

**ESTRATEGIA PARA MINIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN LA  
ETAPA DE RECOBRO SECUNDARIO DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

**DANUIL ELIAS DUEÑAS CRIADO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**

**ESTRATEGIA PARA MINIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN LA  
ETAPA DE RECOBRO SECUNDARIO DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

**DANUIL ELIAS DUEÑAS CRIADO**

Trabajo de Grado como requisito parcial para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

**Director**

**ING. EDELBERTO HERNÁNDEZ TREJOS**

Escuela de Ingeniería de petróleos - UIS

**Codirector**

**Ing. EDWIN ANÍBAL RODRÍGUEZ DOMÍNGUEZ**

Occidental Andina, LLC.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**

## **DEDICATORIA**

*A mis padres Danuél Dueñas y Teresa Criado, por creer en mí y brindarme su apoyo incondicional, son los pilares de todos mis logros. Los amo.*

*A mis hermanas Lorena y Shirley Dueñas, por estar siempre donde las necesité, a mi lado, brindándome su compañía y su cariño.*

*A mi hermana Karen Dueñas, por ser mi mayor motivación y mi ejemplo profesional, y más que mi hermana mi mejor amiga.*

*A los Peter's Punk, por ser parte de mi pasión por la música, y siempre acompañarme con su amistad.*

*Al Pas, Nano, Gafas, Juanita, Troz, Fabian, Rocha, Clau y demás amigos, que me acompañaron y ayudaron en mi desarrollo profesional.*

*A "TT", por ayudarme a crecer profesionalmente, por ser tan importante en mi vida y creer más en mí que yo mismo. Te Amo.*

*Danuél Elías Dueñas Criado.*

## *AGRADECIMIENTOS*

*Agradecimiento Especial al ingeniero Edwin Aníbal Rodríguez Domínguez. Por su confianza y cooperación en el transcurso del proyecto.*

*A los geólogos Jorge Mario Lozano Serna y Oscar Bermúdez. Por su aporte intelectual al proyecto.*

*Al ingeniero Edelberto Hernández Trejos, por el tiempo prestado y por la confianza brindada durante el desarrollo del proyecto.*

*A Occidental Andina, por brindarme la oportunidad de crecer profesionalmente.*

## TABLA DE CONTENIDO

### LISTA DE FIGURAS

### LISTA DE TABLAS

### INTRODUCCION

<b>1. CAMPO LA CIRA – INFANTAS .....</b>	<b>19</b>
1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS.....	19
1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	22
1.3. MARCO GEOLOGICO.....	22
1.4. ESTATIGRAFÍA.....	24
1.5. GEOLOGÍA DE SUPERFICIE.....	26
1.6. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	28
1.6.1. <i>Estructura de La Cira</i> .....	29
1.6.2. <i>Estructura de Infantas</i> .....	29
1.6.3. <i>Sistema de Fallas De Infantas</i> .....	30
1.6.4. <i>Falla La Cira</i> .....	31
1.7. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO.....	31
1.7.1. <i>Porosidad</i> .....	31
1.7.2. <i>Permeabilidad</i> .....	32
1.7.3. <i>CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS Y PRESIONES</i> .....	32
1.7.3.1. <i>Petróleo. Gravedad API – Viscosidad</i> .....	32
1.7.3.2. <i>Pruebas PVT</i> .....	33
1.7.4. <i>COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN</i> .....	33
<b>2. NATURALEZA DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA' .....</b>	<b>35</b>
2.1. PRODUCCIÓN TOLERABLE DE ARENA.....	36
2.2. CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA .....	36
2.2.1. <i>Factores Geomecánicos</i> .....	40
2.2.1.1. <i>Obtención de Datos</i> .....	43

<b>3. MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA .....</b>	<b>46</b>
3.1. PREDICCIÓN DEL POTENCIAL DE ARENAMIENTO .....	49
3.1.1. <i>Teoría de Fondo</i> .....	53
3.1.1.1. Correlación. Obtención Parámetros Petrofísicos de Registros .....	55
3.1.1.2. Evaluación del Volumen de Arena en Tiempo Real.....	56
3.2. DE LA PREDICCIÓN A LA PRÁCTICA .....	60
3.2.1. <i>Prácticas Convencionales</i> .....	60
<b>4. METODOS DE CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.....</b>	<b>65</b>
4.1. METODOS DE EXCLUSIÓN DE ARENA.....	67
4.1.1. <i>EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA</i> ’ .....	67
4.1.1.1. Empaquetamiento con Grava Convencional (Low Rate Water Packs) 68	
4.1.1.2. Empaquetamiento con Grava a Altas Tasas (High Rate Water Packs)71	
4.1.1.3. PRACTICAS RECOMENDADAS PARA LA EVALUACION DE ARENAS USADAS EN OPERACIÓN DE EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA. ....	72
4.1.1.4. DISEÑO DE UN EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA’ .....	78
4.1.2. <i>GRAVA CUBIERTA CON RESINA SIN MALLAS</i> .....	90
4.1.2.1. Limitaciones.....	90
4.1.3. <i>LINERS RANURADOS Y MALLAS PREEMPACADAS</i> .....	91
4.1.3.1. Usos. ....	92
4.1.4. <i>MALLAS EXPANDIBLES</i> .....	93
4.1.5. <i>EMPAQUETAMIENTO DE FRACTURAS CON GRAVA: “FRAC PACK”</i> 95	
4.1.5.1. Fracturamiento con control de la longitud de la fractura .....	96
4.1.5.2. Ejecución del tratamiento .....	100
4.1.5.3. Diseño e implementación .....	103
4.2. MÉTODOS DE CONTROL SIN FILTROS .....	111
4.2.1.1. Ventajas Operacionales.....	113
4.2.1.2. Técnicas Actuales.....	113
4.2.1.3. Operaciones de Cañoneo y fracturamiento .....	115

4.2.1.4. Control del contraflujo de apuntalante .....	119
4.2.1.5. Consolidación de la formación.....	120
4.2.1.6. Limitaciones.....	122
4.2.1.7. Tratamientos Selectivos .....	122
<b>5. EFECTOS DE LAS VARIABLES OPERACIONALES EN LA PRODUCCIÓN DE ARENA. ....</b>	<b>124</b>
5.1. FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCCIÓN DE ARENA .....	126
5.1.1. <i>Efecto del Drawdown y la depleción</i> .....	126
5.1.2. <i>Influencia de las perforaciones: Tamaño, Frecuencia, y Orientación.</i>	127
5.1.3. <i>Influencia del Tamaño y la Forma de la Partícula</i> .....	130
5.1.3.1. Esfuerzo Mecánico. ....	130
5.1.3.2. Potencial de Arqueamiento.....	131
5.1.4. <i>Influencia de la Profundidad y Presión.</i> .....	131
5.1.5. <i>Influencia del Control de flujo, Permeabilidad, y tipo de fluido</i> .....	132
5.1.6. <i>Hallazgos en Aplicaciones de Campo y Soporte para los Conceptos Propuestos.</i> .....	135
<b>6. EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO LA CIRA – INFANTAS .....</b>	<b>137</b>
6.1. CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO. ....	137
6.1.1. <i>Caracterización de las Arenas de la Formación</i> .....	138
6.1.1.1. Análisis Granulométrico de las Zonas C y B de la Formación. ....	139
6.2. IMPACTO DEL ARENAMIENTO EN EL PROYECTO LCI.....	146
6.2.1. <i>Análisis de las Intervenciones de Pozo por Arenamiento.</i> .....	147
6.2.1.1. Distribución de las Tendencias de Arenamiento.....	149
6.3. METAS DEL PROYECTO DE EXPLOTACIÓN VS. ARENAMIENTO ..	153
<b>7. EVALUACIÓN DEL METODO DE CONTROL DE ARENA IMPLEMENTADO EN EL CAMPO LCI: CAMPAÑA DE EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA. ....</b>	<b>155</b>

7.1.	INFORMACION DE LOS POZOS EMPAQUETADOS. ....	156
7.1.1.	<i>Observaciones Generales de la Campaña de Empaquetamiento. ....</i>	158
7.1.1.1.	Tendencias de Diseño. ....	158
7.1.1.2.	Posibles Causas del Impacto en la Producción. ....	161
7.2.	EVALUACIÓN DE ÉXITO DE LA CAMPAÑA DE EMPAQUETAMIENTO. 164	
7.2.1.	<i>Metodología de Evaluación de los Empaquetamientos. ....</i>	164
7.2.2.	<i>Análisis de Resultados. ....</i>	169
<b>8.</b>	<b>DEFINICIÓN DE UNA ESTRATEGIA PARA MINIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS. ....</b>	<b>175</b>
8.1.	SELECCIÓN DEL METODO DE CONTROL DE ARENA. ....	176
8.1.1.	<i>Propuesta de Diseño para el Empaquetamiento con Grava Convencional. ....</i>	180
8.1.2.	<i>Selección de Pozos Candidatos. ....</i>	181
8.2.	MONITOREO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA. ....	186
8.2.1.	<i>Selección de Pozos a monitorear. ....</i>	188
8.3.	METODOLOGIA DE EVALUACIÓN Y AUDITORIA DEL MÉTODO DE CONTROL SELECCIONADO. ....	194
8.3.1.	<i>Creación de una Base de Datos como Herramienta de Evaluación. .</i>	194
8.3.2.	<i>Auditoría a los Trabajos de Empaquetamientos con Grava. ....</i>	197
8.3.2.1.	Información de la Ejecución del Empaquetamiento. ....	198
8.3.2.2.	Análisis de la información. ....	201
8.4.	ESTRATEGIA DEFINIDA. ....	203
	<b>CONCLUSIONES. ....</b>	<b>206</b>
	<b>RECOMENDACIONES. ....</b>	<b>209</b>
	<b>BIBLOGRAFIA. ....</b>	<b>210</b>
	<b>ANEXOS</b>	

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.1.</b> Ubicación del Campo La Cira-Infantas, VMM	23
<b>Figura 1.2.</b> Columna estratigráfica generalizada para La Cuenca del Valle del Medio del Magdalena.	25
<b>Figura 2.1.</b> Arco de Granos de Arena.	38
<b>Figura 2.2.</b> Residuos y Daño en el túnel de perforación.	39
<b>Figura 2.3.</b> Criterio de Falla de Mohr – Coulomb.	41
<b>Figura 2.4.</b> Construcción de una Envolvente de Falla	44
<b>Figura 3.1.</b> Evaluación de Volumen de Arena en tiempo real	59
<b>Figura 4.1.</b> Empaquetamiento en Hueco Revestido.	69
<b>Figura 4.2.</b> Equipo Convencional de Prueba.	73
<b>Figura 4.3.</b> Selección de Rango de Tamaño de Grava.	79
<b>Figura 4.4.</b> Posiciones para el empaquetamiento con grava.	87
<b>Figura 4.5.</b> Mallas Preempacada y Envuelta en Alambre.	92
<b>Figura 4.6.</b> Mallas Expandibles.	93
<b>Figura 4.7.</b> Geometría de la Fractura	97
<b>Figura 4.8.</b> Fracturamiento con Control de la longitud de la fractura.	98
<b>Figura 4.9.</b> Herramientas de fondo de pozo.	102
<b>Figura 4.10.</b> Prueba de Minifractura	107
<b>Figura 4.11.</b> Ventajas, desventajas y aplicación de un empaquetamiento con Frac Pack	110
<b>Figura 4.12.</b> Completamiento de pozos sin filtros.	114
<b>Figura 4.13.</b> Fracturamiento para pozos completados sin filtros.	116
<b>Figura 4.14.</b> Fase óptima	117
<b>Figura 4.15.</b> Orientación de los disparos en la orientación correcta.	118
<b>Figura 4.16.</b> Consolidación de la formación.	121
<b>Figura 5.1.</b> Arqueamiento proporcional a la relación de tamaño entre la abertura y los granos	128
<b>Figura 5.2.</b> Relación entre densidad de tiros y coalescencia de zonas de daño	129

<b>Figura 5.3.</b> Ejemplo de control de flujo optimizado en formaciones friables.	134
<b>Figura 6.1.</b> Análisis Granulométrico de la Zona C.	141
<b>Figura 6.2.</b> Análisis Granulométrico por Topes de Arena de Zona C.	142
<b>Figura 6.3.</b> Análisis Granulométrico de la Zona B.	145
<b>Figura 6.4.</b> Análisis Granulométrico por Topes de Arena de Zona B.	145
<b>Figura 6.5.</b> Distribución de la Producción de Arena por Zonas de la Formación.	150
<b>Figura 6.6.</b> Distribución de la producción de arena en las Áreas del Campo LCI.	151
<b>Figura 6.7.</b> Análisis de Fallas Ocasionadas por la producción de Arena en el Campo LCI.	152
<b>Figura 6.8.</b> Pronostico de Producción. Campo LCI.	154
<b>Figura 6.9.</b> Pronostico de Inyección. Campo LCI.	154
<b>Figura 7.1.</b> Localización de los Pozos Empaquetados.	156
<b>Figura 7.2.</b> Historia de Producción. Pozo LC-327.	157
<b>Figura 7.3.</b> Estado Mecánico. Pozo LC-327.	159
<b>Figura 7.4.</b> Comportamiento de la producción e inyección en los patrones donde se localizan los pozos empaquetados.	162
<b>Figura 7.5.</b> Declinación del Pozo LC-895.	167
<b>Figura 7.6.</b> Declinación del Pozo LC-877. Campo LCI.	168
<b>Figura 7.7.</b> Resultados de Éxito de los Empaquetamientos.	169
<b>Figura 7.8.</b> Distribución de los Trabajos Exitosos en la Campaña de Empaquetamiento.	170
<b>Figura 7.9.</b> Porcentaje de Empaquetamiento Exitosos por Año.	171
<b>Figura 7.10.</b> Tamaño de Grava empleado en la campaña de empaquetamiento.	172
<b>Figura 7.11.</b> Probabilidad de Vida Útil de los Empaquetamiento con Grava Exitosos.	173
<b>Figura 7.12.</b> Porcentaje de reducción de producción en pozos con trabajo de empaquetamiento exitoso.	174

<b>Figura 8.1.</b> <i>Relación Costo Incremental – Tasa de Producción para los métodos seleccionados.</i>	179
<b>Figura 8.2.</b> <i>IPR Actual del Pozo LC-876. OFM.</i>	182
<b>Figura 8.3.</b> <i>Predicción del IPR del Pozo después del empaquetamiento. LC-876. OFM.</i>	183
<b>Figura 8.4.</b> <i>IPR Actual del Pozo LC-1725. OFM.</i>	184
<b>Figura 8.5.</b> <i>Predicción del IPR del Pozo después del empaquetamiento. LC-1864. OFM.</i>	184
<b>Figura 8.6.</b> <i>Resultados Típicos del Monitoreo de Arena.</i>	187
<b>Figura 8.7.</b> <i>Localización de pozos con alto porcentaje de arena que presentan problemas de producción.</i>	187
<b>Figura 8.8.</b> <i>Localización del dispositivo ultrasónico de monitoreo.</i>	189
<b>Figura 8.9.</b> <i>Estado Mecánico del pozo Infantas – 261. Open Wells</i>	191
<b>Figura 8.10.</b> <i>Estado mecánico del pozo La Cira-769. Open Wells.</i>	192
<b>Figura 8.11.</b> <i>Estado Mecánico del pozo La Cira - 2100. Open Wells</i>	193
<b>Figura 8.12.</b> <i>Tablas de la Base de Datos Diseñada.</i>	195
<b>Figura 8.13.</b> <i>Herramienta de Evaluación. Generado por la base de datos diseñada. ACCESS</i>	196
<b>Figura 8.14.</b> <i>Análisis de Eficiencia de Completamiento.</i>	203
<b>Figura 8.15.</b> <i>Estrategia Para Minimizar la Producción de Arena en el Campo la Cira - Infantas.</i>	205

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.1</b> Porosidades y permeabilidades para las zonas del Campo La Cira Infantas.	32
<b>Tabla 1.2</b> Rango de Viscosidades y Gravedad API para los crudos de la Cira-Infantas.	33
<b>Tabla 1.3</b> Valores Promedios representativos de las pruebas PVT. Fuente: Informe Técnico Campo La Cira – Infantas.	33
<b>Tabla 1.4</b> Condiciones de presión de los yacimientos. Campo La Cira-Infantas.	34
<b>Tabla 4.1.</b> Ventajas, desventajas, y consideraciones de aplicación y diseño de un empaquetamiento con grava convencional.	68
<b>Tabla 4.2</b> Limitaciones de diseños del proceso de empaquetamiento con grava.	71
<b>Tabla 4.3.</b> Ventajas, desventajas, y consideraciones de aplicación y diseño de un empaquetamiento con HRWP.	72
<b>Tabla 4.4.</b> Tamaños de Arena de Empaquetamiento.	75
<b>Tabla 4.5.</b> Ventajas y desventajas de las mallas preempacadas 91	
<b>Tabla 4.6.</b> Ventajas y desventajas de las mallas expandibles.	94
<b>Tabla 6.1.</b> Análisis Granulométrico de la Zona C.	140
<b>Tabla 6.2.</b> Coeficiente de Uniformidad de Topes de Arena de Zona C.	142
<b>Tabla 6.3.</b> Análisis Granulométrico de la Zona B.	144
<b>Tabla 6.4.</b> Coeficiente de Uniformidad de Topes de Arena de Zona B.	146
<b>Tabla 6.5.</b> Análisis de Perdidas por Intervenciones por Arenamiento. Campo La Cira – Infantas.	149
<b>Tabla 8.1.</b> Relación de coeficientes de uniformidad, tamaños de grava y ranuras para liner en las arenas de zona C de acuerdo a los corazones de los pozo LC-1880 & LC-1882.	180



<b>Tabla 8.2.</b> Relación de coeficientes de uniformidad, tamaños de grava y ranuras para liner en las arenas de zona B de acuerdo a los corazones de los pozos LC-1880 & LC-1882.	181
<b>Tabla 8.3.</b> Pozos Candidatos	182
<b>Tabla 8.4.</b> Propuesta de Diseño del Empaquetamiento con Grava pozo LC-876.	183
<b>Tabla 8.5.</b> Propuesta de Diseño del Empaquetamiento con Grava LC-1725.	185
<b>Tabla 8.6.</b> Formato de Resultados.	202

## **LISTA DE ANEXOS**

**ANEXO 1. Datos del Análisis Granulométrico de las zonas C y B de la formación.**

**ANEXO 2. Datos de las Intervenciones realizadas por problemas de problemas de producción de arena en el campo La Cira-Infantas.**

**ANEXO 3. Información de los pozos empaquetados con grava convencionalmente.**

**ANEXO 4. Formato de las Auditorias para los empaquetamientos.**

**TITULO: ESTRATEGIA PARA DISMINUIR LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN LA ETAPA DE RECOBRO SECUNDARIO DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS\***

**AUTOR: DANUIL ELIAS DUEÑAS CRIADO\*\***

**PALABRAS CLAVES:** Producción de Arena, Métodos de Control, Naturaleza del Arenamiento, Intervenciones de pozos, Campo La Cira Infantas, Empaquetamiento con grava.

**RESUMEN**

La producción de arena es un problema muy típico en los campos de aceite alrededor del mundo, y constituye un desafío para los ingenieros de completamiento establecer una estrategia de control sin comprometer los caudales de aceite.

Durante la explotación del campo La Cira Infantas (LCI) el problema del arenamiento se ha visto reflejado en la reducción de las tasas de producción de crudo y en el aumento de intervenciones. Debido a la inyección de agua implementada en el campo, la frecuencia y severidad de la producción de arena ha aumentado, lo cual exalta la necesidad de un manejo óptimo de la arena.

Este proyecto envolvió el análisis de las causas de la producción de arena en el campo LCI, mediante la caracterización de las arenas de las formaciones de interés; y la evaluación del impacto, mediante la revisión de las intervenciones de pozo llevadas a cabo durante el proyecto de colaboración empresarial entre Occidental Andina y Ecopetrol, encontrándose como principal causa: la inyección de agua. Se realizó la evaluación de la campaña de empaquetamiento llevada a cabo como método de control, observándose la gran posibilidad de implementarse como estrategia de completamiento en la actualidad. Con base en el análisis histórico del problema de arenamiento en el campo LCI y del método de control aplicado se definió la estrategia para minimizar la producción de arena, la cual consiste de tres fases, así: la primera fase envuelve el empaquetamiento convencional con grava de pozos pilotos, en la segunda fase mediante la evaluación de los resultados se analiza si realizar más empaquetamientos convencionales o se estudia la posibilidad de emplear otros métodos de control, y en la tercera y última fase se evalúan los resultados generales y se realiza la implementación al campo.

---

\* Trabajo de Investigación

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos.  
Edelberto Hernández.

**TITLE: STRATEGY TO REDUCE SAND PRODUCTION AT STAGE  
SECONDARY RECOVERY IN FIELD LA CIRA INFANTAS\***

**AUTHORS: DANUIL ELIAS DUEÑAS CRIADO\*\***

**KEYWORDS:** Sand production, Sand Control, Nature of Sanding, Wells maintenance, Field La Cira - Infantas, Gravel Pack.

**ABSTRACT**

Sand production is a common problem in the oil fields around the world and constitutes a challenge for completion engineers establish a control strategy without compromising the oil rates.

During the exploitation of the field La Cira Infantas (LCI), the impact of sanding has been reflected in reduced rates of oil production and increasing interventions. Due to the water injection implemented in the field, the frequency and severity of sand production has increased, which exalts the need for an optimal management of the sand.

This project involved the analysis of the causes of the sand production in the field LCI, through the characterization of the sand formations of interest and impact assessment, by reviewing the wells maintenances carried out during the project for business collaboration between Occidental Andina and Ecopetrol, found as the main cause: the injection of water. It was performed the evaluation of the campaign packaging conducted as a method of control, with the strong possibility of completion strategy implemented as at present. Based on historical analysis of the problem of sanding in the field LCI and control method applied is defined strategy to minimize the production of sand, which consists of three phases, as follows: The first phase involves packaging with conventional gravel pilots wells, in the second phase by evaluating the results is discussed whether to conduct more conventional packaged or considering using other methods of control, and in the third and final phase will evaluate the overall results and is implementing the field.

---

\* Research work.

\*\* Faculty of Physic-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School.  
Edelberto Hernandez.



## INTRODUCCIÓN

A través de la historia han sido muchos los problemas a los cuales se ha enfrentado la industria petrolera, algunos por limitaciones tecnológicas, mientras otros por carencia de conceptos teóricos que proporcionen el entendimiento de fenómenos que los provocan. Un problema típico en los yacimientos de crudo es la producción de arena o como comúnmente se conoce, “Arenamiento”. Este inconveniente se presenta en la mayoría de los campos alrededor del mundo, y se relaciona principalmente a yacimientos poco consolidados, dicho evento es totalmente indeseable en el desarrollo de cualquier proyecto de explotación de crudo, ya que sus consecuencias pueden ser; desde la disminución de la producción, hasta la pérdida total de los pozos; razones por las cuales su control adquiere trascendental importancia en cualquier proyecto petrolero.

Durante el desarrollo del proyecto de explotación del campo La Cira – Infantas, ha sido necesario intervenir repetidamente los pozos, tanto nuevos, como de reacondicionamiento, debido a constantes problemas de migración de finos y producción de la arena del yacimiento al pozo, consecuencia del pobre estado de consolidación y efectos operacionales negativos sobre la integridad la formación. El problema de arenamiento se incrementó debido al proceso de recuperación secundaria de inyección de agua; implementado desde los años 60’s, lo cual disparó drásticamente el número de intervenciones por servicios de mantenimiento y limpieza.

Debido a la frecuencia y severidad del arenamiento en el campo en estudio; con este proyecto se pretende, mediante el análisis histórico del problema y de las estrategias de control; evaluar las diferentes alternativas existente para enfrentar dicha producción de arena, con el principal objetivo de minimizar las periodicidad de intervenciones a los pozos, y de este modo ampliar la vida útil de los equipos de fondo y superficie, y que conlleve a la disminución tangible de los costos del proyecto, lo cual lo haga mucho más rentable.



## 1. CAMPO LA CIRA – INFANTAS<sup>1</sup>

Como punto de partida en el desarrollo del proyecto, es vital conocer las generalidades del campo, correspondientes a los aspectos históricos, geológicos y geográficos, y de este modo, obtener las herramientas necesarias para abordar de una manera sólida el problema de la producción de arena y sus efectos negativos en la vida útil del proyecto de explotación de hidrocarburos en el campo La Cira – Infantas.

### 1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS

El campo La Cira – Infantas, fue descubierto en 1918, mediante el pozo Infantas 2, el cual fue completado el 27 de abril de 1918 en la zona C, a una profundidad de 1580' con una producción de 800-1000 BPD. En sus comienzos, la compañía Standard Oil (Tropical Oil Company) adquirió la concesión de mares y mantuvo su explotación a partir de 1920 hasta 1951 cuando revirtió a la nación y su manejo pasó a Ecopetrol. A comienzos de febrero de 1925, se inicia la perforación del pozo LC58, que es completado en zona “A” y comprueba la existencia del anticlinal de la Cira. En este mismo año, se descubren las arenas “116” de la zona “A” mediante la perforación del pozo LC116. El pozo LC125 es el primer pozo productor de zona B y es también considerado como el descubridor de la zona C en la estructura de la Cira, el pozo fue completado en julio de 1926 con una producción inicial de 2350 Bpd.

En 1926 la Andian terminó la construcción del oleoducto entre El Centro y el puerto de Mamonal en la costa norte, lo cual permitió continuar con el desarrollo del campo y es así como en 1931 se considera completo el desarrollo de zona “C” para la estructura de Infantas, con un espaciamiento promedio de 11 acres. Entre 1930 y 1932 se desarrolla la zona “B” completándose 23 pozos y se profundizan 111 pozos de zona “C”. En 1947 se

---

<sup>1</sup> Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira – Infantas. Informe Técnico. Publicación Ecopetrol, 1999.



suspende la perforación en la estructura de La Cira, habiéndose perforado 857 pozos con un espaciamiento promedio de 14 acres.

Ecopetrol perfora 64 pozos adicionales en la estructura de Infantas durante el período de 1953 a 1957 y en el período de 1964 a comienzos de 1966 desarrolla el Area de La Cira Norte, con la perforación de 19 pozos, siendo el pozo LC 1753 el descubridor del área. También se perforan pozos adicionales para el desarrollo secundario de la zona C de la Cira. El total de pozos perforados en el campo es de 1702. A Diciembre de 1998 había en el campo un total de 669 pozos productores activos y 107 pozos inyectores activos.

Tanto en La Cira como en Infantas, inicialmente, la mayor parte de los pozos produjeron por flujo natural, posteriormente, se pasó a un sistema de levantamiento por gas (Gas Lift), el cual fue desmontado en 1935 para dar paso al sistema de bombeo mecánico. En la actualidad se está implementando el sistema de Cavidades Progresivas (PCP).

En 1928, se inicia la inyección de gas en la zona C de la estructura de Infantas, como sistema de mantenimiento de presión, siendo suspendida en 1970. Posteriormente, se continúa inyectando en forma esporádica hasta 1986 cuando se suspende definitivamente. En La Cira, se inicia la inyección de gas en la zona "C" en mayo de 1930, la cual se mantiene con tasas variables hasta los inicios de la recuperación secundaria.

El primer programa de inyección de agua en la estructura La Cira se realizó entre 1946 y 1949, a través de siete pozos localizados en el acuífero, en el sector del área 3W, con el propósito de presurizar el yacimiento. En 1957 La Forest Oil Corporation inició la ejecución de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua en un área de 280 acres localizado en la parte central del área 3W formada por 17 modelos de 5 puntos (24 inyectores y 18 productores) y una tasa de inyección de 1000 BWPD/pozo, denominado



“Primer Desarrollo”. A finales de 1958, se inicia el segundo desarrollo en el área 3W conformado por 30 pozos productores y 45 pozos inyectores, en una extensión de 530 acres adicionales, formado por patrones que rodeaban el área del primer programa de inyección realizado en 1957.

Estudios posteriores realizados por Ecopetrol para cada una de las áreas, recomendaron la expansión del sistema secundario a la zona “C” de las mismas, desarrollándose en la siguiente forma:

AREA	AÑO DE INICIO	PATRON DE INYECCION
3E	1965	Líneas Alternas
4-5-6	1969	7 puntos
02	1969	Líneas Alternas
07	1970	7 puntos
LCN	1971 – 1982	Periférico / 5 puntos

En el área 01 se desarrolló un piloto de inyección de agua en la zona “C”, el cual se inició en febrero de 1972 con cinco pozos inyectores y 10 pozos productores y finalizó en febrero de 1976 (después de haber inyectado 6.0 Mbls de agua) al concluirse que la inyección no fue efectiva en la recuperación de petróleo por problemas de inyección preferencial y pérdida de agua a través del sistema de fallas.

En el campo se han realizado programas de inyección en otras zonas:

- Zona “A”: Programa realizado en las arenas “58” en un sector del área 3W. se inició en febrero de 1973 y finalizado en mayo de 1977, se inyectaron 2.4 Mbls de agua y se produjeron 56.0 Kbls secundarios. En noviembre/78 se reinicia la inyección, suspendida para un programa de reordenamiento y reducción de espaciamiento; el volumen de agua inyectado en esta segunda fase fue de 6.3 Mbls y con una producción secundaria de 375 Kbls. El programa se suspendió en septiembre de 1988.



■ Zona “B”: Se realizaron pilotos de inyección en las arenas “244”, “13” y “ La Cira” del área 3W, que involucraron como pozos productores centrales a los pozos:LC-892,LC-762,LC-853.

En 1974, se realizó un ensayo piloto de inyección de vapor en el pozo INF 152B sin éxito.

El campo La Cira – Infantas inicia su producción de crudo en 1926, y alcanza su máximo en 1940, con un caudal de 62 MBOPD. Éste es el campo de mayor producción a lo largo de la historia en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y con más reservas de OOIP de Colombia, aproximadamente 4 Billones de barriles de aceite, de las cuales hay remanente alrededor de 2.9 Billones, con reservas recuperables de alrededor 200 MMBO.

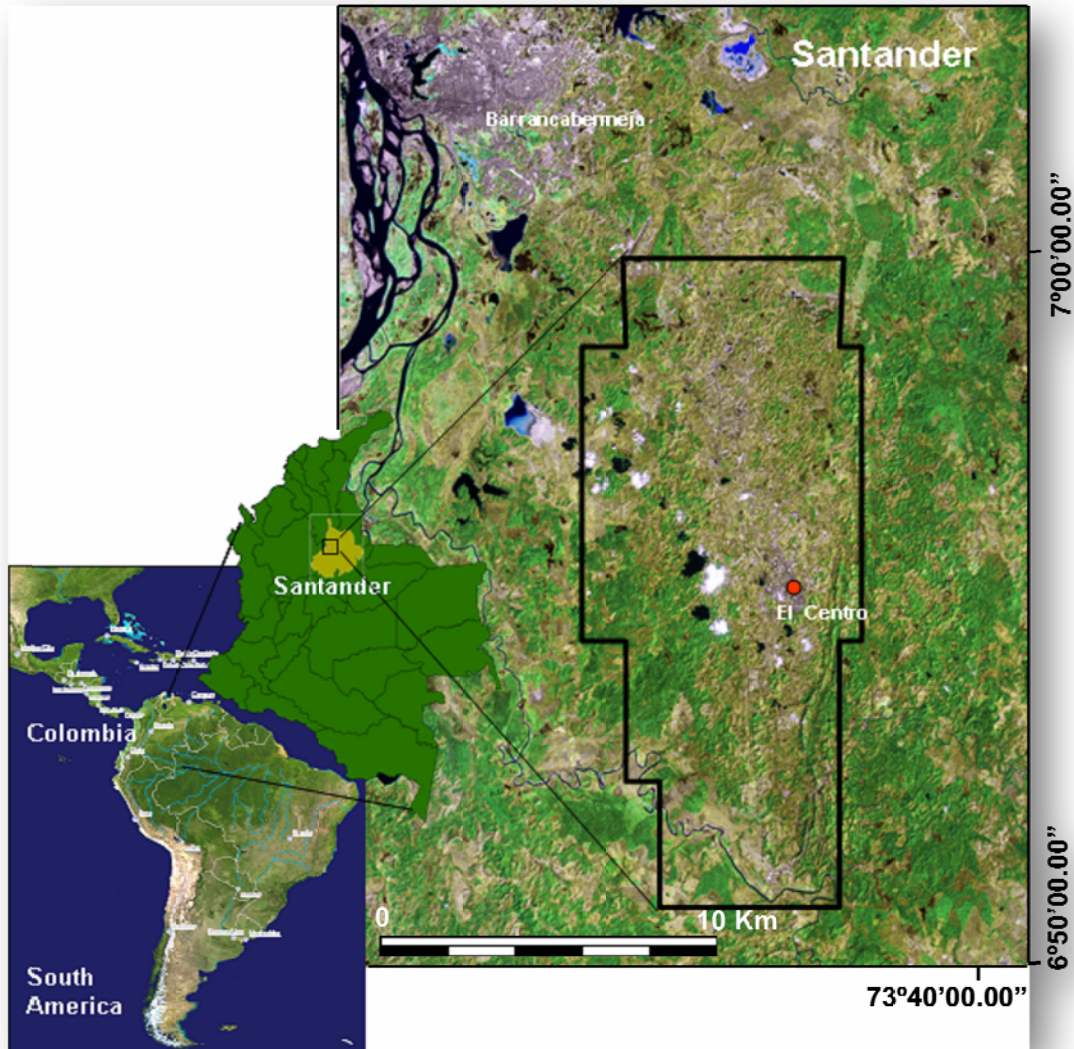
## **1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA**

El campo La Cira-Infantas se encuentra ubicado en la parte central de la antigua Concesión De Mares, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, a una distancia aproximada de 22 km. al SE de la ciudad de Barrancabermeja y a 250 km. al NNW de Santafé de Bogotá. (Figura 1.1).

## **1.3. MARCO GEOLOGICO**

El campo la Cira - Infantas se encuentra ubicado sobre la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual representa un importante sistema petrolífero, siendo las principales rocas reservorio del yacimiento las areniscas de la Formación Mugrosa, la cual se compone de areniscas inconsolidadas o pobremente consolidadas. Esta cuenca es de tipo continental, en forma de semigraben inclinado hacia el este, tiene un espesor de alrededor de 16000 pies (5000 m), que representan sedimentación marina durante el cretáceo y

continental en el terciario, separados por una discordancia de carácter regional.



**Figura 1.1. Ubicación del Campo La Cira-Infantas, Valle Medio Del Magdalena. Fuente: Archivos Occidental Andina.**

Los reservorios siliciclásticos de areniscas terciarias en el campo la Cira - Infantas pertenecen a la Formación Colorado (Zona A) y Formación Mugrosa (Zonas B y C).

La Formación Mugrosa se encuentra dividida en tres partes con características propias. La productiva zona C, está compuesta por areniscas grises a gris-verdosas, usualmente finas pero algunas veces guijosas, con intercalaciones



de arcillolitas grises y verdes en la parte inferior. La zona B se divide a su vez en dos secciones, la sección baja, la cual corresponde a la parte media de la formación, consta de arcillolitas azules y cafés moteados, con ocasionales intercalaciones delgadas de arenisca fina; y la sección alta correspondiente a la parte superior del yacimiento, consta de areniscas grises finas a gruesas, algunas guijosas.

El espesor de la Formación Mugrosa en el Campo la Cira es de 1600 pies (488 m). (Dickey, P. 1992). El tope de la Formación Mugrosa está marcado por el “Horizonte fósil de Mugrosa”, el cual está constituido por arcillolitas grises oscuros de alrededor de 10 pies (3 m) de espesor, conteniendo conchas de gasterópodos y ocasionalmente huesos de peces y caparazones de tortugas.

La Formación Colorado con un espesor de 500 pies (150 m) consta de areniscas grises de granos fino interestratificadas con arcillolitas moteados. Por encima descansan 700 pies (210 m) de areniscas grises, media gruesa con arcillolitas café-amarillentas, y se conoce como la productiva Zona A. Por encima, 550 pies (165 m) de arcillolitas grises y rojas moteadas con capas delgadas de areniscas guijosas que son las zonas productivas de Galán, oeste de La Cira. Suprayaciendo esto, 600 pies (180 m) de arcillolitas moteados y areniscas gruesas y por encima 250 pies (75 m) de arcillolitas negros a grises carbonosos, bien estratificados que contienen fósiles marinos agrupados, llamado Horizonte fósil de La Cira. (Dickey, P. 1992).

#### **1.4. ESTATIGRAFÍA**

Geológicamente el Campo La Cira-Infantas está ubicado en la sección central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento pre-Cretáceo. La



columna estratigráfica atravesada por los pozos perforados en el campo abarca rocas desde el pre-Cretáceo hasta el Oligoceno; el Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el Occidente de la Cira (Sanderson, 1951). La figura 1.2 presenta la columna estratigráfica generalizada para La Cuenca del Valle del Medio del Magdalena.

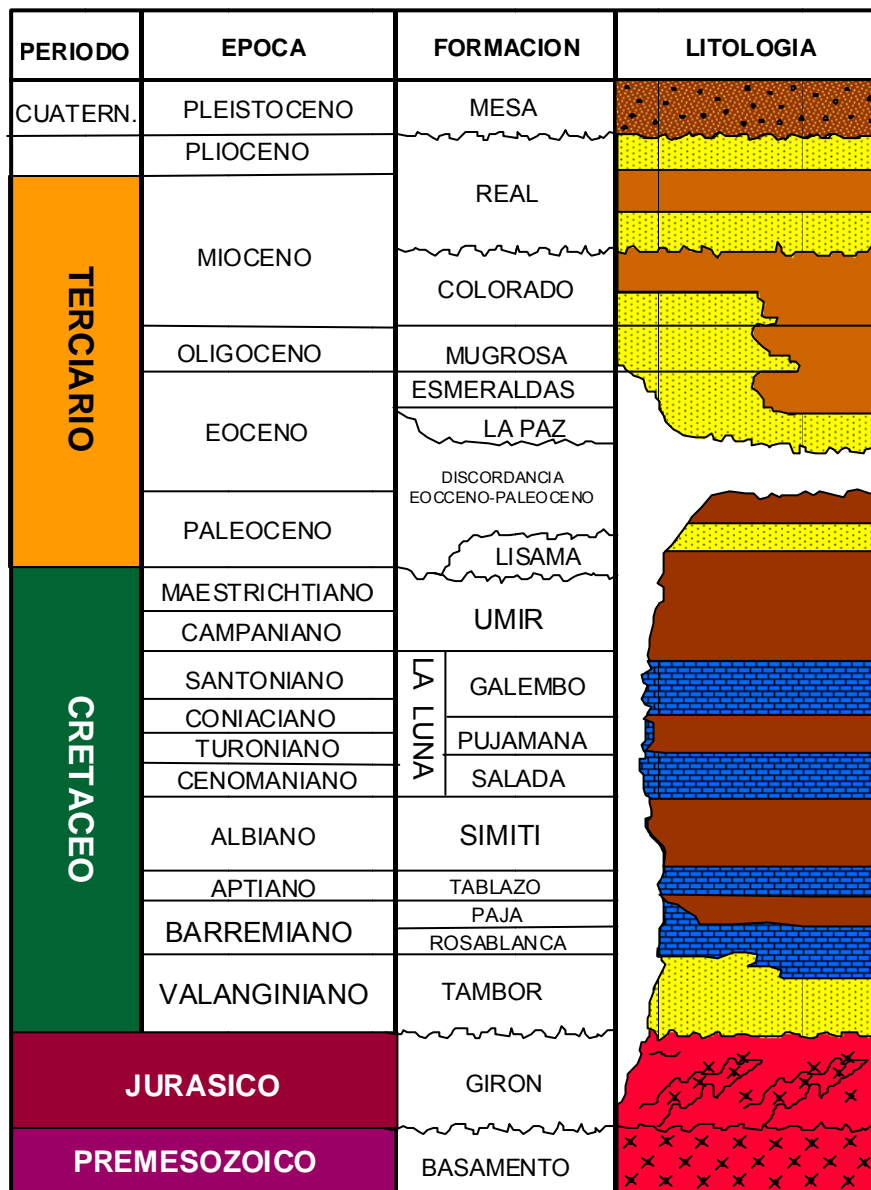


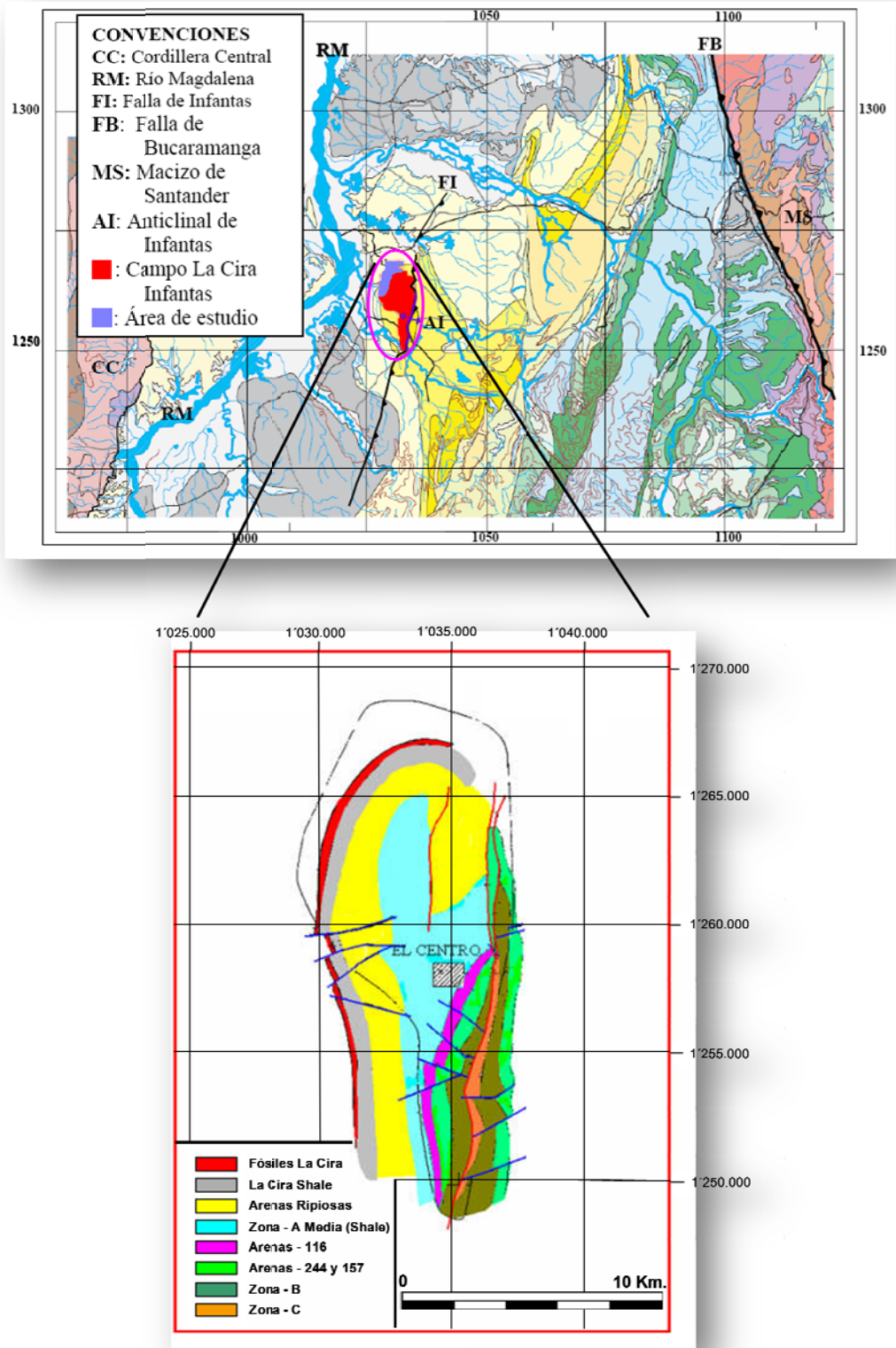
Figura 1.2. Columna estratigráfica generalizada para La Cuenca del Valle del Medio del Magdalena. Fuente: Archivos Occidental Andina.



## 1.5. GEOLOGÍA DE SUPERFICIE

A pesar de las dificultades y la rudeza del clima y del terreno, caracterizado por zonas de bosques densos, húmedos y pantanosos, para 1930, la superficie entera de la Concesión De Mares ya había sido cartografiada. La geología de superficie era difícil debido a que había que hacer trincheras, puesto que los únicos afloramientos solo eran encontrados en los ríos y pequeñas corrientes. En esta tarea participaron geólogos Canadienses y Norteamericanos. Cabe resaltar a O. C. Wheeler quién para 1925 había medido la sección Cretácea de la concesión y estableció la sección tipo que aún se utiliza. Estos estudios revelaron una serie de estructuras anticlinales; fue así como Wheeler descubrió en 1924 la estructura de La Cira, cuando observó en el km 22, en un corte del camino, capas buzando hacia el Este; en principio se pensó que era una estructura estrecha y alargada, pero una cartografía detallada usando planchas, entre Mayo y septiembre de 1925, comprobó la existencia de una gran estructura de aproximadamente 4.5 km de largo por 3 km de ancho con cierres al Norte y al Sur, buzamiento hacia el Este y rumbo N30E (O.C.Wheeler, 1925). El hallazgo de pliegues volcados en el flanco Este de la estructura de La Cira permitieron sugerir una falla o un gran pliegue que originalmente se denominó "pliegue o flexura de Wheeler" y que hoy corresponde a la Falla La Cira.

De esta forma se elaboró el primer mapa geológico de superficie del Campo La Cira-Infantas, en el cual se cartografiaron las unidades: Horizonte fosilífero La Cira, La Cira Shale, Pebbly Sands (Arenas-58), Middle-A Zone Shale, 116-Sands, Lower-A Zone (Arenas-244), Mugrosa Fossil Horizon, B-Zone y C-Zone, en la figura 1.3 se muestra el mapa geológico de superficie elaborado a principios de la década de los años 30. Estas unidades cartografiadas en superficie correspondían con unidades productoras en el subsuelo.



**Figura 1.3** Mapa geológico del departamento de Santander con detalle de la geología de superficie del campo La Cira Infantas. Fuente: Archivos Occidental Andina.



## 1.6. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

El primer modelo estructural de El Campo La Cira-Infantas data de 1965, teniéndose mapas en profundidad para el tope de la Zona-C y para el Horizonte fosilífero del Mugrosa (Tope A/B). En estos mapas se pueden observar los caracteres estructurales más relevantes del campo como son: El Anticlinal de Infantas, El Anticlinal de La Cira, La Falla de Infantas y la Falla de la Cira; adicionalmente a estas estructuras podemos distinguir una serie de fallas normales perpendiculares a las estructuras antes mencionadas. Cabe mencionar que en estos mapas estructurales la Falla de Infantas tiene un trazo aproximado debido a la escasez de pozos en sus proximidades, la Falla de La Cira es trazada más como un pliegue que como una falla en sí y el límite entre El Campo La Cira e Infantas era inferido.

Debido a la compleja historia tectónica del área, las principales estructuras se dividieron en dos grupos separados en la vertical por la Discordancia del Eoceno la cual determina el límite entre las secuencias Terciaria y Cretácea.

A escala regional, infrayaciendo las formaciones Terciarias, se encuentra una secuencia Cretácea altamente fallada, plegada y erosionada, generando una “megaestructura” anticlinal cuyo eje tiene un rumbo N100. El relicto del flanco Occidental se preserva en gran parte del área del campo y presenta un buzamiento regional de las capas en dirección S800 de aproximadamente 40-50° y generando una alta erosión hacia el eje de la estructura en la parte nor-central del campo.

Además de esta megaestructura cretácea se identificaron una serie de pliegues asociados a fallas inversas los cuales se describen a continuación: Al Sureste de Infantas se identificaron dos pliegues asimétricos asociados a fallas de tipo inverso y afectando los miembros Galembó y Salada de la Formación La Luna y la Formación Tablazo.

Al Oeste de la Estructura de La Cira se definieron dos estructuras anticlinales asimétricas con ejes en dirección Norte-Sur, afectada por fallas inversas de

bajo ángulo y de "back-thrust", afectando toda la secuencia Cretácea. Estas estructuras junto con las definidas al Sureste de Infantas conforman lo que se ha denominado Play I.

Hacia el área de La Cira Norte se visualizó otro anticlinal limitado al Este por una falla inversa de bajo ángulo y al Sur por una falla normal de rumbo Este-Oeste, esta estructura solo afecta el Cretáceo basal donde el flanco oriental está severamente erosionado. Estudios avanzados de sísmica (Migración Pre-stack, AVO) muestran anomalías de alta amplitud y baja frecuencia, lo cual puede estar asociado a cambios en las propiedades petrofísicas de las capas o a la existencia de hidrocarburos.

El segundo grupo de estructuras lo constituyen los pliegues y fallas de la secuencia Terciaria, los cuales se definen a continuación.

#### **1.6.1. Estructura de La Cira**

Es un anticlinal asimétrico de carácter regional con eje en dirección Norte-Sur, presenta cabeceo (plunge) hacia el Norte y hacia el Sur y está cortado al Este del eje por la Falla La Cira. Hacia el Este de esta falla, la estructura se hunde un poco en forma de "U" a manera de sinclinal hasta la Falla de Infantas. Esta estructura tiene una longitud aproximada de 9 km y un ancho de 6 km. Los buzamientos de la estructura hacia el Norte y el Oeste son de aproximadamente 10° a 15°.

#### **1.6.2. Estructura de Infantas**

La estructura de Infantas es un anticlinal asimétrico elongado, cerrado en ambos extremos y cortado a lo largo de su cresta por una falla inversa mayor (Falla de Infantas). El tren general del eje del anticlinal es N-S a N10E y se puede seguir por una distancia de aproximadamente 12 km con un ancho de 2-2.5 Km



El Anticlinal de Infantas está dividido en bloques por fallas normales de dirección aproximada E-W y buzamientos entre 80° y 90° y desplazamiento promedio entre 50 y 150 pies; algunas de estas fallas tienden a desplazar la Falla de Infantas.

El desplazamiento a lo largo de la zona de la falla es de aproximadamente 1000 a 1200 pies pero disminuye hacia el Norte, dirección en la cual el anticlinal tiene cabeceo (plunge). En términos generales se puede considerar que el flanco occidental del anticlinal presenta mayores buzamientos que el flanco oriental.

El flanco Oriental del Anticlinal, en el bloque cabalgante de la Falla de Infantas, siempre se había considerado no comercial debido a que en las antiguas interpretaciones se establecía que la Zona-C afloraba; a la luz de las nuevas interpretaciones que surgieron de este trabajo se pudo determinar que hay un bloque en el cual la Zona-C no aflora, dando origen a lo que se ha llamado el Bloque Morena que se ubica en el extremo suroriental de la Estructura de Infantas.

### **1.6.3. Sistema de Fallas De Infantas**

Es el sistema de fallas más extenso del campo, con una longitud aproximada de 15 km. Este grupo lo integran un tren de fallas de bajo ángulo cuyos planos buzcan hacia el Este y tienen despegue en la sección arcillosa basal del Terciario. El afloramiento del plano de falla forma un escarpe topográfico característico en el área y su rumbo varía de dirección Norte-Sur a N30E en el extremo Noroccidental de la Estructura La Cira. Este sistema se puede considerar como la principal barrera estructural al oriente del Campo La Cira-Infantas. De acuerdo con las nuevas interpretaciones, se pudieron identificar dos nuevas áreas prospectivas en el bloque cabalgante de esta falla; una al nororiente de la Estructura La Cira conocido como Prospecto Mosquetero y otro al Sureste de Infantas conocido como prospecto Morena.



#### **1.6.4. Falla La Cira**

Esta es una falla inversa de alto ángulo cuyo plano buza al Este, tiene rumbo Norte-Sur; limita el anticlinal de La Cira al Este y afecta toda la secuencia Terciaria. El salto de la falla varía entre 200 y 300 pies. Una continuación hacia el Norte de esta falla se ha denominado Falla de La Cira Norte la cual se diferencia de esta en que tiene un menor ángulo de buzamiento hacia el Oeste, está ubicada más hacia el Oeste y presenta saltos menores.

Asociadas a estas fallas inversas existen en el campo un gran número de fallas transversales normales con buzamientos entre 80° y 90° y desplazamientos de hasta 100 pies que dividen el campo en varios bloques, cabe señalar que algunas de estas fallas sirven de límites a las áreas en las cuales se ha dividido el campo para un mejor manejo de la producción.

### **1.7. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO**

La interpretación petrofísica se ha llevado a cabo empleando la información de 823 pozos del campo y los datos de corazones de 6 pozos con el fin de determinar propiedades petrofísicas como son: la porosidad, la permeabilidad, la fracción de arcilla, permeabilidades relativas, presiones capilares, saturación de aceite residual, tipo de roca y las saturaciones de los fluidos, con el propósito de caracterizar petrofísicamente los yacimientos (Zona A, B y C) del campo.

#### **1.7.1. Porosidad**

Los promedios de porosidad fueron calculados en los intervalos que se consideraron como arena neta, utilizando un promedio aritmético.

Los datos se especifican para cada una de las zonas y se ordenan en la tabla 1.1.



### 1.7.2. Permeabilidad

La permeabilidad se calculó utilizando la correlación estimada para cada una de las zonas en la petrofísica, y se muestran en la tabla 1.1

**Tabla 1.1 Porosidades y permeabilidades para las zonas del Campo La Cira Infantas.**

ZONA	POROSIDAD	PERMEABILIDAD
A	0,26	147
B	0,23	63
C	0,23	210

### 1.7.3. CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS Y PRESIONES

En el campo La Cira-Infantas se encuentran tres zonas productoras denominadas zonas A, B, C. Cada una de estas zonas presenta características variables y particulares en cuanto al contenido y tipo de fluidos presentes en ellas.

#### 1.7.3.1. Petróleo. Gravedad API – Viscosidad

La viscosidad de los petróleos del Campo La Cira-Infantas varía dependiendo de la posición estructural; por ejemplo se encontró que el pozo LC173, para zona C presentó una viscosidad de 68 SSU @ 100°F, mientras que el pozo LC 395, situado 1000' estructuralmente más bajo presentó una viscosidad de 350 SSU @ 100°F. La gravedad API varía también con el tiempo de producción, así se ha encontrado que un pozo que inicialmente presentaba una gravedad API entre 30 – 31 ° API disminuyó después de dos años y medio de producción a 27° API.

Los rangos y promedios de viscosidades (centistokes a 104°F) y gravedades API encontrados para las diferentes zonas se muestran en la tabla 1.2.

**Tabla 1.2 Rango de Viscosidades y Gravedad API para los crudos de la Cira-Infantas.**  
Fuente: Informe Técnico Campo La Cira – Infantas.

BLOQUE	ZONA	VISCOSIDADES (cp)		GRAVEDAD API	
		RANGO	PROMEDIO	RANGO	PROMEDIO
LA CIRA	A	24.1 - 152.5	70	18.4 - 25.9	22
	B	14.1 - 138.9	50	19.6 - 27.6	24
	C	40-0 - 81-0	25	16.4 - 25.0	28
INFANTAS	C	10.0 - 26.0	20	23.0 - 32.5	22

### 1.7.3.2. Pruebas PVT

Los resultados de las pruebas PVT llevadas a cabo se sintetizan en la tabla 1.3.

**Tabla 1.3 Valores Promedios representativos de las pruebas PVT.** Fuente: Informe Técnico Campo La Cira – Infantas.

ZONA	Pb (psia)	Viscosidad (cp)	Rs (SCF/BI)	Bob (Res.BI/STB)
A	640	58	70	1.067
B	715	11.4	93	1.075
B – La Cira	650	16.5	112.7	1.068
C	1570	18.8	181	1.08

### 1.7.4. COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN

Las presiones de los yacimientos del Campo La Cira-Infantas han sido diferentes, desde sus condiciones iniciales hasta las condiciones actuales. Sus variaciones han respondido al grado de explotación, al tiempo de desarrollo y al mecanismo de soporte de presión que han tenido. Inicialmente las presiones de los tres yacimientos fueron mayores a las presiones de burbuja, por lo tanto los yacimientos se encontraban insaturados y no había capa de gas inicial.

En la Tabla 1.4, se presenta un resumen de las presiones iniciales y los rangos de presión encontrados.



**Tabla 1.4 Condiciones de presión de los yacimientos. Campo La Cira-Infantas. Fuente: Archivos Occidental Andina.**

ESTRUCTURA	ZONA	TEMPERATURA DE YACIMIENTO	DATUM	PRESION INICIAL DE YACIMIENTO	PRESION ACTUAL DE YACIMIENTO	PRESION DE SATURACIÓN
		Ty (°F)	S.S (Pies)	Py (Psi)	Py (Psi)	Ps (psi)
LA CIRA	A	92	1471	726 (5)	100-700	640
	B	98	1800	920(4)	100-600	715
	C	105	3200	1600	800-1200	1570
INFANTAS	B	85	1400	700	150	
	C	95	2400	1300	150 (3)	945



## 2. NATURALEZA DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA<sup>2,3</sup>

La producción de arena es un problema grave y muy común en la mayoría de campos de crudo y gas a nivel mundial; Ésta puede afectar negativamente las tasas de producción, dañar los equipos de fondo y las facilidades de superficie; generando costos de alrededor de diez billones de dólares anualmente para la industria. El manejo de la arena es una gestión complicada que requiere de una evaluación integrada de todos los parámetros para poder tomar decisiones definitivas.

Es importante resaltar la importancia trascendental de por qué y cómo se debe realizar un control y/o manejo de la arena, con el objetivo claro de minimizar las consecuencias negativas que trae la producción de arena en un proyecto de extracción de hidrocarburos. En la actualidad la mayoría de los métodos de completamiento existentes para explotar yacimientos propensos a producir arenas, generalmente reducen severamente la eficiencia de la producción, por lo que el desafío consiste en completar los pozos manteniendo la arena de la formación in situ, sin restringir excesivamente la productividad y afectar drásticamente la rentabilidad del campo; Para poder enfocar nuestro trabajo hacia este objetivo, es necesario entender el trasfondo físico de la producción de arena, para abordar el problema teniendo un conocimiento completo de las variables que intervienen en el proceso, y de este modo poseer las herramientas para diseñar controles de arena que satisfagan las metas del proyecto, por lo que el contenido de este capítulo se enfoca en documentar de una manera general y sencilla la naturaleza física de la producción de arena.

El problema de producción de arena se presenta en diversos tipos de yacimientos, sin embargo, existen algunas tendencias claramente identificadas, como es el caso de los yacimientos de areniscas no consolidados con

---

<sup>2</sup> “Sand Control. Why and How?”. Oilfied Review

<sup>3</sup> “Intelligent Sand Management”. SPE98818



permeabilidad entre 0.5 a 8 Darcy's, los cuales son más susceptibles a dicha producción, la cual puede comenzar: durante el primer flujo, cuando la presión del yacimiento ha caído o cuando se alcanza el tiempo de ruptura y comienza la producción de agua.

## **2.1. PRODUCCIÓN TOLERABLE DE ARENA**

La producción de arena se genera en varios grados de severidad, por lo que no toda requiere de acciones, esto depende de los criterios de diseño tomados por los ingenieros. La tasa de producción de arena puede declinar con el tiempo a condiciones de producción constante y se asocia frecuentemente con la limpieza después de la estimulación. Algunas veces, incluso la producción de arena constante es tolerable, pero esta opción puede conducir al pozo a ser dañado seriamente, cesar la producción o deteriorar los equipos, por lo que estos factores deben ser necesariamente considerados a la hora de diseñar el control o manejo de la arena.

El rango aceptable de producción de arena depende de restricciones operativas como la resistencia a la erosión, capacidad del separador, facilidad de eliminación y la capacidad del equipo de levantamiento artificial para remover los fluidos cargados de arena del pozo; todas estas variables están disponibles en el momento de abordar el problema, por lo que dicho rango de tolerancia debe ser uno de los primeros cálculos al gestionar un método de exclusión o prevención de arena.

## **2.2. CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA<sup>4</sup>**

Para que se genere la producción de arena es necesario que los granos se disgreguen como consecuencia de falla en la roca, por lo que ésta se puede adoptar como la causa principal del arenamiento; es claro también que se

---

<sup>4</sup> "Practical Approaches to Sand Management", Oilfield Review, 2004.



necesita que varios factores coincidan y que las circunstancias se presenten para dar inicio a tan indeseable evento, es por esto que debemos abordar el problema desde un nivel microscópico. La falla a escala de los granos de arena durante la explotación de hidrocarburos puede causar problemas de estabilidad de pozo, colapso del casing, reducción de la producción y en casos extremos la pérdida total del pozo.

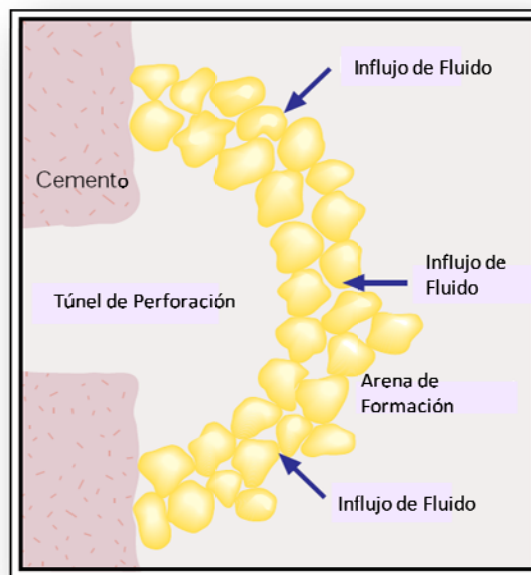
Los factores que controlan el inicio de la falla de la roca incluyen: la fuerza inherente de ésta, esfuerzos naturales in situ y otros adicionales causados por la perforación o producción. Los granos libres son movilizados a ciertos niveles de drawdown, velocidad y viscosidad del fluido; una vez producidas estas partículas dentro del pozo, pueden causar daños severos al proceso de producción del crudo.

En formaciones totalmente no consolidadas, la producción de arena puede ser disparada durante el primer flujo del fluido de la formación debido al arrastre o la turbulencia del gas; Este evento separa los granos de arena y los lleva dentro de las perforaciones. El efecto se incrementa con mayores viscosidades del fluido y tasa de flujo, y con altas caídas de presión durante el drawdown, el efecto de estas variables se estudiará con mayor detalle en capítulos posteriores.

Si los granos de arena se producen en condiciones de alto flujo o en grandes cantidades, erosionan las líneas y pueden convertirse en obstrucciones estacionarias o migratorias. La capacidad erosiva de la arena producida depende de muchos factores, incluyendo la cantidad de arena que está siendo producida, velocidad de la partícula de arena y ángulo de impacto. La erosión producida por el arenamiento daña las líneas, el equipo de fondo, y las facilidades de superficie, aumentando la probabilidad de que ocurra una falla crítica del pozo, exponiendo la integridad física del personal y daños irreversibles al medio ambiente.

En formaciones mejor cementadas, el arenamiento puede ser iniciado por incidentes en la producción del pozo, como fluctuaciones en las tasas de producción, inicio de la producción de agua, cambios en la relación gas-aceite, disminución en la presión del yacimiento, o subsidencia.

Las fluctuaciones en la tasa de producción afectan la estabilidad de las cavidades de las perforaciones y en algunos casos más críticos alteran negativamente la creación y mantenimiento de arcos de arena. Un arco de arena es una capa semiesférica de granos de arena interconectados, el cual es estable a drawdown y tasa de flujo constante, previniendo su movimiento. Ver figura 2.1.



