

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LA TERMINACIÓN DE POZOS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO PARA EL CONTROL DE ARENA EN LAS FASES FRÍA Y TÉRMICA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

por los Brs:

De Freitas D, Peter A.

Rubino T, Fabiola A.

Para optar por al Título
De Ingeniero de Petróleo

Caracas, Octubre del 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LA TERMINACIÓN DE POZOS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO PARA EL CONTROL DE ARENA EN LAS FASES FRÍA Y TÉRMICA

Tutor Académico: Prof. Diego Manfre

Tutor Industrial: Ing. Pedro Martorano

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

por los Brs:

De Freitas D, Peter A.

Rubino T, Fabiola A.

Para optar por al Título
De Ingeniero de Petróleo

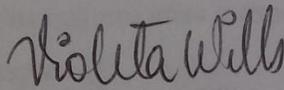
Caracas, Octubre del 2014

Caracas, Octubre de 2014

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Peter De Freitas y Fabiola Rubino, titulado:

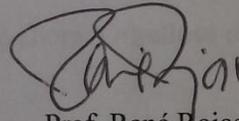
**“EVALUACIÓN DE LA TERMINACIÓN DE POZOS EN LA FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO PARA EL CONTROL DE ARENA EN LAS
FASES FRÍA Y TÉRMICA”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



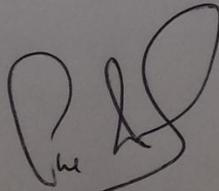
Prof. Violeta Wills

Jurado



Prof. René Rojas

Jurado



Ing. Pedro Martorano

Tutor Industrial



DEDICATORIA

Primeramente quiero dedicar este trabajo especial de grado a mi familia, mi mamá Marta Tecco sin quien nada de esto hubiese sido posible y quién es mi pilar más grande en mi vida y a mi hermano Andrés Vergara que a pesar de la distancia se que cuento con su apoyo siempre.

A mis amigos más queridos, Stephanie, Thais, Marco, Javier, Jesús, Kaori, Alexis, Andrea, Miguel. Ustedes hicieron de estos años en la universidad únicos e irrepetibles. Son mi segunda familia.

Angelo y Luis, también grandes amigos, a ustedes por ser las personas con quienes más conté con su apoyo durante mi paso por la Escuela de Petróleo, espero en un futuro encontrarnos y trabajar juntos. Mucho éxito.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela por haber sido mi alma máter y haberme brindado los mejores años y experiencias de mi vida hasta ahora. Orgullosa de ser Ucvista hoy y siempre.

A todos ustedes muchas gracias, cada uno brindó su pequeño grano de arena de alguna u otra manera para poder llegar hasta aquí y finalmente lograr este tan anhelado título de ingeniero.

Fabi.

DEDICATORIA

A **Dios** principalmente por darme la vida, por ser mi padre, mi amigo fiel y haberme permitido obtener este y muchos otros logros.

A mi madre **Marisela Da Fonte** porque sin ella no hubiese podido llegar hasta donde me encuentro hoy en día. A mi padre **Januario De Freitas** que de una manera muy singular me ha enseñado el valor de las cosas y lo imprescindible que es luchar por lo que se quiere. A mi hermano **Roberts De Freitas** que de alguna manera también influyó a obtener este logro aunque también fue producto de muchos dolores de cabeza.

A mis abuelos en especial a **María De Matos** quien es muy importante para mí, me ha apoyado siempre y me ha dado tanto a cambio de tan poco. A mis tíos, en especial a **Fátima, Lina, Noris y Delio**, que ya sea mediante regaños o palabras de apoyo me han ayudado y motivado a mejorar cada día más. A mis padrinos **Ricardo y Margarida De Matos** que me enseñaron que todo lo que se quiere se puede lograr si se lucha por obtenerlo.

A mis primos, sobre todo a **Estevan, Enrique, Julia, Mariana, Juana, Kevin, Nathaly, Danny, Yessenia, Igna y Gaby** que siempre estuvieron para darme palabras de aliento, animarme, en los buenos y malos momentos y que sin su compañía hubiese sido monótona y poco placentera el curso de mi carrera.

A mis amigos entre los cuales destacan **Vickar, Audry, Angelo, Ashley y Sardi** que me apoyaron de una u otra manera a lo largo de mi carrera de Ingeniería. A mis compañeros y colegas de la carrera y en especial a mi compañera de tesis quien fue muy importante en la realización de este Trabajo Especial de Grado.

A la ilustrísima casa que vence las sombras por convertirse en mi segunda hogar, por ser mi alma máter y haberme brindado experiencias muy importantes para mi futuro profesional.

A todos ustedes les debo mucho y les agradezco sinceramente por brindarme su apoyo y compartir conmigo este tan ansiado título de Ingeniería de Petróleo.

Peter De Freitas

AGRADECIMIENTOS

A la ilustre Universidad Central de Venezuela y los ingenieros Diego Manfre y Pedro Martorano, tutores académico e industrial respectivamente de este trabajo especial de grado, además de profesores de la escuela de Ingeniería de Petróleo de la UCV.

A la Prof. Adriana Zambrano por su apoyo y colaboración desde los inicios de la realización de este trabajo.

Al Ing. David Molano y el Ing. Héctor Palmar pertenecientes a la empresa Schlumberger por la información y colaboración brindada para que este trabajo especial de grado pudiese llevarse a cabo.

A todos muchas gracias.

De Freitas D., Peter A.

Rubino T., Fabiola A.

EVALUACIÓN DE LA TERMINACIÓN DE POZOS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO PARA EL CONTROL DE ARENA EN LAS FASES FRÍA Y TÉRMICA

Tutor Académico: Prof. Diego Manfre. Tutor Industrial: Ing. Pedro Martorano.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año
2014, 124 p.

Palabras Claves: Producción de arenas, granulometría, Faja Petrolífera del Orinoco, simulador Sand Management Advisor, control de arenas, permeabilidad, condiciones térmicas, forro ranurado, liner ranurado, rejillas convencionales, rejillas Premium.

Resumen: el presente Trabajo Especial de Grado (T.E.G) tiene como finalidad determinar la rejilla más eficiente para el control de producción de arena para la Faja Petrolífera del Orinoco, específicamente en el bloque Carabobo en el área perteneciente a la compañía Petroindependencia mediante el uso del Simulador Sand Management Advisor 2.2 desarrollado por la empresa Schlumberger. El proceso se basó en una toma de muestra de pared de arena de la zona de interés; al cual, se le aplicaron dos métodos de determinación de tamaño de partícula: Análisis por Difracción Láser y Análisis Sieve o comúnmente conocido como Análisis por Tamiz, de manera de obtener la distribución del tamaño de grano de la muestra y realizar la simulación. Para la selección del método más apropiado se tomó en cuenta la producción de arena así como las permeabilidades que aportaban cada una de las rejillas, su comportamiento en fases térmicas así como su facilidad de lavado. Resultando así la rejilla MeshRite la mejor opción para las condiciones de producción en la Faja Petrolífera del Orinoco.

INDICE GENERAL

LISTA DE TABLAS	xiv
LISTA DE GRÁFICOS.....	xvi
LISTA DE FIGURAS	xvii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVO GENERAL	2
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1.4 JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE	3
CAPÍTULO II.....	4
2.1 PRODUCCIÓN DE ARENA.....	4
2.2 PRODUCCIÓN EN FRÍO.....	4
2.3 PROCESOS TÉRMICOS.....	5
2.3.1 Acuatermolisis.....	5
2.4 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA ¹	6
2.4.1 Grado de consolidación	6
2.4.2 Reducción de la presión de poro.....	6
2.4.3 Viscosidad del fluido del yacimiento.	7
2.4.4 Aumento de la producción de agua	7
2.4.5 Tasa de producción.....	7
2.4.6 Tasa de flujo fluctuante.	7
2.5 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE ARENA ¹	8
2.5.1 Colapso de la formación.....	8

2.5.2 Acumulación de arena en los equipos de superficie.....	8
2.5.3 Erosión del equipo de fondo y superficie	8
2.6 Control de arena ¹	8
2.6.1 CONSIDERACIONES PARA EL CONTROL DE ARENA	9
2.7 TÉCNICAS PARA EL CONTROL DE ARENA	10
2.7.1 Análisis granulométrico.....	10
a) Tamizado o Análisis Sieve ²	10
b) <i>Laser Particle Size Analysis</i> (LPSA) o Análisis por Difracción Láser ³	13
2.7.2 Relación grava-arena ²	14
a) Coberly y Wagner	15
b) Método de Saucier o método de máxima productividad	15
c) Método de Schwartz	17
d) Tiffin ⁴	20
2.8 TÉCNICAS PARA CONTROL DE ARENA	21
2.8.1 Empaque con grava ²	22
2.8.2 Rejillas a hoyo desnudo.....	22
2.8.2.1 Filtración 2D y 3D para rejillas a hoyo desnudo	23
2.8.3 Rejillas a hoyo desnudo vs empaque con grava	24
2.8.3.1 Forros ranurados ⁵	25
2.8.3.2 Rejillas	27
a) Rejillas convencionales con envoltura de alambre o <i>Wire-Wrapped Screens</i> ²	28
b) Rejillas Pre-empacadas ⁶	29
2.8.3.3 Rejillas Premium ⁶	30
a) Rejillas Premium MeshRite <i>Sand Screens</i>	31
2.9 Pruebas de retención de arena	35

2.9.1 <i>Slurry Test</i>	35
2.9.2 <i>Prepack Test</i>	36
2.10 COMPARACIÓN ENTRE FORROS RANURADOS Y REJILLAS	36
2.10.1 Área abierta al flujo	36
2.10.2 Permeabilidades.....	37
2.10.3 Comportamiento bajo condiciones térmicas	38
2.11 SISTEMA DE LAVADO DE REJILLAS	40
2.11.1 Coiled Tubing.....	40
a) Concentric Coiled Tubing.....	40
2.12 PROGRAMA DE SIMULACIÓN SAND MANAGEMENT ADVISOR	41
CAPÍTULO III.	43
3.1 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.....	43
3.2 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS	43
3.3 RESERVAS.....	44
3.4 MECANISMOS NATURALES DE PRODUCCIÓN	45
3.5 ESTRATIGRAFÍA DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO	45
3.6 PETROINDEPENDENCIA	46
3.7 DESCRIPCIÓN DETALLADA DE CADA YACIMIENTO OBJETIVO.....	47
3.8 INFORMACIÓN OFICIAL SEGÚN LIBRO DE RESERVAS VIGENTE DE LOS YACIMIENTOS A DESARROLLAR.....	53
CAPÍTULO IV.	55
4.1 NIVEL DE INVESTIGACIÓN.....	55
4.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	55
4.3 DISEÑO DE COMPLETACIÓN PARA CONTROL DE ARENA	55
4.3.1 Toma de muestras.....	55

4.3.2 Análisis granulométrico de las muestras	56
4.3.2.1 Análisis por difracción Láser (LPSA).	56
4.3.2.2 Análisis por tamizado	65
4.3.3 Simulación con el Sand Advisor	68
4.3.3.1 INPUT o datos de entrada	68
4.3.3.2 Recomendación de tamaño de rejillas	73
4.3.3.3 Permeabilidades aportadas por las rejillas.....	73
4.4 COMPORTAMIENTO EN CONDICIONES TÉRMICAS.....	73
4.5 Lavado de rejillas.....	74
4.6 SELECCIÓN DE REJILLA	74
CAPÍTULO V.	75
5.1 TAMAÑO DE PERTÍCULAS (psd) POR ANÁLISIS POR DIFRACCIÓN LÁSER (LPSA) 75	
5.1.1 Formulación de Tiffin para el Análisis LPSA	75
5.2 TAMAÑO DE PARTÍCULAS (psd) POR ANÁLISIS POR TAMIZADO	76
5.2.1 Formulación de Tiffin para Análisis por Tamizado	76
5.3 PORCENTAJE DE FINOS. ANÁLISIS POR TAMIZADO.....	78
5.4 Criterio de Tiffin vs uso de rejillas.....	78
5.4.1 Para análisis por difracción láser	78
5.4.2 Para análisis por tamizado.	79
5.5 ANÁLISIS DE REJILLAS UTILIZANDO EL SAND MANAGEMENT ADVISOR. 80	
5.5.1 Tipo de completación y tamaños de rejillas según el simulador Sand Management Advisor 80	
5.5.2 Análisis de las rejillas recomendadas por el Sand Management Advisor.	82
5.5.2.1 Rejillas Convencionales o <i>Rejillas Wire-Wrapped</i>	82
5.5.2.1.1 <i>Rejillas Wire-Wrapped. Gradual Failure</i>	82

5.5.2.1.2	Rejillas <i>Wire-Wrapped. Hole Collapse</i>	83
5.5.2.2	Rejillas Premium	84
5.5.2.2.1	Rejillas Premium. <i>Gradual Failure</i>	84
5.5.2.2.2	Rejillas Premium. <i>Hole Collapse</i>	85
5.5.2.3	Rejillas Premium MeshRite.....	86
5.5.2.3.1	Rejillas Premium MeshRite <i>Hole Collapse</i>	86
5.5.3	Simulación de la producción de arena.....	87
5.5.4	Producción de arena con Rejillas Premium.....	88
5.5.4.1	Producción de arena con Rejillas Premium. <i>Gradual Failure</i>	88
5.5.4.2	Producción de arena con Rejillas Premium. <i>Hole Collapse</i>	89
5.5.5	Producción de arena con Rejillas <i>Wire-Wrapped</i>	90
5.5.5.1	Producción de arena con Rejillas <i>Wire-Wrapped. Gradual Failure</i>	90
5.5.5.2	Producción de arena con Rejillas <i>-Wrapped. Hole Collapse</i>	90
5.5.6	Producción de arena con Rejillas Premium MeshRite	92
5.6	SIMULACIÓN DE LAS PERMEABILIDADES GENERADAS POR LAS REJILLAS	
	93	
5.6.1	Permeabilidades según el análisis por tamiz	93
5.6.1.1	Permeabilidad aportada por las Rejillas Premium.....	94
5.6.1.2	Permeabilidad aportada por <i>Wire-Wrapped</i>	95
5.6.1.2.1	Permeabilidades aportadas por las rejillas MeshRite	95
5.7	COMPORTAMIENTO DE LAS REJILLAS EN CONDICIONES TÉRMICAS	96
5.7.1	<i>Wire-Wrapped Screens</i> en condiciones térmicas.....	96
5.7.2	Rejillas Premium condiciones térmicas.....	96
5.7.3	Rejillas Premium MeshRite condiciones térmicas	97
5.8	LAVADO DE REJILLAS	97

5.9 SELECCIÓN DE LA MEJOR REJILLA.....	97
CONCLUSIONES.....	100
RECOMENDACIONES	101
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	102
BIBLIOGRAFÍA	103
NOMENCLATURA.....	106
GLOSARIO	107

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Tamaño de los tamices.	12
Tabla 2.2. Recomendaciones para empaque con grava.	19
Tabla 2.3. Criterio de Tiffin.....	21
Tabla 2.4. Comparación de áreas abiertas	37
Tabla 2.5. Tabla Comparativa: Equipos Control de Arena	39
Tabla 3.1. Reservas probadas de crudo por bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco	44
Tabla 3.2. Detalle de los yacimientos del Área de Petroindependencia.....	47
Tabla 2.6. Detalle de los yacimientos del Área de Petroindependencia (Cont.)	48
Tabla 3.1. Características del Yacimiento OFIMM CNX 26	48
Tabla 3.2. Características del Yacimiento OFIMM CN 93	49
Tabla 3.3. Características del Yacimiento OFIMS CNX 18	50
Tabla 3.4. Características del Yacimiento OFIMS MA 97	51
Tabla 3.5. Contribuciones de reservas de yacimientos de Petroindependencia	54
Tabla 4.1. Muestras de Pared de Pozo CMI-016O	56
Tabla 4.2. Información general.....	69
Tabla 4.3. Listado de muestras seleccionadas para el Sand Advisor	69
Tabla 4.3 (Cont.) Listado de muestras seleccionadas para el Sand Advisor	70
Tabla 4.3 (Cont.) Listado de muestras seleccionadas para el Sand Advisor	71
Tabla 4.4. Parámetros de entrada para el Sand Management Advisor. Valores de percentiles en pulgadas. 72	
Tabla 5.1. Análisis Láser	75
Tabla 5.2. Análisis por Tamizado.....	76
Tabla 5.3. Recomendaciones de completación y tamaño de rejillas según Sand Management Advisor	81

Tabla 5.4. Producción de arena	93
Tabla 5.5. Permeabilidades Rejillas Premium.....	94
Tabla 5.6. Permeabilidades Wire-Wrapped Screens	95
Tabla 5.7. Permeabilidades MeshRite	95
Tabla 5.8. Comportamiento de las rejillas en fase fría	98
Tabla 5.9. Comportamiento de las rejillas en fase térmica.....	98

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Peso acumulado muestra N° 7.....	66
Gráfico 2. Peso acumulado muestra N° 9.....	67
Gráfico 3. Peso acumulado muestra N° 15.....	67
Gráfico 4. Peso acumulado muestra N° 18.....	67
Gráfico 5. Peso acumulado muestra N° 24.....	68
Gráfico 6. Distribución de tamaño de partículas de las muestras seleccionadas.....	72
Gráfico 7. D ₅₀ Análisis por tamizado	77
Gráfico 8. Contenido de finos vs. profundidad	78
Gráfico 9. Curvas de retención de arena. Prueba por difracción Láser.	79
Gráfico 10. Curvas de retención de arena. Prueba por tamizado.	80
Gráfico 11. Tamaños de Rejilla <i>Wire Wrapped</i> para <i>Gradual Failure</i>	83
Gráfico 12. Tamaños de Rejilla <i>Wire Wrapped</i> para <i>Hole Collapse</i>	84
Gráfico 13. Tamaños de Rejilla Premium para <i>Gradual Failure</i>	85
Gráfico 14. Tamaños de Rejilla Premium para <i>Hole Collapse</i>	86
Gráfico 15. Tamaños de Rejilla Premium MeshRite para <i>Hole Collapse</i>	87
Gráfico 16. Producción de arena Rejillas Premium para <i>Gradual Failure</i>	88
Gráfico 17. Producción de arena Rejillas Premium para <i>Hole Collapse</i>	89
Gráfico 18. Producción de arena Rejillas Wire-Wrapped para <i>Gradual Failure</i>	90
Gráfico 19. Producción de arena Rejillas Wire-Wrapped para <i>Hole Collapse</i>	91
Gráfico 20. Producción de arena Rejilla Premium MeshRite para <i>Hole Collapse</i>	92
Gráfico 21. Permeabilidades retenidas prueba por tamiz.	94

LISTA DE FIGURAS

Figura II.1. Distribución de los granos de arena de formación de un análisis granulométrico.....	12
Figura II.2. Análisis de tamaño de partículas por láser (LPSA).....	14
Figura II.3. Experimento de Saucier.	16
Figura II.4. Base-Gap 2D	24
Figura II.5. Liner Ranurado.....	27
Figura II.6. Rejillas convencionales o <i>Wire-Wrapped Screens</i>	29
Figura II.7. Rejilla de Alambre Enrollado Pre-empacada	30
Figura II.8. Rejilla de Malla Premium	31
Figura II.9. MeshRite Sand Screen	33
Figura II.10. Rejilla ALLFRAC <i>Alternate Path</i>	35
Figura II.11. 3-D Discrete Element Simulations.....	42
Figura III.1. Columna Estratigráfica Faja Petrolífera del Orinoco.....	45
Figura III.2. Ubicación geográfica del área Petroindependencia.	47
Figura III.3. Extensión de yacimientos pertenecientes a Morichal Medio en el área de Petroindependencia.....	50
Figura III.4. Extensión de yacimientos pertenecientes a Morichal Superior en el área de Petroindependencia.....	52
Figura III.5. Mapa Oficial al Tope de Morichal Medio.....	52
Figura III.6. Mapa Oficial al Tope de Morichal Superior	53
Figura IV.1. LS Particle Size Analyzer 1.798'	57
Figura IV.2. LS Particle Size Analyzer 1.888'	58
Figura IV.3. LS Particle Size Analyzer 2.106'	58
Figura IV.4. LS Particle Size Analyzer 2.251'	59

Figura IV.5. LS Particle Size Analyzer 2.304'	59
Figura IV.6. LS Particle Size Analyzer 2.335'	60
Figura IV.7. LS Particle Size Analyzer 2.340'	60
Figura IV.8. LS Particle Size Analyzer 2.432'	61
Figura IV.9. LS Particle Size Analyzer 2.510'	62
Figura IV.10. LS Particle Size Analyzer 2.640'	63
Figura IV.11 LS Particle Size Analyzer 2.677'	64
Figura IV.12. LS Particle Size Analyze r2.690'	65

INTRODUCCIÓN

Durante la vida productiva de un pozo petrolero es posible encontrarse con una gran cantidad de problemas que pueden afectar la producción de hidrocarburos o incluso generar problemas mecánicos en el mismo, así como problemas en el fondo del pozo o en las instalaciones de que se encuentran en superficie.

La producción de arena depende de varios factores, tales como el grado de cementación de los granos de la arena productora así como la calidad de dicha cementación, la reducción de la presión en el poro, la viscosidad de los fluidos del yacimiento, etc. Y, a su vez, dicha producción se encuentra determinada por el tipo de completación que se realice en el pozo, su orientación (vertical u horizontal) y la profundidad a la que esté el mismo.

La Faja Petrolífera del Orinoco es la fuente de reservas de hidrocarburos más grande del mundo. Se extiende sobre un área de unos 650 km de este a oeste y unos 70 km de norte a sur, para una superficie total de 55.314 km² y un área de explotación actual de 11.593 km². Estos territorios comprenden parte de los estados venezolanos de Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, desde el suroeste de la ciudad de Calabozo, en Guárico, hasta la desembocadura del río Orinoco en el océano Atlántico. Forma parte de la cuenca sedimentaria oriental de Venezuela y por las magnitudes de los yacimientos de petróleo y gas, constituye una cuenca por sí misma. Se estima un POES (Petróleo Original en Sitio) de 1.360 MMBBNP de crudo con una gravedad aproximada entre 8-18 grados API.

La Faja Petrolífera del Orinoco se destaca por tener arenas del tipo no consolidadas. Es por esto que se decidió realizar una evaluación de distintos métodos de control de arena basándose en su porcentaje de eficiencia en cuanto al control de la producción de arena así como también tomando en consideración otros aspectos de igual importancia.

CAPÍTULO I.

FUNDAMENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Existen formaciones donde las arenas productoras son no consolidadas, esta característica es muy frecuente en las arenas de la Faja Petrolífera del Orinoco, lo que ocasiona un problema a la hora de producir, debido a que el flujo de los fluidos origina arrastre de la arena de formación y por ende existe la producción de la misma ocasionando daños a los equipos de producción de superficie. También dicha arena puede ser depositada en el fondo lo que produciría un problema a futuro. Debido a esto se debe diseñar una óptima completación para el control de arena y disminuir dicho problema.

1.2 OBJETIVO GENERAL

Evaluar la terminación de pozos en la Faja Petrolífera del Orinoco para el control de arena en sus fases fría y térmica.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- I.** Recopilar, analizar y comparar información acerca de distintos métodos de control de arena en la Faja Petrolífera del Orinoco en pozos en fases fría y térmica.
- II.** Comparar la eficiencia del uso de distintos métodos de control de arena en pozos ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco usando el simulador Sand Advisor en las fases fría y térmica de los mismos.
- III.** Analizar las distintas granulometrías de las arenas presentes en la Faja Petrolífera del Orinoco.

- IV.** Analizar la efectividad de las técnicas de lavado de rejillas para evitar el taponamiento y optimizar la producción de hidrocarburos.

1.4 JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE

La Faja Petrolífera del Orinoco se distingue por poseer arenas no consolidadas correspondientes de la Edad del Mioceno, lo cual genera la necesidad de la utilización de técnicas de control de arenamiento en los pozos que se encuentran en ella.

La mayoría de las arenas de la Faja no poseen suficiente energía para producir por sí solas además de que se encuentran a profundidades muy someras, lo cual ha ocasionado la implementación de métodos para la producción en frío como las Bombas de Cavidad Progresiva (BCP), Bombeo Mecánico (BM) o Bombeo Electrosumergible (BES) conjuntamente con la inyección de diluentes, así como la implementación de métodos de recuperación térmica para aumentar el factor de recobro como la Inyección de Vapor (IV) bien sea de forma continua o alterna (ICV o IAV) los cuales son bastante comunes en la Faja Petrolífera del Orinoco. Por lo tanto es necesario poder predecir el comportamiento del yacimiento a manera de conocer los equipos o métodos a implementarse a futuro conjuntamente con el mejor mecanismo de control de producción de arena en los pozos para así obtener la mayor producción de hidrocarburos y ganancia en el campo en explotación.

El reto es terminar los pozos de manera que la arena se quede en el yacimiento sin menoscabar de la producción.

CAPÍTULO II.

MARCO TEÓRICO

2.1 PRODUCCIÓN DE ARENA

Se define como producción de arena al arrastre de pequeñas o grandes partículas de roca (arena) desde el yacimiento hacia el pozo generalmente de características petrofísicas y geometría definidas y constantes, transportadas por fluidos producidos, tales como petróleo, gas y/o agua.

La producción de arena es uno de los problemas más frecuentes que ocurre durante la vida productiva de los pozos petroleros. Su intensidad y gravedad varían con el grado de cementación de los granos de la arena productora y con la forma en que están completados los pozos. Esta arena se deposita en el fondo del hoyo y con frecuencia reduce la capacidad de producción del pozo.

2.2 PRODUCCIÓN EN FRÍO

Al inicio de la producción de los yacimientos la producción se lleva a cabo en frío, es decir, a temperatura de yacimiento, obteniendo factores de recobro muy bajos, entre 1% - 10%. Dependiendo de las propiedades del petróleo, la producción en frío con levantamiento artificial, incluyendo la inyección de un petróleo liviano o diluyentes para disminuir su viscosidad, puede resultar exitosa.

Una vez que la producción en frío ha alcanzado su límite económico, el próximo paso es generalmente la recuperación a través de procesos térmicos, lo cual es bastante común en la Faja Petrolífera del Orinoco.

2.3 PROCESOS TÉRMICOS

Son procesos en los que se inyecta u origina energía térmica (calor) con el fin de aumentar la recuperación de petróleo. Los procesos de recuperación térmica surgen de la necesidad de reducir la resistencia al flujo en el yacimiento, a través de la reducción de la viscosidad de los fluidos, aumentando su movilidad y facilitando su salida del subsuelo. En estos procesos el pozo puede alcanzar temperaturas de 600 °F.

En la Faja Petrolífera del Orinoco la inyección de vapor (IV) bien sea de manera continua o alterna (ICV o IAV) para disminuir la viscosidad del petróleo, son los procesos más utilizados para el incremento del factor de recobro.

2.3.1 Acuatermólisis

La inyección de vapor para la recuperación mejorada de hidrocarburos puede causar una generación significativa de H₂S y CO₂ durante la producción de petróleo extra pesado para yacimientos que contengan hidrocarburos que posean esas cualidades. Esto incrementa el potencial de generar corrosión en los equipos, así como colocando la seguridad humana y del ambiente en un riesgo impredecible.

El objetivo de la acuatermólisis es determinar la capacidad de algunos hidrocarburos de generar H₂S durante los tratamientos con vapor, así como la producción de CO₂ y la composición de los gases.

Los experimentos de acuatermólisis consisten en una serie de experimentos realizados en un laboratorio con el fin de reproducir las reacciones químicas que suceden en el yacimiento o reservorio durante la inyección de vapor para la recuperación mejorada de hidrocarburos. Estos experimentos consisten en calentar con agua una muestra de hidrocarburo del yacimiento en estudio a una presión apropiada, en un sistema cerrado. Las condiciones de presión, temperatura y tiempo a las cuales se somete la muestra se seleccionan de manera que sean representativas a las condiciones prevalecientes en el yacimiento durante la producción. En particular, la duración de los experimentos de acuatermólisis es similar a la duración estimada

del contacto entre el vapor inyectado y el hidrocarburo en el yacimiento en la periferia de la cámara de vapor, donde la mayor reacción química sucede.

