

**DISEÑAR UNA MATRIZ PARA LA SELECCIÓN DE UN MÉTODO ÓPTIMO
PARA LA LIMPIEZA DE ARENAS EN POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO
LA CIRA INFANTAS**

**CAMILA ANDREA RUBIO LUNA
DIEGO ALBERTO GÓMEZ ALDANA**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020**

**DISEÑAR UNA MATRIZ PARA LA SELECCIÓN DE UN MÉTODO ÓPTIMO
PARA LA LIMPIEZA DE ARENAS EN POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO
LA CIRA INFANTAS**

**CAMILA ANDREA RUBIO LUNA
DIEGO ALBERTO GÓMEZ ALDANA**

Proyecto Integral de Grado para optar por el título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

**Director:
IVÁN CAMILO GÓMEZ MALAGÓN
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020**

Nota de aceptación

Laydy Paola Mora

Oscar Armando Arenas

Bogotá, Mayo 2020.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. MARÍA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Ing. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUAMÁN

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

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

AGRADECIMIENTOS

Los autores presenten sus agradecimientos a:

A nuestras respectivas familias por el apoyo que nos brindaron durante la realización de este trabajo, por ser nuestra guía en todo momento

A la Universidad de América, junto al cuerpo docente por formarnos como profesionales y llenarnos de conocimiento además donde dimos nuestros primeros pasos en esta gran industria.

A la empresa Occidental de Colombia y a todos los profesionales que conocimos allí, por brindarnos todo el apoyo y confianza.

Al Ingeniero de Petróleos y director del proyecto IVÁN CAMILO GÓMEZ MALAGÓN, por su asesoría y múltiples explicaciones, aportando su conocimiento, experiencia y colaboración para el desarrollo del trabajo de grado.

A nuestro orientador JORGE ANDRES TOVAR, por ser la guía fundamental en el trabajo, él siempre tuvo la mejor disposición y dedicación, al momento de orientarnos.

A OSCAR OSWALDO GONZÁLEZ PEÑA, por su orientación para el desarrollo de los aspectos financieros.

DEDICATORIA

“A mis padres, Viviana Luna y Jairo Rubio, que han sido mi motor y gran ejemplo, quienes nunca han dudado de mí y me han apoyado incondicionalmente en cada una de mis decisiones.

A mi tío Camilo, que ha sido mi gran compañero y consejero de cada etapa de mi vida.

A mi mejor amiga María Alejandra, que siempre ha estado apoyándome y aconsejándome para ser mejor cada día.

A mi compañero y amigo Diego, que a pesar de las adversidades siempre le dio una solución a cada obstáculo con la mejor actitud y disposición.

A mis amigos que me dejó la Universidad, con los que compartí los mejores recuerdos de esta época de mi vida.”

Camila Andrea Rubio Luna

DEDICATORIA

“Mi tesis la dedico con todo mi amor y cariño a mis padres Luz Marina Aldana Y Alberto Gómez por su sacrificio y esfuerzo, por haberme forjado como la persona que soy actualmente. Gracias por no solo estar presente en esta etapa tan importante de mi vino sino también por darme apoyo y ser la razón de sentirme tan orgulloso de haber finalizado mi carrera

Mi hermana, Laura Sofía Gómez por brindarme compañía y palabras de aliento para que siguiera adelante y cumpliera mis ideales

A gran amiga y compañera, Camila por su aprecio, confianza y amistad en este increíble proceso.

Y en general a cada una de las personas que han sido parte de mi crecimiento, académico, profesional y personal; y a quienes dedican parte de su tiempo en leer este proyecto.”

Diego Alberto Gómez Aldana

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. MARCO TEÓRICO	24
1.1 PRODUCCIÓN DE ARENA	24
1.2 LIMPIEZA DE ARENA	25
1.3 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	25
1.3.1 Fallas Producidas a escala de grano.	25
1.3.2 Grado de compactación.	25
1.3.3 Flujo de Fluidos.	26
1.3.4 Factores Geológicos y Geográficos.	26
1.3.5 Efectos Térmicos.	26
1.3.6 Flujo Multifásico.	26
1.3.7 Viscosidad del fluido.	27
1.3.8 Capacidad de erosión de la arena.	27
1.4 EFFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	27
1.4.1 Equipos de Superficie.	27
1.4.2 Daños a tuberías.	28
1.4.3 Acumulación de arenas	28
1.4.4 Pérdida de Producción.	28
1.4.5 Falla catastrófica del pozo.	28
1.4.6 Control de Arena.	28
1.4.7 Mecanismo de Limpieza de Arena	28
1.5 CONTROL DE ARENA	29
1.6 MÉTODOS DE LIMPIEZA	29
1.6.1 Bomba Desarenadora A y B.	29
1.6.1.1 Desarrollo de la actividad.	30
1.6.2 Circulación con Píldoras.	31
1.6.2.1 Desarrollo de la actividad.	31
1.6.3 Circulación con Magnetos	33
2. METODOLOGÍA Y DATOS	34
2.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS CAUSAS Y EFECTOS DE PRODUCCIÓN DE ARENA EN LA CIRA INFANTAS Y TÉCNICAS DE LIMPIEZA EMPLEADAS EN EL CAMPO	35
2.1.1 Zona del Campo	35
2.1.2 Análisis métodos de limpieza.	35

2.1.3	Causas y efectos de producción de arenas.	35
2.2	IDENTIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS CRÍTICOS	36
2.2.1	Diámetro de Revestimiento (Casing).	36
2.2.2	Zona del Campo (Geográfica).	36
2.2.3	Espesor de Arena (ft).	37
2.2.4	Tipo de Sistema de Levantamiento	37
2.2.5	Tasa de Producción de líquido (BFD	37
2.2.6	Rendimiento (ft/día – ft/año).	37
2.2.7	Eficiencia (ft).	38
2.2.8	Promedio de Duración efectiva limpieza (días).	38
2.2.9	Promedio de Duración limpieza (días).	38
2.2.10	Colapsos Existentes o Daño de Revestimiento.	38
2.3	GENERACIÓN DE LA MATRIZ	38
2.3.1	Realización de la matriz de selección en VBA de Excel.	40
2.3.2	Uso de la matriz.	52
2.4	IMPLEMENTACIÓN DE LA MATRIZ EN LOS 6 POZOS SELECCIONADOS	54
2.4.1	POZOXX1.	54
2.4.2	POZOXX2.	55
2.4.3	POZOYY1.	56
2.4.4	POZOXX3	56
2.4.5	POZOYY2.	57
2.4.6	POZOYY3.	58
2.5	ANÁLISIS FINANCIERO	59
2.5.1	Valor Presente Neto (VPN). Este indicador financiero se utiliza para analizar la rentabilidad de un proyecto proyectado.	59
2.5.2	Costo Anual Uniforme Equivalente	60
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	62
3.1	IDENTIFICACIÓN DE LAS CAUSAS Y EFECTOS DE PRODUCCIÓN DE ARENA EN LA CIRA INFANTAS Y TÉCNICAS DE LIMPIEZA EMPLEADAS EN EL CAMPO	62
3.1.1	Causas producción de arena.	62
3.1.2	Consecuencias producción de arena en el campo la Cira Infantas	62
3.2	IDENTIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS CRÍTICOS	63
3.2.1	Zonas.	63
3.2.2	Tipos de Sistema de Levantamiento Artificial	64
3.2.3	Casing.	65
3.2.4	Producción.	66
3.2.4.1	Bomba Desarenadora A	67
3.2.4.2	Bomba Desarenadora B	71
3.2.4.3	Circulación por Píldoras	75

3.2.5	Colapsos	79
3.2.6	Comparación del tiempo necesario para ejecutar la limpieza en los tres métodos.	81
3.2.7	Eficiencia	82
3.2.7.1	Bomba Desarenadora A.	82
3.2.7.2	Bomba Desarenadora B.	84
3.2.7.3	Circulación por Píldoras.	86
3.2.7.4	Comparación de la eficiencia en los tres métodos.	88
3.2.8	Rendimiento.	89
3.2.8.1	Bomba Desarenadora A.	90
3.2.8.2	Bomba Desarenadora B.	92
3.2.8.3	Circulación por Píldoras.	94
3.2.8.4	Comparación del rendimiento en los tres métodos.	96
3.2.9	Eficiencia operativa según el espesor de arena.	97
3.2.9.1	Espesor de 0-200ft.	97
3.2.9.2	Espesor de 200ft-400ft.	100
3.2.9.3	Espesor > 400ft.	102
3.2.10	Presencia de elementos ferrosos	103
3.3	RESULTADOS OBTENIDOS TRAS LA IMPLEMENTACIÓN DE LA MATRIZ	104
3.3.1	Intervalos ingresados a la matriz de acuerdo a los parámetros críticos establecidos.	104
3.4	IMPLEMENTACIÓN DE LA MATRIZ EN LOS 6 POZOS SELECCIONADOS	106
3.4.1	Caso Ejemplo para correr la matriz.	107
3.4.2	Corrida de la matriz para el pozo POZOXX1	108
3.4.3	Corrida de la matriz para el pozo POZOXX2.	108
3.4.4	Corrida de la matriz para el pozo POZOYY1.	109
3.4.5	Corrida de la matriz para el pozo POZOXX3.	109
3.4.6	Corrida de la matriz para el pozo POZOYY2.	110
3.4.7	Corrida de la matriz para el pozo POZOYY3.	110
3.5	RESULTADOS OBTENIDOS DESPUÉS DE LA CORRIDA DE LA MATRIZ	111
3.5.1	Resultados finales de Pozo POZOXX1.	111
3.5.2	Resultados finales del Pozo POZOXX2	112
3.5.3	Resultados finales de Pozo POZOYY1:	112
3.5.4	Resultados finales del Pozo POZOXX3.	113
3.5.5	Resultados finales del Pozo POZOYY2.	113
3.5.6	Resultados finales del Pozo POZOYY3.	114
3.6	ANÁLISIS FINANCIERO	115
3.6.1	Análisis de costos de operación (OPEX).	115
3.6.1.1	Escenario Actual	115
3.6.1.2	Escenario propuesto.	116

3.6.2	Evaluación Financiera.	117
3.6.2.1	Flujo de caja.	117
3.6.2.2	VPN.	118
3.6.2.3	CAUE.	119
3.7	CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	119
4.	CONCLUSIONES	120
5.	RECOMENDACIONES	122
	BIBLIOGRAFÍA	123
	ANEXOS	125

LISTA DE ANEXOS

	pág
Anexo A. Carta de confidencialidad de la empresa Occidental de Colombia	126
Anexo B. Estado mecánico del pozo POZOXX1	127
Anexo C. Estado mecánico del pozo POZOXX2	128
Anexo D. Estado mecánico del pozo POZOYY1	129
Anexo E. Estado mecánico del pozo POZOXX3	130
Anexo F. Estado mecánico del pozo POZOYY2	131
Anexo G. Estado mecánico del pozo POZOYY3	132

LISTA DE DIAGRAMAS

	pág.
Diagrama 1. Procedimiento para la creación de la matriz	34
Diagrama 2. Procedimiento ejecución lógica herramienta computacional	41
Diagrama 3. Criterios de evaluación para la criticidad de Colapsos	79

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Tiempo estimado de limpieza	51
Ecuación 2. Ecuación Valor Presente Neto	59
Ecuación 3. Ecuación Costo Anual Uniforme Equivalente	60
Ecuación 4. Desarrollo matemático de la ecuación Valor Presente Neto para el escenario actual	118
Ecuación 5. Desarrollo matemático de la ecuación Valor Presente Neto para el escenario Propuesto	118
Ecuación 6. Desarrollo matemático de la ecuación Costo Anual Uniforme Equivalente para el escenario Actual	119
Ecuación 7. Desarrollo matemático de la ecuación Costo .Anual Uniforme Equivalente para el escenario Propuesto	119

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Tipos de roca según su resistencia mecánica	26
Figura 2. Preventora anular, hydrill	32
Figura 3. Bomba Triplex	33
Figura 4. Distribución del Campo la Cira Infantas.	37
Figura 5. Cuadro de resultados de la matriz	42
Figura 6. Botón para dar inicio a la matriz	42
Figura 7. Cuadro de herramientas de Excel	42
Figura 8. Visual Basic	43
Figura 9. Opción para crear un nuevo formulario	43
Figura 10. Formulario vacío junto a cuadro de herramientas	44
Figura 11. Formulario final	44
Figura 12. Parámetros necesarios para la programación de la matriz	45
Figura 13. Código utilizado para el botón finalizar	46
Figura 14. Código utilizado para el botón reiniciar	46
Figura 15. Código utilizado para el botón calcular	47
Figura 16. Código para la opción de elementos ferrosos	48
Figura 17. Código If para la programación lógica de Zona y Casing	49
Figura 18. Código If para la programación lógica de Espesor	50
Figura 19. Código If para la programación lógica de Presencia de Colapsos	51
Figura 20. Variable para Espesor ft a limpiar	51
Figura 21. Código ejemplo para Tiempo estimado de limpieza	52
Figura 22. Matriz en Excel	52
Figura 23. Botón para selección de opciones	53
Figura 24. Formulario final	53
Figura 25. Cuadro de resultados de la matriz	54
Figura 26. Formulario con los parámetros del pozo	107
Figura 27. Resultados finales de la matriz para el pozo	108
Figura 28. Resultado de la matriz para el pozo POZOXX1	108
Figura 29. Resultado de la matriz para el pozo POZOXX2	109
Figura 30. Resultado de la matriz para el pozo POZOYY1	109
Figura 31. Resultado de la matriz para el pozo POZOXX3	110
Figura 32. Resultado de la matriz para el pozo POZOYY2	110
Figura 33. Resultado de la matriz para el pozo POZOYY3	111
Figura 34. Resultados Finales del Pozo POZOXX1	111
Figura 35. Resultados Finales del Pozo POZOXX2	112
Figura 36. Resultados Finales del Pozo POZOYY1	112
Figura 37. Resultados Finales del Pozo POZOXX3	113
Figura 38. Resultados Finales del Pozo POZOYY2	114
Figura 39. Resultados Finales del Pozo INFA0045	114

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Zona vs Promedio de sucio inicial de Arena (ft)	63
Gráfica 2. Tipo de sistema de levantamiento artificial vs Espesor de arena (ft)	64
Gráfica 3. Casing Vs Espesor de Arena (ft)	65
Gráfica 4. Producción de fluido Vs Días	67
Gráfica 5. Producción de fluido Vs Días	68
Gráfica 6. BSW Vs Días	69
Gráfica 7. BSW Vs Días	70
Gráfica 8. Producción de fluido Vs Días	71
Gráfica 9. Producción de fluido Vs Días	72
Gráfica 10. BSW Vs Días	73
Gráfica 11. BSW Vs Días	74
Gráfica 12. Producción de fluido Vs Días	75
Gráfica 13. Producción de fluido Vs Días	76
Gráfica 14. BSW Vs Días	77
Gráfica 15. BSW Vs Días	78
Gráfica 16. Promedio de Duración de limpieza por cada Método de limpieza	81
Gráfica 17. Casing Vs Eficiencia	83
Gráfica 18. Casing Vs Eficiencia	85
Gráfica 19. Casing Vs Eficiencia	87
Gráfica 20. Porcentaje de limpieza por cada Método Vs Zona	88
Gráfica 21. Zona Vs Rendimiento	90
Gráfica 22. Casing Vs Rendimiento	91
Gráfica 23. Zona Vs Rendimiento	92
Gráfica 24. Casing Vs Rendimiento	93
Gráfica 25. Zona Vs Rendimiento	94
Gráfica 26. Casing Vs Rendimiento	95
Gráfica 27. Rendimiento por cada método y zona	96
Gráfica 28. Flujo de caja Escenario Actual	117
Gráfica 29. Flujo de Caja Escenario Propuesto	118

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Información Pozo POZOXX1.	55
Tabla 2. Información Pozo POZOXX2.	55
Tabla 3. Información Pozo POZOYY1.	56
Tabla 4. Información Pozo POZOXX3.	57
Tabla 5. Información Pozo POZOYY2.	57
Tabla 6. Información Pozo POZOYY3.	58
Tabla 7. Colapsos presentados en los pozos de la Cira Infantas en los años 2019 – 2020	80
Tabla 8. Zona del campo Vs promedio Sucio Inicial Vs promedio Sucio Final método Bomba Desarenadora A.	82
Tabla 9. Zona del Campo Vs promedio de sucio inicial Vs promedio de sucio final método Bomba Desarenadora B.	84
Tabla 10. Zona del Campo Vs promedio de sucio inicial Vs promedio de sucio final método Circulación.	86
Tabla 11. Eficacia en la Bomba Desarenadora A por cada Zona y Casing utilizado.	98
Tabla 12. Eficacia en la Bomba Desarenadora B por cada Zona y Casing utilizado.	98
Tabla 13. Eficacia en el método de Circulación por píldoras por cada Zona y Casing utilizado.	99
Tabla 14. Eficacia en la Bomba Desarenadora A por cada Zona y Casing utilizado.	100
Tabla 15. Eficacia en la Bomba Desarenadora B por cada Zona y Casing utilizado.	100
Tabla 16. Eficacia en el método de Circulación por píldoras por cada Zona y Casing utilizado.	101
Tabla 17. Eficacia en la Bomba Desarenadora A por cada Zona y Casing.	102
Tabla 18. Eficacia en la Bomba Desarenadora B por cada Zona y Casing utilizado.	102
Tabla 19. Eficacia en el método de Circulación por píldoras por cada Zona y Casing utilizado.	103
Tabla 20. Costos de operación (OPEX).	115
Tabla 21. Escenario actual se Pierde 1 día de operación.	116
Tabla 22. Escenario propuesto Óptimo Donde La Matriz Funciona.	116

RESUMEN

Para la empresa Occidental de Colombia, uno de los problemas más propicios del Campo la Cira Infantas, es la producción de sólidos junto a los fluidos de producción del yacimiento, lo cual en el momento en que son cantidades muy elevadas generan daños operacionales tales como la acumulación y erosión en equipos de superficie como: separadores, líneas de flujo, equipos de fondo (Tubería de producción, revestimiento y sistemas de levantamiento artificial), disminución de producción de crudo, aumento en los trabajos de Workover y por consiguiente incremento en los gastos operacionales disminuyendo la rentabilidad del proyecto.