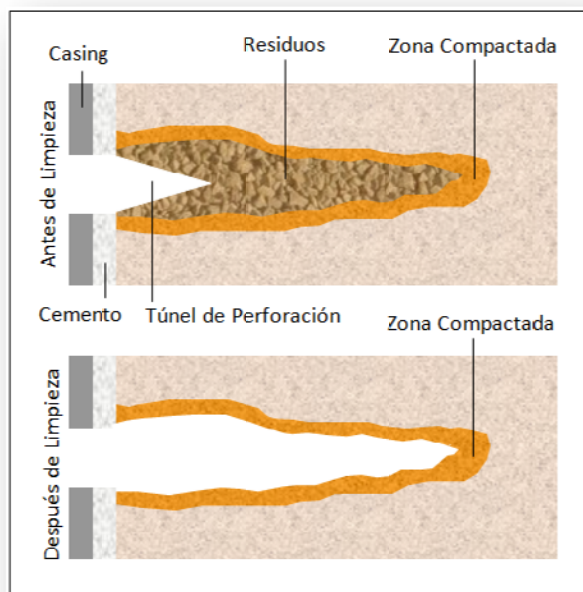
**Figura 2.1. Arco de Granos de Arena. Modificada de “Sand Control: Why and how”.  
Carlson, J, Gurley, D, King, G, Smith, C, Waters, F, 1992.**

Los cambios en la tasa de flujo pueden causar colapsos del arco, ocasionando producción de arena hasta la creación de uno nuevo.

Otras causas del arenamiento incluyen el influjo de agua, la cual comúnmente causa la producción de arena por reducción de la presión capilar entre los granos. Después de la irrupción del agua las partículas de arena son

desplazadas por la fricción del flujo. Adicionalmente, el cañoneo puede reducir la permeabilidad alrededor de la superficie de la cavidad y debilitar la formación. Estas zonas pueden llegar a ser susceptibles a fallar, en cambios repentinos en la tasa de flujo.

Los residuos producidos por el cañoneo juegan un papel importante, ya que antes de la limpieza, una perforación puede ser llenada con arena pulverizada y escombros de la carga moldeada, dichos ripios pueden ser removidos por el primer flujo, pero una zona compactada puede permanecer alrededor de la superficie de la cavidad que es debilitada y probablemente sufrirá fractura por tensión. Ver figura 2.2.



**Figura 2.2. Residuos y Daño en el túnel de perforación. Modificada de “Sand Control: Why and How”. Carlson, J, Gurley, D, King, G, Smith, C, Waters, F, 1992.**

Las acumulaciones de arena pueden disminuir el área de flujo en cualquier punto a lo largo de las líneas, reduciendo las utilidades de producción, generando así cantidades significativas de costos en tiempo y dinero en operaciones de limpieza. Adicionalmente, la arena producida que alcanza las

facilidades de superficie debe ser separada de los fluidos producidos y desechada, lo incrementa aun más los costos.

Sin embargo, no es posible hablar de un costo exacto de pérdidas, sobre el tema, expertos coinciden que la arena producida cuesta a la industria del petróleo y el gas, 10 billones de dólares anualmente.

La producción de arena siempre ha consistido un problema en el ámbito petrolero, por lo que el manejo que las industrias de exploración y producción han adoptado, ha evolucionado y se ha vuelto más sofisticado. Los estudios evidencian que el mejor manejo de arena se alcanza cuando los operadores entienden los mecanismos de producción de arena en el yacimiento y con base en este comportamiento se realizan las mejores selecciones de tecnología y métodos apropiados para abordar el problema.

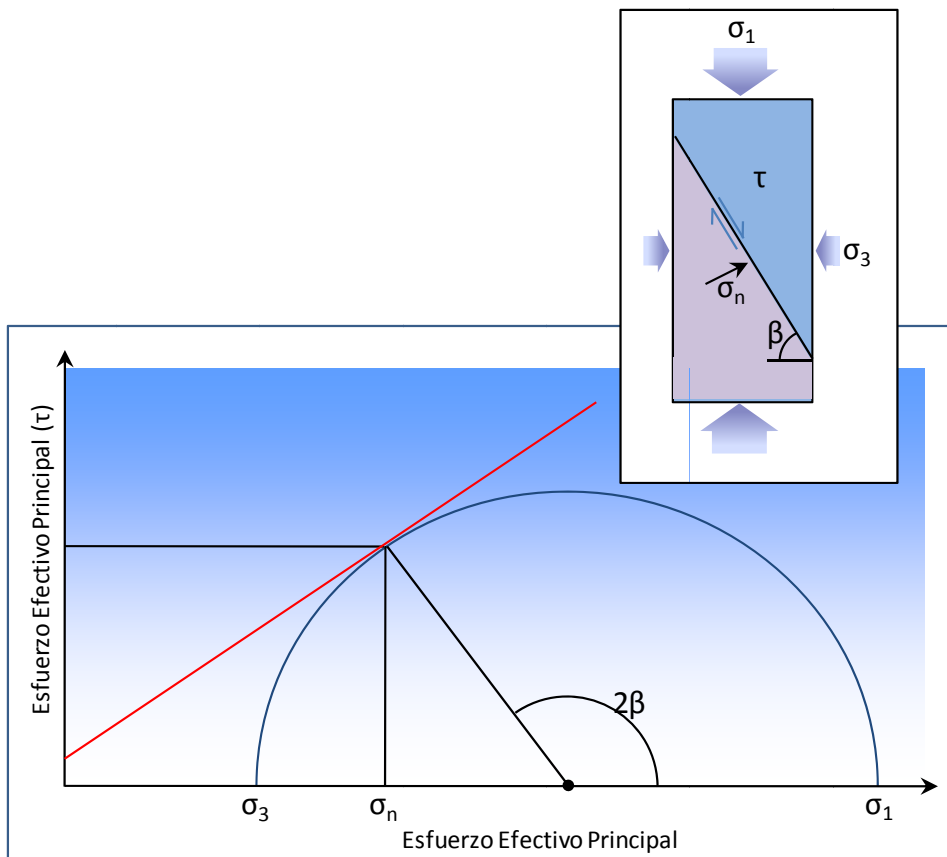
La naturaleza física de la producción de arena debe ser totalmente comprendida; Entender el por qué los yacimientos producen arena es el primer paso para el desarrollo de un manejo óptimo de dicha producción. A un mayor entendimiento se genera una solución más eficiente y de mayor vigencia. La habilidad para modelar y predecir las tendencias de la producción de arena de un yacimiento permite a los ingenieros realizar metodologías de ensayo y error para resolver los inconvenientes del arenamiento.

Una estrategia exitosa de manejo de arena puede iniciar durante la etapa de perforación y permanecer a través de la depleción del yacimiento.

### **2.2.1. Factores Geomecánicos**

En el subsuelo, los principales factores que controlan si un yacimiento fallará mecánicamente son: la resistencia de la roca, el stress efectivo sobre la formación (una combinación de los esfuerzos in situ principales actuando sobre la roca menos la presión de poro), y los esfuerzos introducidos por la

perforación, completamiento y la producción. La resistencia de la roca puede determinarse a través de pruebas uniaxiales y triaxiales, éstas pueden ser representadas gráficamente por una curva o envolvente de falla. Los esfuerzos de corte y normal son determinados mediante el uso del círculo de Mohr. Para determinar las condiciones a las cuales la falla ocurre, se emplea el modelo de falla de Mohr-Coulomb, para relacionar el esfuerzo principal y la presión de poro con la cohesión y el ángulo de fricción interno de la roca, como se muestra en la figura 2.3. La falla ocurre bajo tensión, compresión o, comúnmente cuando la diferencia entre los esfuerzos principales, máximo y mínimo, se vuelve lo suficientemente grande para producir un stress de cizalla excesivo.



**Figura 2.3. Criterio de Falla de Mohr – Coulomb. Modificada de “Practical Approaches to Sand Management”, Oilfield Review, 2004**



La resistencia de la roca bajo las condiciones de fondo del pozo depende de varios factores. Los más importantes son: la cohesión, el ángulo de fricción interna, los esfuerzos principales y la presión de poro. La cohesión está fuertemente influenciada por el grado de cementación de la roca. El ángulo de fricción interna es influenciado por la fracción volumétrica de las partículas duras (feldespato o cuarzo) en la roca. Los granos de arena en formación de areniscas débiles comienzan a disgregarse de la matriz debido a las fallas volumétricas, por cizalla y/o por tensión.

Durante la producción de crudo, las fallas causadas por la depleción o drawdown pueden resultar en una cantidad crítica de arena producida. Incrementos en el drawdown generan esfuerzos efectivos mayores alrededor del pozo o del túnel de perforación, y si estos exceden la resistencia de la roca en esta geometría, ésta fallará y la arena puede ser producida. Por su parte un incremento en la depleción puede modificar los esfuerzos in situ, lo cual puede aumentar la posibilidad de la producción de arena.

La falla por tensión ocurre en formaciones de areniscas débiles principalmente por una alta tasa de flujo, la cual es función del drawdown. Este tipo de falla a menudo esporádica, produce volúmenes de arena relativamente pequeños, y se agudiza por cambios rápidos en las tasas de producción del pozo.

La falla volumétrica, o colapso de poro, está asociado con el drawdown y la depleción, y ocurre en yacimientos de alta porosidad.

Muchos de los eventos en la historia de la roca del yacimiento pueden cambiar su resistencia y eventualmente resultan en el comienzo de la producción de la arena. Algunos esfuerzos adicionales se producen en la perforación, completamiento y estimulación del yacimiento. También la resistencia de la roca puede reducirse por eventos de producción como estimulación acida, compactación del yacimiento o incremento en la saturación de agua, como



antes se mencionó. Generalmente en rocas inconsolidadas y débiles, la resistencia de la roca disminuye con el incremento en la saturación de agua, lo cual ocurre en proyectos de recuperación secundaria mediante inyección de agua, incrementando de esta manera la frecuencia de arenamientos.

No todos los granos disgregados son movilizados por los fluidos producidos. Estos pueden permanecer en la perforación, o en el pozo, y eventualmente cubrir el intervalo productor. El grado en el cual los granos de arena son movilizados depende de factores tales como la viscosidad y velocidad del fluido, de manera muy compleja y poco entendida. Cuando se trata de predecir cuando y donde ocurrirá la producción de arena, la falla de la roca y la disgregación de granos resultante, se deben considerar en conjunto con la erosión de la partícula y su movilización en el flujo de producción.

#### **2.2.1.1. Obtención de Datos<sup>5</sup>**

Modelar la tendencia de un yacimiento a producir arena es una herramienta fundamental para diseñar un manejo óptimo del arenamiento, para lograrlo se requiere del conocimiento de las magnitudes de los esfuerzos principales en el yacimiento. Para realizar la medición de la magnitud del esfuerzo horizontal en fondo, se emplea una técnica de fracturamiento hidráulico llamada DataFRAC sobre los pozos que requieren estimulación hidráulica.

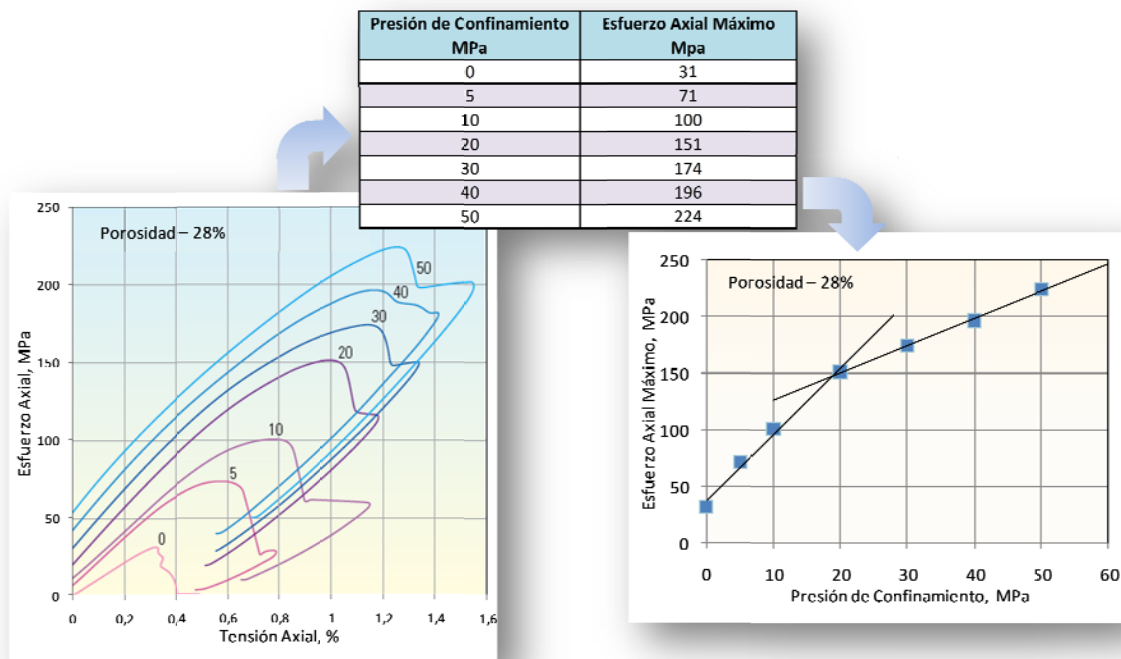
Un alternativa a este procedimiento fue desarrollado usando el registro MDT. La herramienta MDT desarrolla pruebas de microfracturamiento hueco abierto sobre pequeños intervalos. El dispositivo MDT inyecta fluido en un intervalo a una tasa constante hasta que se inicia la fractura. La fractura se propaga perpendicularmente a la dirección del esfuerzo mínimo in situ. Similar al servicio DataFRAC, esta técnica mide la respuesta de presión después de

---

<sup>5</sup> "Practical Approaches to Sand Management", Oilfield Review, 2004

iniciada la fractura para determinar el esfuerzo principal mínimo y se puede usar con otras herramientas de registro para proporcionar un análisis más comprensivo.

Los dispositivos de registro sísmico modernos, permiten obtener medidas de la anisotropía de los esfuerzos de corte para determinar las direcciones de los esfuerzos in situ tanto en formaciones competentes como en las no competentes. Estas herramientas proporcionan también parámetros mecánicos cruciales para evaluar la resistencia de la formación y predecir los problemas de producción de arena. Los valores medidos de tiempo de viaje compresional ( $t_c$ ) y tiempo de viaje de esfuerzo de corte se emplean para calcular las propiedades elásticas dinámicas, incluyendo la relación de Poisson ( $\nu$ ) y el modulo de Young ( $E$ ).



**Figura 2.4. Construcción de una Envolvente de Falla. Modificada de “Practical Approaches to Sand Management”, Oilfield Review, 2004**



Las propiedades estáticas de la roca son derivadas de las pruebas de laboratorio, en éste, los esfuerzos efectivos sobre la muestra de la roca gobiernan la fractura, pero la forma, el tamaño, la humedad y los defectos de la muestra también influyen en ella. Un envolvente de fractura se construye usando datos de varias pruebas de compresión, en la cual se grafican típicamente los puntos picos de esfuerzo axial contra el diferencial de presión de confinamiento usado durante las pruebas. El procedimiento para la construcción de la envolvente consiste en la adquisición de datos de tensión y esfuerzo axial a diferentes presiones de confinamiento en el laboratorio. Luego se realizan graficas de presión de confinamiento usada durante la prueba contra el pico de esfuerzo axial que ocurre antes de la falla, permitiendo estimar el ángulo de fricción interno. La figura 2.4 muestra de forma simplificada la metodología descrita.

Los datos de las pruebas de laboratorio mejoran enormemente el conocimiento general del esfuerzo sobre la roca del yacimiento y se pueden usar para calibrar los valores derivados de los registros. Sin embargo, desarrollar estas pruebas requiere de equipo especializado, y la adquisición de muestras de roca significativas puede ser difícil o casi imposible.



### 3. MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA<sup>6</sup>

Es claro, que para todo proyecto de explotación de hidrocarburos sensible a la producción de arena, existe la notable necesidad de desarrollar una gestión específica óptima de manejo de dicha producción, según sea el caso al que los ingenieros se vean enfrentados. Estadísticamente se estima que más del 70% de los yacimientos de gas y crudo en el mundo se encuentran en arenas poco consolidadas; El Campo La Cira – Infantas, como se muestra en su descripción estructural, hace parte de este porcentaje de yacimientos propensos a la producción de arena, adicionalmente, al estar sometido a recuperación secundaria mediante inyección de agua, el arenamiento es mucho más frecuente por razones ya analizadas y que se estudiarán con mayor detalle en capítulos posteriores.

El desarrollo de una estrategia apropiada para el manejo de yacimientos con problemas de arenamiento es bastante complejo, y requiere de una propuesta integrada para encontrar la solución óptima de resolver este evento indeseable. Esto requiere de una integración de aspectos claves en: la caracterización del yacimiento, perforación, completamiento y tecnologías de producción (cabezal, líneas de flujo y facilidades de superficie).

La mitigación del arenamiento requiere de una predicción confiable del problema, diseño preciso del pozo, y la selección de una estrategia óptima de completamiento. En la mayoría de casos, donde la producción de arena se considera un riesgo, la propuesta convencional es usualmente iniciar un control en el fondo del pozo para excluir la producción de arena empleando algunas de las técnicas tradicionales tales como los empaques de grava y las mallas preempacadas, muchas de las cuales no son muy exitosas, pues conllevan a

---

<sup>6</sup> “Intelligent Sand Management”, SPE98818



un desmejoramiento de la producción; Ésta preocupación ha dirigido a un nuevo concepto de manejo total de arena en términos de estrategia completa de desarrollo, que envuelve: completamiento, monitoreo y manejo en superficie. Esta estrategia de manejo total requiere de una propuesta que proporcione beneficios significativos de productividad incrementada y capital reducido, reflejados en minimización de costos operacionales, por disminución de acciones remediales y de mantenimiento. Mediante la planeación y ejecución de un manejo adecuado de la arena se tiene como desafíos claros: maximizar el desarrollo y el desempeño de pozo, minimizar el costo del pozo y mantener su integridad, todo esto para asegurar que el proyecto de explotación sea lo suficientemente atractivo.

Esta gestión requiere de varios parámetros a saber:

- Conocer sí, y cuando el yacimiento de estudio producirá arena.
- Conocer que volumen de arena es probablemente producido a través de monitoreo. Este aspecto se enfatizará como fundamental en la definición de la estrategia de control o manejo de arena en el campo La Cira – Infantas.
- Aplicar el control apropiado de arena en el pozo, donde y cuando sea necesario.
- Aplicar el apropiado control y manejo de la producción de arena en superficie, donde sea más factible.
- Optimizar el diseño y la instalación del sistema de completamiento de control de arena y facilidades de superficie.

El objetivo eventual es asegurar que los pozos ofrezcan la máxima entregabilidad, a un costo mínimo en su vida útil, para maximizar su NPV (Valor Actual Neto).

La descompactación o descementación de la arena, la migración y su eventual producción son fenómenos transitorios. Sin embargo, cualquier estrategia



exitosa de manejo de arena requerirá un ciclo de vida de planteamiento global, propuesto para mejores resultados.

El proceso convencional de manejo de arena incluye:

- Minimizar el riesgo del arenamiento a través de la predicción de la descompactación o descementación y producción de la arena. Esto envuelve sí y cuando una arena de yacimiento fallará.
- La selección de una opción de control de arena ajustada para este propósito. Esto puede ser tanto un control de arena pasivo como uno activo. Hay opciones de control dentro del pozo o en superficie.
- El monitoreo del volumen de grano de arena producida.
- Manejo en superficie.

Es claro que cada uno de estos pasos, deben ser procesos dinámicos que se adapten a los cambios en la formación y en los procesos de producción, por lo cual se hace necesario un monitoreo en tiempo real.

Las áreas claves que se deben tener en cuenta al momento de diseñar y elaborar cada uno de los pasos del manejo, incluyen:

- Mecanismos de migración de finos en arenas Darcy.
- Mecanismos de taponamiento de poros.
- Seguimiento en tiempo real de migración y movilización de sólidos.
- Análisis conjunto al Simulador de yacimiento.
- Predicción en tiempo real del potencial de arenamiento.
- Completamiento de control de arena inteligente.



En este punto evidenciamos de nuevo, que para atacar un problema de arenamiento, es vital entender los fenómenos que se llevan a cabo dentro de nuestro yacimiento, para que la solución planteada sea la más efectiva; cuando se habla de un control de arena “inteligente”, se hace mención a un control dinámico, que responda de una manera óptima a los cambios del pozo y las condiciones de fondo. La predicción del potencial de arenamiento se vuelve una necesidad crucial con el fin de optimizar el diseño de los completamientos, y así prolongar la solución a lo largo de la vida útil del pozo.

### 3.1. PREDICCIÓN DEL POTENCIAL DE ARENAMIENTO<sup>7</sup>

La primera etapa de una estrategia de manejo de arena en el desarrollo de cualquier yacimiento con problemas de arenamiento, es determinar si bajo las condiciones presentes, existe algún riesgo de producción de arena. Los ingenieros de completamiento necesitan conocer las condiciones bajo las cuales un pozo producirá arena, esto no es siempre una tarea simple.

En su caso más sencillo la predicción de arena envuelve la observación del desempeño de los pozos offset o pozos de compensación cercanos, y así establecer correlaciones para estimar el comportamiento de dicha producción. De otro modo, predecir el comportamiento de la producción de arena inicia con el desarrollo de un modelo mecánico de la roca, para entender el modelo geomecánico del campo. Estos modelos son especialmente importantes cuando se intenta evaluar el impacto de un método de completamiento dado, en rocas débiles. En su forma más básica (una dimensión) un modelo de este tipo contiene información sobre los esfuerzos verticales y horizontales, presión de poro, esfuerzo sobre la roca, propiedades de la roca y datos geológicos, tales como el buzamiento de la formación.

<sup>7</sup> “Intelligent Sand Management”, SPE98818



Un modelo mecánico puede usar valores adicionales de entrada de los modelos geológicos y geofísicos que definen las características tectónicas, tales como las fallas y los pliegues. Los modelos de yacimiento que describen la depleción del campo pueden ser ingresados también al modelo. Un modelo de tres dimensiones bien construido permite al ingeniero determinar el estado de esfuerzo en el yacimiento y los estratos circundantes en cualquier emplazamiento en el campo.

Los modelos de predicción de arena se enfocan sobre la fractura de la roca del yacimiento y migración de los granos disgregados resultantes de las prácticas de completamiento. La información sobre los mecanismos que conducen la producción de arena no se obtiene fácilmente de las observaciones hueco abajo, por lo tanto se requiere una investigación de laboratorio.

El análisis de producción de arena radica en que la presión del túnel de perforación es menor que la presión del yacimiento, permitiendo al fluido fluir. O, en el caso de completamiento hueco abierto, la presión del pozo es menor que la presión del yacimiento. Los cálculos de esfuerzo son realizados a la orientación y fase de perforación apropiada para determinar el drawdown mínimo que no provoque la falla, o el máximo drawdown de arena libre. Esta caída de presión es luego usada para calcular las tasas de producción y establecer si se alcanzan los requerimientos mínimos de producción, sino es así, el diseño de completamiento debe ser modificado.

De este modo la predicción de arenamiento normalmente envuelve:

- Desarrollo de perfiles de esfuerzo de la formación basados en datos de registros obtenidos de pozos pilotos.
- Calibración de los datos de esfuerzo derivados de los registros contra los datos de pruebas de laboratorio en materiales de corazones obtenidos de los pozos pilotos.



- Evaluación de los esfuerzos de la formación calibrados contra los esfuerzos pronosticados actuando sobre la formación, con el fin de determinar la probabilidad de falla de la arena.
- Revisión de los datos de pruebas de pozo para indicaciones de la producción de arena.

Los resultados generalmente ofrecen una guía útil para decidir si el control de arena se requiere como parte inicial del completamiento o durante el inicio de la producción. En pozos exploratorios, una prueba de flujo de arena es usada a menudo para evaluar la estabilidad de la formación. Dicha prueba envuelve la producción de arena, siendo detectada y medida en superficie durante un Drill Steam Test (DST). La información cuantitativa puede ser adquirida mediante el incremento gradual de la tasa de flujo hasta que la arena se produce, cuando se alcanza la capacidad de flujo anticipada del completamiento o el máximo drawdown.

Entonces, es posible establecer una correlación entre la producción de arena, datos del pozo, y parámetros de campo y operacionales. Una predicción exacta del potencial de arenamiento requiere un conocimiento detallado de los esfuerzos mecánicos de la formación, el esfuerzo terrestre in situ y la manera en que la roca fallará.

Se pueden usar medidas de laboratorio sobre corazones recogidos para reunir datos de los esfuerzos de la roca. Esta información se puede usar para predecir el drawdown de presión que inducirá arenamiento. Aunque estas técnicas proveen una medida directa de los datos de entrada críticos, son relativamente costosos de adquirir y están solo disponibles para profundidades discretas, en algunas de las zonas de algunos de los pozos, lo cual limita enormemente su aplicación.

Las medidas de los registros wireline, proveen perfiles continuos de datos, sin embargo, los registros no proporcionan una medida directa del esfuerzo de la roca o stress in situ; esto ha generado un incremento en la técnicas de interpretación que combinan las medidas directas con los registros sísmico y



densidad, para derivar las propiedades elásticas de las rocas y predecir el potencial de arenamiento.

Un ejemplo es el análisis “IMPACT” (Integrated Mechanical Properties Analysis & Characterization of Near Wellbore Heterogeneity)<sup>8</sup>, Análisis integrado de propiedades mecánicas y caracterización de la heterogeneidad cercana al pozo. Este análisis predice el potencial de arenamiento usando valores para el esfuerzo de la formación obtenido por correlación de registros y corazones, y esfuerzos in situ derivados de modelos geológicos que emplean registros y datos de microfractura, junto con uno o dos modelos de falla de la roca.

Debido a que no existe una teoría que unifique como conectar las mediciones de los registros al esfuerzo de la roca y los datos de corazones, se han derivado correlaciones empíricas para obtener los parámetros de esfuerzo de la roca deseados, de las propiedades elásticas derivadas de los registros.

Los esfuerzos terrestres in situ se deben a muchos factores, algunos ya mencionados anteriormente, incluyendo el peso de sobrecarga, fuerzas tectónicas y presión de poro. La información de presión de poro del yacimiento es también necesaria y puede ser estimada empleando las herramientas de prueba de formación wireline o DST.

Como ya se expuso, el arenamiento en el yacimiento/pozo es un fenómeno transitorio, el cual puede cambiar con el tiempo debido a precipitaciones impuestas por factores operacionales y diagénesis del yacimiento, consecuencia de la exploración, perforación, completamiento de producción y fases de workover de desarrollo, hasta un abandono final. Los fenómenos de arenamiento son fuertemente influenciados por: las trayectorias de esfuerzo del yacimiento, presión del yacimiento/confinamiento, el perfil de drawdown/depleción, tipo de fluido del yacimiento, estrategia de completamiento y producción, mecanismo de empuje y especialmente el

---

<sup>8</sup> “Sand Control. Why and How?”. Oilfield Review



comienzo de la producción de agua. De este modo el desarrollo y forma de iniciar la producción de arena, continuará cambiando especialmente con la presencia de finos, los cuales pueden fácilmente migrar. Las predicciones realizadas antes de perforar un pozo no pueden ser tomadas como validas durante o después de la perforación y en las operaciones durante la producción. Este estimativo inicial es, sin embargo, importante para tener la capacidad de predecir el arenamiento en cualquier tiempo durante el ciclo de vida de un desarrollo. Esto es solo posible a través de una integración de este estimativo inicial y el monitoreo/evaluación en tiempo real durante la perforación y la producción, para actualizar dicha predicción hecha en la etapa de pre-perforación del desarrollo del campo.

Con la predicción en tiempo real de potencial de arenamiento, será posible seguir los cambios en la forma de descompactarse las arenas productoras del yacimiento y también predecir el volumen de arena correspondiente.

Contando con una predicción confiable, las decisiones con respecto a: el tipo de completamiento y su diseño, despliegue de la malla, diseño del empaque de grava y el manejo de superficie se pueden realizar mucho más fácil. La predicción de arena en tiempo real es también enlazada para ofrecer un mejor potencial para optimizar la perforación y la producción, proporcionando seguridad y eficiencia. El impacto total consiste en reducir los costos del ciclo de vida y mejorar la economía del campo.

### 3.1.1. Teoría de Fondo<sup>9</sup>

Existen gran cantidad de modelos, los cuales relacionan el tamaño de grano con otras texturas y parámetros petrofísicos, como la porosidad, permeabilidad, saturación de agua irreducible, empaque y forma de grano, entre otros. Modelos similares relacionan estos parámetros texturales y petrofísicos con UCS (Esfuerzo Comprensivo Uniaxial) y otras propiedades geomecánicas de la

<sup>9</sup> Intelligent Sand Management". SPE98818

roca tales como el ángulo de fricción interno, razón de Poisson, compresibilidad de grano, las cuales son indicativos del potencial de arenamiento en las rocas del yacimiento. Esta relación entre el tamaño de grano y las propiedades geomecánicas, se ha adoptado para la predicción del potencial de arenamiento en tiempo real y del correspondiente volumen de arena producida.

Los registros de esfuerzos de la formación de pozos pilotos, son ahora a menudo obtenidos de datos de corazones y registros sínicos. A partir de este conjunto de datos es posible analizar el modelo de falla de la formación. La falla comprensiva por cizalla, la cual es una función de la producción masiva y continua de arena, depende del esfuerzo de la formación y el esfuerzo efectivo in situ. La falla tensil es el modo de falla transitorio y es el resultado de esfuerzos de tensión excesivos aplicados a la cara de la arena, debido a altos drawdown.

De este modo con cualquier evaluación de esfuerzos en tiempo real, una generación de registro de esfuerzos puede hacerse usando registro sínico, densidad, porosidad y contenido de arcillas. Asimismo los registros de esfuerzos de la formación pueden ser obtenidos de los sistemas típicos para evaluación en tiempo real. Esta propuesta ha sido empleada exitosamente en el pasado para identificar intervalos de perforación basados en las fracturas tensil y de cizallamiento.

El desarrollo de perfiles de tamaño de grano es convencionalmente realizado mediante el desarrollo de un análisis de muestras de corazones. Los parámetros de distribución del tamaño de grano son entonces estimados usando varias formulas y correlaciones. Alternativamente también se han empleando el análisis de regresión lineal y formulas funcionales, las cuales relacionan los parámetros petrofísicos a los parámetros de grano. Estas técnicas usan ecuaciones simplificadas para expresar relaciones correlativas entre estos parámetros. Las redes neuronales tienen el potencial de describir exactamente el comportamiento de cualquier sistema complejo, una vez se



tienen los datos de entrada apropiados; la topología y los parámetros de red son usados para la implementación del análisis neuronal de tales sistemas y han sido exitosamente aplicados.

Tanto las redes neuronales codificadas, como las técnicas multivariadas, se han usado para modelar la distribución del tamaño de grano y se han comparado sus desempeños, evidenciándose el mejor desempeño de las redes.

### 3.1.1.1. Correlación. Obtención Parámetros Petrofísicos de Registros

La predicción del potencial de arenamiento en tiempo real requiere disponibilidad en todo momento de la información relevante y los datos. La información sobre los datos petrofísicos, los cuales sirven como entrada a la red puede obtenerse directamente de varias fuentes. Ejemplos de tales fuentes, como las antes mencionadas, incluyen LWD, registros wireline, NMR, RPMWD (Medición de la presión de yacimiento durante la perforación), y MDT. Modelos empíricos y semi-empíricos se pueden usar para calcular los valores de los registros. Un modelo típico usado es:

$$d_{50}^2 = \frac{c * \phi_e^{(5-3m)} [(1 - S_{wirr}) / S_{wirr}] * m^2}{k^{1/2} * S^2} ; \text{Ec. 1.}$$

Donde:

$d_{50}$  = Percentil 50 de tamaño de grano de la formación.

K = permeabilidad

$\Phi_e$  = Porosidad efectiva

S = área superficial de granos específica

$S_{wirr}$  = saturación irreducible de agua

m = factor de cementación.



C es una constante empírica la cual depende de la unidad hidráulica y la trayectoria de esfuerzo.

### **3.1.1.2. Evaluación del Volumen de Arena en Tiempo Real**

Definitivamente, los yacimientos no consolidados producirán arena, pero el principal problema es realmente que producción se considera indeseable, es decir cuál es el nivel tolerable de arena del yacimiento. Esto corresponde al punto donde la medida del volumen de arena se vuelve una necesidad primordial en el manejo inteligente de la arena.

Varios métodos son usados para monitorear la producción de arena, y el éxito de estos depende de la magnitud del problema y la naturaleza del pozo y el completamiento. Los métodos de detección en superficie usan sensores localizados en posiciones estratégicas en las líneas de flujo. Por ejemplo, sensores ultrasónicos no intrusivos que detectan la colisión de las partículas con la pared interior del tubo. Mediante el uso de estos registros se puede determinar si la producción de arena esta incrementándose o disminuyéndose, y puede facilitar el estimativo de erosión de los equipos.

Mediciones periódicas hueco abajo ayudan a evaluar la efectividad de los métodos de prevención de arena sobre el tiempo. Por ejemplo, los registros de producción o pruebas de pozo registran datos de presión y tasa de flujo para evaluar el daño al completamiento. La caracterización del empaque de grava puede ser alcanzada usando uno o una combinación de mediciones wireline. Estos dispositivos permiten a los ingenieros de completamiento y producción localizar el tope de un completamiento de empaquetamiento con grava y determinar su cobertura y calidad.

Monitorear los efectos de la producción de arena sobre una base mas permanente es alcanzado mediante la instalación de sensores hueco abajo que registran la presión de fondo fluyendo y temperatura.



La inexactitud en la medición de la arena producida de la formación, de los sistemas de medida y monitoreo mencionados, ha amenazado la eficiencia de la estrategia de manejo de arena existente. Esto es debido a la carencia de exactitud en los sistemas de monitoreo de arena existentes en superficie y en fondo. Estos sistemas han introducido errores en términos de diferencias entre las medidas de volumen de producción de arena real y en superficie. Existe una discrepancia en las medidas, ya que cierta cantidad de arena queda retenida en las perforaciones o en el pozo, y no llega a superficie, por lo que no es medida por las herramientas de monitoreo de arena existentes. Esto constituye un vacío tecnológico que el manejo inteligente de arena busca adelantar para ofrecer mejores soluciones.

Sin embargo, con una propuesta inteligente, el volumen real de arenas propensas o formaciones productoras podría ser medido exactamente. Esto incluye el monitoreo y las mediciones en tiempo real, que ayudará en la toma rápida de decisiones sobre problemas de arenamiento. Algunos ejemplos de ventajas de medir el volumen exactamente y en tiempo real, se presentan en las facilidades de superficie de manejo efectivo de la arena, donde se mitigan los riesgos ambientales, que resultan de la erosión y fractura de la tubería de producción o líneas de flujo y taponamiento de las perforaciones y mallas, otras ventajas son los procesos efectivos de limpieza de arena en el pozo y la optimización de la producción en arenas propensas y formaciones productoras.

Para estimar el volumen real de arena durante la perforación o la producción, se estableció una relación entre el volumen de grano de arena y la porosidad. Este concepto fue basado en el simple principio de que la arena separada de la formación rocosa causa disminución en el volumen de grano de arena y de este modo un incremento en la porosidad. La porosidad en el tiempo inicial,  $t_i$ , se incrementará en un tiempo posterior,  $t_n$ , si el arenamiento comienza a ocurrir.

Para obtener esta relación y usarla en tiempo real, se adoptó el uso de varios registros tanto de producción como de pozo; La ventaja de usar estos registros



es la disponibilidad de información dinámica de todo el pozo, y su frecuencia y continuidad en tiempo real.

Los registros seleccionados para este propósito son:

- Registro sónico usando (BHC), herramienta de registro compensado para fondo de hueco.
- Registro densidad usando (FDC), herramienta de registro compensado para densidad de la formación.
- Registro neutrón usando (CNL), herramienta de registro neutrón compensado.

La premisa se basa en la relación básica entre porosidad, tamaño de poro y volumen de poro, así como el volumen de grano:

$$\varphi = \frac{V_p}{V_b} ; \text{Ec. 2.}$$

Donde  $V_p$  es el volumen de poro y  $V_b$  es el volumen compacto de la formación rocosa y  $\Phi$  es la porosidad.

De la correlación de Blake – Kozeny:

$$D_{pore} = \frac{d_{50} * \varphi}{3(1 - \varphi)} ; \text{Ec. 3.}$$

La porosidad de la respuesta validada del registro proporciona una representación continua del volumen de poro como una función de la profundidad en un pozo para una unidad hidráulica dada.

Se reacomodó la ecuación anterior con el fin de establecer una relación entre  $\Phi$  y  $V_g$ :

$$V_g = V_b(1 - \phi) ; \text{Ec. 4.}$$

Las ecuaciones 3 y 4 en simples términos indican que un cambio en el perfil de tamaño de grano con una litología de yacimiento no consolidada, tiene un efecto en la porosidad, volumen de poro y correspondiente volumen de grano de arena in situ.

De la ecuación 3., el volumen de grano fue computado para cambios de porosidad y del tiempo en arenas propensas o formaciones productoras. Sin embargo, las variables en la ecuación 3 son  $V_g$  y  $\Phi$ ,  $V_g$  fue asumido constante y fue estimado de los datos de registros.

La ecuaciones 3 y 4 puede ser modelada como

$$Q_s = Uf(\phi) ; \text{Ec. 5}$$

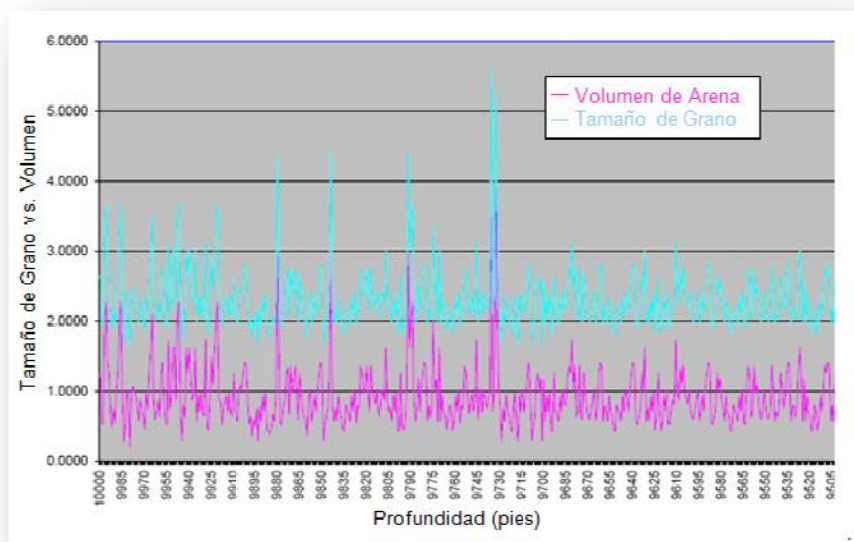
Donde,  $Q_s$  representa el volumen de arena real,  $U$  es constante y es la fracción de granel del volumen de la arena propensa o formación productora,  $\Phi$  es el valor de la porosidad a un tiempo específico.

La ecuación 3 puede representarse en esta forma:

$$V_{gn} = V_b(1 - \phi_n) ; \text{Ec. 6.}$$

Donde,  $n$  representa los cambios en la variable en el tiempo.

De este modo con este concepto, el volumen producido y la distribución del tamaño de grano de la arena producida puede ser computada, un ejemplo de esta correlación se puede evidenciar en la figura 3.1.



**Figura 3.1. Evaluación de Volumen de Arena en tiempo real. Modificado de “Intelligent Sand Management”, M. Babs; Macleod C.; G. Oluyemi.**



### **3.2. DE LA PREDICCIÓN A LA PRÁCTICA<sup>10</sup>**

Con el conocimiento pleno del yacimiento, sus esfuerzos y la probabilidad de encontrar producción de arena, las compañías operadoras pueden hacer decisiones sobre el mejor enfoque para optimizar los completamientos de pozo y limitar el impacto del arenamiento. Los métodos de exclusión de arena se requieren cuando existe un alto riesgo de su producción. Sin tener en cuenta el método, el manejo de la arena adecuado es el vehículo necesario para balancear el control de la arena con los resultados de producción deseados a través de completamientos optimizados.

#### **3.2.1. Practicas Convencionales<sup>11,12</sup>**

El empaquetamiento con grava es una técnica común de exclusión de arena que se ha empleado desde los años 30's. Este procedimiento envuelve el bombeo de una lechada diseñada, comprendiendo grava de un tamaño específico y un fluido transportador apropiado, para llenar el espacio anular entre una malla centralizada cuidadosamente seleccionada y el casing perforado, o la formación, en el caso de un empaque de grava hueco abierto.

El diseño de empaque de grava en hueco revestido debe incluir la optimización de las perforaciones. La selección del sistema de disparos de perforación más ajustable y el método de perforación puede también mejorar la efectividad del empaquetamiento con grava mediante la disminución del daño en la perforación.

Los empaques de grava hueco abierto requieren la remoción de la torta de filtrado del completamiento, en adición a las condiciones estándar de diseño.

---

<sup>10</sup> Intelligent Sand Management". SPE98818.

<sup>11</sup>"Sand Control. Why and How?". Oilfield Review

<sup>12</sup>"Practical Approaches to Sand Management", Oilfield Review, 2004

La selección cuidadosa de los fluidos adecuados de perforación y completamiento, ayuda a asegurar un adecuado desarrollo de la torta de filtrado y su posterior remoción. Es imperativo remover tanta torta de filtrado como sea posible para maximizar la permeabilidad del empaque de grava.

En yacimientos de baja permeabilidad, yacimiento que producen fluidos de alta viscosidad, o yacimientos estratificados, la técnica de empaquetamiento “Frac” ha sido ampliamente exitosa. En rocas no competentes, este método produce una fractura hidráulica corta y amplia. Además incrementa el radio de completamiento efectivo y el área abierta al flujo, y reduce la producción de arena asociada con altas velocidades de flujo y las perforaciones inestables. En el pasado, las operaciones incluían de forma separada: la limpieza de pozo, instalación de malla de exclusión de arena y empaquetamiento con grava, todo después del fracturamiento. Sin embargo, gracias a avances en los equipos hueco abajo asociados a esta operación, ahora permiten ser completados con la malla ya en su lugar, y luego seguir por el empaquetamiento con grava.

Existe también un método de empaquetamiento “Frac” que envuelve la perforación orientada, inyección de resina para estabilizar la formación y uso de propantes cubiertos de resina y tecnología de fibras. Esta técnica junto a una lista creciente de opciones sin cedazos son opciones para la elección del operador para prevenir la arena antes que excluir su producción.

En zonas moderadamente débiles pero consolidadas, las técnicas de completamiento sin cedazos ofrecen soluciones efectivas para reducir o eliminar el arenamiento, a menudo con un menor costo y riesgo, y con producción de hidrocarburos incrementada.

Extensas investigaciones y experiencias de campo han demostrado la importancia de la orientación de la perforación para conservar su estabilidad y prevenir la producción de arena. Cuando se planea el fracturamiento hidráulico para ayudar a prevenir el arenamiento, las perforaciones deben estar alineadas con el plano preferido de fractura, o paralelo con la dirección del esfuerzo



máximo in situ. La orientación de las perforaciones a lo largo de la dirección del máximo esfuerzo in situ reduce la tortuosidad, o las restricciones sobre el flujo cercano al pozo durante el fracturamiento hidráulico.

Sin embargo, para pozos con completamientos solo perforados en formaciones débiles, alinear las perforaciones con el plano preferido de fractura no resultará necesariamente en los túneles más estables y en cambio pueden conducir a una producción de arena incrementada. Con un modelo 3D de predicción de arena, el estado de esfuerzos alrededor del pozo es modelado, permitiendo seleccionar las orientaciones de las perforaciones que minimicen el contraste de esfuerzos y maximicen la estabilidad de la perforación. Nuevas técnicas de perforación orientada han permitido a la industria entender de una mejor manera la relación entre los esfuerzos cercanos al pozo y la producción de arena.

Las técnicas de intervención de pozos varían en tipo y costo. Un operador puede escoger un método sin cedazos que no requiere taladro, tal como adicionar perforaciones, reperforar o técnicas de fracturamiento hidráulico. Operaciones importantes requieren un taladro, como empaquetamiento con grava o la instalación de malla expandibles, las cuales pueden ser necesarias para alcanzar mejores resultados, pero estas operaciones incrementan los costos.

Cuando la productividad del pozo justifica los recompletamientos, muchos métodos de exclusión y prevención de arena se convierten en opciones viables. Por esta razón, los recompletamientos marcan una nueva oportunidad para los operadores y prestadoras de servicios para incorporar las prácticas de manejo de arena.

Los diseños de las herramientas de empaquetamiento con grava y mallas, han mejorado drásticamente el proceso de exclusión de arena, aumentando la vida de los pozos y las reservas a evaluar. Un nuevo sistema de exclusión de arena llamado mallas de arena expandibles representa un adelanto fundamental en la



metodología. Los completamientos expandibles proporcionan un método eficiente alternativo mediante la expansión a las paredes del hueco para reducir el espacio anular, de este modo reduciendo el flujo anular, maximizando el volumen de pozo y estabilizando las paredes del pozo. La tecnología elimina la necesidad de otras líneas y empaquetamiento con grava, y potencialmente ofrece una productividad mayor que los completamientos con hueco revestido.

Los avances tecnológicos en todas las áreas del manejo de arena (predicción, prevención, monitoreo y remediación) refleja la escala del problema y la importancia de las soluciones. Las herramientas de modelamiento que predicen cuando el yacimiento fallará, ayuda a las compañías a dirigir problemas en fondo mediante la prevención de la falla de la formación, usando métodos sin cedazos o mediante el impedimento de la migración de la arena en la corriente de flujo.

La habilidad para predecir los volúmenes de arena en superficie exactamente sería muy útil. Sin embargo, esto continúa siendo un desafío desalentador, especialmente en pozos desviados y altamente desviados, debido a que requiere que todos los modos de transporte de arena sean considerados. Además, existen más complejidades si se tiene en cuenta los tipos de completamientos y los regímenes de flujos. El mejoramiento de las técnicas de monitoreo y el aprendizaje de cómo manejar los datos de monitoreo en los modelos y los simuladores puede ser un enfoque más práctico.

Como con otros desafíos de los campos de crudo, el manejo de la producción de arena requerirá la colaboración de expertos, el desarrollo de procesos efectivos y eficientes, y el uso apropiados de las tecnologías. La producción de hidrocarburos de yacimientos débiles es un negocio difícil debido a que lo desconocido pesa más que lo conocido, pero el balance es claramente filtrado hacia mas producción con menos arena.



En el siguiente capítulo se realizará un estudio más detallado y concienzudo de los métodos de control de arena, con el fin de analizar su viabilidad en el campo La Cira Infantas.



#### **4. METODOS DE CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA**

Cuando se aborda un problema de producción de arena en un campo de explotación de hidrocarburos, el primer paso consiste, como se ha venido estudiando, en analizar el modelo de falla de la formación, con el fin de identificar la sensibilidad de ésta al arenamiento; luego de determinar las condiciones a las cuales se inducirá la producción de granos de arena, se realiza una predicción de tal evento, para cuantificar el volumen de arena a producirse. Contando con esta información, se define un límite de volumen de arena tolerable para el campo, el cual es función de la capacidad de manejo eficiente de arena de las facilidades de superficie y las líneas. En el mejor de los casos donde el volumen predicho es menor que el tolerable, el control de arena se enfoca en el manejo en superficie, y su estudio no se analizará a fondo en este proyecto, pero desafortunadamente, por lo general el caso existente es el contrario, y el volumen sobrepasa el valor aceptable. Es en este punto donde el ingeniero de operaciones debe tomar la decisión sobre que método de control de arena emplear, basado en toda la información adquirida mediante los pasos precedentes. Es por esto, que en este capítulo se busca recopilar las generalidades de los métodos de control de arena convencionales.

En el capítulo anterior se realizó una breve descripción de las alternativas existentes al momento de decidir el tipo de completamiento a usar en pozos susceptibles a la producción de arena; debido al gran impacto del problema de arenamiento en los campos de crudo, la tecnología de los métodos de control ha avanzado fuertemente para mitigar las consecuencias de la intrusión de arena y permitir a los ingenieros realizar completamientos que satisfagan las necesidades económicas de los proyectos.

La selección de un método de control depende del análisis de las claves del yacimiento y datos del pozo, así como análisis de laboratorio, los cuales



adicionan costos al pozo. El proceso es elaborado, y el éxito depende del índice de calidad del yacimiento y condiciones operacionales.

En pocas palabras la decisión tomada se basa en:

- Economía
- Tasa/recuperación/facilidades
- Completamiento
- HSE & restricciones regulatorias
- Resultado de la evaluación de riesgos

Una primera opción es tratar el pozo con “cuidado amoroso y tierno”, minimizando las descargas o choques al pozo por cambios en el drawdown y tasa de producción más lentas y en pequeños incrementos. La tasa de producción puede ser reducida para asegurar que el drawdown esté por debajo del punto en el cual los granos de la formación comienzan a separarse. De forma más sutil, la perforación selectiva puede evitar zonas donde es más probable el arenamiento. Sin embargo ambas opciones reducen la producción, lo cual puede afectar adversamente la economía del campo. Si estas soluciones parciales no dan resultados o el efecto sobre la productividad es muy elevado se debe seleccionar otro método.

Existen diversas maneras de clasificar los métodos de control, en este proyecto se manejará la siguiente convención:

- Métodos de Exclusión de Arena con filtros.
- Métodos de Completamiento sin filtros.

A continuación se detallaran cada uno de estos métodos, mencionando sus principales características y usos en la industria.



#### **4.1. METODOS DE EXCLUSION DE ARENA**

Estos métodos también son conocidos como métodos mecánicos, y son diseñados para limitar la producción de arena mediante una barrera física o filtro entre la formación y el pozo, entre los métodos de exclusión más convencionales se tienen:

- Empaquetamiento con grava
- Grava cubierta con resinas, sin mallas.
- Mallas independientes (liners ranurados, envueltos de alambre, mallas expandibles y liners ranurados expandibles)
- Fracturamiento – Empaquetamiento (Frac Pack)

##### **4.1.1. EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA<sup>13,14,15</sup>**

El empaquetamiento con grava ha sido usado en la industria del petróleo desde los años 30's, y actualmente es el método más empleado en el control de arena, con alrededor del 75% del total de los tratamientos.

En pocos términos, consiste en bombear una lechada de grava exactamente dimensionada en un fluido transportador dentro del anular entre la malla centralizada y el casing perforado o el hueco abierto, la grava también entra a las perforaciones si se está desarrollando el empaquetamiento en hueco revestido. Al continuar el bombeo, el fluido transportador se filtra en la formación a través de la malla y regresa a superficie. El empaque de grava crea un filtro granular con muy alta permeabilidad, alrededor de los 120 Darcy, previniendo la entrada de arena en el pozo.

---

<sup>13</sup> "Sand Control. Why and How?". Oilfield Review

<sup>14</sup> "Practical Approaches to Sand Management", Oilfield Review, 2004

<sup>15</sup> "Design of an Effective Gravel Pack for Sand Control: A Numerical Approach"

#### 4.1.1.1. Empaquetamiento con Grava Convencional (Low Rate Water Packs)<sup>16</sup>

Este tipo de empaquetamiento con grava es el más empleado en la industria del petróleo, se caracteriza porque las tasas de bombeo generan una presión menor a la presión de fractura de la formación y generalmente se encuentra en un rango de 4 – 6 BPM o menores. La concentración de la mezcla entre la grava y el fluido de transporte generalmente se encuentra en un rango de 0.5 a 2 Lb/gal.

**Tabla 4.1. Ventajas, desventajas, y consideraciones de aplicación y diseño de un empaquetamiento con grava convencional. Modificado de: Evaluación de las Técnicas de Control de Arena utilizadas en los Pozos del Campo Caño Limón y Campos Aledaños<sup>16</sup>.**

Ventajas	Desventajas	Cuando se debe aplicar	Consideraciones de Diseño
Empaquetamiento anular compacto.	Poca grava en las perforaciones y detrás del casing.	Si las perforaciones se encuentran muy cerca de zonas de Agua o Gas en donde no se pueden realizar fracturas.	Se recomienda no poner más de 25-50 Lb/pie de grava en las perforaciones.
Menor daño erosional debido a las bajas ratas.	No se sobrepasa o empaqueta la zona dañada de las perforaciones.	La formación es altamente permeable con mínimos daños ocasionados por la perforación y el completamiento.	
Bajos costos ocasionados debido a los bajos requerimientos de potencia en la bomba.	Alta caída de presión generada debido a empaquetamiento irregular en las perforaciones	Empleada para intervalos de más de 50 pies, y huecos desviados hasta horizontales.	Para intervalos mayores a 30 pies, el trabajo de bombeo se debe realizar en posición de circulación.
	El fluido transportador inyectado en la formación puede dañar la permeabilidad y restringir la producción.		

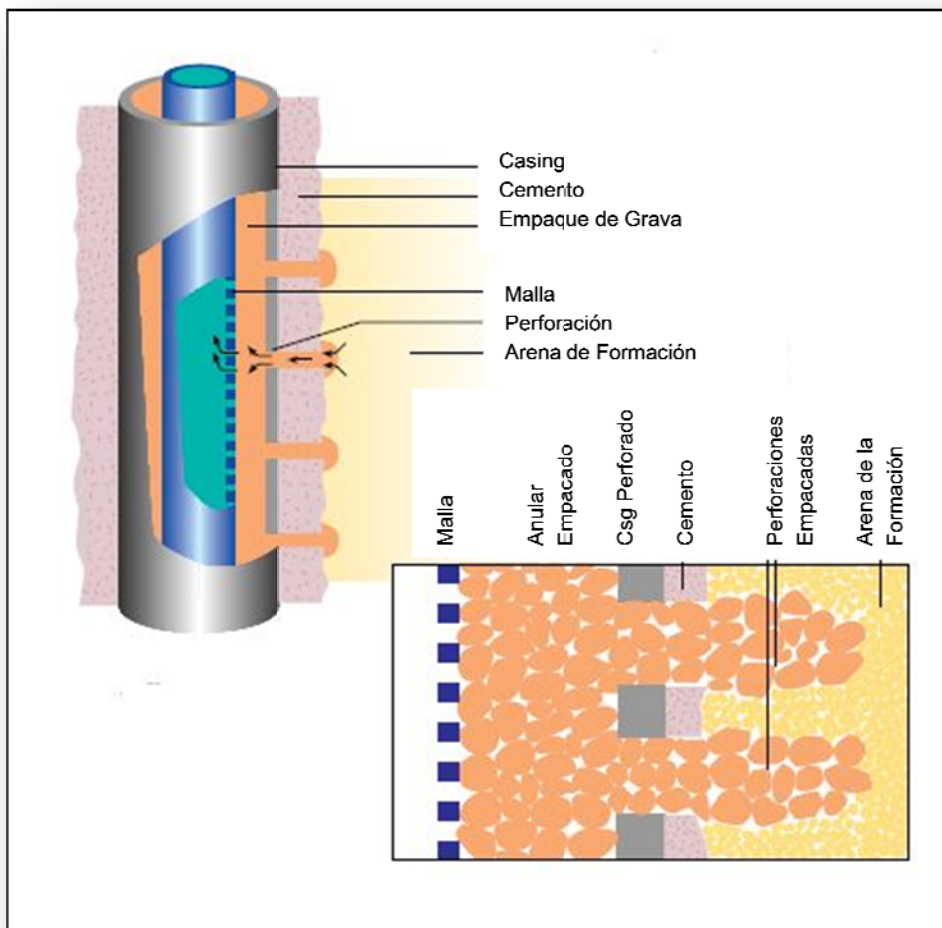
Aunque existen esas desventajas, es el método más efectivo de detener el movimiento de la arena y permitir la producción, aunque a una tasa reducida. Debido a esto el empaquetamiento con grava es el método predominante de uso actualmente.

Una manera empleada para establecer la viabilidad de un empaque de grava es construir curvas de rendimiento o desempeño del pozo usando un simulador

<sup>16</sup> Evaluación de las Técnicas de Control de Arena utilizadas en los Pozos del Campo Caño Limón y Campos Aledaños. Manfredo Antonio Kleber Salgado. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2007

de yacimientos y prediciendo el movimiento de la arena y como se ve afectado el drawdown.

Comúnmente el diseño de empaquetamientos con grava se ha basado principalmente sobre experiencia de campo ganada de pozos previos. Este enfoque aunque es razonablemente exitoso, no posee ninguna capacidad predictiva real, ni la habilidad para optimizar el diseño del empaquetamiento con grava usando un análisis de sensibilidad variable. Para desarrollar este último análisis mencionado debe existir un entendimiento detallado de la física del transporte de la lechada en el anular malla/casing, el cual permita la cuantificación de la relación variable en la forma de un modelo matemático.



**Figura 4.1. Empaquetamiento en Hueco Revestido.**  
 Modificada de "Sand Control: Why and How?", Oilfield Review.



El diseño y la instalación siguiente de un empaque de grava efectivo deben cumplir:

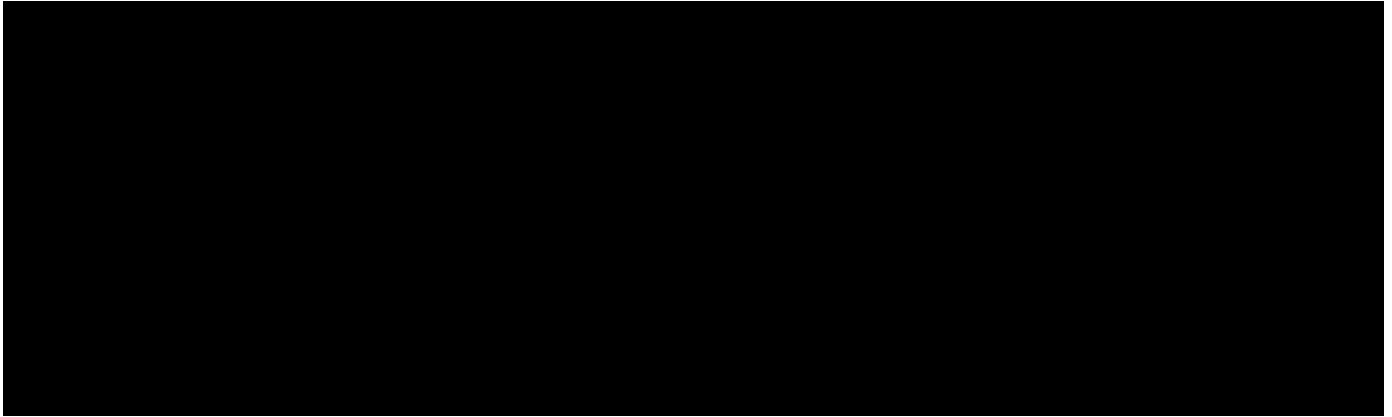
1. La prevención de la intrusión de arena dentro del pozo y el empaque mismo.
2. Proporcionar la máxima productividad mediante la disminución del daño asociado con la resistencia al flujo adicional del empaque con grava.
3. Minimizar el daño de permeabilidad a la formación.

Todo lo antes mencionado está muy interrelacionado, y se envuelve en la aparente complejidad del diseño de un empaque con grava efectivo. Para iniciar el diseño de un empaque con grava, se deben identificar y cuantificar las limitaciones de diseño existentes. Dichas limitaciones se clasifican como:

- A. Características de la Formación:** Comprende principalmente las características del fluido y la arena del yacimiento.
- B. Características del Pozo:** Principalmente tamaño del hueco, número y longitud de los intervalos para ser empacados con grava, ángulo de desviación y técnica de completamiento de fondo de hueco.
- C. Limitaciones Ingenieriles:** Esta sección es altamente variable pero podría incluir aspectos tales como disponibilidad de los equipos de superficie y hueco abajo.

Las limitaciones más comunes, identificables con cada uno de los tres aspectos anteriormente mencionados, se listan en la tabla 4.2.

**Tabla 4.2 Limitaciones de diseños del proceso de empaquetamiento con grava.<sup>17</sup>**



#### **4.1.1.2. Empaquetamiento con Grava a Altas Tasas (High Rate Water Packs)<sup>18</sup>**

Esta técnica ha tenido una gran aceptación en la industria petrolera debido a los buenos resultados mostrados en su aplicación. El objetivo principal de un HRWP es establecer un camino de alta conductividad desde la cara de la formación pasando a través del empaquetamiento del túnel de las perforaciones, hasta el empaquetamiento del anular formado entre el diámetro interno del revestimiento y el diámetro externo de la malla. Las tasas de bombeo de un HRWP se encuentran típicamente en un rango de 8 – 15 BPM. La concentración de la grava con el fluido de transporte normalmente aplica en rangos de 0.5 – 2 Lb/gal y el diseño del trabajo admite una colocación de grava en las perforaciones de 75 – 200 Lb/pie. La presión de fractura de la formación puede o no ser excedida, dependiendo del diseño y de las consideraciones de formación que se presenten, y que las fracturas generadas se encuentren en un rango de 5 – 15 pies.

<sup>17</sup> “Design of an Effective Gravel Pack for Sand Control: A Numerical Approach”

<sup>18</sup> Evaluación de las Técnicas de Control de Arena utilizadas en los Pozos del Campo Caño Limón y Campos Aledaños. Manfredo Antonio Kleber Salgado. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2007



**Tabla 4.3. Ventajas, desventajas, y consideraciones de aplicación y diseño de un empaquetamiento con HRWP. Modificado de: Evaluación de las Técnicas de Control de Arena utilizadas en los Pozos del Campo Caño Limón y Campos Aledaños<sup>18</sup>.**

Ventajas	Desventajas	Cuando se debe aplicar	Consideraciones de Diseño
Empaquetamiento anular compacto.	Se incrementa el volumen de fluidos a utilizar.	Si las perforaciones se encuentran muy cerca de zonas de Agua o Gas y la formación de fracturas se puede tolerar.	Se recomienda un volumen de grava en las perforaciones no mayor a 100 - 150 Lb/pie.
Se pueden empaquetar las perforaciones con mucha más grava.	Los costos son mucho más altos por los requerimientos de potencia	Radio de zona dañada poco profundo (Menor a 1 pie).	Para intervalos mayores a 30 pies, el trabajo de bombeo se debe realizar en posición de circulación.
Se crean caminos de alta conductividad por la zona dañada de las perforaciones.	Se requiere un mayor diseño, por lo que los riesgos se incrementan.	Pozos altamente desviados (ángulos > 60°).	
		Intervalos perforados mayores a 30 pies.	

#### **4.1.1.3. PRACTICAS RECOMENDADAS PARA LA EVALUACION DE ARENAS USADAS EN OPERACIÓN DE EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA.<sup>19</sup>**

Antes de entrar en detalle en el tema del diseño del empaque, es útil conocer y documentar las prácticas recomendadas por el American Petroleum Institute (API), para la evaluación de arenas usadas en operaciones de empaquetamiento con grava; estas enfocadas al control de calidad de la arena empleada en lo empaques, aspecto fundamental en el éxito de estas operaciones.

