esto que hayan reportado una producción de petróleo igual o mayor a cero, por otra parte se identificaron las arenas que fueron probadas, sin acumulaciones comerciales de hidrocarburos.

Debido a la lenticularidad del área se procedió a dividir el grupo de arena en tres (3) grupos los cuales son: el primer grupo esta constituido desde las arenas A hasta las arenas H, el segundo grupo desde las arenas I hasta las arenas N y el tercer grupo formado desde las arenas O hasta las arenas U.

En toda el área se probaron 42 arenas las cuales no presentaron acumulaciones comerciales de hidrocarburos. En Campo Cachicamo se realizaron seis (6) completaciones las cuales se realizaron en el tercer grupo de arenas específicamente en las arenas P2, P3, R4L, S5, U3L y U4, en el Campo Caricari se realizaron 20 completaciones representada de la siguiente manera dos (2) en el segundo grupo de arenas y dieciocho (18) en el tercer grupo de arenas y en el Campo Socororo se realizaron sesenta y dos (62) completaciones en las arenas pertenecientes al tercer grupo.

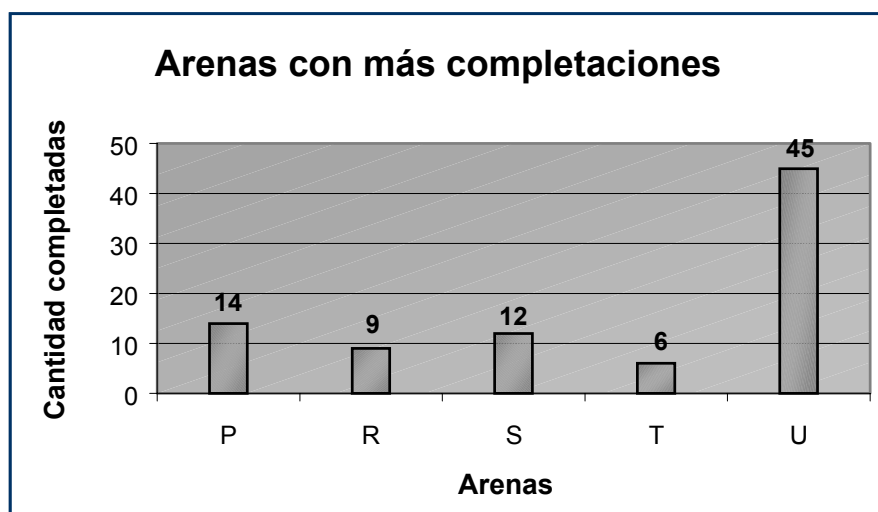
Como resumen se tiene que en el primer grupo no se realizaron completaciones, en el segundo grupo se realizaron dos (2) completaciones en el Campo Caricari y el tercer grupo se realizaron ochenta y seis (86) completaciones distribuidas de la siguiente manera:





**Figura 4.1.** Distribución de las arenas en el tercer grupo.

Como se ha demostrado el tercer grupo presenta mayor cantidad de completaciones. En la siguiente figura se muestran las arenas más prospectivas o completadas en el área:



**Figura 4.2.** Arenas completadas en el Área Mayor de Socororo.

En la figura anterior se evidencia que las arenas U presentan mayor cantidad de completaciones, esto se debe a que poseen mayores acumulaciones de hidrocarburos, por lo tanto, se puede afirmar que las arenas U también son las más empacadas del área ya que al ser la más explotadas eran las que tenían una mayor producción de arena.

#### 4.1.4 Datos de producción.

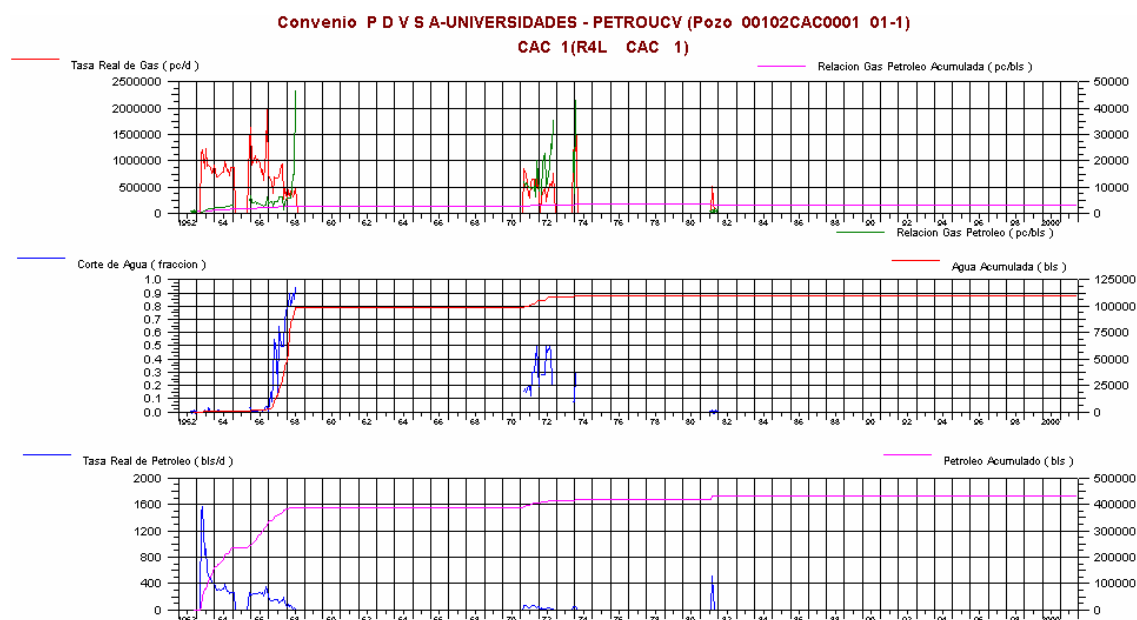
Cuando la producción de agua comienza, se generan alteraciones a nivel de las arenas en este caso de hidrocarburos, una de las alteraciones que presentan las arenas del área en estudio es el aumento de la producción de arena como consecuencia del aumento de la producción del agua, esto comienza cuando la velocidad del flujo del agua aumenta disolviendo las partículas presentes en el cemento de los granos que son sensibles y reaccionan frente al agua.

Esta anomalía se presenta en el área, debido a que las arenas más productoras en muchos casos se encuentran influenciadas por la presencia de agua.

Debido a lo anterior se realizaron graficas de producción de agua, corte de agua, producción de petróleo y producción de petróleo acumulado, cotejándose los acontecimientos sucedidos en las diferentes arenas con respecto a las historias de producción. Los yacimientos en estudios se tomaron de manera aleatoria donde se evidencia notoriamente la anomalía expuesta anteriormente.

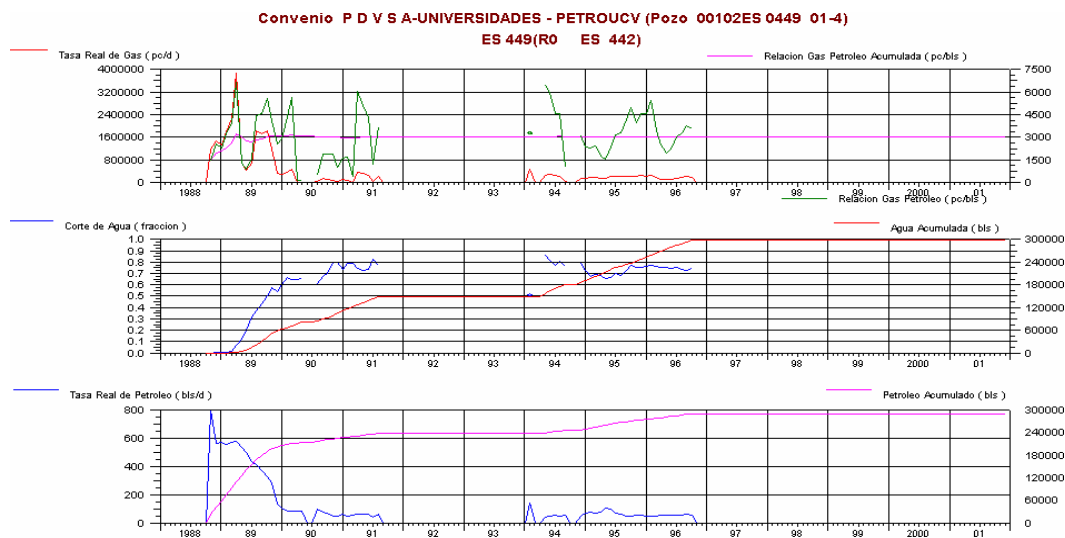
Como primer yacimiento se presenta el R4L CAC-1 perteneciente al pozo CAC-1, inicialmente a este yacimiento no se le aplicó mecanismo de control de arena produciendo una tasa de petróleo alta de 1600 bbl/d (barriles por día); la producción de agua era insignificante, luego en el periodo de un (1) año la producción de petróleo cae drásticamente, influenciada por el aumento de la producción de agua; debido a esto la producción de petróleo cae a cero (0) ya que el pozo se encontraba arenado, se le realizó una limpieza y este comenzó a producir petróleo pero con una tasa menor a la tasa inicial de petróleo, luego en el periodo de los dos años posteriores estos eventos el corte de agua representaba el 90% de la producción de fluido y cuando esto sucede el pozo se encuentra arenado. Luego de un periodo de trece (13) años aproximadamente se reinicia la producción en este yacimiento realizándose una limpieza en el pozo ya que se encontraba arenado, luego de dos (2) años se implanta un empaque de grava con una grava de tamaño 12 – 16, el pozo no produjo y se cerró, siete años más tarde se reinicia la producción del yacimiento realizando un nuevo empaque con una grava de mayor tamaño de 10 – 14 el pozo produjo unos meses, significando

esto que la grava inicialmente colocada era más pequeña que los granos de la arena productora, logrando esto un taponamiento del empaque.



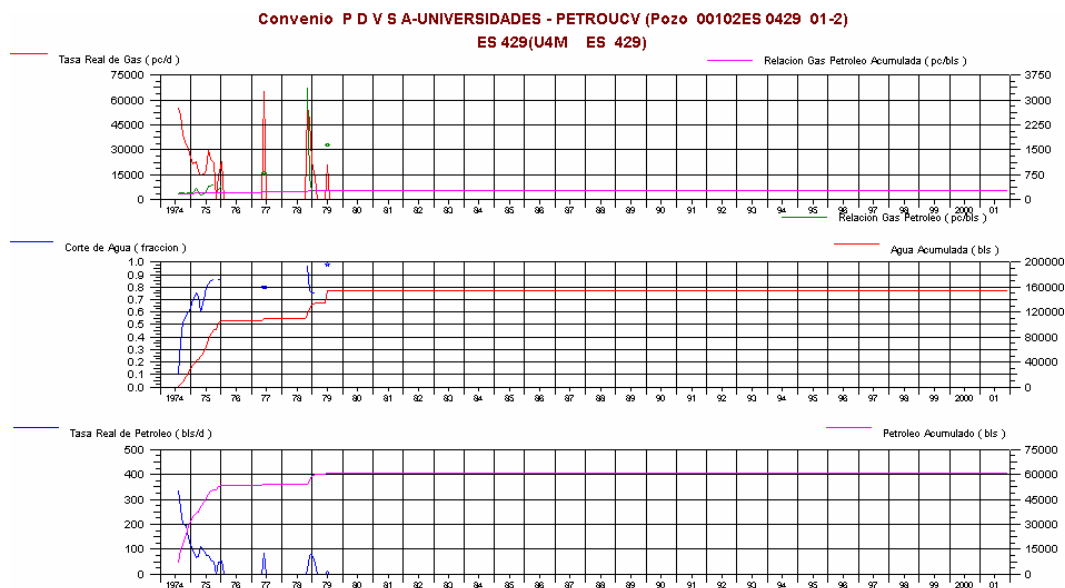
**Figura 4.3.** Historia de producción del yacimiento R4L CAC-1 pozo CAC-1.

De igual manera para el yacimiento R4L CAC-2 pozo CAC-2 se presenta una producción inicial de 160 bbl/d de petróleo en menos de tres meses se arenó el pozo bajando la producción a cero (0), y se cerró el pozo luego de cuatro (4) años se reinicia la producción, pero inmediatamente cae de nuevo a cero (0) debido a que estaba el pozo arenado, se procedió a cerrar el pozo, luego de veintitrés (23) años se reabrió el pozo aplicando un empaque con grava registrándose una tasa de producción igual a la inicial, en este periodo se presenta un aumento drástico del porcentaje de agua producido influyendo en la baja de la producción de petróleo debido a que se arena el pozo.



**Figura 4.4.** Historia de producción del yacimiento R4L CAC-2 pozo CAC-2.

Para el yacimiento R0 ES-442 del pozo ES-449 en toda la vida productiva se evidencia los altos cortes de agua ocasionando disminución en la producción de petróleo debido al estado de arenamiento que presentaba el pozo, se realizaron limpiezas de arena en los años 90, 91 y 94 siempre influenciado por los cortes de agua que eran elevados con relación a la tasa de producción de petróleo. A este pozo no se le aplicó ningún mecanismo de control de arena.



**Figura 4.5.** Historia de producción del yacimiento R0 ES-442 pozo ES-449.

En los caso anteriores, se observa que uno de los factores que desfavorecieron la producción de hidrocarburos fue la producción de agua, la cual afecta directamente al material cementante que une los granos de arena, permitiendo que estos se desprendan y viajen en suspensión con el agua, ocasionando esto el aumento de la producción de arena y en muchos casos el taponamiento de los empaques con grava ya que los granos de las arenas y las partículas provenientes del cemento de los granos se depositan en los poros del empaque de grava.

#### **4.1.5 Información de los mecanismos de control de arena**

##### **4.1.5.1 Análisis de tamizado y distribución granulométrica**

Para la aplicación los mecanismos de control de arena que involucren el uso de grava, se utilizan métodos para determinar el tamaño óptimo de grava y de las ranuras del liner que serán utilizados.

Los métodos existentes para calcular el tamaño óptimo de grava y ranuras del liner son el método de Saucier, el método de Schwartz, el método de Hill, el método de Coberly, el método Gumpertz y el método de Karpoff. De estos métodos los más utilizados en la industria son los de Saucier y Schwartz.

Para poder aplicar los métodos antes indicados, se realizaron análisis de laboratorio en INTEVEP. Estas prácticas cumplen con el objetivo de establecer la metodología necesaria para determinar el tamaño óptimo de grava y ranuras de liner respectivo al momento de la aplicación del método de control de arena que los requiera. Debido a que no existen muestras de arena disponibles en el Campo, se utilizaron muestras del Campo Bare el cual produce crudo pesado. Se evaluaron tres (3) muestras de arena a diferentes profundidades del pozo MFB – 265 (3129', 3157' y 3171').

Inicialmente se realizó el lavado de las muestras con el propósito de extraer el crudo y las sales que estuvieran presentes en las mismas. Seguidamente se realizaron los análisis de distribución granulométrica con el equipo de tamizado. Se tomaron 100 gramos de cada una de las muestras y se hicieron descender por cada tamiz ordenados estos de mayor diámetro al de menor diámetro, arrojando como resultados los porcentajes de granos retenidos en cada tamiz, estos porcentajes permiten la construcción de la curva de distribución granulométrica.

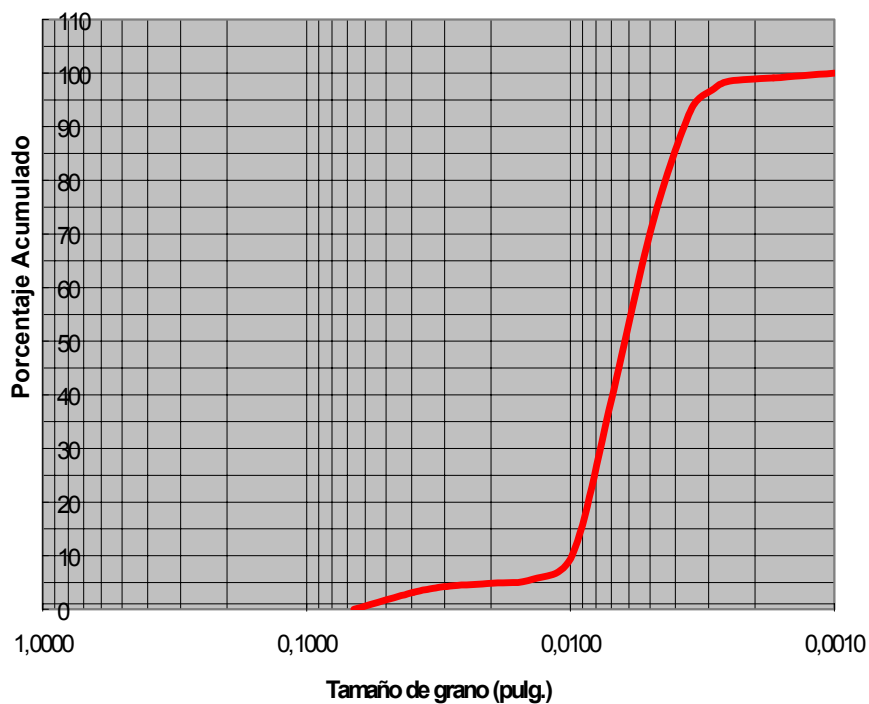
A continuación se presentan los diferentes valores obtenidos de la prueba de tamizado y la distribución granulométrica para cada uno de las profundidades:

Pozo MFB 264, profundidad 3157'.

POZO MFB - 264 (Campo Bare), 3157'					
Tamiz (pulgadas)	Tamiz (mm)	Tamiz (mesh)	Muestra	% Muestra	% Acumulado
0,08	2,01	1,00	3,15	3,17	3,17
0,06	1,42	2,00	0,78	0,79	3,96
0,04	0,99	3,00	0,47	0,47	4,43
0,03	0,71	4,00	0,47	0,47	4,90
0,02	0,51	5,00	0,70	0,70	5,61
0,01	0,36	6,00	4,64	4,67	10,28
0,01	0,25	7,00	28,56	28,75	39,03
0,01	0,18	8,00	32,53	32,75	71,77
0,05	1,24	9,00	21,07	21,21	92,98
0,00	0,09	10,00	3,84	3,87	96,85
0,00	0,06	11,00	1,62	1,63	98,48
0,00	0,04	12,00	0,64	0,64	99,12
			0,87	0,88	100,00
			99,34	100,00	100,00

**Figura 4.7.** Resultados del análisis granulométrico.

#### DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE LA ARENA



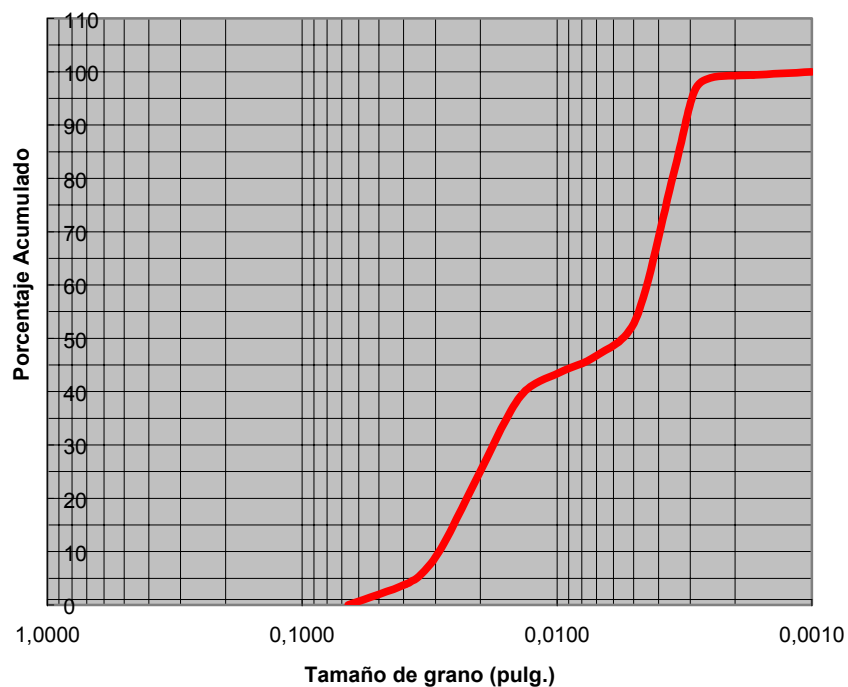
**Figura 4.8.** Distribución granulométrica

Pozo MFB 264, profundidad 3129'.