El presente proyecto consiste en describir las generalidades y geología de la cuenca del Valle Medio de Magdalena mediante la búsqueda de información de Pappers, artículos científicos y libros sobre la geología Colombiana, además se identificaron causas de la producción de arena tales como fallas producidas a escala de grano, grado de compactación, flujo de fluidos, factores geológicos entre otros, al igual se describieron los efectos que causa una alta producción de arena, que puede derivar en daño a tuberías, a equipos de superficie, acumulación de arenas, pérdida de producción hasta una falla catastrófica en el pozo. Luego se investigó cuáles son las técnicas que se usan hoy en día para limpieza de arena por parte de Occidental de Colombia.

Se identificaron una serie de parámetros críticos los cuales son de vital importancia para la construcción de la matriz, los más importantes son zona geográfica del Campo, Casing, tasa de producción de fluido, espesor de arena a limpiar, el rendimiento y eficiencia de cada método, con esto se realizó una base de datos de 493 pozos en donde se clasificaron, organizaron y se analizaron las variables mencionadas. Posteriormente se dio inicio a la generación de la matriz para la toma de decisiones por medio de la programación en una hoja de cálculo de Excel en que se tomaron como variables finales y de mayor peso a zona del campo, Casing, espesor de arena a limpiar y presencia de materiales ferrosos, no ferrosos y colapsos.

Por último, se corrió la matriz a 6 pozos escogidos previamente por los ingenieros de Occidental de Colombia, de los cuales 3 se le aplicó dicha matriz y los otros decidieron seguir la intuición u otros factores de decisión, usando un método diferente al sugerido. Donde se evidenció que las respuestas de la matriz estuvieron cerca a los valores esperados, reduciendo el tiempo en el que el pozo se encuentra cerrado, llevando a la empresa a un ahorro anual de \$10,000.00 USD.

PALABRAS CLAVE.

Limpieza de arena, Producción de arena, Campo la Cira Infantas, Cuenca Valle Magdalena Medio

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, específicamente en el proceso de producción de hidrocarburo se pueden presentar una infinidad de problemas, tales como reducción del volumen de poro, reacciones químicas entre la formación y el fluido de perforación entre otros, uno de los más cotidianos que se presentan es la migración de arena. En el campo la Cira Infantas La formación productora, es la formación Mugrosa fue depositada en la época del Eoceno en la era Cenozoica, es decir, en formaciones someras entre 2.500 y 4.500 pies. Estos sedimentos tienen poco material natural cementante, lo que repercute en la consolidación de la roca que es en promedio de 950psi USC, causando el desmoronamiento de la misma debido a la poca cohesión existente entre sus granos, evidenciando ser una formación friable, propensa a la producción de arena de acuerdo a la clasificación global que se tiene de las rocas según su resistencia mecánica, reduciendo consigo la rentabilidad del proyecto. Por lo que este proyecto busca dar solución al problema **Elevada producción de arena en 6 pozos de estudio del campo la Cira Infantas**. Donde se tendrá como fin la optimización del número de intervenciones a pozo.

Para lograr este propósito es necesario conocer integralmente un campo petrolero lo cual es un proceso complejo, debido a que los trabajos realizados en él provienen de las interpretaciones realizadas por el equipo técnico necesario las cuales se basan en un pequeño porcentaje de información real referente a la magnitud del mismo; correspondiente en la mayoría de casos a núcleos de roca, Mud Logging, registros de pozo, sísmica e información de producción. Ahora bien, analizar el comportamiento de producción del campo y/o los pozos es una tarea de suma importancia con el fin a entender el mecanismo de producción que se aplica para cada caso en específico, el soporte de presión que se tiene, el comportamiento de las propiedades petrofísicas y el tamaño del reservorio para la posterior ubicación de los pozos.

El petróleo y el gas en la economía colombiana son de gran importancia para asegurar el autoabastecimiento energético del país, estos generan ingresos por impuestos o inversiones de capital en la región que opera y además el remanente de productos que se exportan. Dada esta importancia se requiere reducir los riesgos de fracaso en los reservorios de areniscas y la consecuente producción de arena, formando un problema serio en muchos activos del petróleo y gas de todo el mundo; porque puede afectar drásticamente las regiones de producción, ocasionando inconvenientes técnicos y económicos; como lo son: acumulación y erosión en equipos de superficie como separadores y líneas de flujo y equipos de fondo como tubería de producción, revestimiento y sistemas de levantamiento artificial, disminución de producción de crudo, aumento en los trabajos de Workover y por consiguiente incremento en los gastos operacionales disminuyendo la rentabilidad del proyecto, lo que implica que en ciertas circunstancias las compañías cierren dichos pozos.

Esta elevada producción de arena está ligada con el aumento de costos operativos debido a que genera daños en los equipos de fondo del pozo y las instalaciones en superficie, lo que conlleva a un aumento significativo de las intervenciones a pozo; de la misma manera genera una reducción significativa de la producción crudo a causa de la producción de sólidos junto a los fluidos producidos por el yacimiento. Occidental de Colombia sabe que dejar de producir arena en este campo es imposible, por lo tanto, llegaron a la conclusión de que deben convivir con este problema, es por esto que se desarrollará una herramienta computacional que se encargue de determinar cuál de todos los métodos de limpieza implementados en Occidental es el adecuado de acuerdo a las características que tenga cada pozo.

Además de la creación de la matriz este proyecto también abarcará temas como las causas y consecuencias de la producción de arena debida que sin estos conocimientos la investigación no tendría base ni fundamentos, igualmente se analizarán los métodos de limpiezas usados en la actualidad y que cumplan con todas las normas legales y ambientales. La organización de este estudio se presenta de acuerdo a este esquema: localización, generalidades, causas y consecuencias, desarrollo de la herramienta, análisis, recomendaciones y conclusiones.

Para el desarrollo de este trabajo se tomaron en cuenta una serie de antecedentes en el ámbito de la producción de arenas, los cuales ayudaron a comprender en su totalidad el tema propuesto por la empresa Occidental de Colombia, se mencionará el más importante de ellos, el cual está titulado como: El efecto del tipo de fluido y del flujo multifase en la producción de arena en pozos de petróleo y gas; este Papper se basó en experimentos de laboratorio y algunos estudios de campo, donde se determinó que el inicio de la producción de arena en los pozos de gas es diferente de la de los pozos de petróleo. Para llegar a esta conclusión se considera tanto la falla mecánica como la erosión de la arena por el flujo de fluido.¹

El objetivo general de este trabajo de grado es diseñar una matriz para la selección de un método óptimo para la limpieza de arenas en pozos productores del Campo la Cira Infantas. Esto será desarrollado a partir de datos de producción de hidrocarburo, informes presentados por la empresa y análisis de tendencias de ciertos parámetros.

Además, se cumplirá con una serie de objetivos específicos como:

- Describir las generalidades y geología de la cuenca del Valle Medio de Magdalena.

¹ ONE PETRO: Lo Wang, Haotian Gala, Deepen P Sharma y Mukul M, El efecto del tipo de fluido y del flujo multifase en la producción de arena en pozos de petróleo y gas, 2019.

- Describir las causas y efectos de la producción de arena en el Campo La Cira Infantas y las técnicas de limpieza utilizadas en la Cira Infantas.
- Identificar los parámetros críticos determinantes en la producción de arena para la generación de la matriz a selección.
- Generar una matriz de toma de decisiones que optimice la limpieza de arena.
- Implementar la matriz diseñada en 5 pozos productores para la selección del método de limpieza de arenas.
- Evaluar la viabilidad económica del método de limpieza de arena seleccionado con la matriz, comparándolo con lo actualmente utilizado con el campo.

En relación a los objetivos específicos, estos se irán desarrollando como se tenían planteados en el anteproyecto. En el capítulo de la introducción estará plasmado el primer objetivo específico, el cual está direccionado a describir las generalidades y la geología de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Luego el objetivo específico 2, que corresponde a describir las causas y efectos de la producción de arena en el Campo La Cira Infantas, el cual se explicará dentro del marco teórico por otro lado al analizar los métodos de limpieza de arenas utilizados en la empresa Occidental de Colombia, se mencionan dentro del capítulo del marco teórico y se profundizará en los resultados. Los objetivos específicos 3 y 4 que corresponden a Identificar los parámetros críticos determinantes en la producción de arena para la generación de la matriz a selección y generar una matriz de toma de decisiones que optimice la limpieza de arena, se explicarán en la metodología y datos y se desarrollará en el capítulo de resultados, el cual se hará a partir del análisis que se realice a la base de datos creada con la información suministrada por la empresa Occidental de Colombia. En la sección de resultados se evidenciará y se desarrollará el objetivo específico 5 del proyecto el cual es implementar la matriz diseñada en 5 pozos productores para la selección del método de limpieza de arena. Y por último y para finalizar el proyecto de grado el objetivo específico 6 se menciona en la sección de metodología y se desarrolla en el capítulo de resultados.

Se programará una herramienta computacional para saber que método es el adecuado. Primero se analizará si se ha hecho ya algún tipo de trabajo de limpieza antes y ver los resultados que tuvo, así mismo se sabrá a ciencia cierta cuáles fueron las variables que no se tomaron en cuenta, luego se utilizarán los datos actuales posteriormente la matriz creada proporcionará el método actual y más eficiente de acuerdo al pozo estudiado.

Por lo anterior, la matriz estará encargada de validar cual es el método que mejor se adapta al proceso de limpieza de arenas, donde el método seleccionado por la herramienta presenta mayor eficiencia en comparación con los usados

anteriormente y así disminuir el tiempo de intervenciones a pozo, con esto aumentando la vida útil de los equipos de pozo cómo también los de superficie.

Para saber si el método de limpieza de arena escogido por la herramienta computacional es eficiente, en este proyecto se analizará si el tiempo de limpieza del método seleccionado por la matriz es menor al que se ha venido usando en el Campo, y con esto disminuir los problemas relacionados con arenas. Posterior a esto se hará uso de indicadores económicos como el VPN (Valor Presente Neto) y el CAUE (Costo acumulado uniforme equivalente) comparando el escenario actual y el propuesto, para así determinar la viabilidad del proyecto. Por último, se presentará una serie de consejos y recomendaciones para la implementación del método correcto y así evitar pérdidas económicas a futuro.

El campo La Cira Infantas se encuentra ubicado la cuenca Colombiana del Valle Medio del Magdalena, en la parte central de la antigua concesión de los mares se encuentra a 25 km al Sur Este de la ciudad de Barrancabermeja y a 250 km al Noroeste de la ciudad de Bogotá D.C. Hablando un poco más desde el enfoque estratigráfico la cuenca del Valle Medio del Magdalena está constituida por sedimentos depositados desde el periodo jurásico hasta el cuaternario.²

Las formaciones geológicas que conforman está cuenca son formación Girón, formación los Santos, formación Tambor, formación Rosablanca, formación Paja, formación Tablazo, formación Simití, formación la Luna, formación la Paz, formación la Mugrosa, formación Colorado, formación la Cira y formación Real.

Para la cuenca de Valle Medio del Magdalena, las formaciones que proceden como roca sello son las formaciones Tablazo y La Luna. “En el Campo La Cira Infantas, la roca sello es de tipo intraformacional y corresponde a los niveles lutíticos que supra e infrayace los niveles arenosos productores. La roca sello varía según las zonas del Campo: lodolitas masivas (Zona A), arcillas de varios colores (Zona B), lodolitas con ambiente de depositación en llanuras fluviales (Zona C) y lutitas grises claro y verdosas (Zona D).”³

La formación productora, es la formación Mugrosa fue depositada en la época del Eoceno en la era Cenozoica, es decir, en formaciones someras entre 2.500 y 4.500 pies. Estos sedimentos tienen poco material natural cementante, lo que repercute en la consolidación de la roca que es en promedio de 950psi UCS, tiene un gradiente de fractura de 0,85psi/ft, causando el desmoronamiento de la misma debido a la poca cohesión existente entre sus granos, evidenciando ser una

² Colombian sedimentary basins nomenclature boundaries and petroleum geology a new proposal pag 79

³Luis Alejandro Moros Morice, Juan Nicolás Serrano Guevara, Evaluación técnico financiera de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología powerwave para la estimulación en pozos inyectores del campo la Cira Infantas, 2016. P 34

formación friable, propensa a la producción de arena, lo cual puede generar daños en los equipos de subsuelo y de superficie.⁴

En la actualidad, el Campo cuenta con un área de aproximadamente 39.537 Acres, 4.181 pozos, 3.365 productores y 816 inyectores, “reinyectando el 100% del agua de producción, con cero vertimientos”.⁵ Según la información brindada por la Empresa Occidental de Colombia, los métodos de levantamiento artificial más comunes son el Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas con 713 y 145 pozos respectivamente, con una producción de petróleo de 5.000BPD y una producción elevada de arena entre 750-1000ppm.

⁴ Ana María Armenta Ospina y Manuel Esteban Niño Acosta, Evaluación técnico financiera del empaquetamiento revestido Con grava para el control de arena del pozo t1 del campo la Cira Infanta, 2018. P 42

⁵ECOPETROL. El campo La Cira Infantas logró una producción de 40 mil barriles por día. [En línea]. [Consultado el 27 de agosto de 2019]. Disponible en: <<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/campo-la-cira-infantas-produce-40-mil-barriles>>

1. MARCO TEÓRICO

Este capítulo tiene como principal objetivo explicar cada uno de los conceptos necesarios para entender el presente proyecto. Recopilando información de la producción de arena, sus causas, que consecuencias trae para la industria, entre otros conceptos que se relacionan, así mismo se realizará una breve descripción de los métodos de limpieza utilizados.

