

DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE SISTEMAS
DE CONTROL DE ARENA PARA LOS CAMPOS OPERADOS POR ECOPETROL
S.A. EN COLOMBIA

ESTEBAN FELIPE GONZÁLEZ AMADO
JUAN DAVID RAMÍREZ ÁVILA

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2016

DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE SISTEMAS
DE CONTROL DE ARENA PARA LOS CAMPOS OPERADOS POR ECOPETROL
S.A. EN COLOMBIA

ESTEBAN FELIPE GONZÁLEZ AMADO
JUAN DAVID RAMÍREZ ÁVILA

Proyecto Integral de Grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
WILLIAMS EDUARDO DUARTE ROA
Ingeniero de Petróleos

Asesor
CARLOS FELIPE ACEVEDO GUTIÉRREZ
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2016

Nota de aceptación (Dirección de Investigaciones):

Ing. Williams Duarte Roa
(Director)

Geóloga María del Pilar Guevara

Ing. Carlos Espinosa Mora

Bogotá D.C., Julio de 2016

DIRECTIVAS UNIVERSIDAD AMÉRICA

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

Secretario general

Dr. Juan Carlos Posada García-Peña

Decano de la Facultad de Ingeniería

Dr. Julio Cesar Fuentes Arismendi

Director de Investigaciones

Dr. Armando Fernández Cárdenas

Director del Programa de Ingeniería Petróleos

Dr. Edgar David Cedeño Ligarreto

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 Dios por permitirnos llegar a este punto y brindarnos la fuerza y herramientas necesarias para desarrollar este proyecto de grado.

A nuestros padres y hermanos, que desde el comienzo de nuestra carrera han estado presentes para impulsarnos a alcanzar cada una de nuestras metas y objetivos propuestos.

A la Universidad de América, al convenio Universidad de América - Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y Ecopetrol S.A. por brindarnos la oportunidad de formarnos como profesionales y desarrollar este proyecto de grado poniendo a disposición su talento humano, experiencia y conocimiento.

A nuestro director Ingeniero Williams Duarte, por su guía, orientación, conocimiento y experiencia compartida para el desarrollo exitoso del presente trabajo de grado.

Al Ingeniero Carlos Acevedo por ejercer como co-director de nuestro proyecto y brindarnos su apoyo, dedicación, conocimiento y experiencia.

Finalmente, a todas aquellas personas involucradas en el arduo proceso que significó el desarrollo de este documento, especialmente a los ingenieros de Ecopetrol S.A. y La Universidad de América, quienes nos brindaron sus conocimientos y experiencia para aclarar nuestras dudas e ilustrarnos sobre el completamiento y control de arenas.

DEDICATORIA

A Dios por darme la fuerza y la salud para alcanzar todas las metas propuestas en esta etapa formativa, por permitirme desarrollar este proyecto, por darme el valor e inteligencia para superar los momentos de dificultades, por iluminar mi camino y orientar mis decisiones.

A mis padres, Álvaro y Aura, por su incondicional compañía y apoyo, por ayudarme a sortear las dificultades presentadas en la carrera, por la educación brindada, por una formación con carácter y valores, por compartir su experiencia, conocimiento y consejos conmigo.

A mi hermana Paula por su incondicional compañía y disposición durante el curso de la carrera y desarrollo de este proyecto.

A Catalina por haber estado ahí durante esta etapa, por escucharme y aconsejarme incondicionalmente.

A familiares y amigos que tuvieron parte en éste proceso. A los ingenieros Carlos Acevedo, Williams Duarte y Fredy Cárdenas de Ecopetrol S.A. y la Universidad de América por brindarme su experiencia, compartir su conocimiento y contribuir de tantas formas en el proceso para alcanzar éste objetivo.

A mi compañero Juan David por su paciencia, confianza y empeño durante el desarrollo del proyecto.

Esteban Felipe González Amado

DEDICATORIA

A Dios por iluminar mi camino en todo momento y darme la fuerza para alcanzar todas las metas que me he propuesto durante el desarrollo de mi carrera.

A mis padres, por su apoyo incondicional, por ayudarme a superar las dificultades que se me han presentado en el desarrollo de mi proyecto de vida y en el desarrollo del presente proyecto.

A los ingenieros Carlos Acevedo y Diana Morales de Ecopetrol S.A. y a el ingeniero Williams Duarte Roa de la Universidad de América, quienes con su conocimiento y experiencia fueron fundamentales para el desarrollo del presente proyecto de grado.

A mi compañero Esteban Felipe por su colaboración, empeño y disposición en el desarrollo del trabajo de grado.

Juan David Ramírez Ávila

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
OBJETIVOS	26
1. CAMPOS OPERADOS POR ECOPETROL S.A CON POZOS COMPLETADOS CON MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA	27
1.1 GENERALIDADES DE LAS SOLUCIONES DE BÚSQUEDA EN LAS BASES DE DATOS DE OPENWELLS Y DATA ANALYZER	27
1.1.1 OpenWells	27
1.1.2 Data Analyzer	29
2. TECNOLOGÍAS DE CONTROL DE ARENA DE TIPO MECÁNICO	40
2.1 MALLA O SCREEN	41
2.1.1 Malla Convencional o Wire-Wrapped screen	42
2.1.2 Malla Premium	43
2.2 LINER RANURADO	46
2.2.1 Liner ranurado sin empaque con grava	47
2.2.2 Liner ranurado con empaque con grava	48
2.3 EMPAQUE CON GRAVA O GRAVEL-PACK	49
2.3.1 Configuración de un empaque con grava	51
2.3.1.1 Determinación del tamaño de grano de la formación	51
2.3.1.2 Determinación del tamaño de la grava	51
2.3.1.3 Determinación del espesor del empaquetamiento	52
2.3.1.4 Determinación del volumen de grava	53
2.3.1.5 Evaluación del empaquetamiento	53
2.4 PRINCIPIO DEL CONTROL DE ARENA	55
3. LOCALIZACIÓN DE LOS CAMPOS OPERADOS POR ECOPETROL S.A EN LOS CUALES SE HAN IMPLEMENTADO MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA EN UN MAPA DE COLOMBIA	58
3.1 CAMPOS DE COLOMBIA CON POZOS COMPLETADOS CON MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA	58
3.1.1 Campos ubicados en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.	58
3.1.1.1 Campos Dina-Terciarios	58
3.1.1.2 Campo Santa Clara	58
3.1.1.3 Campo Yaguara	59
3.1.2 Campos ubicados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	59
3.1.2.1 Campo Casabe	59
3.1.2.2 Campos La Cira-Infantas.	59

3.1.2.3 Campos Lisama y Tesoro	59
3.1.2.4 Campo Llanito	60
3.1.2.5 Campo Nutria	60
3.1.2.6 Campo Palagua	60
3.1.2.7 Campos Yariguí-Cantagallo	60
3.1.3 Campos ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales	60
3.1.3.1 Campo Acacias	61
3.1.3.2 Campo Apiay	61
3.1.3.3 Campo Guatiquia	61
3.1.3.4 Campos Suria y Suria Sur	61
3.1.3.5 Campos Castilla y Castilla Norte	61
3.1.3.6 Campo Chichimene	62
3.1.3.7 Campos Caño Sur y Caño Sur Este	62
3.1.4 Campos localizados en la Cuenca del Catatumbo	62
3.1.4.1 Campo Tibú	62
3.1.5 Campos ubicados en la Cuenca del Putumayo	62
3.1.5.1 Campo Orito	63
3.1.5.2 Campo San Antonio	63
3.2 DISTRIBUCIÓN DE LOS CONTROLES DE ARENA UN MAPA DE COLOMBIA	63
3.3 ESQUEMAS DE LA DISTRIBUCIÓN DEL CONTROL DE ARENA EN LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS DE COLOMBIA Y EN LOS CAMPOS OPERADOS POR ECOPETROL S.A	70
3.3.1 Distribución gráfica de los mecanismos de control de arena en Colombia	70
3.3.2 Distribución porcentual de mecanismos de control de arena en Colombia	72
3.3.3 Esquemas de la implementación de mecanismos de control de arena en el tiempo.	73
3.3.4 Distribución porcentual de la población de pozos por Campo.	75
3.3.4.1 Distribución porcentual de los mecanismos de control de arena por Campo	76
4. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA	78
4.1 DETERMINACIÓN DE LOS VOLÚMENES DE ARENA DENTRO DE LOS MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA	78
4.2 RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS DE VOLÚMENES DE ARENA EN FONDO DE POZO	79
4.3 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE VOLÚMENES DE ARENA ENCONTRADOS EN FONDO DE POZO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO	83
5. MATRIZ PARA LA SELECCIÓN PRELIMINAR DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA	85
5.1 TAMAÑO DE GRANO DE LAS MUESTRAS DE INTERÉS	85
5.1.1 Determinación a partir de reportes de granulometría	85
5.1.2 Determinación mediante información histórica	86

5.2 COEFICIENTE DE UNIFORMIDAD (U)	86
5.3 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN ENCONTRADA POR POZO Y SU CORRELACIÓN POR CAMPO	87
5.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS ARENAS PARA LOS CAMPOS OPERADOS POR ECOPETROL S.A EN COLOMBIA	98
5.4.1 Granulometría de la Cuenca del Catatumbo	102
5.4.1.1 Campo Tibú	102
5.4.2 Granulometría Cuenca Llanos Orientales	102
5.4.2.1 Campo Acacias	102
5.4.2.2 Campo Apiay	103
5.4.2.3 Campo Caño Sur	103
5.4.2.4 Campo Caño Sur Este	103
5.4.2.5 Campo Chichimene	103
5.4.2.6 Campo Castilla	104
5.4.2.7 Campo Castilla Norte	104
5.4.2.8 Campo Guaitiquia	105
5.4.2.9 Campo Suria	105
5.4.2.10 Campo Suria Sur	105
5.4.3 Granulometría para los Campos ubicados en la Cuenca del Putumayo	106
5.4.3.1 Campo Orito	106
5.4.3.2 Campo San Antonio	106
5.4.4 Granulometría para los Campos ubicados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	107
5.4.4.1 Campo Casabe	107
5.4.4.2 Campos La Cira-Infantas	107
5.4.4.3 Campo Lisama	108
5.4.4.4 Campo Llanito	108
5.4.4.5 Campo Nutria	108
5.4.4.6 Campo Palagua	108
5.4.4.7 Campo Tesoro	109
5.4.4.8 Campo Yariguí	109
5.4.5 Granulometría para los Campos ubicados en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena	109
5.4.5.1 Campo Santa Clara	109
5.4.5.2 Campo Yaguara	110
5.4.5.3 Campos Dina- Terciarios	110
5.5 MATRIZ DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA PARA LOS CAMPOS OPERADOS POR ECOPETROL S.A. EN COLOMBIA	111
5.5.1 Mecanismos de control de arena instalados	111
5.5.2 Mecanismos de control de arena recomendados	111
6. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA PARA LOS CAMPOS OPERADOS POR ECOPETROL S.A EN COLOMBIA	117

6.1 OBJETIVO DE LA METODOLOGÍA DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA	117
6.2 VENTAJAS DE LA METODOLOGÍA DE SELECCIÓN PRELIMINAR DISEÑADA PARA CONTROL DE ARENAS EN CAMPOS DE ECOPETROL S.A. EN COLOMBIA	118
6.3 USO DE LA METODOLOGÍA	119
6.3.1 Modelo A	119
6.3.2 Modelo B	120
6.4 CONFIGURACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE CONTROL DE ARENA EN CAMPOS OPERADOS POR ECOPETROL S.A. EN COLOMBIA COMO APLICATIVO	121
6.4.1 Mapa geográfico de la instalación de mecanismos de control de arena	121
6.4.2 Matriz de selección preliminar de mecanismos de control de arena.	122
6.4.3 Herramienta de selección de mecanismos de control de arena.	123
7. CONCLUSIONES	125
8. RECOMENDACIONES	126
BIBLIOGRAFÍA	127
ANEXOS	134

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Interfaz gráfica de la herramienta OpenWells utilizada en Ecopetrol S.A. para identificar pozos con control de arena	28
Figura 2. Interfaz de búsqueda en la plataforma Data Analyzer	30
Figura 3. Resultados de la ejecución de una Query en la plataforma Data Analyzer	31
Figura 4. Geometría de una malla Welded Wire Wrapped	43
Figura 5. Malla Premium	44
Figura 6. Ejemplo de una malla Premium	44
Figura 7. Esquema de una sección de Liner ranurado	47
Figura 8. Geometrías de diseño para Liner ranurados	49
Figura 9. Empaquetamiento con grava en un pozo revestido y completado con malla	55
Figura 10. Puenteo de arena	56
Figura 11. Interfaz en el aplicativo del mapa de Colombia	121
Figura 12. Interfaz de la matriz de selección preliminar generada	122
Figura 13. Interfaz de la información de la matriz de selección preliminar para el Campo Dina-Terciarios generada por el aplicativo	122
Figura 14. Interfaz de una curva de distribución granulométrica generada por el aplicativo	123
Figura 15. Variables granulométricas y sugerencias realizadas por el aplicativo	124
Figura 16. Sección de recomendaciones sobre la configuración del mecanismo	124

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Distribución del control de arena en la Cuenca Valle Medio del Magdalena en el período comprendido entre 1925 y 2015	70
Gráfica 2. Distribución del control de arena en la Cuenca del Putumayo en el período comprendido entre 2006 y 2011	71
Gráfica 3. Distribución del control de arena en la Cuenca de los Llanos Orientales en el período comprendido entre 1998 y 2015	71
Gráfica 4. Distribución del control de arena en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena en el período comprendido entre 1996 y 2008	72
Gráfica 5. Implementación de mecanismos de control de arena entre 1925 y 1994	73
Gráfica 6. Implementación de mecanismos de control de arena entre 1995 y 2005	74
Gráfica 7. Implementación de mecanismos de control de arena entre 2005 y 2015	74

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Coeficiente de uniformidad	42
Ecuación 2. Coeficiente de clasificación	42
Ecuación 3. Volumen de grava	53
Ecuación 4. Volumen de arena	78

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Pozos identificados con mecanismos de control de arena con base en la búsqueda realizada en el período comprendido entre 1995 y 2015	33
Tabla 2. Distribución porcentual de los mecanismos de control de arena instalados para la población de pozos identificada.	72
Tabla 3. Distribución porcentual de la población de pozos por Campo	75
Tabla 4. Distribución porcentual de pozos completados con Liner ranurado sin empaquetamiento en función al campo al que pertenecen	76
Tabla 5. Distribución porcentual de pozos completados con Gravel-Pack en función al campo al que pertenecen	77
Tabla 6. Distribución porcentual de pozos completados con Mallas sin empaquetamiento en función al campo al que pertenecen	77
Tabla 7. Volúmenes de arena dentro de los mecanismos de control de arena en función del tiempo para los 22 pozos analizados	79
Tabla 8. Configuración de los mecanismos de control de arena instalados en los pozos operados por Ecopetrol S.A en Colombia	88
Tabla 9. Tendencia de mecanismos de control de arena en los Campos operados por Ecopetrol S.A en Colombia	96
Tabla 10. Características de los granos de arena para los Campos operados por Ecopetrol S.A en Colombia en donde se han completado pozos con mecanismos de control de arena	100
Tabla 11. Matriz de mecanismos de control de arena instalados en los Campos operados por Ecopetrol S.A en Colombia	113
Tabla 12. Matriz de mecanismos de control de arena recomendados para los Campos operados por Ecopetrol S.A en Colombia	115

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Tamaños de grava comercial	53
Cuadro 2. Coordenadas de los pozos operados por Ecopetrol S.A con mecanismos de control de arena ubicados en la Cuenca del Putumayo	64
Cuadro 3. Coordenadas de los pozos operados por Ecopetrol S.A con mecanismos de control de arena ubicados en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena	64
Cuadro 4. Coordenadas de los pozos operados por Ecopetrol S.A con mecanismos de control de arena ubicados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	65
Cuadro 5. Coordenadas de los pozos operados por Ecopetrol S.A con mecanismos de control de arena ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales	67
Cuadro 6. Coordenadas geográficas de los pozos adquiridas de la Agencia Nacional de Hidrocarburos	68
Cuadro 7. Definición de las características de los granos de arena a partir del coeficiente de uniformidad	86
Cuadro 8. Clasificación de los granos de arena de acuerdo con su tamaño	99

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Distribución porcentual del control de arena en la población que fue objeto de estudio en el presente proyecto	135
Anexo B. Matriz general de selección de mecanismos de control de arena en campos operados por Ecopetrol S.A. en Colombia	136
Anexo C. Escala de Wentworth	142

ABREVIATURAS

%	Porcentaje
Aa	Año
API	Instituto Americano del petróleo
ABA	Abandono
ANH	Agencia Nacional de hidrocarburos
BI	Unidad de volumen, barriles.
C	Coefficiente de clasificación
Ca	Calcio
CaCO₃	Carbonato de Calcio
CaMg(CO₃)₂	Dolomita
Dd	Día
DRX	Difracción de rayos X
EPIS	Banco de información de la ANH
Ft	Medida de longitud en pies
HCl	Ácido Clorhídrico
ICP	Instituto Colombiano del petróleo
ID	Diámetro interno
in	Medida de longitud en pulgadas
Km	Kilómetros
Km²	Kilómetros cuadrados
Mm	Medida de longitud, milímetros
N/A	No aplica
OCM	Evento de completamiento en Ecopetrol S.A
OD	Diámetro externo
ODR	Evento de perforación en Ecopetrol S.A
U	Coefficiente de uniformidad
VEX	Vicepresidencia Exploratoria
VRC	Vicepresidencia Regional Central
VRO	Vicepresidencia Regional de Orinoquia
VRS	Vicepresidencia Regional Sur
WRK	Evento de “workover” en Ecopetrol S.A
WSV	Evento de “well service” en Ecopetrol S.A

GLOSARIO

ARAGONITA: forma cristalinas del carbonato de calcio (CaCO_3), junto con la calcita y la vaterita. Puede encontrarse en forma de estalactitas, y también en la concha de casi todos los moluscos y en el esqueleto de los corales.

ARCILLA: sedimentos de grano fino, cuyo tamaño es menor a 3.9 micras según la escala de Wentworth.

ARENA: grano detrítico cuyo diámetro oscila entre 62 y 2000 micras de acuerdo con la escala de Wentworth.

ARENISCA: roca sedimentaria clástica cuyos granos son generalmente del tamaño arena. El término se utiliza comúnmente para hacer alusión a la arena consolidada o a una roca compuesta principalmente por arena cuarzosa, si bien a menudo las areniscas pueden contener feldespatos, fragmentos de rocas, mica y muchos otros granos minerales adicionales unidos entre sí con sílice u otro tipo de cemento. El grado relativamente alto de porosidad y permeabilidad de las areniscas las convierte en excelentes rocas para la acumulación de hidrocarburos.

CALCITA: forma cristalina del carbonato de calcio y el componente principal de la caliza y la creta. La calcita reacciona fácilmente con el ácido clorhídrico [HCl] diluido, de modo que la presencia de calcita puede comprobarse de manera sencilla mediante la colocación de una gota de ácido sobre un ejemplar de roca.

CARBONATO: clase de roca sedimentaria cuyos componentes minerales principales (95% o un porcentaje mayor) son la calcita y la aragonita (tanto CaCO_3) como la dolomía [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$], un mineral que puede reemplazar a la calcita durante el proceso de dolomitización. La caliza, la roca dolomítica o la dolomía, y la creta, son rocas carbonatadas. Si bien las rocas carbonatadas pueden ser de origen clástico, se forman con más frecuencia a través de procesos de precipitación o de la actividad de organismos tales como los corales y las algas. Los carbonatos se forman en ambientes marinos someros y profundos, en cuencas evaporíticas, en lagos y en desiertos ventosos. Las rocas carbonatadas pueden actuar como rocas yacimiento que alojan hidrocarburos, especialmente si su porosidad ha sido mejorada a través de la disolución. Su permeabilidad depende de las fracturas.

CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA: aplicación de técnicas para prevenir la migración de arena de yacimiento hacia el pozo. En las formaciones débiles, puede ser necesario el control de la producción de arena para mantener la estructura del yacimiento alrededor del pozo. En otros tipos de formaciones, la migración de arena y finos hacia la región vecina al pozo puede restringir severamente la producción. Cada una de estas condiciones requiere un tratamiento diferente. Las técnicas de control de la producción de arena se

clasifican en métodos químicos y mecánicos de acuerdo a su principio de funcionamiento.

CUARZO: mineral compuesto de silicio y oxígeno, el cual es un compuesto químico mejor conocido como sílice.

DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA: peso o volumen neto, de partículas sólidas que entran en cada uno de los varios rangos de tamaño, indicado como un porcentaje de la cantidad total de sólidos de todos los tamaños en la muestra de interés.

ESPELEOTEMA: denominación formal para lo que comúnmente se conoce como “formaciones de las cavidades”. La palabra, procedente del griego ‘depósito de las cavidades’, se refiere generalmente a depósitos minerales secundarios formados en cuevas tras la génesis de éstas.

ESTALACTITA: espeleotema que se forma como resultado de los depósitos minerales continuos transportados por el agua que se filtra normalmente en una cueva, aunque no siempre, en especial los de bicarbonato cálcico que precipitan en carbonato cálcico y se deposita formando la estalactita.

FELDESPATO: grupo de minerales de silicatos formadores de rocas, que constituyen los componentes esenciales de las rocas ígneas y son comunes en las areniscas.

FINO: término relacionado con el tamaño de partícula que se refiere en sentido estricto a cualquier partícula menor a 64 micras según la escala de Wentworth.

GRAVA: fragmentos de roca cuyo diámetro es mayor a 2000 micras de acuerdo con la escala de Wentworth.

GUAYA FINA (SLICKLINE): alambre de metal, comúnmente de entre 0.092 y 0.125 pulgadas de diámetro el cual es utilizado en diversas operaciones de mantenimiento que se le realizan a los pozos productores de hidrocarburos.

LIMO: término utilizado para describir partículas cuyo tamaño es de 3.9 micras a 62 micras según la escala de Wentworth.

LIMPIEZA DE ARENA: proceso de remoción de arena de fondo de pozo. Muchos pozos producen arena que puede acumularse y restringir la producción si esta no es retirada del pozo. Se utilizan de forma rutinaria unidades de tubería flexible para remover los volúmenes de arena en fondo de pozo, lo que permite tratar la condición del pozo sin tener que retirar el equipamiento de completamiento o tener que matar el pozo para poder limpiarlo.

LÍNEA DE ARENA (SAND LINE): cable largo, instalado en la mayoría de los equipos de perforación y remediación, que se utiliza cuando se introducen o extraen las tuberías de producción o los tubulares del pozo. Este cable se almacena y opera normalmente en un tambor del guinche que forma parte del equipo de reparación de pozos. Dicho cable es capaz de tracciones significativamente más altas que las líneas de acero o de cable conductor eléctrico.

MATERIAL CEMENTANTE: material que se precipita entre los granos desde los fluidos intersticiales, son ejemplos de material cementante minerales tales como la calcita y el cuarzo.

MEDIDOR DE ULTRASONIDO: instrumento de medición que se instala a la salida del cabezal en el primer cambio de dirección en la línea de flujo; este dispositivo mide la cantidad de arena que el pozo está aportando de acuerdo a la señal ultrasónica que generan las partículas de arena cuando chocan con las paredes de las tuberías.

MIGRACIÓN DE FINOS: movimiento de las partículas finas de cuarzo y arcilla o materiales similares en la formación prospectiva debido a las fuerzas de arrastre generadas durante la producción. La migración de finos puede resultar de una formación no consolidada o inherentemente inestable o de la utilización de un fluido de tratamiento incompatible que libera partículas finas. A diferencia de la migración de arena, el material movilizado en la migración de finos debe ser producido para evitar el daño de la región vecina al pozo. La migración de finos hace que las partículas suspendidas en el fluido producido obturen las gargantas de poros cerca del pozo, reduciendo la productividad de éste.

PRODUCCIÓN DE ARENA: migración de arena desde la formación hasta los equipos de superficie y es causada por el flujo de fluidos provenientes del yacimiento. La producción de arena generalmente es indeseable ya que puede restringir la productividad, erosionar los componentes del completamiento, impedir el acceso al pozo, interferir con la operación de los equipos en fondo de pozo, y sobre costos en la operación para su manejo medio ambientalmente responsable.

NÚCLEO: muestra de roca tomada del pozo a una profundidad específica, por medios especiales, preservando su estructura geológica y sus características fisicoquímicas de la mejor manera posible, con la finalidad de realizar análisis petrofísicos, geológicos y granulométricos.

PERCENTIL: medida estadística que indica el valor de la variable por debajo del cual se encuentra un porcentaje dado de observaciones en un grupo de observaciones. Por ejemplo, el percentil 20 es el valor bajo el cual se encuentran el 20 por ciento de las observaciones.

PERÍODO TERCIARIO: división en la escala temporal geológica; las formaciones que se depositaron en este período son consideradas geológicamente jóvenes y la experiencia indica que tienen tendencia a producir arena en comparación a formaciones que se hayan depósitos en períodos geológicos anteriores a este.

QUERY: filtros de información realizados en la herramienta de búsqueda Data Analyzer para extraer información de la base de datos Open Wells.

SILICATOS: grupo de minerales de mayor abundancia, pues constituyen más del 95% de la corteza terrestre, además del grupo de más importancia geológica por ser petrogénicos, es decir, los minerales que forman las rocas.

REGISTRO DE RAYOS GAMMA: registro de la radioactividad natural total, medida en unidades API. La medición puede obtenerse tanto con agujero descubierto como a través de la tubería de revestimiento. La profundidad de investigación es de algunas pulgadas, de manera que el registro normalmente mide la zona invadida. Las lutitas son responsables de la mayor parte de la radioactividad natural, de manera que el registro de rayos gamma a menudo es un buen indicador de este tipo de rocas. No obstante, otras rocas también son radioactivas, especialmente algunos carbonatos y las rocas ricas en contenido de feldespato.

TAMAÑO DE GRANO: variable granulométrica utilizada para caracterizar las dimensiones de los granos de las rocas sedimentarias.

TASA DE FLUJO CRÍTICO: tasa de producción máxima por debajo de la cual la producción de sólidos junto con el fluido producido es uniforme. Cuando la tasa de flujo supera este umbral, la producción de arena y finos aumenta significativamente.

VATERITA: mineral de la clase de los carbonatos y nitratos. Fue descubierta en 1911 en el condado de Antrim (Irlanda), siendo nombrada así en honor del alemán Heinrich Vater, profesor de mineralogía y química.

RESUMEN

Los mecanismos de control de arena son fundamentales cuando el potencial de un campo se afecta debido a taponamientos y producción de finos, que conllevan a sobrecostos por daños en líneas de producción y equipos. La selección de estos mecanismos es importante para mitigar los efectos negativos generados por estas partículas. La metodología de esta investigación permite seleccionar estos mecanismos en campos operados por Ecopetrol S.A. en Colombia a partir de variables granulométricas.

Para el diseño de la metodología se analizó la información disponible en la base de datos de OpenWells y Data Analyzer en Ecopetrol S.A. para identificar los pozos con mecanismo de control de arena instalados desde el año 2005 hasta el año 2015. En vista que la información obtenida no fue significativa para la metodología, se amplió el rango de búsqueda desde 1995 hasta 2015. Con los pozos identificados se definieron los mecanismos de control de arena incluyendo las variables de diseño de cada uno. Posterior a esto, se graficaron los pozos en un mapa de Colombia con la información de campo, mecanismo y fechas de identificación y se calculó la producción de arena para los períodos comprendidos teniendo en cuenta configuraciones y puntos de limpieza, completado lo anterior, se definieron los criterios de diseño desde la teoría para los mecanismos y determinó un rango operativo aplicable para éstos. Para la definición de variables granulométricas como tamaño de grano promedio y coeficiente de uniformidad, se tomaron informes de laboratorio, correlaciones por formación e información histórica de mecanismos instalados, con lo que se generó la matriz de selección general.

Con las actividades descritas, se construyó la metodología utilizando el mapa de mecanismos de control, la matriz de selección y un valor agregado computarizado que permite elegir el mecanismo de control de arena y establece recomendaciones sobre la configuración de las ranuras y el tamaño de grava que se debe emplear mediante datos obtenidos de un análisis de distribución granulométrica.

INTRODUCCIÓN

La producción de arena es un problema que se presenta en los pozos productores de hidrocarburos y que anualmente le cuesta millones de dólares a las empresas operadoras en gastos de mantenimiento de equipos y en costos asociados a una disposición medioambientalmente responsable a su llegada a superficie junto con los fluidos producidos del yacimiento. Con la finalidad de mitigar la producción de arena en los pozos petroleros y no incurrir en gastos no planeados de forma periódica, las operadoras instalan mecanismos de control que restrinjan el paso de la arena desde fondo de pozo hasta superficie, logrando disminuir los problemas operacionales generados por ésta.

Las compañías prestadoras de servicios centran sus esfuerzos en diseñar mecanismos capaces de excluir la arena en fondo de pozo, por lo cual ofrecen diversos métodos que actúan como filtros que dejan pasar los fluidos provenientes del yacimiento y no permiten el paso a los granos de arena que son arrastrados en la corriente de flujo; el desempeño de los métodos de control depende de la formación de puentes arena, ya que si estos son estables, los granos de arena que son arrastrados por los fluidos, no podrán entrar al pozo. La formación de puentes de arena está influenciada por una selección adecuada del mecanismo, la cual se basa en las propiedades granulométricas de la formación productora y de aquí surge la necesidad de que empresas operadoras como Ecopetrol S.A cuenten con una metodología que les sirva para orientar la selección de la tecnología que mejor se adapte a sus necesidades.

Este documento presenta una metodología de selección preliminar de tecnologías de control de arena de tipo mecánico la cual incluye un mapa geográfico de Colombia con controles de arena instalados, una matriz de selección basada en variables granulométricas, la cual es una herramienta para guiar la selección de un mecanismo de control de arena y un aplicativo que mediante información de pruebas granulométrica recomienda un mecanismo y sugiere características para su configuración, lo anterior se hizo con base en los históricos de operaciones de completamiento con mecanismos de control de arena en pozos de Ecopetrol S.A., uso de fuentes primarias como entrevistas e informes de laboratorio y secundarias como artículos, postulados, libros y fuentes electrónicas.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diseñar una metodología de selección preliminar de sistemas de control de arena para los campos operados por Ecopetrol S.A. en Colombia.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar los campos operados por Ecopetrol S.A en Colombia donde se han implementado mecanismos de control de arena tipo mecánico desde Julio de 2005 hasta Julio de 2015 mediante la información contenida en Open Wells.
- Describir las tecnologías de control de arena de tipo mecánico que se han implementado en los campos identificados.
- Representar gráficamente en un mapa de Colombia los campos completados con mecanismos de control de arena en Colombia por Ecopetrol S.A.
- Evaluar el desempeño de los mecanismos de control de arena implementados en los campos operados por Ecopetrol S.A. basándose en los históricos de volúmenes de arena encontrados en fondo de pozo.
- Generar una matriz computarizada de selección de tecnologías de control de arena de tipo mecánico analizando las variables granulométricas que influyen en el desempeño de las mismas.

1. CAMPOS OPERADOS POR ECOPETROL S.A CON POZOS COMPLETADOS CON MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA

La producción de arena en pozos de hidrocarburos es un factor desfavorable pues obliga a las empresas a incurrir en sobrecostos por el daño a los equipos y líneas de flujo tanto en fondo como en superficie. Ecopetrol S.A. al ser una empresa operadora no es ajena a experimentar tasas de arena dentro de sus flujos de producción lo que obliga a diseñar estrategias para mitigar sus efectos en virtud a que no es posible eliminarla.

El objeto de este capítulo es identificar los pozos con mecanismos de control de arena operados por Ecopetrol S.A., para a partir de ello y los criterios establecidos por importantes exponentes referentes al control de la producción de arena con tecnologías de control de tipo mecánico, establecer una metodología que permita seleccionar el sistema más adecuado según la locación y variables granulométricas.

Para la identificación de los pozos productores se ha estableció un rango de tiempo que comprende desde Julio de 2005 hasta Julio de 2015 y esta búsqueda se realizó con las plataformas OpenWells y Data Analyzer, por ser las herramientas utilizadas en Ecopetrol S.A. para la carga de reportes e información referente a la operación durante el período comprendido para la investigación.

1.1 GENERALIDADES DE LAS SOLUCIONES DE BÚSQUEDA EN LAS BASES DE DATOS DE OPENWELLS Y DATA ANALYZER

Para el desarrollo de la metodología se definieron los aplicativos OpenWells y Data Analyzer, al ser soluciones tecnológicas para la gestión de datos utilizados por la operadora Ecopetrol S.A.

Según el sitio web de Landamark¹, los softwares OpenWells y Data Analyzer son aplicativos licenciados por la empresa Halliburton. La tecnología y servicio de los aplicativos proveen soporte para la toma de decisiones en momentos precisos en los ciclos de vida de la industria del petróleo y gas, permitiendo reducir sus costos, aumentar su producción e incrementar su productividad y rentabilidad.

1.1.1 OpenWells. Es una solución con la que cuenta la compañía operadora para registrar la información relacionada con sus proyectos. Esta herramienta ha sido usada por personal de la compañía operadora para documentar el desarrollo de las diferentes operaciones y para que la información sea cargada directamente o mediante reportes por ellos mismos, constituyéndola como una fuente fiable y

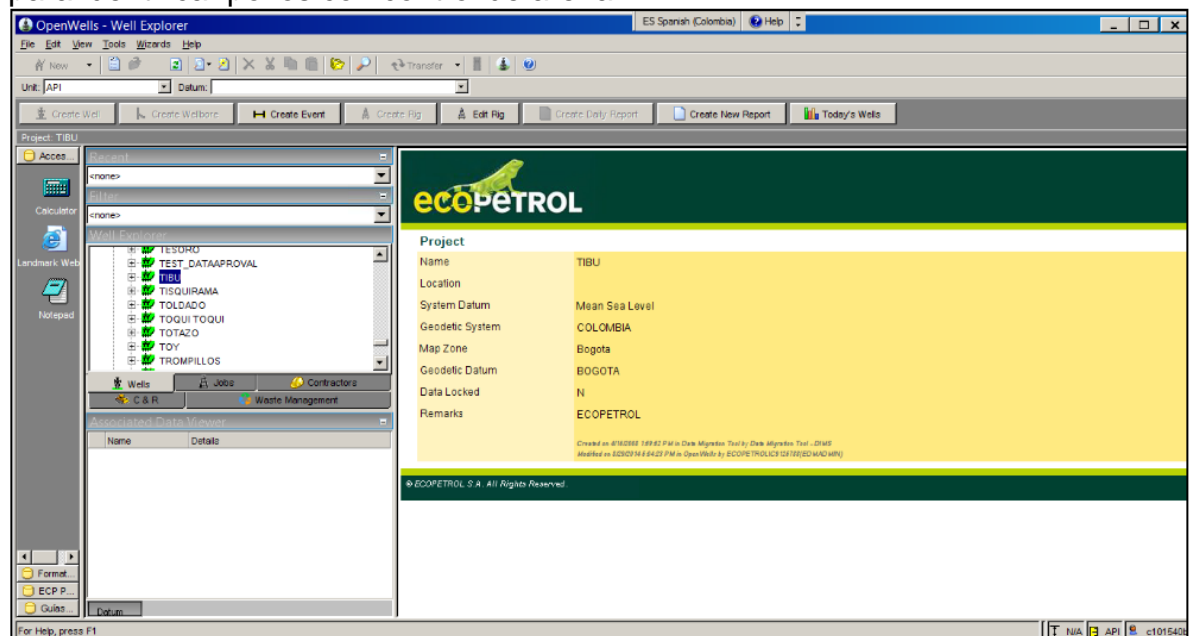
¹ LANDAMARK WEBSITE. About Landmark [Online] 2016. [Consultado el 18 de Enero de 2016]. Tomado de: <https://www.landmark.solutions/About>

única de información para el proyecto.

El software también se ha utilizado por ofrecer criterios de búsqueda que permiten filtrar los eventos y operaciones ya sea por tipo de operación, cronológico, por locación, entre otras opciones, conllevando a resultados más concretos y acertados.

OpenWells es una solución usada por Ecopetrol S.A. para la administración de datos e información. Su configuración y arquitectura permiten que se conciba como un software de gestión de información mediante ensambles de bases de datos. La **Figura 1** muestra la interfaz de la herramienta OpenWells para la búsqueda de información de un campo ejemplo.

Figura 1. Interfaz gráfica de la herramienta OpenWells utilizada en Ecopetrol S.A. para identificar pozos con control de arena



Fuente. Ecopetrol S.A. OpenWells. 2016.

Según el sitio web Landmark², el software OpenWells permite la gestión adecuada y optimización de las actividades de perforación y completamiento mediante configuraciones que permiten capturar, rastrear, registrar y analizar todas las actividades en una locación. Asimismo, su estructura le permite ser eficiente cuando se gestiona un pequeño número de pozos o cuando se tiene la organización completa. El aplicativo puede ser operado en cualquier momento sin importar el tipo de operación, ya sea costa afuera, yacimientos no convencionales o campos maduros.