POZO MFB - 264 (Campo Bare), 3129'					
Tamiz (pulgadas)	Tamiz (mm)	Tamiz (mesh)	Muestra	% Muestra	% Acumulado
0,08	2,01	1,00	3,89	3,86	3,86
0,06	1,42	2,00	2,56	2,54	6,40
0,04	0,99	3,00	5,14	5,10	11,50
0,03	0,71	4,00	14,31	14,20	25,71
0,02	0,51	5,00	13,58	13,48	39,19
0,01	0,36	6,00	4,39	4,36	43,54
0,01	0,25	7,00	3,20	3,18	46,72
0,01	0,18	8,00	7,01	6,96	53,68
0,05	1,24	9,00	27,16	26,96	80,64
0,00	0,09	10,00	15,69	15,57	96,21
0,00	0,06	11,00	2,62	2,60	98,81
0,00	0,04	12,00	0,60	0,60	99,40
			0,60	0,60	100,00
			100,75	100,00	100,00

**Figura 4.9.** Resultados del análisis granulométrico.

#### DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE LA ARENA



**Figura 4.10** Distribución granulométrica

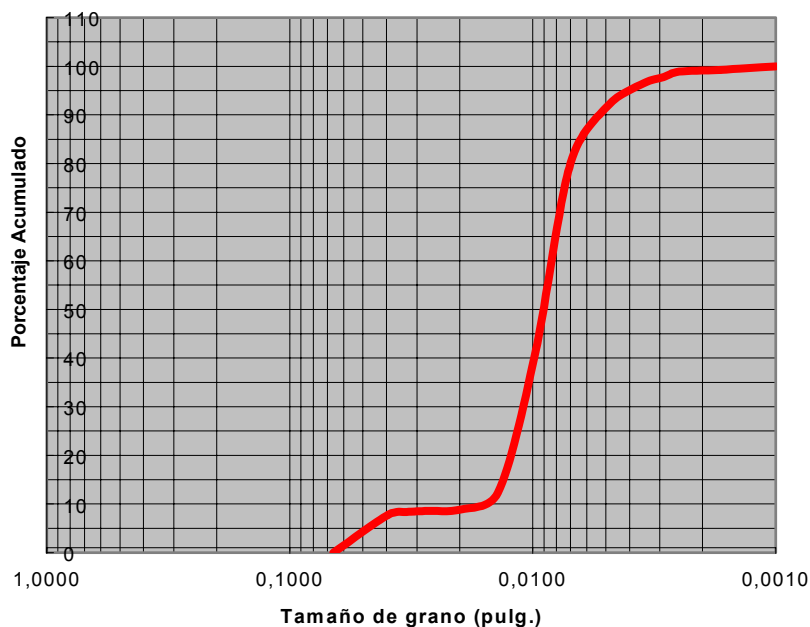


Pozo MFB 264, profundidad 3171'.

POZO MFB - 264 (Campo Bare), 3171'					
Tamiz (pulgadas)	Tamiz (mm)	Tamiz (mesh)	Muestra	% Muestra	% Acumulado
0,08	2,01	1,00	7,83	7,83	7,83
0,06	1,42	2,00	0,52	0,52	8,35
0,04	0,99	3,00	0,23	0,23	8,58
0,03	0,71	4,00	0,32	0,32	8,90
0,02	0,51	5,00	3,41	3,41	12,31
0,01	0,36	6,00	28,41	28,41	40,72
0,01	0,25	7,00	39,32	39,32	80,04
0,01	0,18	8,00	11,84	11,84	91,88
0,05	1,24	9,00	4,62	4,62	96,50
0,00	0,09	10,00	1,23	1,23	97,73
0,00	0,06	11,00	1,13	1,13	98,87
0,00	0,04	12,00	0,41	0,41	99,28
			0,72	0,72	100,00
			100,00	100,00	100,00

**Figura 4.11.** Resultados del análisis granulométrico.

#### DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE LA ARENA



**Figura 4.12.** Distribución granulométrica

### 5.1.5.2 Cálculo del tamaño de grava

Para la aplicación los mecanismos de control de arena que involucren el uso de grava, se utilizan métodos para determinar el tamaño óptimo de grava y de las ranuras del liner que serán utilizados.

Los métodos existentes para calcular el tamaño óptimo de grama y ranuras del liner son el método de Saucier, el método de Schwartz, el método de Hill, el método de Coberly, el método Gumpertz y el método de Karpoff. De estos métodos los más utilizados en la industria son los de Saucier y Schwartz.

En las carpetas de pozos se encontró información de tres análisis granulométricos. Los análisis granulométricos pertenecen a los pozos: ES – 435 yacimiento S2 ES 423 a una profundidad de 4302 pies, ES – 401 yacimiento U2U ES 401 a una profundidad de 4421 pies y CAC – 2 yacimiento R4L CAC 2 a una profundidad de 3524 pies.

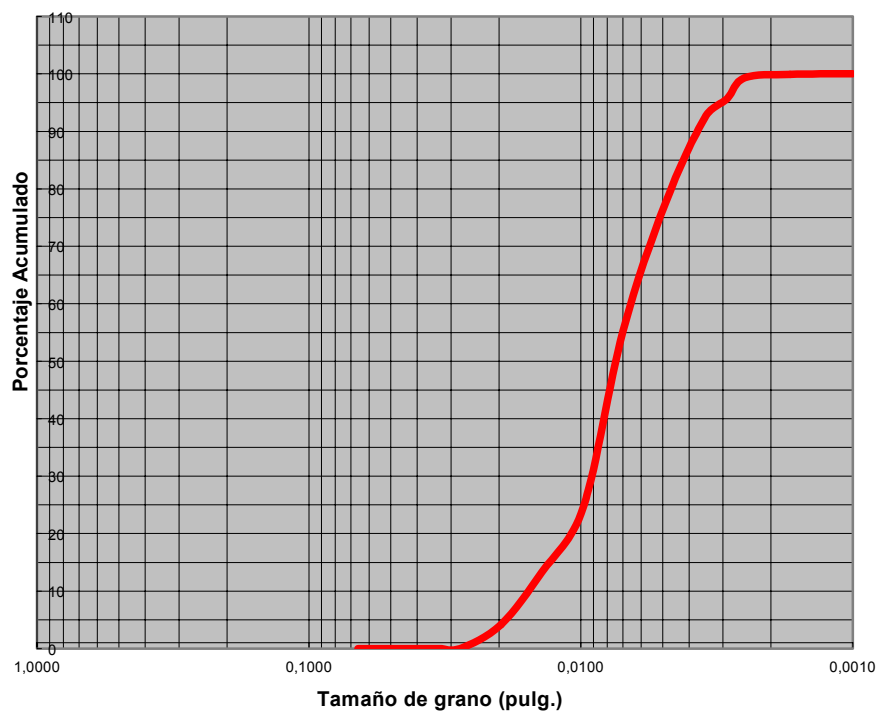
A continuación se presentan los valores de los tres análisis de tamizados reportados en las carpetas de pozo, con sus respectivas gráficas de distribución granulométrica del yacimiento:

Pozo ES 435 (S2 ES 423).

POZO ES 435 (Campo Socororo, yacimiento S2 ES 423), 4302'						
Tamiz (pulgadas)	Tamiz (mm)	Tamiz (mesh)		Muestra	% Muestra	% Acumulado
0,263	8,68	3				
0,185	4,699	4	4			
0,131	3,327	6	6			
0,093	2,362	8	8			
0,085	1,651	10	12			
0,046	1,168	14	16	4,154	4,154	4,154
0,0328	0,833	20	20	9,199	9,199	13,353
0,0232	0,689	28	30	11,276	11,276	24,629
0,0164	0,417	35	40	30,564	30,564	55,193
0,0116	0,295	48	50	22,255	22,255	77,448
0,0082	0,208	65	70	14,936	14,936	92,384
0,0068	0,147	100	100	3,264	3,264	95,648
0,0041	0,104	150	140	3,66	3,66	99,308
0,0029	0,074	200	200	0,593	0,593	99,901
0,0029	0,074	200	200	0,099	0,099	100
Total				100	100	100

**Figura 4.13.** Resultados del análisis granulométrico del pozo ES - 435

#### DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE LA ARENA



**Figura 4.14.** Distribución Granulométrica Del Yacimiento S2 Es 423

Pozo ES 401 (U2U ES 401).

POZO ES 401 (Campo Socororo, yacimiento U2U ES 401), 4421'						
Tamiz (pulgadas)	Tamiz (mm)	Tamiz (mesh)		Muestra	% Muestra	% Acumulado
0,263	8,68	3				
0,185	4,699	4	4			
0,131	3,327	6	6			
0,093	2,362	8	8			
0,085	1,651	10	12			
0,046	1,168	14	16	0,115	0,115	0,115
0,0328	0,833	20	20	0,105	0,105	0,22
0,0232	0,689	28	30	4,164	4,164	4,384
0,0164	0,417	35	40	33,032	33,032	37,416
0,0116	0,295	48	50	38,36	38,36	75,776
0,0082	0,208	65	70	13,778	13,778	89,554
0,0068	0,147	100	100	7,406	7,406	96,96
0,0041	0,104	150	140	2,504	2,504	99,464
0,0029	0,074	200	200	0,402	0,402	99,866
0,0029	0,074	200	200	0,134	0,134	100
Total				100	100	100

Figura 4.15. Resultados del análisis granulométrico del pozo ES - 401

#### DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE LA ARENA

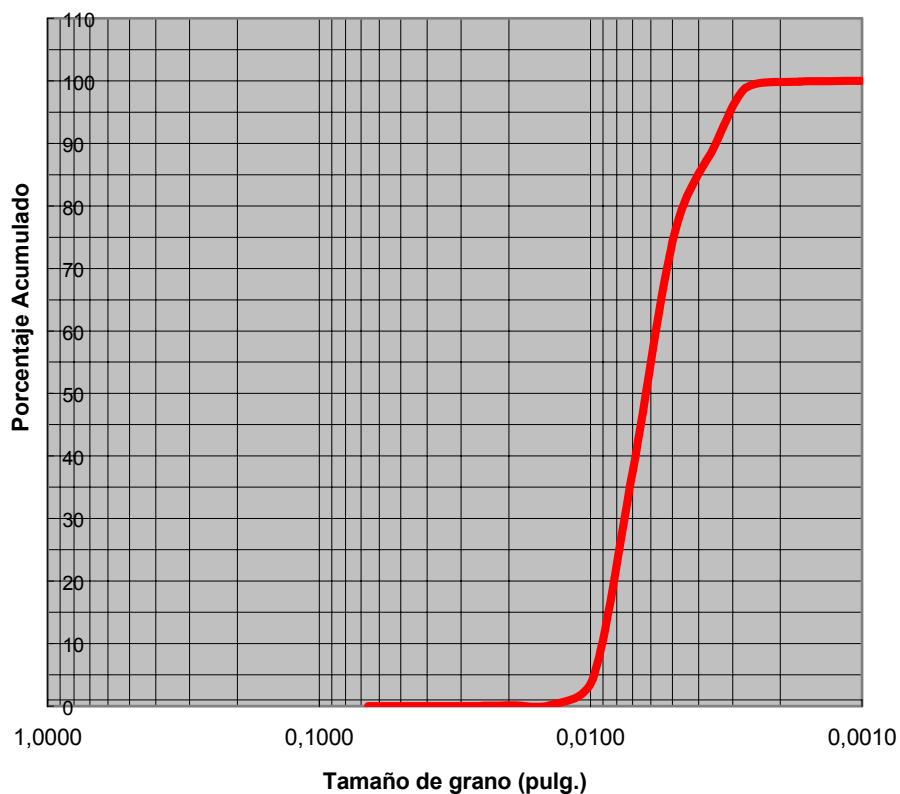


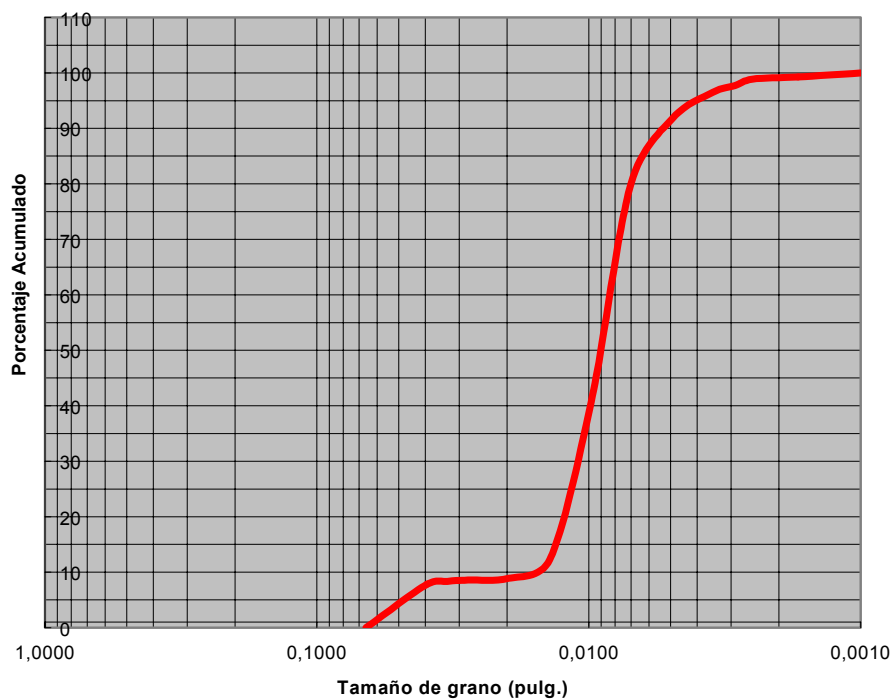
Figura 4.16. Distribución granulométrica del yacimiento U2U ES 401

Pozo CAC 2 (R4L CAC 2)

POZO CAC 2 (Campo Cachicamo, yacimiento R4L CAC 2), 3524'						
Tamiz (pulgadas)	Tamiz (mm)	Tamiz (mesh)		Muestra	% Muestra	% Acumulado
0,0661	1,67894	10	12	0,1	0,1	0,1
0,0394	1,00076	16	18	6,6	6,6	6,7
0,0331	0,84074	20	20	9,8	9,8	16,5
0,0278	0,70612	28	25	16,8	16,8	33,3
0,0197	0,50038	32	35	39,8	39,8	73,1
0,0139	0,35306	42	45	16,6	16,6	89,7
0,0098	0,24892	60	60	3	3	92,7
0,007	0,1778	80	80	4,2	4,2	96,9
0,0049	0,12446	115	120	1,4	1,4	98,3
0,0035	0,0889	170	170	0,8	0,8	99,1
0,0029	0,07366	200	200	0,4	0,4	99,5
0,0025	0,0635	250	230	0,2	0,2	99,7
0,0017	0,04318	325	325	0,2	0,2	99,9
Fondo				0,1	0,1	100
Total				100	100	100

**Figura 4.17.** Resultados Del Análisis Granulométrico Del Pozo Cac - 02

#### DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE LA ARENA



**Figura 4.18** Distribución granulométrica del yacimiento R4L CAC 2

Con el fin de evaluar los resultados obtenidos en los tres análisis de muestras de arena del Área Mayor de Socororo, se procedió a determinar los diámetros óptimos de la grava y de las ranuras del liner, utilizando los métodos de Saucier y Schwartz.

Para explicar detalladamente la aplicación de estos dos métodos se tomó como ejemplo, los resultados del análisis de tamizado reportado en la carpeta de pozo correspondiente al pozo ES 401 en el yacimiento U2U ES 401, del Campo Socororo.

El método de Saucier establece que el diámetro menor de la grava a utilizar deberá ser por lo menos cuatro (4) veces el percentil 50 (D50), y de mayor tamaño deberá ser ocho (8) veces mayor que el percentil 50 (D50), el percentil 50 equivale a un porcentaje acumulado de granos del 50%.

$$D_{cg}(\text{mínimo}) = 4 \cdot (D50) \quad \text{Ecuación (1)}$$

$$D_{cg}(\text{máximo}) = 8 \cdot (D50) \quad \text{Ecuación (2)}$$

Donde:

$D_{cg}$  = Diámetro de grava crítica.

Los percentiles utilizados por los diferentes métodos son los siguientes:

**Tabla 4.6.** Percentiles pertenecientes al análisis granulométrico de la arena U2U en el pozo ES – 401.

<b><i>D10 = 0,0220 pulgadas.</i></b>
<b><i>D40 = 0,0161 pulgadas.</i></b>
<b><i>D50 = 0,0148 pulgadas.</i></b>
<b><i>D70 = 0,0123 pulgadas.</i></b>

Resolviendo la ecuación 1 y 2 se obtiene como resultado los siguientes:

$$D_{cg_{\text{mínimo}}} = 4 \times D50 \Rightarrow D_{cg_{\text{mínimo}}} = 4 \times 0,0148 \Rightarrow D_{cg_{\text{mínimo}}} = 0,0592 \text{ pulgadas.}$$

$$D_{cg_{\text{máximo}}} = 8 \times D50 \Rightarrow D_{cg_{\text{máximo}}} = 8 \times 0,0148 \Rightarrow D_{cg_{\text{máximo}}} = 0,1184 \text{ pulgadas.}$$

**Tabla 4.7.** Medidas Estándar del tamiz.

Medidas comerciales de Tamiz	
Tamiz	in
3	0,2650
4	0,1870
6	0,1320
8	0,0937
10	0,0787
12	0,0661
14	0,0555
16	0,0469
20	0,0331
25	0,0280
30	0,0232
40	0,0165
50	0,0117
60	0,0098
70	0,0083

En la **Tabla 4.7** están representados los tamaños de tamices comerciales, a través de esta tabla se obtiene el tamaño de grava óptimo para el diseño, que en el caso de la arena U2U del pozo Es -401, sería de 8 -14 según el método de Saucier..

El método de Schwartz se basa en el Coeficiente de Uniformidad (C) el cual es la relación del percentil 40 (D40) y el percentil de 90 (D90), donde se plantea las siguientes condiciones:

$$C = \left( \frac{D40}{D90} \right) \quad \text{Ecuación (3).}$$

**Tabla 4.8.** Tabla de uniformidad.

$C \leq 3$	La arena es uniforme
$3 \leq C \leq 10$	La arena es muy dispersa
$C \geq 10$	La arena es no uniforme

Este coeficiente interviene en el cálculo del tamaño de grava óptimo para determinar el menor tamaño y el mayor tamaño de grava. Si la arena es uniforme se debe realizar los

cálculos con el percentil de D10, si la arena es dispersa se utiliza el percentil D40 ó si la arena es no uniforme se utiliza el percentil D70. El procedimiento es el siguiente:

Utilizando la ecuación 3 se tiene para la arena U2U del pozo Es – 401, según los valores indicados en la tabla 7:

$$C = \left( \frac{D40}{D90} \right) \Rightarrow C = \left( \frac{0,0161}{0,0081} \right) \Rightarrow C = 1,98 \quad \text{La arena es uniforme}$$

Por otra parte Schwartz definió que el tamaño crítico de grava es igual a seis (6) veces el percentil 10 (D10) ya que la arena es uniforme:

$$Dcg = 6 \times D10 \Rightarrow Dcg = 6 \times (0,0220) \Rightarrow Dcg = 0,132 \text{pulgadas.}$$

Dcg = Tamaño crítico de grava.