1.1 PRODUCCIÓN DE ARENA

Producción, es el paso siguiente después de perforar y haber completado el pozo, es la fase del proyecto que consiste en explotar y extraer el hidrocarburo líquido y gaseoso desde el yacimiento hasta nuestro pozo y de allí hasta superficie mediante las tuberías de producción, para posteriormente tratar, separar, almacenar para su respectivo propósito.⁶

Hay 3 factores muy importantes a la hora de empezar el proceso de producción los cuales son, primero comprobar la existencia de hidrocarburo en la región a trabajar y eso es gracias a las investigaciones geológicas y geofísicas además de la perforación de pozos exploratorios, segundo determinar el área del yacimiento a través de pozos de avanzada lo cuales tienen como utilidad definir los límites geográficos del yacimiento y por último calcular el valor comercial del volumen de hidrocarburo recuperable para determinar si es viable o no el proyecto.⁷

Uno de los problemas más antiguos que se ha generado en la industria petrolera es la migración de arena, la cual es arrastrada por el fluido, que se filtra por perforaciones del revestimiento, desde la formación al interior del pozo, causando indefinidos problemas en el momento de la extracción de hidrocarburos, es por esto que la industria se vio obligada a realizar estudios rigurosos para su respectiva selección, teniendo en cuenta las condiciones de operación, las características geológicas de la formación y sus respectivas consideraciones económicas, es decir que cada uno de los pozos a analizar tienen diferentes condiciones, lo que hace tan difícil su selección. Si se planifican e implementan con precaución estas técnicas, ayudará a controlar la producción de arena, a reducir el costo y el riesgo global, mejorando la productividad del pozo y a incrementar la recuperación de hidrocarburos.

Se debe tener en cuenta que limpiar no es lo mismo que controlar y no todos los campos poseen de estos sistemas, debido a la afectación en índices de productividad y a los costos.

⁶ PDVSA, Producción, Caracas, Ediciones del fondo Editorial de educación y desarrollo, 2013, p4

⁷ PDVSA, Producción, Caracas, Ediciones del fondo Editorial de educación y desarrollo, 2013, p4

1.2 LIMPIEZA DE ARENA

La limpieza de arena en los pozos se ha vuelto una de las tareas más importantes para la industria, debido a que de esto depende la efectividad de producción de petróleo. Es por esto que existen una cantidad elevada de métodos de limpieza, pero en este proyecto solo se enfocará en los que la empresa Occidental de Colombia implementa en el Campo la Cira Infantas.

La mayoría de procedimientos utilizan circulación para extraer los sólidos, una de las técnicas es la directa, esta se encarga de suplir fluidos mediante la tubería y un flujo de retorno a través del espacio anular del mismo hacia superficie; y la otra técnica es de forma inversa, es aquí donde se produce una inyección de fluido que pasa a través del anular del pozo, donde la arena llega a superficie por la tubería.

1.3 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Según Mamdouh M. Salamanca⁸ La producción de arena puede ser inevitable en muchos campos que tienen una fuerza de formación relativamente menor. La erosión de la arena, las predicciones de sedimentación y el monitoreo de arena son elementos importantes de cualquier estrategia de gestión de la producción de arena.

La producción de arena está asociada con las formaciones “jóvenes” es decir que tienen poca cementación natural, lo que conlleva a que sus granos se encuentren poco consolidados. Según esto cuando la presión del pozo (P_{wf}) es más baja que la presión del yacimiento (P_y), se genera una fuerza de arrastre sobre las arenas presentes en la formación dando como fin la producción de fluidos junto con sólidos, generando con ello daños en los equipos tanto de fondo como de superficie.

1.3.1 Fallas Producidas a escala de grano. Son problemas causados durante el proceso de explotación de hidrocarburos, pueden provocar problemas de estabilidad del pozo, colapso de tuberías de revestimientos, reducción de la producción y en casos extremos la pérdida del pozo. Los granos de arenas son movilizados por las caídas de cambios de presión, velocidades y viscosidades de los fluidos.⁹

1.3.2 Grado de compactación. La compactación de la formación es un proceso geológico, en donde los sedimentos más antiguos estarán más compactos a

⁸ Salama, M. M. (1998, January 1). Sand Production Management. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/8900-MS

⁹ schlumberger oilfield review “métodos prácticos del manejo de la producción de arenas.” 2004

comparación de los relativamente jóvenes, la migración de arena se da generalmente en las formaciones menos longevas y no tan profundas. Al ser someras y tener poca compactación causará que la arena productora desmorone poco sus partículas hasta lograr una acumulación tan grande que pueda obturar la producción en cualquier parte de la línea de flujo.¹⁰

Figura 1. Tipos de roca según su resistencia mecánica.

Tipo de roca	UCS psi
Inconsolidada	<100
Poco consolidada	<500
Friable	>500
Consolidada	>2.500

Fuente: RODRIGUEZ, Edwin. "Sand Control Training Course" Universidad Industrial de Santander, 2008

1.3.3 Flujo de Fluidos. Este es el mayor esfuerzo que tiende a causar la producción de arenas, es el resultado del flujo de los fluidos el cual es proporcional a la caída de presión entre el pozo (P_{wf}) y el Yacimiento (P_y). La fuerza de arrastre impartida por el flujo está relacionada por el producto de velocidades de fluidos y su viscosidad.¹¹

1.3.4 Factores Geológicos y Geográficos. La producción de arena se ha presentado en casi todos los pozos productores de aceite y gas. Esto se genera comúnmente en areniscas de edad terciaria debido a que estos yacimientos son geológicamente jóvenes y por lo general se encuentran en profundidades someras.¹²

1.3.5 Efectos Térmicos. Este efecto puede provocar la destrucción de los cuerpos intergranulares (consolidación de la formación) e influenciar en la producción de arenas. Los efectos de altas temperaturas asociados con la inyección de vapor en proyectos de recuperación de crudos pesados han demostrado que muchos pozos experimentan una alta producción de arenas.

1.3.6 Flujo Multifásico. El flujo Multifásico en tuberías se define como el movimiento de las partículas de gas libre y líquido en las tuberías. El gas y el

¹⁰ H.L. Mckinzie, "Causes and effects of sand production" en Sand Control, Versión 6, Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U.: Petroskills, 2014, pp.3-7

¹¹ Morita, N., Whitfill, DL, Fedde, OP y Levik, TH (1989, 1 de febrero). Estudio paramétrico de la predicción de la producción de arena. P. 87

¹² I. VardoulakisM. StavropoulouP. Papanastasiou , "Hydro-mechanical aspects of the sand production problem " Transport in Porous Media February 1996. P 34.

líquido pueden existir como una mezcla homogénea, o el líquido puede estar con partículas de gas disueltas en él u otras combinaciones de patrones de flujo pueden estar presentes. El gas puede estar fluyendo con dos líquidos (aceite y agua) y existir la posibilidad de que los dos líquidos puedan estar en un tipo de emulsión.

1.3.7 Viscosidad del fluido. Los fluidos pesados y de alta viscosidad que se encuentran en el yacimiento pueden generar una alta fuerza de arrastre que por fricción vaya causando la producción de arena sin importar la velocidad con la que se está moviendo el fluido.¹³

1.3.8 Capacidad de erosión de la arena. Este se puede dar por varios factores incluyendo el volumen de arena producido, la velocidad con la que viaja las partículas de arenas y el ángulo de impacto¹⁴ la erosión causada por la producción de arena daña los tubulares de fondo de pozo, los equipos submarinos, las líneas de conducción y otras instalaciones. Lo que causará una falla catastrófica del pozo, daños al personal y también al medio ambiente.¹⁵

1.4 EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Saber por qué los yacimientos producen arena constituye el primer paso crucial hacia la limpieza de arenas puesto que con esta base se puede identificar el problema principal pero también es necesario saber cuáles son Los efectos.

Varios problemas operacionales se pueden generar si un pozo sufre de la producción de arenas, los cuales son sumamente costosos, pero el grado de la severidad del problema puede variar, las consecuencias más severas están relacionadas con la erosión de los equipos de superficie, daño a las TR y pérdida de Presión.

1.4.1 Equipos de Superficie. Si la entrada de la arena es llevada a altas velocidades puede tener la suficiente fuerza para erosionar los equipos de superficie como válvulas, separadores y línea de Producción, por lo cual se necesita contante mantenimiento e inclusive remplazo.¹⁶ Este tipo de problemas no solo ocurren en regiones de producción de arenas también pueden existir en operaciones offshore.

¹³ H.L. Mckinzie, "Causes and effects of sand production" en Sand Control, Versión 6, Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U.: Petroskills, 2014, pp.3-7

¹⁴ Selfridge, F., Munday, M., Kvernfold, O., & Gordon, B. (2003, January 1). Safely Improving Production Performance through Improved Sand Management. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/83979-MS

¹⁵ . VardoulakisM. StavropoulouP. Papanastasiou , "Hydro-mechanical aspects of the sand production problem " Transport in Porous Media February 1996

¹⁶ - schlumberger oilfield review "métodos prácticos del manejo de la producción de arenas." 2004

1.4.2 Daños a tuberías. Las fallas en los revestidores pueden acompañar la producción de arenas⁷ de formación en el intervalo productor, significando la pérdida del pozo. Al igual que nos puede ocasionar otro problema grave como lo son dobleces o torceduras en los Casing.

1.4.3 Acumulación de arenas. Las acumulaciones de arena pueden obturar la producción en cualquier parte de la línea de flujo, reduciendo los ingresos asociados con la producción y costando significativas cantidades de tiempo y dinero en lo que representa la limpieza.¹⁷

1.4.4 Pérdida de Producción. La productividad se pierde cuando se forman puentes de arenas en la TP. Esta condición de arenamiento ocurre cuando la velocidad del fluido es insuficiente para suspender completamente la arena producida y fluirá a través del pozo.¹⁸

1.4.5 Falla catastrófica del pozo. Cuando la producción de arena es abundante y continuamente genera huecos en las líneas de flujo los cuales van creando canales afectando la permeabilidad de nuestra formación y por ende la producción del pozo. Estas Cavidades aumentarán a medida que se vaya produciendo más arena y dará como resultado el colapso de la formación o pozo.¹⁹

1.4.6 Control de Arena. El control de arena se entiende como un método que minimiza al máximo la producción de arena en un pozo productor de hidrocarburo.

1.4.7 Mecanismo de Limpieza de Arena. Un factor muy importante es identificar las necesidades del pozo sus características del mismo, para así definir el método de limpieza de arena óptimo y acorde a las necesidades requeridas, hay muchos factores los cuales limitan el tipo de trabajo de control que se utilizará tales como:

- Económico.
- Historial del Pozo.
- Grado de dificultad de aplicación del tratamiento.
- Duración del servicio.

¹⁷ - schlumberger oilfield review "métodos prácticos del manejo de la producción de arenas." 2004

¹⁸ - schlumberger oilfield review "métodos prácticos del manejo de la producción de arenas." 2004

¹⁹ - schlumberger oilfield review "métodos prácticos del manejo de la producción de arenas." 2004

1.5 CONTROL DE ARENA

El control de arena se entiende como un método que minimiza al máximo la producción de arena en un pozo productor de hidrocarburo, el flujo de arena con aceite y gas de los yacimientos ha sido desde hace mucho tiempo uno de los principales problemas en la industria de los hidrocarburos. Sin embargo, uno de los principales puntos al momento de tomar alguna decisión, es tener en cuenta la forma en la que el pozo es terminado, lo que puede incrementar o disminuir la producción de arena.

En la Cira debido a la economía marginal que maneja (bajos niveles de producción) no es rentable la instalación de sistemas de control de arena por ende todos los pozos son perforados y completados con Casing y cañoneo de manera convencional sin ningún tipo de control de arena.

1.6 MÉTODOS DE LIMPIEZA

A pesar de que el tema de arenamiento sea común en la industria, este no ha sido estudiado con exactitud, lo que conlleva a que la selección de los métodos sea arbitraria, generando que la mayoría de los casos sea errónea, aumentando significativamente los costos de operación. Por esto se realizará una investigación exhaustiva de cada uno de los métodos utilizados por la empresa Occidental de Colombia y de esta forma determinar cuál es el que mejor se asemeja a cada una de las características de los pozos a analizar. Los principales métodos son:

1.6.1 Bomba Desarenadora A y B. Por temas de confidencialidad reflejados en el **Anexo A**, no es posible entrar a detalle del funcionamiento específico de cada una de las Bombas, debido a esto se encontrará información a nivel general de este método de limpieza implementado en la Empresa Occidental.

En primer lugar, se utiliza un equipo de reacondicionamiento a pozos, luego es turno de la Bomba Desarenadora, esta está ubicada en el fondo de la tubería, es aquí donde se encuentra acumulada la arena en las recamaras de la Bomba, después de esto se retira toda la tubería y se liberan los sólidos recuperados; para este proceso se debe tener en cuenta que el diámetro de la tubería está sujeto al diámetro real de la tubería de revestimiento. Normalmente se bajan de 10 a 12 tubos, esto depende del diámetro que tenga la Bomba.²⁰

El proceso de limpieza de arena por Bomba Desarenadora se usa en pozos productores a los cuales no se les quiere realizar proceso de limpieza mediante

²⁰ MAYORGA LEON, QUEVEDO MAYORGA, LIMPIEZA DE ARENA EN POZOS PETROLEROS, 2009. P 24

inyección de fluido porque el pozo tiene arenas productoras las cuales se pueden ver afectadas por el fluido, el cual se puede derivar en un daño de formación más adelante.²¹

Una de las ventajas de limpiar por medio de una Bomba Desarenadora es que la arena a limpiar no vuelve a introducir a la formación, tampoco la unidad estratigráfica se ve afectada por la acción de la presión y la velocidad con la cual se bombea el líquido.

1.6.1.1 Desarrollo de la actividad. Lo primero es elegir el diámetro con el cual trabajará la Bomba. Según la tubería de revestimiento del pozo es de gran importancia saber las especificaciones del Casing, tipo de Bomba o referencia de la Bomba y tubos de recamar.

Según lo analizado del trabajo de grado llamado LIMPIEZA DE ARENA EN POZOS PETROLEROS de los estudiantes HENRY GEOVANY MAYORGA LEON ANDRES QUEVEDO MAYORGA el procedimiento de limpieza es el siguiente para la Bomba Desarenadora A.²²

- Conectar la corona cheque con el primer tubo de la recámara.
- Bajar la corona de cheque y el número requerido de tubos de recamara, según el procedimiento.
- Conectar el Niple al barril y levantar todo y conectarlo con el último tubo de la recamara. Bajar la sarta con el barril, que quede sobre las cuñas.
- Conectar los pistones con el Niple calado y la Kelly.
- Introducir el conjunto de herramientas Kelly - Niple - Pistones, dentro del barril.
- Bajar la sarta de trabajo hasta el tope de sucio.
- Manejar entre 1500lbs y 2000lbs de peso máximo, debido a que no se debe sobrepasar el peso total de los tubos de la recamara y así evitar que el barril trabaje bajo presión.
- Avanzar 5ft máximo y levantar 5- 8 ft.
- Repetir el procedimiento hasta llenar la capacidad de los tubos de la recamara.
- A medida que se va avanzando se deberá meter los tubos que sean necesarios, hasta que la Bomba no avance más.
- Recuperación de la Bomba y disposición de la arena recuperada junto a la tubería de trabajo.
- Sacar la Kelly, el Niple y los pistones, en el sentido inverso en que se conectó.
- Desconectar el barril con el Niple para su posterior mantenimiento.

²¹ MAYORGA LEON, QUEVEDO MAYORGA, LIMPIEZA DE ARENA EN POZOS PETROLEROS, 2009. P 24

²² MAYORGA LEON, QUEVEDO MAYORGA, LIMPIEZA DE ARENA EN POZOS PETROLEROS, 2009. P 24

- Descargar la arena que se depositó en cada tubo.

1.6.2 Circulación con Píldoras. Este método está principalmente destinado a la limpieza de materiales arenosos depositados en las paredes del Casing. Consiste en enviar un líquido que ayude a lavar, raspar y remover las partículas de arena depositadas en las paredes del Casing y llevarlas hasta superficie, en general el fluido inyectado es agua salada o aceite. Se adiciona una cantidad de píldoras que tienen con finalidad aumentar la viscosidad del líquido usado y a su vez acrecentar la eficiencia de la técnica de limpieza.²³

1.6.2.1 Desarrollo de la actividad. Basados en el trabajo de grado con nombre LIMPIEZA DE ARENA EN POZOS PETROLEROS de los estudiantes HENRY GEOVANY MAYORGA LEÓN ANDRÉS QUEVEDO MAYORGA, lo primero que se debe hacer es un acondicionamiento de las herramientas y accesorios que se usarán en el proceso de limpieza. Consiste en la instalación de cuñas de acuerdo al diámetro de la tubería que se usará para bombear el líquido. Por lo general son diámetro de una pulgada o pulgada y media.