² LANDMARK WEBSITE. OpenWells. OpenWells Operation Reporting [Online] 2016. [Consultado el 18 de Enero de 2016]. Tomado de: <https://www.landmark.solutions/OpenWells>

Landmark³ también menciona que el software OpenWells simplifica la recolección de datos y racionaliza el volumen de reportes y análisis. De igual forma, el software ofrece la única interfaz interactiva con el usuario de la industria, además de integrarse con otras herramientas de ingeniería.

En el sitio web Landmark⁴, se habla que el software cuenta con una interfaz intuitiva que permite vistas interactivas de cada pozo, además de formatos sencillos que coinciden con los reportes generados, facilitando así su interpretación y comprensión. Ésta característica del software le permite actualizar datos rápidamente, además de que por su sencillez, simplifica el tiempo de entrenamiento para nuevos usuarios.

Como se mencionó anteriormente⁵, la integración con otras aplicaciones de ingeniería, permite que las capturas de datos de OpenWells estén disponibles automáticamente para otros aplicativos, de la misma forma que este puede leer las generadas por otros. La posibilidad de integración permite a OpenWells interpretar información de diversas fuentes y cargarlas en los reportes generados sobre las operaciones, conllevando así a un menor tiempo en el análisis y la elaboración de estos, así como asegurando que se use la misma información a lo largo de toda la organización, lo que permite que los usuarios de cualquier departamento, previos permisos, tengan acceso a los diferentes datos de un proyecto específico en todas las etapas del mismo.

1.1.2 Data Analyzer. Se definió el uso de este software como mecanismo de comprobación, validación e inclusión de información adicional a la obtenida en OpenWells, por lo que su competencia para el proyecto no lo constituirá como una fuente de búsqueda adicional, sino como un complemento. Lo anterior obedece a que la información aportada por Data Analyzer depende de un archivo fuente o raíz que es cargado a través de OpenWells lo que implica que éste no proporcione pozos adicionales a los previamente identificados por OpenWells. El objetivo de uso de esta aplicación parte de la finalidad de su diseño, pues es un mecanismo de búsqueda organizada de información ingresada y existente en OpenWells, con una interfaz intuitiva y dinámica que permite analizar, evaluar y disponer de los datos necesarios para la investigación de forma proactiva.

La ejecución de Data Analyzer parte, al igual que OpenWells, de la validación de un usuario mediante una clave. Una vez validado el usuario, se despliegan las funciones del aplicativo con el propósito de permitir la búsqueda de información al usuario mediante los criterios propios de sus necesidades. El usuario en cada selección está configurando un algoritmo o filtro de búsqueda denominado Query

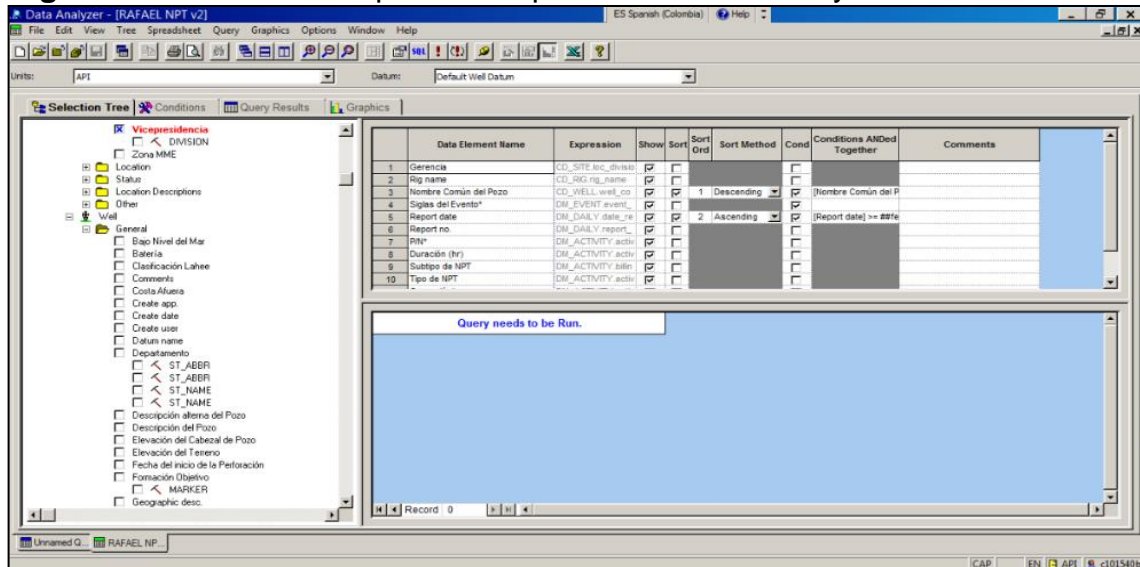
³ LANDMARK WEBSITE. OpenWells. OpenWells Operation Reporting. Op. cit

⁴ Ibíd.

⁵ Ibíd.

para Data Analyzer. La **Figura 2** muestra las opciones disponibles de configuración y búsqueda de información (Queries de búsqueda).

Figura 2. Interfaz de búsqueda en la plataforma Data Analyzer



Fuente. Ecopetrol S.A. OpenWells. 2016.

Para efectos de la investigación y con el propósito de identificar los diferentes pozos completados con control de arena y operados por Ecopetrol S.A. en el período comprendido para la investigación, se definieron diferentes Queries en aras de incluir la mayor cantidad de información disponible y disminuir el error en la toma de la misma, pues es de resaltar que no existe un patrón permanente para la carga de información, implicando que en ocasiones esta no esté dispuesta de forma específica y se deban incluir algunos parámetros adicionales que permitan obtenerla. La **Figura 3** muestra una Query utilizada para la investigación con los parámetros listados en la parte derecha de la figura y también muestra el resultado una vez es ejecutada la búsqueda en la plataforma.

Figura 3. Resultados de la ejecución de una Query en la plataforma Data Analyzer

	Data Element Name	Expression	Show	Sort	Sort Ord	Sort Method	Cond	Conditions ANDed Together	Comments
1	Gerencia	CD_SITE.loc_diviso	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
2	Rig name	CD_RIG.rig_name	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
3	Nombre Común del Pozo	CD_WELL.well_co	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	1	Descending	<input checked="" type="checkbox"/>	(Nombre Común del P	
4	Siglas del Evento*	DM_EVENT.event_	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>		
5	Report date	DM_DAILY.date_re	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	2	Ascending	<input checked="" type="checkbox"/>	[Report date] >= ##fe	
6	Report no.	DM_DAILY.report_	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
7	PIP*	DM_ACTIVITY.activ	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
8	Duración (hr)	DM_ACTIVITY.activ	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
9	Subtipo de NPT	DM_ACTIVITY.bilin	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
10	Tipo de NPT	DM_ACTIVITY.activ	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		

Gerencia	Rig name	Nombre Común del Pozo	Siglas del Evento*	Report date	Report no.	PIP	Duración (hr) (hr)	Subtip
VRC	ERAZO VALENCIA 4	TIBU 580	ODR	6/16/2015	1	P	3.00	
VRC	ERAZO VALENCIA 4	TIBU 580	ODR	6/17/2015	2	P	0.50	
VRC	ERAZO VALENCIA 4	TIBU 580	ODR	6/17/2015	2	P	1.00	
VRC	ERAZO VALENCIA 4	TIBU 580	ODR	6/17/2015	2	P	0.50	
VRC	ERAZO VALENCIA 4	TIBU 580	ODR	6/17/2015	2	P	1.00	
VRC	ERAZO VALENCIA 4	TIBU 580	ODR	6/17/2015	2	P	6.00	
VRC	ERAZO VALENCIA 4	TIBU 580	ODR	6/17/2015	2	P	2.50	
VRC	ERAZO VALENCIA 4	TIBU 580	ODR	6/17/2015	2	P	4.00	
VRC	ERAZO VALENCIA 4	TIBU 580	ODR	6/17/2015	2	P	0.50	
VRC	ERAZO VALENCIA 4	TIBU 580	ODR	6/17/2015	2	P	0.50	
VRC	ERAZO VALENCIA 4	TIBU 580	ODR	6/17/2015	2	P	1.00	
VRC	ERAZO VALENCIA 4	TIBU 580	ODR	6/17/2015	2	P	0.50	
VRC	ERAZO VALENCIA 4	TIBU 580	ODR	6/17/2015	2	P	1.00	

Fuente. Ecopetrol S.A. OpenWells. 2016.

La configuración de diferentes Queries y su respectiva ejecución, permitieron la obtención de un volumen de información general, pues se encontró que la información disponible mediante los filtros específicos como por ejemplo “control de arena”, no arrojaron resultados de calidad, es decir, que fue necesario incluir los resúmenes y reportes diarios de las operaciones para todos los pozos operados por Ecopetrol S.A. en el período de tiempo establecido para el desarrollo de la investigación y posterior a esto realizar la respectiva lecturas de los informes operaciones de los pozos pertenecientes a los campos operados por Ecopetrol S.A y con base en esta revisión de la información obtenida de la plataforma OpenWells identificar los pozos terminados con mecanismos de control de arena y las principales características de dichos mecanismos tales como tamaño de las ranuras para las tuberías ranuras sin empaquetamiento, el mesh para las mallas y el tamaño de grava para aquellos pozos que fueron empaquetados.

De acuerdo con lo mencionado en el párrafo anterior, se obtuvo información sobre las operaciones realizadas en los diferentes pozos y se logró concluir que las plataformas usadas no se han empleado de forma adecuada, pues no cuentan con información ordenada y clasificada que permitan a los usuarios obtener los datos necesarios de forma sencilla. Es de resaltar que aunque este patrón se observó en la corrida de varias Queries con configuraciones específicas, en la mayoría de las ocasiones se obtuvieron mejores resultados en búsquedas realizadas del año 2010 en adelante, indicando que hay un esfuerzo interno por mejorar la carga de datos en la base de datos OpenWells.

Teniendo en cuenta esto y que en ocasiones el volumen de datos obtenido no fue representativo, fue necesario acudir a herramientas adicionales para la validación de información, para lo cual la investigación se apoyó en documentos científicos, tesis de grado y los aportes de ingenieros expertos en temas relacionados con control de arenas en Ecopetrol S.A.

Con la información obtenida de las diferentes fuentes se construyó la **Tabla 1** que incluye los pozos para el desarrollo de la investigación.

Con el objetivo de obtener una muestra de pozos representativa, Ecopetrol S.A. recomendó ampliar el período de búsqueda entre los años 1995 a 2015. Lo anterior para incluir pozos que no estaban contemplados inicialmente. Asimismo, la decisión de aumentar éste marco temporal obedece a la necesidad de incrementar la calidad de la información disponible. Para fortalecer la calidad de la información obtenida, no sólo se incluyeron eventos de completamiento a los que el proyecto estaba limitado inicialmente, sino que además se incluyeron eventos de perforación, “workover”, entre otros, al encontrarse que la información de control de arenas podía estar ingresada bajo estos eventos.

Con respecto a la **Tabla 1** es importante mencionar que se identificaron pozos fuera del período comprendido entre 1995 y 2015, debido a que al revisar la información de eventos tales como un “workover” o “well service” se identificó la presencia de mecanismos de control de arena en operaciones ajenas a su instalación tales como una pesca, una limpieza de arena, una estimulación entre otras operaciones de mantenimiento y reacondicionamiento con el objetivo de mantener las condiciones adecuadas en los pozos y obtener el mayor índice de productividad de los mismos; al verificar la fecha en la que estos pozos fueron completados con tecnologías de control de arena tales como un liner ranurado, una malla o fueron empaquetados con grava se evidencio que estaban fuera del rango establecido para la presente investigación, pero como no de los fines del presente proyecto es recrear y representar el histórico de pozos completados con técnicas de control de arena cuyo principio de funcionamiento se mecánico, entonces se decidió dejar dichos pozos para apoyar y complementar los objetivos planteados en el presente proyecto.

Tabla 1. Pozos identificados con mecanismos de control de arena con base en la búsqueda realizada en la plataforma OpenWells en el período comprendido entre 1995 y 2015.

Cuenca sedimentaria	Nombre del Campo	Nombre del Pozo	Vicepresidencia	Fecha de instalación (mm/dd/aa)	Mecanismo de control de arena
CATATUMBO	TIBÚ	TIBÚ 0534A	VRC	12/19/2014	Liner ranurado
LLANOS ORIENTALES	AKACIAS	AKACIAS 9	VRO	4/7/2013	Mallas icd
	APIAY	APIAY 17H	VRO	12/10/2000	Liner ranurado
		APIAY 33H	VRO	3/6/2011	Liner ranurado
		APIAY 37H	VRO	7/22/2013	Liner ranurado
		APIAY 43H	VRO	8/21/2012	Liner ranurado
		APIAY 45H	VRO	11/28/2012	Liner ranurado
		CAÑO SUR	EMBRUJO 1	VEX	10/19/2011
	MITO 1		VEX	5/8/2011	Empaque con grava y malla
	MITO 2		VEX	3/14/2013	Empaque con grava y malla
	PINOCHO 1		VEX	5/16/2011	Empaque con grava y malla
	MITO 1-2H		VEX	6/14/2013	Liner ranurado
	EMBRUJO 2		VEX	2/18/2013	Liner ranurado
	EMBRUJO 1-1H		VEX	4/5/2013	Liner ranurado
	FAUNO 1-1H		VEX	9/28/2013	Liner ranurado
	FAUNO 2-2H		VEX	7/12/2013	Liner ranurado
	CAÑO SUR ESTE	FAUNO 1	VEX	6/20/2011	Empaque con grava y malla
		FAUNO 2	VEX	12/21/2012	Empaque con grava y malla

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la plataforma OpenWells. Modificado por los Autores

Tabla 1. (Continuación)

Cuenca sedimentaria	Nombre del Campo	Nombre del Pozo	Vicepresidencia	Fecha de instalación (mm/dd/aa)	Mecanismo de control de arena
LLANOS ORIENTALES	CAÑO SUR ESTE	CAÑO SUR ESTE 8	VRO	8/23/2011	Empaque con grava y mallas
	CASTILLA	CASTILLA 25H	VRO	10/28/2000	Liner ranurado
		CASTILLA 108	VRO	7/22/2013	Liner ranurado
		CASTILLA 175	VRO	22/01/2014	Liner ranurado
		CASTILLA 176	VRO	16/03/2014	Liner ranurado
		CASTILLA 178	VRO	10/10/2013	Liner ranurado
		CASTILLA 179	VRO	11/4/2013	Liner ranurado
		CASTILLA 190	VRO	9/8/2013	Liner ranurado
		CASTILLA 197	VRO	9/24/2013	Liner ranurado
		CASTILLA 308	VRO	2/3/2014	Liner ranurado
		CASTILLA 312	VRO	5/14/2013	Liner ranurado
		CASTILLA 328	VRO	29/04/2014	Liner ranurado
		CASTILLA 411	VRO	10/20/2013	Liner ranurado
		CASTILLA 412	VRO	12/10/2013	Liner ranurado
	CASTILLA 443	VRO	16/09/2014	Liner ranurado	
	CASTILLA NORTE	CASTILLA NORTE 43ML	VRO	12/12/2007	Liner ranurado
		CASTILLA NORTE 161	VRO	7/5/2013	Liner ranurado
CASTILLA NORTE 164		VRO	7/5/2013	Liner ranurado	
CASTILLA NORTE 169		VRO	5/1/2013	Liner ranurado	

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la plataforma OpenWells. Modificado por los Autores

Tabla 1. (Continuación)

Cuenca sedimentaria	Nombre del Campo	Nombre del Pozo	Vicepresidencia	Fecha de instalación (mm/dd/aa)	Mecanismo de control de arena
LLANOS ORIENTALES	CASTILLA NORTE	CASTILLA NORTE 175	VRO	7/26/2013	Liner ranurado
		CASTILLA NORTE 176	VRO	9/7/2013	Liner ranurado
		CASTILLA NORTE 177	VRO	10/16/2013	Liner ranurado
		CASTILLA NORTE 178	VRO	6/12/2013	Liner ranurado
		CASTILLA NORTE 179	VRO	28/12/2013	Liner ranurado
		CASTILLA NORTE 403	VRO	8/2/2013	Liner ranurado
		CASTILLA NORTE 404	VRO	8/27/2013	Liner ranurado
	CHICHIMENE	CHICHIMEN E 91H	VRO	1/4/2012	Mallas ICD
		CHICHIMEN E 92H	VRO	4/26/2012	Mallas ICD
	GUATIQUEIA	GUATIQUEIA 3H	VRO	2/1/1998	Liner ranurado
		GUATIQUEIA 19H	VRO	3/17/2015	Liner ranurado
	SURIA	SURIA 23H	VRC	8/21/2012	Liner ranurado
	SURIA SUR	SURIA SUR 37H	VRO	8/7/2013	Liner ranurado
PUTUMAYO	ORITO	ORITO 118	VRS	2/15/2007	Malla Wire-Wrapped
		ORITO 124	VRS	11/19/2006	Malla Wire-Wrapped
		ORITO 127	VRS	3/23/2007	Malla Wire-Wrapped
		ORITO 116ST	VRS	9/11/2006	Malla Wire-Wrapped
	SAN ANTONIO	SAN ANTONIO 5	VRS	8/13/2009	Empaque con grava y Liner ranurado
		SAN ANTONIO 12	VRS	3/12/2011	Empaque con grava y Liner Ranurado

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la plataforma OpenWells. Modificado por los Autores

Tabla 1. (Continuación)

Cuenca sedimentaria	Nombre del Campo	Nombre del Pozo	Vicepresidencia	Fecha de instalación (mm/dd/aa)	Mecanismo de control de arena
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	CANTAGALLO	CANTAGALLO 0027H	VRC	4/22/2014	Mallas Poromax
		CANTAGALLO 0028H	VRC	3/11/2014	Mallas Poromax
		CANTAGALLO 168H	VRC	30/07/2015	Mallas Poromax
		CANTAGALLO 171H	VRC	15/06/2015	Mallas Poromax
	CASABE	PC 11R	VRC	11/30/2013	Mallas
		PC15	VRC	4/1/2012	Mallas
		PC16	VRC	26/10/2014	Mallas
		CASABE 1492H	VRC	11/12/2013	Mallas ICD
	INFANTAS	INFANTAS 52	VRC	8/27/2006	Liner ranurado
		INFANTAS 110	VRC	4/10/2009	Liner ranurado
		INFANTAS 146	VRC	2/1/2006	Liner ranurado
		INFANTAS 233	VRC	7/9/2014	Liner ranurado
		INFANTAS 329	VRC	6/27/2009	Liner ranurado
		INFANTAS 387	VRC	3/21/2013	Liner ranurado
		INFANTAS 595	VRC	8/28/2006	Liner ranurado
		LA CIRA 744	VRC	18/04/2014	Liner ranurado
	LA CIRA	LA CIRA 287	VRC	8/5/2009	Liner ranurado
		LA CIRA 724	VRC	10/31/2013	Liner ranurado
		LA CIRA 730	VRC	7/12/2006	Liner ranurado

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la plataforma OpenWells. Modificado por los Autores

Tabla 1. (Continuación)

Cuenca sedimentaria	Nombre del Campo	Nombre del Pozo	Vicepresidencia	Fecha de instalación (mm/dd/aa)	Mecanismo de control de arena
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	LA CIRA	LA CIRA 894	VRC	3/14/2006	Liner ranurado
		LA CIRA 1725	VRC	8/6/2008	Liner ranurado
		LA CIRA 880	VRC	10/9/1937	Empaque de grava y Liner ranurado
		LA CIRA 876	VRC	11/5/1937	Empaque de grava y Liner ranurado
	LISAMA	LISAMA 158	VRC	10/28/2006	Liner ranurado
		LISAMA 159	VRC	7/12/2007	Liner ranurado
	LLANITO	LLANITO 020	VRC	6/29/2003	Liner ranurado
		LLANITO 009	VRC	1/7/2002	Liner ranurado
	NUTRIA	NUTRIA 32	VRC	9/26/2007	Liner ranurado
		NUTRIA 35	VRC	11/13/2007	Liner ranurado
		NUTRIA 36	VRC	12/22/2007	Liner ranurado
		NUTRIA 40	VRC	7/23/2008	Liner ranurado
	PALAGUA	PALAGUA 2	VRC	5/2/2007	Empaque con grava y Liner ranurado
		PALAGUA 14	VRC	9/30/1998	Empaque con grava y Liner ranurado
		PALAGUA 15	VRC	2/9/1999	Empaque con grava y Liner ranurado
		PALAGUA 49	VRC	10/26/1995	Empaque con grava y Liner ranurado
		PALAGUA 55	VRC	8/21/1997	Empaque con grava y Liner ranurado
		PALAGUA 96	VRC	6/12/1997	Empaque con grava y Liner ranurado
		PALAGUA 108	VRC	1/8/1996	Empaque con grava y Liner ranurado

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la plataforma OpenWells. Modificado por los Autores

Tabla 1. (Continuación)

Cuenca sedimentaria	Nombre del Campo	Nombre del Pozo	Vicepresidencia	Fecha de instalación (mm/dd/aa)	Mecanismo de control de arena
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	PALAGUA	PALAGUA 112	VRC	8/9/1995	Empaque con grava y Liner ranurado
		PALAGUA 117	VRC	8/9/1998	Empaque con grava y Liner
		PALAGUA 122	VRC	12/23/1990	Empaque con grava y Liner ranurado
		PALAGUA 140	VRC	10/8/1998	Empaque con grava y Liner ranurado
		PALAGUA 147	VRC	6/14/1996	Empaque con grava y Liner ranurado
		PALAGUA 153	VAS	9/19/2007	Empaque con grava y Liner ranurado
		PALAGUA 160	VRC	10/16/1998	Empaque con grava y Liner ranurado
		PALAGUA 162	VRC	10/22/1995	Empaque con grava y Liner ranurado
		PALAGUA 165	VRC	10/16/1995	Empaque con grava y Liner ranurado
		PALAGUA 169	VRC	3/18/1998	Empaque con grava y Liner ranurado
		PALAGUA 182	VRC	8/19/1998	Empaque con grava y Liner ranurado
		PALAGUA 183	VRC	8/28/1998	Empaque con grava y Liner ranurado
		PALAGUA 192	VRC	7/29/2000	Empaque con grava y liner ranurado
		PALAGUA 195	VRC	4/5/1999	Empaque con grava y liner ranurado
	PALAGUA 203	VAS	4/25/2007	Empaque con grava y Liner ranurado	
	TESORO	TESORO 42	VRC	7/15/2008	Liner ranurado
		TESORO 48	VRC	7/2/2009	Liner ranurado
YARIGUI	YARIGUI 0145H	VRC	12/1/2015	Mallas Poromax	

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la plataforma OpenWells. Modificado por los Autores

Tabla 1. (Continuación)

Cuenca sedimentaria	Nombre del Campo	Nombre del Pozo	Vicepresidencia	Fecha de instalación (mm/dd/aa)	Mecanismo de control de arena
VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	DINA TERCIARIO	DINA TERCIARIOS 33	VRS	2/23/1996	Mallas Welded Wire Wrapped
	DINA TERCIARIO	DINA TERCIARIOS 75	VRS	12/19/2004	Mallas Welded Wire Wrapped
	SANTA CLARA	SANTA CLARA 13H	VRS	4/24/2002	Liner ranurado
	YAGUARA	MA-117H	VRS	6/11/2008	Liner ranurado

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la plataforma OpenWells. Modificado por los Autores

Con base en los pozos de la **Tabla 1** se diseñó la metodología de selección preliminar de sistemas de control de arena para los campos operados por Ecopetrol S.A en Colombia.

2. TECNOLOGÍAS DE CONTROL DE ARENA DE TIPO MECÁNICO

El presente capítulo contiene una descripción de cómo funcionan los mecanismos de control de arena que se instalaron en los pozos que fueron identificados mediante la plataforma OpenWells en el capítulo anterior. En este capítulo también se presenta un marco teórico sobre las variables y parámetros que influyen tanto en la selección como en el diseño de tecnologías de control de arena tales como el liner ranurado, las mallas y los empaquetamientos con grava.

Según Suarez y Soler⁶, la producción de arena genera sobrecostos en la operación al causar daños a equipos y tuberías, así como taponamientos en las líneas de flujo. Debido a su naturaleza, es un factor que puede controlarse más no eliminarse, ya que es arrastrada por los fluidos. La anterior premisa tiene lugar en los intervalos productores que se encuentran en areniscas y son estas las rocas aportantes de éstas partículas.

Como se menciona en la cita anterior⁷, los arenamientos pueden tener diferentes grados de complejidad según la consolidación de las rocas que los generan, ya que las rocas poco consolidadas, aquellas cuyos granos tienen poca adherencia, pueden generar mayores problemas en la operación, debido a que su volumen de producción es mayor.

También para Suarez y Soler⁸ la adherencia de los granos de las rocas, entre sí, está ligada en gran proporción al material cementante que lo conforma, pues es éste el que permite la adhesión entre partículas y su unión en el tiempo. Algunos estudios han permitido destacar que la calidad cementante en rocas antiguas es mayor al contener gran cantidad de sílice y cuarzo, ya que estos favorecen la compactación, mientras que en las más jóvenes esta cualidad es inferior pues cuentan con grandes cantidades de carbonatos que al ser solubles con el agua conllevan a una disminución en la adherencia de los granos de la arena y por ende favorecen el arrastre.

Para llevar a cabo el proceso de control, se han diseñado estrategias y planes de producción así como equipos de tipo mecánico, principalmente, que deben ser evaluados de acuerdo con el control ejercido sobre las arenas producidas, el cual se puede cuantificar midiendo los caudales tanto de producción de fluidos como de producción de arena antes y después de que se instalan los equipos para mitigar el arenamiento de los pozos.

⁶ SOLER, F. SUÁREZ, C. TÉCNICAS Y PROCEDIMIENTOS UTILIZADOS PARA EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN POZOS HORIZONTALES Y VERTICALES. 1991, p. 14.

⁷ *Ibíd.*

⁸ *Ibíd.*

2.1 MALLA O SCREEN

Para Schlumberger⁹ Es un alambre enrollado y ajustado a lo largo de una tubería perforada o liner. Las mallas están dispuestas en diferentes rangos de tamaño y especificaciones, incluyendo el diámetro externo, geometría del grano y las perforaciones.

También para Schlumberger¹⁰ Las mallas se usan con frecuencia como complemento a los mecanismos de empaque con grava, lo que obliga a que los espacios entre ranuras sean lo suficientemente pequeños para retener la grava localizada tras la malla. En caso de presentarse taponamientos, se recomienda hacer jets para quitar la obstrucción.

En el documento “Sand Control Solutions” realizado por Weatherford¹¹, se menciona que aparte de la malla convencional de alambre existe la malla expandible, la cual se desarrolló como una alternativa para mejorar la eficiencia de las mallas convencionales y los empaques con grava. Su primer uso se dio en el año 1999 y ha sido aceptada en muchas operaciones por su eficiencia en el control de arena. Su aplicación más relevante fue en el Campo West Delta 117 en el Golfo de México en donde con su instalación permitió mitigar los efectos causados por la producción de arena.

La fabricación de éste tipo de malla consiste en hacer un corte en la tubería de producción y ajustar una línea de un patrón ranurado a través de su circunferencia. El tubo puede ser ampliado por diversos medios siendo frecuente el remachado.

Soler y Suarez¹² mencionan que a diferencia de los liners ranurados, que se expondrán más adelante en éste capítulo, las mallas se caracterizan por tener mayor área de flujo y por ende menor preponderancia a la erosión y los taponamientos, además de ser más costosas que este tipo de tubería.

Las mallas pueden subdividirse en categorías según su función. A continuación se definen las categorías identificadas.

⁹ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Wire-wrapped figurascreen [Online]. 2016. [Consultado el 25 de Enero de 2016]. Tomado de: http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/w/wire-wrapped_screen.aspx

¹⁰ Ibid.

¹¹CHEVRON. WEATHERFORD. Sand Control Solutions: Expandable Sand Screen Alternative to Fracture-Packing Sand Control. [Online]. 2001. [Consultado el 25 de Enero de 2016]. Tomado de: <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-61/issue-6/news/general-interest/sand-control-solutions-expandable-sand-screen-alternative-to-fracture-packing-sand-control.html>

¹² SOLER, F. SUÁREZ, C. Op. cit., p. 23.

2.1.1 Malla Convencional o Wire-Wrapped screen. Según Wentao¹³, las mallas se caracterizan por su diseño, el cual consta de alambres enrollados de forma que generen espacios de retención para que se haga el respectivo puente en el control de la arena. Su configuración se rige principalmente por el coeficiente de uniformidad (U), el cual es calculado por la **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Coeficiente de uniformidad

$$U(Cu) = \frac{D40}{D90}$$

Fuente. WENTAO, X., PINGSHUANG, W. CHINA NATIONAL OFFSHORE OIL CORPORATION. Application of Bridging Theory on Saucier Gravel to Examine the Sand Control Effect. [Online]. 2003. [Consultado el 25 de Enero de 2016].

En donde:

U=Coeficiente de uniformidad, es un parámetro adimensional.
D40= Percentil 40 de una curva de distribución granulométrica en micras.
D90= Percentil 900 de una curva de distribución granulométrica en micras.

Algunas fuentes disponen la anterior relación a partir de las fracciones porcentuales de las muestras granulométricas así: (X60/X10).

Para que la malla cumpla la función de retención de forma apropiada, el valor del coeficiente de uniformidad debe ser menor a tres (3).

Según Tiffin¹⁴, el coeficiente de clasificación, se rige por la **Ecuación 2**, que se muestra a continuación.

Ecuación 2. Coeficiente de clasificación

$$C = \frac{D10}{D95}$$

Fuente. TIFFIN, D. KING, G. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control. 1998. p. 204

En donde:

C=Coeficiente de clasificación, es un parámetro adimensional.
D10= Percentil 10 de una curva de distribución granulométrica en micras.
D95= Percentil 95 de una curva de distribución granulométrica en micras.

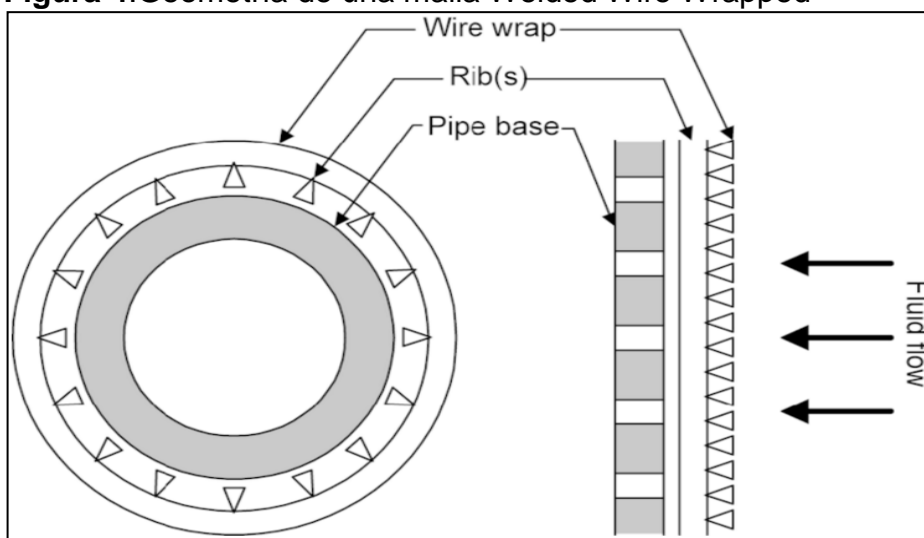
¹³ WENTAO, X., PINGSHUANG, W. CHINA NATIONAL OFFSHORE OIL CORPORATION. Application of Bridging Theory on Saucier Gravel to Examine the Sand Control Effect. [Online]. 2003. [Consultado el 25 de Enero de 2016].

¹⁴ TIFFIN, D. KING, G. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control. 1998. p. 204

Para Fermaniuk¹⁵, las ranuras de estas mallas abarcan formas romboédricas y triangulares que reducen los taponamientos y permiten mayor área de flujo. La **Figura 4** muestra la geometría para una malla Welded Wire Wrapped.

2.1.2 Malla Premium. Para Bellarby¹⁶, las mallas Premium se caracterizan por proporcionar un grado de retención mayor a las convencionales, es decir la posibilidad de retener partículas de grano más pequeño, por lo que para su diseño o configuración apropiada los valores del coeficiente de uniformidad y clasificación deben ser menor a cinco y menor a diez respectivamente. La **Figura 4** y **Figura 5** muestran una malla de tipo Premium. Nótese la configuración circular de las ranuras.

Figura 4. Geometría de una malla Welded Wire Wrapped

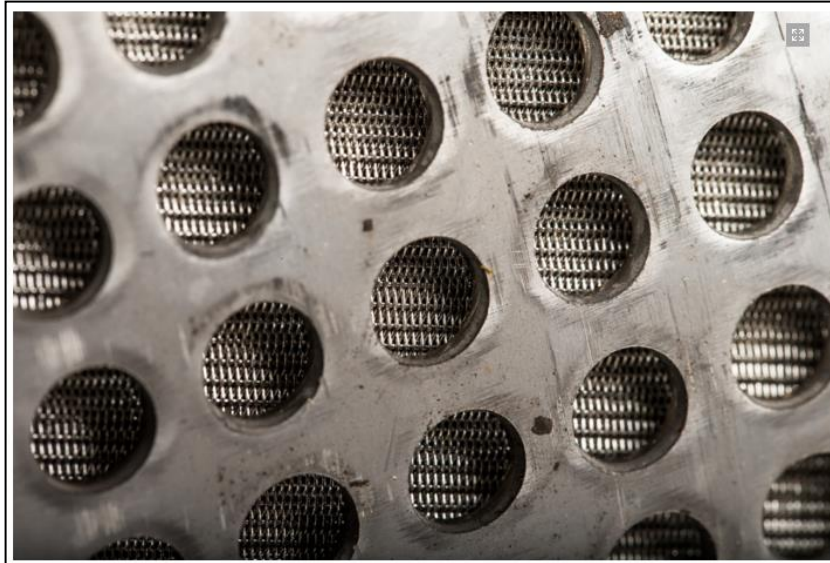


Fuente. BAKER OIL TOOLS. Disponible en: http://petrowiki.org/File%3AVol4_Page_195_Image_0001.png.

¹⁵ FERMANIUK, B. Sand Control in Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Wellbores and Process of Slotted Liner Design and Manufacture, p.29-30. [Online] 2013. [Consultado Abril 10 de 2016]. Tomado de: http://theses.ucalgary.ca/bitstream/11023/722/4/ucalgary_2013_Fermaniuk_Brent.pdf

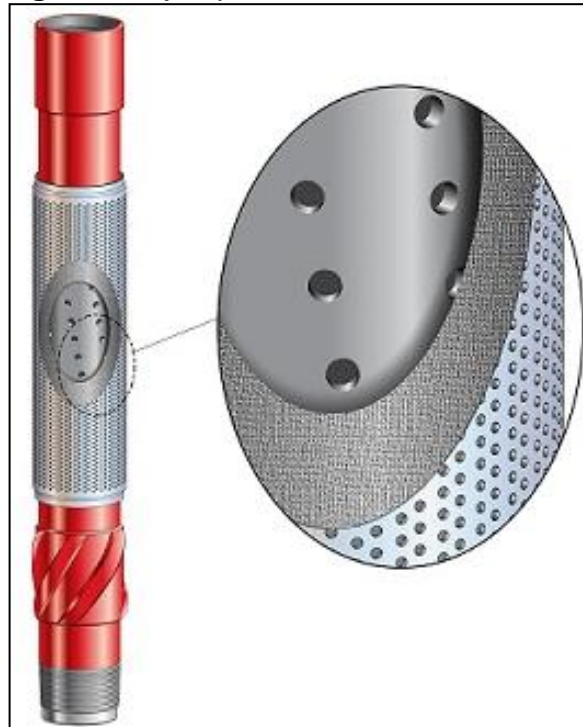
¹⁶ BELLARBY, J. Well Completion Design, p. 172. [Online]. 2009. [Consultado el 25 de Enero de 2016]. Tomado de: https://books.google.com.co/books?id=SPlyvZvYgjoC&pg=PA166&lpg=PA166&dq=coberly+criteria&source=bl&ots=jVu26BHeMk&sig=Ut6Vb77s_ORTYk5F1JA0V6MW79Y&hl=es-419&sa=X&sqj=2&ved=0ahUKEwj4aOY6aDLAhUCHR4KHbp8ClwQ6AEIKjAC#v=onepage&q=coberly%20criteria&f=false

Figura 5.Malla Premium



Fuente. SCHLUMBERGER PREMIUM MESH SAND SCREENS.
Disponible en: http://www.slb.com/services/completions/sand_control/sandscreens/premium_mesh_screens.aspx

Figura 6 .Ejemplo de una malla Premium



Fuente. POROMAX SCREENS HALLIBURTON.
Disponible en: <http://www.halliburton.com/en-US/ps/completions/sand-control/screens/filtration/poromax-screens.page>

Según los documentos de Elsevier¹⁷ Para el diseño general, existen múltiples opciones utilizadas históricamente que contemplan el uso de percentiles D10 hasta D70 para seleccionar las ranuras de las mallas, siendo el D10, postulado por Coberly, la base y primer parámetro. El uso de éste establece que el tamaño de las ranuras de las mallas debía ser dos (2) veces el percentil D10 de una curva de distribución granulométrica obtenida de una prueba de laboratorio. Para Bellarby¹⁸, Algunas recomendaciones posteriores establecieron el tamaño de la ranura igual al D10. Según Coberly¹⁹, el uso de este percentil conlleva a deficiencias en el puenteo ya sea por inestabilidad, colapso con cambios de tasa de flujo o no uniformidad en las arenas, permitiendo la entrada de partículas a las tuberías por una retención baja, sin dejar de lado que se puede tener una alta producción de arena previa formación de los puentes, lo que da fuerza al uso de otros percentiles y relaciones.