Schwartz estableció que se deben trazar una recta de uniformidad en el gráfico de distribución granulométrica, tomando en consideración el coeficiente de uniformidad.

$$C = \left( \frac{D40}{D90} \right) = Cg \Rightarrow D40 = 1,98 \times D90$$

Tomando un valor cualquiera del D90, se puede obtener el valor de D40 ó viceversa, entonces:

$$D90_{\text{estimado}} = 0,0100 \text{pulgadas.}$$

$$D40 = 1,98 \times D90 \Rightarrow D40 = 0,132 \times 0,0100 \Rightarrow D40 = 0,0198 \text{pulgadas.}$$

Con los valores de D40 y D90 se traza la recta de uniformidad, luego se traza una recta paralela a la recta de uniformidad por el punto de Dcg y se obtiene los valores mínimos y máximos de la grava más óptima para el diseño:

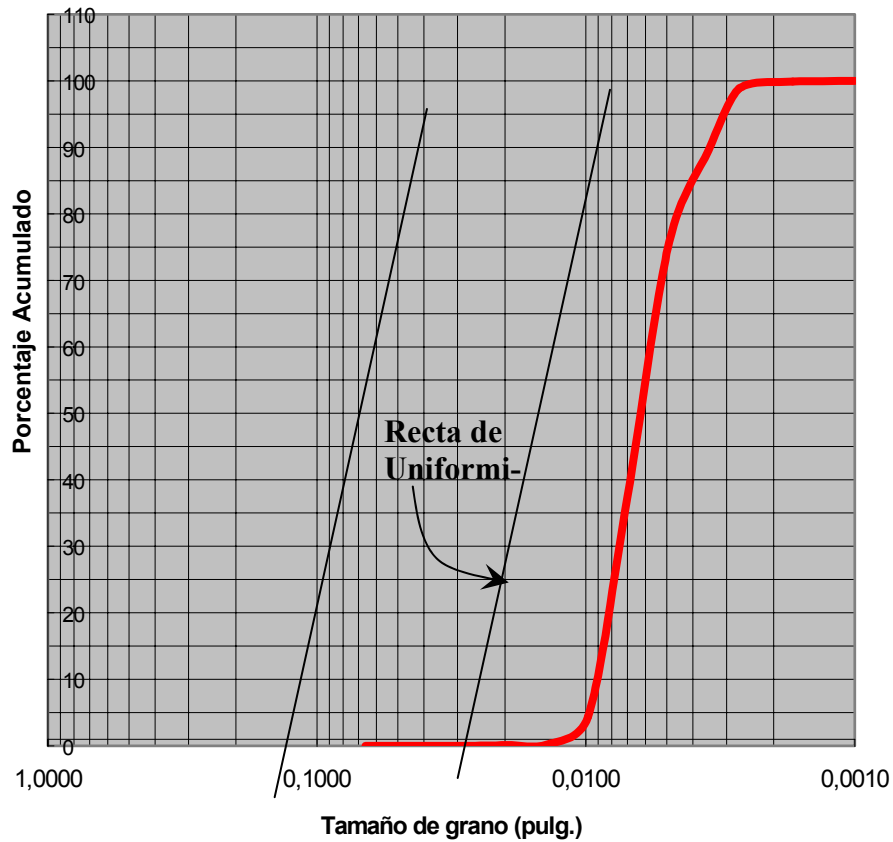
**Tabla 4.9.** Valores de D40 y D90 para la construcción de la recta de uniformidad.

$$D40 = 0,0198 \text{ pulgadas.}$$

$$D90 = 0,0100 \text{ pulgadas.}$$



## DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE LA ARENA



**Figura 4.19** Recta de uniformidad y valores de D0 y D100.

D0 = Menor tamaño de grava.

D100 = Mayor tamaño de grava.

Para este problema D0 y D100 son:

$$D0 = 0,15 \text{ pulgadas}$$

$$D100 = 0,04 \text{ pulgadas}$$

De la **Tabla 4.7**, se obtienen los tamaños máximos y mínimos de grava: 8 - 14

El método de Hill recomienda utilizar para la obtención del tamaño óptimo de grava tomando en cuenta la existencia de grava de menor y mayor diámetro que debe ser 6 y 10 **mayor** el percentil D10, el procedimiento es el siguiente:

$$D_{cg} = 6 \times D_{10} \quad \text{Ecuación (4)}$$

$$D_{cg} = 10 \times D_{10} \quad \text{Ecuación (5)}$$

Donde:

$D_{cg}$  = Diámetro de grava crítica.

Resolviendo la ecuación 4 y 5 se obtiene como resultado los siguientes:

$$D_{cg} = 6 \times D_{10} \Rightarrow D_{cg} = 6 \times 0,0220 \Rightarrow D_{cg} = 0,132 \text{pulgadas.}$$

$$D_{cg} = 10 \times D_{10} \Rightarrow D_{cg} = 10 \times 0,0220 \Rightarrow D_{cg} = 0,220 \text{pulgadas.}$$

De la **Tabla 4.7**, se obtienen los tamaños máximos y mínimos de grava: 4 - 6

De igual manera Coberly recomienda utilizar para la obtención del tamaño óptimo de grava tomando en cuenta la existencia de grava de menor y mayor diámetro que debe ser 10 y 13 mayor el percentil D10, el procedimiento es el siguiente:

$$D_{cg} = 10 \times D_{10} \quad \text{Ecuación (6)}$$

$$D_{cg} = 13 \times D_{10} \quad \text{Ecuación (7)}$$

Donde:

$D_{cg}$  = Diámetro de grava crítica.

Resolviendo la ecuación 6 y 7 se obtiene como resultado los siguientes:

$$D_{cg} = 10 \times D_{10} \Rightarrow D_{cg} = 10 \times 0,0220 \Rightarrow D_{cg} = 0,220 \text{pulgadas.}$$

$$D_{cg} = 13 \times D_{10} \Rightarrow D_{cg} = 13 \times 0,0220 \Rightarrow D_{cg} = 0,286 \text{pulgadas.}$$

De la **Tabla 4.7**, se obtienen los tamaños máximos y mínimos de grava: 3 - 4

De igual manera Karpoff plantea su recomendación para la obtención del tamaño de grava óptimo es que para determinar la grava de menor tamaño y la grava de mayor tamaño se debe incrementar 5 y 10 veces respectivamente el percentil 50 (D50), el procedimiento es el siguiente:

$$D_{cg} = 5 \times D_{50} \quad \text{Ecuación (8)}$$

$$D_{cg} = 10 \times D_{50} \quad \text{Ecuación (9)}$$

Donde:

$D_{cg}$  = Diámetro de grava critica.

Resolviendo la ecuación 8 y 9 se obtiene como resultado los siguientes:

$$D_{cg} = 5 \times D_{50} \Rightarrow D_{cg} = 5 \times 0,0148 \Rightarrow D_{cg} = 0,074 \text{ pulgadas.}$$

$$D_{cg} = 10 \times D_{50} \Rightarrow D_{cg} = 10 \times 0,0148 \Rightarrow D_{cg} = 0,148 \text{ pulgadas.}$$

De la **Tabla 4.7**, se obtienen los tamaños máximos y mínimos de grava: 6 - 12

Por último la recomendación de Gumpertz para la obtención del tamaño de grava óptimo es que para determinar la grava de menor y la de mayor tamaño se debe incrementar 10 y 12 veces respectivamente el percentil 10 (D10), el procedimiento es el siguiente:

$$D_{cg} = 10 \times D_{10} \quad \text{Ecuación (10)}$$

$$D_{cg} = 12 \times D_{10} \quad \text{Ecuación (11)}$$

Donde:

$D_{cg}$  = Diámetro de grava critica.

Resolviendo la ecuación 10 y 11 se obtiene como resultado los siguientes:

$$D_{cg} = 10 \times D_{10} \Rightarrow D_{cg} = 10 \times 0,0220 \Rightarrow D_{cg} = 0,220 \text{ pulgadas.}$$

$$D_{cg} = 12 \times D_{10} \Rightarrow D_{cg} = 12 \times 0,0220 \Rightarrow D_{cg} = 0,264 \text{ pulgadas.}$$

De la **Tabla 4.7**, se obtienen los tamaños máximos y mínimos de grava: 3 - 4

En la siguiente tabla se muestran comparativamente los resultados del tamaño óptimo de grava para cada método:

**Tabla 4.10.** Tabla comparativa de resultados.

Cuadro comparativo de los diferentes métodos	
Metodos	Tamaño de grava
Saucier	8 - 14
Schwartz	6 - 10
Hill	4 - 6
Coberly	3 - 4
Karpoff	6 - 12
Gumperz	3 - 4

De igual manera para los otros análisis granulométricos disponibles del Área Mayor de Socororo se determinaron por los diferentes métodos los diámetros óptimos de grava.. En la siguiente tabla se presenta la comparación de los resultados obtenidos por la antigua operadora y los resultados obtenidos en el presente trabajo tomando en consideración que en la industria utilizan dos métodos de cálculos de los cuales el empleado por la operadora anterior fue el método de Schwartz:

**Tabla 4.11.** Tabla comparativa de resultados por el método de Schwartz.

Cuadro comparativo de los diferentes resultados obtenidos por el método de Schwartz	
Reportes de carpeta de pozo	Presente trabajo
Pozo ES - 401 arena U2U	
12 - 18	6 - 10
Pozo ES - 435 arena S2	
12 - 16	4 - 6
Pozo CAC - 2 arena R4L	
10 - 14	3 - 7

Por otra parte el tamaño de las ranuras se determinan para cada uno de los métodos una relación de dos tercios ( $2/3$ ) de la grava de menor tamaño comercial, según el percentil base:

**Tabla 4.1.** Percentiles base para cada método.

Métodos percentil base	
Método	Percentil
Saucier	D50
Schwarz	Si $C=3$ D10
	Si $3=C=10$ D40
	Si $C=10$ D70
Hill	D10
Coberly	D10
Kappoff	D50
Gumpertz	D10

Según el método de Saucier:

$$\text{Tam.Ran.} = \frac{2}{3} \times D_{cg} \quad \text{Ecuación (12)}$$

Tam.Ran. = Tamaño de las ranuras del liner.

$$\text{Tam.Ran.} = \frac{2}{3} \times D_{cg} \Rightarrow \text{Tam.Ran.} = \frac{2}{3} \times 0.0555 \Rightarrow \text{Tam.Ran.} = 0.037 \text{ pulgadas}$$

En consecuencia el tamaño de ranura comercial correspondería para este diseño es el de 0,030 pulgadas.

**Tabla 4.13.** Tamaños comerciales de ranuras para liner.

Ranuras Liner Comerciales
0,030
0,020
0,018
0,015
0,012

Según el método de Schwartz la grava de menor tamaño es la representada por el D0 y luego se busca en la Tabla de grava comercial cual es la grava que existe comercialmente más cercana a la obtenida:

$$\text{Tam.Ran.} = \frac{2}{3} \times D_{cg} \Rightarrow \text{Tam.Ran.} = \frac{2}{3} \times 0.0787 \Rightarrow \text{Tam.Ran.} = 0.0526 \text{ pulgadas}$$

Por lo tanto el tamaño de ranura comercial correspondería para este diseño es el de 0,030 pulgadas.

De igual forma se procede para el resto de los métodos (ver **Tabla 4.14**).

**Tabla 4.14.** Cuadro comparativo de los diferentes resultados obtenidos para el tamaño de las ranuras para los diferentes métodos.

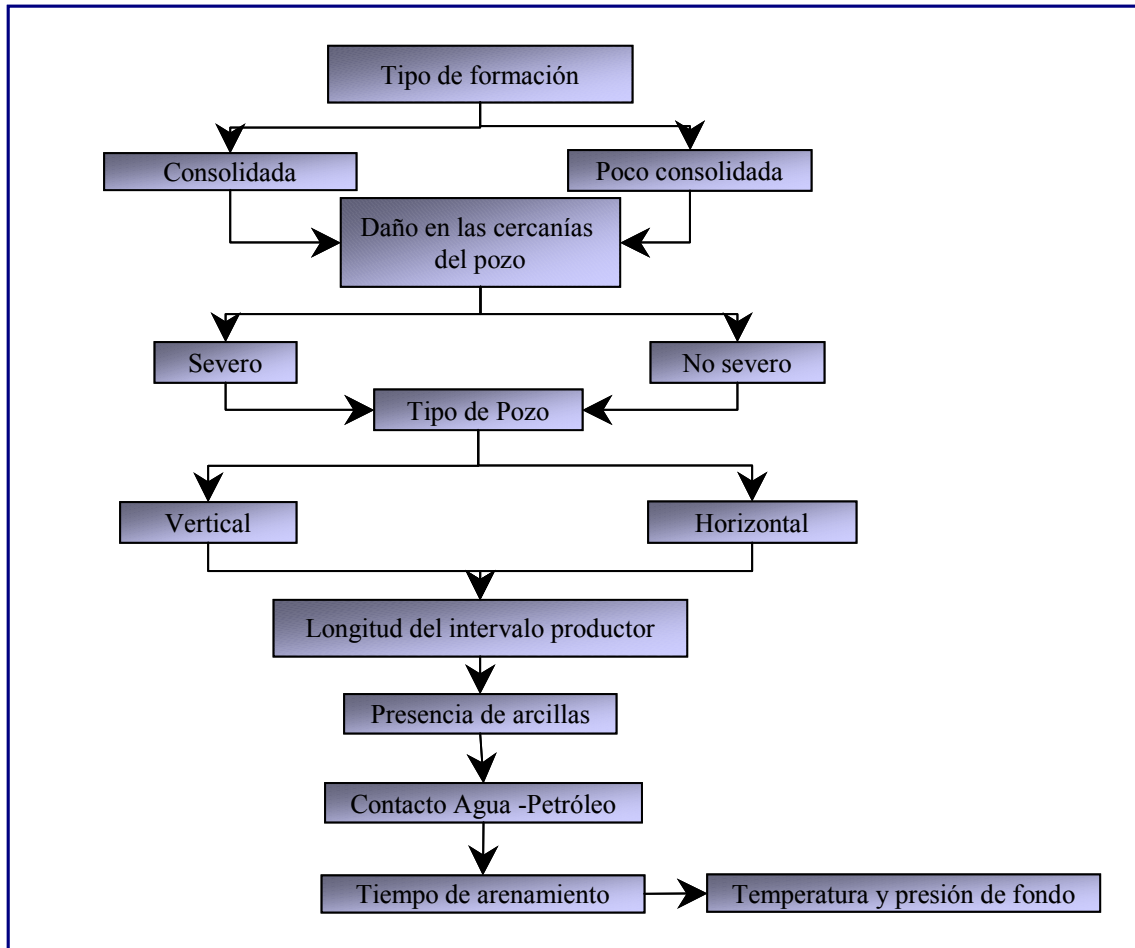
Tamaño de ranuras	
Método	Tamaño de ranura(in)
Saucier	0,03
Schwarz	Arena uniforme 0,03
Hill	0,03
Coberly	0,03
Kappoff	No hay ranura comercial
Gumpertz	0,03

#### **4.2 Flujo grama para la selección del método de control de arena.**

Al momento de diseñar y aplicar cualquier método de control de arena es necesario tomar en consideración algunos parámetros importantes que influyen de manera significativa en el éxito del método seleccionado, estos parámetros son los siguientes:

- Grado de consolidación de la formación.
- El daño existente en las inmediaciones del pozo, grado de severidad y extensión.
- Tipo de pozo, vertical o horizontal
- Longitud del intervalo productor.
- Presencias de arcillas.
- Cercanía del contacto agua petróleo.
- Tiempo y frecuencia de arenamiento.
- Temperatura y presión de fondo

El siguiente esquema representa en forma general la información requerida o necesaria que se debe conocer antes de aplicar un determinado mecanismo de control de arena.



**Figura 4.20.** Esquema general de evaluación de pozos con problemas de arenamiento.

El diseñar un procedimiento que se adapte a todos los posibles caso existentes es algo complejo, es por ello que, el planteado en el presente trabajo será de manera general, debido a que las condiciones de yacimiento, completación, geología regional, estratigrafía, estado de esfuerzos en sitio varían de acuerdo a cada caso particular.

También es importante destacar que esta metodología de aplicación de métodos de control de arena sólo se desarrollará cuando la formación sea del tipo poco consolidada, esto se debe a que las arenas del Área Mayor de Socororo son de este tipo.



## 4.2.1. Pozos verticales.

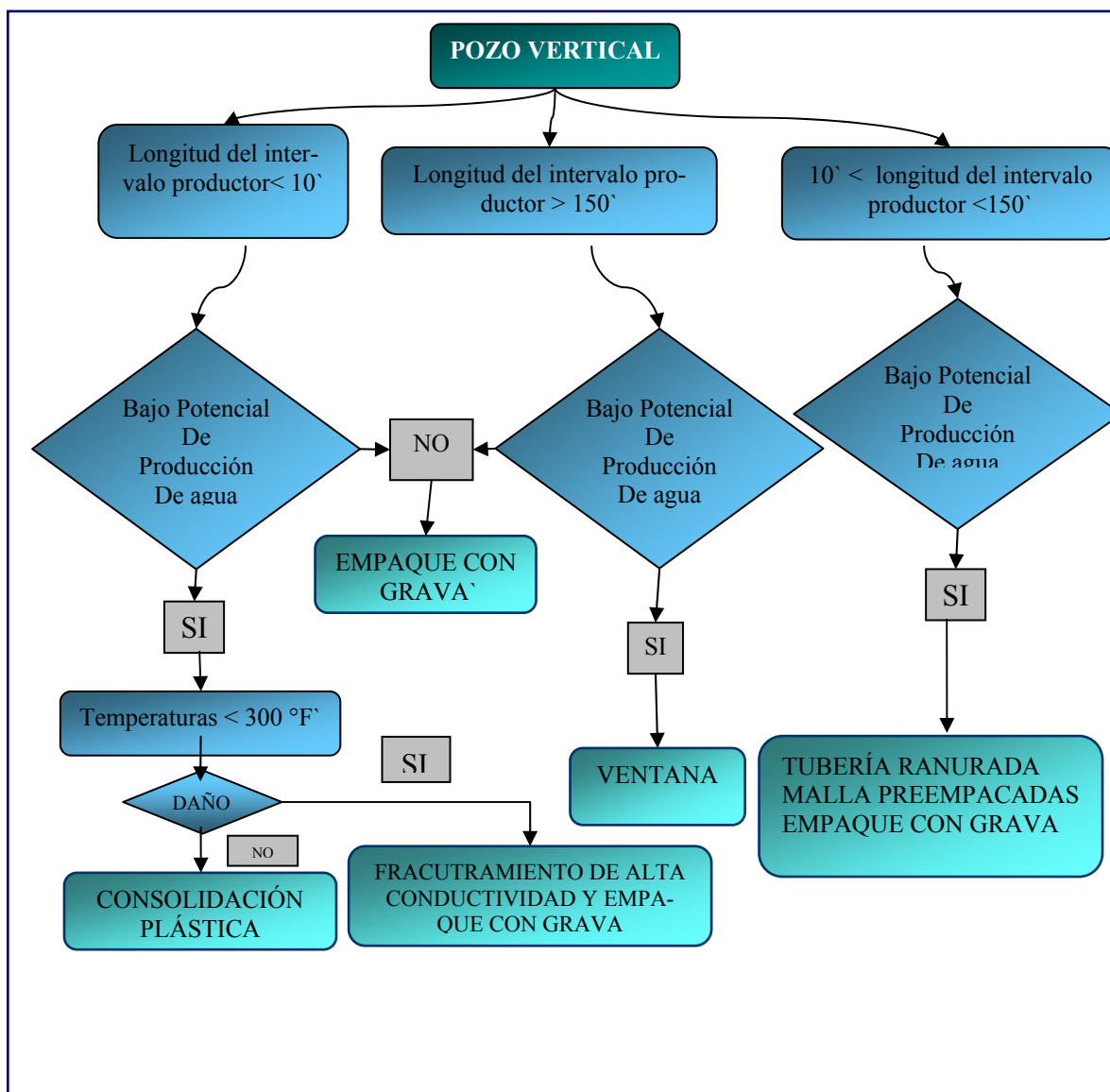
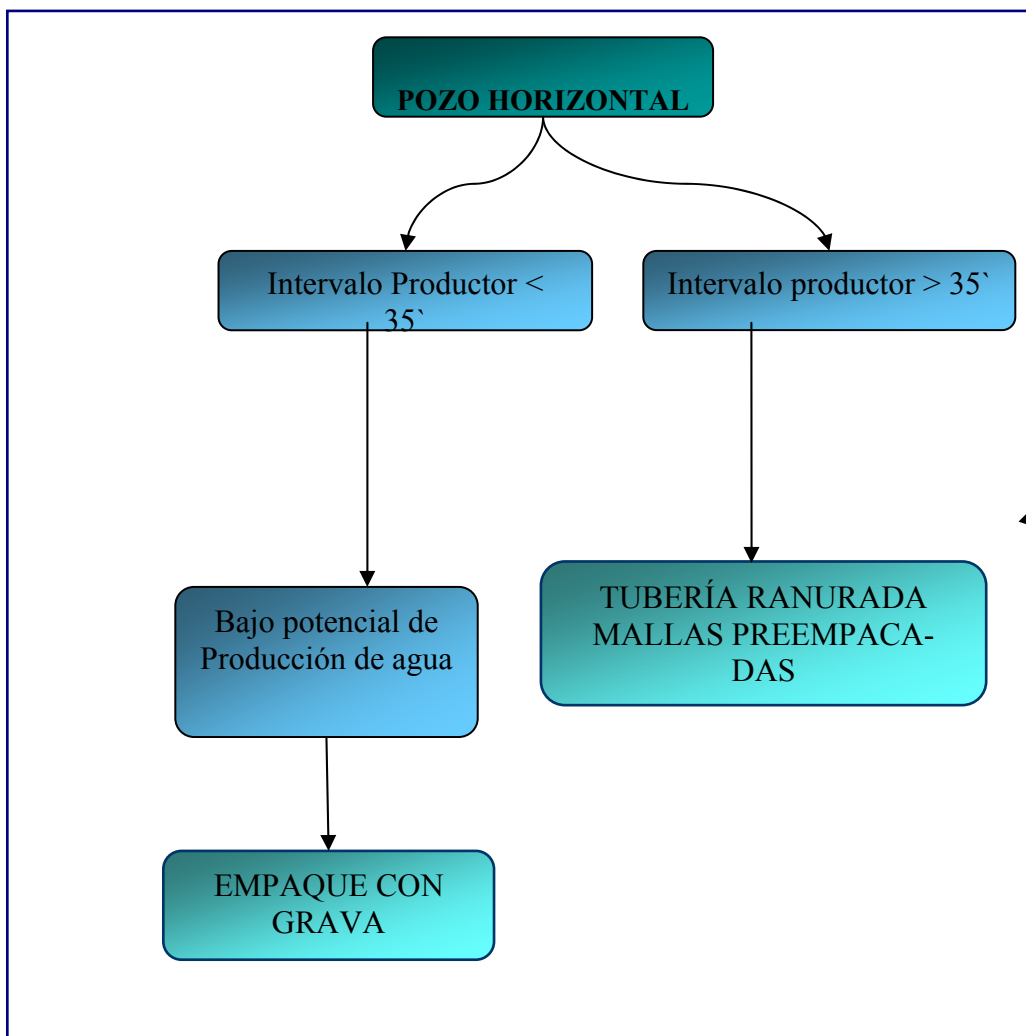


Figura 4.21. Pozos verticales

## 4.2.2 Pozos Horizontales.

**Figura 4.22.** Pozos horizontales

**CAPITULO V****DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

En el desarrollo de la metodología planteada para determinar las posibles causas de la producción de arena en el Área Mayor de Socororo, se detectaron factores que presentan una relación estrecha con este fenómeno. Entre estos factores importantes se tienen los siguientes:

Factores naturales de yacimiento.

