

GENERACIÓN DE UN PROGRAMA INFORMÁTICO MEJORADO PARA LA  
SELECCIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS DE CONTROL DE ARENA DE TIPO  
MECÁNICO EN ECOPETROL S.A.

GUSTAVO ADOLFO BELTRÁN LADINO  
JUAN SEBASTIÁN CARVAJAL HERNÁNDEZ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2018

GENERACIÓN DE UN PROGRAMA INFORMÁTICO MEJORADO PARA LA  
SELECCIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS DE CONTROL DE ARENA DE TIPO  
MECÁNICO EN ECOPETROL S.A.

GUSTAVO ADOLFO BELTRÁN LADINO  
JUAN SEBASTIÁN CARVAJAL HERNÁNDEZ

Trabajo de investigación para optar por el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director  
ANDRÉS FELIPE SUÁREZ BARBOSA  
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2018

Nota de aceptación (Dirección de Investigaciones):

---

---

---

---

---

---

---

Ing. Andrés Felipe Suárez Barbosa  
(Director)

---

Geólogo

---

Ing.

Bogotá D.C., Agosto de 2018

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Posgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Decano de la Facultad de Ingeniería

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director General de Investigaciones y Proyección Social

**Dr. MANUEL CANCELADO JIMÉNEZ**

Director Programa Ingeniería de Petróleos

**Dr. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Fundación Universidad de América por habernos permitido ingresar a su programa académico de Ingeniería de Petróleos y proveernos de las herramientas necesarias para formarnos como excelentes ingenieros y personas.

A todos aquellos maestros que hicieron parte de nuestra formación académica a lo largo de estos diez semestres y de nuestra práctica empresarial.

A Kevin Peña, uno de los creadores del Manual General de Completamiento de pozos (MGCP), quien nos brindó su apoyo fundamental en la incorporación de las mejoras desarrolladas al módulo de control de arena del aplicativo *web* mediante este proyecto.

A los docentes del grupo de investigación Nuevas Tecnologías de Perforación y Completamiento, especialmente a la maestra Eliana Mesa, su coordinadora, al ingeniero Andrés Felipe Suárez, nuestro director de trabajo de grado, y al doctor Franklin Yoris, evaluador y orientador de la misma, por habernos brindado su apoyo, orientación académica y confianza para desarrollar este proyecto satisfactoriamente.

## **DEDICATORIA**

A mis padres, Sandra y Henry, por haberme proveído de los principios y valores necesarios para afrontar las diferentes situaciones de la vida con entereza, carácter y rectitud. A mis hermanos, Henry y Catalina, por su constante compañía y apoyo.

A mi tío, Lorenzo Zubieta Pardo, a quien agradezco infinitamente su apoyo desinteresado durante los primeros semestre de mi carrera, el cual fue fundamental para su desarrollo y mi posterior preparación de cara a la segunda mitad del programa académico.

A mis maestros del grupo de Nuevas Tecnologías de Perforación y Completamiento, ingeniero Andrés Felipe Suárez, doctor Franklin Yoris y Eliana Mesa, coordinadora del grupo, por su invaluable colaboración brindada mediante la emisión de consejos académicos, supervisión constante y evaluación del presente proyecto.

Finalmente, dedico también este trabajo a mis amigos Laura Juliana Hoyos, María Fernanda Galindo, Julián Andrés Valencia y, de manera especial, a Juan Sebastián Carvajal Hernández, mi compañero de trabajo de grado, quienes me han brindado su apoyo incondicional durante el desarrollo de esta alocada aventura.

Gustavo Adolfo Beltrán

## DEDICATORIA

A Dios, por darme la fortaleza, sabiduría, salud y dedicación para haber llegado hasta este punto consiguiendo alcanzar mis objetivos.

A mi familia, mis padres Nancy y Edgar por brindarme la educación, apoyo incondicional y por darme el ejemplo de emprendimiento, pasión y amor al hacer las cosas, por brindarme la motivación para culminar mi carrera y llegar a ser una excelente persona y profesional. A mi tío Alex, mi novia Luisa, mi abuelo Pablo ahora en el cielo y a todos aquellos que hicieron parte directa o indirecta en el desarrollo de mi carrera.

Gracias!

A mis maestros, el ingeniero Andrés Suarez, director de la tesis, por su gran apoyo, ayuda y dedicación en la realización del trabajo; al Doctor Franklin Yoris por el tiempo brindado y los comentarios realizados para un excelente resultado; a la maestra Eliana Mesa por su constante atención, ayuda y compromiso. A todos aquellos maestros que marcaron una etapa importante durante mi formación universitaria y a la universidad por haberme permitido ingresar y estar hoy en día a puertas de finalizar el pregrado.

Finalmente, a mis amigos, compañeros de vida quienes motivaron mi trayecto y siempre confiaron en mí, a mi compañero de tesis Gustavo quien sin su excelente trabajo y dedicación no hubiese sido posible culminar esta tesis.

Juan Sebastián Carvajal Hernández

## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>26</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>27</b>
<b>1. MECANISMOS CONVENCIONALES DE CONTROL DE ARENA DE TIPO MECÁNICO INSTALADOS ENTRE 1995 Y 2015 EN LOS CAMPOS OPERADOS POR ECOPETROL S.A. Y SUS PROBLEMAS DE ARENAMIENTO</b>	<b>28</b>
<b>1.1 GENERALIDADES DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA</b>	<b>28</b>
<b>1.1.1 Causas de la producción de arena</b>	<b>29</b>
<b>1.1.1.1 Flujo de fluidos</b>	<b>29</b>
<b>1.1.1.2 Factores geológicos</b>	<b>29</b>
<b>1.1.1.3 Tasa de producción</b>	<b>29</b>
<b>1.1.1.4 Baja consolidación natural</b>	<b>29</b>
<b>1.1.1.5 Dependencia del tiempo</b>	<b>29</b>
<b>1.1.1.6 Producción de agua</b>	<b>30</b>
<b>1.1.2.1 Daños en equipos de superficie</b>	<b>30</b>
<b>1.1.2.2 Daños en equipos de subsuelo y tuberías de producción</b>	<b>30</b>
<b>1.1.2.3 Reducción de la tasa de producción de petróleo</b>	<b>31</b>
<b>1.1.3 Factores determinantes para la selección de métodos de control de arena</b>	<b>31</b>
<b>1.1.3.1 Configuración del pozo</b>	<b>31</b>
<b>1.1.3.2 Condiciones de la formación productora</b>	<b>32</b>
<b>1.1.3.3 Características del yacimiento y de sus fluidos</b>	<b>32</b>
<b>1.1.3.4 Rendimiento de producción</b>	<b>32</b>
<b>1.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE LAS CUENCAS DE ESTUDIO OPERADAS POR ECOPETROL S.A</b>	<b>33</b>
<b>1.2.1 Llanos orientales</b>	<b>33</b>
<b>1.2.1.1 Generalidades y localización</b>	<b>34</b>
<b>1.2.1.2. Estratigrafía de las formaciones productoras a nivel de cuenca</b>	<b>34</b>
<b>1.2.1.3 Características de la formación productora, eventos y causas de problemas reportados a nivel de campo</b>	<b>35</b>
<b>1.2.2 Valle Superior Magdalena</b>	<b>39</b>
<b>1.2.2.1 Generalidades y localización</b>	<b>39</b>

1.2.2.2 Estratigrafía de las formaciones productoras a nivel de cuenca	39
1.2.2.3 Características de la formación productora, eventos y causas de problemas reportados a nivel de campo	40
1.2.3 Valle Medio del Magdalena	43
1.2.3.1 Generalidades y localización	43
1.2.3.2 Estratigrafía de las formaciones productoras a nivel de cuenca	43
1.2.3.3 Características de la formación productora, eventos y causas de problemas reportados a nivel de campo	44
1.2.4 Catatumbo	50
1.2.4.1 Generalidades y localización	50
1.2.4.2 Estratigrafía de las formaciones productoras a nivel de cuenca	50
1.2.4.3 Características de la formación productora, eventos y causas de problemas reportados a nivel de campo	52
1.2.5 Putumayo	52
1.2.5.1 Generalidades y localización	52
1.2.5.2 Estratigrafía de las formaciones productoras a nivel de cuenca	53
1.2.5.3 Características de la formación productora, eventos y causas de problemas reportados a nivel de campo	54
1.3 DESCRIPCIÓN TECNOLOGÍAS FASE I	57
1.3.1 Malla o screen	58
1.3.1.1 Malla convencional o Wire Wrap Screen	58
1.3.1.2 Malla premium	59
1.3.2 Liner ranurado	59
1.3.3 Empaque con grava o gravel pack	60
1.4 IDENTIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS CONVENCIONALES DE CONTROL DE ARENA DE TIPO MECÁNICO INSTALADOS EN LOS CAMPOS ESTUDIADOS EN LA FASE 1 DEL PROYECTO Y SUS PROBLEMAS DE ARENAMIENTO	62
1.4.1. Distribución porcentual de los métodos de control de arena de tipo mecánico instalados originalmente	63
1.4.2. Identificación de los campos petrolíferos de estudio más críticos en materia de producción de arena	65
1.4.2.1 Distribución porcentual de los coeficientes de uniformidad correspondientes a las formaciones productoras de los campos petrolíferos de estudio	66
1.4.2.2 Distribución porcentual de las formaciones productoras altamente no uniformes correspondientes a los veinticuatro campos de estudio,	

según sus rangos de tamaño de grano para identificación de campos problemáticos	67
1.4.2.3 Empleo de la base de datos teórica en la determinación de los campos más problemáticos en materia de arenamiento	69
<b>2. NUEVAS TECNOLOGÍAS</b>	<b>71</b>
2.1 FRAC PACK	72
2.1.1 Descripción y principio de funcionamiento	72
2.1.1.1 Diseño e implementación	73
2.1.2 Ventajas	75
2.1.3 Aplicaciones	77
2.2 MALLA EXPANDIBLE	77
2.2.1 Descripción y principio de funcionamiento	78
2.2.2 Ventajas	80
2.2.3 Aplicaciones	80
2.3 MALLA SINTERIZADA	81
2.3.1 Descripción y principio de funcionamiento	81
2.3.2 Ventajas	84
2.3.3 Aplicaciones	85
2.4 MALLA <i>MESHRITE</i> <sup>™</sup>	86
2.4.1 Descripción y principio de funcionamiento	86
2.4.2 Ventajas	89
2.4.3 Aplicaciones	90
<b>3. PARÁMETROS DE SELECCIÓN DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS</b>	<b>92</b>
<b>3.1 CONCEPTOS DE IMPORTANCIA EN LA SELECCIÓN DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA</b>	<b>92</b>
3.1.1 Resistencia de la roca y predicción de la producción de arena	92
3.1.1.1 Resistencia de la roca	92
3.1.1.2 Esfuerzos regionales	93
3.1.1.3 Esfuerzos de pozo y predicción de la producción de arena	95
3.1.2 Determinación de la distribución granulométrica del yacimiento	97
3.1.2.1 Coeficiente de uniformidad	97
3.1.2.2 Escala de Wentworth (1922)	98
3.1.2.3 Determinación del tamaño de grava	99
<b>3.2 PARÁMETROS OPERACIONALES DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS DE CONTROL DE ARENA DE TIPO MECÁNICO</b>	<b>100</b>

3.2.1	Parámetros operacionales del <i>Frac Pack</i>	100
3.2.2	Parámetros operacionales de la Malla expandible	103
3.2.3	Parámetros operacionales de la Malla Sinterizada	106
3.2.4	Parámetros operacionales de la Malla <i>MeshRite™</i>	108
3.2.5	Nuevas tecnologías vs Convencionales	109
4.	<b>ELABORACIÓN DE LA MATRIZ TEÓRICA PARA LOS CAMPOS DE ECOPETROL S.A. Y LA HERRAMIENTA MEJORADA DE SELECCIÓN DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA</b>	<b>112</b>
4.1	<b>MATRIZ TEÓRICA PARA LOS CAMPOS DEL ESTUDIO (METODOLOGÍA 1)</b>	<b>112</b>
4.1.1	Incorporación de las nuevas tecnologías de control de arena de tipo mecánico	112
4.1.2	Modo de uso de la matriz	117
4.1.3	Ventaja ofrecida por la nueva matriz frente a la creada por González y Ramírez	118
4.2	<b>HERRAMIENTA DE SELECCIÓN DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA MEJORADA (METODOLOGÍA 2)</b>	<b>119</b>
4.2.1	Parámetros incluidos	119
4.2.2	Funcionamiento	119
4.2.4	Ventaja ofrecida por la nueva metodología frente a la creada por González y Ramírez	124
5.	<b>MÓDULO GENERAL DE COMPLETAMIENTO</b>	<b>126</b>
5.1	<b>DESCRIPCIÓN DEL MANUAL GENERAL DE COMPLETAMIENTO DE POZOS (MGCP)</b>	<b>126</b>
5.1.1	Definición	126
5.1.2	Lenguaje PHP	126
5.2	<b>MÓDULOS</b>	<b>127</b>
5.2.1	Fluidos de completamiento	127
5.2.2	Sistema de levantamiento Artificial	127
5.2.3	Conectividad	127
5.2.4	Completamientos Múltiples	128
5.2.5	Metalurgia	128
5.2.6	Nuevas tecnologías de conectividad	128
5.3	<b>MÓDULO DE CONTROL DE ARENA</b>	<b>129</b>
5.3.1	Submódulos de control de arena	129
5.3.1.1	Matriz de selección preliminar de mecanismos de control de	

<b>arena de tipo mecánico en los campos operados por Ecopetrol S.A</b>	<b>129</b>
<b>5.3.1.2 Herramienta de selección de mecanismos de control de arena a partir de datos granulométricos</b>	<b>131</b>
<b>6. CONCLUSIONES</b>	<b>135</b>
<b>7. RECOMENDACIONES</b>	<b>137</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>138</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>152</b>

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos Orientales	36
<b>Figura 2.</b> Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Valle Superior del Magdalena	41
<b>Figura 3.</b> Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Valle Medio del Magdalena	46
<b>Figura 4.</b> Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Catatumbo	51
<b>Figura 5.</b> Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Putumayo	55
<b>Figura 6.</b> Puenteo de arena	57
<b>Figura 7.</b> <i>Wire-Wrap Screen</i>	58
<b>Figura 8.</b> Construcción típica de una malla <i>premium</i>	59
<b>Figura 9.</b> Tipos de ranura del <i>liner</i> ranurado	60
<b>Figura 10.</b> <i>Open Hole Gravel Pack</i>	61
<b>Figura 11.</b> <i>Cased Hole Gravel Pack</i>	62
<b>Figura 12.</b> <i>Frac Pack</i>	73
<b>Figura 13.</b> Técnica <i>Frac Pack</i>	76
<b>Figura 14.</b> Capas de la malla expandible	79
<b>Figura 15.</b> Malla expandible	79
<b>Figura 16.</b> Malla sinterizada	82
<b>Figura 17.</b> Comparación de la profundidad de erosión experimentada por el carburo de silicio y otros materiales poliméricos y de acero	83
<b>Figura 18.</b> Pruebas de calidad de la malla sinterizada. A) <i>Loop test</i> , b) Prueba de doblado, c) <i>Push-off test</i>	84
<b>Figura 19.</b> Malla <i>MeshRite™</i>	87
<b>Figura 20.</b> Distribución granulométrica de la formación productora donde se instaló la malla <i>MeshRite™</i> para el pozo de petróleo del estudio de caso	89
<b>Figura 21.</b> Esfuerzos principales en la formación	93
<b>Figura 22.</b> Marco de referencia para un pozo con respecto a los esfuerzos	96
<b>Figura 23.</b> Escala de Wentworth (1922)	99
<b>Figura 24.</b> Procedimiento de utilización de la metodología 1 de selección de herramientas mecánicas de control de arena	117
<b>Figura 25.</b> Diagrama de flujo metodología 2	125
<b>Figura 26.</b> Visualización de las características granulométricas del yacimiento en el campo de ejemplo y de su herramienta mecánica de control de arena instalada	130
<b>Figura 27.</b> Visualización de los mecanismos de control de arena de tipo mecánico recomendados para su uso en el yacimiento del campo de ejemplo	130
<b>Figura 28.</b> Formato de datos de entrada en la plataforma MGCP	132
<b>Figura 29.</b> Datos granulométricos de la muestra de interés	132
<b>Figura 30.</b> Curva acumulativa de distribución granulométrica de la muestra de interés	133
<b>Figura 31.</b> Variables granulométricas para la selección y diseño de	

mecanismos de control de arena	133
<b>Figura 32.</b> Mecanismos de control de arena sugeridos	134
<b>Figura 33.</b> Recomendaciones para la configuración y diseño del mecanismo de control de arena	134

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Distribución porcentual total de las herramientas mecánicas de control de arena instaladas	64
<b>Gráfica 2.</b> Distribución porcentual de la característica de uniformidad de los yacimientos correspondientes a la muestra de veinticuatro campos de estudio según su coeficiente de uniformidad	67
<b>Gráfica 3.</b> Distribución porcentual de los tamaños de arena presentes en los campos con areniscas altamente no uniformes	68
<b>Gráfica 4.</b> Campos más críticos en materia de arenamiento según sus respectivos problemas generales de producción de arena	70
<b>Gráfica 5.</b> Frecuencia de recomendación de las herramientas mecánicas de control de arena	118
<b>Gráfica 6.</b> Curva de distribución acumulada para la muestra de arena de interés	121

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Compresibilidad	23
<b>Ecuación 2.</b> Esfuerzo vertical	94
<b>Ecuación 3.</b> Esfuerzo horizontal máximo	94
<b>Ecuación 4.</b> Coeficiente de uniformidad	98
<b>Ecuación 5.</b> Frecuencia relativa	120
<b>Ecuación 6.</b> Frecuencia relativa acumulada	120
<b>Ecuación 7.</b> Producto entre tamaño de grano y frecuencia	120
<b>Ecuación 8.</b> Configuración del mecanismo según autor Coberly	122
<b>Ecuación 9.</b> Configuración del mecanismo según autor Coberly actualizado	122
<b>Ecuación 10.</b> Configuración del mecanismo según autor Penberthy	122
<b>Ecuación 11.</b> Configuración del mecanismo según autor Regent Energy	122
<b>Ecuación 12.</b> Producto entre tamaño de grano y frecuencia	123
<b>Ecuación 13.</b> Grava promedio en pulgadas	123

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Localización de la cuenca Llanos Orientales	34
<b>Tabla 2.</b> Eventos y causas de arenamiento y características de la formación productora para los campos de los Llanos Orientales	37
<b>Tabla 3.</b> Localización de la cuenca Valle Superior del Magdalena	39
<b>Tabla 4.</b> Eventos y causas de arenamiento y características de la formación productora para los campos del Valle Superior del Magdalena	42
<b>Tabla 5.</b> Localización de la cuenca Valle Medio del Magdalena	43
<b>Tabla 6.</b> Eventos y causas de arenamiento y características de la formación productora para los campos del Valle Medio del Magdalena	47
<b>Tabla 7.</b> Localización de la cuenca Catatumbo	50
<b>Tabla 8.</b> Localización de la cuenca Putumayo	53
<b>Tabla 9.</b> Eventos y causas de arenamiento y características de la formación productora para los campos de Catatumbo y Putumayo	56
<b>Tabla 10.</b> Tipos de Fluidos de tratamiento utilizados en el Frac Pack	74
<b>Tabla 11.</b> Técnicas de la predicción de arena	95
<b>Tabla 12.</b> Característica de la arenisca productora según el coeficiente de uniformidad	98
<b>Tabla 13.</b> Clasificación de los granos de arena de acuerdo con su tamaño	99
<b>Tabla 14.</b> Parámetros de selección del Frac Pack	101
<b>Tabla 15.</b> Parámetros de selección de la Malla expandible	104
<b>Tabla 16.</b> Parámetros de selección de la malla sinterizada	106
<b>Tabla 17.</b> Parámetros de selección de la malla MeshRite™	108
<b>Tabla 18.</b> Matriz de decisión entre las tecnologías nuevas y convencionales	110
<b>Tabla 19.</b> Matriz final de selección de mecanismos de control de arena de tipo mecánico para la metodología 1	114
<b>Tabla 20.</b> Ejemplo proceso de determinación de frecuencia relativa, frecuencia acumulada y Producto entre tamaño de grano y frecuencia	121
<b>Tabla 21.</b> Tamaños de grava comúnmente disponibles	123

## ABREVIATURAS

<b>°/100 ft</b>	Cambio de inclinación y azimuth, grados por cada cien pies.
<b>%</b>	Porcentaje
<b>% v/v</b>	Unidad de concentración, porcentaje volumen a volumen.
<b>£</b>	Libra esterlina
<b>Σ</b>	Sumatoria
<b>σ<sub>H</sub></b>	Esfuerzo horizontal máximo.
<b>σ<sub>h</sub></b>	Esfuerzo horizontal mínimo.
<b>σ<sub>v</sub></b>	Esfuerzo vertical.
<b>μm</b>	Unidad de longitud, micrómetros.
<b>A</b>	Unidad de tiempo, Año
<b>ANH</b>	Agencia Nacional de hidrocarburos
<b>API</b>	Instituto Americano del Petróleo
<b>bbl</b>	Unidad de volumen, barriles
<b>BFPD</b>	Unidad de caudal, barriles de fluido por día
<b>BOPD</b>	Unidad de caudal, barriles de petróleo por día
<b>BWPD</b>	Unidad de caudal, barriles de agua por día
<b>°C</b>	Unidad de temperatura, grados Celsius.
<b>C</b>	Formación Carbonera
<b>CaBr<sub>2</sub></b>	Bromuro de calcio
<b>CaCl<sub>2</sub></b>	Cloruro de calcio
<b>CaMg(CO<sub>3</sub>)<sub>2</sub></b>	Dolomita
<b>CDD T</b>	Clasificación Decimal Dewy
<b>CHGP</b>	Empaquetamiento con grava a hueco revestido.
<b>cm</b>	Unidad de longitud, centímetros
<b>cp</b>	Unidad de viscosidad, Centipoise
<b>d</b>	Unidad de tiempo, día.
<b>DLS</b>	Inclinación y azimuth ( <i>Dog leg severity</i> )
<b>D</b>	Unidad de permeabilidad, darcy.
<b>DRX</b>	Difracción de rayos X
<b>DST</b>	Prueba de presión con taladro de perforación en sitio. ( <i>Drill Steem Test</i> )
<b>EPIS</b>	Banco de información de la ANH
<b>ESP</b>	Bombeo electrosumergible
<b>ESS</b>	Malla expandible ( <i>Expandable Sand Screen</i> )
<b>°F</b>	Unidad de temperatura, grados Fahrenheit
<b>Fi</b>	Frecuencia relativa
<b>FIT</b>	Prueba de integridad de formación.
<b>FRA</b>	Frecuencia Relativa Acumulada
<b>ft<sup>2</sup></b>	Unidad de área, pies cuadrados
<b>ft</b>	Unidad de longitud, pies
<b>ft/min</b>	Unidad de velocidad, pies por segundo.
<b>G</b>	Giga

<b>HCl</b>	Ácido Clorhídrico
<b>HCOOH</b>	Ácido fórmico
<b>HEC</b>	Base Polímeros hidroxietilcelulosos
<b>HF</b>	Ácido fluorhídrico
<b>HPG</b>	Base goma hidroxipolítica
<b>H<sup>2</sup>SO<sup>4</sup></b>	Ácido sulfúrico
<b>HTTP</b>	Protocolo de transferencia de hipertexto ( <i>Hypertext Transfer Protocol</i> ).
<b>Hz</b>	Unidad de frecuencia, Hertz.
<b>ICD</b>	Dispositivo de control de influjo ( <i>Inflow Control Device</i> )
<b>ICP</b>	Instituto Colombiano del Petróleo
<b>ID</b>	Diámetro interno
<b>in</b>	Unidad de longitud, pulgadas
<b>kg/bbl</b>	Unidad de concentración de arena producida, kilogramos por barril.
<b>km</b>	Unidad de longitud, kilómetros
<b>km<sup>2</sup></b>	Unidad de área, kilómetros cuadrados
<b>lb</b>	Unidad de peso, libras
<b>LOT</b>	Prueba de admisión.
<b>LPS</b>	Análisis de tamaño de partícula con láser ( <i>Laser Particle Size</i> )
<b>m</b>	Unidad de longitud, metros.
<b>m/s</b>	Unidad de velocidad, metros por segundo.
<b>M</b>	Miles
<b>MD</b>	Profundidad medida
<b>mD</b>	Unidad de permeabilidad, milidarcies.
<b>Mesh</b>	Número de tamiz que representa la apertura de la malla, según la escala de Tyler.
<b>MGCP</b>	Módulo General de Completamiento de Pozos
<b>mm</b>	Unidad de longitud, milímetros
<b>MM</b>	Millones
<b>N/A</b>	No aplica
<b>OD</b>	Diámetro externo
<b>OHGP</b>	Empaquetamiento con grava en hueco abierto.
<b>P</b>	Percentil
<b>P10</b>	Percentil diez.
<b>P40</b>	Percentil cuarenta.
<b>P50</b>	Percentil cincuenta.
<b>P90</b>	Percentil noventa.
<b>PCP</b>	Bombeo de cavidades progresivas
<b>PHP</b>	Preprocesador de hipertexto ( <i>Hypertext Pre-Processor</i> )
<b>ppm</b>	Unidad de concentración, partes por millón
<b>psi</b>	Unidad de presión, libra por pulgada cuadrada.
<b>s</b>	Unidad de tiempo, segundo
<b>S.A</b>	Sociedad Anónima

<b>SAGD</b>	Segregación gravitacional asistida por vapor
<b>SCF</b>	Unidad de volumen, pies cúbicos estándar.
<b>SCFD</b>	Unidad de caudal, pies cúbicos estándar por día
<b>STB</b>	Unidad de volumen, barril estándar
<b>TVD</b>	Profundidad vertical verdadera ( <i>True Vertical Depth</i> )
<b>U</b>	Coefficiente de uniformidad
<b>UNS</b>	Sistema Unificado de Numeración
<b>US</b>	Estados Unidos ( <i>United States</i> )
<b>USD</b>	Dólares estadounidenses
<b>VES</b>	Fracturamiento (Surfactantes viscoelásticos).
<b>VIM</b>	Valle Inferior del Magdalena
<b>VMM</b>	Valle Medio del Magdalena
<b>VSM</b>	Valle Superior del Magdalena
<b>WWW</b>	Malla convencional ( <i>Welded Wire Wrapped screens</i> ).
<b>Xi</b>	Tamaño de grano en micras

## GLOSARIO

**ABRASIÓN:** desgaste ocurrido en la superficie de un material a causa de la fricción ante otro material.

**ARENA:** partículas de tamaño comprendido entre 62 y 2000 micras según la escala de Wentworth (1922), expuesta por Jackson y Richardson<sup>1</sup>. Así mismo, el grano de arena puede clasificarse según su tamaño como arena muy gruesa (1000-2000 micras), gruesa (500-1000 micras), media (250-500 micras), fina (125-250 micras) y muy fina (62,5-125 micras).

**ARENISCA:** roca sedimentaria clástica compuesta por partículas cuyo tamaño oscila entre 62 y 2000 micras según la escala de Wentworth (1922), expuesta por Jackson y Richardson<sup>2</sup>. Según Whitten y Brooks<sup>3</sup>, los granos son predominantemente de cuarzo en la mayoría de las areniscas.

**CEMENTACIÓN:** parte del proceso de litificación donde, por medio de la precipitación de sales disueltas en el agua situada en los poros, los clastos quedan unidos entre sí. El precipitado es llamado cemento.

**COEFICIENTE DE UNIFORMIDAD:** coeficiente resultante de la división de los percentiles 40 y 90 (P40/P90) de la distribución granulométrica de una formación de interés. Es utilizado para evaluar la uniformidad de los tamaños de grano de una formación de interés. Rocas productoras que presenten valores cada vez mayores de este coeficiente, tendrán una distribución de sus granos cada vez menos uniforme. Según Penberthy<sup>4</sup>, una formación productora con característica uniforme tendrá un coeficiente de uniformidad menor a tres, un yacimiento no uniforme poseerá un coeficiente de uniformidad comprendido entre tres y cinco, y una formación con característica altamente no uniforme tendrá un coeficiente de uniformidad mayor a cinco de acuerdo con King *et al.*<sup>5</sup>.

**COMPACTACIÓN:** proceso de consolidación de los sedimentos llevado a cabo mediante la presión de sobrecarga ejercida por material suprayacente acumulado. Gracias a la aplicación de dicha presión, se reduce el espacio poroso y se eliminan los fluidos intersticiales, formándose así la roca sedimentaria a medida que los

---

<sup>1</sup> JACKSON, Darrel R. y RICHARDSON, Michael D. High-Frequency Seafloor Acoustics. New York, NY, USA.: Springer, 2007. ISBN 978-0-387-34154-5. p. 78-79.

<sup>2</sup> *Ibíd* p. 78-79.

<sup>3</sup> WHITTEN, D. y BROOKS, J. Diccionario De Geología. Madrid, España.: Alianza Editorial, S.A., 1980. ISBN 84-206-5217-2

<sup>4</sup> PENBERTHY, W.L, SHAUGHNESSY, C.M. (1992). *Sand control*, Estados Unidos de América. SPE Series on special topics. Vol 1. p. 21.

<sup>5</sup> KING, Kimberly Ann, *et al.* A Synergy of New Technologies Successfully Overcomes Open Hole-Horizontal-Completions Problems in Malaysia. Mumbai, India: Society of Petroleum Engineers, 2006. ISBN 978-1-55563-181-9. p. 1, 8.

granos se cementan entre sí.

**COMPRESIBILIDAD:** reducción continua de volumen de un cuerpo ocasionada por la variación en la presión experimentada por el mismo. Se expresa mediante la ecuación 1, la cual se muestra a continuación:

**Ecuación 1.** Compresibilidad.

$$C_r = -\frac{1}{V_r} * \left( \frac{\partial V_r}{\partial P} \right)_T$$

**Fuente:** PARÍS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data, 2009. 69-70 p. ISBN 978-980-12-3048-9. p. 295.

Donde:

$C_r$ = Compresibilidad de la roca ( $\text{psi}^{-1}$ ).

$V_r$ = Volumen de sólidos.

Subíndice T: Indica que la compresibilidad se desarrolla a temperatura constante.

**CORROSIÓN:** deterioro de un material gracias a reacciones químicas o electroquímicas ocurridas entre este y su entorno.

**DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA:** clasificación porcentual de los granos de una formación en rangos de tamaño según su peso o volumen neto. Se determina mediante análisis de tamizado, difusión de la luz, tasa de sedimentación u otros métodos.

**DRAWDOWN DE PRESIÓN CRÍTICO:** caída de presión, asociada a una tasa de producción crítica, sobre la cual la producción de granos de arena y finos aumenta considerablemente, disminuyendo así la tasa de producción de petróleo.

**FRAC-PACK:** nueva tecnología de control de arena de tipo mecánico que cumple con las funciones de fracturar y consolidar la formación, involucrando el uso de un filtro de grava y un fluido de alta viscosidad.

**GEOMECÁNICA:** estudio de la deformación ocurrida en las rocas con base en los esfuerzos, presiones y temperaturas existentes en el yacimiento. Lo anterior es utilizado para resolver problemas como la optimización del fracturamiento hidráulico.

**MALLA SINTERIZADA:** herramienta de control de arena de tipo mecánico compuesta de anillos de carburo de silicio, los cuales ofrecen alta resistencia a la corrosión y a las altas temperaturas mientras se ejerce control de la producción de arena.

**MALLA EXPANDIBLE:** herramienta de control de arena de tipo mecánico que

cumple con las funciones de restringir la producción de arena y eliminar el flujo anular mediante su expansión mecánica.

**MALLA MESHRITE™:** malla compuesta por capas comprimidas envolventes de lana de acero inoxidable sobre una tubería base perforada, luego cubierta por un velo metálico perforado.

**MÉTODO DE CONTROL DE ARENA:** herramienta de control de arena que se usa para restringir el paso de partículas sedimentarias usando el puenteo.

**PERCENTILES:** valores de una variable que, ordenados de menor a mayor, dividen un conjunto de observaciones en cien partes iguales. Cada una de las partes contiene el 1% de los datos. Teniendo en cuenta lo anterior, existen noventa y nueve percentiles totales en una distribución de datos de una variable. Son exclusivos de una variable acumulativa.

**PERMEABILIDAD:** capacidad de una roca para permitir el paso de fluidos a través de sí. La roca puede tener permeabilidad gracias a su porosidad o por presencia de fisuras.

**POROSIDAD:** según Ahmed, la porosidad es una medida del espacio disponible de roca para almacenar fluidos. Según Whitten, las areniscas porosas más comunes poseen valores entre el 5 y el 15%; así mismo, se han obtenido porosidades máximas de 47,6% mediante métodos experimentales.

**PRODUCCIÓN DE ARENA:** desprendimiento de granos de arena del yacimiento y posterior producción de estos a superficie. Dicho fenómeno es ocasionado por la aplicación de fuerzas de arrastre sobre los granos de arena, los cuales son desprendidos de la formación si tales fuerzas son mayores a las fuerzas de restricción aplicadas por el yacimiento.

**PUENTE:** principio de control de arena mediante el cual, los granos de tamaño igual o menor a 2000 micras son soportados por partículas de mayor tamaño que, a su vez, son retenidas por un método mecánico.

**TASA DE PRODUCCIÓN CRÍTICA:** tasa de flujo máxima sobre la cual, la producción de arena y granos finos aumenta considerablemente, dejando de ser uniforme en cuanto a la producción de fluidos.

## RESUMEN

La producción de arena se ha experimentado en la mayor parte de áreas del mundo donde los pozos productores son completados en areniscas someras de edad terciaria. Este inconveniente ocasiona la reducción de la producción de hidrocarburos, además de la generación de corrosión, abrasión y taponamiento de equipos de subsuelo y superficie. Tales efectos obligan a las compañías operadoras a incurrir en costos de intervención de pozos con el fin de controlar la producción de arena.

Mediante el presente trabajo de grado, se complementó el Manual General de Completamiento de Pozos (MGCP) ya existente mediante la incorporación de cuatro nuevas tecnologías de tipo mecánico al módulo de control de arena previamente elaborado por los autores de la fase I del proyecto registrado en el documento de referencia CDD T 553.283 G643. Estas nuevas herramientas incluidas son el Frac Pack, la malla expandible, la malla sinterizada y la malla *MeshRite*<sup>™</sup>.

Para la realización de este trabajo de grado se elaboró, en primer lugar, una distribución porcentual donde se identificaron los campos más problemáticos en materia de arenamiento, teniendo en cuenta la muestra estudiada por los autores del trabajo mencionado anteriormente. Luego, se describieron las cuatro nuevas tecnologías a incorporar en el módulo de control de arena del programa informático en cuestión según su funcionamiento, ventajas y aplicaciones a nivel mundial. Posteriormente, se elaboró una matriz de decisión donde se compararon las nuevas tecnologías con las herramientas convencionales en términos de los coeficientes de uniformidad y rangos de tamaño de grano de las formaciones donde fueron aplicadas previamente. Dicha matriz permitió facilitar la incorporación de las nuevas tecnologías a las dos metodologías de recomendación de herramientas mecánicas de control de arena ya existentes en el aplicativo web. Por último, dicha incorporación fue realizada en el Manual General de Completamiento de Pozos (MGCP) mediante el uso del lenguaje PHP. La elaboración de este proyecto permitió ampliar el rango de posibles soluciones para el arenamiento de pozos, las cuales podrían implementarse según el caso específico que deba enfrentar el usuario para mitigar este problema.

**PALABRAS CLAVE:** Programa informático mejorado, Nuevas tecnologías, Control Arenas, Ecopetrol S.A., Manual General de Completamiento de Pozos, Lenguaje PHP.

## INTRODUCCIÓN

La producción de arena es un problema común en la vida productiva de un pozo que se presenta cuando las fuerzas desestabilizadoras superan la resistencia mecánica de la roca. Esto puede generarse por condiciones naturales como formaciones someras poco consolidadas de edad terciaria con poca cementación, así como por condiciones operacionales como tasas de producción superiores a la tasa crítica, debido a la alta caída de presión generada, y por el arrastre de los granos causado a raíz del flujo de fluidos.

Como solución a esta problemática, fueron diseñados los mecanismos de control de arena, los cuales permiten mitigar la producción y los problemas asociados a la misma. Estos problemas pueden presentarse por condiciones en sitio, operativas o por consideraciones económicas.

Los mecanismos de control de arena pueden ser de tipo mecánico o químico. Este documento está enfocado en los dispositivos mecánicos.

Dentro de los dispositivos de control de arena mecánicos se encuentran herramientas convencionales tales como *liners* ranurados, mallas premium, mallas *poromax*, ICD (*Inflow Control Device*), *Wire Wrapped Screens* o convencionales y *gravel pack*.

Por otro lado, se encuentran las nuevas tecnologías, las cuales son más efectivas al permitir la reparación de sistemas defectuosos o al servir de alternativa cuando un mecanismo convencional no puede ser usado. Entre estos se encuentra el *Frac Pack*, una sustancia que permite el fracturamiento y control de arena de forma simultánea reduciendo el daño cercano al pozo; la malla expandible o por su nombre en inglés *Expandable Sand Screen*, la cual se expande adaptándose a geometrías irregulares de pozo; la malla sinterizada, altamente resistente a la abrasión y corrosión y por último la malla *MeshRite™* que retiene partículas mayores a 30 micras y adicionalmente presenta 40% de área disponible para el flujo de hidrocarburos.

Finalmente, este documento presenta la integración de los sistemas de control de arena vanguardistas en una aplicación *web* que contribuye a la mejora en la toma de decisiones para el completamiento de los pozos de Ecopetrol S.A. y la generación de posible aumento en la eficiencia de las operaciones de control de arena debido a la ampliación del rango de selección de tecnologías por parte de empresas operadoras y la aplicabilidad de un método adecuado de control para pozos nuevos y completados.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Generar un programa informático mejorado para la selección de nuevas tecnologías de control de arena de tipo mecánico en Ecopetrol S.A.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Identificar los mecanismos convencionales de control de arena de tipo mecánico instalados entre 1995 y 2015 en los campos operados por Ecopetrol S.A. y sus problemas de arenamiento, con base en la fase uno del documento CDD T 553.283.
- Describir las cuatro nuevas tecnologías de control mecánico de arena (Frac-Pack, malla expandible, malla cerámica y malla MeshRite™) y su uso a nivel mundial.
- Definir los parámetros y variables operativas de las cuatro nuevas tecnologías de control de arena mecánico a integrar al modelo general de completamiento de la fase uno del proyecto.
- Elaborar una matriz teórica en Microsoft Excel con base a los parámetros y variables analizadas para los veinticuatro campos del estudio y una herramienta de selección de mecanismos de control de arena mejorada mediante la incorporación del tamaño de grano promedio.
- Generar una herramienta interactiva mejorada que permita la selección de nuevas tecnologías de control de arena de tipo mecánico con base en características encontradas en los yacimientos estudiados en la fase I del proyecto.

# **1. MECANISMOS CONVENCIONALES DE CONTROL DE ARENA DE TIPO MECÁNICO INSTALADOS ENTRE 1995 Y 2015 EN LOS CAMPOS OPERADOS POR ECOPETROL S.A. Y SUS PROBLEMAS DE ARENAMIENTO**

Las operaciones de control de arena han venido de la mano de la producción de campos petroleros bajo ciertas condiciones litológicas y geológicas específicas, es por ello que realizar trabajos de producción de forma eficiente y eficaz es cada vez más importante. En los últimos veinte años el uso de dispositivos mecánicos para el control de arena ha venido en aumento; no obstante, definir y seleccionar el dispositivo adecuado es lo realmente importante para garantizar una producción rentable, exitosa y duradera.

El presente capítulo presenta una descripción y generalidad de las cinco cuencas de estudio (Llanos Orientales, Valle superior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Putumayo) las cuales se tendrán en cuenta para el desarrollo del documento, entre estas, localización, características geológicas y estratigráficas. Acto seguido, se presenta la característica de la arenisca y el tipo de grano de la formación productora en función del coeficiente de uniformidad y el tamaño de grano promedio respectivamente, además de una recopilación de los problemas reportados y las posibles causas de estos en relación con la producción de arena. Posteriormente, se realiza una breve descripción de las tecnologías convencionales implementadas en la fase uno del documento CDD T 553.283 (Malla, *liner* ranurado y empaquetamiento con grava). Finalmente, se lleva a cabo una distribución porcentual mediante la cual se determina el mecanismo convencional de control de arena de tipo mecánico más usado en los pozos de estudio por Ecopetrol S.A. entre 1995 y 2015, y se identifican los campos más críticos en materia de arenamiento, teniendo en cuenta las características granulométricas de los yacimientos estudiados en la fase 1 del proyecto y los problemas de producción de arena determinados en tales reservorios a partir de la elaboración de una base de datos conformada por más de treinta artículos académicos y trabajos de grado.

## **1.1 GENERALIDADES DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA**

De acuerdo con Schlumberger<sup>6</sup>, la producción de arena es la migración desde el yacimiento hacia la superficie de granos cuyo diámetro oscila entre 62 y 2000 micras con base en la escala de Wentworth (1922), expuesta por Jackson y Richardson<sup>7</sup>. Según Penberthy y Shaughnessy<sup>8</sup>, la producción de arena está comúnmente asociada a yacimientos someros y geológicamente jóvenes con poca o ninguna

---

<sup>6</sup> SCHLUMBERGER. Sand Production. [Consultado el febrero 25, 2018]. Disponible en: [www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/sand\\_production.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/sand_production.aspx)

<sup>7</sup> JACKSON, Darrel R. y RICHARDSON, Michael D. Op. Cit. p. 78-79.

<sup>8</sup> PENBERTHY, W.L, SHAUGHNESSY, C.M. (1992). Op. Cit. p. 1.

cementación natural para mantener unidos sus granos. Como resultado, se generan fuerzas de arrastre gracias a la producción de fluidos, las cuales son aplicadas sobre los granos de arena cuando la presión de la pared del pozo es menor a la del yacimiento. Si las fuerzas de restricción son excedidas, la arena ocasionará taponamientos en los equipos y/o será producida en superficie. Además, estos autores<sup>9</sup> afirman que una producción de arena mayor o igual al 0.1 % del total de volúmenes producidos puede ser considerada excesiva pese a que dicho porcentaje depende de las circunstancias en las cuales se esté llevando a cabo la producción de los fluidos del yacimiento y la arena.

**1.1.1 Causas de la producción de arena.** Según Penberthy y Shaughnessy<sup>10</sup>, la producción de arena puede ser causada por las siguientes razones:

**1.1.1.1 Flujo de fluidos.** Los autores previamente citados afirman que el flujo de fluidos genera la mayor parte de los esfuerzos que actúan sobre los granos de arena, los cuales son desprendidos de la roca yacimiento en caso de poseer baja cementación. Tales esfuerzos son proporcionales a la caída de presión ocurrida entre el reservorio y el pozo.

**1.1.1.2 Factores geológicos.** La producción de arena está relacionada con areniscas someras de edad terciaria.

**1.1.1.3 Tasa de producción.** Para varios pozos, existe una tasa de producción de umbral, y un *drawdown* asociado, bajo la cual no existe producción de arena. Sin embargo, en ocasiones este rango de tasas resulta no ser económicamente rentable dadas las bajas tasas de producción de petróleo obtenidas. Una tasa de fluido producido superior al umbral generará altos volúmenes de petróleo, pero también aportará altos volúmenes de arena.

**1.1.1.4 Baja consolidación natural.** Las fuerzas de restricción actúan para mantener los granos de arena en su sitio, contrarrestando las fuerzas de arrastre del fluido. Los enlaces intergranulares proveen a las partículas de arena tales fuerzas de restricción, las cuales pueden ser cuantificadas en virtud de la resistencia compresiva de la formación. Si se han llevado a cabo buenas prácticas de completamiento y producción, un yacimiento con una resistencia compresiva mayor a 1000 psi puede producir fluidos libres de arena, a menos que exista un *drawdown* alto.

**1.1.1.5 Dependencia del tiempo.** Predecir la tendencia de producción de arena de una formación es muy complejo dado que existen factores que varían con el tiempo tales como la producción de agua, la cual puede disolver el cemento existente en la arenisca; la caída de presión en el fondo del pozo, la cual incrementa la presión de

---

<sup>9</sup> Ibíd. p. 1.

<sup>10</sup> Ibíd. p. 2-3.

sobrecarga sobre los granos; y la permeabilidad relativa, la cual puede disminuir por la migración de partículas de la formación productora a las gargantas de poro. Comúnmente, para realizar las predicciones anteriormente mencionadas, se llevan a cabo predicciones mediante la correlación del rendimiento de producción de los pozos vecinos.

**1.1.1.6 Producción de agua.** Tal como se había mencionado anteriormente, el agua puede disolver el cemento existente entre los granos de arena, los cuales se incorporarán al fluido y serán transportados por el mismo a través del yacimiento, lo cual podría generar taponamientos en las zonas cañoneadas del yacimiento y ranuras de las mallas de control de arena, además de la producción de tales partículas<sup>11</sup>.

**1.1.2 Consecuencias de la producción de arena.** Los autores citados previamente<sup>12</sup> aseguran que la producción de arena ocasiona los efectos que serán explicados a continuación. Sin embargo, se aclara que cada una de estas consecuencias se manifiesta de manera distinta dadas las características de yacimiento y pozo existentes en los distintos sistemas de producción.

**1.1.2.1 Daños en equipos de superficie.** Según Penberthy y Shaughnessy<sup>13</sup>, gracias a la producción de arena, incrementará la frecuencia de trabajos de remoción de ésta y de operaciones de mantenimiento en las facilidades de producción y líneas de flujo. Debido a que el fluido producido se desplaza a altas velocidades, los equipos de superficie podrían experimentar erosión, la cual incrementa el riesgo de escape de gas o de crudo del sistema de producción. Como ejemplo de lo anterior se expone un caso ocurrido en un pozo productor de petróleo liviano y gas en Malasia; Sidek<sup>14</sup> afirma que en el mismo se registró una producción de arena demasiado alta que generó la aparición de un orificio en la válvula choke del cabezal de pozo, lo cual obligó a cerrar el pozo durante ocho meses para reemplazar dicha válvula.

**1.1.2.2 Daños en equipos de subsuelo y tuberías de producción.** Penberthy y Shaughnessy<sup>15</sup> aseguran que la producción de arena puede causar daños en los equipos y tuberías de subsuelo. Además, incrementa el riesgo de que las paredes del pozo experimenten colapso dado que una alta producción de arena podría someter al revestimiento a cargas anormales. Los equipos y tuberías, anteriormente

---

<sup>11</sup> *Ibíd.* p. 2-3.

<sup>12</sup> *Ibíd.* p. 2-3.

<sup>13</sup> *Ibíd.* p. 2-3.

<sup>14</sup> SIDEK, Sulaiman, *et al.* First Successful Application of Ceramic Sand Screen in Maturing Oil Field, Offshore East Malaysia. Abu Dhabi, UAE: Society of Petroleum Engineers, 2017. ISBN 978-1-61399-563-1. p. 16.

<sup>15</sup> PENBERTHY, W.L., SHAUGHNESSY, C.M. (1992). *Op. Cit.* p. 2-3.

mencionados, podrían experimentar corrosión. Sánchez<sup>16</sup> presenta en su artículo científico un caso de producción de arena en un pozo productor de petróleo pesado en Ecuador, en el cual fue necesario reemplazar el equipo de bombeo electrosumergible en tres oportunidades antes de implementarse la malla *MeshRite*<sup>TM</sup>, siendo la segunda bomba la que presentó mayor duración elevando los fluidos a superficie durante 124 días. De acuerdo con el autor anteriormente citado<sup>17</sup>, durante el periodo de cambios de bomba electrosumergible, se presentó una producción de arena comprendida entre 0,0318 y 0,0778 kg/bbl, lo cual acortó de manera significativa la vida útil de los equipos de producción de subsuelo, cuya estabilidad está limitada al trabajar con una producción de arena máxima de 0,0048 kg/bbl.

**1.1.2.3 Reducción de la tasa de producción de petróleo.** Según Penberthy y Shaughnessy<sup>18</sup>, el caudal de crudo se reduce cuando se forman puentes de arena en la tubería de producción, lo cual genera posteriores taponamientos. Como ejemplo de esta consecuencia, Sánchez<sup>19</sup> afirma que, en el caso anteriormente ejemplificado, se presentó una reducción de producción de petróleo de 3750 BOPD a aproximadamente 1250 BOPD, lo cual implica un decrecimiento de aproximadamente el 66,67% de la producción inicial de crudo.

**1.1.3 Factores determinantes para la selección de métodos de control de arena.** De acuerdo con Jaimes<sup>20</sup>, la producción de arena en los pozos productores de hidrocarburos es un problema complejo que requiere un análisis multidisciplinario y el uso de nuevas metodologías y tecnologías para ser solucionado de forma óptima. Esta solución debería incrementar la productividad de los campos de petróleo y obtener la mayor rentabilidad posible de los mismos desde los puntos de vista técnico y económico. Por lo tanto, para elegir el método de control de arena adecuado para el yacimiento, deben tenerse en cuenta los siguientes factores descritos por Farrow, Munro y McCarthy<sup>21</sup> en su artículo académico:

**1.1.3.1 Configuración del pozo.** Según Penberthy y Shaughnessy<sup>22</sup>, debe tenerse en cuenta si la zona de interés estará completada a hueco abierto o revestido, si existirá tubería de producción y si la trayectoria del pozo será vertical, desviada u horizontal. Dicho autor afirma, a manera de ejemplo, que al implementar un

---

<sup>16</sup> SANCHEZ, Hernan, *et al.* An Efficient Alternative to Control Sand Production in Horizontal Wells in Block-16 of Ecuador. Offshore Technology Conference, 2004. ISBN 978-1-55563-251-9. p. 2.

<sup>17</sup> *Ibíd.* p. 2.

<sup>18</sup> PENBERTHY, W.L, SHAUGHNESSY, C.M. (1992). *Op. Cit.* p. 2-3.

<sup>19</sup> SANCHEZ, Hernan, *et al.* *Op. Cit.* p. 4.

<sup>20</sup> JAIMES, M. G.; QUINTERO, Y. A. y MARTIN, D. P. A Review at the Problem of Sanding in Colombia: Evolution and Cases of Evaluation for Sand Exclusion and Management Alternatives. Maracaibo, Venezuela: Society of Petroleum Engineers, 2014. ISBN 978-1-61399-290-6.

<sup>21</sup> FARROW, Chris; MUNRO, David y MCCARTHY, Thomas. Screening Methodology for Downhole Sand Control Selection. Perth, Australia: Society of Petroleum Engineers, 2004. ISBN 978-1-55563-979-2.