Para Pernberthy²⁰ En la actualidad, se sigue encontrado el D10 ineficiente, por lo que los ingenieros configuran las mallas teniendo en cuenta percentiles mayores, siendo el D50 y el tamaño promedio de grano los más usados y confiables.

Como se mencionó anteriormente, Elsevier²¹ menciona que las relaciones para el uso del percentil pueden variar para las mallas según los autores. La relación de Coberly de dos veces el diámetro, usada para liner ranurados y mallas, fue cambiada posteriormente teniendo en cuenta la mayor capacidad de flujo de las mallas, postulando un rango de dos a tres veces. De acuerdo con Fermaniuk²², la ampliación del rango también puede relacionarse con que las ranuras de las mallas no eran totalmente rectangulares, proporcionando mayor capacidad de retención y puenteo, además de evitar taponamientos.

Según Penberthy²³, las formas circulares, triangulares y de otras geometrías incluso romboédricas de las ranuras, permiten establecer el tamaño de ranura con la relación tres veces el diámetro de la arena de formación, como un criterio

¹⁷ ELSEVIER B.V. Developments in Petroleum Science, vol. 63. Sand Control Completion Strategy Chapter 6, p.211. 2015.

¹⁸ BELLARBY, J. Well Completion Design. Op. cit., p. 175.

¹⁹ COBERLY CRITERION. [Online] 2016. [Consultado: Febrero 10 de 2016]. Tomado de: <http://www.wipertrip.com/production/sand-control/632-mechanical-sand-control-methods.html>

¹⁹ SLOT SIZING CRITERIA [Online]. 2016. [Consultado: Febrero 10 de 2016]. Tomado de: <http://www.wipertrip.com/production/sand-control/632-mechanical-sand-control-methods.html>

²⁰ PENBERTHY JR. W.L., SHAUGHNESSY C. M. Sand Control. SPE Series on Special Topics Volume 1. 1992. p. 21.

²¹ ELSEVIER B.V. Developments in Petroleum Science, vol. 63. Sand Control Completion Strategy Chapter 6, p.211. 2015

²² FERMANIUK, B. Sand Control in Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Wellbores and Process of Slotted Liner Design and Manufacture, p.30. [Online] 2013. [Consultado Abril 10 de 2016]. Tomado de: http://theses.ucalgary.ca/bitstream/11023/722/4/ucalgary_2013_Fermaniuk_Brent.pdf

²³ PENBERTHY JR. W.L., SHAUGHNESSY C. M. Op. cit., p.3

específico para mallas, aunque algunos autores conserven las relaciones de Coberly o establezcan unas superiores ($3.5 \cdot D_{50}$) o inferiores ($2 \cdot D_{70}$).

Con el criterio anterior, para el desarrollo de la investigación, se estableció un rango de tamaños de ranura en el que se contemplan los parámetros de los diferentes autores, con lo que el personal de completamiento podrá adaptar los mecanismos según sus necesidades.

2.2 LINER RANURADO

Es pionero dentro de los sistemas mecánicos para el control de arena por la facilidad de su instalación y principio de operación sencillo. Consiste en un liner (tubería que cuelga de una sección de revestimiento) con perforaciones, que se coloca frente a las formaciones productoras para retener partículas tipo arena. Las ranuras del liner se construyen mediante sierras rotarias. Algunos liner ranurados cuentan con mallas dentro de su configuración mejorando la eficiencia del mismo, así como pueden usarse como complementos de otros sistemas de control, como en el caso de los empaques con grava cuando se tienen tamaños de grano grandes. Los liners ranurados son ampliamente utilizados por su bajo costo, pues se instalan en los zapatos del revestimiento directamente. Según Amazo²⁴ el principio de operación del liner ranurado consiste en puentear la arena en las ranuras del mismo o en los espacios del alambre enrollado, evitando que ingrese en las líneas de producción con los fluidos de la formación.

De la cita anterior²⁵, se menciona que el liner ranurado es bastante usado en pozos con producción de arena, debido a que su instalación representa bajos costos, al ser éste instalado directamente sobre el zapato del revestimiento y no necesariamente desde superficie, además de poder bajarse en pozos cementados y con hueco abierto. La configuración de estos se da en términos de calibre, el cual indica el ancho de la abertura en pulgadas multiplicado por un factor de 1000. De acuerdo con Soler y Suarez²⁶, una configuración típica para los liners ranurados es una ranura de 0.5mm con un área de flujo ranurada inferior al 3% para evitar debilitamiento del mismo. Para Fermanuk²⁷, el liner ranurado también es ampliamente usado por su rigidez e integridad mecánica frente a otros mecanismos de control de arena.

Comparado con las mallas, este sistema de control es menos efectivo en pozos cuya productividad es alta, pues pueden favorecer taponamientos o elevadas caídas en la presión.

²⁴ 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. 2003. p.35.

²⁵ Ibíd.

²⁶ SOLER, F. SUÁREZ, C. Op. cit., p. 18.

²⁷ FERMANIUK, B. Op. cit., p.32

Dependiendo del tipo de formación, su consolidación y uniformidad, el liner ranurado puede usarse con o sin empaque con grava para efectos de mejorar su eficiencia.

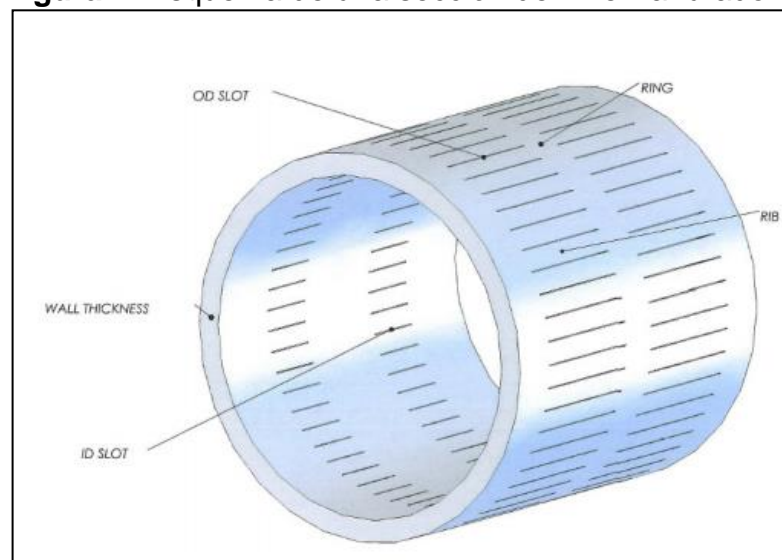
La **Figura 7** muestra una fracción de un liner ranurado.

2.2.1 Liner ranurado sin empaque con grava. Según Romero²⁸ en su documento, se recomienda su uso cuando la formación aporta arena o partículas bien distribuidas, es decir de tamaño uniforme, grandes y limpias, pues permiten su retención manteniendo la eficiencia del sistema.

El liner se ubica en el intervalo productor y su operación está dada por el principio de puenteo de la arena en la ranuras de éste.

Según la cita mencionada anteriormente²⁹, las ranuras se diseñan de forma que se ajusten al tamaño del grano 10% más grande aportado por la formación, de forma tal que estos granos grandes sean retenidos por el liner ranurado, mientras el 90% restante sea retenido por éstos; el principio de operación forma puentes inestables que pueden romperse cuando se presenten cambios en las tasas de producción, conllevando a la reorganización de las arenas y posibles obstrucciones.

Figura 7. Esquema de una sección de Liner ranurado



Fuente. FERMANIUK, B. Tomado de: http://theses.ucalgary.ca/bitstream/11023/722/4/ucalgary_2013_Fermaniuk_Brent.pdf

²⁸ ROMERO, P. y Ortega, J. Diseño y Operación de Empaquetamiento con Grava para el Control de Arenas en Pozos Horizontales de Alta Productividad en Campos de Crudo Pesado, p. 57 [Online]. 2010. [Consultado el 25 de Enero de 2016]. Tomado de: <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/765/2/133673.pdf>.

²⁹ Ibíd

2.2.2 Liner ranurado con empaque con grava. Para Romero³⁰, el uso de este sistema permite que la grava, de grano más grueso que la arena de la formación, genere un puenteo con la arena producida mientras ésta es retenida por el liner ranurado. El principio de operación permite que la grava sea un medio filtrante permeable que de paso al flujo de los fluidos, pero retenga la arena y otras partículas de la formación. A diferencia del liner ranurado sin empaque con grava, los puenteos formados son estables impidiendo la reorganización de los granos de arena, pues los granos de grava se encuentran apretados entre el liner ranurado y la formación conformando un empaque.

Según el autor mencionado anteriormente³¹, los empaques con grava se instalan mediante la inyección de arena o grava al intervalo productor entre las mallas, liner y la cara de formación o los revestimientos, en huecos revestidos, mediante un fluido de transporte y su efectividad depende de que mantengan la permeabilidad configurada por largos períodos de tiempo.

Este tipo de configuración es el ampliamente recomendada pues mitiga los taponamientos de los liners ranurados en comparación cuando se completa un pozo con liner ranurado sin empaquetamiento, siendo este un factor representativo en la vida útil y eficiencia del mecanismo.

Según Soler y Suarez³², la forma de las ranuras de los liners ranurados pueden inferir en la medida de control de la producción de arena, por lo que se tienen ranuras redondeadas y cuadradas. Las ranuras redondeadas se consideran más eficientes por prevenir las altas concentraciones de tensión en los extremos de sus esquinas (radiales) y por reducir los problemas ocasionados por la corrosión. Las ranuras cuadradas tienden tener una vida útil más corta al soportar mayores cargas abrasivas y por ende corrosión de la línea.

De acuerdo con Bellarby³³, la selección de las ranuras de los liners ranurados se rige por el criterio de Coberly. Este criterio postula que el espesor de la ranura del liner ranurado debe ser dos veces mayor al del diámetro del percentil 10 (D10) de la arena de formación. El criterio es usado alrededor del mundo por permitir resultados satisfactorios en cuanto al control de arenas respecta, convirtiéndolo en un diseño genérico.

Según Soler y Suarez³⁴, otro criterio obedece a la escala de Tyler. En éste se postula que la mejor eficiencia se tiene cuando el espesor de la ranura equivale a dos o tres veces el tamaño del grano en dicha escala. La escala de Tyler consiste

³⁰ Ibíd.

³¹ Ibíd., p.58

³² SOLER, F. SUÁREZ, C. Op. cit., p. 19

³³ BELLARBY, J. Well Completion Design. Op. cit., p. 166

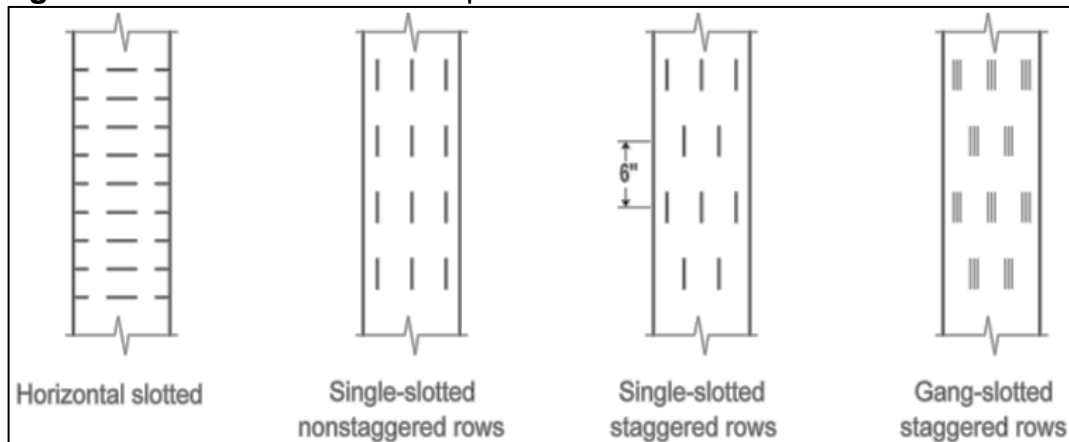
³⁴ SOLER, F. SUÁREZ, C. Op. cit., p. 19

en un gráfico logarítmico en el que el eje de las abscisas representa el tamaño de diferentes tamices y el de las ordenadas corresponde al porcentaje acumulado en peso de una muestra de arena. Según Penberthy³⁵, los liner ranurados se deben emplear en formaciones uniformes, es decir en donde las arenas productoras reporten un coeficiente de uniformidad menor o igual a 1.5.

Cabe anotar que para el diseño general de liner ranurados en la industria se recomienda que el diámetro de la ranura de éstos sea dos veces mayor que el del grano de la arena, recomendado por Penberthy³⁶, lo que se ajusta además a la escala de Tyler. De acuerdo con lo mencionado anteriormente y los criterios que fueron descritos para selección del tamaño de las ranuras de las mallas, que también aplican en la configuración de liners ranurados, entonces para la investigación se definió un rango de diseño sobre el cual los ingenieros de completamiento se pueden mover y realizar los diseños pertinentes acorde con las necesidades de los pozos.

La **Figura 8** muestra una geometría común para liner ranurados.

Figura 8. Geometrías de diseño para Liner ranurados



Fuente. BAKER OIL TOOLS. Disponible en: http://petrowiki.org/File%3AVol4_Page_193_Image_0001.png

2.3 EMPAQUE CON GRAVA O GRAVEL-PACK

Según Schlumberger³⁷, Es un método de control de arena usado para prevenir la producción de arena de la formación. En las operaciones con gravel pack se ubica una malla en la cara del pozo y grava de tamaño específico en forma de empaque alrededor del anular. El diseño permite prevenir el paso de arena de la formación.

³⁵ PENBERTHY JR. W.L., Shaughnessy C. M. Sand Control. Op.cit. p. 21,32

³⁶ Ibíd.

³⁷ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Gravel Pack [Online]. 2016. [Consultado el 25 de Enero de 2016]. Tomado de: http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/g/gravel_pack.aspx

Es de resaltar que aunque el gravel pack cumple la función de retención y control de la producción de arena, su objetivo principal es dar estabilidad a la formación causando el mínimo impacto a la productividad de la operación.

El diseño de la grava que conformará el empaque es de suma importancia, pues de éste depende la eficiencia del sistema. Según lo anterior, teniendo en cuenta la función de retención de la grava, es preciso que el tamaño medio del grano de ésta no sea ni muy grande ni muy pequeño respecto al de la formación, pues al ser un grano muy grande, la permeabilidad inicial será relativamente alta permitiendo el paso de algunas partículas que conlleven a taponamientos. Según Saucier³⁸, los taponamientos pueden identificarse al observar una reducción de la permeabilidad temprana en el empaque. Por otro lado, cuando el grano es muy pequeño, la permeabilidad inicial será tan baja que los fluidos pueden no pasar con facilidad.

Del autor mencionado anteriormente³⁹, habla que los empaques con grava de grano pequeño tienden a mantener la permeabilidad por mayor tiempo frente a aquellos cuyo tamaño de grano es más grande, pero este depende del tipo, uniformidad y consolidación de la formación. La reducción de la permeabilidad en empaques con grava, es indicativo de un nuevo trabajo de completamiento para controlar las arenas producidas o un trabajo de limpieza.

Para el diseño del empaque con grava, se tenía que si los granos de esta eran de diámetro diez veces el de la formación en el percentil diez de un análisis granulométrico, el control sería efectivo. Como en algunos casos de arenamiento en las costas del Golfo el criterio no fue acertado, se redujo la relación a ocho, pero pruebas de laboratorio futuras, permitieron definir que el tamaño debería ser de entre cinco y seis veces. Según Penberthy⁴⁰, en la actualidad se mantiene la relación de 5 a 6 veces pero se usa con el percentil D50 y tamaño de grano medio de la formación según los lineamientos de Saucier.

Según Soler y Suarez⁴¹, para mantener la permeabilidad del empaquetamiento, evitar la restricción de fluidos e impedir taponamientos, se han definido algunos parámetros de diseño que establecen que la grava debe ser de preferencia de estructura esférica, pues aquellas angulares tienen a romperse y generar finos que obstruyen los canales de flujo por una reducción en la permeabilidad. Así mismo, en orden la necesidad de consolidación y compactación de la grava, se recomienda el uso de cuarzo, pues además consta de propiedades resistentes.

³⁸ SAUCIER, R.J. Considerations in Gravel Pack Design. SPE. [Online]. 1974. [Consultado el 26 de Enero de 2016]. Tomado de: <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/SPE-4030-PA?id=journal-paper%2FSPE-4030-PA>

³⁹ *Ibíd.*

⁴⁰ PENBERTHY JR. W.L., Shaughnessy C. M. Sand Control. Op. cit., p.23

⁴¹ SOLER, F. SUÁREZ, C. Op. cit., p. 38.

2.3.1 Configuración de un empaque con grava. A continuación se describe un procedimiento para seleccionar el tamaño de la grava y como determinar la cantidad de grava necesaria para empaquetar un pozo.

2.3.1.1 Determinación del tamaño de grano de la formación. El establecimiento del tamaño de grano medio de la información es de suma importancia para el diseño de la grava y en general para el de cualquier mecanismo de control de arena, pues permite configurar los medios que mejor se adapten a su retención y manejo. La determinación adecuada también influye en la periodicidad de limpieza del hueco en donde se produce la arena.

Según Suarez y Soler⁴², la determinación de esta variable se lleva a cabo en laboratorios mediante un tamizado, en donde además es posible analizar el grado de compactación y por ende distribución de los granos. Las muestras analizadas son núcleos obtenidos del pozo directamente.

Para efectos de ésta investigación, esta variable se tomará de los registros existentes en donde Ecopetrol S.A. lo ha determinado con las respectivas pruebas; en caso de no encontrarse dicha información, teniendo en cuenta el objetivo y alcance del proyecto, se tomará en cuenta la configuración del mecanismo de control adaptado al campo determinado y con ésta y fuentes secundarias se determinara el tamaño del grano medio de la formación o de diseño.

2.3.1.2 Determinación del tamaño de la grava. Es una variable dependiente del tamaño medio del grano de la formación, pues su diseño debe permitir la retención de las arenas producidas. Según Penberthy⁴³, el parámetro de selección de la grava más adecuada puede variar en cuanto a los autores que la postulan, sin embargo en la actualidad, como ya se mencionó, se utiliza comúnmente el criterio en el que el tamaño de la grava debe ser de cinco a seis veces mayor que el tamaño de grano medio de la formación o percentil D50 resultante del análisis de tamizado con el que se define el tamaño de grano de la formación (para el caso de la investigación se tendrá en cuenta el tamaño de grano medio). El argumento a este criterio parte de los postulados de Saucier en donde mediante una celda configurada con un tamaño de grano de formación y otro de grava logro definir rangos de relaciones y eficiencias para el mecanismo diseñado. Para Soler y Suarez⁴⁴ la necesidad de este postulado fue originada, aparte de las razones expuestas anteriormente, que obedecieron a operaciones reales en campo, de acuerdo con la sugerencia de Hill, quien argumentando pérdidas de permeabilidad indicó que era conveniente reducir la relación de diez, usada comúnmente para el

⁴² SOLER, F. SUÁREZ, C. Op. cit., p. 33.

⁴³ PENBERTHY JR. W.L., Shaughnessy C. M. Sand Control. Op. cit., p.23

⁴⁴ SOLER, F. SUÁREZ, C. Op. cit., p. 34.

diseño de grava, a una relación de ocho. Esta reducción llevo a Saucier a evaluar múltiples opciones para establecer su criterio.

A continuación se muestran los resultados obtenidos por Saucier en sus experimentaciones según Suarez y Soler.⁴⁵

- Para relaciones inferiores a cinco se obtiene un buen control de arenas, pero se tiene una restricción de flujo alta.
- Para relaciones entre cinco y seis se obtiene un buen control de arenas con una restricción de flujo baja, lo que lo hace el criterio genérico más apropiado para el control de arenas.
- Para relaciones entre seis y 13 se tiene buen control de arena, pero muy baja permeabilidad en el empaque, debido a que la presencia de finos en la grava.
- Para relaciones mayores a 13 la arena de la formación pasa a través del empaquetamiento.
- Para relaciones mayores a 18 la arena de la formación fluye a través del empaque libremente.

Pese a que el criterio es ampliamente usado, según Wentao⁴⁶ existen márgenes de error para los que no es correcto aplicarlo, para estos casos se postuló el coeficiente de uniformidad, expuesto anteriormente, el cual permite establecer cuando es correcto usar Saucier o no, el coeficiente de uniformidad (U) se calcula por la relación matemática entre D40 y D90 que corresponden respectivamente al percentil 40 y 90 de una curva de distribución granulométrica.

Para Soler y Suarez⁴⁷, si el valor de éste coeficiente es mayor que cinco, se considera que la arena tiene mala selección y por ende se debe usar un tamaño de grava menor o no usar este mecanismo y si es menor a cinco se considera que el criterio de Saucier es viable y por ende que el empaquetamiento es acertado.

2.3.1.2 Determinación del espesor del empaquetamiento. Mediante el uso de simuladores se ha establecido un patrón general para esta variable que obedece a que el espesor debe ser de tres a cinco granos de grava.

A pesar de que el tamaño de grava se obtenga por una selección matemática en la que infiere directamente el tamaño de grano de la formación, los comercializadores la han estandarizado en los tamaños del **Cuadro 1**.

⁴⁵ Ibíd.

⁴⁶ WENTAO, X. PINGSHUANG, W. CHINA NATIONAL OFFSHORE OIL CORPORATION. Op. cit.

⁴⁷ SOLER, F. SUÁREZ, C. Op. cit., p. 35.

Cuadro 1. Tamaños de grava comercial

Referencias de tamaño de grava	
GRAVA (U.S. Standard)	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. SOLER, F. SUÁREZ, C. TÉCNICAS Y PROCEDIMIENTOS UTILIZADOS PARA EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN POZOS HORIZONTALES Y VERTICALES. 1991, p. 35.

2.3.1.3 Determinación del volumen de grava. Para Suarez y Soler⁴⁸, el volumen de grava a inyectar en el espacio anular entre la formación y el liner ranurado o la malla se calcula utilizando la **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Volumen de grava

$$Volumen\ Grava\ [pie^3] = 0.0054 * (ID^2 - OD^2) * L$$

Fuente. SOLER, F. SUÁREZ, C. TÉCNICAS Y PROCEDIMIENTOS UTILIZADOS PARA EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN POZOS HORIZONTALES Y VERTICALES. 1991, p. 35.

En donde:

ID= Diámetro interno del revestimiento o del hueco abierto en pulgadas.

OD=Diámetro externo del liner ranurado o de la malla en pulgadas.

L= Longitud de la malla o el liner ranurado y el bolsillo en pies.

2.3.1.4 Evaluación del empaquetamiento. Del documento citado anteriormente⁴⁹, se menciona que para verificar el estado del empaque con grava, se corren registros eléctricos. Las lecturas de alteración del Gamma Ray permiten evaluar su condición, pues los registros responden a los espacios vacíos en el empaque.

Los empaques con grava se usan por lo general en arenas no consolidadas que requieran altas tasas de flujo, por lo que la fabricación de la grava se hace con granos específicos que eviten el movimiento de partículas de la formación a la cara del pozo formando empaques de arena alrededor de una malla o liner

⁴⁸ SOLER, F. SUÁREZ, C. Op. cit., p. 41

⁴⁹ Ibid p. 43

ranurado. El tamaño de la grava se define mediante un cálculo de distribución de partículas según Fermaniuk⁵⁰. Respecto a lo anterior, en la actualidad no es común ni recomendable el uso de empaques con grava por si solos, pues es importante contar con una etapa de retención adicional que permita además de ejercer control sobre la arena de formación, también sobre la grava del empaque, pues esta es también una arena no consolidada, lo que sugiere el uso de Liner ranurados o mallas, que brinden soporte al empaque conformado y eviten migraciones en los perforados según lo mencionado por Amazo⁵¹.

Según el documento de Gravel Considerations⁵², para empaquetamientos con grava se encontró que Saucier es el referente estándar para la industria más utilizado y recomendado, aunque históricamente se tuvieron en cuenta otros autores con parámetros como (4-10 veces*D10) y (4-6 veces*D30) según lo establecido en el documento de Fermaniuk⁵³. Por lo anterior, para la investigación se tuvo en cuenta el criterio de Saucier para la selección de la grava, el cual indica que el tamaño de grava es cinco o seis veces el tamaño de grano promedio de la formación o el percentil D50 ya que no se encuentra evidencia del uso de los demás parámetros a nivel industrial. Es de resaltar que según lo descrito por Penberthy⁵⁴, los análisis con el tamaño de grano promedio y percentil D50 permiten un diseño de grava óptimo para arenas no uniformes y también, que para ésta investigación, se tuvo en cuenta la relación de seis veces el tamaño de grano promedio para garantizar un mayor control de la producción de arena.

La **Figura 9** muestra la configuración de un empaque con grava.

⁵⁰ FERMANIUK, B. Op. cit., p.27

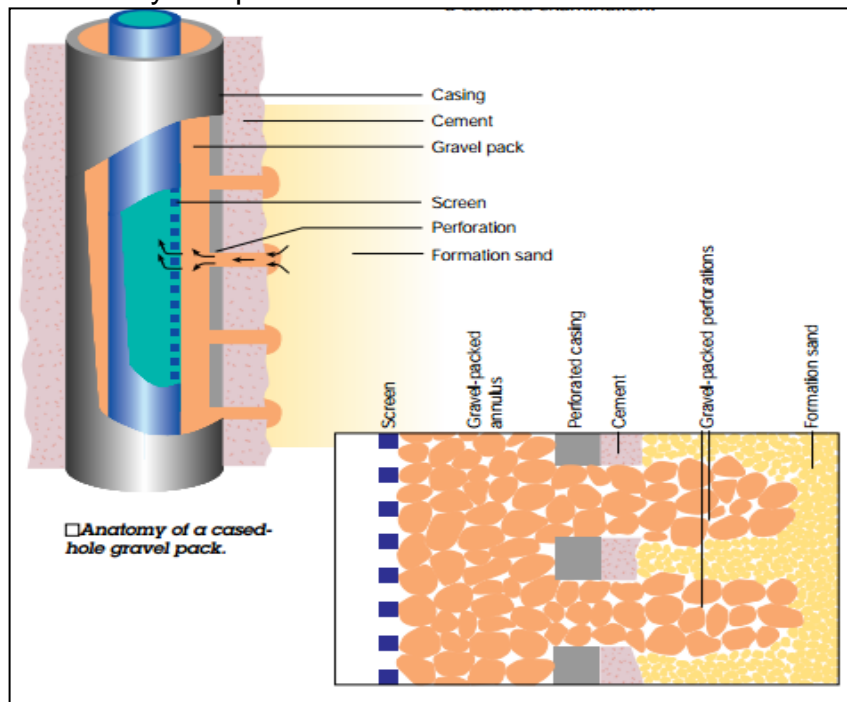
⁵¹ AMAZO, D. HOYOS, J. Evaluación Técnico económica de los Métodos Utilizados y Propuestos en el Campo Palagua para el Manejo y Control de la Producción de Arena. Bogotá, 2003.

⁵² GRAVEL CONSIDERATIONS. Gravel Sizing. Saucier Criterion. [Online] 2016. [Consultado Abril 10 de 2016]. Tomado de: <http://www.wipertrip.com/production/sand-control/632-mechanical-sand-control-methods.html>

⁵³ FERMANIUK, B. Op. cit., p.27

⁵⁴ PENBERTHY JR. W.L., Shaughnessy C. M. Sand Control. Op. cit., p.23

Figura 9.Empaquetamiento con grava en un pozo revestido y completado con malla



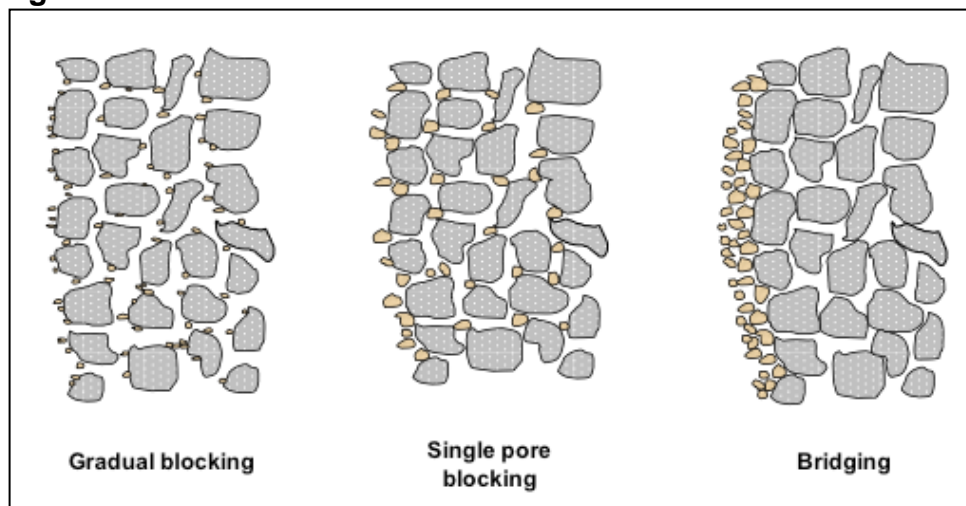
Fuente. Sand Control: Why and How? Disponible en: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors92/1092/p41_53.pdf

2.4 PRINCIPIO DEL CONTROL DE ARENA

Para Penberthy⁵⁵, los mecanismos de control de arena no tienen como función primordial retener las partículas aportadas por la formación dentro de ellas, pues esto conlleva a sobrecostos operativos producto de continuas limpiezas para garantizar su operación. La función primaria de los mecanismos de control de arena es el puenteo, principalmente en los casos de mallas y liner ranurados. El puenteo es el medio por el cual unas partículas de gran tamaño (respecto a la muestra de arena) retenidas por un mecanismo de control de arena, soportan partículas de menor tamaño en su superficie impidiendo que ingresen en los perforados o líneas de producción. La **Figura 10** muestra cómo se forman los puentes, así como la generación de problemas asociados en el proceso de controlar las arenas, como lo son los bloqueos o taponamientos graduales o porales. Los puentes formados por lo general son inestables y se ven afectados por cambios esporádicos en la tasa de producción de un pozo, además de tomar tiempo en formarse.

⁵⁵ PENBERTHY JR. W.L., Shaughnessy C. M. Op. cit., p.3

Figura 10. Puenteo de arena



Fuente. INNOVATIVE ENGINEERING. Rock and Fluid Testing. Disponible en: <http://iesl-global.com/rock-and-fluid-testing/>

Muchos autores han postulado diferentes teorías, como ya se ha observado en éste capítulo, con el objetivo de generar criterios de diseño que permitan formar los puentes más eficientes a partir de las ranuras y tamaños de grava de los mecanismos, pero hoy en día sigue siendo un modelo complejo debido a las diversas condiciones y ambientes en que se instalan, por lo que los arenamientos siguen en alguna proporción.

El objetivo de los puentes es dejar un área libre entre las paredes de las ranuras y los granos de mayor tamaño retenidos para que fluyan los fluidos de interés de la formación. El tamaño de estos espacios generados influye en la tasa de producción del pozo así como en su presión, por lo que tampoco es aconsejable hacer un control de arena del 100%, ya que impediría cualquier contacto de la formación con las líneas de producción. Aunque se apliquen los criterios evaluados en éste capítulo es necesario verificar los horizontes y objetivos de producción planeados para un pozo, con lo cual se pueden aplicar las teorías como modelos óptimos o ajustarlas según las necesidades.

De acuerdo con el documento publicado por Innovative Engineering⁵⁶, las pruebas de validación han sido diseñadas para la preselección de mecanismos de control de arena. La prueba de suspensión, comúnmente denominada slurry test, permite determinar si el mecanismo de control seleccionado es el correcto para la formación; esto lo define con parámetros de puenteo, retención y productividad. La prueba también permite simular colapsos graduales de la formación y comportamientos de los mecanismos de filtrado y retención como los liner

⁵⁶ INNOVATIVE ENGINEERING. Rock and Fluids Testing. SAND RETENTION TEST. [Online] 2016. [Consultado Abril 18 de 2016]. Tomado de: <http://iesl-global.com/rock-and-fluid-testing/>

ranurados o las mallas. La prueba se hace pasando el fluido de formación por el mecanismo e inyectando arena previamente medida para que se mezclen y formen una torta de arena⁵⁷ (similar al revoque o mud cake) que al analizarse permite obtener los parámetros expuestos. La efectividad del mecanismo se puede determinar mediante el tiempo de saturación o caídas de presión durante la prueba.

De la cita anterior⁵⁸, también se menciona otra prueba de validación es el empaque de arena o Sand Pack Test. En ésta prueba se deposita una fracción de arena de formación sobre el mecanismo, permitiendo simular su comportamiento al encontrarse en contacto directo en la cara del pozo, como sucede con el empaque con grava. El fluido usado puede afectar los resultados de la prueba al permitir que la arena tenga una mojabilidad intermedia.

Los criterios de selección avanzan continuamente como se observó y hoy en día se ha alcanzado un equilibrio entre la producción y el control de arena, producto de puentes más próximos, mayores retenciones, tasas de producción estables y bajas caídas de presión, resultado de un análisis integral del sistema.

El desarrollo de ésta investigación ha permitido identificar e integrar estos criterios a la metodología diseñada, aclarando que su objetivo es recomendar mecanismos de control de arena, que deben convalidarse con planes y potenciales de producción, objetivos corporativos y pruebas de campo antes de su instalación.

⁵⁷ INNOVATIVE ENGINEERING. Rock and Fluids Testing. SAND RETENTION TEST. [Online] 2016. [Consultado Abril 18 de 2016]. Tomado de: <http://iesl-global.com/rock-and-fluid-testing/>

⁵⁸ *Ibíd.*

3. LOCALIZACIÓN DE LOS CAMPOS OPERADOS POR ECOPETROL S.A EN LOS CUALES SE HAN IMPLEMENTADO MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA EN UN MAPA DE COLOMBIA

La ilustración en un mapa de Colombia, de las zonas donde se han completado pozos con mecanismos de control de arena, puede ser empleado por los ingenieros de Ecopetrol S.A como punto de partida para realizar futuras operaciones de completamiento en las áreas donde se conoce que tecnologías de control de arena se han empleado y como punto de referencia en otros campos petroleros donde se tengan problemas de producción de arena y la formación productora presente características granulométricas similares a las áreas donde ya se conoce que control de arena fue instalado.

3.1 CAMPOS DE COLOMBIA CON POZOS COMPLETADOS CON MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA

A continuación se presenta una breve descripción de la ubicación de los campos operados por Ecopetrol S.A que cuentan con pozos completados con mecanismos de control de arena y se encuentran organizados según la cuenca sedimentaria a la cual pertenezcan.

3.1.1 Campos ubicados en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. A continuación se presenta una descripción de los campos operados por Ecopetrol S.A ubicados en esta cuenca.

3.1.1.1 Campos Dina-Terciarios. De acuerdo a lo publicado en el periódico de El Tiempo⁵⁹, los Campos Dina-Terciarios se localizan en el municipio de Aipe, municipio perteneciente al Departamento del Huila.

3.1.1.2 Campo Santa Clara. Según Vizcaino Bueno y Doria Carrascal⁶⁰, El Campo Santa Clara se encuentra ubicado en la jurisdicción del Municipio de Neiva y Palermo, Departamento del Huila. Santa Clara se encuentra aproximadamente a seis kilómetros al Oeste de la ciudad de Neiva y cubre un área de aproximadamente siete kilómetros cuadrados.

⁵⁹ EL TIEMPO. Huila Será El Quinto Distrito De Ecopetrol. [Electronic (1)]. [Consultado el 27/032016]. Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-244303>

⁶⁰ VIZCAINO BUENO, HEIDY LORENA y DORIA CARRASCAL, LINDA MALENA. Selección De Pozos, Diseño y Análisis Económico Para Trabajos De Fracturamiento Hidráulico En El Campo Santa Clara (Neiva). BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2007. p. 105.