- Yacimientos someros.
- Poca cementación intergranular.
- Presencia de arcillas hidratables (Producción de finos).

Factores derivados de la perforación.

- Perforación Sobrebalance.

Factores derivados de la completación.

- Mal diseño del mecanismos de control de arena.

La poca cementación intergranular aumenta el potencial de producción de arena de la formación, ya que las fuerzas necesarias para contrarrestar las fuerzas de arrastre generadas por la producción de fluido son muy bajas, ocasionando el desprendimiento y movilización de los granos de arena.

Otro aspecto fundamental que aumenta considerablemente el potencial de producción de arena de las formaciones es la manera y cuan eficiente se realizó la perforación de los pozos y específicamente la perforación de la zona prospectiva.

El fluido de perforación genera una presión de fondo, debido al peso ejercido por la columna del mismo, esta presión es ejercida contra la formación y si la misma es mayor a la pre-

sión de la formación se genera un diferencial de presión positivo para la columna del lodo, esto origina una invasión del filtrado del lodo a través de las paredes de la formación.

La invasión del filtrado del lodo trae como consecuencia una contaminación de la zona productora, lo cual genera obstrucción de los canales de flujos y daño a la formación causando una disminución de la producción.

Durante el proceso de producción de los pozos los fluidos producidos generan diferentes fuerzas, pero, si durante el camino de la formación hacia el pozo encuentra algún tipo de obstrucción, la disminución de las áreas de flujo genera velocidades elevadas en los fluidos producidos que desencadenan un aumento proporcional de las fuerzas de arrastre.

De los pozos productores del Área Mayor de Socororo, se seleccionaron algunos de forma aleatoria, para así poder determinar si los mismos se habían perforado en sobrebalance, donde la presión ejercida por la columna del lodo de perforación es mayor a la presión de la formación).

De los pozos seleccionados el 75% de los mismos se perforaron con un diferencial de presión mayor de 500 psi., y el 25% con un diferencial de presión menor de 200 psi.

Con estos resultados se evidencia que la mayoría de los pozos del Área Mayor de Socororo se perforaron en sobrebalance, generándose así un daño en las inmediaciones del pozo el cual contribuye a aumentar el potencial de producción de arena de las formaciones. Esto tomando en consideración que se propone la perforación con un máximo de 200 psi de presión de sobrebalance para garantizar la mínima filtración de lodo hacia la formación.

Por otra parte a partir de los análisis de difracción de rayos x realizados al núcleo perteneciente al pozo SOC -01, se determinó que el contenido de arcilla para ese pozo era de 9% a 4611 pies (arena U4), 12% a 4824 pies (arena U5), 8% a 4843 pies (arena U8) y 11 % a 5005 pies arena (U8). Estas profundidades corresponden en la columna estratigráfica del área a las arenas U. De los estudios petrofísicos se concluyen que el volumen de arcilla presente en los yacimientos es muy variable.

Los análisis de difracción de rayos X determinaron la presencia mayoritaria de caolinita e illita, arcillas altamente reactivas e hidratables. Esta trae como consecuencia que si las mismas no son consideradas a la hora de diseñar el fluido de perforación o completación se generen reacciones no deseadas. Estas arcillas al entraren contacto con fluido reactivos se hidratan ocasionando, restricciones al flujo que generan un incremento en las velocidades de arrastre y su consecuente movilización a través del espacio poroso y el empaque, estas arcilla hidratadas se alojan en el espacio poroso del empaque ocasionando su obstrucción.

De lo 56 pozos estudiados en el área fueron empacados 44 pozos, para la implementación de un mecanismo de control de arena, en este caso para el empaque con grava fue necesario la realización de un análisis granulométrico previo para determinar el tamaño de los granos de la arena de yacimiento. En la información recopilada se encontraron registrados solo tres (3) análisis pertenecientes a los pozos ES – 435 arena S2 del Campo Socororo, ES – 401 arena U2U del Campo Socororo y CAC – 2 arena R4L perteneciente al Campo Cachicamo.

Los resultados arrojados por estos análisis fueron recalculados en el presente trabajo, basando estos cálculos, en el mismo método utilizado por la operadora anterior que fue el Método de Schwartz, según lo expresado en la metodología este método basa sus cálculos en el coeficiente de uniformidad (C) y el tamaño de grava crítica (Dcg) en el percentil 10 (D10), a pesar de esto, en la metodología implantada por la antigua operadora se realizaron los cálculos referentes al tamaño de grava crítica con el percentil 40 (D40), lo cual es un error conceptual, incurriendo además en un error adicional de cálculos al utilizar un valor distinto del percentil (D40), obteniendo un resultado alejado al correcto. Esta anomalía se presenta en los tres análisis granulométricos de los pozos mencionados anteriormente.

Por otra parte el tamaño de grava crítica obtenido es mucho menor al tamaño de grava crítico obtenido en el presente trabajo, como se muestra en la siguiente tabla:

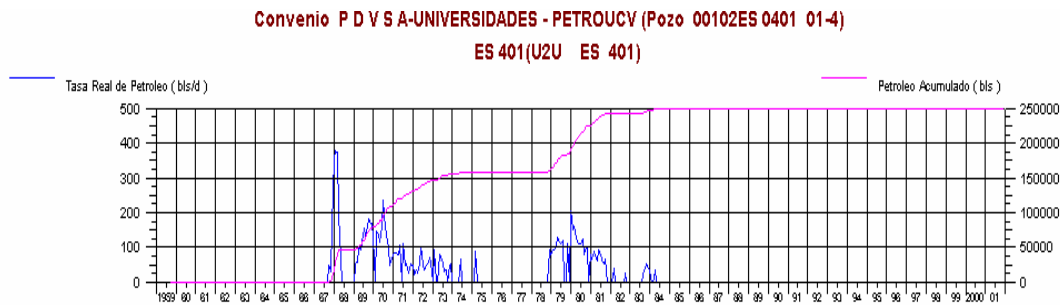
**Tabla 5.1.** Comparación de resultados de Dcg

Antigua operadora		Presente trabajo	
Pozo	Dcg	Pozo	Dcg
ES - 401	0,096	ES - 401	0,132
ES - 435	0,051	ES - 435	0,2256
CAC - 2	0,15	CAC - 2	0,4518

Adicionalmente, el tamaño de grava crítica calculado por la antigua operadora, no se corresponde con el valor de grava recomendada el cual, esto se deriva en la uniformidad de la recta obteniendo valores de gravas en los percentiles D0 y D100.

La implantación de un tamaño de grava menor al recomendado, para esta área donde las arenas son productoras de finos ocasiona un taponamiento por los finos de los poros del empaque con grava, ocasionando una disminución de producción, lo cual se evidencia en las graficas de producción de petróleo.

La **Figura 5.1**, correspondiente al comportamiento productivo del pozo ES – 401, en la arena U2U

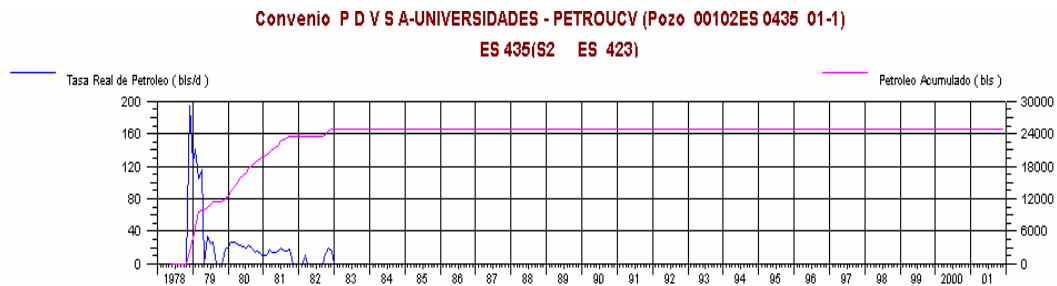
**Figura 5.1.** Comportamiento productivo del pozo ES - 401

En la figura 5.1 se observa el siguiente comportamiento:

- El pozo inicia su producción en el año de 1967.
- La producción se mantiene con tasas muy variable hasta el año de 1975.
- El pozo permanece cerrado hasta el año de 1978, por problemas de arenamiento.
- En 1978 se reactiva el pozo ES – 401 en la arena U2U. Se realiza una limpieza y se empaca el pozo con grava 12 –18 y tubería ranurada de 0,030 pulgadas.

- A mediados de 1979 la producción cae a cero debido al arenamiento del pozo. Se reempaca el mismo pero con grava 10 –14 y tubería ranurada de 0,020 pulgadas.
- La producción se mantuvo a una tasa promedio de 100 BN/D durante año y medio cuando bajó hasta cero nuevamente.
- Se vuelve a empacar el pozo pero con grava de mayor tamaño, 12 – 16 y tubería ranurada de 0,030 pulgadas. El pozo sólo dura produciendo 8 meses, y se arenó, a partir de allí se realizan varios servicios pero sólo se logra restituir la producción por pocos meses.
- A mediados de 1984 se cierra la arena U2U.

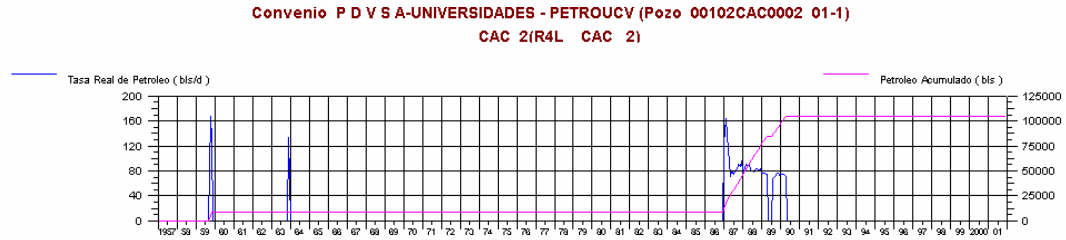
La **Figura 5.2**, corresponde al comportamiento productivo del pozo ES – 435, en la arena S2



**Figura 5.2**, comportamiento productivo del pozo ES - 435

- El pozo comienza a producir en junio de 1978.
- Por problemas de arenamiento se realizó un servicio de limpieza y empaque en diciembre de 1978, con grava 12 -16 y tubería ranurada de 0,03 pulgadas.
- En mayo y octubre de 1979 se realizan servicios al pozo por arenamiento, en octubre se reempaca la arena con una grava de menor tamaño (12 -18) y tubería ranurada de 0,03 pulgadas.
- El pozo produce sin problemas hasta finales de 1981.

La **Figura 5.3**, corresponde al comportamiento productivo del pozo CAC - 02, en la arena R4L.



**Figura 5.3.** Comportamiento productivo del pozo CAC - 02

- El análisis granulométrico y posterior empaque (grava 10 – 14) realizado al pozo CAC -02 en la arena R4L se realizó en año de 1981, y luego de esto el pozo se mantuvo cerrado por 5 años, por razones mecánicas,
- En el año de 1986 se reinicia la producción de petróleo y se mantiene a una tasa promedio de 80 BN/D durante 3 años.
- En 1989 se realiza una limpieza al pozo y en 1990 se cierra la arena.

En los pozos ES – 401 y ES -435 se observa que durante los primeros meses de la implantación del mecanismo de control de arena, la producción de petróleo aumentó, esto como consecuencia directa del control efectivo realizado en ese momento por el empaque de grava, pero al poco tiempo de esta implantación la producción de petróleo cae a cero, esto se debe a que el tamaño de los granos de grava no es el adecuado, impidiéndose la formación de arcos de arena alrededor de los túneles cañoneados y ocasionando una migración de granos de arena más pequeños con los fluidos a través del mismo, en este proceso algunos granos de arenas llegan hasta el pozo generando el arenamiento mientras que otros se quedan atrapados en el espacio poroso del empaque causando esto una restricción acelerada del área de flujo.

En el pozo CAC – 02 suceden dos hechos importantes: el primero de ello es el tiempo desde la implantación del empaque con grava hasta la puesta en producción del pozo fue largo (3 años). El otro hecho importante es la utilización de una grava de mayor tamaño a la usada en los pozos ES – 401 y ES – 435.



Lo anterior permite jerarquizar la importancia que tiene la correcta utilización de los diferentes métodos para el cálculo del tamaño de grava y lo que es más importante aún la utilización del tamaño de grava recomendado por los diferentes métodos.

## CONCLUSIONES

1. El mayor problema operacional asociado a la producción de arena presente en el Área mayor de Socororo es el arenamiento acelerado de los pozos, y la no efectividad de los empaques con grava aplicados en el área.
2. La aplicación con grava sin caracterizaciones granulométricas previas trae como consecuencia la utilización de criterios que no corresponden a las características de la formación.
3. El empaque con grava es el método de control de arena más recomendado para el Área Mayor de Socororo dada la poca consolidación de las formaciones productoras y la gravedad API del crudo producido.
4. En el Área Mayor de Socororo todos los yacimientos son de la Edad Terciaria.
5. Los registros eléctricos de ondas compresionales (sónico dipolar), el de potencial espontáneo, rayos gamma y de densidad, son herramientas útiles para la caracterización de las propiedades de la formación y la determinación del potencial de producción de arena de la formación.
6. Se determinó que la perforación en sobrebalance de los pozos en el área genera daño en la cercanía de los pozos.
7. Se determinó a partir de los análisis petrofísicos y la prueba de difracción de rayos X la presencia de arcillas del tipo caolinita e illita en las formaciones productoras..
8. Se debe caracterizar granulométricamente las formaciones candidatas a aplicárseles empaques con grava, ya que de esto depende el conocimiento de la distribución de tamaños de los granos de la formación y las características del material a utilizar.

9. El sistema para determinar el tamaño de grava óptimo, desarrollado en el presente trabajo crea valor agregado a PetroUCV y a la Universidad Central de Venezuela al proporcionar una herramienta útil.

## RECOMENDACIONES

4. Realizar por lo menos una prueba de análisis granulométrico antes de cada implementación de un método de control de arena. No se deben extrapolar resultados de un pozo a otro o de una arena a otra, ya que la distribución del tamaño de granos varía de un lugar a otro y esto ocasiona una disminución de la efectividad del método.
5. Utilizar las metodologías de Schwartz o Saucier para el cálculo del tamaño de grava a utilizar en los empaques con grava, ya que estas toman en consideración el grado de uniformidad de la formación y la distribución total de los granos.
6. Diseñar e implementar un programa de toma de registros que permitan obtener información acerca de las propiedades de la formación. Los registros deben ser: Sónico dipolar (determina propiedades mecánicas de la roca y el potencial de producción de arena de la misma), densidad (esfuerzo vertical, caracterización geomecánica).
7. Perforar las nuevas localizaciones con un máximo de 200 libras de presión de sobrebalance y con fluidos que no sean reactivos con las arcillas presentes en la formación.
8. Diseñar y aplicar un programa de toma de muestras representativas de las nuevas localizaciones (núcleos) y las ya existentes, para obtener así una correcta caracterización granulométrica y geomecánica del área.
9. Diseñar y aplicar un programa de caracterización geomecánica, para así disminuir la producción de arena ya que esta disciplina determina los máximos y mínimos esfuerzos de la formación.
10. Dada la lenticularidad y el poco espesor de los yacimientos del Área Mayor de Socorro, se recomienda la perforación de pozos horizontales para maximizar la productividad y el recobro de los yacimientos.
11. Preservar en buen estado las muestras de arena, con el objeto de utilizarlas para estudios posteriores.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Academia Nacional de Ciencias de los Estados Unidos.
12. Böckh, A.; APLICACIONES GEOMECÁNICAS EN LA ESTABILIDAD DEL HOYO DURANTE LA PERFORACIÓN DE LUTITAS EN LOS CAMPOS BORBURATA Y BEJUCAL, U.E. BARINAS. Trabajo Especial de Grado. UCV, Escuela de Ingeniería de Petróleo, 2001.
13. Corpomene. INFORME DEL ÁREA, Fase II.
14. Gonzales de Juana, LEXICO ESTRATIGRÁFICO DE VENEZUELA, 1980.
15. Lambe, T. W. y Whitman, R.V., SOIL MECHANICS, John wiley & sons, New York, 1981.
16. Link, Meter K. BASIC PETROLEUM GEOLOGY. Oil & Gas Consultants International, Inc., Tulsa, Oklahoma 2001.
17. Shechter Jr. OIL WELL STIMULATION. Editorial Prentice Hall, New Jersey 1992.
18. Sparlin, D. y Hagen, Jr. W., SAND CONTROL MANUAL. Internacional Completion consultants incorporated, Houston, Texas, 1998.
19. Tarbuck, E., y Lutgens, F.; CIENCIAS DE LA TIERRA. Prentice may, Madrid, 1999.
20. Vázquez, Andrés. GUÍA DE INTRODUCCIÓN A LA GEOMECÁNICA DE ROCA, ENFOQUE GEOMECÁNICO DEL ARENAMIENTO.

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

**API:** American Petroleum Institute, formada en 1917 para organizar la industria petrolera, a fin de ordenar la demanda de petróleo durante la primera guerra mundial. Es una organización sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con gobierno y otros.

**Arcillas,** son minerales muy pequeños con una micro estructura en capas y un gran área de superficie, los materiales arcillosos están formados por pequeñas partículas que son clasificadas según su estructura dentro de un grupo específico denominado minerales arcillosos.

**Arco de arena,** arco formado alrededor de los túneles de perforación, con capacidad de soportar cargas y esfuerzos verticales.

**Área,** división geográfica de mayor escala, donde se realizan operaciones de exploración y o producción.

**Arenamiento,** fenómeno donde material de la formación viaja hacia el pozo y la superficie como parte de los fluidos producidos.

**Arenisca,** roca sedimentaria clástica formada por granos de arena cuyo tamaño varía entre 2 – 0,0625 mm.

**Bajobalance,** cantidad de presión (fuerza por unidad de área) ejercida entre la formación y el pozo bajo la presión originada por el fluido que entra a la formación.

**Buzamiento,** mide el ángulo entre el plano a estudiar y el plano horizontal.

**Campo,** proyección en superficie del conjunto de yacimientos de hidrocarburos con características similares y asociados al mismo rasgo geológico

**Cañoneo,** método que consiste en perforar la tubería de revestimiento para hacer fluir gas natural y/o petróleo del yacimiento hacia el pozo.

**Caolinita**,  $[Al_4Si_4O_{10}(OH)_8]$ , un tipo de mineral de la arcilla perteneciente al grupo de caolín que se forma a través del desgaste de feldespato y mica, minerales pertenecientes al grupo.

**Cementación**, proceso que, mediante la aplicación de mezclas aguadas de cemento de determinadas características y la utilización de herramientas especiales, sirve para cementar el espacio anular entre la tubería de revestimiento y el hoyo. También se utiliza para forzar por presión a través de orificios hechos en el revestidor, una mezcla aguada de cemento hacia la formación.