<sup>19</sup> Recommended Practices for Testing Sand Used in Gravel Packing Operations API RECOMMENDED PRACTICE 58. SECOND EDITION, DECEMBER 1995

### I. Procedimiento de muestreo de arena recomendado.

Este procedimiento debe principalmente proporcionar una muestra representativa del material de arena del empaque de grava proporcionado por la compañía proveedora o de servicios. Las muestras necesarias pueden ser obtenidas de tres fuentes potenciales: a) del suministrador de arena, después que el material ha sido inicialmente enmallado o reenmallado; b) de la compañía de servicios durante el llenado del contenedor de transporte con el material previamente ensacado o compactado; o c) en el lugar del pozo donde el material es usado. En cada caso existen recomendaciones para los procedimientos de muestreo.



**Figura 4.2. Equipo Convencional de Prueba.  
Tomado de Archivos Oxy**



### **a) Número de muestras recomendadas**

Como fuente básica de suministro, se debe obtener y probar un mínimo de una muestra por cada 10000 libras. Para material muestreado en el sitio de trabajo, se debe obtener un mínimo de una muestra por cada 2000 libras de arena o fracción usada, con un mínimo de 2 muestras por trabajo. Estas muestras en el sitio pueden combinarse y usarse como una sola muestra en las siguientes operaciones de evaluación o prueba.

### **b) Muestreo (Material Compacto)**

El dispositivo de muestreo, con su eje en dirección longitudinal a la corriente de flujo de arena, debe pasarse a una tasa uniforme de lado a lado a través del ancho total de la corriente de la arena, mientras la arena cae desde el transportador dentro del contenedor. La arena debe dejarse fluir por lo menos 2 minutos después del flujo inicial antes de tomar la primera prueba. Varias muestras deben ser extraídas aproximadamente a intervalos uniformes a través del cuerpo de la arena para asegurar una muestra representativa para el análisis. Durante el muestreo, el recipiente de muestreo se debe girar completamente de un lado al otro en intervalos cortos de tiempo. Bajo ningunas circunstancias el recipiente de muestreo debe dejarse rebosar.

## **II. Manejo y almacenamiento recomendado para las muestras de arena.**

### **a) Reducción y división de las muestras (Material Ensacado)**

Se debe obtener una muestra reducida de aproximadamente 1/16 del total original contenido en el saco. Localizar la muestra reducida, o la muestra obtenida durante operaciones de material compacto en el divisor de muestras y dividir la muestra para un tamaño apropiado de prueba. El uso de muestras apropiadamente dimensionadas y divididas para la evaluación es un paso esencial en los procedimientos recomendados.

### III. Análisis de Tamiz Recomendado.

Se necesitan seis tamices calibrados más un recipiente en un nido de mallas o tamices de aberturas en orden decreciente de tope a fondo (ver Tabla 4.3 para tamaño de mallas recomendados). Obtener una muestra dividida de aproximadamente 100 gramos y establecer un muestra con exactitud de peso de 0.1 gramos. Verter la muestra dividida en el tamiz del tope y localizar el nido de las seis mallas más el recipiente en la rumba tamiz de prueba, o equivalente, y tamizar por 10 minutos. Remover y descargar cada tamiz, asegurándose de cepillar cada tamiz minuciosamente con el cepillo recomendado por el fabricante del tamiz para remover todos los granos de arena. Establecer un peso exacto de arena retenida en cada uno de los seis tamices y en el recipiente. Calcular el porcentaje por peso de la muestra de arena total retenida en cada uno de los tamices y en el recipiente. El peso acumulativo debe diferir en un 0.5 % del peso de la muestra usada en la prueba. Si no, el análisis de tamiz debe ser repetido usando una muestra diferente.

**Tabla 4.4. Tamaños de Arena de Empaquetamiento.  
Tomado de “Api Recommended Practice 58”**

Tamaños Abertura de Tamiz, micrometros	2360/ 1180	1700/ 850	1180/ 600	850/ 425	600/ 300	425/ 250
Denominaciones de Tamaño de Arena	b 8/16	a 12/20	b 16/30	a 20/40	b 30/50	a 40/60
Conjunto de Mallas U.S.A. Recomendadas para la prueba	6 8 10 12 14 16	8 12 14 16 18 20	12 16 18 20 25 30	16 20 25 30 35 40	20 30 35 40 45 50	30 40 45 50 60 70
a, Tamaño de Arena de Empaquetamiento Primario b, Tamaño de Arena de Empaquetamiento Alterno						

#### a) Tamaño recomendado para la arena

Se recomienda que un mínimo del 96% de muestra de arena probada, debiera pasar la malla gruesa designada y ser retenida en la malla fina designada, esto



es, 12/20, 20/40, 40/60, y así sucesivamente. No más del 0.1% del total de la muestra de la arena muestreada debería ser mayor del tamaño del primer tamiz en el nido especificado en la tabla 4.3, y no más del 2% del total de la muestra de arena probada debe ser más pequeña que el ultimo tamiz diseñado, esto es, un 20/40 de la muestra de arena debe tener no más de 0.1% del total de la muestra probada retenida en el tamiz de malla 16 y no más del 0.2% del total de la muestra probada pasar a través del tamiz de malla 40.

#### **IV. Redondez y esfericidad de la arena para empaquetamiento de grava.**

Existen muchos métodos para medir y reportar las formas y las identidades geométricas de los granos de la arena. Algunos envuelven tediosas medidas; otras requieren comparación visual, es decir, requieren de alguna habilidad y juicio del técnico. Los parámetros de forma de granos comunes que han sido encontrados útiles por inspección visual de la arena son esfericidad y redondez. La experiencia ha mostrado que los mejores resultados son obtenidos con estas pruebas cuando la esfericidad y redondez son determinadas en sets de lectura separados.

##### **a) Redondez y esfericidad recomendada**

La arena de empaquetamiento con grava debe tener una esfericidad de 0.6 o mayor y un promedio de redondez de 0.6 o mayor, valores obtenidos mediante el uso del método visual de Krumbein y Sloss (1963).

#### **V. Evaluación de la solubilidad de la arena en acido.**

La solubilidad de la arena en Acido 12-3 clorhídrico-fluorhídrico (HCL-HFL) es una indicación de la cantidad de contaminantes no deseables (carbonatos, feldespatos, óxidos de hierro, arcillas, entre otros) presentes en la arena. El material soluble en el acido en el empaquetamiento con grava no debe exceder el 1%.



## VI. Pruebas de arcillas y limos recomendadas

### a) Método I: medición de la turbidez

La turbidez en el agua es el resultado de limos suspendidos, arcillas u otras materias inorgánicas finamente divididas presentes. Las muestras de arena para empaquetamiento con grava se pueden ubicar en agua destilada y medir la turbidez del líquido resultante.

Las pruebas de turbidez miden una propiedad óptica de una suspensión que resulta de la dispersión y la absorción de la luz por las partículas presentes. La cantidad de turbidez registrada depende de varias variables como el tamaño, forma e índice de refracción de las partículas. No existe una relación directa entre la turbidez de una muestra y la concentración en peso de las partículas presentes.

La turbidez de la arena para empaquetamiento con grava debe ser de 250 FTU o menos.

### b) Método II: prueba de turbidez en campo

Esta prueba se puede usar para determinar la limpieza de la arena de empaquetamiento con grava en la locación en el campo, usando un mínimo de equipos y procedimientos fácilmente adaptables. Se puede realizar mediante una observación cuidadosa de la nubosidad de la fase agua de una mezcla de arena y agua. El procedimiento usa una botella con prescripción marcada, contenedora de una cantidad específica de muestra de arena y agua. La prueba proporciona una respuesta cualitativa. Si la fase de agua es lo suficientemente clara como para leer una etiqueta de identificación en la botella, la arena se podría considerar limpia y ajustable para usarla. Sin embargo, si la fase de agua es lo suficientemente nubosa para evitar distinguir la identificación de la etiqueta en la botella, la arena se podría considerar sucia y no ajustable para usarla.



## VII. Prueba recomendada de resistencia al confinamiento de la arena.

Las arenas silíceas varían en composición y esfuerzo. Esta prueba es útil para comparar la resistencia al confinamiento de diferentes muestras de arena. La prueba se conduce usando un volumen dado de partículas de arena, las cuales todas han sido tamizadas y se encuentran en un rango de tamaño de grano de arena específico.

### 4.1.1.4. DISEÑO DE UN EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA<sup>20,21,22</sup>

Se analizará de una manera un poco más extensa este tipo de control, debido a que consiste en el método a evaluar históricamente en el campo, por lo tanto se requiere conocer las recomendaciones generales de diseño.

En términos generales los procesos de diseño de un empaque de grava, envuelven:

- Tamaño de las ranuras de la malla y la grava.
- Características de la lechada y el fluido transportador.
- Las dimensiones físicas y la configuración del empaque.
- La sarta para la localización y el ensamble del empaque.
- El pre-tratamiento del pozo y la técnica de localización para la grava.

#### i. Especificación del Tamaño de la grava y las ranuras de la malla

Para que un empaquetamiento con grava mantenga la productividad a largo plazo, ésta deber estar limpia, estrechamente empacada y localizada con el mínimo daño en la formación; estos requisitos dependen de la selección de la grava correcta, fluido transportador y técnica de instalación. También dependen de una limpieza celosa durante las operaciones de desplazamiento para

<sup>20</sup> Design of an Effective Gravel Pack for Sand Control: A Numerical Approach. SPE13647

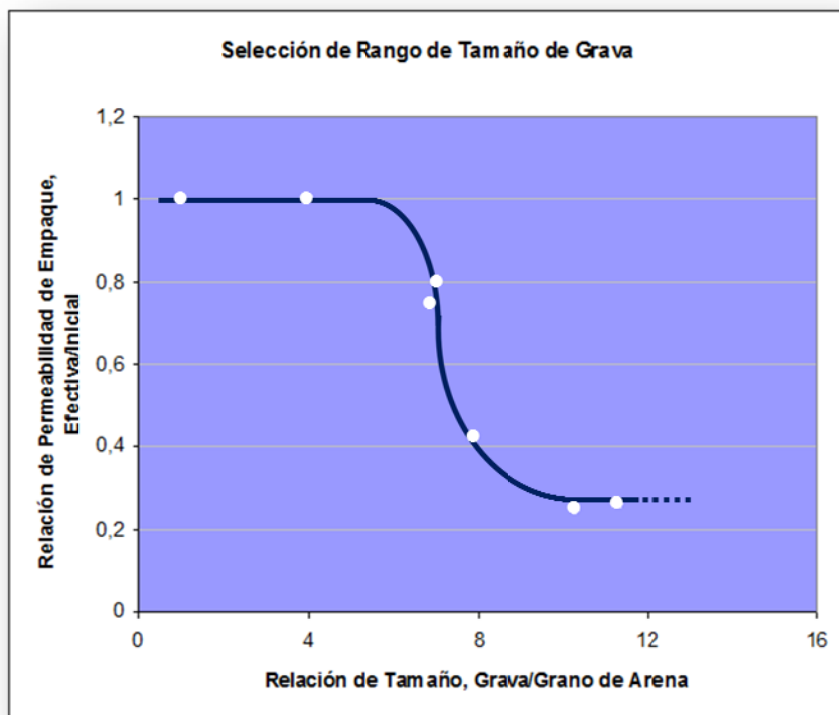
<sup>21</sup> "Técnicas sobre Empaquetamientos con grava de Liners ranurados".Ing. Jairo Ballesteros. Ecopetrol.

<sup>22</sup> "Sand Control. Why and How?". Oilfied Review

prevenir la contaminación del empaque de grava, que reduzca la permeabilidad del empaque.

Minimizar la caída de presión en los túneles de la perforación es vital para un completamiento exitoso y esto requiere que la grava sea tan grande como sea posible. Pero para que la grava actúe como un filtro efectivo, también debe ser lo suficientemente pequeña para contener las partículas de la formación. Esto depende del tamaño de la arena de la formación, el cual es usualmente medido usando un análisis de filtrado o de tamizado.

En la siguiente grafica se representa La razón entre la permeabilidad efectiva del empaque y la permeabilidad inicial versus la razón de tamaños, y evidencia el efecto de las partículas de la arena de la formación al taponar parcialmente el empaque. Cuando la razón tamaño grava / tamaño grano alcanza un valor alrededor de 6, las partículas pueden entrar al empaque y disminuir seriamente su permeabilidad.



**Figura 4.3. Selección de Rango de Tamaño de Grava.**  
 Modificada de "Sand Control: Why and How"



Antes de la especificación de dichos tamaños se requiere un análisis granulométrico de una muestra de arena de la formación. La muestra de arena refleja la distribución del tamaño y forma de las partículas, la próxima consideración es estimar un tamaño de grava que restrinja la mayoría o todas las partículas de arena que probablemente migrarán. El diseñador del empaque debe ser consciente de la potencial reducción en la productividad del pozo debido al sobre-diseño en la restricción de partículas de arena.

A partir del análisis granulométrico de la muestra de arena a analizar, se construye la curva de distribución del porcentaje por peso acumulado contra el valor de la malla U.S. estándar que retiene dicho porcentaje y de esta se determinan los tamaños de granos correspondientes al 40%, 50% y 90% en peso.

El coeficiente de uniformidad se define como la relación entre el diámetro correspondiente al 40% y el diámetro del 90% este es:

$$Uc = \frac{D_{40}}{D_{90}} ; \text{Ec. 7}$$

Por otra parte, el tamaño promedio de la arena, es definido como el diámetro correspondiente al 50%. En el diseño se emplean comúnmente dos métodos para la elección de grava a utilizar en cada, estos son:

#### **a) Método de Saucier**

Se considera que la variación del tamaño de la grava se encuentra entre 4 y 8 veces el tamaño medio de la arena, esto es:

4 x D50 = Tamaño más pequeño de la grava

8 x D50 = Tamaño más grande de la grava

#### **b) Método del “Coeficiente de Uniformidad”**

Este método hace uso del coeficiente de uniformidad (Uc) de la arena, y establece la siguiente relación:



Si  $U_c \leq 3.0$  es una Arena Uniforme

En tal caso:

5 x D50 = Tamaño más pequeño de la grava

10 x D50 = Tamaño más grande de la grava

Si  $U_c > 3.0$  Arena No Uniforme

4 x D50 = Tamaño más pequeño de la grava

8 x D50 = Tamaño más grande de la grava

Para el cálculo del diámetro de la ranura, se emplea la siguiente ecuación:

$$\text{Tamaño de la Ranura} = \frac{1}{2} \left\{ D_2 + \frac{D_1 - D_2}{2} \right\}; \text{ Ec. 8}$$

Donde:

D1 = Diámetro mayor de la arena

D2 = Diámetro menor de la arena

Esta ecuación garantiza que el tamaño de la ranura que retendrá la grava sea menor que el menor tamaño de la grava utilizada. Sin embargo la reducción en la productividad provocada por el uso de ranuras más pequeñas es mínima y la contención de la grava y la arena de la formación es realmente la prioridad. En consecuencia, el dimensionamiento de la malla es convencionalmente realizado mediante la especificación del tamaño de la ranura, el cual es igual al tamaño más pequeño de las partículas de la grava a ser usada en el empaque.

## ii. Especificaciones del Fluido Transportador.

La especificación del fluido es ampliamente definida por la presión del yacimiento, así como, el potencial de daño a la formación y al empaque mismo. La presencia de cualquier partícula de material distinto a la grava en el fluido transportador se debe evitar a todo costo, ya que el material podría causar taponamiento de las perforaciones o la formación, y taponamiento del empaque, o de las ranuras de la malla.



Salmueras de baja densidad tales como NaCl y KCl se han usado por muchos años como fluido transportador. Sin embargo, para yacimientos sobrepresionados la selección de un fluido transportador recomendable es más complicada.

Es vital mantener la salmuera libre de sólidos mediante la remoción de las partículas pequeñas extrañas que pueden estar presentes en el empaque. Comúnmente se realiza un filtrado para la excluir las partículas en el rango de 2 – 10 micras, antes de localizar el empaque de grava.

Se recomienda que antes de la selección de un fluido, se deban realizar pruebas de flujo de laboratorio para evaluar la compatibilidad fluido-roca, para así asegurar el mínimo daño potencial.

La concentración de la grava adicionada al fluido transportador varía de 1 a 25 lb/gal, la menor concentración se usa en altos volúmenes y rápido desplazamiento y la mayor se usa en el modo de empaque slurry, el cual se refiere adelante. La viscosidad del fluido transportador, normalmente proporcionada por la adición de Hidroxi-Etil Celulosa (HEC), puede variar desde algunos centipoise hasta varios cientos y es directamente proporcional a la concentración de grava diseñada para el slurry.

Se debe tomar también a consideración de cómo y sobre que periodo de tiempo el fluido transportador se gelificará. Esto podría tener una influencia directa sobre la eficiencia de transporte de la grava, la compactación del empaque de grava y el posible daño de la permeabilidad del empaque por residuos.

El transporte de la grava dentro de las perforaciones y el anular es la próxima consideración. La grava puede algunas veces puentearse, dejando cavernas en el anular. En pozos verticales, el llenado incompleto puede rectificarse deteniendo el bombeo, con lo cual la grava colapsa dentro de las cavernas. El transporte es función de las propiedades de suspensión del fluido y la energía requerida para mover la lechada.

Los factores importantes a determinar son:

- Tasa de bombeo



- Densidades relativas de la grava y el fluido transportador
- Porosidad de la grava
- Viscosidad aparente del fluido cuando es bombeado hueco abajo

Existe también una relación entre concentración de grava y viscosidad del fluido transportador cuando comienza a adentrarse en el anular y entra a las perforaciones.

La viscosidad del fluido debe incrementarse si la concentración de la grava aumenta, de lo contrario la grava tenderá a decantarse al fondo del pozo.

La eficiencia del empaquetamiento es también afectada por la tasa con la que el fluido transportador se filtra en la formación. Si el filtrado es rápido, la grava probablemente será llevada a la interface túnel de perforación – formación y sostenida ahí mientras el fluido se filtra. Si el filtrado es lento, la grava tiene más tiempo para hundirse y no empaquetará efectivamente las perforaciones.

### iii. Dimensiones físicas y Configuración del empaque.

La próxima decisión que debe tomar el ingeniero es si el completamiento debe ser revestido o hueco abierto.

Los empaques de grava en hueco abierto no tienen perforaciones y de este modo ofrecen la mínima caída de presión a través del empaque, pero la instalación puede ser lenta. Se debe tener cuidado para remover la torta filtro depositada en la formación por el fluido de perforación y evitar desgastar la formación y contaminar la grava.

Los empaques en hueco revestido presentan el desafío adicional de empaquetar adecuadamente las perforaciones. Para revisar que un pozo es apropiado para empaquetar con hueco revestido, la productividad puede ser calculada usando análisis NODAL. Esto modela la caída de presión del fluido del yacimiento fluyendo a través de las perforaciones en el sistema de completamiento a la superficie. La caída de presión en los túneles de perforación es el principal impedimento para la producción y varía con la longitud del túnel, área de



perforación, permeabilidad del empaque, la viscosidad del fluido y presión del yacimiento.

Si el pozo es perforado con TCP (Tubing Conveyed Perforation) con una alta densidad de disparos, el empaque puede casi igualar el desempeño de flujo, de empaques de hueco abierto para muchos yacimientos.

La caída de presión puede ser reducida también incrementando el diámetro interior del casing en el cual el empaque es localizado. Si el área de flujo suficiente no puede ser alcanzada a través de perforaciones, se requiere un completamiento hueco abierto.

En algunas áreas geográficas, las autoridades reguladoras normalmente no permiten completamientos en hueco abierto. Esto también aplica a un recompletamiento con un empaque de grava de un pozo previamente revestido el cual comenzó posteriormente a producir arena. La instalación de un empaque de grava exigirá en tales casos algunas pérdidas de productividad. El espesor escogido de empaque se convierte en un compromiso entre la detención efectiva de la arena y las pérdidas de productividad debido a la resistencia al flujo incrementada. Comúnmente un espesor anular de grava de 1" es considerado un buen valor para un empaque de grava interno, para proporcionar una exclusión de arena efectiva, dada la incertidumbre generada por la distribución de tamaño de la arena de la formación y la grava.

El movimiento de la grava es restringido por una malla localizada centralizada con el pozo. La especificación del tamaño de la malla depende del tamaño de la grava a utilizarse como se mencionó anteriormente.

#### **iv. Técnica de Instalación o posicionamiento**

La primera técnica de empaquetamiento con grava ampliamente usada se caracterizó por el uso de fluidos transportadores de baja viscosidad, los cuales proporcionan un transporte efectivo, pero solo se puede usar con concentraciones bajas de grava, altas tasa de desplazamiento, y de este modo



se requerían grandes volúmenes de tratamiento. Esta técnica se refiere como un empaque de circulación convencional.

Durante la década pasada, con los avances en el desarrollo de polímeros viscosificantes menos dañinos, la tendencia en la localización de lechadas de grava es usar una lechada de mayor viscosidad, mayor concentración de grava y menores volúmenes de tratamiento.

Los parámetros claves para establecer con la técnica de localización incluyen:

- Viscosidad del fluido transportador
- Concentración de grava
- Tasa de inyección de la lechada

#### **v. Posiciones para el empaquetamiento con grava**

**En posición de Squeeze:** la herramienta de servicio sella mediante el empaque y no permite circulación. Cuando la lechada se bombea en este método todo el fluido transportador se filtra dentro de la formación.

**Posición de circulación superior:** El slurry es bombeado hacia abajo por el anular casing – malla y el fluido transportador puede ser forzado a través de cualquier parte de la malla, dentro del tubo de lavado en el fondo de la herramienta y llevado a superficie vía por el anular casing – herramienta por encima del empaque.

**Posición de circulación inferior:** El slurry se bombea por el anular casing – malla hacia abajo, pero el retorno del fluido transportador tiene que pasar por el fondo del empaque donde el tubo de lavado es sellado, mediante una pieza corta de malla por debajo, localizado debajo de la malla principal. El objetivo es tratar de mantener el flujo en el anular casing – malla y asegurar que no hay un



vacío en la grava en el anular por debajo de la malla. Sin embargo, si el intervalo que está siendo empacado es mayor a 25 pies, la contrapresión en el fluido puede causar que pase abajo del pozo vía por el anular malla – tubo de lavado, lo cual puede fomentar un taponamiento mayor al pozo.

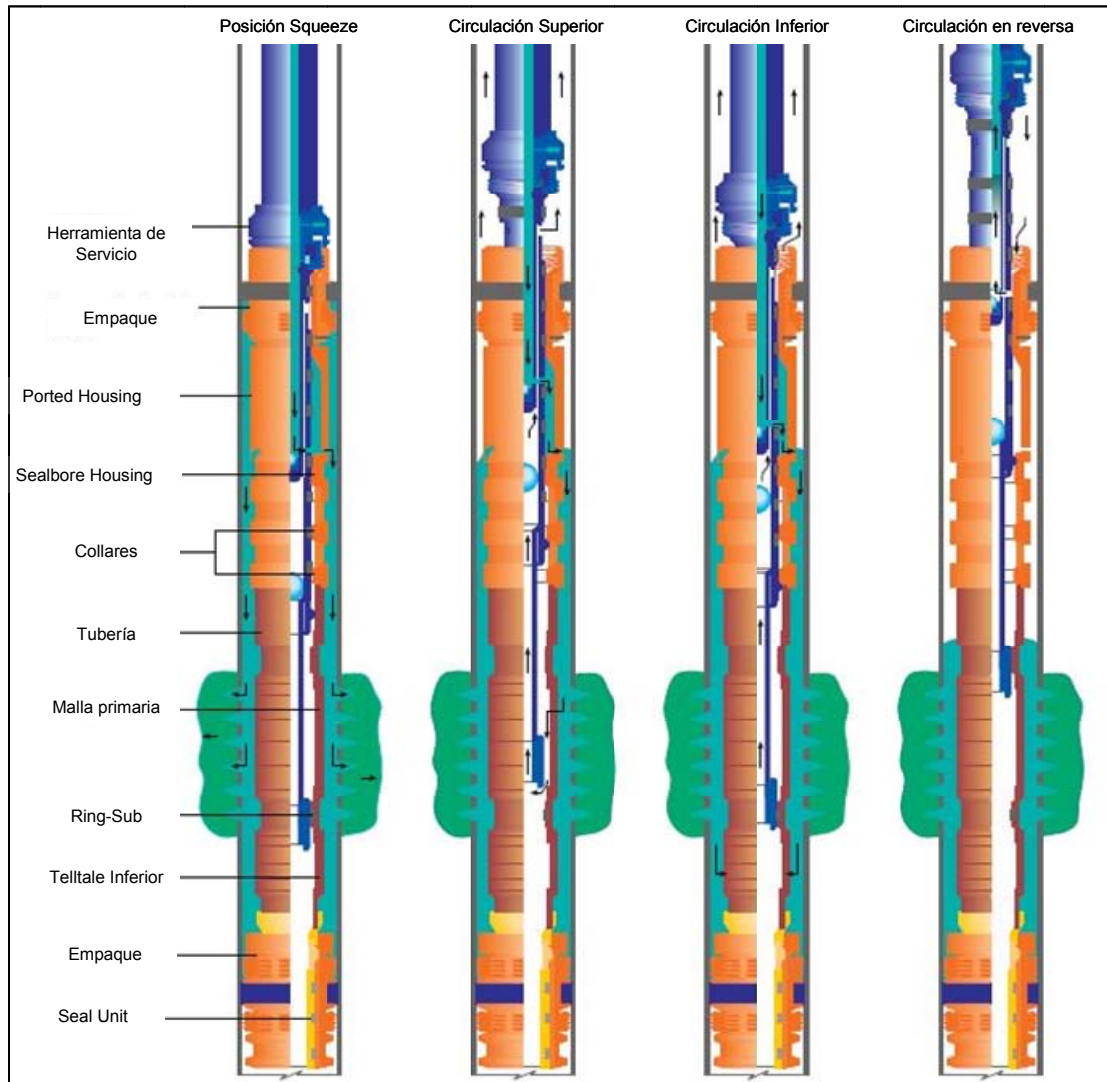
**Circulación en reversa:** Envuelve el bombeo del fluido a través del tubo de lavado subiendo por el anular tubo de lavado – malla y regresa a superficie.

La siguiente imagen ilustra cada una de estas posiciones.

En un tratamiento de empaque con grava de un solo viaje, los cañones son disparados y bajados en el hueco de descanso o “rathole”, las perforaciones pueden ser llenadas con grava con el empaque en la posiciones de Squeeze y el anular es llenado con cualquiera de las posiciones de circulación superior o inferior. El exceso de grava es entonces reversado y retirado.

Sin embargo, el equipo usado en muchas operaciones de empaquetamiento con grava no permite operaciones de un solo viaje. Durante esos viajes la herramienta de servicio y el tubo de lavado son retirados del empaque, exponiendo la relativa alta permeabilidad de la formación a la presión hidrostática del fluido de completamiento por encima del empaque. Esto usualmente causa que el fluido se pierda dentro de la formación.

Para reducir las pérdidas comúnmente se bombea un material de control de pérdidas (LCM) suspendido en un fluido viscoso antes de cada viaje. Los LCM taponan los caminos de flujo de los fluidos de completamiento dentro de la formación. Después del viaje, el LCM es removido. Los LCM’s comunes incluyen virutas de mármol (Carbonato de Calcio, removible con acido), resinas solubles en aceite o píldoras de sales.



**Figura 4.4. Posiciones para el empaquetamiento con grava.**  
Modificada de "Sand Control: Why and How"

#### vi. Evaluación de un Empaquetamiento con Grava

Estando el empaque in situ, hay dos elementos que evaluar:

- Que la grava ha sido empaquetada en todo lugar planeado.
- Que el pozo esté produciendo satisfactoriamente hidrocarburos.

La evaluación después del empaquetamiento es esencial para detectar llenados incompletos y permitir emprender una reparación. Antes de localizar, la grava puede ser cubierta con isótopos radiactivos y el empaque determinado usando registros gamma ray. Sin embargo, el cubrimiento es usualmente inconsistente y puede ser lavado, haciendo el análisis cuantitativo no fiable.

Una manera de mejorar la exactitud de tales registros es usar partículas ISOPAC que han sido elaborados con isótopos encapsulados. Esto también ofrece resolución incrementada a través del uso de isótopos múltiples. Las perforaciones pueden ser preempacadas usando partículas que contienen Scandio seguidas por partículas contenedoras de Iridio.

La eficiencia de la instalación del empaque puede ser monitoreada, usando un registro de isótopo múltiple con un registro trazador espectroscópico.

Alternativamente la efectividad de llenado puede ser calibrada usando un registro nuclear de densidad para estimar la densidad del material en el anular, sin embargo, no toda variación en la densidad definen cambios en la calidad del empaque de grava – cambios en la malla, base del tubo, casing, tubing, y arena de la formación, afectan la lectura. Un registro base se corre antes del empaquetamiento para ajustar esas discrepancias.

En adición, una malla de referencia puede localizarse por debajo del empaque colector de aceite para registrar la respuesta cero del empaque.

La medición de la densidad no es apropiada cuando el fluido de completamiento tiene una alta densidad ( $\geq 14$  lbm/gal) o donde se hayan empleado partículas de baja densidad. En estos casos se puede usar el registro neutrón.

Esta técnica usa una herramienta de registro de neutrón-pulsado modificada para permitir montar un dispositivo gamma ray debajo de él.

El empaque es bombardeado con neutrones a grandes velocidades, la silicona y el aluminio en la grava se activan y los rayos gama son emitidos al retornar a su estado estable natural. El número de rayos gama es proporcional a la

cantidad de aluminios y siliconas activos y la calidad del empaque puede ser inferido.

En empaque hueco abierto, un registro neutrón compensado puede usarse para detectar fluidos ricos en hidrogeno en el espacio poroso en el empaque de grava, haciéndolo sensitivo a los cambios en la porosidad del empaque. Los detectores de cercanía y de distanciamiento de herramientas se usan para eliminar los efectos de las condiciones del hueco. Las curvas de los dos detectores son escaladas para sobreponer en áreas de baja porosidad indicando buen empaque, áreas de alta porosidad indican un empaque pobre, especialmente la curva indicadora de cercanía.

Una vez determinadas las cavernas en el empaque, un dispositivo wireline agitador sujetado a las herramientas puede usarse para romper los puentes y permitir al empaque depositarse. El agitador crea una turbulencia local en el fluido el cual agita la grava puenteada hasta precipitarla y ubicarla dentro de la caverna.

La otra estrategia principal para evaluar empaques de grava se centra en el cálculo del desempeño usando las pruebas de pozo y registros de producción. En este cálculo se disponen de un número de diagnósticos, incluyendo el factor de daño y pruebas de flujo multi-tasa.

Diferenciar entre los efectos de la formación y el empaque de grava a menudo requiere de un DST antes del empaquetamiento. Con estos datos es posible identificar la caída de presión causada por el empaque, los registros de producción pueden usarse para evaluar cada capa en la formación calculando el perfil de flujo a través del intervalo. El desempeño del empaque de grava versus tiempo es otra indicación de eficiencia.

La caída de presión a través del empaque es una medida importante, un incremento podría indicar que finos como la caolinita han migrado en el empaque y alrededor de la grava o que las perforaciones no empaquetadas han colapsado.



#### **4.1.2. GRAVA CUBIERTA CON RESINA SIN MALLAS**

La grava impregnada con resina puede emplearse como filtro sin la necesidad de instalar una malla. La grava es circulada en la posición como una lechada, o dentro del casing o en el hueco abierto y luego es forzada para formar un tapón de un lado al otro de la zona productora, las partículas adyacentes son rodeadas juntas por la resina, fortaleciendo el empaque.

En hueco revestido, el tapón puede ser completamente perforado para retirar la grava de las perforaciones. Alternativamente, el empaque puede ser perforado al tope de las perforaciones/hueco abierto, para que los hidrocarburos sean producidos a través del empaque. Esto se puede realizar usando Coiled Tubing, si un taladro convencional no está disponible.

La grava con resina tiene una ventaja de no necesitar equipamiento especial, pero el empaque crea un drawdown significativo adicional que puede afectar la productividad. Si la técnica de drillout se usa para reducir el drawdown, todas las perforaciones deben estar regularmente empacadas y los resultados pueden ser muy sensibles.

##### **4.1.2.1. Limitaciones.**

Cubrimientos completos de intervalos mayores a 20 pies son difíciles de alcanzar, la técnica representa alrededor del 5% de los tratamientos de control de arena, principalmente concentrado en los bajos costos en el mercado en trabajos en tierra. Debido a estas limitaciones no es posible de emplear en nuestro caso, para el control de arena en el campo la Cira Infantas debido a que los intervalos de interés están alrededor de los 100 pies, por lo que no se requiere un estudio más detallado de esta técnica.



#### 4.1.3. LINERS RANURADOS Y MALLAS PREEMPACADAS.

Estos métodos ofrecen un filtro hueco abierto de menor costo. Los liners ranurados tienen agujeros más largos, y las mallas con envoltura de alambre tienen aberturas más pequeñas, mientras que las mallas preempacadas con arena cubierta con resina ofrecen un filtro más fino. Cada tipo puede correrse como parte de una línea de completamiento y están particularmente elaborados para pozos con altos ángulos, los cuales de lo contrario no pueden ser fácilmente completados.

Las ranuras se dimensionan típicamente para causar una selección de las partículas 10% más grandes que las de la formación, llenando el anular entre la malla y el casing, o hueco abierto con arena de formación creando un filtro para las partículas remanentes, sin embargo se puede restringir la producción debido a la relativa baja permeabilidad, en el anular empaquetado con arena. También, la producción de incluso una cantidad pequeña de finos puede taponar muchas mallas, particularmente las preempacadas con solo unas pocas horas de instalación.

Los liners ranurados se usan mejor en formaciones que son friables que en aquellas completamente no consolidadas.

**Tabla 4.5. Ventajas y desventajas de las mallas preempacadas . Modificado de: Evaluación de las Técnicas de Control de Arena utilizadas en los Pozos del Campo Caño Limón y Campos Aledaños<sup>23</sup>**

Ventajas	Desventajas
Eficientes para el control de la producción de arena	Producen alta reducción del índice de productividad del pozo debido a la gran restricción al flujo ofrecida.
La efectividad del empaque con grava se puede garantizar, ya que este se realiza en superficie.	Tienden a taponarse fácilmente con sólidos finos y arcillas que son arrastrados por los fluidos de formación.
Tiene otra funcionalidad en pozos horizontales y altamente desviados.	Es recomendable emplearla solo en formaciones que presenten bajo porcentaje de finos y arcilla.

<sup>23</sup> Evaluación de las Técnicas de Control de Arena utilizadas en los Pozos del Campo Caño Limón y Campos Aledaños. Manfredo Antonio Kleber Salgado. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2007



#### 4.1.3.1. Usos.

Son empleados en campos donde la permeabilidad es mayor 1 Darcy. Los liners ranurados y las mallas ranuradas son usados solo en un 5% de los completamientos de control de arena.

En nuestro caso, el campo La Cira infantas presenta un valor de permeabilidad mucho menor de 1 Darcy, por lo que esta técnica posiblemente no brinde la solución más óptima. Por lo que no se detallará más a fondo el tema.

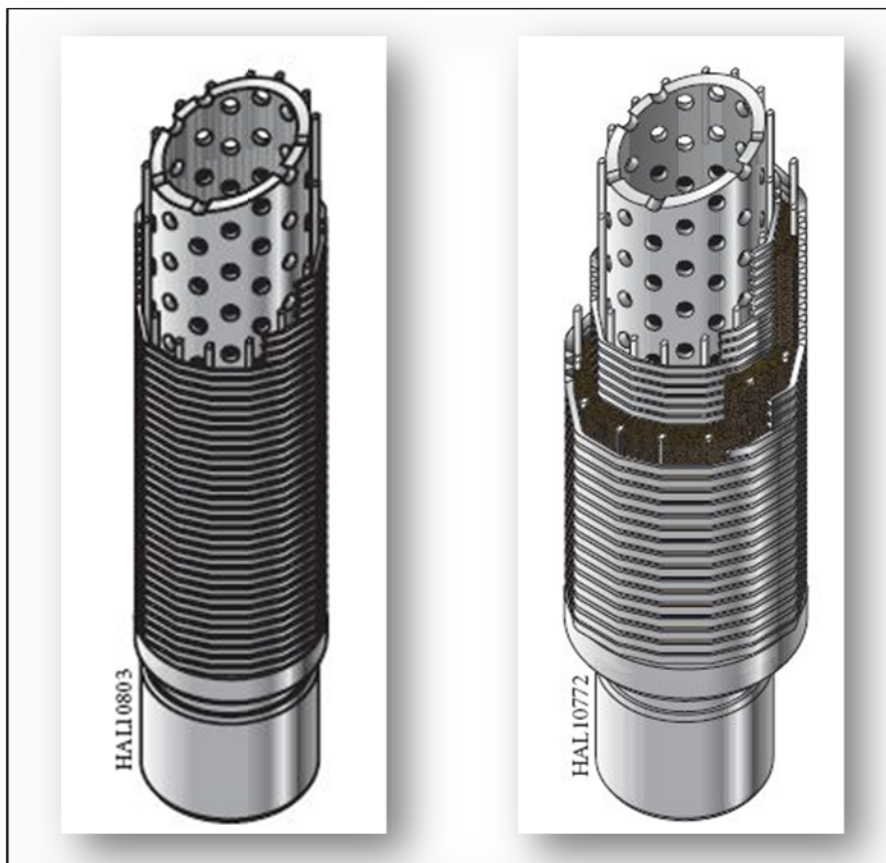
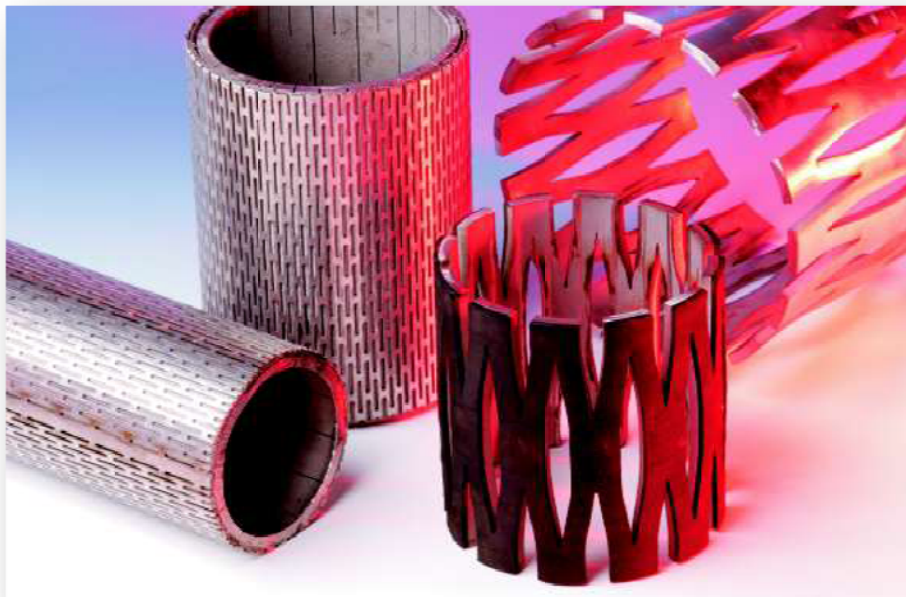


Figura 4.5. Mallas Preempacada y Envuelta en Alambre.  
Tomado de "Halliburton: Sand Control" 2005.

#### 4.1.4. MALLAS EXPANDIBLES<sup>24</sup>

Es una técnica de control de arena empleada convencionalmente en pozos completados a hueco abierto, debido a la flexibilidad y el gran ajuste que ofrecen las mallas expandibles con la forma irregular del pozo. Es una de las técnicas más sencillas de instalar en el fondo del pozo, debido a que solo consta de una malla fabricada en un material metálico muy flexible, el cual es expandido posteriormente dentro del hueco por medio de conos de expansión, para tratar de ajustar la malla a la forma del pozo y asegurar que la arena que se produzca será retenida por la malla y no sea llevada a superficie por el fluido o sea depositada en el fondo del pozo.



**Figura 4.6. Mallas Expandibles. Tomado de “Expandable Completion System Brochure.” 2005**

También son instaladas en pozos con hueco revestido por medio de un empaque en el fondo y uno en el tope de la malla y con la expansión se busca

<sup>24</sup> Evaluación de las Técnicas de Control de Arena utilizadas en los Pozos del Campo Caño Limón y Campos Aledaños. Manfredo Antonio Kleber Salgado. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2007

ajustar la tolerancia que debe existir entre el diámetro externo de la malla y el diámetro interno del revestimiento.

**Tabla 4.6. Ventajas y desventajas de las mallas expandibles. Evaluación de las Técnicas de Control de Arena utilizadas en los Pozos del Campo Caño Limón y Campos Aledaños<sup>24</sup>.**

Ventajas	Desventajas
Es uno de los métodos más económicos debido a que tiene muy pocos componentes y la inversión se puede recobrar en menor tiempo.	Aplica para pozos con bajas velocidades de flujo ( $v_s < 0.27$ pie/s)
Se puede ajustar a la forma irregular que se tenga en el pozo.	No es recomendado para controlar la producción de arena en pozos con hueco revestido.
Fácil Instalación, los que represetan mínimos riesgos operacionales.	Reducción en la productividad del pozo, debido al taponamiento con finos y la acumulación de arena junto con arcilla y lutitas en el anular entre la malla y el revestimiento, por esto son recomendadas cuando se tienen revestimientos de diámetro relativamente grande.
No se necesita de algún componente adicional como filtro (como la grava), tampoco de fluidos que generen daño a la formación.	Las aberturas o ranuras son erosionadas antes de la formación del puente de arena alrededor de la malla o liner. Por esto se recomienda iniciar la producción a bajas tasas, facilitando la formación de los puentes de arena.
Poca reducción del índice de productividad debido a la baja resticción al flujo ofrecida.	No se recomienda para pozos que produzcan a altas tasas.
Ofrece estabilización y soporte a formaciones débiles en pozos completados a hueco abierto.	Si las perforaciones se llenan con arena, la malla estará protegida, pero la producción se reducirá.
Debido al proceso de expansión de la malla, es posible un mayor diámetro interno disponible en el revestimiento.	Se dificulta definir la condición bajo la cual ocurrirá la erosión, dependiendo del tamaño, la velocidad y la cantidad de arena golpeando la malla. Las mallas generalmente se erosionan alrededor de las perforaciones.

Una malla expandible, consiste en múltiples hojas rectangulares de metal que se superponen y entrelazan con filtros conectados a un tubo base extensible y revestido dentro de una cubierta protectora metálica. Puede ser ampliado por un cono de expansión sólido, seguido de un instrumento de expansión dúctil. Durante la expansión, el tubo base y las ranuras de la cubierta protectora se abren para exponer al tejido de filtros metálicos a un área de flujo, los cuales se



acomodan durante la expansión deslizándose lejos el uno del otro, mientras se mantiene una superposición apretada en cualquier momento. La abertura eficaz del filtro permanece constante y natural por el proceso de expansión.

#### **4.1.5. EMPAQUETAMIENTO DE FRACTURAS CON GRAVA: “FRAC PACK”<sup>25</sup>**

Este método se entiende como un método híbrido de estimulación y control de arena. El cuál en su forma más simple crea fracturas altamente conductivas que producen aumentos de producción sostenida y luego son empacadas con grava para controlar la migración de granos en yacimientos pobremente consolidados. Este método ha ganado popularidad en la actualidad, debido a que minimiza los daños a la formación y disminuye los deterioros a la productividad frecuentes en los empaques convencionales. En la actualidad representan más del 60% de las estimulaciones efectuadas para controlar la producción de arena en Estados Unidos, y la inversión en la investigación y desarrollo del tema se ha incrementado enormemente.

El fracturamiento hidráulico en yacimientos de alta permeabilidad para controlar la producción de arena es una técnica de terminación de pozos ampliamente aceptada. Más de una década de éxitos prueba que esta técnica mejora significativamente la productividad del pozo en comparación con el empaque de grava convencional. La utilización de esta técnica ha crecido diez veces; de menos de 100 trabajos efectuados por año a principios de la década de 1990, a un ritmo corriente de casi 1000 operaciones por año. En América Latina, los operadores fracturan y empacan por lo menos el 3% de los pozos.

Shell utilizó el término “frac pack” a principios de 1960 para describir aquellas terminaciones de pozos realizadas en Alemania que eran hidráulicamente fracturadas previo al empaque de grava. En la actualidad, la expresión

---

<sup>25</sup> “Método combinado de estimulación y control de la producción de arena”. Oilfield review. 2002.



fracturamiento y empaque (frac-packing) se refiere a tratamientos de fracturamiento en los que se induce un arenamiento para controlar el largo de la fractura. Estos tratamientos crean fracturas cortas y anchas y empaquetan grava detrás de los filtros; todo en una sola operación.

Las fracturas apuntaladas y altamente conductivas resultantes sortean el daño de formación y mitigan la migración de finos, mediante la reducción de la caída de presión y de la velocidad de flujo cerca del pozo.

La técnica de fracturamiento y empaque reduce las caídas de presión causadas por el daño de formación y las restricciones impuestas por los componentes de la terminación, las cuales se hallan comúnmente representadas por un valor adimensional conocido como factor de daño. A diferencia del empaque de grava, el factor de daño asociado con la técnica combinada disminuye a medida que los pozos producen y los fluidos de tratamiento se recuperan y, en consecuencia, la productividad tiende a mejorar con el tiempo. Por lo tanto, la tendencia entre los operadores es a aplicar esta técnica en casi todos los pozos que requieren control de la producción de arena.

La transferencia de tecnología y el éxito de la técnica de fracturamiento y empaque, están contribuyendo a expandir aún más la aplicación de esta técnica en todo el mundo.

#### **4.1.5.1. Fracturamiento con control de la longitud de la fractura**

Los completamientos con tratamientos de fracturamiento y empaque, con frecuencia dan como resultado pozos con mayor productividad que la obtenida con empaques de grava, ya sea empaque con lechada o empaque con agua a alto régimen de inyección.

El contraste de permeabilidad entre formaciones y fracturas apuntaladas determina la longitud de fractura requerida para la estimulación óptima del yacimiento. En yacimientos de baja permeabilidad, existe un gran contraste de permeabilidad, y por ende, mayor conductividad relativa de fractura. En

yacimientos de alta permeabilidad, existe menos contraste y la conductividad relativa de una fractura angosta se reduce por varios órdenes de magnitud. Esto anula el valor de la extensión de la fractura más allá de una cierta distancia de la pared del pozo y resalta la necesidad de crear fracturas más anchas, porque la conductividad es también directamente proporcional al ancho apuntalado.

Las fracturas cortas y anchas aumentan la productividad del pozo, aún en formaciones de alta permeabilidad. Estas fracturas altamente conductivas mitigan la producción de arena asociada con altos gastos (tasas o velocidades de flujo, ratas, caudales), con el colapso del túnel dejado por el disparo en formaciones pobremente consolidadas y con la migración de finos en formaciones con tamaños de grano pobremente clasificados. Esto es así debido a la reducción de la caída de presión y de la velocidad de flujo cerca del pozo. Estos factores también postergan el desarrollo de las condiciones críticas de esfuerzos que trituran los granos de la formación hasta que se alcanza una presión de yacimiento más baja.

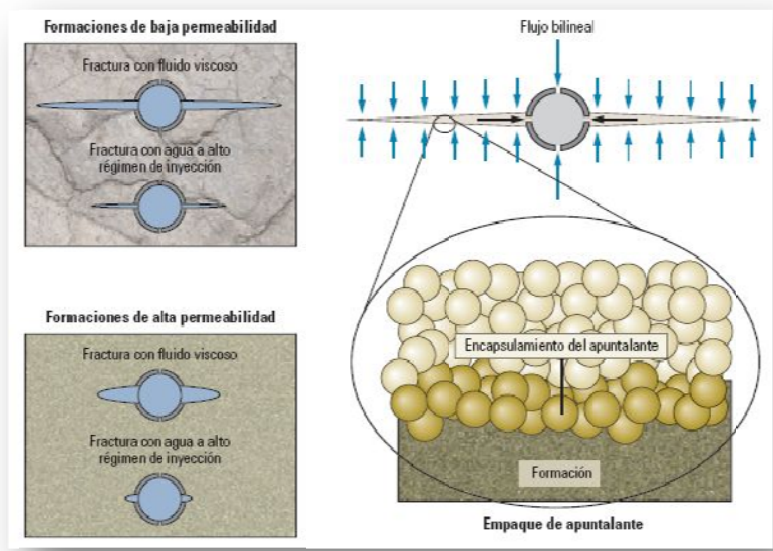
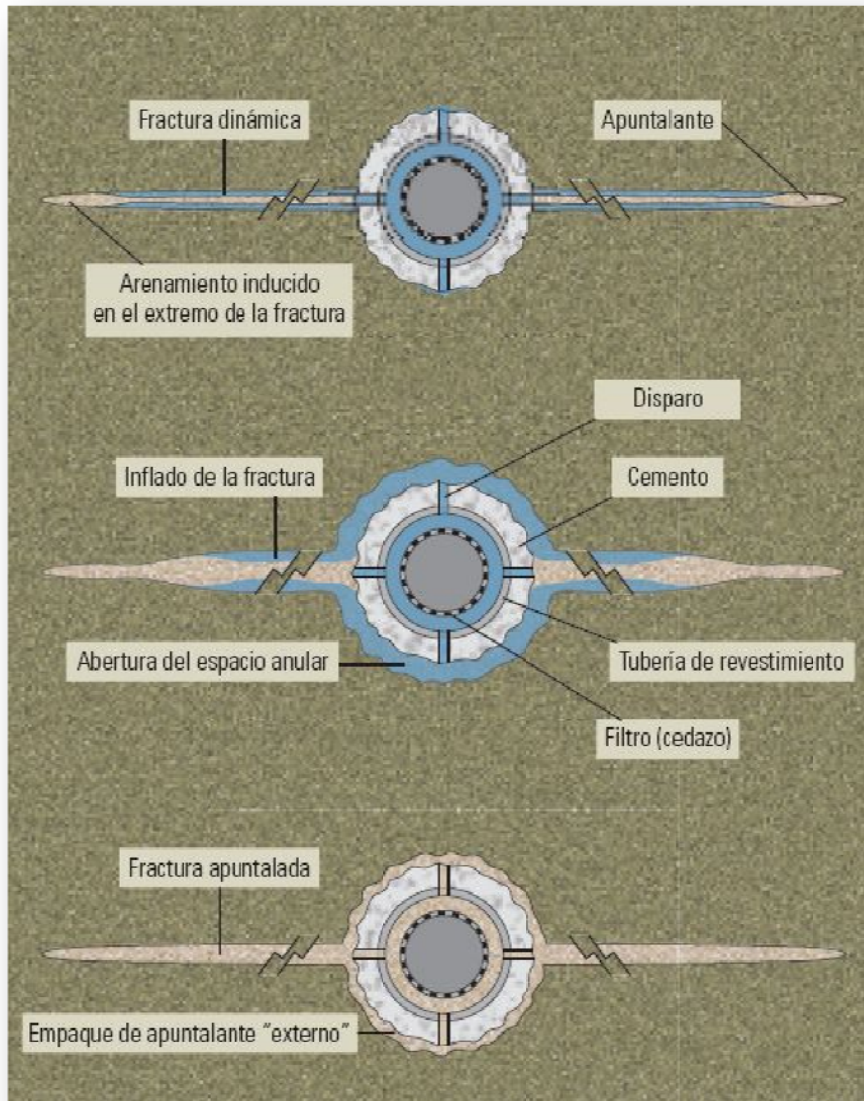


Figura 4.7. Geometría de la Fractura. Tomado de “Método combinado de estimulación y control de la producción de arena”, Oilfield Review

Una fractura apuntalada aumenta el radio de terminación y el área abierta al flujo. Si se compara con el influjo radial, el flujo bilineal resultante reduce la convergencia y turbulencia que se producen en los disparos, lo cual mejora la productividad.



**Figura 4.8. Fracturamiento con Control de la longitud de la fractura. Tomado de “Método combinado de estimulación y control de la producción de arena”, Oilfield Review**

El extremo de una fractura hidráulica es el área final empacada por apuntalante durante el fracturamiento convencional en formaciones duras y de baja permeabilidad. En contraste, los diseños TSO limitan la longitud o extensión de



la fractura, mediante la utilización de fluidos que se filtran y deshidratan la lechada del apuntalante durante los primeros instantes del tratamiento. Esta deshidratación causa que el apuntalante se empaque cerca del costado periférico, o punta, de una fractura dinámica. La fractura hidráulica se infla como un globo mientras se inyecta fluido con apuntalante adicional, creando una trayectoria más ancha y más conductiva a medida que el apuntalante se empaqueta en dirección hacia el pozo.

Los principios de la mecánica de las rocas indican que el movimiento en el subsuelo requerido para generar fracturas anchas TSO también debe crear una abertura del espacio anular fuera de la lámina de cemento. Esta abertura luego se empaqueta con apuntalante para formar un anillo, o “halo,” alrededor del pozo. Este empaque “externo” provee una conexión hidráulica más efectiva entre las fracturas apuntaladas y todos los disparos, que reduce aún más la caída de presión a través de los intervalos de terminación. El halo de apuntalante es un factor clave en el éxito de los tratamientos de fracturamiento y empaque, y constituye la base de las terminaciones sin filtro que controlan la producción de arena sin filtros mecánicos ni empaques de grava internos.

La técnica de fracturamiento y empaque constituye una defensa frontal contra la producción de arena, y los tratamientos de fracturamiento TSO diseñados apropiadamente son vitales para el éxito de esta importante técnica de terminación de pozos. Los empaques de grava convencionales de pozo entubado generalmente experimentan la pérdida progresiva de productividad, pero la producción de pozos con tratamientos de fracturamiento y empaque apropiadamente diseñados y ejecutados, tiende a mejorar con el tiempo a medida que se recuperan los fluidos del tratamiento y se limpian los pozos.



#### **4.1.5.2. Ejecución del tratamiento**

Al igual que con el empaque de grava convencional, los fluidos y apuntalantes para esta técnica combinada se inyectan a través de la tubería de producción y de un empacador de grava que incluye una herramienta de servicio configurada en modo de circulación o inyección forzada.

Sin embargo, para soportar presiones más altas durante las operaciones de fracturamiento TSO, las compañías de servicios adaptaron las instalaciones de empaques de grava estándar. Las modificaciones incluyen una mayor dureza del metal, áreas de flujo más amplias y la minimización de los cambios bruscos en la dirección del flujo, para reducir la erosión del metal causada por los fluidos y el apuntalante.

La técnica de fracturamiento y empaque generalmente comienza con la herramienta configurada en modo de inyección forzada. Una vez que se detiene el crecimiento del largo de la fractura, se cambia a modo de circulación para asegurar el empaque completo de los filtros de grava y el contacto entre los granos del apuntalante. La herramienta de servicio luego se utiliza para limpiar el exceso de lechada, bombeando fluido dentro del espacio anular y hacia la tubería de producción. El movimiento ascendente que se requiere para mover algunas herramientas de servicio, arrastra los fluidos del yacimiento hacia el pozo. Este efecto de succión (suaveo) puede traer la arena de formación a los túneles dejados por los disparos, antes de que una fractura esté completamente empacada, o reducir la conductividad entre la fractura y el empaque de grava interno, lo cual puede limitar la productividad del tratamiento de fracturamiento y empaque.

Además de una variedad de condiciones de yacimiento y de requerimientos de fracturamiento y empaque de grava, la ejecución del tratamiento debe encarar otras situaciones complejas, tales como la terminación de múltiples zonas e intervalos largos. Aún los mejores diseños de fracturamiento y empaque



fracasan si una pérdida excesiva de fluido dentro de la formación provoca la formación de tapones de apuntalante entre los filtros de grava y la tubería de revestimiento, restringiendo o bloqueando el flujo de fluido en el espacio anular. El empaque de apuntalante en el espacio anular, o taponamiento, da como resultado la terminación temprana del tratamiento, la baja conductividad de la fractura y un empaque incompleto alrededor de los filtros de grava.

Los vacíos dejados en el espacio anular por debajo de un puente de apuntalante, aumentan la posibilidad de una falla del filtro de grava por la erosión causada por los fluidos producidos y los finos de la formación.

Para yacimientos homogéneos en los que los intervalos productivos poseen menos de 18 m [60 pies] de espesor, el crecimiento vertical de la fractura cubre típicamente la zona completa. En intervalos más largos, la probabilidad de cobertura completa de la fractura disminuye, y el riesgo de bloqueo de apuntalante aumenta dramáticamente.

Los intervalos largos pueden dividirse en etapas y tratarse separadamente. Esto requiere más equipos de fondo de pozo, tales como dos ensamblajes de fracturamiento y empaque apilados, además de tiempo adicional de instalación, pero aumenta la efectividad del tratamiento de fracturamiento y empaque.

La tecnología Alternate Path se encuentra también disponible para empacar con grava, y para empacar y fracturar intervalos más largos. Los filtros de grava AIIFRAC utilizan tubos rectangulares, o tubos de derivación, soldados en la parte exterior de los filtros para proveer trayectorias de flujo adicionales para la lechada. Los orificios de salida con boquillas reforzadas de carburo, localizadas a lo largo de los tubos de derivación permiten que los fluidos y el apuntalante salgan por debajo de las restricciones del espacio anular, lo cual permite continuar el fracturamiento y el empaque en el espacio anular, luego de la formación de restricciones en el espacio anular existente entre el filtro de grava y la tubería de revestimiento. Los filtros de grava AIIFRAC para fracturamiento y empaque utilizan tubos de derivación un poco más largos que los filtros de

grava AIIIPAC para el empaque de grava convencional, a fin de permitir regímenes de inyección más altos durante el fracturamiento.

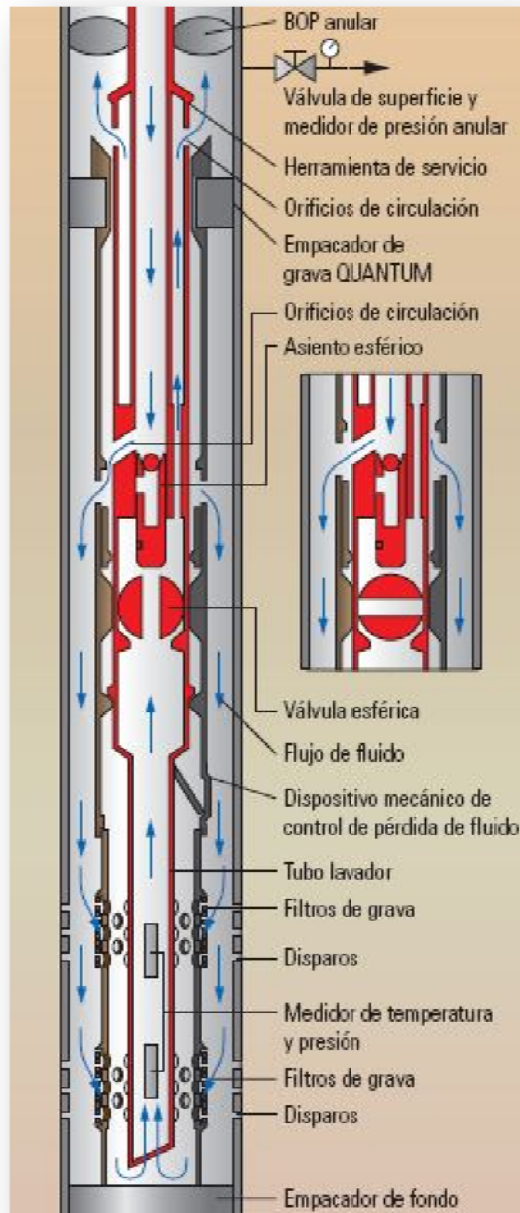


Figura 4.9. Herramientas de fondo de pozo. Tomado de “Método combinado de estimulación y control de la producción de arena”. Oilfield review

Si se forman restricciones en el espacio anular, aumenta la presión de inyección y la lechada se desvía a los tubos de derivación, el único trayecto de



flujo abierto. Esto garantiza la cobertura del fracturamiento y el empaque completo alrededor de los filtros de grava y a través de todo el intervalo disparado.

#### **4.1.5.3. Diseño e implementación**

Durante el diseño inicial de los tratamientos de fracturamiento y empaque, los ingenieros de completamiento determinan la geometría de la fractura requerida en base a las condiciones del yacimiento, a las propiedades de la roca y a las barreras naturales que detienen el crecimiento vertical de la fractura. La longitud de la fractura y, más importante aún para las formaciones de alta permeabilidad, el ancho de la misma, mejoran la productividad del pozo. Los operadores seleccionan un diseño óptimo de la fractura TSO mediante la maximización del valor presente neto (VPN) que surge de la productividad mejorada del pozo.

##### **i. Selección del apuntalante**

El tipo de apuntalante escogido para mantener abiertas las fracturas y formar un filtro granular es una importante consideración de diseño. El éxito de la técnica de fracturamiento y empaque se debe, en parte, a dimensiones más grandes de apuntalante que los comúnmente utilizados en los empaques de grava convencionales. Concentraciones más altas de apuntalantes esféricos grandes, minimizan el encapsulamiento y compensan los efectos del flujo turbulento en las fracturas apuntaladas. Los operadores utilizan varios tamaños de grano y tipos de apuntalante, incluyendo arena natural, arena tamizada acorde con las necesidades específicas, arena cubierta de resina y apuntalantes cerámicos sintéticos de resistencia intermedia o de alta resistencia, según sean la presión de cierre de la fractura y los esfuerzos a los que está sometida la formación. Los apuntalantes para el tratamiento de fracturamiento y empaque deberían cumplir cuatro objetivos de fracturamiento:

- Proveer un contraste de permeabilidad efectiva



- Controlar el influjo de arena y la migración de finos
- Minimizar el encapsulamiento del apuntalante en formaciones blandas
- Mantener la conductividad de la fractura sin trituramiento del apuntalante.

La permeabilidad y conductividad de la fractura mejoran a medida que el apuntalante es de mayor tamaño, pero la producción de finos y los granos de arena de la formación que reducen la permeabilidad del empaque también aumentan. Los tratamientos de fracturamiento y empaque requieren apuntalantes del tamaño adecuado para optimizar la permeabilidad de la fractura.

En los diseños de tratamientos de fracturamiento y empaque, no se siguió el criterio de Saucier para dimensionar el apuntalante en relación con el tamaño de grano de la formación, porque el gran área de flujo de las fracturas hidráulicas mitiga la falla de la formación y el influjo de arena. El balanceo de los mecanismos de producción de arena y velocidad de flujo, tamaños de partículas de apuntalante y propiedades del fluido, permite a los operadores aumentar la conductividad de la fractura y mejorar el desempeño del tratamiento de fracturamiento y empaque utilizando apuntalantes de mayor tamaño.

El completamiento de pozos más profundos con altos esfuerzos de cierre de fractura, llevó a los operadores a utilizar más apuntalantes cerámicos sintéticos porque son más resistentes y su forma esférica consistente reduce el encapsulamiento, lo cual también aumenta la conductividad de la fractura. La mayoría de los tratamientos de fracturamiento y empaque utilizan apuntalante cerámico de malla 20/40 y de resistencia intermedia cuando los yacimientos poseen un buen soporte de presión y los esfuerzos de cierre no son excesivos.



## ii. Selección del fluido

Luego de evaluar las características del yacimiento, los ingenieros escogen un fluido óptimo para una estimulación y empaque de grava combinados. Los fluidos a base de polímeros hidroxietilcelulosos (HEC), utilizados en tratamientos de fracturamiento y empaque, los fluidos de fracturamiento a base de goma hidroxipropílica (HPG) con un reticulador de borato para aumentar la viscosidad del fluido, y más recientemente, los fluidos de fracturamiento con surfactantes viscoelásticos, son todos aplicables. Los fluidos para tratamientos de fracturamiento y empaque deben poseer una variedad de propiedades.