<sup>22</sup> PENBERTHY, W.L, SHAUGHNESSY, C.M. (1992). *Op. Cit.* p. 88.

empaquetamiento con grava existe mayor probabilidad de éxito en hueco abierto con presencia de tubería de producción; en caso contrario aumenta el riesgo de taponamiento de las ranuras de la malla; así mismo, según Molano<sup>23</sup>, una trayectoria horizontal del pozo favorece la implementación de un *liner* ranurado en la zona de interés, siempre y cuando esta posea un alto grado de consolidación.

**1.1.3.2 Condiciones de la formación productora.** Farrow, Munro y McCarthy<sup>24</sup> afirman que, en lo concerniente a pozos nuevos, se estima la presencia de arcillas, su extensión y su compatibilidad con los fluidos de la formación, así como el grado de consolidación de la formación productora. En cuanto a pozos existentes, se evalúa el estado de la integridad de las zonas cañoneadas en pozos revestidos, la existencia de daño a la formación y el estado del mecanismo de control de arena, si éste ya fue aplicado en el pozo. Del análisis de estos aspectos se puede obtener una solución definitiva por medio de una simulación de funcionamiento del mecanismo de control de arena que se desea implementar. La distribución granulométrica del yacimiento es determinada mediante técnicas como los análisis de tamizado y de partícula con láser, los cuales serán explicados en el **apartado 3.1.2** del presente trabajo de grado. Este factor es utilizado para seleccionar el mecanismo de control de arena de tipo mecánico que será utilizado para el yacimiento cuya aplicabilidad depende de parámetros tales como el tamaño medio del grano, rangos de tamaño de grano y sus percentiles, así como el coeficiente de uniformidad y el tipo de arena según la escala de Wentworth (1922), mencionada por Jackson y Richardson<sup>25</sup>.

**1.1.3.3 Características del yacimiento y de sus fluidos.** De acuerdo con el autor anteriormente citado<sup>26</sup>, se tienen en cuenta variables como la presión del yacimiento, su gradiente de fractura, la temperatura del reservorio, las propiedades de sus fluidos, su espesor y número de los intervalos de interés. Estas características se tienen en cuenta para llevar a cabo simulaciones de diferentes escenarios con distintos mecanismos de control de arena.

**1.1.3.4 Rendimiento de producción.** Farrow, Munro y McCarthy<sup>27</sup> afirman que en este factor se determina la tasa de producción requerida, el *drawdown* crítico y las velocidades de flujo en la pared del intervalo productor, con el fin de estudiar el rendimiento que poseerían las alternativas de control de arena contempladas si fuesen instaladas en el yacimiento de análisis.

---

<sup>23</sup> MOLANO PUERTO, David Mauricio. Evaluación Del Sistema De Producción Para Minimizar El Impacto Generado Por La Presencia De Arena En Los Campos Sardinias y Guarilaque. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos. Bogotá, D.C., Colombia. Fundación Universidad de América, 2002. p. 115.

<sup>24</sup> FARROW, Chris; MUNRO, David y MCCARTHY, Thomas. Op. Cit.

<sup>25</sup> JACKSON, Darrel R. y RICHARDSON, Michael D. Op. Cit. p. 78-79.

<sup>26</sup> FARROW, Chris; MUNRO, David y MCCARTHY, Thomas. Op. Cit.

<sup>27</sup> *Ibíd.*

Para efectos del presente trabajo de grado, solo se tendrá en cuenta el factor de distribución granulométrica de yacimiento para la selección de las nuevas tecnologías de control de arena de tipo mecánico, dado que la recomendación de herramientas convencionales expuesta en el documento de referencia CDD T 553.283, se basó únicamente en la gestión de información proveniente del análisis de dicho factor. Los parámetros de distribución granulométrica de yacimiento fueron determinados por los autores<sup>28</sup> del citado documento mediante la utilización de informes de laboratorio y correlaciones con datos de yacimientos vecinos.

## **1.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE LAS CUENCAS DE ESTUDIO OPERADAS POR ECOPETROL S.A**

En el presente apartado se describen las características de la formación productora, además de los eventos de problemas reportados y las causas de estos como consecuencia de la producción de arena. Para caracterizar la formación productora se tomaron los datos del documento de referencia<sup>29</sup>, donde ésta se generalizó a nivel de campo dado que la totalidad de los pozos, por campo se encontraba produciendo de un mismo yacimiento y el 90% de los mecanismos convencionales utilizados para el control de arena era el mismo. González y Ramírez<sup>30</sup> afirman que los informes mineralógicos y granulométricos utilizados por ellos para identificar las características de las formaciones productoras fueron elaborados previamente por Ecopetrol S.A. a partir del uso de núcleos tomados de los yacimientos. Es importante aclarar que la profundidad de los campos está en MD y para determinar los eventos y causas de arenamiento en los mismos fue necesario construir una base de datos a partir de más de treinta artículos científicos y trabajos de grado. El concepto de coeficiente de uniformidad se encuentra definido de acuerdo con lo expuesto en la **Ecuación 4** y los métodos para la determinación de la distribución del tamaño de grano promedio, como el análisis de tamizado y de tamaño de partícula con láser, en el **numeral 3.1.2**. Finalmente, los coeficientes de uniformidad y rangos de tamaño de grano de formación presentes en cada yacimiento fueron clasificados con base en las **Tablas 12 y 13** respectivamente.

**1.2.1 Llanos orientales.** Según Trigos<sup>31</sup>, la mayoría de las reservas de crudo pesado de Colombia se encuentran en la cuenca de los Llanos Orientales. Es por ello, que es una de las cuencas más importantes para el país y es vital el conocimiento de sus características geológicas, litológicas y petrofísicas.

---

<sup>28</sup> GONZÁLEZ, E. RAMÍREZ J. (2016). Op. Cit. p. 85.

<sup>29</sup> *Ibíd.* p. 85.

<sup>30</sup> *Ibíd.* p. 85.

<sup>31</sup> TRIGOS, Erika Margarita, *et al.* Feasibility Study of Applying Steam Flooding in a Reservoir with High Shale/Sand: Teca Field: Society of Petroleum Engineers, 2010. ISBN 978-1-55563-297-7.

**1.2.1.1 Generalidades y localización.** En el Open Round Colombia 2010, la ANH<sup>32</sup> afirma que algunos estudios consideran que el volumen de petróleo por descubrir en la cuenca alcanza unos 124000 millones de barriles de petróleo (MMbbl). Además, dos campos gigantes (Caño Limón y Rubiales), dos mayores (Apiay y Castilla), y más de ochenta campos menores han sido descubiertos en esta región. La tabla 1 contiene los datos generales de la ubicación y el área de la cuenca.

**Tabla 1.** Localización de la cuenca Llanos Orientales.

<b>Localización</b>	Noreste de Colombia (Flanco occidental del escudo de Guayana)
<b>Extensión</b>	225.603 km <sup>2</sup> (22.560.327 hectáreas)
<b>Límites geomorfológicos</b>	<b>Norte:</b> Cuenca de Apure – Barinas (Venezuela). <b>Sur:</b> Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés. <b>Oeste:</b> Sistema de fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental <b>Este:</b> Escudo de Guayana.

**Fuente:** ANH. Información Geológica y Geofísica. Open Round Colombia. Open Round Colombia. 2010. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

**1.2.1.2. Estratigrafía de las formaciones productoras a nivel de cuenca.** En referencia a la figura 1 tomada de la ANH<sup>33</sup>, a nivel de cuenca, el sello regional es la Formación León, los intervalos pares (C2, C4, C6 y C8) de la Formación Carbonera se han definido y se comportan como sellos locales; las lutitas cretácicas de las formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales. En contraste, las secciones impares de la Formación Carbonera como C3, C5 y C7 permiten servir como buenos almacenadores de crudo, donde esta última es el principal intervalo productor y está compuesta de intercalaciones de arcillolita gris a verduzca y areniscas que varían de grano fino a medio depositadas en un ambiente marino somero deltaico y continental de acuerdo con el autor anterior<sup>34</sup>. Del mismo modo, la Formación Mirador, conformada por areniscas de diferente granulometría, generalmente granodecreciente de base a tope; y la secuencia de areniscas masivas con pequeñas intercalaciones de lutitas

<sup>32</sup> ANH. Información Geológica y Geofísica. Open Round Colombia. Open Round Colombia. 2010. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

<sup>33</sup> INGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc, ANH. Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos. Cuenca Llanos Orientales. Colombia. 2012. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>

<sup>34</sup> *Ibíd.*

y capas de carbón de las formaciones Guadalupe y Une, también concentran importantes reservas de crudo.

**1.2.1.3 Características de la formación productora, eventos y causas de problemas reportados a nivel de campo.** De acuerdo con la metodología realizada en el documento base<sup>35</sup>, se tuvieron en cuenta cuarenta y nueve pozos que presentaban control de arena de tipo mecánico, distribuidos en diez campos de esta cuenca: un pozo en Akacias, cinco en Apiay, dos en Guatiquía, dos en Suria y Suria Sur, veinticinco en Castilla y Castilla Norte, dos en Chichimene y doce en Caño Sur y Caño Sur Este. En referencia a la característica de la formación productora generalizada por campo, el 50 % de estos, como Akacias<sup>36</sup>, Apiay<sup>37</sup>, Guatiquía<sup>38</sup>, Castilla<sup>39</sup> y Chichimene<sup>40</sup>, presentaron arenas de tamaño de grano medio y areniscas “altamente no uniformes” pues su rango de tamaño de grano se concentró entre 251 a 500 micras y su coeficiente de uniformidad era superior a 5, respectivamente. El 20% de los campos incluyendo Suria<sup>41</sup> y Castilla Norte<sup>42</sup>; como Caño Sur y Caño Sur Este<sup>43</sup>, se clasificó en arena de grano medio - areniscas no uniformes; y arenas de grano fino- areniscas “altamente no uniformes”, respectivamente. Finalmente, en un porcentaje menor, la formación productora para el campo Suria Sur<sup>44</sup> presentó granos de arena finos y areniscas no uniformes en un 10%.

Adicionalmente, el taponamiento prematuro en las líneas de producción, herramientas de fondo y equipos en superficie, fue identificado como el principal problema de arenamiento originado por la inadecuada retención de los granos de arena provenientes, principalmente, de formaciones poco consolidadas, así como por la presencia de un acuífero activo que conlleva una alta producción de agua como es el caso del campo Guatiquía<sup>45</sup> con corte de agua mayor al 85%. Este y

---

<sup>35</sup> González, E. Ramírez J. (2016). Op. Cit. p. 102.

<sup>36</sup> ICP. Informe ICP-ICP-F-062, Piedecuesta. 2013.

<sup>37</sup> BENAVIDES, C. Análisis Granulométrico Campo Apiay. 2000.

<sup>38</sup> RODRÍGUEZ, A. Estudios de Control de Pozos durante las Operaciones de Mantenimiento y Workover en el Campo Apiay y Castilla La Nueva, p.22. [Online]. 2008. [Consultado: Marzo 18 de 2018]. Tomado de: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2008/128776.pdf>

<sup>39</sup> INGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc, ANH. Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos. Cuenca Llanos Orientales. Colombia. 2012. P.81 [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>

<sup>40</sup> CARREÑO, A. Informe 10000048 ID0146 T67 11 0989-1, p.19-20. Piedecuesta. 2011

<sup>41</sup> ICP. Informe ICP-UST-ID0153-09-135. Piedecuesta, 2009

<sup>42</sup> *Ibíd.*

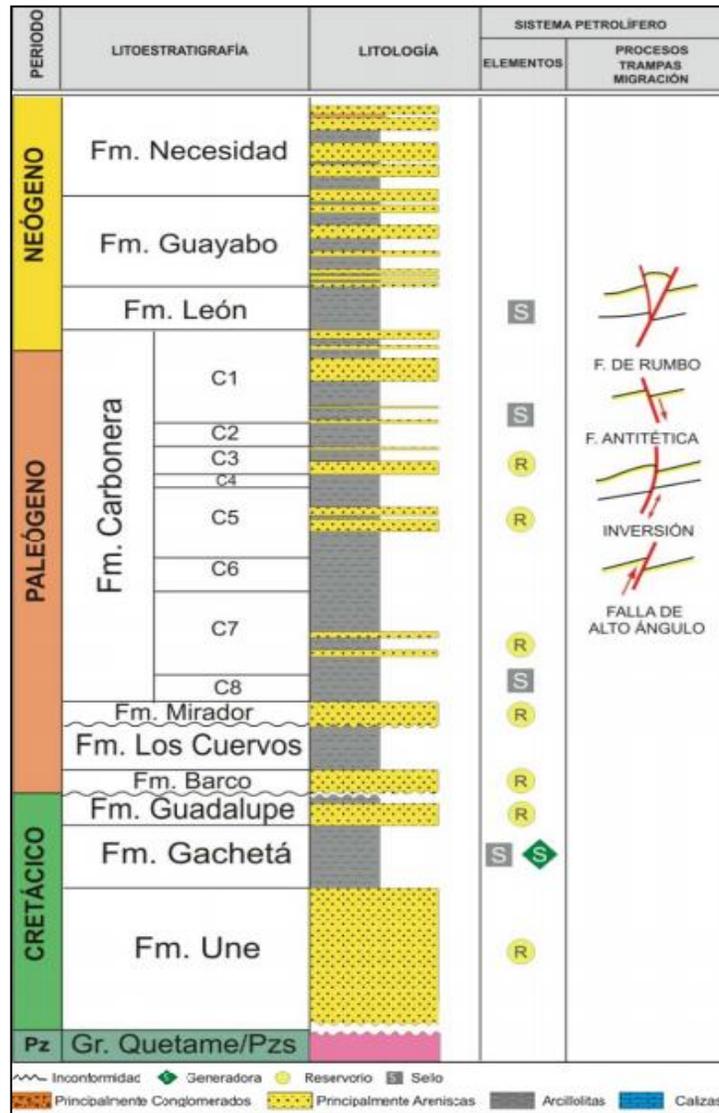
<sup>43</sup> GUTIÉRREZ, J. PLAN DE INVERSIONES ECOPEPETROL 2011 [Online] 2011. Tomado de: [http://www.infraestructura.org.co/memoriaseventos/inversionesecopetrol2011/Plan\\_Inversiones\\_Ecopetrol\\_Camara\\_Colombiana\\_de\\_Infraestructura\\_08-03-2011.pdf](http://www.infraestructura.org.co/memoriaseventos/inversionesecopetrol2011/Plan_Inversiones_Ecopetrol_Camara_Colombiana_de_Infraestructura_08-03-2011.pdf)

<sup>44</sup> ICP. Informe ICP-UST-ID0153-09-149. Piedecuesta, 2009.

<sup>45</sup> GUERRA, F. W., *et al.* ESP Root Cause Failure Analysis in Guatiquia Field, Colombia: A Case Study. The Woodlands, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2017. ISBN 978-1-61399-518-1.

otros eventos y causas reportadas, además de los parámetros de la arena en la formación aportante, son presentados la **tabla 2**.

**Figura 1.** Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos Orientales.



**Fuente:** INGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc, ANH. Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos. Cuenca Llanos Orientales. Colombia. 2012. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>

**Tabla 2.** Eventos y causas de arenamiento y características de la formación productora para los campos de los Llanos Orientales.

CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN PRODUCTORA							EVENTO-PROBLEMA	CAUSAS
Campo	Profundidad promedio intervalo interés (ft)	Coefficiente uniformidad (U)	Tamaño grano promedio (micras)	Rango Tamaño grano (micras)	Tipo de arena	Característica de la arenisca		
Akacias	8990.3-9240.5	>5	285.42	251-500	Media	Altamente no uniforme	Precipitación orgánica, altos volúmenes de diluyente para el transporte de fluidos, fuertes emulsiones y altas presiones en cabeza de pozo.	Formaciones poco consolidadas.
Apiay	10254.92-10293.5	5.89	281.13	251-500	Media	Altamente no uniforme	El pozo Apiay 37 presenta una Intervención prematura de <i>Wellservice</i> 5 meses después del completamiento a causa de un desgaste interno en bombas y sellos de equipos de bombeo electrosumergible.	Producción de agua por acuífero presente. (Corte de agua >70%) Considerable presión del yacimiento.
Guatiquía	11573.1-13448.5	>5	286.14	251-500	Media	Altamente no uniforme	Taponamientos en la cara del pozo.	Producción de agua por acuífero presente. (1 a 85%) Esfuerzos mecánicos generadores de colapsos.
Suria	10374.5-10492.5	4.33	291.92	251-500	Media	No uniforme	Taponamiento prematuro del liner ranurado.	Formaciones poco consolidadas. Producción de agua por acuífero presente. (Corte de agua >70%) Configuración mecánica favorece producción de arena.
Suria Sur	10512.5-10625.67	3.6	232.31	126-250	Fina	No uniforme	Taponamiento prematuro del liner ranurado.	Formaciones poco consolidadas. Producción de agua por acuífero presente. (Corte de agua >70%)
Castilla	7114.2-9923.9	>5	283.25	251-500	Media	Altamente no uniforme	Desgaste interno en bombas y sellos de equipos de bombeo ESP y alta producción de agua.	Producción de agua por acuífero presente. (Corte de agua >90%) Considerable presión del yacimiento. (>2800psi)
Castilla norte	6838 - 7669	4.04	283.25	251-500	Media	No uniforme	El pozo Castilla Norte 176 presenta una Intervención prematura de <i>Workover</i> 8 meses después del completamiento a causa de alta producción de agua.	Producción de agua por acuífero presente. (Corte de agua >90%)

**Tabla 3.** (Continuación).

CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN PRODUCTORA							EVENTO-PROBLEMA	CAUSAS
Campo	Profundidad promedio intervalo interés (ft)	Coefficiente uniformidad (U)	Tamaño grano promedio (micras)	Rango Tamaño grano (micras)	Tipo de arena	Característica de la arenisca		
Chichimene	8310.83 - 8942.58	5.31	285.36	251-500	Media	Altamente no uniforme	Migración de granos finos y taponamientos.	Producción de agua por acuífero presente. (Corte de agua aumento de 1-40%) Considerable presión del yacimiento.
Caño sur	4592.1 - 4771.9	>5	129.37	126-250	Fina	Altamente no uniforme	Daño de formación	Formaciones poco consolidadas. Producción de agua por acuífero presente.
Caño sur este	4589 - 4609	>5	129.37	126-250	Fina	Altamente no uniforme	Migración de granos finos.	Formaciones poco consolidadas. Producción de agua por acuífero presente.

**Fuentes:** CHAUSTRE RUIZ, Andrés Javier; IBAGON, John Jairo y LEON RAMIREZ, Elkin Alberto. *New Technology for Flow Assurance in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in the Akacias Field*. Medellín, Colombia: Society of Petroleum Engineers, 2014. ISBN 978-1-61399-345-3.

FLOREZ ANAYA, Alberto, *et al.* *Improved Heavy Oil Recovery by Drilling Horizontal Wells in Rubiales Field, Colombia*. Mexico City, Mexico: Society of Petroleum Engineers, 2012. ISBN 978-1-61399-198-5.

González, E. Ramírez J. (2016). *Diseño de una metodología de selección preliminar de sistemas de control de arena para los campos operados por Ecopetrol S.A. (tesis de pregrado)*. Fundación Universidad de América, Bogotá D.C. p. 109. Modificado por los autores.

GUERRA, F. W., *et al.* *ESP Root Cause Failure Analysis in Guatiquia Field, Colombia: A Case Study*. The Woodlands, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2017. ISBN 978-1-61399-518-

LOPEZ URIBE, Juan Enrique; CHAUSTRE RUIZ, Andres Javier y AYALA MARIN, Carlos Andrés. *Producing Extra-Heavy Oil from Llanos Basin, Colombia, through Progressive Cavity Pumps and Electric Submersible Pumps: Case Study in the Chichimene Field*. Medellín, Colombia: Society of Petroleum Engineers, 2014. ISBN 978-1-61399-345-3.

MERCADO, Orlando; VELEZ, Jorge Enrique y FIPKE, Steven R. *Multilateral Wells in the Castilla Field of Eastern Colombia: A Case History of the Guadalupe Reservoir*. Amsterdam, The Netherlands: Society of Petroleum Engineers, 2009. ISBN 978-1-55563-213-7. p. 3.

PRADA MEJÍA, J. A. y PEREIRA GUTIÉRREZ, C. A. *Early Detection and Diagnosis of Operating Events in Real-Time for Producing Wells with Artificial Lift Systems with Submersible Pumping*. Maracaibo, Venezuela: Society of Petroleum Engineers, 2014. ISBN 978-1-61399-290-6. p.

**1.2.2 Valle Superior Magdalena.** Kairuz, Ferreira y Solano<sup>46</sup> aseguran que la actividad exploratoria ha estado enmarcada en el descubrimiento de 36 campos principalmente con 631 millones de barriles de petróleo (MMBbl) y 123 Giga pies cúbicos de gas (GSCF) de reservas, 210 pozos exploratorios y alrededor de 22.000 Km. de sísmica 2D; constituyendo así una de las cuencas con producción y mayor actividad exploratoria del país.

**1.2.2.1 Generalidades y localización.** Para Kairuz, Ferreira y Solano<sup>47</sup>, el Valle del Magdalena es una de las principales cuencas petrolíferas de Colombia. El Valle Superior se encuentra ubicado en la región central sur del país, limitando al norte con la cuenca del Valle Medio del Magdalena. La tabla 3 contiene la ubicación y extensión de ésta.

**Tabla 4.** Localización de la cuenca Valle Superior del Magdalena.

<b>Localización</b>	Región centro-sur de Colombia entre las Cordilleras Central y Oriental
<b>Extensión</b>	26.200 Km <sup>2</sup>

**Fuente:** MOJICA, J. ANH. Open Round Colombia. Open Round Colombia. 2010. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf)

**1.2.2.2 Estratigrafía de las formaciones productoras a nivel de cuenca.** De acuerdo con el documento de Kairuz, Ferreira y Solano<sup>48</sup> la secuencia sedimentaria a nivel de cuenca está constituida por unidades que datan del precretácico consideradas el basamento. Posteriormente, en el periodo Cretácico se tienen: las areniscas y lodolitas de la Formación Caballos, uno de los principales almacenadores; el Grupo Villeta, generador de hidrocarburos; la Formación Olini y en último lugar, la Formación Monserrate, otro importante almacenador de hidrocarburos compuesto de areniscas cuarzosas con intercalaciones de lodolitas en la mitad inferior que ocurren sobre limolitas silíceas denominadas “Chert Superior”. La secuencia terciaria inicia con la Formación Guaduala, depositada durante el Maastrichtiano Tardío al Terciario Temprano en un ambiente transicional, que corresponde a uno de los sellos regionales de la cuenca; el resto de la secuencia Terciaria está conformada por unidades principalmente continentales donde los intervalos de arenisca, lodolita y conglomerado depositados en un ambiente de Llanura aluvial de alta energía del Grupo Honda tienen potencial como almacenador. La figura 2 muestra la columna estratigráfica generalizada de la cuenca Valle superior del Magdalena.

<sup>46</sup> KAIRUZ, EDGAR; PAULINA FERREIRA; ORLANDO SOLANO SILVA, Empresa Colombiana de Petroleos (Ecopetrol), Santafe de Bogota, Colombia. PROVINCIA PETROLIFERA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA, COLOMBIA. 2000.

<sup>47</sup> *Ibíd.*, p.1.

<sup>48</sup> *Ibíd.*, p.28-29.

**1.2.2.3 Características de la formación productora, eventos y causas de problemas reportados a nivel de campo.** Con base en el documento de referencia<sup>49</sup>, para la clasificación generalizada de la formación productora, se tuvieron en cuenta cuatro pozos distribuidos en tres campos del Valle Superior: dos en Dina terciarios, uno en Santa Clara y uno en Yaguará. El 100% de los campos presentó en la formación productora arenas de tamaño de grano medio y areniscas uniformes ya que el rango de tamaños de grano se encontraba entre 251 y 500 micras y sus coeficientes de uniformidad poseían valores menores a tres. Lo anterior tomado de documentos de Garzon<sup>50</sup>, Cardenas<sup>51</sup> y Cortolima<sup>52</sup>, respectivamente.

El control de arena efectuado por mecanismos de control inadecuados ha reportado diferentes problemas<sup>53</sup> como taponamientos y mantenimientos prematuros de equipos, pues éstos generan una eficiencia menor a la esperada para retener las partículas de tamaño medio de arena, esto además de operaciones de inyección generan altas velocidades de flujo de fluidos y esfuerzos desestabilizadores para facilitar la migración de finos<sup>54</sup> del yacimiento al pozo. La **tabla 4** contiene las características de la formación productora y los eventos y causas reportadas de arenamiento.

---

<sup>49</sup> González, E. Ramírez J. (2016). Op. Cit. p. 109.

<sup>50</sup> GARZÓN, D. Evaluación de Alternativas para la Solución del Arenamiento en el Sistema de Levantamiento Artificial con Bombas de Cavidades Progresivas (PCP) en el Pozo DT-116, p.29. 2012

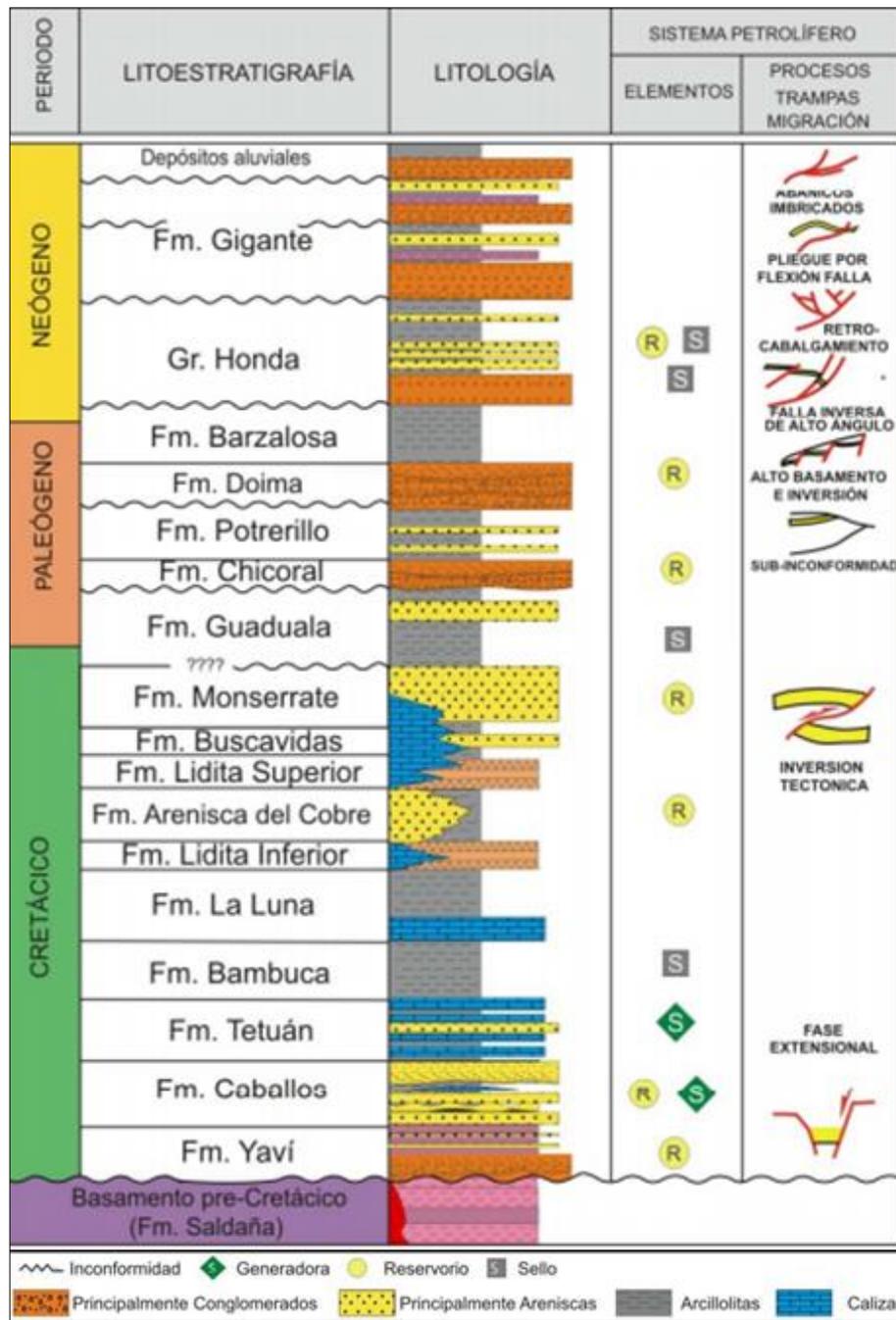
<sup>51</sup> CORTOLIMA. Proyecto Plan de Ordenación y Manejo de la Cuenca Hidrográfica Mayor del Río Coello, p.186. [Online] 2006. [Consultado Marzo 19 de 2018]. Tomado de: [http://www.cortolima.gov.co/2006/images/stories/centro\\_documentos/coello/2\\_6\\_GEOLOGIA.pdf](http://www.cortolima.gov.co/2006/images/stories/centro_documentos/coello/2_6_GEOLOGIA.pdf)

<sup>52</sup> CARDENAS, F. CASTRO, G. Análisis de Reservas Probadas No Desarrolladas en los Bloques 3-4-5-7 del Campo Yaguará mediante la Integración de Datos Dinámicos de Producción con la Descripción Petrofísica del Yacimiento, p. 27,33. 2002.

<sup>53</sup> RAMON, J.C., VIDAL, G., ROSERO, A., GOMEZ, P. & BORJA, H. (2001): evaluación del modelo geológico del Campo Tello (Valle Superior del Magdalena) y sus implicaciones en 61 programa de desarrollo.- GEOLOGIA COLOMBIANA, 26, pp. 59-77, 12 Figs., Bogotá..

<sup>54</sup> CASTRO, R., *et al.* Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future. Maracaibo, Venezuela: Society of Petroleum Engineers, 2014. ISBN 978-1-61399-290-6

**Figura 2.** Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Valle Superior del Magdalena.



**Fuente:** MOJICA, J. ANH. Open Round Colombia. Open Round Colombia. 2010. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf)

**Tabla 5.** Eventos y causas de arenamiento y características de la formación productora para los campos del Valle Superior del Magdalena.

CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN PRODUCTORA							Evento-problema	Causas
Campo	Profundidad promedio intervalo interés (ft)	Coefficiente de uniformidad (U)	Tamaño grano promedio (micra)	Rango Tamaño grano (micra)	Tipo de arena	Característica de la arenisca		
Dina terciarios	1940 – 2962	<3	437.75	251-500	Media	Uniforme	Taponamientos en líneas de producción.	Alto Corte de agua (12-80%). Inyección de agua (Esfuerzos de arrastre y/o la velocidad de los fluidos producidos son suficientes para arrastrar consigo los granos de arena).
Santa Clara	3612.8 – 3805	<3	375.5	251-500	Media	Uniforme	Baja eficiencia control de arenas que promueve taponamientos y genera daño en la cara del pozo.	Inyección de agua (Esfuerzos de arrastre y/o la velocidad de los fluidos producidos son suficientes para arrastrar consigo los granos de arena).
Yaguara	2330 – 2460	<3	375.5	251-500	Media	Uniforme	Taponamiento, daños en la cara del pozo y mantenimientos prematuros para limpieza.	Inyección de agua (Esfuerzos de arrastre y/o la velocidad de los fluidos producidos son suficientes para arrastrar consigo los granos de arena).

**Fuente:** CASTRO, R., *et al.* Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future. Maracaibo, Venezuela: Society of Petroleum Engineers, 2014. ISBN 978-1-61399-290-6

CUELLAR, Hipatia, *et al.* Successful PCP Applications in High Deviated Wells: Breaking Away the Paradigm of PCP Only for Vertical Or Low Deviated Wells in Colombia. Cartagena, Colombia: Society of Petroleum Engineers, 2013. ISBN 978-1-61399-261-6.

González, E. Ramírez J. (2016). Diseño de una metodología de selección preliminar de sistemas de control de arena para los campos operados por Ecopetrol S.A. (tesis de pregrado). Fundación Universidad de América, Bogotá D.C. p. 141. Modificado por los autores.

RAMON, J.C., VIDAL, G., ROSERO, A., GOMEZ, P. & BORJA, H. (2001): evaluación del modelo geológico del Campo Tello (Valle Superior del Magdalena) y sus implicaciones en 61 programa de desarrollo. - GEOLOGIA COLOMBIANA, 26, pp. 59-77, 12 Figs., Bogotá.

**1.2.3 Valle Medio del Magdalena.** Desde el punto de vista geológico, Perez & Valencia<sup>55</sup> dicen que el Valle del Rio Magdalena constituye una de las regiones mejor estudiadas del país, tanto por intereses económicos como científicos, en particular porque en él se encuentran importantes yacimientos productores de hidrocarburos y numerosos prospectos promisorios de los mismos.

**1.2.3.1 Generalidades y localización.** El Valle del Magdalena se ha dividido en tres cuencas: el Valle Superior del Magdalena (VSM), el Valle del Magdalena Medio (VMM) y el Valle Inferior del Magdalena (VIM). El VMM está ubicado en la parte central de Colombia e incluye resultados significativos para la industria petrolera por más de 100 años de historia de exploración y explotación. A continuación, se presenta una tabla que contiene datos generales y la localización de la cuenca según datos tomados de la ANH<sup>56</sup>.

**Tabla 6.** Localización de la cuenca Valle Medio del Magdalena.

<b>Localización</b>	A lo largo de la porción central del valle cursado por el río Magdalena, entre las cordilleras Oriental y Central de Los Andes colombianos
<b>Extensión</b>	32.000 km <sup>2</sup> .
<b>Límites geomorfológicos</b>	Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia, entre otros.

**Fuente:** INGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc, ANH. Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos. Cuenca Valle Medio del Magdalena. Colombia. 2012. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/6.%20Informe%20Final%20VMM.pdf>

**1.2.3.2 Estratigrafía de las formaciones productoras a nivel de cuenca.** La columna estratigráfica en esta cuenca, de acuerdo con el documento de interpretación geológica de Velandia, Aguilera y Dueñas<sup>57</sup>, inicia con el basamento ígneo – metamórfico en su parte más basal, rellenándose con sedimentos hasta depositarse los más jóvenes de edad Plioceno – Holoceno. En la cuenca se han interpretado tres secuencias de primer orden, sedimentadas sobre rocas ígneas y metamórficas de edad pre-cretácica. La primera secuencia, fue sedimentada en ambientes continentales a marginales durante un rift intracratónico durante el

<sup>55</sup> PEREZ, G. & VALENCIA, M. (1977): Evaluación geológica del Valle Medio del Magdalena. - Informe 588, Div. Explor., Depto. Geol., Ecopetrol, Bogotá.

<sup>56</sup> INGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc, ANH. Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos. Cuenca Valle Medio del Magdalena. Colombia. 2012. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/6.%20Informe%20Final%20VMM.pdf>

<sup>57</sup> VELANDIA, J., AGUILERA, H. & DUENAS, E. (1977): Interpretación geológica y posibilidades de acumulación de crudos pesados en el sector W del Valle Medio del Magdalena entre los campos Cocorná-Velásquez y el Municipio de San Pablo.- Ecopetrol, Bogotá.

Triásico y comienzos del Jurásico; la segunda, ocurrida durante el Jurásico – Cretácico, sedimentada en ambientes fluviales y litorales, durante una fase de extensión producto de un rift de arco trasero, y la tercera, identificada como la secuencia Cretácico - Paleoceno, sedimentada en condiciones marinas, durante un proceso tectónico complejo de subsidencia post-rift. Finalmente, se presenta la **figura 3** que muestra la columna estratigráfica generalizada.

Complementariamente, y de acuerdo con la ANH<sup>58</sup>, la roca reservorio está constituida por las areniscas no consolidadas de grano fino a muy fino, sedimentadas durante el Mioceno temprano de la Formación Colorado y las areniscas levemente calcáreas de grano muy fino a fino, con intercalaciones parciales de lutitas y limolitas sedimentadas durante el periodo Terciario de la Formación Mugrosa. En el mismo sentido, las areniscas con porosidad promedio de 15 – 20 % y permeabilidad promedio de 20 a 600 mD depositadas en el Paleógeno Tardío de las formaciones Esmeraldas y La Paz también constituyen la estratigrafía de las formaciones acumuladoras de hidrocarburo. Finalmente, según el mismo autor<sup>59</sup>, las calizas fosilíferas ricas en materia orgánica depositadas en el periodo Turoniano-Santoniano de La luna y Tablazo; y por último, las calizas oolíticas con coloraciones marrones a gris y trazas de minerales pesados (pirita) de la Formación Rosablanca del Hauterviano-Barremiense poseen condiciones para ser evaluadas como yacimientos no convencionales.

**1.2.3.3 Características de la formación productora, eventos y causas de problemas reportados a nivel de campo.** Según los autores ya mencionados<sup>60</sup>, se tuvieron en cuenta cincuenta y seis pozos que presentaban controles de tipo mecánico para la producción de arena, distribuidos en ocho campos del Valle Medio de Magdalena: cuatro en Casabe, quince en La Cira-Infantas, dos tanto en Lisama como en Tesoro y Llanito, cuatro en Nutria, veintidós en Palagua y cinco en Yariguí-Cantagallo.

La totalidad de las formaciones productoras en los campos se clasificó en areniscas altamente no uniformes, pues el coeficiente de uniformidad era mayor a cinco. Además, del total de campos, el 50% incluyendo los campos Casabe<sup>61</sup>, Lisama<sup>62</sup>, Tesoro<sup>63</sup> y Nutria<sup>64</sup> presentaron condiciones críticas en la formación aportante

---

<sup>58</sup> INGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc, ANH. (2012), Op. Cit. p. 28.

<sup>59</sup> *Ibíd.*, p.32.

<sup>60</sup> *Ibíd.*, p.108.

<sup>61</sup> CARREÑO, A. Informe ICP-UST-ID0153-08-123, p. 16. Piedecuesta. 2008.

<sup>62</sup> ICP. Informe ICP-UST-ID0153-10-028. Piedecuesta, 2010.

<sup>63</sup> RUBIANO, J. SANDOVAL, J. GAMBA, N. Modelo Geológico de los Campos Maduros de Lisama, Tesoro, Nutria y Peroles, Valle Medio Magdalena. Colombia [Online] 2009. [Consultado: Marzo 19 de 2018]. Tomado

<sup>64</sup> ORJUELA, P. Caracterización de la Gravedad API en el Campo Lisama (Cuenca Valle Medio Magdalena) a partir de la Pirolisis RCOK-EVAL VI, p. 54-55 [Online]. 2010. [Consultado: Marzo 19 de 2018].

donde el tamaño de grano promedio es fino. Por lo anterior, es donde se centran la mayor cantidad de problemas reportados incluyendo erosión interna<sup>65</sup> y taponamiento en equipos de producción<sup>66</sup>, debilitamiento de los puentes<sup>67</sup>, trabajos prematuros de *workover* y *wellservice*<sup>68</sup>, entre otros. De igual manera, el 38% de los campos como La Cira-Infantas<sup>69</sup>, Llanito<sup>70</sup> y Yariguí-Cantagallo<sup>71</sup> poseen tamaños de grano de arena medio en la formación productora. Finalmente, en un porcentaje menor con 13%, las formaciones Tuné y Guaduas del campo Palagua<sup>72</sup> presentan arenas de tamaño grueso en un rango de 501 a 1000 micras. Lo anterior es atribuido principalmente a que los esfuerzos de arrastre y las velocidades de los fluidos favorecen la migración de finos de acuerdo con el trabajo de grado de Goyeneche y Hernández<sup>73</sup>. Este y otros eventos y causas reportadas, además de los parámetros de la arena en la formación aportante, son presentados la **tabla 6**.

---

<sup>65</sup> OLARTE CARO, Diana Paola, *et al.* Casing Collapse Study on Block VI Wells: Casabe Field. Cartagena de Indias, Colombia: Society of Petroleum Engineers, 2009. ISBN 978-1-55563-255-7. p. 8.

<sup>66</sup> MUÑOZ CANTILLO, L. y SANTAMARÍA DÍAZ, S. Evaluación De Los Métodos De Control De Arena Implementados En El Campo La Cira-Infantas. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, Santander, Colombia.: Universidad Industrial de Santander, 2016. p. 48.

<sup>67</sup> *Ibíd.*

<sup>68</sup> GOYENECHÉ RODRÍGUEZ, J. y HERNÁNDEZ PICO, R. Predicción De La Producción De Arena En El Campo Maduro Del Valle Medio Del Magdalena "Llanito", a Partir De Las Propiedades Petrofísicas y Geomecánicas De Las Formaciones Productoras. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, Santander, Colombia.: Universidad Industrial de Santander, 2009. p. 83

<sup>69</sup> ICP. Informe ICP-UST-ID0153-10-072. Piedecuesta, 2010.

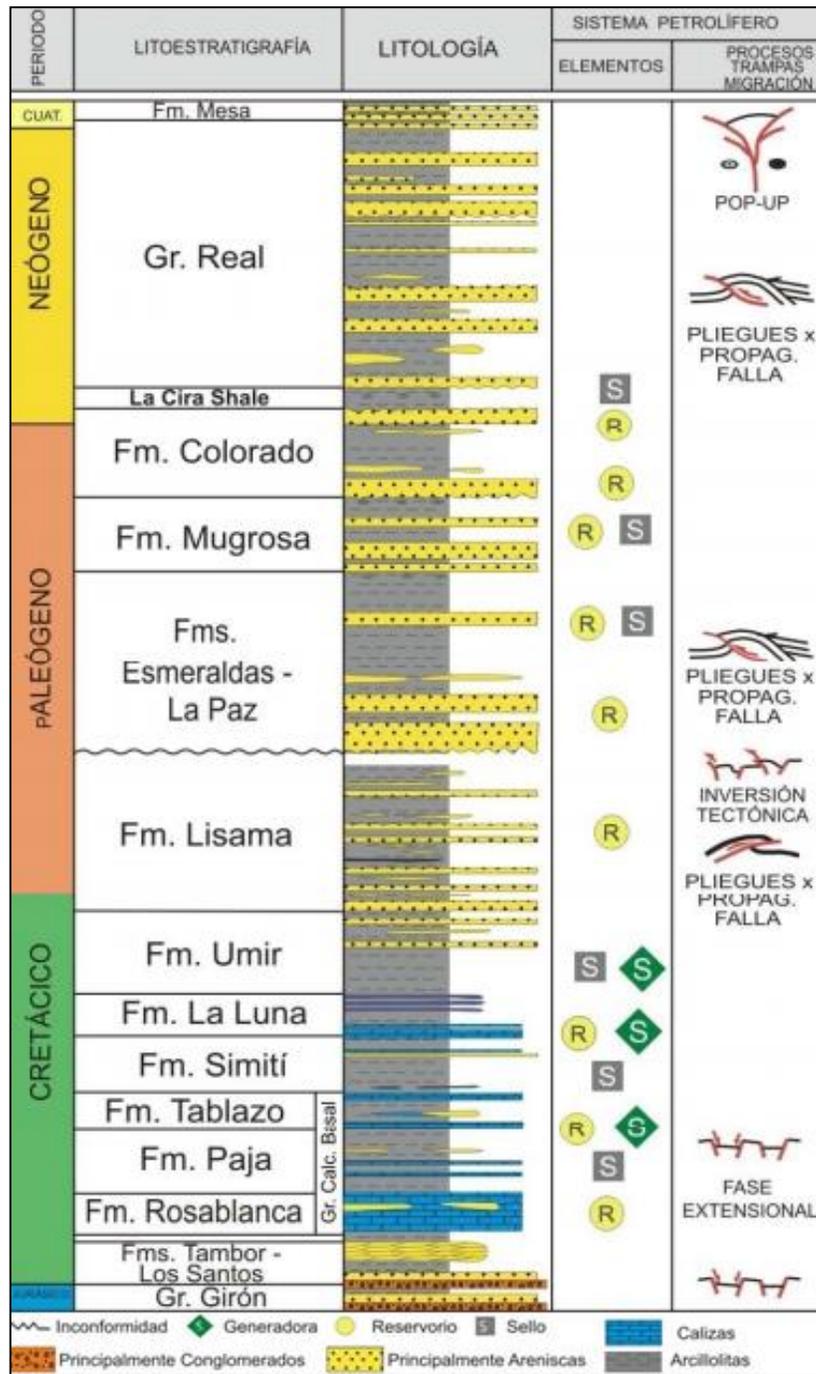
<sup>70</sup> ICP. Informe ICP-UST-ID0153-10-073. Piedecuesta, 2010.

<sup>71</sup> *Ibíd.*

<sup>72</sup> AMAZO, D. HOYOS, J. Evaluación Técnico-económica de los Métodos Utilizados y Propuestos en el Campo Palagua para el Manejo y Control de la Producción de Arena. Bogotá, 2003. p.76,77

<sup>73</sup> GOYENECHÉ RODRÍGUEZ, J. y HERNÁNDEZ PICO, R., *Op. Cit.*, p.83.

**Figura 3.** Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Valle Medio del Magdalena.



**Fuente:** INGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc, ANH. Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos. Cuenca Valle Medio del Magdalena. Colombia. 2012. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/6.%20Informe%20Final%20VMM.pdf>

**Tabla 7.** Eventos y causas de arenamiento y características de la formación productora para los campos del Valle Medio del Magdalena.

CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN PRODUCTORA							EVENTO-PROBLEMA	CAUSAS
Campo	Profundidad promedio intervalo interés (ft)	Coefficiente de uniformidad (U)	Tamaño grano promedio (micras)	Rango Tamaño grano (micras)	Tipo de arena	Característica de la arenisca		
Casabe	3556.23 - 5362	5.83	191.95	126-250	Fina	Altamente no uniforme	Deficiencia aproximada de 60% por empaquetamiento de grava en recobro primario y producción crítica de arena (sólidos producidos 10%/día) en recobro secundario. Disminución del 39% en el drenaje 39% en el campo conllevando en muchos casos al abandono de pozos. Erosión en el casing asociado a la migración de fluidos y taponamientos e ingreso de finos a las líneas de producción, además de 39% en fallas en equipos PCP,	Altos gradientes de inyección: bajo drenaje del reservorio superior de arenas (Colorado-Mugrosa). Formaciones débilmente consolidadas. Considerable presión del yacimiento.
La Cira - infantas	6405.21 - 6469.5	>5	355.6	251-500	Media	Altamente no uniforme	Producción de hidrocarburos con alta producción de arena en recobro primario y producción crítica de arena en recobro secundario que generan taponamientos continuos. 11 pozos presentaron Intervención de <i>Workover/Wellservice</i> aproximadamente 17 meses después del completamiento y 5 intervenciones de <i>Workover/Wellservice</i> durante la vida productiva. 271 fallas entre 2013 y 2016 (pozos con y sin control de arena), Los pozos Cira-AA1, Cira-AA2 y Cir-AA3 redujeron su productividad después de 9 meses de instalado Gravel Pack desde 490 a 90 BFPD, 420 a 50 BFPD y 560 a 480 BFPD respectivamente.	Esfuerzos de arrastre y/o la velocidad de los fluidos producidos son suficientes para arrastrar consigo los granos de arena que entran a los equipos o sistemas de levantamiento.
Lisama	7657 - 7775	5.81	158.79	126-250	Fina	Altamente no uniforme	Intervención de mantenimiento de equipos, reemplazo de herramientas de fondo y equipos de superficie además de taponamiento y migración de finos. El pozo Lisama 171 presenta un promedio de 9 operaciones por arena al año con valores de USD 808 y 300. El pozo Lisama 166 Incrementó el <i>drawdown</i> entre 2008 y 2009, además de presentar 9 eventos asociados a la producción de arena por 1.27 MMUSD.	Áreas mecánicamente débiles propensas a la producción de arena (Colorado A y Mugrosa B-C). Régimen de falla normal con alto contraste de fuerzas entre la dirección vertical y horizontal que indica un incremento en el riesgo de producción de arena Producción de agua. Formaciones débilmente consolidadas.

**Tabla 8. (Continuación).**

CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN PRODUCTORA							EVENTO-PROBLEMA	CAUSAS
Campo	Profundidad promedio intervalo interés (ft)	Coefficiente de uniformidad (U)	Tamaño grano promedio (micras)	Rango Tamaño grano (micras)	Tipo de arena	Característica de la arenisca		
Tesoro	3422 - 3604	>5	158.79	126-250	Fina	Altamente no uniforme	Producción de hidrocarburos con alta producción de arena en recobro primario y producción crítica de arena en recobro secundario debida a la migración de finos que generan taponamientos continuos e Inestabilidad de los puentes a causa de mecanismos de control inadecuados.	Esfuerzos de arrastre y/o la velocidad de los fluidos producidos son suficientes para arrastrar consigo los granos de arena que entran a los equipos o sistemas de levantamiento.
Llanito	5825 - 6967	8.65	271.74	251-500	Media	Altamente no uniforme	Producción de hidrocarburos con alta producción de arena en recobro primario y producción crítica de arena en recobro secundario debida a la migración de finos que generan taponamientos, saturación prematura y sobrecostos por limpiezas y reparación de equipos (1.2 MMUSD/año). En 2008 8 cambios de bomba y 5 limpiezas fueron reportados, 75 días de intervención con un costo de 424MMUSD y una producción diferida de 7940 BFPD con un costo de 521MMUSD.	Variables Geomecánicas-petrofísicas-mineralógicas Esfuerzos de arrastre y/o la velocidad de los fluidos producidos son suficientes para arrastrar consigo los granos de arena que entran a los equipos. Corte de agua >80% Produccion de agua critica.
Palagua	2895 - 3931	5.63	569.81	501-1000	Gruesa	Altamente no uniforme	Producción de hidrocarburos con alta producción de arena y agua en recobro primario y producción crítica de arena en secundario, asociada a la mala selección de mecanismos de control que ejercen un bajo control generando taponamientos e inestabilidad de puentes en la formación. 56 abandonos por arenamiento fueron reportados, daños en el revestimiento de 18 pozos y un bajo aporte de fluido en pozos P-160 y P-169 completados con liner ranurado.	Alta producción de agua. Los esfuerzos de arrastre y/o la velocidad de los fluidos producidos son suficientes para arrastrar consigo los granos de arena que entran a los equipos o sistemas de levantamiento.
Yariguí-cantagallo	6622.5 - 8501.25	14.08	283.26	251-500	Media	Altamente no uniforme	Pozos en el campo presentan declinación potencial en producción de hidrocarburos, aumento en cortes de agua, perdidas de fluido, presencia de asfáltenos, daño de formación y baja confiabilidad del sistema eléctrico. El pozo Yarigui 68 incrementó trabajos asociados a arena entre 2007 y 2009, con un valor de 913.860 USD/año.	Los esfuerzos de arrastre y/o la velocidad de los fluidos producidos son suficientes para arrastrar consigo los granos de arena que entran a los equipos o sistemas de levantamiento. Formaciones débilmente consolidadas. Tendencial al aumento del corte de agua.