**Cizallamiento**, fuerza paralela a la superficie de los cuerpos.

**Cohesión**, fuerza que une las moléculas de un cuerpo.

**Compactación**, es el proceso físico donde los sedimentos son consolidados, resultando una reducción de los poros entre los granos.

**Completación**, es la preparación de un pozo para ponerlo en producción económicamente. Después que un pozo es entubado y cementado, cada horizonte productivo es puesto en contacto permanente con el pozo, permitiendo el flujo de fluidos del reservorio hacia la superficie a través de la tubería de producción y el equipo apropiado para controlar la tasa de flujo. El contacto con cada horizonte puede ser alcanzado directamente (a hueco abierto) o por cañoneo a través de la tubería de revestimiento. Otra definición.- Trabajos posteriores a la perforación que tienen por objeto poner el pozo en condiciones de producir.

**Compresión**, es el proceso donde se obliga a un cuerpo a reducir su volumen.

**Consolidación**, este término está relacionado con los sedimentos que se han compactado y cementado hasta el grado de convertirse en un sólido. Las consecuencias típicas de consolidación incluyen un aumento en la densidad y la velocidad acústica, y una disminución en la porosidad.

**Corte de agua**, representa el porcentaje de agua que se produce con un barril de petróleo.

**Diagénesis**, proceso de cementación de las rocas.

**Diferencial de presión**, ( $p_e - p_{wf}$ ) (Drawdown). Es la diferencia entre la presión existente en el límite exterior de un pozo y la presión de fondo de producción del mismo.

**Emulsión**, es la formada cuando un líquido inmisible disperso en otro y usando un químico, reduce la tensión interfacial entre los dos, logrando la estabilidad.

**Esfuerzo**, es la fuerza aplicada a un cuerpo pudiendo éste resultar deformado o tensionado.

**Estimulaciones**, técnicas de rehabilitación aplicadas a los pozos, para estimular su capacidad productora. Entre estas técnicas se encuentran: forzamiento de arena con petróleo, forzamiento de arena con agua, fracturamiento, acidificación, lavado de perforaciones y frac pack.

**Filtrado**, el líquido que atraviesa la costra formada por el filtro influenciado por el diferencial de presión.

**Fino**, es aquella partícula que posea un tamaño entre el rango de 44 a 74 micrones.

**Fluido de perforación**, es aquel fluido que se utiliza en los trabajos de perforación donde éste posee cantidades insignificantes de sólidos suspendidos en el agua emulsionada o en el petróleo.

**Formación**, se refiere a estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.

**Fracturamiento**, es una forma de permitir el acceso a los poros de la formación que contiene hidrocarburos. Se dirige fluido a alta presión hacia la roca, causando su ruptura. Para mantener la ruptura abierta se emplean aditivos (agentes de sostén).

**Gas natural**, una mezcla de hidrocarburos gaseosos que se encuentra en muchos tipos de roca sedimentaria y estrechamente relacionadas a petróleo crudo, diferenciándose de ésta en el rango de hidrocarburos y sus constituyentes. El gas natural es principalmente parafínico, consiste principalmente de metano, con proporciones significativas de etano, propano, butano y algo de pentano, y usualmente nitrógeno y dióxido de carbono. Otra definición.- Es



el gas natural asociado y no asociado, en su estado natural. Puede ser húmedo si tiene condensado, o ser seco si no tiene condensado.

**Grado API**, clasificación para petróleo con propósitos particulares en función de su densidad. Numéricamente el valor es obtenido de la fórmula:  $[141.5 / \text{Grav. Espec. A } 16^\circ \text{ C}] - 131.5$ .

**Illita**,  $[\text{K}1-1.5^{\text{a}}14(\text{Si}7-6.5\text{Al}1-1.5 \text{ O}20) (\text{OH})4]$ , perteneciente al grupo de minerales de arcilla y se forman durante la alteración de minerales de silicato, tales como los feldespatos y la mica.

**Mojabilidad**, la tendencia de un sólido para preferir a un fluido sobre otro fluido.

**Perfil acústico**, un registro del tiempo que toma una onda acústica (sonido) para viajar cierta distancia a través de formaciones geológicas. También es llamado registro sónico.

**Perfil Potencial Espontáneo (SP)**, los potenciales espontáneos normalmente son causados por la presencia de una interfaz semipermeable que impide la difusión de iones a través del espacio poroso.

**Permeabilidad efectiva**, es la medida de la habilidad de un solo fluido para fluir a través de una roca cuando otro fluido está presente en el espacio poroso.

**Permeabilidad relativa**, es la relación que se establece entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

**Petróleo**, una mezcla líquida de muchas sustancias, principalmente compuestas de hidrógeno y oxígeno. El petróleo crudo varía en apariencia desde incoloro hasta completamente negro, tiene una capacidad calorífica entre 18,300 a 19,500 Btu por libra y una gravedad específica entre 0.78 y 1.00 (correspondiente a 50° API y 10° API, respectivamente). De acuerdo a su gravedad se clasifican en:

- Crudo Liviano > 30° API
- Crudo Medio 22-30°API

➤ Crudo Pesado < 22° API

**Poro**, es el espacio vacío que posee la roca donde se puede almacenar aire, agua, hidrocarburo u otro fluido. El porcentaje de espacio vacío es la porosidad de la roca.

**Pozo**, hoyo que ha sido terminado apropiadamente con los aditamentos requeridos, para traer a la superficie la producción de gas y/o petróleo de un yacimiento.

**Pozo abandonado**, un pozo que actualmente no está produciendo, debido a que fue originalmente seco (dry hole) o debido a que ha cesado de producir. La regulación peruana requiere que los pozos abandonados sean taponados para prevenir la contaminación de petróleo, gas o agua desde un estrato hacia otro.

**Pozo de gas**, hoyo que tiene como objetivo de extraer gas natural y llevarlo hasta la superficie.

**Presión de poro**, es la presión del yacimiento.

**Rehabilitación de Pozos (RA/RC)**, operación programada que se realiza con fines de reestablecer y/o mejorar la capacidad del intervalo productor de un pozo, o de cambiar el horizonte de producción por otro ubicado a mayor o menor profundidad. Presenta el esfuerzo requerido para ejecutar trabajos de estimulaciones, reparaciones, recañoneo y/o terminación a pozos.

**Reparación**, trabajos que se hacen únicamente en las instalaciones de superficie o de subsuelo de los pozos con fines de corregir inconvenientes o desperfectos mecánicos que disminuyan o impidan la producción de pozos.

**Reservas posibles**, estimado de reservas de petróleo o gas en base a datos geológicos o de ingeniería, de áreas no perforadas o no probadas.

**Reservas probables**, estimado de las reservas de petróleo y/o gas en base a estructuras penetradas, pero requiriendo confirmación más avanzada para poderseles clasificar como reservas probadas.

**Reservas probadas**, la cantidad de petróleo y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.

**Reservas recuperables**, la proporción de hidrocarburos que se puede recuperar de un yacimiento empleando técnicas existentes.

**RGP**, es la proporción de petróleo y gas obtenida en un pozo productor bajo condiciones de presión y temperatura dadas.

**Sarta de perforación**, tubería de acero de aproximadamente 10 metros de largo que se unen para formar un tubo desde la barrena de perforación hasta la plataforma de perforación. El conjunto se gira para llevar a cabo la operación de perforación y también sirve de conducto para el lodo de perforación.

**Viscosidad**, la resistencia de un líquido al movimiento o flujo; normalmente se abate al elevar la temperatura.

**Yacimiento**, acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el petróleo la parte intermedia y el agua la parte inferior.

## APENDICE A

## CONCEPTOS GENERALES

### A.1 Fracturamiento Hidráulico.

El fracturamiento hidráulico es un proceso que consiste en superponer una estructura de muy alta conductividad en el yacimiento. Esto se logra por medio de la inyección de fluidos a presiones que exceden la resistencia tensil de la roca que constituye el medio poroso, creando una fractura longitudinal que parte del pozo. A continuación esta fractura se llena con un agente de soporte de alta resistencia mecánica, de modo que impida el cierre completo de la fractura al cesar el bombeo. El conducto así formado debe tener una conductividad varios órdenes de magnitud mayor que la del yacimiento.

El objetivo principal de un fracturamiento es incrementar la presión fluyente de fondo del pozo. El principal beneficio que esto acarrea, es que se disminuye la presión diferencial (drawdown), en la cara de la formación. Esto es especialmente útil para reducir la velocidad de flujo y esfuerzo de corte producido por el fluido en las últimas pulgadas del yacimiento, antes de salir al pozo. Esta es la causa de que el fracturamiento sea tan útil para controlar producción de arena, de lo cual se hablará más adelante.

Debe tenerse claro el concepto de que, al fracturar, se distorsiona el patrón de flujo de fluidos en el yacimiento, de modo que se pasa de un patrón de flujo radial a uno de flujo bi-lineal transitorio, y finalmente a uno pseudo-radial, de mucha menor caída de presión, entre otras cosas porque se sobrepasa la zona invadida y dañada alrededor del pozo, la cual causa una caída anormal de presión. Estos patrones pueden verse en las figuras siguientes.

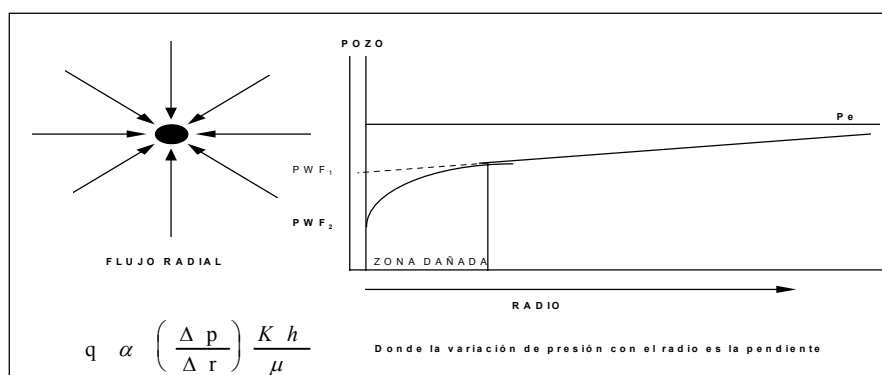


Figura 3.- Flujo radial del yacimiento al pozo

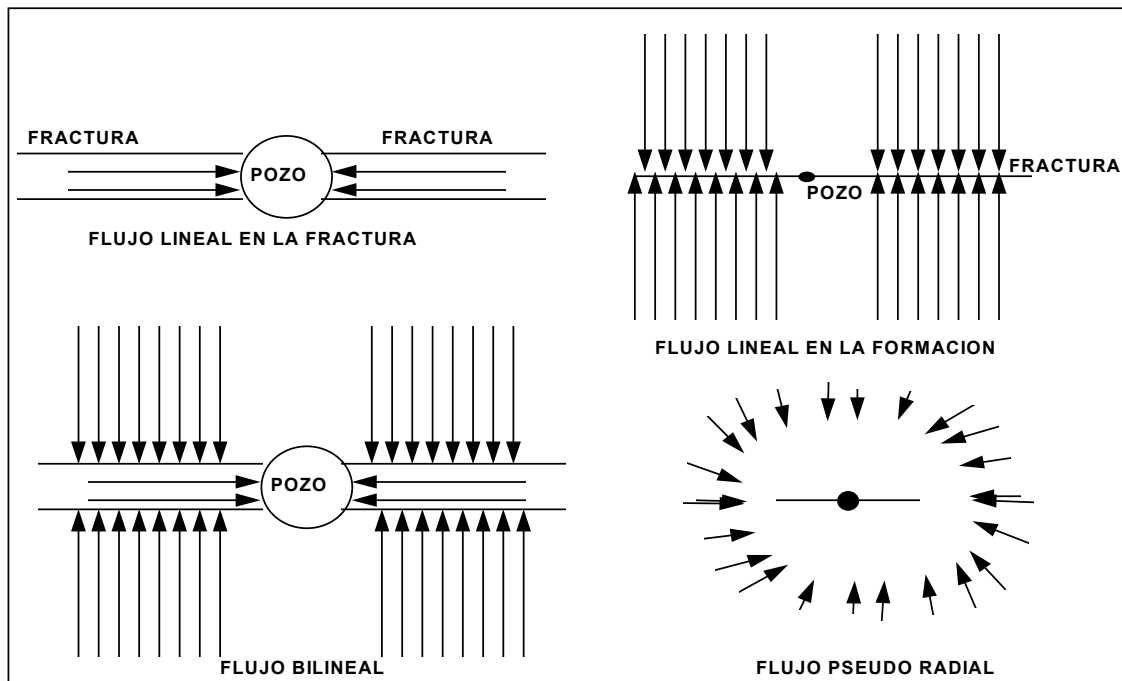


Figura 4.- Patrones de flujo en el sistema yacimiento-fractura-pozo, evolución con el tiempo.

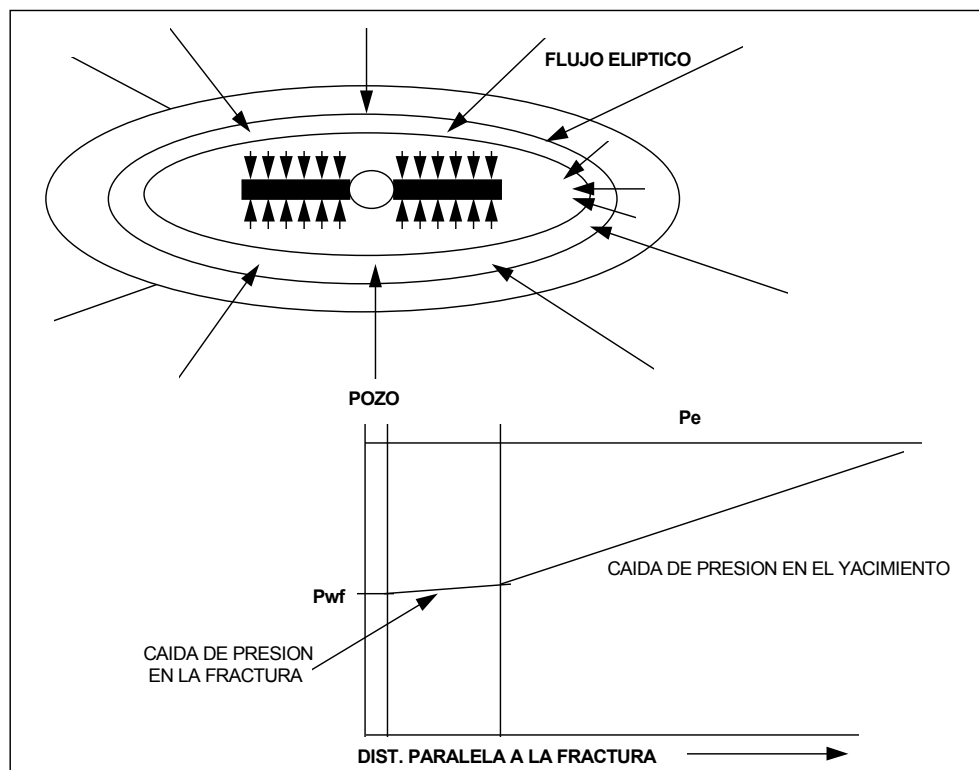


Figura 5.- Diagrama de caídas de presión en el sistema yacimiento-fractura-pozo.

En sus inicios, el fracturamiento hidráulico fue concebido para yacimientos de baja permeabilidad, debido al altísimo contraste de conductividad entre el yacimiento y la fractura. Posteriormente, con la revisión de los conceptos básicos, y el mejor entendimiento de los mecanismos de falla de la roca, se ha desarrollado una técnica llamada de arenamiento controlado en la punta (Tip Screen Out), que permite crear fracturas de gran anchura y alta conductividad, en formaciones de alta permeabilidad, lo cual no se hacía en el pasado por razones económicas.

La diferencia básica entre fracturar en yacimientos de baja o alta permeabilidad, estriba en saber lo que se desea obtener. Cuando se fractura un yacimiento de alta permeabilidad, el resultado es un incremento de la tasa de producción, y una aceleración del recobro de las reservas. La tasa de producción declinará en forma bastante rápida, hasta llegar al límite económico.

Cuando se fracturan yacimientos de baja permeabilidad, se aprecia un incremento de la tasa de producción, sostenido en el tiempo y de declinación suave, y un recobro adicional de reservas nuevas, afectadas por la fractura. Una ventaja adicional de este efecto, es que se puede disminuir el número de pozos necesarios para drenar un yacimiento.

Estos comportamientos pueden verse en las figuras siguientes:

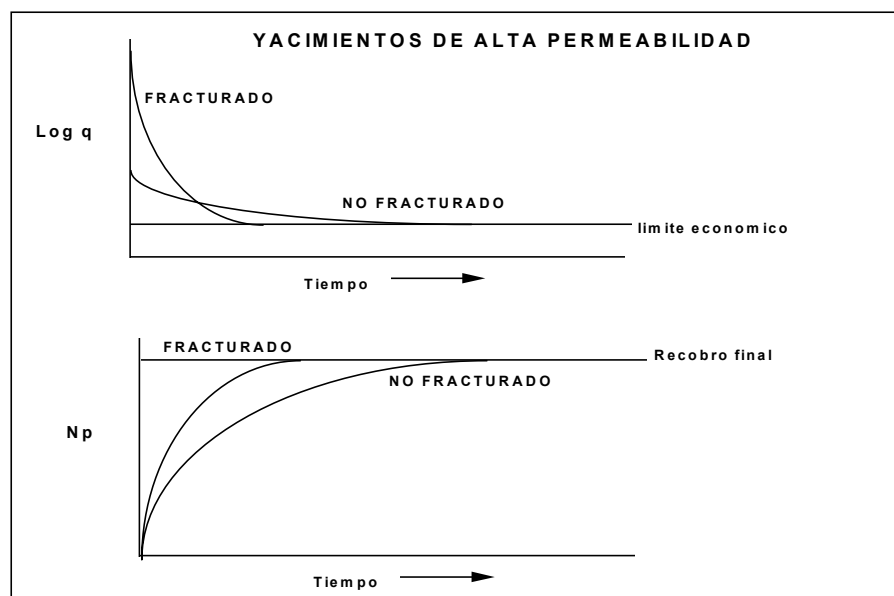


Figura 6.- Efecto del fracturamiento en yacimientos de alta permeabilidad

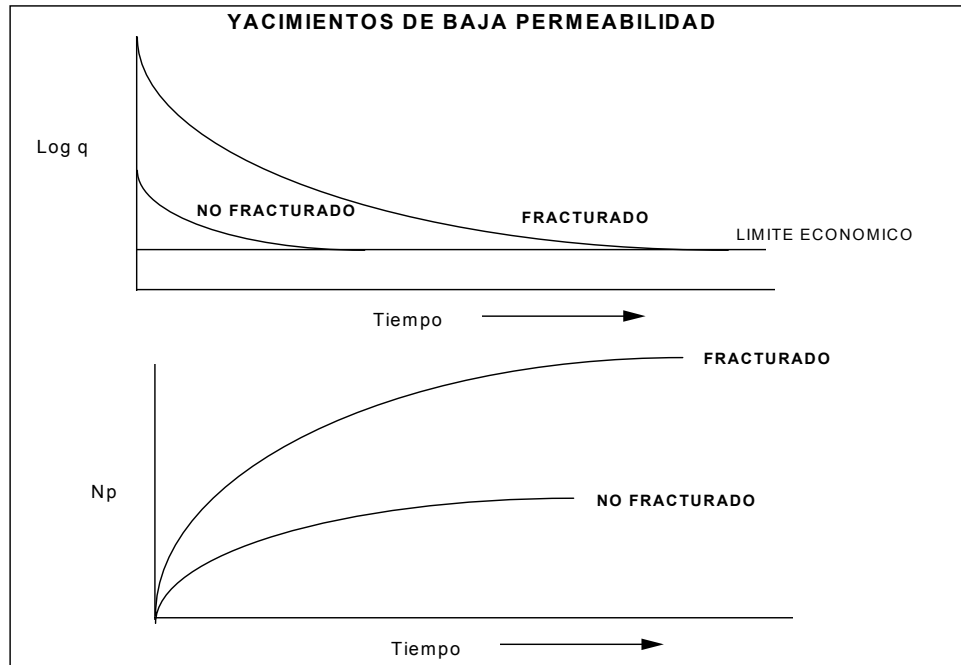


Figura 7.- Efecto del fracturamiento en yacimientos de baja permeabilidad

## APENDICE B

## MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA

### B.1. Consolidación química

Procedimiento general a seguir durante la realización de un trabajo de consolidación química es el siguiente:

1. Limpiar el pozo con fluido limpio. Limpiar si es necesario los tanques y líneas de superficie, usar tubería de trabajo limpia.
2. Cañonear o limpiar las perforaciones. Es recomendable una densidad mínima de cuatro (4) tiros por pie y  $\frac{3}{4}$  de pulgadas de diámetro.
3. Bajar al pozo tubería de trabajo con empacadura para forzamiento y tubería de cola. De acuerdo al tipo de plástico a utilizar es probable el requerimiento de un tapón perforable. La tubería de trabajo es asentada por encima de la zona a tratar.
4. Desarrollar la inyección secuencial de plástico dentro de la formación, cuidando de no fracturar la misma.
  - 4.1 Pre-flujo.
  - 4.2 Solución resinada (plástico).
  - 4.3 Post-flujo.
5. Cerrar el pozo hasta que se consoliden los granos de la formación. Este tiempo varía de acuerdo a las condiciones de la formación y al tipo de plástico utilizado.
6. Chequear las condiciones del pozo y sacar la tubería de trabajo del mismo.
7. Correr equipo de producción y poner en producción mediante incrementos graduales de la tasa de flujo.