3.1.1.3 Campo Yaguara. Según el periódico de La Nación⁶¹, el Campo Yaguara se localiza en el Departamento del Huila.

3.1.2 Campos ubicados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. En este numeral se presenta una descripción general de los campos de esta cuenca.

3.1.2.1 Campo Casabe. Según Julian Gutierrez⁶², El Campo Casabe está localizado en el Municipio de Yondó, Departamento de Antioquia, sobre el margen occidental del Río Magdalena, frente a la ciudad de Barrancabermeja, Departamento de Santander, en la parte central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Se encuentra limitado al Este por el Río Magdalena, al Oeste por la vereda El Cóndor, al Norte por la vereda San Miguel del Tigre y el Río Magdalena y al Sur por el Municipio de Yondó, donde se encuentran las instalaciones para su manejo operativo.

3.1.2.2 Campos La Cira-Infantas. Según Ruiz y Quintero⁶³, Los Campos La Cira-Infantas están localizados en el Departamento de Santander, en el corregimiento El Centro y se encuentra ubicado en la región central del área que comprendía la Concesión de Mares, a una distancia aproximada de 22 Km al Sureste de la ciudad de Barrancabermeja y a 250 Km al Noroccidente de Bogotá. El campo ocupa un área de aproximadamente 160 Km cuadrados.

3.1.2.3 Campos Lisama y Tesoro. Para Silva Salas⁶⁴, los Campos Lisama y Tesoro se localizan al sur-oeste del Campo Provincia y al Norte de los Campos La Cira e Infantas. La acumulación de hidrocarburos en estos campos está relacionada con una trampa combinada de tipo estructural- estratigráfico y los campos producen de las formaciones Mugrosa y Colorado las cuales se depositaron durante el Terciario; es decir, son formaciones que se consideran geológicamente jóvenes

⁶¹ LA NACIÓN. Revierten Nuevos Campos a Ecopetrol. [Electronic (1)]. [Consultado el 03/272016]. Disponible en: <http://www.lanacion.com.co/index.php/economica/item/137229-revierten-nuevos-campos-petroleros-a-ecopetrol>

⁶² GUTIERREZ, Julián. [Print (0)]: ECOPETROL S.A. Reporte final Casabe 0024D, 0024D ST1. DATALOG COLOMBIA S.A.S, 2012, Citado por CABEZAS DUQUE, YURGIN ALEJANDRO y SALAZAR VELANDIA, PEDRO JAVIER. Evaluación Técnico-Económica Para Disminuir Tiempos no Productivos En Pozos Direccionales Aplicación Campo Casabe. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2015. p. 15.

⁶³ RUIZ VASCO, ADRIÁN AUGUSTO y QUINTERO DURÁN, NINI JOHANNA. Evaluación Técnico – Financiera De La Implementación De La Tecnología Aft (Activation Flow Tool) Para La Obtención De Registro De Inyección En Los Pozos Inyectores Del Campo La Cira Infantas. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2015. p. 21.

⁶⁴ SILVA SALAS, MILDRE KARINA. Ajuste Histórico Del Modelo De Simulación y Predicción De Un Proceso De Inyección De Agua En Yacimientos Complejos Para Un Sector Del Área De Lisama. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2009. p. 4.

3.1.2.4 Campo Llanito. Según Hernández y Gómez⁶⁵, El Campo Llanito se encuentra localizado en el Departamento de Santander (al norte de la ciudad de Barrancabermeja), correspondiente a la parte Norte de la concesión de mares; limita al Norte con el Río Sogamoso, al sur con el Campo Galán – San silvestre, al este con la Ciénaga de San Silvestre y al oeste con la Ciénaga de Llanito.

3.1.2.5 Campo Nutria. Según Sandoval y Roa⁶⁶, el Campo Nutria se localiza al este de la Ciudad de Barrancabermeja y al oeste de Bucaramanga. Para llegar al Campo Nutria desde la Ciudad de Barrancabermeja se debe tomar la ruta I66 hasta el sitio la Lizama (50.9 km), de este punto se debe girar hacia el sur para continuar por la ruta I45 hasta la intersección donde está ubicado el Municipio de San Vicente de Chucurí (6 Km), se toma dirección este y a cinco kilómetros está ubicado el Campo.

3.1.2.6 Campo Palagua. Según Cortes Rojas⁶⁷, el Campo Palagua se encuentra situado en la Vereda Palagua, la cual está bajo la potestad del Municipio de Puerto Boyacá ubicada en el Departamento de Boyacá. Su principal acceso es por la carretera Troncal de la Paz, a 35 km de la cabecera Municipal. La altitud promedio es 137 m sobre el nivel del mar. El campo se encuentra a 7 Km al oriente de la Estación Vasconia de Ecopetrol S.A y al norte de la Ciénaga Palagua.

3.1.2.7 Campos Yariguí-Cantagallo. Los Campo Yariguí – Cantagallo están ubicados a 290 km al noroeste de Bogotá y 20 km al noreste de Barrancabermeja, en los límites de los Departamentos de Santander y Bolívar, a la altura de los municipios de Cantagallo y Puerto Wilches⁶⁸.

3.1.3 Campos ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales. A continuación se presenta una breve descripción de los campos operados por Ecopetrol S.A que se encuentran localizados en la Cuenca Sedimentaria de los Llanos Orientales y en los cuales se han completado o terminado pozos con tecnologías de control de arena de tipo mecánico, es decir aquellas tecnologías cuyo principio de funcionamiento es la técnica de puenteo.

⁶⁵ HERNÁNDEZ ADRIAN, ESNEIDI MEJÍA y GÓMEZ, FELIPE GIRALDO. Análisis Integrado Para La Selección De Pozos Candidatos a Trabajos De Estimulación En Campo Llanito De Ecopetrol s.a. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2013. p. 23.

⁶⁶ SANDOVAL MORALES, IVAN ALEXIS y ROA ROMERO, OSCAR RICARDO. Análisis De Sensibilidad De Un Proceso De Inyección De Agua De Baja Salinidad (Lsw) Para Un Sector Del Campo Nutria. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2014. p. 26.

⁶⁷ CORTÉS ROJAS, PAULO CÉSAR. Revisión y Análisis De Los Problemas De Producción De Arena En Los Pozos Del Campo Palagua. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2005. p. 4,5.

⁶⁸ MEDINA CARDENAS, JORGE LUIS y MORA HERRERA, MARIA FERNANDA. Evaluación Del Sistema De Recolección De Gas En El Sector Isla Vi Del Campo Cantagallo Aplicando Una Software Como Herramienta Para El Análisis. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2009. p. 46.

3.1.3.1 Campo Acacias. Según Chaustre y Perez⁶⁹, “El Campo Acacias está ubicado a unos 80 km al Suroeste de Bogotá, está localizado en el Departamento del Meta dentro de la jurisdicción de los municipios Acacias, Guamal, San Luis de Cubarral, Castilla la Nueva, San Martín, Lejanías, El Castillo, El Dorado y Granada”.

3.1.3.2 Campo Apiay. Según Castillo Salamanca⁷⁰, El Campo Apiay se localiza en el sector suroccidental de la cuenca de los Llanos Orientales en el Departamento del Meta, 32 Km al Sur Este de la ciudad de Villavicencio. Está limitado por el piedemonte llanero y el sistema de fallas Upia- Guicaramo al oeste; el Paleoalto de Cumaral al norte, y la Serranía de la Macarena al sur, definiendo un área aproximada de 30000 km cuadrados.

3.1.3.3 Campo Guatiquia. Según Alvarez Truke⁷¹, el Campo Guatiquia se ubica en el Municipio Puerto López el cual pertenece al Departamento del Meta.

3.1.3.4 Campos Suria y Suria Sur. Los Campos Suria y Suria Sur, se encuentran ubicados en el Departamento del Meta y estos campos pertenecen a la Subcuenca Apiay Ariari, Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia⁷².

3.1.3.5 Campos Castilla y Castilla Norte. Para López Herrera⁷³, los Campos Castilla y Castilla Norte, se encuentran ubicados en el departamento del Meta, aproximadamente a 30 Km al sur de Villavicencio y se encuentra en la jurisdicción de los municipios de Acacias y Castilla la Nueva. Para llegar hasta el campo Castilla, es necesario un recorrido de aproximadamente 95 kilómetros por la Vía al Llano hasta la capital del departamento del Meta, Villavicencio, y posteriormente 60 kilómetros por la vía Villavicencio - Acacias – Guamal y Castilla la Nueva.

⁶⁹ CHAUSTRE RUIZ, ANDRES JAVIER y PEREZ HERNANDEZ, RAFAEL EDUARDO. Evaluación Técnico Económica De Una Prueba Piloto Con Una Nueva Tecnología Para El Aseguramiento De Flujo En Un Campo De Crudo Extrapesado. Caso De Estudio Campo Akacias. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2015. p. 19.

⁷⁰ CASTILLO SALAMANCA, GERMÁN. Optimización De Producción Conjunta De Petróleo De Las Arenas k1 y k2 Del Campo Apiay. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2010. p. 101.

⁷¹ ÁLVAREZ TRUKE, Diego Fernando y Domínguez Rodríguez. Optimización De La Configuración De Sartas De Perforación En El Campo Guatiquia Diego Fernando Álvarez Truke, Edna Marcela Domínguez Rodríguez; Director Victor Manuel Daza. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América, 2008. p. 20.

⁷² LOPEZ HERRERA, EDWIN ALFREDO. Evaluación De Los Tiempos no Productivos y Costos De La Campaña De Perforación Del Año 2005, En Los Campos Apiay, Castilla, Chichimene y Suria. BOGOTÁ D.C.: UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, 2007. p. 111.

⁷³ GARCÍA MOLINA, DARÍO RUBÉN y SANCHEZ ALVAREZ, YIMMY. Metodología Para Identificar Pozos Con Tendencia a Generar Incrustaciones En El Campo Castilla Que Permita Reducir El Índice De Falla Del Sistema De Levantamiento Artificial Bombeo Electrosumergible. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2015. p. 24.

3.1.3.6 Campo Chichimene. Según Gómez y Bohorquez⁷⁴, el Campo Chichimene, está ubicado entre las siguientes coordenadas: (1.043.000 E, 926.000N) y (1.045.500 E, 929.000N) con una extensión superficial de 750 Hectáreas y con un área de yacimiento de 374 Hectáreas cuadradas. Está ubicado a 12 Km al Sureste del municipio de Acacias en el Departamento del Meta, el Campo Chimenene se localiza cerca de los Campos Acacias y Apiay y pertenece a la Cuenca Sedimentaria de los Llanos Orientales.

3.1.3.7 Campos Caño Sur y Caño Sur Este. Para Ecopetrol⁷⁵, los Campos Caño Sur y Caño Sur Este se encuentran localizados en el Municipio de Puerto Gaitán, Municipio perteneciente al Departamento de Meta.

3.1.4 Campos localizados en la Cuenca del Catatumbo. El único campo que se encuentra ubicado en esta cuenca sedimentaria es el Campo Tibú, a continuación se presenta una breve descripción de la ubicación de este campo.

3.1.4.1 Campo Tibú. De acuerdo con Carrero Suescun⁷⁶, el Campo Tibú se encuentra a 80 km al Noroeste de Cúcuta, Departamento de Norte de Santander, Colombia. El Campo Tibú fue descubierto en el año 1932 y lo conforman dos anticlinales, el anticlinal de Tibú al sur y el anticlinal de Socuavó al Norte en un área de aproximadamente 30 km de largo por 10 km de ancho, enmarcados en la denominada Cuenca del Catatumbo y siendo la Formación Barco su principal yacimiento.

3.1.5 Campos ubicados en la Cuenca del Putumayo. En este numeral se encuentra la descripción de la localización de los Campos Orito y San Antonio.

⁷⁴GÓMEZ MACIAS, CLAUDIA CLEMENCIA y BOHORQUEZ BACCA, FERNEY MARCELO. Optimización Del Sistema De Recolección De Crudo Pesado y Extrapesado Del Campo Chichimene. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2010. p. 117.

⁷⁵ [Anónimo]Ecopetrol Declaró La Comercialidad Del Bloque Caño Sur Este. [Electronic (1)]. 6/12/2013. [Consultado el 27/03/2016]. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines-2013/contenido/ecopetrol-declaro-la-comercialidad-del-bloque-cano-sur-este>

⁷⁶ CARRERO SUESCÚN, EDWIN JAVIER. Selección De Un Escenario Óptimo De Explotación Para Un Sector Del Campo Tibú Mediante Análisis De Incertidumbre y Riesgo En La Simulación De Yacimientos. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2009. p. 33.

3.1.5.1 Campo Orito. Pertuz Sierra⁷⁷ menciona que el Campo Orito está localizado en el Municipio de Orito, Noroccidente del departamento del Putumayo. Los yacimientos petrolíferos del campo fueron descubiertos en el año 1963; su explotación se inició en 1969 alcanzando una producción máxima de 68000 barriles de petróleo por día, a finales de 1970. En 1979 Ecopetrol S.A. adquirió la administración del Campo y partir de esa fecha ha perforado desde los pozos Orito 87 al 109 de forma directa.

3.1.5.2 Campo San Antonio. Del autor mencionado anteriormente⁷⁸, se mencionan que el Campo San Antonio se encuentra ubicado en el Municipio de Orito el cual pertenece al Departamento del Putumayo.

3.2 DISTRIBUCIÓN DE LOS CONTROLES DE ARENA UN MAPA DE COLOMBIA

El mapa dinámico de Colombia se elaboró con Google maps, por lo que con ésta aplicación se ubicaron los 116 pozos en un mapa geográfico de Colombia con sus respectivas coordenadas, las cuales fueron obtenidas de la plataforma OpenWells.

En relación con las coordenadas es importante mencionar que están en MAGNA-SIRGAS/Colombia Bogotá zone (3116), sistema que generalmente se utiliza para georreferenciar en Colombia.

Al observar el mapa dinámico de Colombia que se realizó, se aprecia que las Cuencas sedimentarias de Colombia donde se encuentran la mayoría de los pozos que han sido completados con tecnologías para el control de arena cuyo principio de funcionamiento es mecánico, son las Cuenca del Valle Medio del Magdalena y la de los Llanos Orientales, ya que en estas dos cuencas se localizan 105 pozos, mientras que los demás (11 pozos) están repartidos entre las Cuencas del Catatumbo, Putumayo y Valle Superior del Magdalena.

A continuación se presentan las coordenadas de los pozos completados con mecanismos de control de arena en Ecopetrol S.A. organizadas en cuadros y de acuerdo con la Cuenca sedimentaria de Colombia a la cual pertenecen.

Es importante mencionar que para la Cuenca del Catatumbo se identificó el Campo Tibú, y únicamente registró un pozo completado con un mecanismo para mitigar la producción de arena, este fue el pozo Tibú 0534A cuyas coordenadas son Norte 1457770,97 y Este 1145785,62, obtenidas de la base de datos OpenWells.

⁷⁷ PERTUZ SIERRA, GUSTAVO ADOLFO. Evaluación Técnico Económica De La Utilización De Bombeo Electrosumergible Como Sistema De Levantamiento Artificial En Los Campos De La Superintendencia De Operaciones Orito De Ecopetrol s.a. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2005. p. 28.

⁷⁸ *Ibíd.*, p.29-30.

La información de coordenadas identificadas mediante OpenWells para los campos con mecanismos de control de arenas en Ecopetrol S.A. se encuentra del **Cuadro 2** al **Cuadro 5**.

Cuadro 2. Coordenadas de los pozos operados por Ecopetrol S.A con mecanismos de control de arena ubicados en la Cuenca del Putumayo

Coordenadas geográficas		
Nombre del Pozo	Norte (m)	Este(m)
ORITO 118	562822.34	1021655.46
ORITO 124	562797.66	1021649.06
ORITO 127	562823.21	1021620.24
ORITO 116ST	562828.53	1021601.5
SAN ANTONIO 5	669185.51	550015.82
SAN ANTONIO 12	670119.47	550704.63

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la plataforma OpenWells.

Cuadro 3. Coordenadas de los pozos operados por Ecopetrol S.A con mecanismos de control de arena ubicados en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena

Coordenadas geográficas		
Nombre del Pozo	Norte (m)	Este(m)
DINA TERCIARIOS 33	835434.1	863774.89
DINA TERCIARIOS 75	832832.03	863213.57
SANTA CLARA 13H	817972.74	85833475
MA-117H (Campo Yaguara)	782345.7	838471

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la plataforma OpenWells

Cuadro 4. Coordenadas de los pozos operados por Ecopetrol S.A con mecanismos de control de arena ubicados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

Coordenadas geográficas		
Nombre del Pozo	Norte (m)	Este(m)
PC 11R (Campo Casabe)	1019019.47	1065618.9
PC15 (Campo Casabe)	1014019.47	126561.9
PC16 (Campo Casabe)	1261011.49	1011688.27
CASABE 1492H	1019206.11	1273769.6
CANTAGALLO 0027H	1308812.72	1027349.46
CANTAGALLO 0028H	1306212.27	1021679.54
CANTAGALLO 168H	1307171.27	1018749.45
CANTAGALLO 171H	1307206.81	1017718.83
INFANTAS 52	1258572	1035304
INFANTAS 110	1258170	1034508
INFANTAS 146	1258009	1034894
INFANTAS 233	1257568	1034304
INFANTAS 329	1258962	1035709
INFANTAS 387	1258372	1033905
INFANTAS 595	1260360.1	1035896.2
LA CIRA 744	1261288	1033557
LA CIRA 287	1263893.5	1032895.6
LA CIRA 724	1262535.5	1031623.2
LA CIRA 730	1263654	1031608.5
LA CIRA 894	1267259.7	1034411.8
LA CIRA 1725	1265702	1031912
LA CIRA 880	1265852.3	1031080.2
LA CIRA 876	1266791	1031645
LISAMA 158	1058824.82	1281229.06
LISAMA 159	1058738.88	1281510.87
LLANITO 020	1283091.29	1027211.83
LLANITO 009	1283091.29	1027211.83
NUTRIA 32	1058859.68	1267862.59
NUTRIA 35	1059477.54	1267510.82
NUTRIA 36	1059481.84	1267516.36
NUTRIA 40	1059465.69	1267050.51

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la plataforma OpenWells

Cuadro 4. (Continuación)

Coordenadas geográficas		
Nombre del Pozo	Norte (m)	Este(m)
PALAGUA 2	952610.82	1163926.11
PALAGUA 14	952620.83	1162992.84
PALAGUA 15	952255.74	1163002.97
PALAGUA 49	952496.01	1166555.81
PALAGUA 55	952846.8	1163307.84
PALAGUA 96	951765.93	1166368.06
PALAGUA 108	952307.98	1165220.92
PALAGUA 112	951837.29	1164527.45
PALAGUA 117	952252.85	1163268.83
PALAGUA 122	951490.16	1163738.01
PALAGUA 140	951947.58	1163878.87
PALAGUA 147	951149.11	1168774.34
PALAGUA 153	951785.86	1164178.03
PALAGUA 160	952393.02	1163436.93
PALAGUA 162	951001.88	1167013.31
PALAGUA 165	952294.15	1165227.01
PALAGUA 169	951547.79	1164090.08
PALAGUA 182	952312.4	1165204.44
PALAGUA 183	952314.64	1163288.91
PALAGUA 192	951359.93	1166820.48
PALAGUA 195	950718.52	1168373.03
PALAGUA 203	951865.51	1164516.26
TESORO 42	1057314.81	1268696.4
TESORO 48	1057656.1	1269904.6
YARIGUI 0145H	1307188.21	1017737.82

Fuente: Ecopetrol S.A. Información tomada de la plataforma OpenWells

Cuadro 5. Coordenadas de los pozos operados por Ecopetrol S.A con mecanismos de control de arena ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales

Coordenadas geográficas		
Nombre del Pozo	Norte (m)	Este(m)
AKACIAS 9	1039716.93	928829.85
APIAY 17H	1077172.44	943778.07
APIAY 33H	1073368.54	942598.01
APIAY 37H	1076676.9	943843.11
APIAY 43H	1077323.67	944190.14
APIAY 45H	1077511.33	941374.17
EMBRUJO 1	906269.1	900539.94
MITO 1	902269.1	926386.94
MITO 2	899429.02	921634.47
PINOCHO 1	909859.84	926212.05
MITO 1-2H	902252.75	926485.05
EMBRUJO 2	900194.96	926386.94
EMBRUJO 1-1H	900478.56	917292.49
FAUNO 1-1H	902232.73	932992.82
FAUNO 2-2H	900582.47	931416.61
FAUNO 1	902221	93298.59
FAUNO 2	900565.2	931432.9
CAÑO SUR ESTE 8	905508.69	918012.54
CASTILLA 108	919502.18	1046483.19
CASTILLA 175	916754.09	1045142.66
CASTILLA 176	916747.76	1045156.26
CASTILLA 178	917145.02	1045848.32
CASTILLA 179	917131.11	1045842.72
CASTILLA 190	919504	1047452.11
CASTILLA 197	919481.22	1046461.73
CASTILLA 308	918630.81	1045085.78
CASTILLA 312	919512.68	1046493.91
CASTILLA 328	918607.11	1045069.09
CASTILLA 411	919470.74	1046451
CASTILLA 412	919460.45	1046441.28
CASTILLA 443	916073.65	1044586.74

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la plataforma OpenWells

Cuadro 5. (Continuación)

Coordenadas geográficas		
Nombre del Pozo	Norte (m)	Este(m)
CASTILLA 25H	918630	1048989
CASTILLA NORTE 161	923649.78	1050266.04
CASTILLA NORTE 164	923583.61	1050235.03
CASTILLA NORTE 169	923729.8	1051734.8
CASTILLA NORTE 175	923598.59	1050235.7
CASTILLA NORTE 176	923613.87	1050237.35
CASTILLA NORTE 177	923628.85	1050238.02
CASTILLA NORTE 178	923643.34	1050238.7
CASTILLA NORTE 179	923658,82	1050239.37
CASTILLA NORTE 403	920225.01	1048747.44
CASTILLA NORTE 404	920216.53	1048759.81
CASTILLA NORTE 43ML	920027.91	1049436.14
CHICHIMENE 91H	926828.73	1041157.48
CHICHIMENE 92H	926816.68	1041166.37
GUATIQUEIA 3H	1078448.21	945344.78
GUATIQUEIA 19H	1063121.23	943216.82
SURIA 23H	3084762.43	3509051.97
SURIA SUR 37H	1069791.85	936980.1

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la plataforma OpenWells

Se localizaron los 116 pozos en el mapa dinámico con base en las coordenadas de OpenWells y se identificó que la ubicación de ciertos pozos no coincidía con el municipio al que pertenecen, por lo que se utilizó la base de datos EPIS de la ANH (Agencia Nacional de hidrocarburos) para definir la ubicación de estos pozos. El **Cuadro 6** contiene las coordenadas tomadas del banco de información EPIS (Exploration & Production Information Service).

Cuadro 6. Coordenadas geográficas de los pozos adquiridas de la Agencia Nacional de Hidrocarburos

Coordenadas geográficas		
Nombre del pozo	Longitud	Latitud
APIAY 17H	-73.3792	4.0841
APIAY 33H	-73.3896	4.0792
APIAY 37H	-73.387	4.0881
APIAY 43H	-73.3811	4.0906
APIAY 45H	-73.3795	4.0657
PC 11R	73.9346	7.0079
PC15	-73.965	6.939

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la plataforma OpenWells

Cuadro 6. (Continuación)

Coordenadas geográficas		
Nombre del pozo	Longitud	Latitud
CASABE 1492H	-73.9104	7.0445
LISAMA 158	-73.545	7.139
LISAMA 159	-73.5457	7.01492
NUTRIA 32	-73.5448	7.01818
NUTRIA 35	-73.5392	7.01492
NUTRIA 36	-73.5391	7.01497
NUTRIA 40	-73.5393	7.01076
PALAGUA 2	-74.5038	6.07225
PALAGUA 14	-74.5055	6.06996
PALAGUA 15	-74.5088	6.07005
PALAGUA 49	-74.5067	6.10218
PALAGUA 55	-74.5035	6,07281
PALAGUA 96	-74.5133	6.10047
PALAGUA 108	-74.5083	6.09011
PALAGUA 112	-74.5126	6.08388
PALAGUA 117	-74.5088	6.07245
PALAGUA 122	-74.5157	6,07674
PALAGUA 140	-74.5116	6.07802
PALAGUA 147	-74.5192	6.12242
PALAGUA 153	-74.513	6.08067
PALAGUA 160	-74.5088	6.07245
PALAGUA 160	-74.5088	6.07245
PALAGUA 162	-74.5205	6.1065
PALAGUA 165	-74.5085	6.09016
PALAGUA 169	-74.5116	6.07987
PALAGUA 182	-74.5083	6.09001
PALAGUA 183	-74.5083	6.07263
PALAGUA 192	-74.5169	6.10461
PALAGUA 195	-74.5228	6.11864
PALAGUA 203	-74.5078	6.09052
ORITO 118	-76.886	0.645
ORITO 124	-76.985	0.717
ORITO 127	-76.887	0.645
ORITO 116ST	-76.8836	0.64269
SAN ANTONIO 5	-77.0493	0.53071
SAN ANTONIO 12	-77.0481	0.52608
SURIA 23H	-73.4511	4.0555
SURIA SUR 37H	-73.3792	4.08407
TESORO 42	-73.5588	6.98045
TESORO 48	-73.5556	7.03659

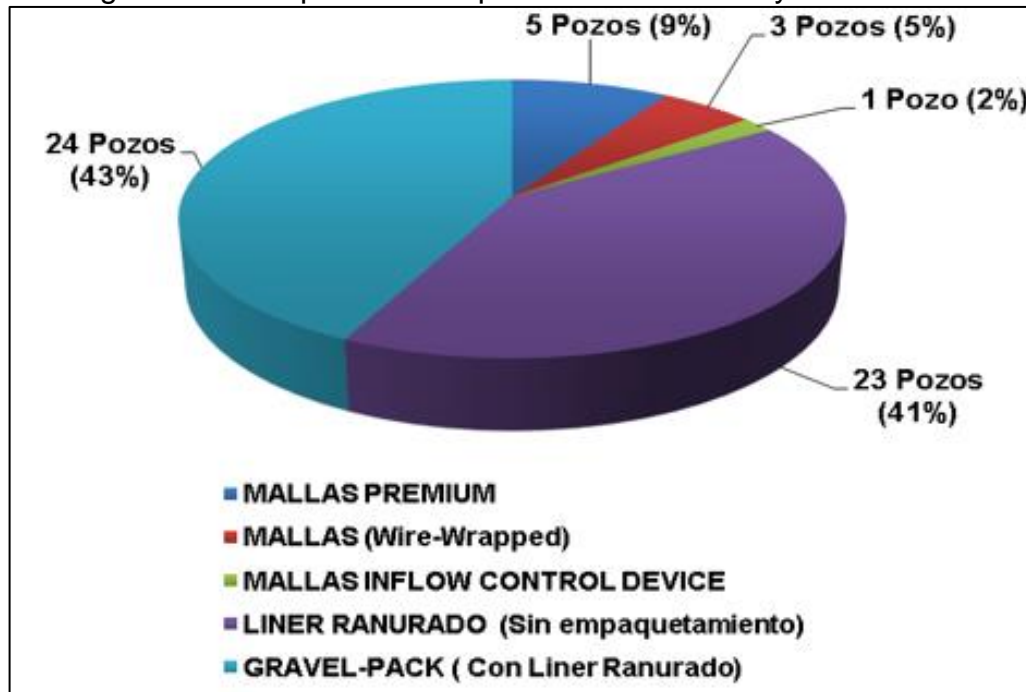
Fuente. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Información tomada del Banco de información EPIS (Exploration & Production Information Service).

3.3 ESQUEMAS DE LA DISTRIBUCIÓN DEL CONTROL DE ARENA EN LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS DE COLOMBIA Y EN LOS CAMPOS OPERADOS POR ECOPETROL S.A

Como complemento a la visión que da el mapa de la ocurrencia geográfica de la implementación de mecanismos de control de arena en los Campos operados por Ecopetrol S.A se elaboraron los gráficos y tablas, expuestos a continuación, los cuales contienen la información de mayor importancia con respecto a la instalación de mecanismos de control de arena en los pozos operados por Ecopetrol S.A.

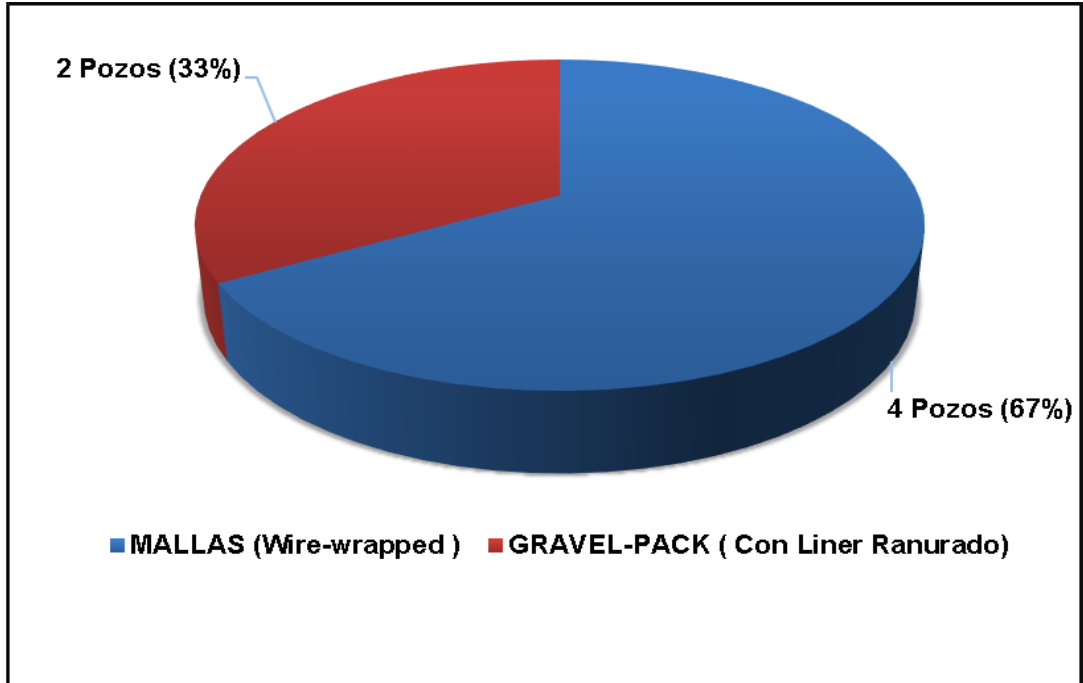
3.3.1 Distribución gráfica de los mecanismos de control de arena en Colombia. A continuación se presentan gráficos de distribución del control de arena por Cuencas sedimentarias de Colombia, desde la **Gráfica 1** hasta la **Gráfica 4**. Es importante mencionar que no se presenta una gráfica para la Cuenca del Catatumbo debido que solo se encontró un pozo el cual está ubicado en el Campo Tibú y se completó con Liner Ranurado.

Gráfica 1. Distribución del control de arena en la Cuenca Valle Medio del Magdalena en el período comprendido entre 1925 y 2015



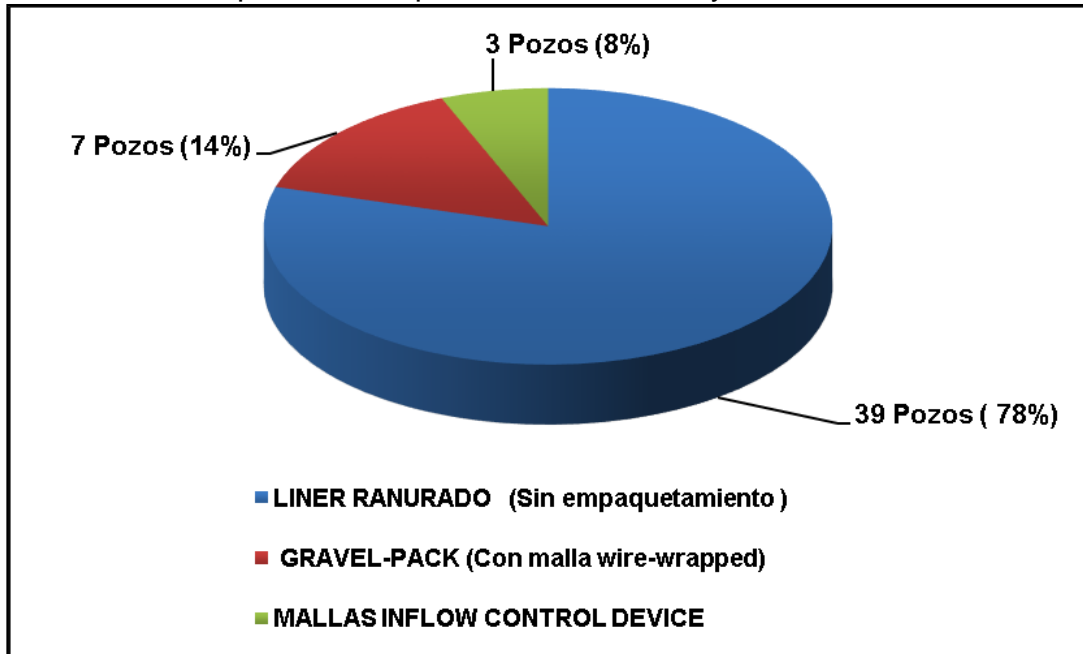
Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores.

Gráfica 2. Distribución del control de arena en la Cuenca del Putumayo en el período comprendido entre 2006 y 2011



Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores.

Gráfica 3. Distribución del control de arena en la Cuenca de los Llanos Orientales en el período comprendido entre 1998 y 2015



Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores.

Gráfica 4. Distribución del control de arena en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena en el período comprendido entre 1996 y 2008



Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

3.3.2 Distribución porcentual de mecanismos de control de arena en Colombia. A continuación se presenta la **Tabla 2** la cual muestra como es la distribución a nivel Colombia de los pozos que cuentan con tecnologías de control de arena y se puede observar que las tecnologías más implementadas en los pozos que son objeto de estudio del presente proyecto son Gravel-Pack y Liner Ranurado sin empaquetamiento.

Tabla 2. Distribución porcentual de los mecanismos de control de arena instalados para la población de pozos identificada.

MECANISMO DE CONTROL DE ARENA INSTALADO	NÚMERO DE POZOS	PORCENTAJE (%)
LINER RANURADO (Sin Empaquetamiento)	65	56
MALLAS PREMIUM	5	4
MALLAS INFLOW CONTROL DEVICE	4	3
MALLAS WIRE-WRAPPED	9	8
GRAVEL-PACK (Completados con Liner Ranurado)	26	23
GRAVEL-PACK (Completados con Mallas Wire-Wrapped)	7	6
Total de pozos	116	100

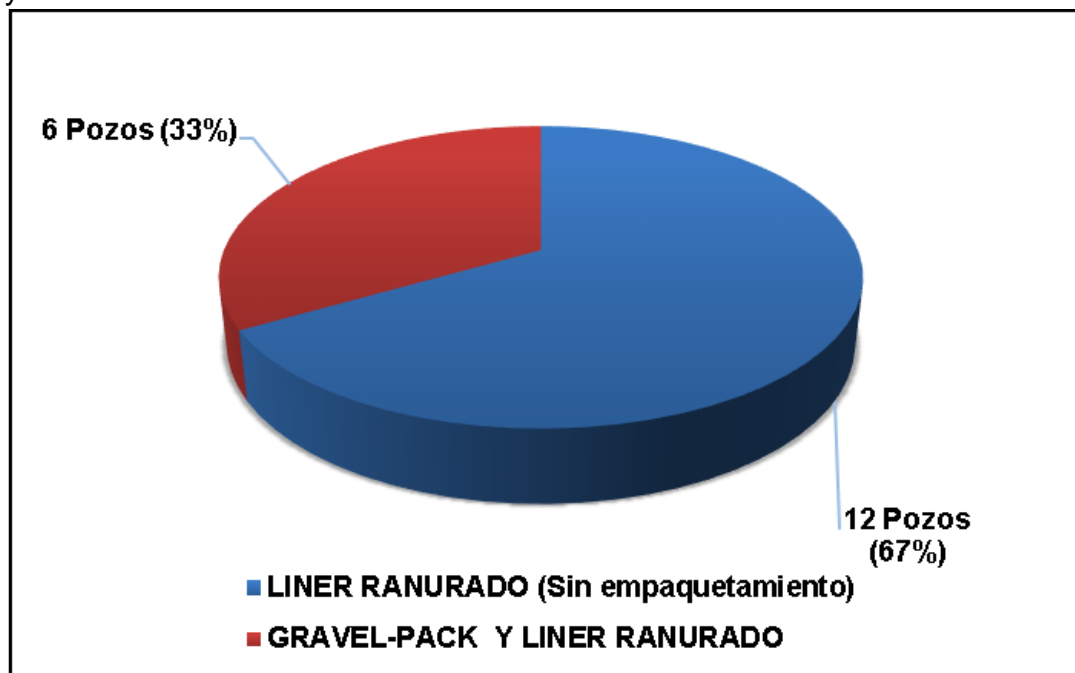
Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

El **Anexo A** muestra la distribución de mecanismos de control de arenas utilizados por Ecopetrol S.A. con base en la población de pozos que fue objeto del presente estudio.