**Tabla 9. (Continuación).**

CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN PRODUCTORA							EVENTO-PROBLEMA	CAUSAS
Campo	Profundidad promedio intervalo interés (ft)	Coefficiente de uniformidad (U)	Tamaño grano promedio (micras)	Rango Tamaño grano (micras)	Tipo de arena	Característica de la arenisca		
Nutria	7679 - 8986	>5	158.79	126-250	Fina	Altamente no uniforme	Taponamientos en las líneas de producción a causa de la migración de finos los cuales generan daños en equipos y bombas.	Los esfuerzos de arrastre y/o la velocidad de los fluidos producidos son suficientes para arrastrar consigo los granos de arena que entran a los equipos.

**Fuentes:** BAHAMON, Cristhian C. Tello, *et al.* Implementation of ESPCP Technology to Decrease Well Intervention Index in Casabe Field. San Antonio, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2017. ISBN 978-1-61399-542-6. p. 2.

CORTÉS ROJAS, P. Revisión y Análisis De Los Problemas De Producción De Arena En Los Pozos Del Campo Palagua. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, Santander, Colombia.: Universidad Industrial de Santander, 2005. p. 67.

ESPINOZA GONZÁLEZ, M. Evaluación Técnica y Económica De Alternativas Para El Control De Arena En El Campo La Cira-Infantas. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, Santander, Colombia.: Universidad Industrial de Santander, 2009. p. 106.

González, E. Ramírez J. (2016). Diseño de una metodología de selección preliminar de sistemas de control de arena para los campos operados por Ecopetrol S.A. (tesis de pregrado). Fundación Universidad de América, Bogotá D.C. p. 109. Modificado por los autores.

GOYENECHÉ RODRÍGUEZ, J. y HERNÁNDEZ PICO, R. Predicción De La Producción De Arena En El Campo Maduro Del Valle Medio Del Magdalena "Llanito", a Partir De Las Propiedades Petrofísicas y Geomecánicas De Las Formaciones Productoras. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, Santander, Colombia.: Universidad Industrial de Santander, 2009. p. 83.

JAIMES, M. G.; QUINTERO, Y. A. y CONTRERAS, G. Y. Drawdown Management: A Technical and Economic Alternative for Sand Control in Wells: A Colombian Field Application. Maracaibo, Venezuela: Society of Petroleum Engineers, 2014. ISBN 978-1-61399-290-6.

JAIMES, M. G.; QUINTERO, Y. A. y MARTIN, D. P. A Review at the Problem of Sanding in Colombia: Evolution and Cases of Evaluation for Sand Exclusion and Management Alternatives. Maracaibo, Venezuela: Society of Petroleum Engineers, 2014. ISBN 978-1-61399-290-6.

JAIMES PLATA, Manuel, *et al.* Probabilistic Risk Analysis Applied to the Evaluation of Alternatives for Management and/ Or Exclusion of Sand. Mexico City, Mexico: Society of Petroleum Engineers, 2012. ISBN 978-1-61399-198-5.

MUÑOZ CANTILLO, L. y SANTAMARÍA DÍAZ, S. Evaluación De Los Métodos De Control De Arena Implementados En El Campo La Cira-Infantas. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, Santander, Colombia.: Universidad Industrial de Santander, 2016. p. 48

OLARTE CARO, Diana Paola, *et al.* Casing Collapse Study on Block VI Wells: Casabe Field. Cartagena de Indias, Colombia: Society of Petroleum Engineers, 2009. ISBN 978-1-55563-255-7. p. 8.

RUSLAN, Mohd Zahirin, *et al.* Integrated Approach: Perforation System Optimization for Sand Prevention. Mumbai, India: Society of Petroleum Engineers.

**1.2.4 Catatumbo.** Según Ojeda et al.<sup>74</sup>, se sabe que la compleja arquitectura de la Formación Barco del Paleoceno en la cuenca Catatumbo de Colombia es diversa, desde la roca caliza hasta la arenisca de grano medio y el carbón esporádico.

**1.2.4.1 Generalidades y localización.** En el Open Round Colombia 2010<sup>75</sup>, se describió la Cuenca del Catatumbo como pionera en exploración petrolera en Colombia. El inicio de las actividades exploratorias se dio con la firma de la concesión Barco en 1920 y comparte con el Valle Medio del Magdalena las primeras producciones comerciales de petróleo en el país. En la tabla 7 se presentan las características generales de la cuenca tomadas de la integración geológica realizada por la ANH<sup>76</sup>.

**Tabla 10.** Localización de la cuenca Catatumbo.

<b>Localización</b>	Extensión suroeste de la cuenca Maracaibo
<b>Extensión</b>	7.700.000 hectáreas (7.700 km <sup>2</sup> )
<b>Límites geomorfológicos</b>	- <b>Oeste:</b> Serranía de Perijá y Macizo de Santander - <b>Sureste:</b> Los Andes de Mérida

**Fuente:** INGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc, ANH. Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos. Cuenca Catatumbo. Colombia. 2012. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/4.%20Informe%20Final%20Catatumbo.pdf>

**1.2.4.2 Estratigrafía de las formaciones productoras a nivel de cuenca.** Para la ANH<sup>77</sup>, la secuencia sedimentaria de la cuenca Catatumbo está representada por rocas del Mesozoico y Cenozoico, que van desde el Cretácico Inferior hasta el Plioceno – Pleistoceno. Esta secuencia sobrepasa los 15.000 ft, y yace sobre rocas ígneas y metamórficas que constituyen el basamento. La columna estratigráfica generalizada de la cuenca puede apreciarse en la **figura 4**.

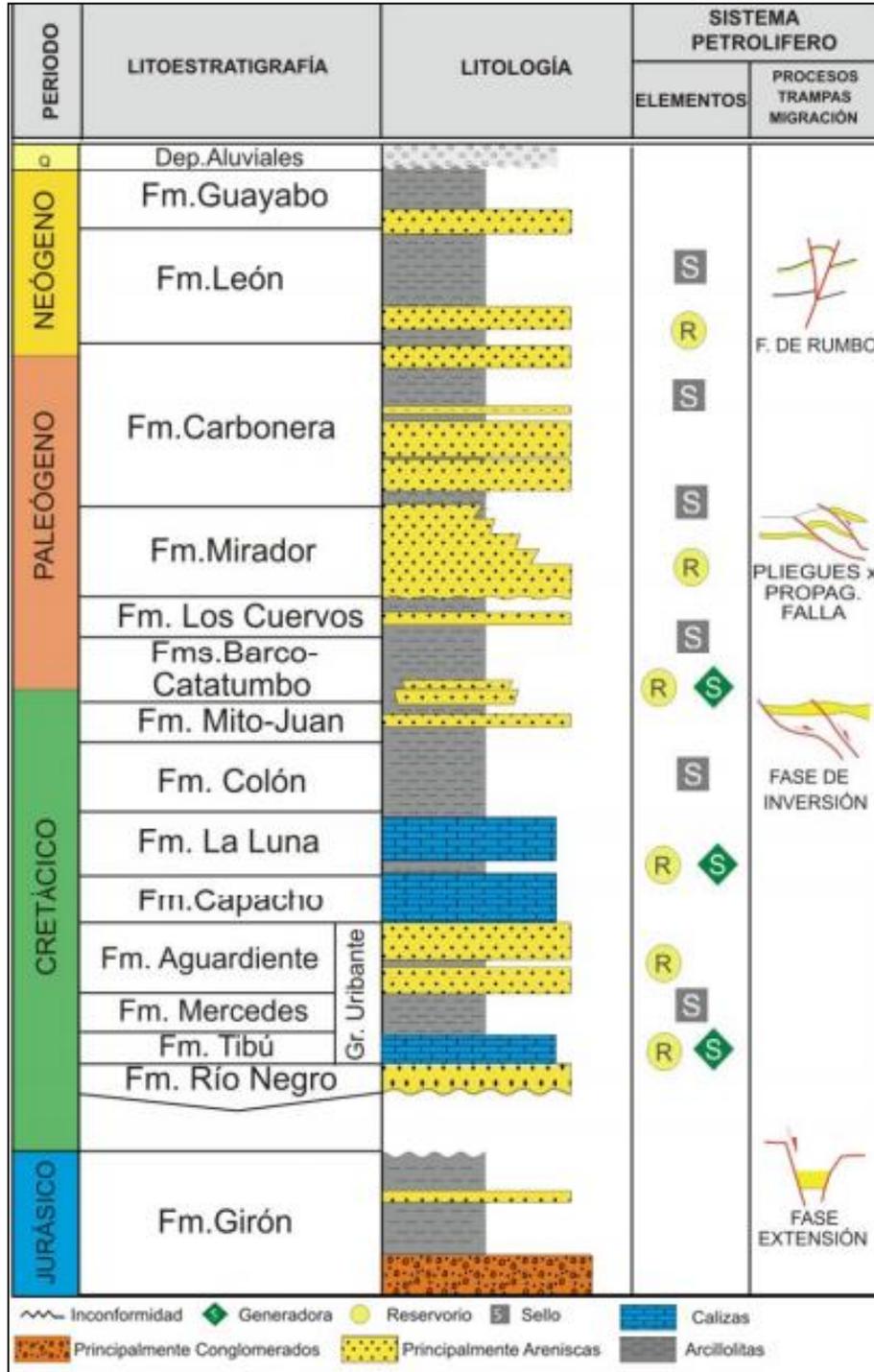
<sup>74</sup> OJEDA, Germán Y., *et al.* Multiattribute-Based Net Sand Estimation in Transitional Reservoirs: Barco Formation, Sardinata Field, Colombia. Society of Exploration Geophysicists, 2009.

<sup>75</sup> ANH (2010), Op. cit., p.1.

<sup>76</sup> INGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc, ANH. Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos. Cuenca Catatumbo. Colombia. 2012. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/4.%20Informe%20Final%20Catatumbo.pdf>

<sup>77</sup> *Ibíd.*, p.36.

**Figura 4.** Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Catatumbo.



**Fuente:** INGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc, ANH. Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos. Cuenca Catatumbo. Colombia. 2012. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/4.%20Informe%20Final%20Catatumbo.pdf>

Según el documento de referencia previamente enunciado<sup>78</sup>, la cuenca Catatumbo ha estado bajo la carga de hidrocarburos, principalmente del Sistema Petrolífero La Luna – Mirador. Se identifican, igualmente como rocas generadoras, en la secuencia cretácica: las formaciones Capacho, La Luna, Tibú, Grupo Uribante, y la Formación Los Cuervos del terciario. Esto plantea la posible existencia e influencia de varios sistemas petrolíferos, en el contexto de la cuenca. En cuanto a producción de hidrocarburos, ésta se concentra en la Formación Carbonera, compuesta de areniscas de grano fino a grueso, en delgadas capas y en menor proporción horizontes de carbón; la Formación Mirador caracterizada por areniscas cuarzosas que van de grano fino a medio, blancas y en capas hasta de 50 cm.; la Formación Barco determinada por areniscas de grano fino a medio e intercaladas con arcillolitas; la Formación Capacho compuesta de lutitas intercaladas con calizas que infrayacen la Formación La Luna y suprayacen a la Formación Aguardiente del Grupo Uribante y finalmente, este último caracterizado por espesores promedio de 2.000 m e intercalaciones de calizas y areniscas de grano fino a grueso con bajas permeabilidades y porosidades promedio de 5% de la Formación Rio Negro.

**1.2.4.3 Características de la formación productora, eventos y causas de problemas reportados a nivel de campo.** En referencia a las características de la formación en la zona de interés y según los autores<sup>79</sup>, únicamente se tuvo en cuenta un pozo en el campo Tibú porque fue el único que presentaba completamiento de control de arena. La arena de la formación productora se clasificó en tamaño de grano fino a muy fino (encontrándose estas últimas en mayor proporción) y areniscas altamente no uniformes de acuerdo con el informe de Piedecuesta<sup>80</sup> realizado por Carreño. La **tabla 9** presenta los eventos, causas y las características asociadas a la producción de arena para la zona de interés del Campo Tibú.

**1.2.5 Putumayo.** Según Rodríguez<sup>81</sup>, la evaluación de los sistemas petrolíferos en la cuenca Caguán Putumayo indica que existen posibilidades de encontrar importantes reservas de hidrocarburos. Por lo anterior, es esencial conocer acerca de las características geológicas y petrolíferas.

**1.2.5.1 Generalidades y localización.** De acuerdo con Mora, Venegas y Vergara<sup>82</sup>, el área de estudio se localiza geológicamente en el extremo noroccidental de la

---

<sup>78</sup> INGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc, ANH. (2012), Op. Cit., p.11.

<sup>79</sup> *Ibíd.*, p.110.

<sup>80</sup> ICP (2010), Op. Cit

<sup>81</sup> RODRIGUEZ, J. Open Round Colombia, 2010. Universidad tecnológica y pedagógica de Colombia- UPTC . Colombia. 2010. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20Caguan-Putumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20Caguan-Putumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20(pdf).pdf)

<sup>82</sup> MORA, A.; VENEGAS, D.; VERGARA, L. (1998): Estratigrafía del Cretácico Superior y Terciario Inferior en el Sector Norte de la Cuenca del Putumayo, Departamento del Caquetá, Colombia.- Geología Colombiana, 23, p. 31-77, 19 Figs., 2 Tablas, 4 Laminas, Santate de Bogotá.

Cuenca del Putumayo, la cual se extiende hacia el sur conformando un complejo de cuencas mucho más grandes que incluye hacia el sur la gran Cuenca de Oriente en el Ecuador, y la Cuenca de Marañón en el Perú. La **tabla 10** presenta características generales de la cuenca Putumayo a partir de información tomada del Open Round Colombia 2010<sup>83</sup>.

**Tabla 11.** Localización de la cuenca Putumayo.

<b>Localización</b>	Sur oeste de Colombia
<b>Extensión</b>	110 304 km <sup>2</sup> (11 030 406Hectáreas)
<b>Límites geomorfológicos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Occidente: Cordillera Oriental</li> <li>- Oriente: Escudo de Guyana</li> <li>- Norte: Serranía de la Macarena</li> <li>- Sur: Límite internacional con Ecuador</li> </ul>

**Fuente:** MOJICA, J. ANH. Open Round Colombia. Open Round Colombia. 2010. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf)

#### **1.2.5.2 Estratigrafía de las formaciones productoras a nivel de cuenca.**

Teniendo en cuenta la **figura 5** tomada de la ANH<sup>84</sup>, las areniscas cretácicas con porosidades entre el 10 al 16 % y permeabilidades promedio de 50 mD, pertenecientes a la Formación Caballos, son el principal reservorio en la cuenca. Adicionalmente, la formación Villeta actúa como reservorio secundario en sus areniscas. Ésta última, en conjunto con las formaciones Rumiayaco y Orteguzaza, debido a la presencia de lutitas y niveles calcáreos, también son un excelente sello lateral y al tope. Según el informe de la ANH<sup>85</sup>, hacia el piedemonte, es posible que fallas de cabalgamiento puedan actuar como sellos efectivos al poner en contacto las areniscas de la Formación Caballos con sedimentos más finos o rocas ígneo-metamórficas; sin desconocer el riesgo de estas últimas al actuar como sello.

---

<sup>83</sup> MOJICA, J. ANH. Open Round Colombia. Open Round Colombia. 2010. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf)

<sup>84</sup> *Ibíd.*, p.2.

<sup>85</sup> *Ibíd.*, p.3.

**1.2.5.3 Características de la formación productora, eventos y causas de problemas reportados a nivel de campo.** Para clasificar las areniscas de la formación productora, la metodología del documento de referencia<sup>86</sup> tomó en cuenta seis pozos distribuidos en dos campos: dos pozos en San Antonio y cuatro en Orito, finalmente generalizó la clasificación a nivel de campo. Como resultado, el alto coeficiente de uniformidad ( $U=9.07$ ) de las areniscas de la Formación Caballos (productora) en el campo Orito<sup>87</sup>, la catalogaron como “altamente no uniforme”, con mayor proporción de tamaño de grano de arena medio. Por otro lado, el tamaño de arena de la formación aportante de hidrocarburos del campo San Antonio se clasificó en fina – media obteniendo mayor porcentaje de arena fina a partir de los resultados del Informe del ICP en Piedecuesta<sup>88</sup>. De igual manera, el valor del coeficiente de uniformidad de las areniscas era menor a tres, lo que indica no uniformidad. Adicionalmente, el principal problema reportado tuvo que ver con taponamientos en los equipos de producción generados por la migración de arena de tamaño fino proveniente de la formación productora a causa de tecnologías inadecuadas que no retienen las partículas de arena y a la presencia de yacimientos naturalmente fracturados<sup>89</sup>. El conjunto de los datos para los campos, los eventos y causas reportadas asociados a problemas de producción de arena son presentados en la **tabla 9**.

---

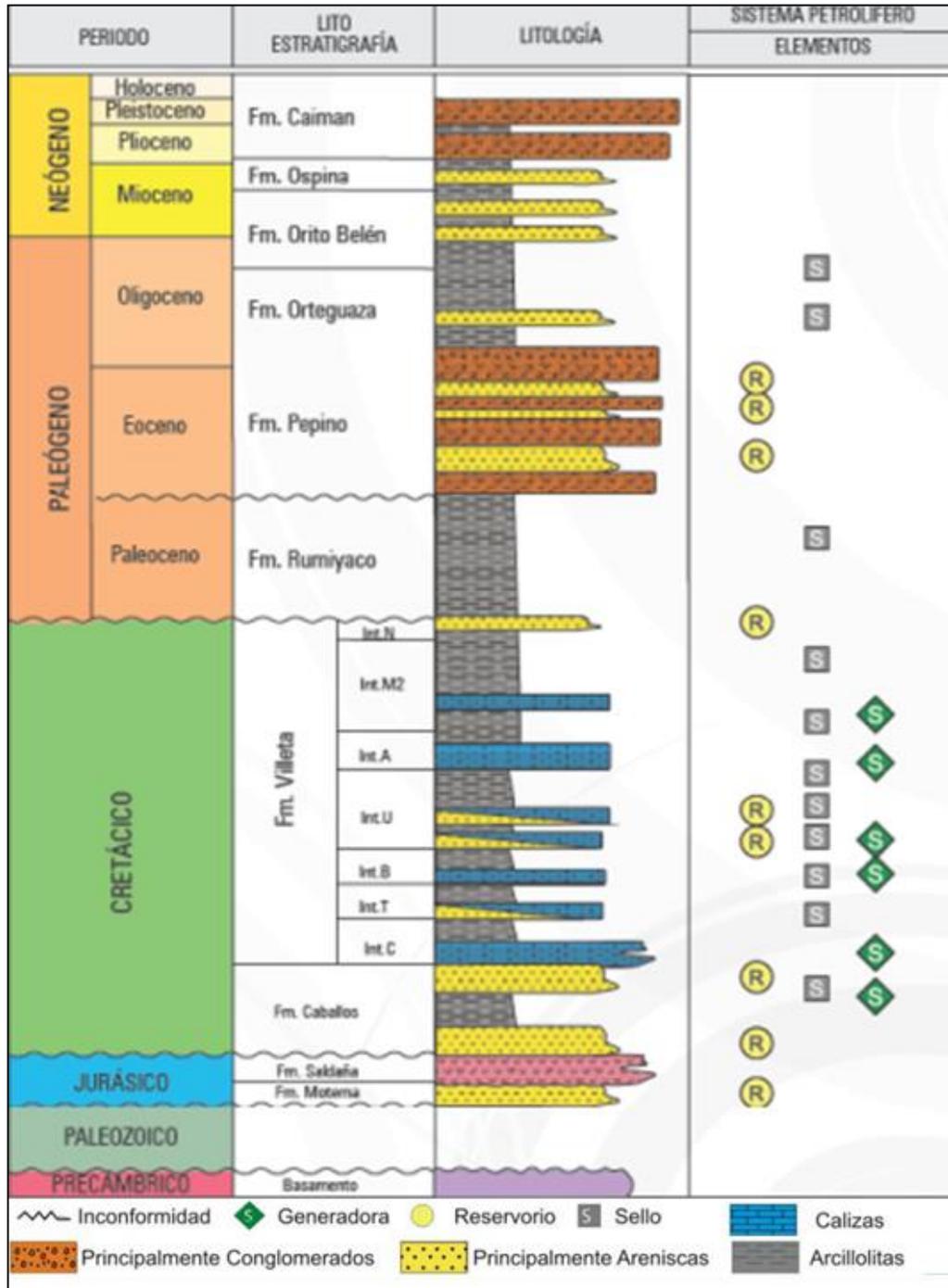
<sup>86</sup> González, E. Ramírez J. (2016). Op. Cit. p. 106.

<sup>87</sup> BENAVIDES, C. NIÑO, I. Informe ICP-KPR-006-02-G03. p. 7. 2002

<sup>88</sup> ICP. Informe ICP-UST-ID0153-10-096. Piedecuesta, 2010.

<sup>89</sup> NOONAN,Shauna. Technology Focus: Artificial Lift (July 2009). /7/1/.

**Figura 5.** Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Putumayo.



**Fuente:** MOJICA, J. ANH. Open Round Colombia. Open Round Colombia. 2010. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf)

**Tabla 12.** Eventos y causas de arenamiento y características de la formación productora para los campos de Catatumbo y Putumayo.

CUENCA	CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN PRODUCTORA							EVENTO-PROBLEMA	CAUSAS
	Campo	Profundidad promedio intervalo interés (ft)	Coficiente de uniformidad (U)	Tamaño grano promedio (micras)	Rango Tamaño grano (micras)	Tipo de arena	Característica de la arenisca		
Catatumbo	Tibú	5109.5-5484.5	11.98	119.73	62-125	Muy fina	Altamente no uniforme	Taponamiento en las líneas de producción.	Inyección de agua (Esfuerzos de arrastre y/o la velocidad de los fluidos producidos son suficientes para arrastrar consigo los granos de arena)
Putumayo	Orito	10648.5 - 10708.5	9.07	399.53	251-500	Media	Altamente no uniforme	Taponamiento en la cara del pozo.	Gas lift (Esfuerzos de arrastre y/o la velocidad de los fluidos producidos son suficientes para arrastrar consigo los granos de arena) Yacimientos naturalmente fracturados.
	San Antonio	9723 - 9871	4.25	135	126-250	Fina	No uniforme	Taponamiento en las líneas de producción.	Yacimientos naturalmente fracturados.

**Fuente:** CASTRO,R., *et al.* Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future. Maracaibo, Venezuela: Society of Petroleum Engineers, 2014. ISBN 978-1-61399-290-6  
 González, E. Ramírez J. (2016). Diseño de una metodología de selección preliminar de sistemas de control de arena para los campos operados por Ecopetrol S.A. (tesis de pregrado). Fundación Universidad de América, Bogotá D.C. p. 109. Modificado por los autores.  
 NOONAN,Shauna. Technology Focus: Artificial Lift (July 2009). /7/1/.

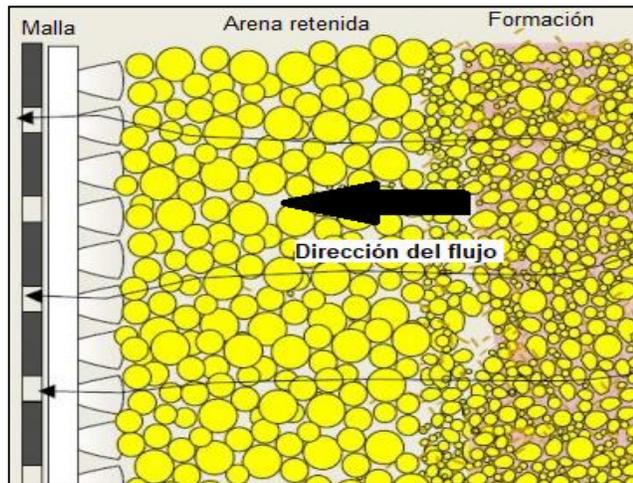
### 1.3 DESCRIPCIÓN TECNOLOGÍAS FASE I

A continuación, se describen brevemente las tecnologías convencionales de control de arena de tipo mecánico que, según González y Ramírez<sup>90</sup>, fueron implementadas por Ecopetrol S.A. en los pozos que fueron objeto de análisis durante la fase I del proyecto expuesto en el documento de referencia CDD T 553.283.

Penberthy y Shaughnessy<sup>91</sup> afirman que el principio del control de arena es la generación del efecto de puenteo de las partículas de formación productora mediante el uso de mallas o empaquetamientos con grava. Este principio consiste en que las partículas de gran tamaño con respecto a los granos de arena, retenidos por la herramienta mecánica, soportan partículas de menor tamaño a fin de impedir su ingreso al pozo.

González y Ramírez<sup>92</sup> afirman que el puenteo tiene como objetivo la generación de un espacio entre las paredes del mecanismo de control mecánico y las partículas de mayor tamaño retenidas a fin de permitir el flujo de los fluidos de la zona de interés. No obstante, dado que el tamaño de dichos espacios influye en la tasa de producción y la presión del pozo, no es recomendable llevar a cabo un control de producción de arena al 100% puesto que esto último implica la no existencia de contacto entre la formación y el pozo en términos de flujo de fluidos. La **figura 6** mostrará, de forma detallada y gráfica, el principio de puenteo anteriormente descrito.

**Figura 6.** Puenteo de arena.



**Fuente.** OILFIELD WIKI. Sand Control. [Consultado el julio 4, 2018]. Disponible en: [http://www.oilfieldwiki.com/wiki/Sand\\_control](http://www.oilfieldwiki.com/wiki/Sand_control). Modificado por los autores.

<sup>90</sup> GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016). Op. Cit. p. 33-39.

<sup>91</sup> PENBERTHY, W.L, SHAUGHNESSY, C.M. (1992). Op. Cit. p. 4.

<sup>92</sup> GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016). Op. Cit. p. 56.

**1.3.1 Malla o screen.** González y Ramírez<sup>93</sup> identificaron la implementación de dos tipos de mallas en los pozos analizados en la fase I del proyecto, los cuales serán explicados a continuación.

**1.3.1.1 Malla convencional o Wire Wrap Screen.** Según Schlumberger<sup>94</sup>, este tipo de malla consiste en un alambre enrollado y ajustado a lo largo de una tubería base perforada. La compañía de servicios<sup>95</sup> también afirma que esta herramienta es comúnmente utilizada como instrumento de retención de los empaques de grava, teniendo en cuenta que el espacio entre los alambres debe ser lo suficientemente pequeño como para retener la grava detrás de la malla y minimizar cualquier restricción a la producción de aceite a su vez.

De acuerdo con Bellarby<sup>96</sup>, la principal desventaja de la malla convencional consiste en la baja área de influjo que ofrece, la cual depende del espesor del alambre, del tamaño de las ranuras y del de la malla que posee ranuras. El mismo autor asegura que el criterio de Coberly para definir el tamaño de las ranuras implica la reducción del área de influjo en un 50%.

**Figura 7.** Wire-Wrap Screen



**Fuente:** BELLARBY, Jonathan. (2009). *Well completion design*, p. 167.

---

<sup>93</sup> *Ibíd.* p. 42-44.

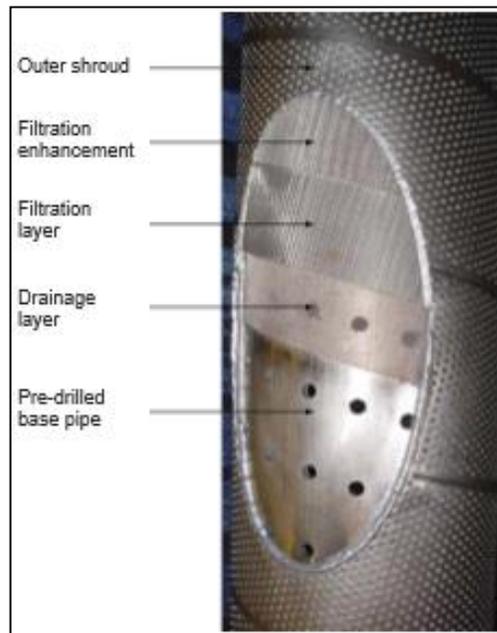
<sup>94</sup> SCHLUMBERGER. Wire-Wrap Screen. [Consultado el enero 24, 2018]. Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/w/wire-wrapped\\_screen.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/w/wire-wrapped_screen.aspx)

<sup>95</sup> *Ibíd*

<sup>96</sup> BELLARBY, Jonathan. *Well Completion Design*. Oxford, Reino Unido: Elsevier, 2009. 711 p. ISBN 978-0-444-53210-7. p.166.

**1.3.1.2 Malla premium.** Según Bellarby<sup>97</sup>, se le otorga este nombre a las mallas que poseen capas de tejido y una cubierta exterior para proveer protección. Así mismo, González y Ramírez<sup>98</sup> afirman que las mallas premium ofrecen un grado de retención mayor que las mallas convencionales, lo cual significa que puede retener partículas de menor tamaño en comparación con las *Wire Wrapped Screens*. Por último, Bellarby<sup>99</sup> destaca que las mallas premium poseen un área de influjo de aproximadamente un 30% y su porosidad puede exceder el 90%.

**Figura 8.** Construcción típica de una malla premium.



**Fuente:** BELLARBY, Jonathan. (2009). *Well completion design*, p. 169.

**1.3.2 Liner ranurado.** Consiste en una tubería de revestimiento con perforaciones, la cual es instalada a una corta distancia superior al zapato del casing o *liner* anterior. Amazo<sup>100</sup> afirma que su principio de funcionamiento consiste en efectuar puenteo de partículas en sus ranuras o en los orificios de la malla de soporte con el fin de restringir la producción de arena.

González y Ramírez<sup>101</sup> aseguran que esta herramienta de control de arena es ampliamente usada dado que su instalación implica una posible reducción de costos

<sup>97</sup> *Ibíd.* p.169.

<sup>98</sup> GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016). *Op. Cit.* p. 43.

<sup>99</sup> BELLARBY, Jonathan. *Op. Cit.* p.169.

<sup>100</sup> AMAZO RAMIREZ, Deicy Johana.; HOYOS JIMÉNEZ, Javier Andrés. *Evaluación Técnico-económica de los Métodos Utilizados y Propuestos en el Campo Palagua para el Manejo y Control de la Producción de Arena.* 2003. p. 35.

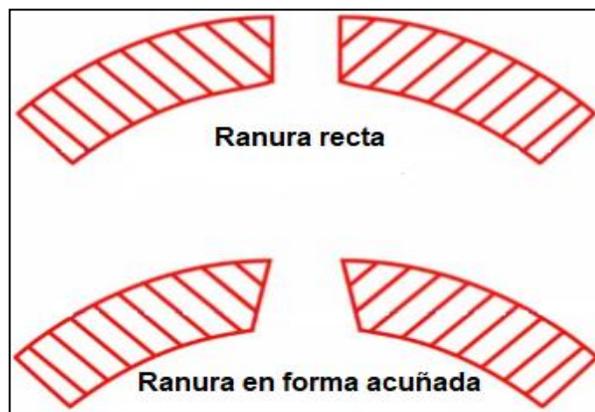
<sup>101</sup> GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016). *Op. Cit.* p. 46.

de completamiento al ser este instalado directamente sobre el zapato del revestimiento. Sin embargo, tales autores<sup>102</sup> también destacan que, frente a las mallas, los *liner* ranurados presentan una menor área de flujo, lo cual hace de estas herramientas más propensas a experimentar corrosión y taponamientos.

Un *liner* ranurado puede utilizarse con o sin apoyo de un empaque con grava dependiendo de las características de la formación tal y como se explicará a continuación.

- **Liner ranurado sin empaque con grava.** Según González y Ramírez<sup>103</sup>, se recomienda su uso cuando la formación productora presenta buena distribución de tamaño de grano y posee bajo contenido de arcilla.
- **Liner ranurado con empaque con grava.** De acuerdo con González y Ramírez<sup>104</sup>, al utilizar este mecanismo de control de arena se generan puentes más estables debido a que son generados por la grava con los granos de arena mientras que esta es retenida por el *liner* ranurado, impidiéndose así la reorganización de los granos de arena dado que la grava se encuentra apretada entre el *liner* ranurado y la formación constituyendo un empaque.

**Figura 9.** Tipos de ranura del *liner* ranurado.



**Fuente:** OTT, William K. Selection and Design Criteria for Sand Control Screens. Society of Petroleum Engineers, 2008. Modificado por los autores.

**1.3.3 Empaque con grava o gravel pack.** Según Penberthy y Shaughnessy<sup>105</sup>, esta tecnología mecánica de control de arena, implementada desde los años 30, consiste en colocar acertadamente granos de tamaño grueso (Grava) en la cara de

<sup>102</sup> *Ibíd.* p. 41.

<sup>103</sup> *Ibíd.* p. 41.

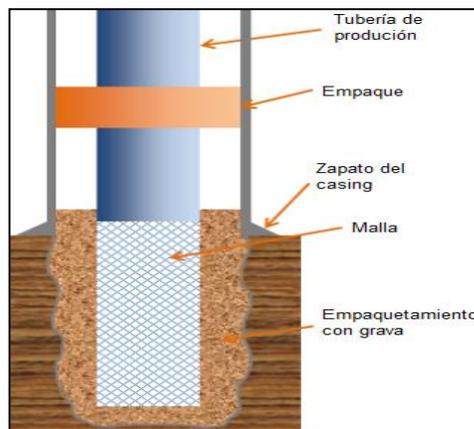
<sup>104</sup> *Ibíd.* p. 48.

<sup>105</sup> PENBERTHY JR, W.L. y SHAUGHNESSY, C.M. Op. Cit. p. 11.

la formación para prevenir la entrada de granos finos al pozo y su posterior producción en superficie. González y Ramírez<sup>106</sup> resaltan que, pese a lo anterior, el objetivo principal de un empaque con grava es dar estabilidad a la formación causando el mínimo impacto a la productividad del pozo. A continuación, se explicará brevemente la realización del empaquetamiento con grava en hueco abierto y en hueco revestido.

**Open Hole Gravel Pack (OHGP).** Basado en documentos de Bellarby<sup>107</sup>, esta técnica consiste en empaquetar el espacio anular del pozo utilizando grava de tamaño determinado previamente para retener la arena de la formación mientras es soportada por una malla. Como el hoyo no está revestido, este empaquetamiento con grava previene el colapso de la formación y ejerce control de producción de arena. El mismo autor<sup>108</sup> asegura que la viscosidad y concentración de grava en el fluido de transporte incrementará conforme se instale el empaque en formaciones con cada vez mayor riesgo de ocurrencia de pérdida de circulación. En este último caso, se completa el intervalo productor con tubos de empuje (shunt-tube) mediante los cuales se incrementa la velocidad de transporte para posicionar adecuadamente el material apuntalante en la cara de la formación. Este método de control de arena se encuentra visualizado en la **Figura 10**.

**Figura 10.** *Open Hole Gravel Pack.*



**Fuente:** DRILLING FORMULAS. Basic Sand Control Methods in Oil and Gas Industry. [Consultado el julio 4, 2018]. Disponible en: <http://www.drillingformulas.com/basic-sand-control-methods-in-oil-and-gas-industry/>. Modificado por los autores.

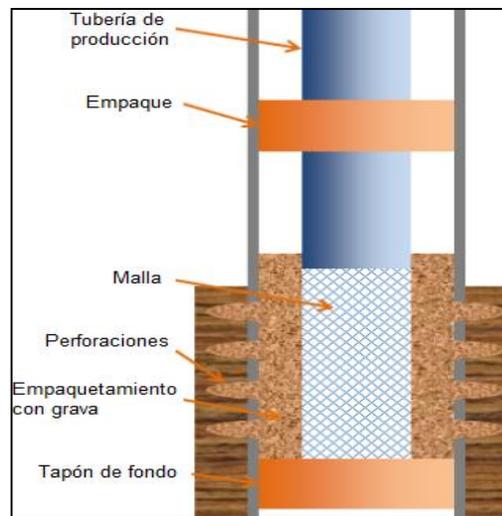
<sup>106</sup> GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016). Op. Cit. p. 50.

<sup>107</sup> BELLARBY, Jonathan. Op. Cit. p.180.

<sup>108</sup> *Ibíd.* p. 184-187.

**Cased Hole Gravel Pack (CHGP).** De acuerdo con Bellarby<sup>109</sup>, esta técnica de control de arena se lleva a cabo, de manera particular, en ambientes que representan complejidad para otros mecanismos como intercalaciones de arcilla y arenisca, formaciones de baja permeabilidad y alto contenido de granos finos. Es fundamental que el intervalo productor esté revestido y cañoneado dadas las características de yacimiento generales ya mencionadas. En el empaquetamiento con grava en hueco revestido se utilizan herramientas similares a las empleadas en el empaquetamiento a hueco abierto y tasas similares de sus fluidos de transporte, los cuales pueden estar constituidos por agua o una lechada viscosa. Este método de control de arena se encuentra visualizado en la **Figura 11**.

**Figura 11.** *Cased Hole Gravel Pack.*



**Fuente:** DRILLING FORMULAS. Basic Sand Control Methods in Oil and Gas Industry. [Consultado el julio 4, 2018]. Disponible en: <http://www.drillingformulas.com/basic-sand-control-methods-in-oil-and-gas-industry/>. Modificado por los autores.

#### **1.4 IDENTIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS CONVENCIONALES DE CONTROL DE ARENA DE TIPO MECÁNICO INSTALADOS EN LOS CAMPOS ESTUDIADOS EN LA FASE 1 DEL PROYECTO Y SUS PROBLEMAS DE ARENAMIENTO**

Esta sección tiene como finalidad identificar el método de control de arena de tipo mecánico más usado en los pozos de estudio y los campos más críticos en materia de arenamiento teniendo en cuenta las características granulométricas identificadas en los yacimientos analizados en el documento de referencia CDD T 553.283, además de los eventos de producción de arena determinados mediante la elaboración de una base de datos compuesta por más de treinta artículos

<sup>109</sup> *Ibíd.* p. 195.

académicos y trabajos de grado. Para tal fin, se llevaron a cabo distribuciones porcentuales de los mecanismos convencionales instalados y de los yacimientos estudiados en la fase I del proyecto según su coeficiente de uniformidad y rango de tamaño de grano, tomándose como base el primero de estos últimos dos parámetros. La base de datos anteriormente mencionada fue usada para determinar el número de problemas generales de producción de arena presentados en cada campo analizado con el fin de complementar la distribución porcentual.

Para el cumplimiento del primer objetivo, las distribuciones porcentuales y la identificación de los problemas de arenamiento se llevaron a cabo para cada campo puesto que González y Ramírez<sup>110</sup> asumieron que sus respectivos pozos producían de una misma formación teniendo en cuenta que los métodos convencionales de control de arena de tipo mecánico instalados poseían características muy similares que permitieron calcular un tamaño de grano común según los criterios de selección de tamaño de grava utilizados. Al igual que en la **sección 1.2** el concepto de coeficiente de uniformidad se encuentra definido de acuerdo con lo expuesto en la **Ecuación 4** del capítulo 3 y los métodos para la determinación de la distribución del tamaño de grano promedio, como el análisis de tamizado y de tamaño de partícula con láser, en el **numeral 3.1.2**. Finalmente, los coeficientes de uniformidad y rangos de tamaño de grano de formación presentes en cada yacimiento fueron clasificados con base en las **Tablas 12 y 13** respectivamente.

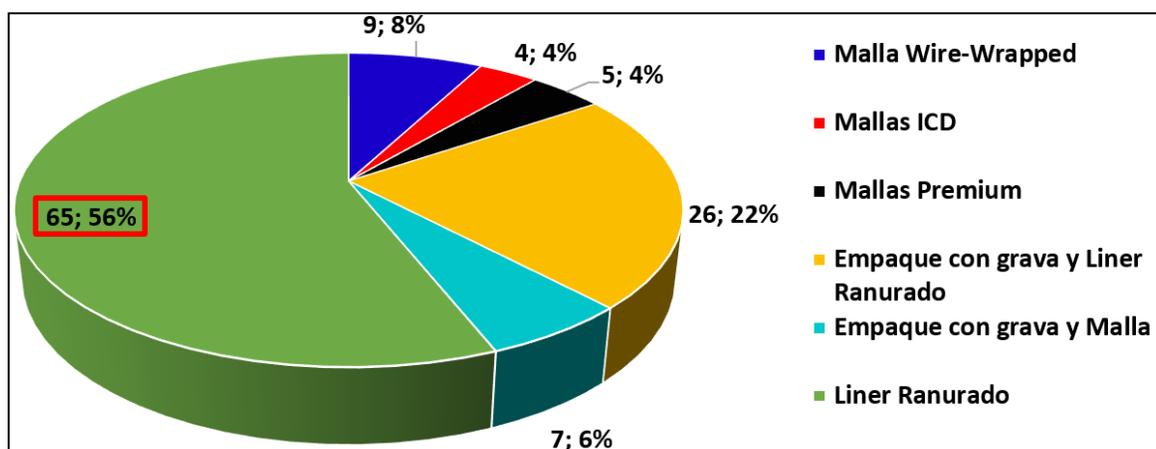
**1.4.1. Distribución porcentual de los métodos de control de arena de tipo mecánico instalados originalmente.** González y Ramírez<sup>111</sup> elaboraron una distribución porcentual total de los mecanismos de control de arena de tipo mecánico instalados por Ecopetrol S.A. en los 116 pozos que fueron objeto de análisis durante la elaboración del trabajo de grado correspondiente. Dicha distribución será expuesta mediante la **Gráfica 1**.

---

<sup>110</sup> GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016). Op. Cit. p. 95.

<sup>111</sup> *Ibíd.* p. 135.

**Gráfica 1.** Distribución porcentual total de las herramientas mecánicas de control de arena instaladas.



**Fuente:** GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016). Diseño de una metodología de selección preliminar de sistemas de control de arena para los campos operados por Ecopetrol S.A. (tesis de pregrado). p. 135. Modificado por los autores.

Según esta distribución porcentual, el *liner* ranurado es la herramienta de control mecánico de arena convencional más utilizada en la muestra estudiada. De un total de 116 pozos, este método de control de arena fue instalado en 91 pozos, lo cual representa aproximadamente el 78,45% de la muestra. No obstante, el *liner* ranurado fue utilizado como única herramienta de control de arena en 65 pozos (56%) mientras que fue implementado junto con el empaquetamiento con grava en 26 pozos (22% de la muestra). La ocurrencia de tal resultado podría atribuirse a que, según Molano<sup>112</sup>, la implementación de un *liner* ranurado podría representar posibles bajos costos y procedimientos de instalación de menor complejidad, especialmente en su utilización en pozos horizontales, además de reducir el riesgo de daño a la formación durante su corrida. Un ejemplo de la implementación exitosa de un *liner* ranurado es expuesto por Mercado<sup>113</sup>, quien afirma que las secciones productoras de tres pozos multilaterales en el campo Castilla fueron completadas con *liners* ranurados en la formación K2 dado que proveen estabilidad a la formación y control de producción de arena para yacimientos con tamaño medio de grano de arena (entre 251 y 500 micras), rango en el cual se encuentra el tamaño de los granos del reservorio. Dicho autor<sup>114</sup> indica que la perforación de los tres pozos multilaterales generó una reducción de 2,2 meses y un ahorro de 6,7 MMUSD en los trabajos totales de perforación y completamiento del proyecto, todo esto en comparación con la perforación de un clúster de nueve pozos desviados que se

<sup>112</sup> MOLANO PUERTO, David Mauricio. Op Cit. p. 115.

<sup>113</sup> MERCADO, MERCADO, Orlando; VELEZ, Jorge Enrique y FIPKE, Steven R. Multilateral Wells in the Castilla Field of Eastern Colombia: A Case History of the Guadalupe Reservoir. Amsterdam, The Netherlands: Society of Petroleum Engineers, 2009. ISBN 978-1-55563-213-7. p. 5.

<sup>114</sup> *Ibíd.* p. 7.

desarrolló de forma inmediatamente anterior a los pozos multilaterales.

A pesar de lo anterior, debe tenerse en cuenta que, según González y Ramírez<sup>115</sup>, esta herramienta convencional de tipo mecánico fue instalada en yacimientos que poseen características de areniscas no uniformes y altamente no uniformes con rangos de tamaño de grano que oscilan entre los valores de arena media y fina de acuerdo con la escala de Wentworth (1922), mencionada por Jackson y Richardson<sup>116</sup>. Así mismo, Molano<sup>117</sup> afirma que el *liner* ranurado es muy susceptible a la erosión debido al continuo movimiento de granos finos en el espacio anular y tiene un área total de flujo menor con respecto a la poseída por las mallas. En cifras de Woiceshyn<sup>118</sup>, el *liner* ranurado tiene un área de flujo comprendida entre 1 y 4% mientras que la malla convencional (Wire-Wrapped Screen) y la malla premium poseen áreas totales de flujo cuyos valores oscilan entre 7 -10 % y entre 20 y 40 % respectivamente.

En cuanto al empaquetamiento con grava, Molano<sup>119</sup> indica que éste debe realizarse de forma correcta para reducir el riesgo de generación de daños a la formación significativos. Como ejemplo de lo anterior, Espinoza<sup>120</sup> afirma que se presentó reducción en la producción de petróleo y agua en tres pozos del campo La Cira-Infantas luego de nueve meses de haberse instalado empaquetamiento con grava en éstos, presentándose la mayor reducción en el pozo 1 (400 BFPD). Tal autor<sup>121</sup> indica también que este descenso de la producción pudo ser ocasionado por la realización de bombeo de grava por etapas, el cual no es recomendado debido a que no se garantiza que la grava se empaquete por completo en los intervalos productores al quedar suspendida dentro de la tubería al momento de la realización del bombeo.

**1.4.2 Identificación de los campos petrolíferos de estudio más críticos en materia de producción de arena.** A continuación, se identifican los campos más críticos en materia de arenamiento según las características granulométricas y problemas de producción de arena presentados en sus yacimientos. Para el cumplimiento de tal propósito, se realiza una distribución porcentual donde se elabora, en primer lugar, una distribución porcentual de los campos con el fin de

---

<sup>115</sup> GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016). Op. Cit. p. 100-101.

<sup>116</sup> JACKSON, Darrel R. y RICHARDSON, Op. Cit. p. 78-79.

<sup>117</sup> MOLANO PUERTO, David Mauricio. Op. Cit. p. 115.

<sup>118</sup> WOICESHYN, Glenn E.; RUSSELL, Thane Geoffrey y CAULFIELD, Iain A. A Unique Sand-Control Screen that Enhances Productivity. Society of Petroleum Engineers, 2010. ISBN 978-1-55563-318-9. p. 2.

<sup>119</sup> MOLANO PUERTO, David Mauricio. Op. Cit. p. 115.

<sup>120</sup> ESPINOZA GONZÁLEZ, M. Evaluación Técnica y Económica De Alternativas Para El Control De Arena En El Campo La Cira-Infantas. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, Santander, Colombia.: Universidad Industrial de Santander, 2009. p. 106-125.

<sup>121</sup> *Ibíd.* p. 104.

identificar aquellos cuyos yacimientos se encuentran caracterizados como altamente no uniformes según sus coeficientes de uniformidad. Acto seguido, se realiza un diagrama de torta de este último grupo de campos identificados para determinar aquellos cuyos reservorios presentan rangos de tamaños de grano de arena finos y muy finos en virtud de la granulometría del yacimiento como tal. Por último, se utilizó la base de datos mencionada anteriormente para determinar el número de problemas generales de producción de arena presentados en cada campo, robusteciendo así la distribución porcentual.

Este análisis se llevó a cabo en el orden anteriormente mencionado dado que las herramientas convencionales de tipo mecánico ejercen control de arena eficiente para formaciones con coeficiente de uniformidad menor a 5 de acuerdo con González y Ramírez<sup>122</sup>. Así mismo, Willson<sup>123</sup> afirma que las formaciones con rangos de tamaño de arena fino y muy fino presentan mayor tendencia a la producción de sólidos que las areniscas con rangos de tamaño de grano grueso y medio. Así mismo, McLeod<sup>124</sup> asegura que, al momento de usar empaquetamiento con grava para estas formaciones, el tamaño del material apuntalante no debe ser menor a seis veces el tamaño de grano de la arenisca para evitar taponamientos en la herramienta de control de arena.

**1.4.2.1 Distribución porcentual de los coeficientes de uniformidad correspondientes a las formaciones productoras de los campos petrolíferos de estudio.** Con base en la matriz de selección final elaborada por González y Ramírez<sup>125</sup>, se elaboró una distribución porcentual de las características de las areniscas presentes en cada campo, con base en su coeficiente de uniformidad, como primer paso para determinar los campos que presentan los problemas más críticos de producción de arena. Tal distribución porcentual se encuentra visualizada en la Gráfica 2.

---

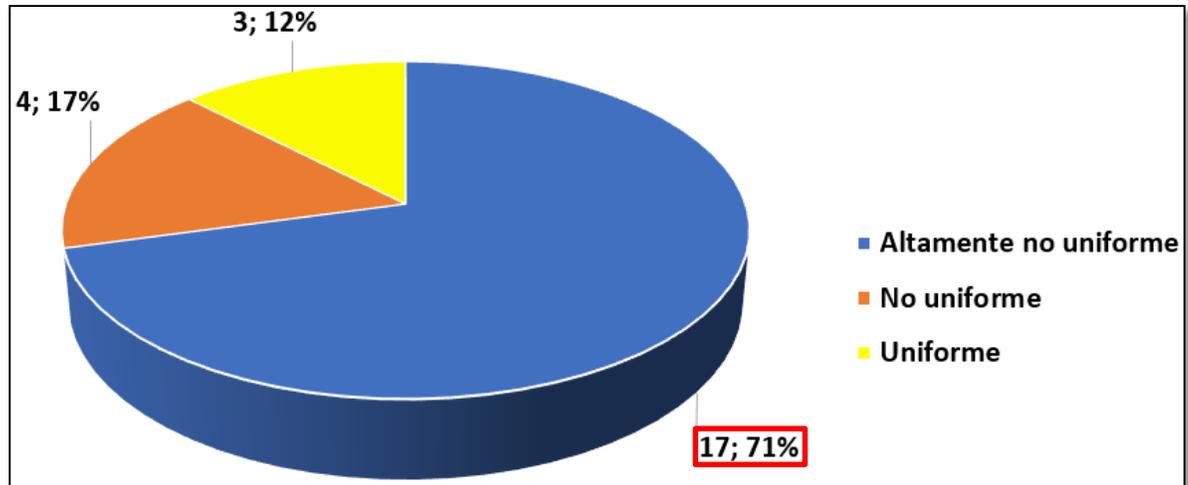
<sup>122</sup> GONZÁLEZ, E. RAMÍREZ J. (2016). Op. Cit. p. 42, 43, 49, 52.