Procedimiento operacional seguido para la aplicación de este método de control de arena es:

8. Limpiar fondo del pozo con fluido limpio. Limpiar líneas de superficie y tanques.
9. Utilizar tubería de trabajo limpia.



10. Limpiar las perforaciones, para eliminar obstrucciones del área cañoneada. Se recomienda una densidad de disparo de cuatro (4) tiros por pie.
11. Bajar la tubería de trabajo y chequear fondo, (tubería de trabajo, empacadura y tubería de cola), La tubería de cola debe estar por lo menos 30 pies por encima de las perforaciones.
12. Acidificar, para remover el posible daño presenta y así mejorar el proceso de inyección.
13. Inyectar resina y grava en la formación.
14. Cerrar el pozo hasta que se logre el endurecimiento de la resina.
15. Limpiar el fondo del pozo.
16. Correr equipo de producción y poner en producción el pozo mediante incremento gradual de la tasa de flujo.

## **B.2 Grava resinada**

El procedimiento a seguir durante la aplicación de un trabajo de grava cubierta con resina es el siguiente:

### **B.2.1. Grava resinada para pozo entubado sin liner.**

1. Asentar tapón perforable a 5 – 10 pies por debajo de las perforaciones.
2. Limpiar el hoyo con un fluido filtrado.
3. Cañonear bajo balance o lavar las perforaciones existentes con fluido filtrado.
4. Bajar al pozo con pata de mula de 2 3/8” o menor tamaño, tubería y herramienta de forzamiento, la cual debe de estar 30 pies por encima de la pata de mula.
5. Preparar gel y añadir grava resinada, aplicar procedimiento convencional de empaque con grava, bombear catalizador después de culminar el empaque.
6. Bombear la siguiente secuencia de fluidos a 2 barriles por minuto:
  - 6.1 5 barriles de gel HEC.
  - 6.2 Forzar la grava resinada.
  - 6.3 3 barriles gel.
  - 6.4 Desplazar con fluido limpio hasta obtener retorno de arena.
7. Colocar herramienta en posición de reverso, y sacar todo el exceso de grava del sistema. Se debe tener cuidado de preservar una presión positiva en el anular antes de abrir la herramienta para prevenir el efecto de Tubo-U.
8. Sacar la herramienta del hoyo lentamente para evitar problemas de achicamiento durante la operación.
9. Cerrar el pozo hasta que se solidifique la resina.
10. Bajar al pozo con mecha y raspador para eliminar toda la grava resinada ya solidificada que se encuentra en el revestidor.
11. Preparar el pozo para producir.

### B.2.2. Grava resinada para pozo entubado con liner

1. Asentar tampón perforable a 5 – 10 pies por debajo de las perforaciones.
2. Limpiar el hoyo con un fluido filtrado.
3. Cañonear bajo balance o lavar las perforaciones existentes con fluido filtrado.
4. Bajar al pozo con pata de mula de 2 3/8” o menor tamaño, tubería y herramienta de forzamiento, la cual debe de estar 30 pies por encima de la pata de mula.
5. Preparar gel y añadir grava resinada, aplicar procedimiento convencional de empaque con grava, bombear catalizador después de culminar el empaque.
6. Bombear la siguiente secuencia de fluidos a 2 barriles por minuto:
  - 6.1 5 barriles de gel HEC.
  - 6.2 Grava resinada.
  - 6.3 3 barriles gel.
  - 6.4 Desplazar con fluido limpio hasta obtener retorno de arena.
7. Colocar herramienta en posición de reverso, y reversar todo el exceso de grava del sistema. Se debe tener cuidado de preservar una presión positiva en el anular antes de abrir la herramienta para prevenir el efecto de tubo-U.
8. Cerrar la herramienta y re-chequear salida de arena. Si es necesario forzar más grava resinada hasta obtener una salida estable de arena.
9. Desasentar empacadura y reversar toda la grava resinada que se encuentra en el revestidor, si es necesario usar mecha y raspador.
10. Sacar la herramienta lentamente del hoyo para evitar problemas de achicamiento.
11. Entrar al hoyo con liner y ensamblaje de empaque , con el tattletale en el tope del liner
12. Repetir paso 5.

13. Con la herramienta de cruce en posición de circulación, bombear la siguiente secuencia de fluidos a 2 barriles por minuto:
  - 13.1 5 barriles de gel HEC.
  - 13.2 Grava resinada.
  - 13.3 barriles de gel.
  - 13.4 Desplazar con fluido limpio hasta obtener retorno de arena.
14. Si la salida de arena no ocurre, entonces repetir los pasos anteriores, hasta obtener salida de arena.
15. Reversar el exceso de grava de la tubería, se debe tener cuidado de preservar una presión positiva en el anular antes de abrir la herramienta para prevenir el efecto de tubo-U.
16. Cerrar la herramienta, si es necesario, repetir los pasos 12, 13 y 14 hasta obtener salida de arena estable.
17. Sacar herramienta de cruce y tubería de lavado lentamente y preparar el pozo a producción.
18. Cerrar el pozo para permitir la solidificación de la resina luego poner el pozo en producción.

El tiempo de cura aproximado para generar un esfuerzo de compresión de 500 psi en una formación con diferentes temperaturas es el siguiente:

Tabla. Tiempo de cura aproximado para generar un esfuerzo

Temperatura (°F)	Tiempo (horas)
140	80
150	35
160	20
170	10
18	5
190	2
200	1

### **B.3 Forzamiento Arena Petróleo (F.A.P.).**

Procedimiento de aplicación de este método es el siguiente:

1. Chequear los volúmenes de petróleo, grava y surfactante.
2. Revisar el inyector de pelotas y asegurarse que el número, gravedad específica y diámetro de las pelotas sea el requerido.
3. Probar las líneas de inyección con 1000 lpc por encima de la presión máxima de trabajo.
4. En el caso de Forzamiento arena petróleo (F.A.P) con obturador, donde no existan orificios de cañoneo por encima del mismo, se debe mantener presurizado el anular entre la tubería de inyección y el revestidor; Si existen orificios de cañoneo previos, se debe mantener el espacio anular lleno y abierto en constante observación para evitar comunicación.
5. Medir la gravedad específica y la temperatura del petróleo.
6. Comenzar la inyección de petróleo limpio con baja tasa aumentándola progresivamente y así lograr valores estables de presión a la tasa establecida para el bombeo de la grava. En caso de altas presiones iniciales, conviene aumentar la tasa al máximo (considerando la presión máxima permisible) con el propósito de abrir o limpiar intervalos adicionales que no estén recibiendo.
7. Una vez lograda la tasa de inyección y tener la presión estable, se recomienda bombear la grava.
8. El material diversificante debe bombearse conjuntamente con la grava. Cuando las pelotas cumplen su función normalmente se observan variaciones instantáneas en la presión (incrementos y caídas intermitentes). En estos casos se continuará bombeando pelotas de acuerdo al diseño; en caso contrario, si la presión incrementa constantemente, solo se bombeará tantas pelotas como huecos existan (sin el exceso del 20 o 30 %) diseñado. Puede ocurrir también que el bombeo de las pelotas no manifieste variaciones en la presión, esto sucede cuando desde el inicio del bombeo todos los intervalos están

recibiendo y sobre todo cuando el gradiente de presión es igual en toda la zona estimulada.

9. Una vez inyectada la cantidad de grava prevista, se procede a bombear petróleo limpio para dejar la tubería libre, tratando de crear un tapón de arena por encima del tope de las perforaciones; esto se logra al reducir la tasa de bombeo unos barriles antes finalizar el desplazamiento.
10. Por ultimo se procederá a dejar cerrado el pozo y a desconectar las líneas de inyección.
11. Verificar los volúmenes de petróleo, grava y surfactante luego del bombeo y compararlos con los valores medidos al inicio del trabajo, para constatar la calibración de los medidores de flujo.
12. Revisar el inyector de pelotas y comprobar que fueron bombeadas las requeridas.

**Factores que deben verificarse:**

1. El obturador o cuello dentado debe estar colocado a 200 pies (como mínimo) del tope de los orificios de cañoneo.
2. Antes de realizar un forzamiento con obturador donde el espacio anular estará presurizado, debe verificarse la calibración de la válvula de alivio de dicho espacio.
3. En los forzamientos con cuello dentado las pelotas deben bombearse por las líneas conectadas a la tubería, en ningún caso por el anular, para evitar la formación de puentes o tapones.
4. Debe verificarse con el supervisor del taladro, el tipo de tubería dentro del pozo, para efectos de presión máxima y desplazamiento.
5. En los trabajos con cuello dentado, el último tubo utilizado en la sarta (a nivel del cabezal de tubería) debe llevar un niple con protector de goma, a fin de evitar el desgaste generado por el efecto abrasivo de la arena al chocar directamente con la tubería, pudiendo perforarla o debilitarla lo cual podría causar que se fuera al fondo.

6. Cuando por alguna razón no se logre desplazar toda la tubería, deberá procederse de inmediato a desconectar las líneas y circular el pozo, previamente desasentando el obturador, si es el caso.

## **B.4 Frac and Pack**

Procedimiento de aplicación para este mecanismo:

1. Limpiar revestidor, llenar el revestidor con un fluido de completación.
2. Asentar empackadura o tapón.
3. Cañonear con alta densidad, gran diámetro, bajobalance y limpiar las perforaciones.
4. Colocar en posición la herramienta de empaque.
5. Probar empackadura por el anular.
6. Establecer la posición de inicio de la herramienta.
7. Probar la posición de la herramienta y la capacidad de flujo en el liner:
  - 7.1 Colocar la herramienta en posición inferior para la circulación de fluido limpio a 1 y 2 BPM, tomar nota de la presión de superficie y la tasa de retorno.
  - 7.2 Colocar la herramienta en posición de forzamiento y bombear algunos barriles 1 y 2 BPM cuidando no exceder la presión de fractura reportar la presión de superficie.
  - 7.3 Colocar la herramienta en posición de circulación rápida del fluido limpio a 1 y 2 BPM, tomar nota de la presión de superficie y la tasa de retorno.
  - 7.4 Colocar la herramienta en posición, circular al reverso algunos barriles 1 y 2 BPM, tomar nota de la presión de superficie y la tasa de retorno.
8. Comportamiento de la tasa:
  - 8.1 Con la herramienta de empaque colocarla en posición para reversar con el anular abierto, circular fluido de fractura 5 BPM dentro de la herramienta de cruce.
  - 8.2 Cerrar y colocar herramienta en posición de circulación.
  - 8.3 Cerrar el anular tomar nota de la presión del anular e ir bombeando el fluido para la fractura:
    - A) fluido de fractura de 0.25 BPM.



B) fluido de fractura de 0.5 BPM.

C) fluido de fractura de 1 BPM.

D) fluido de fractura de 2 BPM.

E) fluido de fractura de 4 BPM.

F) fluido de fractura de 6 BPM.

G) fluido de fractura de 8 BPM.

H) fluido de fractura de 10 BPM.

I) fluido de fractura de 15 BPM.

J) Desplazar con frente de salmuera o fluido de completación y si es necesario colocar aditivos para controlar perdida de filtrado.

Se pasará de un paso a otro de la secuencia de inyección explicada anteriormente una vez que se estabilice la presión.

Parar de bombear y tomar nota de la presión en el cabezal. Calcular la longitud de la fractura, la presión y la tasa.

9. Abrir el anular, posicionar la herramienta en reverso, circular fluido de fractura 5 BPM dentro de la herramienta de cruce.

10. Cerrar y colocar la herramienta en posición de circulación.

11. Cerrar el anular tomar nota de la presión del anular, Bombeando 10 a 15 BPM del fluido de fractura dentro de la formación y desplazar con salmuera de completación, limpia y limpia y compatible con la formación y con los fluidos que se este realizando la fractura.

12. Cerrar fondo tomar nota de la presión de fondo.

13. Calcular la eficiencia de fluido después de determinar la presión de cierre y el tiempo para luego ajustar los al diseño original del frac and pack.
14. Con la herramienta posición de reverso y el anular abierto circular el fluido de fractura 5 BPM dentro de la herramienta de cruce.
15. Cerrar y cambiar la posición de la herramienta para realizar una circulación muy baja, cerrar el anular y tomar nota la presión del anular durante el tratamiento.
16. Inyectar gel entrecruzado según el procedimiento diseñado:
  - A) fluido de fractura para el relleno.
  - B) fluido de fractura con 1 lbs/gal de material de sostén.
  - C) fluido de fractura con 2 lbs/gal de material de sostén.
  - D) fluido de fractura con 5 lbs/gal de material de sostén.
  - E) fluido de fractura con 9 lbs/gal de material de sostén.
  - F) fluido de fractura con 11 lbs/gal de material de sostén.
  - G) fluido de fractura con 13 lbs/gal de material de sostén.
  - H) fluido de fractura con 15 lbs/gal de material de sostén.
  - I) La secuencia anterior esta basada en los volúmenes de diseño
17. Desplazar con gel lineal a tasa máxima hasta que se observe que se empaquetó la punta de la fractura, se continúa bombeando hasta el incremento de la presión de 50 a 1500 lpc sobre la presión estabilizada, antes de agregar la grava o el volumen de desplazamiento, el cual indica que se necesita bajar la tasa de bombeo.
18. Abrir el anular y bombear lentamente 5 BPM hasta que el material se soporte sea desplazado por la herramienta de crossover o se observe arena.

19. Cambiar la herramienta a la posición de circulación rápida y rechequear salida de arena.
20. Mantener alta la presión en el anular para prevenir el efecto del tubo U. Colocar la herramienta en posición de reverso y reversar todo el material de soporte atreves de la tubería.
21. Cerrar por una hora y revisar por arenamiento.

## **B.5 Sistemas grava – resina**

Este método de control de arena combina el empaque con grava con consolidación plástica.

### **PROCEDIMIENTO**

1. Limpiar fondo del pozo con fluido limpio. Limpiar líneas de superficie y tanques. Utilizar tubería de trabajo limpia.
2. Limpiar las perforaciones, para eliminar obstrucciones del área cañoneada. Se recomienda una densidad de disparo de cuatro (4) tiros por pie.
3. Bajar la tubería de trabajo y chequear fondo, (tubería de trabajo, empacadura y tubería de cola), La tubería de cola debe estar por lo menos 30 pies por encima de las perforaciones.
4. Acidificar, para remover el posible daño presente y así mejorar el proceso de inyección.
5. Inyectar resina y grava en la formación.
6. Cerrar el pozo hasta que se logre el endurecimiento de la resina.
7. Limpiar el fondo del pozo.
8. Correr equipo de producción y poner en producción el pozo mediante incremento gradual.

## **B.6 Empaque con grava.**

### **B.6.1 Técnica de circulación reversa.**

#### **1. Preparar el pozo.**

##### **1.1 Hoyo entubado**

- Colocar tapón perforable 5 pies o más por debajo de las perforaciones.
- Limpiar revestidor, líneas de superficie, tanques, tubería de trabajo, etc.

##### **1.2 Hoyo abierto**

- Asegurar que la zona abierta del pozo se mantenga limpia.
- Determinar el volumen de grava a partir del registro Caliper.
- Limpiar revestidor, líneas de superficie, tanques, tubería de trabajo, etc.

#### **2. La secuencia de los equipos a utilizar durante la operación es la siguiente:**

- Tapón.
- De 5 a 10 pies de liner sin ranuras.
- En caso de hoyo entubado, la tubería ranurada o malla preempacada se deben asentar 5 pies por encima de las perforaciones y con centralizadores cada 30 pies de tubería. En hoyos entubados las ranuras del liner o la malla deberán ubicarse a partir de 10 pies de de la zapata del revestidor.
- El talle tale se ubica justo encima de la tubería ranurada.
- Tubería de trabajo hasta la superficie.

#### **3. Entrar lentamente al hoyo con el ensamble anteriormente descrito.**

4. Circular fluido de completación limpio a través del anular a una tasa de 2 – 6 BPM, hasta observar retorno por la tubería de trabajo. Cerrar la válvula de la tubería y realizar prueba de inyectividad a la formación. Acidificar si es necesario.
5. Circular grava revestidor abajo a una tasa de 0,5 -1 libra por galón de fluido de completación, cuando la grava llegue al fondo seguir bombeando hasta que la misma tape el tallo y se evidencie un incremento de la presión.
6. Desasentar tubería de trabajo desde la tubería ranurada, y reversar el exceso de grava fuera del anular.
7. Sacar la tubería de trabajo del pozo y correr tubería de producción.

#### B.6.2 Técnica de circulación mediante la herramienta de cruce.

##### 1. Preparar el pozo.

###### 1.1. Hoyo entubado

- Colocar tapón perforable 5 pies o más por debajo de las perforaciones.
- Limpiar revestidor, líneas de superficie, tanques, tubería de trabajo, etc.

###### 1.2. Hoyo abierto

- Asegurar que la zona abierta del pozo se mantenga limpia.
- Determinar el volumen de grava a partir del registro Caliper.
- Limpiar revestidor, líneas de superficie, tanques, tubería de trabajo, etc.

##### 2. La secuencia de los equipos a utilizar durante la operación es la siguiente:

- Tapón.
- De 5 a 10 pies de liner sin ranuras.

- 
- En caso de hoyo entubado, la tubería ranurada o malla preempacada se deben asentar 5 pies por encima de las perforaciones y con centralizadores cada 30 pies de tubería. En hoyos entubados las ranuras del liner o la malla deberán ubicarse a partir de 10 pies de de la zapata del revestidor.
  - De 30 – 90 pies de tubería ranurada lisa.
  - El talle tale se ubica justo encima de la tubería ranurada lisa.
  - 15 -30 pies de tubería ranurada lisa.
  - Herramienta de cruce y empacadura.
  - Tubería de trabajo hasta la superficie.
3. Entrar lentamente al hoyo hasta el fondo y verificar la posición del la tubería ranurada o malla preempacada. Asentar la empacadura y probar por el anular la misma.
  4. Levantar la tubería hasta abrir la herramienta de cruce y añadir ácido clorhídrico a la misma. Circular fluido de completación limpio a través de la tubería de trabajo a una tasa de 2 – 6 BPM, hasta observar retorno por el anular. Cerrar el revestidor y realizar prueba de inyectividad a la formación. Acidificar si es necesario.
  5. Circular grava revestidor bajo a una tasa de 0,5 – 1 libra de grava por galón de fluido de completación, cuando la grava llegue al fondo seguir bombeando hasta que la misma tape el talle tale y se evidencie un incremento de la presión.
  6. Bajar la tubería y cerrar la herramienta y la presión del anular hasta 500 psi. Cambiar la herramienta a la posición de reversado y reversar el exceso de grava. Cambiar la herramienta a posición de circulación y chequear arenamiento estable.
  7. Sacar tubería de trabajo fuera del hoyo. Correr la tubería de producción.

## APENDICE C CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LA GRAVA

Se han publicado diversas técnicas que permiten seleccionar el tamaño de arena de empaque con grava para controlar la producción de arena de formación. La técnica que mas se emplea en la actualidad fue desarrollada por Saucier, sin embargo, existe una serie de criterios desarrollados por otros investigadores para la selección del tamaño de grava para el empaque, como son: método de Schwartz, Hill, Coberly, Gumpert, Karpoff y Stein.