3.3.3 Esquemas de la implementación de mecanismos de control de arena en el tiempo. El rango de tiempo escogido para la elaboración del proyecto fue desde el año 2005 hasta el año 2015, debido a que la información capturada en este período no arrojó una muestra representativa de pozos se decidió ampliar el rango de tiempo de 1995 hasta 2015 y buscar en los eventos de Workover y Well service esto con el fin de identificar un mayor número de pozos con mecanismos de control de arena; es importante aclarar que al buscar en los eventos de Workover y Well service se encontraron pozos que tenían mecanismos de control de arena instalados ya que se mencionaba la presencia de estos en el estado mecánico de los pozos; pero en la mayoría de los casos la operación en la cual eran mencionados, eran intervenciones al pozo ajenas a su instalación y al verificar la fecha de instalación del mecanismo de control de arena en estos casos, estas estaban por fuera del rango propuesto para el proyecto. Debido a que uno de los fines de este capítulo es representar mediante el mapa geográfico de Colombia las zonas donde se focaliza la instalación de mecanismos de control de arena en los campos operados por Ecopetrol S.A., se decidió dejar estos pozos para apoyar el objetivo.

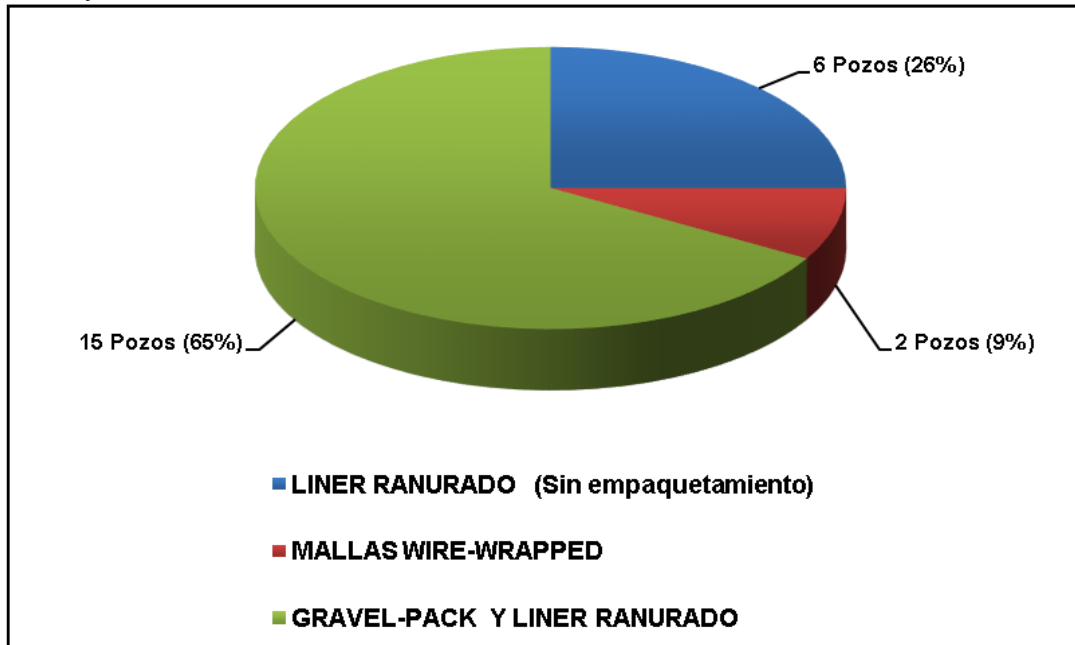
A continuación se presentan las **Gráficas 5, 6 y 7** las cuales exponen la implementación de mecanismos de control de arena en el tiempo de la población de pozos que fue objeto de la presente investigación.

Gráfica 5. Implementación de mecanismos de control de arena entre 1925 y 1994



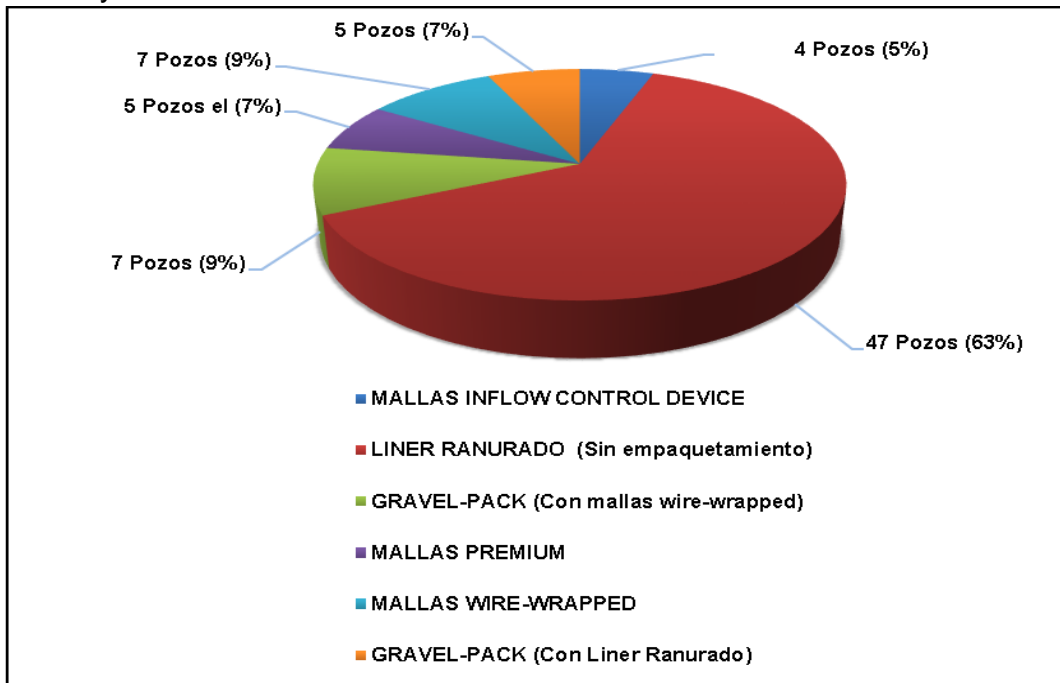
Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

Gráfica 6. Implementación de mecanismos de control de arena entre 1995 y 2005



Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

Gráfica 7. Implementación de mecanismos de control de arena entre 2005 y 2015



Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

3.3.4 Distribución porcentual de la población de pozos por Campo. Con el fin de identificar cuáles son los Campos donde se encuentran la mayoría de los pozos que han sido completados con mecanismos de control de arena se realizó la **Tabla 3** y se presenta a continuación, de esta tabla es relevante mencionar que aproximadamente 80 por ciento de los pozos completados con mecanismos de control de arena se localizan en los Campos Castilla y Castilla Norte, Palagua, La Cira-Infantas, Caño sur y Caño sur este, Apiay, Yarigui-Cantagallo, Casabe, Nutria y Orito

Tabla 3. Distribución porcentual de la población de pozos por Campo

Nombre del Campo	Número de Pozos	% Porcentaje	%Porcentaje Acumulado
CASTILLA Y CASTILLA NORTE	25	21.55	21.55
PALAGUA	22	18.97	40.52
LA CIRA-INFANTAS	15	12.93	53.45
CAÑO SUR Y CAÑO SUR ESTE	12	10.34	63.79
APIAY	5	4.31	68.1
YARIGUI - CANTAGALLO	5	4.31	72.41
CASABE	4	3.45	75.86
NUTRIA	4	3.45	79.31
ORITO	4	3.45	82.76
CHICHIMENE	2	1.72	84.48
DINA-TERCIARIOS	2	1.72	86.21
GUATIQUEIA	2	1.72	87.93
LISAMA	2	1.72	89.66
LLANITO	2	1.72	91.38
SAN ANTONIO	2	1.72	93.1
TESORO	2	1.72	94.83
SURIA Y SURIA SUR	2	1.72	96.55
ACACIAS	1	0.86	97.41
SANTA CLARA	1	0.86	98.28
TIBÚ	1	0.86	99.14
YAGUARA	1	0.86	100
Total	116	100	-

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

3.3.4.1 Distribución porcentual de los mecanismos de control de arena por Campo. Con el fin de identificar como es la distribución por Campo de los mecanismos de control de arena y complementar la información de la **Tabla 3** se realizaron las **Tablas 4, 5 y 6** las cuales están en función de tres grupos en los cuales se pueden clasificar las tecnologías de control de arena encontradas; estos grupos son:

- **Pozos con Liner Ranurado sin empaquetamiento.** Son pozos completados con tuberías ranuradas independientes, es decir no se realizó empaquetamiento con grava en el espacio anular entre el liner ranurado y la formación productora.
- **Pozos con Mallas sin empaquetamiento.** Son pozos completados con Mallas Premium o Mallas Wire-Wrapped independientes.
- **Pozos completados con Gravel-Pack.** Son pozos terminados con mallas o Liner ranurado y en los cuales se realizó un empaquetamiento con grava en el espacio anular entre la malla o el Liner ranurado y el intervalo de interés.

Tabla 4. Distribución porcentual de pozos completados con Liner ranurado sin empaquetamiento en función al campo al que pertenecen

Nombre del Campo	Número de Pozos	%Porcentaje	%Porcentaje Acumulado
CASTILLA Y CASTILLA NORTE	25	38.5	38.5
LA CIRA-INFANTAS	13	20	58.5
APIAY	5	7.7	66.2
CAÑO SUR	5	7.7	73.8
NUTRIA	4	6.2	80
GUATIQUEIA	2	3.1	83.1
LISAMA	2	3.1	86.2
LLANITO	2	3.1	89.2
SURIA Y SURIA SUR	2	3.1	92.3
TESORO	2	3.1	95.4
SANTA CLARA	1	1.5	96.9
TIBÚ	1	1.5	98.5
YAGUARA	1	1.5	100
Total	65	100	-

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

Tabla 5. Distribución porcentual de pozos completados con Gravel-Pack en función al campo al que pertenecen

Nombre del Campo	Número de Pozos	%Porcentaje	%Porcentaje Acumulado
YARIGUI-CANTAGALLO	5	27.8	27.8
CASABE	4	22.2	50
ORITO	4	22.2	72.2
CHICHIMENE	2	11.1	83.3
DINA-TERCIARIOS	2	11.1	94.4
ACACIAS	1	5.6	100
Total	18	100	-

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

Tabla 6. Distribución porcentual de pozos completados con Mallas sin empaquetamiento en función al campo al que pertenecen

Nombre del Campo	Número de Pozos	%Porcentaje	%Porcentaje Acumulado
PALAGUA	22	66.67	6.6.67
CAÑO SUR Y CAÑO SUR ESTE	7	21.21	87.88
LA CIRA	2	6.06	93.94
SAN ANTONIO	2	6.06	100
Total	33	100	-

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

4. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA

En el presente capítulo la información de servicios de mantenimiento tales como operaciones de limpieza de arena en las cuales generalmente, se bajan cables de slick line o sand line y se evidencian volúmenes de arena en fondo de pozo, fue utilizada para estimar volúmenes de arena depositados dentro de los mecanismos de control de arena y comparar en función del tiempo cada cuanto fue necesario intervenir los pozos para retirar la arena que se depositó dentro de ellos.

4.1 DETERMINACIÓN DE LOS VOLÚMENES DE ARENA DENTRO DE LOS MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA

Los volúmenes de arena en fondo se estimaron para 22 pozos ya que los 94 pozos restantes no cuentan con eventos de limpieza de arena con los cuales se pueda estimar un volumen de arena en fondo o los eventos de limpieza de arena no suministran la información suficiente para poder estimar un volumen de arena dentro de los mecanismos de exclusión de arena.

Para calcular los volúmenes de arena que se depositaron dentro de los mecanismos de control de arena se utilizó la **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Volumen de arena

$$V_{arena}(bl) = 0.0009714 * ID^2 * (h_2 - h_1)$$

Fuente. FUNDAMENTOS DEL CONTROL DE POZOS.
Modificado por los Autores.

En donde:

ID= Diámetro interno del mecanismo de control de arena en pulgadas (in).

h_2 = Profundidad de la base de arena dentro del mecanismo en pies (ft).

h_1 = Profundidad del tope de la arena dentro del mecanismo en pies (ft).

Para calcular el volumen de los mecanismos de control de arena se utilizó la **Ecuación 5**.

Ecuación 5. Volumen del mecanismo de control de arena

$$V(bl) = 0.0009714 * ID^2 * (h)$$

Fuente. FUNDAMENTOS DEL CONTROL DE POZOS. Modificado por los Autores.

En donde:

ID= Diámetro interno del mecanismo de control de arena en pulgadas (in).

h=Longitud del mecanismo de control de arena en pies (ft).

Y por último se definió un porcentaje de llenado del mecanismo de control de arena con la **Ecuación 6**.

Ecuación 6. Porcentaje de llenado del mecanismo de control de arena

$$\% \text{Porcentaje de llenado} = \left[\frac{V_{\text{arena}}}{V} \right] * 100$$

Fuente. FUNDAMENTOS DEL CONTROL DE POZOS. Modificado por los Autores.

En donde:

V_{arena} = Volumen de arena dentro del mecanismo de control en barriles.

V = Volumen del mecanismo de control de arena en barriles.

4.2 RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS DE VOLÚMENES DE ARENA EN FONDO DE POZO

Empleando las **Ecuaciones 4, 5 y 6**, la información de los servicios de limpieza de pozo y las fechas de cada evento se elaboró la **Tabla 7** que se muestran a continuación con el objetivo de presentar la información en forma clara. Es bueno mencionar sobre la tabla que se presenta a continuación que las fechas a las que corresponde el evento OCM (Completamiento) son las fechas en las cuales fue instalado el mecanismo de control de arena, las fechas a las que les pertenece ya sea el evento WRK (workover) o WSV (well service) se refieren a servicios de limpieza. Es importante aclarar que varios de los pozos registran un período de tiempo muy extenso (entre 700 y 1000 meses) entre la fecha del evento OCM y la fecha en la cual el pozo tuvo que ser intervenido para ser limpiado, esto se debe a que algunos de los pozos estudiados fueron completados hace más de 80 años y solo se encontró información para estimar volúmenes de arena en fondo de pozo del año 1999 en adelante.

Tabla 7. Volúmenes de arena dentro de los mecanismos de control de arena en función del tiempo para los 22 pozos analizados

Nombre del Pozo	Fecha (dd/mm/aa)	Siglas del Evento	Tiempo transcurrido entre cada evento (meses)	Volumen de arena dentro del Liner Ranurado (bl)	Volumen del Liner Ranurado (bl)	Porcentaje de llenado (%)
APIAY 37	9/2/2013	OCM	0	-	-	-
	2/27/2014	WSV	5	0.61	19.86	3.1

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

Tabla 7. (Continuación)

Nombre del Pozo	Fecha (dd/mm/aa)	Siglas del Evento	Tiempo transcurrido entre cada evento (meses)	Volumen de arena dentro del Liner Ranurado (bl)	Volumen del Liner Ranurado (bl)	Porcentaje de llenado (%)
CASTILLA NORTE 176	9/2/2013	OCM	0	-	-	-
	27/02/2014	WRK	8	16.1	26	61.9
INFANTAS 110	17/06/1925	OCM	0	-	9.71	-
	11/7/2008	WSV	995	8.37	9.71	86.2
	21/01/2010	WSV	9	8.86	9.71	91.2
INFANTAS 233	29/09/1927	OCM	0	-	13.16	-
	13/06/2010	WSV	1004	0.67	13.16	5.1
	11/1/2011	WSV	6	3.66	13.16	27.8
INFANTAS 329	29/09/1927	OCM	0	-	5.58	-
	13/09/2008	WSV	971	0.78	5.58	14.0
INFANTAS 387	25/02/1929	OCM	0	-	10.41	-
	18/03/2010	WSV	972	1.97	10.41	18.9
	16/12/2011	WSV	20	4.98	10.41	47.8
	25/03/2013	WSV	15	6.4	10.41	61.5
INFANTAS 595	18/09/1930	OCM	0	-	8.32	-
	1/9/2006	WSV	911	3.74	8.32	45.0
	17/06/2007	WSV	9	2.8	8.32	33.7
	21/08/2008	WSV	14	3.92	8.32	47.1
	18/08/2009	WSV	11	4.03	8.32	48.4
	2/9/2010	WSV	12	3.45	8.32	41.5
	2/3/2011	WSV	6	4.29	8.32	51.6
	16/12/2014	WSV	45	4.19	8.32	50.4
LA CIRA 287	10/10/1928	OCM	0	0	18.66	0
	25/03/2008	WSV	953	4.69	18.66	25.1
	25/01/2009	WSV	10	5.97	18.66	32.0
	10/3/2009	WSV	1	5.33	18.66	28.6
	8/6/2009	WSV	2	7.89	18.66	42.3
	9/7/2009	WSV	1	3.7	18.66	19.8
	30/05/2013	WSV	46	7.25	18.66	38.9

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

Tabla 7. (Continuación)

Nombre del Pozo	Fecha (dd/mm/aa)	Siglas del Evento	Tiempo transcurrido entre cada evento (meses)	Volumen de arena dentro del Liner Ranurado (bl)	Volumen del Liner Ranurado (bl)	Porcentaje de llenado (%)
LA CIRA 287	26/02/2014	WSV	8	4.55	18.66	24.4
	10/2/2015	WSV	11	6.93	18.66	37.1
LA CIRA 724	10/8/1934	OCM	0	0	16.39	0
	16/05/2007	WSV	873	7.93	16.39	48.4
	30/11/2007	WSV	6	4.62	16.39	28.2
	12/2/2008	WSV	2	12.01	16.39	73.3
	21/01/2009	WSV	11	4.87	16.39	29.7
	27/04/2009	WSV	3	5.56	16.39	33.9
	16/08/2009	WSV	3	3.66	16.39	22.3
	15/04/2012	WSV	31	7.29	16.39	44.5
	7/11/2013	WSV	18	4.66	16.39	28.4
		29/10/1934	OCM	0	-	15.14
LA CIRA 730	26/06/1997	WSV	751	10.02	15.14	66.2
	16/10/1997	WSV	3	5.08	15.14	33.6
	2/8/1998	WSV	9	4.87	15.14	32.2
	5/3/1999	WSV	7	7.18	15.14	47.4
	5/8/2006	WSV	89	9.21	15.14	60.8
	17/07/2008	ABA	23	11.77	15.14	77.7
		10/1/1935	OCM	0	-	7.44
LA CIRA 744	9/11/1999	WSV	777	3.26	7.44	43.8
	3/11/2008	WSV	107	3.73	7.44	50.1
	26/05/2012	WSV	42	3.59	7.44	48.3
	31/05/2013	WSV	12	4.33	7.44	58.2
	30/04/2014	WSV	10	4.45	7.44	59.8
		14/05/1960	OCM	0	-	4.35
LA CIRA 1725	30/12/2005	WSV	547	3	4.35	69
	18/08/2007	WSV	19	0.63	4.35	14.5
	23/09/2007	WSV	1	2.87	4.35	66

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

Tabla 7. (Continuación)

Nombre del Pozo	Fecha (dd/mm/aa)	Siglas del Evento	Tiempo transcurrido entre cada evento (meses)	Volumen de arena dentro del Liner Ranurado (bl)	Volumen del Liner Ranurado (bl)	Porcentaje de llenado (%)
LA CIRA 1725	25/10/2007	WSV	1	0.85	4.35	19.5
	31/07/2008	WRK	9	0.86	4.35	19.8
PALAGUA 14	2/7/1967	OCM	0	-	1.26	-
	12/8/1994	WSV	325	0.19	1.26	15.1
	5/1/1998	WRK	40	0.8	1.26	63.5
	26/06/1998	WSV	5	1.14	1.26	90.5
PALAGUA 15	2/16/1999	OCM	0	-	1.11	-
	7/4/2000	WSV	13	0.79	1.11	71.2
	13/02/2002	WSV	22	1.09	1.11	98.2
PALAGUA 49	10/27/1995	OCM	0	-	1.59	-
	11/12/1997	WRK	2	1.59	1.59	100
PALAGUA 55	16/01/1998	OCM	0	-	1.02	-
	12/7/2000	WSV	29	1.02	1.02	100
	11/2/2006	WSV	66	1.02	1.02	100
PALAGUA 96	17/06/1997	OCM	0	-	3.35	-
	18/05/1999	WSV	23	3.35	3.35	100
	5/7/2002	WRK	37	3.35	3.35	100
	13/06/2005	WRK	35	0.16	3.35	4.8
	29/04/2007	WRK	22	1.42	3.35	42.4
PALAGUA 108	11/1/1996	OCM	0	-	5.71	-
	23/11/2000	WSV	58	0.34	5.71	6.0
	21/10/2002	WRK	22	0.46	5.71	8.1
PALAGUA 112	12/8/1984	OCM	0	-	2.99	-
	10/8/1995	WSV	131	2.99	2.99	100
	12/10/1995	WSV	2	1.5	2.99	50.2
	3/2/1996	WSV	3	1.63	2.99	54.5
	10/7/1996	WRK	5	1.67	2.99	55.9
	31/12/1996	WRK	5	1.95	2.99	65.2
PALAGUA 122	23/12/1990	OCM	0	-	4.28	-
	30/08/1995	WRK	56	4.28	4.28	100

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

Tabla 7. (Continuación)

Nombre del Pozo	Fecha (dd/mm/aa)	Siglas del Evento	Tiempo transcurrido entre cada evento (meses)	Volumen de arena dentro del Liner Ranurado (bl)	Volumen del Liner Ranurado (bl)	Porcentaje de llenado (%)
PALAGUA 140	8/10/1998	OCM	0	-	3.57	-
	3/6/2002	WRK	43	0.17	3.57	4.8
	3/6/2005	WRK	36	0.11	3.57	3.1
PALAGUA 160	27/10/1998	OCM	0	-	8.95	-
	31/05/2002	WSV	43	0.2	8.95	2.2
	19/06/2002	WSV	0.32	6.37	8.95	71.2
	28/12/2002	WSV	6	8.33	8.95	93.1

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

4.3 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE VOLÚMENES DE ARENA ENCONTRADOS EN FONDO DE POZO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO

Establecer un criterio que permita evaluar el desempeño de los mecanismos de control de arena con base en los volúmenes de arena que se acumularon dentro de estos en función del tiempo, no fue posible debido a que los volúmenes de arena encontrados en fondo varían significativamente de una fecha a otra al igual que la periodicidad de las limpiezas; debido a lo anterior no se pudo determinar un parámetro o un indicador promedio de cada cuanto se arena un pozo y un ítem que permita determinar si un mecanismo de control arena fue más efectivo que otro.

Lo importante al observar el comportamiento de los volúmenes de arena dentro de los mecanismos a través del tiempo es notar que en ocasiones el operador permite que los Liner Ranurados se llenen de arena hasta el 100% de la capacidad del tubo lo cual puede generar una disminución parcial o total de la productividad del pozo. Aunque es criterio del operador cada cuanto se debe realizar una operación de limpieza para remover la arena depositada en fondo, se recomienda que los servicios de limpieza se realicen con una periodicidad tal que los mecanismos de control de arena no se saturen al 100%, esto con el fin de prevenir taponamientos del pozo y una disminución total del caudal de producción.

Para determinar la cantidad de arena que se encuentra dentro de un mecanismo de control de arena, se deben bajar cables de slick line, sand line o varillas que registren el nivel de la arena dentro del mecanismo y como la profundidad de asentamiento del mecanismo y el diámetro interno del mismo son conocidos es

posible estimar un volumen de arena y esta es la única forma de validar la existencia de una acumulación de arena en fondo. Pero si el operador mantiene un monitoreo de parámetros tales como la cantidad de arena que el pozo está aportando mediante pruebas de laboratorio y/o medidores de ultrasonido y también mide constantemente los caudales de agua, aceite y gas que el pozo está produciendo, el operador puede formar una idea de que está sucediendo en fondo de pozo y tener un punto de referencia que le indique si el pozo se está arenando, sin necesidad de bajar cables de slick line o sand line y así realizar operaciones de limpieza oportunamente con el objetivo de evitar que la productividad del pozo disminuya completamente y el operador tenga que realizar intervenciones más complejas al pozo para retirar la arena acumulada en fondo de pozo.

5. MATRIZ PARA LA SELECCIÓN PRELIMINAR DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA

La matriz de selección puede ser una herramienta de gestión de operaciones, la cual facilite la identificación de mecanismos de control de arena ya utilizados y permita proponer completamientos diferentes para mitigar la producción de arena, en forma preliminar, ya que como se identificó en la información observada, los pozos de un mismo campo e incluso región pueden contener patrones similares con los que los mecanismos pueden adaptarse directamente. Con lo anterior, es preciso indicar que la matriz de selección debe ser concebida por los ingenieros en campo como una sugerencia o carta de partida para los proyectos a realizar y que no se deben obviar otras variables técnicas y económicas que infieran en los mismos de forma puntual.

A partir del análisis y lectura de fuentes de información secundarias, con gran trayectoria y reputación en la industria petrolera y concretamente en el área de control de arena, se identificó que los diseños parten del tamaño de grano de la formación aportante, para con éste poder adoptar los mecanismos en pro de una retención y control acertados, así como también del coeficiente de uniformidad. Por lo anterior y respetando los fundamentos de la investigación en la que se busca representar la historia y como valor agregado proponer posibilidades para nuevos proyectos a modo de recomendación, las variables granulométricas mencionadas anteriormente junto con las ubicación de los campos que se identificaron fueron la base para realizar la matriz de selección preliminar.

5.1 TAMAÑO DE GRANO DE LAS MUESTRAS DE INTERÉS

Para la determinación del tamaño de grano se deben realizar pruebas mineralógicas y granulométricas en el laboratorio, mediante el uso de núcleos tomados de las formaciones de interés y para el desarrollo de esta investigación se parte de que estas pruebas ya fueron realizadas previa instalación de los mecanismos, lo que sugiere dos alternativas para la determinación del tamaño de grano la cuales se presentan a continuación.

5.1.1 Determinación a partir de reportes de granulometría. Como se mencionó, son informes creados por ingenieros, geólogos y petrofísicos, en los que mediante pruebas de tamiz y modelamientos computarizados, principalmente, se define el tamaño de grano de arena aportado por una formación, teniendo en cuenta diferentes diámetros e intervalos, además de su mineralogía. Esta determinación se divide en la proporción de grano de menor y mayor tamaño y por ende constituyen el punto de partida para el diseño de mecanismos de control de arena por los ingenieros de completamiento.

5.1.2 Determinación mediante información histórica. Al no tener información disponible en informes de pruebas mineralógicas y granulométricas para algunos pozos y campos o al encontrarse, pero incompleta, se debe suponer el tamaño de grano mediante la correlación con pozos y campos que compartan la Formación o condiciones similares cuyos valores sean conocidos. Igualmente, se debe recurrir a fuentes como tratados, postulados y teorías existentes para el diseño de mecanismos de control de arenas, publicados y probados por expertos históricamente, para a partir de la configuración de los mecanismos de control de arena instalados, poder seguir un procedimiento inverso y así hacer una suposición de las variables granulométricas necesarias. Éste procedimiento consiste en determinar tamaños de grano promedio desde las ranuras y gravas y coeficientes de uniformidad de correlaciones con otros Campos con valores conocidos.

Aunque el tamaño de grano es la principal variable técnica para el diseño de mecanismos de control de arena, es de aclarar que no es la única, pues se debe tener en cuenta la tasa de producción de pozo, regímenes de flujo y por supuesto variables económicas.

5.2 COEFICIENTE DE UNIFORMIDAD (U)

El coeficiente de uniformidad es el cociente del percentil D40 y el percentil D90 de una prueba granulométrica (X60/X10). Como se mencionó anteriormente y además de ser un indicador de selección para los diferentes mecanismos de control de arena, también permite establecer sus características, de ahí la importancia de su determinación.

La siguiente regla, según Penberthy⁷⁹ contenida en la **Cuadro 7**, permite establecer las características de una arena para diferentes valores de U.

Cuadro 7. Definición de las características de los granos de arena a partir del coeficiente de uniformidad

Caracterización de los granos de arena	
Coeficiente de Uniformidad	Característica de la arena
U<3	Arena uniforme
3<U<5	Arena no uniforme
U>5	Arena altamente no uniforme

Fuente. Penberthy, W.L. and Shaughnessy, C.M. Sand Control. Society of Petroleum Engineers Series on Special Topics Volume 1.1992. p.21.

⁷⁹ Penberthy, W.L. and Shaughnessy, C.M. Sand Control. Society of Petroleum Engineers Series on Special Topics Volume 1.1992. p.21.

5.3 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN ENCONTRADA POR POZO Y SU CORRELACIÓN POR CAMPO

A partir de los resultados de búsqueda de mecanismos de control de arenas en OpenWells se construyó la **Tabla 1** donde se registran los pozos y campos, así como el sistema de control de arenas utilizado. En la **Tabla 8** se registra parte de esa información, adicionando las características de diseño de los mecanismos de control, con lo cual se pudo obtener la variable tamaño de grano considerada para su configuración al momento de realizar el completamiento. Para esto se tuvieron en cuenta los parámetros dispuestos en el Capítulo 2, en donde se permite suponer que el tamaño de ranura para mallas en promedio y generalmente es tres veces el tamaño de grano medio, para liner ranurados dos veces y para empaques con grava, el tamaño de grava, seis veces mayor. Estos valores se toman para definir un tamaño de grano promedio, el cual se debe comparar con las características granulométricas de la Formación de interés.

En la **Tabla 8** se observan valores nulos (-), ya que mediante OpenWells no fue posible su identificación. También, se puede observar un tamaño de grano promedio determinado mediante el tamaño de las ranuras y otro mediante el tamaño de grano promedio de la grava, para los mecanismos mixtos que usan dos tipos de control. En este caso se observa que un valor puede ser mayor a otro o igual, lo que indica dos (2) etapas de retención o en su defecto una de puenteo y otra de retención (Caso mallas y grava). En estos casos se tiene en cuenta el tamaño de grano promedio desde la grava, pues es el que retiene las partículas de la formación, mientras las mallas, en algunos casos los liner ranurados, deben controlar la grava y las partículas más finas de la formación que no sean controladas por el empaquetamiento con grava.

Tabla 8. Configuración de los mecanismos de control de arena instalados en los pozos operados por Ecopetrol S.A en Colombia

Cuenca sedimentaria	Nombre del campo	Nombre del pozo	Mecanismo de control de arena	Ancho de la ranura (in)	Ancho de la ranura (Micras)	Tamaño de grava (US. Mesh)	Tamaño de grava (Micras)	Tamaño de grano promedio de la grava (Micras)	Tamaño de grano promedio [Micras]	Tamaño de Grano promedio desde la grava [Micras]
CATATUMBO	TIBÚ	TIBÚ 0534A	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
LLANOS ORIENTALES	AKACIAS	AKACIAS 9	Mallas icd	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	APIAY	APIAY 17H	Liner ranurado	0.02	508	N/A	N/A	N/A	254	N/A
		APIAY 33H	Liner ranurado	0.02	508	N/A	N/A	N/A	254	N/A
		APIAY 37H	Liner ranurado	0.02	508	N/A	N/A	N/A	254	N/A
		APIAY 43H	Liner ranurado	0.02	508	N/A	N/A	N/A	254	N/A
		APIAY 45H	Liner ranurado	0.02	508	N/A	N/A	N/A	254	N/A
	CAÑO SUR	EMBRUJO 1	Empaque con grava y malla	0.012	304.8	20/40	850-425	638	101.6	106.33
		MITO 1	Empaque con grava y malla	0.012	304.8	20/40	850-425	638	101.6	106.33
		MITO 2	Empaque con grava y malla	0.012	304.8	20/40	850-425	638	101.6	106.33
		PINOCHO 1	Empaque con grava y malla	0.012	304.8	20/40	850-425	638	101.6	106.33
		MITO 1-2H	Liner ranurado	0.012	304.8	N/A	N/A	N/A	152.4	N/A
		EMBRUJO 2	Liner ranurado	0.012	304.8	N/A	N/A	N/A	152.4	N/A
		EMBRUJO 1-1H	Liner ranurado	0.012	304.8	N/A	N/A	N/A	152.4	N/A
		FAUNO 1-1H	Liner ranurado	0.012	304.8	N/A	N/A	N/A	152.4	N/A
	FAUNO 2-2H	Liner ranurado	0.012	304.8	N/A	N/A	N/A	152.4	N/A	
CAÑO SUR ESTE	FAUNO 1	Empaque con grava y malla	0.012	304.8	20/40	850-425	638	101.6	106.33	

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

Tabla 8. (Continuación)

Cuenca sedimentaria	Nombre del campo	Nombre del pozo	Mecanismo de control de arena	Ancho de la ranura (in)	Ancho de la ranura (Micras)	Tamaño de grava (US. Mesh)	Tamaño de grava (Micras)	Tamaño de grano promedio de la grava (Micras)	Tamaño de grano promedio [Micras]	Tamaño de Grano promedio desde la grava [Micras]
LLANOS ORIENTALES	CAÑO SUR ESTE	FAUNO 2	Empaque con grava y malla	0.012	304.8	20/40	850-425	638	101.6	106.33
		CAÑO SUR ESTE 8	Empaque con grava y malla	0.012	304.8	20/40	850-425	638	101.6	106.33
	CASTILLA	CASTILLA 25H	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		CASTILLA 108	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
		CASTILLA 175	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
		CASTILLA 176	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		CASTILLA 178	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
		CASTILLA 179	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
		CASTILLA 190	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
		CASTILLA 197	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
		CASTILLA 308	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
		CASTILLA 312	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
		CASTILLA 328	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
		CASTILLA 411	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
		CASTILLA 412	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
CASTILLA 443	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A		
CASTILLA NORTE	CASTILLA NORTE 43ML	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A	

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

Tabla 8. (Continuación)

Cuenca sedimentaria	Nombre del campo	Nombre del pozo	Mecanismo de control de arena	Ancho de la ranura (in)	Ancho de la ranura (Micras)	Tamaño de grava (US. Mesh)	Tamaño de grava (Micras)	Tamaño de grano promedio de la grava (Micras)	Tamaño de grano promedio [Micras]	Tamaño de Grano promedio desde la grava [Micras]
LLANOS ORIENTALES	CASTILLA NORTE	CASTILLA NORTE 161	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
		CASTILLA NORTE 164	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
		CASTILLA NORTE 169	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
		CASTILLA NORTE 175	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
		CASTILLA NORTE 176	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		CASTILLA NORTE 177	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
		CASTILLA NORTE 178	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
		CASTILLA NORTE 179	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
		CASTILLA NORTE 403	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
		CASTILLA NORTE 404	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
	CHICHIMENE	CHICHIMENE 91H	Mallas icd	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		CHICHIMENE 92H	Mallas icd	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	GUATIQUEIA	GUATIQUEIA 3H	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		GUATIQUEIA 19H	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	SURIA	SURIA 23H	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	SURIA SUR	SURIA SUR 37H	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	PUTUMAYO	ORITO	ORITO 118	Malla Wire-Wrapped	0.012	304.8	N/A	N/A	N/A	101.6

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

Tabla 8. (Continuación)

Cuenca sedimentaria	Nombre del campo	Nombre del pozo	Mecanismo de control de arena	Ancho de la ranura (in)	Ancho de la ranura (Micras)	Tamaño de grava (US. Mesh)	Tamaño de grava (Micras)	Tamaño de grano promedio de la grava (Micras)	Tamaño de grano promedio [Micras]	Tamaño de Grano promedio desde la grava [Micras]
PUTUMAYO	ORITO	ORITO 124	Malla Wire-Wrapped	0.012	304.8	N/A	N/A	N/A	101.6	N/A
		ORITO 127	Malla Wire-Wrapped	0.012	304.8	N/A	N/A	N/A	101.6	N/A
		ORITO 116ST	Malla Wire-Wrapped	0.012	304.8	N/A	N/A	N/A	101.6	N/A
	SAN ANTONIO	SAN ANTONIO 5	Empaque con grava y Liner	N/A	N/A	-	-	-	N/A	-
		SAN ANTONIO 12	Empaque con grava y Liner	N/A	N/A	16/20	1194-850	1022	-	170.33
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	CANTAGALLO	CANTAGALLO 0027H	Mallas Poromax	0.021	533.4	N/A	N/A	N/A	177.8	N/A
		CANTAGALLO 0028H	Mallas Poromax	0.021	533.4	N/A	N/A	N/A	177.8	N/A
		CANTAGALLO 168H	Mallas Poromax	0.021	533.4	N/A	N/A	N/A	177.8	N/A
		CANTAGALLO 171H	Mallas Poromax	0.021	533.4	N/A	N/A	N/A	177.8	N/A
	CASABE	PC 11R	Malla Wire-Wrapped	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		PC15	Malla Wire-Wrapped	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		PC16	Malla Wire-Wrapped	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		CASABE 1492H	Malla ICD	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	INFANTAS	INFANTAS 52	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		INFANTAS 110	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		INFANTAS 146	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		INFANTAS 233	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