<sup>123</sup> WILLSON, S. M., *et al.* New Model for Predicting the Rate of Sand Production. Irving, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2002. ISBN 978-1-55563-953-2. p. 1.

<sup>124</sup> MCLEOD, N. J. Sand Control in an Ultra-Fine Sand Environment. San Antonio, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1997. ISBN 978-1-55563-399-8. p. 3.

<sup>125</sup> *Ibíd.* p. 136-141.

**Gráfica 2.** Distribución porcentual de la característica de uniformidad de los yacimientos correspondientes a la muestra de veinticuatro campos de estudio según su coeficiente de uniformidad.



**Fuente:** GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016). Diseño de una metodología de selección preliminar de sistemas de control de arena para los campos operados por Ecopetrol S.A. (tesis de pregrado). P-135. Modificado por los autores.

Según la gráfica anterior, aproximadamente, el 71% de los campos de estudio de la fase 1 del proyecto presenta formaciones productoras con característica altamente no uniforme. Dentro de este grupo se encuentran los campos que poseen los problemas más críticos de producción de arena dado que las tecnologías convencionales poseen rangos de operación recomendadas para coeficientes de uniformidad menores a 5. Bellarby<sup>126</sup> afirma que la malla convencional y la malla premium son recomendadas para ser empleadas en formaciones productoras cuyos coeficientes de uniformidad sean menores a 3 y a 5 respectivamente, teniendo esta última herramienta mayor grado de retención de granos de formación. Además, Penberthy y Shaughnessy<sup>127</sup> indican que los *liner* ranurados deben usarse en formaciones uniformes que posean coeficientes de uniformidad menores a 1,5. Así mismo, Soler y Suárez<sup>128</sup> afirman que puede implementarse el empaquetamiento con grava para formaciones con coeficientes de uniformidad menores a 5 y emplear el criterio de Saucier para la selección del tamaño de la grava.

#### **1.4.2.2 Distribución porcentual de las formaciones productoras altamente no uniformes correspondientes a los veinticuatro campos de estudio, según sus rangos de tamaño de grano para identificación de campos problemáticos.**

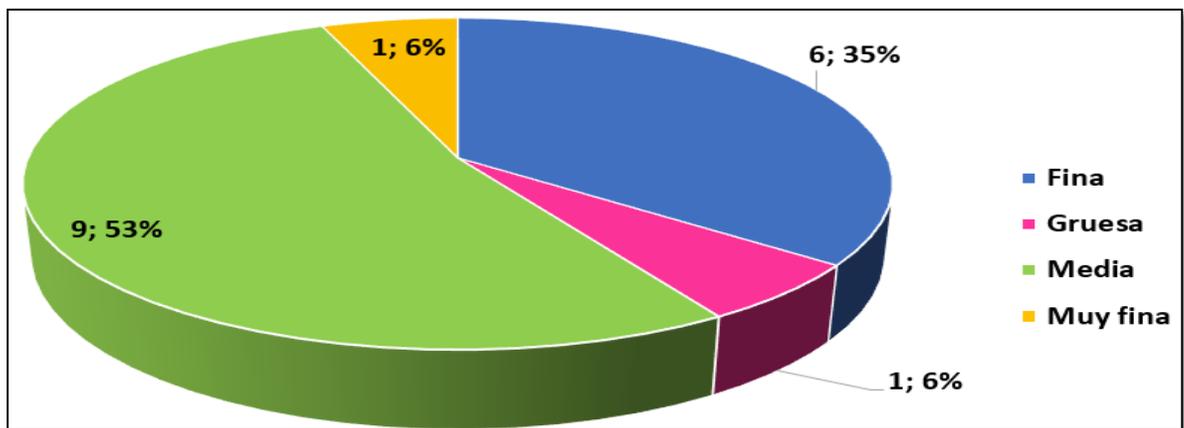
<sup>126</sup> BELLARBY, Jonathan. Op. Cit. p.172.

<sup>127</sup> PENBERTHY JR, W.L. y SHAUGHNESSY, C.M. Op. Cit. p. 21, 32.

<sup>128</sup> SOLER AMAYA, Fernando.; SUÁREZ PINEDA, Carlos Roberto. (1991). Técnicas y procedimientos utilizados para el control de la producción de arena en pozos horizontales y verticales. 1991. p. 35.

Como segundo paso para la determinación de los campos petrolíferos con los problemas más críticos de producción de arena, se realizó una distribución porcentual de los tamaños de grano de arena presentes en las formaciones altamente no uniformes mediante el uso de la matriz final de selección de mecanismos convencionales de control de arena de tipo mecánico elaborada por González y Ramírez<sup>129</sup>. Dicha distribución se visualiza en la Gráfica 3.

**Gráfica 3.** Distribución porcentual de los tamaños de arena presentes en los campos con areniscas altamente no uniformes.



**Fuente:** GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016). Diseño de una metodología de selección preliminar de sistemas de control de arena para los campos operados por Ecopetrol S.A. (tesis de pregrado). p. 135. Modificado por los autores.

Según la gráfica anterior, aproximadamente seis de los diecisiete campos que presentan areniscas altamente no uniformes poseen un rango de tamaños de grano de arena comprendido entre 126 y 250 micras, el cual está clasificado como tamaño de grano fino; entre tanto, solo un campo presenta rango de tamaño de arena muy fino, el cual está comprendido entre 62 y 125 micras. Los anteriores rangos de tamaño de grano de formación fueron definidos teóricamente mediante la escala de Wentworth (1922), expuesta por Jackson y Richardson<sup>130</sup>.

Según la información contenida en el apartado 1.2 del presente trabajo, se presenta coeficiente de uniformidad mayor a 5 y rangos de tamaños de grano de arenisca fino en los yacimientos localizados en los campos Caño Sur, Caño Sur Este, Lisama, Casabe, Tesoro y Nutria. Por otra parte, el campo Tibú fue identificado como aquel cuyo reservorio presenta rangos de tamaño de grano de arena muy fino.

<sup>129</sup> GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016). Op. Cit. p. 136-141.

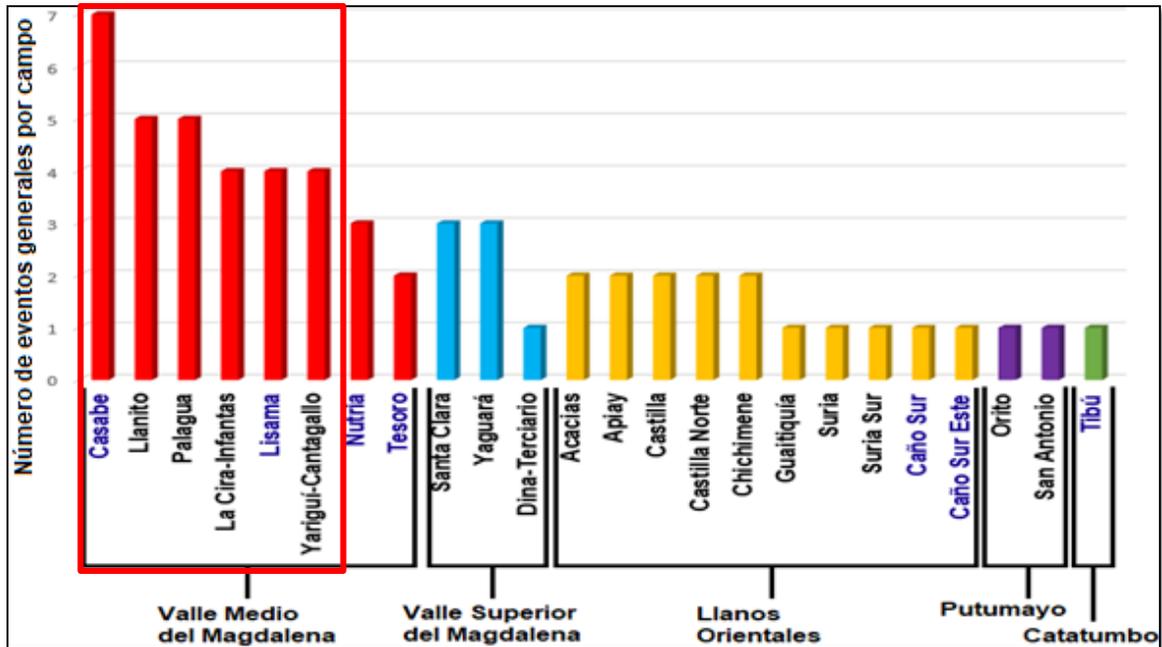
<sup>130</sup> JACKSON, Darrel R. y RICHARDSON, Michael D. Op. Cit. p. 78-79.

**1.4.2.3 Empleo de la base de datos teórica en la determinación de los campos más problemáticos en materia de arenamiento.** Como tercera etapa de la presente distribución porcentual, se determinó el número de problemas generales de producción de arena ocurridos en cada campo a fin de determinar cuáles de estos últimos podrían categorizarse como los más críticos con respecto al arenamiento. Para tal fin, se empleó una base de datos teórica, la cual fue elaborada a partir de la búsqueda de información en más de treinta artículos académicos y trabajos de grado. Los problemas de producción de arena identificados en los campos trabajados en el documento de referencia CDD T 553.283 se encuentran reportados en las **tablas 2, 4, 6 y 9**.

De acuerdo con la información contenida en las tablas mencionadas, en los siete campos identificados mediante las distribuciones porcentuales anteriores predomina la presentación de problemas de arenamiento relacionados a la migración de granos finos y taponamiento en los cañoneos y ranuras de los mecanismos de control de arena de tipo mecánico utilizados. No obstante, no se encontró suficiente información relacionada a la producción de arena presentada en los campos Tibú, Caño Sur, Caño Sur Este, Tesoro y Nutria. La razón ante tal carencia de información puede deberse a que estos campos presentan pocos estudios relacionados con tal problemática.

Teniendo en cuenta la distribución porcentual anteriormente realizada y la información contenida en las **tablas 2, 4, 6 y 9**, se identificó que los campos Casabe y Lisama presentan el mayor número de problemas generales relacionados con la producción de arena de aquellos que poseen areniscas altamente no uniformes y rangos de tamaño de grano fino de formación. Además, se determinó que los campos La Cira-Infantas, Llanito, Yariguí-Cantagallo y Palagua pueden ser categorizados como críticos en materia de producción de arena de acuerdo con la información contenida en la **tabla 6**, presentando como problemas comunes la ocurrencia de taponamientos en las líneas de superficie, migración de granos finos, fallas en los sistemas de levamiento artificial y averías en las tuberías de revestimiento. Esta última establece que los yacimientos de tales campos presentan rangos de tamaño de grano de arena medio a excepción del campo Palagua, cuyo reservorio posee granos de arena de rango de tamaño grueso. Debe tenerse en cuenta que las formaciones de interés presentes en estos campos poseen un coeficiente de uniformidad mayor a cinco de acuerdo con las clasificaciones presentes en las **Tablas 12 y 13** respectivamente en el **capítulo 3**. La información anterior se encuentra expuesta en la **Gráfica 4**.

**Gráfica 4.** Campos más críticos en materia de arenamiento según sus respectivos problemas generales de producción de arena.



**Fuente.** Tabla 2, tabla 4, tabla 6 y tabla 9. Modificado por los autores.

Para concluir el presente capítulo, se presenta que el *liner* ranurado ha sido instalado como única herramienta convencional de control de arena en 65 pozos de los 116 que componen la totalidad de la muestra estudiada. Así mismo, 17 de los 24 campos analizados presentan coeficiente de uniformidad mayor a 5, de los cuales 7 poseen rangos de tamaño de arena fino o muy fino. Además, se identificó a los campos Casabe, Lisama, Llanito, La Cira-Infantas Yarigui-Cantagallo y Palagua como críticos en materia de producción de arena. Finalmente, se identificó que la cuenca del Valle Medio del Magdalena presenta los mayores problemas de producción de arena de las cinco estudiadas.

## 2. NUEVAS TECNOLOGÍAS

El objetivo de este capítulo es describir las cuatro nuevas tecnologías de control de arena de tipo mecánico que se incorporarán a la matriz de selección preliminar de herramientas mecánicas ya existente y explicada en el documento de referencia **CDD T 553.283**.

Las nuevas tecnologías de control de arena son aquellas herramientas que fueron implementadas exitosamente en pozos productores de hidrocarburos a nivel mundial, proporcionando reducción de la producción de arena proveniente de yacimientos donde previamente se habían instalado mecanismos convencionales de tipo mecánico. Para efectos de este trabajo, se definirán como nuevas tecnologías de tipo mecánico a aquellas que han sido implementadas a nivel mundial desde 1990 y que no han sido instaladas en los campos petrolíferos utilizados para la elaboración de la fase I del presente proyecto.

Las nuevas tecnologías de control de arena de tipo mecánico son de necesaria aplicación puesto que su incorporación al Manual General de Completamiento de Pozos (MGCP) y su correcta selección por parte del personal de ingeniería podría contribuir con la reducción de costos asociados a trabajos de intervención en el pozo y al mantenimiento de equipos de subsuelo y superficie, así como al incremento de la tasa de producción de hidrocarburos, teniendo en cuenta las características del yacimiento, del sistema de producción, las necesidades y recursos con los cuales cuente la empresa operadora. Como ejemplo de lo anterior, Sidek<sup>131</sup> asegura que luego de diez meses de la instalación de una malla sinterizada en tres pozos horizontales en un campo de Malasia, se presentó una reducción total de costos en un 30%, un retorno de la inversión de 50% más pronto de lo esperado y una ganancia adicional de producción de petróleo de 15%; además, Sánchez<sup>132</sup> afirma que en un pozo productor de petróleo pesado en Ecuador, se presentó una reducción de la concentración de arena resultante de 0.1715 a 0.0035 lb/bbl al cabo de 8 meses de haberse instalado una malla *MeshRite*<sup>TM</sup>; así mismo, Huimin<sup>133</sup> reporta que la implementación de la nueva tecnología mencionada anteriormente generó el aumento de la eficiencia de las operaciones de completamiento en un 30% en un pozo productor de crudo pesado del campo Moriche, en Colombia.

Además de mecanismos químicos, también existen herramientas convencionales de control de arena, las cuales han sido utilizadas satisfactoriamente alrededor del mundo (*gravel packs*, *liners* ranurados, mallas premium, mallas preempacadas y *wire-wrapped screens*). Sin embargo, estos instrumentos no serán descritos en el

---

<sup>131</sup> SIDEK, Sulaiman, *et al.* Op. Cit. p. 20.

<sup>132</sup> SANCHEZ, Hernan, *et al.* Op. Cit. p. 4.

<sup>133</sup> HUIMIN, Ye, *et al.* Innovative Well-Completion Strategy for Challenging Heavy-Oil Wells within Mature Fields Requiring Sand Control in Colombia. Society of Petroleum Engineers, 2011. ISBN 978-1-61399-150-3. p. 4.

presente documento ya que se hará énfasis en las nuevas tecnologías de control de arena que serán integradas al Módulo General de Completamiento (MGCP).

## 2.1 FRAC PACK

Según *Oil Field Review* de Schlumberger<sup>134</sup>, este método combinado de “fracturamiento y empaque” ha ganado popularidad en los últimos 10 años puesto que evita el daño de formación y muchos deterioros de la productividad que se generan con frecuencia en los empaques de grava convencionales de pozo entubado.

A continuación, se presenta una descripción del *Frac Pack* como tecnología de control de arena, la cual minimiza las pérdidas de presión y el daño en la zona aledaña al pozo. Complementariamente, se relacionan las ventajas de la aplicación de esta tecnología con el uso a nivel mundial y el aporte operativo y económico alcanzado.

**2.1.1 Descripción y principio de funcionamiento.** Norman<sup>135</sup>, describe que el *Frac Pack* involucra el fracturamiento hidráulico de un yacimiento y el empaquetamiento de grava. Las fracturas son creadas bombeando un fluido de alta viscosidad, con material apuntalante a una presión superior a la de fractura y de forma continua se irá empaquetando el volumen de las fracturas hasta rellenar el volumen anular entre el cemento y la formación, mejorando la conductividad entre el yacimiento y el pozo a bajas presiones minimizando las pérdidas de presión y el daño.

Además, para Pandey<sup>136</sup>, el enfoque del *Frac Pack* va más allá de solo generar fracturas sostenidas que crean buena conectividad entre el pozo y el yacimiento debido a que también minimiza las pérdidas de presión y el *skin*.

La **figura 12** presenta la geometría de la fractura en formaciones de baja y alta permeabilidad, siendo en el primer caso fracturas largas y angostas donde los fluidos menos viscosos como el agua se filtran más rápidamente. En el segundo caso, el fracturamiento crea fracturas apuntaladas cortas y anchas las cuales mitigan la producción de arena a causa de la reducción en la caída de presión y de la velocidad de flujo cerca del pozo<sup>137</sup>.

---

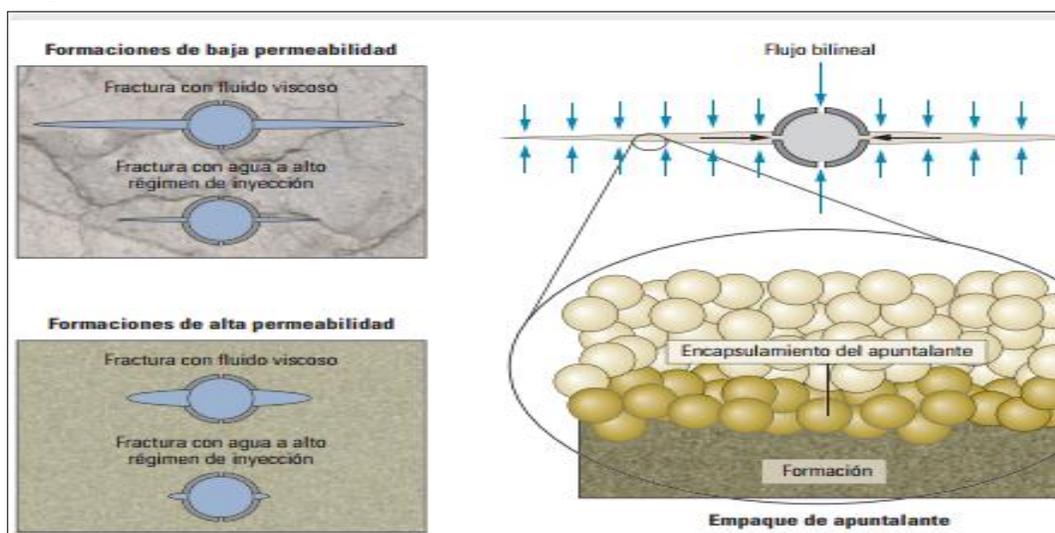
<sup>134</sup> OIL FIELD REVIEW. Método combinado de estimulación y control de la producción de arena. Estados Unidos. 2002. [Consultado el Febrero 2018]. Disponible en: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish02/aut02/p32\\_53.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/aut02/p32_53.pdf)

<sup>135</sup> NORMAN, David. The Frac-Pack Completion: Why has it Become the Standard Strategy for Sand Control?

<sup>136</sup> PANDEY, Vibhas J.; BURTON, Robert C. y NOZAKI, Manabu. Evolution of Frac-Pack Design and Completion Procedures for High Permeability Gas Wells in Subsea Service.

<sup>137</sup> SCHLUMBERGER (2002), Op. cit., p.4.

**Figura 12. Frac Pack.**



**Fuente:** OIL FIELD REVIEW. Método combinado de estimulación y control de la producción de arena. Estados Unidos. 2002. [Consultado el Febrero 2018]. Disponible en: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish02/aut02/p32\\_53.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/aut02/p32_53.pdf)

**2.1.1.1 Diseño e implementación.** Basado en el documento ya mencionado<sup>138</sup>, se presentan las características más importantes para tener en cuenta durante la implementación de esta técnica.

➤ **Selección del apuntalante.** Se utilizan diferentes tamaños de grano y tipos de apuntalante de acuerdo con la **tabla 21**, donde se muestran los tamaños de grava comúnmente utilizados en función del diámetro de la grava en pulgadas, los más comunes son: Cerámico ISP de malla 20/40 *mesh*, Cerámico de malla 20/40 *mesh*, natural de malla 20/40 *mesh* y Arena natural de malla 40/60 *mesh* en función de la presión de cierre de la fractura y los esfuerzos a los que está sometida la formación. Para su selección, los apuntalantes deben proveer un contraste de permeabilidad efectiva, controlar el influjo de arena y la migración de finos, minimizar el encapsulamiento del apuntalante en formaciones blandas y mantener la conductividad de la fractura. Finalmente, y según Haniey<sup>139</sup>, se comenzaron a reemplazar apuntalantes de menor tamaño (malla 40/60 *mesh*) por mayor tamaño (malla 20/40 *mesh*) debido a notable resistencia y mayor permeabilidad que permiten.

➤ **Selección del fluido.** Según el autor ya citado<sup>140</sup>, la selección del fluido depende fundamentalmente del criterio de fracturamiento, pérdidas del fluido, caída de presión por fricción, tasa de corte y temperatura. El fluido seleccionado debe

<sup>138</sup> *Ibíd.*, p.11.

<sup>139</sup> HAINEY, B. W. y TRONCOSO, J. C. Frac-Pack: An Innovative Stimulation and Sand Control Technique. Society of Petroleum Engineers, 1992. ISBN 978-1-55563-515-2.

<sup>140</sup> *Ibíd.*, p.78.

mantener suficiente viscosidad para crear fracturas dinámicas anchas y emplazar altas concentraciones de apuntalante que asegure la conductividad adecuada luego del cierre de la fractura. A continuación, la **tabla 10** contiene información de los fluidos comúnmente utilizados en la técnica Frac Pack según Monus<sup>141</sup>.

**Tabla 13.** Tipos de Fluidos de tratamiento utilizados en el *Frac Pack*.

Base Polímeros hidroxietilcelulosos (HEC)	Base goma hidroxipopílica (HPG)	Fracturamiento con surfactantes viscoelásticos (VES)
Minimiza daño en formaciones de baja a moderada permeabilidad.  Mayor fricción que HPG o VES en pozos profundos.	Maximiza el crecimiento vertical de la fractura en formaciones de baja a moderada permeabilidad.  Transporta grandes cantidades de apuntalante.  Mayor conductividad en fractura.	Dan viscosidad a salmueras livianas (agente gelificante liquido VES).  Bajas caídas de presión por fricción (durante bombeo)  Aplicable en zonas cercanas al agua.  No requiere aditivos.

**Fuente:** OIL FIELD REVIEW. Método combinado de estimulación y control de la producción de arena. Estados Unidos. 2002. [Consultado el Febrero 2018]. Disponible en: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish02/aut02/p32\\_53.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/aut02/p32_53.pdf)

➤ **Prueba previa al tratamiento.** Tiene el objetivo de cuantificar cinco parámetros críticos incluyendo la presión de propagación de la fractura, presión de cierre, geometría de la fractura, eficiencia y pérdida del fluido. Existen dos pruebas, la prueba de esfuerzo, la cual determina el esfuerzo mínimo local de la roca y la de calibración, que implica la inyección de un fluido de fracturamiento sin apuntalante para determinar la eficiencia del fluido de tratamiento y los coeficientes de pérdida de fluido<sup>142</sup>.

➤ **Diseño del tratamiento.** Se utilizan simuladores de fracturamiento hidráulico como *SandCADE*<sup>143</sup>, en el cual se simula el flujo de lechada, asentamiento de grava, flujo de fluido a través del empacador y los filtros<sup>144</sup>.

<sup>141</sup> Monus FL, Broussard FW, Ayoub JA y Norman WD: "Fracturing Unconsolidated Sand Formations Offshore Gulf of Mexico," artículo de la SPE 24844, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Washington, DC, EUA, 4 al 7 de octubre de 1992.

<sup>142</sup> HAINEY, B. W. y TRONCOSO, J. C. (1992), Op. Cit., p.80.

<sup>143</sup> SCHLUMBERGER. Sand Control Design, execution and evaluation software. 2012. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: [https://www.slb.com/~media/Files/sand\\_control/product\\_sheets/software/sandcade\\_sand\\_control\\_software\\_ps.pdf?la=en&hash=CAD79049BFB132EBD42ED6A9176FE4C38C12D0F2](https://www.slb.com/~media/Files/sand_control/product_sheets/software/sandcade_sand_control_software_ps.pdf?la=en&hash=CAD79049BFB132EBD42ED6A9176FE4C38C12D0F2)

<sup>144</sup> Sherlock-Willis T, Romero J y Rajan S: "A Coupled Wellbore-Hydraulic Fracture Simulator for Rigorous Analysis of Frac-Pack Applications," artículo de la SPE 39477, presentado en el Simposio Internacional de la SPE sobre Control del Daño de Formación, Lafayette, Luisiana, EUA, 18 al 19 de febrero de 1998.

**2.1.2 Ventajas.** Con base en documentos de Schlumberger<sup>145</sup>, Monus, Broussard, Ayoub y Norman<sup>146</sup> y Pandey, Burton y Nozaki<sup>147</sup>, se presentan las ventajas de la aplicación de la tecnología de fracturar y empaquetar.

- Fractura, empaca y controla la arena.
- Consolida la formación.
- Reestablece las condiciones de esfuerzos en el pozo.
- Evita el daño cercano al pozo para proporcionar mejor conectividad con el reservorio.
- Conecta zonas laminadas.
- Aumenta el radio de terminación, el área de flujo y la permeabilidad.
- Mitiga la migración de finos (mediante reducción en la caída de presión y velocidad de flujo cercano al pozo) y producción de arena.
- Sostiene el aumento de producción.
- Mantiene la durabilidad de la terminación con bajo factor de daño.
- Reduce la posibilidad de una falla en el control de la producción de arena.
- Aplicable tanto en pozos de petróleo como de gas.
- Capaz de completar yacimientos de baja presión o pequeños que no podrían producirse de manera económica, utilizando otros procedimientos de completamiento.
- No hay afectación por la erosión ni corrosión.

En el mismo sentido, según el documento de Tiner, Ely y Schraufnagel<sup>148</sup> esta técnica disminuye costos pues tiene la ventaja de no requerir un equipo sobre el hoyo ya que el tratamiento a menudo se puede realizar a través de la tubería de producción y el empaque. Adicionalmente, los tratamientos se han realizado con éxito sin la implementación de mallas utilizando arena recubierta de resina que sustituye su uso, el cual no solo reduce el costo, sino que también reduce parte del riesgo al realizar el trabajo, simplificando en gran medida el tratamiento de fracturamiento. BP<sup>149</sup> presenta el éxito de su aplicación pues ha realizado 17 de esos tratamientos donde 15 se clasificaron como exitosos. Al permitir el uso de procedimientos de completamiento más sencillos y simples, las mejoras en el número y la calidad de la estimulación, así como el nivel de experiencia del servicio y la producción de las empresas, han producido mejores resultados en el *frac packing* en el Golfo. De igual forma, el límite del último recobro esperado en el yacimiento es superior al límite esperado debido a la habilidad del *Frac Pack* para mantener un bajo daño durante la vida productiva del pozo.

---

<sup>145</sup> SCHLUMBERGER (2002), Op. cit., p.4.

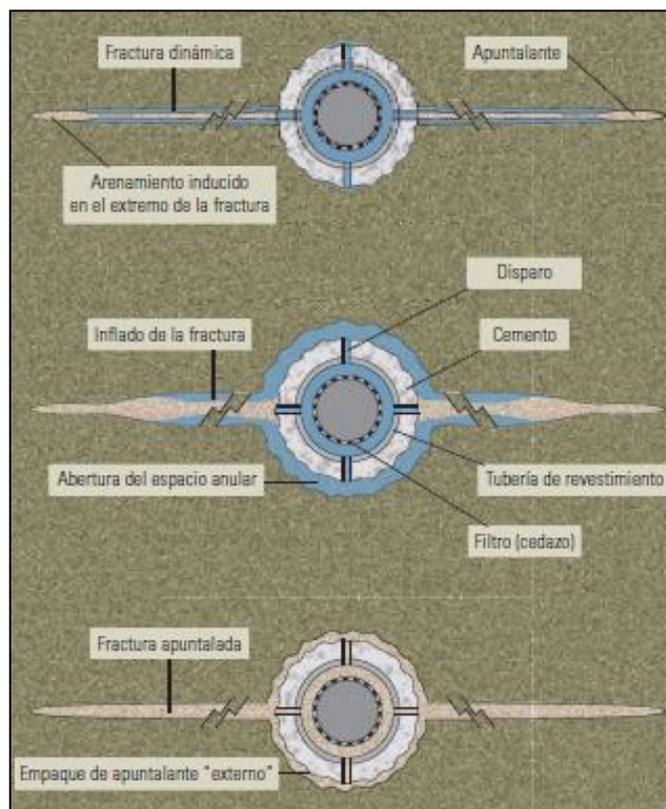
<sup>146</sup> Monus FL, Broussard FW, Ayoub JA y Norman WD (1992), Op. cit.

<sup>147</sup> PANDEY, Vibhas J.; BURTON, Robert C. y NOZAKI, Manabu. Evolution, Op. cit.

<sup>148</sup> TINER, Robert L.; ELY, John W. y SCHRAUFNAGEL, Richard. Frac Packs - State of the Art. Denver, Colorado: Society of Petroleum Engineers, 1996. ISBN 978-1-55563-423-0.

<sup>149</sup> Hannah, RR. et al.: "A Field Study of a Combination Fracturing/Gravel-Packing Completion Technique on the Amberjack, Mississippi, Canyon 109 Field," paper SPE 26562, 1993

**Figura 13.** Técnica *Frac Pack*.



**Fuente:** *OIL FIELD REVIEW*. Método combinado de estimulación y control de la producción de arena. Estados Unidos. 2002. [Consultado el Febrero 2018]. Disponible en: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish02/aut02/p32\\_53.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/aut02/p32_53.pdf)

Complementariamente, de acuerdo con Schlumberger<sup>150</sup>, los tratamientos de *Frac Pack* garantizan la formación de fracturas más anchas y de mejor conductividad entre ellas, promoviendo el contacto entre los granos en el apuntalante empaquetado. La **figura 13**, muestra el proceso de completado de las fracturas en yacimientos de alta permeabilidad en tres etapas; primero, la deshidratación en la lechada provoca el empaquetamiento del fluido apuntalante hacia el extremo de la fractura deteniendo la longitud y propagación de estas. Segundo, debido al bombeo continuo de lechada, el empaquetamiento de las fracturas hacia ambos extremos incrementa su grosor y el apuntalante se empaqueta en dirección hacia el pozo. Finalmente, se genera suficiente desplazamiento de la formación para crear un empaque "externo" entre el cemento y la formación empaquetado con apuntalante, el

<sup>150</sup> SCHLUMBERGER (2002), Op. cit., p.5.

cual conecta todos los disparos y reduce aún más la caída de presión en la cercanía a la pared del pozo.

**2.1.3 Aplicaciones.** A partir del documento de Schlumberger<sup>151</sup>.se presentaron las primeras aplicaciones en 1990 en el área de Ewing Bank por parte de BP, quienes realizaron cinco completamientos de fracturamiento utilizando inyección de mezclas con concentraciones 6 libras de apuntalante por cada galón de fluido de tratamiento.

Como describe Hainey y Troncoso<sup>152</sup>, en 1991 se aplicó la técnica en el área de South Pass y Eugene Island por parte de Penzoil. De forma simultánea, Shell fracturó y empacó costa afuera, en el campo Turtle Bayou, Louisiana. Adicionalmente, Shell expandió la técnica en campos ubicados en el mar del Norte, pozos costa afuera en Borneo y pozos *onshore* el norte de Europa.

En 1992, con base en Hannah y Park<sup>153</sup>, en el bloque 109 del cañón del Mississippi, se aplicaron las técnicas del *frac pack* en profundidades entre 260 y 460m.

En 2006, de acuerdo con Bakri y Shah<sup>154</sup> la técnica se aplicó en pozos de gas costa afuera en Malasia, por parte de la empresa ExxonMobil, en formaciones productoras cuyo coeficiente de uniformidad era mayor a 13 es decir, areniscas altamente no uniformes. Sin embargo, la técnica permitió crear anchura y conductividad adecuada de las fracturas para satisfacer los requerimientos de control de arena y aumentar la producción de 40 MSCFD a 90 MSCFD.

En la actualidad, el 5% y 3% de los completamientos se realizaron con *Frac Pack* en África Occidental y América Latina, respectivamente. Finalmente, en Estados Unidos, el 60% de los pozos marinos se completan con este método.

## 2.2 MALLA EXPANDIBLE

De acuerdo con el artículo científico de Ripa, Bowen y Conte<sup>155</sup>, la tecnología de mallas expandibles (ESS) ha tenido en los recientes años un incremento en el número de aplicaciones en muchas tipologías de pozos de hidrocarburos dado que se han obtenido altas tasas de producción de gas y de petróleo en una gran variedad de escenarios.

---

<sup>151</sup> *Ibid.*, p.5.

<sup>152</sup> HAINEY, B. W. y TRONCOSO, J. C. (1992), *Op. Cit.*, p.80.

<sup>153</sup> Hannah, RR. et al. (1993) *Op. Cit.*

<sup>154</sup> BAKRI, Mohd Shah Reza Mohamad, *et al.* A Case Study in the Successful Design and Implementation of Frac-Pack Treatments in a Challenging Workover Environment in Malaysia. Perth, Australia: Society of Petroleum Engineers, 2008. ISBN 978-1-55563-202-1.

<sup>155</sup> RIPA, Giuseppe; BOWEN, Eddie G. y CONTE, Antonio. Years of Success with Premium Expandable Screen System through Managed Applications and Installation.

De acuerdo con el documento de Salehi-Moorkani y Ghasemzadeh<sup>156</sup>, las mallas expandibles consisten en tres capas básicas: una estructura de tubo de base ranurada, un medio filtrante y una capa externa de protección y encapsulación. A continuación, se presenta una descripción de esta tecnología, una recopilación de las ventajas de su uso, la aplicabilidad a nivel mundial y el aporte operativo y económico alcanzado.

**2.2.1 Descripción y principio de funcionamiento.** Según el autor ya mencionado<sup>157</sup>, esta malla consiste en un tubular ranurado expandible, el cual se produce cortando un patrón de ranura superpuesto a lo largo de la longitud de un tubo de acero inoxidable. El funcionamiento de la expansión es simplemente el ajuste del diámetro de la tubería a un tamaño mayor al pasar un mandril cónico o "cono" a través del interior de la ESS.

La ESS consta de tres capas básicas:

- 1. Una estructura de tubo de base ranurada:** tubular ranurado expandible.
- 2. El medio filtrante:** medio de alambre metálico tejido especialmente desarrollado para mallas expandibles.
- 3. Una capa externa de protección y encapsulación:** tubo ranurado micro expandible" formado alrededor del exterior de la rejilla de arena.

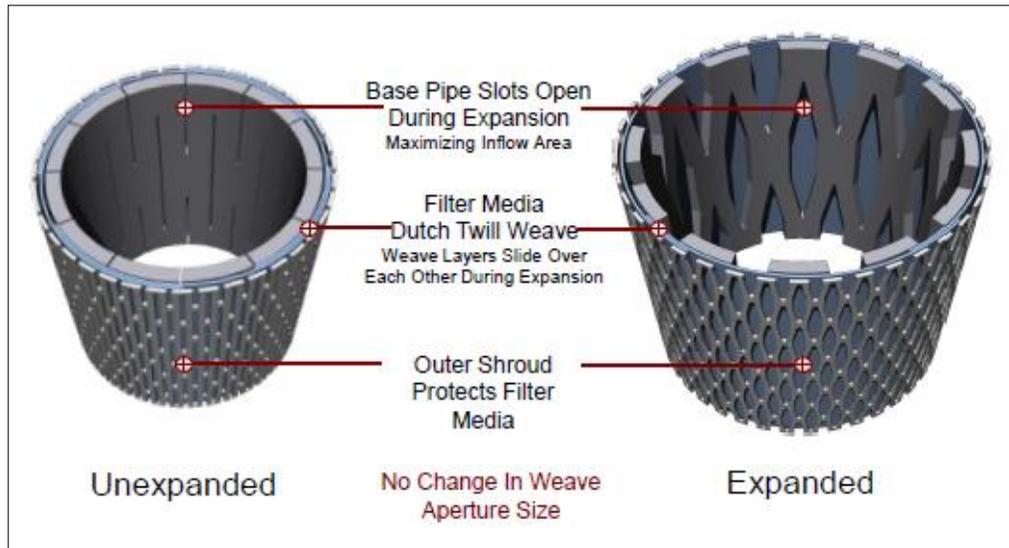
En las **figuras 14 y 15** se presenta una representación gráfica de la malla expandible la cual contiene sus tres capas conectadas una base ranurada, un medio filtrante y una capa externa de protección.

---

<sup>156</sup> SALEHI-MOORKANI, Reza y GHASEMZADEH, Amir. Improvement of the Criteria for Expandable Sand Screen Well Candidate Selection. Society of Petroleum Engineers, 2011. ISBN 978-1-61399-121-3.

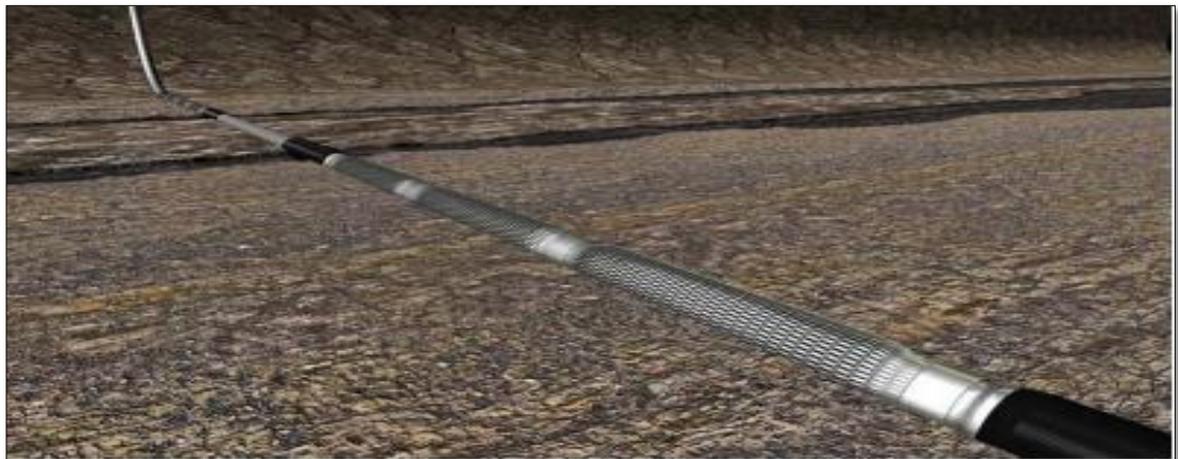
<sup>157</sup> *Ibíd.*, p.1.

**Figura 14.** Capas de la malla expandible.



**Fuente:** MOHD ISMAIL, I. y GEDDES, M. W. Fifteen Years of Expandable Sand Screen Performance and Reliability. SPE 166425.

**Figura 15.** Malla expandible.



**Fuente:** WEATHERFORD. Expandable Sand Screen. 2016. [Consultado el febrero 2018]. Disponible en: <https://www.weatherford.com/en/documents/real-result/completions/sand-control-en/ess%20AE-expandable-sand-screen/>

**2.2.2 Ventajas.** En los documentos realizados por Weekse, Steve y Urselmann<sup>158</sup>, Mohd y Geddes<sup>159</sup> y Salehi-Moorkani y Ghasemzadeh<sup>160</sup> se indican ventajas del uso de esta tecnología, enunciadas a continuación.

- Reducción de la producción arena a causa de la eficiente combinación entre sus tres capas de retención.
- Favorece la producción de hidrocarburos asociada a la reducción del caudal de arena.
- Presencia de un amplio diámetro interno para intervención de trabajos.
- Instalación operacional simple.
- No hay afectación de la erosión en pozos de hueco abierto debido a la baja velocidad del fluido como consecuencia de la mayor área de entrada.
- Evita el daño de formación gracias a la generación de un amplio agujero creado después de la expansión de la malla, el cual proporciona fricción reducida a través de la sección de hueco abierto.
- La expansión del diámetro interno de la malla proporciona, prácticamente, un completamiento simple para aquellos pozos que se espera tengan altas tasas de producción.

**2.2.3 Aplicaciones.** Según Weekse et al.<sup>161</sup>, entre octubre del 2000 y marzo del 2001 las empresas Shell y ExxonMobil operaron el campo de gas costa afuera Brigantine del mar del Norte, en Reino Unido. Un estudio integrado previo a la producción se llevó a cabo confirmando la necesidad de un dispositivo para el control de arena. La opción seleccionada fue la implementación de la malla expandible, la cual fue aplicada por Shell junto con un sistema de completamiento de Weatherford. La nueva tecnología superó las aplicaciones de herramientas convencionales como el *gravel pack* debido a los grandes beneficios que traería. Dentro de este campo, se completaron tres pozos, Brigantine A, B y C.

Como resultados de la exitosa aplicación, se batieron tres récords mundiales, primero, los tres pozos fueron completados 32 días antes de lo estipulado en el plan de desarrollo del campo, la producción logro un aumento del 23% y, por último, los ingresos superaron las expectativas con un total de 40% adicional a lo esperado, equivalente a 13.5 MM£.

En 2008 en referencia a Pierfelici, et al<sup>162</sup>, la tecnología se aplicó en el campo de

---

<sup>158</sup> WEEKSE, Alex; STEVE, Grant y URSELMANN, Rob. Expandable Sand Screen: Three New World Records in the Brigantine Field.

<sup>159</sup> MOHD ISMAIL, I. y GEDDES, M. W. Weatherford. Fifteen Years of Expandable Sand Screen Performance and Reliability. SPE 166425.

<sup>160</sup> SALEHI-MOORKANI, Reza y GHASEMZADEH, Amir. (2011), Op. Cit.

<sup>161</sup> WEEKSE, Alex; STEVE, Grant y URSELMANN, Rob, Op. cit.

<sup>162</sup> Pierfelici, Stefano, Tacconelli, Antonella, Belayim Petroleum Company; Elsakhawy, Tamer, Mohamed, Omar Y., and Bowen, Eddie G. Baker Hughes Incorporated: "High Gas Rate Production: Expandable Solutions in the Mediterranean Sea." Paper SPE115860 presented at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 21–24 September 2008.

gas Baltim de Egipto, ubicado en el Mar Mediterraneo. Se completaron 20 pozos, contribuyendo así al control de arena y producción de gas con una caída de presión menor a 1500 psi incluso con producción de agua presente.

Posteriormente, de acuerdo con el artículo científico de Salehi et al.<sup>163</sup>, en 2011, una de las nuevas técnicas para la prevención de la producción de arena fue completada con mallas expandibles en algunos pozos onshore en Irán donde los yacimientos tenían presencia de roca arenisca. Se alcanzaron resultados aceptables reduciendo la producción de arena y aumentando la productividad de los pozos. Debido a la mejora en la producción, esta tecnología tuvo gran acogida y compañías petroleras aplicaron más completamientos con este nuevo sistema. Es importante destacar que el éxito de esta herramienta va de la mano de las consideraciones operacionales, las cuales deben ir acompañadas de factores cruciales como el mejor estudio geológico de yacimientos y de producción, además de un eficiente diseño del completamiento.

Finalmente, según Mohd y Geddes<sup>164</sup>, en 2014 hubo un creciente uso en completamientos de pozos de petróleo, gas e inyectores. Teniendo pozos produciendo por más de trece años con tasas máximas de producción de 30 MBOPD, 370 MMSCFD y máxima inyección 65 MBWPD. Adicionalmente hay aplicaciones en agua profunda, singulares y múltiples zonas, pozos desviados y pozos horizontales.

## **2.3 MALLA SINTERIZADA**

Según Nadeem<sup>165</sup>, las mallas sinterizadas, también conocidas como mallas cerámicas, consisten en la unión de varios anillos de carburo de silicio que poseen separadores entre sí para proveer apertura de ranuras. El material provee a la malla alta resistencia a la abrasión y a la corrosión, además de estabilidad térmica en temperaturas hasta 1800°C. A continuación, se presentan detalladamente las características de esta nueva tecnología de control de arena, sus ventajas y sus casos de aplicación más representativos a nivel mundial.

**2.3.1 Descripción y principio de funcionamiento.** La malla sinterizada, según Wildhack<sup>166</sup>, consiste en la integración de una tubería base ranurada, barras guía soldadas a esta última y anillos de carburo de silicio instalados sobre las barras guía. Estos anillos poseen separadores entre sí y son mucho más resistentes a la

---

<sup>163</sup> SALEHI-MOORKANI, Reza y GHASEMZADEH, Amir. (2011), Op. Cit.

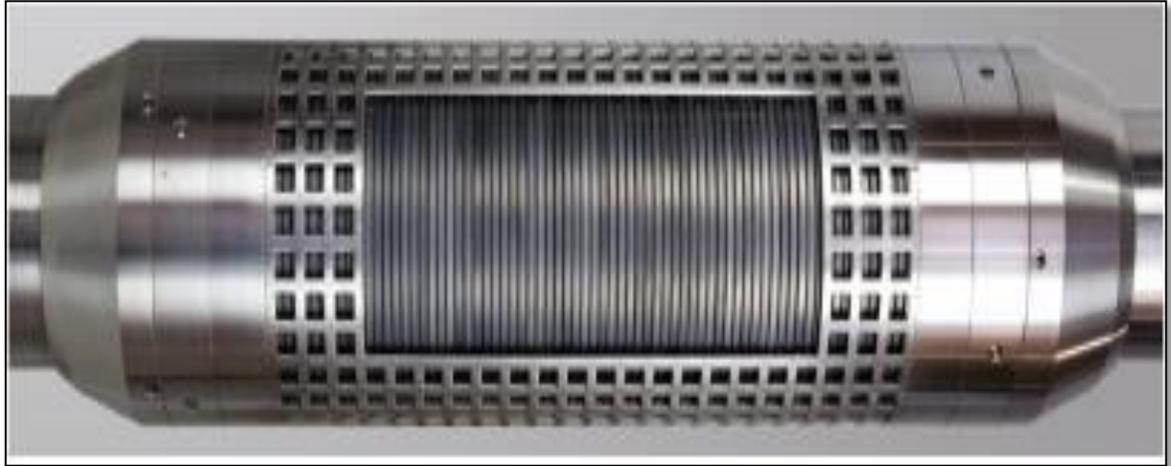
<sup>164</sup> MOHD ISMAIL, I. y GEDDES, M. W., Op. Cit.

<sup>165</sup> NADEEM, Asaf, et al. Ceramic Screens - an Innovative Downhole Sand Control Solution for Old and Challenging Cased Hole Completions. International Petroleum Technology Conference, 2014. ISBN 978-1-61399-322-4. p. 4.

<sup>166</sup> WILDHACK, Stefanie, *et al.* Ceramic Sand Screens for Sand Control in Unconsolidated Reservoirs: Application and Sand Retention Capabilities in the Maturing Oil Field, Gaiselberg, Austria. Society of Petroleum Engineers, 2012. ISBN 978-1-61399-213-5. p. 2.

corrosión, la abrasión y la temperatura que los materiales metálicos utilizados en las mallas convencionales de acuerdo con 3M<sup>167</sup>. La estructura de la malla sinterizada está expuesta en la **Figura 16**.

**Figura 16.** Malla sinterizada



**Fuente:** JACKSON, S. R.; GUNDEMONI, B. y BARTH, P. Sand Control in Corrosive and Erosive Downhole Conditions at High Temperatures. 2016, p. 12.

Para probar la alta resistencia de las mallas sinterizadas, se realizaron las siguientes pruebas de acuerdo con lo afirmado por Nadeem<sup>168</sup>:

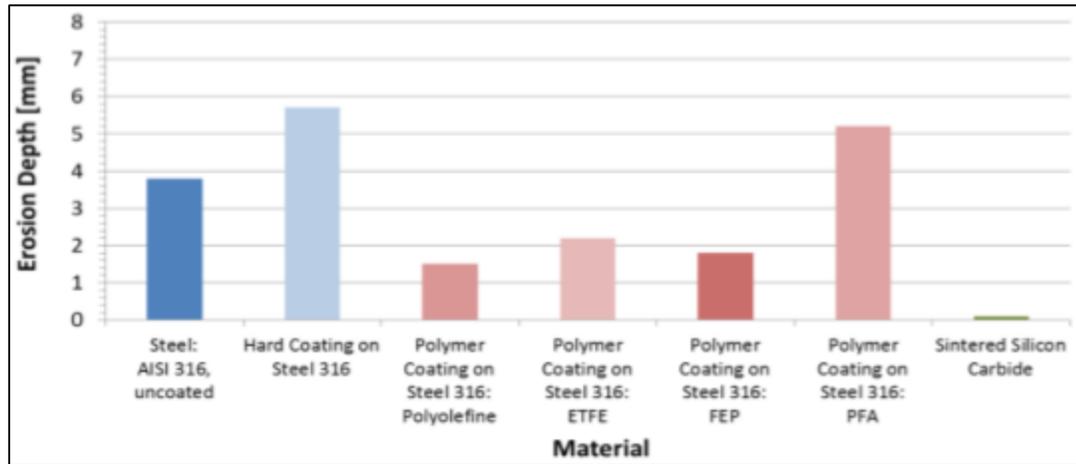
- **Prueba de erosión.** En esta evaluación, una malla sinterizada y una convencional fueron sometidas a sandblasting durante 60 minutos para determinar el grado de erosión experimentado en sus superficies. Sobre estas se dirigió material propante de tamaño de grano de 20/40 mesh, a una presión de 2 bares, el cual fue transportado por gas natural a una velocidad comprendida entre 30 y 50 m/s. La prueba arrojó como resultado que la malla sinterizada tiene un alto potencial para mitigar la erosión frente a la malla sinterizada dado que la superficie de acero experimentó erosión mientras que la pieza de carburo de silicio mantuvo la integridad de su superficie luego de culminados los 60 minutos que duró la prueba. Así mismo, según lo estipulado por Jackson<sup>169</sup>, la malla sinterizada experimenta una profundidad de erosión aproximada de 0,2 mm, la cual es mucho menor en comparación con la obtenida en materiales poliméricos y de acero de acuerdo con la **Figura 17**.

<sup>167</sup> 3M. 3M Ceramic Sand Screens. [Consultado el octubre 6, 2017]. Disponible en: <https://multimedia.3m.com/mws/media/1382044O/ceramic-sand-technical-data-sheet.pdf>. p. 1.