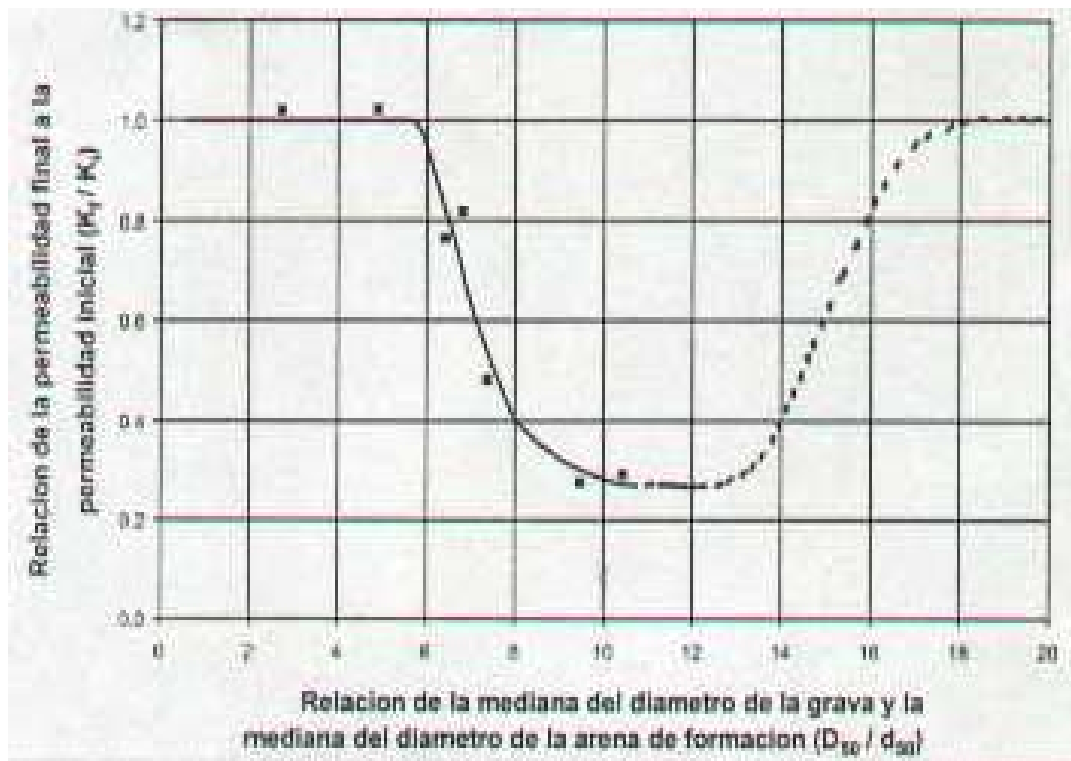
### C.1. Método de Saucier:

Este es el método más usado, el trabajo de Saucier parte de la premisa básica de que el control óptimo de la arena se logra cuando el tamaño medio de arena del empaque no es más de seis (6) veces mayor que el tamaño medio de los granos de arena de formación (D50); él se basó en una serie de experimentos con flujo a través de núcleos, donde la mitad del núcleo estaba constituido por grava de empaque y la otra mitad era arena de formación. Luego modificó el rango comprendido entre dos (2) y diez (10), para determinar con exactitud cuál era el control óptimo de arena.

El procedimiento experimental consistió en establecer una tasa de flujo estabilizada y una caída de presión iniciales a través del núcleo y calcular la permeabilidad inicial efectiva ( $K_i$ ). Se incrementó la tasa de flujo y se mantuvo así hasta que se estabilizó la caída de presión, después de lo cual se produjo una disminución de la tasa de flujo para regresar a su valor inicial. Una vez más, se permitió que la caída de presión se estabilizara y se calculó la permeabilidad final efectiva ( $k_f$ ) del núcleo. Si la permeabilidad final resultaba ser la misma que la inicial, se concluía que se había logrado un control de arena eficaz sin menoscabo de la productividad. Por otra parte, si la permeabilidad final era menor que la inicial, se establecía que la arena de formación estaba invadiendo y taponando la arena de empaque con grava. En este caso, podría lograrse el control de arena, pero a expensas de la productividad del pozo. La Figura 2 muestra los resultados de los experimentos con flujo a través de núcleos. Tal como se observa en el gráfico, la relación  $k_f / k_i$  disminuye a medida que aumenta por encima de seis la relación tamaño medio de la arena de empaque con grava/tamaño medio de la arena de formación. Destaca el hecho de que, a medida que aumenta dicha relación,  $k_f / k_i$  comienza a incrementarse una vez más, lo cual refleja que el tamaño



de la arena de formación es tan pequeño que los granos de la formación comienza a fluir a través de la arena del empaque con grava sin obstrucción. Se sabe que este fenómeno ocurre, pero Saucier no lo verificó como parte de su trabajo.



Resultados de pruebas de Saucier.

En la práctica, se utiliza el lado derecho de la gráfica, en la figura 2 es la correspondiente a la línea punteada, y es la que se conoce como gráfico “ S “, a partir de ésta se selecciona el tamaño correcto de arena del empaque con grava multiplicando el tamaño medio de los granos de la arena de formación por cuatro y por ocho, con el fin de lograr un rango de tamaños de arena de empaque con grava cuyo promedio sea seis veces mayor que el tamaño medio de los granos de arena de formación. Dicho rango calculado se compara con los grados comerciales disponibles de arena de empaque con grava. Se escoge la arena disponible que corresponda al rango calculado de tamaños de arena de empaque con grava. En el caso que este rango calculado se ubique entre los rangos de tamaño de la arena de empaque con grava disponible en el mercado, se seleccionará por lo general la arena de empaque con grava más pequeña. La tabla 1 contiene información acerca de los tamaños de arena de empaque con grava disponible en el mercado.

Gravas comerciales.

TAMAÑOS DE GRAVA COMERCIALES	RANGO DE TAMAÑO (PULG)
8/12	0.094 – 0.066
10/20	0.079 – 0.033
12/20	0.066 – 0.033
16/30	0.047 – 0.023
20/40	0.033 – 0.017
40/60	0.017 – 0.0098

### C.2. Método de Schwartz:

Primero calcula si la arena de formación es uniforme o no; el coeficiente de uniformidad “C” está definido como la relación del cuarenta (D40) percentil sobre el noventa (D90) percentil ( $C = D40/D90$ ), luego si el coeficiente (C) es menor de tres (3) la arena será uniforme, pero si el factor C está entre cinco (5) y diez (10) no es arena uniforme, y si es mayor o igual a diez (10) entonces es extremadamente no uniforme. Schwartz recomienda un factor de seis (6) para un diseño óptimo y ocho (8) como una consideración máxima, por el 10 percentil de la arena si esta es uniforme, por el 40 percentil para arenas no uniformes y por el D70 percentil si es demasiado no uniforme.

### C.3. Método de Hill:

Este autor recomienda la utilización de un diámetro de grava menor que un factor de 8 veces el diez (10) percentil (D10) de arena de formación, aunque antes había presentado evidencias en contra del D10.

### C.4. Método de Coberly:

Coberly a partir de sus investigaciones demostró que el tamaño de grava debe ser menor que un diámetro comprendido entre diez (10) veces y trece (13) veces el 10 percentil (D10) de la arena de formación. Además recomienda este método para arenas uniformes ya que si es utilizado en arenas no uniformes los finos invadirían la grava y restringirían la permeabilidad.

### **C.5. Método de Gumpertz:**

Inicialmente concluyó lo mismo que Coberly, luego sugirió utilizar una grava once (11) veces el 10 percentil del diámetro de la arena.

### **C.6 Método de Karpoff:**

Trabajó en problemas de drenaje de aguas subterráneas en los cuales las tasas de flujo y presiones diferenciales que utilizó lo hicieron aplicable a los problemas de la industria petrolera. Al comienzo utilizó el 10 percentil de la arena de formación y consideró que el cincuenta (50) percentil era mucho más descriptivo en la distribución del tamaño de los granos. Entonces recomendó utilizar una grava de un tamaño cinco (5) a diez (10) veces mayor que 50 percentil de arena (D50). También es recomendada esta sugerencia, ya que asigna diámetros menores de la grava que los que se utilizaban antes, controlando la arena de formación sin reducir la permeabilidad y manteniendo la productividad.

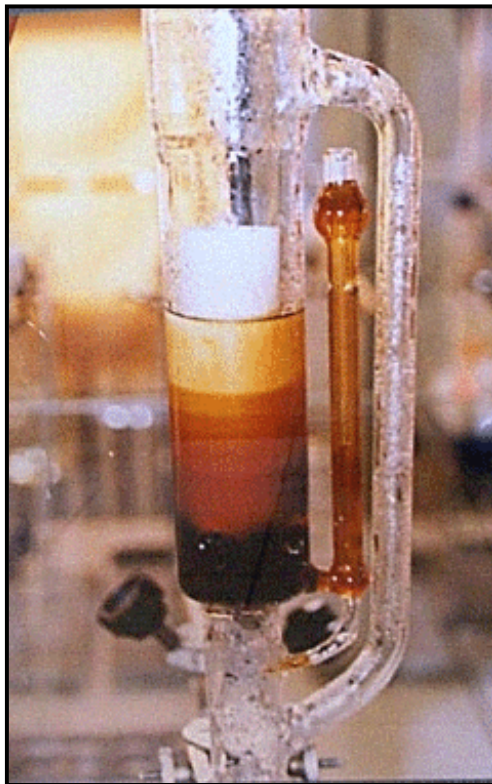
### **C.7 Método de Stein:**

Esta es la mejor aplicación a formaciones con un tamaño de partículas uniforme. Stein sugiere utilizar un diámetro menor a cuatro (4) veces el quince (15) percentil de la arena de formación.

## APENDICE D

## LAVADO DE MUESTRA

1. Se toma la muestra a la cual se la aplicará el lavado, esta muestra debe ser obtenida previamente aplicando técnicas adecuadas para el muestreo de arena.
2. Si la muestra a estudiar es NO consolidada colocarla en un envase llamado Dedal (Figura).



Dedal.

3. Deposita la muestra en el recipiente porta-muestra SOXHLET.
4. Si la muestra de arena está saturada de crudo agregar Tolueno en un balón aforado para eliminar los componentes orgánicos; y luego, agregar Metanol al balón aforado para eliminar componentes salinos presentes la muestra.
5. Llevar el balón aforado a la plancha de calentamiento.

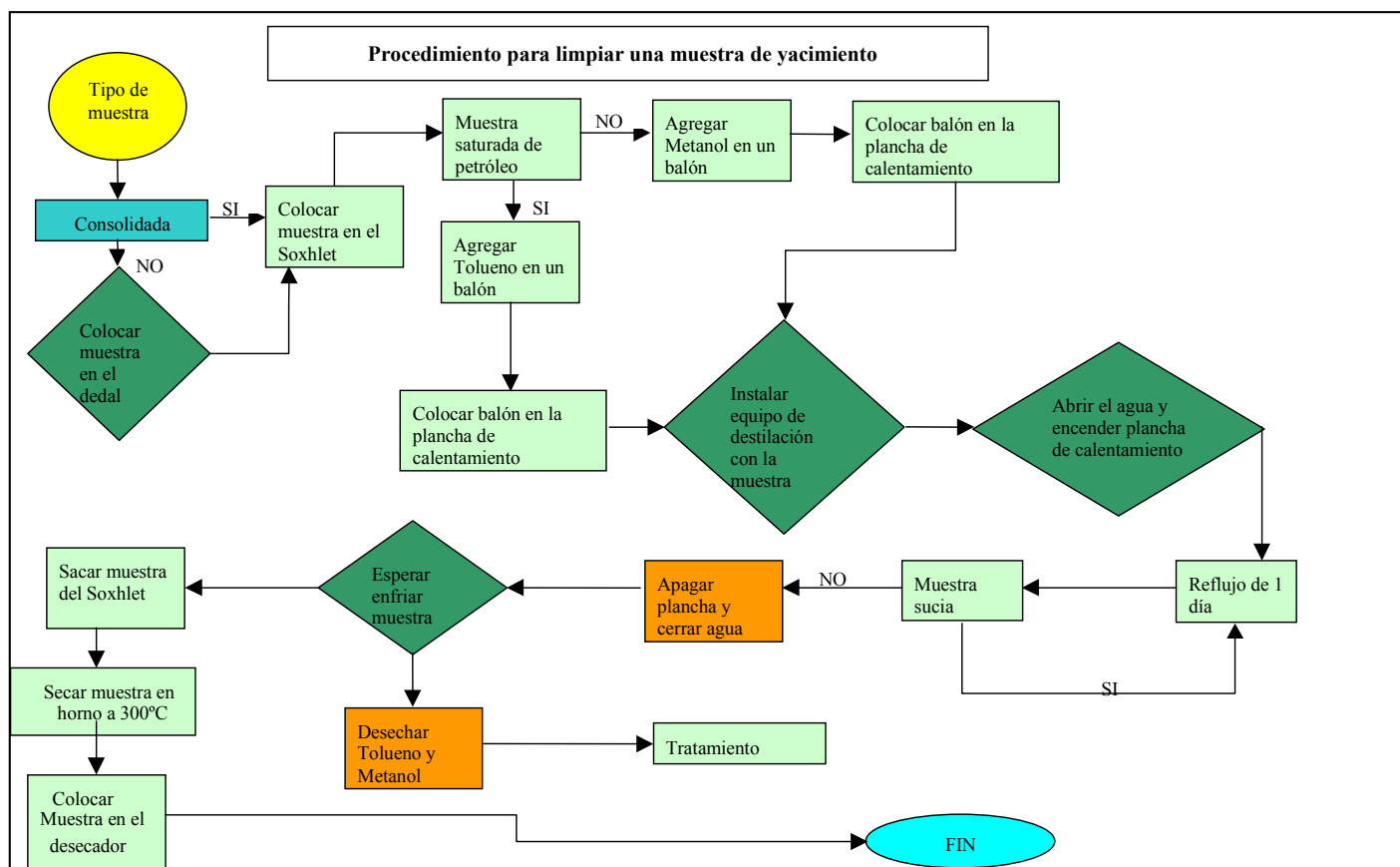
6. Se procede a instalar el equipo de destilación que esta constituido principalmente por el condensador con la muestra (Figura), abrir el agua y encender la plancha de calentamiento.



Equipo de destilación

7. Se deja la muestra por espacio de 1 día en reflujo, luego de este tiempo si la muestra sigue sucia, colocarla de nuevo a reflujo por 1 día más, repetir este proceso hasta que la muestra quede limpia, evidenciándose esto al observar el líquido (Tolueno o Metanol) que cae al balón luego de recorrer la muestra de arena (este liquido debe presenta su color original).
8. Después de limpia la muestra apagar la plancha de calentamiento y cerrar el agua.
9. Esperar que se enfrié la muestra.

10. Sacar la muestra del porta muestra (Soxhlet) y depositarla en el horno para su secado, este debe estar encendido a 300°C.
11. Sacar la muestra del horno y llevarla al desecador.
12. Por otra parte el Tolueno y el Metanol utilizado pueden ser reciclados bajo un tratamiento especial para usos posteriores.



Figura, Diagrama de Flujo representativo del proceso de lavado de muestra.

## APENDICE E

## PRACTICA DE GRANULOMETRÍA

### E.1. Objetivo General:

Determinar el tamaño de grava a través del análisis granulométrico.

### E.2. Objetivos Específicos:

Obtención de una muestra limpia para el estudio granulométrico.

Realizar prueba de análisis granulométrico (tamizado).

Aplicar los diferentes métodos existentes para la determinación del tamaño de grava.

### E.3. Actividades previas a la práctica:

Investigar los métodos y criterios existentes para la selección del tamaño y la grava más adecuada según Saucier, Schwartz, Hill, Coberly, Gumpertz, Karpoff y Stein.

### E.4. Equipo a utilizar:

Parte 1:

Porta Muestra (Soxhlet).

Dedal (para arenas no consolidadas).

Balón aforado.

Plancha de calentamiento.

Condensador.

Parte 2:

Equipo Tamizador ATM Sonic Sifter

Modelo L3D.

Balanza con sensibilidad de 0,01g.

Tamices de 2''.



## E.5. Procedimiento General

### 5.1 Análisis Granulométrico.

Según la Norma API RP 58:

Limpiar los instrumentos a utilizar: el quipo tamizador, los tamices, con el objeto de eliminar cualquier residuo que este presente en estos instrumentos de muestras utilizadas en prácticas anteriores.

Se pesan los tamices vacíos (sin muestra), esto valores son registrados en la Tabla.

Tabla. Base de datos y resultados.

DATOS DE ANÁLISIS GRANULOMÉTRICOS							
FECHA							
PROYECTO							
CAMPO							
POZO							
PROFUNDIDAD							
N° DE MUESTRA							
OBSERVACIONES							

Datos de Laboratorio							
US (MESH)	Unidades Métricas (mm)	Unidades inglésas (in)	Peso del Tamiz Vacio (g)	Peso del Tamiz con la Muestra (g)	Peso de la Muestra (g)	Porcentaje en Peso (%)	Porcentaje Acumulado
1	2.000	0.079					
2	1.400	0.056					
3	1.000	0.039					
4	0.710	0.028					
5	0.500	0.020					
6	0.355	0.014					
7	0.250	0.0098					
8	0.180	0.007					
9	0.125	0.049					
10	0.090	0.00350					
11	0.063	0.0024					
12	0.045	0.00170					
FONDO							
Sumatoria							



Figura. Algunas mallas utilizadas en el proceso de tamizado

Tomando la muestra que fue lavada y seca en el Paso 1, se procede a disgregar la muestra, luego se toma de esta muestra 100g usando la balanza.



Figura Balanza

Se colocan los tamices en forma descendentes en dos partes del tamiz 1 al 6 y del tamiz 7 al 12 como se muestra en la Tabla 2; siendo estos colocados sobre un recolector de finos o fondo con el objetivo de recoger los granos que no fueron retenidos por los tamices; es decir, la sección más fina de la muestra.

Tabla, Secuencia de Tamices

	Primera Parte		Segunda Parte
#1	Tamiz de 2,0 mm	#7	Tamiz de 0,250 mm
#2	Tamiz de 1,4 mm	#8	Tamiz de 0,180 mm
#3	Tamiz de 1,0 mm	#9	Tamiz de 0,125 mm
#4	Tamiz de 0,71 mm	#10	Tamiz de 0,090 mm
#5	Tamiz de 0,50 mm	#11	Tamiz de 0,063 mm
#6	Tamiz de 0,355 mm	#12	Tamiz de 0,045 mm



Figura, Serie de mallas

La muestra previamente pesada se vierte sobre la primera pila de tamices, cuidando que tenga el fondo y se coloca la tapa la cual impide que se bote la muestra de arena, seguidamente se le coloca el protector o seguro este no permitirá el movimiento de los tamices hasta que sean colocados en el tamizador.

Colocar los tamices en el tamizador y luego liberar los sujetadores esto permitirá que permanezcan sujetos al aparato tamizador.

Se enciende el equipo tamizador, colocando el temporizador en cero (0) dejándolo en funcionamiento por 10 min. el cual comienza una cuenta regresiva hasta cero y para luego apagarse. En este tiempo (10 min.) comienza a desplazarse la muestra de arena por los diferentes tamices por efecto de las vibraciones y el golpeteo cada 3 seg., asegurando que los granos pasen y queden retenidos en sus respectivos tamices.

Colocamos de nuevo el seguro a los tamices y los sacamos del equipo tamizador.

Se pesan cada tamiz con la muestra retenida, estos valores son registrados en la Tabla 1.

Se repite los pasos del 5 al 9 con la segunda pila, pero, en esta ocasión la muestra a estudiar, es la muestra que quedo en el fondo de la primera pila de tamices anotando los resultados en la Tabla 1.

Limpiar todos los instrumentos utilizados y el equipo tamizador, con aire y cepillos cuidando no deformar o dañar las mallas de los tamices.

## E.6. Cálculos necesarios:

### 6.1 Generales

- a.  $P_{\text{tam}} - P_{\text{ta}} = P_m$
- b.  $P_{\text{totalm}} = \sum P_m$
- c.  $\%P_m = (P_m * 100) / \sum P_m$
- d.  $\%PA_{\text{cum.}i} = \sum \%(P_m)_i$

$P_{\text{tam}}$ : Peso del tamiz con muestra.

$P_{\text{ta}}$ : Peso del tamiz sin muestra.

$P_m$ : Peso de la muestra.