Al final de cada experimento de aquatermolisis, los gases producidos son identificados y cuantificados en cantidades absolutas de H_2S , H_2 , CO_2 , CH_4 , C_2 , C_3 y C_4 .

2.4 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA¹

En campos con arenas pocas o no consolidadas, el simple flujo del fluido desde el yacimiento hacia el pozo puede acarrear granos que logran afectar la productividad del mismo. Entre las causas más comunes se encuentran:

2.4.1 Grado de consolidación

La capacidad de mantener los túneles de cañoneo abiertos depende estrechamente del nivel de cohesión existente entre los granos de la arena. La cementación de la arenisca suele constituir un proceso geológico secundario y por lo general, los sedimentos más antiguos tienden a estar más consolidados que los más recientes. Esto significa que la producción de arena constituye normalmente un problema cuando se origina en formaciones sedimentarias terciarias que son superficiales y geológicamente más jóvenes, estas suelen tener poco material de cementación.

2.4.2 Reducción de la presión de poro

A medida que se agota la presión del yacimiento a lo largo de la vida productiva del pozo, se pierde parte del soporte que poseía la roca suprayacente. La disminución de la presión del yacimiento genera una cantidad creciente de esfuerzo en la arena de la formación. En un momento determinado, los granos de la arena de formación podrían separarse de la matriz o triturarse, lo cual generaría finos que se producen conjuntamente con los fluidos del pozo. La compactación de la roca yacimiento por la reducción de la presión de poro podría ocasionar la subsidencia de las capas suprayacentes (por encima del yacimiento).

2.4.3 Viscosidad del fluido del yacimiento.

La fuerza de arrastre friccional que se ejerce sobre los granos de la arena de la formación es creada por el flujo de fluidos del yacimiento. Dicha fuerza es directamente proporcional a la velocidad de flujo de los fluidos y a la viscosidad del fluido del yacimiento que está produciendo.

La fuerza de arrastre friccional sobre los granos de arena de formación, es mayor en los yacimientos cuya viscosidad del fluido es elevada, en comparación con los de viscosidad baja. La influencia del arrastre por viscosidad induce a la producción de arena en el yacimiento de crudo pesado, donde se encuentran crudos altamente viscosos de poca gravedad e incluso a velocidades de flujo bajas.

2.4.4 Aumento de la producción de agua

Se ha demostrado que la producción de agua restringe severamente la estabilidad del arco de arena que rodea una perforación, lo que a su vez da inicio a la producción de arena. A medida que aumenta el corte de agua, disminuye la permeabilidad relativa del crudo, por lo cual se requiere un diferencial de presión mayor para producir crudo a la misma velocidad.

2.4.5 Tasa de producción

La producción de fluidos de yacimiento genera un diferencial y fuerza de arrastre friccional que pueden combinarse para vencer la resistencia a la compresión de la formación, lo que significa que existe una tasa de flujo crítica para la mayoría de los pozos por encima de la cual el diferencial de presión y las fuerzas de arrastre friccional son suficientemente grandes como para exceder la resistencia a la compresión de la formación y ocasionar la producción de arena.

2.4.6 Tasa de flujo fluctuante.

Un aumento o disminución marcada de la tasa de flujo a través de la formación ocasiona un aumento transitorio de la producción de arena.

2.5 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE ARENA¹

2.5.1 Colapso de la formación.

Los fluidos producidos podrían arrastrar consigo grandes volúmenes de arena hacia afuera de la formación. Si la velocidad de producción de arena es suficientemente elevada y el proceso se extiende por largo tiempo, se desarrollará un vacío detrás de la tubería de revestimiento, el cual continuara ampliándose a medida que se produzca más arena. Cuando el vacío de torna lo suficientemente grande la lutita o formación suprayacente podría colocarse hacia el fondo del pozo, debido a la falta de material que proporcione el soporte.

2.5.2 Acumulación de arena en los equipos de superficie.

Si la velocidad de producción es lo suficientemente para transportar arena hacia la superficie, esta podría quedar depositada en los equipos superficiales del pozo; además puede ser arrastrada hacia las líneas y estaciones de flujo causando deterioro de los equipos por el poder abrasivo de la arena.

2.5.3 Erosión del equipo de fondo y superficie

En pozos altamente productivos, los fluidos que circulan a gran velocidad transportan arena que pueden erosionar excesivamente tanto el equipo de fondo como el de superficie. Si la erosión es intensa u ocurre durante un lapso suficiente de tiempo, el equipo de superficie y/o de fondo podría llegar a fallar totalmente, lo que generaría problemas graves de seguridad, ambientales y diferimiento en la producción.

2.6 CONTROL DE ARENA¹

Se conoce así al conjunto de técnicas mediante las cuales se disminuye, total o parcialmente, la producción de sólidos que soportan las cargas provenientes de la formación productora, los cuales se producen conjuntamente con los hidrocarburos, sin restringir la productividad del pozo. Los problemas de producción de arena suelen presentarse en aquellas formaciones no consolidadas, cuyos componentes mayoritarios son granos finos, donde el material cementante no provee suficiente

fuerza de cohesión como para soportar los esfuerzos ocasionados por el paso de fluidos a través de ellos, lo que origina un desprendimiento de la arena y por consiguiente el arrastre de las partículas más finas hacia el interior del pozo, puede ser en forma de granos individuales de arena que se producen continuamente o pedazos enteros de la formación. Este desprendimiento de partículas no ocurre súbitamente, sino que va aumentando hasta llegar a cantidades de arena no manejables por los sistemas de producción por lo que se deben identificar los pozos que estén produciendo poca cantidad de arena para tomar medidas especiales, ya que una vez que estos llegan a tasas críticas, no hay manera de detener la producción de la misma.

2.6.1 CONSIDERACIONES PARA EL CONTROL DE ARENA

- Es fundamental conocer la distribución del tamaño de partícula de la arena de formación y el tamaño crítico de grava de empaque requerido.
- Se debe diferenciar el tamaño de los sólidos estructurales de formación (arena) de los finos, los cuales son partículas muy pequeñas de material sólido suelto en los espacios porosos de casi todos los reservorios de arenas.
- La producción de finos probablemente se origina en la interfase entre el empaque con grava y la zona inmediata, más que de puntos distantes en el yacimiento.
- Integridad del análisis de la formación depende de la calidad de la muestra utilizada. La más apropiada y conveniente es la de un núcleo obtenido durante la perforación del intervalo que será empacado.
- En ausencia de núcleos de perforación, los núcleos de pared de formación (swc) obtenidos durante el perfilaje son también adecuados. Nunca se debe utilizar muestras de ripios de perforación o producción.
- 4 métodos de control de arena están disponibles en la actualidad:
 - a) Métodos de restricción de la producción

- b) Métodos mecánicos
 - c) Métodos de consolidación química “in-situ”.
 - d) Métodos combinados.
- Con excepción de los métodos de restricción de la producción, los métodos restantes proveen medios de soporte a la formación y ayudan a prevenir la migración de la misma a causa de los esfuerzos que se generan por el movimiento de los fluidos o por las caídas de presión en el yacimiento.
 - Donde mejor operan los métodos de restricción de la producción es en los pozos horizontales. En el resto de los casos puede resultar anti económico.
 - Los métodos mecánicos son los más comunes para el control de arena. Por lo general incluyen un equipo ubicado en el pozo frente a la arena, que ocasiona el puenteo de la arena o el filtro de los fluidos producidos.
 - El empaque con grava es una técnica mecánica de puenteo que involucra la colocación de un filtro de arena compacto frente a la formación y en los túneles de las perforaciones.

2.7 TÉCNICAS PARA EL CONTROL DE ARENA

2.7.1 Análisis granulométrico

a) Tamizado o Análisis Sieve²

El análisis granulométrico de la formación es la base para el control de arena y por lo tanto se debe usar un método que proporcione suficiente exactitud. En la industria petrolera el método usado es el de *TYLER STANDAR SCREEN SCALE*. Para determinar el tamaño de las partículas que componen la arena se utilizan tamices, estos son colocados uno sobre el otro en escala de mayor a menor. Los tamices se encuentran numerados de acuerdo al número de ranuras por pulgada cuadradas, en unidades *TYLER MESH*. La muestra que se analiza debe lavarse (con solventes y agua) y secarse con anterioridad, con el propósito de eliminar la totalidad de los

residuos de hidrocarburos y otras impurezas presentes en ellas. Después, la muestra se pasa por tamices y se pesa la cantidad de arena retenida en cada tamiz.

Los datos obtenidos son graficados en papel semilogarítmico en porcentaje de peso retenido acumulado en función del tamaño de grano. Luego de graficar se obtiene una curva que representa la distribución acumulativa del tamaño de los granos de la arena de formación. La inclinación de la curva obtenida mide la uniformidad de la arena, esto indica que entre más inclinada sea la curva más uniforme será la arena analizada. La ubicación de la curva en el gráfico muestra el rango del tamaño de grano, esto significa que entre más a la derecha se encuentren las curvas más pequeños serán los granos.

La Figura N° II.1 muestra un ejemplo de una distribución granulométrica de una muestra de arena, mientras que la Tabla N° 2.1 muestra los tamaños de tamices utilizados para los análisis por tamiz o análisis Sieve.

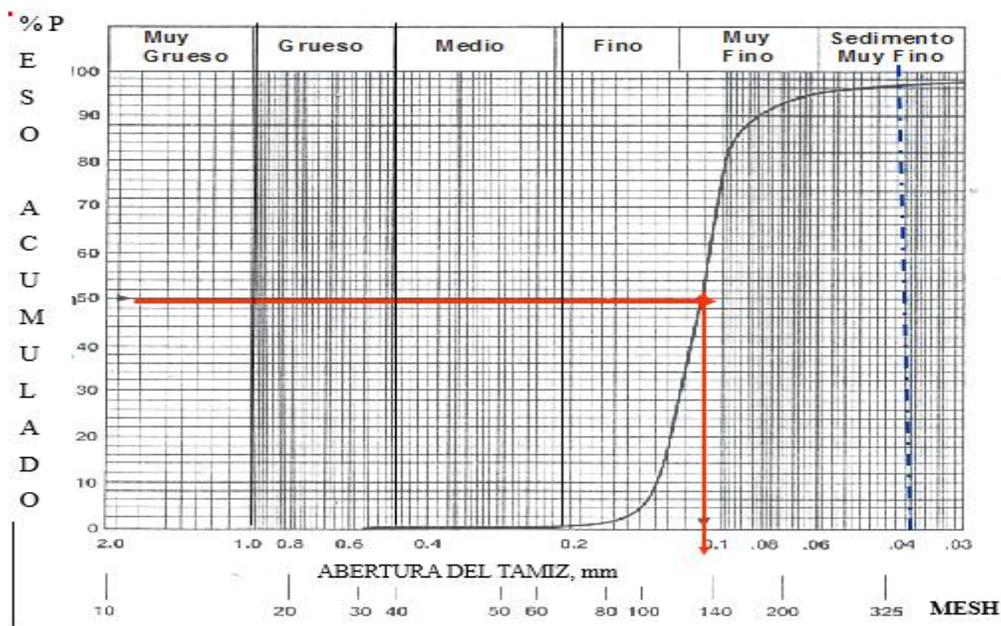


Figura II.1. Distribución de los granos de arena de formación de un análisis granulométrico.

Fuente: Martorano, Pedro. Control de arena. Pozos II. Universidad Central de Venezuela 2013.

Tabla 2.1. Tamaño de los tamices.

Fuente: Martorano, Pedro. Control de arena. Pozos II. Universidad Central de Venezuela 2013.

Número de Tamiz (US Mesh Series)	Abertura del Tamiz (Pulgadas)	Abertura del Tamiz (milímetros)
10	0,0787	2
20	0,0331	0,84
30	0,0232	0,589
40	0,0165	0,42
60	0,0098	0,25
80	0,007	0,177
100	0,0059	0,149
120	0,0049	0,124
140	0,0041	0,104
170	0,0035	0,088

b) *Laser Particle Size Analysis* (LPSA) o Análisis por Difracción Láser³

El *Laser Particle Size Analysis* o LPSA determina la distribución de los tamaños de partículas de la arena (*Sand Particle Size Distribution*) electrónicamente midiendo la intensidad de la luz dispersa proveniente de un rayo láser a medida que este pasa a través de una muestra de partículas dispersas. El ángulo de la dispersión del láser es inversamente proporcional al tamaño de la partícula. La intensidad angular de la luz dispersa es capturada por una serie de detectores fotosensibles. La data es procesada y analizada a través de un software para así calcular los tamaños de partículas.

En el LPSA, la dispersión de la muestra es controlada mediante un rango de unidades de dispersión en húmedo o en seco, las cuales aseguran que las partículas son entregadas a la zona de medición o el banco óptico en la concentración adecuada y en un estado estable. Una unidad de dispersión seca es ideal para mediciones de polvo, especialmente materiales sensibles a la humedad. Las unidades de dispersión húmedas utilizan un líquido dispersante, acuosos o a base de solvente para poder dispersar la muestra. El líquido dispersante seleccionado tiene que ser capaz de mantener la muestra en suspensión durante la agitación. Cualquier asentamiento o partícula flotante introduciría errores en las medidas de difracción láser. Para poder mantener la muestra en suspensión y homogenizada, ésta es recirculada continuamente a través de la zona de mediciones.

La Figura N° II. 2 hace referencia al proceso de análisis de partículas por difracción láser explicado con anterioridad.



Figura II.2. Análisis de tamaño de partículas por láser (LPSA).

Fuente: SC Selección de Rejillas. Slb, 2014.

2.7.2 Relación grava-arena²

Este parámetro se define como la razón que existe entre el tamaño medio del grano de grava y el tamaño promedio del grano de la arena de formación, en puntos porcentuales iguales. La relación grava-arena resulta de ser de vital importancia en la selección de tamaño de grava que se va a utilizar en el empaque.

Coberly, en su trabajo inicial, definió las relaciones de tamaño grava-arena. El consideró exclusivamente el problema de impedir el movimiento de arena hacia la luz del pozo y no la permeabilidad del empaque. Debido a esto las relaciones grava-arena que obtuvo fueron bastante altas. Luego descubrió que para conseguir una producción máxima, la arena de la superficie debe detenerse en la superficie externa del empaque de grava, pues si la arena de formación penetra al empaque se producirá el puenteo, y la permeabilidad del empaque disminuirá de forma considerable. Fue debido a esta idea que la industria petrolera empezó a utilizar relaciones grava-arena mucho menores.

A continuación se presentan las relaciones grava-arena que son utilizadas en la industria petrolera:

a) Coberly y Wagner

Consideraban que el tamaño óptimo de la grava (D_g) debe ser 10 veces mayor que el 10 percentil (D_{10}) de los granos de arena de estudio.

$$D_g = 10 \times D_{10} \qquad \text{Ecuación (1)}$$

Donde:

D_{10} = Percentil 10 de la arena.

b) Método de Saucier o método de máxima productividad

Esta es la técnica que más se emplea en la actualidad. Saucier precisa la relación de grava-arena como la razón existente entre la grava de 50 percentil y la arena de 50 percentil. Enfocó sus trabajos de investigación hacia el efecto de la relación grava-arena en la permeabilidad del empaque. Gracias a los estudios experimentales realizados pudo descubrir el parámetro D, conocido como la relación del diámetro, el cual es definido como:

$$D = \frac{D_p}{D_f} \qquad \text{Ecuación (2)}$$

Donde:

D_p 50 = Tamaño promedio de grava (punto 50-Percentil).

D_f 50 = Tamaño promedio de la arena de formación (punto 50-Percentil).

Con ayuda de estudios empíricos, Saucier encontró que la relación de 5 a 6 es la relación de diámetro ideal para conseguir un efectivo control de la invasión de arena y al mismo tiempo garantizar la máxima permeabilidad del empaque.

La Figura N° II.3 muestra de manera gráfica el experimento de Saucier.

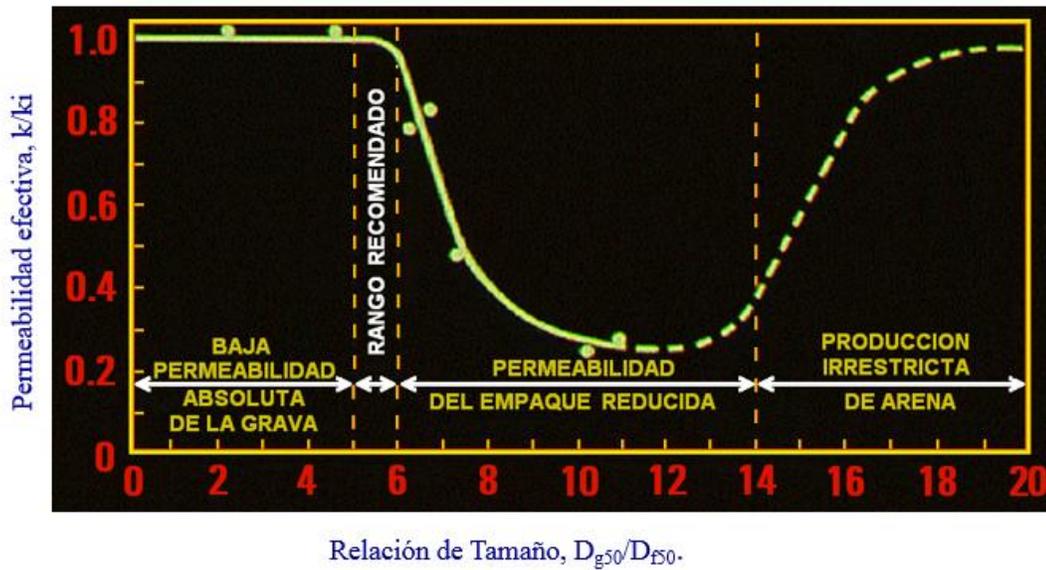


Figura II.3. Experimento de Saucier.

Fuente: Martorano, Pedro. Control de arena. Pozos II. Universidad Central de Venezuela 2013.

Por medio de la aplicación de esta técnica se puede empezar el procedimiento de diseño obteniendo D_{p50} del análisis de cedazo de la arena. Luego de seleccionar un valor D entre 5 y 6, se calcula D_{p50} :

$$D_{p50} = D \times D_{f50} \quad \text{Ecuación (3)}$$

Donde:

D_{p50} = Tamaño promedio de grava (punto 50-Percentil).

D_{f50} = Tamaño promedio de la arena de formación (punto 50-Percentil).

A través de este valor se pueden determinar por medio de tablas el tamaño de grava requerido.

Esta técnica tiene un alto grado de flexibilidad ya que el valor D puede ser tomado como 5 o 6, esto permite que se pueda determinar un límite promedio superior y un

límite promedio inferior. De esta forma e rango de escogencia es mayor y permite un mejor diseño de empaque.

c) Método de Schwartz

Este investigador recomendó un tamaño de grava 6 veces mayor al tamaño crítico de los granos de formación. Schwartz planteó que con una relación grava-arena mayor o igual a 5 produciría un empaque estable, un valor de 6 sería usado como óptimo y uno de 8 sería considerado como máximo.

Mientras el método de Saucier considera la arena como uniforme, el método de Schwartz considera la uniformidad de los granos de formación para determinar el tamaño de grava a utilizar. Así mismo el criterio de ordenamiento de los granos es otro factor para considerar el impacto del % de finos en la muestra (granos < 40 μ m).

Schwartz define:

El Coeficiente de Uniformidad (C_u) como:

Ecuación (4)

Donde:

D_{f40} = Percentil 40 de la arena.

D_{f90} = Percentil 90 de la arena.

Donde dicho coeficiente de uniformidad se utiliza para evaluar la uniformidad del tamaño de las partículas de un suelo.

Y el Coeficiente de Ordenamiento de la arena o Coeficiente de Selección (C_o) como:

Ecuación (5)

Donde:

D_f10 = Percentil 10 de la arena.

D_f95 = Percentil 95 de la arena.

Donde dicho coeficiente de ordenamiento es el criterio que considera la fracción fina de arena de formación.

Si C_{μ} o el Coeficiente de Uniformidad < 3 la arena es uniforme; si $5 < C_{\mu}$ o Coeficiente de Uniformidad < 10 la arena es no uniforme; si C_{μ} o Coeficiente de Uniformidad > 10 la arena es extremadamente no uniforme.

Además si C_{μ} o Coeficiente de Uniformidad > 3 ó C_o o Coeficiente de Ordenamiento > 10 ó $D_f50 < 75 \mu\text{m}$ ó % finos $> 5\%$ es recomendable empacar el pozo. (Martorano, P, Pozos II, (2013)).

Tabla 2.2. Recomendaciones para empaque con grava.

Fuente: Martorano, Pedro. Control de arena. Pozos II. Universidad Central de Venezuela 2013.

Caso	Condiciones	Recomendación
I	Co>10 o $D_{50}f < 75\mu\text{m}$ o Cu>3 o Finos (325 Mesh) >5%	Es recomendable empaque el pozo
II	Co<10 Cu>3 Finos (325 Mesh)	Los valores bajos del Co y de finos indican que es candidato a terminación con rejilla. Necesita permeabilidad de formación de por lo menos 1 darcy para terminación con tubería revestida y cañoneada con posible uso de Liner Ranurado
III	Co<10 Cu<5 Finos (325 Mesh)	Intervalos medios a bajos, con finos justamente por encima del límite. Pueden ser completados con rejillas de nueva tecnología como las rejillas tejidas. Necesita permeabilidad de formación de por lo menos 1 darcy para terminación con tubería revestida y cañoneada y posible uso de liner ranurado.
IV	Co<20 Cu<5 Finos (325 Mesh)>5%	Los rangos medios pueden ser candidatos a gravas grandes (7x o 8x 50%), colocadas con altas tasas de agua, particularmente si el tamaño de la arena en la formación es consistente.
V	Co<20 Cu<5 Finos (325 Mesh)>10%	Los valores medios del Co con presencia de finos se tratan con una combinación de grava de tamaño considerable y rejillas que permitan el paso de finos.
VI	Co>20 Cu>5 Finos (325 Mesh)>10%	Los valores más altos de los coeficientes, particularmente combinados con grandes cantidades de finos son signos críticos, mostrando necesidad de ensanchar el hoyo (mover la interfase formación-grava lejos del pozo) a través de fracturamiento o grandes volúmenes de pre-empaque para minimizar daños a la permeabilidad

d) Tiffin⁴

Este nuevo criterio se basa principalmente en el tamaño de distribución de la arena del yacimiento, haciendo énfasis en formaciones con alto contenido de finos y una amplia distribución de los tamaños de granos de arena.

Tiffin ha proporcionado directrices adicionales mediante la introducción de dos parámetros de clasificación, *Sorting Coefficient* (SC) y porcentaje de finos, que representan las partículas menores de 44 μm en relación a un tipo específico de completación, estos criterios son utilizados ampliamente en la industria para el diseño y selección de rejillas para control de arena.

Según Tiffin si los siguientes criterios se cumplen el riesgo de daño es menor:

- I.** Si $D_{10}/D_{95} < 10$, $D_{40}/D_{90} < 3$ y % sub mesh 325 $< 2\%$

Valores de clasificación muy bajos con poco contenido de finos. Esta zona es candidata para completaciones con *Stand Alone Screens* (SAS).

- II.** Si $D_{10}/D_{95} < 10$, $D_{40}/D_{90} < 5$ y % sub mesh 325 $< 5\%$

Esta zona puede controlarse mejor por medio de rejillas con nuevas tecnologías, con mallas metálicas entretejidas.

- III.** Si $D_{10}/D_{95} < 20$, $D_{40}/D_{90} < 5$ y % sub mesh 325 $< 5\%$

Rangos promedios. Este intervalo puede ser controlado con empaquetamiento con grava de mayor tamaño ($7D_{50f}$ o $8D_{50f}$), colocada en un empaque con agua a altas tasas, particularmente si el tamaño de los granos es consistente en toda la zona.

- IV.** Si $D_{10}/D_{95} < 20$, $D_{40}/D_{90} < 5$ y % sub mesh 325 $< 10\%$

Rangos promedios con gran cantidad de finos se puede utilizar una combinación de grava de diámetros grandes y una rejilla que permita el paso de finos.

- V.** Si $D_{10}/D_{95} > 20$, $D_{40}/D_{90} > 5$ y % sub mesh 325 $> 10\%$

Las proporciones más altas, particularmente aquellas acompañadas con grandes cantidades de finos señalan una necesidad crítica de ampliar el hoyo a través de fracturamiento, tecnología de ampliación de pozos horizontales o multilaterales, o grandes volúmenes de pre-empacados para minimizar daños severos de la permeabilidad de la interface grava/arena debido al flujo. La grava sintética puede ofrecer ventajas sobre la grava natural en la optimización de las tasas de producción y minimizar la invasión de arena.

Por lo tanto de acuerdo de Tiffin, basándose en las características de la formación el tipo de completación debe ser el mostrado a continuación en la Tabla N°2.3.

Tabla 2.3. Criterio de Tiffin

Características de la Formación			Tipo de Completación
Sorting Coefficient D10/D95	Uniformity Coefficient	Contenido de Finos	
Menor a 10	Menor a 3	Menor al 2%	Wire- Wrapped o Rejillas Pre-empacadas
Menor a 10	Menor a 5	Menor al 5%	Rejillas Premium o MeshRite
Mayor a 10	Mayor a 5	Mayor al 5%	Hoyo Abierto con Gravel Pack

2.8 TÉCNICAS PARA CONTROL DE ARENA

La selección de un método de control de arena depende de varios factores operativos, de campo y económicos. Estas técnicas pueden ser clasificadas como mecánicas, químicas y mecánicas/químicas. Las mecánicas previenen la producción de arena con liners ranurados, rejillas o empaque con grava, que detienen los granos de gran tamaño de la arena de formación y estos, a su vez, detienen los granos más pequeños. La técnica de control química envuelve la inyección de materiales cementantes dentro de formación para consolidar los granos de la arena. Una combinación de rejilla y grava plástica consolidada puede ser usada para el control de arena en algunos pozos para incrementar la estabilidad del empaque.

Controlar la tasa de producción es el medio más sencillo y económico para controlar la producción de arena. La tasa de producción de fluidos que ocasione movimiento de arena y finos debe considerarse como una tasa por área unitaria de formación permeable abierta a la luz del pozo. Determinar la tasa crítica de producción por encima de la cual la producción de arena es excesiva es un factor económico de gran importancia, cuando las consideraciones del yacimiento y la demanda del mercado justifican las tasas más altas de producción.

Entre los procesos mecánicos se encuentran:

2.8.1 Empaque con grava²

El empaque con grava o *Gravel Pack* es uno de los métodos más usados en la actualidad, y su aplicación se ha generalizado en todos los campos petroleros que presenten problemas de control de arena.

Esta técnica, consiste en ubicar grava que actúe como filtro entre dos paredes cilíndricas, con el propósito de acondicionar adecuadamente el espacio anular entre el tubo y el revestidor ó, entre el tubo ranurado y las paredes del hoyo. Todo esto, con el fin de que la grava soporte las paredes de la formación, impidiendo derrumbamiento de material, y al mismo tiempo sea capaz de evitar la intrusión de material desintegrado de las formaciones no consolidadas del pozo.

2.8.2 Rejillas a hoyo desnudo

Las rejillas a hoyo desnudo o *Stand Alone Screens (SAS)* se refieren a la instalación de rejillas para retener la producción de arena de formación sin la utilización de un empaque con grava entre la rejilla y la formación. Esto debido a que la colocación de un empaque con grava aumenta los costos de completación.

Cuando la rejilla es instalada como una rejilla a hoyo desnudo y la arena es producida, la arena se empaquetará al rededor de la rejilla y generará una caída de presión adicional a medida que el flujo fluye a través de la arena.

Para el caso de la Faja Petrolífera del Orinoco, las rejillas a hoyo desnudo son la opción a utilizar al momento de poner en producción de los pozos, por lo tanto son las rejillas de interés para este trabajo especial de grado.