La selección del fluido depende fundamentalmente del criterio de fracturamiento TSO. A diferencia de las estimulaciones masivas efectuadas en formaciones de baja permeabilidad, para los tratamientos de fracturamiento y empaque no se requieren bajos valores de pérdidas de fluido, o una alta eficiencia del fluido. De hecho, un fluido algo ineficiente ayuda a lograr un arenamiento inducido para controlar el largo de la fractura y promueve el contacto entre los granos del apuntalante desde la punta de la fractura hasta el pozo. Sin embargo, los fluidos de tratamientos de fracturamiento y empaque también deben mantener suficiente viscosidad para crear fracturas dinámicas anchas y emplazar altas concentraciones de apuntalante que aseguren la conductividad adecuada luego del cierre de la fractura.

Una vez que se detiene el crecimiento del largo de la fractura, los sistemas de fluidos transportan apuntalante en un ambiente de bajas tasas de corte de una fractura dinámica ancha, pero también deben mantener el apuntalante en suspensión bajo condiciones de tasas de corte más altas en la tubería de producción, alrededor de los filtros de grava, a través de los disparos y durante la iniciación y propagación de la fractura.

La viscosidad del fluido se debería romper fácilmente para minimizar el daño de formación y del empaque de apuntalante luego de los tratamientos. Los fluidos óptimos necesitan ser compatibles con las formaciones y los químicos, tales



como los rompedores de polímeros; también deben producir baja fricción y limpiarse rápidamente durante el flujo de retorno posterior al tratamiento.

A fin de maximizar la conductividad retenida de la fractura, los operadores son muy cuidadosos con los rompedores de viscosidad o con los tratamientos con ácidos efectuados luego del tratamiento para optimizar la limpieza post-tratamiento, de modo de garantizar la máxima productividad y recuperación de hidrocarburos. Finalmente, los fluidos para tratamientos de fracturamiento y empaque deben ser seguros, efectivos en materia de costos y fáciles de mezclar, especialmente en las aplicaciones marinas.

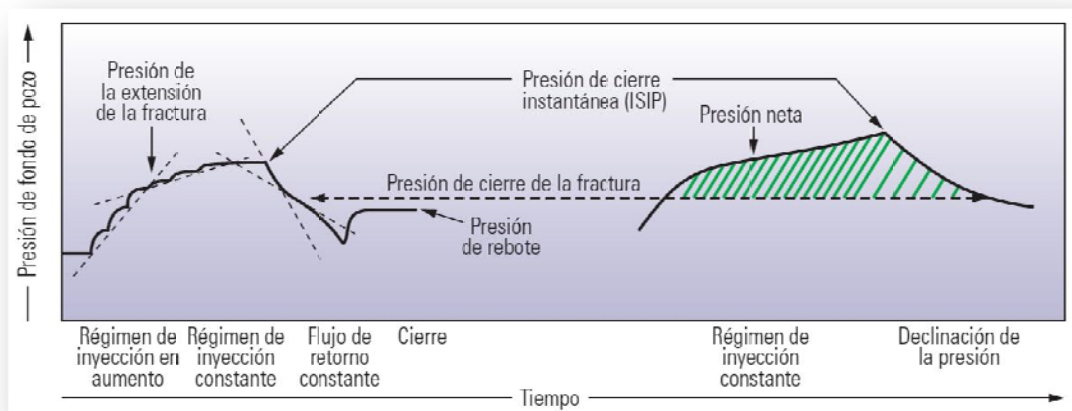
Además de las consideraciones respecto de la pérdida de fluido y de la caída de presión por fricción, la tasa de corte y la temperatura son críticas en la selección de los fluidos de tratamientos de fracturamiento y empaque, y en las concentraciones de polímeros. El bombeo de grandes volúmenes de fluido de tratamiento disminuye la transferencia de calor de un yacimiento, dando lugar a temperaturas más bajas dentro de la fractura. Si no se consideran estos efectos, se pueden llegar a utilizar concentraciones de polímeros más altas que las que verdaderamente se requieren.

Esto aumenta el potencial de daño de la formación y disminuye la posibilidad de controlar el largo de la fractura.

### **iii. Prueba previa al tratamiento**

Las pruebas de laboratorio y el ajuste histórico con tratamientos previos, ayudan a comprender mejor los perfiles de esfuerzos y el desempeño de los fluidos de tratamiento, pero las propiedades locales de la formación varían en gran medida en los yacimientos no consolidados de alta permeabilidad. Luego de desarrollar diseños de estimulación preliminares, los ingenieros llevan a cabo una evaluación previa al tratamiento, o minifractura, para cuantificar cinco parámetros críticos, incluyendo la presión de propagación de la fractura, la presión de cierre y la geometría de la misma, así como la eficiencia y la pérdida de fluido.

Este procedimiento consiste de dos pruebas: una prueba de esfuerzo y una prueba de calibración, realizadas antes del tratamiento principal para determinar las propiedades específicas del yacimiento y establecer las características de desempeño de los fluidos de tratamiento en la zona productiva. Una prueba de esfuerzo, o cierre, determina el esfuerzo mínimo local de la roca, lo cual es una presión de referencia crítica para el análisis del tratamiento de fracturamiento y empaque y la selección del apuntalante.



**Figura 4.10. Prueba de Minifractura. Tomado de “Método combinado de estimulación y control de la producción de arena”. Oilfied review.**

Una prueba de calibración implica inyectar fluido de fracturamiento sin apuntalante al régimen de diseño, a fin de determinar la eficiencia del fluido de tratamiento y los coeficientes de pérdida de fluido. El crecimiento vertical de la fractura puede estimarse agregando trazadores radioactivos al apuntalante y corriendo un registro de rayos gamma posterior al tratamiento. Un análisis de declinación de la presión confirma las propiedades de la roca y provee datos sobre la pérdida de fluido y la eficiencia del mismo.

La vigilancia permanente del espacio anular activo y las mediciones en tiempo real con registradores de cuarzo, ubicados en el fondo del pozo para obtener respuestas de presión en forma independiente de las caídas de presión por fricción que se producen durante el bombeo, constituyen una parte integral de las pruebas previas al tratamiento.



Los datos de superficie provenientes de las pruebas previas al tratamiento, combinados con las presiones de inyección medidas en el fondo del pozo, se comparan con los valores teóricos de un simulador, para calibrar el modelo de fracturamiento y finalizar el diseño del tratamiento.

La práctica estándar de fracturamiento y empaque consiste en rediseñar los tratamientos en sitio, luego de que se completan la prueba de minifractura y el análisis correspondiente.

#### **iv. Diseño del tratamiento**

Previamente, los tratamientos de fracturamiento y empaque, que a veces han fallado debido a un arenamiento prematuro de la fractura o a una obturación temprana del espacio anular, fueron diseñados solamente utilizando simuladores de fracturamiento hidráulico que ignoraban el equipo de empaque de grava y los componentes de terminación instalados en el pozo, tales como reducciones para alojar los orificios en los empacadores de grava, tuberías ciegas, filtros de grava y tubos lavadores. Gracias a simuladores actuales, los ingenieros ahora especifican los diseños de fracturamientos TSO y simulan tratamientos de fracturamiento y empaque utilizando simuladores de pozo y de fracturamiento hidráulico acoplados.

El simulador de fracturamiento hidráulico soporta diseños de fracturamiento TSO en formaciones de alta permeabilidad. También se pueden simular la inducción de la obturación de grava en pozos, reduciendo deliberadamente el régimen de bombeo o reconfigurando las herramientas de servicio para circular al final del tratamiento. El simulador SandCADE también modela el fracturamiento de múltiples capas y el flujo a través del tubo de derivación.

#### **v. Aplicaciones de Completamiento de pozos**

Los diseños de fracturamiento en base a la tecnología TSO, las dimensiones más grandes de las partículas de apuntalante, los avances acontecidos en materia de fluidos de fracturamiento y la evaluación mejorada del tratamiento,



combinados con un equipo de bombeo más versátil y más poderoso y herramientas de fondo de pozo, hacen de los tratamientos de fracturamiento y empaque una alternativa viable de completamiento en muchos pozos.

Las aplicaciones de terminación de pozos con tratamientos de fracturamiento y empaque incluyen lo siguiente:

- Pozos propensos a migración de finos y producción de arena
- Formaciones altamente susceptibles al daño y de alta permeabilidad
- Pozos con alta producción de gas
- Zonas de baja permeabilidad que requieren estimulación
- Secuencias laminadas de areniscas y lutitas
- Zonas productoras heterogéneas
- Yacimientos agotados y de baja presión.

Actualmente, los operadores seleccionan métodos de control de la producción de arena determinando primero si las condiciones justifican el tratamiento de fracturamiento y empaque. Existen 11 ventajas significativas de los tratamientos de fracturamiento y empaque:

- Pasan más allá de la zona de daño de formación
- Aumentan el radio de terminación y el área de flujo
- Reducen la caída de presión y la velocidad de flujo
- Conectan zonas laminadas
- Restablecen las condiciones de esfuerzos en el pozo
- Mitigan la migración de finos y la producción de arena
- Mejoran la productividad del pozo
- Producen terminaciones consistentes con bajo factor de daño



- Sostienen el aumento de producción
- Mantienen la longevidad de la terminación
- Reducen la posibilidad de una falla en el control de la producción de arena.

Ventajas	Desventajas	Aplicación
Se puede evitar el colapso de la formación y el influjo de arena como resultado de un empaque de grava incompleto alrededor de los filtros de grava.	Se incrementa el volumen de fluidos a emplear.	Si las perforaciones se encuentran lejos de zonas de Agua o Gas y la formación de grandes fracturas se puede tolerar.
Reduce las caídas de presión causadas por el daño de formación y las restricciones impuestas por los componentes del completamiento.	Los costos son muchos más altos por los requerimientos de potencia.	Radio de zona dañanda profundo (Mayor a 15 pies).
El factor de daño asociado con la técnica combinada disminuye a medida que los pozos producen y los fluidos de tratamiento se recuperan y, en consecuencia, la productividad tiende a mejorar con el tiempo.	Se requiere un volumen de grava y fluido de transporte mucho más alto.	Yacimientos con arenas poco consolidadas y con porosidades altas (20% - 30%).
La colocación de la grava en las perforaciones es completa.		Intervalos perforados mayores a 30 pies.

**Figura 4.11. Ventajas, desventajas y aplicación de un empaquetamiento con Frac Pack<sup>26</sup>**

La mayoría de los pozos que requieren control de la producción de arena son candidatos para tratamientos de fracturamiento y empaque. Las excepciones incluyen situaciones en las que el equipo de bombeo de alta presión no se encuentre disponible, pozos cuyas tuberías de revestimiento sean menores de 5 pulgadas de diámetro, pozos con tuberías de revestimiento débiles donde existe el riesgo de falla o pérdida de la integridad del pozo, o terminaciones con

<sup>26</sup> Evaluación de las Técnicas de Control de Arena utilizadas en los Pozos del Campo Caño Limón y Campos Aledaños. Manfredo Antonio Kleber Salgado. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2007



una posibilidad de crecimiento vertical de la fractura hasta zonas con agua o gas. El tratamiento de fracturamiento y empaque puede resultar antieconómico para pozos de producciones bajas, pozos de inyección o fuente de agua que no producen ingresos directamente, así como para yacimientos con reservas limitadas o zonas homogéneas de gran espesor en las que resultan más apropiados los pozos horizontales con empaque de grava a pozo abierto.

En yacimientos más prolíficos, la turbulencia del flujo asociada con los disparos del revestimiento restringe la producción, de modo que los operadores generalmente perforan y completan tramos horizontales a pozo abierto para optimizar la productividad. Los filtros autónomos, los empaques de grava a pozo abierto o los filtros expandibles, son opciones de control de la producción de arena en estos ambientes, especialmente para las secciones de mayor espesor de los yacimientos.

El tratamiento de fracturamiento y empaque en terminaciones a pozo abierto es el próximo paso lógico para proveer control de la producción de arena a largo plazo, sin sacrificar la productividad.

#### **4.2. MÉTODOS DE CONTROL SIN FILTROS<sup>27</sup>**

Este tipo de técnicas proporcionan alternativas viables y efectivas en materia de costos con respecto a los métodos convencionales de control de arena, especialmente cuando se aplican sin emplear equipos convencionales de perforación o reparación de pozos.

En ciertos yacimientos, es posible completar zonas poco consolidadas pero relativamente competentes sin necesidad de instalar filtros mecánicos para impedir que ingrese arena (granos de formación y finos de migración, o pequeñas partículas de roca) en el pozo. Este tipo de completamientos de pozos sin filtros utilizan técnicas distintas a las empleadas para los empaques convencionales diseñadas a fin de evitar fallas en los túneles de los disparos

<sup>27</sup> "Métodos de Control de la Producción de Arena sin Cedazos". Oilfield review. 2003.



(perforaciones, cañoneos) con la consiguiente producción de sólidos de formación.

Estos métodos de completamiento de pozos sin filtros mantienen la productividad del pozo y el influjo libre de arena, mediante la combinación de una o más de las siguientes seis tecnologías probadas en los campos petroleros:

- Fase, orientación y tamaño óptimo de los disparos.
- Fracturas hidráulicas anchas con el control del crecimiento longitudinal de la fractura (arenamiento inducido), a través de todos los disparos.
- Control del contraflujo de apuntalante.
- Consolidación química o estabilización de la formación.
- Cementación de intervalos permeables indeseados, previamente empacados.
- Tratamientos selectivos con tubería flexible.

Si se planifican e implementan con cuidado, estas técnicas ayudan a controlar la producción de arena, a reducir el costo y el riesgo global, a mejorar la productividad el pozo y a incrementar la recuperación de hidrocarburos. El completamiento de pozos sin filtros impiden la entrada de arena sin necesidad de recurrir a cedazos ni empaques anulares, lo hacen combinando operaciones de disparos optimizadas con la consolidación o estabilización química de la formación, y con el fracturamiento hidráulico con control del crecimiento longitudinal de la fractura, que incluye fibras para prevenir el contraflujo de apuntalante a fin de crear un empaque “externo”. Los apuntalantes cubiertos de resina (RCP) y los aditivos de empaque de apuntalante para fracturamiento hidráulico, ayudan a detener la producción de apuntalante y de arena de formación. La consolidación de la formación implica la inyección de un sistema



de resina en la formación para crear una adherencia más resistente entre los granos individuales.

#### **4.2.1.1. Ventajas Operacionales**

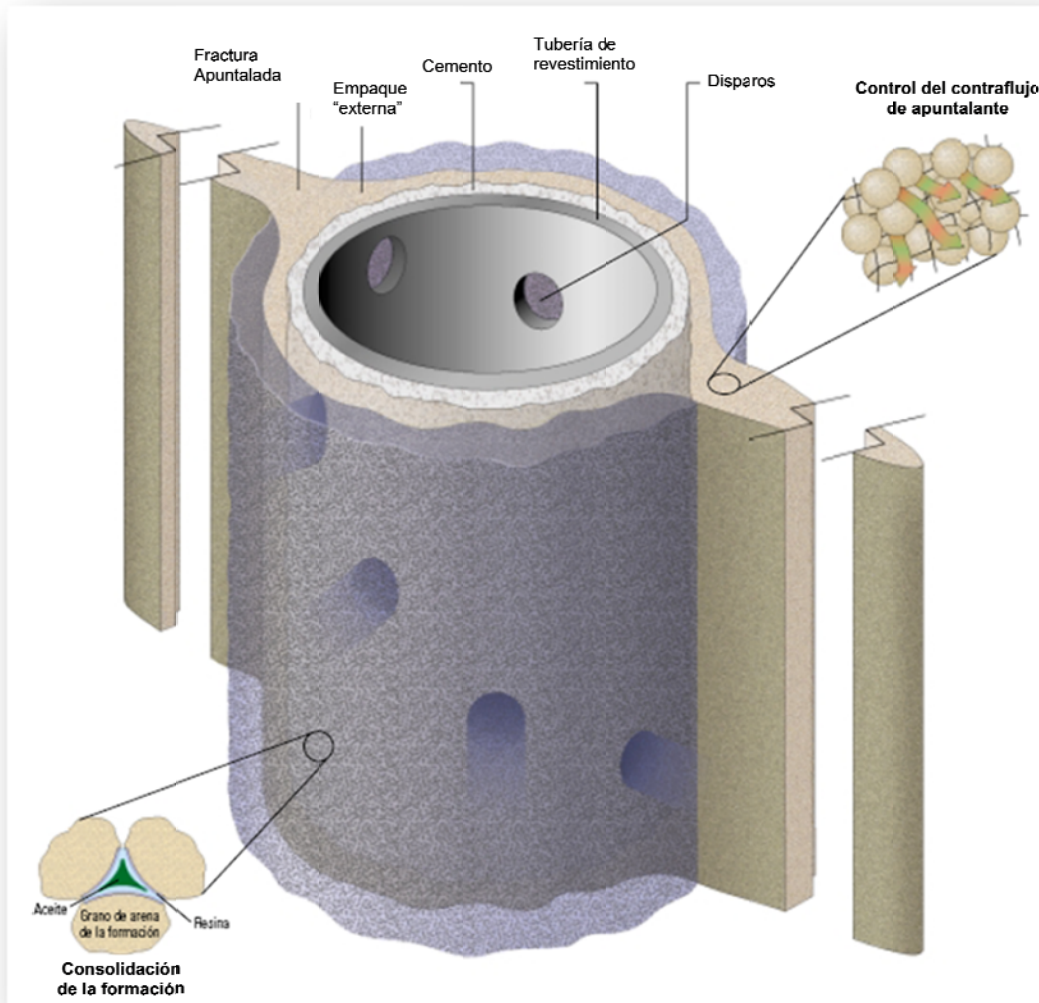
Las terminaciones de pozos sin cedazos no restringen el tamaño del pozo frente a los intervalos productivos. El mantenimiento del diámetro completo del pozo ofrece mayor flexibilidad para las posteriores operaciones de adquisición de registros y recolección de datos, reparaciones de remediación y nuevas terminaciones, vigilancia rutinaria del yacimiento y manejo de la producción, así como el control del influjo de agua o gas. Además de simplificar las operaciones de terminación de pozos y mitigar los riesgos de instalación, este criterio permite reducir los costos porque se eliminan los arreglos de cedazos y equipos asociados con los mismos, las complejas herramientas de fondo de pozo, así como los volúmenes de fluido y las operaciones de bombeo necesarias para emplazar la grava alrededor de los cedazos.

Las técnicas de completamiento de pozos sin cedazos no requieren equipos convencionales de perforación o reparación de pozos. Estos métodos pueden aplicarse utilizando tubería flexible, lo que reduce aún más los costos de terminación e intervenciones de remediación. Esto hace que los métodos de terminación de pozos sin cedazos resulten particularmente atractivos y efectivos en materia de costos para la terminación inicial de zonas pasadas por alto. Estos métodos también son aplicables para la reparación de pozos cuyos empaques de grava están taponados sus cedazos se encuentran erosionados.

#### **4.2.1.2. Técnicas Actuales.**

El desarrollo y optimización de las técnicas se tradujeron en operaciones de perforaciones optimizadas para el manejo de la producción de arena y en un

mayor número de fracturas hidráulicas y tratamientos de fracturamiento y empaque para el control de la producción de arena.



**Figura 4.12. Completamiento de pozos sin filtros.**  
Tomado de "Métodos de control de la producción de arena sin cedazos"

En varios campos se ha aplicado la técnica de fracturamiento vertical indirecto, la cual consiste en disparar las lutitas competentes u otros intervalos de gran resistencia adyacentes a las zonas productivas de interés más débiles, a fin de aplicar luego tratamientos de fracturamiento diseñados para estimular el crecimiento vertical de la fractura dentro de la formación productora. La



iniciación de las fracturas hidráulicas desde una zona resistente y estable retarda o impide el comienzo de la producción de arena causada por la caída de presión. Esta técnica requiere datos detallados de la litología y de los esfuerzos locales.

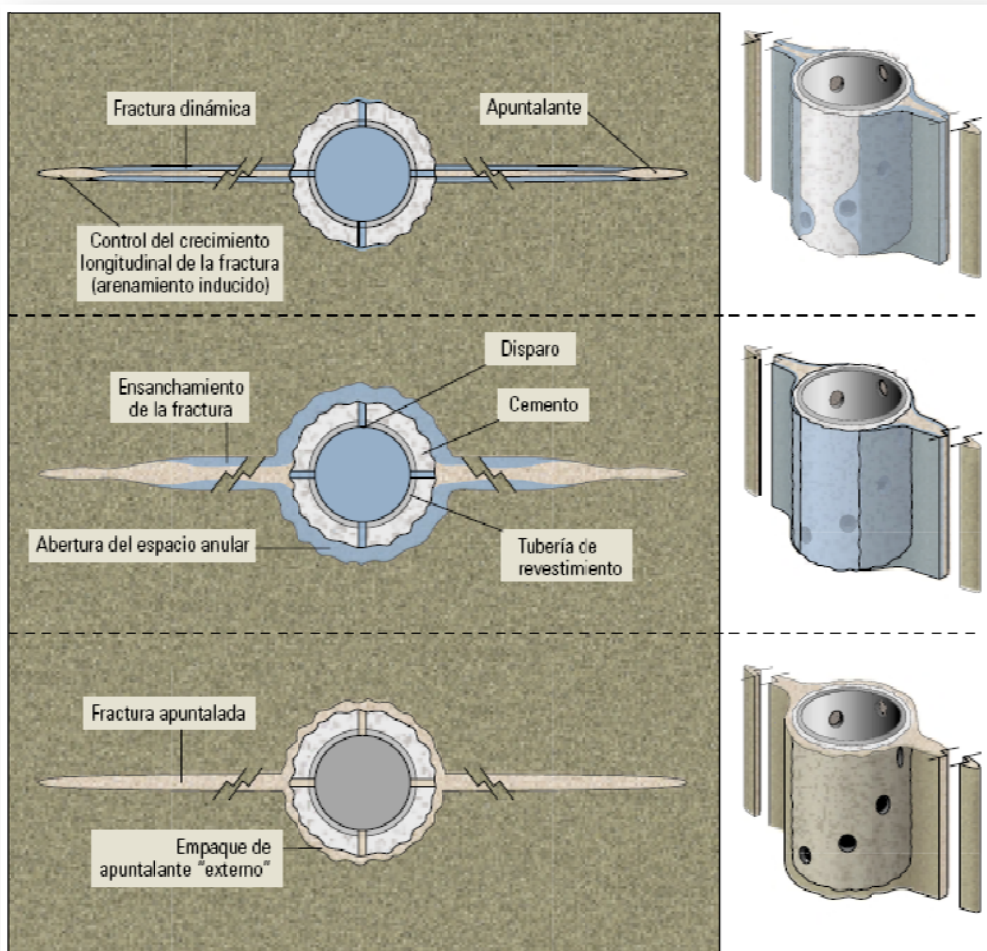
Además de contar con diversas técnicas que contribuyen a lograr exitosos completamientos sin filtros, la optimización de los procedimientos después del fracturamiento hidráulico requiere la consideración cuidadosa de varios factores. El régimen de flujo (una, dos o tres fases), la viscosidad de los fluidos de retorno de la estimulación y del yacimiento, la velocidad de flujo máxima permitida en los túneles de los disparos y el tipo de apuntalante desempeñan roles importantes en el mantenimiento de la integridad del completamiento de pozos sin filtros después de la ejecución del tratamiento.

Aunque los resultados varían según la aplicación, los métodos de control sin cedazos generalmente proveen una solución efectiva de la producción de arena.

#### **4.2.1.3. Operaciones de Cañoneo y fracturamiento**

En operaciones de cañoneo, el primer paso consiste en abordar la fase y orientación de los disparos, la longitud del intervalo cañoneado, así como el tamaño y número de agujeros, o densidad de tiros. Para que los tratamientos de fracturamiento hidráulico y de control de la producción de arena sean exitosos, las estrategias de disparo deben diseñarse de modo que los disparos se sitúen en o cerca del plano preferencial de fracturamiento, o dirección del esfuerzo local máximo. Luego de la operación de disparo, se llevan a cabo tratamientos de fracturamiento hidráulico TSO para ensanchar las fracturas dinámicas y crear anchos apuntalados mayores, que generen un anillo de apuntalante, o un “empaquete externo”. Estos tratamientos de fracturamiento especializados atraviesan el daño cerca del pozo y estimulan la productividad del pozo conectando las capas o laminaciones de la formación individuales, estableciendo un trayecto de flujo duradero, estable y conductivo desde el

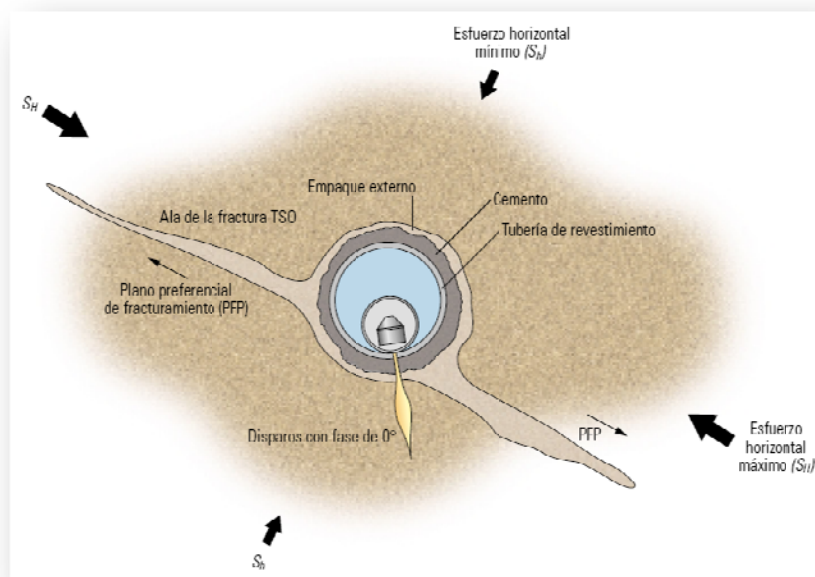
yacimiento hasta el pozo. Los métodos de sin cedazos son exitosos sólo cuando las fracturas TSO bien desarrolladas con empaques de apuntalante estables cubren todos los disparos y evitan el ingreso de arena en el pozo. Las operaciones de disparos no tratadas que no se hallan óptimamente alineadas y conectan directamente la formación al pozo dejan trayectorias potenciales para la producción de arena.



**Figura 4.13. Fracturamiento para pozos completados sin filtros.**  
Tomado de “Métodos de control de la producción de arena sin cedazos”. Oilfield Review.

Si se desconocen las direcciones de los esfuerzos, una fase de 0° maximiza el número de disparos que se comunican con la fractura hidráulica. Si, por el contrario, se conocen las direcciones de los esfuerzos, las pistolas (cañones)

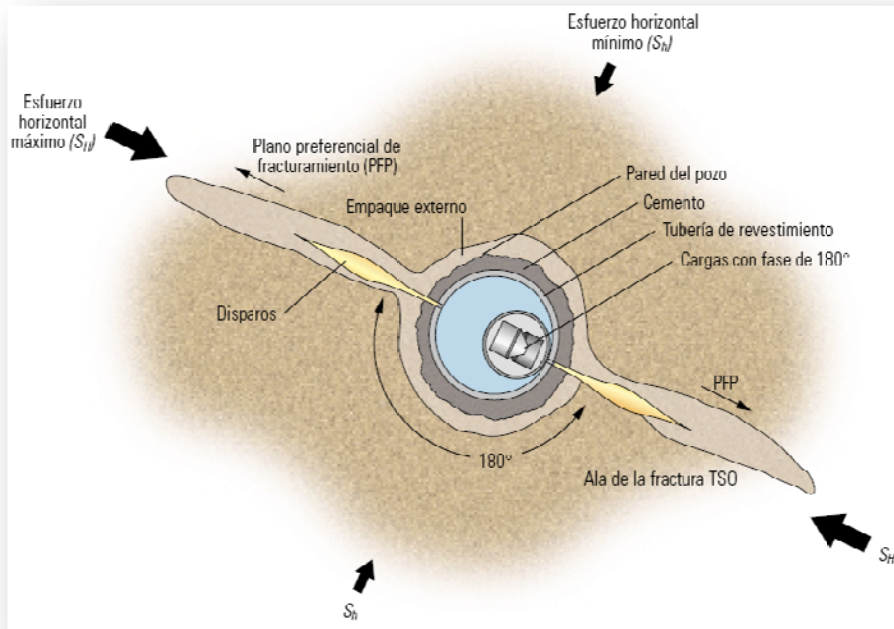
con cargas cuya fase está comprendida entre  $0^\circ$  y  $180^\circ$  y los disparos orientados en el PFP, mitigan la falla del túnel de disparo y el influjo de arena; ambos con o sin tratamientos de consolidación. Los disparos orientados o con fases óptimas también reducen las restricciones del flujo cerca del pozo, o la tortuosidad. La tortuosidad incrementa la presión de iniciación de la fractura y las caídas de presión que se producen a través de los intervalos de terminación durante la inyección de los fluidos de fracturamiento y de apuntalantes.



**Figura 4.14. . Fase óptima. Tomado de “Métodos de control de la producción de arena sin cedazos”. Oilfield Review.**

Debido al estado emergente de las técnicas de terminación de pozos sin cedazos, los disparos en los pozos verticales deberían restringirse a un intervalo máximo de 6 a 12 m [20 a 40 pies]; al menos hasta que la experiencia indique que este intervalo puede extenderse sin riesgo alguno. Para los pozos de alto ángulo y con inclinaciones mayores a  $10^\circ$ , en los que pueden iniciarse varias fracturas, los intervalos disparados deben ser menores a 1.8 m [6 pies]. El control del largo de los intervalos disparados mejora el emplazamiento del fluido, y aumenta la probabilidad de que las fracturas TSO cubran los disparos y formen un efectivo empaque externo alrededor del pozo. Los intervalos más

cortos también mejoran el empaque de apuntalante, mediante la provisión de una alta presión neta cerca del pozo.



**Figura 4.15. Orientación de los disparos en la orientación correcta.** Tomado de “Métodos de control de la producción de arena sin cedazos”. Oilfield Review.

Los ingenieros de terminación de pozos seleccionan el tipo de carga y la densidad de disparos en base a las caídas de presión requeridas durante el tratamiento de fracturamiento y durante la producción del pozo. El diámetro de los disparos debe ser lo suficientemente grande para evitar el bloqueo del apuntalante y los arenamientos prematuros; pero lo suficientemente pequeño como para que después del cierre de la fractura dinámica, el ancho de la fractura apuntalada en el pozo cubra completamente los agujeros de entrada en las paredes de la tubería de revestimiento, bloqueando de esta manera el influjo de arena. La limitación del número de disparos minimiza los disparos que quedan sin tratar. El fracturamiento hidráulico reduce la caída de presión a través de los intervalos de terminación, lo cual minimiza las fallas de los túneles de los disparos y la producción de arena. El empaque externo y la extensa superficie de los empaques de apuntalante, creados durante el fracturamiento



TSO también previenen la entrada de arena al pozo. La mayoría de las estimulaciones sin cedazos incluyen medidas adicionales para estabilizar el empaque de apuntalante.

#### **4.2.1.4. Control del contraflujo de apuntalante**

Debido a la carencia de un sistema mecánico que impida la migración de la arena hacia el pozo, es imperativo que el apuntalante permanezca dentro de las fracturas hidráulicas, especialmente cuando las formaciones deben consolidarse químicamente. En los pozos de bajo gasto de producción, los apuntalantes que retornan al pozo se pueden acumular dentro de la tubería de revestimiento y causar el cese de la producción si los intervalos productivos se cubren por completo. El contraflujo de apuntalante también contribuye a la falla de la formación y al colapso de los túneles de los disparos, crea trayectorias para el influjo de arena de la formación, y reduce la producción. En general, se prefiere un apuntalante RCP parcialmente curado debido a que minimiza las interacciones entre los fluidos y provee estabilidad a la fractura, al mismo tiempo que disminuye el riesgo de acumulación de apuntalante dentro del pozo. La tecnología PropNET utiliza fibras de carbono orientadas al azar que crean una barrera física que refuerza los empaques de apuntalante e inhibe el contraflujo del mismo. Las fibras se agregan continuamente a los fluidos de fracturamiento en la localización del pozo y se mezclan con apuntalantes durante el bombeo. La experiencia indica que las fibras PropNET permiten el contraflujo inmediato que mejora la recuperación del fluido de tratamiento después del fracturamiento. Esta capacidad se atribuye a la construcción de una red mecánicamente reforzada que entrelaza y traba los granos de apuntalante. A diferencia del apuntalante RCP, esta tecnología no depende de procesos curativos sensibles a la temperatura o a ciertas reacciones químicas. Las fibras son inertes y compatibles con todos los fluidos de fracturamiento, incluyendo los fluidos de fracturamiento.



Cuando se requieren altos gastos de producción y un máximo control del contraflujo de apuntalante, las fibras combinadas con apuntalante cubierto de resina proveen un control confiable del contraflujo de apuntalante bajo un rango más amplio de condiciones que el provisto por el apuntalante RCP o las fibras PropNET solamente. Las fibras PropNET refuerzan el apuntalante RCP para proporcionar resistencia adicional a los cambios de velocidades, ciclos de producción y esfuerzos de cierre en aumento a medida que se agotan los yacimientos, especialmente para pozos con gastos de producción extremadamente altos.

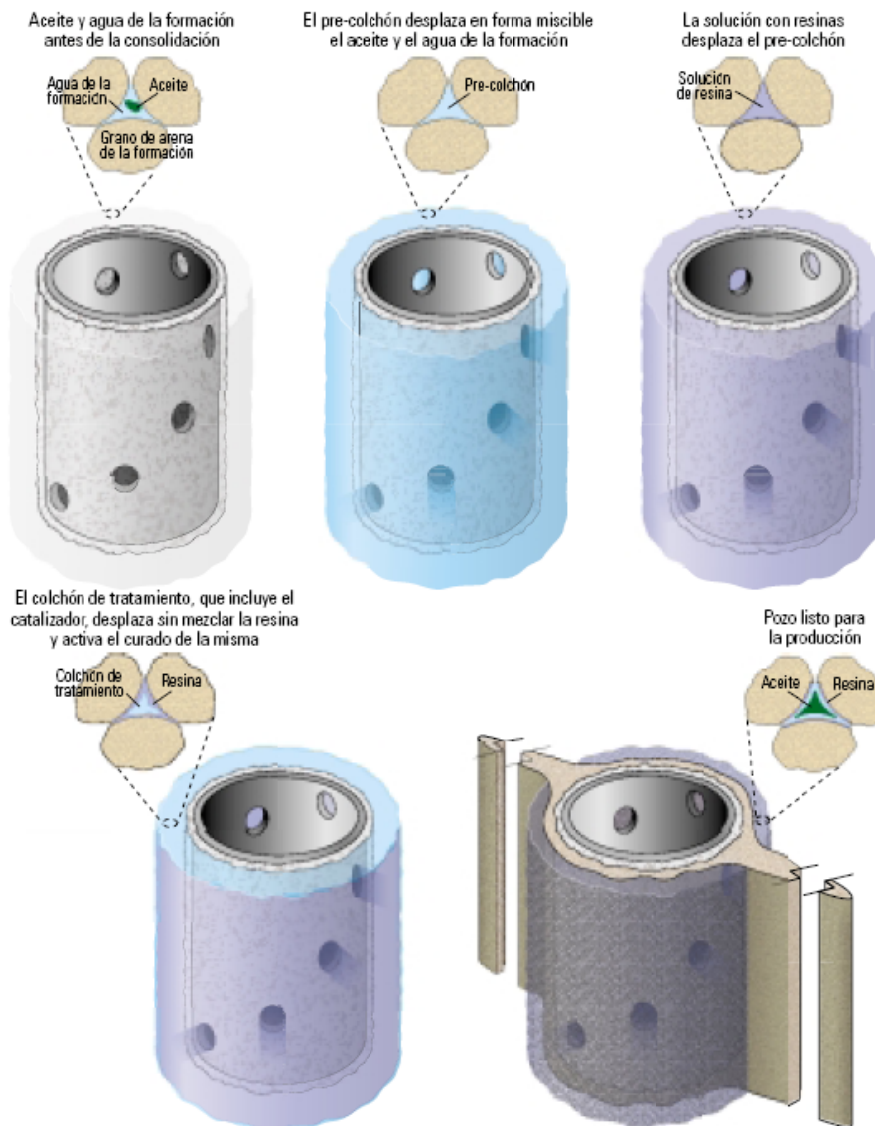
#### **4.2.1.5. Consolidación de la formación.**

Para consolidar la formación, históricamente por inyección de resinas orgánicas, se unen los granos individuales de la formación. En combinación con el fracturamiento TSO y las fibras PropNET, esta técnica estabiliza un volumen limitado con forma de collar alrededor del pozo y de los disparos cuando las resinas se distribuyen en forma pareja a través de los intervalos disparados.

Algunas resinas crean una región consolidada de alta resistencia, a la vez que sólo reducen moderadamente la permeabilidad de la formación. La utilización de estos sistemas mantiene algo de productividad después de la consolidación aún sin fracturamiento. Otros sistemas disminuyen considerablemente la permeabilidad de la formación o sellan completamente la región vecina al pozo. Tratamientos TSO subsiguientes extienden las fracturas apuntaladas más allá de la zona alterada para conectar al pozo con la formación no dañada y controlar la producción de arena.

La consolidación de la formación fortalece las formaciones pobremente consolidadas y minimiza el riesgo del influjo de arena provocado por disparos no alineados y potencialmente no tratados. Los aditivos para el control del contraflujo en empaques de apuntalantes previenen la producción de arena a

través de los disparos comunicados con la fractura hidráulica. La resina estabiliza la formación alrededor de los disparos que no se comunican con la fractura. Esta zona es menos propensa a producir arena.



**Figura 4.16. Consolidación de la formación.**  
Tomado de “Métodos de control de la producción de arena sin cedazos”

En pozos que ya cuentan con empaques de grava convencionales, la consolidación estabiliza la grava en los disparos y en los empaques del espacio anular que hay entre los cedazos y la tubería de revestimiento. Esta



consolidación puede mejorar o extender la productividad del pozo. Durante el fracturamiento TSO, las técnicas de consolidación también ayudan a prevenir los arenamientos prematuros limitando las pérdidas del fluido de tratamiento en los empaques de grava existentes, altamente permeables o en la región vecina al pozo. El éxito de estos tratamientos depende fuertemente de la química del sistema de fluido, del emplazamiento diseñado y controlado del fluido y de la física del pozo.

#### **4.2.1.6. Limitaciones**

Esta técnica tiende a ser reservada para intervalos cortos alrededor de los 10 a 15 pies (3 a 4 m). Un cubrimiento completo a zonas más largas es difícil a menos que se empleen herramientas de ubicación selectiva. Aunque la consolidación con resina es usada exitosamente, no constituye más del 10% del control de arena. La técnica no es aplicable en el Campo La Cira – Infantas, debido a que los intervalos a tratar son mayores a 15 pies, por lo que no se obtendría consolidación exitosa.

#### **4.2.1.7. Tratamientos Selectivos**

Además de controlar el contraflujo de apuntalante, el éxito de las terminaciones de pozos sin cedazos depende en gran medida del emplazamiento efectivo de los fluidos de estimulación y de la cobertura completa de la fractura a través de todos los disparos abiertos. Utilizando la tubería flexible como el conducto para los fluidos de fracturamiento con apuntalante, se pueden tratar las zonas productivas múltiples en forma consecutiva durante una única movilización. El servicio de estimulación CoilFRAC realizado a través de tuberías de producción utilizando un sistema de herramientas de aislamiento de intervalo, aísla selectivamente intervalos individuales para obtener el ancho y la conductividad de fractura óptimos sin la intervención de equipos convencionales de perforación o reparación de pozos. Las terminaciones de pozos sin cedazos



ofrecen una alternativa viable cuando los métodos convencionales de control de la producción de arena resultan económicamente poco atractivos o no se pueden aplicar. Este procedimiento permite la producción de zonas que previamente no pudieron ser terminadas. Las técnicas de terminación de pozos sin cedazos son simples y pueden volver a aplicarse más adelante en la vida productiva de un pozo si surge la necesidad. Cada vez más, los operadores reconocen a esta tecnología como una estrategia que posibilita la terminación de pozos, así como también facilita la rehabilitación de la producción.

Las técnicas de terminación de pozos sin cedazos constituyen un elemento importante en las estrategias avanzadas de manejo de la arena, pero no reemplazarán a los métodos convencionales de control de la producción de arena. En algunos yacimientos, sin embargo, éstas proveen estrategias alternativas efectivas en materia de costos para eliminar o manejar la producción de arena a lo largo de la vida productiva de un pozo o durante el desarrollo de un campo. Los esfuerzos de investigación y desarrollo actuales están dirigidos a mejorar los modelos de computación diseñados para predecir la producción de arena y proveer una evaluación mejorada de los riesgos. Estos esfuerzos asegurarán la efectividad de las cada vez más sofisticadas técnicas de disparos y terminaciones de pozos.



## 5. EFECTOS DE LAS VARIABLES OPERACIONALES EN LA PRODUCCIÓN DE ARENA.<sup>28</sup>

En este capítulo se considera la interacción de varios mecanismos que pueden conducir a la ruptura de la roca y al transporte de la arena. Este enfoque puede emplearse para entender el arenamiento en casos episódicos, ya que se estudia la producción de arena vinculado a varios mecanismos. Una vez dichos mecanismos son incorporados, se posible realizar un análisis más competente para cumplir a cabalidad más objetivos y tomar decisiones en el manejo del arenamiento mientras se maximiza la productividad.

Las técnicas convencionales para la predicción de arenamiento, las cuales están basadas en la ecuación de Geertsma's (1985), que revela el incremento en la presión de confinamiento requerida para fallar un túnel de perforación o la cavidad del pozo; En la práctica, esta aproximación proporciona una indicación de la depleción que puede ser sostenida antes de que el túnel de perforación más débil sufra una deformación significativa, conduciendo a su disgregación (normalmente referida a la presión de fondo de pozo crítica). Este escenario, no proporciona opciones para realizar el objetivo de la evaluación de riesgos a diferentes etapas en la vida del pozo y las contingencias más efectivas para mitigar tales riesgos (Vaziri, 2004). Para el caso base de un control de arena no activo, los operadores necesitan saber, en cualquier etapa, cuanta arena se producirá (tasa y duración) para adoptar una estrategia de producción, y otros cambios en la condiciones del yacimiento, tales como el corte de agua (WC), entre otros. Mediante un mejor entendimiento de los papeles de las múltiples variables, el ingeniero se encuentra habilitado para escoger el método de completamiento óptimo sobre la vida del yacimiento.

---

<sup>28</sup> "Sanding: A Rigorous Examination of the Interplay Between Drawdown, Depletion, Startup Frequency, and Water Cut.". SPE89895. 2004.



A continuación se citan las condiciones más relevantes en la producción de arena, aquellas ya analizadas denominadas naturales y las impuestas, siendo estas últimas el objeto de este capítulo:

### **Condiciones Naturales**

- Esfuerzo de corte y tensil.
- Características de estrés/tensión de la roca – en particular, el grado de fragilidad.
- Forma y tamaño de partícula.
- Estado de estrés efectivo (ej. Presión y profundidad del yacimiento).
- Fluido de poro, incluyendo el corte de agua.
- Permeabilidad.
- Estratigrafía de la zona productora y el grado de heterogeneidad.

### **Condiciones Impuestas**

- Tipo de completamiento en la cara de la arena (ej. Revestido o perforado, hueco abierto, y malla dentro del pozo)
- Prácticas de perforación y completamiento potencialmente resultan en daño a la formación, acondicionamiento pobre de fluidos. Y taponamiento de la malla, por ejemplo.
- Estrategia de producción, incluyendo la frecuencia de cierre, tasa de regulación de flujo (estrangulamiento) y nivel de caída de presión (DD) operacional.
- Depleción
- Espesor de la zona productora
- Desviación del pozo

La mayoría de los factores agrupados arriba están interrelacionados: de este modo, es imposible discutirlos individualmente. El mismo factor puede tener una influencia diferente durante la vida del pozo, y mucho de los eventos de



arenamiento podrían ser debido a la combinación de eventos (ej. Estrangulamiento pobre, drawdown alto, frecuentes cierres, tamaño de la partícula de arena, grado de depleción, y corte de agua), más que por cada factor por separado.

## **5.1. FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCCIÓN DE ARENA**

### **5.1.1. Efecto del Drawdown y la depleción**

Es bien sabido que una alta caída de presión o drawdown puede crear fractura por tensión y conducir a un derrumbamiento de la arena de la cara del pozo, la cual estará localizada y en “ráfagas” de forma natural. Si el drawdown se mantiene por debajo del nivel crítico, el arenamiento puede ocurrir si la depleción alcanza un nivel lo suficientemente alto para deformar los túneles de perforación. Los granos de arena se desmoronan si el material es friable; de lo contrario, las perforaciones continúan deformándose plásticamente, sin arenamiento. En el caso en el cual los granos de arena se producen, la caída de presión debe ser lo suficientemente alta para vencer la fricción grano-grano en la masa de arena rota, lo cual depende del tamaño relativo de grano promedio de la arena con la abertura de perforación, y también cualquier cohesión capilar que pueda mantener los granos de arena juntos. En casos raros en los cuales la depleción es lo suficientemente alta para aplastar o pulverizar los granos de arena (típicamente del orden de 10000 psi o mayor) o crear suficiente tensión para forzar a los granos a través de las perforaciones mecánicamente, el arenamiento puede ocurrir bajo drawdown mínimos.

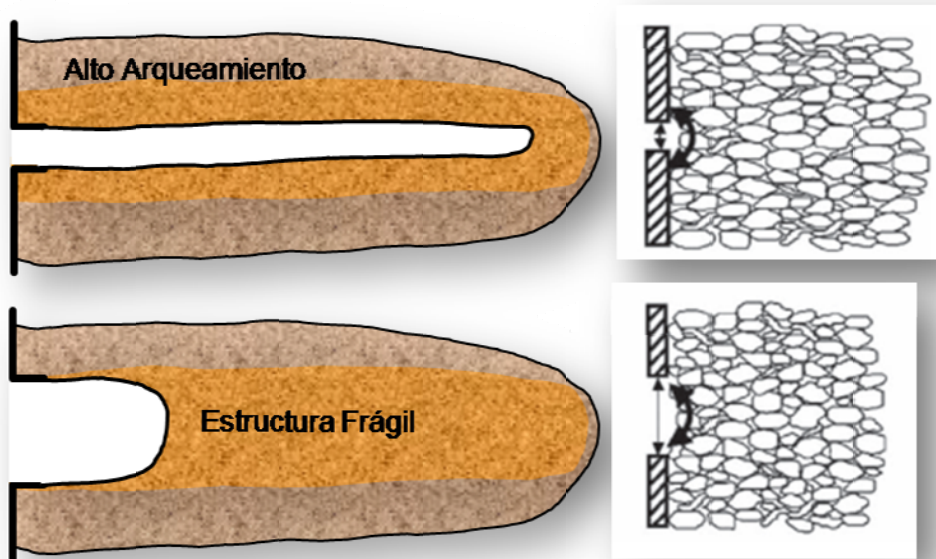
En algunos casos la roca que fue disgregada puede ser mantenida en su lugar debido a la fricción y el arqueamiento en un completamiento revestido y perforado. Una explicación plausible es que el material fallado es capaz de arquearse sobre las perforaciones y mantenerse en su lugar, posiblemente actuando como un empaque de grava natural. Con el incremento de la depleción, la estabilidad del empaque va mejorando proporcionalmente,

resultando de una efectividad de estrés mayor. Este caso muestra que el comportamiento estrés/esfuerzo que gobierna el modo de ruptura de la roca tiene una profunda influencia sobre el arenamiento potencial, y arenamiento y falla de la roca no son necesariamente sinónimos.

En esencia, la fractura o falla de la roca no es el comienzo del arenamiento, pero es una condición para que este ocurra. Debido a que se requiere un drawdown finito para producir los granos de arena que se acumulen en los túneles de perforación, se puede postular racionalmente que el arenamiento puede manejarse mediante el control de la caída de presión mientras las perforaciones estén sometidas a aplastamiento a través del incremento de la depleción. Una vez los túneles de perforación estén totalmente cercados, el drawdown puede ser incrementado, debido a que la posibilidad de que granos de arena individuales aparezcan en las aperturas de las perforaciones ya no existe o es mínimo. Bajo estas condiciones, una caída de presión segura es una que esté por debajo de la resistencia de un empaque de arena apretado, el cual se vuelve más apretado gradualmente con incrementos en la depleción. Esto puede continuar hasta que los esfuerzos se vuelvan lo suficientemente grandes para empujar el empaque de arena a través del túnel de perforación. Con el corte de agua, el drawdown permisible seguro se debe ajustar para permitir la adhesión entre las partículas de arena.

### **5.1.2. Influencia de las perforaciones: Tamaño, Frecuencia, y Orientación.**

Debido a que el uso más común de predicción de la producción de arena es en completamiento en hueco revestido, es útil considerar el comportamiento de la arena bajo tales condiciones geométricas. En este tipo de completamientos, el manejo del arenamiento o su control puede ser mejorado mediante el uso de perforaciones pequeñas y profundas. (ej. 0.25 – 0.28” diámetro de perforación). El tamaño del hueco más pequeño alcanza el mayor efecto de arqueamiento, como esquemáticamente muestra la figura 5.1.

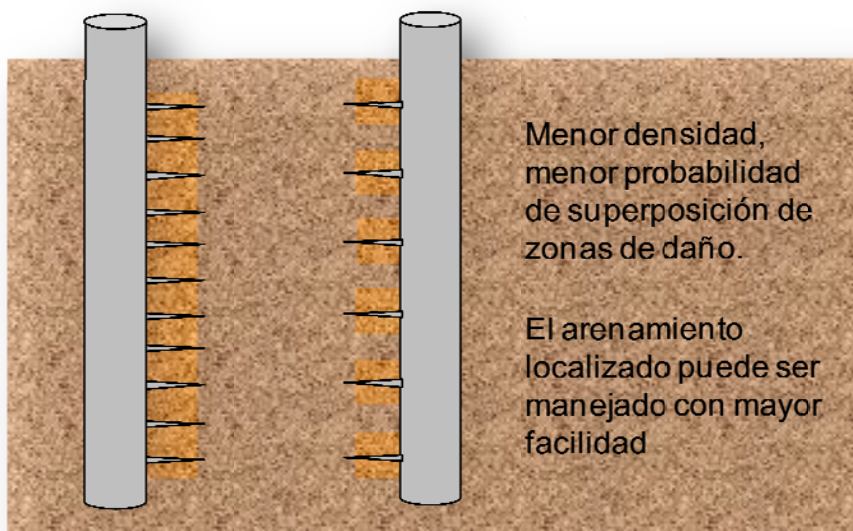


**Figura 5.1. Arqueamiento proporcional a la relación de tamaño entre la abertura y los granos. Modificada de “Sanding: A Rigorous Examination of the Interplay between Drawdown, Depletion, Startup Frequency, and Water Cut”.**

Los factores que afectan el arqueamiento potencial incluyen la forma de la partícula y la distribución del tamaño de grano. En situaciones en las cuales la abertura de la perforación es grande en relación con la distribución del tamaño de la partícula, será más difícil de estabilizar el arenamiento, particularmente bajo condiciones de presencia de agua. Se debe reconocer que, en la mayoría de las situaciones que envuelven formaciones débiles o no consolidadas, la masa de arena disgregada es usualmente en forma de multigranos, y es por esta razón que un taponamiento efectivo puede algunas veces ser estabilizado, a pesar del hecho que incluso la abertura de perforación más pequeña es típicamente 50 más grande que el tamaño de partícula promedio.

Con respecto a la frecuencia de disparo y de fase, el objetivo es minimizar el potencial de coalescencia de las zonas de falla. La figura 5.2 es una representación esquemática del concepto. Mientras, teóricamente, un valor de densidad de disparos de 4 tiros por pie (TPP) parecen ajustar las perforaciones

lejos para mitigar la coalescencia bajo condiciones de drawdown moderado, esto puede comprometer la productividad si no se alcanza una limpieza efectiva de los escombros o ripios. Una opción puede ser incrementar la densidad a 6, 9 o 12 TPP, debido a que incrementar la caída de presión para recuperar una posible degradación en la producción, incrementa el riesgo de eventos de arenamiento mayores, los cuales pueden conducir a un influjo más intenso de las zonas falladas. El papel de la fase comienza a considerarse en casos en los cuales se emplean densidades mayores a 6 TPP. El ángulo de fase óptimo es función de la densidad de tiros: Se usa 60° o 99° para 6 TPP y 135° para 12 TPP, mas de 12 TPP no es recomendado.



**Figura 5.2. Relación entre densidad de tiros y coalescencia de zonas de daño.**  
Modificada de “Sanding: A Rigorous Examination of the Interplay between Drawdown, Depletion, Startup Frequency, and Water Cut”.

Respecto a la orientación de las perforaciones, es particularmente relevante en pozos horizontales en la situación típica en la cual el esfuerzo de sobrecarga es el principal esfuerzo. Bajo tales condiciones, la falla de perforaciones en rocas cementadas puede ser diferida (con referencia a la depleción) mediante el uso de perforaciones verticales. Esta es una buena estrategia, y proporciona una

depleción final insuficiente para disgregar la roca, y el riesgo de encontrarse con intrusión de agua es pequeño. De lo contrario, podría disgregarse la roca, las perforaciones verticales se vuelven muy vulnerables al arenamiento debido al efecto gravitacional. El arenamiento sería empeorado con el agua. Bajo tales condiciones, se puede preferir usar perforaciones laterales (horizontales) y solo del lado bajo (proporcionan una limpieza efectiva de los ripios). Mientras este enfoque puede resultar en una disgregación más rápida de la roca, será menos susceptible al arenamiento bajo niveles moderados de drawdown. El arqueamiento y el gradual aplastamiento de las perforaciones ayudara a evitar el arenamiento haciéndolo más manejable. Lo mencionado no es una recomendación genérica, más bien una consideración en luz del hecho que la falla de la perforación no es equivalente a la producción de arena.

### **5.1.3. Influencia del Tamaño y la Forma de la Partícula.**

Existen dos influencias principales:

#### **5.1.3.1. Esfuerzo Mecánico.**

- Las partículas que son angulares o subangulares desarrollan un ángulo de fricción mayor con características de dilatación mas fuertes (causado por la interrelación potencial grano a grano mayor); ambos de estos factores actúan para incrementar la resistencia en arenas no consolidadas.
- Tamaño de partículas mayores ( $>300\mu$ ), particularmente si es angular, tiene una capacidad de sostenimiento mucho mayor que las partículas finas.
- Partículas más grandes son menos móviles y, de este modo, más estables bajo condiciones de filtración altas.



### **5.1.3.2. Potencial de Arqueamiento.**

En general, mientras más grandes y mas angulares las partículas tienen un potencial de arqueamiento entre partículas mayor, el tamaño relativo de la abertura de la perforación al tamaño de partícula promedio D50, tiene una gran influencia sobre la estabilidad del arco.

### **5.1.4. Influencia de la Profundidad y Presión.**

Esto, en esencia pertenece al estado de stress efectivo que gobierna el esfuerzo y, en particular, tiene una profunda influencia en el esfuerzo de corte de formaciones no consolidadas.

Es difícil y técnicamente sin fundamento proporcionar una regla rápida sobre el potencial de arenamiento en formaciones no consolidadas simplemente como una función de la profundidad, debido a que son muchos los factores tales como tamaño de partícula y forma, trayectoria del pozo, estado de depleción, estrategia de drawdown, y corte de agua, que juegan un papel.

Algunas observaciones de campo:

- En formaciones no consolidadas y normalmente presurizadas a TVD<1000', se espera un arenamiento continuo a cualquier caída de presión (incluso tan bajo como 10 psi). Tales formaciones no pueden manejarse sin un control de arena robusto, incluso bajo una depleción relativamente alta,
- En yacimientos a profundidades entre 2000 y 6000 pies, algunos grados de cementación deben estar presentes para manejar arena, particularmente al final de este rango. El mejor escenario para la estabilidad de las arenas se da entre más profundo sea el yacimiento, más grandes y angulares sean las partículas. Pero el máximo drawdown aplicado debe limitarse a 500 psi, y si se encuentra agua entonces será mucho menor. La frecuencia y la severidad (volumen y



duración) de transferencia de la arena debería reducirse con el incremento en la depleción.

- Los yacimientos en el rango de 6000 a 10000 pies, son generalmente manejables en términos de arena, donde la transferencia de arena puede ser fácilmente estabilizada, a menos que se mantengan la siguiente combinación: expectativa de alto drawdown, cierres frecuentes, arena muy débil (no consolidada), y partículas de tamaño de grano fino ( $D_{50} < 100\mu$ ), las cuales tienen baja capacidad de sostenimiento.
- A 10000' o más, las condiciones para el manejo se vuelven más favorable, las cuales pueden trabajar incluso en arenas totalmente no consolidadas, incluyendo un límite superior sobre el drawdown, el cual puede estar en el rango de 600 psi. Se pueden alcanzar mayores caídas de presión bajo condiciones más favorables con respecto al tamaño de la partícula y la forma, y nivel de depleción; y por el contrario, con un corte de agua alto, la caída de presión permisible disminuye considerablemente y requiere un incremento mucho más lento para controlar el arenamiento.

#### **5.1.5. Influencia del Control de flujo, Permeabilidad, y tipo de fluido.**

Los aspectos del fluido que son de interés incluyen: (1) Viscosidad, la cual afecta la magnitud y la duración del gradiente de presión para un cambio de presión dado; (2) flux (velocidad de flujo del fluido); y (3) Cohesión Capilar. La permeabilidad tiene la misma influencia de la viscosidad debido a que afecta el gradiente de presión. La relación que realmente importa es, de hecho, la movilidad (Permeabilidad/Viscosidad).

Uno de los medios efectivos de control de arenamiento (induciendo o estabilizando) es el proceso de estrangulamiento. Para minimizar el arenamiento, se usan pequeños pasos de drawdown, en el cual cada paso es



aplicado después del cambio de la presión de poro del estado anterior y ha alcanzado el equilibrio en la región alrededor del pozo. La región mínima recomendada es cuatro veces el radio de la zona modificada plásticamente. El radio plástico varia con la resistencia de la roca, tamaño de la zona con cavidades (la zona que participa en el arenamiento), y el estado de presión. Típicamente, el radio plástico es 10' o menos, pero puede convertirse tan largo como 30' en pozos severamente dañados. Generalmente, una estimación exacta de la zona plástica requiere el uso de modelos, pero un estimativo practico se puede obtener mediante el uso de la formulaciones desarrolladas por Risnes (1982).

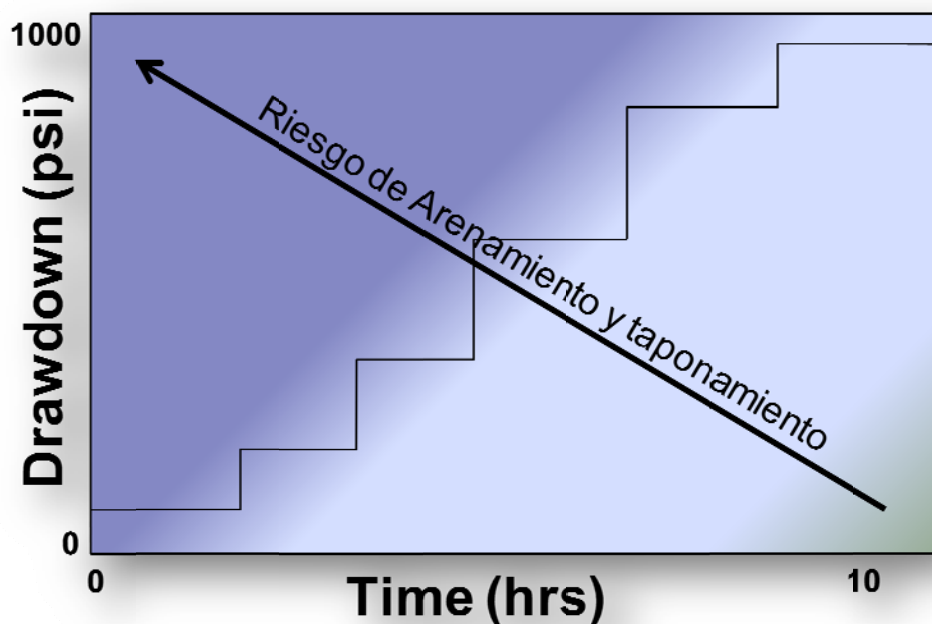
Para propósitos de ilustración, en el área del yacimiento alrededor de un pozo de gas vertical con una permeabilidad de aproximadamente 500 md, el equilibrio de la presión de poro puede alcanzarse en aproximadamente 20 minutos. En un pozo típico de aceite de baja viscosidad, el tiempo puede ser de 1 hora. Para un pozo horizontal, el equilibrio toma mucho más tiempo en alcanzarse. No es necesario esperar un equilibrio completo en cada paso, un 80% se considera adecuado. Esperar más, sería redundante debido a que no cambiara el estado de stress que es el problema fundamental en el arenamiento.

Cada magnitud de paso individual puede no necesariamente tener un efecto apreciable, pero el efecto acumulativo destruirá gradualmente la suave cementación y dañar el tejido de masa de arena y la estructura (ej. Estado de interconexión de los granos).

La estrategia de estrangulamiento optimizada varia con el tipo de arena en términos de cementación y distribución del tamaño de partícula, así como el tipo de control de arena, no se puede dar una guía genérica pero, en general, a un mayor paso de presión, aumenta el potencial de movimiento de sólidos y generación de finos que puede incrementar el arenamiento o el daño. La mejor

práctica es: mantener pasos de presión, pequeños con intervalos cortos de tiempo, y minimizar la frecuencia de cierres y evitar también cierres rápidos.

Hemos encontrado un éxito bueno y consistente en estrategias de estrangulamiento en todo tipo de completamientos mediante el uso de teorías de consolidación basadas en mecánicas de suelos, empleando un modelamiento de movilización de arena con filtración inducida, con consideración del tipo de completamiento. Tales métodos pueden minimizar significativamente el potencial de daño en la cara de la arena y el taponamiento.



**Figura 5.3. Ejemplo de control de flujo optimizado en formaciones friables. Modificada de “Sanding: A Rigorous Examination of the Interplay between Drawdown, Depletion, Startup Frequency, and Water Cut”.**

La frecuencia de cierres y la tasa a la que el proceso se completa afecta la integridad de la cementación. Mientras cada episodio es improbable que resulten en un evento apreciable (ej. En el caso de una formación cementada), los efectos son acumulativos, resultado en una ruptura prematura de la matriz de arena y conduciendo a la generación de finos y producción de sólidos.



La magnitud del rebote elástico generado por un cierre es función del módulo de elasticidad de la formación, y su impacto se incrementa proporcionalmente con la magnitud del drawdown. El Arenamiento es más probable de ocurrir durante las etapas iniciales de estrangulamiento después de un cierre rápido, particularmente si la tasa estrangulamiento es agresiva. También es necesario enfatizar la importancia de cierre delicado para minimizar el diferencial de tensión inducido por un alivio de presión rápido. Tomando un alivio de presión en pequeños paso (ej. 10 psi/min) es menos dañino para el tejido de arena que hacer esto en un modo rápido o instantáneo. Los efectos de cierres rápidos o frecuentes, similar al estrangulamiento, son pequeños pero acumulativos, y llegan a ser problemáticos en etapas posteriores de la vida del pozo.