$P_{\text{totalm}}$ : Peso total de la muestra

$\%P_m$ : %Peso de de la muestra

$\%PA_{\text{cum.}}$ : % Peso Acumulado de la muestra

$\%Acum.$ : % Acumulado de la muestra

6.2. Determinar el tamaño de grava a utilizar se procede a graficar:

%Acum. Vs Tamaño de los tamices y %PAcum. Vs Tamaño de los tamices Figura 5; para luego aplicar la Metodología de selección de grava de Saucier, Schwartz, Hill, Coberly, Gumpertz, Karpoff y Stein..

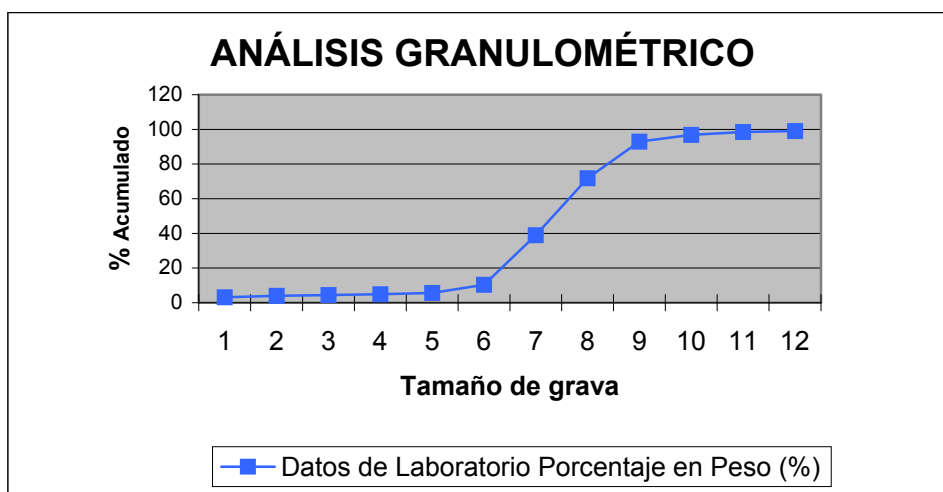


Figura. Resultados de la prueba de Saucier

### E.7. Calidad de la Grava.

Después de haber lavado y analizado la muestra, mediante la técnica de tamizado y de haber seleccionado el tamaño de grava más óptimo de acuerdo a diferentes criterios de selección (Saucier, Schwartz, Hill, Coberly, Gumpertz, Karpoff y Stein), se procede al estudio de la calidad de grava debido a la gran variedad de proveedores de grava existentes en el mercado, es por ello que se hace necesario realizar este estudio.

Esta prueba de calidad de grava se dividen en:

#### 7.1. Esfericidad.

La esfericidad de un partícula es la medida de cuan semejante es esta a una esfera. El método para determinar la esfericidad de los granos es mediante la comparación visual.

#### 7.2. Redondez.

La redondez de una partícula es la medida de cuan curva es la superficie de la muestra.

Krumbein y Sloss desarrollaron el gráfico presentado en la figura siguiente, el cual permite determinar la esfericidad y redondez de los granos mediante la estimación visual.

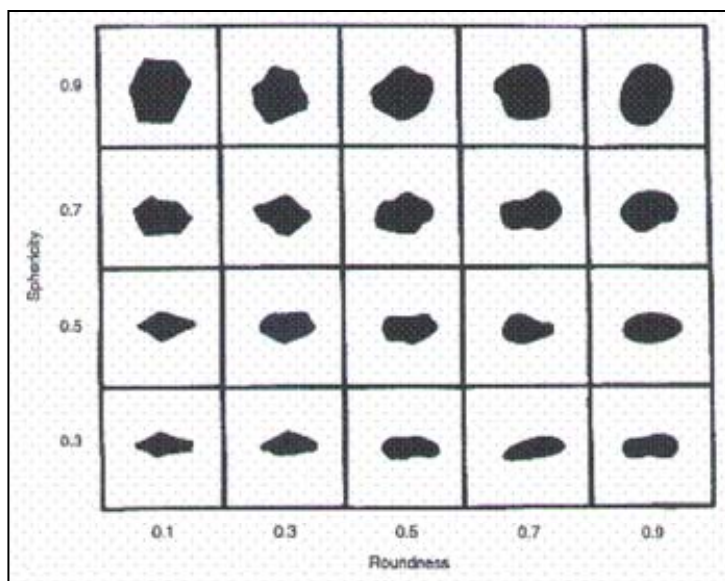


Figura Esfericidad y Redondez por Krumbein y Sloss

Procedimiento según la Norma API RP 58:

1. Se debe estimar el grado de Esfericidad y Redondez al menos a 20 granos de grava seleccionados de forma aleatoria de la muestra total.
2. Se compara visualmente el grano de grava con los granos de la Figura 5 para determinar que grado de Esfericidad y Redondez presentan.
3. Se suman todos los valores y se saca un promedio, este es el resultado de la esfericidad y redondez que presenta la muestra.
4. Se repiten estos paso según tanta muestra de grava diferentes se posea.
5. Se recomienda que toda grava a utilizar en cualquier mecanismo de control de arena debe poseer una medida de Esfericidad y Redondez igual o mayor a 0,6.

### 7.3. Solubilidad en ácido.

Debe ser determinada antes de su uso para mostrar el efecto que tendría un tratamiento de ácido futuro en ella. No debe existir una solubilidad en ácido clorhídrico mayor a 1%, ya que esto causaría un movimiento en el empaque de grava que ocasionaría fallas del empa-

que. Además de indicar que la grava no es buena cuarcita y que existen impurezas que reducirán la fuerza de la grava, creando finos al ser bombeada al pozo.

El procedimiento para este análisis es el siguiente:

1. Se pesan 5g de la grava seleccionada.
2. Se agregan 100 ml de HCL-HF al 12 % - 3 % a la muestra.
3. Se deja la muestras en la solución por una hora a temperatura ambiente, para permitir la disolución de los agentes contaminantes (carbonatos, feldespato, óxidos de hierro, arcillas, finos de sílice, etc.).
4. Se extrae la arena del ácido y se lleva a un horno de humedad hasta que la muestra esté completamente seca.
5. Se pesa nuevamente y se compara con el peso inicial.
6. Se calcula el % soluble en el ácido, el cual no debe ser mayor a 1 % en peso.

#### 7.4. Contenido de impurezas.

Las impurezas indicaran que la grava puede ser más soluble en vapor y aun en agua, lo cual puede ser una consideración importante si el empaque con grava es utilizado en un pozo de agua o de inyección de vapor. La cantidad de impurezas se mide determinando la turbidez en una suspensión de agua y grava de empaque, la cual debería ser de 250 NTU o menos.

El procedimiento de análisis se detalla a continuación:

1. Se seca una muestra de grava en un horno de humedad, luego se extrae una muestra de 20g.
2. Se mezclan los 20 g con 100 ml de agua desmineralizada, y se deja en reposo la mezcla por un periodo de 30 min.
3. Luego se agita fuertemente por un tiempo de 30 seg. y se deja en reposo nuevamente por 5 min.
4. Se extrae una muestra de 25 ml de esta suspensión y se mide su turbidez, la cual debe ser menor o igual a 250 NTU.

### 7.5 Resistencia Mecánica.

Una muestra de grava sin finos sometida a la prueba de confinación no debería producir más del 2% en peso de finos, ya que esto indicaría que la grava sería más débil y podría romperse y triturarse con más facilidad. Si es una grava de tamaño grande (Malla 12 - 20) no debería sobrepasar el 4% y el 8% para Mallas 8 - 12.

El procedimiento para el análisis es el siguiente:

1. Se toma una muestra de grava y se le extraen todos los finos, mediante el tamizado, y se pesa la muestra resultante.
2. Esta muestra se somete a un esfuerzo de confinación o resistencia a la compresión en una prensa hidráulica a una presión de 2.000 lppc durante 2 min.
3. La muestra obtenida se somete a tamizado nuevamente y se determina el en peso de los finos producidos durante el proceso de compresión.
4. Esta muestra no debe ser mayor al 2% en peso. Si es una grava de tamaño grande (Malla 12 - 20) no debería sobrepasar el 4% y el 8% para Mallas 8 - 12.



## APENDICE E

## PROBLEMA DE GRANULOMETRÍA

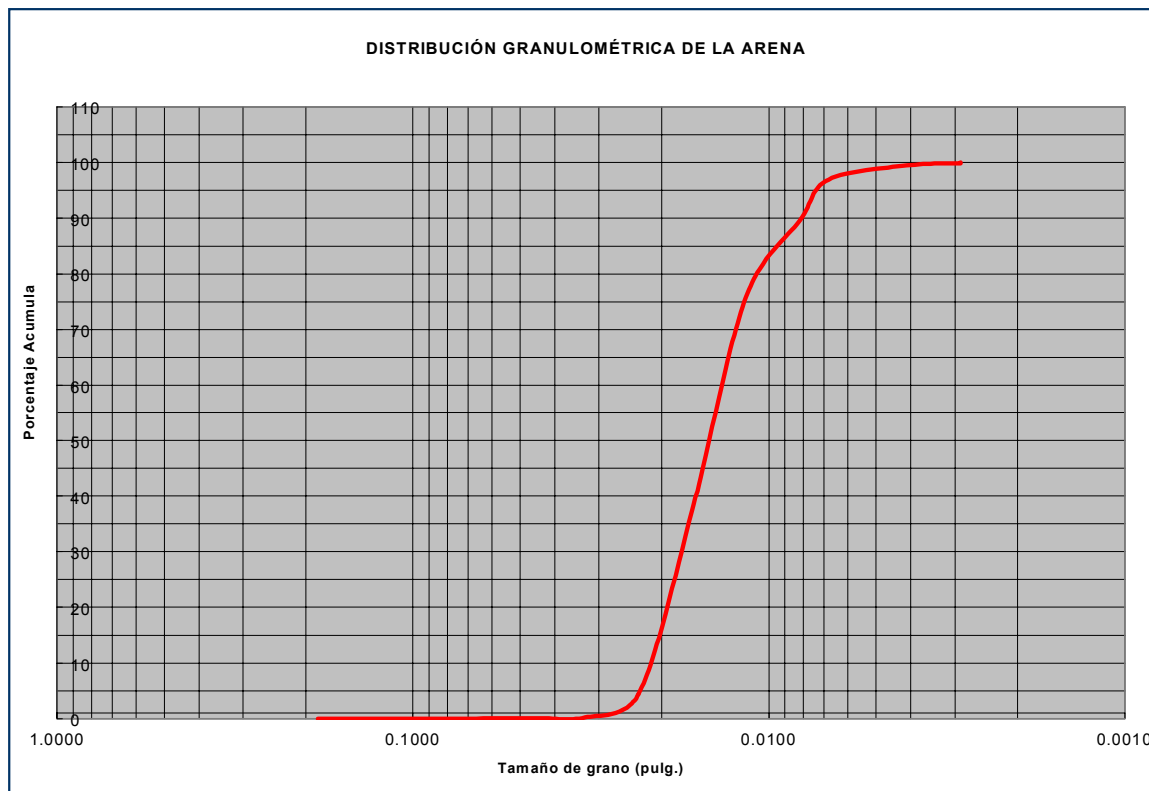
Problema de Granulometría resuelto según los métodos de Saucier y Schwartz:

Se requiere realizar un diseño para empaque de grava en cuanto al tamaño de grava y tamaño de las ranuras del liner a utilizar para el pozo ES – 401 arena U2U profundidad 4421 pies. En la siguiente tabla se proporcionan los análisis arrojados de las pruebas de tamizados:

Tabla, Resultados de los análisis de tamizado.

				ES-401 (U2U)		
				MUESTRA 2 (4421')		
(in)	(mm)	Tyler Mesh	U.S.	Peso	% Peso	%Acum. Peso
0,263	8,68	3				
0,185	4,699	4	4			
0,131	3,327	6	6			
0,093	2,362	8	8			
0,085	1,651	10	12			
0,046	1,168	14	16	0,115	0,115	0,115
0,0328	0,833	20	20	0,105	0,105	0,22
0,0232	0,689	28	30	4,164	4,164	4,384
0,0164	0,417	35	40	33,032	33,032	37,416
0,0116	0,295	48	50	38,36	38,36	75,776
0,0082	0,208	65	70	13,778	13,778	89,554
0,0068	0,147	100	100	7,406	7,406	96,96
0,0041	0,104	150	140	2,504	2,504	99,464
0,0029	0,074	200	200	0,402	0,402	99,866
0,0029	0,074	200	200	0,134	0,134	100
Totales				100		100

El procedimiento de cálculo para el Método de Saucier, es el siguiente, se construye el gráfico de distribución granulométrica % Acumulado versus diámetro en pulgadas en un papel semi-logarítmico, de la grafica se determina el valor del percentil 50 (D50) el cual representa al 50% de los granos según lo recomendado por Saucier el diámetro de grava critica debe ubicarse entre la grava de menor tamaño y la grava de mayor tamaño permitido en cualquier diseño por lo tanto la grava de menor tamaño debe ser cuatro (4) veces mayor del percentil 50 (D50) y la grava de mayor tamaño debe ser ocho (8) veces mayor del percentil 50 (D50):



Figura, Distribución granulométrica para el pozo ES – 401 del Campo Socororo.

$$D_{cg} = 4 \times D_{50} \quad \text{Ecuación (1)}$$

$$D_{cg} = 8 \times D_{50} \quad \text{Ecuación (2)}$$

Donde:

$D_{cg}$  = Diámetro de grava crítica.

Resolviendo la ecuación 1 y 2 se obtiene como resultado los siguientes:

$$D_{cg} = 4 \times D_{50} \Rightarrow D_{cg} = 4 \times 0,0148 \Rightarrow D_{cg} = 0,592 \text{ pulgadas.}$$

$$D_{cg} = 8 \times D_{50} \Rightarrow D_{cg} = 8 \times 0,0148 \Rightarrow D_{cg} = 0,1184 \text{ pulgadas.}$$

Tabla, Medidas Estándar del tamiz.

Medidas Estandar del Tamiz	
Tamiz	in
3	0,2650
4	0,1870
6	0,1320
8	0,0937
10	0,0787
12	0,0661
14	0,0555
16	0,0469
20	0,0331
25	0,0280
30	0,0232
40	0,0165
50	0,0117
60	0,0098
70	0,0083

En la tabla están representados los tamaños de tamices estándar a través de esta tabla se obtiene el tamaño de grava óptimo para el diseño.

El Método de Schwartz se basa en el Coeficiente de Uniformidad (C) el cual es la relación del percentil 40 (D40) y el percentil de 90 (D90), donde plantea las siguientes condiciones:

$$C = \left( \frac{D40}{D90} \right) \quad \text{Ecuación (3).}$$

Tabla, Tabla de uniformidad.

$C \leq 3$	La arena es uniforme
$3 \leq C \leq 10$	La arena es muy dispersa
$C \geq 10$	La arena es no uniforme

Los percentiles utilizados por este método son los siguientes, según el coeficiente de uniformidad:

Tabla. Percentiles pertenecientes al análisis granulométrico del pozo ES – 401.

Coeficiente de uniformidad	
Schwartz	Percentil
Si $C=3$	D10
Si $3=C=10$	D40
Si $C=10$	D70

***D10 = 0,0220 pulgadas.***

***D40 = 0,0161 pulgadas.***

Este coeficiente interviene en el cálculo del tamaño de grava óptimo para determinar el menor tamaño y el mayor tamaño de grava. Si la arena es uniforme se debe realizar los cálculos con el percentil de D10, si la arena es dispersa se utiliza el percentil D40 ó si la arena es no uniforme se utiliza el percentil D70. El procedimiento es el siguiente:

De la ecuación 3 tenemos:

$$C = \left( \frac{D40}{D90} \right) \Rightarrow C = \left( \frac{0,0161}{0,0081} \right) \Rightarrow C = 1,98$$

La arena es uniforme

Por otra parte Schwartz definió que el tamaño crítico de grava es igual a seis (6) veces el percentil 10 (D10) ya que la arena es uniforme:

$$Dcg = 6 \times D10 \Rightarrow Dcg = 6 \times (0,0220) \Rightarrow Dcg = 0,132 \text{ pulgadas.}$$

Dcg = Tamaño crítico de grava.

Para trazar la recta de uniformidad tenemos según Schwartz el coeficiente de uniformidad es igual a 1,5 teóricamente, entonces:

$$C = \left( \frac{D_{40}}{D_{90}} \right) = C_g \Rightarrow D_{40} = 1,5 \times D_{90}$$

Tomando un valor cualquiera del D90, se puede obtener el valor de D40 ó viceversa, entonces:

D90estimado = 0,0081pulgadas.

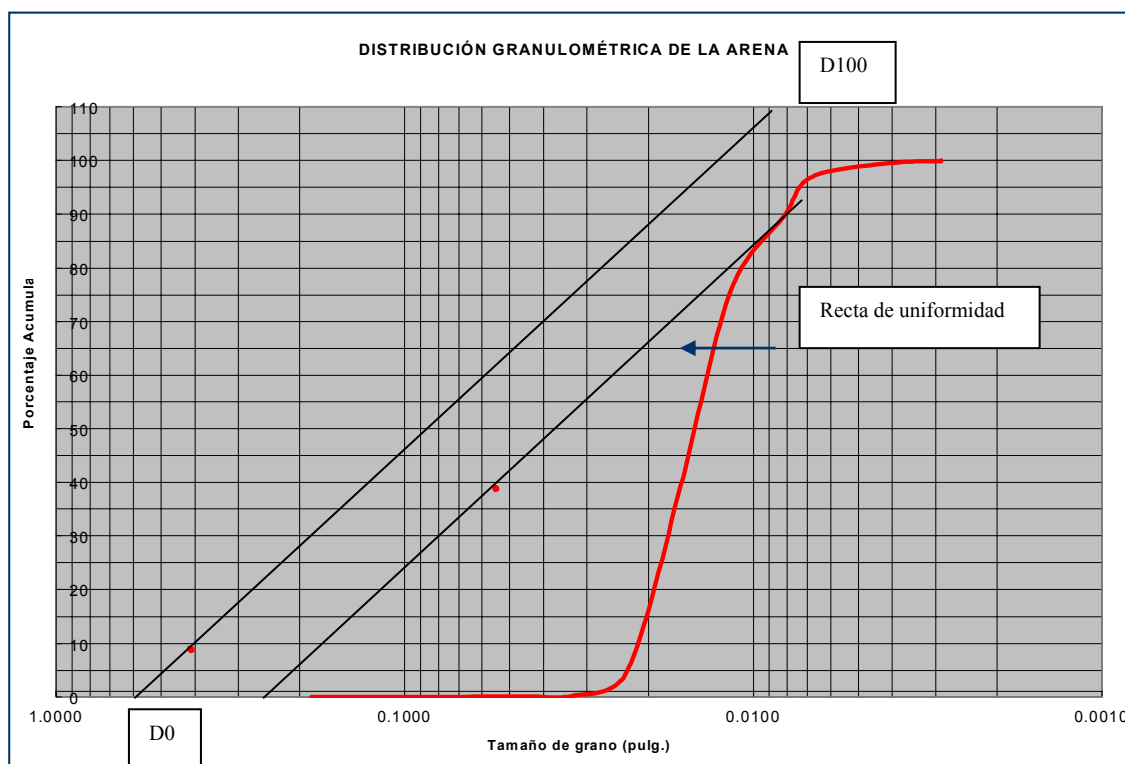
Tenemos:  $D_{40} = 1,5 \times D_{90} \Rightarrow D_{40} = 1,5 \times 0,0081 \Rightarrow D_{40} = 0,0126$  pulgadas.

Con los valores de D40 y D90 se traza la recta de uniformidad, luego se traza una recta paralela a la recta de uniformidad por el punto de Dcg y se obtiene los valores mínimos y máximos de la grava más óptima para el diseño:

Tabla, Valores de D40 y D90 para la construcción de la recta de uniformidad.

***D40 = 0,0126 pulgadas.***

***D90 = 0,0081 pulgadas.***



Figura, Recta de uniformidad y valores de D0 y D100.

D0 = Menor tamaño de grava.

D100 = Mayor tamaño de grava.

Para este problema D0 y D100 son:

$$D0 = 0,0882 \text{ pulgadas}$$

$$D100 = 0,1764 \text{ pulgadas}$$

Con estos dos tamaños se buscan en la tabla. Medidas Estándar del tamiz, obtenido el tamaño de grava para el diseño.

Tabla, Medidas Estándar del tamiz.

Medidas Estandar del Tamiz	
Tamiz	in
3	0,2650
4	0,1870
6	0,1320
8	0,0937
10	0,0787
12	0,0661
14	0,0555
16	0,0469
20	0,0331
25	0,0280
30	0,0232
40	0,0165
50	0,0117
60	0,0098
70	0,0083