2.8.2.1 Filtración 2D y 3D para rejillas a hoyo desnudo

La filtración a base de huecos (ranuras) o de 2D o Base-Gap (2D) es aquella donde el tamaño de la rejilla está basado en la teoría de puenteo de las partículas en donde un puente "estable" en cuanto al arco se formará si el tamaño de la partícula es un tercio ($1/3$) de veces la anchura del hueco o más, tales arcos son inestables y se derrumbarán si el caudal se para o fluctúa, de manera que la arena pasa hasta que el siguiente arco pueda formarse. El paso de la arena puede conducir a la erosión que puede abrirse a más flujo rápidamente que conduce a un punto caliente. El fluido sigue el camino de resistencia mínima.

El dimensionamiento de las rejillas requiere una caracterización de la arena apropiada a lo largo de toda la zona de interés lo que incrementa el costo del muestreo y del análisis del tamaño de las partículas. Además las fuerzas de carga durante la implementación y las operaciones puede deformar los tamaños de los poros de las rejillas 2D y la simulación térmica incrementa la movilidad de la arena y potencialmente taponarlas y erosionar las rejillas convencionales.

La Figura N° II.4 muestra de manera gráfica el funcionamiento del sistema de filtración 2D de las rejillas.

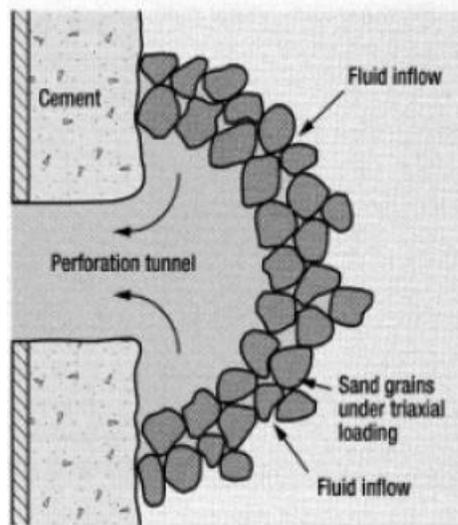


Figura II.4. Base-Gap 2D

Fuente: Metodología para la selección de rejillas. Schlumberger.

En cambio, la filtración 3D o filtración de profundidad, tiene menos probabilidades de taponarse ya que las partículas son clasificadas de manera tal que reducen al mínimo la obstrucción del flujo.

En la interface de las rejillas el fluido experimenta un aumento de la velocidad a través de la arena en proporción de reducir el área abierta al flujo. Esto no solo aumenta la caída de presión sino que aumenta la tendencia a atrapar finos. Por lo tanto a mayor reducción del área abierta al flujo mayor es el daño (*Skin*) y la erosión.

2.8.3 Rejillas a hoyo desnudo vs empaque con grava

Para el empaque con grava, la rejilla de completación debe retener dicha grava, mientras que con el uso de rejillas a hoyo desnudo las rejillas de completación deben retener la arena de formación, lo cual es mucho más difícil ya que la arena de formación es generalmente mucho más fina y menos uniforme que la grava. Teóricamente, y asumiendo ningún daño a la formación, una completación con empaquetamiento con grava tendrá menor daño o *skin* ya que la permeabilidad de la grava que se coloca al rededor de la rejilla es significativamente mayor a la permeabilidad de la arena de formación.

A pesar de la existencia de las completaciones con rejillas a hoyo desnudo, si la formación es no consolidada la arena colapsará rápidamente al rededor de la rejilla cuando la producción empiece, dejando esencialmente ningún vacío o anulares abiertos. Si la formación es particularmente consolidada entonces existirá un periodo donde los túneles perforados se mantendrán abiertos. En vez de la arena colapsando al rededor de la rejilla, una pequeña concentración de arena podría golpear la rejilla gradualmente. Como la rejilla actúa en estos dos casos puede ser bastante diferente y eso afectará la selección de la rejilla.

Dentro de las rejillas a hoyo desnudo o *Stand Alone Screen* se encuentran:

2.8.3.1 Forros ranurados⁵

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

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

de estos puentes requiere que haya una concentración suficiente de arena de formación que trate de penetrar el forro ranurado.

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

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

La selección de un forro ranurado o *liner* se basa fundamentalmente en los factores económicos. El forro ranurado es menos costoso, pero presenta limitaciones de espesor mínimo práctico de ranura y presentan menos área de flujo disponible.



Figura II.5. Liner Ranurado

Fuente: Los autores.

I. Ventajas del uso de Liner Ranurado:

- Costo relativamente bajo.
- La tecnología está bien establecida.

II. Limitaciones del uso de Liner Ranurado:

- Muy baja área de flujo (0 - 2,5%).
- Muy sensible a los tamaños de grano (PSD).
- Fácil de taponar (declina la productividad).
- Pobre resistencia mecánica debido a las ranuras.
- Ranuras abiertas/cerradas con deformaciones mecánicas (las ranuras pueden debilitar considerablemente la resistencia mecánica del tubo base).

2.8.3.2 Rejillas

Las rejillas consisten en un espiral de alambre al rededor de una estructura de soporte formando un tubo, es posible controlar que tan apretada esté la espiral para regular el tamaño de las aberturas entre las vueltas. Entre los tipos de rejillas se encuentran

a) Rejillas convencionales con envoltura de alambre o *Wire-Wrapped Screens*²

Son rejillas metálicas mejoradas de los forros ranurados. Las rejillas convencionales con envoltura de alambre o *Wire-Wrapped Screens* son tuberías cortadas previamente para efectuarles las ranuras respectivas (tubería perforada), sin embargo, a diferencia de los forros ranurados, estos tubos son recubiertos con alambres en forma de espiral. Las rejillas con envoltura de alambre ofrecen otra alternativa para retener la arena en el anular de la tubería o anillo entre la malla y la formación. Estas rejillas tienen una mayor área de flujo en comparación con los forros ranurados. Estas rejillas se componen de una envoltura exterior el cual es un cable envuelto y soldado a las barras longitudinales para formar una sola ranura helicoidal con el ancho deseado. La envoltura es posteriormente ubicada sobre la tubería base que posee agujeros y soldada para brindarle un soporte estructural.

El área de flujo varía entre 6% y 12% y puede ser un poco más alto, dependiendo de la abertura de la ranura. Entre otras ventajas que poseen las rejillas se encuentran que al ser soldadas con estaño resisten temperaturas de hasta 350 °F y presiones de hundimiento de 8000 psi. Aquellas soldadas eléctricamente soportan temperaturas de hasta 1500 °F y presiones de hundimiento de 80000 psi. Sin embargo, de no ser así, este tipo de rejillas no soportan las altas temperaturas y por lo tanto no son recomendables en pozos en donde los procesos de recuperación térmica puedan ser empleados. Por otro lado, el factor económico es la limitación de ésta técnica, el costo del material utilizado para recubrir la tubería y la fabricación de ésta, es por ello que estas se utilizan en intervalos cortos en los cuales se posee una mayor área de flujo.



Figura II.6. Rejillas convencionales o *Wire-Wrapped Screens*

Fuente:http://www.halliburton.com/public/cps/contents/Overview/images/Wire_Wrapped_Screen.jpg

I. Ventajas del uso del *Wire-Wrapped Screens*:

- Alta área de flujo (7-10%).
- Tecnológicamente es buena y estabilizada/probada.

II. Limitaciones del uso del *Wire-Wrapped Screens*:

- Baja tolerancia a cambios en el tamaño de las partículas (PSD).
- Más costosos que el Liner Ranurado.
- El ancho de las ranuras puede ser alterado por las altas cargas mecánicas.

b) Rejillas Pre-empacadas⁶

Es un tipo de rejilla de alambre enrollado. Estas rejillas utilizan arena de empaque revestida con resina, como parte propia de la rejilla. Estas son incluidas como mecanismo de mayor seguridad en el caso de que falle el empaque. Ideales para pozos horizontales propensos a la producción de arena.



Figura II.7. Rejilla de Alambre Enrollado Pre-empacada

Fuente: Sand Control Engineering Manual. Schlumberger.

2.8.3.3 Rejillas Premium⁶

Las Rejillas Premium se caracterizan por tener varias capas de malla de alambre en su superficie que forman un filtro sobre un tubo perforado. Las dos capas más internas son para proporcionar mayor resistencia mecánica, la segunda capa más externa es la que realmente funciona como filtro y la última capa, la más externa, es una capa protectora necesaria para la protección de la malla. La ventaja principal de estas rejillas es que por su cantidad de capas provee un mayor rendimiento de la filtración de arenas poco uniformes, además tienen mayor área de drenaje lo que resulta en una mayor resistencia a la erosión. Son fabricadas con un material más resistente por lo cual son utilizadas en condiciones severas y en yacimientos de gas.

- Una tubería base con un área de flujo del 10%.
- Una capa de drenaje interna para un enfrentamiento uniforme entre el medio de filtración y la tubería base.
- Un filtro laminado sinterizado para la retención de arena.
- Una capa de drenaje externa para un enfrentamiento uniforme entre la cubierta y el medio de filtración.
- Una cubierta protectora.

I. Beneficios

- Diseñado para condiciones de servicio severas.
- Confiabilidad.
- Larga vida en ambientes de producción rudos.
- Fácil y rápida instalación.



Figura II.8. Rejilla de Malla Premium

Fuente:

http://www.slb.com/~//media/Files/sand_control/product_sheets/premium_screens.pdf

Entre las Rejillas Premium se encuentran:

a) Rejillas Premium MeshRite Sand Screens

Las rejillas MeshRite son un tipo de rejilla premium la cual es una alternativa al empaque con grava que permite un control de arena, productividad óptima y reduce los costos de completación. Las rejillas MeshRite están compuestas por una tubería base perforada que está envuelta por una capa gruesa 3-D de ¼ pulgadas (0,06 cm) de lana de acero inoxidable comprimida y se encuentra protegida por un revestimiento perforado. Este diseño hace que MeshRite sea extremadamente firme y muy

resistente a la corrosión y la erosión. El área de flujo abierta es de 40%, es mucho más alta que los demás filtros, y la permeabilidad retenida del medio es mayor de 400 Darcy lo que significa que no es resistente al flujo

La lana comprimida cuenta con una amplia distribución (15 a 600 μm) de poros angulares difíciles de obturar y están diseñados para contener solo a la arena nociva y no a los finos inofensivos ($<44 \mu\text{m}$) que podrían limitar el flujo del fluido si queda atrapado. A diferencia de otros filtros, los filtros MeshRite no se ven afectados por las variaciones de la distribución de la partícula, un calibrador se adapta a todos los tipos de arena, reduce los requisitos del inventario y brinda seguridad contra la falta de caracterización de yacimientos o variantes imprevistas en la distribución del grano. MeshRite brinda una manera exclusiva de filtración 3-D que clasifica la arena entrante para proporcionar una mayor permeabilidad de la compactación de la arena. Asimismo, crea un daño negativo o compactación de grava natural en la interfaz de la arena y el filtro. Esta interfaz es la zona más crítica para la productividad porque es donde la velocidad del flujo, a través de la arena (Flujo de Darcy) llega a su punto máximo. La combinación del área de flujo alta y abierta con filtración 3-D reduce la restricción del flujo.

Los filtros MeshRite son adecuados para la producción convencional y de petróleo pesado (caliente o frío) en pozos horizontales largos, especialmente donde la arena no está bien definida y puede variar del talón a la punta. Pozos con ciclo de vapor y pozos con drenaje gravitacional asistido por vapor, que se completan con MeshRite, requieren menos acondicionamiento que los filtros con tejido poroso. Además posee una alta capacidad de flujo para pozos de agua y gas. (SLB MeshRite Sand Control Screens).

Las rejillas MeshRite se presentan en dos modalidades, *Standard Compress* y *High Compress*, esto quiere decir que los filamentos metálicos de las láminas de alambre que se encuentran por encima del tubo perforado poseen una menor o mayor compresión, por ende el espacio poroso creado dentro de estos alambres es menor y es menos probable que los finos sean producidos generando problemas asociados a la

producción de arena. Las rejillas *High Compress* poseen menor espacio poroso que las *Standard Compress*, es decir, permiten menor paso de finos durante la producción del pozo.



Figura II.9. MeshRite Sand Screen

Fuente: SLB MeshRite Sand Control Screens. Slb, 2013.

I. Características Principales MeshRite

- Mayor área abierta (92%).
- Retención de Arena sin *Skin* ($D_{50} > 80$).
- Tamaño del poro > distribución de tamaño de partículas.
- Coeficiente de Uniformidad (D_{40}/D_{90}) < 10.
- Diseño resistente.
- Más de 4 veces la fuerza de tensión de rejillas *Wire-Wrapped*.

II. Aplicaciones del MeshRite

- Pozos horizontales de radio corto.
- Reservorios con múltiple tamaño de arena
- Pozos de petróleo o gas con arenas no consolidadas.
- Pozos para inyección de vapor.
- Pozos a hoyo desnudo.
- Completaciones hoyo desnudo o empacadas.

III. Ventajas de MeshRite en aplicaciones de empaque con grava

- Se ha probado en aplicaciones de hoyo abierto, donde si el empaque no es del 100%, aún existe un efectivo control de arena.
- Puede recurrirse a completación hoyo desnudo si se encuentran problemas con el hoyo.
- Efectiva con cualquier tamaño de grava, solo se requiere tener un tipo de rejilla en inventario.
- La capacidad de flujo es equivalente a rejillas *Wire-Wrapped* de GA 18, por lo tanto se tiene menor restricción que con rejillas *Wire-Wrapped*.
- Es más resistente, por lo que puede colocarse en hoyo abierto con condiciones críticas, sin operaciones de acondicionamiento.

IV. Beneficios del uso de MeshRite

- Maximiza la productividad del pozo.
- Reduce problemas de erosión en superficie.
- Incrementa la longevidad de la completación.
- Ofrece resistencia y flexibilidad para diseño de control de arena.
- Simplifica operaciones de completación.
- Provee opciones económicamente viables.

b) ALLFRAC *Alternate Path Screens*⁶

Alternate Path Screens o Rejillas de Trayectoria Alterna son un tipo de Rejillas Premium utilizadas en la realización de trabajos de empaque con grava cuando se tiene la presencia de dos o más arenas a completar. Estas rejillas poseen unos tubos desviadores al costado con orificios de salida cada 6 pies aproximadamente que permiten la entrada de la lechada por la parte superior y a medida que baja el fluido ir empacando la zona a través de los orificios de salida.

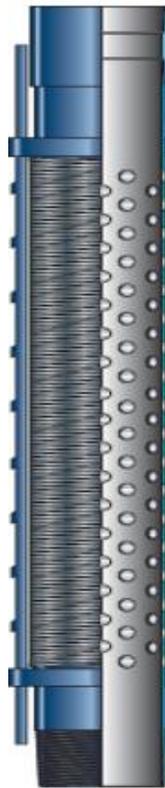


Figura II.10. Rejilla ALLFRAC *Alternate Path*

Fuente: Sand Control Engineering Manual, Schlumberger.

2.9 PRUEBAS DE RETENCIÓN DE ARENA

Existen dos tipos de pruebas de retención de arena o *Sand Retention Tests* que son realizados para la selección de rejillas que retengan la arena: *Slurry Test* y *Prepack Test*.

2.9.1 *Slurry Test*

Un *Slurry Test* representa un *gradual failure* de la roca alrededor del hoyo. Se simula el flujo de fluido de formación cargado con una baja concentración de arena en suspensión (típicamente menor al 1% de su volumen) que es bombeada a una tasa constante y un empaque con grava se forma en la rejilla durante la prueba.

En un *Slurry Test*, el mecanismo de retención de arena es dictaminado por exclusión de tamaño únicamente (solamente las partículas que excedan la apertura de la rejilla son retenidas debido al bajo contenido de lodo utilizado en esta prueba).

2.9.2 Prepack Test

En un *Prepack Test* que representa un colapso total del hoyo o *hole collapse*, un empaque con grava es colocado en la rejilla y un fluido limpio es bombeado a través del empaque con grava y la rejilla.

En los *Prepack Tests* a retención de arena es lograda por exclusión de tamaño y puenteo.

2.10 COMPARACIÓN ENTRE FORROS RANURADOS Y REJILLAS

2.10.1 Área abierta al flujo

El área abierta al flujo o *OFA (Open Flow Area)* se refiere a la fracción de la superficie del área afuera de la rejilla que se encuentra abierta al flujo expresado en porcentaje.

El porcentaje de área abierta puede ser una consideración importante ya que a medida que el fluido producido se acerca al hoyo tiene que pasar de un flujo radial a encontrar un pasaje a través de la rejilla, lo cual significa mayor trayectoria de flujo y aceleración causando una caída de presión adicional, y mayor cantidad de finos atrapados en la interface arena-rejilla.

Los forros ranurados poseen un área abierta al flujo muy baja, del 1-4%, debido a limitaciones de resistencia mecánica (especialmente en torsión, colapso y compresión).

Las rejillas *Wire-Wrapped Screens* poseen un área abierta al flujo entre el 7-10% y son significativamente mayor resistencia. Las Rejillas Premium poseen un porcentaje del 10-20%, exceptuando las Rejillas Premium MeshRite, que poseen buena resistencia y un área abierta al flujo del 20-40%.

La Tabla N°2.4 muestra las áreas abiertas al flujo del forro ranurado y de cada rejilla.

Tabla 2.4. Comparación de áreas abiertas

Fuente: MeshRite Lab and Field Experience (SPE 139360), 2010.

Tipo de Rejilla	OFA
Liner Ranurado	1-4%
Rejilla Wire- Wrapped	7-10%
Premium Screens	10-20%
MeshRite™	20-40%

Para los forros ranurados y las rejillas *Wire-Wrapped* es el área ocupada por las ranuras. Mientras que para las rejillas MeshRite y demás Rejillas Premium es el área de los hoyos en la cubierta, y esa área abierta al flujo no es corregido por la presencia de un tejido de alambre lo cual comprende cerca de un 42% de la superficie. La parte exterior de la rejilla es el punto de referencia para el área abierta al flujo ya que la restricción primaria de flujo es en la arena y no en la interface arena-rejilla. A pesar de que el área abierta al flujo varía significativamente en cada una de las herramientas, son similares en su función.

2.10.2 Permeabilidades

La permeabilidad es un factor a tomar en consideración en las rejillas para el control de la producción de arena debido a que las mallas deben poseer un amplio rango de permeabilidad y porosidad, de esta manera el fluido tendrá una mayor área de flujo lo que permitirá un mejor acomodo de los granos de formación en el control de arena.

El medio ideal para las rejillas a hoyo desnudo es uno que retenga la problemática de arena pero de tal manera que la arena retenida no resulte en una zona con baja permeabilidad.

El bloqueo de múltiples finos reduce mucho la productividad. Permitiendo el paso de finos inofensivos se logra un incremento de la permeabilidad y un mejor paso del flujo.

2.10.3 Comportamiento bajo condiciones térmicas

Los forros ranurados cuando son sometidos a altas temperaturas, el tubo base se debilita considerablemente dejando un gran número de ranuras abiertas. Un comportamiento similar sufren las rejillas convencionales *Wire-Wrapped Screens* y las Rejillas Premium en general. El rendimiento de las rejillas en base-ranura es sensible para los pequeños cambios en el ancho de las ranuras.

También cuando ocurre el proceso de acuatermolisis estas herramientas sufren de corrosión al menos que sean diseñadas con anterioridad con materiales resistentes a los efectos del H₂S y CO₂.

Las rejillas MeshRite, a pesar de ser Rejillas Premium, son diseñadas desde un inicio para soportar las altas temperaturas que puedan generarse por procesos de recuperación térmica y la corrosión que también pueda originarse.

Tabla 2.5. Tabla Comparativa: Equipos Control de Arena

Fuente: Reporte de Análisis de Muestras de Arena pozo CMI-016O, Schlumberger, Junio 2014

	Liner Ranurado	Premium Mesh	MeshRite Screen	Wire-Wrapped
Área abierta al flujo	~3%	30-35%	40%	10-15%
Taponamiento	Alta para ranura recta, baja ranura curva o Key Stone	Baja	Más bajo debido a la capa de malla 3D con el 92% de permeabilidad retenida incluso en condiciones de taponamiento	Baja para forma de alambre Key Stone y alto para forma de alambre Housing
Rango de retención de arena	Abertura fija	Tamaño nominal de poro fijo	Amplio rango de tamaño	Abertura fija
Efecto de la erosión por la arena	Bajo para ranura recta, alto para ranura curva o Key Stone	Bajo	Bajo	Alto para forma de alambre Key Stone y bajo para forma de alambre Housing
Fortaleza	Bajo. ~5% de compresión axial podría abrir significativamente el tamaño de la ranura, sensible a la flexión (Bending)	Medium punto débil en la chaqueta de la rejilla	Alta. Chaqueta de rejilla más fuerte que en tubo base, conserva la capacidad de retención de arena, incluso sobre carga de fluencia	Baja. Punto débil en la chaqueta de la rejilla, el tamaño de la abertura sensible a los daños o a la flexión (Bending)
Factor Costo/Valor	Muy baja	Medio	Alto	Medio

2.11 SISTEMA DE LAVADO DE REJILLAS

Los pozos que son sometidos a procesos de Limpieza Mecánica son aquellos los cuales presentan presencia de arena (granos finos) los cuales pasan a través del revestidor ranurado. La presencia de granos finos ocasiona un taponamiento parcial de las ranuras, lo cual causa una caída de presión interna en el revestidor y un aumento de presión en la cara de la arena debido a la restricción ofrecida por el taponamiento del revestidor ranurado, debido a estas razones se proponen métodos de limpieza como el *Coiled Tubing* Concéntrico (CTC) el cual es una herramienta de succión que genera una caída de presión dentro del anular del mismo *Coiled Tubing*, logrando extraer de esta manera todos los fluidos no deseados a la superficie a través de la succión.

2.11.1 Coiled Tubing

El *Coiled Tubing* usualmente se define como una cadena continua de tubería de diámetro pequeño, que conecta una serie de equipos en superficie y asocia trabajos de perforación, reparación, completación y reacondicionamiento de hoyo, pudiéndose usar tanto en ambientes terrestres como marinos. Esta tubería generalmente es construida de una aleación especial de carbón – acero, lo que permite se le maneje como a las tuberías PVC (Cloruro de Polivinilo) que poseen características de flexibilidad, antioxidación, resistencia al fuego en algunos casos, entre otras.

La acumulación de arena durante la producción del pozo, los agentes de sostén en operaciones de fractura o los sólidos de perforación se pueden lavar y circular a superficie utilizando el coiled tubing. El tamaño de las partículas, el perfil de desviación, la geometría de la instalación y la presión y temperatura del reservorio son elementos fundamentales que determinan que método y tipo de fluido utilizar.

a) Concentric Coiled Tubing

El CCT (*Concentric Coiled Tubing*) es una unidad hidráulica de doble sarta de tubería continua concéntrica con medidas de diámetro de tubería externa de hasta 2 3/8", es una tecnología nueva empleada para la limpieza y estimulaciones de pozos.

2.12 PROGRAMA DE SIMULACIÓN SAND MANAGEMENT ADVISOR

Sand Management Advisor es un software perteneciente a la compañía de servicios petroleros Schlumberger el cual permite la selección de rejillas y tamaño de grava para el control de arena en los pozos petroleros.

Sand Advisor permite realizar los trabajos de completación para control de arena mediante la recomendación de tamaños de rejillas que retengan la arena de formación para la aplicación de rejillas a hoyo desnudo para una tasa de producción de arena aceptable. Además recomienda el tamaño de grava para retener la arena de formación y el tamaño de rejilla para retener la grava proveniente de la aplicación del empaque con grava.

La selección del tamaño de las rejillas para las rejillas a hoyo desnudo se basa en la producción de arena estimada en pruebas de retención de arena bajo condiciones de *Gradual Failure (Slurry Test)* para *Wire-Wrapped Screens* y Rejillas Premium y condiciones *Hole Collapse (Prepack Test)* para *Wire-Wrapped Screens*, Rejillas Premium y MeshRite Screens.

Sand Advisor permite:

- Estimar la producción de arena tomando en cuenta la información completa de la arena de formación
- Brindarle al usuario la opción de definir una producción de arena aceptable
- Brindar recomendaciones acerca de los tamaños de las rejillas basados en un estimado de la producción y una producción aceptada de arena especificada.

Utiliza dos métodos al momento de realizar la simulación:

I. Discrete Element Method (DEM) Simulations o Método del Elemento Discreto

Desarrolla correlaciones para predecir el número de granos de distintos tamaños que serían producidos para rejillas de tamaño de ranura/poro concreto basado en simulaciones DEM (y validándolo con data experimental).

Utiliza las correlaciones desarrolladas para estimar la cantidad de arena a producir por unidad de área de la rejilla.

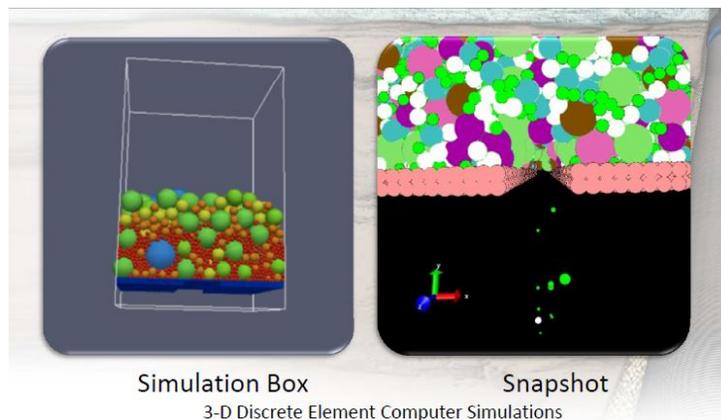


Figura II.11. 3-D Discrete Element Simulations.

Fuente: Basis of Sand Advisor 2.0, Schlumberger.

II. Soluciones Analíticas/Simulaciones Monte Carlo

Desarrolla soluciones analíticas para predecir la producción de arena por unidad de área para rejillas de tamaño de ranura/poro concreto. Valida las soluciones analíticas con data experimental y utiliza dichas soluciones analíticas para estimar la cantidad de arena a producir por unidad de área de la rejilla.

CAPÍTULO III.

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

3.1 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

La Faja del Orinoco se encuentra ubicada en la parte Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela y al Norte del río Orinoco. Abarca una extensión de 55.314 km² comprendida entre los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro y un área de explotación actual de 11.593 km².

3.2 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS

La Faja del Orinoco corresponde a un sistema deltaico que genéricamente tuvo su origen en los sistemas fluviales del Macizo Guayanés. La plataforma que se conoce con el nombre de la Faja Petrolífera del Orinoco no presenta plegamientos importantes, solo deformaciones de poca importancia que han dado origen a declives menores y está representada por un homoclinal fallado con buzamiento suave hacia el Norte.

La columna sedimentaria está representada por tres ciclos; el primero se depositó discordantemente sobre el Macizo Guayanés y contiene arenas de granos gruesos pertenecientes al Paleozoico Superior, el siguiente corresponde a una trasgresión marina ocurrida en el Cretáceo y se caracteriza por areniscas delgadas con intercalaciones de lutitas en ambientes marinos de poca profundidad. El último ciclo se formó después de retirarse el mar dando origen a formaciones transgresivas del Terciario.

3.3 RESERVAS

Tabla 3.1. Reservas probadas de crudo por bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco

Fuente: Planes de Desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco 2004-2012. PDVSA

	Boyacá	Junín	Ayacucho	Carabobo	Total MMMBLS
POES MMMBLS	489	557	87	227	1360
Reservas Probadas MMMBLS	1	15	6	15	37

Existe un volumen de crudo por ser cuantificado. Para Venezuela es fundamental incluir estas reservas en su contabilidad. Ya que existen 235 mil millones de barriles de crudos pesados y extrapesados en la Faja (solo los extrapesados representan 45,7% de las reservas totales del país y 17% de la producción nacional de crudo) que sumados a los 78 mil millones de barriles de petróleo convencionales, asegurarían unas reservas de 313 mil millones de barriles.

Características Promedio de la roca

- Porosidad: 11% – 35 %.
- Permeabilidad: 700 – 6000 (mD).
- Saturación de petróleo: 42,5% – 90%.
- Profundidades: 750' – 7000' (B.N.M.).