Tabla 8. (Continuación)

Cuenca sedimentaria	Nombre del campo	Nombre del pozo	Mecanismo de control de arena	Ancho de la ranura (in)	Ancho de la ranura (Micras)	Tamaño de grava (US. Mesh)	Tamaño de grava (Micras)	Tamaño de grano promedio de la grava (Micras)	Tamaño de grano promedio [Micras]	Tamaño de Grano promedio desde la grava [Micras]
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	INFANTAS	INFANTAS 329	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		INFANTAS 387	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		INFANTAS 595	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		LA CIRA 744	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	LA CIRA	LA CIRA 287	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		LA CIRA 724	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		LA CIRA 730	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		LA CIRA 894	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		LA CIRA 1725	Liner ranurado	0.028	711.2	N/A	N/A	N/A	355.6	N/A
		LA CIRA 880	Empaque con grava y Liner ranurado	-	-	-	-	-	-	-
		LA CIRA 876	Empaque con grava y Liner ranurado	-	-	-	-	-	-	-
	LISAMA	LISAMA 158	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		LISAMA 159	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	LLANITO	LLANITO 020	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		LLANITO 009	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	NUTRIA	NUTRIA 32	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		NUTRIA 35	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

Tabla 8. (Continuación)

Cuenca sedimentaria	Nombre del campo	Nombre del pozo	Mecanismo de control de arena	Ancho de la ranura (in)	Ancho de la ranura (Micras)	Tamaño de grava (US. Mesh)	Tamaño de grava (Micras)	Tamaño de grano promedio de la grava (Micras)	Tamaño de grano promedio [Micras]	Tamaño de Grano promedio desde la grava [Micras]
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	NUTRIA	NUTRIA 36	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		NUTRIA 40	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	PALAGUA	PALAGUA 2	Empaque con grava y Liner ranurado	0.01	254	8/12	2388-1676	2032	127	338.67
		PALAGUA 14	Empaque con grava y Liner ranurado	0.01	254	8/12	2388-1676	2032	127	338.67
		PALAGUA 15	Empaque con grava y Liner ranurado	0.01	254	8/12	2388-1676	2032	127	338.67
		PALAGUA 49	Empaque con grava y Liner ranurado	0.01	254	8/12	2388-1676	2032	127	338.67
		PALAGUA 55	Empaque con grava y Liner ranurado	0.012	304.8	8/12	2388-1676	2032	152.4	338.67
		PALAGUA 96	Empaque con grava y Liner ranurado	0.01	254	8/12	2388-1676	2032	127	338.67
		PALAGUA 108	Empaque con grava y Liner ranurado	0.01	254	8/12	2388-1676	2032	127	338.67
		PALAGUA 112	Empaque con grava y Liner ranurado	0.01	254	8/12	2388-1676	2032	127	338.67
		PALAGUA 117	Empaque con grava y Liner ranurado	0.01	254	8/12	2388-1676	2032	127	338.67
		PALAGUA 122	Empaque con grava y Liner ranurado	0.01	254	8/12	2388-1676	2032	127	338.67
		PALAGUA 140	Empaque con grava y Liner ranurado	0.01	254	8/12	2388-1676	2032	127	338.67
		PALAGUA 147	Empaque con grava y Liner ranurado	0.01	254	8/12	2388-1676	2032	127	338.67
PALAGUA 153	Empaque de grava y Liner ranurado	0.024	609.6	12/20	1676-850	1263	304.8	210.5		
PALAGUA 160	Empaque con grava y Liner ranurado	0.01	254	8/12	2388-1676	2032	127	338.67		

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

Tabla 8. (Continuación)

Cuenca sedimentaria	Nombre del campo	Nombre del pozo	Mecanismo de control de arena	Ancho de la ranura (in)	Ancho de la ranura (Micras)	Tamaño de grava (US. Mesh)	Tamaño de grava (Micras)	Tamaño de grano promedio de la grava (Micras)	Tamaño de grano promedio [Micras]	Tamaño de Grano promedio desde la grava [Micras]
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	PALAGUA	PALAGUA 162	Empaque con grava y Liner ranurado	0.01	254	8/12	2388-1676	2032	127	338.67
		PALAGUA 165	Empaque con grava y Liner ranurado	0.01	254	8/12	2388-1676	2032	127	338.67
		PALAGUA 169	Empaque con grava y Liner ranurado	0.01	254	8/12	2388-1676	2032	127	338.67
		PALAGUA 182	Empaque con grava y Liner ranurado	0.05	1270	8/12	2388-1676	2032	635	338.67
		PALAGUA 183	Empaque con grava y Liner ranurado	0.05	1270	8/12	2388-1676	2032	635	338.67
		PALAGUA 192	Empaque con grava y Liner ranurado	0.06	1524	8/12	2388-1676	2032	762	338.67
		PALAGUA 195	Empaque con grava y Liner ranurado	0.05	1270	8/12	2388-1676	2032	635	338.67
		PALAGUA 203	Empaque con grava y Liner ranurado	0.024	609.6	12/20	1676-850	1263	304.8	210.5
	TESORO	TESORO 42	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		TESORO 48	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
YARIGUI	YARIGUI 0145H	Malla Poromax	0.021	533.4	N/A	N/A	N/A	177.8	N/A	
VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	DINA TERCARIO	DINA TERCARIOS 33	Malla Welded Wire Wrapped	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
		DINA TERCARIOS 75	Malla Welded Wire Wrapped	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	SANTA CLARA	SANTA CLARA 13H	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	YAGUARA	MA-117H	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

La **Tabla 8** permitió determinar que los pozos de un campo comparten la configuración del mecanismo del control de arena, así como las variables de diseño, lo cual puede atribuirse a que producen de una misma formación y en una misma cuenca. Con lo anterior, se asume que las condiciones de un pozo se pueden atribuir al campo, para el diseño de mecanismos de control de arena.

Para los casos en que no fue posible aplicar la anterior presunción, porque se encontraron diferentes mecanismos de control de arena para un mismo campo, se tomaron los completamientos existentes y analizaron los datos y configuraciones para encontrar patrones de ajuste, los que se expondrán más adelante.

En la información de los Campos Caño Sur y Caño Sur Este se observó en la **Tabla 8** que compartían pozos con dos mecanismos de control de arena con configuraciones iguales, lo que permitió determinar Liner Ranurado para Caño Sur y Empaque con grava y malla para Caño Sur Este, como se muestra en la **Tabla 9**, ya que fue la tendencia de instalación en cada Campo. Se aclara que las configuraciones pueden estar relacionadas con pruebas de las tecnologías y que fueron susceptibles de uso en cualquiera de los dos campos teniendo en cuenta su localización, las formaciones aportantes y por ende la semejanza en las variables granulométricas.

En el caso del Campo Palagua se identificó desde la **Tabla 8** un mecanismo de control de arena, empaque con grava y liner ranurado, con múltiples configuraciones. En la **Tabla 9**, se reportó un valor promedio de las configuraciones obtenidas, manteniendo la grava de referencia comercial 8/12 US. Mesh como el danto que presento mayor tendencia de aplicabilidad. El promedio de las ranuras no se prevé afecte los resultados del campo, pues se sugiere un rango de entre (0.01in-0.02in) a partir de los datos observados y éste se ajusta al rango. Se tiene que la variabilidad de los tamaños de ranura pudo obedecer a que: los pozos tienen condiciones especiales identificadas por los ingenieros que instalaron los mecanismos, las cuales obligan a salirse de los parámetros de diseño habituales o a que se llevaron a cabo pruebas de ensayo y error para identificar el mecanismo más eficiente incluyendo falencias en la selección e instalaciones erradas como se observa más adelante.

Para el campo La Cira e Infantas se tuvo en cuenta la tendencia de liner ranurado observada en sus pozos.

La Tabla 9 muestra los mecanismos de control de arena identificados, por Campo, así como las variables de diseño para el cada uno.

Tabla 9. Tendencia de mecanismos de control de arena en los Campos operados por Ecopetrol S.A en Colombia

Cuenca sedimentaria	Nombre del Campo	Mecanismo de control de arena	Ancho de la ranura (in)	Ancho de la ranura (Micras)	Tamaño de Grava (US. Mesh)	Tamaño de Grava (Micras)	Tamaño promedio de grava (Micras)	Tamaño de Grano promedio [Micras]	Tamaño grano promedio desde la grava [Micras]
CATATUMBO	TIBÚ	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
LLANOS ORIENTALES	ACACIAS	Malla ICD	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	APIAY	Liner ranurado	0.02	508	N/A	N/A	N/A	254	N/A
	CAÑO SUR	Empaque con grava y malla	0.012	304.8	20/40	850-425	638	101.6	106.33
	CAÑO SUR ESTE	Liner ranurado	0.012	304.8	N/A	N/A	N/A	152.4	N/A
	CASTILLA	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
	CASTILLA NORTE	Liner ranurado	0.018	457.2	N/A	N/A	N/A	228.6	N/A
	CHICHIMENE	Malla ICD	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	GUATIQUEIA	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	SURIA	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	SURIA SUR	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
PUTUMAYO	ORITO	Malla Wire-Wrapped	0.012	304.8	N/A	N/A	N/A	101.6	N/A
	SAN ANTONIO	Empaque con grava	N/A	N/A	-	-	-	N/A	-
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	CASABE	Malla	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	LA CIRA-INFANTAS	Liner ranurado	0.028	711.2	N/A	N/A	N/A	355.6	N/A
	LISAMA	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	LLANITO	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

Tabla 9. (Continuación)

Cuenca sedimentaria	Nombre del Campo	Mecanismo de control de arena	Ancho de la ranura (in)	Ancho de la ranura (Micras)	Tamaño de Grava (US. Mesh)	Tamaño de Grava (Micras)	Tamaño promedio de grava (Micras)	Tamaño de Grano promedio [Micras]	Tamaño grano promedio desde la grava [Micras]
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	NUTRIA	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	PALAGUA	Empaque de grava y Liner ranurado	0.019	482.6	8/12	2388-1676	2032	241.3	338.67
	TESORO	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	YARIGUÍ-CANTAGALLO	Mallas	0.021	533.4	N/A	N/A	N/A	177.8	N/A
VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	DINA TERCARIO	Mallas Welded Wire Wrapped	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	SANTA CLARA	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A
	YAGUARA	Liner ranurado	-	-	N/A	N/A	N/A	-	N/A

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

5.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS ARENAS PARA LOS CAMPOS OPERADOS POR ECOPETROL S.A EN COLOMBIA

Con el objetivo de completar y complementar la información de la **Tabla 9**, en los casos en que fue posible y estaban disponibles, se evaluaron informes de laboratorio de difracción de rayos X encontrados para los campos de interés. Estos informes son producto de pruebas granulométricas modeladas en software especializado que para el caso fue Grintest según Carreño⁸⁰. Teniendo en cuenta que estos informes de laboratorio cuentan con diferentes análisis de muestras, se definieron unos criterios de determinación de variables respetando las referencias granulométricas previamente descritas.

Inicialmente se identificaron los tamaños de grano promedio para la muestra del informe de laboratorio. En los casos en que no se pudo identificar el valor numéricamente, se tomaron como referencia apartados, conclusiones y recomendaciones del informe en los que se destacaba el tipo de arena.

Asimismo, se procedió con el análisis de la segunda variable de interés en la metodología, el coeficiente de uniformidad (U), el cual se tomó como el valor promedio de los coeficientes disponibles en los informes. Es de resaltar que para su determinación se siguió la técnica del promedio aritmético. En los casos en que se encontraron valores de coeficiente atípicos, es decir muy superiores o inferiores a la media, no se tuvieron en cuenta, pues podrían interferir en la metodología de selección al obviar la heterogeneidad de las arenas o sobrevalorarla, conllevando a una recomendación errada o desestimación de los mecanismos instalados y por consiguiente a una inviabilidad técnica y económica para los proyectos de completamiento.

Para efectos de la investigación se compararon los valores de la **Tabla 9** con los datos de los informes de laboratorio, información del Ministerio de Minas y Energía de Colombia, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Ecopetrol S.A. y otras fuentes, datos granulométricos de las Cuencas y Formaciones aportantes de las arenas, con el objeto de definir las variables granulométricas para los Campos. El tipo de arena fue una variable de gran importancia, basados en los rangos establecidos en el **Cuadro 8** para la validación de la información.

Con lo anterior se estableció una metodología jerárquica para el registro de la información en la matriz así.

- Prevalece la información granulométrica proveniente de informes de laboratorio, pues son registros producto de una muestra o experimentación directa.
- En caso de no tener disponibles informes de laboratorio, se toma el valor de tamaño de grano promedio de diseño del mecanismo de la Tabla 9 y se

⁸⁰ CARREÑO, A. Informe 10003235ID0146T67130045. Piedecuesta. 2011.

compara con campos vecinos y formaciones aportantes para su determinación.

- Al no disponer de la información, se correlacionan los campos con la información de otros, basados en la ubicación, de la formación aportante y la cuenca.
- En caso de solo disponer del rango del tipo de arena, se tomó el tamaño medio del rango, para no inclinar los valores hacía un límite superior o inferior, salvo en los casos en que se pueda determinar la tendencia de los granos de arena.
- Para los coeficientes de uniformidad solo se pueden usar informes granulométricos y correlaciones, pues la **Tabla 9** carece de esta información.

El **Cuadro 8** permite una relación entre el tipo de arena identificado y el tamaño de grano para éste, lo cual permitió establecer rangos para algunas muestras cuyos valores en el informe no estaban disponibles.

Cuadro 8. Clasificación de los granos de arena de acuerdo con su tamaño

Clasificación sedimentológica de los granos de arena según Wenworth	
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. ROCAS Y YACIMIENTOS SEDIMENTARIOS. Disponible en: <http://www.uclm.es/users/higueras/yymm/YM6.html>. Modificado por los Autores

La **Tabla 10** muestra los valores de las variables de referencia utilizadas para el diseño de la metodología. Los granos de arena se caracterizaron a partir de los valores de coeficiente de uniformidad (U) y el **Cuadro 7**, mientras el tipo de arena se relaciona con los valores del **Cuadro 8** y lo mencionado anteriormente junto con la información de la **Tabla 9** fue utilizado para elaborar la **Tabla 10**.

El análisis de la información consignada en la **Tabla 10** se encuentra posterior a esta.

Tabla 10. Características de los granos de arena para los Campos operados por Ecopetrol S.A en Colombia en donde se han completado pozos con mecanismos de control de arena

Cuenca sedimentaria	Nombre del campo	Profundidad promedio del intervalo de interés [ft]	Coefficiente de uniformidad (U)	Tamaño de grano promedio [Micras]	Rango de tamaño de grano [Micras]	Tipo de arena	Característica de la arena
Catatumbo	Tibú	5109.5 - 5484.5	11.98	119.73	62-125	Arena muy fina	Altamente no uniforme
Llanos Orientales	Acacias	8990.3 - 9240.5	Mayor a 5	285.42	251-500	Arena media	Altamente no uniforme
	Apiay	10254.92 - 10293.5	5.89	281.13	251-500	Arena media	Altamente no uniforme
	Caño Sur	4592.1 - 4771.9	Mayor a 5	129.37	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme
	Caño Sur Este	4589 - 4609	Mayor a 5	129.37	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme
	Castilla	7114.2 - 9923.9	Mayor a 5	283.25	251-500	Arena media	Altamente no uniforme
	Castilla Norte	6838 - 7669	4.04	283.25	251-500	Arena media	Arena no uniforme
	Chichimene	8310.83 - 8942.58	5.31	285.36	251-500	Arena media	Altamente no uniforme
	Guaitiquía	11573.1 - 13448.5	Mayor a 5	286.14	251-500	Arena media	Altamente no uniforme
	Suria	10374.5 - 10492.5	4.33	291.92	251-500	Arena media	Arena no uniforme
Putumayo	Suria Sur	10512.5 - 10625.67	3.6	232.31	126-250	Arena Fina	Arena no uniforme
	Orito	10648.5 - 10708.5	9.07	399.53	251-500	Arena Media	Altamente no uniforme
Valle Medio del Magdalena	San Antonio	9723 - 9871	4.25	135	126-250	Arena Fina	Arena no uniforme
	Casabe	3556.23 - 5362	5.83	191.95	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme
	La Cira-Infantas	6405.21 - 6469.5	Mayor a 5	355.6	251-500	Arena media	Altamente no uniforme
	Lisama	7657 - 7775	5.81	158.79	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme
	Llanito	5825 - 6967	8.65	271.74	251-500	Arena Media	Altamente no uniforme

Fuente. Ecopetrol S.A. Modificado por los Autores.

Tabla 10. (Continuación)

Cuenca sedimentaria	Nombre del campo	Profundidad promedio del intervalo de interés [ft]	Coefficiente de uniformidad (U)	Tamaño de grano promedio [Micras]	Rango de tamaño de grano [Micras]	Tipo de arena	Característica de la arena
Valle Medio del Magdalena	Nutria	7679 - 8986	Mayor a 5	158.79	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme
	Palagua	2895 - 3931	5.63	569.81	501-1000	Arena Gruesa	Altamente no uniforme
	Tesoro	3422 - 3604	Mayor a 5	158.79	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme
	Yariguí-Cantagallo	6622.5 - 8501.25	14.08	283.26	251-500	Arena Media	Altamente no uniforme
Valle Superior Magdalena	Dina Terciarios	1940 – 2962	Menor a 3	437.75	251-500	Arena media	Arena Uniforme
	Santa Clara	3612.8 – 3805	Menor a 3	375.5	251-500	Arena media	Arena Uniforme
	Yaguará	2330 – 2460	Menor a 3	375.5	251-500	Arena media	Arena Uniforme

Fuente. Ecopetrol S.A. Modificado por los Autores

A continuación se describen los argumentos que fueron tenidos en cuenta para determinar los datos consignados en la **Tabla 10**, se presenta una explicación tanto para cada uno de los campos que se encuentran en la **Tabla 10** como de las variables granulométricas y de los valores con los cuales se construyó dicha tabla.

5.4.1 Granulometría de la Cuenca del Catatumbo. En este numeral se describen los argumentos base para la selección de las variables granulométricas para el Campo Tibú contempladas en la Tabla 10, es importante mencionar que solo se hace la descripción para el Campo Tibú, debido a que para la Cuenca del Catatumbo fue el único Campo que reporto pozos completados con mecanismos de control de arena.

5.4.1.1 Campo Tibú. Los valores de la **Tabla 10** se registran con base en datos reportados en el informe del laboratorio realizado por Carreño⁸¹ de difracción de rayos X. Según el autor anterior⁸², se excluye un intervalo para el promedio del coeficiente de uniformidad al ser atípico respecto a los demás. Se observa que el campo tiene una distribución de grano altamente no uniforme. Las arenas predominantes son finas y muy finas, encontrándose estas últimas en mayor proporción.

5.4.2 Granulometría Cuenca Llanos Orientales. A continuación se describe el argumento base para la selección de las variables granulométricas contempladas en la **Tabla 10** para los campos de ésta cuenca y se explica el origen de los valores consignados en dicha tabla.

5.4.2.1 Campo Acacias. A partir del informe de mineralogía de laboratorio de difracción de rayos x de Piedecuesta⁸³ se determinó que el campo se encuentra en la Cuenca Llanos y que la formación productora es San Fernando. Con base en lo anterior y lo mencionado por Arias⁸⁴, la localización geográfica del Campo Acacias, se determinó también que el Campo produce de las Formaciones Guadalupe (K1) y Guadalupe (K2), que junto con la Formación San Fernando (T2), ya mencionada, cuentan con un tamaño de arena predominante medio, lo que permite disponer el rango de arena media (entre 251 y 500 micras según la escala de Wenworth) en la **Tabla 10**. El coeficiente de uniformidad se determina por correlación con los Campos de la Cuenca Llanos y productores de la Formación Guadalupe como Apiay, Chichimene, Castilla y Suria

⁸¹ CARREÑO, A. Informe 10003235ID0146T67130045. Piedecuesta. 2011.

⁸² Ibíd. p.11

⁸³ Informe ICP-ICP-F-062, Piedecuesta. 2013.

⁸⁴ ARIAS, H. Patronamiento de las Tendencias Direccionales en las Formaciones en la Cuenca de los Llanos Orientales (Municipios de Acacias y Castilla La Nueva, Departamento del Meta), p. 37. [Online] 2012. [Consultado Marzo 31 de 2016]. Tomado de: <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/1170/2/142973.pdf>

5.4.2.2 Campo Apiay. Analizando el informe de laboratorio de difracción de rayos X realizado por Benavides⁸⁵, se tomaron los valores de los intervalos de interés acordes a la distribución de la muestra y la Formación Guadalupe mencionada por Arias⁸⁶ en su documento, permitiendo determinar un tamaño de grano tipo medio para las arenas del Campo. Es de resaltar que se encontraron muestras con intervalos distantes y tamaños de grano aislados que no se tuvieron en cuenta para evitar efectos en la selección del tamaño de grano y posterior mecanismo de control. Mediante las gráficas contenidas se determinaron los percentiles D40(X60) y D90(X10) para el cálculo del coeficiente de uniformidad respectivo, los cuales se registraron en la **Tabla 10** como referencias para el campo. No se tuvo en cuenta un valor de coeficiente de uniformidad calculado para el promedio, por ser un dato atípico respecto a la tendencia de los demás

5.4.2.3 Campo Caño Sur. Según Gutierrez⁸⁷, el Campo Caño Sur es un campo perteneciente a la cuenca de los Llanos Orientales ubicado en el departamento del Meta. Por su ubicación se presume una similitud con las condiciones de los campos Apiay, Castilla y Chichimene, lo que permite determinar un tipo de arena fina y un grado de heterogeneidad de las arenas alto, como se observa en la información registrada en la **Tabla 10**.

5.4.2.4 Campo Caño Sur Este. Al igual que el Campo Caño Sur Oeste, es una división del Campo Caño Sur, por lo que sus características se mantienen iguales a las de éste como se observa en la **Tabla 10**. Teniendo en cuenta que no se dispone de información granulométrica mediante informes para éstos campos y que existen datos de configuración desde la Tabla 9, se determina un valor de tamaño de grano promedio de 129.37 micras, que obedece al promedio entre los valores de 106.33 micras y 152.4 micras observados.

5.4.2.5 Campo Chichimene. Para Carreño⁸⁸, los datos analizados en el informe de laboratorio de difracción de rayos x se obtuvieron arenas principalmente de grano fino y medio, encontrándose en mayor proporción el grano medio, el cual se determinó como el tamaño de grano promedio para el Campo. En la **Tabla 10** se reportó el valor de tamaño de grano determinado y el coeficiente de uniformidad, el cual corresponde al promedio de los datos disponibles en los informes de granulometría de las muestras de granos de arena tomadas en los pozos del Campo Chichimene.

⁸⁵ BENAVIDES, C. Análisis Granulométrico Campo Apiay. 2000.

⁸⁶ ARIAS, H. Op.cit.

⁸⁷ GUTIÉRREZ, J. PLAN DE INVERSIONES ECOPEPETROL 2011 [Online] 2011. [Consultado Marzo 31 de 2016]. Tomado de: http://www.infraestructura.org.co/memoriaseventos/inversionesecopetrol2011/Plan_Inversiones_Ecopetrol_Camara_Colombiana_de_Infraestructura_08-03-2011.pdf

⁸⁸ CARREÑO, A. Informe 10000048 ID0146 T67 11 0989-1, p.19-20. Piedecuesta. 2011

5.4.2.6 Campo Castilla. Para la ANH⁸⁹, el Campo Castilla comparte la conformación estructural con los campos Apiay, Chichimene, Suria, Gaván y Guaitiquía, incluyendo el sistema transpresional, de fallas, Castilla-Apiay, que permitieron los entrampamientos de hidrocarburos. Además, de la cita anterior se menciona que al estar ubicado en el Meta, pertenece a la región suroeste de la Cuenca de los Llanos Orientales cuya mayor profundidad se asocia a la Formación Gacheta.⁹⁰ Según la ANH⁹¹, en su estudio integrado de crudos pesados, el Campo Castilla produce de las areniscas de Une y Gacheta y el aporte del crudo pesado viene de las Formaciones Guadalupe, Une y Mirador. Según lo descrito anteriormente, se puede decir que las condiciones del Campo Castilla se asemejan a las del Campo Chichimene y Apiay, lo que permite definir tipo de grano de arena media como se observa en la **Tabla 10** y un valor de coeficiente de uniformidad (U) mayor a cinco (5), considerando la no uniformidad granulométrica en los campos de referencia. El valor reportado como tamaño de grano es un promedio entre los datos para los Campos Apiay y Chichimene.

5.4.2.7 Campo Castilla Norte. En el informe del laboratorio de difracción de rayos X realizado por Carreño⁹², se definen tamaños de arena tipo fino y grueso, pero en una observación gráfica se observa que predomina el grano fino en los intervalos de la prueba. Se observaron valores de coeficiente de uniformidad homogéneos con valores inferiores a tres en la gran parte de los intervalos analizados, con algunos datos mayores en la base. Para el coeficiente de uniformidad se calculó un promedio con valor de 4.04. Teniendo en cuenta la ubicación del campo y su relación con el Campo Castilla, se asume el mismo valor de tamaño de grano, pues el informe no permitió calcular un valor numérico propio. La **Tabla 10** muestra los datos para éste campo.

⁸⁹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Cuenca Llanos Orientales. p.81. [Online]. 2012. [Consultado Marzo 15 de 2016]. Tomado de: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>

⁹⁰ *Ibíd.* p.81

⁹¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales. Estudio Integrado-Crudos Pesados [Online]. 2016. [Consultado Marzo 18 de 2016]. Tomado de: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>

⁹² CARREÑO, A. Informe ICP-UST-ID0153-09-0111, p. 12. Piedecuesta. 2009.

5.4.2.8 Campo Guaitiquia. Para la ANH⁹³, al igual que el campo Castilla comparte una conformación estructural con los campos Apiay, Chichimene, Suria y Gaván. Según Rodríguez⁹⁴, su ubicación es cercana al campo Apiay también en la Cuenca de los Llanos Orientales y se rige por una geología semejante al estar ubicado en el área Apiay-Guaitiquia y Apiay-Ariari. De acuerdo con lo mencionado anteriormente se pretende que las rocas generadoras obedecen a la formación Gacheta y que las areniscas productoras sean de la formación Guadalupe; según el Ministerio de Minas y Energía⁹⁵, el Campo Guaitiquia se rige bajo el contrato Apiay (Área Apiay) de Ecopetrol S.A. A partir de lo anterior se tiene, como se observa en la Tabla 10, un tamaño de grano equivalente a arena media y un coeficiente de uniformidad mayor a cinco. El valor de tamaño de grano promedio equivale al promedio de tamaños de grano identificados para los Campos Apiay, Chichimene y Suria.

5.4.2.9 Campo Suria. Con base en el informe analizado⁹⁶, se determinó el tipo de arena encontrado como arena fina-media. Para definir el coeficiente de uniformidad no se tuvieron en cuenta algunos valores, por estar relacionados con partículas arcillosas que pudiesen afectar la prueba (valores atípicos). El valor de coeficiente de uniformidad (U) leído se encuentra reportado en la **Tabla 10** al igual que el valor promedio de grano del intervalo analizado.

5.4.2.10 Campo Suria Sur. Al igual que el Campo Suria la matriz de grano responde a grano fino-medio. Teniendo en cuenta los intervalos analizados y consignados en el informe de laboratorio estudiado⁹⁷, se observó una predominancia del grano fino, sin obviar intercalaciones representativas de grano medio. El valor registrado para grano promedio y coeficiente de uniformidad de la **Tabla 10** responden a los promedios en los intervalos analizados.

Para los Campos Suria y Suria Sur se preestableció una analogía en sus características al estar en una ubicación geográfica cercana. Aunque los valores determinados en los promedios arrojaron para Suria un grano medio y para Suria Sur un grano fino, estos coinciden con el rango grano fino-medio para las matrices de arena de esa ubicación y esos Campos. La diferencia de tipos de arena para los Campos se atribuye a las profundidades en que se tomaron las muestras

⁹³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op. cit., p.81

⁹⁴ 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>

⁹⁵ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA-DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS. Sistema de información energética. Producción fiscalizada de petróleo por campo (Barriles por día calendario – BPDC) [Online]. 2012. Consultado: Marzo 18 de 2016]. Tomado de: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/478758/Produccion+de+Crudo+por+Campo+@%2030-Jun-2012.pdf/98379237-ec85-49f7-937e-5054cadd5292>

⁹⁶ Informe ICP-UST-ID0153-09-135. Piedecuesta, 2009.

⁹⁷ Informe ICP-UST-ID0153-09-149. Piedecuesta, 2009.

analizadas y además se encontró que los valores reportados para grano medio en Suria y fino en Suria Sur están cercanos al límite inferior y superior del rango para el tipo de arena respectivamente (**Ver Cuadro 8**). Con lo anterior, se tiene que el postulado de analogía por ubicación no se afecta y sigue siendo válido. Es de resaltar que para efectos de la investigación se mantuvieron los valores obtenidos mediante los informes de granulometría como se observa en la **Tabla 10**, aclarando que cualquiera de las configuraciones determinadas para los mecanismos puede controlar la producción de arenas debido a la proximidad y semejanza de sus tamaños de grano.

5.4.3 Granulometría para los Campos ubicados en la Cuenca del Putumayo.

A continuación se describe el argumento base para la selección de las variables granulométricas contempladas en la **Tabla 10** para los Campos de Orito y San Antonio.

5.4.3.1 Campo Orito. Se analizaron las muestras contempladas en el informe de laboratorio⁹⁸ y determinó el tamaño de grano promedio (399.53 Micras) y coeficiente de uniformidad (9.07). Se observó una divergencia entre la arena de grano muy fino de la **Tabla 9** (101.6) y la arena de grano medio determinada, para lo cual se analizó la formación productora (Formación Caballos) en la Cuenca del Putumayo la cual es mencionado por Barrero⁹⁹, destacando que el tamaño de grano promedio para esta es arena fina (entre 126 micras a 250 micras según la clasificación de Wenworth), según lo descrito por Vergara¹⁰⁰, lo que junto con la relevancia del estudio granulométrico permitió confirmar que las variables para el Campo responden a las identificadas en el informe de laboratorio, por lo que fueron registrados en la **Tabla 10**.

5.4.3.2 Campo San Antonio. Se definió el tipo de arena como arena fina-media partir de los resultados del informe de laboratorio¹⁰¹ marcando una mayor proporción de grano fino, por lo que se registró el menor valor promedio identificado, teniendo en cuenta que los valores de la muestra eran muy limitados y no se observó una tendencia. La lectura del valor de U reportado en la **Tabla 10** obedece al promedio de las lecturas registradas en el informe de laboratorio consultado¹⁰².

⁹⁸ BENAVIDES, C. NIÑO, I. Informe ICP-KPR-006-02-G03. p. 7. 2002

⁹⁹ BARRERO, D. PARDO, A. VARGAS, C. MARTÍNEZ, J. ANH. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclatura, Boundaries, and Petroleum Geology, a New Proposal. Upper Magdalena Valley, P-84-85. [Online] 2007. [Consultado Abril 1 de 2016]. Tomado de: http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf

¹⁰⁰ VERGARA, L. GUERRERO, J. PATARROYO, P. SARMIENTO, G. Comentarios acerca de la Nomenclatura Estratigráfica del Cretácico Inferior del Valle Superior del Magdalena. Bogotá, 1995.

¹⁰¹ Informe ICP-UST-ID0153-10-096. Piedecuesta, 2010.

¹⁰² *Ibid.*

5.4.4 Granulometría para los Campos ubicados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. En este numeral se describen los argumentos base para la selección de las variables granulométricas contempladas en la **Tabla 10** y se explica el origen de los datos consignados en dicha tabla para los Campos localizados en esta cuenca sedimentaria.

5.4.4.1 Campo Casabe. Los análisis estudiados por Carreño¹⁰³ permitieron definir un valor de tamaño de grano promedio fino y por ende tomar un valor muestral, el cual se reportó en la **Tabla 10** junto con el coeficiente de uniformidad respectivo.

5.4.4.2 Campos La Cira-Infantas. Según la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales¹⁰⁴, pertenecen al bloque centro de la concesión de mares junto con campos como Tenerife, Colorado y Aguas Blancas y están situados en la cuenca del Valle Medio Magdalena¹⁰⁵ en cercanías a Barrancabermeja en el departamento de Santander. Su ubicación es cercana al Campo Galán, también ubicado en la misma Cuenca por lo que su geología es comparable¹⁰⁶. Aunque son dos campos distintos, se toman como uno para la investigación, al producir de las mismas formaciones geológicas¹⁰⁷ que respectan a la zona B y C de la Formación Mugrosa¹⁰⁸. El tipo de grano de la Formación obedece a grano medio¹⁰⁹ lo cual se corrobora con pruebas granulométricas registradas en informes de laboratorio de difracción de rayos x del campo Galán, de donde además se obtiene un coeficiente de uniformidad de 13.78¹¹⁰, lo que permite establecer una alta heterogeneidad en los granos de arena. La **Tabla 10** muestra los valores tenidos en cuenta para los Campos.

El valor de tamaño de grano se toma de la **Tabla 9** al no tenerse información granulométrica de informes disponibles y coincidir con la tendencia de la Formación productora.

¹⁰³ CARREÑO, A. Informe ICP-UST-ID0153-08-123, p. 16. Piedecuesta. 2008.

¹⁰⁴ AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES. Resolución 1237, p.1. [Online] 2014. [Consultado Marzo 19 de 2016]. Tomado de: http://www.anla.gov.co/sites/default/files/14794_res_1237_171014.pdf

¹⁰⁵ CARTA PETROLERA. El Regreso de La Cira. Ed. 108 Abril - Mayo. [Online]. [Consultado Marzo 18 2016]. Tomado de: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_produccion2.htm

¹⁰⁶ BELTRÁN, E. Estudio Sedimentológico Comparativo entre las Formaciones Mugrosa y Colorado en el Campo Casabe en la Cuenca del Valle Medio Magdalena, Colombia, p.28. [Online] 2012. [Consultado Abril 5 de 2016]. Tomado de: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2012/144084.pdf>

¹⁰⁷ SILVA, C. Desarrollo y Manejo de Información de Pozos Nuevos a Perforar en el Campo La Cira Infantas, p.14. Bucaramanga, Colombia. 2009.

¹⁰⁸ *Ibíd.* p.47

¹⁰⁹ *Ibíd.* p.39,41

¹¹⁰ Informe ICP-UST-ID0153-10-072. Piedecuesta, 2010.

5.4.4.3 Campo Lisama. Según el informe citado¹¹¹, La arenisca productora de este campo registra granos de arena de tipo fina según un análisis de granulometría consignado en el informe del laboratorio de difracción de Rayos X y se toma el valor de coeficiente de uniformidad (U) promedio registrado en la **Tabla 10**.

5.4.4.4 Campo Llanito. A partir del informe analizado¹¹² se determinó el tipo de arena como arena media. El valor de U reportado en la **Tabla 10** es el promedio de las lecturas de las muestras registradas en el informe de laboratorio.

5.4.4.5 Campo Nutria. El campo se encuentra ubicado al sur del campo Lisama y pertenece igualmente al área Lisama (Zona Centro Tesoro-Nutria) según lo mencionado por Orjuela¹¹³, ubicado al oriente de la cuenca del Valle Medio Magdalena¹¹⁴ en el departamento de Santander. Mediante consultas en OpenWells se identificó que la formación productora es la formación Mugrosa. Teniendo en cuenta que para el campo Lisama la formación productora también es Mugrosa (Oligoceno) y que aporta arenas finas¹¹⁵ y además que la ubicación geográfica es cercana al campo Nutria, sin dejar de lado que comparten los mismos límites (Falla Peña de Oro y Falla La Salina)¹¹⁶, se establece una semejanza en las condiciones de los campos, por lo que para el campo Nutria se define el tipo de arena como arena fina y el coeficiente de uniformidad mayor a cinco, asumiendo una heterogeneidad como la identificada para el campo Lisama, como se registró en la **Tabla 10**.

5.4.4.6 Campo Palagua. Según Amazo¹¹⁷, el campo palagua se encuentra ubicado en la Cuenca Valle Medio Magdalena en el departamento de Boyacá. A partir de información de pruebas granulométricas realizadas en laboratorio¹¹⁸, se estableció el tamaño de grano promedio 569.81 micras y se determinó el valor U mediante un promedio, con valor de 5.63 como se observa en la **Tabla 10**. Según el autor citado anteriormente¹¹⁹, el campo produce de las formaciones Tuné y Guaduas con variaciones de grano fino a grueso.

¹¹¹ Informe ICP-UST-ID0153-10-028. Piedecuesta, 2010.

¹¹² Informe ICP-UST-ID0153-10-073. Piedecuesta, 2010.

¹¹³ 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 2016].