Luego pasa a la parte de armado y bajada de la sarta de lavado, consiste en conectar una botella de reducción en un extremo este con la idea de sujetar la tubería de cola junto con el elevador de la tubería de trabajo.²⁴

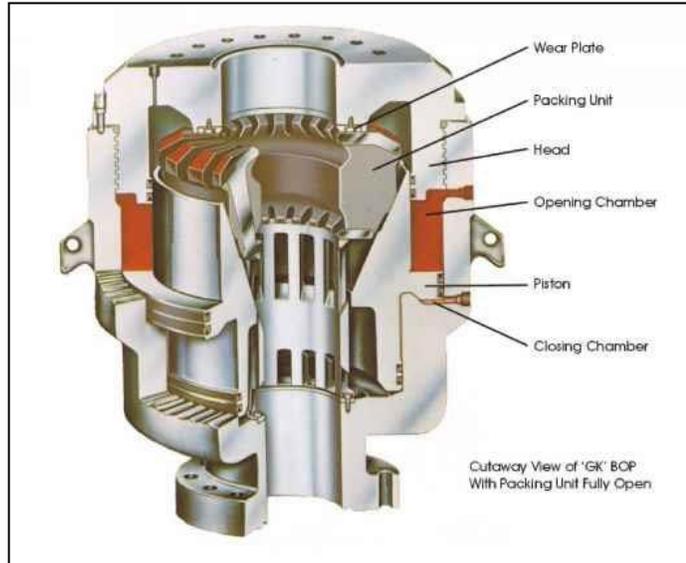
Desconectar la reducción del diámetro del primer tubo de cola e instalarla en el siguiente, repetir el procedimiento hasta que se baje el número de tubos, según el análisis de restricciones que tiene el pozo hasta el fondo del último tubo de cola que se baje con la botella. El diámetro con que se está trabajando es el encargado de hacer el acople con la tubería de trabajo, sujetar el primer tubo de la tubería con el elevador, izarlo y colocarlo en posición para hacer acople con tubería de cola a través de la reducción apretar el primer tubo de tubería de trabajo con la botella de reducción. Se debe tener en cuanto que al trabajar con tubería de cola de diámetro 1in o 1¼ in no se debe apretar con llave hidráulica sino manualmente.

Posteriormente se debe bajar la sarta hasta el tope de sucio y colocar una marca de referencia. Sacar el último tubo de la sarta de tubería una vez ya haya tocado fondo, instalar el Hydrill (**Figura 2**) con sus respectivo caucho y tuerca. Por último, armar el conjunto de Swivel-Tubo Kelly y sujetarlo con el elevador, izarlo y conectarlo con la sarta de lavado, conectar la manguera en la descarga de la Bomba Triplex.

²³ MAYORGA LEON, QUEVEDO MAYORGA, LIMPIEZA DE ARENA EN POZOS PETROLEROS, 2009. P 24

²⁴ MAYORGA LEON, QUEVEDO MAYORGA, LIMPIEZA DE ARENA EN POZOS PETROLEROS, 2009. P 24

Figura 2. Preventora anular, hydrill.



Fuente: HYDRIL, Hydrill operator's manual annular blowout preventer, 1998

Ya finalizado el proceso de instalación de las herramientas para el proceso de limpieza por circulación, se prosigue a instalar la manguera de retorno. Se conecta del anular al tanque de suministro de fluido, donde se reciben los fluidos con sólidos que llegan producto de la limpieza al pozo. Lo primero es activar y poner a funcionar la Bomba Triplex, comenzar a bombear en directo con la misma, hasta presentar un retorno de fluido por el anular al tanque de recepción de residuos, se recomienda la presencia de un operario para poder llevar registro.

Comenzar a lavar bombeando en directo y bajando suavemente la sarta, esto no debe pasar de 2000 lb de peso, si el espesor de arena a limpiar es muy compacto, se recomienda trabajar con presiones de alrededor de 500psi a 700psi.²⁵

²⁵ I MAYORGA LEON, QUEVEDO MAYORGA, LIMPIEZA DE ARENA EN POZOS PETROLEROS, 2009. P 26

Figura 3. Bomba Triplex.



Fuente: SCHLUMBERGER. Jet Módulo 2 Bombas Triplex. p.13

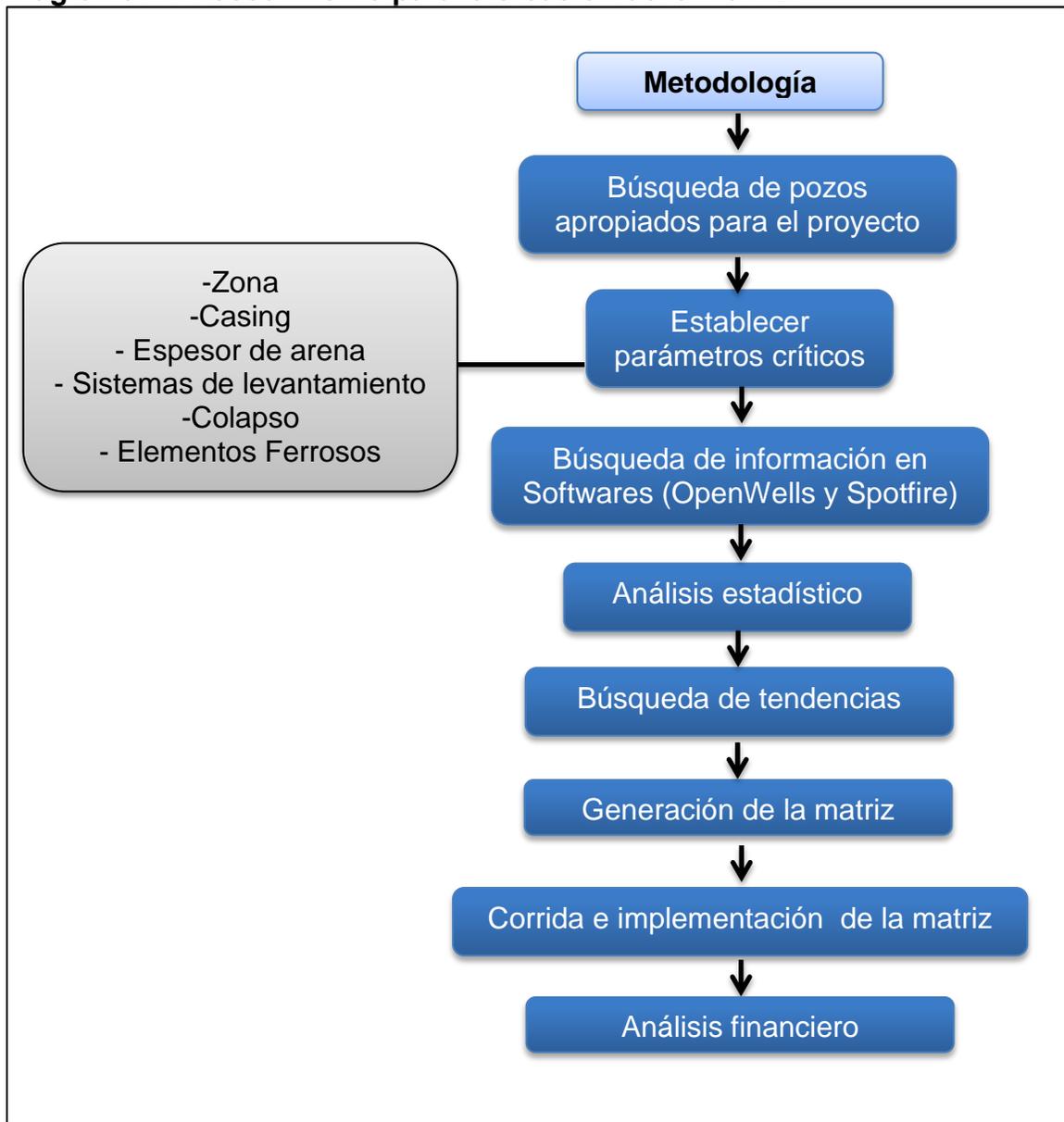
Circular durante un tiempo requerido, para que el sucio salga a superficie en este momento detener la circulación, asegurar la tubería con las cuñas, desconectar el tubo Kelly, sujetar el tubo de trabajo con el elevador, izarlo, conectarlo con el último tubo de la sarta y bajarlo. Instalar nuevamente el tubo Kelly y bajar el suelo por debajo del caucho de Hydrill, poner nuevamente en funcionamiento la Bomba y repetir la operación de lavado hasta llegar al fondo de pozo en ese momento dejar circular por dos horas y detener la Bomba, por último, se prosigue a sacar la sarta de lavado y desinstalar todas las líneas.

1.6.3 Circulación con Magnetos. Durante la vida productiva de un pozo se genera un desgaste en los revestimientos debido a procesos de Workover o etapas de completamiento, lo cual aumenta la precipitación de elementos ferrosos y no ferrosos, esto se logra identificar mediante análisis de laboratorio, donde su extracción no se da de forma sencilla, para ello se utiliza la circulación por magnetos, esta herramienta está diseñada para limpieza de pozos, ayuda a la recolección de materiales ferrosos y no ferrosos, debido a que cuenta con unos raspadores compuestos de imanes que se han cargado magnéticamente, debido a la rotación de la tubería, los cuales cubren todo diámetro del pozo, ayudando a limpiar las paredes y a su vez mediante la circulación de un líquido viscoso se recolecta en superficie las partículas de arenas que se acumulan en fondo.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

El proyecto se fundamentó en la búsqueda de datos e información, estos se encontraban en los softwares: de Openwells y Spotfire. Luego fue organizados los datos en Excel para así llegar a un análisis probabilístico, todo esto con el fin de poder identificar una serie de parámetros críticos tales como Casing, Zona del Campo, presencia de elementos ferrosos y no ferrosos, presencia de colapso y el espesor de arena. En el **Diagrama 1**. se podrá evidenciar el paso a paso que se realizó para la culminación de este trabajo de grado.

Diagrama 1. Procedimiento para la creación de la matriz.



Fuente: elaboración propia.

2.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS CAUSAS Y EFECTOS DE PRODUCCIÓN DE ARENA EN LA CIRA INFANTAS Y TÉCNICAS DE LIMPIEZA EMPLEADAS EN EL CAMPO

Esta sección tiene como propósito el de explicar al detalle cómo fue para el grupo de estudiantes el proceso de identificación tanto de las causas, como los efectos de producción de arena en el campo la Cira Infantas y cuáles son las técnicas utilizadas por la empresa Occidental de Colombia actualmente. Lo primero que hay que entender es:

2.1.1 Zona del Campo. El Campo cuenta con un área de aproximadamente 39.537 Acres, Este campo se encuentra dividido en 6 zonas en total: Cira Norte, Cira Este, Cira Sur, Infa Central, Infa Sur e Infa Norte. Sus formaciones no son consolidadas debido al gran volumen extraído de fluidos desde, esto hace que la presión inicial del yacimiento se haya disminuido considerablemente. Actualmente el campo está siendo barrido por inyección de agua para darle energía. La presión de inyección en cabeza es 1800 - 2000 psi, lo cual genera más inestabilidad en la roca por el barrido de esta, debido a que aumenta la producción también de arena, por lo cual la roca pierde cada vez más y más material sólido y la hace menos consolidada. Por eso hay tanto problema de arenamiento en los Pozos.

Se decidió tomar la Zona como un parámetro crítico, debido a que se presenta diferentes resultados de espesor de arena a tratar en cada uno de ellos, esto quiere decir que cada zona del campo se comporta independiente de la otra.

2.1.2 Análisis métodos de limpieza. Como se mencionó anteriormente, cada método de limpieza tiene una eficiencia y un rendimiento, el cual varía de acuerdo a la zona del campo, el espesor de arena que se requiere remover, el Casing del pozo. Por ellos es de gran importancia analizar cada uno de los métodos usados actualmente en el campo la Cira Infantas, los cuales se encontraron: Bomba Desarenadora A, Bomba Desarenadora B, Circulación con Píldoras y por último Circulación con Magnetos.

Estos análisis consisten entender como es el proceso de limpieza, los tiempos de limpieza total y limpieza efectiva, el rendimiento y la eficiencia que tiene cada método dependiendo la zona del Campo.

2.1.3 Causas y efectos de producción de arenas. Para culminar este objetivo específico fue indispensable realizar una ardua investigación de Pappers, artículos, libros geológicos y trabajos de grado enfocados en el tema de limpieza de arenas, por otro lado, se realizaron visitas a campo con el fin de indagar los diferentes puntos de vista del tema, lo cual generó una mejor conceptualización para la culminación del objetivo general del presente trabajo de grado.

2.2 IDENTIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS CRÍTICOS

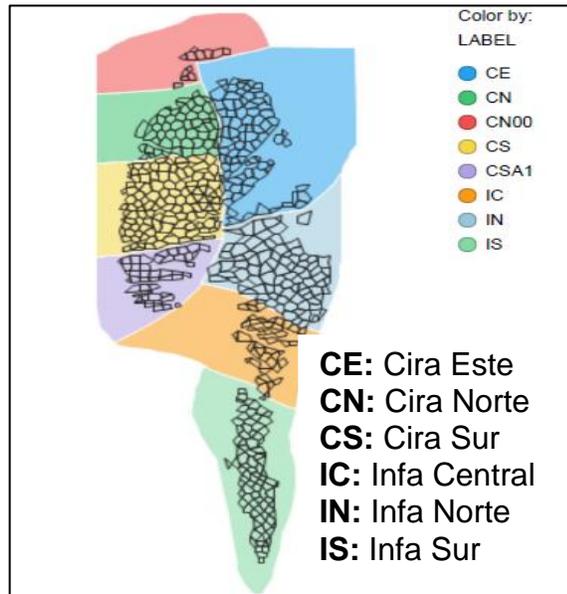
Este capítulo tendrá como principal objetivo analizar cada uno de los parámetros que repercuten con el arenamiento, con el fin de determinar mediante análisis estadísticos cuáles de ellos son indispensables al momento de la construcción de la matriz, como es el caso: del Diámetro de Revestimiento (Casing), la Zona del Campo (Geográfica), el Espesor de arena (ft), el Tipo de Sistema de Levantamiento, la Tasa de Producción de líquido (BFD), el Rendimiento (ft/día – ft/año), la Eficiencia (ft), el Promedio de Duración efectiva limpieza (días), el Promedio de Duración limpieza (días), la Criticidad de Fallas por Arena y los Colapsos Existentes o Daño de Revestimiento.

2.2.1 Diámetro de Revestimiento (Casing). Es uno de los factores más importantes a analizar debido a que en la el Campo la Cira Infantas se utilizan dos tipos de Casing, uno de ellos es el de 5½ in el cual se utiliza en ocasiones que se necesite reducir los costos de operación, pero este tamaño puede llegar a ser contraproducente, puesto que entre más pequeño sea el diámetro del Casing, más pronto este tiende a llenarse de arena, es por esto que en la mayoría de los casos prefieren utilizar el diámetro de 7in.

Se debe tener en cuenta que esta variable se utiliza únicamente para determinar qué método será utilizado en cada pozo, debido a que esta es una variable fija, por lo que el Casing que se maneja depende del pozo a analizar.

2.2.2 Zona del Campo (Geográfica). Este parámetro consiste en definir cuáles son las zonas que presentan una mayor tasa de arenamiento de todo el Campo, esto se logra gracias a los análisis realizados a toda la data entregada por Occidental, lo que conlleva a determinar que método de limpieza tiene un mejor rendimiento por cada Zona del Campo la Cira Infantas.

Figura 4. Distribución del Campo la Cira Infantas.



Fuente: elaboración propia, con base en: Spotfire.

2.2.3 Espesor de Arena (ft). Antes de realizar la limpieza en cada pozo se debe determinar los ft de arena a limpiar, este parámetro es de suma importancia debido a que algunos métodos no funcionan con la misma eficiencia cuando los espesores son muy altos.

2.2.4 Tipo de Sistema de Levantamiento. En varias ocasiones la industria petrolera se enfoca en un beneficio a corto plazo, debido a que prefieren usar un tipo de sistema de levantamiento, el cual cumpla tanto con lo económico, como aquel que dé resultados buenos resultados en un corto tiempo, sin considerar el daño que puede causarle a la formación, lo que puede ocasionar espesores de arena más grandes a tratar, todo esto por no tomar con anterioridad un análisis adecuado de cada una de las características que comprende la formación.