Características Promedio del Crudo

- Viscosidad: 1.200 – 4.500 (cp.).
- Contenido de asfáltenos: 10%.
- Relación gas/petróleo: 20 – 400 (PCN/BN).
- Agua y Sedimento: 0,5 – 20%.
- Presiones de fondo encontradas: 800 – 1600 (lpc).

3.4 MECANISMOS NATURALES DE PRODUCCIÓN

El empuje por gas en solución es el mecanismo de producción predominante, es decir, que el crudo se desplaza con su propia energía en el yacimiento hasta el pozo productor, sin embargo en algunos casos se ha requerido de la inyección de vapor como estimulación para mejorar su movilidad, reducir el daño de formación en los pozos y mejorar el recobro de crudo.

3.5 ESTRATIGRAFÍA DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

La columna litoestratigráfica del área incluye, de menor a mayor edad, las Formaciones: a) Mesa, b) Las Piedras, c) Freites, d) Oficina, y e) Merecure de Edades Pleistoceno, Plioceno, Mioceno Superior, Medio e Inferior y Oligoceno respectivamente. Se puede observar en la Figura N°III.1 mostrada a continuación:

EDAD	FORMACIÓN	LITOLOGÍA	OBSERVACIONES
PLEISTOCENO	MESA		Conglomerados gruesos, areniscas ferruginosas
PLIOCENO	LAS PIEDRAS		Areniscas, limolitas y lignitos
	LA PICA		Lutitas marinas verde oliva
MIOCENO	FREITES		Areniscas, limolitas, lutitas alternadas y algunos lignitos
	OFICINA		Los cuerpos de arenas son canales, barras y lentes característicos de ambientes fluvio-deltaicos
OLIGOCENO	MERECURE		Areniscas masivas y lutitas carbonáceas delgadas
EOCENO			Los cuerpos de arenas son canales amalgamados. Barras de desembocadura en la parte superior de Merecure
PALEOCENO			
CRETACEO	TIGRE		Areniscas calcáreas, limolitas glauconíticas verde gris y lutitas carbonáceas
	CANOA		Areniscas, limolitas verde gris y lutitas carbonáceas
BASAMENTO	PRE CRETACICO		

Figura III.1. Columna Estratigráfica Faja Petrolífera del Orinoco.

Fuente: PDVSA

Áreas

- I. Boyacá
- II. Junín
- III. Ayacucho
- IV. Carabobo

IV. Carabobo

Se encuentra ubicada en la región geográfica dominada por la Cuenca Oriental de Venezuela a unos 70 km. al NE de Ciudad Bolívar y 80 km. al NO de la ciudad de Puerto Ordaz. Limita al norte con las llanuras sureñas de los estados Anzoátegui y Monagas, al sur con el río Orinoco, al este con el estado Delta Amacuro y al oeste con el área de Ayacucho de la faja. El área de Carabobo cuenta con una superficie total de 2.370 km². Se compone de tres miembros formacionales: Morichal, Jobo y Pílon. Al igual que el resto del área, el recipiente principal es el complejo de arenas deltaicas del Miembro Morichal. Los crudos de Carabobo tienen gravedad de 9° API, son de base nafténica y poseen un alto contenido de azufre y metales.

3.6 PETROINDEPENDENCIA

La empresa mixta Petroindependencia S.A. tiene asignada un área de 534 km² comprendida por los bloques Carabobo 2 Sur, Carabobo 3 Norte y Carabobo 5 del área de Carabobo, los cuales se ubican entre los Municipios Independencia del estado Anzoátegui y Libertador del estado Monagas. Ver Figura N° III.2.

La mencionada área geográfica está enmarcada dentro de una poligonal cuyos vértices están definidos por coordenadas en proyección U.T.M., Huso 20, Datum La Canoa PSAD56 y Datum SIRGAS-REGVEN publicados en Gaceta Oficial N° 39419, publicada el 7 de Mayo del 2010.

La Dirección General de Exploración y Producción de Hidrocarburos (DGEPH) definió mediante oficio Código DGEPH 0215 de fecha 17 de Mayo del 2011, el Parcelamiento Petrolero para el Área Asignada de Petroindependencia.

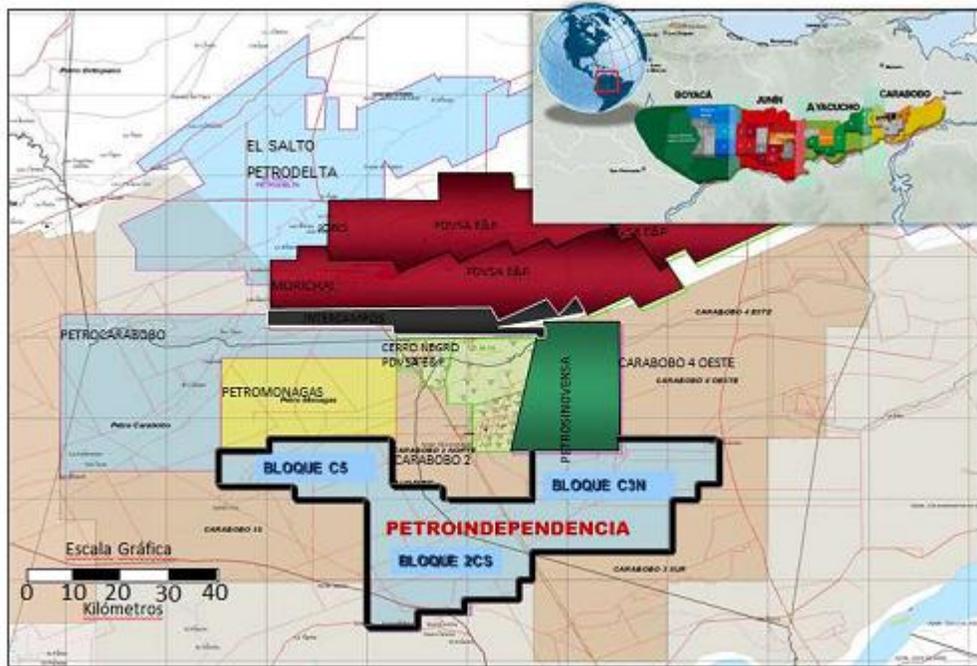


Figura III.2. Ubicación geográfica del área Petroindependencia.

Fuente: Petroindependencia

3.7 DESCRIPCIÓN DETALLADA DE CADA YACIMIENTO OBJETIVO

En la Tabla N° 3.2 se resumen las características principales de todos los yacimientos existentes en el área de Petroindependencia.

Tabla 3.2. Detalle de los yacimientos del Área de Petroindependencia

Fuente: Petroindependencia

Yacimiento	Formación	Miembro	Pi (psi)	Temp (°F)	°API
OFIMI CNX 20	OFICINA	MORICHAL INFERIOR	1407	128	8,3
OFIMM CNX 26	OFICINA	MORICHAL MEDIO	1229	123	8,5
OFIMM CN 93	OFICINA	MORICHAL MEDIO	894	114	8,5
OFIMS CNX 18	OFICINA	MORICHAL SUPERIOR	1117	120	8,5
OFIMS MA 97	OFICINA	MORICHAL SUPERIOR	716	109	8,5
OFIJI CN105	OFICINA	JOB0 INFERIOR	716	109	8,2
OFIJS CNX10	OFICINA	JOB0 SUPERIOR	670	110	8,2
OFIP CNX8	OFICINA	PILON	671	108	8,5

Tabla 3.2. Detalle de los yacimientos del Área de Petroindependencia (Cont.)

Yacimiento	Poro (%)	So (%)	RS (PCN/BN)	Boi (BY/BN)	Área (acres)	h prom (pies)	POES (MBN)
OFIMI CNX 20	31,4	84	140	1,0504	60.410	80	5.949.115
OFIMM CNX 26	31	79	121	1,0504	132.874	80	23.459.028
OFIMM CN 93	32	87	85	1,0504	116.371	80	16.680.112
OFIMS CNX 18	31	77	109	1,0504	140.552	80	22.632.514
OFIMS MA 97	31	77	66	1,0504	266.223	80	57.578.726
OFLI CN105	31,5	84	66	1,0504	95.974	28	5.152.159
OFLS CNX10	32	77	71	1,0504	96.734	43	7.407.098
OFIP CNX8	31	80	61	1,0504	130.290	50	14.510.057

Los yacimientos OFIMM CNX 26, OFIMM CN 93, OFIMS CNX 18 y OFIS MA 97, representan los primeros objetivos a desarrollar y a continuación se detallan algunas de las características de cada uno.

I. Yacimiento OFIMM CNX26

El yacimiento OFIMM CNX 26 (Figura N° III.3) se extiende en forma de banda este-oeste limitando al norte con una falla de carácter regional, con rumbo N80E y buzamiento subvertical al sur que lo separa del Yacimiento OFIMM CN 181. Al sur, las arenas del OFIMM CNX 26 terminan contra una falla de carácter regional, con rumbo N80E y buzamiento subvertical al sur, subparalela a la anteriormente referida, y ésta separa las arenas petrolíferas del OFIMM CNX 26 y del yacimiento OFIMM CN 93 dispuestas al sur de la falla. El limite este del Yacimiento OFIMM CNX 26 lo conforma una barrera de límite de roca con dirección preferencial norte-sur mientras que al oeste parece continuar fuera de los límites geográficos del Bloque Carabobo de la FPO. Las características del Yacimiento OFIMM CNX 26, se resumen en la Tabla N° 3.4.

Tabla 3.3. Características del Yacimiento OFIMM CNX 26

Fuente: Petroindependencia

	Formación	Miembro	Pi (psi)	Temp (°F)	°API	Poros (%)	So (%)	Rs (PCN/BN)	Boi (BY/BN)
OFIMM CNX26	Oficina	Morichal medio	1.229	123	8,5	31	79	121	1,0504

II. Yacimiento OFIMM CN 93

El Yacimiento OFIMM CN 93 Figura N° III.3 se extiende de este a oeste distribuyéndose a través del sur del bloque Carabobo 1, zona central de Carabobo 2 y sector noroeste de Carabobo 3. El límite norte es la falla regional con rumbo N80E y buzamiento subvertical al sur, que conforma el límite sur del Yacimiento OFIMM CNX 26, y el límite sur del OFIMM CN 93 está conformado por un límite de roca con dirección preferencial N80E que básicamente funge como separador de los pozos con petróleo interpretado o probado al norte de los pozos con agua interpretada al sur dentro de la secuencia estratigráfica Morichal Medio. Las características del Yacimiento OFIMM CN 93, se resumen en la Tabla N° 3.5.

Tabla 3.4. Características del Yacimiento OFIMM CN 93

Fuente: Petroindependencia

	Formación	Miembro	Pi (psi)	Temp (°F)	°API	Poros (%)	So (%)	Rs (PCN/BN)	Boi (BY/BN)
OFIMM CN 93	Oficina	Morichal medio	894	114	8,5	32	87	85	1,0504

Presenta un área de 116.371 acres y un espesor promedio de arena petrolífera de 80 pies, que se traducen en un volumen de 8.284.962 acres-pies, un POES de 16.680.112 MBN. A partir de un factor de recobro primario de 2,1%, las reservas primarias se ubican en 796.775 MBN. El factor de recobro suplementario es de 35%, a partir del cual las reservas suplementarias cambian a 5.708.031 MBN, para un total de reservas probadas de 6.504.806 MBN para este yacimiento en este bloque.

El espesor de arena neta petrolífera más común dentro de las arenas de Morichal Medio está entre los 80 a 100 pies y van aumentando de sur a norte hasta alcanzar valores de 270 pies en la región norte del Bloque Carabobo de la FPO. En esta unidad existen arenas con continuidad vertical de hasta 80 pies y el espesor más frecuente de arena petrolífera continua está entre 10 y 30 pies.

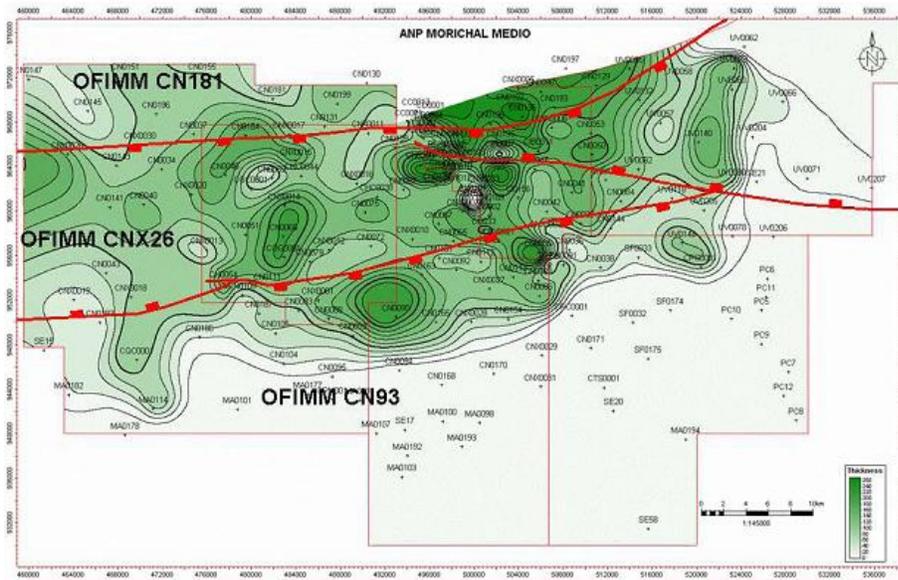


Figura III.3. Extensión de yacimientos pertenecientes a Morichal Medio en el área de Petroindependencia. Marzo, 2013.

Fuente: Petroindependencia

III. Yacimiento OFIMS CNX18

El Yacimiento OFIMS CNX 18 (Figura N° III.4) es una banda que recorre el área de este a oeste cuyos límites norte y sur son dos fallas regionales sub-paralelas con rumbo N80E, ángulo de buzamiento alto, más de 80° y normales al sur. Los límites este y oeste de OFIMS CNX 18 son límites de roca. Las características del Yacimiento OFIMS CNX 18 se expresan en la Tabla N°3.6.

Tabla 3.5. Características del Yacimiento OFIMS CNX 18

Fuente: Petroindependencia

	Formación	Miembro	Pi (psi)	Temp (°F)	°API	Poro (%)	So (%)	Rs (PCN/BN)	Boi (BY/BN)
OFIMM CN 93	Oficina	Morichal superior	1.117	120	8,5	31	77	109	1,0504

IV. Yacimiento OFIMS MA 97

El Yacimiento OFIMS MA 97 (Figura N° III.4) se extiende de este a oeste por las áreas sur de Carabobo 1 y 2, el noroeste de Carabobo 3 y el sureste de Carabobo 4. Es limitado al norte por la falla subvertical normal de buzamiento sur antes descrita y que lo separa del Yacimiento OFIMS CNX 18. Al sur, este y oeste, las arenas petrolíferas que conforman OFIMS MA 97 se encuentran delimitadas por un límite de roca. Las características del Yacimiento OFIMS MA 97 se expresan en la Tabla N° 3.7.

Tabla 3.6. Características del Yacimiento OFIMS MA 97

	Formación	Miembro	Pi (psi)	Temp (°F)	°API	Poros (%)	So (%)	Rs (PCN/BN)	Boi (BY/BN)
OFIMM CN 93	Oficina	Morichal superior	716	120	8,5	31	77	66	1,0504

El espesor de arena neta petrolífera más común dentro de las arenas de Morichal Superior está entre los 80 a 100 pies y van aumentando de oeste a este hasta alcanzar valores de 200 pies en la región noroeste del Bloque Carabobo 3 de la FPO. En esta unidad existen arenas con continuidad vertical de hasta 70 pies y el espesor más frecuente de arena petrolífera continua está entre 10 y 20 pies.

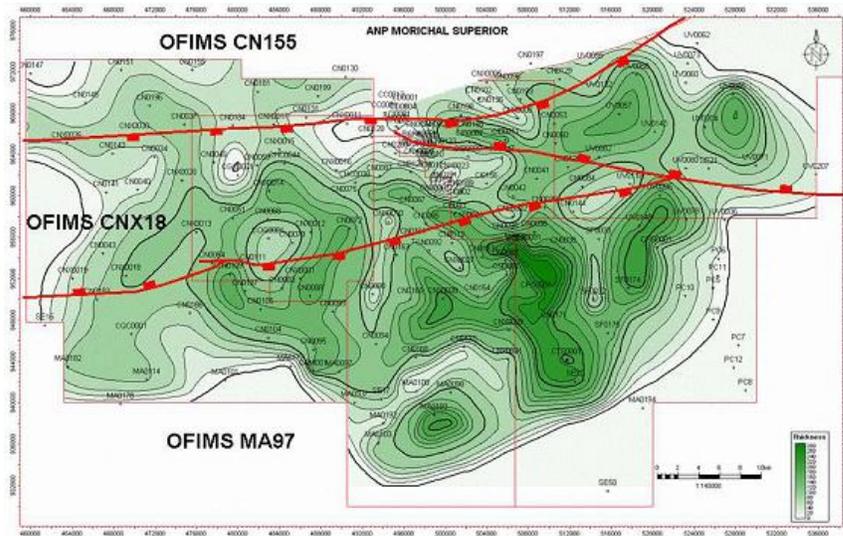


Figura III.4. Extensión de yacimientos pertenecientes a Morichal Superior en el área de Petroindependencia. Marzo, 2013.

Fuente: Petroindependencia

Mapa Isópaco-Estructural oficial con la última aprobación de las reservas

A continuación en las Figura N° III.5 y Figura N° III.6 se hace referencia a los mapas isópacos-estructurales al tope de Morichal Medio y Superior en el área de Petroindependencia.



Figura III.5. Mapa Oficial al Tope de Morichal Medio. Marzo, 2013.

Fuente: Petroindependencia

Tabla 3.7. Contribuciones de reservas de yacimientos de Petroindependencia

Fuente: Petroindependencia

Campo	Yacimiento	Reservas Remanentes de Petróleo (Bl)	Reservas Remanentes de Gas (MMPCN)	Potencial Comprometido por Pozo (MBD)	FR (%)
Cerro Negro	OFIMM CNX26	3.525.982	416.066	750	2,1
Cerro Negro/Maturín	OFIMM CN 93	986.420	87.791	750	2,1
San Félix/Maturín	OFIMM CN 93	672.108	57.129	750	2,1
Cerro Negro/Barcelona	OFIMM CN 93	5.517.027	491.015	750	2,1
Uverito/Maturín	OFIMM CN 93	173.736	14.768	750	2,1
Cerro Negro/Barcelona	OFIMS CNX 18	2.826.221	308.058	750	5,2
Uverito/Maturín	OFIMS MA97	582.578	35.537	750	5,2
Mamo/Barcelona	OFIMS MA97	6.190.888	377.644	750	5,2
Cerro Negro/Barcelona	OFIMS MA97	4.754.561	290.028	750	5,2
Cerro Negro/Maturín	OFIMS MA97	12.250.749	747.296	750	5,2
Mamo/Barcelona	OFIMS MA97	569.489	34.739	750	5,2
San Félix/Maturín	OFIMS MA97	8.099.513	494.070	750	5,2

Las reservas de los yacimientos que entran del área Petroindependencia fueron determinadas en el informe técnico de revisión de reservas del área Carabobo del equipo Magna Reserva y fueron aprobadas mediante oficio N° DGEPH 0921 de fecha 31 de Diciembre del 2010 del MPPEP. Mediante simulación numérica de sub-modelos de los yacimientos y una herramienta analítica de generación de perfiles, generaron perfiles de agotamiento por un periodo de vida del yacimiento a 150 años considerando producción en frio y aplicación de procesos térmicos.

CAPÍTULO IV.

METODOLOGÍA

4.1 NIVEL DE INVESTIGACIÓN

Esta investigación se encuentra entre los tipos descriptiva y explicativa debido a que se debe describir las herramientas de interés para realizar su comparación y explicarlas para conocer todo detalle el comportamiento de las mismas a la hora de definir cual posee la mejor eficiencia y permitirá el mejor control de producción de arena.

4.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Dicha investigación es de campo por motivo a que se trabajó con muestras de arenas tomadas de un pozo a distintas profundidades.

4.3 DISEÑO DE COMPLETACIÓN PARA CONTROL DE ARENA

4.3.1 Toma de muestras

El primer paso para el diseño de la completación para los pozos en la Faja Petrolífera del Orinoco es la identificación y la evaluación de la distribución del tamaño de las partículas en las arenas de formación.

Para dicho análisis se utilizó una muestra proveniente del pozo CMI-016O. Se dispone de 23 muestras de pared tomadas de intervalos ubicados desde 1.566 pies hasta 2.718 pies de profundidad. Ver Tabla N° 4.1.

Tabla 4.1. Muestras de Pared de Pozo CMI-0160

Test	Profundidad (pies)	Prueba
1	2718	Satisfactoria
2	2690	Satisfactoria
3	2677	Satisfactoria
4	2652	Satisfactoria
5	2640	Satisfactoria
6	2541	Satisfactoria
7	2507	Satisfactoria
8	2432	Satisfactoria
9	2369	Satisfactoria
10	2340	Satisfactoria
11	2335	Satisfactoria
12	2319	Satisfactoria
13	2304	Satisfactoria
14	2251	Satisfactoria
15	2248	Satisfactoria
16	2135	Satisfactoria
17	2106	Satisfactoria
18	2022	Satisfactoria
19	1974	Satisfactoria
20	1888	Satisfactoria
21	1798	Satisfactoria
22	1770	No Satisfactoria
23	1603	Satisfactoria
24	1566	Satisfactoria

4.3.2 Análisis granulométrico de las muestras

Se realizó el análisis de partículas utilizando los dos métodos existentes actualmente:

4.3.2.1 Análisis por difracción Láser (LPSA).

Las Figuras N° IV.1, IV.2, IV.3, IV.4, IV.5, IV.6, IV.7, IV.8, IV.9, IV.10, IV.11 y IV.12 muestran el Análisis por Difracción Láser (LPSA) realizado a distintas

muestras de arenas provenientes del Pozo CMI-016°, donde se aprecian los comportamientos de la distribución de los tamaños de granos. En el eje vertical se representa el porcentaje del diferencial del volumen acumulado de la arena, mientras que en el eje horizontal se encuentra representado el diámetro de las partículas en unidades de micrón. Estas muestras corresponden a las profundidades de 1.798' (muestra N°21), 1.888' (muestra N°20), 2.106' (muestra N°17), 2.251' (muestra N°14), 2.304' (muestra N°13), 2.335' (muestra N°11), 2.340' (muestra N°10), 2.432' (muestra N°8), 2.560' (muestra N°6), 2.640' (muestra N°5), 2.652' (muestra N°4), 2.667' (muestra N°3) y 2.690' (muestra N°2) respectivamente.

El fluido utilizado para el análisis Láser de las muestras fue el alcohol isopropílico y el tiempo de corrida fue de aproximadamente 60 segundos para cada una.

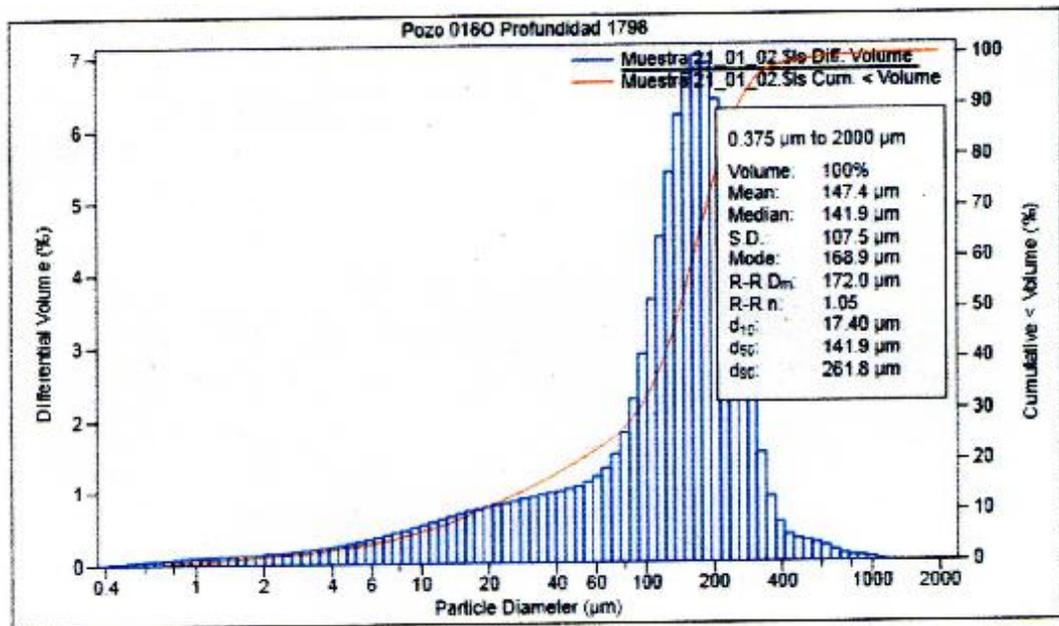


Figura IV.1. LS Particle Size Analyzer 1.798'

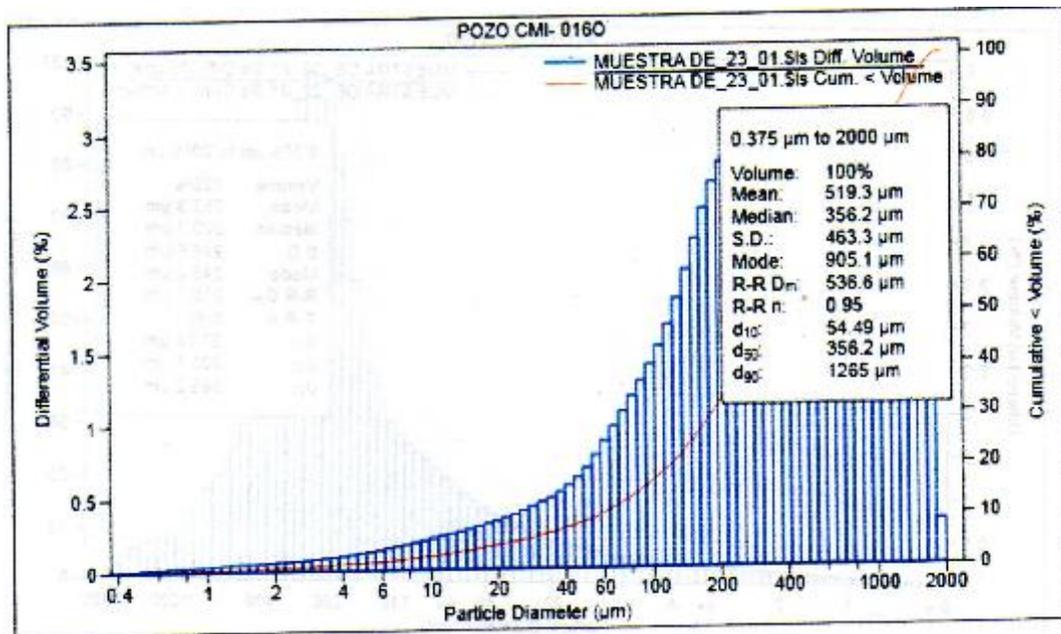


Figura IV.2. LS Particle Size Analyzer 1.888'