#### **5.1.6. Hallazgos en Aplicaciones de Campo y Soporte para los Conceptos Propuestos.**

- En general, el arenamiento observado no se correlaciona directamente a la depleción. Una mayor depleción, por encima del nivel crítico que es necesario para pulverizar la arena o inducir altas tensiones para expulsar los granos de arena mecánicamente no es considerado un riesgo de arenamiento, si el drawdown es manejado. Grandes flujos de arena, pueden ocurrir con cambios repentinos en el corte de agua.
- En general, el arenamiento inferido de los instrumentos parece estar fuertemente ligado al incremento en el agua y la frecuencia y tasa de estrangulamiento.
- Un alto corte de agua incrementa el riesgo de arenamiento, pero es el avance del agua a través de zonas de arena propensa que genera arenamiento, lo cual puede ocurrir incluso si el corte de agua es reducido (el corte de agua no puede ser uniforme a lo largo de la longitud del pozo).



- El material más propenso al arenamiento es la roca débilmente cementada, lo suficientemente fuerte para sostener las cavidades de las perforaciones pero demasiado débil para resistir el aumento del desgaste de cambios rápidos de presión.
- Acciones prácticas que pueden ser consideradas incluyen: (1) Minimizar la frecuencia y tasa de cierres debido a que cierres repetitivos rompen la cementación débil; (2) usando una estrategia de estrangulamiento optimizada; (3) Limitando el nivel máximo de drawdown, con y sin corte de agua, con base en el criterio de arenas no consolidadas, el cual puede ser computado.
- Un entendimiento mejorado de los mecanismos de arenamiento permite tomar mejores decisiones con respecto a: (1) Manejos de superficie, (2) Operación de producción, (3) Pronóstico de suministro de gas.



## **6. EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO LA CIRA – INFANTAS**

Durante el desarrollo del proyecto de explotación de hidrocarburos del campo La Cira – Infantas, ha sido necesario intervenir repetidamente, los pozos nuevos y de reacondicionamiento por diversas fallas de bombeo, debido a los constantes problemas de producción de arena, consecuencia del pobre estado de consolidación de la formación y efectos operacionales negativos sobre la integridad de la misma. El problema de arenamiento se aumentó debido al proceso de recuperación secundario de inyección de agua implementado desde los años 60's, lo cual ha incrementado drásticamente el número de intervenciones por servicios de mantenimiento.

A finales de los años 50's se sometieron los pozos en el área 2P y 3W a inyección de agua, para mejorar la producción del área, lo cual produjo una alta frecuencia de arenamientos en la zona C, por lo que se tomó la decisión de aplicar un sistema de control de arena a los pozos sometidos a los patrones de inyección, mediante el empaquetamiento con grava en las décadas de los 60's y 70's, el análisis y evaluación de esta primera campaña de empaquetamiento en el campo serán realizados como parte fundamental de este proyecto, intentando identificar tendencias desarrolladas durante estos trabajos y definir la calidad de los mismos, para así encontrar las fallas y los aciertos que sirvan de sustento para operaciones posteriores.

### **6.1. CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO.**

Los diferentes estudios realizados con el fin de determinar las causas de la producción de arena, han coincidido en que el problema del arenamiento en el campo está controlado por dos factores importantes: el primero dado por la inconsolidación de las areniscas de la Formación Mugrosa y segundo debido al proyecto de recobro secundario por inyección de agua.



Como ya se estudió en capítulos previos, además de las causas anteriormente señaladas, es importante resaltar el efecto de otras variables como el caudal de flujo y el drawdown, debido a que estos son factores controlables y de manejo operacional, que requieren de un diseño y planeación específica según sea su impacto en la producción de arena, para realizar dicho análisis se realiza en capítulos posteriores, la creación de una base de datos que nos brinde soporte sobre estas causas.

Las metas actuales del proyecto LCI (La Cira – Infantas), enfocadas principalmente en el aumento de las reservas y la producción de crudo, mediante el rediseño de los patrones de inyección y la implementación de una gestión integrada de yacimiento; conllevan a someter la formación a diversos factores que potencialmente han incrementado de forma drástica la producción de arena y con esto el número de intervenciones de pozo, afectando negativamente la rentabilidad del proyecto. El objetivo de aumentar la producción, trae consigo: mayor invasión a la formación y a su vez la generación de un mayor daño, el aumento de las tasas de extracción de fluidos y los caudales de inyección, mayor depleción, valores altos de drawdown, y cortes de agua excesivos; que como ya se analizó, estos factores son totalmente nocivos en términos de arenamiento, pero también son responsables de la obtención de los resultados esperados, es por esta clara razón, que es vital la definición de una estrategia de control de arena, de carácter dinámico, que mitigue el problema y a la vez sea lo suficientemente eficiente, para que el proyecto sea atractivo en términos económicos.

### **6.1.1. Caracterización de las Arenas de la Formación**

Para analizar las causas de la producción de arena en el campo, es necesario realizar una caracterización de las arenas de interés, estas corresponden principalmente a las zonas C y B de la formación, por ser las más atractivas en términos de reservas. Para realizar dicha caracterización de las arenas



mencionadas, se emplearon los estudios granulométricos estadísticos realizados, por la División de Exploración y Explotación del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) en los años 90's, a los corazones de los pozos La Cira 1879, 1880, 1882, 1884, 1888 y 1891, de los cuales no es relevante la información del pozo LC-1879, debido a que su profundidad no cubre las zonas de interés. De un análisis somero del estudio, se puede observar que los pozos C-1880, C-1882, C-1884 y C-1891 poseen predominantemente areniscas de grano fino, con algunas apariciones de grano medio, observándose una homogeneidad en el tamaño de grano. Por su parte el pozo C-1888 muestra una granulometría más gruesa de areniscas de grano medio predominantemente y apariciones de areniscas de grano grueso. Sin embargo, para nuestro propósito se requiere de un análisis más concienzudo de las propiedades de los granos, el cual se detalla a continuación.

#### **6.1.1.1. Análisis Granulométrico de las Zonas C y B de la Formación.**

El análisis se comienza con la selección de los datos relevantes de los estudios granulométricos arriba mencionados, el criterio de selección empleado consistió en extraer la información correspondiente a las profundidades de interés, es decir a las profundidades de las zonas a analizar.

##### **I. Zona C**

Para el caso de la zona C, se emplearon los datos de granulometría de los pozos LC-1880 y LC-1882, con el fin cubrir todo el estrato, dichos datos se muestran en el anexo 1. La tabla mencionada contiene la información del análisis de tamizado para cada tope de la arena, donde se registra para cada tope, la masa de arena retenida por cada una las mallas. Con esta información se generó una nueva tabla de valores correspondiente a todo la zona C, obtenida como la sumatoria de la masa absoluta retenida por cada malla, se



calculó también la frecuencia relativa y el porcentaje en masa de los datos, dicho resultado se muestra en la Tabla 6.1.

**Tabla 6.1. Análisis Granulométrico de la Zona C.**

Zona C					
Malla	Esc. Mm	Peso (g)		Frec. Rel	% Masa
		Abs.	Abs Acum.	%	
5	4,0000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	3,3636	0,000	0,000	0,000	0,000
7	2,8284	0,040	0,040	0,002	0,002
8	2,3784	0,218	0,258	0,014	0,012
10	2,0000	0,185	0,443	0,023	0,010
12	1,6818	0,622	1,065	0,056	0,033
14	1,4142	1,522	2,587	0,137	0,081
16	1,1892	4,492	7,079	0,374	0,238
18	1,0000	6,779	13,858	0,733	0,359
20	0,8409	23,060	36,918	1,953	1,220
25	0,7071	38,086	75,004	3,967	2,014
30	0,5946	55,179	130,183	6,886	2,919
35	0,5000	87,747	217,930	11,527	4,641
40	0,4204	87,367	305,297	16,148	4,621
45	0,3536	152,735	458,032	24,227	8,079
50	0,2973	160,071	618,103	32,693	8,467
60	0,2500	204,144	822,247	43,491	10,798
70	0,2102	189,885	1012,132	53,534	10,044
80	0,1768	157,203	1169,335	61,849	8,315
100	0,1487	124,139	1293,474	68,415	6,566
120	0,1250	104,255	1397,729	73,930	5,514
140	0,1051	67,178	1464,907	77,483	3,553
170	0,0884	63,387	1528,294	80,836	3,353
200	0,0743	65,791	1594,085	84,315	3,480
230	0,0625	47,363	1641,448	86,821	2,505
270	0,0526	27,986	1669,434	88,301	1,480
325	0,0442	26,319	1695,753	89,693	1,392
400	0,0372	76,020	1771,773	93,714	4,021
<b>Base</b>	<b>Base</b>	118,847	1890,620	100,000	6,286

Con los datos calculados, se generó la curva del análisis granulométrico para la zona C, incluyendo el porcentaje en peso. Ver Figura 6.1.

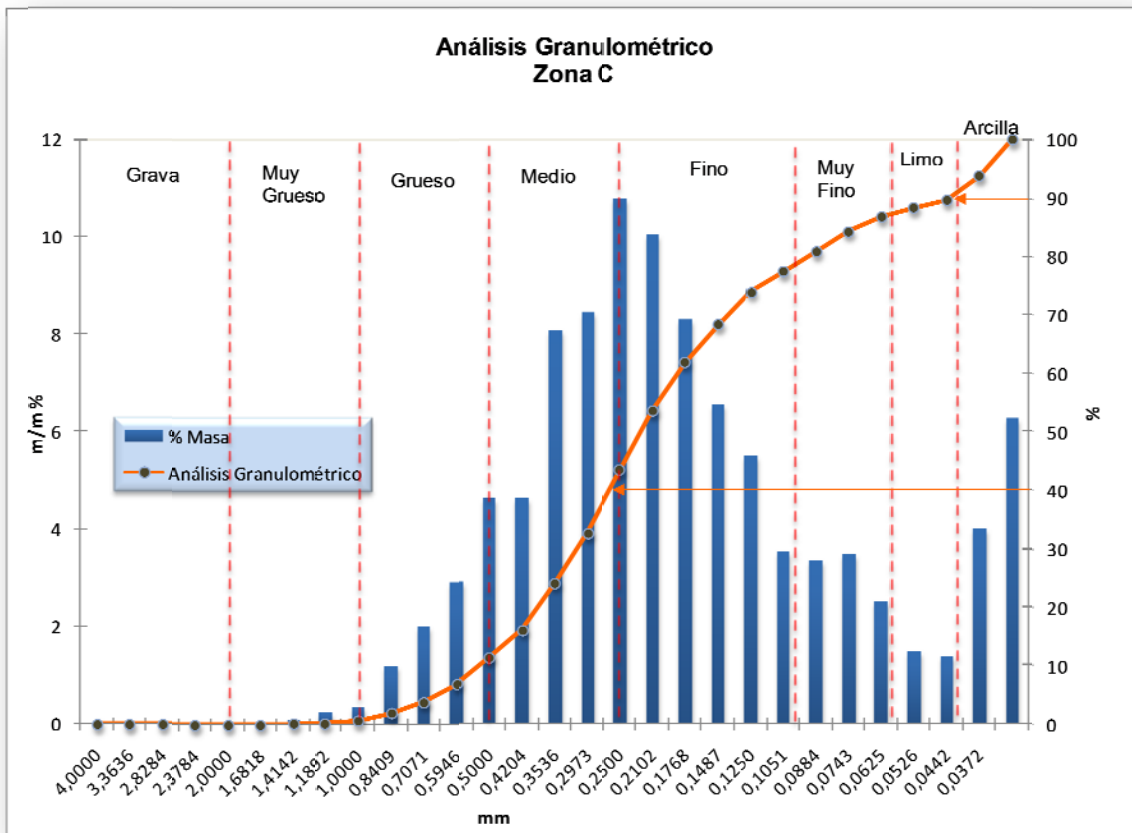


Figura 6.1. Análisis Granulométrico de la Zona C.

Empleando la grafica elaborada, es posible calcular el coeficiente de uniformidad de las arenas de la zona C; los valores de D40 y D90 son respectivamente 0,265 y 0,0436, por lo tanto:

$$U_c = \frac{D_{40}}{D_{90}} = \frac{0,265}{0,0436} = 6,08$$

Mediante la evaluación del coeficiente de uniformidad, se puede determinar que la zona C, está constituida por arenas no uniformes; posteriormente se emplearán estos resultados para criterios de diseños.

A continuación se realiza el mismo análisis granulométrico, para cada tope de arena, empleando también los datos del anexo 1. Con el fin de obtener los coeficientes de uniformidad correspondientes. La grafica obtenida se muestra en la figura 6.2.

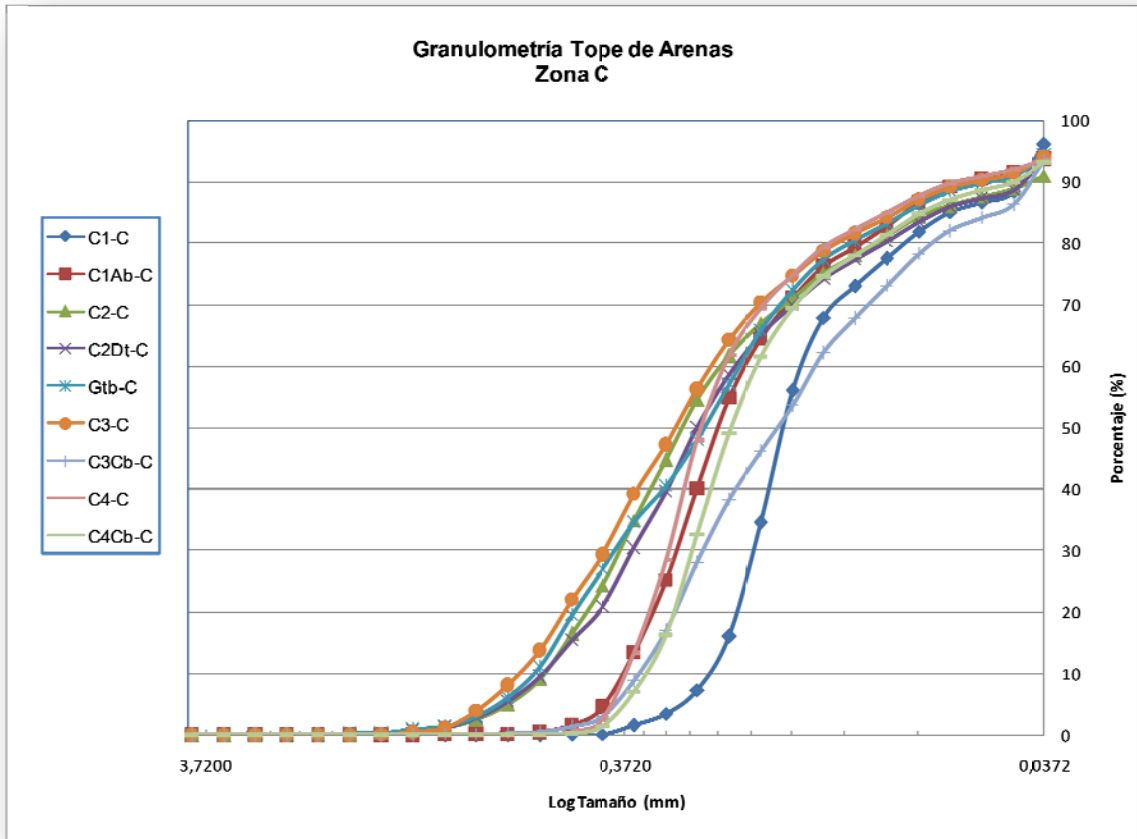


Figura 6.2. Análisis Granulométrico por Topes de Arena de Zona C.

Empleando la figura obtenida se realiza el cálculo de los coeficientes de uniformidad para cada tope de arena de la zona C, los resultados obtenidos se ordenan en la tabla 6.2.

Tabla 6.2. Coeficiente de Uniformidad de Topes de Arena de Zona C.

	C1-C	C1Ab-C	C2-C	C2Dt-C	Gtb-C	C3-C	C3Cb-C	C4-C	C4Cb-C
<b>Coeficiente de uniformidad</b>	3,98	4,75	8,72	6,96	6,73	6,61	5,00	5,12	5,28



Los valores de uniformidad determinados para cada uno de los topes de la zona C, reflejan las diferencias granulométricas de las arenas. Según los datos de los coeficientes, todos los topes están constituidos de arenas no uniformes, sin embargo, no son igualmente uniformes, es decir, se pueden distinguir como las arenas de mayor carácter no uniforme las pertenecientes a C2-C, y aquellas con menor carácter a C1-C. Estos resultados se emplean en el caso de ser necesario un completamiento selectivo de alguna de estas arenas.

## II. Zona B

Para el análisis de la zona B, se emplean también los datos granulométricos de los pozos LC-1880 y LC-1882, estos datos se muestran en el anexo 1, de igual forma se calculan los datos para la zona en general a partir de la información de cada tope. Los resultados se muestran en la tabla 6.3.

Empleando los datos tabulados se elabora la grafica granulométrica para la zona B. Ver figura 6.3. Y se obtienen los valores de 0,156 y 0,0377, para D40 y D90 correspondientemente, por lo tanto el coeficiente de uniformidad de la zona es:

$$U_c = \frac{D_{40}}{D_{90}} = \frac{0,156}{0,0377} = 4,13$$

De este modo, la zona B, al igual que la zona C, está constituida por arenas no uniformes, sin embargo, es ligeramente más uniforme. Los datos correspondientes a la zona B, no se emplearan directamente en este proyecto, debido a que la estrategia de control del arenamiento se definirá en primera instancia para la zona C, sin embargo, se obtienen como soporte para la expansión del control de arena a las demás zonas.



**Tabla 6.3. Análisis Granulométrico de la Zona B.**

Zona B				
Esc. Mm	Peso (g)		Frec. Rel	%w/w
	Abs.	Abs Acum.	%	
4,0000	0,000	0,000	0,000	0,000
3,3636	0,137	0,137	0,002	0,002
2,8284	0,108	0,245	0,004	0,002
2,3784	0,020	0,265	0,004	0,000
2,0000	0,141	0,406	0,006	0,002
1,6818	0,087	0,493	0,008	0,001
1,4142	0,327	0,820	0,013	0,005
1,1892	1,027	1,847	0,029	0,016
1,0000	1,503	3,350	0,053	0,024
0,8409	8,144	11,494	0,181	0,128
0,7071	19,429	30,923	0,486	0,305
0,5946	41,157	72,080	1,133	0,647
0,5000	86,918	158,998	2,498	1,366
0,4204	120,134	279,132	4,386	1,888
0,3536	223,159	502,291	7,892	3,506
0,2973	227,810	730,101	11,472	3,580
0,2500	327,309	1057,410	16,615	5,143
0,2102	441,477	1498,887	23,552	6,937
0,1768	575,884	2074,771	32,600	9,049
0,1487	630,673	2705,444	42,510	9,910
0,1250	680,415	3385,859	53,201	10,691
0,1051	467,529	3853,388	60,547	7,346
0,0884	456,744	4310,132	67,724	7,177
0,0743	434,471	4744,603	74,551	6,827
0,0625	311,857	5056,460	79,451	4,900
0,0526	159,470	5215,930	81,956	2,506
0,0442	166,925	5382,855	84,579	2,623
0,0372	371,817	5754,672	90,422	5,842
Base	609,599	6364,271	100,000	6,286

Para dar el mismo soporte granulométrico de la zona C, se realizan las curvas granulométricas para cada tope de la zona B, para el evaluar los coeficientes de uniformidad correspondientes. Ver figura 6.4.

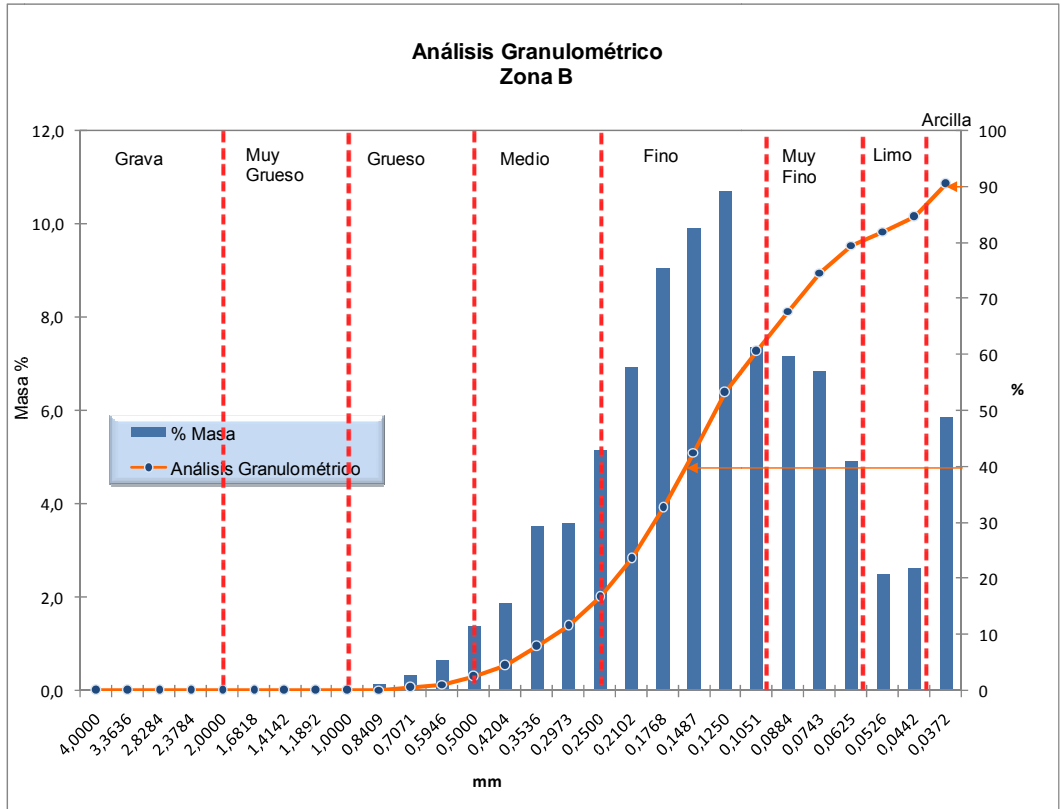


Figura 6.3. Análisis Granulométrico de la Zona B.

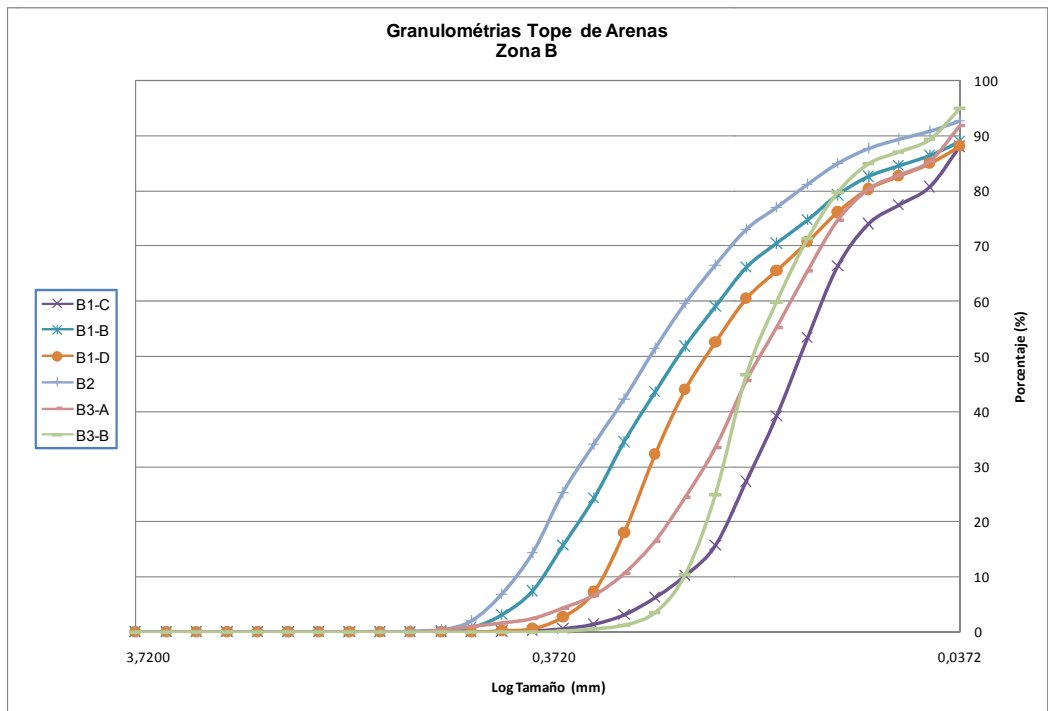


Figura 6.4. Análisis Granulométrico por Topes de Arena de Zona B.



Empleando la figura 6.4, se realiza el cálculo de los coeficientes de uniformidad para cada tope de arena de la zona B, los resultados obtenidos se ordenan en la tabla 6.2.

**Tabla 6.4. Coeficiente de Uniformidad de Topes de Arena de Zona B.**

	<b>B1-C</b>	<b>B1-B</b>	<b>B1-D</b>	<b>B2</b>	<b>B3-A</b>	<b>B3-B</b>
<b>Coeficiente de uniformidad</b>	2,97	6,59	5,72	5,96	3,46	3,05

Evaluando los datos de uniformidad obtenidos para las arenas de la zona B, es posible evidenciar que la arena B1-C es uniforme con un  $C_u$  igual a 2,97, sin embargo, en términos generales, se confirma que la zona B está constituida por arenas no uniformes, pero un poco más uniformes que las arenas que conforman la zona C. Estas diferencias se pueden relacionar con el carácter friable de la zona B y no consolidado de la zona C.

## **6.2. IMPACTO DEL ARENAMIENTO EN EL PROYECTO LCI**

Como se ha mencionado, el impacto del arenamiento en el campo La Cira - Infantas, ha continuado aumentando, debido al cambio en las condiciones impuestas al yacimiento y los requerimientos de producción, exigidos por las metas trazadas del proyecto de explotación, esto sumado a la ausencia de una estrategia que mitigue dicho evento indeseado. El efecto negativo de la producción de arena se ve principalmente reflejado, en el número elevado de intervenciones de pozo realizadas desde el comienzo de la recuperación del campo.

El número de intervenciones de pozo por problemas de arenamiento es de 227, en un periodo de aproximadamente dos (2) años, correspondiente a la edad del proyecto de colaboración empresarial entre Ecopetrol y Occidental Andina, LLC. Esta frecuencia de servicios de pozo, representa un valor inaceptable



para la rentabilidad del proyecto, y evidencia la necesidad de un sistema integrado de control de arena para el campo.

### **6.2.1. Análisis de las Intervenciones de Pozo por Arenamiento.**

El análisis de las intervenciones de pozo por arenamiento realizadas durante el proyecto de reactivación del campo, se inicia con la recopilación de los datos históricos de las operaciones de servicio, la cual incluye la información correspondiente al tipo de trabajo realizado, su duración y datos de producción relevantes para la evaluación. Dicha recopilación de datos se ordena y se muestra en el anexo 2.

En la tabla mencionada encontramos cada pozo que ha sido sometido a una operación de servicio, especificando la zona de la formación intervenida, el área de ubicación dentro del campo, el programa ejecutado y su duración, producción de fluidos, y porcentaje de agua y sedimentos (BSW). Empleando esta información es posible determinar: qué arenas y qué áreas del campo presentan un diagnóstico crítico de producción de arena y qué tipos de problemas son los más frecuentes; mediante el análisis de estos resultados es posible establecer tendencias de arenamiento en el campo.

En la tabla mencionada (anexo 2), se agregaron dos columnas para realizar un estimativo de las pérdidas de producción causadas por los periodos de intervención; la columna “Duración”, representa el número de días empleado para la realización del programa de servicio de pozo y la columna “BO Perdidos”, representa la cantidad de barriles de petróleo que se dejó de producir por la operación de mantenimiento, y se estimó como el producto entre la duración en días de la operación y la producción diaria actual del pozo (Contenido en la tabla). Cabe mencionar, que en los casos en los que la columna “BO Perdidos” es igual a cero, corresponden a los pozos inyectores



analizados. A manera de ejemplo se realiza el cálculo para el primero pozo citado en la tabla.

Pozo CIRA1028

$BOPD_{Actual} = 36$

Duración del Trabajo = 2 días.

$BO \text{ Perdidos} = 36 \text{ BOPD} * 2 \text{ días} = 72 \text{ BO}$  dejado de producir.

Este cálculo se desarrollo de la misma manera para todos los pozos intervenidos, con el fin de obtener un estimativo de la cantidad de crudo total que se dejó de producir por la ejecución de las operaciones. La sumatoria de los barriles de crudo “perdidos” por la intervención a cada pozo dio como resultado 55.117 BO.

Considerando el precio del crudo del campo, con un valor de US\$ 45/bl, las pérdidas alcanzan una suma de US\$ 2'480.265, esto sin tener en cuenta los costos de las intervenciones y los riesgos que estas acarrear, lo cual representa un valor preocupante, y refleja nuevamente la necesidad de adoptar un sistema de control de arena que mitigue estas pérdidas.

Otro análisis elaborado consistió en estimar una tasa diaria de barriles “perdidos”, determinando el periodo de tiempo transcurrido en días, entre la primera intervención y la más reciente. Obteniéndose una duración de 812 días transcurridos, en los cuales se dejaron de producir 55.117 BO, por lo tanto la tasa de barriles perdidos diarios es  $68 \text{ BOPD}_{Perdidos}$ , lo cual equivale a un perdida diaria igual a US\$ 3.060 /día. Los datos obtenidos se muestran en la tabla 6.5.

Otra observación que se puede realizar de los datos tabulados, es sobre los valores de BSW, los cuales son lógicamente altos debido al estado de inundación de agua de la formación, pero no es posible distinguir el efecto



directo sobre los problemas de arenamiento, ya que a valores iguales de BSW se presentan diferentes inconvenientes, lo cual no nos permite ligar el BSW a la ocurrencia particular de alguno de estos eventos (Tubería pegada, limpieza, etc.).

**Tabla 6.5. Análisis de Perdidas por Intervenciones por Arenamiento. Campo La Cira – Infantas.**

<b>Total BO Perdidos</b>	<b>55117</b>
<b>Costo Total US\$</b>	<b>2'480.265</b>
<b>Primera Intervención Oxy.</b>	<b>25/01/2006</b>
<b>Intervención más reciente Oxy.</b>	<b>16/04/2008</b>
<b>Periodo (días)</b>	<b>812</b>
<b>BOPD Perdidos</b>	<b>68</b>
<b>Costo Diario US\$</b>	<b>3.060</b>

#### **6.2.1.1. Distribución de las Tendencias de Arenamiento.**

Después de realizar el análisis general del estimativo de perdidas por problemas de arenamiento, se procede a determinar las tendencias de las zonas de la formación y las arenas del campo a la producción de arena, para tal fin se desarrollan graficas que describan la distribución de los casos de arenamiento, empleando los datos ya mencionados.

##### **I. Distribución Por Zonas de la Formación**

Como se puede inferir de la figura 6.5, la zona de la formación en la cual se presenta mayor frecuencia de arenamientos, es la zona C con un 69%; seguida por la zona B con un 14%, este resultado, en primera instancia, podría reflejar un comportamiento atípico de las arenas de la formación, debido a que la zona C al encontrarse a mayor profundidad que las demás zonas analizadas, “debería” tener, por regla de la mano derecha, mayor consolidación, y de este

modo presentar menor arenamiento; pero existen otros factores que explican consistentemente estos hallazgos, el factor fundamental radica en que la zona C de la formación ha sido, por sus características y cantidad de reservas, la de mayor atractivo de explotación a lo largo del proyecto y ha estado sometida por largos periodos de tiempo a la inyección de agua, lo cual, lógicamente al ser una zona no consolidada, ha conllevado a su disgregación y a la posterior producción de arena. La explotación de las reservas de las demás zonas aunque ha sido menos agresiva, debido a que se constituyen de arenas friables y de este modo mucho más propensas al arenamiento, hace también parte del planeamiento global del redesarrollo del campo como etapas futuras del proyecto; lo cual indica que las tendencias encontradas en la grafica anterior se modificarán, incrementándose las frecuencias de arenamiento, en los estratos por encima de la zona C.

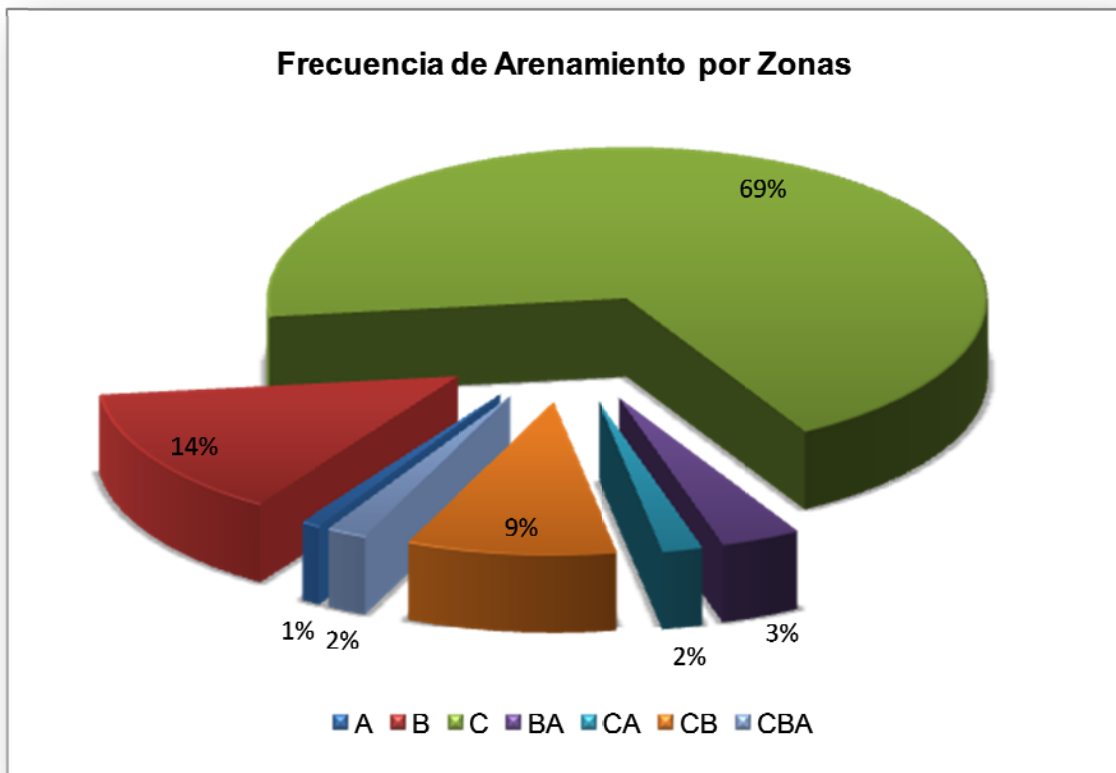


Figura 6.5. Distribución de la Producción de Arena por Zonas de la Formación.



Aunque la estrategia que se pretende definir para el control de la producción de arena en el campo, estará fundamentada principalmente en el comportamiento del estado actual de la explotación del yacimiento, los resultados deben permitir ser extrapolados a las diversas etapas del proyecto, por lo que dicha estrategia debe poseer un marcado carácter dinámico.

## II. Distribución por Áreas del Campo

Del análisis gráfico de la frecuencia de arenamiento por áreas del campo, se observa claramente una tendencia marcada del área Cira Sur al arenamiento, esto responde a que importantes reservas son producidas de dicha área, y esta a su vez ha estado sometida a procesos de inyección de agua desde los años 60's, por lo que dicho resultado es consistente con el desarrollo histórico del campo.

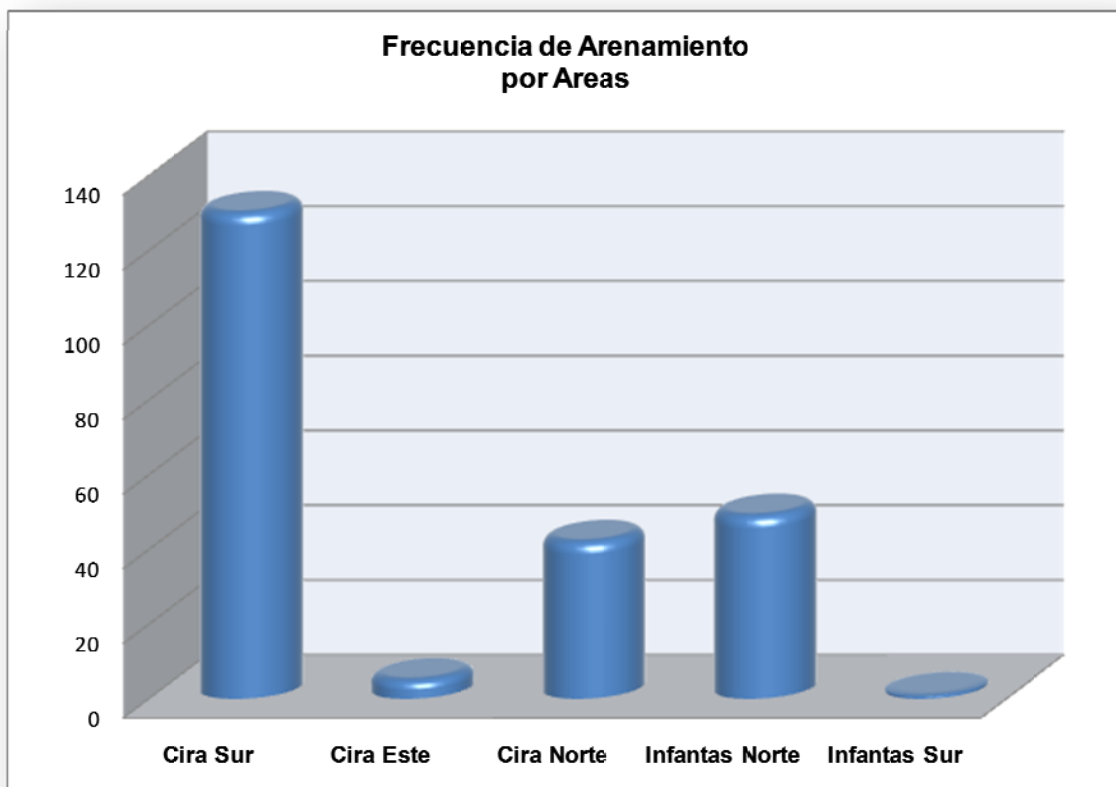
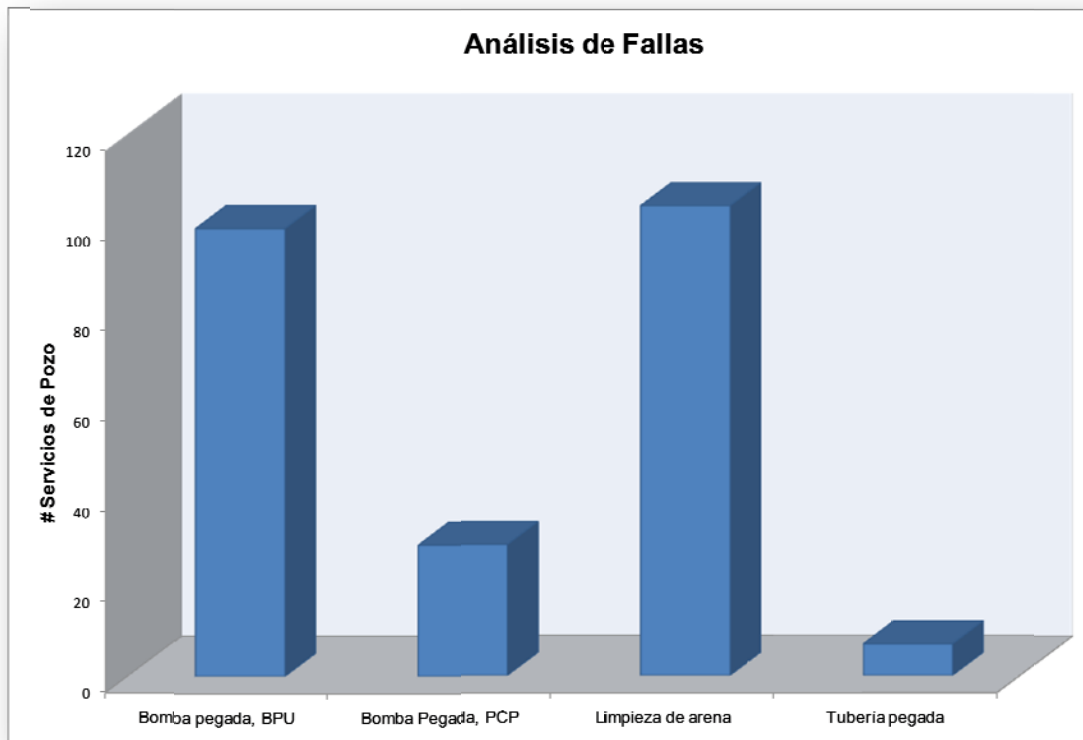


Figura 6.6. Distribución de la producción de arena en las Áreas del Campo LCI.

Las áreas Cira Norte e Infantas Norte exhiben también una frecuencia menor, pero no menos relevante que Cira Sur, debido a que el desarrollo en estas partes del campo no ha sido tan agresivo y el aporte en producción acumulada ha sido menor.



**Figura 6.7. Análisis de Fallas Ocasionadas por la producción de Arena en el Campo LCI.**

### III. Análisis de las Fallas Ocasionadas por Arenamiento.

Según los resultados ilustrados en la figura 6.7, la intervención de pozo más frecuente en el campo La Cira – Infantas, corresponde a la operación de limpieza de arena, lo cual significa que el problema más común es la decantación de la arena en el fondo de los pozos, disminuyendo drásticamente su producción por el taponamiento de las zonas interés. Con base en el análisis



grafico, es posible observar la capacidad de manejo de arena de las bombas empleadas; los sistemas de cavidades progresivas evidencian un mejor manejo de la producción de arena, debido a que con este tipo de sistema, se genera un flujo de fluidos continuo, lo cual, a diferencia de la bomba reciprocante previene la acumulación excesiva de arena en la sarta, y de este modo se presentan menores inconvenientes por pegas. Según lo mencionado en este punto, es posible recomendar, para disminuir la frecuencia de fallas en las bombas por arenamiento, el uso preferencialmente del sistema de levantamiento PCP, en aquellos pozos propensos a problemas críticos de producción de arena, ya que históricamente se comprueba que brindan un mejor manejo del arenamiento en el campo.

### **6.3. METAS DEL PROYECTO DE EXPLOTACIÓN VS. ARENAMIENTO**

Es claro que todo proyecto de explotación de recursos hidrocarburos se encuentra orientado a maximizar la producción de fluidos a bajos costos, mediante el uso de la tecnología y la unión sinérgica de todas las ramas de la ingeniería. El campo La Cira – Infantas, hace parte del plan del gobierno Colombiano de aumentar el tiempo de autosuficiencia energética del país, por lo que, las metas trazadas adquieren alta relevancia nacional.

Como se observa en los pronósticos de producción e inyección del campo LCI (Figuras 6.8 y 6.9), el objetivo evidente es aumentar la cantidad de fluidos manejados, por lo tanto la formación estará sometida a mayores volúmenes de inyección de agua, y a caudales de producción cada vez mayores, lo cual conlleva inevitablemente al aumento en los factores críticos de producción de arena. Por lo que la definición de una estrategia dinámica para controlar el arenamiento en el campo, es una necesidad crítica y de trascendental importancia en la obtención de los objetivos del proyecto.

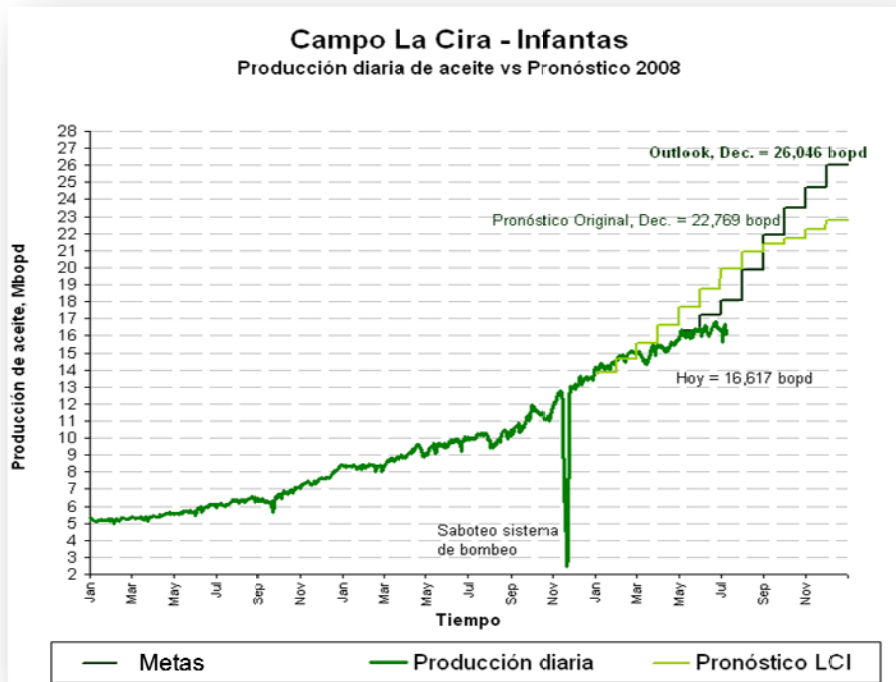


Figura 6.8. Pronostico de Producción. Campo LCI.

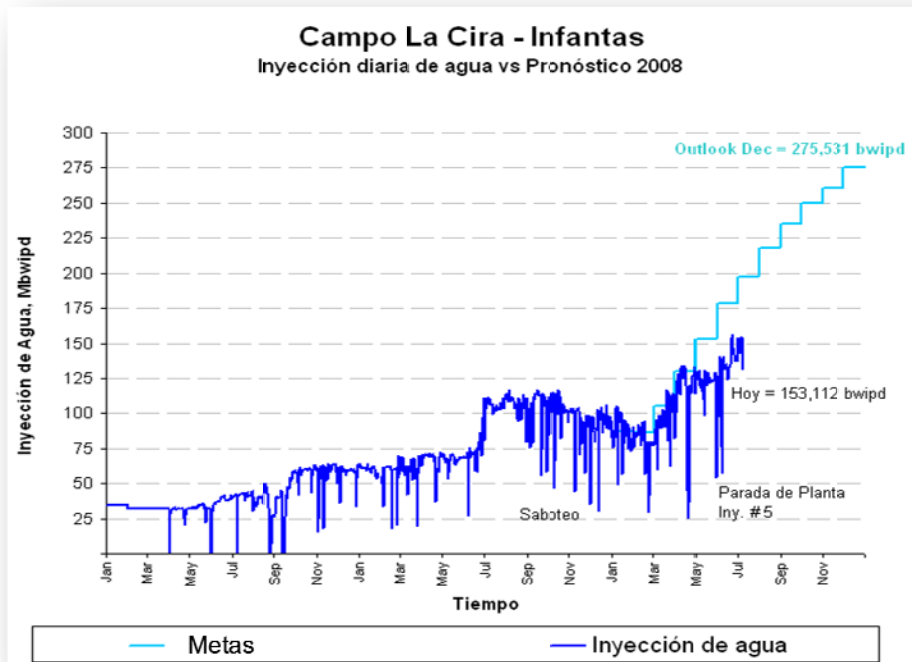


Figura 6.9. Pronostico de Inyección. Campo LCI.



## **7. EVALUACIÓN DEL METODO DE CONTROL DE ARENA IMPLEMENTADO EN EL CAMPO LCI: CAMPAÑA DE EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA.**

Como se ya se mencionó el problema de la producción de arena en el campo La Cira – Infantas, se debe principalmente a dos factores: el pobre estado de consolidación de la formación y los procesos de recobro secundario mediante la inyección de agua. Antes de la implementación de los procesos de recobro la producción de arena parece haber sido tolerable, pues solo se registra la instalación de controles de arena en el campo después de la invasión inmisible. El único sistema de control que ha sido empleado en el campo es el empaquetamiento con grava convencional, y el inicio de su aplicación data de los años 60's, y se extiende hasta finales de los 70's.

Aunque esta campaña de empaquetamiento con grava no documenta evaluación de ningún tipo, se asume, por lo resultados generales observados en el historial de producción de los pozos, que no fue una campaña exitosa. Sin embargo, esta conclusión es apresurada, puesto que no se ha realizado un estudio concienzudo de los programas de empaquetamiento efectuados.

En este capítulo se detalla el análisis realizado a los pozos que se sometieron al empaquetamiento, y a pesar de que la información de los procedimientos ejecutados es limitada y de difícil depuración, se definió una metodología de evaluación para identificar en que pozos el método de control de arena fue exitoso y cuáles no, con el fin de encontrar los parámetros de diseños y/o factores operacionales responsables de estos resultados.

Con base en el análisis elaborado del desempeño de empaquetamiento con en el campo, se proponen las mejoras de diseño respectivas para determinar la viabilidad técnica de emplear este método de control de arena como parte de la estrategia para disminuir el arenamiento en el campo LCI.

### 7.1. INFORMACION DE LOS POZOS EMPAQUETADOS.

La información de los pozos empaquetados se obtuvo mediante los módulos de búsqueda de las bases de datos DIMS (Drilling Information Management System), Open Wells y Panagon. Se recopilaron los datos relevantes a las operaciones de empaquetamiento realizadas, como las variables de diseño y la duración de las ejecuciones. En algunos casos la información existente es limitada, por lo tanto, el estudio se realizó solo sobre aquellos pozos con datos suficientes para realizar el análisis.

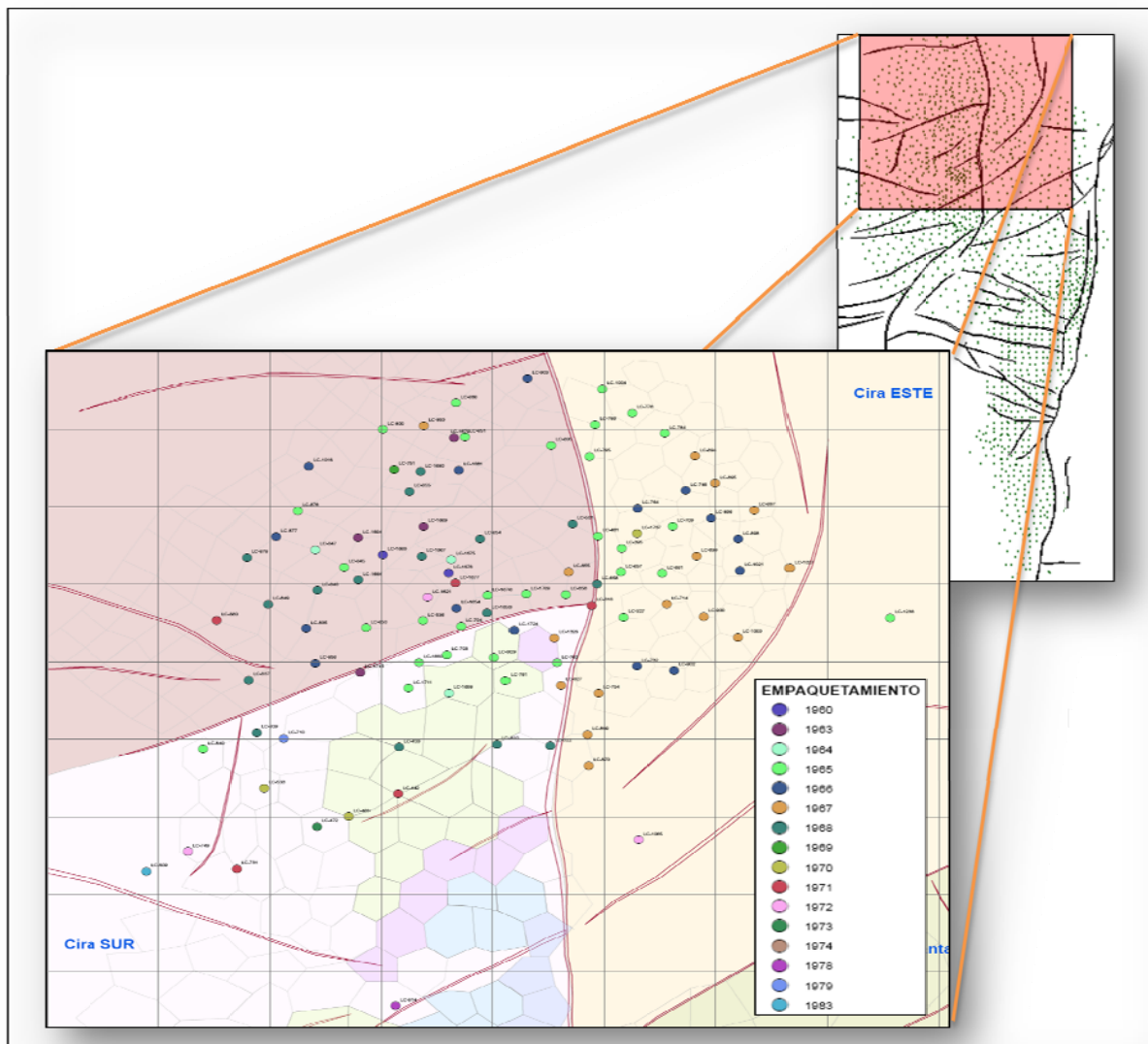
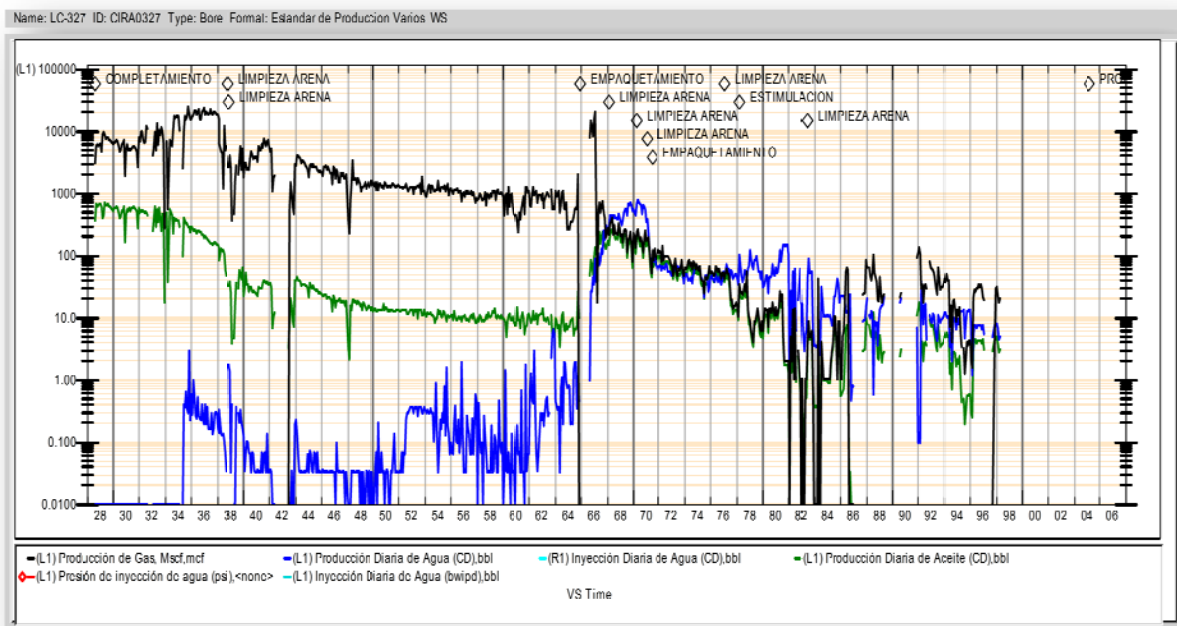


Figura 7.1. Localización de los Pozos Empaquetados. Oil Field Manager (OFM), Occidental Andina, LLC.

Además de la información mencionada, también se obtuvo para cada pozo, su historia de producción y su estado mecánico, con el fin de contar con mayores herramientas en la evaluación de los mismos. Debido al volumen de dicha información, solo se muestra a manera de ejemplo, los datos recolectados del pozo LC-327. Ver figuras 7.2 y 7.3.



**Figura 7.2. Historia de Producción. Pozo LC-327. Dynamic Surveillance System. Occidental Andina, LLC.**

El número total de pozos evaluados fue de 105, correspondientes en su mayoría al área Cira Sur y Cira Este, su localización en el campo se muestra en la figura 7.1. La información de los pozos recolectada, consistió detalladamente en los siguientes datos del diseño del empaquetamiento:

- ✓ Fecha de instalación del control de arena,
- ✓ Fecha de la primera limpieza posterior al empaquetamiento,
- ✓ Tipo y cantidad de grava bombeada,



- ✓ Diámetro, longitud y tipo de liner,
- ✓ Densidad de ranuras,
- ✓ Diámetro del casing,
- ✓ Datos del adaptador, platinas y cola,
- ✓ Observaciones importantes de la ejecución del trabajo.

La información obtenida se muestra en el anexo 3. En dicha tabla existen datos faltantes, debido a la escasez de documentación de los procedimientos de la campaña.

#### **7.1.1. Observaciones Generales de la Campaña de Empaquetamiento.**

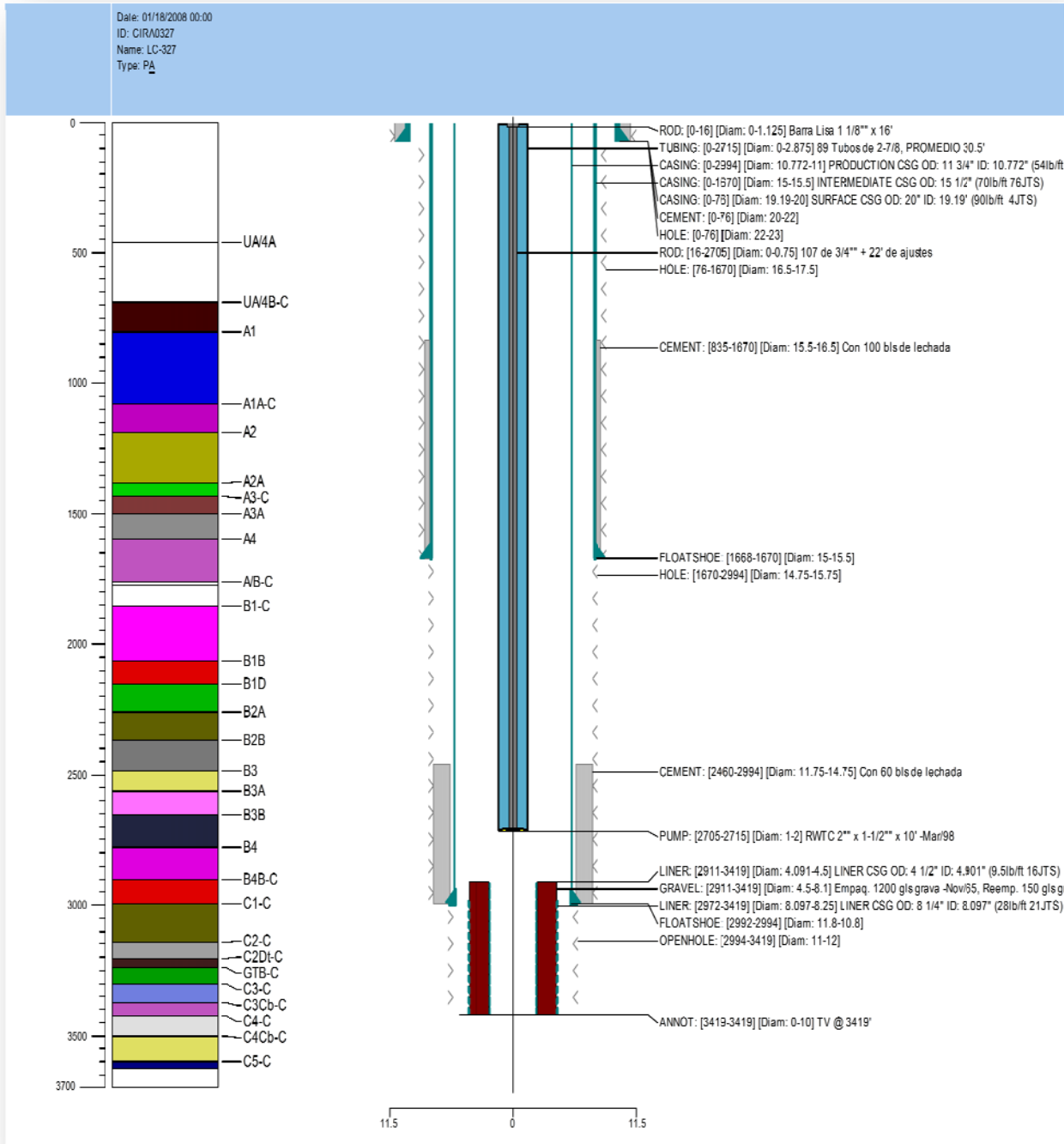
La primera observación que puede realizarse sobre la campaña de empaquetamiento es que en todos los pozos la producción se disminuyó notablemente, además muchos de estos pozos presentan limpiezas de arena en un tiempo muy corto; y aunque estas son características de una implementación no exitosa, se requieren de otros análisis para determinar las posibles causas de estos comportamientos.

Mediante el análisis de la información correspondiente a la ejecución y diseño de los empaquetamientos recolectada, es posible determinar las tendencias operacionales y de diseño, que pueden justificar los resultados observados del método de control empleado, sobre las curvas de producción de los pozos intervenidos.

##### **7.1.1.1. Tendencias de Diseño.**

Analizando los 105 trabajos de empaquetamiento realizado en las áreas Cira Sur y Cira Este, es posible encontrar las siguientes tendencias de diseño:

- ✓ Los trabajos de la campaña de empaquetamiento que comenzó a finales de 1960 y a finales de 1968, fueron realizados con una grava de tamaño 4-8 mesh y con tamaño de ranura de entre 0.0625" y 0.04" de espesor.



**Figura 7.3. Estado Mecánico. Pozo LC-327. Dynamic Surveillance System. Occidental Andina, LLC.**



- ✓ A partir de finales del año 1968 hasta mediados del año 1975, se realizaron cambios en el tamaño de la grava a utilizar, empleando para los empaquetamiento grava de 8 – 12 ó 10 – 12 mesh, sin embargo, mantuvieron el tamaño de la ranura, y se hicieron algunos trabajos con malla 4 - 8.
- ✓ Los pozos fueron empaquetados en directa o reversa, con 310 a 600 pies de juntas ranuradas de 3 ½” y/o 2 7/8” OD con o sin cuello, de acuerdo al tipo de rosca que tenían, derecha EUE ó izquierda especial.
- ✓ En los 60’s, las juntas ranuradas eran corridas con una densidad de ranura de 18 ranuras por pie por junta. Y en los 70’s, corrían juntas de 6, 18 y 28 ranuras por pie, para incrementar el área disponible a flujo, ranurando solo 6 pies por junta.
- ✓ En los 60’s, las ranuras de las juntas, oscilaban entre 0.050” y 0.0625” de ancho por 2 ½” de largo, para los 70’s, el diseño de ranura se mejoró entre 20, 28 y 40 milésimas de pulgada, incrementando el factor de éxito en el control de la producción de arena.
- ✓ Las juntas eran centralizadas al liner con platinas metálicas cuyas dimensiones para liner de 8 5/8” eran 4” de largo x 1.75” de ancho x 0.5” de espesor, y para liner entre 6 ¼” a 6 5/8” las platinas usadas eran de 3” de largo x 0.75” de ancho x 0.5” de espesor.
- ✓ La junta superior llevaba un adaptador de 10”, 7 ¼”, 5 ½” ó 4 ½” OD de acuerdo al ID del casing, este aditamento permitía el paso de la grava y centralizaba la parte superior de la sarta de empaquetamiento, este dispositivo estaba enroscado por medio de una rosca izquierda a un setting tool, que permite el desenroscado del adaptador al dejar la sarta empaquetada.