2.2.5 Tasa de Producción de líquido (BFD). Consiste en medir y analizar la producción de fluido en un periodo de tiempo que se obtuvo después del instante que se da por finalizada la limpieza de arena, se compara con los valores tomados previamente a la limpieza. Se tiene como principal objetivo que la producción de los Pozos aumente después de realizar la limpieza de arena.

2.2.6 Rendimiento (ft/día – ft/año). Consiste en la relación que hay entre el espesor de arena y el tiempo que tardó en ser removida, con este parámetro se sacara un promedio matemático de cada uno de los métodos, el cual se analizará

y se comparará para así seleccionar el método para cada pozo que sea acorde a las necesidades.

2.2.7 Eficiencia (ft). La eficiencia se encarga de determinar que método de limpieza es el que limpia a totalidad la arena presente en el sistema, pero no le da relevancia a cuánto tiempo esta tarde en el proceso.

2.2.8 Promedio de Duración efectiva limpieza (días). Este Parámetro se encarga de determinar cuánto tiempo en total se tarda en limpiar el espesor de arena cada método de limpieza. Este parámetro será determinado mediante el promedio resultante de los 493 pozos, donde se analizará cuánto tarda cada método por cada zona, con esto se determinará que método se tarda menos en las mismas circunstancias.

2.2.9 Promedio de Duración limpieza (días). Este Parámetro se encarga de determinar cuánto tiempo se tarda cada uno de los métodos de limpieza en realizar en su totalidad todo el procedimiento, desde que se cierre el pozo hasta que se reactiven las operaciones de producción del mismo. Este parámetro será determinado mediante el promedio resultante de los 493 pozos, con esto se determinará que método se tarda menos en las mismas circunstancias.

2.2.10 Colapsos Existentes o Daño de Revestimiento. Se revisará si los pozos escogidos han tenido algún tipo de colapso en su historial, causando algún tipo de daño en su revestimiento, debido a que por estas fracturas se puede presentar alguna filtración de finos, los cuales pueden derivar de un arenamiento más grave, disminuyendo así la tasa de producción, la eficiencia y el rendimiento.

Al final se determinará una cantidad representativa de parámetros, donde se decidirá cuáles serían los más importantes a la hora de generación de la matriz, es decir cuáles serán las variables finales que se programarán en la hoja de cálculo.

2.3 GENERACIÓN DE LA MATRIZ

Como primera instancia se requiere el sistema operativo Openwells este software es usualmente utilizado por las compañías petroleras para el almacenamiento de datos, como esquemas de fondo, vida del pozo, procesos y operaciones que se llevan a cabo en Campo, además de un seguimiento operacional en tiempo real. Este programa se encargará de determinar los pozos a los que se le han realizado alguna intervención por problemas de arena, los tiempos y costos que requieren dicha operación.

Luego de tener claro los Pozos que van a ser parte de la Data, se llevó a cabo un análisis, donde se determinaron que parámetros son los que se tendrán en cuenta

a la hora de realizar la matriz, todo esto junto a los operarios de la empresa Occidental, como lo son:

- Zona
- Diámetro del Casing (in)
- Espesor de Arena (ft)
- Eficiencia (%)
- Rendimiento (ft/hr)
- Tiempo de limpieza efectiva (días)
- Presencia de Colapsos
- Presencia de Elementos ferrosos

En el momento de tener claro los parámetros requeridos para la ejecución de la matriz, se requiere de nuevo el apoyo de Openwells, debido a que en este Software se almacenan los datos operacionales requeridos, como lo es el Casing, el sistema de levantamiento artificial, etc. No obstante, fue necesario acudir a un nuevo programa, Spotfire, en vista de que no todos los parámetros requeridos se podían encontrar en Openwells, como lo es la producción de fluido antes y después de realizar la respectiva limpieza, al igual que el BSW en cada uno de los Pozos.

Para el desarrollo del objetivo final de este trabajado de grado se contará con la ayuda del programa informático llamado Excel, este estará encargado de organizar los datos necesarios, para así llegar a un análisis estadístico del mismo, con el fin de garantizar una selección adecuada del método de limpieza para cada pozo a analizar.

Para la base de datos se analizarán 493 pozos los cuales se encuentran distribuidos por toda el área que corresponde al Campo la Cira Infantas, para dicha selección Occidental de Colombia tuvo como principal objetivo tomar aquellos pozos que le generan mayor ganancia a la empresa, por ende, darles solución a estos garantiza un mayor impacto del proyecto y una ejecución en campo más rápida. Ya con los parámetros tabulados y organizados en la respectiva base de datos, se realizará un análisis estadístico de cada uno de los parámetros anteriormente mencionados se buscarán tendencias mediante un análisis estadístico, representado mediante gráficas las cuales ayudarán a analizar por completo cuales factores están ligados con el arenamiento de cada zona o pozo en particular. Posteriormente se realizará los rangos de los parámetros, teniendo como principal objetivo ayudar a la empresa Occidental de Colombia a tener cierto tipo de recomendaciones en el momento de realizar cualquier tipo de operación y así prevenir intervenciones innecesarias.

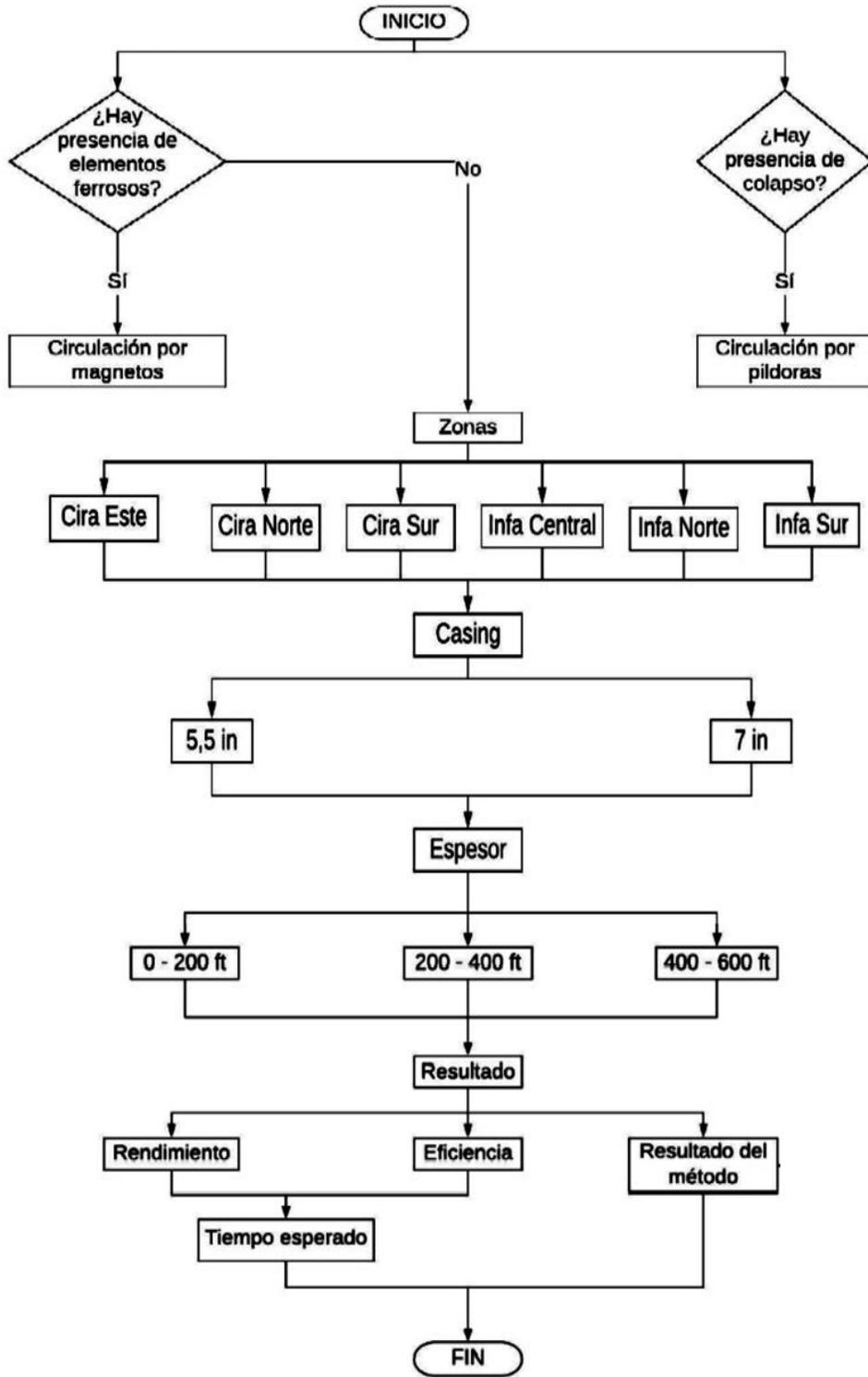
Sin embargo, los datos que se encontrarán digitalizados no serán suficientes para la tomar una decisión definitiva, debido a que no concluye u obtiene estadísticas que puedan aportar a las operaciones, es por esto que se requiere de nuevo la

ayuda Spotfire, el cual estará encargado de identificar las ineficiencias, riesgos, oportunidades de mejora y problemas a evitar, plasmándolo con indicadores económicos. Es con este programa que se determinará si la selección del método dio mejor resultado que la que ya estaba predeterminada anteriormente, donde se analizará el comportamiento de pozo seleccionado en cuanto a espesor tratado de arenas y el tiempo que esté mismo tardó en terminar el proceso, determinando si fue realmente una decisión óptima. Por último, se presentará una serie de consejos y recomendaciones para la implementación del método correcto y así evitar pérdidas económicas en el futuro.

2.3.1 Realización de la matriz de selección en VBA de Excel. El **Diagrama 2** tiene como principal objetivo demostrar la secuencia lógica que se incorporó al sistema operativo denominado: Excel y poder dar un mejor entendimiento al lector.

Para poder programar los resultados y recomendaciones de la herramienta computacional fue imprescindible una serie de análisis de cada una de las variables, como lo son: El tiempo de limpieza tanto total como efectiva, el número de BHA por cada uno de los métodos, la eficiencia y el rendimiento de limpieza en las distintas zonas del campo y los diámetros de Casing, el comportamiento de la tasa de producción antes y después a los trabajos de limpieza, además de reuniones con ingenieros expertos.

Diagrama 2. Procedimiento ejecución lógica herramienta computacional.



Fuente: elaboración propia con base en: Lucidhchart.

- Como primer paso se crea la tabla que contendrá los resultados que se quieren visualizar al ejecutar el programa. Como se observa en la **Figura 5**.

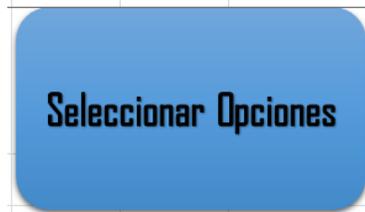
Figura 5. Cuadro de resultados de la matriz.

Tipo de Zona	Casing	Espesor	Rendimiento	Eficiencia	Tiempo Estimado de limpieza	Resultado
Comentarios						

Fuente: elaboración propia.

- Se crea el botón *Seleccionar Opciones* que contendrá todo el desarrollo del programa, tal y como se muestra en la **Figura 6**.

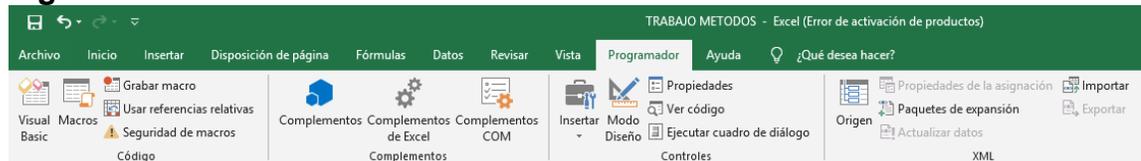
Figura 6. Botón para dar inicio a la matriz.



Fuente: elaboración propia.

Se da clic en *Archivo*, se selecciona *Opciones*, se da clic en *Personalizar cinta de opciones*, por último, se chequea la opción de *programador*. Esto permite que en la barra de herramientas aparezca una nueva opción que se llamará *programador*. Como se muestra en la **Figura 7**.

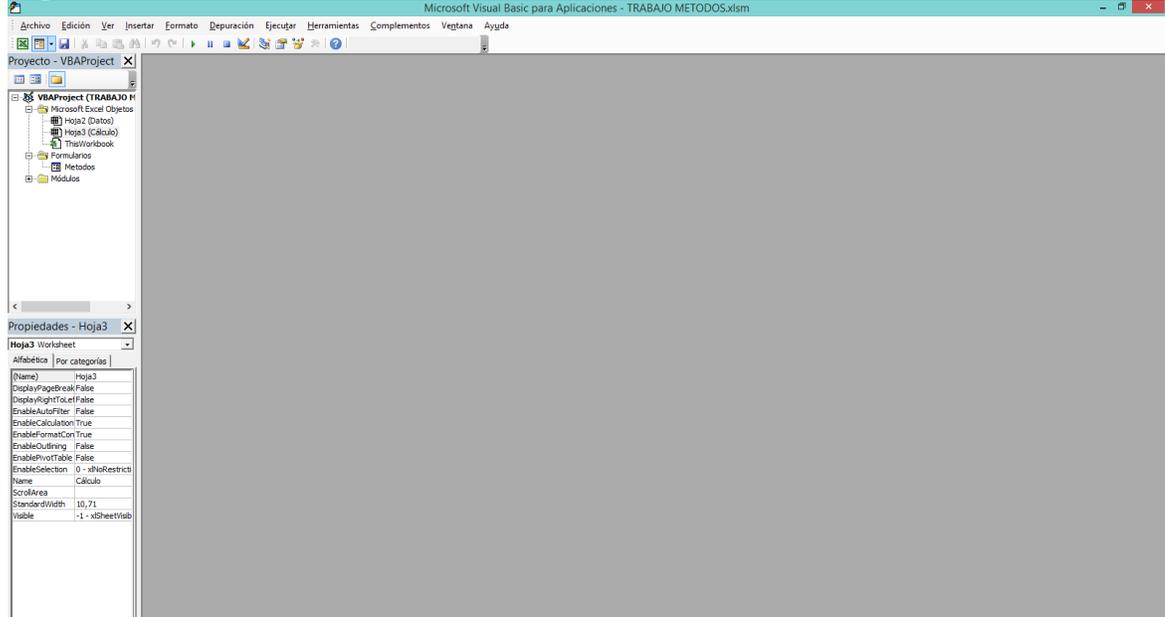
Figura 7. Cuadro de herramientas de Excel.



Fuente: elaboración propia.

- Se da clic en *Visual Basic* y aparecerá el entorno de VBA (Visual Basic Application) que es donde se escribirá el código del programa que se desea desarrollar, lo cual se puede evidenciar a continuación en la **Figura 8**.

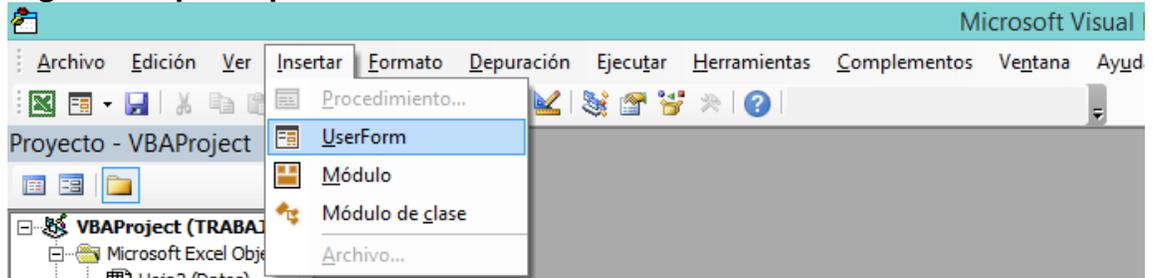
Figura 8. Visual Basic.



Fuente: elaboración propia.

- Se abre un formulario nuevo como se puede observar en la **Figura 9**, que es donde se pondrán las opciones que tendrá el programa al ejecutar en Excel, en el botón: *Seleccionar Opciones* (**Figura 5**).