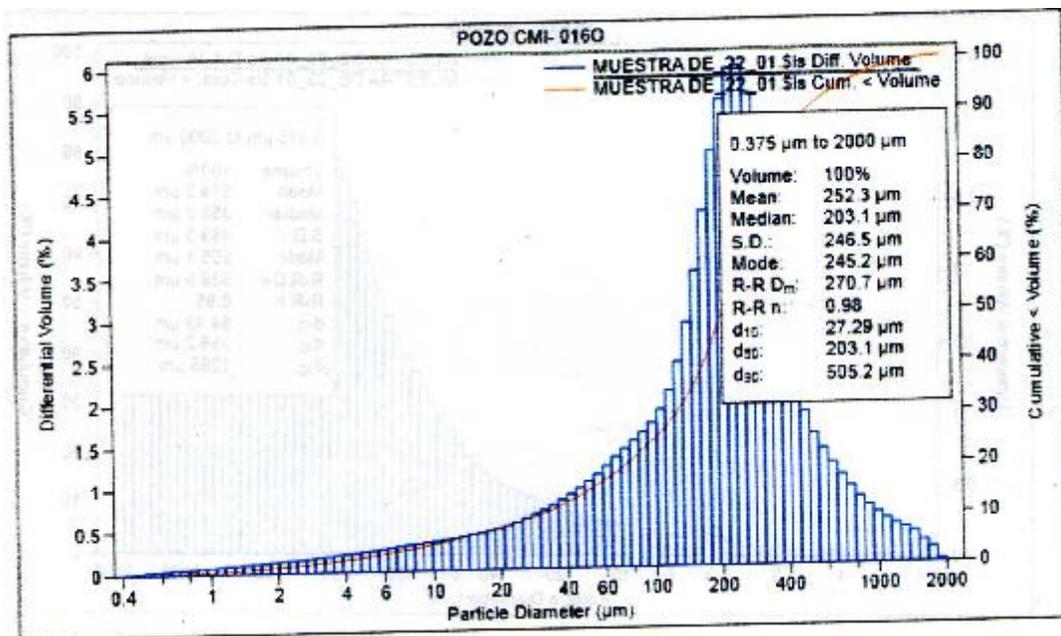


Figura IV.3. LS Particle Size Analyzer 2.106'

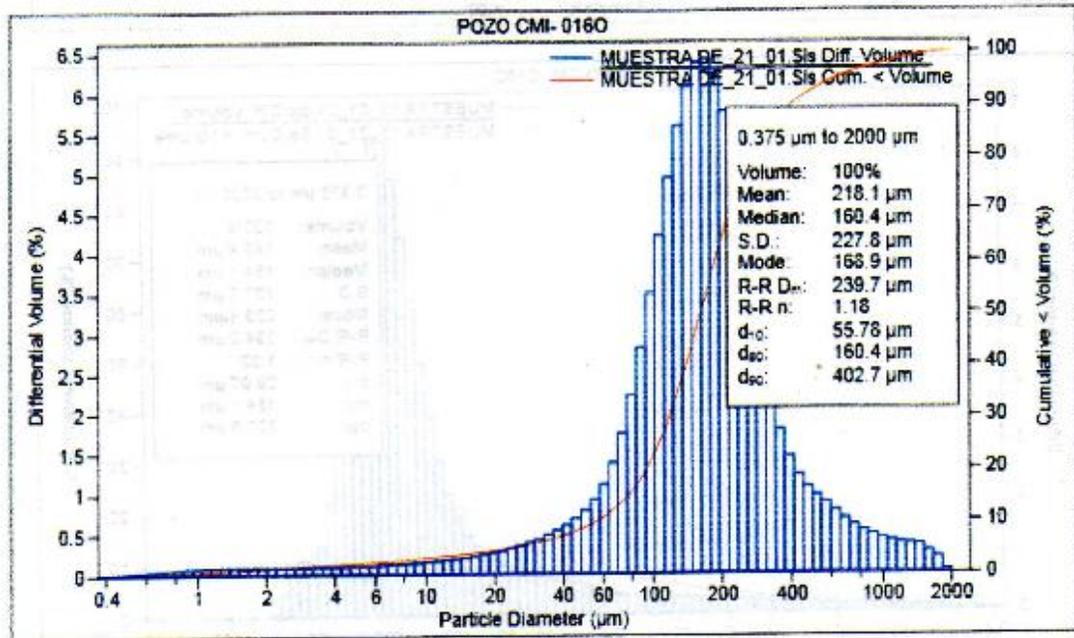


Figura IV.4. LS Particle Size Analyzer 2.251'

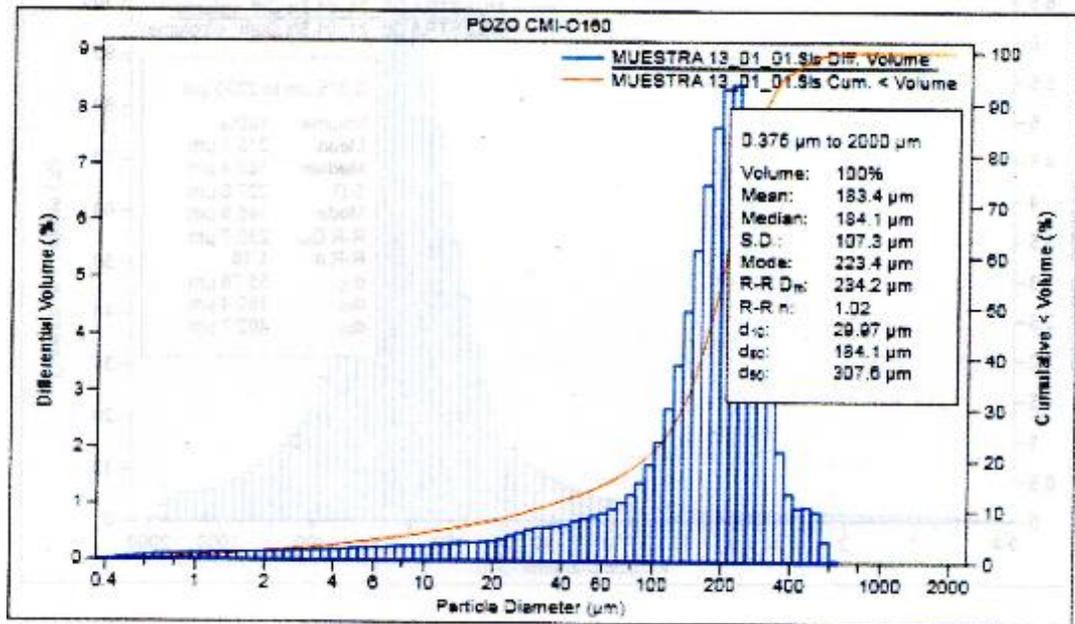


Figura IV.5. LS Particle Size Analyzer 2.304'

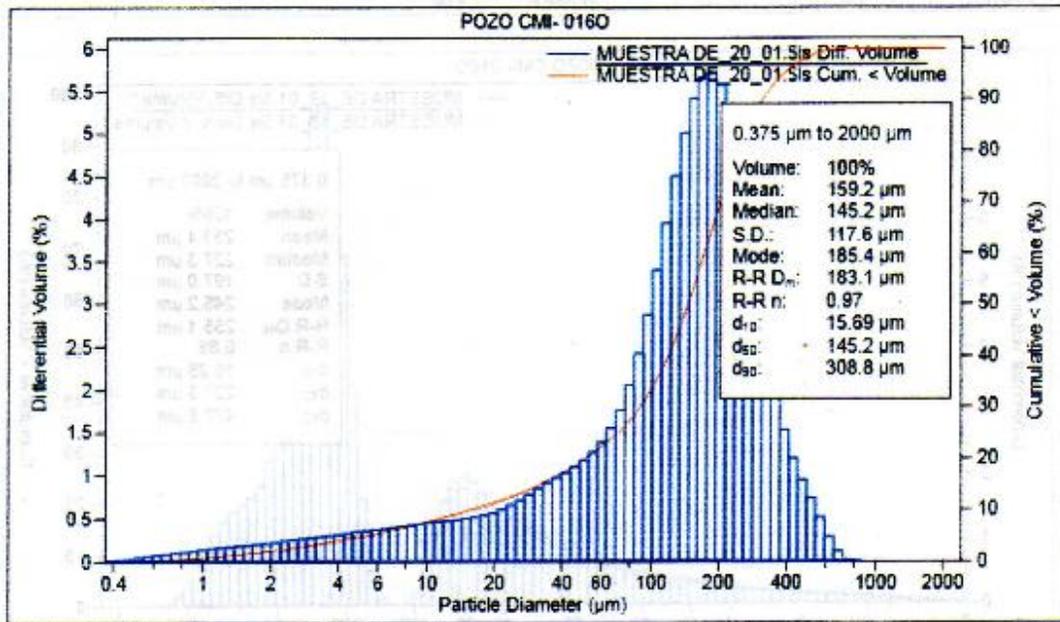


Figura IV.6. LS Particle Size Analyzer 2.335'

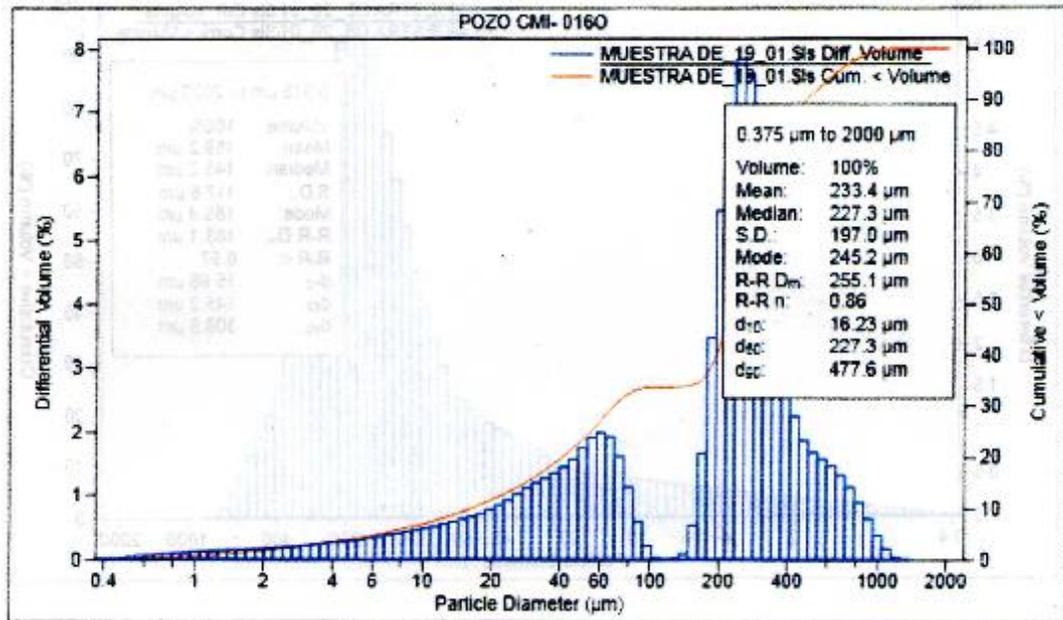


Figura IV.7. LS Particle Size Analyzer 2.340'

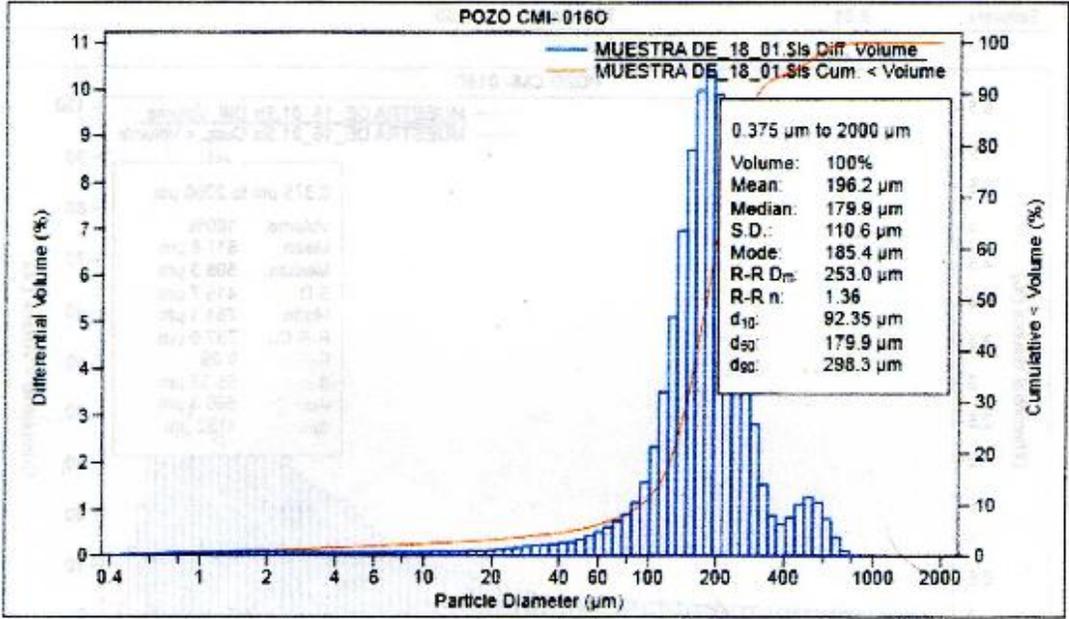


Figura IV.8. LS Particle Size Analyzer 2.432'

File name:	C:\LS13320\Muestras\Carbonatos\Muestra de_13_01.Sls		
File ID:	Muestra de_13_01.Sls		
Sample ID:	Muestra de Arena 4		
Operator:	Taladro PDV-125 Pozo CMI-009-Bs/ Profundidad 2510 TVA/- 3230 MD		
Operator:	Dangelys Vera		
Run number:	1		
Comment 1:	Campo CN		
Comment 2:	Pozo CMI-009-Bs/ Profundidad 2560 TVD/- 3536 MD		
Optical model:	Fraunhofer.rf780z		
Residual:	0.47%		
LS 13 320 SW	Universal Liquid Module		
Start time:	15:19 23 Apr 2014	Run length:	60 seconds
Pump speed:	70%		
Obscuration:	8%		
Fluid:	Alcohol Isopropilico		
Software:	6.01	Firmware:	4.00

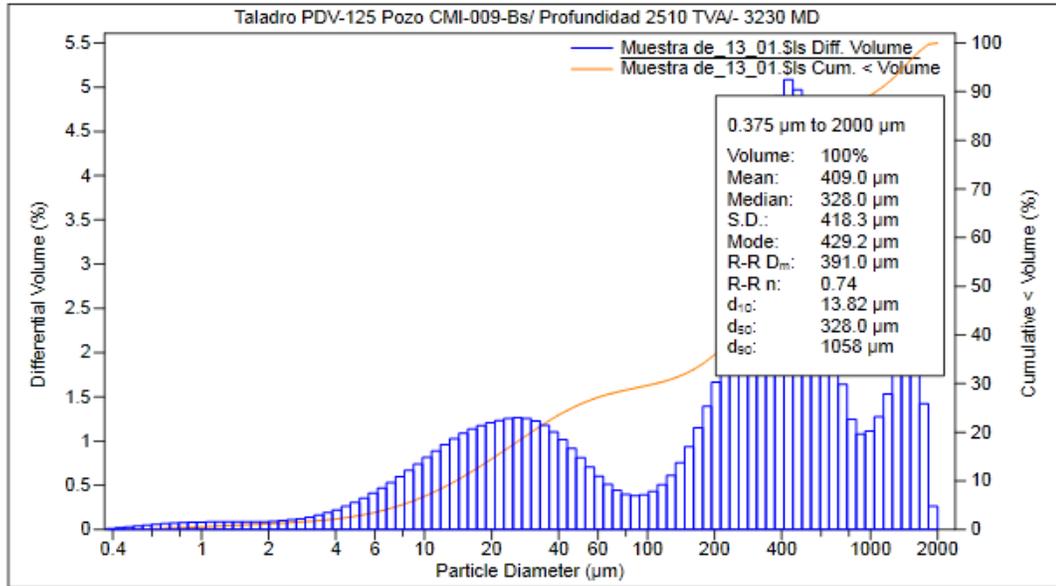


Figura IV.9. LS Particle Size Analyzer 2.510'

File name:	C:\LS13320\Muestras\Carbonatos\MUESTRA DE_16_01.\$ls		
File ID:	MUESTRA DE_16_01.\$ls		
Sample ID:	MUESTRA DE ARENA		
Operator:	POZO CMI- 0160		
Run number:	MARYURIS MEDINA		
Run number:	1		
Comment 1:	PROF: 2640 PIES		
Optical model:	Fraunhofer.rf780z		
Residual:	3.14%		
LS 13 320 SW	Universal Liquid Module		
Start time:	13:31 29 Apr 2014	Run length:	61 seconds
Pump speed:	70%		
Obscuration:	8%		
Fluid:	Alcohol Isopropilico		
Software:	6.01	Firmware:	4.00

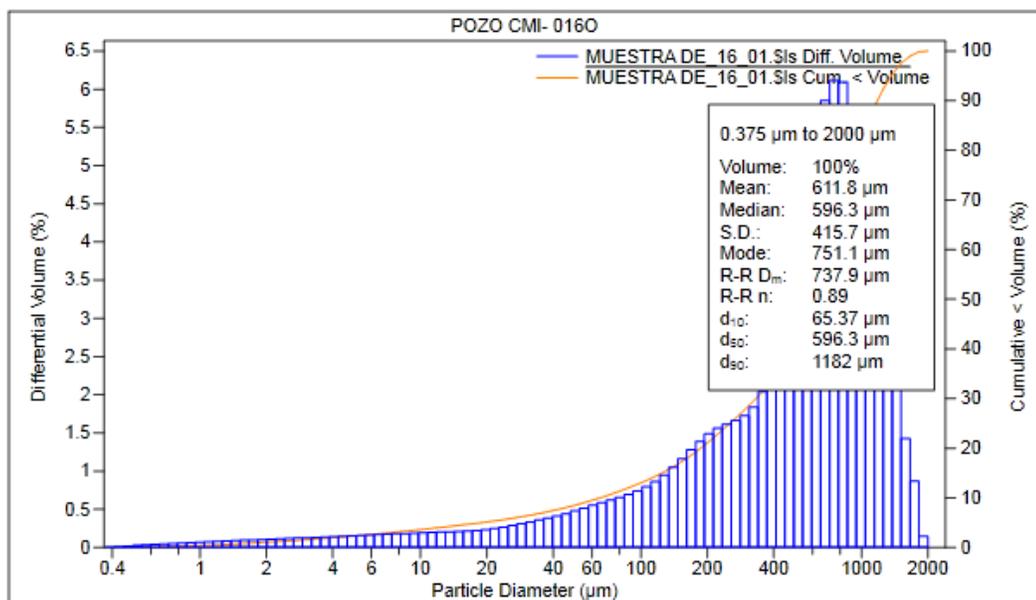


Figura IV.10. LS Particle Size Analyzer 2.640'

File name:	C:\LS13320\Muestras\Carbonatos\Muestra 3_01_01.Sls		
	Muestra 3_01_01.Sls		
File ID:	Muestra 3		
Sample ID:	Pozo 0160 Profundidad 2677		
Operator:	Dangelys Vera		
Run number:	1		
Optical model:	Fraunhofer.rf780z		
Residual:	1.23%		
LS 13 320 SW	Universal Liquid Module		
Start time:	14:37 24 Apr 2014	Run length:	60 seconds
Pump speed:	70%		
Obscuration:	7%		
Fluid:	Alcohol Isopropilico		
Software:	6.01	Firmware:	4.00

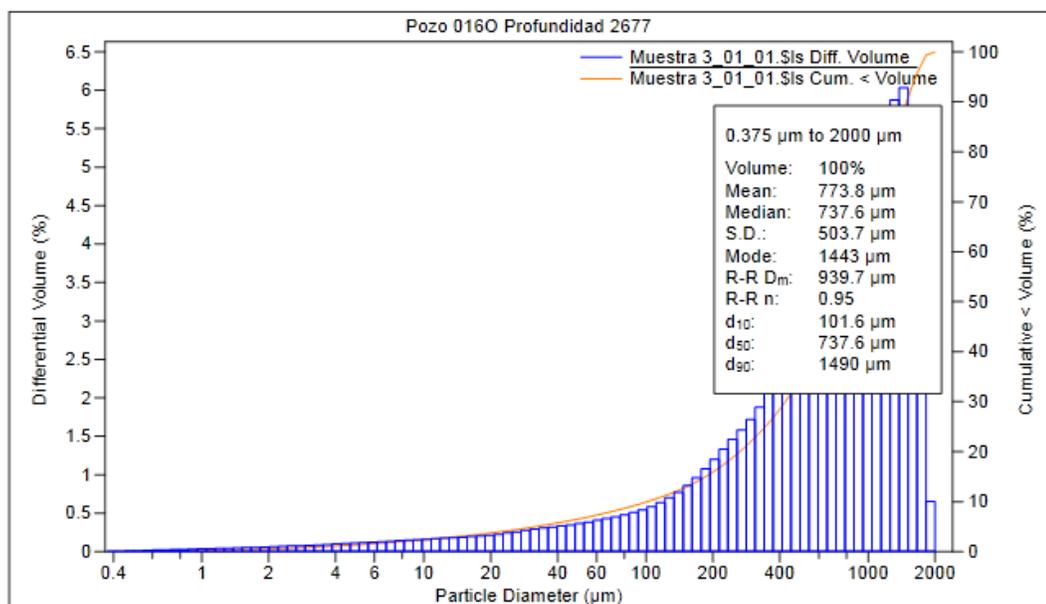


Figura IV.11. LS Particle Size Analyzer 2.677'

File name:	C:\LS13320\Muestras\Carbonatos\Muestra 2_01_01.Sls		
	Muestra 2_01_01.Sls		
File ID:	Muestra 2		
Sample ID:	Pozo 0160 Profundidad 2690		
Operator:	Dangelys Vera		
Run number:	1		
Optical model:	Fraunhofer.rf780z		
Residual:	0.38%		
LS 13 320 SW	Universal Liquid Module		
Start time:	14:20 24 Apr 2014	Run length:	60 seconds
Pump speed:	70%		
Obscuration:	7%		
Fluid:	Alcohol Isopropilico		
Software:	6.01	Firmware:	4.00

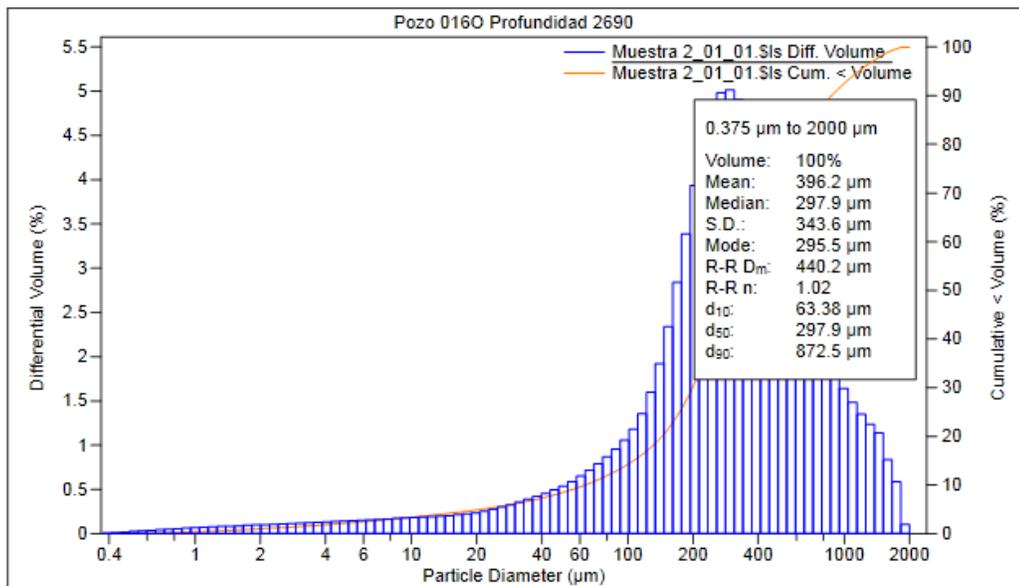


Figura IV.12. LS Particle Size Analyzer 2.690'

4.3.2.2 Análisis por tamizado

Para el análisis de granulometría por el método convencional o de tamizado se utilizaron muestras de los intervalos: 2.507' (muestra N°7), 2.369' (muestra N°9), 2.248' (muestra N°15), 2.022' (muestra N°18), 1.566' (muestra N°24), las cuales poseían suficiente material para proceder con el análisis granulométrico.

Los Gráficos N° 1, N° 2, N° 3, N° 4 y N° 5 se observa el análisis por tamices de cada una de las muestras. Estas gráficas son similares a las de Difracción Láser, en el eje

Gráfico 2. Peso acumulado muestra N° 9

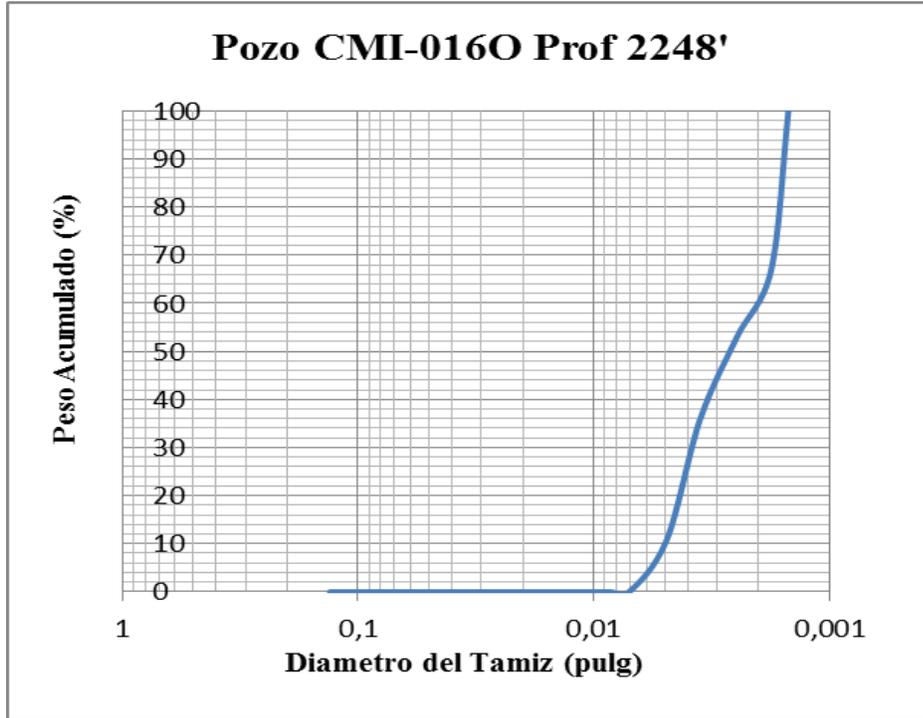


Gráfico 3. Peso acumulado muestra N° 15



Gráfico 4. Peso acumulado muestra N° 18

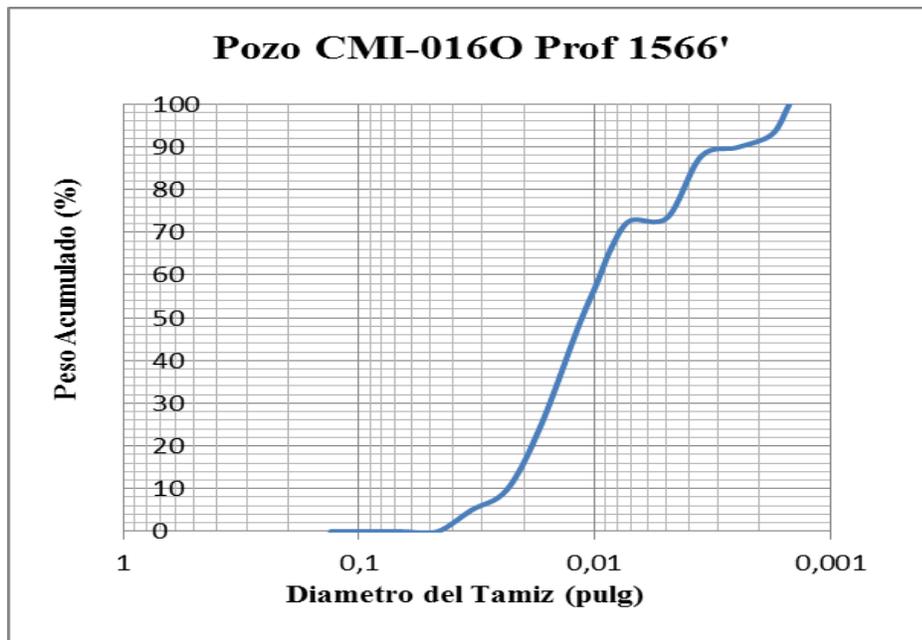


Gráfico 5. Peso acumulado muestra N° 24

4.3.3 Simulación con el Sand Advisor

4.3.3.1 INPUT o datos de entrada

Una vez obtenidos los resultados de la distribución del tamaño de partícula para nuestra muestra de arena proveniente del Pozo CMI-016O, se procede a insertar los datos organizados al software Sand Management Advisor 2.2. De las 23 muestras sólo 5 de ellas son utilizadas en el input del software ya que son las que poseen por lo menos 100 gr. de peso acumulado, requisito del software para poder realizar en análisis de las mismas. La Tabla N° 4.2 muestra la información general insertada en el software Sand Management Advisor, mientras que las Tabla N° 4.3 y N° 4.4 hace referencia a los parámetros y muestras seleccionadas para realizar la corrida en el simulador.