- ✓ Al empaquetar en directa se utilizaba un empaque “Berco” enroscado arriba del setting tool, este dispositivo realizaba un flujo cruzado desplazando la grava en el anular del liner, empaquetándolo.
- ✓ Técnicamente, los pozos fueron empaquetados siendo colgados de un dispositivo llamado adaptador, este es un bloque macizo con un diseño de canales laterales que permitían circular alrededor de él, la grava y los fluidos de transporte. El desarrollo posterior de sellos metálicos se realizó para el control de la producción de la grava, porque por la acción de bombeo y la presurización del yacimiento, migraba la grava del anular adentro del liner ranurado, ocasionando pérdida efectiva de material filtrante en el anular y taponamiento interior del liner. Esta tecnología de sello metálico no fue aplicada durante esta campaña de empaquetamiento

#### **7.1.1.2. Posibles Causas del Impacto en la Producción.**

La producción de los pozos empaquetados disminuyó, en algunos por el efecto del choque físico que generaba el liner ranurado empaquetado y la migración de finos. Sin embargo, no todo el fenómeno de reducción de producción puede ser atribuible al empaquetamiento. Ya que varios de estos empaquetamientos fueron realizados como medida remedial; muchos pozos colapsados ó rotos, fueron corregidos con moledores ahusados y empaquetados para prevenir el derrumbe del pozo, estos presentaban pérdidas de producción, y empaquetarlos fue la medida que permitió mantenerlos en producción durante un periodo de vida útil adicional.

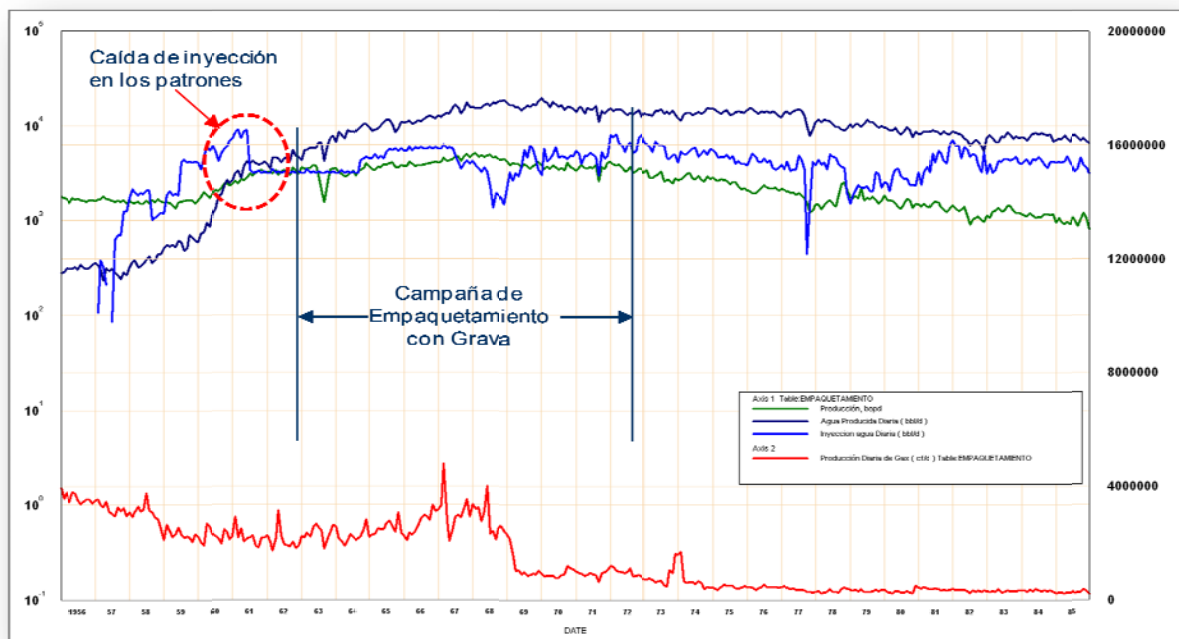
Se evidenció que en periodos posteriores a la vida útil del empaquetamiento, el pozo perdía producción por efecto de las incrustaciones y precipitados orgánicos, los cuales fueron tratados mediante estimulación química. Sin

embargo, finalmente la corrosión y la ruptura de los liners ranurados por colapso del revestimiento, llevaban al abandono del pozo.

Algunos pozos estaban produciendo en comingle con las unidades de CBA, y continuaron con el problema de arenamiento. Posteriormente en algunos casos los intervalos superiores fueron abandonados mediante cementación. Sin embargo, hay trabajos de empaquetamiento que continuaron con producciones altas de arena por el aporte de las zonas BA.

Cuando el empaquetamiento no era exitoso, ó presentaba problemas operacionales, como práctica común, se bajaba a re-empaquetar el pozo con más grava, pero los resultados de este procedimiento no fueron los mejores.

Durante el periodo de la campaña de empaquetamiento sucedieron acontecimientos en el flujo de fluidos en el campo que pueden haber influenciado en la disminución de la productividad de los pozos empaquetados.



**Figura 7.4. Comportamiento de la producción e inyección en los patrones donde se localizan los pozos empaquetados. Dynamic Surveillance System. Occidental Andina, LCC.**



En la gráfica 7.4 es posible analizar el comportamiento de los patrones de inyección y de las curvas de producción de los pozos empaquetados. Como se observa, el volumen de inyección diario disminuye en 1961, y se mantiene constante durante casi 4 años (corresponde al tramo que se encuentra encerrado en rojo en la figura), lo cual coincide históricamente con la reducción de la producción en los pozos empaquetados; luego la inyección se incrementa ligeramente después de 1964, y también se reflejando esta fluctuación en el aumento de los caudales de producción de dichos pozos. Analizando estos factores, se resalta la necesidad de verificar el comportamiento de la inyección en los patrones cuando se estima la reducción de producción en pozos empaquetados y su factor de éxito. Y nos lleva a la siguiente conjetura: aunque el empaquetamiento con grava, por ser en esencia una barrera física, disminuirá la producción de los pozos, la totalidad de las pérdidas de producción no puede ser atribuible exclusivamente a un mal diseño o mala ejecución de los trabajos, pues como ya se observó pueden coexistir diversos factores que conlleven a la disminución de los caudales de producción, y que si se excluyen del análisis, pueden acarrear conclusiones erróneas sobre el éxito de los métodos de control de arena.

Evaluando algunos criterios de diseño, autores aseguran que, para mantener un buen empaquetamiento, es necesario mantener una pulgada (1") como máximo de espacio entre el diámetro interno del revestidor y el diámetro externo del liner ranurado (anular empaquetado), debido a que empaquetar pozos con diámetro de revestimiento grande con liner ranurado pequeño, resultará en pérdidas de fricción adicionales que aumentarán la restricción al flujo y como resultado restringirá la producción. De acuerdo a lo observado, esta premisa se cumplió solo para los pozos inyectoros completados en revestimiento de 5 ½" OD con liner ranurado de 3 ½" OD rosca izquierda sin cuellos. La mayoría de los trabajos fueron realizados en revestimientos de 8 5/8" y 6 5/8" OD con liner ranurado de 3 ½" OD, lo cual proporciona un anular mayor al óptimo.



Otro criterio encontrado en la literatura es el de mantener un porcentaje de área abierta a flujo entre el 2.5 y 3% del área total de la tubería del liner ranurado para no comprometer la integridad del liner y por ende reducir su vida útil. De los diseños observados, este porcentaje se encuentra entre el 0.1 y 0.4% porque solo se ranuraba 6 pies por junta, lo que significa una restricción más alta al flujo, una razón más para la pérdida de producción en los pozos empaquetados.

## **7.2. EVALUACIÓN DE ÉXITO DE LA CAMPAÑA DE EMPAQUETAMIENTO.**

Las tendencias operacionales de los trabajos ejecutados, aunque brindan un panorama general de los criterios de diseño de la campaña de empaquetamiento, no nos permiten determinar el éxito o fracaso de las operaciones, por lo tanto es necesario establecer una metodología de evaluación para el desempeño de los pozos empaquetados.

### **7.2.1. Metodología de Evaluación de los Empaquetamientos.**

La metodología de evaluación definida y aplicada para determinar el éxito de los empaquetamientos realizados durante el periodo ya mencionado en el campo LCI, emplea fundamentalmente la herramienta de software DSS (Dynamic Surveillance System), y consiste en un análisis de las pérdidas de producción ocasionadas por la implementación del método de control, el cual se detalla a continuación:

- i. Determinar la declinación porcentual de la producción antes del empaquetamiento, para el campo LCI este valor se encuentra en un rango de 9 – 15 %, correspondiente a la declinación en efecto secundario.



- ii. Con el dato de declinación determinado, se calcula, mediante la herramienta de software DSS, el pronóstico de reservas producibles, P1, a esta declinación, desde la instalación inicial del empaquetamiento, hasta el límite económico estimado para el campo, año 2050.
- iii. Se determina, la tasa de declinación porcentual de la producción después de instalar el método de control. Este valor determina en gran parte el éxito del empaque.
- iv. Con la tasa de declinación después del empaquetamiento, se calcula, empleando el software DSS, el pronóstico de reservas producibles, P2, a esta tasa, desde el abandono del pozo hasta el mismo límite económico, el año 2050.
- v. Por último, se calcula el porcentaje de pérdidas de producción acumulada, así:

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{P1 - P2}{P1} * 100\%$$

- vi. Como criterio de evaluación, se estiman como exitosos, los empaquetamientos donde las pérdidas sean menores o iguales al 20%, dicho valor se estimó teniendo en cuenta que el tamaño de las ranuras y el tipo de grava no era el más adecuado, de acuerdo a los tamaños de grano resultado del corazonamiento de los pozos LC-1880 & LC-1882.

Para dar mayor claridad a la metodología, se describen a continuación los procedimientos de evaluación para dos casos analizados, un empaquetamiento exitoso correspondiente al pozo LC-895 y uno no exitoso realizado al pozo LC-877.

### **Pozo LC- 895**

El análisis del desempeño del sistema de control de arena comienza con la selección de los datos de producción antes del empaquetamiento, para



determinar la tasa de declinación porcentual de la producción, mediante el uso del software DSS se encuentra un valor de 9% (este valor corresponde a la declinación de los datos encerrados en rojo en la figura 7.4). Empleando este valor se calcula el pronóstico de reservas producibles, desde la fecha de instalación del método de control hasta la fecha de límite económico, hallándose un valor  $P1 = 592499$  barriles de aceite, el pronóstico se encuentra representado gráficamente por el área del triángulo verde de la figura. Cabe mencionar que el valor de reservas calculado por la herramienta computacional corresponde al área del triángulo mas la cantidad de reservas producidas antes del punto inicial del pronóstico. Como paso siguiente, se determina la tasa de declinación posterior al trabajo de empaquetamiento, con un valor de 38%. Empleando este valor se calcula el pronóstico de reservas producidas, desde el abandono del pozo, hasta el tiempo de límite económico, obteniendo un valor  $P2 = 497121$  barriles de aceite, dicha predicción se representa esquemáticamente por el área del triángulo rojo en la figura. Por lo tanto el porcentaje de pérdidas es:

$$\% \text{ Perdidas} = \frac{P1 - P2}{P1} * 100\% = \frac{592299 - 497121}{592299} * 100\% = 16\%$$

Según el criterio de éxito establecido, el empaquetamiento del pozo LC-895 fue exitoso. La figura 7.4 muestra en síntesis la evaluación de éxito del empaquetamiento del pozo LC-895.

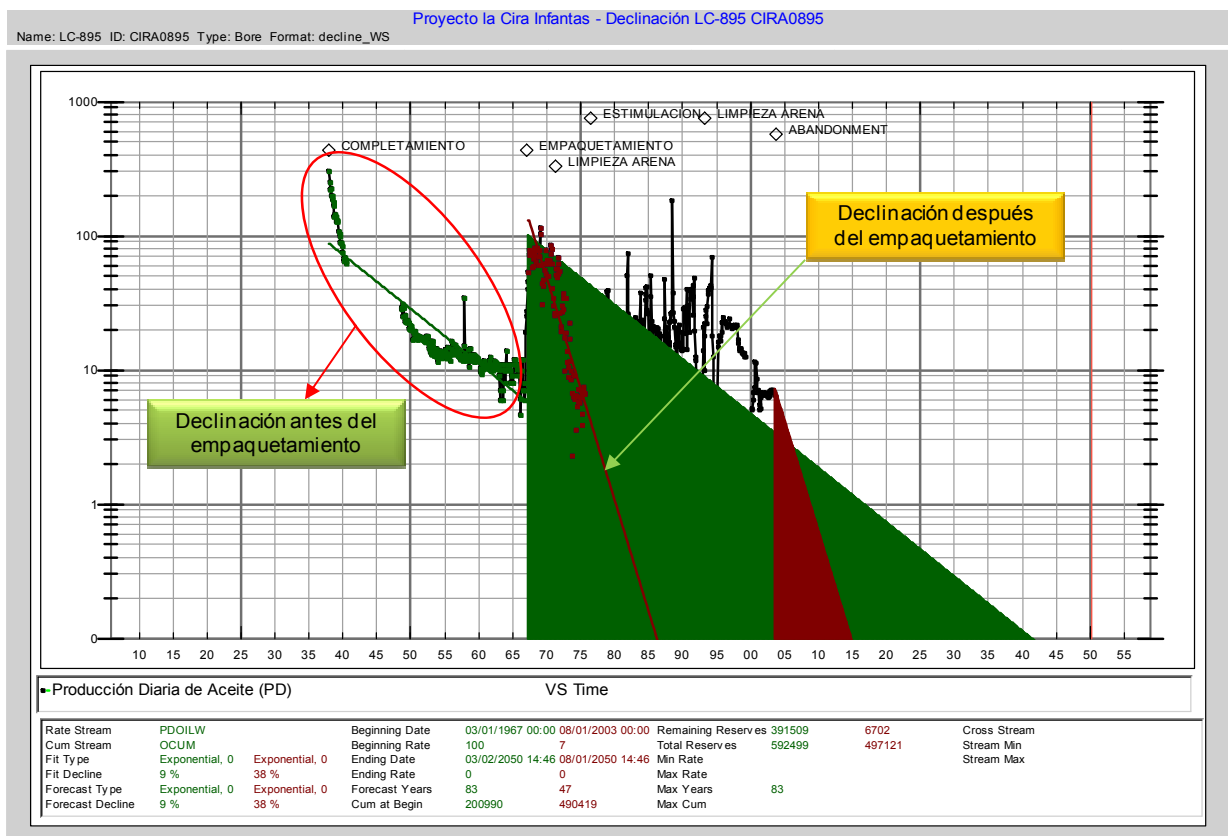
### **Pozo LC-877**

El análisis desarrollado es el mismo elaborado para el pozo anterior. Los resultados obtenidos para este caso son: Tasa de declinación antes del empaquetamiento de 10%,  $P1 = 890221$  barriles de aceite, Tasa de declinación porcentual después de la instalación del método de control de 45%,  $P2 = 704432$  barriles de aceite. Por lo tanto el porcentaje de pérdidas es:

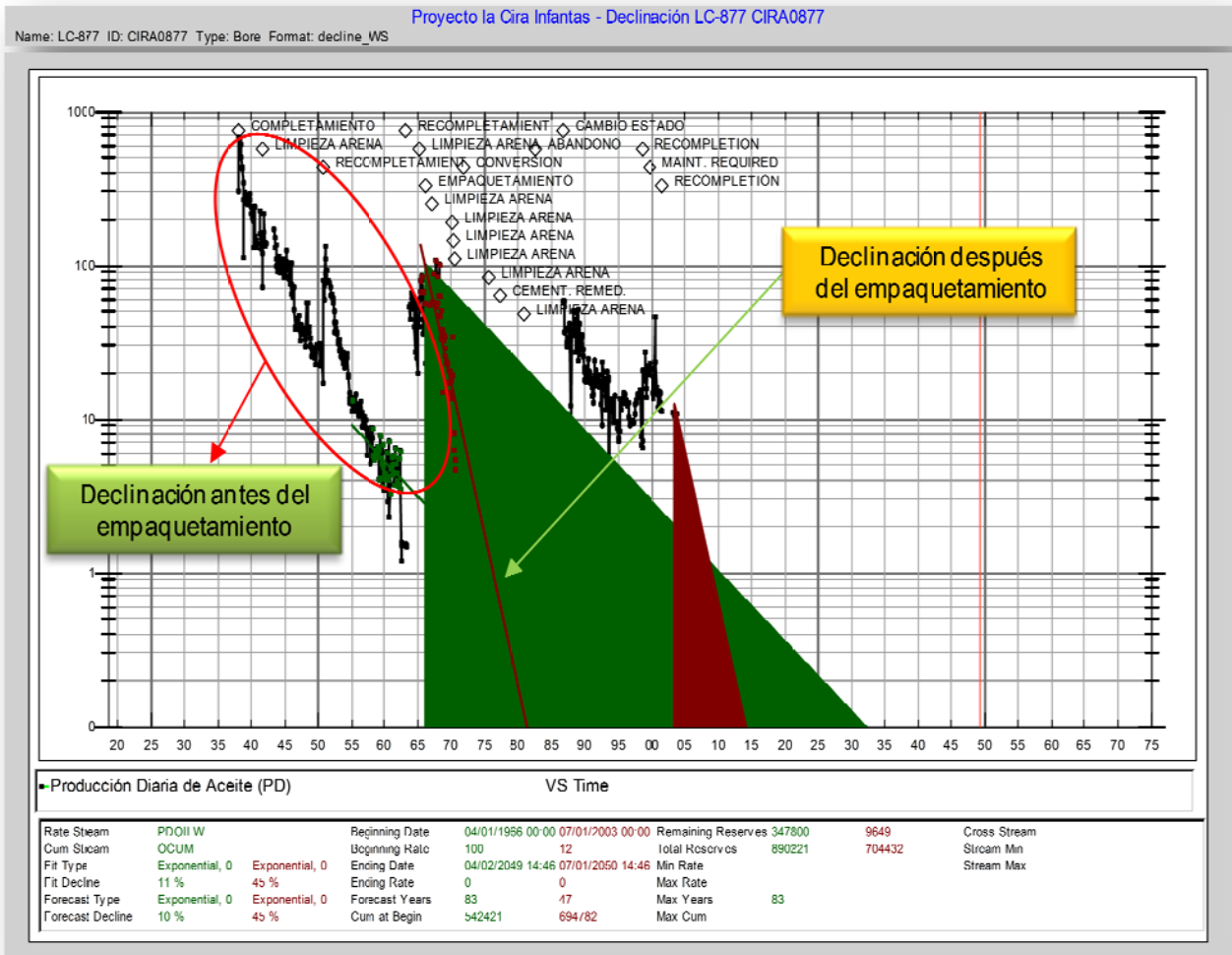
$$\% \text{ Perdidas} = \frac{P1 - P2}{P1} * 100\% = \frac{890221 - 704423}{890221} * 100\% = 22\%$$

Según el criterio establecido el empaquetamiento realizado al pozo LC-877 no fue exitoso, debido a las altas pérdidas en el potencial de producción del pozo. La figura 7.5 muestra en resumen el análisis de éxito del empaquetamiento del pozo LC-877.

Los resultados de la evaluación de todos los pozos se encuentran en el anexo 3. En dicha tabla se registra para cada pozo el porcentaje de pérdidas calculado y si corresponde o no a una operación exitosa, empleando el criterio establecido anteriormente



**Figura 7.5. Declinación del Pozo LC-895. Campo LCI. Dynamic Surveillance System, Occidental Andina, LLC.**



**Figura 7.6. Declinación del Pozo LC-877. Campo LCI. Dynamic Surveillance System, Occidental Andina, LLC.**

Además de realizar el análisis de pérdidas de producción a cada pozo intervenido, se calculó el tiempo de vida útil de cada empaquetamiento, dicho tiempo consiste en el periodo en años transcurrido desde su instalación hasta la primera limpieza de arena al pozo. Ambos parámetros proporcionan una evaluación más estricta del desempeño de los pozos empaquetados. Estos datos también se encuentran en el anexo 3.

### 7.2.2. Análisis de Resultados

Después de obtener los resultados de la evaluación del comportamiento de los pozos intervenidos, se procedió a realizar un análisis gráfico de las tendencias encontradas, con el fin de determinar el desempeño general de la campaña de empaquetamiento.

Como primer análisis, se determinó el porcentaje de éxito de los completamientos evaluados, ver figura 7.7. Los diseños de empaquetamiento de esta campaña tuvieron un porcentaje de pozos exitosos del 43%, los trabajos no exitosos presentaron un 24%, y el 33% restante corresponde a los pozos inyectoros empaquetados y a aquellos productores que no contaban con la información suficiente para realizar la evaluación, estos pozos se representan con N/A en el análisis gráfico.

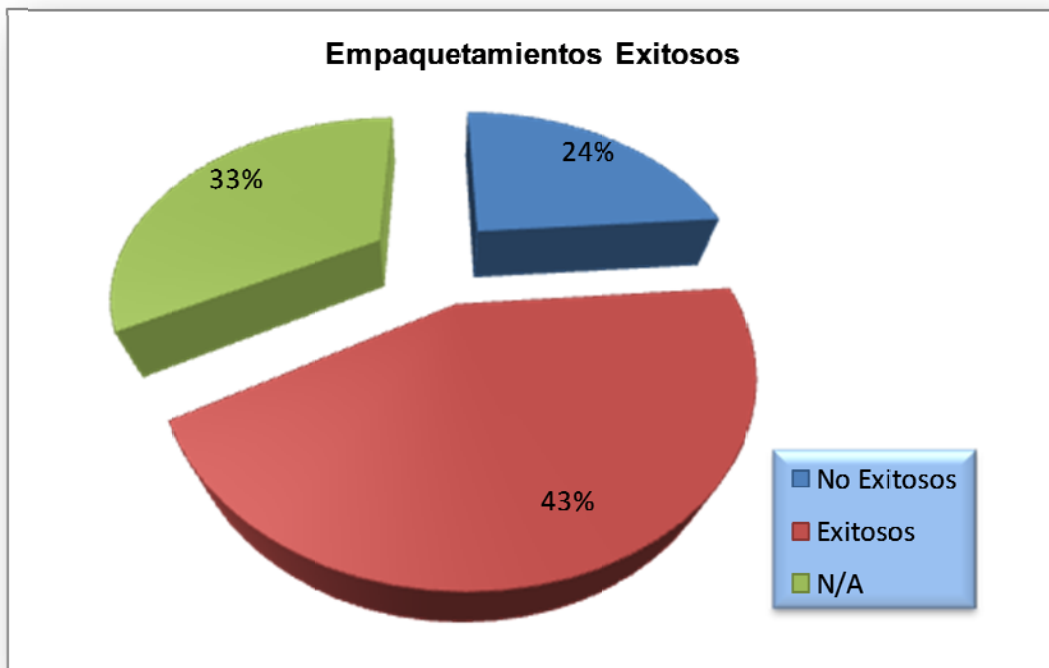
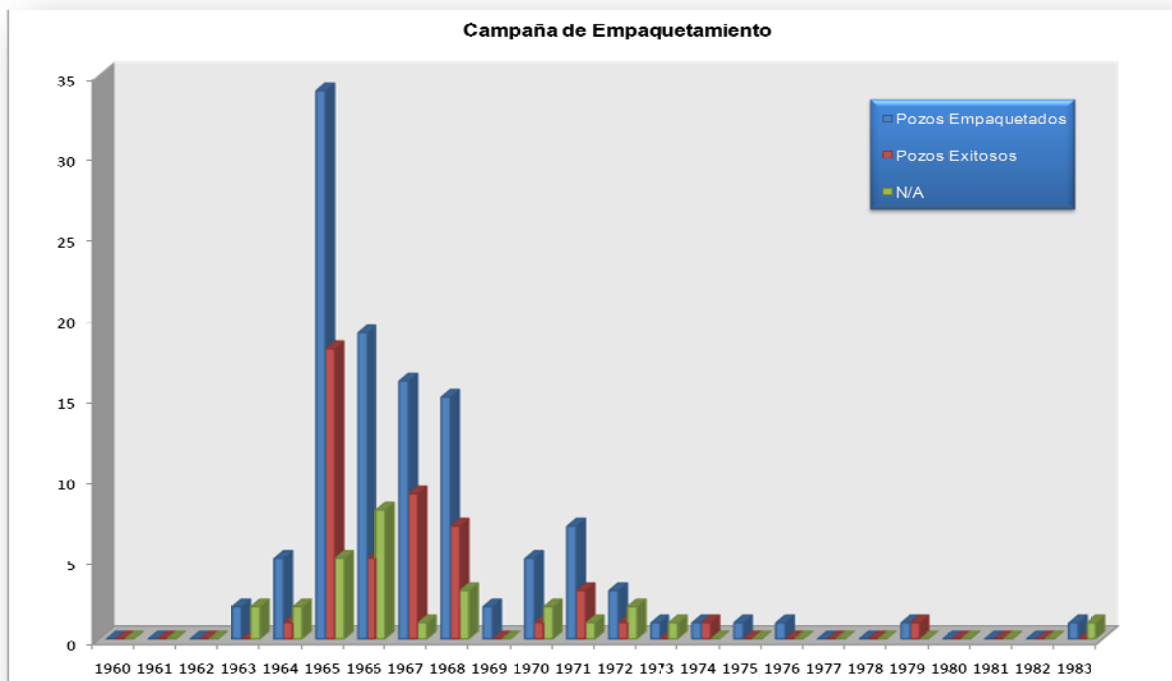


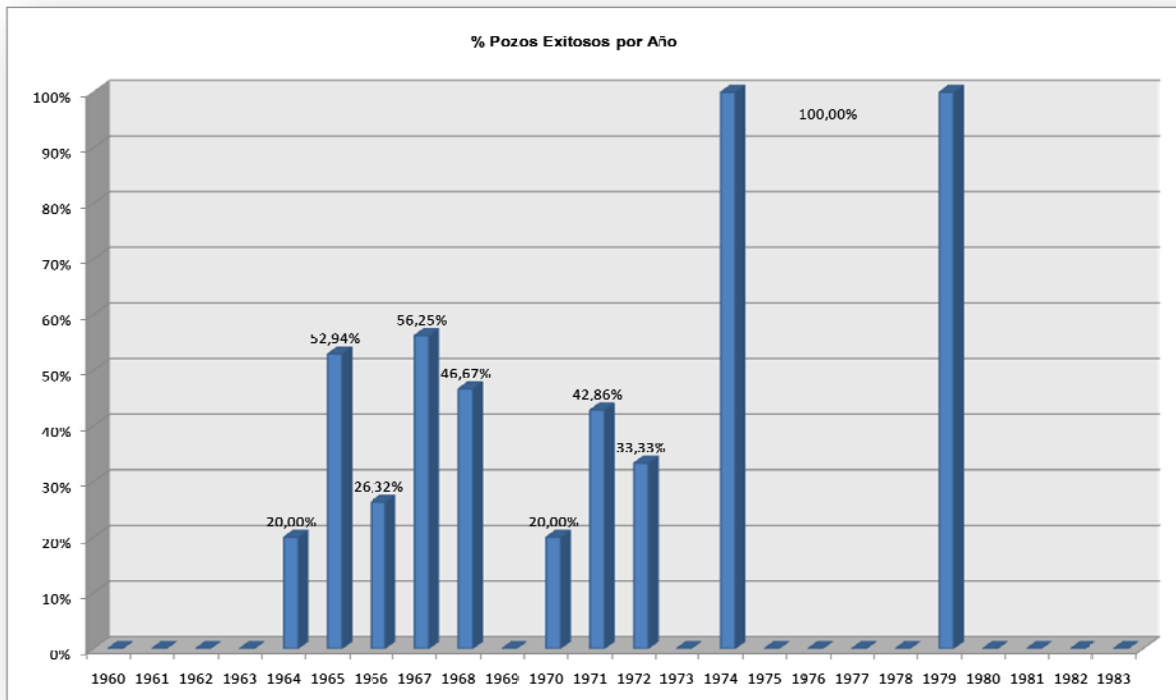
Figura 7.7 Resultados de Éxito de los Empaquetamientos.

Aunque el porcentaje de pozos no evaluados es significativo, la campaña muestra un porcentaje de éxito importante, y evidencia un desempeño medianamente bueno del empaquetamiento con grava como método de control de arena en el Campo.

Las figuras 7.8 y 7.9 muestran la distribución de los empaquetamientos y su porcentaje de éxito durante los años de la campaña. Mediante el análisis conjunto de ambas graficas se puede observar que el punto de la campaña de empaquetamiento más fuerte fue desarrollado en el año 1965, con 34 pozos empaquetados, con un factor de éxito de 53%. En los años subsecuentes disminuyó la implementación del método, entre 1966, 1967 y 1968, fueron empaquetados 19, 16 y 15 pozos respectivamente, sin embargo, se obtuvo un factor de éxito de los trabajos efectuados máximo de 56% en el año 1967.



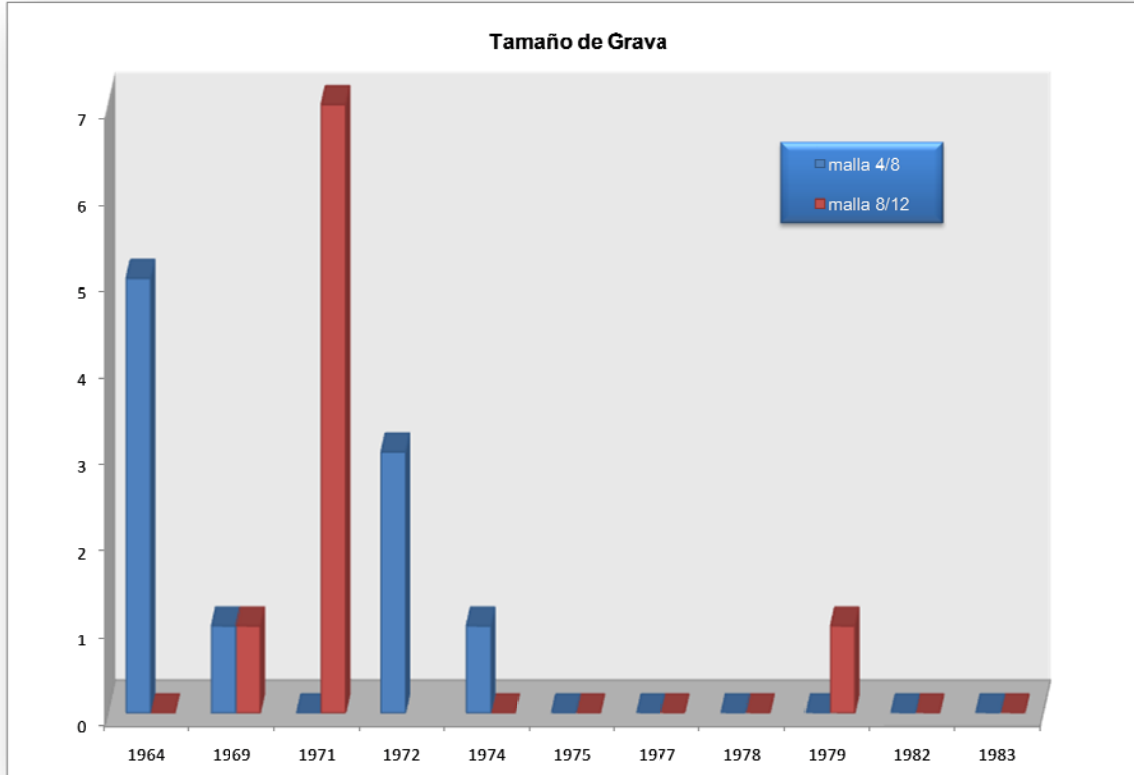
**Figura 7.8. Distribución de los Trabajos Exitosos en la Campaña de Empaquetamiento.**



### 7.9. Porcentaje de Empaquetamiento Exitosos por Año.

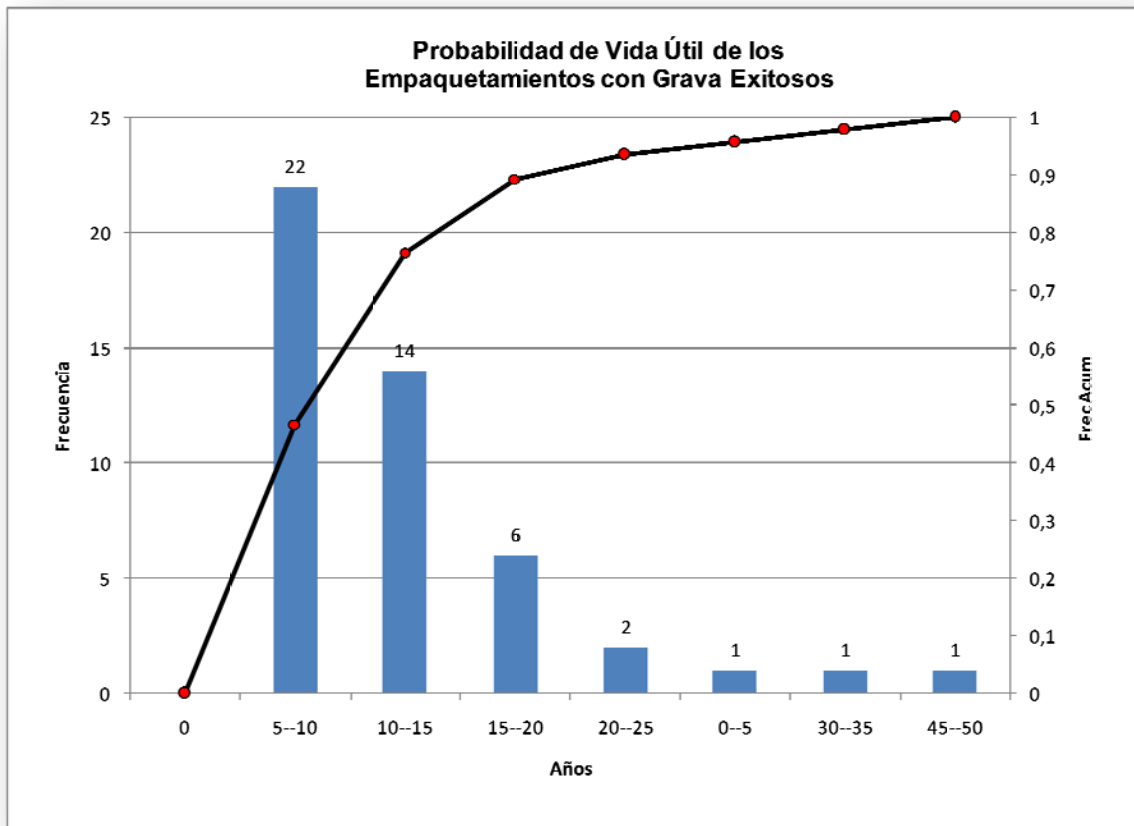
En la figura 7.9 se observa para 1974 y 1979, un porcentaje de éxito del 100%, este resultado se debe a que en estos años se realizó solo un empaquetamiento con un desempeño exitoso, por lo que este porcentaje de éxito no es significativo en el análisis.

El siguiente análisis se realizó para determinar el impacto de la selección del tamaño de la grava empleada sobre el éxito de los empaquetamientos. La figura 7.10 muestra la frecuencia de uso en los diseños de empaquetamiento de los tamaños de grava 4/8 mesh y 8/12 mesh. De la figura se puede observar que el tamaño de grava predominante en los empaques al comienzo de la campaña era de 4/8 mesh, y como ya se analizó de la grafica 7.9, esto corresponde a los años en los cuales se empaquetó con mayor éxito; luego se pueden evidenciar las variaciones en el tamaño de la grava, lo cual puede explicar la disminución del porcentaje de éxitos encontrada.



### 7.10. Tamaño de Grava empleado en la campaña de empaquetamiento.

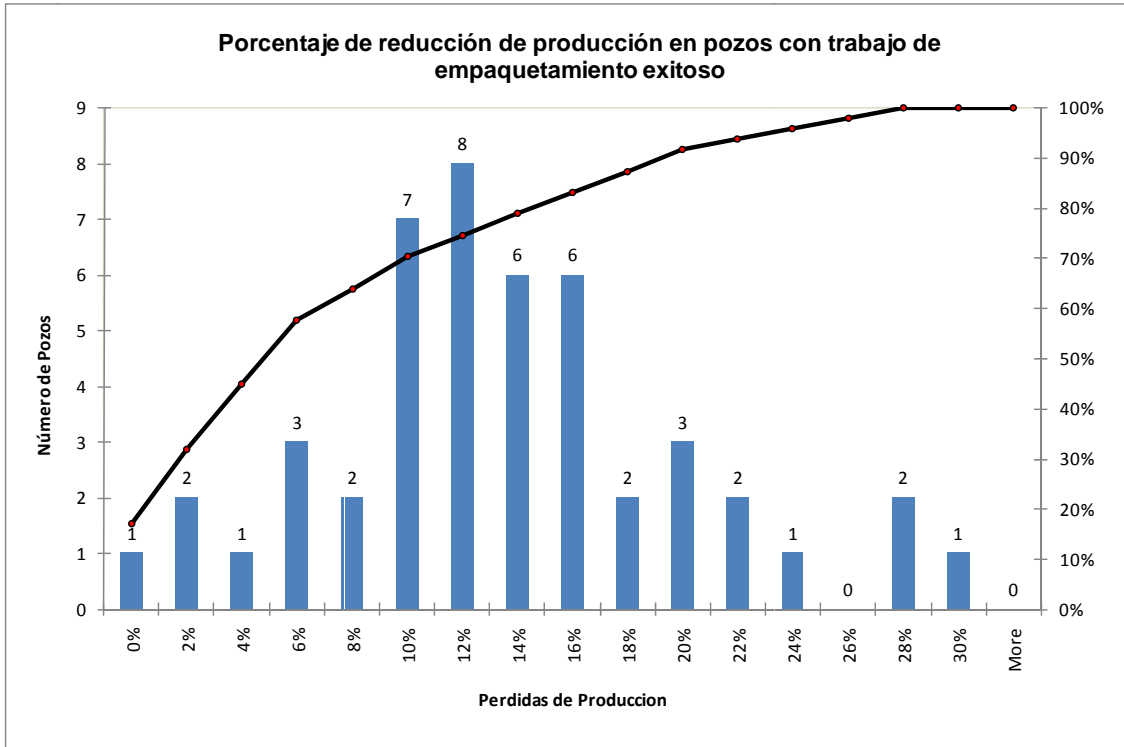
Para validar los resultados obtenidos hasta el momento, se realizó un análisis de la vida útil de los pozos empaquetados, pues hasta este punto solo se ha desarrollado la evaluación de éxito según el criterio de pérdidas de producción. Del análisis gráfico de los datos de vida útil calculados, se evidencia que 22 pozos correspondientes al 47% del total exitosos mostraron un tiempo útil entre 5 y 10 años, el valor promedio de vida útil encontrado entre los trabajos exitosos fue de 7 años. Los empaques no exitosos mostraron un tiempo de vida útil de 3.5 años. Estos datos de tiempo de vida útil para los pozos exitosos, aunque no son los mejores, son aceptables, debido a las fallas encontradas en los diseños, de lo cual se puede inferir que realizando las mejoras determinadas a los procedimientos de empaquetamiento es posible obtener un incremento en los periodos útiles de los métodos de control en cuestión.



### 7.11. Probabilidad de Vida Útil de los Empaquetamiento con Grava Exitosos.

Anteriormente se llevo a cabo el análisis de éxito de los trabajos de la campaña, según las pérdidas de producción ocasionadas por los empaques, sin embargo, es útil determinar los rangos de estas pérdidas, para realizar una mayor sensibilidad del impacto del arenamiento sobre los caudales de producción, Ver figura 7.12. Realizando un estudio conjunto de los anteriores análisis se observa que alrededor de un 83% de los trabajos exitosos solo redujeron su producción en un 16%, de acuerdo a la declinación del 10.5% en efecto secundario (declinación antes de los trabajos). La vida útil de limpieza de estos engravados se prolongó en más de un 76% entre los 5 a 10 años de trabajo; los trabajos exitosos presentaron una caída relativamente baja del 16%, aún sin diseños adecuados, y su tiempo de trabajo, como mínimo en un

76% presentó un trabajo limpieza de arena después de cinco años de producción.



**Figura 7.12. Porcentaje de reducción de producción en pozos con trabajo de empaquetamiento exitoso.**

Después de realizar el conjunto de análisis de los resultados, es posible concluir que el empaquetamiento con grava convencional es un método de control de arena de aplicación viable en el campo La Cira - Infantas y con alta oportunidad de éxito, claro está, mediante la realización de un diseño que valore los hallazgos de la evaluación de la primera campaña aquí presentados.



## **8. DEFINICIÓN DE UNA ESTRATEGIA PARA MINIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

En los capítulos anteriores, se ha desarrollado un análisis progresivo de la producción de arena, comenzando con la revisión de la literatura relacionada con los conceptos teóricos y los métodos de control de arena convencionales, y concluyendo con una evaluación histórica de los eventos en los que ha estado envuelto el arenamiento en el campo. Este capítulo tiene como objetivo definir una estrategia para minimizar la producción de arena, de modo que no se afecte drásticamente la productividad de los pozos y que los costos de su implementación sean cubiertos por los resultados deseados, es decir mayor vida útil de los métodos de control y menor impacto negativo en las curvas de producción; Dicho objetivo se alcanza, mediante la unificación de todos los análisis desarrollados en las partes anteriores del proyecto.

La estrategia diseñada, en términos simples, se estructura de la siguiente manera:

- ✓ Como paso inicial es necesario la selección del método o métodos de control de arena a implementar en el campo, esta selección se basa en los artículos revisados y en la evaluación realizada de la campaña de empaquetamiento;
- ✓ Como segundo paso es crucial definir un método de monitoreo de la producción de arena, pues como se revisó en la literatura, es un elemento clave para el éxito del control del arenamiento; de forma adicional al monitoreo, se debe establecer una técnica de evaluación que permita relacionar diversos factores operacionales con las mediciones de arena obtenidas, dicha técnica consiste en una base de datos que proporciona una herramienta evaluativa importante;

- ✓ Se concluye la definición de la estrategia, estableciendo un mecanismo de auditoría para el sistema de control seleccionado.

Estos tres pasos en la definición se detallan minuciosamente en los capítulos posteriores.

## **8.1. SELECCIÓN DEL METODO DE CONTROL DE ARENA**

Existen diversos tipos de métodos de control disponibles en la industria, varios de los cuales se mencionaron en el capítulo 4, sin embargo, algunos presentan limitaciones en su aplicación que hace imposible su implementación en el campo LCI, también existen aquellos que por su amplio soporte tecnológico, no son muy atractivos en términos económicos. A continuación se realiza una depuración de los métodos de control disponibles.

### **i. Empaquetamiento con Grava Convencional:**

#### **Puntos a favor:**

- ✓ Se aplica a pozos a pozos desviados y horizontales.
- ✓ A intervalos mayores de 50 pies.
- ✓ Bajos Costos.
- ✓ Ya se ha implementado en el campo, con amplias posibilidades de éxito.

#### **En Contra:**

- ✓ Empaquetamiento pobre de las perforaciones
- ✓ Alta caída de presión por el empaque.

### **ii. Empaquetamiento con Grava a Altas Tasas:**

#### **Puntos a favor:**



- ✓ Empaquetamiento eficiente de las perforaciones.
- ✓ Se crean camino de alta conductividad en la zona dañada de las perforaciones.

**En Contra:**

- ✓ Mayores costos que el empaquetamiento convencional, debido a los requerimientos de potencia y mayor cantidad de fluidos.

**iii. Empaquetamiento de Grava con resina sin mallas:**

**Puntos a favor:**

- ✓ Costos bajos.
- ✓ No necesita de equipamiento especial.

**En Contra:**

- ✓ Aplicable a espesores menores a 20 pies.

**iv. Liners Ranurados y Mallas Preempacadas**

**Puntos a favor:**

- ✓ Altamente eficientes y aplicables a pozos desviados.

**En Contra:**

- ✓ Alta reducción del IP
- ✓ Se taponan fácilmente con sólidos finos y arcillas.
- ✓ Se usa en formaciones con permeabilidades mayores a 1 Darcy.

**v. Frac-Pack**

**Puntos a favor:**

- ✓ Método combinado de estimulación y control.
- ✓ Caída de presión baja.



- ✓ Alta Eficiencia.

**En Contra:**

- ✓ Altos Costos.

**vi. Métodos de Control sin filtros**

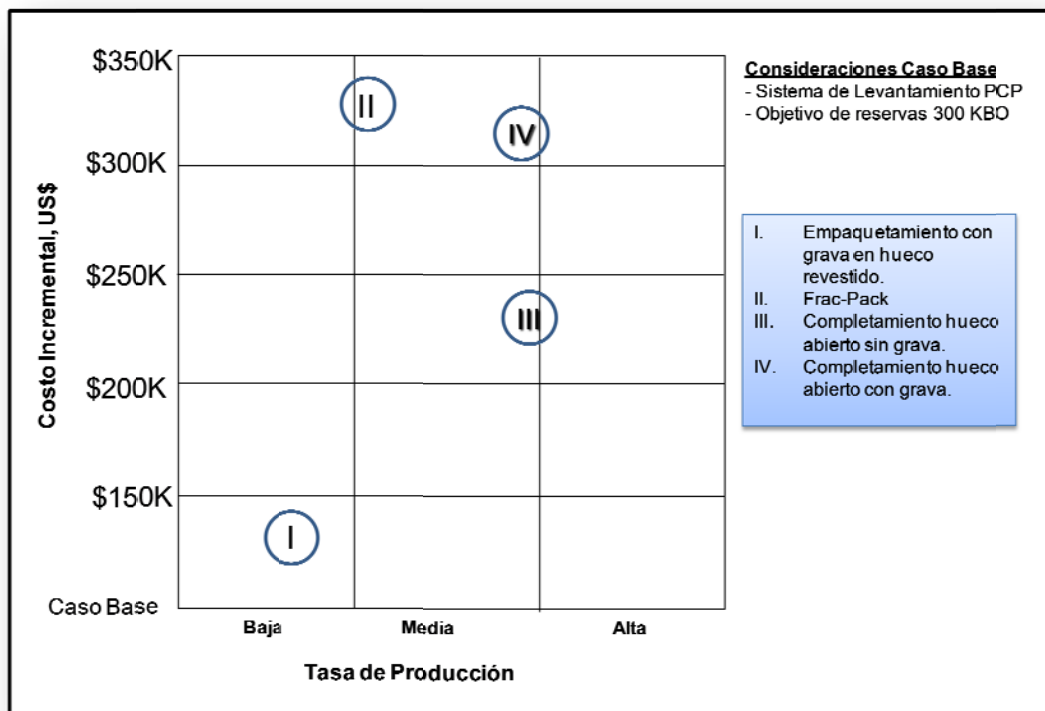
De este tipo de métodos solo dos serían los candidatos, el primero la consolidación química, y segundo, la optimización de las perforaciones. La consolidación química se descarta pues solo es aplicable a intervalos entre 10 y 15 pies, sin embargo la optimización de las perforaciones puede ser aplicada conjuntamente con alguno de los métodos anteriores.

**Selección.**

Evaluando los factores a favor y en contra de los métodos de control estudiados, es posible depurar aquellos más viables a implementar en el campo. El uso de grava con resina no se puede implementar pues los intervalos a empaquetar son de alrededor de 100 pies, por lo que no cumple con una de sus limitantes. Los liners ranurados y mallas preempacadas no son muy atractivos, pues se recomiendan para formaciones con permeabilidades mayores a 1 Darcy, y la permeabilidad de las arenas a tratar es de alrededor de 200 mD.

El empaquetamiento con grava convencional, es el método más viable a implementar, debido a que ya se cuenta con la evaluación de los resultados de la primera campaña, sin embargo, también son viables de emplear el empaquetamiento con grava a altas tasas, el cual corresponde a una mejora del método convencional, y el método frac-pack, que como se mencionó corresponde a una técnica combinada de control y estimulación. Estos métodos podrían ser aplicados tanto en hueco revestido como en hueco abierto, con el fin de obtener una mejor solución.

A continuación se realizó una comparación técnico-económica de las posibles variaciones de los métodos seleccionados. La figura 8.1 muestra el costo incremental que acarrea la implementación de cada una de las técnicas propuestas, y las tasas de producción que cada una podría manejar. Como es posible observar la técnica menos costosa es el empaquetamiento con grava en hueco revestido, pero las tasas de producción manejables son bajas; del mismo modo se observa que el completamiento frac pack, aunque maneja mayores tasas de producción, el costo incremental es alto. Las técnicas hueco abierto muestran una mejora en el manejo de caudales de producción y los costos son promedios, sin embargo, este tipo de completamiento es más propenso al fracaso, debido a la inestabilidad de los pozos.



**Figura 8.1. Relación Costo Incremental – Tasa de Producción para los métodos seleccionados.**

Según los análisis antes desarrollados, se recomienda primero realizar empaquetamientos de prueba convencionales y a altas tasas, y como parte de

fases subsiguientes según los resultados de los primeros pilotos, realizar la evaluación de un completamiento frac-pack y de un completamiento hueco abierto.

Con base en la selección de los métodos de control realizada, se deben determinar cuáles serían los pozos candidatos a ser pilotos de evaluación.

### 8.1.1. Propuesta de Diseño para el Empaquetamiento con Grava Convencional

Con base en el análisis de los corazones de los pozos LC-1880 & LC-1882 para las arenas de zona B y C presentado en el capítulo 6, se determinó lo siguiente:

1. Los coeficientes de uniformidad para la mayoría de las unidades de zona B, se rigen por el percentil P40 para arenas no uniformes, pero las unidades B1-C y B3-C son uniformes regidas por el percentil P10. De acuerdo a esto, las arenas de zona B se encuentran dentro del rango de 27 a 52 milésimas de pulgada, para un tamaño estándar de malla U.S. sería entre 14 – 25 mesh con ranuras de 12 milésimas de pulgada.
2. Los coeficientes de uniformidad para todas las unidades de zona C, se rigen por el percentil P40 para arenas no uniformes. De acuerdo a esto, las arenas de zona C se encuentran dentro del rango de 33 a 68 milésimas de pulgada, para un tamaño estándar de malla U.S. sería entre 12 – 20 mesh con ranuras de 28 milésimas de pulgada.

**Tabla 8.1. Relación de coeficientes de uniformidad, tamaños de grava y ranuras para liner en las arenas de zona C de acuerdo a los corazones de los pozos LC-1880 & LC-1882.**

	C1	C1Ab	C2	C2Dt	Gtb	C3	C3Cb	C4	C4Cb		
<b>Coficiente de uniformidad</b>	4,0	4,8	8,7	7,0	6,7	6,6	5,0	5,1	5,3	Menor	Mesh
<b>Criterio de Diseño</b>	P40	P40	P40	P40	P40	P40	P40	P40	P40	0,033	20
<b>Grava (inche)</b>	0,033	0,049	0,064	0,058	0,059	0,068	0,040	0,053	0,046	0,068	12
<b>Malla (inche)</b>	0,019	0,030	0,046	0,046	0,049	0,053	0,027	0,030	0,026	Ranuras	0,028

**Tabla 8.2. Relación de coeficientes de uniformidad, tamaños de grava y ranuras para liner en las arenas de zona B de acuerdo a los corazones de los pozo LC-1880 & LC-1882.**

	A3-C	A3-A	A4	B1-C	B1-B	B1-D	B2	B3-A	B3-B		
<b>Coeficiente de uniformidad</b>	4,50	4,44	3,92	2,97	6,59	5,72	5,96	3,46	3,05	Menor	Mesh
<b>Criterio de Diseño</b>	P40	P40	P40	P10	P40	P40	P40	P40	P10	0,027	25
<b>Grava (inche)</b>	0,035	0,029	0,029	0,035	0,044	0,037	0,052	0,027	0,035	0,052	14
<b>Malla (inche)</b>	0,028	0,023	0,019	0,007	0,032	0,022	0,037	0,020	0,007	Ranuras	0,012

Las tablas 8.1 y 8.2, muestran la distribución del tamaño de arena para las zonas B & C y el respectivo tamaño de grava diseñado según el criterio del coeficiente de uniformidad.

De acuerdo a los datos obtenidos de los corazones de los pozos LC-1880 & LC-1882, los empaquetamientos se deben realizar para pozos revestidos en revestimiento de 7" ó 6 5/8" con grava de 12 – 20 mesh, liner ranurado de 3 ½" EUE con cuello, diseño de ranura entre 12 y 28 milésimas de pulgada con una densidad de 172 ranuras por pie, para zona B y C respectivamente, con un empaque colgador para mantener la grava dentro del empaquetamiento. Para pozos de 8 5/8" OD, correr liner ranurado de 4 ½" EUE para minimizar el espacio anular.

### 8.1.2. Selección de Pozos Candidatos

El criterio de selección de los pozos pilotos, consistió en aquellos pozos que estuvieran completados hasta la zona C, que no sean productores activos y que presenten problemas críticos de producción. Empleando el motor de búsqueda de las bases de datos DIMS, DSS y Open Wells, se determinaron los posibles candidatos, ver tabla 8.1.



Tabla 8.3. Pozos Candidatos

Método	Pozo Candidato	Zona
Empaquetamiento con Grava Convencional	LC-876	B
Empaquetamiento con Grava Convencional	LC-1724	C
HRWP	LC-1865	B
Frac Pack sin malla	LC-2035	C

A continuación se detallan las características evaluadas de los pozos candidatos para el empaquetamiento convencional y se presentan algunas propuestas técnicas para la realización de los trabajos.

### Pozo La Cira - 876

Las figuras 8.2 y 8.3 muestran el comportamiento actual del IP, y la predicción del desempeño del empaquetamiento, como se puede observar a varios valores de permeabilidad de la grava, se obtienen resultados satisfactorios.

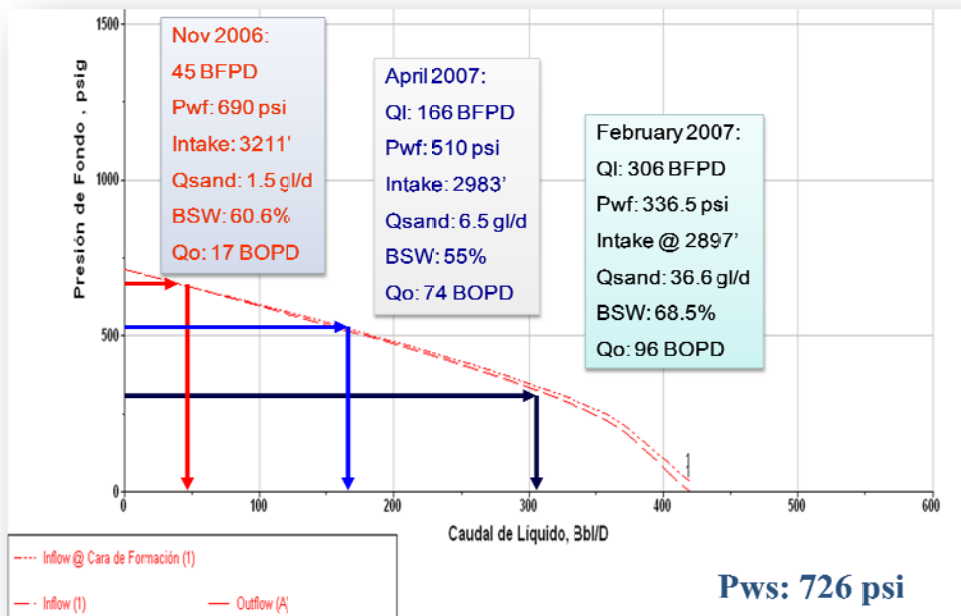


Figura 8.2. IPR Actual del Pozo LC-876. OFM.

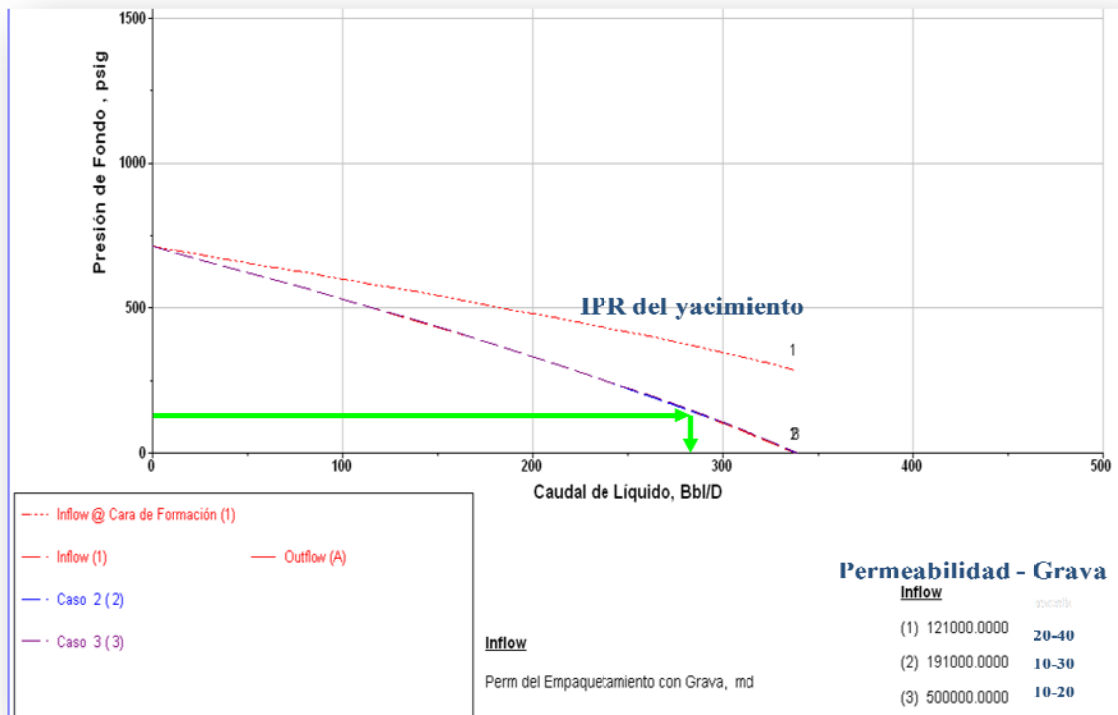


Figura 8.3. Predicción del IPR del Pozo después del empaquetamiento. LC-876. OFM.

Se presenta también la propuesta técnica de diseño del empaquetamiento. Ver tabla 8.4.

Tabla 8.4. Propuesta de Diseño del Empaquetamiento con Grava pozo LC-876.

<b>Casing</b>	<b>6 5/8" 24#/ft</b>
<b>Profundidad del Casing</b>	3632 ft
<b>Tamaño de Grava</b>	20/40
<b>Liner</b>	3 1/2" EUE 9.3 #/ft
<b>Longitud del Liner</b>	325 ft
<b>Ranuras</b>	0.012" x 2.5"
<b>Tubo de Lavado</b>	2 3/8" CS-Hydrill
<b>Intervalos a empacar</b>	3299'-3563' (85' neto)
<b>Recañoneo</b>	@ 4 SPF (43 ft net)
<b>Concentración de Grava</b>	1 – 2 ppg
<b>Cantidad de Grava</b>	400 lbs
<b>Tasa de Bombeo</b>	2 – 3 BPM

### Pozo La Cira – 1725

Fue propuesto para realizar un trabajo de empaquetamiento porque este presenta múltiples servicios de limpieza con una diferida alta. Este pozo es productor del área Cira Norte y su comportamiento de IPR se muestra en la figura 8.4.

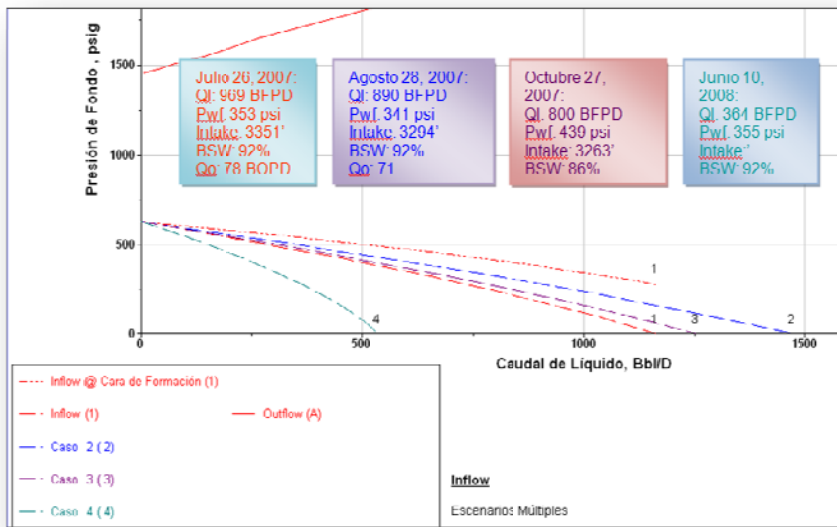


Figura 8.4. IPR Actual del Pozo LC-1725. OFM.

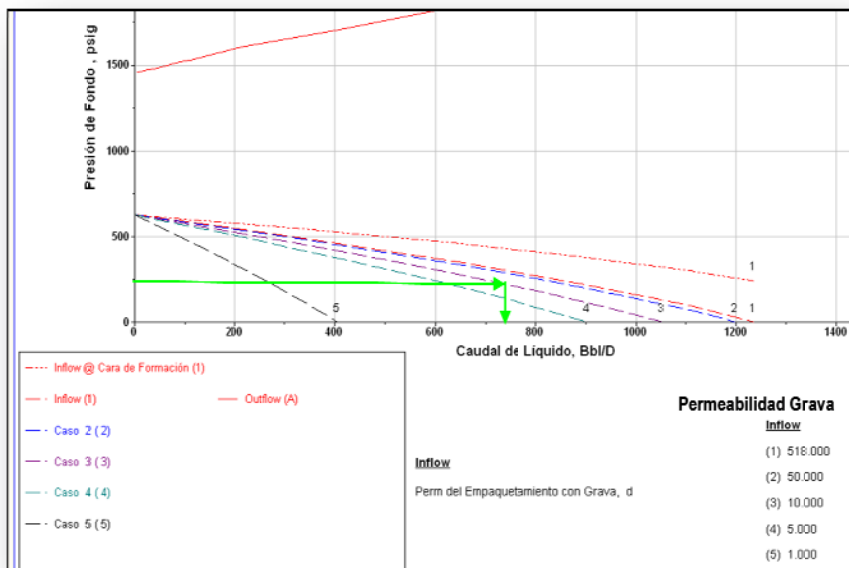


Figura 8.5. Predicción del IPR del Pozo después del empaquetamiento. LC-1864. OFM.

Como se observa en la figura 8.5 aun en escenarios pesimistas, el comportamiento de la producción de acuerdo a este empaquetamiento es favorable, solo la ocurrencia de un daño severo que reduzca la permeabilidad de esta grava a un Darcy produciría un impacto altamente negativo.