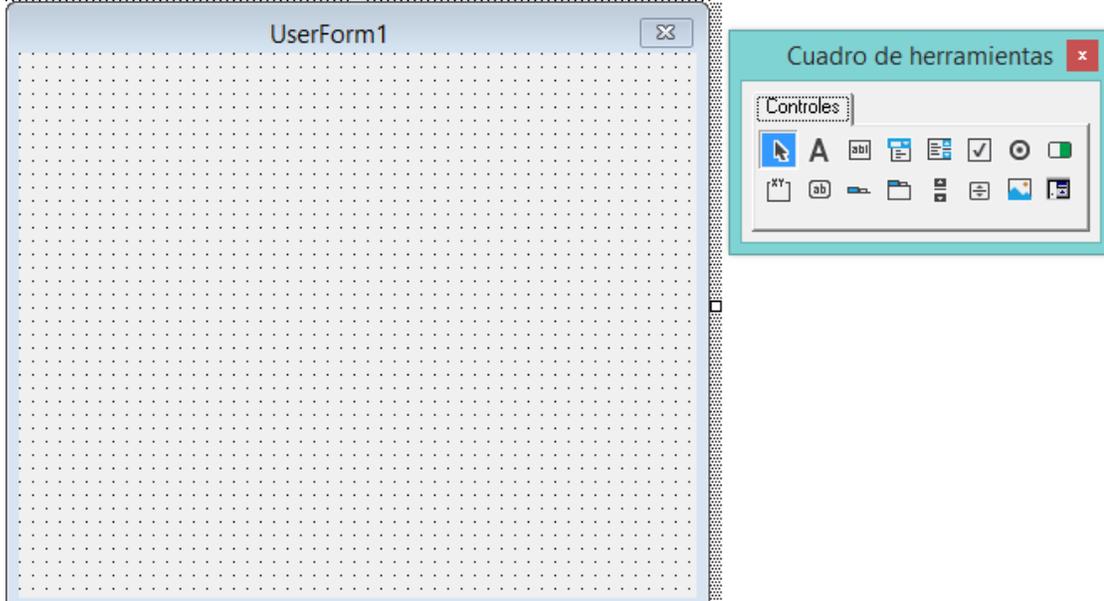
Figura 9. Opción para crear un nuevo formulario.



Fuente: elaboración propia.

- Este formulario aparecerá vacío con un cuadro de herramientas el cual permitirá agregar etiquetas, cuadros de texto, botones, cuadros combinados, entre otras tantas que permiten dar una interfaz al programa. Como se observa en la **Figura 10**.

Figura 10. Formulario vacío junto a cuadro de herramientas.



Fuente: elaboración propia.

- Se anexa lo necesario para la realización del programa, es decir, etiquetas, botones y cuadros combinados, teniendo como resultado la **Figura 11**.

Figura 11. Formulario final.

The image displays a window titled 'Selección de Datos' (Data Selection). It contains five dropdown menus, each with a label to its left: 'Zona' (with a slash '/' in the dropdown), 'Casing', 'Espesor', '¿Presencia de elementos ferrosos?', and '¿Presencia de colapso?'. Below these is a text input field labeled 'Espesor ft a limpiar' containing the number '0'. At the bottom of the window, there are three buttons: 'Restaurar Tabla' (Restore Table), 'Calcular' (Calculate), and 'Finalizar' (Finish).

Fuente: elaboración propia.

- Las opciones que contendrá los parámetros de Zona, Casing, Espesor, Presencia de elementos ferrosos, Presencia de Colapso son tomadas de la hoja de Excel llamada *Datos*. Estos son previamente escritos como se observa en la **Figura 12**.

Figura 12. Parámetros necesarios para la programación de la matriz.

	A	B	C	D	E	F	G
1							
2	Cira Norte	5,5 in	0-200 ft	Si			
3	Cira Este	7 in	200-400 ft	No			
4	Cira Sur		400-600 ft				
5	Infa Central						
6	Infa Norte						
7	Infa Sur						
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
28							
29							

Fuente: elaboración propia.

- Debido a que lo que se pretende es clasificar las respuestas del usuario mediante los botones principales, los cuales son: *Calcular*, *Restaurar Tabla* y *Finalizar*, y se requiere que estos tengan una acción al ser oprimidos, entonces cada uno de estos será los que se tendrán código para que ejecuten una acción al ser “clicados”. Teniendo en cuenta que el botón *Calcular* será el más importante debido a que es el que permitirá arrojar el resultado. Para escribir el código a cada botón, lo único que se debe hacer es dar doble clic en el formulario que se desarrolló anteriormente (**Figura 11**).
- Para el botón *Finalizar*, el código que tiene es el que se observa en la **Figura 13**.

Figura 13. Código utilizado para el botón finalizar.

```
Private Sub Btn_Finalizar_Click()  
End  
End Sub
```

Fuente: elaboración propia.

- El botón *Reiniciar Tabla* deberá borrar los datos de la tabla que se generen cuando el programa esté listo, por tanto, su respectivo código es el que se observa en la **Figura 14**.

Figura 14. Código utilizado para el botón reiniciar.

```
Private Sub Btn_Restaurar_Click()  
  
For i = 1 To 6  
Cells(5, 3 + i).Clear  
  
Next  
Cells(8, 4) = Empty  
Cells(11, 4) = Empty  
  
End Sub
```

Fuente: elaboración propia.

- Debido a que el botón *Calcular* permitirá al usuario clasificar sus respuestas y devolver un resultado, entonces su código de programación es por ende más largo y este se basará en ciclos IF, que son condicionales para catalogar las opciones del usuario y devolver un pertinente resultado. Por tanto, su código sería el que se muestra en la **Figura 15**.

Figura 15. Código utilizado para el botón calcular.

```
If (Btn_Opcion4.ListIndex = 0) Then

    Cells(5, 9) = "Circulación por Magnetos"

    For i = 1 To 5
    Cells(5, 3 + i).Select
    With Selection.Font
    .Name = "Agency FB"
    .Size = 12
    End With
    With Selection
    .HorizontalAlignment = xlCenter
    .VerticalAlignment = xlCenter
    End With
    Next

    Cells(5, 9).Select
    With Selection.Font
    .Name = "Agency FB"
    .Size = 12
    .Color = -16776961
    End With
    With Selection
    .HorizontalAlignment = xlCenter
    .VerticalAlignment = xlCenter
    End With

    Cells(8, 4) = Empty
    Cells(11, 4) = Empty
```

Fuente: elaboración propia.

Inicialmente el código que se escribe en este ciclo *If*, clasifica de acuerdo al parámetro *¿Presencia de elementos ferrosos?* la respuesta del usuario. En caso de ser afirmativa, el programa deberá mostrar que dado que hay presencia de elementos ferrosos entonces lo recomendable es hacer una *Circulación por magnetos*. En caso de ser negativa la respuesta se continuará clasificando los demás parámetros como se muestra en la **Figura 16**.

Figura 16. Código para la opción de elementos ferrosos.

```
    If (Btn_Opcion4.ListIndex = 0) Then

        Cells(5, 10) = "Circulación por Magnetos"

    Else
    If (Btn_Opcion4.ListIndex = 1) Then

    If (Btn_Opcion1.ListIndex = 0) Then
        If (Btn_Opcion2.ListIndex = 0) Then
            If (Btn_Opcion3.ListIndex = 0) Then
                Cells(5, 7) = "33 ft/hr - 43,8 ft/hr"
                Cells(5, 8) = "91% - 100%"
                c = (43.8 + 33) / 2
                d = (100 + 91) / 200
                e = Round(b / (c * d), 2)
                Cells(5, 9) = e & " horas"
                Cells(5, 10) = "Bomba Desarenadora A"

            Else
            If (Btn_Opcion3.ListIndex = 1) Then
                Cells(5, 7) = "43,8 ft/hr - 74 ft/hr"
                Cells(5, 8) = "91% - 94%"
                Cells(5, 10) = "Bomba Desarenadora A"
                c = (43.8 + 74) / 2
                d = (94 + 91) / 200
                e = Round(b / (c * d), 2)
                Cells(5, 9) = e & " horas"
                Cells(8, 4) = a

            Else
            If (Btn_Opcion3.ListIndex = 2) Then
                Cells(5, 7) = "74 ft/hr"
                Cells(5, 8) = "94%"
                c = (74)
                d = (94) / 200
                e = Round(b / (c * d), 2)
                Cells(5, 9) = e & " horas"
                Cells(5, 10) = "Bomba Desarenadora A"

            End If

        End If
```

Fuente: elaboración propia.

En donde el código expuesto clasificará todos los posibles casos en donde la respuesta del usuario en el parámetro *Zona* sea Cira Norte, es decir, dado que es Cira Norte la elección del usuario, entonces deberá seguir clasificando las demás

variables para ver qué tipo de *Casing* y que tipo de *Espesor* seleccionó el usuario y así mismo mostrar un resultado.

Por ejemplo: El código parte de hacer preguntas (esto se hace con ciclos **IF**) para categorizar las respuestas del usuario, donde la primera pregunta es: ¿el parámetro **Zona** es **Infa Sur**? (primer cuadro en rojo de la **Figura 17**), dado que es verdadera la afirmación pasa a clasificar el parámetro **Casing** con base en la elección del usuario (primer cuadro en azul de la **Figura 17**), la pregunta que hace el programa para clasificar este parámetro es: es 5½ in su Casing, debido a que en el ejemplo no se tiene esa contestación positiva, el programa salta las líneas y procede a preguntar: es 7 in el Casing (segundo cuadro rojo de la **Figura 17**), lo cual es correcto.

Figura 17. Código If para la programación lógica de Zona y Casing.

```
If (Btn_Opcion1.ListIndex = 5) Then
    If (Btn_Opcion2.ListIndex = 0) Then
        If (Btn_Opcion3.ListIndex = 0) Then
            Cells(5, 7) = "43,7 ft/hr - 97 ft/hr"
            Cells(5, 8) = "95% - 100%"
            Cells(5, 10) = "Bomba Desarenadora A"
            c = (43.7 + 97) / 2
            d = (95 + 100) / 200
            e = Round(b / (c * d), 2)
            Cells(5, 9) = e & " horas"

        Else
            If (Btn_Opcion3.ListIndex = 1) Then
                Cells(5, 7) = "43,7 ft/hr - 97 ft/hr"
                Cells(5, 8) = "95% - 100%"
                Cells(5, 10) = "Bomba Desarenadora A"
                c = (43.7 + 97) / 2
                d = (100 + 95) / 200
                e = Round(b / (c * d), 2)
                Cells(5, 9) = e & " horas"

            Else
                If (Btn_Opcion3.ListIndex = 2) Then
                    Cells(5, 7) = "49,4 ft/hr - 53 ft/hr"
                    Cells(5, 8) = "100%"
                    Cells(5, 10) = "Bomba Desarenadora B"
                    c = (49.4 + 53) / 2
                    d = (100 + 100) / 200
                    e = Round(b / (c * d), 2)
                    Cells(5, 9) = e & " horas"

                End If
            End If
        End If
    End If
    If (Btn_Opcion2.ListIndex = 1) Then
        If (Btn_Opcion3.ListIndex = 0) Then
```

Fuente: elaboración propia.

De este modo el programa hasta el momento ha identificado que la elección del usuario con el tipo de zona y Casing es Infa sur y 7 in respectivamente.

Por último, el tipo de **Espesor** es lo que debe catalogar el código, para lo cual pregunta el rango en el que está dicho espesor (primer cuadro azul de la **Figura 18.**). La interpretación de este cuarto cuadro en palabras coloquiales es: ¿el tipo de espesor está en el rango **0-200 ft**? Y como esto no se tiene, debido a que el rango en el ejemplo es **200-400 ft** el programa salta líneas (segundo y tercer cuadro rojo que se observa en la **Figura 18.**)

Figura 18. Código If para la programación lógica de Espesor.

```
If (Btn_Opcion2.ListIndex = 1) Then
  If (Btn_Opcion3.ListIndex = 0) Then
    Cells(5, 7) = "51,9 ft/hr - 52 ft/hr"
    Cells(5, 8) = "95% - 100%"
    Cells(5, 9) = "Circulación por píldoras"

  Else
    If (Btn_Opcion3.ListIndex = 1) Then
      Cells(5, 7) = "49,4 ft/hr - 53 ft/hr"
      Cells(5, 8) = "100%"
      Cells(5, 10) = "Bomba Desarenadora B"
      c = (49.4 + 53) / 2
      d = (100 + 100) / 200
      e = Round(b / (c * d), 2)
      Cells(5, 9) = e & " horas"
```

Fuente: elaboración propia.

De la misma manera y utilizando la misma lógica se hace el resto del programa, esto quiere decir, cuando la respuesta del usuario en el parámetro *Zona* sea Cira Este, Cira Sur, Infa Central, Infa Norte e Infa Sur.

Por otro lado, cuando el usuario contesta de manera afirmativa en **¿Presencia de colapso?** el programa primero revisa si el usuario eligió la opción de **(Si)** en **¿Presencia de elementos ferrosos? (cuadro 1)** y procede a dar como resultado que se tiene *Circulación por magnetos*, por otro lado, si la respuesta es **(No)** entonces el programa (lee en **cuadro 2**) nos da como respuesta que se debe tener *Circulación por píldoras*.

Figura 19. Código If para la programación lógica de Presencia de Colapsos.

```
If (Btn_Opcion5.ListIndex = 0) Then
```

```
    If (Btn_Opcion4.ListIndex = 0) Then  
        Cells(5, 10) = "Circulación por magnetos"
```

```
    Else
```

```
        If (Btn_Opcion4.ListIndex = 1) Then  
            Cells(5, 10) = "Circulación por Píldoras"
```

```
        End If
```

```
    End If
```

Fuente: elaboración propia.

Por último, la información de **Espesor ft a limpiar** se recopila en el programa mediante una variable b de la siguiente manera donde Texto_1 es el valor ingresado en el cuadro de texto que por defecto es 0.

Figura 20. Variable para Espesor ft a limpiar .

```
b = Texto_1
```

Fuente: elaboración propia.

Para este parámetro se utilizó la **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Tiempo estimado de limpieza.

$$\text{Tiempo estimado de limpieza} = \frac{\text{Espesor a limpiar} * \text{Rendimiento Promedio}}{\text{Eficiencia Promedio}}$$

Fuente: elaboración Propia.

Este parámetro dependerá del resultado de rendimiento y eficiencia arrojado por la matriz. En el momento en el que se le ingrese un número a este parámetro, el programa empieza a leer el código que hay después del cuadro 5. Entonces identifica el parámetro **Espesor ft al limpiar** y realiza las operaciones c, d y e según sea el caso. Dando como ejemplo la **Figura 21**. Esta casilla se encargará de arrojar el resultado de limpieza efectiva.

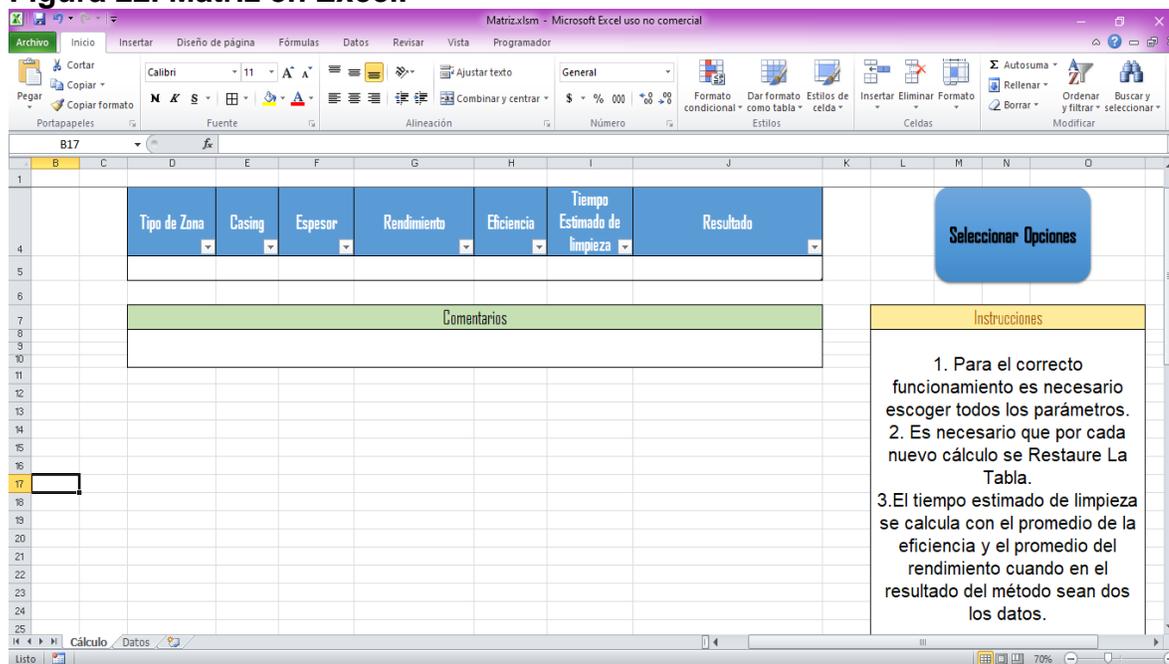
Figura 21. Código ejemplo para Tiempo estimado de limpieza.

```
Else  
If (Btn_Opcion3.ListIndex = 1) Then 1.  
Cells(5, 7) = "43,7 ft/hr - 135 ft/hr" 2.  
Cells(5, 8) = "100%"  
Cells(5, 10) = "Bomba Desarenadora B"  
c = (43.7 + 135) / 2  
d = (100 + 100) / 200  
e = Round(b / (c * d), 2)  
Cells(5, 9) = e & " horas"
```

Fuente: elaboración propia.