Se toma en cuenta una tasa de producción de arena de $0,976 \text{ kg/m}^2$, este valor corresponde a modelados previos necesarios para la creación del software donde dicho valor es el permisible para arenas productoras de crudo pesado o extra pesado (Heavy Oil) como lo es el crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

El Gráfico N° 6 muestra la distribución de los tamaños de grano de las muestras seleccionadas para ser utilizadas en el software Sand Management Advisor 2.2.

Tabla 4.2. Información general

General Information	
Client	PDVSA
Region	Latin America
Country	Venezuela
Field	CMI
Formation	Sandstone
Well	CMI-016O
N° Samples	5

Acceptable Sand Production: 0,976 Kg/m2

Longitud del Pozo: 4000 Pies

Tabla 4.3. Listado de muestras seleccionadas para el Sand Advisor

Input Parameters: PSDs (Inches)		
Sample No	Sieve Size	Cumulative Weight % retained
1	0,13188976	0
1	0,06692913	0
1	0,04645669	0
1	0,03346457	4,98
1	0,02362205	9,76
1	0,01712598	24,21
1	0,01181102	47,59
1	0,00984252	57,88
1	0,00846457	66,66
1	0,00708661	72,72
1	0,00492126	73,48
1	0,00354331	87,8
1	0,00248031	89,91

Tabla 4.3 (Cont.) Listado de muestras seleccionadas para el Sand Advisor

1	0,00177165	92,97
1	0,00149606	100
2	0,13188976	0
2	0,06692913	0
2	0,04645669	0
2	0,03346457	0,72
2	0,02362205	3,18
2	0,01712598	11,09
2	0,01181102	31,94
2	0,00984252	45,19
2	0,00846457	56,74
2	0,00708661	66,36
2	0,00492126	68,24
2	0,00354331	92,48
2	0,00248031	94,29
2	0,00177165	96,41
2	0,00149606	100
3	0,13188976	0
3	0,06692913	0
3	0,04645669	0
3	0,03346457	0
3	0,02362205	0
3	0,01712598	0
3	0,01181102	0
3	0,00984252	0
3	0,00846457	0
3	0,00708661	0
3	0,00492126	10,69
3	0,00354331	35,88
3	0,00248031	52,9
3	0,00177165	66,91
3	0,00149606	100
4	0,13188976	0
4	0,06692913	0
4	0,04645669	0
4	0,03346457	0

Tabla 4.3 (Cont.) Listado de muestras seleccionadas para el Sand Advisor

4	0,02362205	0
4	0,01712598	0
4	0,01181102	0
4	0,00984252	0
4	0,00846457	0
4	0,00708661	0
4	0,00492126	7,51
4	0,00354331	39,7
4	0,00248031	49,05
4	0,00177165	61,19
4	0,00149606	100
5	0,13188976	0
5	0,06692913	0
5	0,04645669	0
5	0,03346457	0
5	0,02362205	0
5	0,01712598	0
5	0,01181102	0
5	0,00984252	0
5	0,00846457	0
5	0,00708661	22,17
5	0,00492126	66,14
5	0,00354331	90,9
5	0,00248031	94,31
5	0,00177165	96,59
5	0,00149606	100

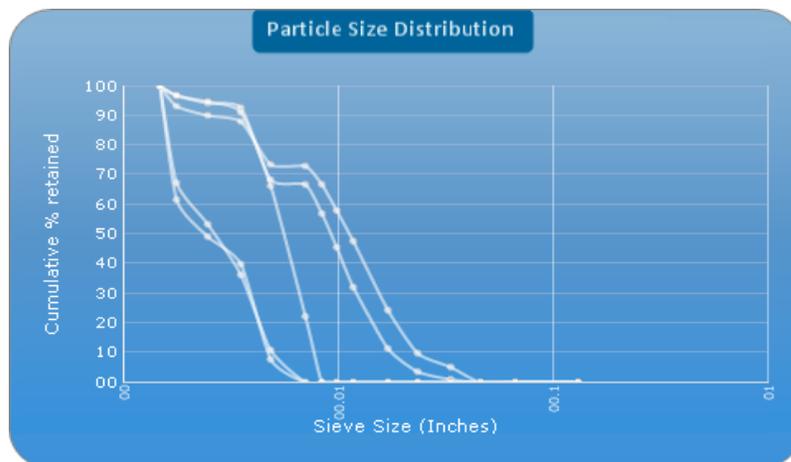


Gráfico 6. Distribución de tamaño de partículas de las muestras seleccionadas.

Tabla 4.4. Parámetros de entrada para el Sand Management Advisor. Valores de percentiles en pulgadas.

Input Parameters: d-Values (Inches)								
Sample No	d10	d40	d50	d90	d95	Uniformity	Sorting	% sub-325 US mesh particles
						Coefficient	Coefficient	
1	0,0235	0,0133	0,0113	0,0025	0,0017	5,4258	13,9259	7,03
2	0,0179	0,0106	0,0092	0,0037	0,0022	2,8848	8,0786	3,59
3	0,005	0,0033	0,0026	0,0016	0,0015	2,0643	3,2829	33,09
4	0,0048	0,0035	0,0024	0,0016	0,0015	2,2416	3,1378	38,81
5	0,0078	0,0061	0,0056	0,0036	0,0022	1,7046	3,4875	3,41

La Tabla N° 4.4 muestra los valores de percentiles, coeficientes de uniformidad, coeficientes de ordenamiento y % sub-325 US Mesh.

Tanto los Coeficientes de Uniformidad como los Coeficientes de Selección son calculados por el software mediante las ecuaciones (4) y (5) descritas previamente en el Capítulo II.

Por otro lado el % sub- 325 US Mesh Particles corresponde a las arenas de menor tamaño, ya consideradas como finos (tamaño menor a los 44 μm) y las cuales está permitida su producción, ya que si se diseñan rejillas con aberturas que retengan estos finos se corre el riesgo de taponamiento de la misma.

Dichos valores son necesarios para la selección de rejillas por parte del software.

4.3.3.2 Recomendación de tamaño de rejillas

Una vez el software realiza la simulación, éste proporciona información acerca de las recomendaciones de completación y tamaños de rejillas apropiadas para el control de producción de arena para la muestra del Pozo CMI-0160 de acuerdo a los parámetros establecidos previamente en el software. Para *Wire-Wrapped Screen* se selecciona el valor de 3000 μm como grosor o ancho del alambre envolvente de la rejilla y un diámetro externo de la pantalla de la misma (*Screen OD*) de 7,6 pulgadas.

El software aporta las opciones de empaque con grava así como rejillas a hoyo desnudo, para efectos de este trabajo especial de grado, sólo se tomará en cuenta la segunda opción, la cual es la aplicada en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Una vez que el software otorga los tamaños correspondientes para cada tipo de rejilla a estudiar que permiten la retención de la arena para la muestra del Pozo CMI-0160 se procede a un criterio de selección de las mismas.

4.3.3.3 Permeabilidades aportadas por las rejillas

El Sand Management Advisor realiza la simulación del comportamiento de las rejillas y aporta el rango de permeabilidades que se originan en cada una de ellas (*Wire-Wrapped Screens*, Rejillas Premium y Rejillas Premium MeshRite).

4.4 COMPORTAMIENTO EN CONDICIONES TÉRMICAS

Para la selección de la mejor rejilla se toma en cuenta el comportamiento de estas herramientas cuando se encuentran presente a altas temperaturas en procesos de recuperación térmica como Inyección Continua de Vapor (ICV), Inyección Alterna de Vapor (IAV) o SAGD. Para esto se toma en cuenta la teoría descrita en el Capítulo II acerca del comportamiento de cada rejilla bajo condiciones de altas temperaturas.

4.5 LAVADO DE REJILLAS

Concentric Coiled Tubing se considera como el método de limpieza para todas las rejillas estudiadas en este trabajo especial de grado (*Wire-Wrapped*, Rejillas Premium y MeshRite).

4.6 SELECCIÓN DE REJILLA

La selección de la mejor rejilla para el control de la producción de arena para la Faja Petrolífera del Orinoco estará basada en:

- I. Se evaluará el comportamiento las rejillas a hoyo desnudo *Wire-Wrapped*, Rejillas Premium (Tri-D) y Rejillas Premium MeshRite. Los forros ranurados no serán tomados en cuenta debido a que no son eficientes bajo condiciones de producción térmicas.
- II. Se tomarán en cuenta los casos de *Hole Collapse*. Esto debido a que es el modelo que aplica o describe el mecanismo de producción de crudo pesado en una completación a hoyo desnudo.
- III. La producción de arena en el pozo debe encontrarse por debajo del valor permisible ($0,976 \text{ Kg/m}^2$) o, en su defecto, cantidades de arena que no superen en gran medida a dicho valor.
- IV. Permeabilidades generadas por cada rejilla.
- V. Los cambios que pueden sufrir las rejillas durante procesos producción bajo condiciones térmicas no sean muy significativos de manera que puedan menoscabar la producción o generar problemas asociados a la producción de arena descritos con anterioridad en el Capítulo II.
- VI. Facilidad de lavado.

CAPÍTULO V.

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1 TAMAÑO DE PARTÍCULAS (PSD) POR ANÁLISIS DE DIFRACCIÓN LÁSER (LPSA)

Los resultados obtenidos mediante el Análisis por Difracción Láser a las muestras N° 2, N° 3, N° 5, N° 6, N° 8, N° 10, N° 11, N° 13, N° 14, N° 17, N° 20 y N° 21 se muestran a continuación en la Tabla N° 5.1:

Tabla 5.1. Análisis Láser

Sand	2	3	4	5	6	8	10	11	13	14	17	20	21
D10	873	1490	1058	1182	279	298	478	309	308	403	505	1265	262
D40	382	912,6	411	713,3	187	200	262	176	209	192	245	535	165
D50	298	737,6	328	596,3	164	180	227	145	184	160	203	356	142
D90	63,4	101,6	13,8	65,4	26,2	92,4	16,2	15,7	30	55,8	27,3	54,5	17,4
D95	26,7	20,7	3,1	2,7	6	77	3,7	2,4	1,7	39,2	3,7	22,3	5,6
UC	6	9	29,8	10,9	7,2	2,2	16,1	11,2	7	3,4	9	9,8	9,5
SC	32,7	71,98	341	437,8	46,5	3,87	129	129	181,2	10,3	136	56,7	46,8
D50/UC	49,4	82,1	11	54,6	22,9	83,3	14,1	13	26,5	46,5	22,6	36,3	14,9
k (mD)	457	1861	74,1	901,9	215	1908	105	92,9	270	683	211	450	114
%<44µm	7,4	6,4	24	8,3	14,4	0	21,1	17,7	12,5	6,4	13,5	8,4	17,2

5.1.1 Formulación de Tiffin para el Análisis LPSA

De acuerdo a lo mostrado en la Tabla N° 5.1, se observa que de las 13 muestras a las cuales se les realizó el Análisis por Difracción Láser (LPSA) únicamente la muestra N° 8 correspondiente a los 2.432 pies de profundidad (Capítulo IV) cumple con los 4 criterios de selección de Tiffin para aplicar rejillas a hoyo desnudo, un D₅₀ mayor a 75 µm, un Coeficiente de Uniformidad menor a 5, un Sorting Coefficient menor a 10 y un porcentaje de finos menor al 5%. Del resto de las 12 muestras:

- Únicamente la muestra N° 14 correspondiente a los 2.251 pies de profundidad posee un Coeficiente de Uniformidad menor a 5, el resto de las muestras poseen valores superiores.
- Las 12 muestras restantes poseen Sorting Coefficients mayores a 10.
- El porcentaje de finos en las 12 muestras restantes supera el 5%.

5.2 TAMAÑO DE PARTÍCULAS (PSD) POR ANÁLISIS POR TAMIZADO

Por otro lado, los resultados obtenidos mediante análisis por tamizado realizado a las muestras 7, 9, 15, 18 y 24 se muestran en la Tabla N° 5.2 mostrada a continuación.

Tabla 5.2. Análisis por Tamizado

Sand	Muestra #24 1566	Muestra #18 2022	Muestra #15 2248	Muestra #9 2369 ft.	Muestra #7 2507 ft.
D10	449,1	128,6	122,3	197,6	597,1
D40	269,6	83,5	89,1	157,7	340,6
D50	234,2	67,6	61,6	145,2	288,3
D90	93,6	34,7	30,9	91,3	662,5
D95	57	32,4	28,4	57,6	32,4
UC	2,9	2,4	2,9	1,7	5,5
SC	7,9	4	4,3	3,4	18,4
D50/UC	81,3	28,1	21,3	84	52,9
k (mD)	1827,2	296,3	192,8	1940,5	851,8
%<44µm	3,4	30,9	36,8	3,2	6,9

5.2.1 Formulación de Tiffin para Análisis por Tamizado

De acuerdo a lo mostrado en la Tabla N° 5.2, se observa que:

- La Muestra 24 correspondiente a los 1.566 pies de profundidad es candidata para una completación con rejillas a hoyo desnudo según el criterio de Tiffin, ya que posee un Co de 7,9, un C_µ de 2,9 y un % de finos bajo de 3,4%.
- La Muestra 18 correspondiente a los 2.022 pies de profundidad a pesar de poseer valores de Coeficiente de Uniformidad y Sorting Coefficient menores a 5 y 10 respectivamente, no cumple con los criterios de Tiffin para

aplicabilidad de rejillas a hoyo desnudo ya que posee un alto porcentaje de finos (30,9%).

- La Muestra 15 correspondiente a los 2.248 pies de profundidad presenta las mismas características de la Muestra 18.
- La Muestra 9 correspondiente a los 2.369 pies de profundidad es candidata para una completación con rejillas a hoyo desnudo según el criterio de Tiffin, ya que posee un C_o de 3,4, un C_μ de 1,7 y un % de finos bajo de 3,2%.
- La Muestra 7 correspondiente a los 2.507 pies de profundidad únicamente cumple con el parámetro de D_{50} mayor a los 75 μm , en cuanto al resto de los parámetros no los cumple.

En el Gráfico N° 7 se pueden observar los D_{50} de las 5 muestras a las cuales se les realizó el Análisis Sieve o por tamices:

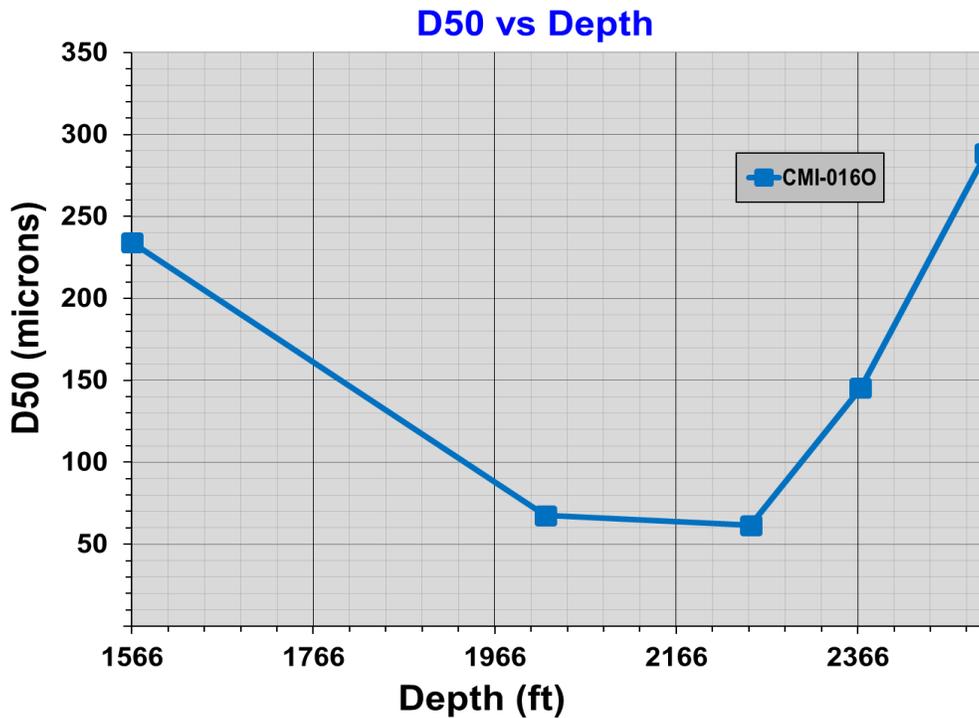


Gráfico 7. D_{50} Análisis por tamizado

5.3 PORCENTAJE DE FINOS. ANÁLISIS POR TAMIZADO.

De acuerdo a los resultados del análisis por tamices realizado a las muestras N° 7, N° 9, N° 15, N° 18 y N° 24 mostrados anteriormente en la Tabla N° 5.2 se observa que únicamente las muestras N° 9 y N° 24 poseen un % de finos menor al 5%

En el Gráfico N° 8 se muestra el contenido de finos de las 5 muestras a las cuales se les realizó el análisis con tamices.

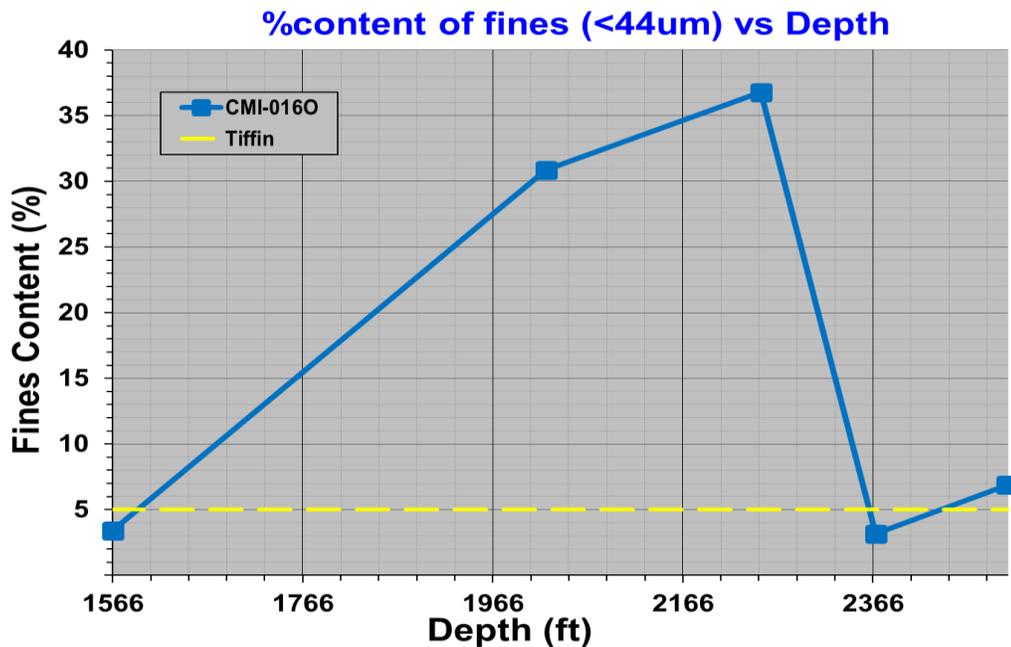


Gráfico 8. Contenido de finos vs. profundidad

5.4 CRITERIO DE TIFFIN VS USO DE REJILLAS

5.4.1 Para análisis por difracción láser

De acuerdo a lo mostrado con anterioridad en la Tabla N° 5.1 los resultados de las muestras de arena se encuentran fuera de la clasificación de Tiffin para completaciones con rejillas a hoyo desnudo, exceptuando a la muestra N° 8, sin embargo, al sobreponer las curvas de granulometría junto con la curva de retención de arena de Rejillas Premium MeshRite *Standard Compress* se puede observar que las rejillas controlan efectivamente la arena de formación en todos los intervalos

analizados para la muestra correspondiente al Pozo CMI-016O. Estos resultados indican que el uso de las Rejillas Premium y Rejillas Premium MeshRite pueden ser extendidas más allá de los criterios de establecidos por Tiffin. Esto se puede observar en el Gráfico N° 9 mostrado a continuación, donde las líneas continuas representan el comportamiento granulométrico de las distintas muestras de arenas obtenidas por difracción laser y las líneas punteadas muestran los finos y las rejillas Premium:

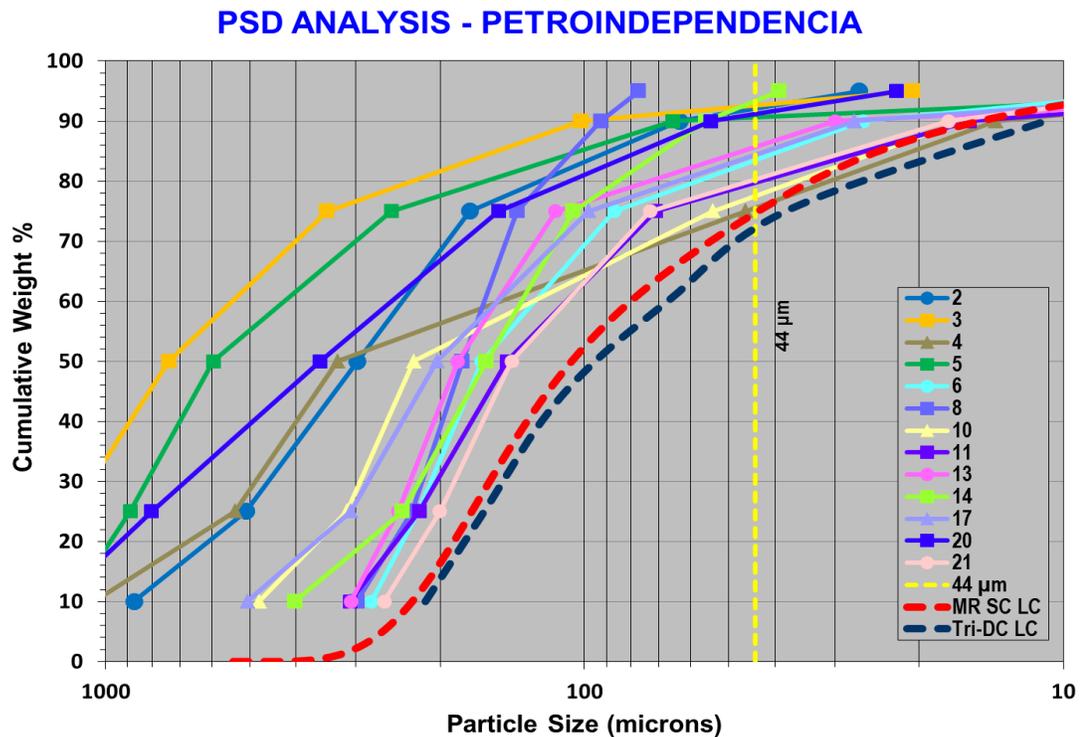


Gráfico 9. Curvas de retención de arena. Prueba por difracción Láser.

5.4.2 Para análisis por tamizado.

Para el análisis por tamizado cuyos resultados fueron mostrados en la Tabla N° 5.2, solamente las muestras N° 9 y N° 24 cumplen con los criterios de selección de Tiffin en su totalidad.

Sin embargo, al sobreponer las curvas de granulometría junto con la curva de retención de arena de la Rejilla Premium MeshRite *Standard Compress* se puede observar que la rejilla controla la arena proveniente de las muestras 24, 9 y 7 (1.566,

2.369 y 2.507 ft. respectivamente) y la rejilla Premium MeshRite *High Compress* retiene en su totalidad la arena de los 5 intervalos en estudio. Nuevamente estos resultados demuestran que el uso de las Rejillas Premium y Rejillas Premium MeshRite pueden extenderse más allá de los criterios establecidos por Tiffin.

El Gráfico N° 10 modela los comportamientos granulométricos como resultado de las muestras, producto del análisis por tamizado, con respecto a las curvas de retención de las Rejillas Premium MeshRite tanto para *High Compress* y *Standard Compress* y las Rejillas Premium Tri-D apreciadas en las líneas punteadas, así como también, los finos.

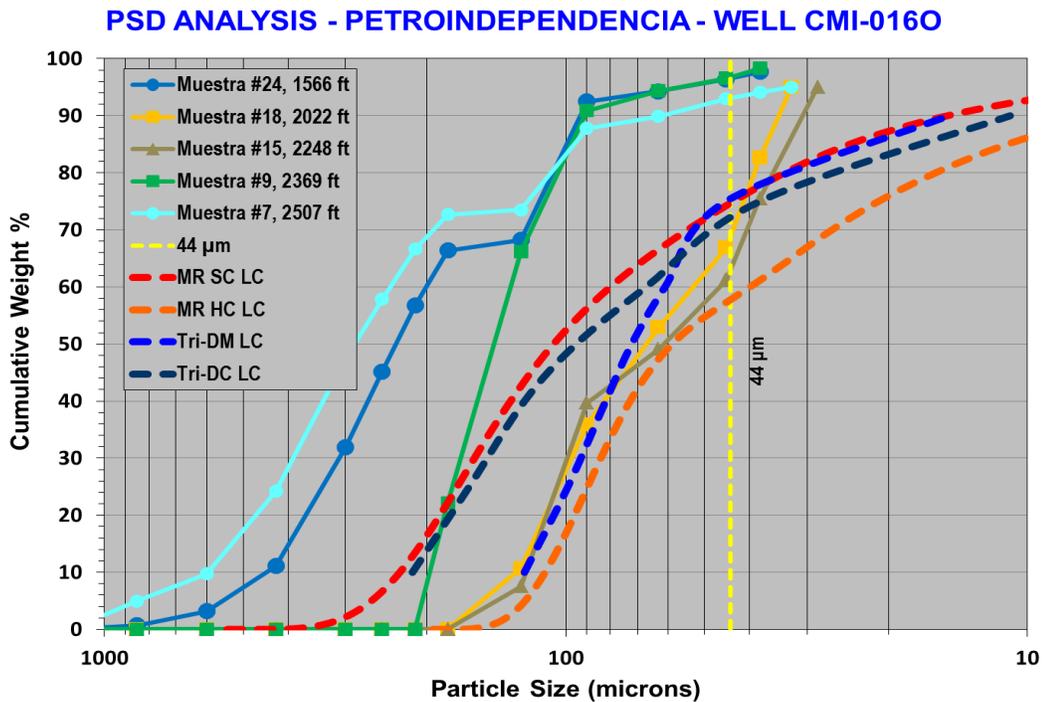


Gráfico 10. Curvas de retención de arena. Prueba por tamizado.

5.5 ANÁLISIS DE REJILLAS UTILIZANDO EL SAND MANAGEMENT ADVISOR

5.5.1 Tipo de completación y tamaños de rejillas según el simulador Sand Management Advisor

Los tamaños de rejilla seleccionados por el Sand Management Advisor son mostrados en la Tabla N° 5.3, se señalan los resultados tomando en cuenta la posibilidad de realizar trabajos de empaque con grava como también la posibilidad de trabajar con rejillas a hoyo desnudo, tanto en los casos de *Gradual Failure* y *Hole Collapse*. En cuanto a las rejillas MeshRite se tienen los casos de *Standard Compress* y *High Compress* en la modalidad *Hole Collapse* únicamente, debido a que son a hoyo desnudo.