<sup>168</sup> NADEEM, Asaf, et al. Op. Cit. p. 5-6.

<sup>169</sup> JACKSON, S. R.; GUNDEMONI, B. y BARTH, P. Sand Control in Corrosive and Erosive Downhole Conditions at High Temperatures. 2016, p. 5.

**Figura 17.** Comparación de la profundidad de erosión experimentada por el carburo de silicio y otros materiales poliméricos y de acero.



**Fuente:** JACKSON, S. R.; GUNDEMONI, B. y BARTH, P. Sand Control in Corrosive and Erosive Downhole Conditions at High Temperatures. 2016, p. 5.

- **Prueba de corrosión.** Para la realización de dicha evaluación, la muestra de carburo de silicio fue expuesta a varios fluidos de perforación, completamiento y tratamiento que presentaban las siguientes composiciones:
  - Ácido clorhídrico (HCl), 15% v/v.
  - Ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>), 70% v/v.
  - Mezcla de H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 3 M y de HCl 1 M.
  - Ácido fórmico (HCOOH), 5% v/v.
  - Mezcla de HCl 12% v/v y de ácido fluorhídrico (HF) 3% v/v.
  - Salmuera compuesta por cloruro de calcio (CaCl<sub>2</sub>) y bromuro de calcio (CaBr<sub>2</sub>).

La prueba se desarrolló a 80°C de temperatura durante 14 días. Al final de esta, no se observó una respuesta corrosiva en la muestra de carburo de silicio, mientras que en las muestras de acero se observó una importante corrosión.

- **Loop test.** El objetivo de esta prueba consistió en determinar si la malla sinterizada era capaz de soportar las fuerzas que actúan sobre una tubería doblada durante su implementación en un drill pipe antes de ser aprobada para su instalación en fondo. La sarta de prueba fue accionada por una unidad de coiled tubing. La malla sinterizada fue corrida a una distancia total de 36.000 ft a una velocidad de 80 ft/min, arrojando como resultado la no afectación de la herramienta de control de arena y la aprobación para su instalación en fondo.
- **Prueba de doblado.** En esta evaluación, la malla sinterizada fue sometida a un aumento progresivo de dog leg severity (DLS) con el fin de estudiar su flexibilidad y la tolerancia de sus ranuras al doblado. La herramienta mecánica

fue doblada experimentando un DLS comprendido entre 20°/100 ft y 90°/100 ft, dando como resultado que la nueva tecnología no sufrió daños al ser doblada ni al recuperar su forma original.

- **Push-off test.** Durante esta prueba, una malla sinterizada de diámetro de 3,5 in fue evaluada mediante la imposición de cargas en sus extremos para determinar el valor máximo que puede soportar. Es esencial la aplicación en una distribución simétrica de las cargas para el éxito de la evaluación. Se obtuvo como resultado que los extremos de la malla sinterizada pueden soportar una carga máxima de 62 toneladas.

Las últimas tres pruebas descritas están exhibidas en la **Figura 18**.

**Figura 18.** Pruebas de calidad de la malla sinterizada. A) Loop test, b) Prueba de doblado, c) Push-off test.



**Fuente:** NADEEM, Asaf, et al. Ceramic Screens - an Innovative Downhole Sand Control Solution for Old and Challenging Cased Hole Completions. International Petroleum Technology Conference, 2014. ISBN 978-1-61399-322-4. p. 6.

**2.3.2 Ventajas.** 3M<sup>170</sup> indica que las mallas sinterizadas constituyen una alternativa viable a los métodos existentes de control de arena dada su alta resistencia a la abrasión y la corrosión, la cual fue cuantificada en las pruebas expuestas anteriormente, además de presentar mayor dureza y rigidez que los metales utilizados en las mallas convencionales de control de arena. Así mismo, Muessig<sup>171</sup> afirma que esta nueva tecnología mecánica de control de arena puede adaptarse a diferentes geometrías de pozo, siendo fácilmente implementado en hueco abierto o revestido, y permite altas tasas de flujo laminar, mediante lo cual se previene el taponamiento de los orificios de la malla por granos de tamaño arena, incrementándose así el caudal de petróleo y reduciéndose la producción de arena.

<sup>170</sup> *Ibíd.* p. 1.

<sup>171</sup> MUESSIG, Siegfried, *et al.* Ceramic Screens, an Innovative Milestone in Sand Control. Society of Petroleum Engineers, 2011. ISBN 978-1-61399-147-3. p. 2.

**2.3.3 Aplicaciones.** Muessig<sup>172</sup> expone en su artículo la aplicación de una malla sinterizada en un pozo productor vertical del campo Valdemar de Dinamarca en el año 2011. Éste fue estimulado mediante la generación de zonas fracturadas que atraviesan un yacimiento de caliza con alto contenido de arcilla (aproximadamente 70%), de permeabilidad comprendida entre 0,01 a 0,4 mD y valores de porosidad que oscilan entre 20 y 35%. Según el autor citado anteriormente<sup>173</sup>, la malla sinterizada fue implementada solo en la tercera zona estimulada, pese a que se tenía planeado instalar otra de estas herramientas en la primera, dado que el equipo de completamiento experimentó inconvenientes a la hora de instalar los empaques aisladores a las profundidades estipuladas. Muessig<sup>174</sup> también afirma que, luego de que el pozo fuese puesto en producción, se observó que la zona 3, donde se implementó la malla sinterizada, no presentó alteraciones de su producción de petróleo durante trece meses, observándose una cantidad insignificante de arena en superficie.

Del mismo modo, en un artículo científico escrito en 2012 por Wildhack<sup>175</sup>, se detalla la implementación de una malla sinterizada en un pozo productor vertical en el campo Gaiselberg, ubicado en Austria. La razón por la cual se decidió implementar esta herramienta consiste en que se presentó una pérdida de producción de petróleo de aproximadamente 50% en unos veinte pozos productores completados con empaques de grava y *Wire Wrapped Screens*. La nueva tecnología de tipo mecánico fue instalada en el pozo Gaiselberg-016, el cual contacta a una formación productora constituida por granos de arena no consolidados. El pozo empezó a producir el 15 de diciembre de 2011 con una tasa de 270 BFPD, la cual fue incrementada a 540 BFPD luego de observarse una reducción a cero por ciento de producción de arena, manteniéndose este valor durante seis semanas más.

La malla sinterizada también fue instalada en un pozo vertical productor de gas condensado en Bolivia. Esta implementación está descrita por Nadeem<sup>176</sup> en su artículo científico publicado en 2014. La nueva tecnología de tipo mecánico fue instalada en un intervalo productor de arenisca uniforme y de tamaño comprendido entre fino y medio, el cual poseía una profundidad vertical (TVD) comprendida entre 2025 y 2027 ft. Como resultado, se obtuvo una producción máxima de aproximadamente 7 MMSCFD según Nadeem<sup>177</sup>.

De acuerdo con lo expuesto por Jackson<sup>178</sup>, la malla sinterizada fue implementada en dos pozos productores del mar del norte en 2014 luego de fracturar las zonas de interés atravesadas con en el fin de incrementar la producción de gas natural. Dicha

---

<sup>172</sup> *Ibíd.* p. 2.

<sup>173</sup> *Ibíd.* p. 2.

<sup>174</sup> *Ibíd.* p. 3.

<sup>175</sup> WILDHACK, Stefanie, *et al.* (2012.) Op. Cit. p. 3.

<sup>176</sup> NADEEM, Asaf, *et al.* Op. Cit. p. 2.

<sup>177</sup> *Ibíd.* p. 9.

<sup>178</sup> JACKSON, S. R.; GUNDEMONI, B. y BARTH, P. Op. Cit. p. 14-15.

implementación fue motivada por la no existencia de equipos aptos para la gestión de la producción de arena y el retorno de material apuntalante a superficie. Como resultado, se obtuvo una producción máxima de 25 MMSCFD en el pozo A y de 35 MMSCFD en el pozo B.

Otra aplicación importante se llevó a cabo en el campo Tunu de Indonesia, tal y como lo describe Risatrio *et al*<sup>179</sup> en su artículo científico publicado en 2015. La herramienta fue implementada en un pozo vertical productor de gas, más específicamente en dos formaciones productoras (areniscas) no consolidadas y altamente no uniformes. El autor citado anteriormente<sup>180</sup> afirma que, luego de tres meses, la zona 1 presentó una producción final de 2,5 MMSCFD mientras que en la zona 2 se registró una producción continua de 2 MMSCFD; en ambas zonas no hubo producción de arena.

Por último, de acuerdo con Sidek<sup>181</sup>, se implementó la malla sinterizada en tres pozos horizontales en un campo de Malasia operado por Petronas en 2017, cuya producción de arena se originó gracias a cambios en los esfuerzos in situ de los yacimientos y el aumento de la producción de agua. En los tres pozos se observó que la producción de arena propició la aparición de orificios en los cabezales de los pozos 1 y 3 mientras que en el pozo 2 ocurrió la falla de la tubería de producción. La malla se instaló en reemplazo de dos empaques con grava a hueco revestido del pozo uno y de la malla *poromax* instalada en los pozos 2 y 3. Como resultado de la implementación de la nueva tecnología se generó, luego de diez meses de instaladas las mallas sinterizadas, una reducción total de costos en un 30%, un retorno de la inversión de 50% y una ganancia adicional de producción de petróleo de 15% a la esperada al momento de reanudar la producción de los tres pozos.

## 2.4 MALLA MESHRITE™

Según Schlumberger<sup>182</sup>, estas mallas minimizan la restricción al flujo y poseen alta resistencia a la corrosión y la erosión, contribuyendo en la reducción de costos de completamiento. A continuación, se expone la descripción, ventajas y aplicaciones a nivel mundial de esta nueva tecnología de control de arena.

**2.4.1 Descripción y principio de funcionamiento.** De acuerdo con la información proporcionada por Schlumberger<sup>183</sup>, las mallas *MeshRite*™ están compuestas por capas comprimidas de lana de acero inoxidable que envuelven una tubería base

---

<sup>179</sup> RISATRIO, A. A., *et al.* Cased Hole Ceramic Screen Cutting Completion Cost for Marginal Reservoir: Application in Tunu Field. Society of Petroleum Engineers, 2015. ISBN 978-1-61399-390-3. p. 5.

<sup>180</sup> *Ibíd.* p. 8.

<sup>181</sup> SIDEK, Sulaiman, *et al.* Op Cit. p. 1-21.

<sup>182</sup> SCHLUMBERGER. *MeshRite*™. [Consultado el octubre 12, 2017]. Disponible en: [http://www.slb.com/~media/Files/sand\\_control/product\\_sheets/MeshRite\\_screens\\_ps.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/sand_control/product_sheets/MeshRite_screens_ps.pdf).

<sup>183</sup> *Ibíd.* p. 1.

perforada; a su vez, tales capas están cubiertas por un velo metálico perforado. La compañía de servicios<sup>184</sup> también afirma que los poros de la herramienta, que poseen un tamaño comprendido entre 15 y 600 micras, permiten el paso de partículas de tamaño menor a 30 micras mientras se ejerce control de arena. De acuerdo con Absolute<sup>185</sup>, los poros de las capas de acero inoxidable poseen tamaños no uniformes comprendidos dentro del rango mencionado anteriormente, lo cual provee a la herramienta mecánica la mejora del efecto de puenteo ejercido en los granos de formación, reteniéndose así granos de cada vez menor tamaño. Según Sánchez<sup>186</sup>, la herramienta posee una porosidad de 92%, un área abierta al flujo de 40% y una permeabilidad inicial de 400 D, reduciéndose así la resistencia al flujo en la cara de la formación y en las inmediaciones de la malla. La **Figura 19** expone la configuración de esta nueva tecnología.

**Figura 19.** Malla *MeshRite*<sup>TM</sup>



**Fuente:** SCHLUMBERGER. *MeshRite*<sup>TM</sup>. Disponible en: [http://www.slb.com/~media/Files/sand\\_control/product\\_sheets/MeshRite\\_screens\\_ps.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/sand_control/product_sheets/MeshRite_screens_ps.pdf)

Absolute<sup>187</sup> afirma que otra característica fundamental de la malla *MeshRite*<sup>TM</sup> consiste en que esta presenta insensibilidad a la distribución granulométrica del yacimiento, lo cual habilita a la herramienta de control de arena para implementarla en formaciones productoras con alto coeficiente de uniformidad, distribución granulométrica pobremente definida o donde se esté realizando una prueba DST donde el tamaño de grano de intervalo productor es desconocido. Lo anterior fue demostrado por Woiceshyn en su artículo académico mediante la recopilación de pruebas de laboratorio y experiencias en campo. Dicho autor<sup>188</sup> también expone un caso de aplicación en el cual se instalaron mallas *MeshRite*<sup>TM</sup> para la ejecución de pruebas DST en un yacimiento donde no se tenía conocimiento previo de su distribución granulométrica. Luego de la implementación de la nueva tecnología, no

---

<sup>184</sup> *Ibíd.* p. 1.

<sup>185</sup> ABSOLUTE. *MeshRite*<sup>TM</sup> 2014. Octubre 2, 2014. [Consultado el marzo 21, 2018]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=F4BgtLjM72g>

<sup>186</sup> SANCHEZ, Hernan, *et al.* Op. Cit. p. 2.

<sup>187</sup> ABSOLUTE. *MeshRite*<sup>TM</sup> Brochure. [Consultado el febrero 15, 2018]. Disponible en: <http://product.absolutect.com/meshrite-brochure>

<sup>188</sup> WOICESHYN, Glenn E.; RUSSELL, Thane Geoffrey y CAULFIELD, Iain A. Op. Cit. p. 5.

se experimentaron problemas de producción de arena en los pozos seleccionados. Posteriormente, se llevó a cabo la determinación de la distribución granulométrica de la formación de interés, dando como resultado que, pese a tener alto grado de no consolidación, las muestras poseían tamaños de grano mayores a los tamaños límite que puede retener la malla *MeshRite*<sup>TM</sup>.

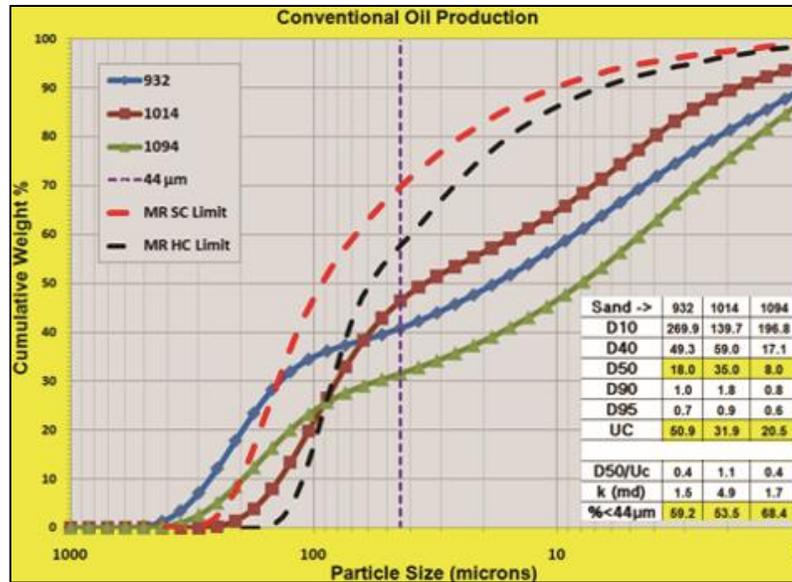
Además, tal autor<sup>189</sup> menciona un caso en el cual se instaló una malla *MeshRite*<sup>TM</sup> dentro de un *liner* ranurado de 7 in que previamente había fallado dada la alta producción de arena al pozo. Pese a que la distribución granulométrica del yacimiento presentaba tamaños de arena menores a los que puede retener la malla *MeshRite*<sup>TM</sup> teóricamente, esta fue instalada con éxito, registrándose una producción de petróleo de 130 BOPD sin problemas de arena luego de cinco meses de instalada la herramienta de control de arena. Woiceshyn<sup>190</sup> destaca que las curvas de distribución granulométrica teóricas de la malla *MeshRite*<sup>TM</sup> están basadas en una prueba realizada en término corto, por lo cual no puede decirse que la nueva tecnología no podrá operar bajo los estándares establecidos en tal evaluación. La distribución granulométrica de tal reservorio está expuesta en la **Figura 20**. Las curvas punteadas hacen referencia a los valores teóricos de las mallas *MeshRite*<sup>TM</sup> mencionados anteriormente, mientras que las curvas continuas corresponden a los núcleos 932, 1014 y 1094 de la formación productora de acuerdo con tal figura. En dicha imagen se encuentran contenidos los percentiles 10, 40, 50, 90 y 95 de la distribución granulométrica del yacimiento, así como su coeficiente de uniformidad (UC), su permeabilidad (k) y el porcentaje de partículas producidas con tamaño de grano menor a 44 micras.

---

<sup>189</sup> *Ibíd.* p. 6.

<sup>190</sup> *Ibíd.* p. 6.

**Figura 20.** Distribución granulométrica de la formación productora donde se instaló la malla *MeshRite™* para el pozo de petróleo del estudio de caso.



**Fuente:** WOICESHYN, Glenn E.; RUSSELL, Thane Geoffrey y CAULFIELD, Iain A. A Unique Sand-Control Screen that Enhances Productivity. Society of Petroleum Engineers, 2010. ISBN 978-1-55563-318-9. p. 6.

**2.4.2 Ventajas.** Schlumberger<sup>191</sup> indica que la aplicación de la malla *MeshRite™* otorga las siguientes ventajas:

- Área abierta al flujo del 40%.
- Permeabilidad inicial de 400 D según Sánchez<sup>192</sup>.
- Reducción de costos de completamiento, dependiendo de las situaciones particulares presentadas en cada yacimiento y pozo. De acuerdo con Sánchez<sup>193</sup>, la correcta instalación de la malla *MeshRite™* implica una reducción de costos gracias al decrecimiento de la frecuencia de los trabajos de workover y limpieza de arena.
- Formaciones productoras cuyo coeficiente de uniformidad es mayor a 5, de acuerdo con las observaciones de Woiceshyn mencionadas en el apartado 2.4.1.
- Puede usarse en yacimientos de crudo pesado.
- Puede aplicarse en formaciones productoras cuya distribución granulométrica esté pobremente definida o con alto coeficiente de uniformidad.
- Puede aplicarse en pozos producidos mediante bombeo electrosumergible

<sup>191</sup> SCHLUMBERGER. *MeshRite™*. Op. Cit.

<sup>192</sup> SANCHEZ, Hernan, *et al.* Op. Cit. p. 2.

<sup>193</sup> *Ibíd.* p. 3.

(ESP).

- Puede aplicarse en pozos producidos mediante inyección de vapor o SAGD.

**2.4.3 Aplicaciones.** Según Woiceshyn<sup>194</sup>, la malla *MeshRite*<sup>TM</sup> fue implementada por primera vez en Canadá en la región de Athabasca a principios de los años 90 en un pozo productor de hidrocarburos por medio del método de recobro de drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD), el cual continuaba llevando a cabo una producción libre de arena en 1998.

Posteriormente, ésta malla fue implementada en el pozo horizontal productor de crudo pesado Ginta B21, ubicado en el Bloque-16 de la Cuenca Oriente en Ecuador, según lo escrito por Sánchez<sup>195</sup> en su artículo científico publicado en 2004. Dicho pozo atraviesa la roca yacimiento M1A, la cual registra una concentración de arena promedio equivalente a un rango de entre 0.0438 y 0.1753 lb/bbl de la producción del fluido de cada uno de los pozos completados en tal formación. Según el autor<sup>196</sup>, luego de la instalación de esta nueva tecnología de control de arena, el pozo fue puesto en producción con un caudal inicial de 2070 BFPD, registrándose una reducción de la concentración de arena resultante de 0.1715 a 0.0035 lb/bbl de fluido producido al cabo de 8 meses e implicando una reducción de costos gracias al decrecimiento de la frecuencia de los trabajos de workover y limpieza de arena además del aumento de la vida útil de las bombas ESP.

En 2010, según el documento académico escrito por Woiceshyn<sup>197</sup> la malla *MeshRite*<sup>TM</sup> fue implementada en 7 pozos con hueco revestido en África, obteniéndose una producción máxima de 1000 BFPD a una frecuencia baja de bomba PCP de 10 Hz.

Finalmente, esta herramienta de control de arena también fue implementada en el campo Moriche, ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en Colombia, teniendo en cuenta lo afirmado por Huimin *et al*<sup>198</sup>. La citada malla fue instalada en un pozo vertical productor de crudo pesado completado en una formación de arenas friables que posee una porosidad comprendida entre 20 y 25% y una permeabilidad con valores que oscilan entre 50 y 2000 mD. Según los resultados expuestos en el citado documento<sup>199</sup>, se presentó un aumento de eficiencia de 30% en las operaciones de completamiento y, a la fecha de publicación del citado documento, se esperaba un incremento aproximado de 25% en la producción de petróleo.

---

<sup>194</sup> WOICESHYN, Glenn E.; RUSSELL, Thane Geoffrey y CAULFIELD, Iain A. A Unique Sand-Control Screen that Enhances Productivity. Society of Petroleum Engineers, 2010. ISBN 978-1-55563-318-9. p. 4.

<sup>195</sup> SANCHEZ, Hernan, *et al.* Op. Cit. p. 2.

<sup>196</sup> *Ibid.* p. 3.

<sup>197</sup> WOICESHYN, Glenn E.; RUSSELL, Thane Geoffrey y CAULFIELD, Iain A. Op. Cit. p. 10.

<sup>198</sup> HUIMIN, Ye, *et al.* Op. Cit. p. 2.

<sup>199</sup> *Ibid.*, p.4.

**Desventajas.** Las nuevas tecnologías traen consigo importantes logros a nivel de aumento en producción de hidrocarburos, restricción de la producción de arena e importantes reducciones de gastos generados por problemas asociados a la arena, sin embargo, hay que tener en cuenta ciertos factores para garantizar su eficiente funcionamiento.

Es de vital importancia tener en cuenta que hay ciertas limitantes de uso, hablando del Frac Pack y de acuerdo con su fabricante<sup>200</sup> y el autor Tiner<sup>201</sup>, situaciones donde el agua o el fluido no deseado están muy cerca del intervalo perforado, limitaciones en el número de recipientes de estimulación disponibles y calidad adecuada del tratamiento en trabajos Offshore, pues solo hay una oportunidad de fracturar a diferencia de los tratamientos de fracturas en tierra donde refracturar es posible<sup>202</sup>; en mallas Expandibles coeficientes de uniformidad máximos de 6.7<sup>203</sup>; aplicabilidad a una temperatura máxima de yacimiento de 200°C para una malla sinterizada de acuerdo con Jackson<sup>204</sup>, área abierta al flujo máxima de 40% para una malla *MeshRite*<sup>TM</sup> según Woiceshyn<sup>205</sup> y la instalación de las nuevas tecnologías en formaciones con coeficiente de uniformidad menor a 11 según Risatrio<sup>206</sup>.

Teniendo un enfoque general, es importante garantizar capacitación adicional al personal operativo debido a las innovaciones en los equipos, además de ser necesarias otras áreas de desarrollo técnico para promover el efectivo uso de estas tecnologías ya que cuando los trabajos no ocurren como se diseñaron o el pozo no respondió como se esperaba, se culpa de forma innecesaria a las nuevas tecnologías.

También es importante controlar de cerca el funcionamiento para que, si el control de arena no se lleva a cabo de la manera esperada, puedan ejecutarse los procedimientos pertinentes y monitorear el comportamiento del pozo y de la producción. Los consultores técnicos de control de calidad se utilizan en más del 20% de los tratamientos realizados hasta la fecha<sup>207</sup>. Otras compañías brindan expertos internos en control de calidad o dependen de la compañía de servicios para proporcionarla.

---

<sup>200</sup> SCHLUMBERGER (2002), Op. cit., p.3.

<sup>201</sup> TINER, Robert L.; ELY, John W. y SCHRAUFNAGEL, Richard. Op. cit., p.2.

<sup>202</sup> *Ibid.*, p.2.

<sup>203</sup> DEILAMI, Fatemeh; SALEHI-MOORKANI, Reza y GHASEMZADEH, Amer. Successful Applications of Expandable Sand Screen in Persian Oil Fields, Part 2. Brisbane, Queensland, Australia: Society of Petroleum Engineers, 2010. ISBN 978-1-55563-311-0.

<sup>204</sup> JACKSON, R. y JOLY, S. A new generation of HPHT sand screens development. En: WORLD OIL. julio, 2017. p. 39-42.

<sup>205</sup> WOICESHYN, Glenn E.; RUSSELL, Thane Geoffrey y CAULFIELD, Iain A. Op. Cit. p. 2.

<sup>206</sup> RISATRIO, A. A., *et al.* Op. Cit. p. 8.

<sup>207</sup> *Ibid* p. 3.

### 3. PARÁMETROS DE SELECCIÓN DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS

#### 3.1 CONCEPTOS DE IMPORTANCIA EN LA SELECCIÓN DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA

En primera instancia, se realiza una breve explicación de algunos conceptos de vital importancia para la selección de las nuevas tecnologías de control de arena de tipo mecánico, incluyendo aspectos geomecánicos y parámetros previamente utilizados para la selección de las herramientas convencionales como la profundidad del yacimiento, su tamaño de grano en función de su promedio y rangos, el coeficiente de uniformidad, la escala de Wentworth y la información estratigráfica ya recopilada por los autores del documento CDD T 553.283. Para la definición de los anteriores parámetros, González y Ramírez<sup>208</sup> emplearon la información encontrada en informes de laboratorio, correlaciones con pozos vecinos y reportes hallados en OpenWells. Dicha data fue elaborada por Ecopetrol S.A. mediante la determinación de la distribución granulométrica de las formaciones productoras de cada campo utilizado para análisis en el proyecto. La descripción de la determinación de tal distribución y los parámetros anteriormente mencionados será expuesta a continuación.

**3.1.1 Resistencia de la roca y predicción de la producción de arena.** De acuerdo con Bellarby<sup>209</sup>, la importancia de la geomecánica para el control de arena radica en que, mediante su uso adecuado, permite predecir cuándo un yacimiento comenzará a producir arena para decidir si se debe implementar un método de control de arena y su tipo. Así mismo, la producción de arena depende de tres componentes principales desde el punto de vista geomecánico:

- La resistencia de la roca.
- Esfuerzos regionales impuestos sobre la cara de la formación en las zonas cañoneadas.
- Cargas locales impuestas sobre la cara de la formación en las zonas cañoneadas.

**3.1.1.1 Resistencia de la roca.** De manera general, según el autor citado anteriormente<sup>210</sup>, los mecanismos que mantienen los granos de la formación adheridos y juntos también restringirán las gargantas de poro, reduciéndose así la permeabilidad y la porosidad de la formación. Al-Tahini<sup>211</sup> afirma que la reducción de estas dos propiedades de la roca y el incremento de la resistencia en la misma

---

<sup>208</sup> GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016). Op. Cit. p. 85-87.

<sup>209</sup> BELLARBY, Jonathan. Op. Cit. p.129.

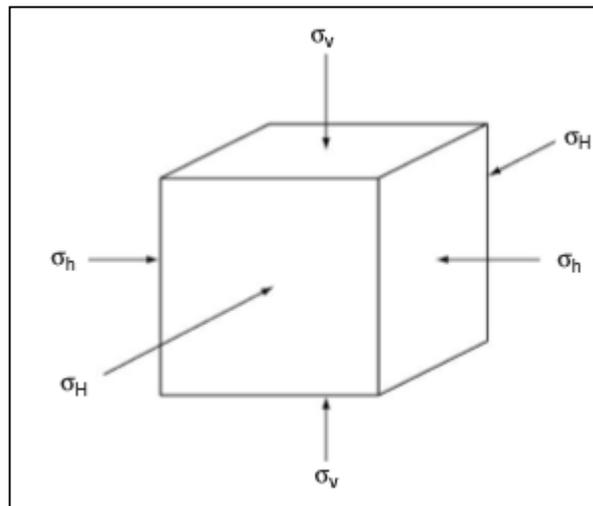
<sup>210</sup> *Ibíd.* p. 130.

<sup>211</sup> AL-TAHINI, Ashraf; SONDERGELD, Carl H. y RAI, Chandra S. The Effect of Cementation on the Mechanical Properties of Sandstones. En: SPE RESERVOIR EVALUATION & ENGINEERING. Agosto, 2006. p. 308.

dependerá del tipo de cemento y su distribución. Por lo tanto, dicho autor<sup>212</sup> determinó mediante pruebas de laboratorio que las areniscas presentarán mayor resistencia uniaxial compresiva a medida que su cemento posea cada vez mayor contenido de cuarzo mientras que la cantidad de arcilla presente en el cemento de la roca reducirá tal resistencia. Así mismo, se determinó que el contenido de carbonatos en la arenisca arrojará como resultado una magnitud de resistencia uniaxial compresiva no mayor al originado por contenido de cuarzo y no menor al ocurrido por la cantidad de arcilla presente.

**3.1.1.2 Esfuerzos regionales.** De acuerdo con Jara y Rincón<sup>213</sup>, existen tres esfuerzos principales que actúan sobre la formación, los cuales son representados por medio de la **Figura 21**.

**Figura 21.** Esfuerzos principales en la formación.



**Fuente:** BELLARBY, Jonathan. Well Completion Design, p. 138. [Online]. 2009.

- **Esfuerzo vertical ( $\sigma_v$ ):** De acuerdo con Bellarby<sup>214</sup>, este esfuerzo es determinado por el peso de la roca sobre el yacimiento (overburden). La densidad de las rocas sobre el reservorio es obtenida mediante la corrida de un registro de densidad desde superficie a través del yacimiento y la integridad del casing con respecto a la profundidad. Lo anterior está representado mediante la **Ecuación 2**.

<sup>212</sup> *Ibíd.* p. 313.

<sup>213</sup> JARA ROMERO, Mario Alberto y RINCÓN GIL, Diana Stefanny. Evaluación De Mallas Expandibles Para El Control De Arena En Pozos Revestidos Del Campo Caño Limón. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de petróleos. Bogotá, D.C., Colombia.: Fundación Universidad de América, 2006.

<sup>214</sup> BELLARBY, Jonathan. Op. Cit. p.138.

### Ecuación 2. Esfuerzo vertical.

$$\sigma_v = g * \int \rho * dh$$

Fuente: BELLARBY, Jonathan. Well Completion Design, p. 138. [Online]. 2009.

Donde:

$\rho$ = Densidad (lb/ft<sup>2</sup>).

$h$ = Profundidad (ft).

$g$ = Gravedad (ft/s<sup>2</sup>).

Las unidades del esfuerzo vertical están definidas de acuerdo con lo expuesto por Duque y Escobar<sup>215</sup>.

- **Esfuerzo horizontal mínimo ( $\sigma_h$ ):** Bellarby<sup>216</sup> afirma que este esfuerzo puede ser determinado mediante la aplicación de la prueba *Leak-Off Test* (LOT) dado que provee información más confiable que la obtenida mediante pruebas de integridad de formación (FIT). El *Leak-Off Test* de acuerdo con Schlumberger<sup>217</sup>, o prueba de admisión, consiste en el bombeo de fluido hacia el interior del yacimiento para determinar el valor máximo de peso del lodo que se puede aplicar al pozo durante las operaciones de perforación. Según Bellarby<sup>218</sup>, el esfuerzo horizontal mínimo puede determinarse mediante la utilización de una gráfica de presión de fractura vs volumen de fluido bombeado, la cual es resultante de la aplicación de la prueba *Leak-Off Test*.
- **Esfuerzo horizontal máximo ( $\sigma_H$ ):** De acuerdo con Eriksen<sup>219</sup>, el esfuerzo horizontal máximo puede ser estimado mediante el uso de la presión de iniciación de la fractura de la formación, la presión de poro y la presión de cierre de la fractura, mediante un modelo matemático expresado por la **Ecuación 3**.

### Ecuación 3. Esfuerzo horizontal máximo.

$$\sigma_H = 3 * \sigma_h - p_f - p_p + \sigma_T$$

Fuente: BELLARBY, Jonathan. Well Completion Design, p. 140. [Online]. 2009.

<sup>215</sup> DUQUE ESCOBAR, Gonzalo and ESCOBAR POTES, Carlos Enrique (2002) *Mecánica de los suelos*. Universidad Nacional De Colombia. p. 111.

<sup>216</sup> *Ibíd.* p. 140.

<sup>217</sup> SCHLUMBERGER. Prueba De Admisión. [Consultado el febrero 20,2018]. Disponible en: [www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/l/leakoff\\_test.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/l/leakoff_test.aspx)

<sup>218</sup> BELLARBY, Jonathan. Op. Cit. p.140.

<sup>219</sup> ERIKSEN, Jan Hilding, et al. Orienting Live Well Perforating Technique Provides Innovative Sand-Control Method in the North Sea. En: SPE DRILLING & COMPLETION. Septiembre, 2001. p. 167.

Donde:

$\sigma_H$ = Esfuerzo horizontal máximo.

$\sigma_h$ = Esfuerzo horizontal mínimo.

$\sigma_T$ = Esfuerzo de tensión, el cual, frecuentemente; no es tenido en cuenta para la determinación del esfuerzo horizontal máximo.

$p_f$ : Presión de iniciación de la fractura de formación.

$p_p$ : Presión de poro de formación.

Bellarby<sup>220</sup> afirma que mediante una prueba de admisión extendida también se puede determinar el esfuerzo máximo horizontal extrayendo la presión de iniciación de la fractura.

**3.1.1.3 Esfuerzos de pozo y predicción de la producción de arena.** Siguiendo lo descrito por el autor de referencia<sup>221</sup>, una vez que se han determinado los esfuerzos y la resistencia de la formación, se puede proceder a un análisis completo, el cual incorpora los efectos de la perforación, flujo y agotamiento del yacimiento. La **tabla 11** contiene los tres tipos de técnica en uso.

**Tabla 14.** Técnicas de la predicción de arena.

Técnicas puramente empíricas	Técnicas analíticas	Técnicas numéricas
<p>Relacionan la producción de arena con un solo o un grupo de parámetros tales como porosidad, <i>drawdown</i> o velocidad de flujo.</p> <p>Los ejemplos incluyen evitar porosidades superiores al 30% o tiempos sónicos superiores a 120 ms/ft.</p> <p>Estas técnicas necesitan un gran conjunto de datos para ser válidas; solo son válidas en un rango estrecho de condiciones y no son transferibles de un pozo a otro.</p> <p>Tienen la ventaja de ser calibrados con datos reales de producción de arena.</p>	<p>Relacionan la resistencia de la roca con las tensiones, aunque de manera simplificada.</p> <p>Con el modelo correcto, estas técnicas se pueden utilizar en una amplia gama de condiciones, tanto para pozos abiertos como para pozos entubados y perforados, ya sean verticales o desviados.</p>	<p>Modelos de análisis de elementos finitos que incorporan toda la gama de completamiento de la formación durante la deformación elástica, plástica y depende del tiempo.</p> <p>Los modelos son complejos, pero pueden ser precisos (con los datos de entrada correctos).</p> <p>También pueden ser útiles para calibrar las técnicas analíticas o para condiciones que no tienen solución analítica, como la producción de arena en la unión (y geometría compleja) de un pozo multilateral).</p>

**Fuente:** BELLARBY, J. Well Completion Design, p. 145. [Online]. 2009. Modificado por los autores. Modificado por los autores.

Las técnicas analíticas han generado una gran cantidad de literatura, con el hecho de que las contribuciones continúan hasta hoy, lo que indica que una solución única, definitiva y ampliamente aplicable no está disponible según lo afirma el autor base<sup>222</sup>. Intuitivamente, la tendencia de producción de arena depende del tamaño y la orientación del hueco y el pozo, donde en igual de condiciones los pozos grandes

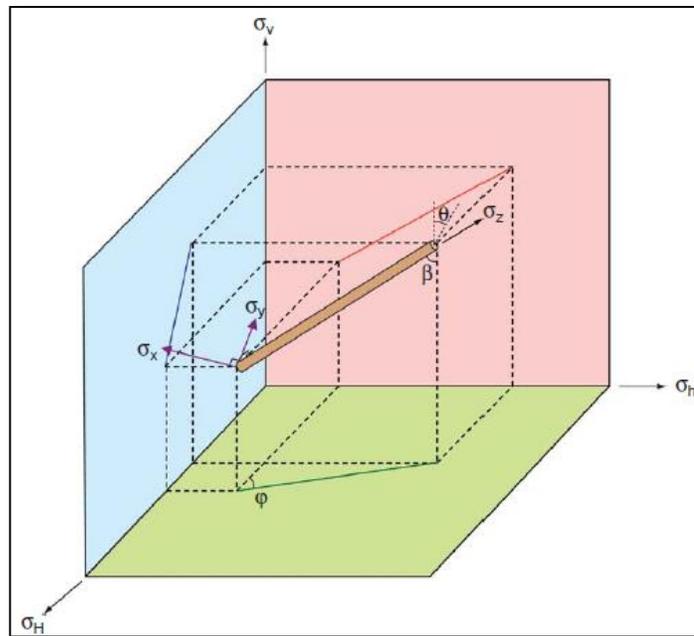
<sup>220</sup> BELLARBY, Jonathan. Op. Cit. p.140.

<sup>221</sup> *Ibid.*, p.145.

<sup>222</sup> *Ibid.*, p.150.

serán más débiles que los pequeños. Del mismo modo, en un régimen de fallas normal, un pozo horizontal será más propenso a fallar que uno vertical debido al efecto de la tensión de sobrecarga. Por lo anterior, estas características deben incorporarse y cuantificarse en los modelos de falla. Para analizar las tensiones en un pozo desviado, las principales tensiones efectivas deben convertirse en tensiones alineadas ( $\sigma_z$ ) o perpendiculares al pozo o perforación ( $\sigma_x$  y  $\sigma_y$ ), ( $\sigma_y$ ) siendo horizontales. La orientación del pozo y las principales tensiones de campo lejano se muestran en la **Figura 22** donde las tensiones resultantes son una función de la inclinación y el azimuth del hueco en relación con el estrés horizontal principal.

**Figura 22.** Marco de referencia para un pozo con respecto a los esfuerzos.



**Fuente:** BELLARBY, Jonathan. Well Completion Design, p. 146. [Online]. 2009.

Finalmente, según documentos de McPhee et al.<sup>223</sup> y Van den Hoek y Geilikman<sup>224</sup>, se afirma que el papel que desempeña el agua en la producción de arena es más difícil de cuantificar debido a que ésta no afecta el inicio de la deformación del hueco ni el inicio de la producción de arena. Sin embargo, se puede equiparar con un gran aumento de arena, además de presentar cuatro efectos.

(a). Reduce las fuerzas capilares disminuyendo así la cohesión de los granos de arena.

<sup>223</sup> MCPHEE, C. A., LEMANCZYK, Z. R., HELDERLE, P., et al., 2000. Sand Management in Bongkot Field, Gulf of Thailand: An Integrated Approach. SPE 64467.

<sup>224</sup> VAN DEN HOEK, P. J. AND GEILIKMAN M. B., 2005. Prediction of Sand Production Rate in Oil and Gas Reservoirs: Field Validation and Practical Use. SPE 95715.

- (b). Potencialmente aumenta la resistencia a las partículas de arena.
- (c). Cambia la permeabilidad relativa y por lo tanto aumenta la caída de presión alrededor de los granos de arena.
- (d). Debilita los cementos (especialmente las arcillas) que unen las partículas de arena.

**3.1.2 Determinación de la distribución granulométrica del yacimiento.** Según Bellarby<sup>225</sup>, dos técnicas son usadas principalmente para determinar la distribución del tamaño de grano de un yacimiento para elegir el mecanismo de control de arena posteriormente.

**Análisis por tamizado:** El autor citado anteriormente<sup>226</sup> indica que una muestra de formación previamente limpiada y disgregada es pasada a través de una serie de tamices sacudidos de modo continuo, a través de dieciocho de éstos por lo general, para diferenciar tamaños comprendidos entre 2350 y 44 micras. Luego, según Penberthy y Shaughnessy<sup>227</sup>, los granos de arena retenidos por los tamices son pesados para después determinar porcentajes de peso de tales partículas según su tamaño y elaborar una gráfica representativa de la distribución granulométrica del yacimiento que confronte los diferentes tamaños de grano con sus respectivos porcentajes.

**Análisis de tamaño de partícula con láser o Laser Particle Size (LPS):** Bellarby<sup>228</sup> afirma que la muestra debe ser colocada en agua con dispersante o en un fluido no acuoso como primer paso de realización de esta prueba para evitar el hinchamiento de las arcillas presentes en la formación. Después, la muestra es introducida a un analizador LPS que mide el tamaño de grano por medio de un detector fotosensitivo el cual utiliza la dispersión de la luz, causada por la difracción, para tal fin. Los analizadores LPS modernos pueden detectar tamaños de partícula menores a 0,1 micras.

Según el autor citado previamente<sup>229</sup>, luego de llevar a cabo una de las anteriores pruebas, se emplean percentiles para obtener una descripción precisa de la clasificación de los tamaños de grano de la formación analizada. En la fase uno del proyecto de referencia del presente trabajo se utilizaron los percentiles 40 y 90 para determinar el coeficiente de uniformidad, el cual será explicado a continuación.

**3.1.2.1 Coeficiente de uniformidad.** La configuración de los métodos de control de arena que se emplearán en la realización del presente proyecto está regida por el

---

<sup>225</sup> BELLARBY, Jonathan. (2009). Op. Cit. p.162.

<sup>226</sup> *Ibid.*, p. 162.

<sup>227</sup> PENBERTHY, W.L, SHAUGHNESSY, C.M. (1992). Op. Cit., p. 20.

<sup>228</sup> BELLARBY, Jonathan. (2009). Op. Cit. p 162.

<sup>229</sup> *Ibid.* p. 163.

coeficiente de uniformidad (U) principalmente. Este es el cociente presentado entre los percentiles D40 y D90 de una prueba granulométrica, el cual está representado en la **ecuación 4** mencionada por Xiang<sup>230</sup>:

**Ecuación 4.** Coeficiente de uniformidad.

$$U = \frac{P40}{P90}$$

**Fuente.** XIANG, Wentao y WANG, Pingshuang. Application of Bridging Theory on Saucier Gravel to Examine the Sand Control Effect. Society of Petroleum Engineers, 2003. ISBN 978-1-55563-961-7.

Donde:

U: Coeficiente de uniformidad (Adimensional).

P40: Percentil 40 de una curva de distribución granulométrica (Micras).

P90: Percentil 90 de una curva de distribución granulométrica (Micras).

Mediante los valores de coeficientes de uniformidad que se mencionan en la **Tabla 12**, pueden establecerse las características de la arena según Penberthy y Shaughnessy<sup>231</sup>, además de lo afirmado por King *et al*<sup>232</sup>.

**Tabla 15.** Característica de la arenisca productora según el coeficiente de uniformidad.

COEFICIENTE DE UNIFORMIDAD	CARACTERÍSTICA
U<3	Uniforme
3<U<5	No uniforme
U>5	Altamente no uniforme

**Fuente.** Penberthy, W.L. and Shaughnessy, C.M. Sand Control. 1992. p.21.

**3.1.2.2 Escala de Wentworth (1922).** De acuerdo con Schlumberger<sup>233</sup>, es una escala granulométrica utilizada para clasificar los sedimentos, siendo las partículas de tamaño mayor a 64 mm clasificadas como cantos rodados y las menores de 0,0039 mm correspondientes a arcilla. Esta escala está expuesta en la **Figura 23** y especificada para arena en la **Tabla 13**.

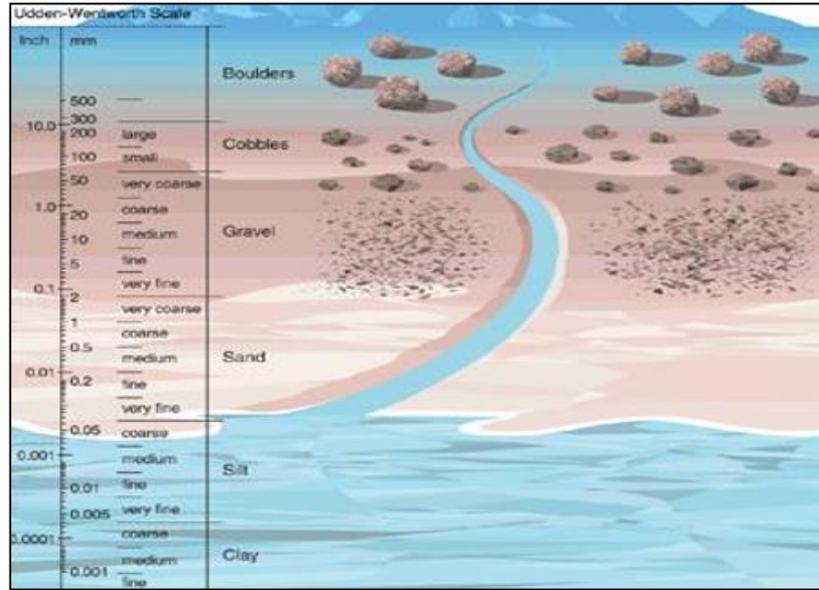
<sup>230</sup> XIANG, Wentao y WANG, Pingshuang. Application of Bridging Theory on Saucier Gravel to Examine the Sand Control Effect. Society of Petroleum Engineers, 2003. ISBN 978-1-55563-961-7.

<sup>231</sup> PENBERTHY, W.L, SHAUGHNESSY, C.M. (1992). Op. Cit. p. 21.

<sup>232</sup> KING, Kimberly Ann, *et al*. Op. Cit. p. 1, 8.

<sup>233</sup> SCHLUMBERGER. Escala De Wentworth. [Consultado el octubre 17, 2017]. Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/wentworth\\_scale.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/wentworth_scale.aspx)

**Figura 23.** Escala de Wentworth (1922).



**Fuente.** SCHLUMBERGER. Escala De Wentworth. [Consultado el octubre 17, 2017]. Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/wentworth\\_scale.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/wentworth_scale.aspx)

**Tabla 16.** Clasificación de los granos de arena de acuerdo con su tamaño

Clasificación sedimentológica de los granos de arena según Wentworth	
Sedimento	Diámetro [Micras]
Arena muy gruesa	1001-2000
Arena gruesa	501-1000
Arena media	251-500
Arena fina	126-250
Arena muy fina	62-125

**Fuente.** JACKSON, Darrel R. y RICHARDSON, Michael D. High-Frequency Seafloor Acoustics. New York, NY, USA.: Springer, 2007. ISBN 978-0-387-34154-5. p. 78-79. Modificado por los Autores

**3.1.2.3 Determinación del tamaño de grava.** Con el paso de los años, de acuerdo con lo expuesto por Fischer<sup>234</sup>, varios autores han formulado diferentes métodos para calcular el tamaño de grava con el cual se pudiese llevar a cabo un control eficiente de la producción de arena. No obstante, conforme con Penberthy y Shaughnessy<sup>235</sup>, el criterio definido por Saucier en 1974 es el más utilizado por los ingenieros para definir el tamaño de la grava; en este se determina que el tamaño de la grava debe poseer un tamaño comprendido entre 5 y 6 veces del tamaño

<sup>234</sup> FISCHER, Christine; CONSTIEN, Vernon y VINING, Carla. Op. Cit. p. 2.

<sup>235</sup> PENBERTHY JR, W.L. y SHAUGHNESSY, C.M. Op. Cit. p. 24.

medio del grano de la formación en su percentil 50 (P50). Para efectos del presente trabajo, será tenido en cuenta este último criterio, el cual fue empleado por González y Ramírez<sup>236</sup> para calcular un tamaño de grava seis veces mayor al tamaño de grano de la formación en su percentil 50 (P50).

### **3.2 PARÁMETROS OPERACIONALES DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS DE CONTROL DE ARENA DE TIPO MECÁNICO.**

A continuación, se presentan los parámetros de operación de las nuevas tecnologías, Frac Pack, Malla expandible, Malla sinterizada y Malla *MeshRite*<sup>TM</sup> con base en diferentes casos de éxito a nivel mundial, referidos por los autores de los artículos científicos incluidos en el capítulo 2, y sus respectivas fichas técnicas a partir de empresas fabricantes. Es importante aclarar que se hará especial énfasis en el coeficiente de uniformidad y rango de tamaño de grano pues serán las variables que se tendrán en cuenta para la realización del objetivo 4, esto debido a que únicamente se tiene información de estos dos parámetros para las cuencas del estudio. Adicionalmente, se presentan los demás parámetros de forma complementaria, para que sirvan como criterios de referencia para recomendar una tecnología que satisfaga los problemas reportados de la fase 1.2 en el desarrollo de la matriz del objetivo 4.

**3.2.1 Parámetros operacionales del Frac Pack.** De acuerdo con *Oil Field Review*<sup>237</sup> de Schlumberger, principal fabricante de estos tratamientos, y documentos de Pandey et al.<sup>238</sup> y Hannah et al.<sup>239</sup>, se afirma que con base en más de 400 trabajos de fracturamiento y arenamiento realizados en pozos de petróleo y gas en el Golfo de México, donde las permeabilidades oscilaban entre 3 mD a 3 D, se permitió caracterizar los candidatos para el uso de esta técnica, encontrándose pozos propensos a migración de finos y producción de arena, formaciones productoras altamente susceptibles al daño y de alta permeabilidad, pozos con alta producción de gas (10-50 MMSCFD), zonas de baja permeabilidad que requieren estimulación, secuencias laminadas de lutitas y areniscas poco consolidadas de grano fino (50-200  $\mu\text{m}$ ) (según clasificación de Wentworth, expuesta por Jackson y Richardson<sup>240</sup>), con desarrollo bueno de porosidad, zonas productoras heterogéneas y yacimientos agotados y de baja presión (< 800 psi).

De forma paralela, y según Schlumberger<sup>241</sup>, a finales de la década de 1990 este tratamiento se aplicó de forma exitosa en el Golfo Pérsico, Golfo de México, Mar del

---

<sup>236</sup> GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016). Op. Cit. p. 54.

<sup>237</sup> SCHLUMBERGER (2002), Op. cit., p.16.

<sup>238</sup> PANDEY, Vibhas J.; BURTON, Robert C. y NOZAKI, Manabu. Op. cit.

<sup>239</sup> Hannah et al, referencia 10. Ayoub JA, Kirksey JM, Malone BP y Norman WD: "Hydraulic Fracturing of Soft Formations in the Gulf Coast", artículo de la SPE 23805, presentado en el simposio internacional de la SPE, Lafayette, Louisiana, EUA, 1992.

<sup>240</sup> JACKSON, Darrel R. y RICHARDSON, Michael D. Op. Cit. p. 78-79.