**Tabla 8.5. Propuesta de Diseño del Empaquetamiento con Grava LC-1725.**

<b>Casing</b>	<b>7" 23#/ft</b>
<b>Prof. Casing</b>	4565 ft
<b>Tamaño de Grava</b>	12/20
<b>Liner</b>	3 ½" EUE 9.3 #/ft
<b>Long. del Liner</b>	427 ft
<b>Ranuras</b>	0.028" x 2.5"
<b>Tubo de Lavado</b>	2 3/8" CS-Hydrill
<b>Intervalos a empaacar</b>	4033'-4400' (131' net)
<b>Recañoneo</b>	@ 4 SPF
<b>Concentracion Grava</b>	1 – 2 ppg
<b>Cantidad de Grava</b>	500 lbs
<b>Tasa de Bombeo</b>	2 – 3 BPM

Ya definidos los métodos de control de arena a implementar, la propuesta de diseño y los pozos candidatos, se determinan las primeras fases de la estrategia así: la fase inicial contempla empaquetar dos o tres pozos para evaluar el comportamiento de los trabajos. Después de empaquetar los tres pozos inicialmente de Fase I, una etapa de análisis de aproximadamente un mes, permitirá revisar las curvas de producción antes y después del empaquetamiento, los riesgos e inconvenientes operacionales, y las mejoras que pueden desarrollarse para el diseño. De acuerdo a los resultados de la etapa de análisis, se podrá decidir, continuar con la fase II, realizando empaquetamientos convencionales como la primera fase, ó podrían ser aplicables mejores tecnologías como empaquetamientos a alta tasa y frac-pack, y bombear fluidos con mejor diseño de arrastre y carga de grava Ottawa ó sintética de acuerdo a los resultados del análisis. La segunda fase contempla empaquetar seis pozos y al final se evaluará el desarrollo del proyecto piloto.



## 8.2. MONITOREO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.

Después de realizados los trabajos de empaquetamiento, es crucial determinar las técnicas a emplear para el monitoreo de la producción de arena en el campo, no solo para hacer un seguimiento del desempeño de los pozos empaquetados, sino también para alcanzar los siguientes objetivos:

- Definir caudal crítico en producción de arena para los sistemas PCP y bombeo mecánico.
- Con el dato de caudal crítico, definir propiedades de roca como esfuerzo tensil y esfuerzo compresional para las zonas B y C.
- Realizar mapa de esfuerzos en las áreas sometidas a recobro secundario.
- Con el mapa de esfuerzos, definir por áreas el método de completamiento más adecuado para la zona a producir.
- Verificar comportamiento de los pozos cuando la inyección cesa repentinamente, de acuerdo a la producción de arena contra el draw-down.
- Definir las ppm's de arena semicrítico, cuando hay cortes repentinos de electricidad, pega los rotores en las bombas PCP y los pistones en bombeo mecánico.
- Definir las ppm's de arena crítica que taponan líneas de superficie y facilidades de tratamiento.

Como se observa, el objetivo final del monitoreo de arena, además de realizar un seguimiento a los pozos con problemas de arenamiento, es obtener una mejor caracterización de la formación, y de esto modo comprender el comportamiento de la producción de arena en el campo. Para tal fin se determina la medición ultrasónica como método de monitoreo, los resultados esperando deben asimilarse a la figura 8.6. A continuación se determinan los pozos, además de aquellos empaquetados, a los cuales se les realizará el seguimiento ultrasónico.

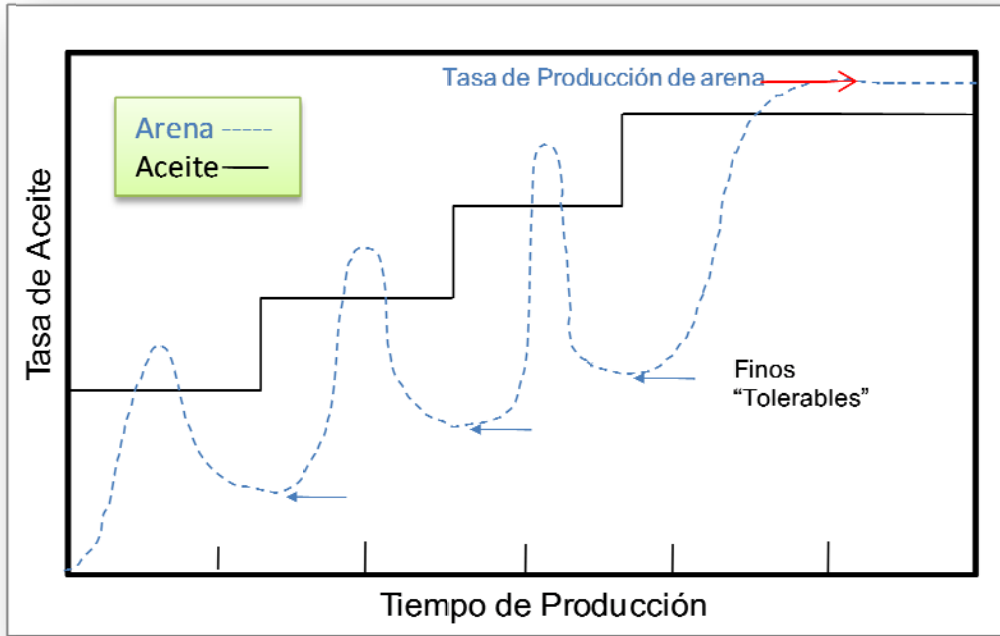


Figura 8.6. Resultados Típicos del Monitoreo de Arena. Modificado de Hand Book, Sand Control.

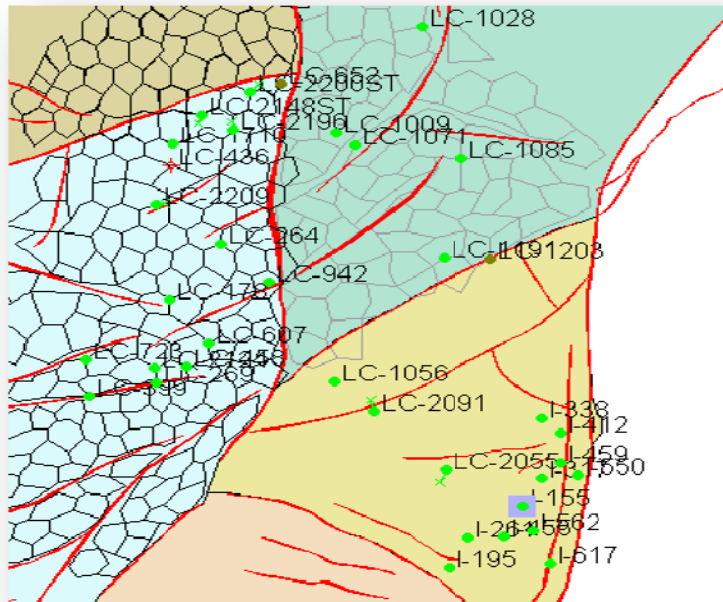


Figura 8.7. Localización de pozos con alto porcentaje de arena que presentan problemas de producción.



### 8.2.1. Selección de Pozos a monitorear

Los pozos a evaluar corresponden a los pozos empaquetados que hacen parte de la primera fase de la estrategia y aquellos pozos claves para identificar el comportamiento de la producción de arena en el campo. Estos pozos fueron seleccionados por el alto porcentaje de sedimentos, y se encuentran principalmente en las áreas de Cira Sur, Cira Este e Infantas Norte, donde, como ya se analizó, se presenta el mayor impacto del arenamiento debido a los procesos de recobro mejorado mediante inyección de agua.

En la figura 8.7, se muestra la localización de los pozos con alto porcentaje de arena. Los criterios de selección para los pozos fueron:

- Alto porcentaje de producción de sedimentos.
- Completamiento con sistema de bombeo PCP para un manejo más finito de la producción.
- Pozos que estén completados en zona C.

Los pozos candidatos para medición de arena por medio de ultrasonido son:

#### **La Cira 942**

Este pozo productor de las zonas BA presenta problemas de taponamiento en la línea de producción, probablemente por arena, el objetivo de probar este pozo es determinar la concentración de arena en PPM que produce, para confirmar el problema de arenamiento, actualmente un químico para tratamiento de agua incrustante está siendo inyectado, pero el taponamiento es presumido que sea por arena. Su producción se encuentra en 43 BFPD con un corte BSW de 49% y 22 BOPD.



**Figura 8.8. Localización del dispositivo ultrasónico de monitoreo.**

### **Infantas 261**

Este pozo fue perforado en el área Infantas Norte en Diciembre de 1927 y recompletado para el proyecto en Marzo de 2006, con una producción inicial de 89 BWPD y 67 BOPD, Alcanzó en Abril de 2007 una producción de 1975 BWPD con 506 BOPD y al final estaba produciendo 504 BWPD con 24 BOPD, este pozo es candidato para empaquetamiento porque tiene problemas de producción de arena, en Octubre de 2007 presento 7.6% de sedimentos y entre Noviembre y Diciembre de 2007 tenía un porcentaje de sedimentos de 4.8%. El pozo esta completado con una bomba PCP 710-4100, actualmente se encuentra inactivo. El estado mecánico de este pozo se muestra en la figura 8.9.

### **La Cira 769**

Este pozo localizado en el área Cira Sur, fue perforado y completado en Septiembre de 1935 con una producción inicial de 1117 BOPD de 22.6° API. Para Septiembre de 1993, bajo “Memory Gauge” hasta fondo, bajo broca de 7



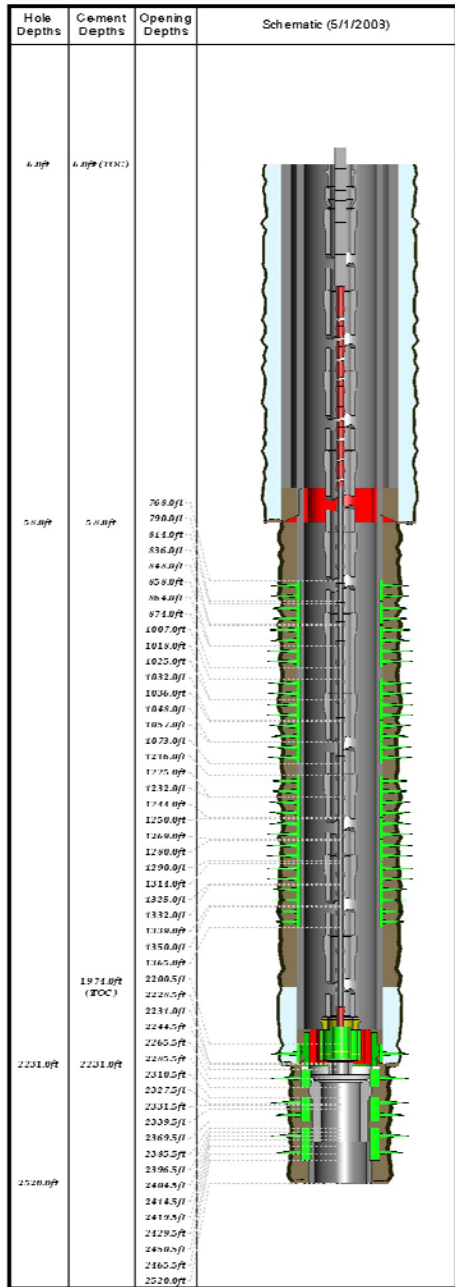
7/8" y raspador hasta el tope del liner @ 3200', con reducción de 1" limpio hasta 3768', corrió sonda de registro GR-CNL desde 3768' hasta 500' y completo el pozo. En el servicio de Octubre 2007, cambió pistón y verificó fondo encontrándolo @ 3766'. Cambio el diseño de bomba a una PCP entre el 22 al 26 de Abril 2008, con una producción de 1894 BFPD con 296 RPM, 743 ft de sumergencia y 93% de BSW. Su estado mecánico se muestra en la figura 8.10.

### **La Cira 2100**

Este pozo fue perforado en Mayo de 2008 y completado con una bomba PCP de 750-TP1200 de TDA, el objetivo de este trabajo fue encaminado a observar el comportamiento de la producción en pozos del área Cira Sur, además que el día de arranque del pozo, este presentó una pega de la bomba el cual requirió un trabajo de Flushing para ponerlo en condiciones de trabajo. La figura 8.11, muestra su estado mecánico.

ecopETROL LA CIRA-INFANTAS OXY  
Una oportunidad para crecer

<b>Company:</b> OXY ANDINA	<b>Project:</b> INFANTAS
<b>Site:</b> INFANTAS NORTH	<b>Well:</b> INFA0261
<b>Event:</b> WELL MAINT - RIG	<b>POZO PRODUCTOR DE ACEITE</b>
<b>Start Date:</b> 4/3/2008	<b>End Date:</b> 4/5/2008



HOLE SECTIONS		
Section	MD Top (ft)	MD Base (ft)
19-1/8" HOLE	6.0	58.0
14-3/4" HOLE	58.0	2,231.0
12-1/4" HOLE	2,231.0	2,520.0

REFERENCE DATUM	
Coord X (E/W):	1,035,602.60m
Coord Y (N/S):	1,259,772.00m
Fecha de Actualización:	4/17/2007
ORIGINAL KB298.50	Ground Level: 292.50

OPERATIONS							
Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Gun type	Gun size (in)	Charge Desc	
12/24/1927	60.00	188.0	780.0				
12/21/1927	60.00	814.0	858.0				
12/21/1927	60.00	818.0	858.0				
12/24/1927	60.00	864.0	874.0				
12/24/1927	60.00	907.0	1,019.0				
12/24/1927	60.00	1,025.0	1,042.0				
12/24/1927	60.00	1,058.0	1,058.0				
12/24/1927	60.00	1,075.0	1,075.0				
12/24/1927	60.00	1,225.0	1,225.0				
12/24/1927	60.00	1,281.0	1,281.0				
12/24/1927	60.00	1,280.0	1,280.0				
12/24/1927	60.00	1,314.0	1,325.0				
12/21/1927	60.00	1,332.0	1,332.0				
12/24/1927	60.00	1,865.0	1,865.0				

CASINGS									
BUREAU CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Unit ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	58.0	2	16.000	7.00	J-55	EUE	16.612	16.612
HOAT SHOE	58.0	58.0	1	16.000					

PRODUCTION CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Unit ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	2,239.0	56	11.650	60.00	J-55	11C	10.172	10.172
HOAT SHOE	2,239.0	2,239.0	1	11.650					

PRODUCTION LINER									
Component Name	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Unit ID (in)
LINER HANGER	2,188.0	2,190.0	1	10.750				8.017	
CROSSOVER	2,190.0	2,193.0	1	10.750				8.017	
TUBING JOINT(S)	2,193.0	2,214.0	1	8.500	28.00	J-55		8.017	8.017
CASING JOINT(S)	2,214.0	2,520.0	14	8.500	28.00	J-55		8.017	8.017

WELLBORE EQUIPMENT							
ROD STRING							
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Nominal OD (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)
ROD (S)-11 (ROD)	1	0.0	34.0	1.500			
PONY ROD	1	34.0	38.0	1.125			
PONY ROD	1	38.0	48.0	1.125			
ROD(S)	80	48.0	2,171.0	1.125			
PONY ROD	1	2,171.0	2,179.0	1.125			
ROTOR	1	2,179.0	2,217.8	2.650			

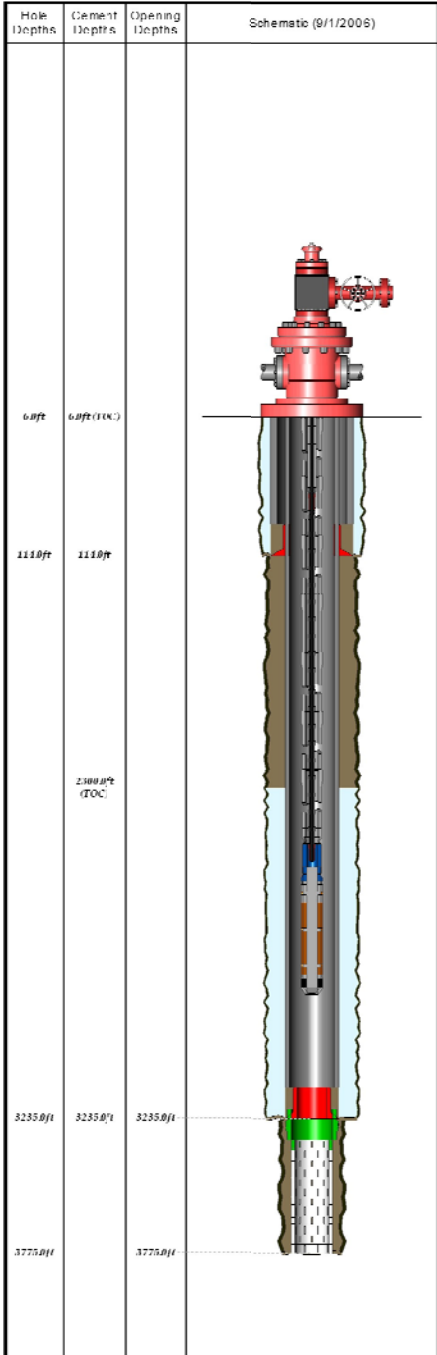
TUBING STRINGS							
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)
TUBING HANGER	1	6.0	6.9	7.062	2.988		0.00
CROSSOVER	1	6.9	7.5	4.500	2.980		0.00
TUBING JOINT(S)	70	7.5	2,174.8	4.500	3.950	J-55	12.80
CROSSOVER	1	2,174.8	2,175.4	4.500	3.950		0.00
CROSSOVER	1	2,175.4	2,176.4	5.000	3.958		0.00
PUP JOINT	1	2,176.4	2,183.9	5.000	0.000		0.00
TUBING JOINT(S)	1	2,183.9	2,194.5	6.250	0.000		0.00
SHAVER (G130 18/5 MONO) 110 RPT	1	2,194.5	2,220.4	5.500	0.000		0.00
NO.60	1	2,220.4	2,223.0	4.750	0.000		0.00
ANCHOR SPOUT	1	2,223.0	2,224.7	6.375	0.000		0.00
CROSSOVER	1	2,224.7	2,225.5	4.500	2.980		0.00
TUBING JOINT(S)	1	2,225.5	2,265.0	3.500	2.992	J-55	ExternalUps

WELLBORE OBSTRUCTIONS		
Date	Type	Location
4/13/2008 00:00		

Figura 8.9. Estado Mecánico del pozo Infantas – 261. Open Wells

**ECOPETROL** LA CIRA-INFANTAS **OXY**  
Una oportunidad para crecer

**Company: OXY ANDINA Project: LA CIRA**  
**Site: LA CIRA SOUTH Well: CIRA0769**  
**Event: WELL MAINT - RIG End Date: 8/30/2006 00:00**  
**Start Date: 8/29/2006 00:00 POZO PRODUCTOR DE ACEITE**



HOLE SECTIONS		
Section	MD Top (ft)	MD Base (ft)
13-3/8" HOLE	114.0	3,235.0
8-5/8" HOLE	3,235.0	3,175.0
15" HOLE	6.0	114.0

REFERENCE DATUM		
Coord X (E/W):	1,031,135.30m	Ground Level: 35.3 mtr
Coord Y (N/S):	1,263,466.00m	Original KB: 359.5 mtr
Fecha de Actualización: 4/17/2007 13:30		

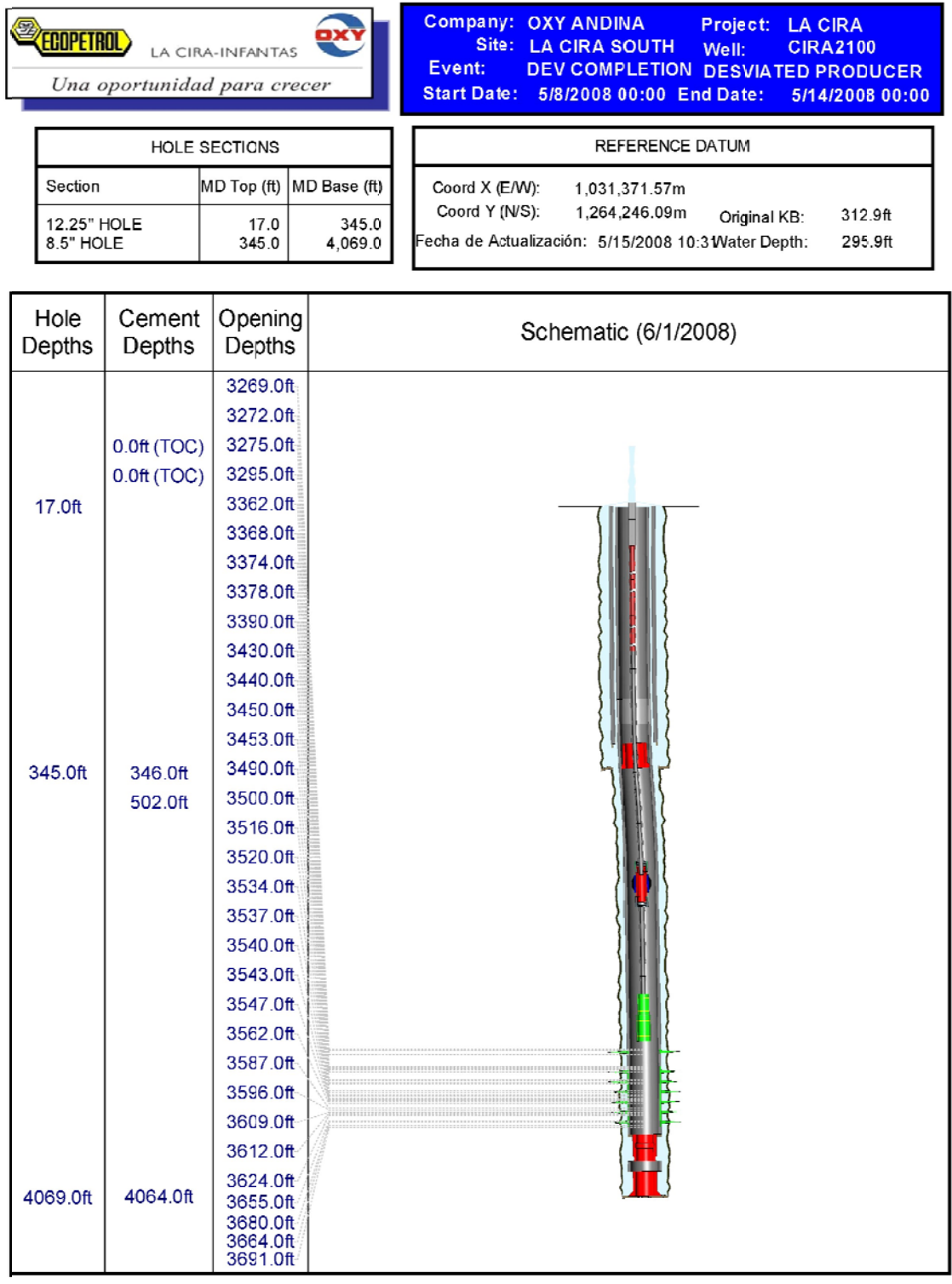
PERFORATIONS

CASINGS									
SURFACE CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Blm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	12.0	3	13.375	1100	J-55	LIC	13.000	13.000
FLAT SHO	112.0	14.0	1	13.375					
INTERMEDIATE CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Blm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	6.0	3,235.0	78	8.625	80.00	J 55	ITC	8.000	
FLAT SHO	3,233.0	3,330.0	1	8.625				8.000	
SCREEN / SLOTTED LINER									
Component Name	Top MD (ft)	Blm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
LINER HANGER	3,196.0	3,300.0	1	8.625				8.625	
SLOTTED CASING	3,200.0	3,175.0	15	8.625				8.000	

WELLSORE EQUIPMENT								
ROD STRING								
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Blm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)
POLISHED ROD	1	6.0	28.0	1.315	0.001			
CROSSOVER	1	28.0	30.0	1.315	0.001			
HONEY HOLE	1	30.0	32.0	1.050	0.001			
CROSSOVER	1	32.0	34.0	1.050	0.001			
ROD(S)	48	34.0	1,234.0	1.050	0.001			
CROSSOVER	1	1,234.0	1,238.0	1.050	0.001			
ROD(S)	60	1,238.0	2,728.0	1.050	0.001			
HONEY HOLE	1	2,728.0	2,730.0	1.050	0.001			
PULSER	1	2,730.0	2,734.0	2.675	0.001			
TUBING STRING								
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Blm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)
TUBING JOINT(S)	88	6.0	2,722.0	3.500	3.094			
CROSSOVER	1	2,722.0	2,724.0	3.500	3.094			
TUBING PUMP BARREL	1	2,724.0	2,739.0	3.500	3.094			

WELLBORE OBSTRUCTIONS		
Date	Type	Desc.

Figura 8.10. Estado mecánico del pozo La Cira-769. Open Wells.



**Figura 8.11. Estado Mecánico del pozo La Cira - 2100. Open Wells**



### **8.3. METODOLOGIA DE EVALUACIÓN Y AUDITORIA DEL MÉTODO DE CONTROL SELECCIONADO.**

Después de seleccionar el método de control de arena a implementar en la fase inicial de la estrategia, y de establecer la técnica de monitoreo de arena, es necesario determinar una metodología para la evaluación del desempeño de los trabajos a efectuar. Para tal fin se determinaron dos procedimientos de evaluación: la creación de una base de datos que ayude al análisis del impacto de factores operacionales en el arenamiento y el diseño de una auditoria para realizarla sobre los pozos empaquetados.

#### **8.3.1. Creación de una Base de Datos como Herramienta de Evaluación.**

El objetivo de crear una base de datos es brindar, por medio de la recopilación histórica de la información del desempeño de los pozos empaquetados, una herramienta de seguimiento y evaluación del comportamiento del campo en términos de producción de arena. El diseño y la construcción de la base de datos, se realizó empleando el software Microsoft ACCESS 2007, y su estructura se describe a continuación.

La base de datos está constituida por 4 tablas:

- ✓ Información general. En esta tabla se almacenan los datos globales de los pozos: ID del pozo, Área, Tipo de completamiento (productor o inyector), si se tiene registro del estado mecánico del pozo (campo de verificación) y autor del registro.
- ✓ Arenamiento. En esta tabla se almacenan los datos específicos de mediciones realizadas a los pozos con problemas de arenamiento: ID del pozo, Fecha de Último fondo, Fecha de tope encontrado, Último



fondo, Último tope de arena encontrado, Caudal de líquido, BSW, Profundidad de la Bomba y comentarios.

- ✓ Estado mecánico. En esta tabla se registra generalidades importantes del estado mecánico de los pozos: ID del pozo, OD del casing, ID del casing, OD del tubing, tipo de sistema de levantamiento e imagen del último estado mecánico generado.
- ✓ Estado mecánico detallado. En esta tabla se registra de forma minuciosa cada parte del estado mecánico de los pozos: ID del pozo, tipo de equipo, fecha de instalación, fecha de cambio, ID, OD, tope de profundidad, base de profundidad y descripción.

La figura 8.12 muestra cada una de las tablas detalladas y las relaciones establecidas entre ellas.

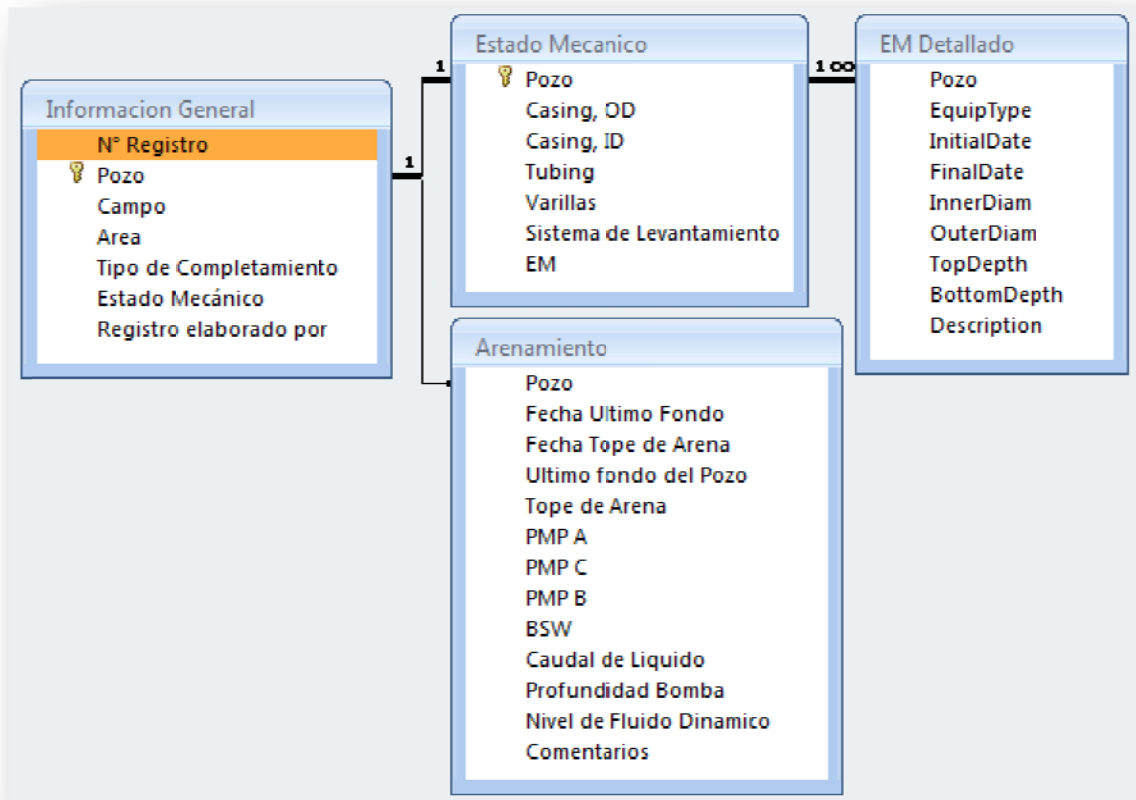


Figura 8.12. Tablas de la Base de Datos Diseñada.

Además se generaron 3 formularios:

- ✓ Menú principal, este formulario brinda las diferentes opciones de la base de datos en un formato formal y amigable al usuario.
- ✓ Información General, en este formulario se pueden crear o revisar registros contenidos en la tabla información general.
- ✓ Estado Mecánico, en este formulario se puede visualizar el estado mecánico de los pozos con dicho registro.

La herramienta de evaluación la constituyen 3 consultas diseñadas así:

- ✓ Consulta de arenamiento, genera una tabla con los valores de volumen de arena diario, el drawdown y la velocidad de flujo para cada fecha de determinado pozo del registro.
- ✓ Arenamiento dinámico, genera una figura dinámica donde se grafican los datos de la consulta de arenamiento para cada fecha determinada.

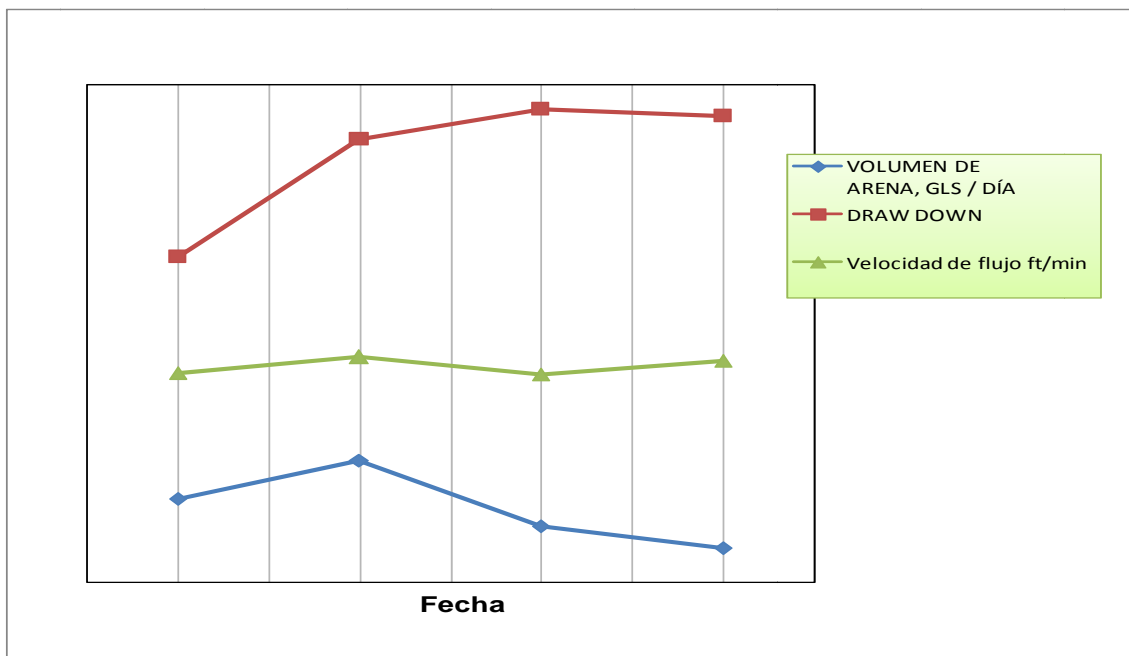


Figura 8.13. Herramienta de Evaluación. Generado por la base de datos diseñada.

ACCESS



La figura 8.13, muestra un caso ejemplo de la aplicación de la consulta de arenamiento dinámico de la base de datos diseñada. Mediante la evaluación de este resultado grafico es posible determinar el efecto del drawdown y la velocidad de flujo en el volumen de arena decantado en el pozo. Lo cual constituye una importante herramienta de evaluación para los pozos intervenidos en las fases de la estrategia.

### **8.3.2. Auditoría a los Trabajos de Empaquetamientos con Grava<sup>29</sup>.**

La auditoria consiste en la recolección de la información de las operaciones realizadas durante los empaquetamientos con grava, para así determinar el impacto de cada uno de los procedimientos operacionales sobre el desempeño final del método de control. La información necesaria es específica de cada etapa del trabajo de empaquetamiento, y su correspondiente evaluación se realiza mediante la comparación de las eficiencias instantáneas de cada una de ellas. Pues emplear solo la tasa de producción final como criterio para determinar el éxito de un pozo empaquetamiento no es adecuado. Se debe estimar el potencial del yacimiento y juzgar el éxito final de un completamiento sobre cómo se aproxima a este potencial.

La eficiencia final de un empaquetamiento de un pozo depende de cada uno de procedimientos envueltos. Cualquiera de estos eventos puede dominar el desempeño final del pozo. La evaluación de los datos secuenciales de dichos procedimientos puede emplearse para proporcionar una grafica de tiempo de la efectividad, en donde se resaltan los cambios repentinos en la condición del yacimiento, y es posible determinar una operación específica mejora o daña el completamiento.

<sup>29</sup> "Well-Completion Audits To Evaluate Gravel-Packing Procedures". SPE31088, 1997.



La técnica de análisis adoptada, emplea los datos de índices de productividad, índices de inyectividad, y eficiencias de completamiento, calculados a varias etapas a través de la terminación del pozo. Las comparaciones entre estos cálculos para las técnicas secuenciales de completamiento definen los efectos de daño o mejoría de la predicción de una práctica específica de completamiento.

### **8.3.2.1. Información de la Ejecución del Empaquetamiento.**

La información que debe ser adquirida corresponde a 6 etapas del empaquetamiento. A continuación se listan los datos necesarios para cada procedimiento:

#### **✓ Limpieza del Pozo y filtración de fluidos**

- Volumen, Concentración, Tipo y tasa de Circulación del fluido empleado para limpiar los sólidos presentes en el pozo.
- Volumen, Concentración, Tipo y tasa de Circulación del fluido empleado para limpiar el casing.

La obtención de un fluido limpio de completamiento antes de las perforaciones usualmente requiere filtración y monitoreo del contenido de sólidos. La información importante que debería ser agrupada respecto a la limpieza del fluido de completamiento incluye: tipo de unidad de filtración y selección de tamaño de partícula, y contenido de sólidos del fluido de completamiento.

#### **✓ Perforaciones y el flujo posterior del pozo.**

- Profundidad medida de los intervalos cañoneados y TVD, Tipo y tamaño del cañón, tamaño de la carga empleada, diámetro del hueco, longitud de las perforaciones y densidad de disparos.



- La información que debe reunirse durante el flujo de retorno del pozo incluye: el tiempo de retorno, volúmenes de producción de fluidos, presión de flujo del tubing (FTP), presión de cierre del tubing (SITP), tamaño del choque, presión de fondo fluyendo, y presión estática de fondo (SBHP).
  - Estimativos de la permeabilidad de la formación, factor volumétrico (FVF), y viscosidad son necesarios para calcular CE (porcentaje del flujo radial Darcy ideal) del pozo durante este periodo de flujo.
- ✓ ***Control de pérdidas de fluido después de las perforaciones.***
- Las tasas de pérdida de fluidos de la formación inmediatamente después del empaque de las perforaciones.
  - La información del fluido de completamiento (tipo, peso y viscosidad) y los datos de la línea de trabajo.
  - Si es necesario emplear píldoras de LCM, es importante registrar el volumen, tipo, y concentración de la píldora y también las tasa de pérdida de fluidos antes y después de su aplicación.
- ✓ ***Operaciones de Empaquetamiento con Grava.***
- Para las pruebas de inyección, es necesario registrar el tipo de fluido de inyección, peso, y viscosidad, además el diámetro interno de la sarta (ID).
  - Durante un pre-empaquetamiento ácido se registra: número de etapas, volumen, tipo, y concentración del ácido bombeado, tipo, volumen y viscosidad de cada etapa de vertimiento, las libras de arena en cada etapa, la carga de arena en cada etapa, el tamaño de la arena, y la tasa promedio de bombeo y presión durante el bombeo del pre empaque.



- La información que debe ser registrada durante el empaque del anular incluye: el método el tipo, el peso y la viscosidad del fluido transportador, el volumen de la lechada, la carga de arena, la arena total en la lechada, tamaño de la arena, tasa de bombeo, tasa de retorno, presión inicial de inyección, arena total en las perforaciones.
- ✓ ***Control de pérdidas de fluidos después del empaquetamiento***
- Se debe registrar el tipo de fluido de completamiento, peso, y viscosidad, así como también el ID de la sarta para calcular el SII después del empaque. Y se realiza la misma comparación de índices de inyectividad.
  - Si es necesario emplear píldoras de LCM, se debe registrar el volumen, tipo, y concentración de la píldora.
- ✓ ***Información de la Prueba estabilizada de pozo***
- La información que debe agruparse de esta prueba incluye los volúmenes de producción de fluidos, FTP, SITP, tamaño del choque, FBHP, y SBHP.
- ✓ ***Información Adicional***
- Datos de Acidificación
  - Reportes de corazones y de pruebas PBU. Para estimar los valores de permeabilidad.
  - Registros de Pozos. Para determinar el Net pay.
  - Datos de Producción.

El formato definido para la recolección de los datos se muestra en el anexo 4.



### 8.3.2.2. Análisis de la información.

El primer paso del análisis, corresponde a los cálculos de las eficiencias de cada procedimiento. Para ello se emplearán las ecuaciones de Calhoun y Yuster, y se presentan a continuación junto con otras necesarias:

El cálculo de la eficiencia para inyección:

Ec. 9

$$Ec = \frac{\ln(r_e - r_w) - 0.75}{\ln(r_e - r_w) - 0.75 + s} \approx \frac{7}{7 + s}$$

Donde:

$$s = (A)(M) - (\ln r_i/r_w)(1 - M)$$

$$A = 7 \left[ \frac{k_o}{\mu_o * SII} - 1 \right]$$

$$M = \frac{(k_{rw}/\mu_{rw})}{(k_{ro}/\mu_{ro})}$$

Ec. 10

$$SII = \frac{i_l}{(P_{wf} - P_r)h}$$

El cálculo de la Eficiencia para producción:

Ec. 11

$$Ec = \frac{(q_o + q_w)\mu_o B_o}{(p_r - p_{wf})hk}$$

$$SPI = \frac{q_{actual}}{h\Delta p}$$

Nomenclatura de las variables:

$B_o$  = Factor volumétrico de formación del Aceite, RB/STB.



$E_c$  = Eficiencia de Completamiento.

$h$  = Intervalo perforado, pies.

$i_l$  = Tasa de inyección de líquido, B/D

$SII$  = Índice de inyektividad específico.

$SPI$  = Índice de productividad específico.

$s$  = factor de daño.

$r_e$  = radio de drenaje, pies.

$r_i$  = radio de invasión, pies.

$r_w$  = radio del pozo, pies

$\mu_o$  = viscosidad del aceite, cp.

$\mu_w$  = viscosidad del agua (fluido de completamiento), cp.

$k_r$  = Permeabilidad relativa

$P_{wf}$  = presión de fondo fluyendo, psi.

$P_r$  = presión estabilizada del yacimiento, psi.

$q_o$  = caudal de producción de aceite, B/D.

$q_w$  = caudal de producción de agua, B/D.

$q_{actual}$  = tasa de producción actual, B/D

Empleando las ecuaciones descritas se calcula la eficiencia para cada etapa del empaquetamiento, los datos se agrupan y se registran como se muestra en la tabla 8.6.

**Tabla 8.6. Formato de Resultados.**

<b>Paso #</b>	<b>Evento</b>	<b>SII</b>	<b>SPI</b>	<b>CE</b>
<b>1</b>	Flujo después del cañoneo			
<b>2</b>	Iny, después del cañoneo			
<b>3</b>	Píldora de LCM			
<b>4</b>	Tasa de iny 1			
<b>5</b>	Tasa de iny 2			
<b>6</b>	Tasa de iny 3			
<b>7</b>	Tasa de ácido			
<b>8</b>	Después del empaque			
<b>9</b>	Después de LCM			
<b>10</b>	Después del flujo			

Después de realizar los cálculos, es posible realizar una comparación de las eficiencias obtenidas, y determinar cuáles etapas del empaquetamiento fueron correctamente implementadas y cuáles no; estas conclusiones servirán para un mejoramiento continuo de las operaciones. Es posible realizar una comparación grafica de las eficiencias como se muestra en la figura 8.14.



Figura 8.14. Análisis de Eficiencia de Completamiento.

#### 8.4. ESTRATEGIA DEFINIDA

La estrategia para minimizar la producción de arena en el campo La Cira Infantas queda sintetizada en tres fases, de la siguiente manera:

**1° FASE.** Esta fase consiste en el empaquetamiento con grava convencional de 3 pozos pilotos y su respectiva auditoria. Acompañada de una etapa de análisis de aproximadamente un mes, para evaluar el impacto sobre las curvas

de producción, los riesgos e inconvenientes operacionales, y las mejoras que pueden desarrollarse para el diseño. En esta fase se comienza con el monitoreo ultrasónico de la producción arena. Según los resultados obtenidos se decide continuar con la fase II.

**2° FASE.** En esta fase se realizan nuevos empaquetamientos convencionales con base en las lecciones aprendidas de la fase I, se realiza igualmente sus correspondientes auditorias, y se aplican las tecnologías de empaquetamiento con altas tasa y Frac Pack, en pozos pilotos. Además de realizar la evaluación y el análisis de los resultados del monitoreo.

**3° FASE.** Esta es la fase final de la estrategia, y consiste en la evaluación conjunta de las fases anteriores, y con base en los resultados obtenidos se desarrollan un conjunto de recomendaciones. En este punto se diseña el plan a implementarse en todo el campo.

La representación grafica de la estrategia definida se muestra en la figura 8.15.

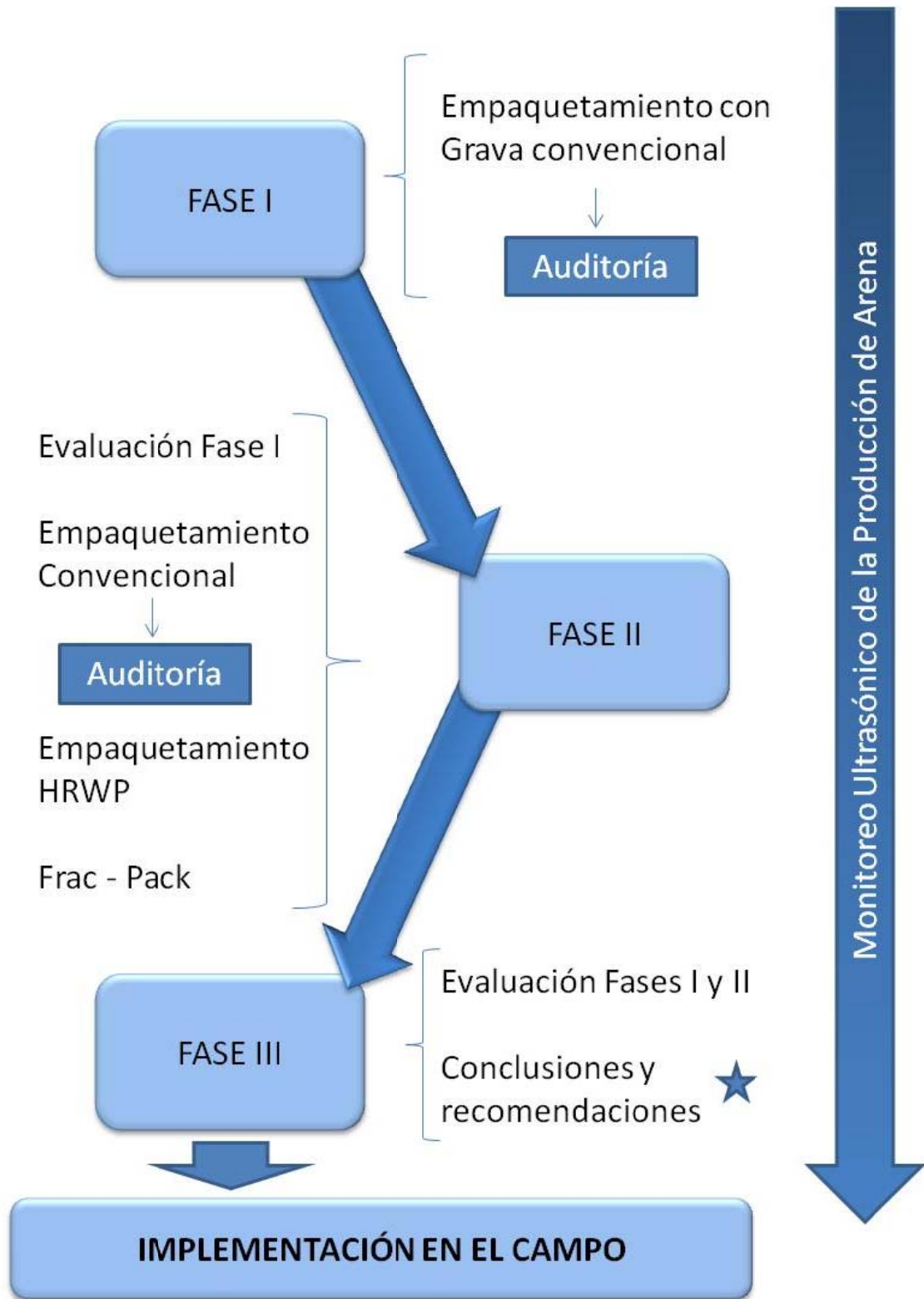


Figura 8.15. Estrategia Para Minimizar la Producción de Arena en el Campo la Cira - Infantas.



## CONCLUSIONES

- Las causas principales de la producción de arena en el campo La Cira – Infantas son: el estado no consolidado de la formación y el efecto de los procesos de recobro secundario mediante inyección de agua. Además las metas del proyecto someten a la formación a mayores volúmenes de fluidos inyectados, por lo tanto mayor riesgo de arenamiento.
- Mediante el análisis granulométricos de las zonas de la formación, se concluye que tanto la zona C y B, están constituidas por arenas no uniformes. Sin embargo, la zona B, es ligeramente más uniforme que la zona C.
- En la zona C de la formación predominan los granos de tamaño fino, con alguna presencia de tamaño medio, y en la zona B predominan los granos de tamaño fino.
- El principal impacto de la producción de arena en el campo La Cira – Infantas se ve reflejado en el número elevado de intervenciones de pozo por problemas causados por el arenamiento, lo cual significan grandes pérdidas económicas al proyecto. El número de intervenciones se incrementó desde la aplicación de los métodos de recuperación secundaria mediante inyección de agua.
- Los periodos de las intervenciones representaron al proyecto en pérdidas de producción 55117 barriles de aceite, cuyo valor alcanza los US\$2'480.265 en un lapso de tiempo de dos años.



- Se observó que la zona del campo con mayor frecuencia de arenamientos es la zona C con un 69%, esto se debe a que dicha zona ha estado sometida a inyección de agua por más de veinte años.
- El área del campo con mayor frecuencia de problemas de arena es el área Cira Sur, esto debido a que ha dicha área ha estado sometido a recuperación secundaria mediante inyección de agua desde los años 60's.
- En el análisis de fallas se encontró que la intervención más frecuente es la de limpieza de arena, por lo que el problema más común en el campo es la decantación de la arena al fondo de los pozos. También se observó el mejor de desempeño de las bombas PCP para manejar la producción de arena en comparación con las bombas reciprocantes, las cuales presentaron mayor frecuencia de pegas por arenamiento.
- Mediante la evaluación de la campaña de empaquetamiento efectuada en el campo, se observó que existieron algunos errores en los diseños de los pozos, debido que se basaron en muestras de limpieza de arena y análisis de corazones.
- Las causas de la disminución de la producción de los pozos empaquetados en la campaña no se debió únicamente a los diseños defectuosos, también influyó la caída de los caudales de inyección en el periodo contemporáneo con la campaña. Además varios empaquetamientos se hicieron como medida remedial de pozos colapsados.



- Los diseños de empaquetamiento en esta campaña tuvieron un porcentaje de éxito del 43%, con un promedio de vida útil de 7 años y la pérdida relativa de producción se encontró alrededor de un 17%. Los trabajos no exitosos se presentaron en un porcentaje de 24%, con una pérdida de producción del 36% y una vida útil de 3.5 años.
  
- Se determinó que los métodos de control de arena más atractivos para implementar en el campo son: Empaquetamiento con grava convencional, y a altas tasas, y el método combinado de estimulación y control, frac pack.
  
- Se determinó como técnica de monitoreo de la producción de arena, el método ultrasónico, y como herramientas de evaluación, se creó una base de datos y se adoptó una metodología de auditoría para los empaquetamientos con grava.



## RECOMENDACIONES

- Ser estrictos en el cumplimiento de los objetivos de la estrategia definida con el fin de obtener los mejores resultados.
  
- Realizar una caracterización completa de los esfuerzos a los que está sometido el yacimiento, con el fin generar un modelo geomecánico de la formación y optimizar los métodos de control de arena.
  
- Construir una base datos con el modelo de auditoría adoptado, para llevar un seguimiento y registro, de la eficiencias de todos lo procedimientos de los completamientos realizados.
  
- Adoptar el control de arena como un proceso dinámico, de evaluación y monitoreo constante, para conseguir el mejoramiento continuo de los resultados.
  
- Reconocer que el mejor método de control no se alcanza cuando se sabe qué hacer, sino cuando se comprende a fondo el comportamiento del yacimiento.

## BIBLIOGRAFIA

1. Acock Andrew, Joe Alexander, Katshuei Yoshioka, Masaaki Numasawa, López-de-Cárdenas Jorge, Islamab Nishi, Twynam Allan, Wilson Allan, Roy Alistar. Enfoques Prácticos de Manejo de la producción de arena. Rosharon, Texas Masatoshi, Japan Petroleum Exploration Company, Ltd. (JAPEX), BP Aberdeen, Escocia BP Sunbury. Oilfield Review, 2004.
2. Empresa Colombiana de Petróleos. Distrito De Producción, El Centro. Control De Produccion De Arena En Campo Casabe Mediante Empaquetamiento Con Grava, Herramientas: Baker Y Otis. 1986
3. J. Ballesteros R. Tecnicas Sobre Empaquetamientos Con Grava De Liners Ranurados, 1980
4. Recommended Practices For Testing Sand Used In Gravel Pack Operations, API Recommended Practice 58. Second Edition, December 1995.
5. J.R. Tague, Chevron Usa Production Co., And S. Lewallen, Halliburton Energy Services. Clay Stabilization Improves Sand Control, Inc. 2000
6. Baker Hughes. Brochure Baker EXPress Expandable screen system. 2002.
7. Carlson Jon, King George, Waters Frank, Price, Colin, Sand Control Why and How? Chevron Services Co. Amoco Production Co. BP Exploration Inc.
8. H.O. McLead Jr., SPE, M.A. Pashen, SPE, Conoco Inc. Well – Completion Audits To Evaluate Gravel - Packing Procedure. 1996.
9. Instituto Colombiano De Petróleo, División De Producción, Programa Daños A La Formación. Determinación De La Tasa Critica De Flujo Y Sensibilidad En Muestras Del Pozo La Cira 1879, 1880, 1882 Y 1891. 2001

10. Informe Técnico. Publicación Ecopetrol. Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira – Infantas. I, 1999.
11. Gurley, D. G., Copeland, C.T., Hendrick, J.O. Jr., Design, plan, and Execution of Gravel-pack Operations for Maximun Productivity, SPE Paper 5709, Journal of Petroleum Technology (October 1977).
12. Schlumberger. Screenless Sand Control Completions “New Dimensions in Sand Management”. 2002.
13. Software Dynamic Surveillance System (DSS), Landmark Graphics Corporation.
14. Software Open Wells. Landmark Graphics Corporation.
15. Software DIMS (Drilling Information Management System. Landmark Graphics Corporation.
16. Syed Ali, Norman David, Wagner David, Ayoub Joseph, Troncoso Juan. Método Combinado de estimulación y Control de la Producción de arena. Chevron Texaco Houston – Saudi ARAMCO – Repsol YPF Madrid - España Shelby White Ocean Energy Lafayette, Luisiana, EUA. Oilfield Review.2002.
17. Weatherford. Brochure Weatherford Completion Systems. 200.
18. J.M. Peden and Russell, Heriot-Watt U., and M.B. Oyeineyin, U. of Benin. Design of an Effective Gravel Pack for Sand Control: A numerical Approach. SPE13647.
19. M, Babs Oyeneyin, SPE; Chris Macleod; Gbenga Oluyemi, SPE; The Robert Gordon University and Anthony Onukwu, SPE; Vetco-Gay Limited- Intelligent Sand Management. 2005
20. Hans Vaziri, BP America; Robbie Allam, Gordon Kidd, Clive Bennett, and Trevor Grose, BP pcli; Peter Robinson, BP Australia, and Jeremy Malyn, BP



plc. "Sanding: A rigorous Examination of the interplay Between Drawdown, Depletion, Starup Frecuency, and Water Cut. 2006.

21. Andrew Aceck, Aberdeen; Nerbert Heitmann, Caracas; Steve Hoover, Houston; Badar Zia Malik, Norway; Enzo Pitoni, Italy, Claud Riddles, E&P Division, J. Ricardo Solares, Saudi Aramco. Screenless Methods to Control Sand. Oilfield Review. 2003.

## **ANEXO 1**

Granulometría de las Zona B y C de la formación. Campo LCI.

Tabla 1. Granulometría de la Zona C.

		LC-1882						LC-1880					
Prof.		C1 @ 2754'			C1Ab-C @ (2754'-2810')			C2-C @ 2833'			C2Dt-C @ (2841 - 2883)		
		Peso (g)			Peso (g)			Peso (g)			Peso (g)		
Malla	Esc. Mm	Abs.	Abs Acum.	Corr.	Abs.	Abs Acum.	Corr.	Abs.	Abs Acum.	Corr.	Abs.	Abs Acum.	Corr.
5	4,0000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	3,3636	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	2,8284	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8	2,3784	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,059	0,059	0,059	0,047	0,047	0,016
10	2,0000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,037	0,096	0,097	0,049	0,096	0,032
12	1,6818	0,000	0,000	0,000	0,011	0,011	0,011	0,067	0,163	0,164	0,239	0,335	0,112
14	1,4142	0,000	0,000	0,000	0,000	0,011	0,011	0,157	0,320	0,322	0,564	0,899	0,301
16	1,1892	0,000	0,000	0,000	0,022	0,033	0,033	0,434	0,754	0,759	1,186	2,085	0,698
18	1,0000	0,000	0,000	0,000	0,007	0,040	0,040	0,455	1,209	1,217	1,588	3,673	1,229
20	0,8409	0,000	0,000	0,000	0,041	0,081	0,081	1,274	2,483	2,500	4,838	8,511	2,848
25	0,7071	0,007	0,007	0,007	0,096	0,177	0,178	2,418	4,901	4,935	7,799	16,310	5,459
30	0,5946	0,013	0,020	0,020	0,290	0,467	0,469	4,240	9,141	9,204	11,929	28,239	9,451
35	0,5000	0,042	0,062	0,062	1,290	1,757	1,765	7,250	16,391	16,505	17,812	46,051	15,412
40	0,4204	0,100	0,162	0,162	2,736	4,493	4,513	7,780	24,171	24,338	16,489	62,540	20,931
45	0,3536	1,379	1,541	1,542	8,912	13,405	13,465	10,466	34,637	34,877	28,504	91,044	30,471
50	0,2973	1,940	3,481	3,482	11,606	25,011	25,123	9,810	44,447	44,755	27,371	118,415	39,632
60	0,2500	3,920	7,401	7,404	14,973	39,984	40,163	9,667	54,114	54,489	30,989	149,404	50,003
70	0,2102	8,659	16,060	16,067	14,477	54,461	54,704	7,104	61,218	61,642	25,533	174,937	58,548
80	0,1768	18,481	34,541	34,555	9,768	64,229	64,516	5,304	66,522	66,983	19,509	194,446	65,078
100	0,1487	21,429	55,970	55,993	6,508	70,737	71,053	3,913	70,435	70,923	14,375	208,821	69,889
120	0,1250	11,910	67,880	67,908	5,126	75,863	76,202	4,089	74,524	75,040	12,980	221,801	74,233
140	0,1051	5,075	72,955	72,985	3,060	78,923	79,276	2,978	77,502	78,039	9,157	230,958	77,298
170	0,0884	4,458	77,413	77,445	3,445	82,368	82,736	3,014	80,516	81,074	8,825	239,783	80,251
200	0,0743	4,485	81,898	81,932	3,770	86,138	86,523	3,263	83,779	84,359	9,427	249,210	83,406
230	0,0625	3,132	85,030	85,065	2,574	88,712	89,109	1,676	85,455	86,047	7,259	256,469	85,836
270	0,0526	1,612	86,642	86,678	1,321	90,033	90,435	1,433	86,888	87,490	4,372	260,841	87,299
325	0,0442	1,616	88,258	88,294	1,220	91,253	91,661	1,361	88,249	88,860	4,231	265,072	88,715
400	0,0372	7,683	95,941	95,980	2,081	93,334	93,751	1,971	90,220	90,845	15,464	280,536	93,891
Base	Base	4,018	99,959	100,000	6,221	99,555	100,000	9,092	99,312	100,000	18,254	298,790	100,000

**LC-1880**

Prof.		Gtb-C @ (2914' - 2922')			C3-C @ (2946' - 3000')			C3Cb-C @ (3023' - 3063')			C4-C @ 3151'		
		Peso (g)			Peso (g)			Peso (g)			Peso (g)		
Malla	Esc. Mm	Abs.	Abs Acum.	Corr.	Abs.	Abs Acum.	Corr.	Abs.	Abs Acum.	Corr.	Abs.	Abs Acum.	Corr.
5	4,0000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	3,3636	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	2,8284	0,040	0,040	0,020	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8	2,3784	0,087	0,127	0,064	0,025	0,025	0,005	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	2,0000	0,083	0,210	0,106	0,016	0,041	0,008	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12	1,6818	0,184	0,394	0,198	0,114	0,155	0,031	0,007	0,007	0,002	0,000	0,000	0,000
14	1,4142	0,392	0,786	0,396	0,387	0,542	0,109	0,022	0,029	0,010	0,000	0,000	0,000
16	1,1892	0,949	1,735	0,874	1,864	2,406	0,484	0,037	0,066	0,022	0,000	0,000	0,000
18	1,0000	0,982	2,717	1,369	3,644	6,050	1,216	0,099	0,165	0,055	0,004	0,004	0,004
20	0,8409	3,360	6,077	3,061	13,307	19,357	3,891	0,229	0,394	0,132	0,005	0,009	0,009
25	0,7071	6,069	12,146	6,119	21,236	40,593	8,159	0,434	0,828	0,277	0,014	0,023	0,023
30	0,5946	9,810	21,956	11,060	27,970	68,563	13,782	0,818	1,646	0,550	0,055	0,078	0,079
35	0,5000	16,923	38,879	19,585	40,956	109,519	22,014	2,389	4,035	1,349	0,531	0,609	0,613
40	0,4204	14,708	53,587	26,995	36,406	145,925	29,332	4,833	8,868	2,965	1,985	2,594	2,611
45	0,3536	15,260	68,847	34,682	48,779	194,704	39,137	17,442	26,310	8,798	10,764	13,358	13,448
50	0,2973	11,724	80,571	40,588	40,251	234,955	47,227	24,345	50,655	16,938	14,930	28,288	28,478
60	0,2500	14,728	95,299	48,007	44,646	279,601	56,201	33,330	83,985	28,084	19,395	47,683	48,004
70	0,2102	17,821	113,120	56,985	39,810	319,411	64,203	30,319	114,304	38,222	13,658	61,341	61,754
80	0,1768	17,631	130,751	65,866	30,308	349,719	70,295	23,614	137,918	46,118	7,712	69,053	69,517
100	0,1487	12,703	143,454	72,265	22,009	371,728	74,719	22,228	160,146	53,551	5,225	74,278	74,778
120	0,1250	9,845	153,299	77,225	19,743	391,471	78,688	25,685	185,831	62,140	4,507	78,785	79,315
140	0,1051	6,295	159,594	80,396	14,104	405,575	81,523	16,820	202,651	67,764	2,860	81,645	82,194
170	0,0884	5,555	165,149	83,194	13,206	418,781	84,177	15,803	218,454	73,049	2,723	84,368	84,935
200	0,0743	5,825	170,974	86,129	14,028	432,809	86,997	15,413	233,867	78,203	2,846	87,214	87,801
230	0,0625	4,475	175,449	88,383	10,155	442,964	89,038	11,320	245,187	81,988	1,972	89,186	89,786
270	0,0526	2,615	178,064	89,700	6,102	449,066	90,265	6,416	251,603	84,133	1,161	90,347	90,955
325	0,0442	2,422	180,486	90,920	5,483	454,549	91,367	6,387	257,990	86,269	1,025	91,372	91,986
400	0,0372	6,714	187,200	94,303	12,885	467,434	93,957	21,228	279,218	93,367	1,664	93,036	93,662
Base	Base	11,310	198,510	100,000	30,065	497,499	100,000	19,835	299,053	100,000	6,296	99,332	100,000

LC-1880				
Prof.		C4Cb-C @ (3184' - 3194')		
		Peso (g)		
Malla	Esc. Mm	Abs.	Abs Acum.	
5	4,0000	0,000	0,000	0,000
6	3,3636	0,000	0,000	0,000
7	2,8284	0,000	0,000	0,000
8	2,3784	0,000	0,000	0,000
10	2,0000	0,000	0,000	0,000
12	1,6818	0,000	0,000	0,000
14	1,4142	0,000	0,000	0,000
16	1,1892	0,000	0,000	0,000
18	1,0000	0,000	0,000	0,000
20	0,8409	0,006	0,006	0,003
25	0,7071	0,013	0,019	0,010
30	0,5946	0,054	0,073	0,037
35	0,5000	0,554	0,627	0,316
40	0,4204	2,330	2,957	1,489
45	0,3536	11,229	14,186	7,143
50	0,2973	18,094	32,280	16,253
60	0,2500	32,496	64,776	32,615
70	0,2102	32,504	97,280	48,980
80	0,1768	24,876	122,156	61,505
100	0,1487	15,749	137,905	69,435
120	0,1250	10,370	148,275	74,656
140	0,1051	6,829	155,104	78,095
170	0,0884	6,358	161,462	81,296
200	0,0743	6,734	168,196	84,687
230	0,0625	4,800	172,996	87,103
270	0,0526	2,954	175,950	88,591
325	0,0442	2,574	178,524	89,887
400	0,0372	6,330	184,854	93,074
Base	Base	13,756	198,610	100,000

Tabla Generada para Zona C			
Peso (g)			
Abs.	Abs Acum.	%Frec	% Masa
0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000
0,040	0,040	0,002	0,002
0,218	0,258	0,014	0,012
0,185	0,443	0,023	0,010
0,622	1,065	0,056	0,033
1,522	2,587	0,137	0,081
4,492	7,079	0,374	0,238
6,779	13,858	0,733	0,359
23,060	36,918	1,953	1,220
38,086	75,004	3,967	2,014
55,179	130,183	6,886	2,919
87,747	217,930	11,527	4,641
87,367	305,297	16,148	4,621
152,735	458,032	24,227	8,079
160,071	618,103	32,693	8,467
204,144	822,247	43,491	10,798
189,885	1012,132	53,534	10,044
157,203	1169,335	61,849	8,315
124,139	1293,474	68,415	6,566
104,255	1397,729	73,930	5,514
67,178	1464,907	77,483	3,553
63,387	1528,294	80,836	3,353
65,791	1594,085	84,315	3,480
47,363	1641,448	86,821	2,505
27,986	1669,434	88,301	1,480
26,319	1695,753	89,693	1,392
76,020	1771,773	93,714	4,021
118,847	1890,620	100,000	6,286

Tabla 2. Granulometría de la Zona B.