Tabla 5.3. Recomendaciones de completación y tamaño de rejillas según Sand Management Advisor

Completion and Screen Recommendations									
Sample No	Gravel size for GP	WWS size for GP	PSM size for GP	MR screen for GP	WWS Size for SAS (Gradual Failure)	WWS Size for SAS (Hole Collapse)	PSM Size for SAS (Gradual Failure)	PSM Size for SAS (Hole Collapse)	MR Screen for SAS (Hole Collapse)
1	10/20	600 microns	350 microns	SC	400 microns	400 microns	350 microns	250 microns	SC
2	12/20	600 microns	350 microns	SC	400 microns	385 microns	300 microns	250 microns	SC
3	40/60	175 microns	175 microns	HC	Smaller than 125 microns	365 microns	Smaller than 175 microns	200 microns	HC
4	40/60	175 microns	175 microns	HC	Smaller than 125 microns	365 microns	Smaller than 175 microns	200 microns	HC
5	20/40	300 microns	300 microns	SC	175 microns	365 microns	175 microns	200 microns	SC

Siendo:

Caso 1: Muestra N° 24. Análisis por tamizado. Profundidad: 1.566 pies.

Caso 2: Muestra N° 18. Análisis por tamizado. Profundidad: 2.022 pies.

Caso 3: Muestra N° 15. Análisis por tamizado. Profundidad: 2.248 pies.

Caso 4: Muestra N° 9. Análisis por tamizado. Profundidad: 2.369 pies.

Caso 5: Muestra N° 7. Análisis por tamizado. Profundidad: 2.507 pies.

Para las muestras de arena seleccionadas para la corrida del software se puede observar que las muestras N° 15 y N° 9 (Caso 3 y 4) muestran tamaños de empaque con grava menores a las muestras N° 24, N° 18 y N° 7 (Caso 1, 2 y 5) de 40/60. Esto debido a que poseen mayor cantidad de finos como se puede observar en la Tabla N° 5.2 (%sub-325 US Mesh), sin embargo, como es mencionado con anterioridad, los caso-s de empaquetamiento con grava no son considerados para la selección de rejillas para este trabajo especial de grado.

5.5.2 Análisis de las rejillas recomendadas por el Sand Management Advisor.

5.5.2.1 Rejillas Convencionales o *Rejillas Wire-Wrapped*

En los Gráficos N° 11 y N° 12 presentados a continuación, se observa de manera gráfica los tamaños de rejilla recomendados para *Wire-Wrapped Screens*, tomando en cuenta los casos de *Gradual Failure* y *Hole Collapse*. El eje de las ordenadas muestra el tamaño de la abertura de la rejilla en μm mientras que el eje de las abscisas representa el número de la muestra.

5.5.2.1.1 Rejillas *Wire-Wrapped*. *Gradual Failure*

El Gráfico N° 11 muestra a continuación los tamaños de rejillas recomendados por el Sand Advisor para el caso de *Gradual Failure* en rejillas *Wire-Wrapped*.

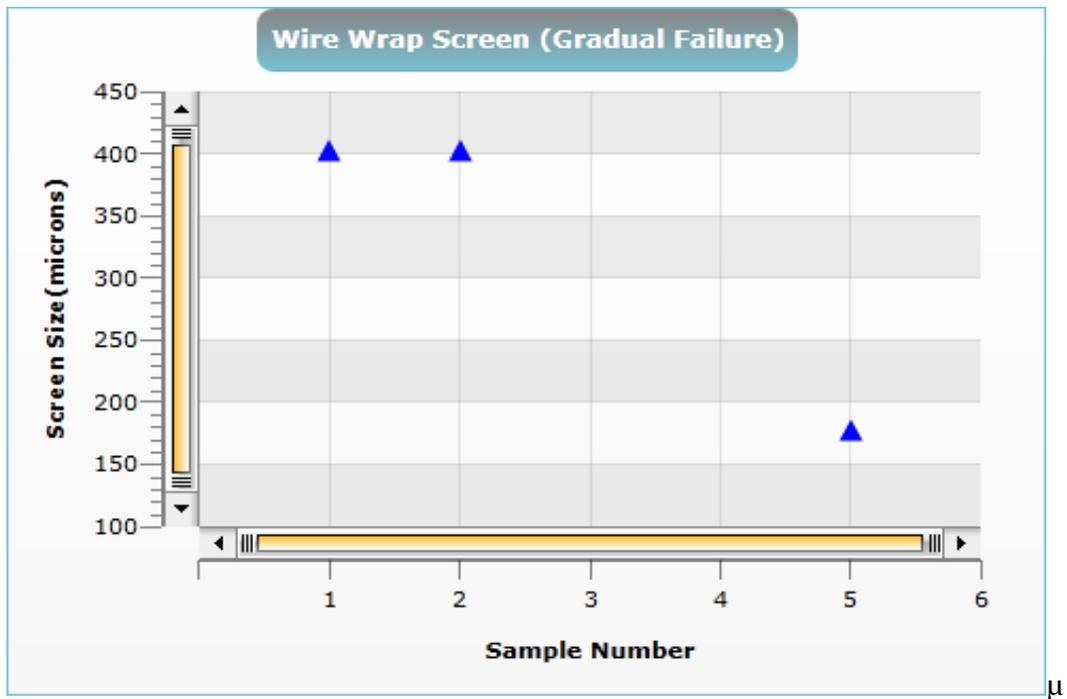


Gráfico 11. Tamaños de Rejilla *Wire Wrapped* para *Gradual Failure*.

Se observa en los casos N° 1 y N° 2 el tamaño de las rejillas *Wire-Wrapped* es el mismo con un valor de 400 μm , mientras que para el caso N° 5 el tamaño de rejilla es mucho menor, aproximadamente 175 μm .

Para los casos N° 3 y N° 4 los tamaños de rejilla seleccionados por el Sand Advisor no pueden ser apreciados en el gráfico anterior (Gráfico N° 7), sin embargo, gracias a la Tabla N° 5.3 aportada por el simulador, se sabe que el tamaño de rejilla *Wire-Wrapped* para estas muestras es menor a los 125 μm debido a que son las muestras que poseen mayor contenido de finos en ellas.

Se observa que el tamaño de las rejillas recomendado por el simulador difieren en gran medida para cada una de las muestras en estudio.

5.5.2.1.2 Rejillas *Wire-Wrapped*. *Hole Collapse*

El Gráfico N° 12 muestra los tamaños de rejillas recomendados por el Sand Advisor para el caso de *Hole Collapse* en las rejillas *Wire-Wrapped*.

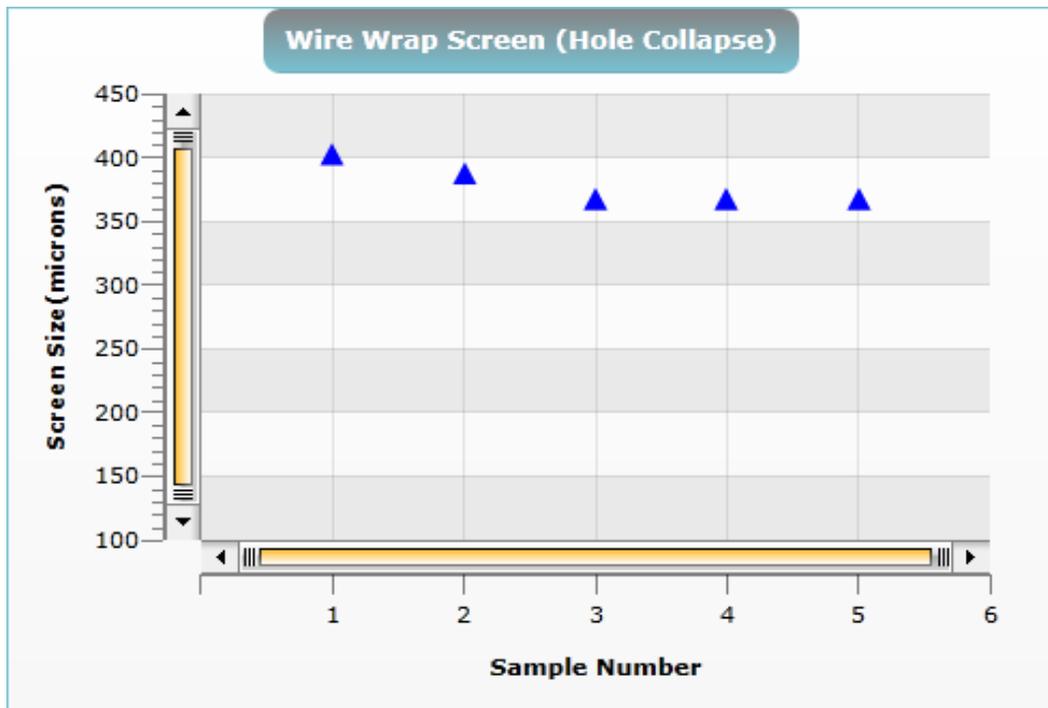


Gráfico 12. Tamaños de Rejilla *Wire Wrapped* para *Hole Collapse*.

En el caso de *Hole Collapse* los tamaños de rejilla *Wire-Wrapped* se pueden apreciar en el Gráfico N° 8 y estos no varían de manera tan significativa entre ellos en comparación con el caso de *Gradual Failure*.

Para los casos N° 1 y N° 2 los tamaños de rejilla son mayores, 400 μm y 385 μm respectivamente, mientras que para los casos N° 3, N° 4 y N° 5 es de 365 μm para cada una.

5.5.2.2 Rejillas Premium

En los Gráficos N° 13 y N° 14 presentados a continuación, se observa de manera gráfica los tamaños de rejilla recomendados para Rejillas Premium. El eje de las ordenadas muestra el tamaño de la abertura de la rejilla en μm mientras que el eje de las abscisas representa el número de la muestra.

5.5.2.2.1 Rejillas Premium. *Gradual Failure*

El Gráfico N° 13 muestra los tamaños de rejillas seleccionados por el Sand Advisor para el caso de *Gradual Failure* en Rejillas Premium.

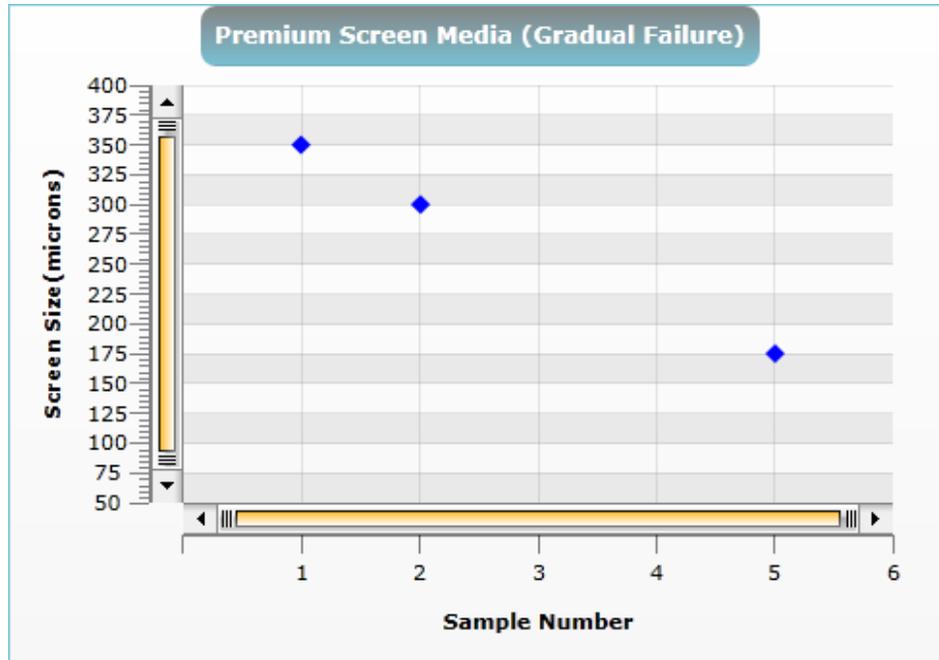


Gráfico 13. Tamaños de Rejilla Premium para *Gradual Failure*.

En el Gráfico N° 13 se aprecia que para el caso N° 1 se necesita el mayor tamaño de rejilla, con un valor de 350 μm y para el caso N° 2 rejillas de tamaño de 300 μm .

Para los casos N° 3 y N° 4 los tamaños de rejilla Premium no pueden ser apreciados, sin embargo, gracias a la Tabla N° 5.3 aportada por el simulador, es posible saber que el tamaño de rejilla recomendado es menor a los 175 μm .

Para el caso N° 5 el tamaño de rejilla recomendado es de 175 μm .

Por lo tanto el gráfico corrobora lo mostrado en la Tabla N° 5.3.

5.5.2.2.2 Rejillas Premium. *Hole Collapse*

El Gráfico N° 14 muestra los tamaños de rejillas seleccionados por el Sand Advisor para el caso de *Hole Collapse* en Rejillas Premium.

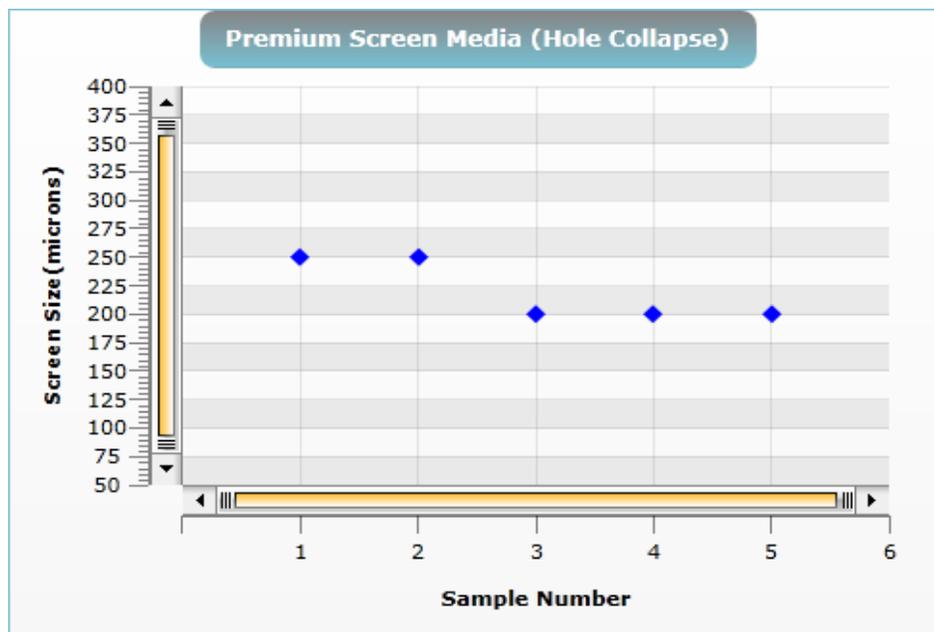


Gráfico 14. Tamaños de Rejilla Premium para *Hole Collapse*.

Para los casos N° 1 y N° 2 los tamaños de Rejillas Premium recomendados corresponden a un valor de 250 μm , mientras que para los casos N° 3, N° 4 y N° 5 coinciden con un tamaño de Rejillas Premium de 200 μm . Por lo tanto el gráfico corrobora lo mostrado en la Tabla N° 5.3.

5.5.2.3 Rejillas Premium MeshRite

En los casos de las Rejillas Premium MeshRite los tamaños de rejilla seleccionados en caso de trabajar con empaque con grava o rejillas a hoy desnudo son únicamente 2: *Standard Compress* o *High Compress*, mientras mayor sea el número de finos (% sub-325 US Mesh) es recomendable utilizar rejillas MeshRite *High Compress*.

5.5.2.3.1 Rejillas Premium MeshRite *Hole Collapse*

El Gráfico N° 15 muestra los tamaños de Rejillas Premium MeshRite para cada una de las 5 muestras en el caso de *Hole Collapse*.

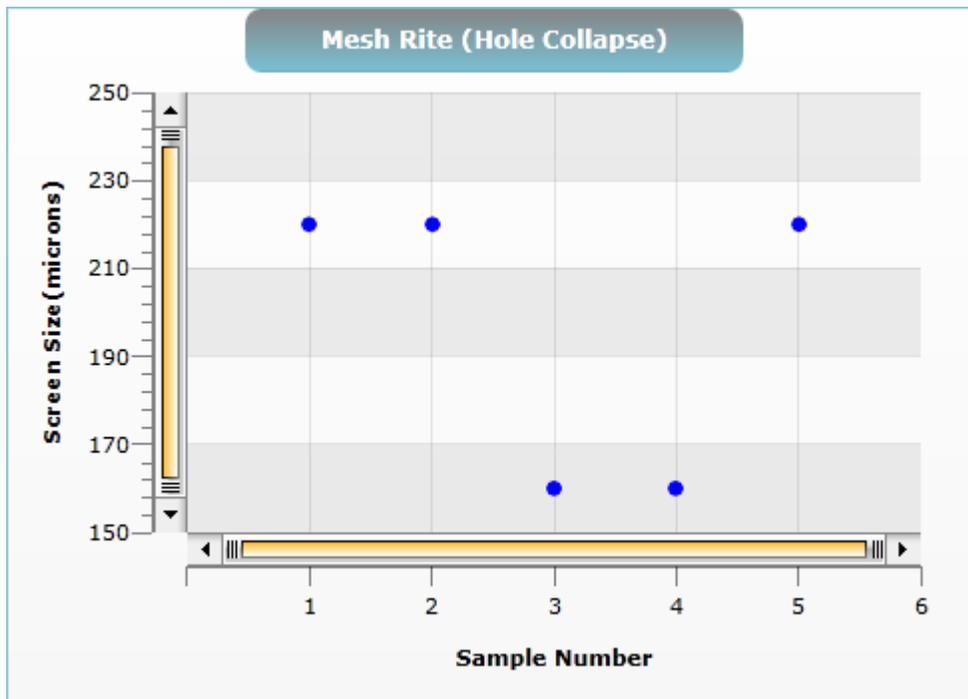


Gráfico 15. Tamaños de Rejilla Premium MeshRite para *Hole Collapse*.

Para los casos N° 1, N° 2 y N° 5 los tamaños de Rejillas Premium MeshRite coinciden en un valor de 220 μm en modo *Standard Compress* ya que son las muestras con menores cantidades de finos.

Para los casos N° 3 y N° 4 los tamaños de rejilla son de 160 μm en modo *High Compress* ya que éstas muestras son las que poseen mayor contenido de finos en sus intervalos.

Se puede apreciar que para 3 de los 5 casos en estudio se recomiendan rejillas *Standard Compress* mientras que solo para 2 de ellas se recomienda el uso de rejillas *High Compress*, sin embargo, a pesar de que mayor número de casos pueden trabajar con menor compresión en los alambres del tubo, es preferible la utilización de una rejilla *High Compress* para asegurar una mejor retención de la arena al momento de producción del pozo y solamente los finos más inofensivos sean producidos conjuntamente con el fluido y así evitar problemas de arenamiento.

5.5.3 Simulación de la producción de arena

En los Gráficos N° 16, 17, 18, 19 y 20 se puede observar el comportamiento de cada una de las rejillas en cuanto a la producción de arena permitida ($0,976 \text{ Kg/m}^2$). En el eje de las ordenadas se tiene la cantidad de arena producida en Kg/m^2 mientras que en el eje de las abscisas el número del caso en estudio (Casos 1, 2, 3, 4 y 5).

5.5.4 Producción de arena con Rejillas Premium

En los Gráficos N° 16 y N° 17 se observa el comportamiento para las Rejillas Premium para *Gradual Failure* y *Hole Collapse*.

5.5.4.1 Producción de arena con Rejillas Premium. *Gradual Failure*

El Gráfico N° 16 muestra la producción de arena para la rejilla Rejillas Premium en el caso de *Gradual Failure* para tamaños de 60, 115, 175, 200, 250, 300 y 350 μm . Sin embargo, solo se posee interés en los tamaños de rejillas recomendados por el software para cada caso en estudio de manera de corroborar su efectividad en la producción de arena.

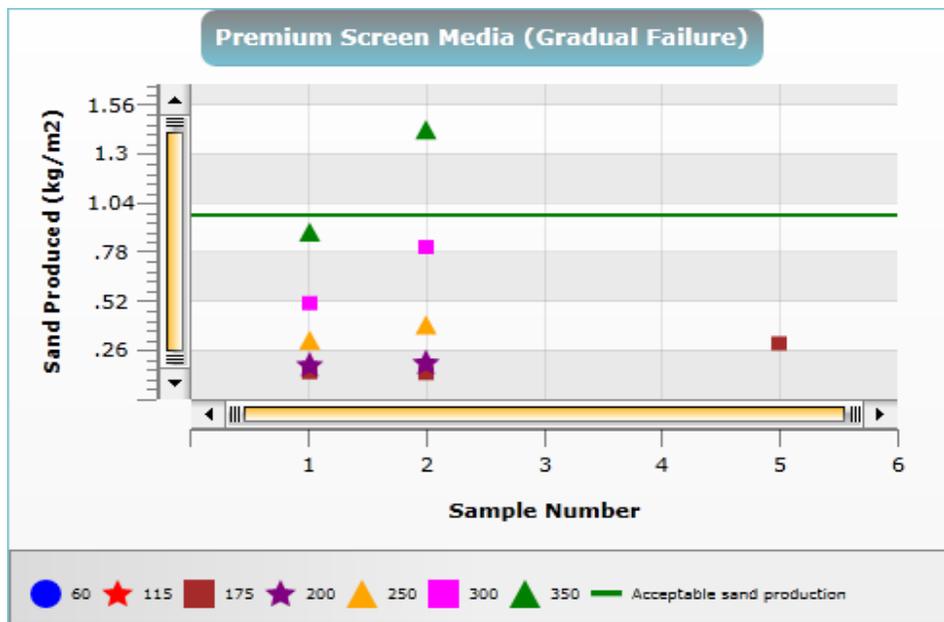


Gráfico 16. Producción de arena Rejillas Premium para Gradual Failure.

Efectivamente, para los 5 casos, los tamaños de rejillas recomendados por el Sand Management Advisor producen cantidades de arena menores a la permisible.

5.5.4.2 Producción de arena con Rejillas Premium. *Hole Collapse*

En el Gráfico N° 17 se tiene el comportamiento de producción de arena para la rejilla Rejillas Premium en el caso de *Hole Collapse* para tamaños de 60, 115, 175, 200, 250, 300 y 350 μm . Sin embargo, solo se posee interés en los tamaños de rejillas recomendados por el software para cada caso en estudio de manera de corroborar su efectividad en la producción de arena.

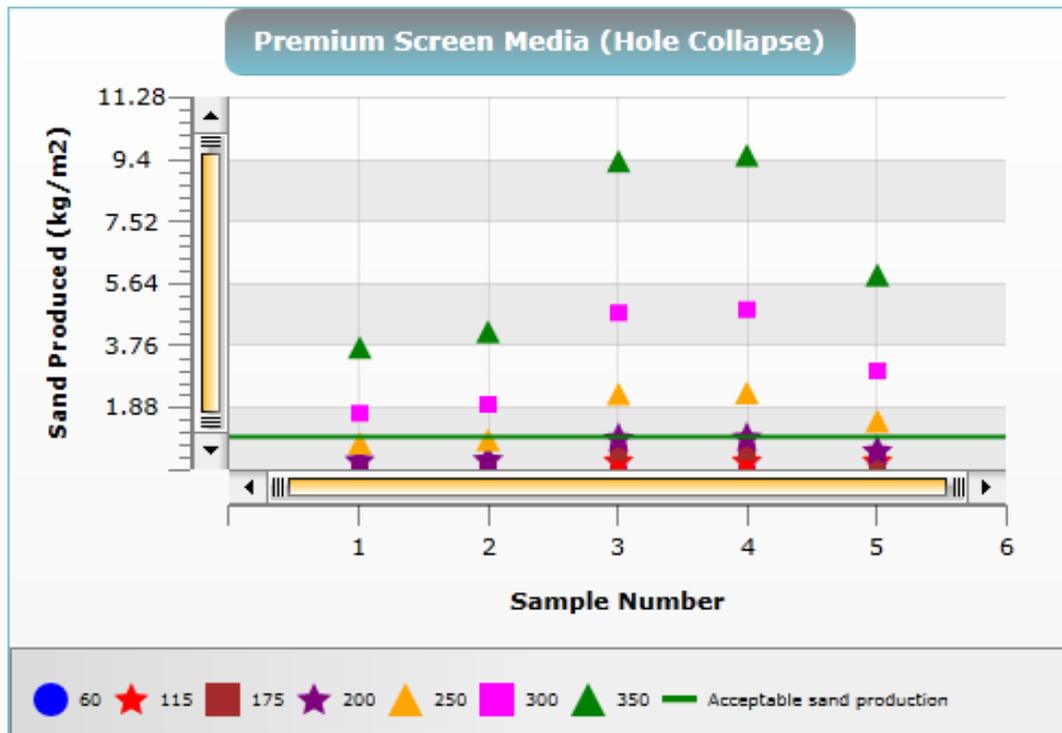


Gráfico 17. Producción de arena Rejillas Premium para *Hole Collapse*.

Efectivamente, para los 5 casos, los tamaños de rejillas recomendados por el Sand Management Advisor producen cantidades de arena menores a la permisible pero con valores muy cercanos a los 0,976 Kg/m^2 .

Entre los criterios de selección de rejillas establecido en el Capítulo IV se encuentra que solo se tomarán en cuenta las modalidades de *Hole Collapse*, por lo tanto, los resultados mostrados en el Gráfico N° 17 son los valores de referencia para las Rejillas Premium.

5.5.5 Producción de arena con Rejillas *Wire-Wrapped*

En los Gráficos N° 18 y 19 se observa el comportamiento para la Rejilla Rejillas *Wire-Wrapped* tanto para *Gradual Failure* y *Hole Collapse*.

5.5.5.1 Producción de arena con Rejillas *Wire-Wrapped*. *Gradual Failure*

El Gráfico N° 18 muestra la producción de arena para *Wire-Wrapped Screen* en el caso de *Gradual Failure* para tamaños de 150, 200, 250, 300, 350 y 400 μm . Sin embargo, solo se posee interés en los tamaños de rejillas recomendados por el software para cada caso en estudio de manera de corroborar su efectividad en la producción de arena.

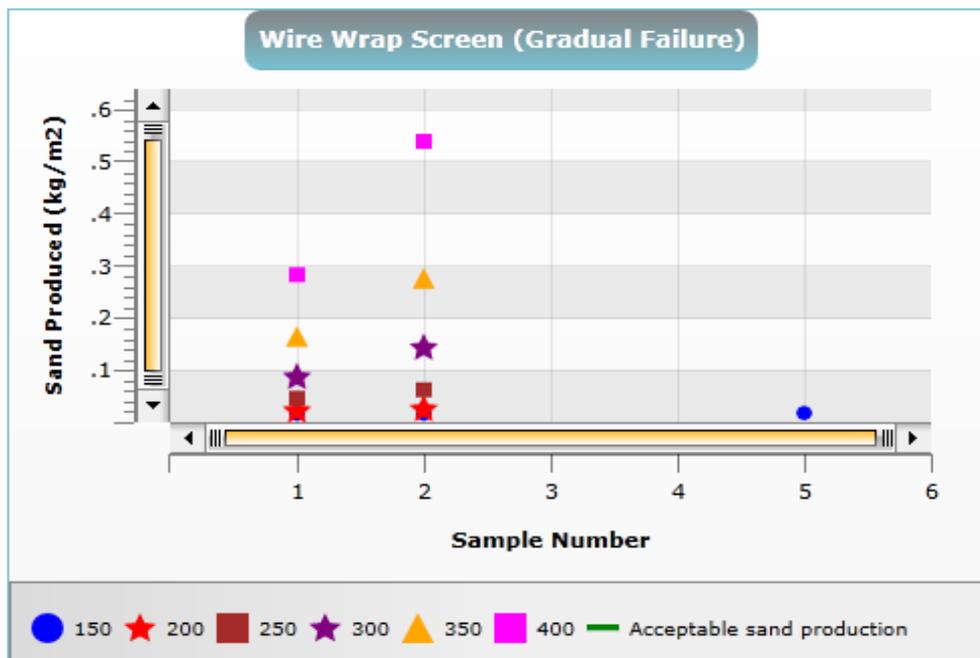


Gráfico 18. Producción de arena Rejillas *Wire-Wrapped* para *Gradual Failure*.

Efectivamente, para los 5 casos, los tamaños de rejillas recomendados por el Sand Management Advisor producen cantidades de arena menores a la permisible.