2.3.2 Uso de la matriz. Como primera estancia se debe abrir el archivo en Excel, donde se podrá observar ya la matriz predeterminada como se muestra en la **Figura 22.**

Figura 22. Matriz en Excel.



Fuente: elaboración propia.

El programa inicia al oprimir el botón SELECCIONAR OPCIONES, el cual se puede observar en la **Figura 23.**

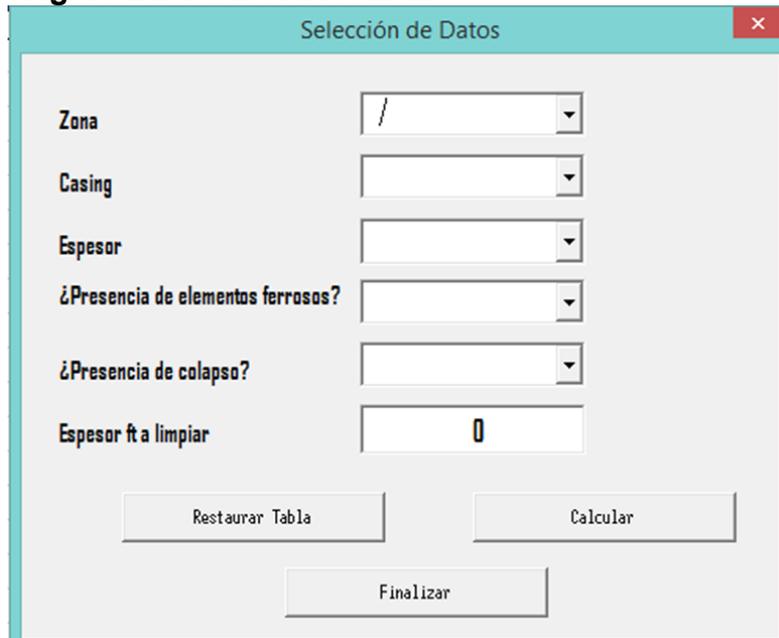
Figura 23. Botón para selección de opciones.



Fuente: elaboración propia.

Posterior a esto se abre una ventana de dialogo la cual permite escoger los parámetros que tendrá el método para mostrar un resultado adecuado, Dichos parámetros tienen opciones distintas a elegir y el botón CALCULAR permitirá ejecutar el programa en sí (**Figura 24**).

Figura 24. Formulario final.



Fuente: elaboración propia.

Al oprimir el botón de CALCULAR, inicialmente el código recibe la información suministrada por el usuario (parámetros) y procede a revisar primero los siguientes parámetros:

- 1. ¿Presencia de elementos ferrosos?**
- 2. ¿Presencia de colapso?**

Esto con el fin de optimizar el método, debido a que si en 1. la respuesta proporcionada es afirmativa (Sí) el programa inmediatamente arrojará un

resultado, el cual viene siendo Circulación por magnetos y lo hace independiente de la información de 2. Además, si la respuesta del usuario cuando aparece ¿Presencia de colapso? es (Si) entonces el programa debe mostrar que el resultado es Circulación por píldoras.

Dado el caso en que respuesta en 1. sea negativa (No), el programa clasifica los parámetros que ingresa el usuario para identificar el tipo de Zona, Casing, Espesor y Espesor ft a limpiar. Posterior a esto el programa proporciona los resultados en la tabla que se observa en la **Figura 25**.

Figura 25. Cuadro de resultados de la matriz.

Tipo de Zona	Casing	Espesor	Rendimiento	Eficiencia	Tiempo Estimado de limpieza	Resultado
Comentarios						

Fuente: elaboración propia.

2.4 IMPLEMENTACIÓN DE LA MATRIZ EN LOS 6 POZOS SELECCIONADOS

Los Pozos a analizar fueron escogidos por la Empresa Occidental de Colombia, se realizará un breve resumen de cada uno de ellos para así determinar mediante la matriz que método de limpieza se adecúa más a sus características.

La implementación de la matriz consiste en la introducción de datos en la herramienta computacional, donde las variables de entrada son: zona del Campo, tamaño del Casing, espesor de arena a limpiar, presencia de colapsos y por último si hay presencia de elementos ferrosos y no ferrosos. Posteriormente se calculará de forma interna el método más óptimo para esas características en específico y entregará como resultado final un método de limpieza, un rango de rendimiento de limpieza de arena esperado, un rango de eficiencia esperado, un tiempo estimado de limpieza y unas recomendaciones en debido caso.

2.4.1 POZOXX1. A continuación se realizará un breve resumen de las características que tiene el pozo a analizar, las cuales se pueden evidenciar en el **ANEXO B**. Con el fin de determinar mediante la matriz que método de limpieza se asemeja a sus características.

Tabla 1. Información Pozo POZOXX1.

Ubicación
Cira Norte
Sistema de levantamiento
Bomba Electrosumergible
Diámetro del Casing (in)
7
Profundidad de cañoneos (ft)
4432
Profundidad total (ft)
4786
Tope Sucio (ft)
4204
Espesor a limpiar (ft)
582
¿Presencia de Colapsos?
NO
¿Presencia de elementos ferrosos?
NO

Fuente: elaboración propia.

2.4.2 POZOXX2. A continuación se realizará un breve resumen de las características que tiene el pozo a analizar, las cuales se pueden evidenciar en el **ANEXO C**. Con el fin de determinar mediante la matriz que método de limpieza se asemeja a sus características.

Tabla 2. Información Pozo POZOXX2.

Ubicación
Cira Este
Sistema de levantamiento
Bombeo de Cavidades Progresivas
Diámetro del Casing (in)
5 ½
Profundidad de cañoneos (ft)
3334
Profundidad total (ft)
3796

Tabla 2. (Continuación).

Tope Sucio (ft)
3681
Espesor a limpiar
115
¿Presencia de Colapsos?
NO
¿Presencia de elementos ferrosos?
NO

Fuente: elaboración propia.

2.4.3 POZOYY1. A continuación se realizará un breve resumen de las características que tiene el pozo a analizar, las cuales se pueden evidenciar en el **ANEXO D**. Con el fin de determinar mediante la matriz que método de limpieza se asemeja a sus características.

Tabla 3. Información Pozo POZOYY1.

Ubicación
Infa Norte
Sistema de levantamiento
Bombeo de Cavidades Progresivas
Diámetro del Casing (in)
7
Profundidad de cañoneos (ft)
2274
Profundidad total (ft)
2460
Tope Sucio (ft)
2248
Espesor a limpiar
212
¿Presencia de Colapsos?
NO
¿Presencia de elementos ferrosos?
NO

Fuente: elaboración propia.

2.4.4 POZOXX3. A continuación se realizará un breve resumen de las características que tiene el pozo a analizar, las cuales se pueden evidenciar en el

ANEXO E. Con el fin de determinar mediante la matriz que método de limpieza se asemeja a sus características.

Tabla 4. Información Pozo POZOXX3.

Ubicación
Cira Sur
Sistema de levantamiento
Bombeo Mecánico
Diámetro del Casing (in)
5,5
Profundidad de cañoneos (ft)
3516
Profundidad total (ft)
3652
Tope Sucio (ft)
3530
Espesor a limpiar (ft)
122
¿Presencia de Colapsos?
NO
¿Presencia de elementos ferrosos?
NO

Fuente: elaboración propia.

2.4.5 POZOYY2. A continuación se realizará un breve resumen de las características que tiene el pozo a analizar, las cuales se pueden evidenciar en el **ANEXO F.** Con el fin de determinar mediante la matriz que método de limpieza se asemeja a sus características.

Tabla 5. Información Pozo POZOYY2.

Ubicación
Infa Central
Sistema de levantamiento
Bombeo de Cavidades Progresivas
Diámetro del Casing (in)
5,5

Tabla 5. (Continuación).

Profundidad total (ft)
3255
Tope Sucio (ft)
3137
Espesor a limpiar (ft)
118
¿Presencia de Colapsos?
NO
¿Presencia de elementos ferrosos?
NO

Fuente: elaboración propia.

2.4.6 POZOYY3. A continuación se realizará un breve resumen de las características que tiene el pozo a analizar, las cuales se pueden evidenciar en el **ANEXO G**. Con el fin de determinar mediante la matriz que método de limpieza se asemeja a sus características.

Tabla 6. Información Pozo POZOYY3.

Ubicación
Infa Sur
Sistema de levantamiento
Bombeo de Cavidades Progresivas
Diámetro del Casing (in)
5,5
Profundidad de cañoneos (ft)
1844
Profundidad total (ft)
2505
Tope Sucio (ft)
2497
Espesor a limpiar (ft)
8
¿Presencia de Colapsos?
NO
¿Presencia de elementos ferrosos?
NO

Fuente: elaboración propia.

2.5 ANÁLISIS FINANCIERO

Hoy en día el campo la Cira Infantas presenta problemas de arenamiento en la mayoría de sus pozos. Lo que conlleva a que se disminuya el rendimiento operativo, aumentando por ende las intervenciones a pozos para realizar procesos de limpieza, que se reflejan en gastos operacionales. Occidental de Colombia afronta dicho problema como una realidad, por tal razón este proyecto de grado busca analizar y evaluar la viabilidad de la herramienta computacional para la selección de un método óptimo para la limpieza de arenas en pozos productores del Campo la Cira infantas.

Al momento de realizar el anteproyecto de este trabajo de grado se determinó necesario utilizar la TIR para determinar si el proyecto era óptimo o no, pero en el transcurso de su culminación no fue posible hallar este indicador económico debido a que en este anteproyecto no se requiere de ninguna inversión, debido a que las herramientas de limpieza ya están disponibles en la empresa, es decir el único propósito que tiene este trabajo es proporcionarle a la empresa el mejor método de limpieza que se debe implementar en cada uno de los pozos dependiendo de sus características operacionales, con el fin de minimizar el tiempo que este se encuentre cerrado.

Debido al inconveniente mencionado anteriormente se seleccionó un nuevo indicador financiero a utilizar es el costo anual uniforme equivalente (CAUE), el cual se encargará de determinar cuánto se ahorra la empresa anualmente en los dos escenarios planteados, es decir antes y después de la implementación de la matriz. Donde el cambio de indicador no afecta el proyecto debido a que el VPN y la TIR son dos indicadores financieros utilizados para analizar qué tan oportuno puede ser un proyecto para una empresa.

Es por esto que para la evaluación financiera del caso se realizará desde el punto de vista de una compañía operadora donde la unidad monetaria de valor contante es el dólar americano (USD), el horizonte del proyecto es de 10 años con periodos anuales, los indicadores financieros a utilizar es el costo anual equivalente (CAUE) y la metodología del valor presente neto (VPN), se analizarán dos escenarios el actual (antes) y el escenario propuesto (después).

2.5.1 Valor Presente Neto (VPN). Este indicador financiero se utiliza para analizar la rentabilidad de un proyecto proyectado. Este indicador se puede calcular mediante la **Ecuación 2.**

Ecuación 2. Valor Presente Neto.

$$VPN = \sum F_n(1+i)^{-n} = F_0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + F_n(1+i)^{-n}$$

Fuente: ECONOPEDIA.

Dónde:

i: Es la tasa a la cual son descontados los flujos de caja, TIO. En este caso sería de un 15%.

F: Es el Flujo neto de efectivo. En este caso se tendrá en cuentas los ingresos y egresos anuales que enfrenta la empresa.

n: Es el número de períodos a analizar. Se hará el análisis para un periodo de 10 años.

Para determinar si el proyecto es rentable se tendrá en cuenta las siguientes especificaciones.

VPN > 0: El valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.²⁶

VPN = 0: El proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.²⁶

VPN < 0: El proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.²⁶

Si los dos escenarios planteados son **VPN>0**, se seleccionará aquel que, de un valor mayor, debido a que este le generará mayores ingresos a la empresa.

2.5.2 Costo Anual Uniforme Equivalente. Corresponden a todos los ingresos y desembolsos convertidos en una cantidad anual uniforme equivalente que es la misma cada período.²⁷ Este indicador se puede calcular mediante la **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Costo Anual Uniforme Equivalente.

$$\text{CAUE} = \text{VPN} * \frac{(1 + i)^n * i}{(1 + i)^n - 1}$$

Fuente: Leland Blank,
Anthony *Tarquin.*, INGENIERÍA
ECONÓMICA, 2013. P 23.

Dónde:

VPN: Es el Valor Presente Neto. En este caso se utilizará el valor hallado de la **Ecuación 2**.

i: Es la tasa a la cual son descontados los flujos de caja, TIO. En este caso sería de un 15%

²⁶ Víctor Velayos Morales, Valor Presente Neto (VAN), 2017, P 1.

²⁷ Leland Blank, Anthony *Tarquin.*, INGENIERÍA ECONÓMICA, 2013. P 23.

Este indicador consiste en medir el ahorro o beneficio actualmente que tiene una alternativa frente a otra, teniendo en cuenta esto se elegirá el escenario que de un valor mayor al otro.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo analizarán todos los resultados obtenidos en lo relacionado con datos de: Zona del campo, Casing, tiempos, rendimientos de cada método, eficiencia de cada método, tasa de producción, espesores de arena además de relacionar una variable con otra. Para concluir se realizará el análisis financiero basado en lo planteado en la metodología.

Se analizaron alrededor de 493 pozos a los cuales se le realizaron algún proceso de limpieza en los últimos 36 meses, con el fin de entender mejor el comportamiento de cada método en las diferentes zonas del campo.

3.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS CAUSAS Y EFECTOS DE PRODUCCIÓN DE ARENA EN LA CIRA INFANTAS Y TÉCNICAS DE LIMPIEZA EMPLEADAS EN EL CAMPO

Esta sección se centrará en nombrar todas las causas y consecuencias que se investigaron e identificaron a lo largo de este proyecto y dar cumplimiento al objetivo específico.

3.1.1 Causas producción de arena. En el campo la Cira Infantas se detectaron unas series de causas que conllevan a la producción de arenas están divididas en causas técnicas y causas de gestión.

- **Carencia de estudios en el manejo de producción de arena.** Causa técnica la cual puede dar como resultado en una elección erróneo respecto al método de limpieza seleccionado.
- **Formaciones someras.** Por lo general los pozos en el Campo la Cira Infantas se caracterizan por tener formaciones someras y tener poca compactación (950psi UCS), causando que la arena productora se desmorone poco a poco sus partículas, hasta lograr una acumulación tan grande que pueda obturar la producción en cualquier parte de la línea de flujo.
- **Altas tasa de producción de fluidos.** En aquellas formaciones que se consideran altamente no consolidadas, la producción de fluidos de formación probablemente estará vinculada a la producción de arena de formación.