<sup>241</sup> SCHLUMBERGER (2002), Op. cit., p.8.

Norte, África Occidental y Brasil, para pozos costa fuera a profundidades entre 2000 y 9500 ft por debajo del lecho marino, siendo una de las aplicaciones más representativas la de Saudi Aramco, quienes implementaron la técnica para el control de arena en 12 pozos ubicados a 200 Km al sureste de Riyadh Arabia Saudita cuyas profundidades totales verdaderas variaban de 8.700 a 9.000 pies por debajo del lecho marino en formaciones productoras de alta permeabilidad intercaladas con limolita de baja permeabilidad. De estos 12 pozos completados, 10 arrojaron factores negativos de daño de formación y proporcionaron buen control de la producción de arena en formaciones con más de 3 D de permeabilidad, indicando un excelente uso en tales profundidades.

De acuerdo con fichas técnicas del fabricante<sup>242</sup>, una de las ventajas que destaca el uso del *Frac Pack* es la no susceptibilidad a la erosión ni a la corrosión, debido al uso de material apuntalante de alta viscosidad, inyectado a partir de una tubería de producción y un empacador de grava modificado, dando mayor dureza al metal, áreas de flujo amplias y minimizando cambios bruscos de dirección del flujo contrarrestando en esta medida problemas por erosión y corrosión. Finalmente, documentos de Jaimes et al.<sup>243</sup> y Bakri<sup>244</sup>, posicionan la aplicación de esta técnica en formaciones productoras con coeficientes de uniformidad mayores a 5 y menores a 13 lo que permite categorizarla para areniscas altamente no uniformes según la clasificación de Penberthy y Shaughnessy<sup>245</sup>.

La siguiente tabla presenta los parámetros más importantes de selección de la tecnología, incluyendo el tipo de formación, coeficiente de uniformidad, característica de la arenisca, rango de tamaño de grano y tipo de arena.

**Tabla 17.** Parámetros de selección del *Frac Pack*.

Nueva tecnología	<i>FRAC PACK</i>	Unidades
Tipo de formación	Arenisca poco consolidada y/o Altamente susceptible al daño. ( <i>Skin</i> >2)	N/A
Permeabilidad de formación	< 50 y/o 100 – 1.000	mD
Profundidad de formación TVD	2.000 (610 m) – 9.500 (2.896 m) (bajo el lecho marino)	Ft
Tipo de pozo	Horizontal – vertical / simple - Múltiple	N/A

<sup>242</sup> SCHLUMBERGER (2002), Op. cit., p.6.

<sup>243</sup> JAIMES PLATA, Manuel, *et al.* Sand Exclusion Or Management: Multidisciplinary Approach in Decision Making. Mexico City, Mexico: Society of Petroleum Engineers, 2012. ISBN 978-1-61399-198-5.

<sup>244</sup> BAKRI, Mohd Shah Reza Mohamad, *et al.* (2008). Op. Cit., p.2.

<sup>245</sup> Penberthy, W.L., Shaughnessy, C.M. (1992). Op. Cit. p. 21.

**Tabla 18.** (Continuación)

Nueva tecnología		<b>FRAC PACK</b>	Unidades
Presión de yacimiento		600 - 800 (Yacimientos agotados - baja presión)	Psi
Temperatura de yacimiento		125 (52°C) – 300 (149°C)	°F
Caudal de producción (por pozo)		Gas: 10 – 50	MMSCFD
		Petróleo: 200 – 700	BOPD
		Agua: < 1.500	BWPD
Erosión		N/A	N/A
Corrosión		N/A	N/A
Formación productora	Coeficiente de uniformidad	5 - 13	Adimensional
	Característica (Penberthy y Shaughnessy)	Altamente no uniforme	N/A
	Rango de tamaño de grano (formación)	50 - 200	Mm
	Clasificación de rango de tamaño de grano de arena (Wentworth)	Muy fina a fina.	N/A

**Fuente:** BAKRI, Mohd Shah Reza Mohamad, *et al.* A Case Study in the Successful Design and Implementation of Frac-Pack Treatments in a Challenging Workover Environment in Malaysia. Perth, Australia: Society of Petroleum Engineers, 2008. ISBN 978-1-55563-202-1.

ESCOBAR ACOSTA, Victor Daniel, *et al.* Water and Sand Control through Linear-Gel Frac Pack and Relative Permeability Modifier Techniques: Case Histories from the Casanare Basin, Colombia. Scheveningen, The Netherlands: Society of Petroleum Engineers, 2009. ISBN 978-1-55563-245-8.

HAINEY, B. W. y TRONCOSO, J. C. Frac-Pack: An Innovative Stimulation and Sand Control Technique. Society of Petroleum Engineers, 1992. ISBN 978-1-55563-515-2.

JAIMES PLATA, Manuel, *et al.* Sand Exclusion Or Management: Multidisciplinary Approach in Decision Making. Mexico City, Mexico: Society of Petroleum Engineers, 2012. ISBN 978-1-61399-198-5.

Middle East et Asia Reservoir Review: Frac packing “Fracturing for Sand control”. Schlumberger, Number 8, 2007

Oil Field Review: “Método combinado de estimulación y control de la producción de arena.” SPE 168636 (2014) : “Evolución del diseño frac-pack y procedimientos de completamiento para pozos de gas de alta permeabilidad en servicio submarino.”

SPE 23777 Frac-Pack: An Innovative Stimulation and Sand Control Technique

STIMPAC, Fracturing and gravel-packing service to bypass damage. Schlumberger, 12-SM-0017

**3.2.2 Parámetros operacionales de la Malla expandible.** En referencia al fabricante Weatherford<sup>246</sup> y a documentos de Jones et al.<sup>247</sup>, se han publicado diferentes casos de estudio en los cuales se ha evaluado el comportamiento exitoso de las mallas expandibles en una gran variedad de escenarios incluyendo formaciones productoras débiles, poco consolidadas para pozos de petróleo, gas, gas condensado o inyección de agua, con completamiento simple o múltiple, en pozos desviados u horizontales, con tasas máximas de producción por campo de 290 MMSCFD, 25.000 BOPD y tasas máximas de inyección de agua de 40.000 BWPD.

En el mismo sentido, de acuerdo con el artículo científico de Salehi et al.<sup>248</sup>, para obtener la mejor eficacia de esta tecnología, se deben tener en cuenta algunas consideraciones. Una de las más importantes, es la selección del tamaño de la malla, el cual debe ser 10 % más pequeño que los granos de arena de la formación. En otras palabras, las capas de filtro retienen las partículas de tamaño superior a los granos de la formación del percentil 10 cuando estas llegan a las mallas, momento en el cual, los granos que ya están contenidos retienen las partículas más pequeñas. Es un equilibrio del control de la arena y la probabilidad de taponamiento.

Según documentos de Pierfelici et al.<sup>249</sup>, Deilami et al.<sup>250</sup>, Jones y Ginest<sup>251</sup>, esta tecnología se aplicó en pozos de gas del Mar Mediterráneo, Golfo Pérsico y Arabia Saudita a formaciones aportantes cuyo coeficiente de uniformidad estaba en un rango de 2.5 a 6.7, ejerciendo un control óptimo de arena y un aumento en la producción diaria de gas. De esta forma, las areniscas controladas se encuentran de uniformes a altamente no uniformes según clasificación de Penberthy y Shaughnessy<sup>252</sup>

La erosión en las mallas expandibles se presenta únicamente en operaciones de hueco revestido debido al alto flujo de fluidos provenientes de la formación. Sin embargo, esta puede ser evitada cuando las tasas de producción de gas por pozo son menores a 2 MMPCD con velocidades de flujo mayores a 1ft/s de acuerdo con

---

<sup>246</sup> MOHD ISMAIL, I. y GEDDES, M. W. Op. cit.

<sup>247</sup> JONES, Colin, *et al.* Selection, Performance and Reliability of Expandable Sand Screens, a Perspective from the First 300 Installations. Dubai, United Arab Emirates: Society of Petroleum Engineers, 2005. ISBN 978-1-61399-016-2.

<sup>248</sup> SALEHI-MOORKANI, Reza y GHASEMZADEH, Amir.(2011), Op. Cit.

<sup>249</sup> PIERFELICI, Stefano, *et al.* High Gas-Rate Production: Expandable Solutions in the Mediterranean Sea. Denver, Colorado, USA: Society of Petroleum Engineers, 2008. ISBN 978-1-55563-147-5.

<sup>250</sup> DEILAMI, Fatemeh; SALEHI-MOORKANI, Reza y GHASEMZADEH, Amer. Successful Applications of Expandable Sand Screen in Persian Oil Fields, Part 2. Brisbane, Queensland, Australia: Society of Petroleum Engineers, 2010. ISBN 978-1-55563-311-0.

<sup>251</sup> JONES, Colin y GINEST, Noel H. A Successful Expandable Sand Screen Case History in a Deep, Corrosive Gas Well Application. Scheveningen, The Netherlands: Society of Petroleum Engineers, 2009. ISBN 978-1-55563-245-8.

<sup>252</sup> Penberthy, W.L, Shaughnessy, C.M. (1992). Op. Cit., p. 21.

documentos de Wali et al.<sup>253</sup>. En el mismo sentido, de acuerdo con Jones y Ginst<sup>254</sup>, la corrosión del metal de la malla puede evitarse cuando se utilizan aleaciones resistentes como níquel y hierro UNS N08825 y acero inoxidable como UNS S31254 y UNS N08367.

Por último, el autor<sup>255</sup> concluye a partir de más de cuarenta y cinco aplicaciones de mallas expandibles desde 2002, que estas presentan un control preciso de la producción de arena en un rango de 80 a 700  $\mu\text{m}$  clasificándola como arena gruesa a muy fina según clasificación de Wentworth, expuesta por Jackson y Richardson<sup>256</sup>. A continuación, la **tabla 15**, contiene los parámetros de operación, incluyendo parámetros de la arena controlada a partir del coeficiente de uniformidad y el rango de tamaño de grano.

**Tabla 19.** Parámetros de selección de la Malla expandible.

Nueva tecnología	MALLA EXPANDIBLE	Unidades
Tipo de formación	Arenisca poco consolidada con alto contenido de finos.	N/A
Permeabilidad de formación	20 – 1.000	mD
Profundidad de formación TVD	4.000 (1.219 m) – 7.000 (2.134 m) (lecho marino)	ft
Tipo de pozo	Desviados - horizontales / simple – múltiple	N/A
Presión de yacimiento	< 500 psi (Baja)	psi
Temperatura de yacimiento	Max. 225 (107.2°C)	°F
Caudal de producción (por campo)	Gas: max. 290	MMSCFD
	Petróleo: Máx. 30.000	BOPD
	Agua: Máx. 40.000 (inyección)	BWPD
Erosión	Cased Hole: Alto flujo desde la formación Producción libre de erosión $\rightarrow$ 2 MMPCD/pozo a velocidades de flujo $\leq$ 1 ft/s	N/A

<sup>253</sup> WALI, Asmau, *et al.* Evaluation of Cased-Hole Expandable Sand Screen (ESS) Application in Gas Wells. Lagos, Nigeria: Society of Petroleum Engineers, 2015. ISBN 978-1-61399-434-4.

<sup>254</sup> JONES, Colin y GINEST, Noel H. A, Op. cit., p.8.

<sup>255</sup> *Ibid.*, p.4.

<sup>256</sup> JACKSON, Darrel R. y RICHARDSON, Michael D. Op. Cit. p. 78-79.

**Tabla 20.** (Continuación).

Nueva tecnología		MALLA EXPANDIBLE	Unidades
Corrosión		Metales resistentes: UNS N08825 (aleación Ni y Fe) UNS S31254- UNS N08367 (acero inoxidable)	N/A
Formación productora	Coefficiente de uniformidad	2.5 – 6.7	Adimensional
	Característica (Penberthy y Shaughnessy)	Altamente no uniforme - Uniforme	N/A
	Rango de tamaño de grano (formación)	80-700 $\mu\text{m}$	$\mu\text{m}$
	Clasificación de rango de tamaño de grano de arena (Wentworth)	Muy fina a gruesa.	N/A

**Fuentes:** DEILAMI,Fatemeh; SALEHI-MOORKANI,Reza y GHASEMZADEH,Amer. Successful Applications of Expandable Sand Screen in Persian Oil Fields, Part 2. Brisbane, Queensland, Australia: Society of Petroleum Engineers, 2010. ISBN 978-1-55563-311-0.  
 JONES,Colin, *et al.* Selection, Performance and Reliability of Expandable Sand Screens, a Perspective from the First 300 Installations. Dubai, United Arab Emirates: Society of Petroleum Engineers, 2005. ISBN 978-1-61399-016-2.  
 JONES,Colin y GINEST,Noel H. A Successful Expandable Sand Screen Case History in a Deep, Corrosive Gas Well Application. Scheveningen, The Netherlands: Society of Petroleum Engineers, 2009. ISBN 978-1-55563-245-8.  
 MOHD ISMAIL, I. y GEDDES, M. W. Fifteen Years of Expandable Sand Screen Performance and Reliability. SPE 166425.  
 PIERFELICI,Stefano, *et al.* High Gas-Rate Production: Expandable Solutions in the Mediterranean Sea. Denver, Colorado, USA: Society of Petroleum Engineers, 2008. ISBN 978-1-55563-147-5.  
 RIPA, Giuseppe; BOWEN, Eddie G. y CONTE, Antonio. Years of Success with Premium Expandable Screen System through Managed Applications and Installation.  
 SALEHI-MOORKANI, Reza y GHASEMZADEH, Amir. Improvement of the Criteria for Expandable Sand Screen Well Candidate Selection. Society of Petroleum Engineers, 2011. ISBN 978-1-61399-121-3.  
 WALL,Asmau, *et al.* Evaluation of Cased-Hole Expandable Sand Screen (ESS) Application in Gas Wells. Lagos, Nigeria: Society of Petroleum Engineers, 2015. ISBN 978-1-61399-434-4.  
 WEEKSE, Alex; STEVE, Grant y URSELMANN, Rob. Expandable Sand Screen: Three New World Records in the Brigantine Field.

**3.2.3 Parámetros operacionales de la Malla Sinterizada.** Como se explicó en el apartado 2.4 de este trabajo, las mallas sinterizadas presentan alta resistencia a la corrosión y a la erosión de acuerdo con los resultados presentados por Nadeem<sup>257</sup>, los cuales están resumidos en la **Tabla 16**.

En lo correspondiente a las características de formación bajo las cuales se desempeña la malla sinterizada, Muessig<sup>258</sup> destaca que ésta se implementó en formaciones que presentan intercalaciones de lutita y en areniscas poco consolidadas. Además, dicho autor<sup>259</sup> afirma que la herramienta puede instalarse en yacimientos con permeabilidades mínimas de 0,01 mD, mientras que Risatrio<sup>260</sup> menciona que la permeabilidad del reservorio donde se corrió la malla sinterizada en Indonesia tenía un valor de 550 mD, siendo esta establecida como el valor máximo del rango aplicable para esta nueva tecnología. Así mismo, tal autor afirma que la profundidad mínima de las formaciones de interés donde estas herramientas mecánicas de control de arena se pueden implementar se ubica a 3425 ft. Además, de acuerdo con Jackson<sup>261</sup>, esta nueva tecnología puede ser instalada a profundidades de yacimiento máximas de 10400 ft.

El fabricante 3M<sup>262</sup> confirma que ha sido posible alcanzar una producción máxima de 35 MMSCFD en un pozo productor de gas natural costa afuera donde se implementó la malla sinterizada. Así mismo, se definió que esta herramienta puede ser instalada en formaciones productoras con valores comprendidos entre 2 y 11 de acuerdo con los valores mínimos y máximos mostrados por Sidek<sup>263</sup> y Risatrio<sup>264</sup> respectivamente. Estos parámetros globales de la malla sinterizadas están expuestos en la **Tabla 16**.

**Tabla 21.** Parámetros de selección de la malla sinterizada.

Nueva tecnología	MALLA SINTERIZADA	Unidades
Tipo de formación	Presencia de intercalaciones de lutita. Areniscas poco consolidadas	N/A
Permeabilidad de formación	0,01-550	mD
Profundidad de formación TVD	3.425-10.400	ft

<sup>257</sup> NADEEM, Asaf, et al. Op. Cit. p. 5-6.

<sup>258</sup> MUESSIG, Siegfried, et al. Op. Cit. p. 2.

<sup>259</sup> *Ibíd.* p. 2.

<sup>260</sup> RISATRIO, A. A., et al. Op Cit. p. 8

<sup>261</sup> JACKSON, S. R.; GUNDEMONI, B. y BARTH, P. Op. Cit. p. 14-15.

<sup>262</sup> 3M. Preventing Proppant Flowback in High Velocity Environments. [Consultado el marzo 21, 2018]. Disponible en: <https://multimedia.3m.com/mws/media/14488980/preventing-proppant-flowback-in-high-velocity-environments-cast-study-print.pdf>

<sup>263</sup> SIDEK, Sulaiman, et al. Op Cit. p. 7.

<sup>264</sup> RISATRIO, A. A., et al. Op Cit. p. 4

**Tabla 22.** (Continuación).

Nueva tecnología		MALLA SINTERIZADA	Unidades
Tipo de pozo		Vertical – Desviado – Horizontal / Simple – Multilateral	N/A
Presión de yacimiento		600-2.250	Psi
Temperatura de yacimiento		180-302	°F
Caudal de producción (por pozo)		Gas: Máx 35	MMSCFD
		Petróleo: Máx 1.400	BOPD
		Agua: Máx 600	BWPD
Erosión		Alta resistencia a la erosión contacto con arena de tamaño 20/40 mesh @ 30-50 m/s durante 60 min según pruebas.	N/A
Corrosión		Alta resistencia a la corrosión en presencia de HCl, H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> y salmuera.	N/A
Formación productora	Coeficiente de uniformidad	2-11	Adimensional
	Característica (Penberthy y Shaughnessy)	Uniforme a altamente no uniforme	N/A
	Rango de tamaño de grano (Formación)	10-500	µm
	Clasificación de rango de tamaño de grano de arena (Wentworth)	Muy fina - media	N/A

**Fuentes:** 3M. 3M Ceramic Sand Screens. [Consultado el Octubre 6, 2017]. Disponible en: <https://multimedia.3m.com/mws/media/1382044O/ceramic-sand-technical-data-sheet.pdf>

GAURAV, Kumar, et al. An Innovative Approach of Revival for Damaged Wells in High Erosive Environment using Ceramic Sand Screens. Offshore Technology Conference, 2014. ISBN 978-1-61399-308-8

JACKSON, S. R.; GUNDEMONI, B. y BARTH, P. Sand Control in Corrosive and Erosive Downhole Conditions at High Temperatures. Society of Petroleum Engineers, 2016. ISBN 978-1-61399-423-8.

MUESSIG, Siegfried, et al. Ceramic Screens, an Innovative Milestone in Sand Control. Society of Petroleum Engineers, 2011. ISBN 978-1-61399-147-3.

NADEEM, Asaf, et al. Ceramic Screens - an Innovative Downhole Sand Control Solution for Old and Challenging Cased Hole Completions. International Petroleum Technology Conference, 2014. ISBN 978-1-61399-322-4.

RISATRIO, A. A., et al. Cased Hole Ceramic Screen Cutting Completion Cost for Marginal Reservoir:

Application in Tunu Field. Society of Petroleum Engineers, 2015. ISBN 978-1-61399-390-3.  
 SIDEK, Sulaiman, *et al.* First Successful Application of Ceramic Sand Screen in Maturing Oil Field, Offshore East Malaysia. Abu Dhabi, UAE: Society of Petroleum Engineers, 2017. ISBN 978-1-61399-563-1.

WILDHACK, Stefanie, *et al.* Ceramic Sand Screens for Sand Control in Unconsolidated Reservoirs: Application and Sand Retention Capabilities in the Maturing Oil Field, Gaiselberg, Austria. Society of Petroleum Engineers, 2012. ISBN 978-1-61399-213-5.

**3.2.4 Parámetros operacionales de la Malla MeshRite™.** Para la instalación de la malla *MeshRite™*, Sánchez<sup>265</sup> afirma que esta puede ser implementada en areniscas no consolidadas y con permeabilidad aproximada a los 3000 mD, anotando además que la formación puede ubicarse a una profundidad de 7590 ft, poseer una temperatura de 200°F y una presión de 3000 psi. Así mismo, dicho autor<sup>266</sup> destaca que se obtuvo una producción máxima de 1070 BOPD y 1000 BWPD desde la instalación de la malla *MeshRite™* en Ecuador.

A su vez, Huimin<sup>267</sup> detalla en su artículo académico que la herramienta mecánica fue implementada en un yacimiento de areniscas con intercalaciones de arcillolita con una permeabilidad de 50 mD. Para añadir parámetros adicionales de implementación de la malla *MeshRite™*, Woiceshyn<sup>268</sup> afirma que, mediante pruebas de laboratorio y aplicaciones en campo, esta nueva tecnología puede instalarse en yacimientos que poseen un coeficiente de uniformidad comprendido entre 2 y 12, además de tener un rango de tamaño de grano comprendido entre 35 y 250 micras. La información completa relacionada con las especificaciones de la malla *MeshRite™* para su implementación se encuentra expuesta en la **Tabla 17**.

**Tabla 23.** Parámetros de selección de la malla *MeshRite™*.

Nueva tecnología	MALLA MESHRITE™	Unidades
Tipo de formación	Areniscas poco consolidadas. Intercalaciones de lutita.	N/A
Permeabilidad de formación	50 – 3.000	mD
Profundidad de formación TVD	<7.590	ft
Tipo de pozo	Vertical – Desviado – Horizontal / Simple – Multilateral	N/A
Presión de yacimiento	<3.000	psi

<sup>265</sup> SANCHEZ, Hernan, *et al.* Op. Cit. p. 3.

<sup>266</sup> *Ibíd.* p. 3.

<sup>267</sup> HUIMIN, Ye, *et al.* Op. Cit. p. 2.

<sup>268</sup> WOICESHYN, Glenn E.; RUSSELL, Op. Cit. p. 7.

Nueva tecnología		MALLA MESHRITE™	Unidades
Temperatura de yacimiento		<200	°F
Caudal de producción (por pozo)		Gas: Máx. 4,5	MMSCFD
		Petróleo: Máx. 1.070.	BOPD
		Agua: Máx. 1.000.	BWPD
Erosión		Mejor resistencia a la erosión de malla de espesor de 19 mm vs espesor de 9,5 mm.	N/A
Corrosión		Resistente a H2S y CO2	N/A
Formación productora	Coefficiente de uniformidad	2-12	Adimensional
	Característica (Penberthy y Shaughnessy)	Arena uniforme a altamente no uniforme	N/A
	Rango de tamaño de grano (Formación)	35-250	µm
	Clasificación de rango de tamaño de grano de arena (Wentworth)	Muy fina-Fina	N/A

**Fuentes:** ABSOLUTE. *MeshRite™* Brochure. [Consultado el febrero 15, 2018]. Disponible en: <http://product.absolutect.com/meshrite-brochure>

HUIMIN, Ye, *et al.* Innovative Well-Completion Strategy for Challenging Heavy-Oil Wells within Mature Fields Requiring Sand Control in Colombia. Society of Petroleum Engineers, 2011. ISBN 978-1-61399-150-3.

SANCHEZ, Hernan, *et al.* An Efficient Alternative to Control Sand Production in Horizontal Wells in Block-16 of Ecuador. Offshore Technology Conference, 2004. ISBN 978-1-55563-251-9.

SCHLUMBERGER. *MeshRite™*. [Consultado el octubre 12, 2017]. Disponible en: [http://www.slb.com/~media/Files/sand\\_control/product\\_sheets/MeshRite\\_screens\\_ps.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/sand_control/product_sheets/MeshRite_screens_ps.pdf)

WOICESHYN, Glenn E.; RUSSELL, Thane Geoffrey y CAULFIELD, Iain A. A Unique Sand-Control Screen that Enhances Productivity. Society of Petroleum Engineers, 2010. ISBN 978-1-55563-318-9.

**3.2.5 Nuevas tecnologías vs Convencionales.** Teniendo en cuenta los parámetros de operación de las **tablas 14, 15, 16 y 17**, se procede a la construcción de una matriz de decisión. Lo anterior se realizó con el objetivo de presentar el contraste entre las tecnologías nuevas a implementar al MGCP y las ya utilizadas sirviendo así como una herramienta para la recomendación de tecnologías según metodologías del objetivo 4. Retomando lo descrito al inicio del numeral 3.2, se tuvieron en cuenta parámetros como el coeficiente de uniformidad y rango de

tamaño de grano para la construcción de la matriz. La anterior información se encuentra contenida en la **Tabla 18**, la cual es empleada como matriz de decisión y base para la generación de la matriz de selección preliminar de las nuevas tecnologías de control de arena de tipo mecánico.

**Tabla 24.** Matriz de decisión entre las tecnologías nuevas y convencionales.

	Tecnología	Tipo de arena (yacimiento)	Coefficiente de uniformidad de yacimiento (U)	Característica (yacimiento)	Rango de tamaño grano en yacimiento (micras)
<b>NUEVA TECNOLOGÍA</b>	<b>FRAC PACK</b>	Muy fina- fina	5-13	Altamente no uniforme	50-250
	<b>MALLA EXPANDIBLE</b>	Muy fina-gruesa	2,5-6,7	Uniforme a altamente no uniforme	80-700
	<b>MALLA SINTERIZADA</b>	Muy fina-media	2-11	Uniforme a altamente no uniforme	10-500
	<b>MESH RITE</b>	Muy fina-media	2-12	Uniforme a altamente no uniforme	35-250
<b>TECNOLOGÍA CONVENCIONAL</b>	<b>LINER RANURADO</b>	Muy fina-gruesa	<1,5	Uniforme	62-1000
	<b>MALLA CONVENCIONAL</b>	Fina-Media	<3	Uniforme	126-500
	<b>MALLA PREMIUM</b>	Media	<5	Uniforme a no uniforme	251-500
	<b>GRAVEL PACK</b>	Fina-gruesa	<5	Uniforme a no uniforme	126-1000

**Fuentes:** Tablas 14, 15, 16 y 17.

GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. Diseño De Una Metodología De Selección Preliminar De Sistemas De Control De Arena Para Los Campos Operados Por Ecopetrol S.A. En Colombia. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos. Bogotá, D.C., Colombia.: Fundación Universidad de América, 2016. Modificado por los autores.

De la **tabla 18**, se presentan mejoras significativas en cuanto a los rangos de aplicabilidad, pues la totalidad de las nuevas tecnologías de control de arena de tipo mecánico posee la facultad de restringir la producción de granos provenientes de formaciones que posean una característica altamente no uniforme, en comparación con las herramientas convencionales, reteniéndose así granos de menor tamaño. De hecho, las nuevas tecnologías pueden aplicarse a valores máximos de coeficiente de uniformidad de formación de 13, el cual corresponde al Frac Pack, mientras que las herramientas convencionales de tipo mecánico pueden aplicarse a un valor máximo de coeficiente de uniformidad de 5, casos de la malla premium y el empaquetamiento con grava.

Adicionalmente, las nuevas tecnologías de control de arena permiten ejercer dicha función en formaciones con valores mínimos de rango de tamaño de grano hasta

62 micras, siendo este valor el mínimo aplicable para las herramientas mecánicas convencionales. El valor mínimo de dicho parámetro aplicable para las nuevas tecnologías es equivalente a 10 micras, el cual corresponde a la malla sinterizada.

Por último, además de la ampliación en el rango de aplicabilidad de las herramientas en formaciones productoras con granos de arena finos y areniscas altamente no uniformes, la incorporación de nuevas tecnologías incluye beneficios secundarios como, una instalación operacional simple, en el caso del Frac Pack y la malla expandible, pues según el autor Tiner<sup>269</sup> tienen la ventaja de no requerir un equipo sobre el hoyo ya que el tratamiento y la herramienta a menudo se pueden realizar a través de la tubería de producción. Lo anterior conlleva a la reducción significativa de los tiempos de completamiento, que se traducen en ahorros importantes de dinero. Debido al acoplamiento de la malla expandible a las paredes del hoyo<sup>270</sup>, y a las fracturas creadas en el Frac Pack, se proporciona una mayor conectividad entre el yacimiento y el pozo permitiendo la reducción del daño y una mayor eficiencia del caudal de hidrocarburos. Así mismo, la malla sinterizada puede ser utilizada en múltiples zonas de interés en un mismo pozo para reemplazar al conjunto de control de arena conformado por las mallas convencionales y el empaquetamiento con grava de acuerdo con 3M<sup>271</sup>; dicha empresa fabricante<sup>272</sup> también asegura que esta nueva tecnología puede ser instalada sin necesidad de uso de un taladro. Además, de acuerdo con Schlumberger<sup>273</sup>, la malla *MeshRite*<sup>TM</sup> puede utilizarse en yacimientos donde previamente se implementó el Frac Pack, bien sea para reemplazar esta técnica o complementarla.

---

<sup>269</sup> TINER, Robert L.; ELY, John W. y SCHRAUFNAGEL, Richard. Frac Packs - State of the Art. Denver, Colorado: Society of Petroleum Engineers, 1996. ISBN 978-1-55563-423-0.

<sup>270</sup> SALEHI-MOORKANI, Reza y GHASEMZADEH, Amir. Improvement of the Criteria for Expandable Sand Screen Well Candidate Selection. Society of Petroleum Engineers, 2011. ISBN 978-1-61399-121-3.

<sup>271</sup> 3M. Cutting Completion Costs of Marginal Reservoirs. [Consultado el abril 1, 2018]. Disponible en: <https://multimedia.3m.com/mws/media/1213145O/capex-reductions-with-3m-ceramic-sand-screens.pdf>

<sup>272</sup> 3M. Cost-Effective Production Improvements in Erosion-Prone Environments. [Consultado el abril 1, 2018]. Disponible en: <https://multimedia.3m.com/mws/media/1448895O/sand-screen-erosion-prone-environment-case-study.pdf>

<sup>273</sup> SCHLUMBERGER. *MeshRite*<sup>TM</sup>. Op. Cit.

#### 4. ELABORACIÓN DE LA MATRIZ TEÓRICA PARA LOS CAMPOS DE ECOPELROL S.A. Y LA HERRAMIENTA MEJORADA DE SELECCIÓN DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA

El presente apartado explica el desarrollo de las metodologías que conforman este trabajo con base en las aclaraciones mencionadas en el **capítulo 3**. De esta forma fueron realizados dos modelos que recomiendan una tecnología mecánica para el control de arena. El primero, enfocado a veinticuatro campos de cinco cuencas del país, a partir de variables granulométricas como el coeficiente de uniformidad y tamaño de grano promedio. El segundo, enfocado a proyectos nuevos o que no pertenezcan a los veinticuatro campos previamente mencionados y con base en las mismas variables granulométricas.

##### 4.1 MATRIZ TEÓRICA PARA LOS CAMPOS DEL ESTUDIO (METODOLOGÍA 1)

Esta matriz consiste en la realización de una matriz teórica en Microsoft Excel, que permite la identificación de mecanismos de control de arena instalados actualmente en 24 campos distribuidos en 5 cuencas previamente mencionadas a lo largo del trabajo y la recomendación de tecnologías convencionales o nuevas haciendo énfasis en estas últimas, a partir de variables granulométricas.

Para su desarrollo, se tuvo en cuenta la matriz ya realizada por González y Ramírez<sup>274</sup>, donde se utilizó el coeficiente de uniformidad y el rango de tamaño de grano para la selección y recomendación de tecnologías. Además, de recomendar una nueva tecnología, la matriz contiene el tipo de arena y la característica de la arenisca y unas recomendaciones independientes para cada uno de los 24 campos justificando la implementación de la tecnología recomendada. Así mismo, se consideró lo mencionado en la **sección 3.2** del presente documento.

Finalmente, las tecnologías convencionales presentes en la matriz son: la malla convencional, malla premium, *gravel pack* y *liner* ranurado. En cuanto a las nuevas tecnologías incluyen el frac pack, malla expandible, malla sinterizada y malla *MeshRite*<sup>TM</sup>.

**4.1.1 Incorporación de las nuevas tecnologías de control de arena de tipo mecánico a la matriz existente.** Para llevar a cabo la adición de las nuevas herramientas de control de arena a la matriz de selección preliminar citada anteriormente, se realizó el siguiente procedimiento:

- 1. Elaboración de la matriz de decisión:** Esta se elaboró conforme a lo ya explicado en el apartado 3.2.5 de este trabajo. Mediante dicha matriz, las nuevas tecnologías de control de arena de tipo mecánico y las herramientas convencionales fueron comparadas en términos de los coeficientes de

---

<sup>274</sup> GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David (2016). Op. Cit. p. 119.

uniformidad y los rangos de tamaño de grano presentados en las formaciones productoras donde fueron aplicadas de acuerdo con mediante la **tabla 18**. Tales valores fueron determinados mediante el uso de una base de datos conformada por más de treinta artículos y trabajos de grado donde se afirma que las mediciones se realizaron en las formaciones productoras.

2. **Selección de nuevas tecnologías a recomendar para cada campo.** Tales rangos de aplicabilidad de las nuevas tecnologías fueron comparados con los valores de coeficiente de uniformidad y rango de tamaño de grano de formación presentados en los campos estudiados. Para cada uno de estos, se seleccionaron las nuevas tecnologías que cumplieran con los rangos requeridos de los parámetros anteriormente mencionados.
3. **Realización de recomendaciones de las nuevas herramientas para cada campo:** Se incorporaron las nuevas tecnologías a la matriz de selección existente y se diligenciaron las observaciones correspondientes para cada campo dependiendo de los problemas y causas de arenamiento presentados en cada uno de éstos, además de los parámetros de selección correspondientes a las nuevas tecnologías recomendadas.

Finalmente, se obtuvo la matriz de selección preliminar mejorada de herramientas mecánicas de control de arena mediante la incorporación de las nuevas tecnologías.

En la **Tabla 19** se expone su versión simplificada, mientras que la matriz completada con las observaciones realizadas para los respectivos campos está expuesta en el **Anexo A**. Los valores de coeficiente de uniformidad y tamaños de grano de formación fueron medidos a partir de muestras de yacimiento de conformidad a lo indicado por González y Ramírez<sup>275</sup>. Adicionalmente, el parámetro de tamaño de grava incluido hace referencia al tamaño necesario de este tipo de grano para bombear a la cara de la formación en caso de que sea necesaria la implementación de Frac Pack o empaquetamiento con grava, esto de acuerdo con lo mencionado por los autores anteriormente citados<sup>276</sup>.

---

<sup>275</sup> GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David (2016). Op. Cit. p. 85.

<sup>276</sup> *Ibíd.* p. 52.

**Tabla 25.** Matriz final de selección de mecanismos de control de arena de tipo mecánico para la metodología 1.

Cuenca	Nombre del campo	Formación productora						Tipo de control instalado				Tipo de Control Recomendado			
		Profundidad promedio del intervalo de interés (ft)	Coefficiente de uniformidad (U)	Tamaño de grano promedio (micras)	Rango Tamaño de grano (micras)		Tipo de arena (Según clasificación granulométrica de Wentworth)	Característica (Con base en Coeficiente de uniformidad)	Método usado	Ancho de la ranura (in)	Tamaño de grano promedio de grava (in)	Tamaño Grava US. Mesh	Método recomendado	Tamaño de grava (in)	Tamaño Grava comercial US. Mesh
Llanos Orientales	Akacias	8990.3-9240.5	>5	285,42	251	500	Media	Altamente no uniforme	Malla ICD	-	N/A	N/A	Malla Expandible/ Malla Sinterizada	N/A	N/A
Llanos Orientales	Apiay	10254.92-10293.5	5,89	281,13	251	500	Media	Altamente no uniforme	Liner ranurado	0,02	N/A	N/A	Malla Expandible/ Malla Sinterizada	N/A	N/A
Llanos Orientales	Guaitiquia	11573.1-13448.5	>5	286,14	251	500	Media	Altamente no uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Malla Expandible/ Malla Sinterizada	N/A	N/A
Llanos Orientales	Suria	10374.5-10492.5	4,33	291,92	251	500	Media	No uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla Premium/ Gravel Pack*	0,06895748	10/20*
Llanos Orientales	Suria sur	10512.5-10625.67	3,6	232,31	126	250	Fina	No uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla MeshRite™/ Malla Premium/ Gravel Pack*	0,05487638	10/20*
Llanos Orientales	Castilla	7114.2-9923.9	>5	283,25	251	500	Media	Altamente no uniforme	Liner ranurado	0,018	N/A	N/A	Malla Expandible/ Malla Sinterizada	N/A	N/A
Llanos Orientales	Castilla Norte	6838-7669	4,04	283,25	251	500	Media	No uniforme	Liner ranurado	0,018	N/A	N/A	Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla Premium/ Gravel Pack*	0,06690945	10/20*
Llanos Orientales	Chichimene	8310.83-8942.58	5,31	285,36	251	500	Media	Altamente no uniforme	Malla ICD	-	N/A	N/A	Malla Expandible/ Malla Sinterizada	N/A	N/A

**Tabla 19. (Continuación).**

Cuenca	Nombre del campo	Formación productora						Tipo de control instalado					Tipo de Control Recomendado		
		Profundidad promedio del intervalo de interés (ft)	Coefficiente de uniformidad (U)	Tamaño de grano promedio (micras)	Rango Tamaño de grano (micras)		Tipo de arena (Según clasificación granulométrica de Wentworth)	Característica (Con base en Coeficiente de uniformidad)	Método usado	Ancho de la ranura (in)	Tamaño de grano promedio de grava (in)	Tamaño Grava US. Mesh	Método recomendado	Tamaño de grava	Tamaño Grava comercial US. Mesh
Llanos Orientales	Caño Sur	4592.1-4771.9	>5	129,37	126	250	Fina	Altamente no uniforme	Gravel pak Malla	0,012	0,025	20/40	Frac Pack** / Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla MeshRite™	0,03055984	20/40**
Llanos Orientales	Caño Sur Este	4589-4609	>5	129,37	126	250	Fina	Altamente no uniforme	Liner ranurado	0,012	N/A	N/A	Frac Pack** / Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla MeshRite™	0,03055984	20/40**
Valle Superior del Magdalena	Dina Terciario	1940-2962	<3	437,75	251	500	Media	Uniforme	Malla WWW	-	N/A	N/A	Malla WWW/Malla Expandible/ Malla Sinterizada	N/A	N/A
Valle Superior del Magdalena	Santa Clara	3612.8-3805	<3	375,5	251	500	Media	Uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Malla WWW/Malla Expandible/ Malla Sinterizada	N/A	N/A
Valle Superior del Magdalena	Yaguara	2330-2460	<3	375,5	251	500	Media	Uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Malla WWW/Malla Expandible/ Malla Sinterizada	N/A	N/A
Valle Medio del Magdalena	Casabe	3556.23-5362	5,83	191,95	126	250	Fina	Altamente no uniforme	Malla	-	N/A	N/A	Frac Pack** / Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla MeshRite™	0,04534252	10/20**
Valle Medio del Magdalena	La Cira infantas	6405.21-6469.5	>5	355,6	251	500	Media	Altamente no uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Malla Expandible/ Malla Sinterizada	N/A	N/A
Valle Medio del Magdalena	Lisama	7657-7775	5,81	158,79	126	250	Fina	Altamente no uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Frac Pack** / Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla MeshRite™	0,03750945	10/20**

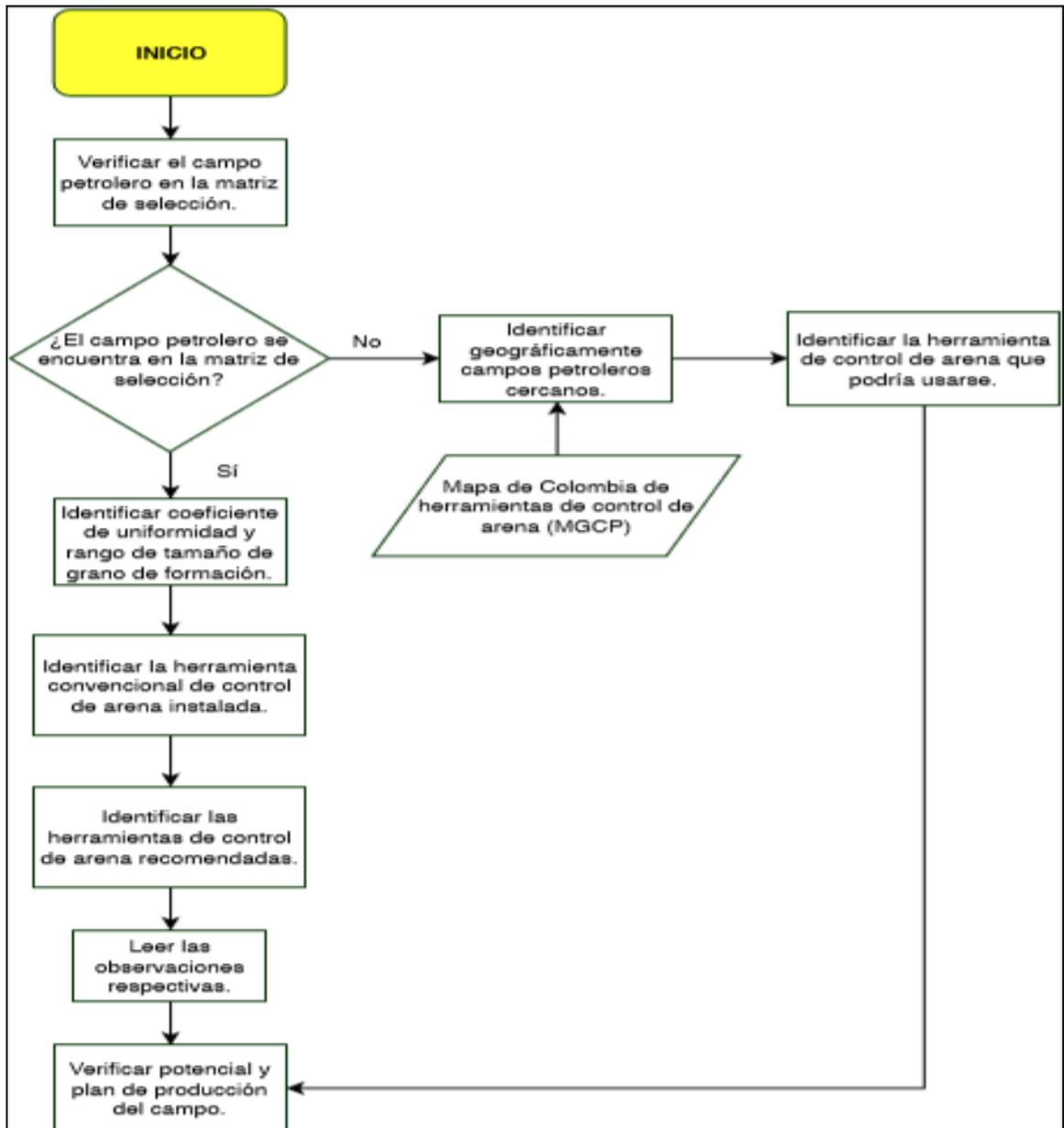
**Tabla 19. (Continuación).**

Cuenca	Nombre del campo	Formación productora						Tipo de control instalado				Tipo de Control Recomendado			
		Profundidad promedio del intervalo de interés (ft)	Coefficiente de uniformidad (U)	Tamaño de grano promedio (micras)	Rango Tamaño de grano (micras)		Tipo de arena (Según clasificación granulométrica de Wentworth)	Característica (Con base en Coeficiente de uniformidad)	Método usado	Ancho de la ranura (in)	Tamaño de grano promedio de grava (in)	Tamaño Grava US. Mesh	Método recomendado	Tamaño de grava	Tamaño Grava comercial US. Mesh
Valle Medio del Magdalena	Tesoro	3422-3604	>5	158,79	126	250	Fina	Altamente no uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Frac Pack** / Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla MeshRite™	0,03750945	10/20**
Valle Medio del Magdalena	Llanito	5825-6967	8,65	271,74	251	500	Medio	Altamente no uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Malla Sinterizada/ Malla MeshRite™	N/A	N/A
Valle Medio del Magdalena	Nutria	7679-8986	>5	158,79	126	250	Fina	Altamente no uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Frac Pack** / Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla MeshRite™	0,03750945	10/20**
Valle Medio del Magdalena	Palagua	2895-3931	5,63	569,81	501	1000	Gruesa	Altamente no uniforme	Gravel pack liner ranurado	0,019	0,08	12//20	No se recomienda	N/A	N/A
Valle Medio del Magdalena	Yarigui-Cantagallo	6622.5-8501.25	14,08	283,26	251	500	Media	Altamente no uniforme	Malla	-	N/A	N/A	No se recomienda	N/A	N/A
Catumbo	Tibú	5109.5-5484.5	11,98	119,73	62	125	Muy fina	Altamente no uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Frac Pack** / Malla MeshRite™	0,02828268	20/40**
Putumayo	Orito	10648.5-10708.5	9,07	399,53	251	500	Media	Altamente no uniforme	Malla WWW	0,012	N/A	N/A	Malla Sinterizada	N/A	N/A
Putumayo	San Antonio	9723-9871	4,25	135	126	250	Fina	No uniforme	Gravel pack	N/A	-	-	Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla MeshRite™/ Malla Premium / Gravel Pack*	0,03188976	20/40*

**Fuente:** GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016). Diseño de una metodología de selección preliminar de sistemas de control de arena para los campos operados por Ecopetrol S.A. (tesis de pregrado). Modificado por los autores.

**4.1.2 Modo de uso de la matriz.** El procedimiento de utilización de la matriz final es explicado mediante un diagrama de flujo expuesto en la **Figura 24** tomando el principio de González y Ramírez.

**Figura 24.** Procedimiento de utilización de la metodología 1 de selección de herramientas mecánicas de control de arena.

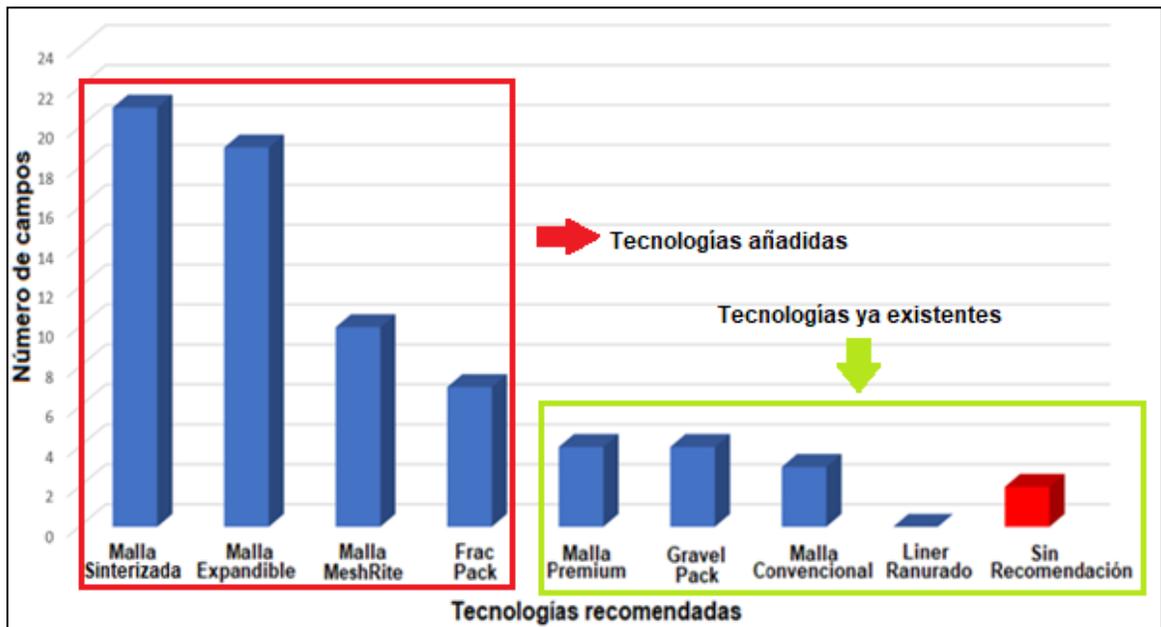


**Fuente:** GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016). Diseño de una metodología de selección preliminar de sistemas de control de arena para los campos operados por Ecopetrol S.A. (tesis de pregrado). p. 119. Modificado por los autores.

**4.1.3 Ventaja ofrecida por la nueva matriz frente a la creada por González y Ramírez.** Como se mencionó en el capítulo 3, las nuevas tecnologías de control de arena de tipo mecánico, incluidas en la matriz de selección preliminar ya existente, pueden ser recomendadas para uso en formaciones con coeficientes de uniformidad mayores a cinco y rangos de tamaño de arena finos y muy finos. Por lo tanto y de acuerdo con la **Tabla 19** y la matriz elaborada por González y Ramírez<sup>277</sup>, las nuevas herramientas fueron recomendadas para su uso en los yacimientos presentes en 22 de los 24 campos estudiados, es decir, en el 92,67% de la muestra aproximadamente, siendo la malla sinterizada la más formulada para su uso en 21 de los 24 campos de estudio de acuerdo con la información expuesta en la **Gráfica 5**.

Así mismo, la inclusión de nuevas tecnologías permitió recomendar una tecnología a 11 de los 13 campos para los cuales previamente no era posible recomendar una tecnología convencional debido a un máximo control de partículas con coeficiente de uniformidad de 5 y recomendar una más precisa para los demás campos ajustándose a los problemas presentados.

**Gráfica 5.** Frecuencia de recomendación de las herramientas mecánicas de control de arena.



**Fuente:** GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016). Diseño de una metodología de selección preliminar de sistemas de control de arena para los campos operados por Ecopetrol S.A. (tesis de pregrado). Modificado por los autores.

<sup>277</sup> *Ibíd.* p. 119.

## 4.2 HERRAMIENTA DE SELECCIÓN DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA MEJORADA (METODOLOGÍA 2)

Esta metodología permite el ingreso de datos de tamaños de grano tanto de la formación productora como de la arena producida al Manual General de Completamiento de pozos (MGCP) para obtener, posteriormente, la recomendación de una tecnología mecánica de control de arena con base en el coeficiente de uniformidad y el tamaño de grano promedio, los cuales son calculadas por el aplicativo web. Así mismo, este modelo también determina tamaños de ranura para las mallas recomendadas y el tamaño de grava en caso de requerirse un empaquetamiento con grava. Es importante aclarar que la herramienta permite la flexibilidad de usar datos de muestras granulométricas de arena de formación o arena producida en pozos nuevos o productores.