¹¹⁴ *Ibíd.* p.51

¹¹⁵ *Ibíd.* p. 60

¹¹⁶ *Ibíd.* p.51

¹¹⁷ AMAZO, D. HOYOS, J. Evaluación Tecnicoeconómica 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

¹¹⁸ *Ibíd.* p. 91-93

¹¹⁹ *Ibíd.* p. 79-80

5.4.4.7 Campo Tesoro. Según el documento de Rubiano y Sandoval¹²⁰ el Campo Tesoro se encuentra ubicado en la Cuenca Valle Medio Magdalena al igual que el Campo Nutria y Lisama en el Departamento de Santander, lo que permite establecer unas condiciones semejantes a estos, además de pertenecer al área Nutria. De acuerdo con lo mencionado anteriormente se establece el tipo de arena como arena fina y un coeficiente de uniformidad mayor a cinco, asumiendo que se mantiene la tendencia heterogénea de los otros dos campos como se observa en la **Tabla 10**.

5.4.4.8 Campo Yariguí. Con base en el informe de laboratorio de difracción de rayos X realizado por Carreño¹²¹, se observa que predominan valores de tamaño de grano medio. La **Tabla 10** refleja el rango para grano medio y el valor promedio de coeficiente de uniformidad calculado.

5.4.5 Granulometría para los Campos ubicados en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. A continuación se describe el argumento base para la selección de las variables granulométricas contempladas en la Tabla 10 para los Campos de ésta cuenca.

5.4.5.1 Campo Santa Clara. Según lo descrito por Vargas y Palencia¹²² el Campo está ubicado en el departamento del Huila en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena en la sub-cuenca Neiva. De acuerdo con lo mencionado por Garzón¹²³ el principal yacimiento productor del Campo Santa Clara es la Formación Caballos Superior y con base en lo mencionado anteriormente y lo descrito en el sitio web de Cortolima¹²⁴ el tamaño de grano se definió como tamaño de grano medio, aunque se registren valores de arena fina y gruesa en otras proporciones. El coeficiente de uniformidad se define tomando como referencia una arena uniforme, pues las arenas se encuentran bien o moderadamente seleccionadas.

El valor de tamaño de grano promedio se definió como el valor medio del rango de arena de grano medio, pues no fue posible identificar una tendencia de grano y no se pretende sesgarlo a un límite superior o inferior del rango. La **Tabla 10** muestra los datos tomados para éste Campo.

¹²⁰ RUBIANO, J. SANDOVAL, J. GAMBÁ, N. Modelo Geológico de los Campos Maduros de Lisama, Tesoro, Nutria y Peroles, Valle Medio Magdalena. Colombia [Online] 2009. [Consultado: Marzo 19 de 2016]. Tomado

¹²¹ CARREÑO, A. Informe 10000048 ID0146 T67 11 0819-ECP. Piedecuesta, 2011.

¹²² VARGAS, R. PALENCIA, L. CHAVARRO, M. Op. cit. p.89

¹²³ GARZÓN, D. Op. cit. p.31

¹²⁴ CORTOLIMA. Proyecto Plan de Ordenación y Manejo de la Cuenca Hidrográfica Mayor del Río Coello, p.186. [Online] 2006. [Consultado Marzo 19 de 2016]. Tomado de: http://www.cortolima.gov.co/2006/images/stories/centro_documentos/coello/2_6_GEOLOGIA.pdf

5.4.5.2 Campo Yaguara. Según Cárdenas y Castro¹²⁵ El campo se encuentra ubicado en el departamento del Huila, en la Formación Caballos. Las areniscas de la Formación Caballos son el objetivo productor del campo. La Formación aporta arenas de grano fino y muy fino en la zona A y grano medio en la zona B, por lo que el tamaño de grano medio para el campo, corresponde al tipo arena media y el coeficiente es menor a tres (3) correspondiendo a una arena uniforme al definirse como arenas bien seleccionadas.

Siguiendo la analogía descrita para el Campo Santa Clara, se define el tamaño de grano medio como el valor medio del rango para el tipo de arena. La **Tabla 10** muestra los datos para el Campo.

5.4.5.3 Campos Dina-Terciarios. Según lo mencionado en el periódico El Tiempo¹²⁶ y lo descrito en el sitio web Colombia y energía¹²⁷ los Campos se encuentra ubicados en el Departamento del Huila en la Cuenca Valle Superior del Magdalena, en la Subcuenca de Neiva, de acuerdo con lo mencionado por Vargas y Palencia¹²⁸ caracterizada por contener Campos productores de las Formaciones Caballos, Monserrate, Gualanday y Honda. Según lo que menciona Garzón¹²⁹ el Campo Dina Terciarios produce en mayor proporción de la Formación Honda por lo que ha sido tomada como referencia para la determinación de los parámetros de tamaño de grano, el cual se define como grano tipo medio, aunque se observen pequeñas variaciones entre grano grueso y muy grueso. El coeficiente de uniformidad se define tomando como referencia una arena uniforme, pues las arenas se encuentran consolidadas.

La **Tabla 10** contiene los datos tomados para el Campo Dina-Terciarios. De acuerdo con lo descrito por Garzón¹³⁰ el intervalo reportado de 1940ft-2962ft, obedece a zonas cañoneadas Se establece el valor de tamaño de grano, como $\frac{3}{4}$

¹²⁵ 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.

¹²⁶ ARCHIVO ELTIEMPO. Huila Será el Quinto Distrito de Ecopetrol. [Online] 1994. [Consultado Marzo 19 de 2016]. Tomado de: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-244303>

¹²⁷ COLOMBIA Y ENERGÍA. El Valle Superior del Magdalena, una región con impulso renovado. [Online] 2014. [Consultado Marzo 19 de 2016]. Tomado de: <http://www.colombiaenergia.com/featured-article/el-valle-superior-del-magdalena-una-regi%C3%B3n-con-impulso-renovado>

¹²⁸ VARGAS, R. PALENCIA, L. CHAVARRO, M. Petrophysical Correlations with Surface Subsurface Formations Neiva Sub-Basin Production. Revista Ingeniería y Región No. 10 Año 2013, p.89. [Online] 2013. [Consultado Marzo 25 de 2016]. Tomado de: <http://journalusco.edu.co/index.php/IngenieriaRegion/article/download/365/374>

¹²⁹ 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

¹³⁰ *Ibid.* p.46

del rango, es decir 437.75 Micras, al encontrarse una tendencia media, pero con intercalaciones gruesas y muy gruesas.

5.5 MATRIZ DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA PARA LOS CAMPOS OPERADOS POR ECOPETROL S.A. EN COLOMBIA

Partiendo de la información de la **Tabla 9** y de la **Tabla 10**, se definen los mecanismos de control de arena instalados y los mecanismos recomendados para los campos donde se han completado pozos con tecnologías de control de arena de tipo mecánico.

5.5.1 Mecanismos de control de arena instalados. Obedecen a los mecanismos de control de arena identificados para los campos de estudio. En esta se incluye las características granulométricas de configuración.

5.5.2 Mecanismos de control de arena recomendados. A partir de los análisis teóricos que respectan a diseño de mecanismos de control de arena contemplados en este documento se definen los mecanismos configurados bajo éstos parámetros como recomendación. Para algunos casos se observa el mecanismo usado y valida si puede optimizarse, para lo que se sugiere una alternativa basada en lo utilizado como complemento.

Para efectos del presente documento la matriz general se ha dividido en secciones, con el objeto que se ajuste al espacio de éste, pero la versión completa se encuentra en el **Anexo B**.

La **Tabla 11** muestra la matriz en términos del mecanismo utilizado y la **Tabla 12** en términos del recomendado.

La matriz sirve para orientar las decisiones de los ingenieros de completamiento basados en las sugerencias ofrecidas por ésta, con el objeto que evalúen otras variables que infieran en el control de arena. Es de aclarar que con los mecanismos de control de arena, se consigue una disminución en la producción de estas partículas, pero a su vez la producción y presión del pozo se ven afectadas.

La definición del mecanismo de control de arena será decisión exclusiva de los ingenieros de completamiento o el área encargada de control de arena, pues la matriz y la metodología en general solo recomiendan y definen una configuración para un control efectivo partiendo de las bases teóricas. Los interesados deben evaluar integralmente el pozo y el mecanismo y hacer un análisis de beneficios, ventajas y desventajas para garantizar un control adecuado.

Como complemento a la matriz, con el objeto de reducir el margen de error generado por las lecturas y proporcionar recomendaciones basadas en muestras específicas, se incluye una herramienta de selección y diseño de mecanismos de control de arena a partir de datos granulométricos de pozo que permite sugerir el mecanismo de control de arena y sus configuraciones, además de aportar información respecto a las arenas, mediante el ingreso de datos de una prueba granulométrica.

Para el uso de ésta herramienta se debe ingresar el volumen de partículas que se ajustan a un parámetro estándar de grano definido, para con ello ejecutar un algoritmo y proporcionar las variables granulométricas de diseño y selección contempladas para ésta metodología. El siguiente capítulo detalla lo descrito anteriormente mediante un análisis integral de la metodología que se diseñó.

Tabla 11. Matriz de mecanismos de control de arena instalados en los Campos operados por Ecopetrol S.A en Colombia

Cuenca sedimentaria	Nombre del campo	Profundidad promedio del Intervalo de Interés [ft]	Coeficiente de uniformidad (U)	Tamaño de grano promedio [Micras]	Rango de tamaño de grano [Micras]	Tipo de arena	Característica de la arena	Tipo de control instalado			
								Mecanismo usado	Ancho de la ranura (in)	Tamaño de grano promedio de grava (in)	Tamaño grava (US. Mesh)
Catatumbo	Tibú	5109.5 - 5484.5	11.98	119.73	62-125	Arena muy fina	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	-	N/A	N/A
Llanos Orientales	Acacias	8990.3 - 9240.5	Mayor a 5	285.42	251-500	Arena media	Altamente no uniforme	Malla ICD	-	N/A	N/A
	Apiay	10254.92 - 10293.5	5.89	281.13	251-500	Arena media	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	0.020	N/A	N/A
	Caño Sur	4592.1 - 4771.9	Mayor a 5	129.37	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme	Empaque con Grava y Malla	0.012	0.025	20/40
	Caño Sur Este	4589 - 4609	Mayor a 5	129.37	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	0.012	N/A	N/A
	Castilla	7114.2 - 9923.9	Mayor a 5	283.25	251-500	Arena media	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	0.018	N/A	N/A
	Castilla Norte	6838 - 7669	4.04	283.25	251-500	Arena media	Arena no uniforme	Liner Ranurado	0.018	N/A	N/A
	Chichimene	8310.83 - 8942.58	5.31	285.36	251-500	Arena media	Altamente no uniforme	Malla ICD	-	N/A	N/A
	Guaitiquía	11573.1 - 13448.5	Mayor a 5	286.14	251-500	Arena media	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	-	N/A	N/A
	Suria	10374.5 - 10492.5	4.33	291.92	251-500	Arena media	Arena no uniforme	Liner Ranurado	-	N/A	N/A
	Suria Sur	10512.5 - 10625.67	3.6	232.31	126-250	Arena Fina	Arena no uniforme	Liner Ranurado	-	N/A	N/A
Putumayo	Orito	10648.5 - 10708.5	9.07	399.53	251-500	Arena Media	Altamente no uniforme	Malla Welded Wire	0.012	N/A	N/A

Fuente. Ecopetrol S.A. Modificado por los Autores

Tabla 11. (Continuación)

Cuenca sedimentaria	Nombre del campo	Profundidad promedio del intervalo de interés [ft]	Coeficiente de uniformidad (U)	Tamaño de grano promedio [Micras]	Rango de tamaño de grano [Micras]	Tipo de arena	Característica de la arena	Tipo de control instalado			
								Mecanismo usado	Ancho de la ranura (in)	Tamaño de grano promedio de grava (in)	Tamaño grava (US. Mesh)
Putumayo	San Antonio	9723 – 9871	4.25	135	126-250	Arena Fina	Arena no uniforme	Empaque con Grava	N/A	-	-
Valle Medio del Magdalena	Casabe	3556.23 - 5362	5.83	191.95	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme	Malla	-	N/A	N/A
	La Cira-Infantas	6405.21 - 6469.5	Mayor a 5	355.6	251-500	Arena media	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	0.028	N/A	N/A
	Lisama	7657 – 7775	5.81	158.79	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	-	N/A	N/A
	Llanito	5825 – 6967	8.65	271.74	251-500	Arena Media	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	-	N/A	N/A
	Nutria	7679 – 8986	Mayor a 5	158.79	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	-	N/A	N/A
	Palagua	2895 – 3931	5.63	569.81	501-1000	Arena Gruesa	Altamente no uniforme	Empaque con Grava y Liner Ranurado	0.019	0.080	8/12
	Tesoro	3422 – 3604	Mayor a 5	158.79	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	-	N/A	N/A
	Yarigüi-Cantagallo	6622.5 - 8501.25	14.08	283.26	251-500	Arena Media	Altamente no uniforme	Malla	-	N/A	N/A
Valle Superior del Magdalena	Dina Terciarios	1940 – 2962	Menor a 3	437.75	251-500	Arena media	Arena Uniforme	Malla Welded Wire Wrapped	-	N/A	N/A
	Santa Clara	3612.8 – 3805	Menor a 3	375.5	251-500	Arena media	Arena Uniforme	Liner Ranurado	-	N/A	N/A
	Yaguará	2330 – 2460	Menor a 3	375.5	251-500	Arena media	Arena Uniforme	Liner Ranurado	-	N/A	N/A

Fuente. Ecopetrol S.A. Modificado por los Autores

Tabla 12. Matriz de mecanismos de control de arena recomendados para los Campos operados por Ecopetrol S.A en Colombia

Cuenca sedimentaria	Nombre del campo	Profundidad promedio del intervalo de interés [ft]	Coeficiente de uniformidad (U)	Tamaño de grano promedio [Micras]	Rango de tamaño de grano [Micras]	Tipo de arena	Característica de la arena	Tipo de control instalado		Tipo de control recomendado	
								Mecanismo usado	Tamaño de grava (US. Mesh)	Mecanismo recomendado	Tamaño de grava (US. Mesh)
Catatumbo	Tibú	5109.5-5484.5	11.98	119.73	62-125	Arena muy	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda	N/A
Llanos Orientales	Acacias	8990.3-9240.5	Mayor a 5	285.42	251-500	Arena media	Altamente no uniforme	Malla ICD	N/A	No se recomienda	N/A
	Apiay	10254.92-10293.5	5.89	281.13	251-500	Arena media	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda	N/A
	Caño Sur	4592.1-4771.9	Mayor a 5	129.37	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme	Empaque con Grava y	20/40	No se recomienda	N/A
	Caño Sur Este	4589-4609	Mayor a 5	129.37	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda	N/A
	Castilla	7114.2-9923.9	Mayor a 5	283.25	251-500	Arena media	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda	N/A
	Castilla Norte	6838-7669	4.04	283.25	251-500	Arena media	Arena no uniforme	Liner Ranurado	N/A	Empaque con Grava y Malla	10/20
	Chichimene	8310.83-8942.58	5.31	285.36	251-500	Arena media	Altamente no uniforme	Malla ICD	N/A	Malla Premium	N/A
	Guaitiquía	11573.1-13448.5	Mayor a 5	286.14	251-500	Arena media	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda	N/A
	Suria	10374.5-10492.5	4.33	291.92	251-500	Arena media	Arena no uniforme	Liner Ranurado	N/A	Empaque con Grava y Malla	10/20
	Suria Sur	10512.5-10625.67	3.6	232.31	126-250	Arena Fina	Arena no uniforme	Liner Ranurado	N/A	Malla Premium	N/A

Fuente. Ecopetrol S.A. Modificado por los Autores.

Tabla 12. (Continuación)

Cuenca sedimentaria	Nombre del campo	Profundidad promedio del intervalo de Interés [ft]	Coeficiente de uniformidad (U)	Tamaño de grano promedio [Micras]	Rango de tamaño de grano [Micras]	Tipo de arena	Característica de la arena	Tipo de control instalado		Tipo de control recomendado	
								Mecanismo usado	Tamaño grava	Mecanismo recomendado	Tamaño grava
Putumayo	Orito	10648.5-10708.5	9.07	399.53	251-500	Arena Media	Altamente no uniforme	Malla Welded Wire Wrapped	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A
	San Antonio	9723-9871	4.25	135	126-250	Arena Fina	Arena no uniforme	Empaque con Grava	-	Empaque con Grava y Malla	20/40
Valle Medio Magdalena	Casabe	3556.23-5362	5.83	191.95	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme	Malla	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A
	La Cira-Infantas	6405.21-6469.5	Mayor a 5	355.6	251-500	Arena media	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A
	Lisama	7657-7775	5.81	158.79	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A
	Llanito	5825-6967	8.65	271.74	251-500	Arena Media	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A
	Nutria	7679-8986	Mayor a 5	158.79	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A
	Palagua	2895-3931	5.63	569.81	501-1000	Arena Gruesa	Altamente no uniforme	Empaque con Grava y Liner Ranurado	8/12	No se recomienda mecanismo	N/A
	Tesoro	3422-3604	Mayor a 5	158.79	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A
	Yarigüi-Cantagallo	6622.5-8501.25	14.08	283.26	251-500	Arena Media	Altamente no uniforme	Malla	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A
Valle Superior Magdalena	Dina Terciarios	1940-2962	Menor a 3	437.75	251-500	Arena media	Arena Uniforme	Malla Welded Wire Wrapped	N/A	Malla Welded Wire Wrapped	N/A
	Santa Clara	3612.8-3805	Menor a 3	375.5	251-500	Arena media	Arena Uniforme	Liner Ranurado	N/A	Malla Welded Wire Wrapped	N/A
	Yaguará	2330-2460	Menor a 3	375.5	251-500	Arena media	Arena Uniforme	Liner Ranurado	N/A	Malla Welded Wire Wrapped	N/A

Fuente. Ecopetrol S.A. Modificado por los Autores.

6. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA PARA LOS CAMPOS OPERADOS POR ECOPETROL S.A EN COLOMBIA

La metodología consta de tres componentes principalmente, un mapa que representa la instalación de mecanismos de control de arena en los pozos operados por Ecopetrol S.A ubicados en el territorio Colombiano, una matriz de selección preliminar basada en el análisis de variables granulométricas y un aplicativo sistematizado que realiza sugerencias sobre el tipo de completamiento a implementar en un pozo con problemas de producción de arena y establece sugerencias para el diseño del completamiento con base en un análisis de granulometría de una muestra de arena tomada del intervalo productor de hidrocarburos.

6.1 OBJETIVO DE LA METODOLOGÍA DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA

La metodología tiene como fin orientar a los ingenieros de completamiento de Ecopetrol S.A., así como a otros profesionales en Campo, en la selección de mecanismos de control de arena a partir de una referencia histórica y teórica, producto de una evaluación y análisis de mecanismos instalados por Ecopetrol S.A. desde 1995 hasta 2015, así como de una revisión de múltiples fuentes enfocadas en control de arenas a nivel mundial, sin dejar de lado opiniones de expertos en la industria petrolera.

Con esta metodología los profesionales y personal de Campo tendrán una herramienta para identificar un mecanismo de control de arena instalado y a su vez predecir el mecanismo de control de arena para diferentes pozos de éste mediante el uso de una matriz de selección detallada y un mapa general de mecanismos de control de arenas para Colombia. Además de ello contarán con una herramienta tecnológica complementaria, que mediante los resultados de distribución de grano de una muestra, les dará un indicio del mecanismo de control de arena en pozos nuevos.

Los datos de las herramientas que constituyen la metodología han sido dispuestos en algunos casos de pruebas reales y en otros por correlación como se ha expuesto en el documento.

La metodología sugiere un mecanismo de control de arena a utilizar, pero se aclara que antes de su instalación, deben evaluarse la configuración y potencial del pozo o Campo, así como los planes de producción, pues existen otras variables como presión y tasa crítica que pueden afectarse por su diseño.

6.2 VENTAJAS DE LA METODOLOGÍA DE SELECCIÓN PRELIMINAR DISEÑADA PARA CONTROL DE ARENAS EN CAMPOS DE ECOPETROL S.A. EN COLOMBIA

En términos de selección de mecanismos de control de arena existen múltiples alternativas que han sido basadas en estudios experimentales e históricos, incluyendo metodologías, pero que aún coinciden en que son aproximaciones y no pueden tomarse como referencias exactas. En comparación con estos postulados y teorías, la metodología realizada en esta investigación tiene ciertas ventajas las cuales se mencionan a continuación.

- Proporcionar una aproximación en la definición del mecanismo adecuado para los pozos de un campo específico mediante la lectura de la matriz.
- Configurar los tamaños de ranura en pulgadas y grava en unidades comerciales (US. Mesh) de forma preliminar, para los mecanismos de control sugeridos.
- Brindar una orientación a los ingenieros de completamiento para seleccionar mecanismos de control con pocos parámetros y de fácil obtención.
- Representar la historia mediante la definición de mecanismos instalados y sus configuraciones de diseño.
- Sugerir una configuración apropiada, basados en fuentes teóricas de los mecanismos instalados.
- Recomendar un mecanismo de control de arena y su configuración, basados en granulometría, mediante un aplicativo de simulación para pozos nuevos o de validación (herramienta de selección y diseño de mecanismos de control de arena a partir de datos granulométricos de pozo).
- Definir los mecanismos de control de arena recomendados y sus diseños, basados las tendencias de la industria, utilizando información actualizada para las configuraciones.

La metodología objeto de ésta investigación está basada en el concepto de diferentes e importantes exponentes en el control de arenas, así como en la realidad de la industria, por lo que para el diseño de gravas se ha usado Saucier y para el diseño de ranuras para Liner Ranurados y Mallas, un compendio de diferentes teorías, como se expuso a lo largo de éste documento, 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.

Un punto importante y de resaltar de ésta metodología, además de lo expuesto, es que incluye configuraciones basadas en diferentes autores, ofreciendo posibilidades de configuración variadas y acordes a las necesidades del Campo. La metodología permite identificar mecanismos de control de arena y da pautas para su selección, sin limitarse a un estudio regional o por Cuenca productora.

6.3 USO DE LA METODOLOGÍA

Para obtener una recomendación del mecanismo de control de arena a utilizar mediante ésta metodología se tienen en cuenta dos (2) modelos como se observa a continuación.

6.3.1 Modelo A. Está basado en el uso de la matriz de selección. Permite identificar los mecanismos de control de arena instalados en un campo y sugerir otros mecanismos mediante variables granulométricas. Para campos no existentes en la matriz, permite la correlación por mapa de Colombia para mecanismos de control de arena. A continuación se describe el paso a paso para utilizar la matriz de selección preliminar de mecanismos de control de arena.

- Verificación del campo. Teniendo en cuenta el campo al que pertenece el pozo de interés, ubicarlo en la matriz de selección.
- Determinación de variables granulométricas. Si el campo se encuentra en la matriz de selección, observar la columna de coeficiente de uniformidad y la lectura de característica de la arena, para determinar cuan homogéneos son los granos de ésta, igualmente leer la columna de tamaño de grano medio y tipo de arena para clasificarla y pasar a la cuarta viñeta. En caso de que el campo no se encuentre en la matriz, pasar a la tercera viñeta.
- Identificación geográfica en el mapa. En caso de que el campo de interés no se encuentre en la matriz de selección, se puede usar el mapa geográfico de Colombia para mecanismos de control de arena de ésta metodología, para visualizar los campos y pozos cercanos que usan mecanismos de control de arena y que tipo utilizan. Con esto se puede identificar el mecanismo de control de arena que podría usarse. Completado lo anterior, pasar a la séptima viñeta.
- Identificación del mecanismo instalado. Con las variables granulométricas identificadas, se debe leer la información de mecanismo instalado en la matriz. En éste se puede observar la configuración del control de arena. Si es Liner Ranurado o Malla, se muestra el tamaño de ranura en pulgadas [in] y si es empaque con grava el tipo de grava usada en US. Mesh.

- Identificación del mecanismo recomendado. Una vez identificado el mecanismo instalado, se puede observar el mecanismo sugerido o recomendado haciendo lectura de dicha columna de la matriz.
- Lectura de observaciones. En éste punto se identifica si existe divergencia entre el mecanismo instalado y recomendado y describen unas posibilidades que destacan la viabilidad o inviabilidad de uno frente al otro.
- Verificar el potencial y plan de producción del campo. Una vez definida la sugerencia de mecanismo de control de arena a utilizar y su configuración, se debe evaluar el potencial de producción de la arena de interés, para determinar la necesidad de instalar el mecanismo identificado.

La metodología ha sido diseñada para permitir un control de arenas adecuado, lo que indica que se enfoca en la reducción de la producción de arenas y no en el potencial del pozo ni los campo, estas variables deben ser evaluadas por los ingenieros antes de optar por la instalación de los mecanismos sugeridos.

6.3.2 Modelo B. Tiene como objeto sugerir mecanismos de control de arena para proyectos nuevos, por lo que no hace uso de la matriz de selección directamente, aunque se base en los mismos principios para las recomendaciones y configuraciones.

Este modelo consiste en utilizar una herramienta de selección y diseño de mecanismos de control de arena a partir de datos granulométricos de pozo, la cual está programada por computador. Ésta permite recomendar un mecanismo de control de arena y su configuración teniendo en cuenta el tamaño de grano promedio y el coeficiente de uniformidad, producto de una distribución de tamaños de grano identificados en una prueba granulométrica.

Este modelo es más confiable que la identificación proporcionada en el mapa e incluso puede arrojar resultados más acordes al requerimiento actual del pozo, que la matriz de referencia para la selección de sistemas de control de arenas.

Para utilizar ésta metodología, se deben tener en cuenta los siguientes pasos.

- Ingreso de datos. Se deben ingresar los tamaños de grano y su distribución en las celdas dispuestas para ello en el programa. Esta distribución equivale al peso de la arena en gramos para el tamaño determinado.
- Corrida del programa. El programa se ejecuta y gráfica una curva de distribución con la que se puede determinar el coeficiente de uniformidad. Calcula tamaño de grano promedio y con estos valores determina el tipo y

característica de la arena, y recomienda el mecanismo de control de arena a implementar y establece sugerencias sobre su configuración.

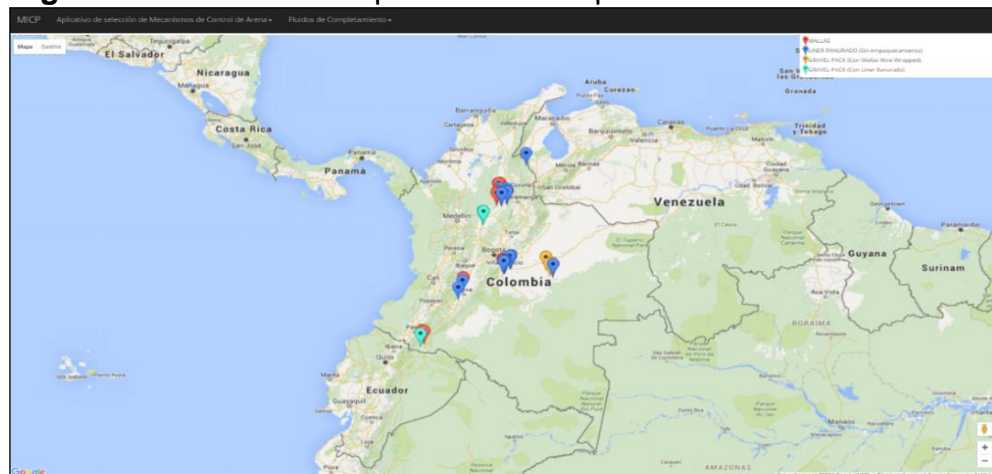
- Verificar el plan de producción del campo. Ver la séptima viñeta para el modelo A.

6.4 CONFIGURACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE CONTROL DE ARENA EN CAMPOS OPERADOS POR ECOPETROL S.A. EN COLOMBIA COMO APLICATIVO

Con el objetivo de permitir una visualización dinámica de los componentes de la metodología, se configuró un aplicativo web con características intuitivas para el usuario. Para ello se cargaron los datos en la plataforma web y se diseñaron tanto los menús respectivos como la definición de las variables relevantes en la metodología. Para garantizar la calidad y seguridad de la información se ha usado una encriptación que mediante un código permite acceder al mapa, la matriz y la herramienta de selección de mecanismos de control de arena, la cual fundamenta sus sugerencias con base en un análisis de granulometría de datos provenientes de laboratorio que el usuario tiene que suministrar al aplicativo.

6.4.1 Mapa geográfico de la instalación de mecanismos de control de arena. La **Figura 11** muestra el mapa de mecanismos de control de arena para los Campos operados por Ecopetrol S.A en Colombia. El mapa tiene la posibilidad de mostrar la información a diferentes escalas y la información disponible de forma general y específica por cada pozo. Para facilitar la ubicación de la información al usuario se han definido unas paletas de color de acuerdo con el tipo de completamiento que se haya instalado en el pozo para disminuir la producción de arena, las paletas de colores se ubican en la esquina superior derecha de la interfaz del aplicativo como se puede apreciar en la **Figura 11**.

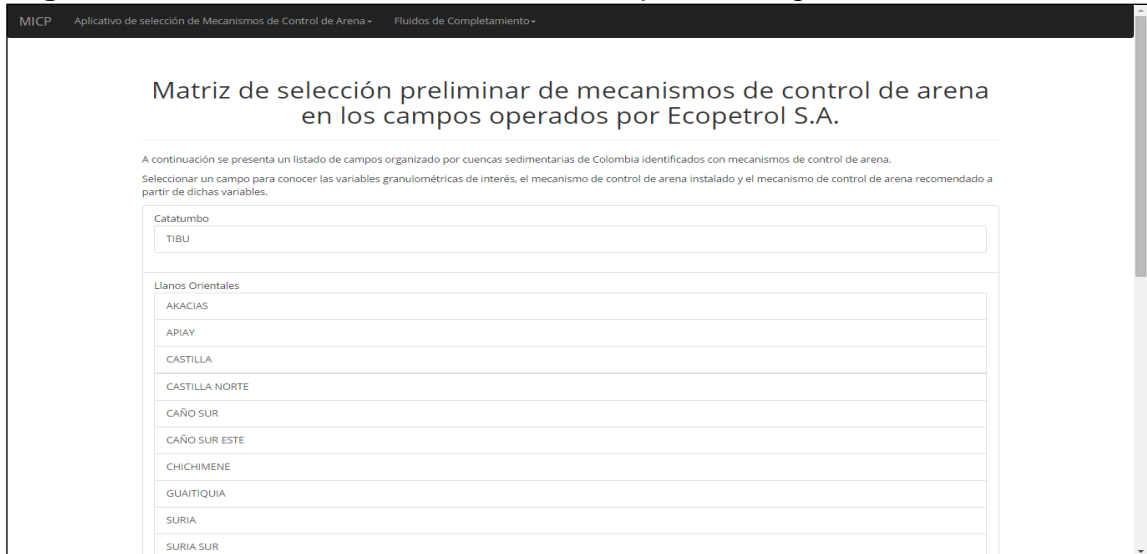
Figura 11. Interfaz en el aplicativo del mapa de Colombia



Fuente. Módulo integral de completamiento de pozos. Modificado por los Autores.

6.4.2 Matriz de selección preliminar de mecanismos de control de arena. En la **Figura 12** se muestra la interfaz de la matriz de selección de mecanismos de control de arena, acá se aprecia un listado de campos organizado por cuenca sedimentaria, en el cual el usuario puede seleccionar el campo petrolero de su interés y el programa a continuación le muestra la información pertinente a la matriz que se generó con el desarrollo de la presente investigación. La **Figura 13** muestra la información respectiva al Campo Dina-Terciarios.

Figura 12. Interfaz de la matriz de selección preliminar generada



Fuente. Módulo integral de completamiento de pozos. Modificado por los Autores

Figura 13. Interfaz de la información de la matriz de selección preliminar para el Campo Dina-Terciarios generada por el aplicativo

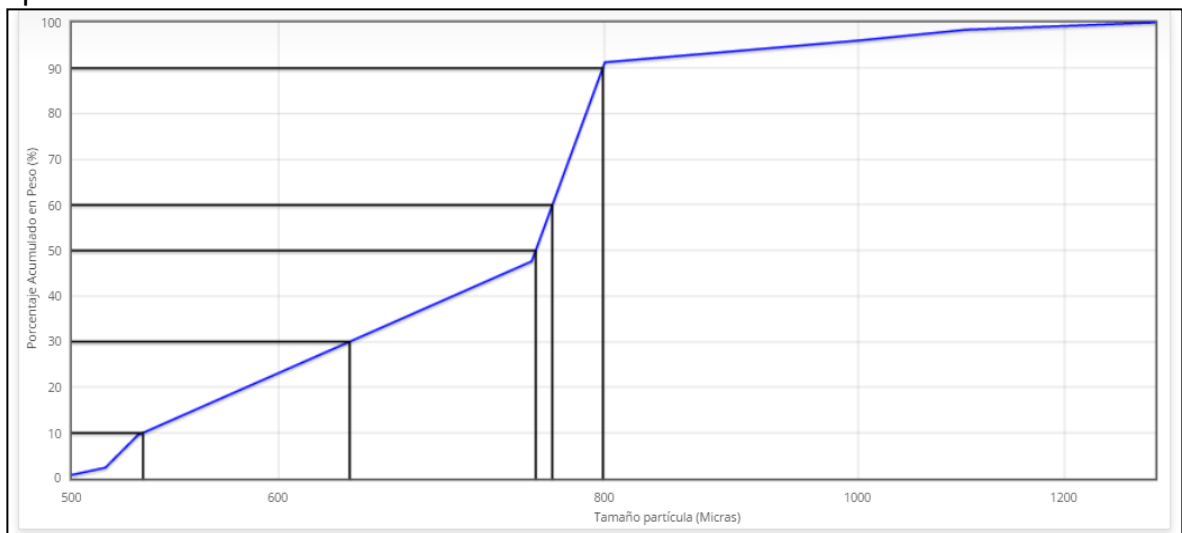
Características granulométricas de la arena productora en el Campo DINA TERCIARIOS	
Profundidad Promedio del Intervalo de Interés [ft]	1940-2962
Coefficiente de uniformidad (U)	Menor a 3
Tamaño de Grano Promedio [Micras]	437.75
Rango Tamaño de Grano [Micras]	251-500
Tipo de Arena	Arena media
Característica de la arena	Arena Uniforme
Tipo de Control de Arena Instalado	
Mecanismo Usado	Malla Welded Wire Wrapped
Tipo de Control de Arena Recomendado	
Mecanismo Recomendado	Malla Welded Wire Wrapped
Observaciones	
El uso de mallas convencionales (Welded Wire Wrapped) constituye la mejor opción para el control de arenas en el campo, ya que su coeficiente de uniformidad es inferior a tres, lo que permite establecer que la mayor producción de arenas es de grano medio y que el diseño de la malla puede responder a su retención y control eficientemente.	

Fuente. Módulo integral de completamiento de pozos. Modificado por los Autores

6.4.3 Herramienta de selección de mecanismos de control de arena. El aplicativo cuenta con una herramienta la cual recomienda un mecanismo de control de arena y establece sugerencias sobre la configuración del mismo con base en el análisis de datos provenientes de laboratorio de una muestra de arena tomada de la formación productora.

El usuario debe ingresar la información de tamaño de grano en micras y el peso de la arena en cada uno de los intervalos, con esta información el aplicativo construye una curva de distribución granulométrica (Ver **Figura 14**), también presenta las variables granulométricas y las sugerencias de mecanismos de control de arena que deberían considerarse según el análisis realizado (Ver **Figura 15**) y por ultimo muestra las recomendaciones con respecto a la configuración del mecanismo (Ver **Figura 16**) tales como tamaño de las ranuras y tamaño de grava.

Figura 14. Interfaz de una curva de distribución granulométrica generada por el aplicativo



Fuente. Módulo integral de completamiento de pozos. Modificado por los Autores

La herramienta sistematizada a partir de información granulométrica y de acuerdo con el algoritmo con el que cuenta permite sugerir un rango para configurar el diseño de los mecanismos de control de arena con base en los postulados de autores y exponentes como Coberly, Penberthy, Regent Energy (Referencia en Canadá) y Saucier para determinar el tamaño de grava adecuado cuando se contempla la alternativa de empaquetar el pozo. De acuerdo con lo descrito anteriormente la herramienta sistematizada no solo permite seleccionar un mecanismo de control de arena sino también permite establecer sugerencias para su diseño.