5.5.5.2 Producción de arena con Rejillas *Wire-Wrapped*. *Hole Collapse*

El Gráfico N° 19 muestra la producción de arena para Rejillas *Wire-Wrapped* en el caso de *Hole Collapse* para tamaños de 150, 200, 250, 300, 350 y 400 μm . Sin

embargo, solo se posee interés en los tamaños de rejillas recomendados por el software para cada caso en estudio de manera de corroborar su efectividad en la producción de arena.

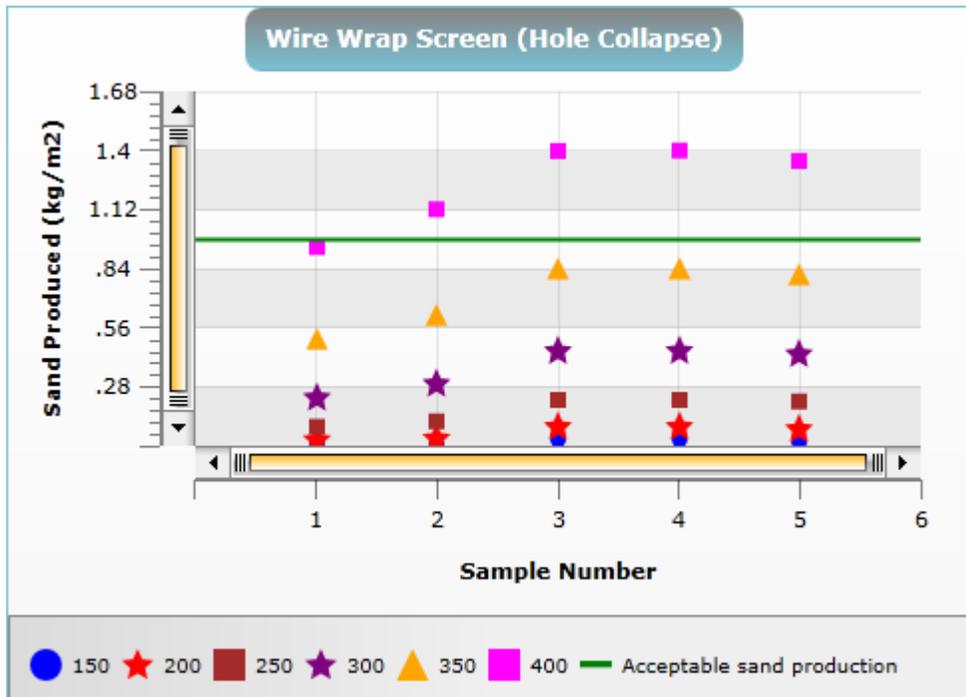


Gráfico 19. Producción de arena Rejillas Wire-Wrapped para *Hole Collapse*.

Para el caso 1, con un tamaño de rejilla de 400 µm, la arena producida es menor a los 0,976 Kg/m², sin embargo, se observa en el Gráfico N° 19 que se encuentra muy cerca de este valor límite.

En los casos 2, 3, 4 y 5, los tamaños de rejillas recomendados no son apreciados de manera clara en el Gráfico N° 19, sin embargo, confiando en la simulación realizada por el software se puede asumir que la arena producida se encontrará por debajo de los 0,976 Kg/m² pero seguramente una cantidad muy cerca de dicho valor límite.

Entre los criterios de selección de rejillas establecido en el Capítulo IV se encuentra que solo se tomarán en cuenta las modalidades de *Hole Collapse*, por lo tanto, los resultados mostrados en el Gráfico N° 17 son los valores de referencia para Rejillas - Wrapped.

5.5.6 Producción de arena con Rejillas Premium MeshRite

En el Gráfico N° 20 se observa la producción de arena generada por la Rejilla Premium MeshRite en el caso de *Hole Collapse* en sus modalidades de *High Compress* y *Standard Compress*.

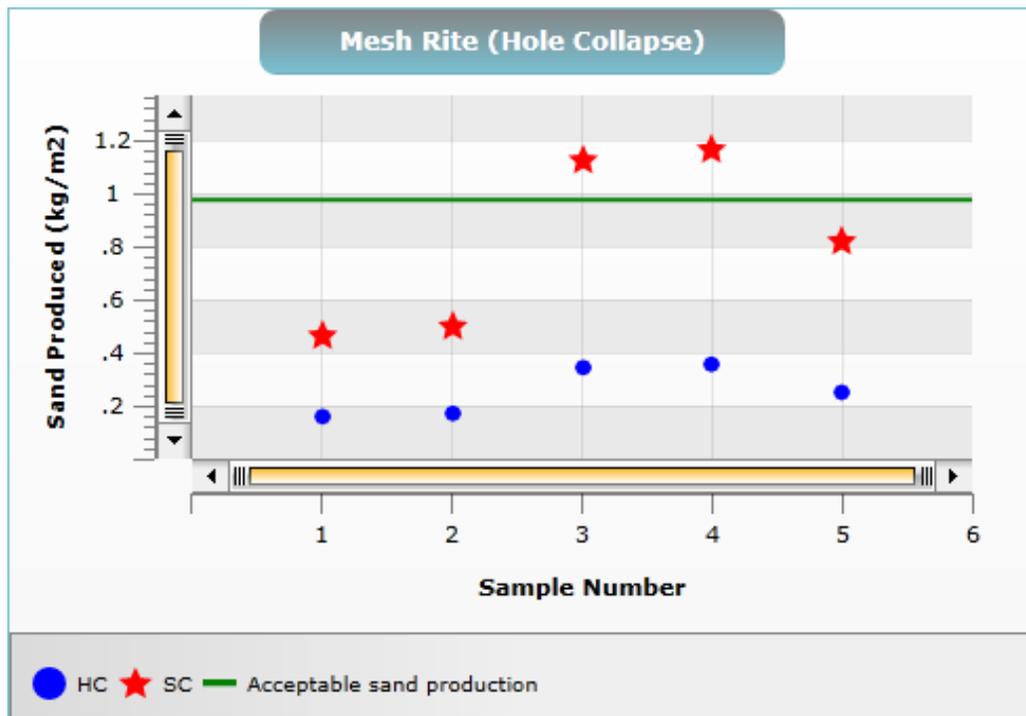


Gráfico 20. Producción de arena Rejilla Premium MeshRite para *Hole Collapse*.

De acuerdo al gráfico anterior, los resultados mostrados por el simulador para los 5 casos en estudio son correctos ya que todos producen cantidades de arena menores a los 0,976 Kg/m².

Es posible apreciar que las rejillas *High Compress* funcionan para todos los casos, la razón por la cual es considerada únicamente en los casos 3 y 4 es porque ellos son los que poseen mayor cantidad de finos, pero esto no quiere decir que no pueda ser utilizado en los casos 1, 2 y 5.

Considerando los tamaños de rejillas recomendados por el Sand Management Advisor para cada caso, modalidad *Hole Collapse* y un valor de producción de arena menor a $0,976\text{Kg/m}^2$, la Tabla N° 5.4 muestra la producción de arena esperada para cada uno:

Tabla 5.4. Producción de arena

	Wire Wrapped Screens	Premium Screens	MeshRite
Caso 1	$< 0,976 \text{ Kg/m}^2$	$\leq 0,976 \text{ Kg/m}^2$	$< 0,976 \text{ Kg/m}^2$
Caso 2	$< 0,976 \text{ Kg/m}^2$	$\leq 0,976 \text{ Kg/m}^2$	$< 0,976 \text{ Kg/m}^2$
Caso 3	$< 0,976 \text{ Kg/m}^2$	$\approx 0,976 \text{ Kg/m}^2$	$< 0,976 \text{ Kg/m}^2$
Caso 4	$< 0,976 \text{ Kg/m}^2$	$\approx 0,976 \text{ Kg/m}^2$	$< 0,976 \text{ Kg/m}^3$
Caso 5	$< 0,976 \text{ Kg/m}^2$	$\leq 0,976 \text{ Kg/m}^2$	$\leq 0,976 \text{ Kg/m}^4$

5.6 SIMULACIÓN DE LAS PERMEABILIDADES GENERADAS POR LAS REJILLAS

5.6.1 Permeabilidades según el análisis por tamiz

En el Gráfico N° 21 se aprecia la permeabilidad retenida por cada sistema de rejillas (MeshRite *Screen*, Tri-D (tipo de rejilla Premium), Rejillas *Wire-Wrapped* (desde $150\mu\text{m}$ hasta $350\mu\text{m}$) y Rejillas Premium (desde $175\mu\text{m}$ hasta $250\mu\text{m}$)). Esto para las muestras N° 7, N° 9, N° 15, N° 18, y N° 24 utilizado en el análisis por tamiz.

Dado que la simulación se realizó con los valores correspondientes al análisis por tamiz, los resultados mostrados en el Gráfico N° 21 son los valores de referencia para la selección de rejillas

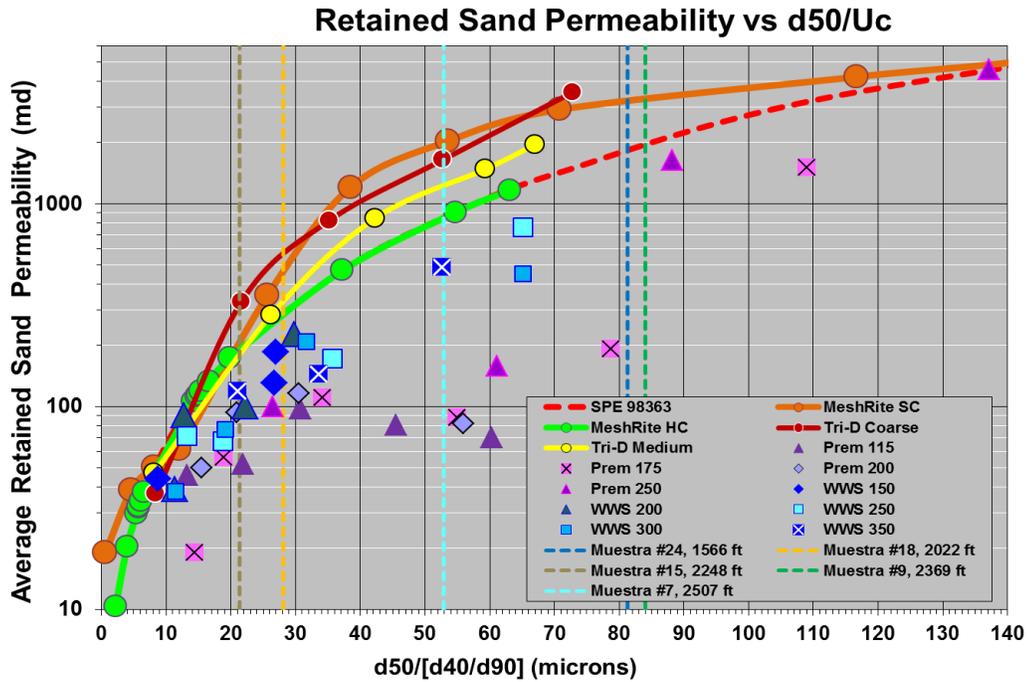


Gráfico 21. Permeabilidades retenidas prueba por tamiz.

5.6.1.1 Permeabilidad aportada por las Rejillas Premium

La Tabla N° 5.5 muestra las permeabilidades que aportan las Rejillas Premium para cada uno de los casos estudiados:

Tabla 5.5. Permeabilidades Rejillas Premium

Caso	Permeabilidad (mD)
1	1100
2	100
3	100
4	100
5	80

Únicamente en el primer caso el valor de permeabilidad es alto, en los demás casos, la permeabilidad máxima alcanzada es de 100 mD aproximadamente.

5.6.1.2 Permeabilidad aportada por *Wire-Wrapped*

La Tabla N° 5.6 muestra las permeabilidades que aportan las rejillas *Wire-Wrapped* para cada uno de los casos estudiados:

Tabla 5.6. Permeabilidades *Wire-Wrapped Screens*

Caso	Permeabilidad (mD)
1	500
2	200
3	100
4	500
5	500

Se observa que el rango de permeabilidades se encuentra entre los 100 y los 500 mD, por lo tanto, aporta mejores resultados que las Rejillas Premium, que a pesar de poseer un menor rango entre sus valores, las permeabilidades de las rejillas *Wire-Wrapped* son mucho mejores.

5.6.1.2.1 Permeabilidades aportadas por las rejillas MeshRite

La Tabla N° 5.7 muestra las permeabilidades que aportan las rejillas MeshRite para cada uno de los casos estudiados:

Tabla 5.7. Permeabilidades MeshRite

Caso	Permeabilidad (mD)
1	1200
2	1100
3	200
4	1000
5	1100

La permeabilidad aportada por las rejillas MeshRite es mucho mayor a las Rejillas Premium o las *-Wrapped*, entre 1100 y 1200 mD, únicamente el caso 3 presenta una permeabilidad muy baja comparada con los otros casos (200 mD), sin embargo, esto puede considerarse un caso aislado, ya que en promedio este tipo de rejilla es más eficiente que las otras herramientas.

5.7 COMPORTAMIENTO DE LAS REJILLAS EN CONDICIONES TÉRMICAS

5.7.1 *Wire-Wrapped Screens* en condiciones térmicas

La expansión térmica del material de los *Wire-Wrapped Screens* debido a un incremento de la temperatura causará un cambio en el espaciamiento de los alambres.

Si la brecha de alambre se cierra debido a un cambio de temperatura, es debido a una expansión térmica del ancho del alambre. Debido a la relativa complejidad de los *Wire-Wrapped Screens* y los desafiantes ambientes operacionales, cada diseño de las rejillas *Wire-Wrapped* debe ser cualificado para la instalación y las condiciones de operación de las operaciones de recuperación térmica.

Las rejillas *Wire-Wrapped* típicamente tienen una capacidad limitada para absorción de tensiones después de ser sometidas a cargas térmicas, por lo tanto, los alambres que poseen estas rejillas deben ser diseñadas y cualificadas para minimizar la deformación. Para esto se requiere cuidadosa atención a la selección del material.

Debido a esto, las *Wire-Wrapped Screens* presentan una gran desventaja comparadas con rejillas con mecanismos de retención 3D, ya que un mal diseño de las mismas podría disminuir los niveles de producción de hidrocarburos y además no se posee información acerca de qué método térmico será implementado en un futuro.

5.7.2 Rejillas Premium condiciones térmicas

Al utilizar una tecnología 2D Base-Gap, son sensibles a la utilización de procesos térmicos de producción ya que el tamaño de los hoyos debe ser cuidadosamente diseñado para evitar taponamientos, sin embargo, aún así pueden existir riesgos de daño durante las producciones de recuperación mejorada.

Por lo tanto estas rejillas no son las más recomendadas para nuestro caso de estudio.

5.7.3 Rejillas Premium MeshRite condiciones térmicas

Entre las aplicaciones que poseen las rejillas MeshRite se encuentra su aplicabilidad en pozos con inyecciones de vapor, ya que su tecnología 3D no se ve afectada por los cambios de temperatura que pueden llegar a ocurrir durante procesos de recuperación mejorada, como lo es, por ejemplo, la acuatermólisis.

Esto la convierte en la mejor opción de rejilla para este caso de estudio, el cual es conocido que será sometido a procesos térmicos durante su tiempo de vida de producción. Es decir, esta herramienta presenta el mismo comportamiento durante las fases frías y térmicas.

5.8 LAVADO DE REJILLAS

Todas las rejillas son aplicables para lavado con *Concentric Coiled Tubing* (CCT), es decir, el proceso de limpieza de arena de las rejillas no varía entre una y otra. Sin embargo cabe destacar, que a la hora de realizar la limpieza es necesario que se vuelva a formar el puenteo en la cara de la rejilla para que se restablezca el control de arena que aporta cada una de las rejillas.

5.9 SELECCIÓN DE LA MEJOR REJILLA

Para seleccionar el tipo de rejilla más eficiente para la completación se deben comparar los resultados obtenidos de las mismas, estos son:

- I. Rejillas a hoyo desnudo.
- II. Producción de arena en *Hole Collapse*.
- III. Permeabilidades generadas.
- IV. Cambios en la rejilla durante las fases térmicas.
- V. Facilidad de lavado.

A continuación se muestran en la Tabla N° 5.8 y N° 5.9 se muestra un resumen del comportamiento de las rejillas tanto para las fases frías y térmicas.

Tabla 5.8. Comportamiento de las rejillas en fase fría

	Premium	Wire-Wrapped	MeshRite Screen
Rejilla a Hoyo Desnudo	Si	Si	Si
Producción de arena	Menor a 0,976 Kg/m2	Menor a 0,976 Kg/m2	Menor a 0,976 Kg/m2
Permeabilidad (mD)	80-100	100-500	1000-1200
Lavado	Concentric Coiled	Concentric Coiled	Concentric Coiled

Tabla 5.9. Comportamiento de las rejillas en fase térmica

	Premium	Wire-Wrapped	MeshRite Screen
Rejilla a Hoyo Desnudo	Si	Si	Si
Producción de arena	Menor a 0,976 Kg/m2	Menor a 0,976 Kg/m2	Menor a 0,976 Kg/m2
Permeabilidad (mD)	80-100	100-500	1000-1200
Cambios en fase térmica	Severa	Severa	Ninguna
Lavado	Concentric Coiled	Concentric Coiled	Concentric Coiled

Las Rejillas Premium generan una cantidad de arena producida por debajo del valor establecido y pueden ser lavadas fácilmente con CCT, sin embargo los rangos de permeabilidad aportados son bastante bajos además de presentar cambios en su configuración cuando se encuentran en condiciones de producción térmicas.

Las rejillas convencionales *Wire-Wrapped* generan una cantidad de arena producida por debajo del valor establecido y aporta buenos rangos de permeabilidades, sin embargo no tan altas como las rejillas MeshRite. Su sistema de lavado es el CCT y presenta cambios en su porosidad al encontrarse bajo condiciones de producción térmicas.

Las Rejillas Premium MeshRite generan una cantidad de arena menor a la establecida, su rango de permeabilidades en la interface arena-rejilla es bastante alto comparada a las otras dos rejillas, no sufren cambios significativos que afecten mi productividad cuando se encuentran en condiciones de altas temperaturas ya que están diseñadas para soportar estos escenarios y son fácilmente lavadas mediante CCT.

A pesar de que los 3 tipos de rejillas presentan similitudes en algunos casos, como lo es la producción de arena y el método de lavado es el mismo, las permeabilidades generadas varían en gran medida entre ellas.

En el caso de producción en frío la mejor opción son las rejillas *Wire-Wrapped* ya que a pesar de que las 3 generan cantidades de arena producida por debajo de lo establecido y su sistema de lavado es el mismo, el rango de permeabilidades de las *Wire-Wrapped* no es tan amplio comparado con las otras dos rejillas, dándole una clara ventaja sobre ellas.

Por otro lado, en el caso de producción bajo condiciones térmicas, las *rejillas Wire-Wrapped* pierden ventaja ya que son afectadas por las altas temperaturas y se puede llegar a afectar el control de arena, en cambio las rejillas MeshRite están diseñadas para soportar los procesos térmicos a los cuales puedan llegar a ser sometidos durante la producción de hidrocarburos, casos comunes en la Faja Petrolífera del Orinoco, sin afectar el control de arena.

CONCLUSIONES

1. Se comprobó que el control de la producción de arena es necesario para los pozos ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco por poseer arenas no consolidadas.
2. Se realizó un análisis comparativo de los distintos métodos de control de arena para pozos ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco en sus fases frías y térmicas mediante el uso del simulador Sand Management Advisor.
3. Se recopiló, analizó y comparó información acerca de los distintos métodos de control de arena para pozos ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco en las fases fría y térmica.
4. Se analizaron las distintas granulometrías provenientes de 23 muestras de pared pertenecientes a 1 pozo ubicado en el área de estudio. Se determinó que los valores de los tamaños de granos varían de 6 a 1490 μm y el porcentaje de finos se encuentra entre 3 y 36 %.
5. De acuerdo al análisis granulométrico presentado, se establece que el mejor sistema de rejilla a implementar en el área correspondiente es aquel que no sea sensible a la variación del tamaño de granos.
6. El Coiled Tubing resultó ser el más recomendable para el lavado de rejillas en el área de estudio.
7. Se evaluaron distintos tipos de rejillas para el eficiente control de arena en la Faja Petrolífera del Orinoco y se determinó, por medio del simulador Sand Management Advisor, que las Rejillas Premium MeshRite son las más recomendables para las condiciones de producción de la zona de interés.
8. Bajo condiciones de producción en frío las rejillas convencionales Wire-Wrapped son la mejor opción a utilizar, sin embargo, en la Faja Petrolífera del Orinoco las condiciones de producción son térmicas, por lo tanto, las Rejillas Premium MeshRite son la opción más recomendable.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda utilizar un simulador distinto al empleado en este Trabajo Especial de Grado con el fin de ampliar el rango de análisis de herramientas en cuanto a la toma de decisiones.
2. En caso de no poder utilizarse Rejillas Premium MeshRite en pozos que serán sometidos a condiciones de producción térmicas, utilizar rejillas que hayan sido construidas con materiales resistentes a las altas temperaturas
3. Simular el proceso de acuatermolisis para poder seleccionar un material más resistente a la corrosión y así evitar problemas futuros que puedan dañar los equipos.
4. Para obtener una mayor precisión en cuanto al contenido de finos, se recomienda realizar el análisis por Difracción Láser.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- I.** Figuera S., Julia A. (2012) Propuesta de mejoras a los métodos de control de arena de los pozos productores de la arena O-15, yacimiento OFIM CNX-24, campo Cerro Negro, Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente, Monagas.
- II.** Casado B., Gustavo J. y Colmenares V., Sergio F. (2011) Identificación de problemas potenciales operacionales y alternativas de manejo en el control de producción de arena de pozos horizontales, Trabajo especial de grado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- III.** Zhang, K., Chanpura, Rajesh A., Mondal, Somnath, Wu, Chu-Hsiang, Sharma, Mukul M., Ayoub, Joseph A., (2014). Particle size distribution measurement techniques and their relevance or irrelevance to sand control design. SPE 168152. Schlumberger.
- IV.** Tiffin, D. L., King, G.E., Larese, R.E., Britt, L.K., Amoco E&P (1998). New criteria for gravel and screen selection for sand control. SPE 39437.
- V.** Díaz, Cristian E. y Díaz, Yoslery C. (2002) Diagnóstico del problema de producción de arena y desarrollo de una metodología para la selección del método más adecuado para su control en el área mayor de Socorro, Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Edo. Miranda.
- VI.** Ferrigni C., Zandy R. (2012) Evaluación del sistema de empaque multizona para pozos de gas seco en arenas no consolidadas del campo Dragón, del proyecto Mariscal de Sucre (PMS), al noreste de la península de Paria, Edo. Sucre, Venezuela, Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Edo. Miranda.

BIBLIOGRAFÍA

- I.** Adscripción al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (Decreto N° 7.399). Gaceta Oficial de la Republica Bolivariana de Venezuela, 39.419, Mayo 7, 2010.
- II.** Casado B., Gustavo J., Colmenares V., Sergio F. (2011). Identificación de problemas potenciales operacionales y alternativas de manejo en el control de producción de arena de pozos horizontales. Trabajo especial de grado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- III.** Chanpura R. (2011). Basis of Sand Advisor. Sand Manegement Services. Schlumberger.
- IV.** Clases de Pozos II, Ing. Pedro Martorano, Universidad Central de Venezuela 2013.
- V.** Díaz, Cristian E., Díaz, Yoslery C. (2002). Diagnóstico del problema de producción de arena y desarrollo de una metodología para la selección del método más adecuado para su control en el área mayor de Socorro. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- VI.** Ferro C. (2011). Grados de acero y conexiones para ambientes térmicos. Tesa Technical Sales. Tenaris.
- VII.** Ferrigni C., Zandy R. (2012). Evaluación del sistema de empaque multizona para pozos de gas seco en arenas no consolidadas del Campo Dragón, del proyecto Mariscal Sucre (PMS), al noreste de la Península de Paria, Edo. Sucre, Venezuela. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- VIII.** Figuera S., Julia A. (2012). Propuesta de mejoras a los métodos de control de arena de los pozos productores de la arena o-15, yacimiento OFIM CNX-24, campo cerro negro. Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente, Maturín.

- IX.** Glenn W. - SPE, Thane R. - SPE, Absolute Completion Technologies, Iain C. - SPE, Schlumberger. (2010). A unique sand control screen that enhances productivity.
- X.** Gutiérrez P., Ricardo (2007). Volumen de vapor para la estimulación de pozos horizontales: yacimiento mfb-53 (arena u1,3) campo Bare. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- XI.** Leal G., Jorge L. (2011). Evaluación de la productividad de los pozos arenados y dañados ubicados en el campo Huyaparí PDVSA-Petropiar, luego de someterlos a un tratamiento de limpieza y estimulación con el equipo de Coiled Tubing. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Puerto La Cruz.
- XII.** Moreno M., Alejandra E. (2012). Estudio de la factibilidad técnica-económica de la inyección de nitrógeno sobrecalentado para la recuperación térmica de crudos extrapesados en la arena del yacimiento MFB-15, campo Bare. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- XIII.** Schlumberger. (2014). MeshRite™. Control de arena. Schlumberger.
- XIV.** Schlumberger. (2004). Rejillas Premium. Schlumberger. Disponible en:http://www.slb.com/~media/Files/sand_control/product_sheets/premium_screens.pdf
- XV.** Schlumberger. (2014). Reporte de análisis de muestras de arena pozo CMI-016O. Maracaibo.
- XVI.** Schlumberger. (2014). Sand Advisor Report Petroindependencia Plots.
- XVII.** Schlumberger Completions. Metodología para la Selección de Rejillas. Absolute Completions Technologies. Schlumberger.
- XVIII.** Tiffin, D. L., King, G.E., Larese, R.E., Britt, L.K., Amoco E&P (1998). New criteria for gravel and screen selection for sand control. SPE 39437.
- XIX.** V.G. Constien, - SPE, y V. Skidmore, - SPE, Constien and Assocs. Inc. (2006). Standalone Screen Selection Using Performance Mastercurves.

- XX.** PDVSA-PETROCEDEÑO (2009). Aquathermolysis. Laboratory study on H₂S and CO₂ production from oil sands in PetroCedeño Field submitted to steam treatment. Violaine Lamoureux-Var.
- XXI.** Xie. J., Fan C., Wagg B., Zahacy T. A., Matthews M. C. y Fang Y. Disponible en:<http://www.worldoil.com/August-2008--wrapped-screens-in-SAGD-wells.html>
- XXII.** Zhang, K., Chanpura, Rajesh A., Mondal, Somnath, Wu, Chu-Hsiang, Sharma, Mukul M., Ayoub, Joseph A., (2014). Particle size distribution measurement techniques and their relevance or irrelevance to sand control design. SPE 168152. Schlumberger.

NOMENCLATURA

μm	:	Micrón, 1/1000000 partes de un metro.
β_{oi}	:	Factor volumétrico inicial del petróleo. BY/BN.
$^{\circ}\text{F}$:	Temperatura en grados Fahrenheit.
K	:	Permeabilidad. mD.
Pi	:	Presión inicial del yacimiento. lpc.
POES	:	Petróleo Original en Sitio. BN.
Rs	:	Relación gas-petróleo. PCN/BN.
SC	:	Coefficiente de ordenamiento, adim.
UC	:	Coefficiente de uniformidad, adim.

GLOSARIO

Arena: es el conjunto de partículas de rocas disgregadas. En geología se denomina arena al material compuesto por partículas cuyo tamaño varía entre 0,0625 y 2 milímetros (mm).

Factor de recobro (FR): es el porcentaje de petróleo original en sitio (POES) o gas original en sitio (GOES) que puede recuperarse.

Grava: se denomina así a las rocas de tamaño comprendido entre 2 y 64 milímetros (mm).

Gravedad API: es la densidad o medida de densidad usada para petróleos líquidos. Es expresada en grados, entre más alta sea más liviano será el crudo.

Permeabilidad: se define como la capacidad que tiene la roca de permitir el flujo de fluido a través de sus poros interconectados.