Esta metodología está basada en el criterio de Saucier para calcular el tamaño de grava requerido y un compendio de configuraciones basadas en diferentes autores, los cuales se expondrán más adelante dentro de este capítulo, para el diseño de ranuras para *Liner* Ranurados y Mallas. Con los que se ha definido un rango de tamaños que permita un control apropiado sin afectar la productividad de los pozos de los campos en que sean instalados.

De acuerdo con González y Ramírez<sup>278</sup>, mediante este modelo se pueden obtener resultados más acordes a las necesidades del pozo que utilizando la metodología 1. La segunda permite identificar mecanismos de control de arena y da pautas para su selección, sin limitarse a un estudio regional o por Cuenca productora.

**4.2.1 Parámetros incluidos.** La metodología ya realizada por los autores en el documento de referencia<sup>279</sup> permitía la recomendación de tecnologías mecánicas de control de arena teniendo en cuenta únicamente el valor de coeficiente de uniformidad resultante. El mejoramiento realizado consiste en la adición de un parámetro (tamaño de grano promedio de la formación productora o de la arena producida) al modelo, con el fin de proporcionar recomendaciones de herramientas mecánicas más precisas.

**4.2.2 Funcionamiento.** Como se mencionó en la **sección 4.2.1** como paso inicial, la metodología requiere el ingreso del tamaño de grano en micras ( $X_i$ ) (ya sea el de la arena producida o el de la formación productora) y su distribución que equivale al peso de la arena en gramos para el tamaño determinado ( $f_i$ ). Es importante aclarar que no hay un límite de filas máximas para ingresar a la plataforma. A partir de estos datos, se calcula en primera instancia la frecuencia relativa ( $F_i$ ) para cada fila, mediante la **ecuación 5**.

---

<sup>278</sup> GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016). Op. Cit. p. 120.

<sup>279</sup> *Íbid.*

**Ecuación 5.** Frecuencia relativa.

$$\text{Frecuencia relativa (Fi)} = \frac{fi}{\Sigma fi} * 100 \%$$

**Fuente:** Mendelhall, Beaver, Beaver, CENGAGE Learning. (2013). Introduction to Probability and Statistics. Estados Unidos de América. 14ª Edición. p. 127.

Posteriormente se calcula la frecuencia relativa acumulada (FRA) utilizando la **ecuación 6**.

**Ecuación 6.** Frecuencia relativa acumulada.

$$\text{Frecuencia relativa acumulada (FRA)} = FRA_n + fi_{n-1}$$

**Fuente:** Mendelhall, Beaver, Beaver, CENGAGE Learning. (2013). Introduction to Probability and Statistics. Estados Unidos de América. 14ª Edición.

Por último, se calcula el producto entre cada tamaño de grano con su respectiva frecuencia. Teniendo los anteriores datos calculados, se procede a determinar el tamaño de grano promedio mediante la **ecuación 7**.

**Ecuación 7.** Producto entre tamaño de grano y frecuencia.

$$\text{Tamaño de grano * frecuencia} = Xi * fi$$

**Fuente:** Mendelhall, Beaver, Beaver, CENGAGE Learning. (2013). Introduction to Probability and Statistics. Estados Unidos de América. 14ª Edición.

Un ejemplo del procedimiento anteriormente descrito se presenta en la **tabla 20**, donde en rojo están los dos campos obligatorios y en la parte derecha los resultados del cálculo de la frecuencia relativa, frecuencia relativa acumulada y tamaño de grano por frecuencia, para cada fila y de acuerdo con las **ecuaciones 5, 6 y 7** respectivamente.

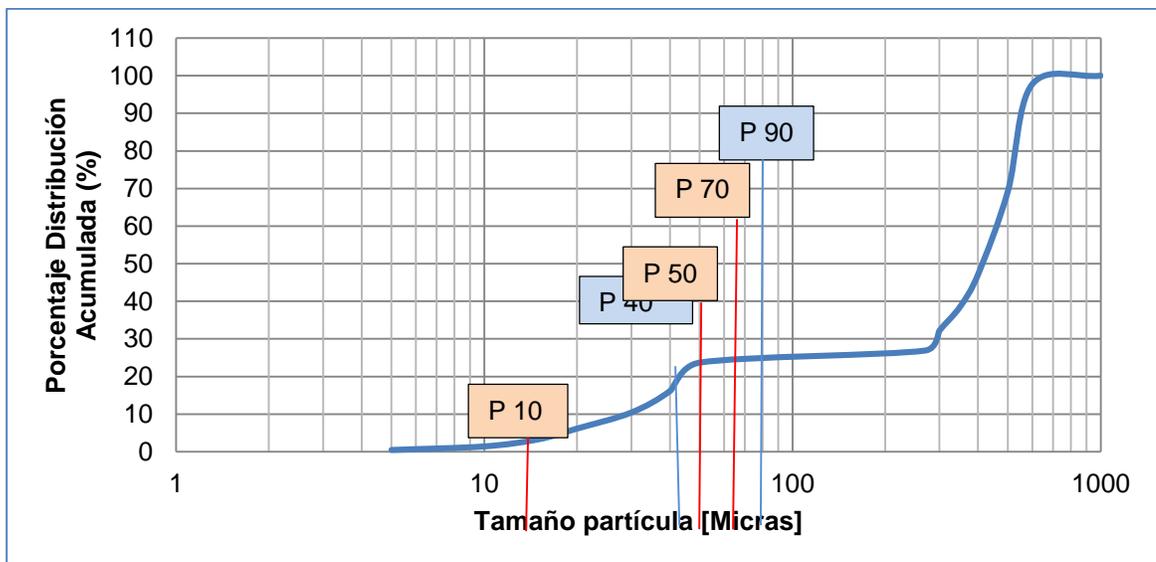
**Tabla 26.** Ejemplo proceso de determinación de frecuencia relativa, frecuencia acumulada y Producto entre tamaño de grano y frecuencia.

TABLA DE DATOS PARA LA MUESTRA DE INTERES				
Tamaño de grano (Xi) [Micras]	frecuencia (fi)	Frecuencia Relativa (Fi)	Frecuencia Relativa Acumulada (FRA) [%]	Xi*fi
5	5	0.473933649	0.473933649	25
10	10	0.947867299	1.421800948	100
15	20	1.895734597	3.317535545	300
20	30	2.843601896	6.161137441	600
30	45	4.265402844	10.42654028	1350
40	60	5.687203791	16.11374408	2400
50	80	7.582938389	23.69668246	4000
270	34	3.222748815	26.91943128	9180
300	56	5.308056872	32.22748815	16800
350	67	6.3507109	38.57819905	23450
400	90	8.530805687	47.10900474	36000
500	234	22.18009479	69.28909953	117000
600	300	28.43601896	97.72511848	180000
1000	24	2.274881517	100	24000
<b>TOTAL</b>	<b>1055</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>415205</b>

**Fuente:** Modulo General de Completamiento (MGCP). Modificada por los autores.

Inicialmente, la plataforma grafica los tamaños de grano en función de la frecuencia relativa acumulada tal como se muestra en la siguiente gráfica.

**Gráfica 6.** Curva de distribución acumulada para la muestra de arena de interés.



**Fuente:** Modulo General de Completamiento (MGCP). Modificada por los autores.

De la **gráfica 6** se obtienen los valores del percentil 10, 50, 70, 40 y 90, donde estos últimos son utilizados para el cálculo del coeficiente de uniformidad mediante la **ecuación 4** del capítulo 3 y permite dar la uniformidad de la arenisca de acuerdo con la clasificación de la **tabla 12**. Los percentiles 10, 50 y 70 se utilizan para el cálculo de la configuración del mecanismo, es decir, el rango de tamaño de la ranura y se muestra únicamente en el caso de recomendarse “*Liner* ranurado” o cualquier tipo de malla, pues son las únicas herramientas que requieren ranuras para ejercer el control de arena. Para la recomendación de este se utilizan cuatro autores, Coberly, Coberly actualizado, Penberthy y Shaughnessy<sup>280</sup> y Regent Energy, los cuales tienen en cuenta las siguientes ecuaciones.

**Ecuación 8.** Configuración del mecanismo según autor Coberly.

$$\text{Rango Tamaño ranura, Coberly} = \frac{2 * P10}{25.400}$$

**Fuente:** GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016).

**Ecuación 9.** Configuración del mecanismo según autor Coberly actualizado.

$$\text{Rango tamaño ranura, Coberly actualizado} = \frac{2 * P10}{25.400}$$

**Fuente:** GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016).

**Ecuación 10.** Configuración del mecanismo según Penberthy y Shaughnessy.

$$\text{Rango tamaño ranura, Penberthy} = \frac{2 * P10}{25.400}$$

**Fuente:** GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016).

**Ecuación 11.** Configuración del mecanismo según autor Regent Energy.

$$\text{Rango tamaño de ranura, Regent Energy} = \frac{2 * P10}{25.400}$$

**Fuente:** GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016).

Una vez calculada la configuración, se recomienda un rango de tamaño de ranura tomando en cuenta el valor mínimo y máximo del cálculo de los cuatro autores. En forma paralela a la creación de la curva de distribución acumulada, se determina

<sup>280</sup> PENBERTHY, W.L, SHAUGHNESSY, C.M. (1992). Op. Cit., p. 26

el tamaño de grano promedio a partir de la **ecuación 12**. De esta se clasifica el tipo de grano de la arena desde muy gruesa a muy fina según clasificación de la **tabla 13**.

**Ecuación 12.** Producto entre tamaño de grano y frecuencia.

$$\text{Tamaño de grano promedio (micras)} = \frac{\sum fi}{\sum (Xi * fi)}$$

**Fuente:** GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016).

Con el tamaño de grano promedio, también se calcula la grava promedio en pulgadas mediante la **ecuación 13**.

**Ecuación 13.** Grava promedio en pulgadas

$$\text{Grava promedio (pulgadas)} = \frac{\text{Tamaño grano promedio} * 6}{25.400}$$

**Fuente:** GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016).

Con la grava promedio en pulgadas se ajusta el resultado al rango de tamaño de grava comúnmente disponible en pulgadas, presente en la **tabla 21** y de esta forma, se recomienda el par de tamiz (U.S. *mesh*) al cual corresponda. Estos datos se calculan para todos los casos. Sin embargo, únicamente se muestran en caso de que el mecanismo final recomendado sea “*Frac Pack*”, “*Empaque con grava*” o “*Liner ranurado y empaque con grava*” ya que son las únicas técnicas que requieren del uso de grava para ejercer control de arena.

**Tabla 27.** Tamaños de grava comúnmente disponibles.

GRAVA (US. <i>Mesh</i> )	Diámetro [pulgadas]
6/8	0.132 - 0.094
8/10	0.094 - 0.079
10/20	0.079 - 0.033
20/40	0.033 - 0.017
40/60	0.017 - 0.010

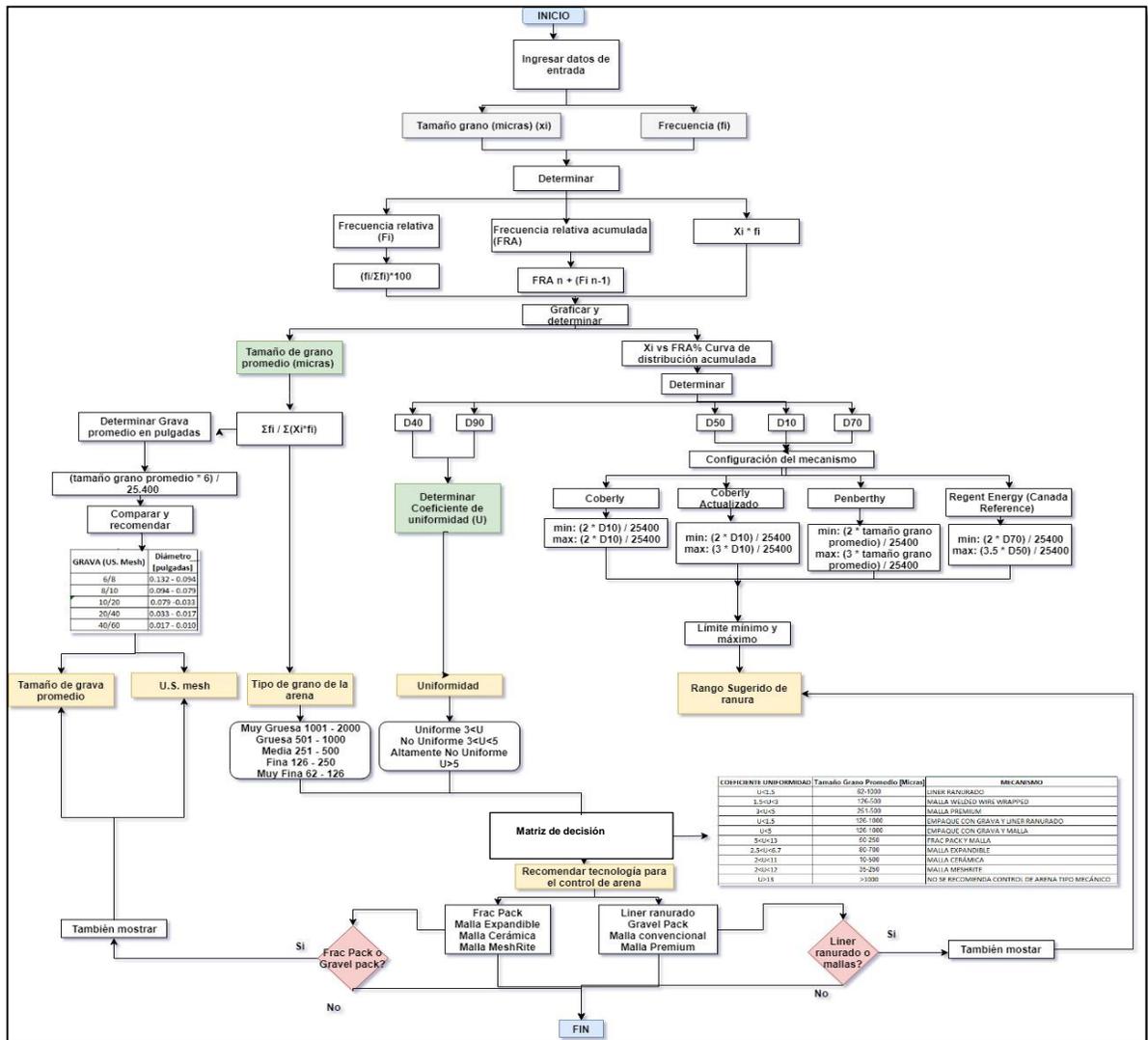
**Fuente:** PENBERTHY, W.L, SHAUGHNESSY, C.M. (1992). Op. Cit., p. 26.

Finalmente, a partir del tipo de grano de la arena y la uniformidad de la formación previamente calculada, se recomienda la tecnología sea nueva o convencional, que satisfaga los dos parámetros de operación en conformidad a una comparación con

la matriz de decisión presente en la **tabla 20**. En la siguiente página, la **figura 25** presenta un diagrama de flujo que contiene los pasos previamente descritos.

**4.2.4 Ventaja ofrecida por la nueva metodología frente a la creada por González y Ramírez.** La metodología realizada en esta investigación proporciona importantes mejoras respecto a la comprendida en el documento base. Gracias a esta metodología, la tecnología recomendada aporta un mayor grado de confiabilidad debido al aumento en los parámetros de selección al no tener únicamente en cuenta el coeficiente de uniformidad sino incorporar el tamaño de grano promedio como parámetro de diferenciación. De igual forma, proporciona el tamaño de grava en unidades comerciales para el caso del *Frac Pack* y el empaque con Grava y la configuración del *Liner* ranurado.

Figura 25. Diagrama de flujo metodología 2.



Fuente: GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. (2016). Modificada por los autores.

## 5. MÓDULO GENERAL DE COMPLETAMIENTO

### 5.1 DESCRIPCIÓN DEL MANUAL GENERAL DE COMPLETAMIENTO DE POZOS (MGCP)

**5.1.1 Definición.** El Manual General de Completamiento de Pozos (MGCP) es una plataforma informática mediante la cual el usuario obtiene una recomendación para la posible instalación de herramientas en fondo de pozo de acuerdo con el trabajo de completamiento que se planea ejecutar, luego de ingresar al aplicativo unos datos específicos relacionados con dicha intervención. El ingeniero de completamiento puede obtener tales recomendaciones en materia de control de arena de tipo mecánico, fluidos de completamiento, sistemas de levantamiento artificial, conectividad de yacimientos, completamientos múltiples y metalurgia de tuberías de revestimiento. Para el cumplimiento de lo anteriormente mencionado, el aplicativo web puede ser desarrollado mediante la carga de documentos, videos, matrices interactivas, tablas, gráficas, mapas interactivos y navegación mediante enlaces. El programa informático es ejecutado mediante lenguaje PHP.

**5.1.2 Lenguaje PHP.** De acuerdo con Red Gráfica Latinoamericana<sup>281</sup>, PHP (Hypertext Pre-Processor) es un lenguaje de programación gratuito multiplataforma que permite al usuario acceder a bases de datos y crear páginas web dinámicas. El sitio web citado anteriormente<sup>282</sup> afirma que el lenguaje PHP es la solución para la construcción de páginas web con independencia de la base de datos y del servidor Web. Según O.S. Group<sup>283</sup>, un servidor web es un programa que utiliza el protocolo HTTP (Hypertext Transfer Protocol) para servir los archivos que forman páginas web a los usuarios en respuesta a sus solicitudes. Así mismo, HTTP es definido por el sitio web Cavsi<sup>284</sup> como un protocolo empleado para solicitar y transmitir archivos a través de Internet, principalmente páginas web y sus componentes, operando a través de un esquema de petición-respuesta entre un cliente y un servidor.

Red Gráfica Latinoamericana<sup>285</sup> afirma el lenguaje de programación PHP ofrece las siguientes ventajas:

- Es rápido al ser ejecutado y no genera retrasos en la máquina dado que no requiere grandes recursos del sistema.
- Utiliza su propio sistema de administración de recursos.
- Maneja distintos niveles de seguridad.
- Corre en casi cualquier plataforma utilizando el mismo código fuente.

---

<sup>281</sup> RED GRÁFICA LATINOAMERICANA. El Lenguaje De Programación PHP. [Consultado el abril 8, 2018]. Disponible en: <http://redgrafica.com/El-lenguaje-de-programacion-PHP>.

<sup>282</sup> Ibid.

<sup>283</sup> O.S. GROUP. Qué Es Un Servidor Web. [Consultado el abril 8, 2018]. Disponible en: [https://www.osgroup.co/que-es-un-servidor-web/#Servidor\\_Apache\\_HTTP](https://www.osgroup.co/que-es-un-servidor-web/#Servidor_Apache_HTTP).

<sup>284</sup> CAVSI. ¿Qué Es HTTP? [Consultado el abril 8, 2018]. Disponible en: <http://www.cavsi.com/preguntasrespuestas/que-es-http/>

<sup>285</sup> RED GRÁFICA LATINOAMERICANA. Op. Cit.

- Es completamente expandible y modificable.
- Al ser un lenguaje de código abierto, PHP no depende de ninguna compañía comercial ni requiere licencias.

## 5.2 MÓDULOS

El Manual General de Completamiento de Pozos (MGCP) ofrece siete módulos de selección preliminar de herramientas para llevar a cabo diferentes trabajos de completamiento. El módulo de selección preliminar de herramientas mecánicas de control de arena será explicado en el apartado 5.3 de este trabajo.

**5.2.1 Fluidos de completamiento.** Este módulo<sup>286</sup> posee dos mapas de Colombia. En el primero, se localizan los pozos de estudio y se identifica el fluido de completamiento utilizado junto con su densidad. En el segundo mapa de Colombia, se localizan los campos, realizándose en cada uno distribuciones porcentuales de los fluidos de completamiento utilizados en sus pozos. Además, este módulo ofrece una matriz mediante la cual puede identificarse el fluido de completamiento apto para el pozo con base en propiedades del yacimiento como presión, temperatura y profundidad total (TVD), además de la clasificación del agua de formación según la presencia de iones; lo anterior permite el cálculo de la densidad del fluido de completamiento recomendado.

**5.2.2 Sistema de levantamiento Artificial.** Está compuesto<sup>287</sup> por tres submódulos. Inicialmente, cuenta con un mapa de Colombia, en el cual aparecen localizados los pozos del estudio con información de los sistemas de levantamiento artificial actualmente instalados, la fecha de instalación y el objetivo del levantamiento. En segundo lugar, posee una matriz de selección preliminar en la cual, a partir de datos iniciales como tasa de producción (BPD), corte de agua (%), viscosidad (Cp), fluidos corrosivos, producción de arena (ppm), relación de gas petróleo (PC/STB), número de pozos, contaminantes, profundidad (pies), inclinación del pozo, entre otros, se va calculando en tiempo real el mecanismo recomendado hasta terminar todos los campos y tener el mecanismo finalmente recomendado. Finalmente, se presenta un submódulo que contiene un manual del usuario a través de un video explicativo del uso del presente modulo.

**5.2.3 Conectividad.** Este módulo<sup>288</sup> ofrece, en primer lugar, un mapa de Colombia donde se localizan los pozos a los cuales Ecopetrol S.A. les realizó trabajos de conectividad de yacimiento, especificando sus fechas de inicio y finalización. Además, posee una matriz de selección preliminar de técnicas de cañoneo con base en la condición de presión requerida por la operación, además de otras

---

<sup>286</sup> MANUAL GENERAL DE COMPLETAMIENTO DE POZOS. MGCP. [2018]. Disponible en: <http://mgcp.com.co/>

<sup>287</sup> *Ibíd.*

<sup>288</sup> *Ibíd.*

características como la presencia en el pozo de tuberías de producción y/o revestimiento, velocidad de operación, ángulo de pozo, densidad de disparo requerida y la necesidad de cañonear zonas profundas y/o múltiples. Adicionalmente, este módulo ofrece una matriz de tendencias, la cual exhibe los métodos de conectividad utilizados en cada pozo de Ecopetrol S.A., siendo organizada la información por campos y cuencas. Por último, el módulo muestra un manual de usuario, el cual instruye al usuario sobre la utilización del primero mediante un video.

**5.2.4 Completamientos Múltiples.** Está compuesto<sup>289</sup> por tres submódulos. Inicialmente, cuenta con un mapa de Colombia, en el cual aparecen localizados los pozos del estudio, con información básica de tipo de completamiento, fecha de instalación y causa de intervención y tipo de pozo. En segundo lugar, posee una matriz de selección mediante la cual se elige el tipo de completamiento múltiple dependiendo de las diferencias de presiones y permeabilidades presentadas por dos zonas de interés atravesadas por un mismo pozo. Posteriormente, a partir de unas opciones como tipo de pozo respecto a geometría, pozo productor o de inyección, entre otros, permite identificar pozos candidatos y como resultado recomienda un tipo de completamiento.

**5.2.5 Metalurgia.** En primer lugar, este módulo<sup>290</sup> ofrece un mapa de ocurrencias en el cual se localizan los pozos de Ecopetrol S.A. perforados entre 2005 y 2015, donde se identifica la metalurgia de sus tuberías de producción, su fecha de instalación y sus problemas de corrosión. En segundo lugar, el módulo contiene una tabla brevario que informa al usuario sobre las tendencias de instalación de las tuberías de producción en los pozos de Ecopetrol S.A. según su grado de acero, exponiendo distribuciones porcentuales a niveles nacional, de cuencas y de campos. Además, el módulo posee una matriz de selección preliminar de tuberías de producción, cumpliéndose esta función mediante la consideración de propiedades como el tipo de fluido producido en el pozo, el corte de agua del yacimiento, el tipo de gas presente en el reservorio si lo hay y propiedades fisicoquímicas del agua como su alcalinidad y el contenido de iones; así mismo, la herramienta permite evaluar las presiones de estallido y de colapso que podría experimentar la tubería de producción según el grado de acero que se seleccione. Por último, el módulo posee un video explicativo.

**5.2.6 Nuevas tecnologías de conectividad.** Este módulo<sup>291</sup> ofrece una matriz de selección preliminar de métodos de conectividad de yacimiento con base en el suministro, por parte del usuario de propiedades de la formación (porosidad, permeabilidad, presión, resistencia no confinada y factor de daño), de los fluidos producidos (presión en fondo de pozo, temperatura, número de fases presentes en

---

<sup>289</sup> *Ibíd.*

<sup>290</sup> *Ibíd.*

<sup>291</sup> *Ibíd.*

el yacimiento, viscosidad de petróleo y agua de formación, gravedad API del crudo y salinidad de agua) y de las características requeridas por la operación a ejecutar (intervalos a cañonear y sus longitudes, diámetro de perforado, diámetro interno de tubería de revestimiento y condiciones de presión requeridas). Así mismo, el módulo posee un video explicativo.

### **5.3 MÓDULO DE CONTROL DE ARENA**

Este apartado se basa en lo explicado en el objetivo 4 donde se definen las dos metodologías que conforman el presente trabajo, en el mismo sentido, la carga de datos en el Módulo General de Completamiento está compuesta por dos secciones a partir de ambas metodologías.

**5.3.1 Submódulos de control de arena.** El módulo de control de arena se compone de cuatro submódulos. Inicialmente, cuenta con un mapa de Colombia que contiene la ubicación de 116 pozos tenidos en cuenta en el estudio e información general de control de arena por pozo como el mecanismo actualmente usado, la fecha de instalación y el campo al que pertenece. En segundo lugar, posee una matriz de selección preliminar de mecanismos de control de arena, en la cual se recomienda una tecnología nueva o contemporánea a veinticuatro campos de Colombia. En tercer lugar, cuenta con una herramienta que permite la recomendación de un mecanismo de control de arena nuevo o contemporáneo para un pozo nuevo en función a datos granulométricos de entrada. Por último, posee un video que explica el contenido del módulo y su funcionamiento.

**5.3.1.1 Matriz de selección preliminar de mecanismos de control de arena de tipo mecánico en los campos operados por Ecopetrol S.A.** Para el funcionamiento de la matriz de selección preliminar de herramientas mecánicas de control de arena, se procedió a realizar la carga de la tabla contenida en el Anexo 1 cuya elaboración se explicó en el capítulo 4 de este trabajo. Como se explicó anteriormente, este submódulo es ejecutado mediante el lenguaje de programación PHP. Esta matriz permite la selección preliminar de herramientas mecánicas de control de arena para los veinticuatro campos de estudio mencionados anteriormente teniendo en cuenta los parámetros explicados en el capítulo tres del presente proyecto de grado.

➤ **Proceso de uso de la herramienta.** En el Manual General de Completamiento de Pozos (MGCP), la información se presenta mediante un listado de campos clasificados según la cuenca donde se ubican. Cada campo puede ser seleccionado para que el usuario conozca sus características granulométricas.

Luego de seleccionar el campo de interés, el programa informático permite la visualización de las características granulométricas de su yacimiento, la herramienta mecánica de control de arena instalada, los mecanismos recomendados por la matriz, las observaciones que soportan tales

recomendaciones y los pozos que fueron completados con las herramientas convencionales de control de arena. Un ejemplo de la información básica de cada campo mostrada por el programa informático se encuentra visualizada mediante la **Figura 26**.

**Figura 26.** Visualización de las características granulométricas del yacimiento en el campo de ejemplo y de su herramienta mecánica de control de arena instalada.

Características granulométricas de la arena productora en el Campo Orito	
Profundidad Promedio del Intervalo de Interes [ft]	10648.5-10708.5
Coefficiente de uniformidad (U)	9.07
Tamaño de Grano Promedio [Micras]	399.53
Rango Tamaño de Grano [Micras]	251-500
Tipo de Arena	Arena Media
Característica de la arena	Altamente no uniforme
Tecnología de Control de Arena Instalada	
Mecanismo Usado	Malla Welded Wire Wrapped
Ancho de la ranura (in)	0.012

**Fuente:** Manual General de Completamiento.

El usuario debe seleccionar uno de los mecanismos de control de arena de tipo mecánico recomendados teniendo en cuenta el plan de producción del campo y las características granulométricas del yacimiento. Mediante este submódulo se recomienda el uso de herramientas mecánicas nuevas y convencionales de control de arena considerando lo anteriormente explicado. Las herramientas mecánicas de control de arena recomendadas por el Manual General de Completamiento (MGCP) para su uso en el yacimiento del campo de ejemplo, se encuentran visualizados mediante la **Figura 27**.

**Figura 27.** Visualización de los mecanismos de control de arena de tipo mecánico recomendados para su uso en el yacimiento del campo de ejemplo.

Nueva Tecnología de Control de Arena Recomendada	
Mecanismo Recomendado	Malla Cerámica
Observaciones	
Se recomienda la instalación de la malla cerámica en este campo para contrarrestar posibles taponamientos en la cara del pozo, dado que esta nueva tecnología ejerce control de arena en formaciones con tamaño de grano medio y coeficiente de uniformidad comprendido entre 6.7 y 11. Además, es una alternativa para ambientes abrasivos y corrosivos dada su alta resistencia.	
Pozos del campo Orito con control de arena	
ORITO 118 ORITO 116ST	ORITO 124 ORITO 127

**Fuente:** Manual General de Completamiento.

**5.3.1.2 Herramienta de selección de mecanismos de control de arena a partir de datos granulométricos.** Para la modificación de la herramienta se utilizó la metodología descrita en la sección 4.2 y mediante el lenguaje de código abierto Hypertext Preprocessor (PHP)<sup>292</sup> se procedió con el montaje y carga del procedimiento en la plataforma interactiva MGCP. En el caso particular de las gráficas presentadas en esta sección se utilizó el lenguaje informático JavaScript<sup>293</sup> para la creación de curvas según parámetros de entrada.

La actualización de esta herramienta, mediante la inclusión de cuatro nuevas tecnologías, contribuye a una mayor confiabilidad en la selección y diseño de mecanismos de control de arena al permitir la recomendación no solo de tecnologías convencionales sino también nuevas, las cuales permiten aplicabilidad en escenarios de producción crítica como formaciones altamente no uniformes y de tamaño muy fino; y en la medida en que fue incluido el tamaño de grano promedio como factor discriminante de selección. Esta herramienta se aplica para pozos nuevos a partir de los datos de una muestra granulométrica.

Adicionalmente, proporciona el cálculo del coeficiente de uniformidad y el tamaño de grano promedio para determinar la configuración del mecanismo de control de arena sugerido y los posibles diseños con base en postulados de completamiento. Esta herramienta es un complemento a la matriz de selección (**apartado 5.3.1.1**) debido a que proporciona mayor confiabilidad al enfocarse a nivel de pozo y en muestras reales granulométricas de la formación productora o de la arena producida y no generalizando a nivel de campo ni limitado a la arena de la formación productora.

➤ **Proceso de uso de la herramienta.** La presente plataforma consta de tres pasos: Ingreso de datos, corrida del programa y recomendación de la configuración de una tecnología de control. Inicialmente, la plataforma solicita la adición manual de dos datos de entrada provenientes de la formación productora o la arena producida: el tamaño de grano el cual va de 62 a 2000 micras según la clasificación de Wentworth, expuesta por Jackson y Richardson<sup>294</sup>, y su peso, como se presenta en la siguiente figura. Adicionalmente, no hay un límite de filas para la adición de datos por lo que, si se desea ingresar más, se selecciona la opción (+) Adicionar fila, en el mismo modo, en caso de querer borrar una fila de datos, se selecciona (-) Eliminar fila. Finalmente, se selecciona un nombre a la tabla completando el campo superior y de da clic en el botón verde agregar datos para cargar la información a la herramienta.

---

<sup>292</sup> PHP WEBSITE. The PHP Group [Online] 2018. [Consultado el 10 de Abril de 2018]. Disponible en: <http://php.net/manual/es/intro-what-is.php>

<sup>293</sup> JAVASCRIPT WEBSITE. JavaScript [Online] 2018. [Consultado el 10 de Abril de 2018]. Disponible en: <https://www.javascript.com/>

<sup>294</sup> JACKSON, Darrel R. y RICHARDSON, Michael D. Op. Cit. p. 78-79.

**Figura 28.** Formato de datos de entrada en la plataforma MGCP.

Nombre de la Tabla <input type="text"/>	
Tamaño de grano [Micras]	Peso de muestra [gr]
<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="button" value="+Adicionar Fila"/> <input type="button" value="-Eliminar Fila"/>	
<input type="button" value="Agregar Datos"/>	

**Fuente:** Manual General de Completamiento.

De forma complementaria, la plataforma también permite importar datos desde una tabla de Excel compuesta por tres columnas, tamaño de grano (micras), peso de la muestra (gramos) y nombre de la tabla.

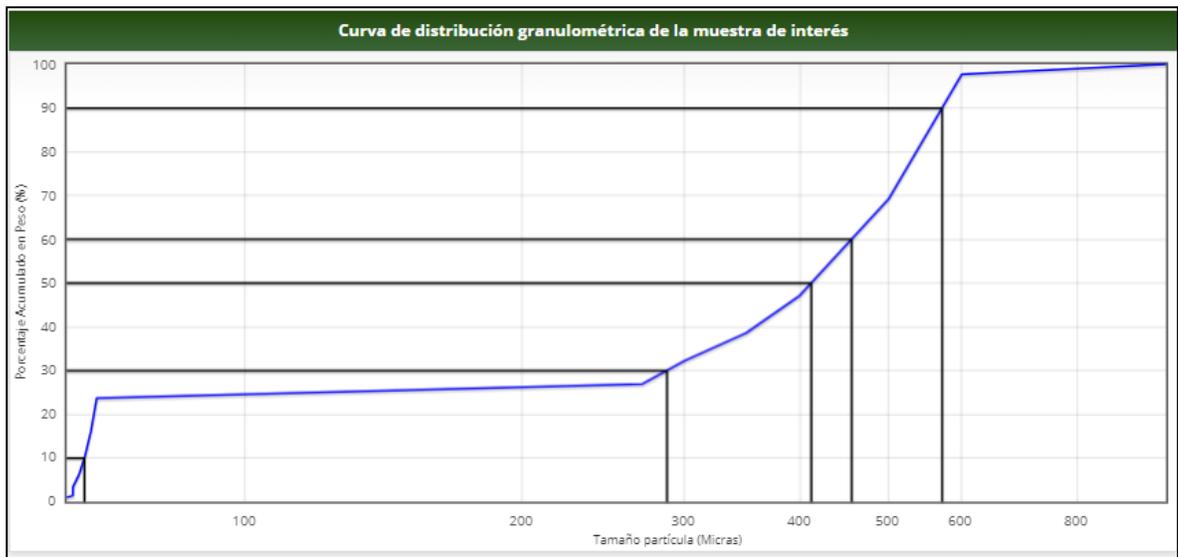
Posteriormente, al cargarse los datos en el sistema, estos se visualizarán en una tabla como la de la **figura 29**. En la parte inferior de la pantalla también se presenta la curva de distribución granulométrica de la muestra de interés graficada a partir de los datos de porcentaje acumulado en peso y tamaño de las partículas en micras. La grafica puede apreciarse en la **figura 30**.

**Figura 29.** Datos granulométricos de la muestra de interés.

Datos granulométricos de la muestra de interés	
Tamaño de grano [Micras]	Peso de muestra [gr]
64	10
65	5
65	20
66	30
67	45
68	60
69	80
270	34
300	56
350	67
400	90
500	234
600	300
1000	24

**Fuente:** Manual General de Completamiento.

**Figura 30.** Curva acumulativa de distribución granulométrica de la muestra de interés.



**Fuente:** Manual General de Completamiento.

La grafica anterior, permite la identificación de los percentiles, P10 (X90), P40 (X60), P50 (X50), P70 (X30) y P90 (X10), los cuales se presentan en la tabla de variables granulométricas utilizadas para la selección y diseño de mecanismos de control de arena en la **figura 31**. Complementariamente, se muestra el tamaño de grano promedio en micras, el tipo de grano de la arena, el coeficiente de uniformidad y la uniformidad de la formación.

**Figura 31.** Variables granulométricas para la selección y diseño de mecanismos de control de arena.

Variables granulométricas calculadas para la selección y diseño de mecanismos de control de arena	
Tamaño Grano Promedio [Micras]	407.28
Tipo Grano de la Arena	Arena media
Percentil D90 (X10)	70.69
Percentil D70 (X30)	171.61
Percentil D50 (X50)	241.67
Percentil D40 (X60)	267.86
Percentil D10 (X90)	454.43
Coficiente de uniformidad (U)	3.789
Uniformidad Arena	Arena no uniforme

**Fuente:** Manual General de Completamiento.

A partir de las variables granulométricas como el coeficiente de uniformidad y ahora,

el tamaño de grano promedio, el programa recomienda una tecnología de control de arena nueva o convencional dependiendo de la satisfacción de las variables y lo muestra en la tabla de la **figura 32**. Para el caso único de recomendarse empaque con grava o frac pack, el programa también muestra el tamaño de grava sugerido con base en el criterio de Saucier y el tamaño de grava comercial U.S. Mesh.

**Figura 32.** Mecanismos de control de arena sugeridos.

Mecanismos de control de arena sugeridos	
Tecnología Convencional de Control de Arena Recomendada 1	Malla premium
Tecnología Convencional de Control de Arena Recomendada 2	Empaque con grava y malla
Nueva Tecnología de Control de Arena Recomendada 3	Malla Expandible
Nueva Tecnología de Control de Arena Recomendada 4	Malla Cerámica
Tamaño de grava sugerido con base en el criterio de Saucier (in)	0.096
Tamaño de grava US. Mesh	6/8

**Fuente:** Manual General de Completamiento.

Por último, la página presenta una tabla que contiene las recomendaciones para la configuración y diseño del mecanismo de control de arena, únicamente en el caso de recomendarse *Liner* ranurado o cualquier malla. Además, muestra los cuatro resultados de rangos de tamaño de ranura para finalmente presentar el rango sugerido por la herramienta, tomado del valor mínimo y máximo de los cuatro autores previamente calculados. Lo anterior se muestra en la siguiente figura.

**Figura 33.** Recomendaciones para la configuración y diseño del mecanismo de control de arena.

Recomendaciones para la configuración/diseño del mecanismo de control de arena		
Modelo (Postulado)	Rango Tamaño Ranura [in]	
Coberly	0.018	0.036
Coberly Actualizado	0.036	0.054
Penberthy	0.032	0.048
Regent Energy (Canada Reference)	0.014	0.033
<b>Rango sugerido para el tamaño de las ranuras</b>	<b>0.014</b>	<b>0.054</b>

**Fuente:** Manual General de Completamiento.

## 6. CONCLUSIONES

- El *liner* ranurado es la tecnología convencional de control de arena mayormente utilizada en la actualidad siendo aplicada en 65 de los 116 pozos que componen la totalidad de la muestra estudiada, debido a su posible economía y facilidad de completamiento. Del mismo modo, se identificaron como campos críticos en producción de arena Casabe, Lisama, Llanito, La Cira-Infantas Yariguí-Cantagallo y Palagua, siendo la cuenca del Valle Medio del Magdalena la que más problemas de producción de arena reportó entre las cinco estudiadas. Lo anterior, corroborado mediante una distribución porcentual realizada de las causas y problemas de arenamiento, donde se encontró como principal causa, la presencia de formaciones poco consolidadas y la producción excesiva de agua con corte mayor al 80% como consecuencia a un acuífero presente, que conlleva a taponamientos, daño y/o reparación prematura de los equipos de fondo y superficie.
- En un enfoque general, las nuevas tecnologías permiten una instalación operacional simple, buena conectividad entre el yacimiento y el pozo, reducción del daño, aplicación en zonas múltiples en un mismo pozo, lo que en su conjunto conlleva a una mayor eficiencia del caudal de hidrocarburos y a la reducción significativa de los tiempos de completamiento que se traducen en ahorros importantes de dinero.
- La definición de los parámetros de selección establecidos en el capítulo 3 demostró que la totalidad de las nuevas tecnologías de control de arena de tipo mecánico poseen la facultad de restringir la producción de grano de arena en formaciones con distribución granulométrica altamente no uniforme y tamaños de grano cada vez menores en comparación a las herramientas convencionales.
- En primera instancia, el diseño de la matriz teórica de selección con nuevas herramientas ayudó a recomendar el uso de herramientas mecánicas de control de arena a 22 de los 24 campos estudiados, es decir, el 92.67% de la muestra aproximadamente. Así mismo las nuevas tecnologías incorporadas a la matriz existente, fueron recomendadas a 11 de los 13 campos para los cuales no era posible sugerir el uso de una herramienta convencional ya que estas últimas ejercen control de arena en yacimientos con coeficiente de uniformidad menor a 5. En segunda instancia, la actualización de la metodología 2 proporcionó importantes mejoras, en la medida en que la tecnología recomendada aporta un mayor grado de confiabilidad debido al aumento en los parámetros de selección al tener no tener únicamente en cuenta el coeficiente de uniformidad, si no incorporar el tamaño de grano promedio como parámetro de diferenciación.
- Las dos metodologías de selección preliminar de herramientas de control de arena fueron mejoradas en el Manual General de Completamiento de pozos

(MGCP). Los aportes realizados por este proyecto consisten en la inclusión de las nuevas tecnologías anteriormente descritas y la ampliación de los rangos de aplicabilidad de los parámetros de selección ya establecidos por los autores del trabajo de grado de referencia. Así mismo, se incorporó el tamaño de grano promedio como parámetro de selección de herramientas de control de arena solo para la metodología 2.

- El MGCP puede ser utilizado dentro de la Universidad de América como complemento en el aprendizaje, proporcionando a los estudiantes de pregrado ejemplos de recomendación de herramientas mecánicas de control de arena en función de los parámetros de selección anteriormente mencionados a partir de datos reales.

## 7. RECOMENDACIONES

- Incluir costos de las tecnologías en la matriz de selección para de esta forma realizar un análisis de factibilidad de la aplicabilidad de las herramientas y se robustezca el MGCP.
- Debido a que el coeficiente de uniformidad es un parámetro muy antiguo de granulometría es posible estudiar nuevos parámetros de selección de herramientas mecánicas de control de arena para su implementación en el MGCP desde el año 2000 hasta la actualidad.
- Indagar acerca de la profundidad de los yacimientos pertenecientes a cada campo estudiado en términos de sus profundidades verticales (TVD). El seguimiento de esta recomendación permitirá que las dos metodologías utilicen este último parámetro para la selección de herramientas mecánicas de control de arena de manera más precisa.

## BIBLIOGRAFÍA

3M. 3M Ceramic Sand Screens. [Consultado el octubre 6, 2017]. Disponible en: <https://multimedia.3m.com/mws/media/1382044O/ceramic-sand-technical-data-sheet.pdf>

3M. Cost-Effective Production Improvements in Erosion-Prone Environments. [Consultado el abril 1, 2018]. Disponible en: <https://multimedia.3m.com/mws/media/1448895O/sand-screen-erosion-prone-environment-case-study.pdf>

3M. Cutting Completion Costs of Marginal Reservoirs. [Consultado el abril 1, 2018]. Disponible en: <https://multimedia.3m.com/mws/media/1213145O/capex-reductions-with-3m-ceramic-sand-screens.pdf>

3M. Preventing Proppant Flowback in High Velocity Environments. [Consultado el marzo 21, 2018]. Disponible en: <https://multimedia.3m.com/mws/media/1448898O/preventing-proppant-flowback-in-high-velocity-environments-cast-study-print.pdf>

ABSOLUTE. *MeshRite*™ 2014. octubre 2, 2014. [Consultado el marzo 21, 2018]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=F4BgtLjM72g>

ABSOLUTE. *MeshRite*™ Brochure. [Consultado el febrero 15, 2018]. Disponible en: <http://product.absolutect.com/meshrite-brochure>

ACOCK, Andrew, et al. Métodos prácticos del manejo de la producción de arena. En: OIL FIELD REVIEW. vol. 16.

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 4th ed. Oxford, UK: Elsevier Inc, 2010. ISBN 978-1-85617-803-7.

ALLEN, Thomas y ROBERTS, Allan. Production Operations. 5th ed. Tulsa, Estados Unidos de América: 1978. 310 p.

AL-TAHINI, Ashraf; SONDERGELD, Carl H. y RAI, Chandra S. The Effect of Cementation on the Mechanical Properties of Sandstones. En: SPE RESERVOIR EVALUATION & ENGINEERING. Agosto, 2006.

AMAZO RAMIREZ, Deicy Johana.; HOYOS JIMÉNEZ, Javier Andrés. Evaluación Técnico-económica de los Métodos Utilizados y Propuestos en el Campo Palagua para el Manejo y Control de la Producción de Arena. 2003.

ANH. Información Geológica y Geofísica. Open Round Colombia. Open Round

Colombia. 2010. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

BAHAMON, Cristhian C. Tello, *et al.* Implementation of ESPCP Technology to Decrease Well Intervention Index in Casabe Field. San Antonio, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2017. ISBN 978-1-61399-542-6. p. 2.

BAKRI, Mohd Shah Reza Mohamad, *et al.* A Case Study in the Successful Design and Implementation of Frac-Pack Treatments in a Challenging Workover Environment in Malaysia. Perth, Australia: Society of Petroleum Engineers, 2008. ISBN 978-1-55563-202-1.

BELLARBY, Jonathan. Well Completion Design. Oxford, Reino Unido: Elsevier, 2009. 711 p. ISBN 978-0-444-53210-7

BENAVIDES, C. Análisis Granulométrico Campo Apiay. 2000.

BENAVIDES, C. NIÑO, I. Informe ICP-KPR-006-02-G03. p. 7. 2002

CARDENAS, F. CASTRO, G. Análisis de Reservas Probadas No Desarrolladas en los Bloques 3-4-5-7 del Campo Yaguará mediante la Integración de Datos Dinámicos de Producción con la Descripción Petrofísica del Yacimiento, p. 27,33. 2002.

CARPENTER, Chris. Re-Evaluation of Gravel-Pack-Sizing Criteria. Society of Petroleum Engineers, 2016.

CARREÑO, A. Informe ICP-UST-ID0153-08-123, p. 16. Piedecuesta. 2008.

CARREÑO, A. Informe 10000048 ID0146 T67 11 0989-1, p.19-20. Piedecuesta. 2011

CASTRO, R., *et al.* Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future. Maracaibo, Venezuela: Society of Petroleum Engineers, 2014. ISBN 978-1-61399-290-6

CAVSI. ¿Qué Es HTTP? [Consultado el abril 8, 2018]. Disponible en: <http://www.cavsi.com/preguntasrespuestas/que-es-http/>

CHAUSTRE RUIZ, Andres Javier; IBAGON, John Jairo y LEON RAMIREZ, Elkin Alberto. New Technology for Flow Assurance in an Extra Heavy Oil Field: Case Study in the Akacias Field. Medellín, Colombia: Society of Petroleum Engineers,

2014. ISBN 978-1-61399-345-3.

CORTÉS ROJAS, P. Revisión y Análisis De Los Problemas De Producción De Arena En Los Pozos Del Campo Palagua. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, Santander, Colombia.: Universidad Industrial de Santander, 2005. p. 67.

CORTOLIMA. Proyecto Plan de Ordenación y Manejo de la Cuenca Hidrográfica Mayor del Río Coello, p.186. [Online] 2006. [Consultado Marzo 19 de 2018]. Tomado de:  
[http://www.cortolima.gov.co/2006/images/stories/centro\\_documentos/coello/2\\_6\\_GEOLOGIA.pdf](http://www.cortolima.gov.co/2006/images/stories/centro_documentos/coello/2_6_GEOLOGIA.pdf)

CUELLAR, Hipatia, *et al.* Successful PCP Applications in High Deviated Wells: Breaking Away the Paradigm of PCP Only for Vertical Or Low Deviated Wells in Colombia. Cartagena, Colombia: Society of Petroleum Engineers, 2013. ISBN 978-1-61399-261-6.

DA, Black JW y Waters F.” A Field Study of a Combination Fracturing/Gravel Packing Completion Technique on the Amberjack Mississippi Canyon 109 Field”, artículo de la SPE 26562, Houston, Texas, 1993.

DEILAMI, Fatemeh; SALEHI-MOORKANI, Reza y GHASEMZADEH, Amer. Successful Applications of Expandable Sand Screen in Persian Oil Fields, Part 2. Brisbane, Queensland, Australia: Society of Petroleum Engineers, 2010. ISBN 978-1-55563-311-0.

DRILLING FORMULAS. Basic Sand Control Methods in Oil and Gas Industry. [Consultado el julio 4, 2018]. Disponible en: <http://www.drillingformulas.com/basic-sand-control-methods-in-oil-and-gas-industry/>

DUQUE ESCOBAR, Gonzalo and ESCOBAR POTES, Carlos Enrique (2002) *Mecánica de los suelos*. Universidad Nacional De Colombia. p. 111.

ERIKSEN, Jan Hilding, *et al.* Orienting Live Well Perforating Technique Provides Innovative Sand-Control Method in the North Sea. En: SPE DRILLING & COMPLETION. Septiembre, 2001.

ESCOBAR ACOSTA, Victor Daniel, *et al.* Water and Sand Control through Linear-Gel Frac Pack and Relative Permeability Modifier Techniques: Case Histories from the Casanare Basin, Colombia. Scheveningen, The Netherlands: Society of Petroleum Engineers, 2009. ISBN 978-1-55563-245-8

ESPAÑA, Región de Murcia. Las Rocas: Arenisca. [Consultado el octubre 17,2017]. Disponible en: [http://www.regmurcia.com/servlet/s.SI?sit=c,365,m,108&r=ReP-8165-DETALLE\\_REPORTAJESABUELO](http://www.regmurcia.com/servlet/s.SI?sit=c,365,m,108&r=ReP-8165-DETALLE_REPORTAJESABUELO)

ESPINOZA GONZÁLEZ, M. Evaluación Técnica y Económica De Alternativas Para El Control De Arena En El Campo La Cira-Infantas. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, Santander, Colombia.: Universidad Industrial de Santander, 2009. p. 106.

FARROW, Chris; MUNRO, David y MCCARTHY, Thomas. Screening Methodology for Downhole Sand Control Selection. Perth, Australia: Society of Petroleum Engineers, 2004. ISBN 978-1-55563-979-2.

FLOREZ ANAYA, Alberto, *et al.* Improved Heavy Oil Recovery by Drilling Horizontal Wells in Rubiales Field, Colombia. Mexico City, Mexico: Society of Petroleum Engineers, 2012. ISBN 978-1-61399-198-5.

GARZÓN, D. Evaluación de Alternativas para la Solución del Arenamiento en el Sistema de Levantamiento Artificial con Bombas de Cavidades Progresivas (PCP) en el Pozo DT-116, p.29. 2012

GAURAV, Kumar, *et al.* An Innovative Approach of Revival for Damaged Wells in High Erosive Environment using Ceramic Sand Screens. Offshore Technology Conference, 2014. ISBN 978-1-61399-308-8.

GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe y RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. Diseño De Una Metodología De Selección Preliminar De Sistemas De Control De Arena Para Los Campos Operados Por Ecopetrol S.A. En Colombia. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos. Bogotá, D.C., Colombia.: Fundación Universidad de América, 2016.

GOYENECHÉ RODRÍGUEZ, J. y HERNÁNDEZ PICO, R. Predicción De La Producción De Arena En El Campo Maduro Del Valle Medio Del Magdalena "Llanito", a Partir De Las Propiedades Petrofísicas y Geomecánicas De Las Formaciones Productoras. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, Santander, Colombia.: Universidad Industrial de Santander, 2009. p. 83.

GUERRA, F. W., *et al.* ESP Root Cause Failure Analysis in Guatiquia Field, Colombia: A Case Study. The Woodlands, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2017. ISBN 978-1-61399-518-1.

GUTIÉRREZ, J. PLAN DE INVERSIONES ECOPETROL 2011 [Online] 2011. Tomado de: <http://www.infraestructura.org.co/memoriaseventos/inversionesecopetrol2011/Plan>

\_Inversiones\_Ecopetrol\_Camara\_Colombiana\_de\_Infraestructura\_08-03-2011.pdf

HAINNEY, B. W. y TRONCOSO, J. C. Frac-Pack: An Innovative Stimulation and Sand Control Technique. Society of Petroleum Engineers, 1992. ISBN 978-1-55563-515-2.

HANNAH, RR. et al.: "A Field Study of a Combination Fracturing/Gravel-Packing Completion Technique on the Amberjack, Mississippi, Canyon 109 Field," paper SPE 26562, 1993

HANNAH et al, referencia 10. Ayoub JA, Kirksey JM, Malone BP y Norman WD: "Hydraulic Fracturing of Soft Formations in the Gulf Coast", artículo de la SPE 23805, presentado en el simposio internacional de la SPE, Lafayette, Louisiana, EUA, 1992.

HUIMIN, Ye, *et al.* Innovative Well-Completion Strategy for Challenging Heavy-Oil Wells within Mature Fields Requiring Sand Control in Colombia. Society of Petroleum Engineers, 2011. ISBN 978-1-61399-150-3.

ICP. Informe ICP-UST-ID0153-09-135. Piedecuesta, 2009.

\_\_\_\_. Informe ICP-UST-ID0153-09-149. Piedecuesta, 2009.

\_\_\_\_. Informe ICP-UST-ID0153-10-028. Piedecuesta, 2010.

\_\_\_\_. Informe ICP-UST-ID0153-10-072. Piedecuesta, 2010.

\_\_\_\_. Informe ICP-UST-ID0153-10-073. Piedecuesta, 2010.

\_\_\_\_. Informe ICP-UST-ID0153-10-096. Piedecuesta, 2010.

\_\_\_\_. Informe ICP-ICP-F-062, Piedecuesta. 2013.

INGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc, ANH. Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos. Cuenca Catatumbo. Colombia. 2012. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/4.%20Informe%20Final%20Catatumbo.pdf>

INGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc, ANH. Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos. Cuenca Llanos Orientales. Colombia. 2012. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>

INGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc, ANH. Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos. Cuenca Valle Medio del Magdalena. Colombia. 2012. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion->

Geologica-y-Geofisica/Tesis/6.%20Informe%20Final%20VMM.pdf

INNOVATIVE ENGINEERING. Rock and Fluids Testing. [Consultado el octubre 16,2017]. Disponible en: <http://iesl-global.com/rock-and-fluid-testing/>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Normas colombianas para la sustentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Bogotá; ICONTEC sexta actualización, 2008 NTC 1486. 110 p.

\_\_\_\_\_. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: El instituto, 2008, p. 12

\_\_\_\_\_. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá: El instituto, 1998, p.2.

JACKSON, Darrel R. y RICHARDSON, Michael D. High-Frequency Seafloor Acoustics. New York, NY, USA.: Springer, 2007. ISBN 978-0-387-34154-5. p. 78-79.

JACKSON, S. R.; GUNDEMONI, B. y BARTH, P. Sand Control in Corrosive and Erosive Downhole Conditions at High Temperatures. Society of Petroleum Engineers, 2016. ISBN 978-1-61399-423-8.

JAIMES, M. G.; QUINTERO, Y. A. y MARTIN, D. P. A Review at the Problem of Sanding in Colombia: Evolution and Cases of Evaluation for Sand Exclusion and Management Alternatives. Maracaibo, Venezuela: Society of Petroleum Engineers, 2014. ISBN 978-1-61399-290-6.

JAIMES PLATA, Manuel, *et al.* Probabilistic Risk Analysis Applied to the Evaluation of Alternatives for Management and/ Or Exclusion of Sand. Mexico City, Mexico: Society of Petroleum Engineers, 2012. ISBN 978-1-61399-198-5.

JARA ROMERO, Mario Alberto y RINCÓN GIL, Diana Stefanny. Evaluación De Mallas Expandibles Para El Control De Arena En Pozos Revestidos Del Campo Caño Limón. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de petróleos. Bogotá, D.C., Colombia.: Fundación Universidad de América, 2006.

JAVASCRIPT WEBSITE. JavaScript [Online] 2018. [Consultado el 10 de Abril de 2018]. Disponible en: <https://www.javascript.com/>

JONES, Colin, *et al.* Selection, Performance and Reliability of Expandable Sand Screens, a Perspective from the First 300 Installations. Dubai, United Arab Emirates: Society of Petroleum Engineers, 2005. ISBN 978-1-61399-016-2.

JONES, Colin y GINEST, Noel H. A Successful Expandable Sand Screen Case . History in a Deep, Corrosive Gas Well Application. Scheveningen, The Netherlands: Society of Petroleum Engineers, 2009. ISBN 978-1-55563-245-8.

KAIRUZ, EDGAR; PAULINA FERREIRA; ORLANDO SOLANO SILVA, Empresa Colombiana de Petroleos (Ecopetrol), Santafe de Bogota, Colombia. PROVINCIA PETROLIFERA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA, COLOMBIA. 2000.

KING, Kimberly Ann, *et al.* A Synergy of New Technologies Successfully Overcomes Open Hole-Horizontal-Completions Problems in Malaysia. Mumbai, India: Society of Petroleum Engineers, 2006. ISBN 978-1-55563-181-9.

LOPEZ URIBE, Juan Enrique; CHAUSTRE RUIZ, Andres Javier y AYALA MARIN, Carlos Andrés. Producing Extra-Heavy Oil from Llanos Basin, Colombia, through Progressive Cavity Pumps and Electric Submersible Pumps: Case Study in the Chichimene Field. Medellín, Colombia: Society of Petroleum Engineers, 2014. ISBN 978-1-61399-345-3.

MANUAL GENERAL DE COMPLETAMIENTO DE POZOS. MGCP. [2018]. Disponible en: <http://mgcp.com.co/>

MARTÍN SANDOVAL, Diana Paola. Implementación De Una Tecnología Para La Evaluación Técnico-Económica De Alternativas De Exclusión y/o Gerenciamiento De Arena. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, Santander, Colombia.: Universidad Industrial de Santander, 2016.

MCPHEE, C. A., *et al.* Sand Management in Bongkot Field, Gulf of Thailand: An Integrated Approach. Brisbane, Australia: Society of Petroleum Engineers, 2000. ISBN 978-1-55563-909-9.

MENDELHALL, Beaver, Beaver, CENGAGE Learning. (2013). Introduction to Probability and Statistics. Estados Unidos de América. 14ª Edición. p. 127.

MERCADO, Orlando; VELEZ, Jorge Enrique y FIPKE, Steven R. Multilateral Wells in the Castilla Field of Eastern Colombia: A Case History of the Guadalupe Reservoir. Amsterdam, The Netherlands: Society of Petroleum Engineers, 2009. ISBN 978-1-55563-213-7. p. 5.

MCLEOD, N. J. Sand Control in an Ultra-Fine Sand Environment. San Antonio, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1997. ISBN 978-1-55563-399-8.

Middle East et Asia Reservoir Review: Frac packing “Fracturing for Sand control”. Schlumberger, Number 8, 2007

MOHD ISMAIL, I. y GEDDES, M. W. Weatherford. Fifteen Years of Expandable Sand Screen Performance and Reliability. SPE 166425.

MOJICA, J. ANH. Open Round Colombia. Open Round Colombia. 2010. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Miniron da%20PhD%20Jairo%20Mojica%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Miniron da%20PhD%20Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf)

MOJICA, J. & DORADO, J. (1987): El Jurasio anterior a los movimientos intermalrnicos en los Andes Colombianos. Parte A: estratigraffa.- En: VOLKHEIMER, W., Edit.

MOJICA, J. & FRANCO, R. (1990): Estructura y evolución tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. – Geol. Colombiana., Bogotá.

MOLANO PUERTO, David Mauricio. Evaluación Del Sistema De Producción Para Minimizar El Impacto Generado Por La Presencia De Arena En Los Campos Sardinias y Guarilaque. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos. Bogotá, D.C., Colombia. Fundación Universidad de América, 2002. p. 115.

MONDAL, Somnath, *et al.* A New Method for the Design and Selection of Premium/Woven Sand Screens. Society of Petroleum Engineers, 2012.

MONDAL, Somnath, *et al.* Characterizing, Designing, and Selecting Metal Mesh Screens for Standalone Screen Applications. Society of Petroleum Engineers, 2014. ISBN 978-1-61399-318-7.

MONUS FL, Broussard FW, Ayoub JA y Norman WD: “Fracturing Unconsolidated Sand Formations Offshore Gulf of Mexico,” artículo de la SPE 24844, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Washington, DC, EUA, 4 al 7 de octubre de 1992.

MORA, A.; VENEGAS, D.; VERGARA, L. (1998): Estratigraffa del Cretacico Superior y Terciario Inferior en el Sector Norte de la Cuenca del Putumayo, Departamento del Caqueta, Colombia. - Geologia Colombiana, 23, p. 31-77, 19 Figs., 2 Tablas, 4 Laminas, Santate de Bogota.

MUESSIG, Siegfried, *et al.* Ceramic Screens, an Innovative Milestone in Sand Control. Society of Petroleum Engineers, 2011. ISBN 978-1-61399-147-3.

MUÑOZ CANTILLO, L. y SANTAMARÍA DÍAZ, S. Evaluación De Los Métodos De Control De Arena Implementados En El Campo La Cira-Infantas. Facultad de

Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, Santander, Colombia.: Universidad Industrial de Santander, 2016. p. 48.

NADEEM, Asaf, *et al.* Ceramic Screens - an Innovative Downhole Sand Control Solution for Old and Challenging Cased Hole Completions. International Petroleum Technology Conference, 2014. ISBN 978-1-61399-322-4.

NOONAN, Shauna. Technology Focus: Artificial Lift (July 2009). /7/1/.

NORMAN, David. The Frac-Pack Completion: Why has it Become the Standard Strategy for Sand Control?

OIL FIELD REVIEW. Método combinado de estimulación y control de la producción de arena. Estados Unidos. 2002. [Consultado el Febrero 2018]. Disponible en: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish02/aut02/p32\\_53.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/aut02/p32_53.pdf)

OILFIELD WIKI. Sand Control. [Consultado el julio 4, 2018]. Disponible en: [http://www.oilfieldwiki.com/wiki/Sand\\_control](http://www.oilfieldwiki.com/wiki/Sand_control)

OJEDA, Germán Y., *et al.* Multiattribute-Based Net Sand Estimation in Transitional Reservoirs: Barco Formation, Sardinata Field, Colombia. Society of Exploration Geophysicists, 2009.

OLARTE CARO, Diana Paola, *et al.* Casing Collapse Study on Block VI Wells: Casabe Field. Cartagena de Indias, Colombia: Society of Petroleum Engineers, 2009. ISBN 978-1-55563-255-7. p. 8.

OPEN ROUND COLOMBIA 2010, ANH. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Tipo%201%20\(PDF\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Tipo%201%20(PDF).pdf)

ORJUELA, P. Caracterización de la Gravedad API en el Campo Lisama (Cuenca Valle Medio Magdalena) a partir de la Pirolisis RCOK-EVAL VI, p. 54-55 [Online]. 2010. [Consultado: Marzo 19 de 2018].

O.S. GROUP. Qué Es Un Servidor Web. [Consultado el abril 8,2018]. Disponible en: [https://www.osgroup.co/que-es-un-servidor-web/#Servidor\\_Apache\\_HTTP](https://www.osgroup.co/que-es-un-servidor-web/#Servidor_Apache_HTTP)

PALMER, Ian D., *et al.* Prediction of Sanding using Oriented Perforations in a Deviated Well, and Validation in the Field. Lafayette, Louisiana, USA: Society of Petroleum Engineers, 2006. ISBN 978-1-55563-239-7.

PANDEY, Vibhas J.; BURTON, Robert C. y NOZAKI, Manabu. Evolution of Frac-Pack Design and Completion Procedures for High Permeability Gas Wells in Subsea Service. Society of Petroleum Engineers, 2014. ISBN 978-1-61399-310-1.

PARÍS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data, 2009. 69-70 p. ISBN 978-980-12-3048-9

PARLAR, Mehmet, *et al.* A New Approach for Selecting Sand-Control Technique in Horizontal Openhole Completions. Society of Petroleum Engineers, 2016.

PENBERTHY JR, W.L. y SHAUGHNESSY, C.M. Sand Control. Estados Unidos de América: SPE series on special topics, 1992. ISBN 9781555630416

PEREZ, G. & VALENCIA, M. (1977): Evaluación geológica del Valle Medio del Magdalena- Informe 588, Div. Explor., Depto. Geol., Ecopetrol, Bogota.

PHP WEBSITE. The PHP Group [Online] 2018. [Consultado el 10 de Abril de 2018]. Disponible en: <http://php.net/manual/es/intro-what-is.php>

PIERFELICI, Stefano, *et al.* High Gas-Rate Production: Expandable Solutions in the Mediterranean Sea. Denver, Colorado, USA: Society of Petroleum Engineers, 2008. ISBN 978-1-55563-147-5.

PRADA MEJÍA, J. A. y PEREIRA GUTIÉRREZ, C. A. Early Detection and Diagnosis of Operating Events in Real-Time for Producing Wells with Artificial Lift Systems with Submersible Pumping. Maracaibo, Venezuela: Society of Petroleum Engineers, 2014. ISBN 978-1-61399-290-6. p.

RAMON, J.C., VIDAL, G., ROSERO, A., GOMEZ, P. & BORJA, H. (2001): evaluación del modelo geológico del Campo Tello (Valle Superior del Magdalena) y sus implicaciones en 61 programa de desarrollo. - GEOLOGIA COLOMBIANA, 26, pp. 59-77, 12 Figs., Bogotá..

REAL ACADEMIA ESPAÑOLA. Abrasión. [Consultado el octubre 11,2017]. Disponible en: <http://dle.rae.es/srv/search?m=30&w=abraci%C3%B3n>

RED GRÁFICA LATINOAMERICANA. El Lenguaje De Programación PHP. [Consultado el abril 8,2018]. Disponible en: <http://redgrafica.com/El-lenguaje-de-programacion-PHP>

RIPA, Giuseppe; BOWEN, Eddie G. y CONTE, Antonio. Years of Success with Premium Expandable Screen System through Managed Applications and Installation.

RISATRIO, A. A., *et al.* Cased Hole Ceramic Screen Cutting Completion Cost for Marginal Reservoir: Application in Tunu Field. Society of Petroleum Engineers, 2015. ISBN 978-1-61399-390-3.

ROCAS Y YACIMIENTOS SEDIMENTARIOS. 2016. [Consultado el febrero 2018]. Disponible en: <http://www.uclm.es/users/higueras/yymm/YM6.html>.

RODRÍGUEZ, A. Estudios de Control de Pozos durante las Operaciones de Mantenimiento y Workover en el Campo Apiay y Castilla La Nueva, p.22. [Online]. 2008. [Consultado: Marzo 18 de 2016]. Tomado de: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2008/128776.pdf>

RODRIGUEZ, J. Open Round Colombia, 2010. Universidad tecnológica y pedagógica de Colombia- UPTC. Colombia. 2010. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20Caguan-Putumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20Caguan-Putumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20(pdf).pdf)

RUBIANO, J. SANDOVAL, J. GAMBA, N. Modelo Geológico de los Campos Maduros de Lisama, Tesoro, Nutria y Peroles, Valle Medio Magdalena. Colombia [Online] 2009. [Consultado: Marzo 19 de 2018]. Tomado

RUSLAN, Mohd Zahirin, *et al.* Integrated Approach: Perforation System Optimization for Sand Prevention. Mumbai, India: Society of Petroleum Engineers. OJEDA, Germán Y., *et al.* Multiattribute-Based Net Sand Estimation in Transitional Reservoirs: Barco Formation, Sardinata Field, Colombia. Society of Exploration Geophysicists, 2009.

SALEHI-MOORKANI, Reza y GHASEMZADEH, Amir. Improvement of the Criteria for Expandable Sand Screen Well Candidate Selection. Society of Petroleum Engineers, 2011. ISBN 978-1-61399-121-3.

SANCHEZ, Hernan, *et al.* An Efficient Alternative to Control Sand Production in Horizontal Wells in Block-16 of Ecuador. Offshore Technology Conference, 2004. ISBN 978-1-55563-251-9.

SAUCIER, R. J. Considerations in Gravel Pack Design. Society of Petroleum Engineers, 1974.

SCHLUMBERGER. Distribución Granulométrica. [Consultado el octubre 20,2017]. Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/particle-size\\_distribution.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/particle-size_distribution.aspx)

\_\_\_\_\_. Escala De Wentworth. [Consultado el octubre 17, 2017].

Disponible en:

[http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/wentworth\\_scale.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/wentworth_scale.aspx)

\_\_\_\_\_. Geomecánica. Consultado el octubre 20, 2017]. Disponible en:

<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/g/geomechanics.aspx>

\_\_\_\_\_. *MeshRite*<sup>TM</sup>. [Consultado el octubre 12, 2017]. Disponible en:

[http://www.slb.com/~media/Files/sand\\_control/product\\_sheets/MeshRite\\_screens\\_ps.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/sand_control/product_sheets/MeshRite_screens_ps.pdf)

\_\_\_\_\_. Método Combinado De Estimulación y Control De Producción De Arena. [Consultado el octubre 13, 2017]. Disponible

en: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish02/aut02/p32\\_53.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/aut02/p32_53.pdf)

\_\_\_\_\_. Prueba De Admisión. [Consultado el febrero 20,2018].

Disponible en: [www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/l/leakoff\\_test.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/l/leakoff_test.aspx)

\_\_\_\_\_. Sand Control Design, execution and evaluation software.

2012. [Consultado el Enero 2018]. Disponible en: [https://www.slb.com/~media/Files/sand\\_control/product\\_sheets/software/sandcade\\_sand\\_control\\_software\\_ps.pdf?la=en&hash=CAD79049BFB132EBD42ED6A9176FE4C38C12D0F2](https://www.slb.com/~media/Files/sand_control/product_sheets/software/sandcade_sand_control_software_ps.pdf?la=en&hash=CAD79049BFB132EBD42ED6A9176FE4C38C12D0F2)

\_\_\_\_\_. Sand Production. [Consultado el febrero 25,2018]. Disponible

en: [www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/sand\\_production.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/sand_production.aspx)

\_\_\_\_\_. Tasa De Flujo Crítico. [Consultado el octubre, 20, 2017].

Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/critical\\_flow\\_rate.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/critical_flow_rate.aspx)

\_\_\_\_\_. Wire-Wrap Screen. [Consultado el enero 24,2018]. Disponible

en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/w/wire-wrapped\\_screen.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/w/wire-wrapped_screen.aspx)

SHERLOCK-WILLIS T, ROMERO J Y RAJAN S: "A Coupled Wellbore-Hydraulic Fracture Simulator for Rigorous Analysis of Frac-Pack Applications," artículo de la SPE 39477, presentado en el Simposio Internacional de la SPE sobre Control del Daño de Formación, Lafayette, Luisiana, EUA, 18 al 19 de febrero de 1998.

SIDEK, Sulaiman, *et al.* First Successful Application of Ceramic Sand Screen in Maturing Oil Field, Offshore East Malaysia. Abu Dhabi, UAE: Society of Petroleum Engineers, 2017. ISBN 978-1-61399-563-1. p. 16.

SMITH. W, HASHEMI J. Fundamentos De La Ciencia y La Ingeniería De Materiales. 4th ed. México: Mc Graw Hill, 2006. ISBN 970-10-5638-8

SOLER AMAYA, Fernando.; SUÁREZ PINEDA, Carlos Roberto. Técnicas y procedimientos utilizados para el control de la producción de arena en pozos horizontales y verticales. 1991.

STIMPAC, Fracturing and gravel-packing service to bypass damage. Schlumberger, 12-SM-0017

TARBUCK. E, y LUTGENS F. Ciencias De La Tierra. Una Introducción a La Geología Física. 8th ed. Madrid, España: Pearson Educación, 2005. ISBN 978-84-832-2690-2

TINER, Robert L.; ELY, John W. y SCHRAUFNAGEL, Richard. Frac Packs - State of the Art. Denver, Colorado: Society of Petroleum Engineers, 1996. ISBN 978-1-55563-423-0

TRIGOS, Erika Margarita, *et al.* Feasibility Study of Applying Steam Flooding in a Reservoir with High Shale/Sand: Teca Field. Society of Petroleum Engineers, 2010. ISBN 978-1-55563-297-7.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE HIDALGO. Cuartiles, Deciles y Percentiles. abril, 2014. [Consultado el octubre 24,2017]. Disponible en: [http://cvonline.uaeh.edu.mx/Cursos/Lic\\_virt/Mercadotecnia/DMKT010/Unidad%203/3.5\\_cuartiles.pdf](http://cvonline.uaeh.edu.mx/Cursos/Lic_virt/Mercadotecnia/DMKT010/Unidad%203/3.5_cuartiles.pdf)

VELANDIA, J., AGUILERA, H. & DUENAS, E. (1977): Interpretación geológica y posibilidades de acumulación de crudos pesados en el sector W del Valle Medio del Magdalena entre los campos Cocorná-Velásquez y el Municipio de San Pablo.- Ecopetrol, Bogotá.

WALI,Asmau, *et al.* Evaluation of Cased-Hole Expandable Sand Screen (ESS) Application in Gas Wells. Lagos, Nigeria: Society of Petroleum Engineers, 2015. ISBN 978-1-61399-434-4.

WEATHERFORD. Expandable Sand Screen. 2016. [Consultado el febrero 2018]. Disponible en: <https://www.weatherford.com/en/documents/real-result/completions/sand-control-en/ess%C2%AE-expandable-sand-screen/>

WEEKSE, Alex; STEVE, Grant y URSELMANN, Rob. Expandable Sand Screen: Three New World Records in the Brigantine Field. Society of Petroleum Engineers, 2002. ISBN 978-1-55563-940-2.

WHITTEN, D. y BROOKS, J. Diccionario De Geología. Madrid, España.: Alianza Editorial, S.A., 1980. ISBN 84-206-5217-2

WILDHACK, Stefanie, *et al.* Ceramic Sand Screens for Sand Control in Unconsolidated Reservoirs: Application and Sand Retention Capabilities in the Maturing Oil Field, Gaiselberg, Austria. Society of Petroleum Engineers, 2012. ISBN 978-1-61399-213-5.

WILLSON, S. M., *et al.* New Model for Predicting the Rate of Sand Production. Irving, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2002. ISBN 978-1-55563-953-2.

WOICESHYN, Glenn E.; RUSSELL, Thane Geoffrey y CAULFIELD, Iain A. A Unique Sand-Control Screen that Enhances Productivity. Society of Petroleum Engineers, 2010. ISBN 978-1-55563-318-9.

XIANG, Wentao y WANG, Pingshuang. Application of Bridging Theory on Saucier Gravel to Examine the Sand Control Effect. Society of Petroleum Engineers, 2003. ISBN 978-1-55563-961-7.

YEOW, Lei-Ming, *et al.* Sand Production Prediction Study using Empirical and Laboratory Approach for a Multi-Field Gas Development. Kuala Lumpur, Malaysia: Society of Petroleum Engineers, 2004. ISBN 978-1-55563-978-5.

# **ANEXOS**

**ANEXO A**  
**MATRIZ COMPLETA DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA DE TIPO MECÁNICO (METODOLOGÍA 1)**

Cuenca	Nombre del campo	Formación productora							Tipo de control instalado				Tipo de Control Recomendado			Observaciones
		Profundidad promedio del intervalo de interés (ft)	Coefficiente de uniformidad (U)	Tamaño de grano promedio (micras)	Rango Tamaño de grano (micras)		Tipo de arena (Según clasificación granulométrica de Wentworth)	Característica (Con base en Coeficiente de uniformidad)	Mecanismo usado	Ancho de la ranura (in)	Tamaño de grano promedio de grava (in)	Tamaño Grava US. Mesh	Mecanismo recomendado	Tamaño de grava	Tamaño Grava comercial US. Mesh	
Llanos Orientales	Akacias	8990.3-9240.5	>5	285,42	251	500	Media	Altamente no uniforme	Malla ICD	-	N/A	N/A	Malla Expandible/ Malla Sinterizada	-	N/A	Se recomienda el uso de mallas expandibles o sinterizadas en este campo para evitar la migración de finos y el taponamiento en líneas de producción, dado que su uso está contemplado para arenas de tamaño medio y el coeficiente de uniformidad de la formación se encuentra ubicado dentro de los rangos de operación de cada nueva tecnología de tipo mecánico recomendada. En el mismo sentido, la malla sinterizada es una alternativa para ambientes abrasivos y corrosivos dada su alta resistencia y la malla expandible proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos. Sin embargo, se recomienda llevar a cabo pruebas de distribución granulométrica para determinar un valor definitivo de coeficiente de uniformidad y mejorar la precisión en la selección de la nueva tecnología mecánica recomendada.
Llanos Orientales	Apiay	10254.92-10293.5	5,89	281,13	251	500	Media	Altamente no uniforme	Liner ranurado	0,02	N/A	N/A	Malla Expandible/ Malla Sinterizada	-	N/A	Se recomienda el uso de mallas expandibles o sinterizadas en este campo para evitar la migración de finos y el taponamiento en líneas de producción, dado que su uso está contemplado para arenas de tamaño medio y el coeficiente de uniformidad de la formación se encuentra ubicado dentro de los rangos de operación de cada nueva tecnología de tipo mecánico recomendada. En el mismo sentido, la malla sinterizada es una alternativa para ambientes abrasivos y corrosivos dada su alta resistencia y la malla expandible proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos.
Llanos Orientales	Guaitiquía	11573.1-13448.5	>5	286,14	251	500	Media	Altamente no uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Malla Expandible/ Malla Sinterizada	-	N/A	Se recomienda el uso de mallas expandibles o sinterizadas en este campo para contrarrestar un posible taponamiento en las líneas de producción, dado a que su uso está contemplado para areniscas altamente no uniformes y son aplicables para arenas de tamaño medio. En el mismo sentido, la malla sinterizada es una alternativa para ambientes abrasivos y corrosivos dada su alta resistencia y la malla expandible proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos. Sin embargo, se recomienda llevar a cabo pruebas de distribución granulométrica para determinar un valor definitivo de coeficiente de uniformidad y mejorar la precisión en la selección de la nueva tecnología mecánica recomendada.
Llanos Orientales	Suria	10374.5-10492.5	4,33	291,92	251	500	Media	No uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla Premium/ Gravel Pack*	0,068957	10/20*	Se recomienda primordialmente el uso de mallas expandibles o sinterizadas en este campo dado que su uso está contemplado para granos de arena de tamaño medio y son aplicables para areniscas no uniformes, según los rangos de coeficiente de uniformidad, para la instalación de cada nueva herramienta mecánica. En el mismo sentido, la malla sinterizada es una alternativa para ambientes abrasivos y corrosivos dada su alta resistencia y la malla expandible proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos. Adicionalmente, la aplicabilidad de las mallas premium y Gravel Pack es aceptable para ejercer control de arena.

**ANEXO A**  
**MATRIZ COMPLETA DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA DE TIPO MECÁNICO (METODOLOGÍA 1)**  
**(Continuación)**

Cuenca	Nombre del campo	Formación productora						Tipo de control instalado				Tipo de Control Recomendado			Observaciones	
		Profundidad promedio del intervalo de interés (ft)	Coefficiente de uniformidad (U)	Tamaño de grano promedio (micras)	Rango Tamaño de grano (micras)		Tipo de arena (Según clasificación granulométrica de Wentworth)	Característica (Con base en Coeficiente de uniformidad)	Mecanismo usado	Ancho de la ranura (in)	Tamaño de grano promedio de grava (in)	Tamaño Grava US. Mesh	Mecanismo recomendado	Tamaño de grava		Tamaño Grava comercial US. Mesh
Llanos Orientales	Suria sur	10512.5-10625.67	3,6	232,31	126	250	Fina	No uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla MeshRite™/ Malla Premium/ Gravel Pack*	0,054876	10/20*	Se recomienda primordialmente el uso de mallas expandibles, sinterizadas o MeshRite™ en este campo dado que su uso está contemplado para arenas de tamaño fino y son aplicables para areniscas no uniformes según los rangos de coeficiente de uniformidad para la instalación de cada nueva herramienta mecánica. En el mismo sentido, la malla MeshRite™ solo puede ser instalada en formaciones con tamaño fino de arena donde el efecto de puenteo es mejorado gracias a la irregularidad de los tamaños de diámetro de los poros de la capa de lana de acero inoxidable, permitiendo así retener granos de formación de tamaño menor a 30 micras; la malla sinterizada es una alternativa para ambientes abrasivos y corrosivos dada su alta resistencia y la malla expandible proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos. Adicionalmente, la aplicabilidad de las mallas premium y Gravel Pack es aceptable para ejercer control de arena. Sin embargo, se recomienda llevar a cabo pruebas de distribución granulométrica para determinar un valor definitivo de coeficiente de uniformidad y mejorar la precisión en la selección de la nueva tecnología mecánica recomendada.
Llanos Orientales	Castilla	7114.2-9923.9	>5	283,25	251	500	Media	Altamente no uniforme	Liner ranurado	0,018	N/A	N/A	Malla Expandible/ Malla Sinterizada	-	N/A	Se recomienda el uso de mallas expandibles o sinterizadas en este campo para contrarrestar un posible taponamiento en las líneas de producción, dado a que su uso está contemplado para areniscas altamente no uniformes y son aplicables para arenas de tamaño medio. En el mismo sentido, la malla sinterizada es una alternativa para ambientes abrasivos y corrosivos dada su alta resistencia y la malla expandible proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos. Sin embargo, se recomienda llevar a cabo pruebas de distribución granulométrica para determinar un valor definitivo de coeficiente de uniformidad y mejorar la precisión en la selección de la nueva tecnología mecánica recomendada.
Llanos Orientales	Castilla norte	6838-7669	4,04	283,25	251	500	Media	No uniforme	Liner ranurado	0,018	N/A	N/A	Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla Premium/ Gravel Pack*	0,066909	10/20*	Se recomienda primordialmente el uso de mallas expandibles o sinterizadas en este campo dado que su uso está contemplado para granos de arena de tamaño medio y son aplicables para areniscas no uniformes, según los rangos de coeficiente de uniformidad, para la instalación de cada nueva herramienta mecánica. En el mismo sentido, la malla sinterizada es una alternativa para ambientes abrasivos y corrosivos dada su alta resistencia y la malla expandible proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos. Adicionalmente, la aplicabilidad de las mallas premium y Gravel Pack es aceptable para ejercer control de arena.

**ANEXO A**  
**MATRIZ COMPLETA DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA DE TIPO MECÁNICO (METODOLOGÍA 1)**  
**(Continuación)**

Cuenca	Nombre del campo	Formación productora						Tipo de control instalado				Tipo de Control Recomendado			Observaciones	
		Profundidad promedio del intervalo de interés (ft)	Coefficiente de uniformidad (U)	Tamaño de grano promedio (micras)	Rango Tamaño de grano (micras)		Tipo de arena (Según clasificación granulométrica de Wentworth)	Característica (Con base en Coeficiente de uniformidad)	Mecanismo usado	Ancho de la ranura (in)	Tamaño de grano promedio de grava (in)	Tamaño Grava US. Mesh	Mecanismo recomendado	Tamaño de grava		Tamaño Grava comercial US. Mesh
Llanos Orientales	Chichimene	8310.83-8942.58	5,31	285,36	251	500	Media	Altamente no uniforme	Malla ICD	-	N/A	N/A	Malla Expandible/ Malla Sinterizada	-	N/A	Se recomienda el uso de mallas expandibles o sinterizadas en este campo para evitar la migración de finos y el taponamiento en líneas de producción, dado que su uso está contemplado para arenas de tamaño medio y el coeficiente de uniformidad de la formación se encuentra ubicado dentro de los rangos de operación de cada nueva tecnología de tipo mecánico recomendada. En el mismo sentido, la malla sinterizada es una alternativa para ambientes abrasivos y corrosivos dada su alta resistencia y la malla expandible proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos.
Llanos Orientales	Caño Sur	4592.1-4771.9	>5	129,37	126	250	Fina	Altamente no uniforme	Gravel pak Malla	0,012	0,025	20/40	Frac Pack** / Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla MeshRite™	0,03056	20/40**	Puede implementarse cualquiera de las cuatro nuevas tecnologías en este campo dado que su uso está contemplado para areniscas altamente no uniformes y son aplicables para granos de arena de tamaño fino. En el mismo sentido, el Frac Pack tiene la ventaja de no requerir un equipo sobre el hoyo ya que el tratamiento a menudo se puede realizar a través de la tubería de producción; la malla sinterizada presenta alta resistencia en ambientes abrasivos y corrosivos; en la malla MeshRite™ el efecto de puenteo es mejorado gracias a la irregularidad de los tamaños de diámetro de los poros de la capa de lana de acero inoxidable, permitiendo así retener granos de formación de tamaño menor a 30 micras y finalmente, la malla expandible proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos. Sin embargo, se recomienda llevar a cabo pruebas de distribución granulométrica para determinar un valor definitivo de coeficiente de uniformidad y mejorar la precisión en la selección de la nueva tecnología mecánica recomendada.
Llanos Orientales	Caño Sur Este	4589-4609	>5	129,37	126	250	Fina	Altamente no uniforme	Liner ranurado	0,012	N/A	N/A	Frac Pack** / Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla MeshRite™	0,03056	20/40**	Puede implementarse cualquiera de las cuatro nuevas tecnologías en este campo dado que su uso está contemplado para areniscas altamente no uniformes y son aplicables para granos de arena de tamaño fino. En el mismo sentido, el Frac Pack tiene la ventaja de no requerir un equipo sobre el hoyo ya que el tratamiento a menudo se puede realizar a través de la tubería de producción; la malla sinterizada presenta alta resistencia en ambientes abrasivos y corrosivos; en la malla MeshRite™ el efecto de puenteo es mejorado gracias a la irregularidad de los tamaños de diámetro de los poros de la capa de lana de acero inoxidable, permitiendo así retener granos de formación de tamaño menor a 30 micras y finalmente, la malla expandible proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos. Sin embargo, se recomienda llevar a cabo pruebas de distribución granulométrica para determinar un valor definitivo de coeficiente de uniformidad y mejorar la precisión en la selección de la nueva tecnología mecánica recomendada.

**ANEXO A**  
**MATRIZ COMPLETA DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA DE TIPO MECÁNICO (METODOLOGÍA 1)**  
**(Continuación)**

Cuenca	Nombre del campo	Formación productora							Tipo de control instalado				Tipo de Control Recomendado			Observaciones
		Profundidad promedio del intervalo de interés (ft)	Coefficiente de uniformidad (U)	Tamaño de grano promedio (micras)	Rango Tamaño de grano (micras)	Tipo de arena (Según clasificación granulométrica de Wentworth)	Característica (Con base en Coeficiente de uniformidad)	Mecanismo usado	Ancho de la ranura (in)	Tamaño de grano promedio de grava (in)	Tamaño Grava US. Mesh	Mecanismo recomendado	Tamaño de grava	Tamaño Grava comercial US. Mesh		
Valle Superior del Magdalena	Dina Terciario	1940-2962	<3	437,75	251	500	Media	Uniforme	Malla WWW	-	N/A	N/A	Malla WWW/Malla Expandible/ Malla Sinterizada	-	N/A	Se recomienda implementar primordialmente mallas expandibles o sinterizadas dado que pueden ser instaladas en yacimientos uniformes y con granos de arena de tamaño medio según sus rangos de aplicabilidad de coeficiente de uniformidad y tamaños de grano de arena. En el mismo sentido, la malla sinterizada es una alternativa para ambientes abrasivos y corrosivos dada su alta resistencia y la malla expandible proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos. Adicionalmente, el uso de mallas weided wire wrapped como tecnología convencional es aceptable para ejercer control de arena. Sin embargo, se sugiere realizar pruebas de distribución granulométrica para determinar un valor definitivo de coeficiente de uniformidad de la formación a fin de mejorar la precisión en la elección de la herramienta.
Valle Superior del Magdalena	Santa Clara	3612.8-3805	<3	375,5	251	500	Media	Uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Malla WWW/Malla Expandible/ Malla Sinterizada	-	N/A	Se recomienda implementar primordialmente mallas expandibles o sinterizadas dado que pueden ser instaladas en yacimientos uniformes y con granos de arena de tamaño medio según sus rangos de aplicabilidad de coeficiente de uniformidad y tamaños de grano de arena. En el mismo sentido, la malla sinterizada es una alternativa para ambientes abrasivos y corrosivos dada su alta resistencia y la malla expandible proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos. Adicionalmente, el uso de mallas weided wire wrapped como tecnología convencional es aceptable para ejercer control de arena. Sin embargo, se sugiere realizar pruebas de distribución granulométrica para determinar un valor definitivo de coeficiente de uniformidad de la formación a fin de mejorar la precisión en la elección de la herramienta.
Valle Superior del Magdalena	Yaguara	2330-2460	<3	375,5	251	500	Media	Uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Malla WWW/Malla Expandible/ Malla Sinterizada	-	N/A	Se recomienda implementar primordialmente mallas expandibles o sinterizadas dado que pueden ser instaladas en yacimientos uniformes y con granos de arena de tamaño medio según sus rangos de aplicabilidad de coeficiente de uniformidad y tamaños de grano de arena. En el mismo sentido, la malla sinterizada es una alternativa para ambientes abrasivos y corrosivos dada su alta resistencia y la malla expandible proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos. Adicionalmente, el uso de mallas weided wire wrapped como tecnología convencional es aceptable para ejercer control de arena. Sin embargo, se sugiere realizar pruebas de distribución granulométrica para determinar un valor definitivo de coeficiente de uniformidad de la formación a fin de mejorar la precisión en la elección de la herramienta.

**ANEXO A**  
**MATRIZ COMPLETA DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA DE TIPO MECÁNICO (METODOLOGÍA 1)**  
**(Continuación)**

Cuenca	Nombre del campo	Formación productora							Tipo de control instalado				Tipo de Control Recomendado			Observaciones
		Profundidad promedio del intervalo de interés (ft)	Coefficiente de uniformidad (U)	Tamaño de grano promedio (micras)	Rango Tamaño de grano (micras)		Tipo de arena (Según clasificación granulométrica de Wentworth)	Característica (Con base en Coeficiente de uniformidad)	Mecanismo usado	Ancho de la ranura (in)	Tamaño de grano promedio de grava (in)	Tamaño Grava US. Mesh	Mecanismo recomendado	Tamaño de grava	Tamaño Grava comercial US. Mesh	
Valle Medio del Magdalena	Casabe	3556.23-5362	5,83	191,95	126	250	Fina	Altamente no uniforme	Malla	-	N/A	N/A	Frac Pack** / Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla MeshRite™	0,045343	10/20**	Puede implementarse cualquiera de las cuatro nuevas tecnologías en este campo dado que su uso está contemplado para yacimientos con granos de arena de tamaño fino y areniscas altamente no uniformes, debido a que el coeficiente de uniformidad del reservorio se encuentra ubicado dentro de los rangos de aplicación de las cuatro nuevas tecnologías, evitando así, posibles problemas de erosión interna y taponamiento en tuberías y equipos. En el mismo sentido, el Frac Pack tiene la ventaja de no requerir un equipo sobre el hoyo ya que el tratamiento a menudo se puede realizar a través de la tubería de producción; la malla sinterizada presenta alta resistencia en ambientes abrasivos y corrosivos; en la malla MeshRite™ el efecto de puenteo es mejorado gracias a la irregularidad de los tamaños de diámetro de los poros de la capa de lana de acero inoxidable, permitiendo así retener granos de formación de tamaño menor a 30 micras y finalmente, la malla expandible proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos.
Valle Medio del Magdalena	La Cira infantas	6405.21-6469.5	>5	355,6	251	500	Media	Altamente no uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Malla Expandible/ Malla Sinterizada	-	N/A	Se recomienda el uso de mallas expandibles o sinterizadas en este campo para evitar la migración de finos y el taponamiento en líneas de producción, dado que su uso está contemplado para arenas de tamaño medio y el coeficiente de uniformidad de la formación se encuentra ubicado dentro de los rangos de operación de cada nueva tecnología de tipo mecánico recomendada. En el mismo sentido, la malla sinterizada es una alternativa para ambientes abrasivos y corrosivos dada su alta resistencia y la malla expandible proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos.
Valle Medio del Magdalena	Lisama	7657-7775	5,81	158,79	126	250	Fina	Altamente no uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Frac Pack** / Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla MeshRite™	0,037509	10/20**	Puede implementarse cualquiera de las cuatro nuevas tecnologías en este campo dado que su uso está contemplado para areniscas altamente no uniformes y son aplicables para granos de arena de tamaño fino. En el mismo sentido, el Frac Pack tiene la ventaja de no requerir un equipo sobre el hoyo ya que el tratamiento a menudo se puede realizar a través de la tubería de producción; la malla sinterizada presenta alta resistencia en ambientes abrasivos y corrosivos; en la malla MeshRite™ el efecto de puenteo es mejorado gracias a la irregularidad de los tamaños de diámetro de los poros de la capa de lana de acero inoxidable, permitiendo así retener granos de formación de tamaño menor a 30 micras y finalmente, la malla expandible proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos. Sin embargo, se recomienda llevar a cabo pruebas de distribución granulométrica para determinar un valor definitivo de coeficiente de uniformidad y mejorar la precisión en la selección de la nueva tecnología mecánica recomendada.

**ANEXO A**  
**MATRIZ COMPLETA DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA DE TIPO MECÁNICO (METODOLOGÍA 1)**  
**(Continuación)**

Cuenca	Nombre del campo	Formación productora							Tipo de control instalado				Tipo de Control Recomendado		Observaciones	
		Profundidad promedio del intervalo de interés (ft)	Coefficiente de uniformidad (U)	Tamaño de grano promedio (micras)	Rango Tamaño de grano (micras)		Tipo de arena (Según clasificación granulométrica de Wentworth)	Característica (Con base en Coeficiente de uniformidad)	Mecanismo usado	Ancho de la ranura (in)	Tamaño de grano promedio de grava (in)	Tamaño Grava US. Mesh	Mecanismo recomendado	Tamaño de grava		Tamaño Grava comercial US. Mesh
Valle Medio del Magdalena	Tesoro	3422-3604	>5	158,79	126	250	Fina	Altamente no uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Frac Pack** / Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla MeshRite™	0,037509	10/20**	Puede implementarse cualquiera de las cuatro nuevas tecnologías en este campo dado que su uso está contemplado para areniscas altamente no uniformes y son aplicables para granos de arena de tamaño fino. En el mismo sentido, el Frac Pack tiene la ventaja de no requerir un equipo sobre el hoyo ya que el tratamiento a menudo se puede realizar a través de la tubería de producción; la malla sinterizada presenta alta resistencia en ambientes abrasivos y corrosivos; en la malla MeshRite™ el efecto de puenteo es mejorado gracias a la irregularidad de los tamaños de diámetro de los poros de la capa de lana de acero inoxidable, permitiendo así retener granos de formación de tamaño menor a 30 micras y finalmente, la malla expandible proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos. Sin embargo, se recomienda llevar a cabo pruebas de distribución granulométrica para determinar un valor definitivo de coeficiente de uniformidad y mejorar la precisión en la selección de la nueva tecnología mecánica recomendada.
Valle Medio del Magdalena	Llanito	5825-6967	8,65	271,74	251	500	Medio	Altamente no uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Malla Sinterizada/ Malla MeshRite™	-	N/A	Puede implementarse primordialmente la malla sinterizada o la malla MeshRite™ dado que su rango de tamaños de grano de arena para su instalación contempla su uso para yacimientos con tamaño medio de arena. En el mismo sentido, la malla sinterizada es una alternativa para ambientes abrasivos y corrosivos dada su alta resistencia y en la malla MeshRite™ el efecto de puenteo es mejorado gracias a la irregularidad de los tamaños de diámetro de los poros de la capa de lana de acero inoxidable, permitiendo así retener granos de formación de tamaño menor a 30 micras.
Valle Medio del Magdalena	Nutria	7679-8986	>5	158,79	126	250	Fina	Altamente no uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Frac Pack** / Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla MeshRite™	0,037509	10/20**	Puede implementarse cualquiera de las cuatro nuevas tecnologías en este campo dado que su uso está contemplado para areniscas altamente no uniformes y son aplicables para granos de arena de tamaño fino. En el mismo sentido, el Frac Pack tiene la ventaja de no requerir un equipo sobre el hoyo ya que el tratamiento a menudo se puede realizar a través de la tubería de producción; la malla sinterizada presenta alta resistencia en ambientes abrasivos y corrosivos; en la malla MeshRite™ el efecto de puenteo es mejorado gracias a la irregularidad de los tamaños de diámetro de los poros de la capa de lana de acero inoxidable, permitiendo así retener granos de formación de tamaño menor a 30 micras y finalmente, la malla expandible proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos. Sin embargo, se recomienda llevar a cabo pruebas de distribución granulométrica para determinar un valor definitivo de coeficiente de uniformidad y mejorar la precisión en la selección de la nueva tecnología mecánica recomendada.

**ANEXO A**  
**MATRIZ COMPLETA DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA DE TIPO MECÁNICO (METODOLOGÍA 1)**  
**(Continuación)**

Cuenca	Nombre del campo	Formación productora						Tipo de control instalado				Tipo de Control Recomendado			Observaciones	
		Profundidad promedio del intervalo de interés (ft)	Coefficiente de uniformidad (U)	Tamaño de grano promedio (micras)	Rango Tamaño de grano (micras)		Tipo de arena (Según clasificación granulométrica de Wentworth)	Característica (Con base en Coeficiente de uniformidad)	Mecanismo usado	Ancho de la ranura (in)	Tamaño de grano promedio de grava (in)	Tamaño Grava US. Mesh	Mecanismo recomendado	Tamaño de grava		Tamaño Grava comercial US. Mesh
Valle Medio del Magdalena	Palagua	2895-3931	5,63	569,81	501	##	Gruesa	Altamente no uniforme	Gravel pack liner ranurado	0,019	0,08	12/20	No se recomienda	-	N/A	No es recomendable la aplicación de tecnologías de control de arena de tipo mecánico dado que el rango de tamaño de grano de la formación es superior a los valores máximos de los rangos de aplicación de las herramientas nuevas y convencionales. Sin embargo, la tecnología más aproximada es la malla expandible que abarca un rango de tamaño máximo de 700 micras y proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos. Se sugiere tener en cuenta otras técnicas para la administración de las arenas.
Valle Medio del Magdalena	Yarigui-cantagallo	6622.5-8501.25	14,08	283,26	251	500	Media	Altamente no uniforme	Malla	-	N/A	N/A	No se recomienda	-	N/A	No es recomendable la aplicación de tecnologías de control de arena de tipo mecánico dado que el valor del coeficiente de uniformidad de la formación es superior a los valores máximos de los rangos de aplicación de las herramientas nuevas y convencionales. Se sugiere tener en cuenta otras técnicas para la administración de las arenas.
Catatumbo	Tibú	5109.5-5484.5	11,98	119,73	62	125	Muy fina	Altamente no uniforme	Liner ranurado	-	N/A	N/A	Frac Pack** / Malla MeshRite™	0,028283	20/40**	Se recomienda la instalación de mallas MeshRite™ o Frac Pack en este campo dado que pueden ejercer control de arena para granos de arena de tamaño muy fino. Así mismo, el Frac Pack tiene la ventaja de no requerir un equipo sobre el hoyo ya que el tratamiento a menudo se puede realizar a través de la tubería de producción y en la malla MeshRite™ el efecto de puenteo es mejorado gracias a la irregularidad de los tamaños de diámetro de los poros de la capa de lana de acero inoxidable, permitiendo así retener granos de formación de tamaño menor a 30 micras.
Putumayo	Orito	10648.5-10708.5	9,07	399,53	251	500	Media	Altamente no uniforme	Malla WWW	0,012	N/A	N/A	Malla Sinterizada	-	N/A	Se recomienda la instalación de la malla sinterizada en este campo para contrarrestar posibles taponamientos en la cara del pozo, dado que esta nueva tecnología ejerce control de arena en formaciones con tamaño de grano medio y coeficiente de uniformidad comprendido entre 6.7 y 11. Además, es una alternativa para ambientes abrasivos y corrosivos dada su alta resistencia.
Putumayo	San Antonio	9723-9871	4,25	135	126	250	Fina	No uniforme	Gravel pack	N/A	-	-	Malla Expandible/ Malla Sinterizada/ Malla MeshRite™/ Malla Premium / Gravel Pack*	0,03189	20/40*	Se recomienda primordialmente el uso de mallas expandibles, sinterizadas o MeshRite™ en este campo dado que su uso está contemplado para arenas de tamaño fino y son aplicables para areniscas no uniformes según los rangos de coeficiente de uniformidad para la instalación de cada nueva herramienta mecánica. En el mismo sentido, la malla MeshRite™ solo puede ser instalada en formaciones con tamaño fino de arena donde el efecto de puenteo es mejorado gracias a la irregularidad de los tamaños de diámetro de los poros de la capa de lana de acero inoxidable, permitiendo así retener granos de formación de tamaño menor a 30 micras; la malla sinterizada es una alternativa para ambientes abrasivos y corrosivos dada su alta resistencia y la malla expandible proporciona un completamiento simple y alta conectividad entre el yacimiento y el pozo dada la expansión y acople a las paredes del hoyo proporcionando minimización en el daño y un mayor caudal de producción de hidrocarburos. Adicionalmente, la aplicación de las mallas premium y el Gravel Pack es aceptable para el control de arena.

**Fuente:** GONZÁLEZ, E. RAMÍREZ J. (2016). Diseño de una metodología de selección preliminar de sistemas de control de arena para los campos operados por Ecopetrol S.A. (tesis de pregrado). Modificado por los autores.