Figura 15. Variables granulométricas y sugerencias realizadas por el aplicativo

Variables granulométricas calculadas para la selección y diseño de mecanismos de control de arena	
Tamaño Grano Promedio [Micras]	779.37
Tipo Grano de la Arena	Arena gruesa
Percentil D90 (X10)	532.31
Percentil D70 (X30)	638.74
Percentil D50 (X50)	752.64
Percentil D40 (X60)	763.86
Percentil D10 (X90)	798.5
Coefficiente de uniformidad (U)	1.435
Uniformidad Arena	Arena uniforme
Mecanismos de control de arena sugeridos	
Mecanismo de control de arena sugerido 1	Liner ranurado
Mecanismo de control de arena sugerido 2	Empaque con Grava y Liner Ranurado
Tamaño de grava sugerido con base en el criterio de Saucier (in)	0.184
Tamaño de grava US. Mesh	No comercialmente disponible

Fuente. Módulo integral de completamiento de pozos. Modificado por los Autores

Figura 16. Sección de recomendaciones sobre la configuración del mecanismo

Recomendaciones para la configuración/diseño del mecanismo de control de arena		
Modelo (Postulado)	Rango Tamaño Ranura [in]	
Coberly	0.031	0.063
Coberly Actualizado	0.063	0.094
Penberthy	0.061	0.092
Regent Energy (Canada Reference)	0.05	0.104
Rango sugerido para el tamaño de las ranuras	0.031	0.104

Fuente. Módulo integral de completamiento de pozos. Modificado por los Autores

7. CONCLUSIONES

- Se identificaron 116 pozos con mecanismos de control de arena en 24 campos operados por Ecopetrol S.A de los cuales 18 pozos fueron completados entre los años 1925 y 1994, 23 pozos entre los años 1995 y 2004 y 75 pozos entre 2005 y 2015, evidenciando una tendencia a completar los pozos con liner ranurado sin empaquetamiento entre 1925 y 1994, empaquetamientos con grava entre 1995 y 2004 y nuevamente liner ranurado sin empaquetamiento entre 2005 y 2015.
- En los pozos identificados el mecanismo para controlar arena instalado en mayor proporción fue el liner ranurado sin empaquetamiento con una participación del 56% (65 pozos), seguida de empaque con grava con un 29% (33 pozos), mallas convencionales con un 11% (13 pozos) y por último mallas Premium con un cuatro por ciento (cinco pozos).
- La representación de los pozos con mecanismos de control de arena en un mapa geográfico de Colombia permitió identificar que en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, específicamente en los Departamentos de Santander y Boyacá, se encuentra el 48.2% (56 pozos) de los pozos, en la Cuenca de los Llanos Orientales, particularmente en el Departamento del Meta, el 42.2 %, (49 pozos) en la Cuenca del Putumayo, concretamente en el Municipio de Orito, el cinco punto dos por ciento, (seis pozos) en la Cuenca Valle Superior del Magdalena, específicamente en el Departamento de Neiva el tres punto cinco por ciento (cuatro pozos) y en la Cuenca del Catatumbo, puntualmente en el Departamento de Norte de Santander el cero punto nueve por ciento (un pozo).
- Los volúmenes de arena depositados en los mecanismos de control de arena en función del tiempo, no evidenciaron una tendencia ya que la producción de los pozos es dinámica, por lo cual no fue posible establecer un parámetro que indique si un mecanismo tuvo un mejor o peor desempeño en relación a otro.
- Mediante la matriz general de sistemas de control de arena se estableció un modelo de selección basado en las variables granulométricas tales como tamaño de grano promedio y coeficiente de uniformidad.
- La herramienta computarizada genera confiabilidad, minimiza el margen de error y garantiza la selección de sistemas de control de arena de tipo mecánico y la configuración de los mismos mediante el análisis de variables granulométricas producto de datos de una muestra de arena.

8. RECOMENDACIONES

- Consultar fuentes de información diferentes a la plataforma Open Wells en Ecopetrol S.A para complementar el histórico de operaciones de completamiento con mecanismos de control de arena.
- Realizar procesos de aseguramiento de la calidad de la información que se ingrese en la plataforma Open Wells relacionada con la instalación de mecanismos de control de arena.
- Seleccionar técnicas para controlar la producción de arena con base en resultados de pruebas granulométricas.
- Evaluar la técnica de Frac & Pack y las técnicas químicas como alternativas para controlar la producción de arena en los campos que reportaron un coeficiente de uniformidad superior a cinco.
- Integrar el aplicativo de selección de mecanismos de control de arena con información histórica y de nuevas tecnologías de control de la producción de arena.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Cuenca Llanos Orientales. [Online]. 2012. Tomado de: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales. Estudio Integrado-Crudos Pesados [Online]. 2016. Tomado de: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>

ÁLVAREZ TRUKE, DIEGO FERNANDO. Optimización De La Configuración De Sartas De Perforación En El Campo Guatiquia. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América, 2008. p. 20.

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. 2003.

ARCHIVO ELTIEMPO. Huila Será el Quinto Distrito de Ecopetrol. [Online] 1994. Tomado de: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-244303>

ARIAS, H. Patronamiento de las Tendencias Direccionales en las Formaciones en la Cuenca de los Llanos Orientales (Municipios de Acacias y Castilla La Nueva, Departamento del Meta), p. 37. [Online] 2012. Tomado de: <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/1170/2/142973.pdf>

BARRERO, D. PARDO, A. VARGAS, C. MARTÍNEZ, J. ANH. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclatura, Boundaries, and Petroleum Geology, a New Proposal. Upper Magdalena Valley. [Online] 2007. Tomado de: http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf

BELTRÁN, E. Estudio Sedimentológico Comparativo entre las Formaciones Mugrosa y Colorado en el Campo Casabe en la Cuenca del Valle Medio Magdalena, Colombia. [Online] 2012. Tomado de: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2012/144084.pdf>.

BELLARBY, J. Well Completion Design, [Online]. 2009. Tomado de: https://books.google.com.co/books?id=SPlyvZvYgjoC&pg=PA166&lpg=PA166&dq=coberly+criteria&source=bl&ots=jVu26BHeMk&sig=Ut6Vb77s_ORTYk5F1JA0V6MW79Y&hl=es-419&sa=X&sqi=2&ved=0ahUKEwjI4aOY6aDLahUCHR4KHbp8ClwQ6AEIKjAC#v=onepage&q=coberly%20criteria&f=false

BENAVIDES, C. Análisis Granulométrico Campo Apiay. 2000.

BENAVIDES, C. NIÑO, I. Informe ICP-KPR-006-02-G03. p. 7. 2002

CABEZAS DUQUE, YURGIN ALEJANDRO y SALAZAR VELANDIA, PEDRO JAVIER. Evaluación Técnico-Económica Para Disminuir Tiempos no Productivos En Pozos Direccionales Aplicación Campo Casabe. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2015. p. 15.

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. 2002.

CARREÑO, A. Informe ICP-UST-ID0153-08-123. Piedecuesta. 2008.

-----. Informe ICP-UST-ID0153-09-0111. Piedecuesta. 2009.

-----. Informe 10000048 ID0146 T67 11 0819-ECP. Piedecuesta. 2011.

-----. Informe 10000048 ID0146 T67 11 0989-1. Piedecuesta. 2011

CARRERO SUESCÚN, EDWIN JAVIER. Selección De Un Escenario Óptimo De Explotación Para Un Sector Del Campo Tibú Mediante Análisis De Incertidumbre y Riesgo En La Simulación De Yacimientos. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2009. p. 33.

CARTA PETROLERA. El Regreso de La Cira. Ed. 108 Abril - Mayo. [Online]. Tomado de: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_produccion2.htm.

CASTILLO SALAMANCA, GERMÁN. Optimización De Producción Conjunta De Petróleo De Las Arenas k1 y k2 Del Campo Apiay. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2010. p. 101.

CHAUSTRE RUIZ, ANDRES JAVIER y PEREZ HERNANDEZ, RAFAEL EDUARDO. Evaluación Técnico Económica De Una Prueba Piloto Con Una Nueva Tecnología Para El Aseguramiento De Flujo En Un Campo De Crudo Extrapesado. Caso De Estudio Campo Akacias. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2015. p. 19.

CHEVRON. WEATHERFORD. Sand Control Solutions: Expandable Sand Screen Alternative to Fracture-Packing Sand Control. [Online]. 2001. Tomado de: <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-61/issue-6/news/general-interest/sand-control-solutions-expandable-sand-screen-alternative-to-fracture-packing-sand-control.html>.

COBERLY CRITERION. [Online] 2016. Tomado de: <http://www.wipertrip.com/production/sand-control/632-mechanical-sand-control-methods.html>.

COLOMBIA ENERGÍA. El Valle Superior del Magdalena, una región con impulso renovado. [Online] 2014. Tomado de: <http://www.colombiaenergia.com/featured-article/el-valle-superior-del-magdalena-una-regi%C3%B3n-con-impulso-renovado>.

CORTÉS ROJAS, PAULO CÉSAR. Revisión y Análisis De Los Problemas De Producción De Arena En Los Pozos Del Campo Palagua. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2005. p. 4,5.

CORTOLIMA. Proyecto Plan de Ordenación y Manejo de la Cuenca Hidrográfica Mayor del Río Coello. [Online] 2006. Tomado de: http://www.cortolima.gov.co/2006/images/stories/centro_documentos/coello/2_6_GEOLOGIA.pdf.

[Anónimo]Ecopetrol Declaró La Comercialidad Del Bloque Caño Sur Este. [Electronic (1)]. 6/12/2013. [Consultado el 27/03/2016]. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines-2013/contenido/ecopetrol-declaro-la-comercialidad-del-bloque-cano-sur-este>.

ELSEVIER B.V. Developments in Petroleum Science, vol. 63. Sand Control Completion Strategy Chapter 6. 2015.

FERMANIUK, B. Sand Control in Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Wellbores and Process of Slotted Liner Design and Manufacture, p.29-30. [Online] 2013. Tomado de: http://theses.ucalgary.ca/bitstream/11023/722/4/ucalgary_2013_Fermaniuk_Brent.pdf

GARCÍA MOLINA, DARÍO RUBÉN y SANCHEZ ALVAREZ, YIMMY. Metodología Para Identificar Pozos Con Tendencia a Generar Incrustaciones En El Campo Castilla Que Permita Reducir El Índice De Falla Del Sistema De Levantamiento Artificial Bombeo Electrosumergible. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2015. p. 24.

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. 2012.

GÓMEZ MACIAS, CLAUDIA CLEMENCIA y BOHORQUEZ BACCA, FERNEY MARCELO. Optimización Del Sistema De Recolección De Crudo Pesado y

Extrapesado Del Campo Chichimene. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2010. p. 117.

GRAVEL CONSIDERATIONS. Gravel Sizing. Saucier Criterion. [Online] 2016. Tomado de: <http://www.wipertrip.com/production/sand-control/632-mechanical-sand-control-methods.html>.

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

GUTIERREZ, Julián. [Print (0)]: ECOPETROL S.A. Reporte final Casabe 0024D, 0024D ST1. DATALOG COLOMBIA S.A.S, 2012.

HERNÁNDEZ ADRIAN, ESNEIDI MEJÍA y GÓMEZ, FELIPE GIRALDO. Análisis Integrado Para La Selección De Pozos Candidatos a Trabajos De Estimulación En Campo Llanito De Ecopetrol s.a. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2013. p. 23.

ICP. InformE. ICP-UST-ID0153-09-135. Piedecuesta, 2009.

----- Informe ICP-UST-ID0153-09-149. Piedecuesta, 2009.

----- 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-UST-ID0153-10-028. Piedecuesta, 2010.

----- Informe 10003235ID0146T67130045. Piedecuesta. 2011.

----- Informe ICP-ICP-F-062, Piedecuesta. 2013.

INNOVATIVE ENGINEERING. Rock and Fluids Testing. SAND RETENTION TEST. [Online] 2016. Tomado de: <http://iesl-global.com/rock-and-fluid-testing/>

La Nación. Revierten Nuevos Campos a Ecopetrol. [Electronic (1)]. [Consultado el 03/272016]. Disponible en: <http://www.lanacion.com.co/index.php/economica/item/137229-revierten-nuevos-campos-petroleros-a-ecopetrol>

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.

LANDAMARK WEBSITE. About Landmark [Online] 2016. Tomado de: <https://www.landmark.solutions/About>

LANDAMARK WEBSITE. OpenWells. OpenWells Operation Reporting [Online] 2016. Tomado de: <https://www.landmark.solutions/OpenWells>

LOPEZ HERRERA, EDWIN ALFREDO. Evaluación De Los Tiempos no Productivos y Costos De La Campaña De Perforación Del Año 2005, En Los Campos Apiay, Castilla, Chichimene y Suria. BOGOTÁ D.C.: UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, 2007. p. 111.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA-DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS. Sistema de información energética. Producción fiscalizada de petróleo por campo (Barriles por día calendario – BPDC) [Online]. 2012. Tomado de: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/478758/Produccion+de+Crudo+por+Campo+@%2030-Jun-2012.pdf/98379237-ec85-49f7-937e-5054cadd5292>

MEDINA CÁRDENAS, JORGE LUIS y MORA HERRERA, MARIA FERNANDA. Evaluación Del Sistema De Recolección De Gas En El Sector Isla Vi Del Campo Cantagallo Aplicando Una Software Como Herramienta Para El Análisis. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2009. p. 46.

ORJUELA, P. Caracterización de la Gravedad API en el Campo Lisama (Cuenca Valle Medio Magdalena) a partir de la Pirolisis RCOK-EVAL VI. [Online]. 2010.

PENBERTHY JR. W.L., SHAUGHNESSY C. M. Sand Control. SPE Series on Special Topics Volume 1. 1992.

PERTUZ SIERRA, GUSTAVO ADOLFO. Evaluación Técnico Económica De La Utilización De Bombeo Electrosomergible Como Sistema De Levantamiento Artificial En Los Campos De La Superintendencia De Operaciones Orito De Ecopetrol s.a. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2005. p. 28.

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

ROMERO, P. y Ortega, J. Diseño y Operación de Empaquetamiento con Grava para el Control de Arenas en Pozos Horizontales de Alta Productividad en Campos de Crudo Pesado, p. 57 [Online]. 2010. Tomado de: <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/765/2/133673.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. Tomado de: http://archives.datapages.com/data/meta/colombia_acggp/simp10/72_firstpage.pdf

RUIZ VASCO, ADRIÁN AUGUSTO y QUINTERO DURÁN, NINI JOHANNA. Evaluación Técnico – Financiera De La Implementación De La Tecnología Aft (Activation Flow Tool) Para La Obtención De Registro De Inyección En Los Pozos Inyectores Del Campo La Cira Infantas. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2015. p. 21.

SANDOVAL MORALES, IVAN ALEXIS y ROA ROMERO, OSCAR RICARDO. Análisis De Sensibilidad De Un Proceso De Inyección De Agua De Baja Salinidad (Lsw) Para Un Sector Del Campo Nutria. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2014. p. 26.

SAUCIER, R.J. Considerations in Gravel Pack Design. SPE. [Online]. 1974. Tomado de: <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/SPE-4030-PA?id=journal-paper%2FSPE-4030-PA>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Gravel Pack [Online]. 2016. Tomado de: http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/g/gravel_pack.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Wire-wrapped screen [Online]. 2016. Tomado de: http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/w/wire-wrapped_screen.aspx

SILVA, C. Desarrollo y Manejo de Información de Pozos Nuevos a Perforar en el Campo La Cira Infantas, p.14. Bucaramanga, Colombia. 2009.

SILVA SALAS, MILDRE KARINA. Ajuste Histórico Del Modelo De Simulación y Predicción De Un Proceso De Inyección De Agua En Yacimientos Complejos Para Un Sector Del Área De Lisama. BUCARAMANGA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2009. p. 4.

SLOT SIZING CRITERIA [Online]. 2016. Tomado de: <http://www.wipertrip.com/production/sand-control/632-mechanical-sand-control-methods.html>

SOLER, F. SUÁREZ, C. TÉCNICAS Y PROCEDIMIENTOS UTILIZADOS PARA EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN POZOS HORIZONTALES Y VERTICALES. 1991.

TIFFIN, D. KING, G. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control. 1998.

VARGAS, R. PALENCIA, L. CHAVARRO, M. Petrophysical Correlations with Surface Subsurface Formations Neiva Sub-Basin Production. Revista Ingeniería y Región No. 10 Año 2013. [Online] 2013. Tomado de: <http://journalusco.edu.co/index.php/IngenieriaYRegion/article/download/365/374>

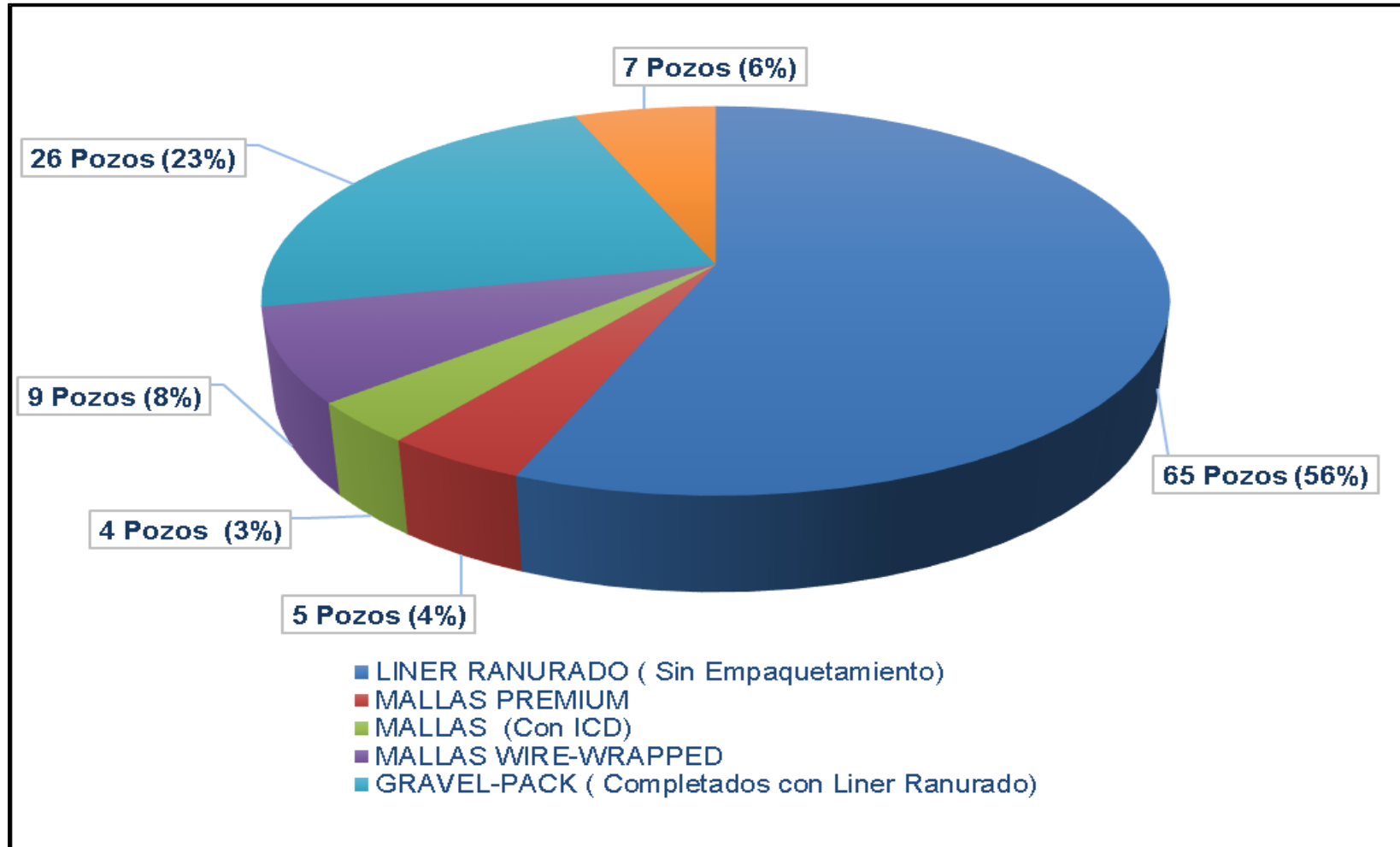
VERGARA, L. GUERRERO, J. PATARROYO, P. SARMIENTO, G. Comentarios acerca de la Nomenclatura Estratigráfica del Cretácico Inferior del Valle Superior del Magdalena. Bogotá, 1995.

VIZCAINO BUENO, HEIDY LORENA y DORIA CARRASCAL, LINDA MALENA. Selección De Pozos, Diseño y Análisis Económico Para Trabajos De Fracturamiento Hidráulico En El Campo Santa Clara (Neiva). BUCARAMANGA. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2007. p. 105.

WENTAO, X., PINGSHUANG, W. CHINA NATIONAL OFFSHORE OIL CORPORATION. Application of Bridging Theory on Saucier Gravel to Examine the Sand Control Effect. [Online]. 2003.

ANEXOS

ANEXO A
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL CONTROL DE ARENA EN LA POBLACIÓN QUE FUE OBJETO DE ESTUDIO EN EL PRESENTE PROYECTO



Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

ANEXO B

MATRIZ GENERAL DE SELECCIÓN DE MECANISMOS DE CONTROL DE ARENA EN CAMPOS OPERADOS POR ECOPTEROL S.A. EN COLOMBIA

Nombre del Campo	Coeficiente de uniformidad (U)	Tamaño de Grano Promedio [Micras]	Rango Tamaño de Grano [Micras]	Tipo de Arena	Característica de la arena	Tipo de Control Instalado		Tipo de Control Recomendado		Observaciones
						Mecanismo Usado	Tamaño Grava US. Mesh	Mecanismo Recomendado	Tamaño Grava US. Mesh	
Tibú	11.98	119.73	62-125	Arena muy fina	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A	El Campo contiene arenas que clasifican como altamente no uniformes, lo que sugiere que no solo el uso de Liner Ranurado es inapropiado sino que no debe usar ninguna tecnología de tipo mecánico.
Akacias	Mayor a 5	285.42	251-500	Arena media	Altamente no uniforme	Malla ICD	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A	Teniendo en cuenta la información del campo y las condiciones de las Formaciones aportantes no se deben controlar arenas por medios mecánicos en éste campo, aunque se sugieren pruebas granulométricas para una muestra de sus pozos para comprobar los valores de su coeficiente de uniformidad.
Apiay	5.89	281.13	251-500	Arena media	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A	El campo contiene arenas altamente no uniformes, lo que indica que la opción menos indicada es el Liner Ranurado. El uso del gravel pack podría permitir un control en el campo, pero puede conllevar a la producción de finos, por lo que se sugiere tener en cuenta una tecnología que no sea mecánica.
Caño Sur	Mayor a 5	129.37	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme	Empaque con Grava y Malla	20/40	No se recomienda mecanismo	N/A	El uso de gravel pack puede permitir un control de arena poco eficiente, pues debido a la no uniformidad de las arenas del Campo se puede favorecer la producción de finos. En el caso se sugiere no usar una tecnología mecánica, además de evaluar pozos para confirmar el coeficiente de uniformidad teniendo en cuenta que su definición se hizo por correlación de las Formaciones aportantes.

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

Nombre del Campo	Coeficiente de uniformidad	Tamaño de Grano	Rango Tamaño	Tipo de Arena	Característica de la arena	Tipo de Control Instalado	Tipo de Control Recomendado	Observaciones
------------------	----------------------------	-----------------	--------------	---------------	----------------------------	---------------------------	-----------------------------	---------------

	(U)	Promedio [Micras]	de Grano [Micras]			Mecanismo Usado	Tamaño Grava US. Mesh	Mecanismo Recomendado	Tamaño Grava US. Mesh	
Caño Sur Este	Mayor a 5	129.37	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A	El uso de Liner Ranurado es la opción menos indicada para este Campo, teniendo en cuenta que sus arenas son altamente no uniformes. En el caso se sugiere no usar una tecnología mecánica, además de evaluar pozos para confirmar el coeficiente de uniformidad teniendo en cuenta que su definición se hizo por correlación de las Formaciones aportantes.
Castilla	Mayor a 5	283.25	251-500	Arena media	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A	A partir del coeficiente de uniformidad, se tiene que la opción menos indicada para controlar arenas es el Liner Ranurado, pero además se tiene que ninguna tecnología de tipo mecánico es efectiva para este Campo.
Castilla Norte	4.04	283.25	251-500	Arena media	Arena no uniforme	Liner Ranurado	N/A	Empaque con Grava y Malla	20/40	El uso de Liner Ranurado en este Campo es ineficiente teniendo en cuenta la producción de arenas no uniformes, lo que sugiere el uso de empaques con grava y malla o el uso de mallas tipo premium para su control, pues otro tipo puedo permitir la producción de finos o taponamientos.
								Malla Premium	N/A	
Chichimene	5.31	285.36	251-500	Arena media	Altamente no uniforme	Malla ICD	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A	El uso de mallas ICD en este Campo conlleva a un control ineficiente de la producción de las arenas, pues su principio está basado en el control de fluidos proporcionando un control cercano al de una malla convencional. Además de lo anterior, se sugiere no usar tecnologías mecánicas debido a la alta no uniformidad de las arenas que producen riesgo de producir finos o taponamientos.
Guaitiquía	Mayor a 5	286.14	251-500	Arena media	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A	El uso de Liner Ranurado para este campo constituye la opción menos eficiente para el control de arenas, pues favorece taponamientos en la cara del pozo y mayor daño. A partir del coeficiente de uniformidad se recomienda no usar tecnologías tipo mecánico, además de evaluar pozos del campo teniendo en cuenta que la información disponible es producto de una correlación.
Suria	4.33	291.92	251-500	Arena media	Arena no uniforme	Liner Ranurado	N/A	Empaque con Grava y Malla	20/40	A partir del coeficiente de uniformidad se sugiere el uso de Empaque con Grava y Malla o Malla Premium para el control de las arenas, ya que proporcionan una retención eficiente de las partículas aportadas por la formación. La opción del Liner Ranurado es ineficiente al conllevar a taponamientos preamuros.
								Malla Premium	N/A	

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

Nombre del	Coeficiente de	Tamaño de Grano	Rango Tamaño	Tipo de	Característica de la arena	Tipo de Control Instalado	Tipo de Control Recomendado	Observaciones
------------	----------------	-----------------	--------------	---------	----------------------------	---------------------------	-----------------------------	---------------

Campo	uniformidad (U)	Promedio [Micras]	de Grano [Micras]	Arena		Mecanismo Usado	Tamaño Grava US. Mesh	Mecanismo Recomendado	Tamaño Grava US. Mesh	
Suria Sur	3.6	232.31	126-250	Arena Fina	Arena no uniforme	Liner Ranurado	N/A	Empaque con Grava y Malla	20-Oct	Al igual que el Campo Suria, a partir del coeficiente de uniformidad se sugiere el uso de Empaque con Grava y Malla o Malla Premium para el control de las arenas, ya que proporcionan una retención eficiente de las partículas aportadas por la formación. La opción del Liner Ranurado es ineficiente al conllevar a taponamientos preamtuos.
								Malla Premium	N/A	
Orito	9.07	399.53	251-500	Arena Media	Altamente no uniforme	Malla Welded Wire Wrapped	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A	El valor de coeficiente de uniformidad indica arenas poco uniformes, lo que sugiere no usar ningún tipo de sistema de control de arena tipo mecánico. El uso de mallas convencionales puede estar ocasionando taponamientos en la cara del pozo, se sugiere evaluar los efectos de las arenas en este campo con diferentes pozos.
San Antonio	4.25	135	126-250	Arena Fina	Arena no uniforme	Empaque con Grava	-	Empaque con Grava y Malla	20/40	Las arenas de este Campo son no uniformes según el valor de coeficiente de uniformidad, lo que indica que el empaque con grava instalado es una opción correcta para el control de arena de este Campo. Es de aclarar que no se especifica si usa Liner Ranurado o Malla complemento, por lo que en la recomendación se aclara el uso de empaque con grava y malla o malla premium por si sola para un correcto control de la arena.
								Malla Premium	N/A	
Casabe	5.83	191.95	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme	Malla	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A	El valor de coeficiente de uniformidad permite establecer areanas altamente no uniformes y el tamaño de grano una arena fina, lo que indica que al usar Mallas para controlar arenas, se pueden estar presentando taponamientos e ingreso de finos a las líneas de producción, por lo que se recomienda no usarlas. Además, se recomienda no instalar tecnologías mecánicas para controlar arenas en este campo.
La Cira-Infantas	Mayor a 5	355.6	251-500	Arena media	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A	Con un coeficiente de uniformidad mayor a 5 el Liner Ranurado es la opción menos eficiente para el control de arena. La arena de grano medio puede estar favoreciendo taponamientos continuos. En este campo se recomienda no usar tecnologías de control mecánico para arenas.

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

Nombre del	Coefficiente de	Tamaño de Grano	Rango Tamaño	Tipo de	Característica de la arena	Tipo de Control Instalado	Tipo de Control Recomendado	Observaciones
------------	-----------------	-----------------	--------------	---------	----------------------------	---------------------------	-----------------------------	---------------

Campo	uniformidad (U)	Promedio [Micras]	de Grano [Micras]	Arena		Mecanismo Usado	Tamaño Grava US. Mesh	Mecanismo Recomendado	Tamaño Grava US. Mesh	
Lisama	5.81	158.79	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A	Al igual que el Campo Casbae las arenas finas y no uniformes pueden estar ocasionando taponamiento y migración de finos de la formación, posibilidad que se incrementa al tener Liner Ranurado para el control de arena, la opción menos eficiente dadas las condiciones del Campo. En este caso se sugiere no usar mecanismos de control de arena, sino otras técnicas y tecnologías disponibles.
Llanito	8.65	271.74	251-500	Arena Media	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A	Con base en el coeficiente de uniformidad se observa que las arenas son altamente no uniformes en el Campo, lo que implica que ninguna tecnología de control de arena tipo mecánico sea viable para instalar. El uso de Liner Ranurado puede generar importantes problemas en el Campo por taponamientos, saturación prematura, migración de finos y sobrecostos por limpiezas o reparación de equipos, al ser la opción menos recomendable para el caso.
Nutria	Mayor a 5	158.79	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A	El Liner Ranurado es la opción menos recomendada dentro de los mecanismos de control de arena para este campo, pues se tienen arenas altamente no uniformes con valores mayores a 5 cuando el máximo permitido para éste es 1.5, lo que equivale a un 330% más, implicando problemas en los puentes y taponamientos. La producción de arenas finas, puede estar ocasionando migración de finos y daños en los equipos y bombas. Dado lo anterior no se recomienda el uso de Liner Ranurado, además de que no se sugiere el uso de ningún mecanismo de control de arena. Se recomienda evaluar otras técnicas de control.

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

Nombre del Campo	Coeficiente de uniformidad (U)	Tamaño de Grano Promedio [Micras]	Rango Tamaño de Grano	Tipo de Arena	Característica de la arena	Tipo de Control Instalado		Tipo de Control Recomendado		Observaciones
						Mecanismo Usado	Tamaño Grava	Mecanismo Recomendado	Tamaño Grava	

			[Micras]							
Palagua	5.63	569.81	501-1000	Arena Gruesa	Altamente no uniforme	Empaque con Grava y Liner Ranurado	12- 20	No se recomienda mecanismo	N/A	El uso del sistema Empaque con Grava y Liner Ranurado ejerce un control de arenas bajo y genera problemas operacionales, pues las arenas altamente no uniformes de grano grueso, ocasionan taponamientos e inestabilidad de los puentes formados. Aunque la grava pueda estar reduciendo la producción de arena, puede estar favoreciendo la producción de finos además de taponamientos del Liner Ranurado generando daño en la cara del pozo dada la heterogeneidad de los granos. A pesar que gravas de menor tamaño pueden incrementar el control de arenas en éste campo, su eficiencia no sería la adecuada, lo que conlleva a recomendar no usar tecnologías de tipo mecánico para controlar arenas y evaluar otras técnicas y tecnologías disponibles.
Tesoro	Mayor a 5	158.79	126-250	Arena Fina	Altamente no uniforme	Liner Ranurado	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A	El uso de Liner Ranurado en Campos con producción de arena fina y altamente no uniforme constituye la opción menos indicada dentro de las tecnologías de control de tipo mecánico, dado que favorecen taponamientos, inestabilidad de los puentes y migración de finos. En este Campo se sugiere no usar tecnologías de tipo mecánico y evaluar otras opciones disponibles para el control de arena, ya que cualquiera de las opciones mecánicas sería ineficiente dada la granulometría del campo.
Yarigui-Cantagallo	14.08	283.26	251-500	Arena Media	Altamente no uniforme	Malla	N/A	No se recomienda mecanismo	N/A	Se observa un coeficiente de uniformidad muy alto en este Campo, lo que sugiere alta heterogeneidad en el tamaño de los granos de las arenas. Por lo anterior, se recomienda no usar mallas en el Campo y ningún otro tipo de control mecánico, pues se estaría dando un manejo inadecuado a las arenas, además de generar problemas operativos. Se sugiere tener en cuenta otras técnicas para la administración de arenas.

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

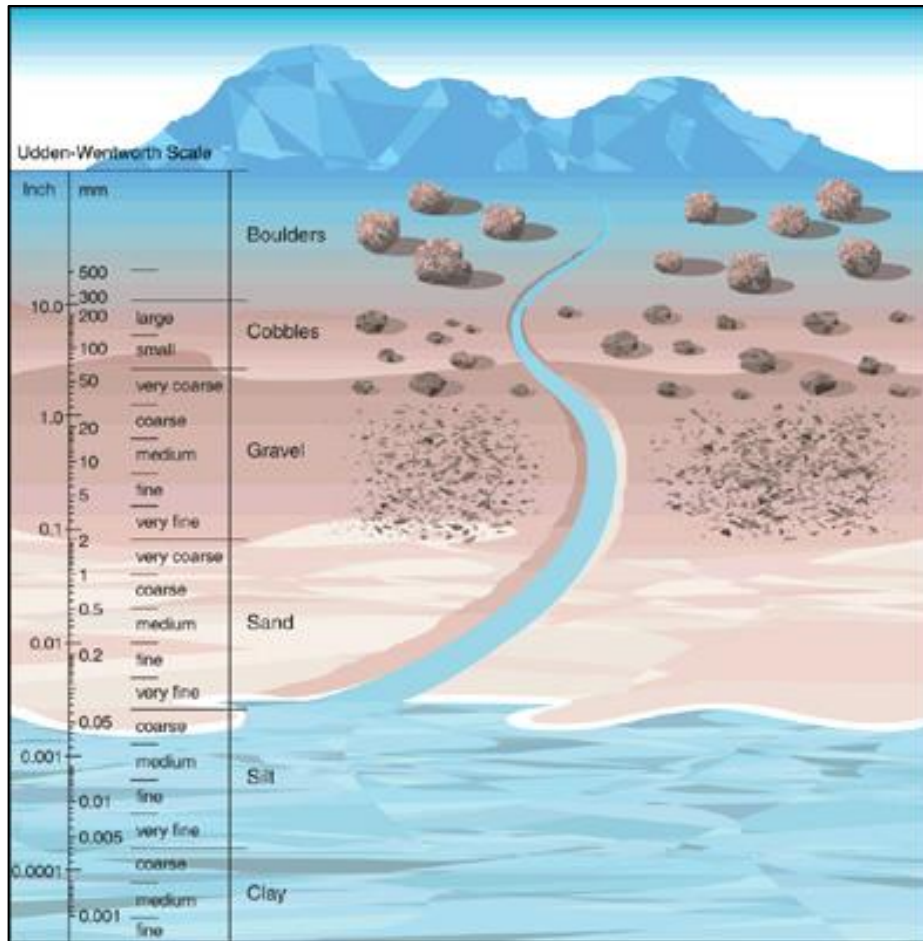
Nombre del Campo	Coeficiente de uniformidad (U)	Tamaño de Grano Promedio [Micras]	Rango Tamaño de Grano [Micras]	Tipo de Arena	Característica de la arena	Tipo de Control Instalado		Tipo de Control Recomendado		Observaciones
						Mecanismo Usado	Tamaño Grava US. Mesh	Mecanismo Recomendado	Tamaño Grava US. Mesh	

Dina Terciarios	Menor a 3	437.75	251-500	Arena media	Arena Uniforme	Malla Welded Wire Wrapped	N/A	Malla Welded Wire Wrapped	N/A	El uso de mallas convencionales (Welded Wire Wrapped) constituye la mejor opción para el control de arenas en el campo, ya que su coeficiente de uniformidad es inferior a tres, lo que permite establecer que la mayor producción de arenas es de grano medio y que el diseño de la malla puede responder a su retención y control eficientemente.
Santa Clara	Menor a 3	375.5	251-500	Arena media	Arena Uniforme	Liner Ranurado	N/A	Malla Welded Wire Wrapped	N/A	El valor de coeficiente de uniformidad permite establecer que el Liner Ranurado puede ser una opción de baja eficiencia para controlar las arenas del Campo, ya que puede promover taponamientos y generación de daño en la cara del pozo. Para este campo la opción recomendada es la malla de tipo convencional (Welded Wire Wrapped).
Yaguará	Menor a 3	375.5	251-500	Arena media	Arena Uniforme	Liner Ranurado	N/A	Malla Welded Wire Wrapped	N/A	La opción más recomendada para el Campo dado que produce arenas uniformes es la malla convencional (Welded Wire Wrapped). El uso de Liner Ranurado puede conllevar a taponamientos, daños en la cara del pozo e incluso mantenimientos prematuros para limpiezas.

Fuente. Ecopetrol S.A. Información tomada de la base de datos OpenWells. Modificado por los Autores

ANEXO C

ESCALA DE WENTWORTH



Fuente: Oilfield Glossary. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/w/wentworth_scale.aspx