LC -1880										
Prof.		B1-C @ 1610'			B1-B @ 1770'			B1-D @ 1859'		
		Peso (g)			Peso (g)			Peso (g)		
Malla	Esc. Mm	Abs.	Abs Acum.	Corr.	Abs.	Abs Acum.	Corr.	Abs.	Abs Acum.	Corr.
5	4,0000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	3,3636	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	2,8284	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8	2,3784	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	2,0000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12	1,6818	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
14	1,4142	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
16	1,1892	0,000	0,000	0,000	0,003	0,003	0,003	0,000	0,000	0,000
18	1,0000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003	0,003	0,000	0,000	0,000
20	0,8409	0,000	0,000	0,000	0,028	0,031	0,031	0,012	0,012	0,012
25	0,7071	0,000	0,000	0,000	0,150	0,181	0,182	0,016	0,028	0,028
30	0,5946	0,000	0,000	0,000	0,591	0,772	0,775	0,044	0,072	0,072
35	0,5000	0,000	0,000	0,000	2,317	3,089	3,100	0,161	0,233	0,233
40	0,4204	0,000	0,000	0,000	4,363	7,452	7,479	0,356	0,589	0,589
45	0,3536	0,009	0,009	0,009	8,269	15,721	15,777	2,121	2,710	2,711
50	0,2973	0,011	0,020	0,020	8,542	24,263	24,350	4,518	7,228	7,232
60	0,2500	0,052	0,072	0,072	10,048	34,311	34,434	10,739	17,967	17,977
70	0,2102	0,176	0,248	0,248	9,057	43,368	43,524	14,322	32,289	32,306
80	0,1768	1,208	1,456	1,456	8,243	51,611	51,796	11,709	43,998	44,021
100	0,1487	2,144	3,600	3,600	7,208	58,819	59,030	8,459	52,457	52,485
120	0,1250	7,343	10,943	10,944	7,092	65,911	66,148	7,960	60,417	60,449
140	0,1051	11,060	22,003	22,005	4,275	70,186	70,438	5,123	65,540	65,575
170	0,0884	16,743	38,746	38,750	4,348	74,534	74,802	5,113	70,653	70,690
200	0,0743	18,397	57,143	57,149	4,450	78,984	79,268	5,404	76,057	76,097
230	0,0625	11,078	68,221	68,229	3,281	82,265	82,561	4,197	80,254	80,297
270	0,0526	4,752	72,973	72,981	2,020	84,285	84,588	2,347	82,601	82,645
325	0,0442	4,600	77,573	77,582	1,798	86,083	86,392	2,292	84,893	84,938
400	0,0372	10,098	87,671	87,681	2,498	88,581	88,899	3,143	88,036	88,083
Base	Base	12,318	99,989	100,000	11,061	99,642	100,000	11,911	99,947	100,000

**LC - 1882**

Prof.		B2- @ 2146'			B3 - A @ 2309'			B3-B @ 2386'		
		Peso gr)	Peso (gr)		Peso gr)	Peso (gr)		Peso gr)	Peso (gr)	
Malla	Esc. Mm	Absoluto	Abs acum.		Absoluto	Abs acum.		Absoluto	Abs acum.	
5	4,0000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	3,3636	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	2,8284	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8	2,3784	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	2,0000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12	1,6818	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
14	1,4142	0,006	0,006	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
16	1,1892	0,051	0,057	0,057	0,018	0,018	0,018	0,000	0,000	0,000
18	1,0000	0,016	0,073	0,073	0,013	0,031	0,031	0,000	0,000	0,000
20	0,8409	0,108	0,181	0,182	0,149	0,180	0,181	0,000	0,000	0,000
25	0,7071	0,223	0,404	0,406	1,652	1,832	1,840	0,000	0,000	0,000
30	0,5946	0,944	1,348	1,354	2,311	4,143	4,160	0,001	0,001	0,001
35	0,5000	3,590	4,938	4,958	2,479	6,622	6,649	0,005	0,006	0,006
40	0,4204	3,904	8,842	8,878	2,367	8,989	9,026	0,007	0,013	0,013
45	0,3536	4,515	13,357	13,412	3,036	12,025	12,074	0,158	0,171	0,172
50	0,2973	4,575	17,932	18,005	2,627	14,652	14,712	0,333	0,504	0,507
60	0,2500	7,222	25,154	25,257	2,982	17,634	17,706	0,783	1,287	1,294
70	0,2102	10,589	35,743	35,889	3,562	21,196	21,283	2,330	3,617	3,638
80	0,1768	10,716	46,459	46,649	5,493	26,689	26,798	6,687	10,304	10,364
100	0,1487	9,751	56,210	56,440	8,485	35,174	35,318	14,456	24,760	24,903
120	0,1250	9,361	65,571	65,840	12,811	47,985	48,182	21,544	46,304	46,572
140	0,1051	5,207	70,778	71,068	7,339	55,324	55,551	13,234	59,538	59,882
170	0,0884	5,876	76,654	76,968	6,771	62,095	62,349	11,308	70,846	71,256
200	0,0743	4,961	81,615	81,949	7,430	69,525	69,810	8,493	79,339	79,798
230	0,0625	3,470	85,085	85,434	6,089	75,614	75,924	5,051	84,390	84,878
270	0,0526	1,870	86,955	87,311	2,715	78,329	78,650	2,160	86,550	87,051
325	0,0442	1,874	88,829	89,193	3,209	81,538	81,872	2,227	88,777	89,290
400	0,0372	2,386	91,215	91,589	13,008	94,546	94,933	5,709	94,486	95,032
Base	Base	8,377	99,592	100,000	5,046	99,592	100,000	4,939	99,425	100,000

## **ANEXO 2**

Datos de las Intervenciones realizadas por problemas de producción de arena en el Campo La Cira – Infantas.

**Tabla 1. Información de Intervenciones de Pozo por Problemas de Arenamiento en el Campo La Cira – Infantas**

POZO	ÁREA	ZONA	Valores Actuales			PROGRAMA	FECHA INICIO	FECHA FINAL	DURACIÓN Días	BO Perdidos
			BOPD	BFPD	BSW					
CIRA1028	Cira Este	C	36	167	80	Limpieza de arena	12/12/2007	13/12/2007	2	72
CIRA1889	Cira Este	C	0	0	100	Limpieza de arena	01/03/2007	06/03/2007	6	0
CIRA2043	Cira Este	C	82	596	86	Limpieza de arena	01/07/2007	04/07/2007	4	328
CIRA2043	Cira Este	C	82	596	86	Limpieza de arena	26/12/2007	31/12/2007	6	492
CIRA2043	Cira Este	C	82	596	86	Limpieza de arena	01/01/2008	06/01/2008	6	492
CIRA0740	Cira Norte	C	35	232	85	Bomba Pegada PCP	25/01/2006	31/01/2006	7	245
CIRA0740	Cira Norte	C	35	232	85	Limpieza de arena	02/02/2006	09/02/2006	8	280
CIRA0767	Cira Norte	C	2	76	98	Limpieza de arena	31/07/2006	31/07/2006	1	2
CIRA0767	Cira Norte	C	2	76	98	Bomba pegada BPU	06/08/2006	07/08/2006	2	4
CIRA0781	Cira Norte	B	12	12	0	Limpieza de arena	14/03/2007	22/03/2007	9	109
CIRA0842	Cira Norte	C	15	168	91	Limpieza de arena	21/01/2008	30/01/2008	10	148
CIRA0842	Cira Norte	C	15	168	91	Bomba Pegada PCP	02/03/2008	06/03/2008	5	74
CIRA0842	Cira Norte	C	15	168	91	Limpieza de arena	21/06/2007	22/06/2007	2	30
CIRA0876	Cira Norte	B	31	612	95	Bomba pegada BPU	31/10/2006	31/10/2006	1	31
CIRA0876	Cira Norte	B	31	612	95	Limpieza de arena	01/11/2006	29/11/2006	29	887
CIRA0876	Cira Norte	B	31	612	95	Limpieza de arena	05/12/2006	14/12/2006	10	306
CIRA0876	Cira Norte	B	31	612	95	Bomba pegada BPU	24/03/2007	31/03/2007	8	245
CIRA0876	Cira Norte	B	31	612	95	Limpieza de arena	01/04/2007	05/04/2007	5	153
CIRA0876	Cira Norte	B	31	612	95	Bomba pegada PCP	15/05/2007	17/05/2007	3	92
CIRA0876	Cira Norte	B	31	612	95	Bomba pegada BPU	19/12/2006	23/12/2006	4	122
CIRA0876	Cira Norte	B	57	112	49	Bomba pegada PCP	07/02/2007	10/02/2007	4	228
CIRA0876	Cira Norte	B	57	112	49	limpieza de arena	30/03/2007	03/04/2007	5	286
CIRA0879	Cira Norte	B	36	118	69	limpieza de arena	10/10/2006	13/10/2006	4	144
CIRA0879	Cira Norte	B	36	118	69	Bomba pegada PCP	20/11/2006	23/11/2006	4	144
CIRA0879	Cira Norte	B	36	118	69	Bomba pegada BPU	05/12/2006	07/12/2006	3	108
CIRA0879	Cira Norte	B	36	118	69	Limpieza de arena	15/01/2007	16/01/2007	2	72

<b>CIRA0879</b>	Cira Norte	B	36	118	69	Bomba pegada BPU	28/02/2007	02/03/2007	3	108
<b>CIRA1666</b>	Cira Norte	B	10	98	90	Limpieza de arena	13/05/2006	12/06/2006	31	310
<b>CIRA1693</b>	Cira Norte	B	52	167	69	Limpieza de arena	06/07/2006	11/07/2006	6	312
<b>CIRA1693</b>	Cira Norte	B	52	167	69	Limpieza de arena	06/01/2007	08/01/2007	3	156
<b>CIRA1693</b>	Cira Norte	B	52	167	69	Bomba pegada BPU	03/12/2007	05/12/2007	3	156
<b>CIRA1695</b>	Cira Norte	B	10	611	98	Bomba pegada BPU	29/05/2006	31/05/2006	3	30
<b>CIRA1695</b>	Cira Norte	B	10	611	98	Bomba pegada BPU	01/06/2006	06/06/2006	6	60
<b>CIRA1725</b>	Cira Norte	C	87	773	89	Limpieza de arena	16/09/2007	22/09/2007	7	609
<b>CIRA1725</b>	Cira Norte	C	65	764	92	limpieza de arena	08/07/2007	13/07/2007	6	388
<b>CIRA1732</b>	Cira Norte	C	0	0	100	Limpieza de arena	04/07/2006	11/07/2006	8	0
<b>CIRA1771</b>	Cira Norte	BA	25	36	32	Bomba pegada BPU	21/02/2008	23/02/2008	3	74
<b>CIRA1775</b>	Cira Norte	C	45	304	85	Limpieza de Arena	16/06/2007	20/06/2007	5	226
<b>CIRA1864</b>	Cira Norte	C	13	218	94	Limpieza de arena	15/10/2006	21/10/2006	7	92
<b>CIRA1864</b>	Cira Norte	C	13	218	94	Bomba pegada BPU	09/03/2007	14/03/2007	6	78
<b>CIRA1864</b>	Cira Norte	C	13	218	94	Limpieza de arena	20/04/2007	30/04/2007	11	144
<b>CIRA1864</b>	Cira Norte	C	13	218	94	Limpieza de arena	01/05/2007	01/05/2007	1	13
<b>CIRA1864</b>	Cira Norte	C	13	218	94	Bomba pegada BPU	21/02/2008	24/02/2008	4	52
<b>CIRA1864</b>	Cira Norte	C	13	218	94	Limpieza de arena	07/04/2007	11/04/2007	5	65
<b>CIRA1865</b>	Cira Norte	BA	12	19	37	Limpieza de arena	19/05/2007	21/05/2007	3	36
<b>CIRA1865</b>	Cira Norte	BA	12	19	37	Limpieza de arena	05/02/2007	06/02/2007	2	24
<b>CIRA1865</b>	Cira Norte	BA	12	19	37	Bomba Pegada PCP	06/03/2007	09/03/2007	4	48
<b>CIRA0178</b>	Cira Sur	CB	150	757	80	Tubería pegada	04/04/2008	13/04/2008	10	1500
<b>CIRA0229</b>	Cira Sur	CB	124	707	83	Bomba pegada BPU	21/01/2008	23/01/2008	3	371
<b>CIRA0229</b>	Cira Sur	CB	124	707	83	Bomba pegada BPU	15/03/2008	17/03/2008	3	371
<b>CIRA0251</b>	Cira Sur	C	25	150	83	Limpieza de arena	20/12/2007	20/12/2007	1	25
<b>CIRA0251</b>	Cira Sur	C	9	51	83	Bomba pegada BPU	09/11/2006	01/12/2006	23	200
<b>CIRA0255</b>	Cira Sur	C	125	1261	90	Limpieza de arena	15/08/2006	19/08/2006	5	625
<b>CIRA0255</b>	Cira Sur	C	125	1261	90	Limpieza de arena	23/01/2007	27/01/2007	5	625
<b>CIRA0255</b>	Cira Sur	C	125	1261	90	Limpieza de arena	14/05/2007	16/05/2007	3	375
<b>CIRA0255</b>	Cira Sur	C	125	1261	90	Bomba Pegada PCP	12/10/2007	16/10/2007	5	625
<b>CIRA0255</b>	Cira Sur	C	125	1261	90	Bomba Pegada PCP	14/12/2007	19/12/2007	6	750

<b>CIRA0269</b>	Cira Sur	CB	50	954	96	Limpieza de arena	06/02/2008	08/02/2008	3	150
<b>CIRA0287</b>	Cira Sur	CB	18	590	97	Limpieza de arena	18/03/2008	21/03/2008	4	72
<b>CIRA0334</b>	Cira Sur	C	66	392	83	limpieza de arena	26/09/2007	29/09/2007	4	264
<b>CIRA0390</b>	Cira Sur	C	0	930	100	Limpieza de arena	14/02/2007	16/02/2007	3	0
<b>CIRA0399</b>	Cira Sur	C	88	434	82	Limpieza de arena	04/02/2008	05/02/2008	2	176
<b>CIRA0441</b>	Cira Sur	C	125	1137	89	Bomba pegada BPU	04/11/2007	08/11/2007	5	625
<b>CIRA0441</b>	Cira Sur	C	262	1014	74	Bomba pegada BPU	28/02/2007	08/03/2007	9	2362
<b>CIRA0442</b>	Cira Sur	C	139	770	80	Bomba Pegada PCP	16/11/2006	17/11/2006	2	278
<b>CIRA0442</b>	Cira Sur	C	139	770	80	Bomba pegada BPU	23/01/2008	24/01/2008	2	278
<b>CIRA0454</b>	Cira Sur	C	24	673	99	Bomba pegada BPU	17/01/2007	25/01/2007	9	216
<b>CIRA0624</b>	Cira Sur	C	48	109	46	Bomba pegada BPU	21/02/2007	23/02/2007	3	144
<b>CIRA0639</b>	Cira Sur	CBA	0	253	100	Bomba pegada BPU	05/07/2007	05/07/2007	1	0
<b>CIRA0652</b>	Cira Sur	CB	2	1114	100	Bomba pegada BPU	06/09/2007	06/09/2007	1	2
<b>CIRA0652</b>	Cira Sur	CB	2	1114	100	Bomba pegada BPU	21/10/2007	27/10/2007	7	14
<b>CIRA0652</b>	Cira Sur	CB	2	1114	100	Bomba pegada BPU	14/08/2007	14/08/2007	1	2
<b>CIRA0713</b>	Cira Sur	C	84	702	89	Limpieza de arena	17/01/2007	19/01/2007	3	252
<b>CIRA0713</b>	Cira Sur	C	84	702	89	Limpieza de arena	09/03/2007	15/03/2007	7	588
<b>CIRA0713</b>	Cira Sur	C	84	702	89	Bomba pegada BPU	27/04/2007	30/04/2007	4	336
<b>CIRA0713</b>	Cira Sur	C	84	702	89	Limpieza de arena	01/05/2007	01/05/2007	1	84
<b>CIRA0713</b>	Cira Sur	C	72	538	87	Bomba pegada BPU	03/04/2007	06/04/2007	4	289
<b>CIRA0713</b>	Cira Sur	C	72	538	87	limpieza de arena	10/05/2007	10/05/2007	1	72
<b>CIRA0713</b>	Cira Sur	C	72	538	87	Bomba pegada BPU	16/05/2007	18/05/2007	3	217
<b>CIRA0717</b>	Cira Sur	A	8	632	99	Bomba pegada BPU	26/06/2007	29/06/2007	4	32
<b>CIRA0723</b>	Cira Sur	C	80	143	44	Bomba pegada BPU	03/03/2007	05/03/2007	3	240
<b>CIRA0724</b>	Cira Sur	C	36	336	89	Bomba pegada BPU	09/02/2008	12/02/2008	4	142
<b>CIRA0724</b>	Cira Sur	C	36	336	89	Bomba pegada BPU	12/05/2007	15/05/2007	4	142
<b>CIRA0729</b>	Cira Sur	C	63	1059	94	Limpieza de arena	19/02/2007	20/02/2007	2	126
<b>CIRA0729</b>	Cira Sur	C	63	1059	94	Bomba pegada BPU	03/06/2007	06/06/2007	4	252
<b>CIRA0730</b>	Cira Sur	C	19	429	96	Bomba pegada BPU	26/07/2006	30/07/2006	5	95
<b>CIRA0769</b>	Cira Sur	C	34	677	95	Bomba Pegada PCP	06/12/2007	08/12/2007	3	102
<b>CIRA0770</b>	Cira Sur	CA	0	0	100	Bomba Pegada PCP	20/09/2006	25/09/2006	6	0

<b>CIRA0772</b>	Cira Sur	A	0	0	100	Bomba pegada BPU	21/08/2007	23/08/2007	3	0
<b>CIRA0791</b>	Cira Sur	C	24	235	90	Bomba pegada BPU	18/01/2008	18/01/2008	1	24
<b>CIRA0833</b>	Cira Sur	CA	22	317	93	Limpieza de arena	05/03/2007	10/03/2007	6	131
<b>CIRA0833</b>	Cira Sur	CA	22	317	93	Bomba pegada BPU	07/06/2007	08/06/2007	2	44
<b>CIRA0833</b>	Cira Sur	CA	22	317	93	Limpieza de arena	24/04/2007	26/04/2007	3	66
<b>CIRA0843</b>	Cira Sur	C	20	1049	98	Bomba pegada BPU	15/06/2007	18/06/2007	4	80
<b>CIRA0843</b>	Cira Sur	C	20	1049	98	Bomba pegada BPU	12/08/2007	15/08/2007	4	80
<b>CIRA0843</b>	Cira Sur	C	20	1049	98	Limpieza de arena	25/01/2008	27/01/2008	3	60
<b>CIRA0928</b>	Cira Sur	CB	95	404	76	Bomba pegada PCP	19/06/2007	21/06/2007	3	286
<b>CIRA0928</b>	Cira Sur	CB	95	404	76	Bomba pegada BPU	10/03/2007	13/03/2007	4	382
<b>CIRA0935</b>	Cira Sur	B	0	0	100	Limpieza de arena	14/02/2006	14/02/2006	1	0
<b>CIRA0938</b>	Cira Sur	B	3	677	100	Limpieza de arena	06/10/2006	07/10/2006	2	6
<b>CIRA0942</b>	Cira Sur	BA	45	76	41	Bomba pegada BPU	02/05/2006	21/05/2006	20	900
<b>CIRA0942</b>	Cira Sur	BA	45	76	41	Limpieza de arena	17/09/2006	30/09/2006	14	630
<b>CIRA0942</b>	Cira Sur	BA	45	76	41	limpieza de arena	01/10/2006	01/10/2006	1	45
<b>CIRA0942</b>	Cira Sur	BA	45	76	41	Limpieza de arena	24/02/2007	28/02/2007	5	225
<b>CIRA1339</b>	Cira Sur	C	0	0	100	Limpieza de arena	07/11/2007	12/11/2007	6	0
<b>CIRA1342</b>	Cira Sur	C	68	148	54	Bomba pegada BPU	21/04/2007	26/04/2007	6	407
<b>CIRA1354</b>	Cira Sur	CBA	10	91	89	Limpieza de arena	16/04/2007	21/04/2007	6	59
<b>CIRA1354</b>	Cira Sur	CBA	10	91	89	Limpieza de arena	17/08/2007	23/08/2007	7	69
<b>CIRA1354</b>	Cira Sur	CBA	10	91	89	Limpieza de arena	02/10/2006	03/10/2006	2	20
<b>CIRA1470</b>	Cira Sur	C	0	0	100	Bomba pegada BPU	26/07/2007	31/07/2007	6	0
<b>CIRA1470</b>	Cira Sur	C	0	0	100	Bomba pegada BPU	01/08/2007	01/08/2007	1	0
<b>CIRA1588</b>	Cira Sur	C	22	765	97	Limpieza de arena	16/09/2007	19/09/2007	4	88
<b>CIRA1699</b>	Cira Sur	C	0	0	100	Limpieza de arena	01/11/2007	06/11/2007	6	0
<b>CIRA1702</b>	Cira Sur	B	0	0	100	Limpieza de arena	19/01/2008	07/02/2008	20	0
<b>CIRA1704</b>	Cira Sur	B	13	181	62	Limpieza de arena	29/01/2007	31/01/2007	3	39
<b>CIRA1704</b>	Cira Sur	B	13	181	62	Limpieza de arena	01/02/2007	01/02/2007	1	13
<b>CIRA1704</b>	Cira Sur	B	13	181	62	Bomba pegada BPU	17/05/2007	18/05/2007	2	26
<b>CIRA1711</b>	Cira Sur	C	0	0	100	Bomba pegada BPU	12/06/2007	15/06/2007	4	0
<b>CIRA1851</b>	Cira Sur	C	68	656	90	Limpieza de arena	25/11/2007	28/11/2007	4	272

<b>CIRA1871</b>	Cira Sur	C	21	25	14	Bomba Pegada PCP	08/03/2006	23/03/2006	14	300
<b>CIRA1874</b>	Cira Sur	C	6	100	94	Limpieza de arena	22/06/2007	22/06/2007	1	6
<b>CIRA1888</b>	Cira Sur	C	0	0	100	Limpieza de arena	12/01/2008	18/01/2008	7	0
<b>CIRA2029</b>	Cira Sur	C	195	584	66	Limpieza de arena	03/07/2007	05/07/2007	3	585
<b>CIRA2030</b>	Cira Sur	C	93	446	79	Limpieza de arena	09/12/2007	11/12/2007	3	279
<b>CIRA2034</b>	Cira Sur	C	33	63	48	Bomba pegada BPU	23/05/2007	24/05/2007	2	65
<b>CIRA2035</b>	Cira Sur	C	0	0	100	Bomba pegada BPU	26/06/2007	30/06/2007	5	0
<b>CIRA2056</b>	Cira Sur	C	99	512	80	Limpieza de arena	24/12/2006	25/12/2006	2	198
<b>CIRA2057</b>	Cira Sur	C	212	683	68	Bomba pegada BPU	08/03/2008	12/03/2008	5	1060
<b>CIRA2101</b>	Cira Sur	C	166	2182	93	Bomba pegada BPU	09/04/2008	11/04/2008	3	498
<b>CIRA2103</b>	Cira Sur	C	223	367	40	Bomba pegada BPU	23/12/2007	27/12/2007	5	1115
<b>CIRA2114</b>	Cira Sur	C	156	365	53	Limpieza de arena	25/02/2008	27/02/2008	3	468
<b>CIRA2117</b>	Cira Sur	C	57	122	54	Limpieza de arena	01/12/2007	01/12/2007	1	57
<b>CIRA2124</b>	Cira Sur	C	25	802	97	Bomba pegada BPU	31/01/2008	31/01/2008	1	25
<b>CIRA2124</b>	Cira Sur	C	25	802	97	Bomba Pegada PCP	01/02/2008	01/02/2008	1	25
<b>CIRA2124</b>	Cira Sur	C	25	802	97	Tubería pegada	21/03/2008	23/03/2008	3	75
<b>CIRA2124</b>	Cira Sur	C	25	802	97	Bomba pegada BPU	19/02/2008	23/02/2008	5	125
<b>CIRA2148</b>	Cira Sur	C	87	636	86	Bomba pegada BPU	06/02/2008	10/02/2008	5	435
<b>CIRA2149</b>	Cira Sur	C	188	247	188	Bomba pegada BPU	13/02/2008	16/02/2008	4	752
<b>CIRA2150</b>	Cira Sur	C	132	246	46	Limpieza de arena	25/01/2008	27/01/2008	3	396
<b>CIRA2150</b>	Cira Sur	C	132	246	46	Bomba pegada BPU	02/02/2008	05/02/2008	4	528
<b>CIRA2151</b>	Cira Sur	C	39	1075	96	Bomba pegada BPU	30/12/2007	31/12/2007	2	77
<b>CIRA2151</b>	Cira Sur	C	39	1075	96	limpieza de arena	01/01/2008	01/01/2008	1	39
<b>CIRA2151</b>	Cira Sur	C	39	1075	96	Bomba pegada BPU	18/12/2007	19/12/2007	2	77
<b>CIRA2151</b>	Cira Sur	C	39	1075	96	Bomba Pegada PCP	14/02/2008	16/02/2008	3	116
<b>CIRA2163</b>	Cira Sur	C	98	943	90	Bomba pegada BPU	30/03/2008	31/03/2008	2	196
<b>CIRA2163</b>	Cira Sur	C	98	943	90	Bomba pegada BPU	01/04/2008	01/04/2008	1	98
<b>CIRA2170</b>	Cira Sur	C	98	960	90	limpieza de arena	01/12/2007	02/12/2007	2	197
<b>CIRA2170</b>	Cira Sur	C	98	960	90	limpieza de arena	12/12/2007	14/12/2007	3	295
<b>CIRA2170</b>	Cira Sur	C	98	960	90	Bomba pegada BPU	05/01/2008	07/01/2008	3	295
<b>CIRA2171</b>	Cira Sur	C	57	287	76	Limpieza de arena	15/01/2008	30/01/2008	16	912

<b>CIRA2172</b>	Cira Sur	C	100	1083	87	Bomba Pegada PCP	01/11/2007	02/11/2007	2	200
<b>CIRA2172</b>	Cira Sur	C	100	1083	87	Bomba pegada BPU	12/01/2008	14/01/2008	3	300
<b>CIRA2172</b>	Cira Sur	C	100	1083	87	Limpieza de arena	11/02/2008	15/02/2008	5	500
<b>CIRA2172</b>	Cira Sur	C	100	1083	87	Bomba Pegada PCP	02/04/2008	04/04/2008	3	300
<b>CIRA2180</b>	Cira Sur	C	88	971	91	Limpieza de arena	06/03/2008	08/03/2008	3	264
<b>CIRA2185</b>	Cira Sur	C	109	705	84	Limpieza de arena	19/02/2008	20/02/2008	2	218
<b>CIRA2196</b>	Cira Sur	C	78	355	78	Bomba pegada BPU	30/11/2007	30/11/2007	1	78
<b>CIRA2196</b>	Cira Sur	C	78	355	78	Bomba pegada PCP	01/12/2007	13/12/2007	13	1009
<b>CIRA2196</b>	Cira Sur	C	78	355	78	Bomba Pegada PCP	18/01/2008	20/01/2008	3	233
<b>CIRA2200</b>	Cira Sur	C	132	460	70	Limpieza de arena	26/03/2008	29/03/2008	4	528
<b>CIRA2202</b>	Cira Sur	C	150	677	78	Bomba Pegada PCP	11/01/2008	17/01/2008	7	1050
<b>CIRA2202</b>	Cira Sur	C	150	677	78	Bomba Pegada PCP	30/01/2008	01/02/2008	3	450
<b>CIRA2207</b>	Cira Sur	C	71	797	91	limpieza de arena	28/12/2007	29/12/2007	2	142
<b>CIRA2209</b>	Cira Sur	C	85	894	91	Bomba pegada BPU	21/01/2008	25/01/2008	5	425
<b>CIRA2210</b>	Cira Sur	C	113	607	80	Bomba pegada BPU	24/04/2007	26/04/2007	3	339
<b>CIRA2210</b>	Cira Sur	C	113	607	80	Bomba pegada BPU	26/06/2007	28/06/2007	3	339
<b>CIRA2210</b>	Cira Sur	C	113	607	80	Bomba pegada BPU	29/11/2007	30/11/2007	2	226
<b>CIRA2210</b>	Cira Sur	C	113	607	80	Limpieza de arena	16/03/2008	20/03/2008	5	565
<b>CIRA2578</b>	Cira Sur	C	47	715	93	Bomba pegada BPU	15/04/2008	16/04/2008	2	94
<b>CIRA2579</b>	Cira Sur	C	189	531	64	Bomba pegada BPU	25/02/2008	28/02/2008	4	758
<b>CIRA2579</b>	Cira Sur	C	189	531	64	Limpieza de arena	25/03/2008	26/03/2008	2	379
<b>CIRA2PP1</b>	Cira Sur	C	70	1078	94	Bomba pegada BPU	17/05/2007	23/05/2007	7	491
<b>CIRA2PP1</b>	Cira Sur	C	70	1078	94	Bomba Pegada PCP	18/01/2008	20/01/2008	3	210
<b>CIRA2PP2</b>	Cira Sur	C	184	1041	82	Bomba pegada BPU	07/09/2007	07/09/2007	1	184
<b>CIRA2PP4</b>	Cira Sur	C	198	919	79	Bomba pegada BPU	02/08/2006	02/08/2006	1	198
<b>CIRA2PP4</b>	Cira Sur	C	198	919	79	Tubería pegada	08/09/2006	13/09/2006	6	1185
<b>CIRA2PP4</b>	Cira Sur	C	198	919	79	Bomba pegada BPU	27/12/2007	30/12/2007	4	790
<b>CIRA0476</b>	Infantas Norte	C	23	64	63	Bomba pegada BPU	24/02/2008	24/02/2008	1	23
<b>CIRA0476</b>	Infantas Norte	C	23	64	63	Bomba pegada BPU	05/03/2008	05/03/2008	1	23
<b>CIRA0744</b>	Infantas Norte	C	32	375	94	Limpieza de arena	20/01/2008	20/01/2008	1	32
<b>CIRA1056</b>	Infantas Norte	C	52	216	76	Limpieza de arena	02/03/2008	04/03/2008	3	157

<b>CIRA1056</b>	Infantas Norte	C	52	216	76	Bomba pegada BPU	30/12/2007	31/12/2007	2	105
<b>CIRA1116</b>	Infantas Norte	C	55	431	87	Bomba pegada BPU	03/01/2008	03/01/2008	1	55
<b>CIRA1118</b>	Infantas Norte	CB	40	381	90	Bomba pegada BPU	09/11/2007	12/11/2007	4	160
<b>CIRA1120</b>	Infantas Norte	CB	0	16	100	Limpieza de arena	09/07/2007	16/07/2007	8	0
<b>CIRA1120</b>	Infantas Norte	CB	0	16	100	Bomba pegada BPU	24/03/2008	25/03/2008	2	0
<b>CIRA1135</b>	Infantas Norte	C	13	1235	99	Bomba pegada BPU	16/02/2008	18/02/2008	3	38
<b>CIRA1140</b>	Infantas Norte	B	2	15	89	Bomba pegada BPU	25/07/2007	29/07/2007	5	8
<b>CIRA1140</b>	Infantas Norte	B	2	15	89	Bomba pegada BPU	21/02/2006	07/03/2006	15	25
<b>CIRA1140</b>	Infantas Norte	B	2	15	89	Limpieza de arena	03/04/2006	11/04/2006	9	15
<b>CIRA1183</b>	Infantas Norte	C	5	37	88	Limpieza de arena	16/08/2007	18/08/2007	3	14
<b>CIRA1183</b>	Infantas Norte	C	5	37	88	Bomba pegada BPU	12/02/2006	19/02/2006	8	37
<b>CIRA1188</b>	Infantas Norte	C	8	752	99	Limpieza de arena	10/10/2006	12/10/2006	3	23
<b>CIRA1188</b>	Infantas Norte	C	8	752	99	Limpieza de arena	07/06/2007	08/06/2007	2	15
<b>CIRA1409</b>	Infantas Norte	B	0	0	100	Bomba pegada BPU	25/01/2006	26/01/2006	2	0
<b>CIRA1824</b>	Infantas Norte	C	151	696	79	Bomba pegada BPU	25/05/2006	26/05/2006	2	302
<b>CIRA1825</b>	Infantas Norte	CB	0	301	100	Bomba pegada BPU	04/10/2006	05/10/2006	2	0
<b>CIRA1825</b>	Infantas Norte	CB	0	301	100	Bomba pegada BPU	16/12/2006	18/12/2006	3	0
<b>CIRA1880</b>	Infantas Norte	C	77	598	88	Limpieza de arena	26/05/2007	29/05/2007	4	308
<b>CIRA1880</b>	Infantas Norte	C	77	598	88	Bomba pegada BPU	25/02/2008	27/02/2008	3	231
<b>CIRA1880</b>	Infantas Norte	C	77	598	88	Bomba pegada BPU	13/04/2008	14/04/2008	2	154
<b>CIRA1884</b>	Infantas Norte	C	50	676	93	Limpieza de arena	07/01/2008	09/01/2008	3	150
<b>CIRA2069</b>	Infantas Norte	C	106	557	81	Bomba pegada BPU	05/04/2008	08/04/2008	4	424
<b>CIRA2086</b>	Infantas Norte	C	68	892	92	Bomba pegada BPU	18/03/2008	19/03/2008	2	137
<b>CIRA2087</b>	Infantas Norte	C	0	0	100	Limpieza de arena	13/11/2007	30/11/2007	18	0
<b>CIRA2087</b>	Infantas Norte	C	0	0	100	Bomba pegada BPU	01/12/2007	03/12/2007	3	0
<b>CIRA2091</b>	Infantas Norte	C	75	448	84	Limpieza de arena	08/09/2007	12/09/2007	5	375
<b>CIRA2091</b>	Infantas Norte	C	75	448	84	Limpieza de arena	01/10/2007	22/10/2007	22	1650
<b>INFA0155</b>	Infantas Norte	C	50	248	80	Bomba Pegada PCP	08/08/2006	10/08/2006	3	149
<b>INFA0155</b>	Infantas Norte	C	50	248	80	Limpieza de arena	15/08/2007	15/08/2007	1	50
<b>INFA0155</b>	Infantas Norte	C	50	248	80	Limpieza de arena	29/12/2007	31/12/2007	3	149
<b>INFA0191</b>	Infantas Norte	C	64	314	80	Bomba pegada BPU	04/02/2008	04/02/2008	1	64

<b>INFA0259</b>	Infantas Norte	CB	66	506	87	limpieza de arena	19/03/2007	22/03/2007	4	263
<b>INFA0259</b>	Infantas Norte	CB	66	506	87	limpieza de arena	12/04/2007	15/04/2007	4	263
<b>INFA0261</b>	Infantas Norte	C	178	832	64	limpieza de arena	19/08/2007	20/08/2007	2	356
<b>INFA0261</b>	Infantas Norte	C	178	832	64	Tubería pegada	04/04/2008	12/04/2008	9	1602
<b>INFA0302</b>	Infantas Norte	C	28	180	84	Bomba Pegada PCP	24/02/2008	28/02/2008	5	142
<b>INFA0317</b>	Infantas Norte	C	64	247	75	Bomba Pegada PCP	12/10/2006	16/10/2006	5	320
<b>INFA0448</b>	Infantas Norte	C	0	0	100	Bomba Pegada PCP	19/06/2007	25/06/2007	7	0
<b>INFA0448</b>	Infantas Norte	C	0	0	100	Tubería pegada	10/06/2007	10/06/2007	1	0
<b>INFA0562</b>	Infantas Norte	C	39	655	94	Limpieza de arena	06/07/2007	08/07/2007	3	117
<b>INFA0595</b>	Infantas Norte	CB	62	158	61	Limpieza de arena	18/04/2007	19/04/2007	2	124
<b>INFA0595</b>	Infantas Norte	CB	62	158	61	Tubería pegada	21/04/2007	26/04/2007	6	373
<b>INFA0595</b>	Infantas Norte	CB	62	158	61	Bomba Pegada PCP	30/04/2007	01/05/2007	2	124
<b>INFA0595</b>	Infantas Norte	CB	62	158	61	Bomba pegada BPU	05/05/2007	08/05/2007	4	248
<b>INFA0632</b>	Infantas Norte	C	67	419	84	Tubería pegada	20/12/2006	25/12/2006	6	402
<b>INFA1563</b>	Infantas Sur	C	13	77	84	Bomba pegada BPU	28/02/2007	08/03/2007	9	114

## **ANEXO 3**

Información de los pozos empaquetados convencionalmente con grava.

**Tabla 1. Información de los pozos empaquetados con grava convencionalmente.**

Pozo	Fecha Instalación	Q-gravel (gls)	Ranuras	Ancho Ranura, pulg	Densidad de ranura ran/ft	CASING (in)	Liner length (ft)	Platinas	vida útil (años)	limpieza	Adaptador	Cola	% - producción	Slotted liner (in)	Gravel pack
CIRA1669	20-Mar-63	60				5 1/2	455		-	-			-	3 1/2	Inyector
CIRA1715	13-Jul-63	77 SXC				6 5/8	583		5	Mayo 1968			-	4 1/2	N/A
CIRA1675	9-Jan-64	700				6 5/8	701		2	Diciembre 1966		1 1/2"	52%	3 1/2	No exitoso
CIRA1669	15-May-64	230				5 1/2	455		-	-			-	3 1/2	Inyector
CIRA0847	3-Jul-64	395				8 5/8	389		3	Febrero 1967	3 1/2" X 8 5/8"	1 1/4"	15%	3 1/2	Exitoso
CIRA1667	21-Jul-64	370	1/16"	0,0625		5 1/2	726		1	Abril 1965	4 1/2"	1 1/4"		3 1/2	Inyector
CIRA1698	20-Oct-64	505				8 3/8	485		1	Agosto 65			25%	3 1/2	No exitoso
CIRA0845	12-Jan-65	520				8 5/8	485		1	Marzo 1966	7 1/16"	1 1/2"	25%	3 1/2	No exitoso
CIRA0829	23-Jan-65	280				6 5/8	273	3" x 0.5" x 0.75"	3	Febrero 1968	5 1/2"	1 1/2"	47%	3 1/2	No exitoso
CIRA0704	30-Jan-65	665				8 5/8	783		2	Junio 1967	8 5/8"	1 1/2"	14%	2 7/8	Exitoso
CIRA1238	16-Feb-65	235				6 5/8	250		-	-	3 1/2" X 6 5/8"	1 1/4"	-	3 1/2	Inyector
CIRA1678	17-Feb-65	595	2.5" x 1/16"	0,0625	6	6 5/8	450	3" x 0.5" x 0.5"	1	Nov. 1966	5 1/2"	1 1/4"	12%	3 1/2	Exitoso
CIRA0805	27-Feb-65	495				8 5/8	314	3" x 0.5" x 0.75"	20	Sept. 1985	8 5/8" x 3 1/2"	1 1/4"	7%	3 1/2	Exitoso
CIRA0888	8-Mar-65	405				6 5/8	433		2	Abril 1967	5 1/2"	1 1/2"	41%	3 1/2	No exitoso
CIRA0800	21-Apr-65	430				8 5/8	282		3	Marzo 1968	8 5/8" x 3 1/2"	1 1/4"	11%	3 1/2	Exitoso
CIRA0876	24-Apr-65	350				6 5/8	312		1	1-Nov-66		1 1/2"	11%	3 1/2	Exitoso
CIRA0761	8-May-65	520	2.5" x 1/16"	0,0625	6	8 5/8	470	3" x 0.5" x 0.75"	3	Marzo 1968	7 1/8" x 3 1/2"	1 1/4"	61%	3 1/2	No Exitoso
CIRA0795	27-May-65	370				8 5/8	284		6	Febrero 1971		2 3/8"	11%	3 1/2	Exitoso
CIRA0703	4-Jun-65	580	2.5" x 1/16"	0,0625	6	6 1/4	502	3" x 0.5" x 0.75"	6	Agosto 1971		1 1/2"	26%	3 1/2	Exitoso
CIRA0656	26-Jun-65	890				8 5/8	410		11	1-Feb-77	4 1/2" x 11"	2 3/8"	9%	4 1/2	Exitoso
CIRA0840	5-Jul-65	420				6 5/8	381		4	Noviembre 1969		2"	26%	3 1/2	No exitoso
CIRA1004	27-Jul-65	340				6 5/8	280		-	-	6" x 3"	2"	46%	3 1/2	No exitoso
CIRA0786	5-Aug-65	675				6 1/4	402		9	Abril 1974	8 5/8"	2"	16%	3 1/2	Exitoso
CIRA0395	6-Aug-65	125				5 3/4	251		10	-			6%	3 1/4	Exitoso
CIRA1737	12-Aug-65	225				5 1/2	274		8	Febrero 1973		1 1/2"	54%	3 1/2	No exitoso

CIRA0481	23-Aug-65	170				6 1/4	460	3" * 0.5" * 0.3.	4	May. 1969	3 1/2" x 6 1/4"		10%	2 7/8	Exitoso
CIRA0661	2-Sep-65	985				8 1/4	475		-	-	4 1/2" x 11"	2"	23%	4 1/2	No exitoso
CIRA0657	8-Sep-65	1050				8 1/4	474		6	Enero 1971	4" X 11"	2"	9%	4 1/2	Exitoso
CIRA1660	24-Sep-65	710				6 5/8	696		2	Mayo 1967		1 1/2	41%	3 1/2	No Exitoso
CIRA0536	28-Oct-65	1300			6	8 1/4	713	3" x 0.5" x 0.75"	5	Junio 1970		1 1/2"	0%	4 1/2	Exitoso
CIRA0760	28-Oct-65	595				6 1/4	506		12	Junio 1977	8"	1 1/4	21%	3 1/2	Exitoso
CIRA0784	28-Oct-65	560				8 5/8	413		4	Abril 1968	8" x 3 1/2"	2 3/8"	9%	3 1/2	Exitoso
CIRA1709	29-Oct-65	1110				6 5/8	537		19	Agosto 1984		1 1/2"	37%	3 1/2	N/A
CIRA1711	3-Nov-65	565				6 5/8	506		-	-		1 1/2"	-	3 1/2	Inyector
CIRA0853	17-Nov-65	870				4 1/2	749		5	1-Nov-70		1 1/2	30%	3 1/2	No exitoso
CIRA0327	20-Nov-65	1200				8 1/4	508		2	1-Feb-68	11"	2 3/8"		4 1/2	No exitoso
CIRA0851	20-Nov-65	390				6 5/8	415		4	Enero 1969		2 3/8"	-	3 1/2	Inyector
CIRA1678	27-Nov-65	40	2.5" x 1/16"	0,0625	6	6 5/8	450	3" x 0.5" x 0.5"	1	Nov. 1966	5 1/2"	1 1/4"	12%	3 1/2	Exitoso
CIRA0709	30-Nov-65	530				8 5/8	383		2	Febrero 1968			13%	3 1/2	Exitoso
CIRA0776	9-Dec-65	500				8 5/8	345		8	Abril 1973	3 1/2" X 8 5/8"	2 3/8"	16%	3 1/2	Exitoso
CIRA0896	4-Jan-66	460				6 5/8	479		9	Junio 1976		1 1/2"	21%	3 1/2	No exitoso
CIRA0746	12-Jan-66	650				8 5/8	445		3	Mayo 1969		1 1/2"	15%	3 1/2	Exitoso
CIRA0898	22-Jan-66	560				6 5/8	504		-	-		1 1/2"	-	3 1/2	N/A
CIRA1021	2-Feb-66	535				6 5/8	509		-	-	5 1/2"	1 1/2"	-	3 1/2	N/A
CIRA1669	11-Feb-66	20				5 1/2	455		-	-			-	3 1/2	Inyector
CIRA0835	2-Mar-66	445				6 5/8	475		8	Febrero 1974	3 1/2" X 6 5/8"	1 1/2"	12%	3 1/2	Exitoso
CIRA1654	14-Mar-66	820				6 5/8	604		-	-		1 1/2"	-	3 1/2	Inyector
CIRA1681	24-Mar-66	295				5 1/2	400		1	10-Jun-69		1 1/4		2 7/8	Inyector
CIRA0877	26-Mar-66	415				6 5/8	440		7	Marzo 1970		1 1/2"	21%	3 1/2	No exitoso
CIRA1724	27-May-66	950				6 5/8	534		0,25	Agosto 1966		1 1/2	11%	3 1/2	Exitoso
CIRA0856	10-Jun-66	455				6 5/8	439		-	-	3 1/2" X 6 5/8"	1 1/4"	-	3 1/2	Inyector
CIRA1698	13-Jul-66	515				6 5/8	485		2	Agosto 1965		1 1/4	26%	3 1/2	No exitoso
CIRA0901	6-Aug-66	460				6 5/8	445		5	Abril 1970			43%	3 1/2	No exitoso

CIRA1724	22-Aug-66	680			9	6 5/8	537		9	Agosto 1975		1 1/2	60%	3 1/2	No exitoso
CIRA0764	10-Sep-66	620			6	6 1/4	507		6	Julio 1972		1 1/2	28%	3 1/2	Exitoso
CIRA0903	12-Sep-66	350				6 5/8	382		7	Marzo 1973		1 1/4"	-	3 1/2	N/A
CIRA1016	10-Oct-66	275				6 5/8	314		-	-		1 1/2"	-	3 1/2	Inyector
CIRA0732	7-Nov-66					6 5/8	542		6	Julio 1969		1 1/2	13%	3 1/2	Exitoso
CIRA0902	21-Dec-66	550				6 5/8	540		2	Diciembre 1968		1 1/2"	42%	3 1/2	No exitoso
CIRA1027	18-Jan-67	380	2.5" x 1/16"	0,0625	9	6 5/8	435	3" x 0.5" x 0.75"	13	Enero 1983	3 1/2" x 5 1/2"	1 1/2"	14%	3 1/2	Exitoso
CIRA0897	27-Jan-67	455			9	6 5/8	502		19	Mayo 1986	3 1/2" x 5 1/2"	1 1/2"	31%	3 1/2	No exitoso
CIRA0894	1-Feb-67	335				6 5/8	381		9	1-Sep-76			14%	3 1/2	Exitoso
CIRA0895	8-Feb-67	380				6 5/8	413		4	Mayo 1971		1 1/2"	16%	3 1/2	Exitoso
CIRA0850	11-Feb-67	520	2.5" x 0.04"	0,04	18	8 5/8	412		0	Agosto 1967		1 1/4"	25%	3 1/2	No exitoso
CIRA0869	24-Feb-67	535			18	6 5/8	474		5	1-Sep-72			2%	3 1/2	Exitoso
CIRA1328	1-Mar-67	400				6 5/8	376		2	Noviembre 1969		1 1/4"	11%	3 1/2	Exitoso
CIRA0899	6-Mar-67	410					459		9	Dic. 1976			32%	3 1/2	No exitoso
CIRA0714	16-Mar-67	370				6 5/8	420		2	Julio 1969			21%	3 1/2	No exitoso
CIRA0900	4-Apr-67	565			18	6 5/8	541		4	Junio 1971		1 1/2"	22%	3 1/2	No exitoso
CIRA0870	11-Apr-67	550	2.5" x 0.04"	0,04		8 5/8	503	3" x 0.5" x 0.75"	6	Enero 1973		1 1/4"	5%	3 1/2	Exitoso
CIRA0754	15-Apr-67	670	2.5" x 0.04"	0,04	18	6 1/4	487	3" x 0.5" x 0.75"	11	Agosto 1984	7 1/4"	1 1/4	18%	3 1/2	Exitoso
CIRA0827	19-Apr-67	470				6 5/8	462		6	Enero 1973			12%	3 1/2	Exitoso
CIRA1660	12-May-67	300				6 5/8	696		0,33	Sep. 1968		1 1/2	26%	3 1/2	No Exitoso
CIRA1000	17-May-67	545	2.5" x 0.04"	0,04	9	6 5/8	525	3" x 0.5" x 0.75"	-	-	5 1/2"	1 1/4"	-	3 1/2	N/A
CIRA0655	10-Jun-67	1100			9	8 5/8	435	3" x 0.5" x 0.5"	2	Abril 1969	10 1/2"		13%	4 1/2	Exitoso
CIRA0878	11-Mar-68	327	2.5" x 0.05"	0,05	18	6 5/8	339		5	1-Sep-68		1 1/4	27%	3 1/2	No exitoso
CIRA1656	11-Mar-68	315				5 1/2	572		2	Abril 1969		1 1/4		3 1/2	Inyector
CIRA0658	15-Mar-68	565	2.5" x 0.04"	0,04	18	8 5/8	432		2	Agosto 1969	10"	1 1/4	23%	3 1/2	Exitoso
CIRA0610	4-May-68	490			18	8 5/8	416	3" x 0.5" x 0.5"	5	Marzo 1973	7 1/4"	1 1/4	0%	3 1/2	Exitoso
CIRA0839	18-May-68	470	2.5" x 0.04"	0,04	18	6 5/8	333	3" x 0.5" x 0.75"	4	1-Sep-72	5 1/2"	1 1/4	9%	3 1/2	Exitoso
CIRA0837	28-May-68	485	2.5" x 0.02"	0,02	18	6 5/8	513	3" x 0.5" x 0.75"	5	Abril 1973	5 1/2"	1 1/4	27%	3 1/2	Exitoso

CIRA0855	28-Jun-68	590				6 1/4	430		1	Abril 1969	7 1/4"	1 1/4	20%	3 1/2	Exitoso
CIRA0849	5-Jul-68	840			18	6 5/8	431	3" x 0.5" x 0.75"	1	1-Jul-69		1 1/4	37%	3 1/2	No exitoso
CIRA0854	11-Jul-68	570	2.5" x 0.04"	0,04	18	6 5/8	495	3" x 0.5" x 0.75"	1	Agosto 1969.	5 1/2"	1 1/4	30%	3 1/2	No exitoso
CIRA0522	25-Jul-68	470	2.5" x 0.04"	0,04	18	5 3/4	478	3" x 0.5" x 0.5"	3	Dic 1971	7 1/8"	1 1/4	37%	3 1/2	No Exitoso
CIRA1680	12-Aug-68	265				5 1/2	499	3" x 0.5" x 0.5"	6	Mayo 1974		1 1/4		3 1/2	Inyector
CIRA0846	16-Aug-68	295				6 5/8	320		4	Dic 1972			18%	3 1/2	Exitoso
CIRA1664	23-Sep-68	395				5 1/2								3 1/2	Inyector
CIRA0436	22-Oct-68	1880	2.5" x 0.05"	0,05		8 5/8	640	3" x 1.75" x 0.25"	9	Nov. 1977	9 1/2"	1 1/4	21%	3 1/2	Exitoso
CIRA0501	28-Nov-68	1100				5 3/4	441	3" x 0.5" x 0.5"	1	Oct. 1969	7 1/8"	1 1/4	36%	3 1/2	No Exitoso
CIRA0751	20-Jun-69	855			18	6 1/4	238		1	Nov. 1970		1 1/4	31%	3 1/2	No exitoso
CIRA0849	27-Jul-69	1400			19	6 5/8	431	3" x 0.5" x 0.75"	0,5	Enero 1970		1 1/4	39%	3 1/2	No exitoso
CIRA0854	20-Mar-70	140	2.5" x 0.04"	0,04	18	6 5/8	495	3" x 0.5" x 0.75"	1	Mayo 1971	5 1/2"	1 1/4	36%	3 1/2	No exitoso
CIRA0488	3-Jul-70	2250				6 1/4	402		4	Oct. 1974		1 1/4	7%	3 1/2	Exitoso
CIRA1767	14-Oct-70	1430	2.5" x 1/16"	0,0625	6	9	543	5"	2	Octubre 1967	5 1/2"	1 1/4		3 1/2	Inyector
CIRA1656	5-Nov-70	50				5 1/2	572		7	1-Feb-77		1 1/4		3 1/2	Inyector
CIRA0853	18-Nov-70	260				4 1/2	749		2	Dic 1972		1 1/2	29%	3 1/2	No exitoso
CIRA0533	26-Feb-71	485			6	5 3/4	341		4	Dic. 1974		1 1/4	36%	3 1/2	No Exitoso
CIRA1677	18-Mar-71	270				6 5/8	758		14	Dic 1998	5 1/2"	1 1/4	5%	3 1/2	Exitoso
CIRA0854	8-May-71	1035				6 5/8	329		1	Julio 1972	5 1/2"	1 1/4	33%	3 1/2	No exitoso
CIRA0327	17-Jun-71	150				8 1/4	508		6	1-Feb-77		2 3/8"	18%	4 1/2	Exitoso
CIRA0731	23-Jul-71	645				6 1/4	451		4	Agosto 1975	7"	1 1/4	50%	3 1/2	No exitoso
CIRA0616	17-Nov-71	1545				5 3/4	457		1	Junio 1972		1 1/4	x	3 1/2	Inyector
CIRA0880	25-Nov-71	410			6	6 5/8	372		14	Abril 1985	5 1/2"	2 3/4	9%	3 1/2	Exitoso
CIRA1621	15-Jan-72	40				6 5/8	692		1	20-Dec-73				4 1/2	Inyector
CIRA1065	25-Mar-72	545				6 5/8	490		10	1-Sep-73		1 1/4	10%	3 1/2	Exitoso
CIRA0749	8-Apr-72	4055				5 3/4	334		8	Abril 1980		1 1/4	x	3 1/2	Inyector
CIRA0472	2-Jul-73	415			18	5 3/4	457	0.5" * 2"	2	Oct. 1975	7 1/2" esp	1 1/4	10%	3 1/2	N/A
CIRA1775	14-Oct-74	138 baches	2 3/4" x 0.064"	0,064	18	5 1/2	577		15	Marzo 1975	4 1/2	1 1/4	11%	3 1/2	Exitoso
CIRA0731	14-Aug-75	115				6 1/4	451		4	Enero 1979	7"	1 1/4	50%	3 1/2	No exitoso
CIRA0533	6-Feb-76	35			6	5 3/4	341		5	Sep. 1981		1 1/4	36%	3 1/2	No exitoso
CIRA0710	7-Jun-79					6 1/4	396		17	Enero 1996			1%	2 7/8	Exitoso

## **ANEXO 4**

Formato de las Auditorias para los Empaquetamientos.

**FORMA PARA LA AUDITORIA PARA DESPUES DEL COMPLETAMIENTO DE POZOS ENGRAVADOS**

**Datos para evaluar la Eficiencia del completamiento**

Campo: \_\_\_\_\_ Pozo: \_\_\_\_\_ Fecha: \_\_\_\_\_ Zona: \_\_\_\_\_

**Limpieza de pozo y filtración de fluidos para completamiento**

Broca & raspador	Y/N	Profundidad	ft	Limpieza líneas & tanques	Y/N
Barrida Caustica	volumen Total _____ bls	Concentración	ppb	Caudal de circulación	bpm
Barrida con HEC	volumen Total _____ bls	Concentración	ppb	Caudal de circulación	bpm
Limpiador de Casing	Tipo _____	volumen	bls	Caudal de circulación	bpm
Filtración de fluidos	Tipo _____	micrones	_____		
Fluido de Completamiento	NTU's entran _____	NTU's salen	_____	Contenido de Solidos	%
Casing a través de la zona	Tamaño (ID) _____ pulgadas	Condición	_____	Deviación @ zona	°Grados

**Cañoneo y achicamiento después del cañoneo**

Fluido de Completamiento	Densidad _____ ppg	Tipo	_____	Viscosidad	cp
Intervalo cañoneado	Tope _____ MD	Fondo	_____ MD	Intervalo Neto	ft
	Tope _____ TVD	Fondo	_____ TVD	Intervalo Neto TVD	ft
Bajo balance	Diseño _____ psi	Actual	_____ psi	Metodo	_____
Datos de los cañones	Tipo _____	Tamaño	_____ pulgadas	Carga	_____ grams
	cañon (OD) _____ pulgadas	Longitud	_____ pulgadas	SPF	_____
	Descripción _____	Penetración	_____ pulgadas	Diámetro perforado	_____ pulgadas
Calibrada la sarta de trabajo	_____ Y/N	Sarta (ID)	_____ pulgadas	Pickling WS	_____ Y/N
Achicamiento después del cañoneo	_____ Y/N	Tiempo	_____ Minutos	Volumen	_____ bls
Prueba durante el achicamiento	_____ BOPD		_____ MCFD		_____ BWPD
	_____ Minutos	FTP	_____ psi	SITP	_____ psi
	Ajustable _____	Choke	_____ psi	SBHP	_____ psi
	W.L: wire line	FBHP	_____ psi	WS: Sarta de trabajo	_____

**Fluido de Control después del cañoneo**

Caudal Fluido de pérdida	_____ BPH	Metodo de Control	_____	Pildora/mecánico	_____
	Si es pildora _____ Salt	Tipo	_____	Viscosidad	_____ cp
	Concentración _____ #/bls	Volumen	_____ bls	Filtrada?	_____ Y/N
Caudal Fluido de pérdida	_____ BPH	Rompedor	_____ Y/N	Metodo de Control	_____
	Si es pildora _____	Tipo	_____	Viscosidad	_____ cp
	Concentración _____ #/bls	Volumen	_____ bls	Filtrada?	_____ Y/N
Caudal Fluido de pérdida	_____ BPH	Rompedor	_____ Y/N		
Perdidas totales de fluido hacia la formación después del cañoneo y antes de empaquetar	_____ Bls				

**Empaquetamiento**

Fluido en el hueco	Densidad _____ ppg	Tipo	_____	Viscosidad	_____ cp
Sarta de trabajo	WS (ID) _____ pulgadas	Pickling Sarta	_____ Y/N		
Caudal de inyección inicial	Caudal _____ bpm	Presión	_____ psi		
(Posición de forzado)	Caudal _____ bpm	Presión	_____ psi		
	Caudal _____ bpm	Presión	_____ psi		
	Caudal _____ bpm	Presión	_____ psi		
<b>Acido antes de empaquetar</b>	_____ Y/N	Mallas en el hueco	_____ Y/N	Etapas	_____
HCL	volumen _____ gal/ft	Concentration	_____		
HCL/HF	volumen _____ gal/ft	Concentration	_____		
Diversificante	Tipo _____	volumen	_____ Bls/etapa	Viscosidad	_____ cp
Arena en el Diversificante	_____ #/etapa	Carga	_____ ppg	Tipo de grava	_____
Total arena antes de empaquetar	_____ #	Engrave a intervalos	_____ #/ft	Empaquetando	_____ cu ft/ft
Promedio caudal de bomba	_____ bpm	Presión promedio	_____ psi		
<b>Sin acidificar antes de empaquetar</b>	_____ Y/N	Mallas en el hueco	_____ Y/N		
Fluido de transporte	Tipo _____	Densidad	_____ ppg	Viscosidad	_____ cp
	Volumen _____	Carga	_____ ppg	Tipo de grava	_____
Arena Total antes de empaquetar	_____ #	Engrave a intervalos	_____ #/ft	Empaquetando	_____ cu ft/ft
Caudal promedio bomba	_____ bpm	Presión promedio	_____ psi		
<b>Empaquetamiento Anular (AP)</b>					
Fluido de transporte	Tipo _____	Densidad	_____ ppg	Viscosidad	_____ cp
	Volumen _____	Carga	_____ ppg	Tipo de grava	_____
Metodo de empaquetamiento	_____ Circ/sq	Presión Inicial circ/inj	_____ psi	Caudal de bombeo	_____ bpm
Presión Screenout	_____ psi	Arena Total (AP)	_____ #	Reversadas (Rev)	_____ #
Empaquetamiento forzado	Presión _____ psi	Mezclar a	_____ psi	En	_____ minute
	Presión _____ psi	Mezclar a	_____ psi	En	_____ minute
Arena Total (PP+AP+Rev)	_____ #	Arena en el liso	_____ #	Arena en la malla	_____ #
Volumen de areba en perforados	_____ #	Engrave a intervalos	_____ #/ft	Empaquetado	_____ cu ft/ft
PP: Pre pack					

**Control de pérdida de fluido después del empaquetamiento**

Fluido de Completamiento	Densidad _____ ppg	Tipo	_____	Viscosidad	_____ cp
Caudal Fluido de pérdida	_____ BPH	Metodo de Control	_____	Pildora/mecánico	_____
	Si es pildora _____ Salt	Tipo	_____	Viscosidad	_____ cp
	Concentración _____ #/bls	Volumen	_____ bls	Filtrada?	_____ Y/N
Caudal Fluido de pérdida	_____ BPH	Rompedor	_____ Y/N	Metodo de Control	_____
	Si es pildora _____	Tipo	_____	Viscosidad	_____ cp
	Concentración _____ #/bls	Volumen	_____ bls	Filtrada?	_____ Y/N
Caudal Fluido de pérdida	_____ BPH	Rompedor	_____ Y/N		
Fluido Total perdido a la formación después del empaquetamiento	_____ Bls				

**Información de la Prueba de Pozo Estabilizado**

Datos del Yacimiento	Presión _____ psi	Permeabilidad	_____ md	FVF (Bo)	_____
Datos de la prueba de pozo	_____ BOPD		_____ MCFD		_____ BWPD
	_____ Hrs	FTP	_____ psi	SITP	_____ psi
	_____ Choke	FBHP	_____ psi	BHT	_____ °F
	Viscosidad Aceite _____ cp	Gravedad del aceite	_____ °API	Tubing ID	_____ pulgadas
Pozo de aceite o Gas	_____ (1=Aceite 2=Gas)				

**Notas y información adicional del completamiento**