3.1.2 Consecuencias producción de arena en el campo la Cira Infantas. La producción de arena puede dar como resultados en una serie de afectaciones, las más comunes en el campo la Cira Infantas son las siguientes:

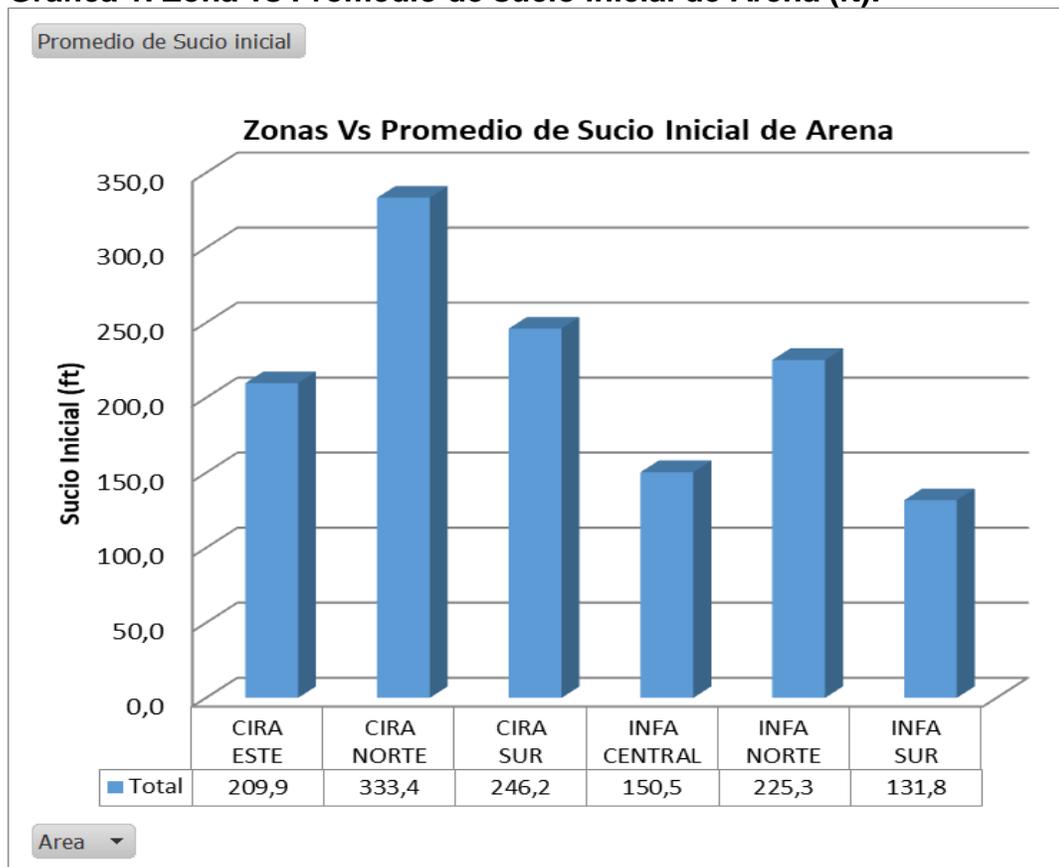
- Acumulación de arena en los equipos de superficie.
- Acumulación de arena en equipos de fondo y paredes del Casing.
- Disminución de producción de crudo.
- Desgastes en separadores y líneas de flujo.
- Reducción de la rentabilidad del proyecto.
- Aumento en la cantidad de intervenciones en los pozos y aumentos operativos.

3.2 IDENTIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS CRÍTICOS

Esta sección tendrá como objetivo analizar todas las variables y así determinar que parámetros son primordiales para el momento de la programación de la matriz.

3.2.1 Zonas. En este número se pretende identificar de forma particular qué zonas del campo son las que producen mayor cantidad de arena en promedio.

Gráfica 1. Zona vs Promedio de sucio inicial de Arena (ft).

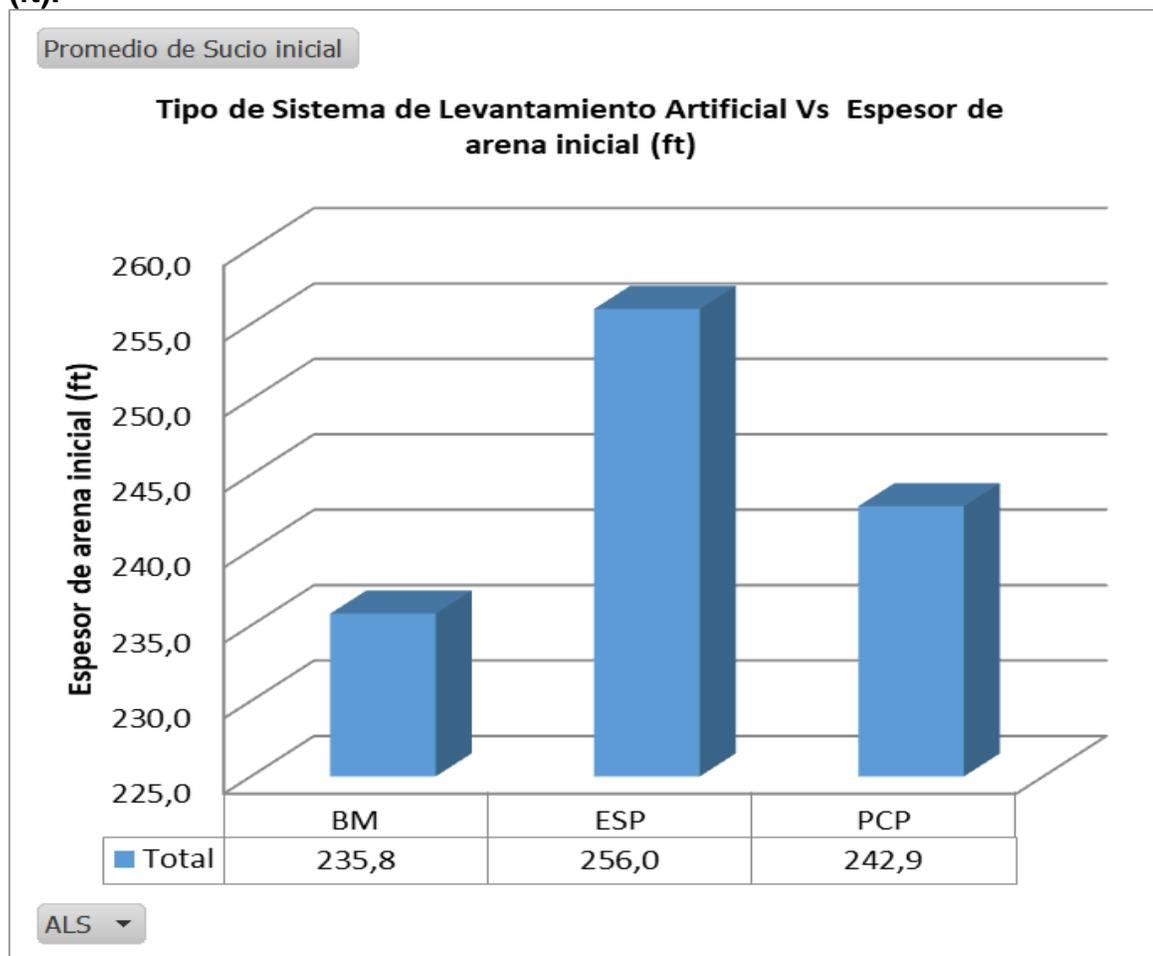


Fuente: elaboración propia

Se puede identificar en la **Gráfica 1.** que la zona que contiene una producción de arena elevada es la Cira Norte, con un promedio de 333.4ft de arena, seguida de Infa Norte con 225,3ft y Cira Sur con 246ft, por otro lado se puede concluir que los pozos ubicados en la Cira tienden a un mayor problema de arenamiento que los que se encuentren ubicados en Infa, con estos resultados se podrá determinar si la cantidad de intervenciones dependen de la cantidad de arena a tratar que se encuentra en cada sector.

3.2.2 Tipos de Sistema de Levantamiento Artificial. El tipo de sistema de levantamiento artificial es una de las posibles variables de peso en la matriz, por ello es de gran importancia analizar el comportamiento de todos los mecanismos que se manejan en la base de datos proporcionada por Occidental de Colombia del campo la Cira Infantas, para así determinar si su implementación en la matriz es de gran importancia. Los resultados se ven a continuación:

Gráfica 2. Tipo de sistema de levantamiento artificial vs Espesor de arena (ft).

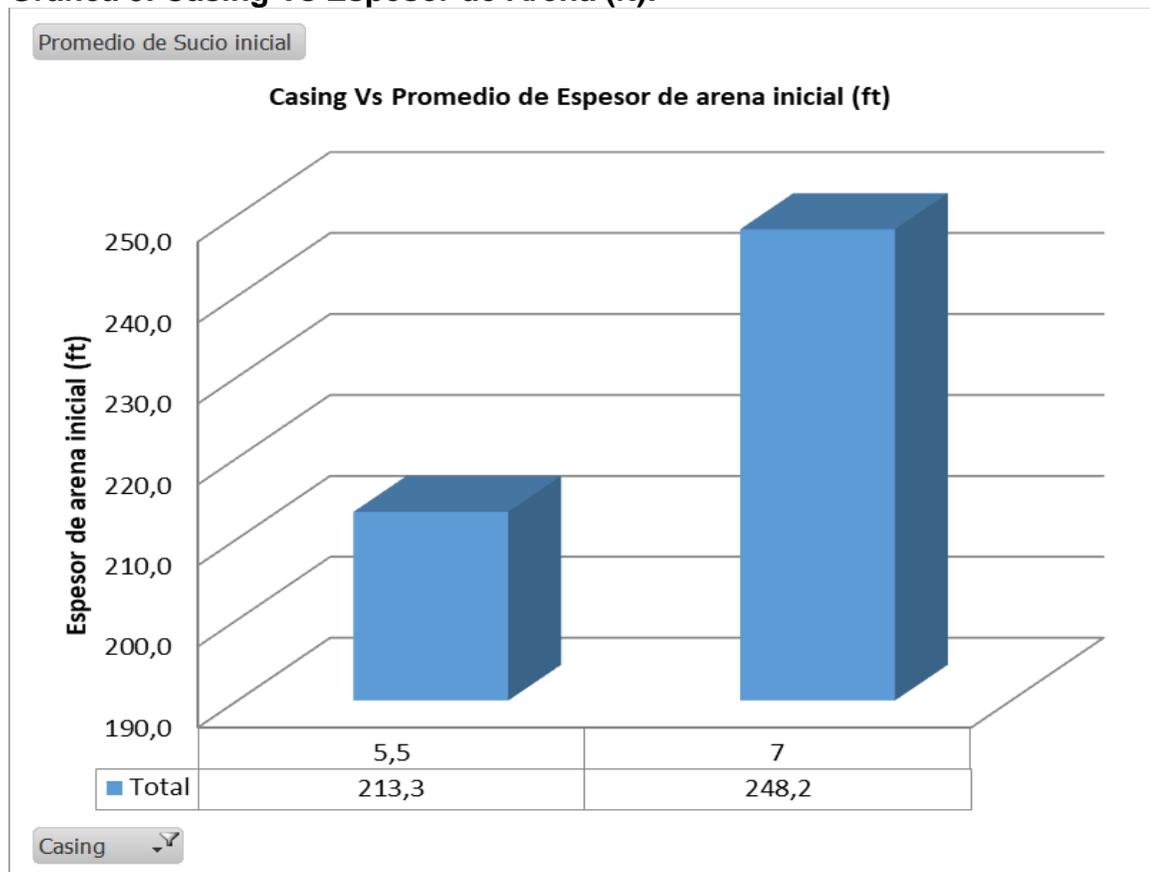


Fuente: elaboración propia.

De acuerdo a la **Gráfica 2** se puede concluir que este parámetro no tiene relevancia en el momento de ejecutar la matriz, debido a que el promedio de arena a tratar por cada sistema de levantamiento artificial no presenta una diferencia significativa. Lo que conlleva a que este parámetro no influya en el espesor de arena.

3.2.3 Casing. Se reflejan los resultados para promedio de espesor de arena en los pozos con Casing 5½ in y 7in.

Gráfica 3. Casing Vs Espesor de Arena (ft).



Fuente: elaboración propia.

En la **Gráfica 3.** se puede evidenciar que los pozos con un diámetro de Casing de 7 in se arenan más que los de 5½ in, esto es debido a las fuerzas de arrastre presentes en el pozo, donde al tener un mayor diámetro puede operar un caudal mayor y por ende los fluidos pueden traer consigo arena, que se filtra por las perforaciones del revestimiento, desde la formación al interior del pozo.

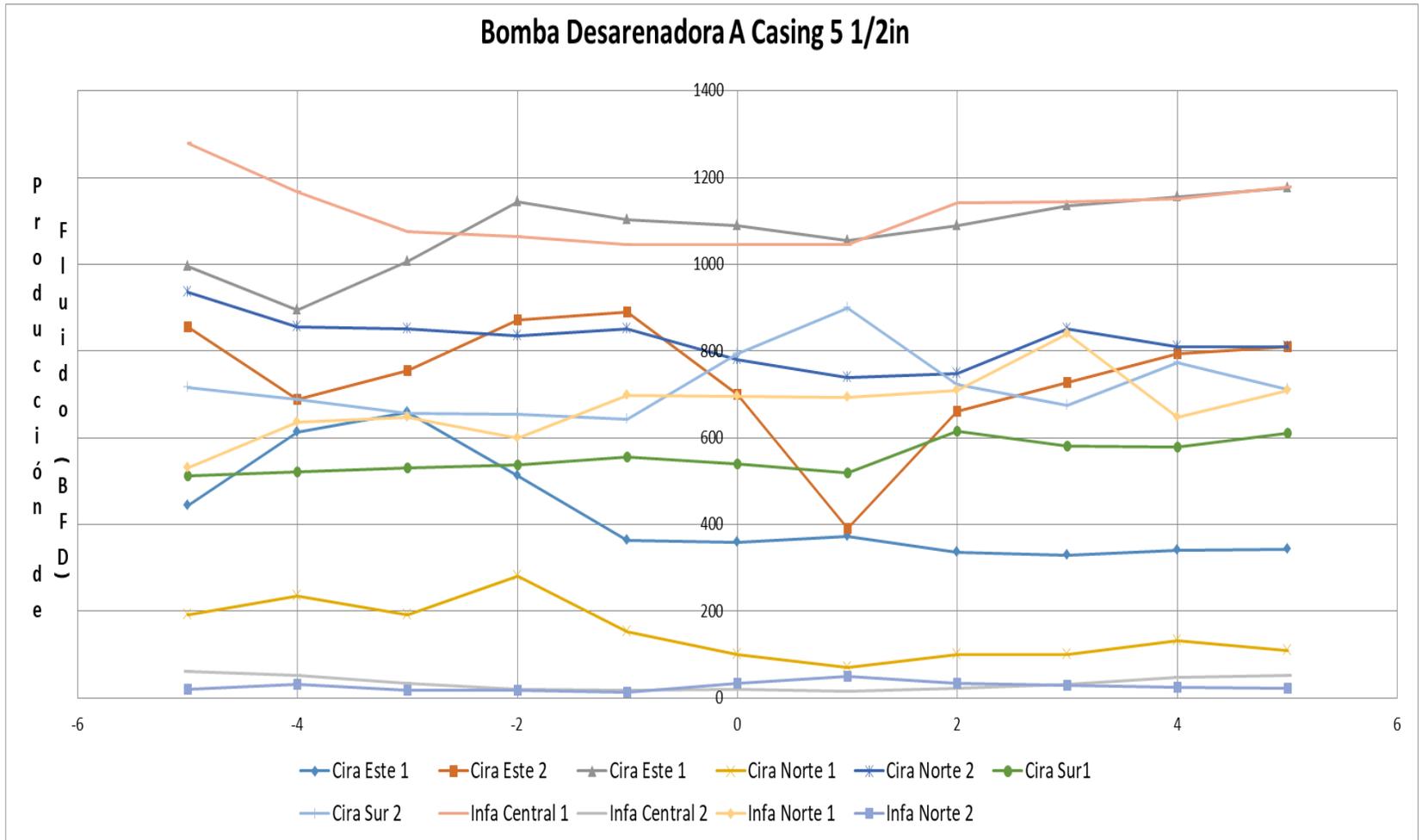
Este parámetro será evidenciado a lo largo del trabajo, debido a que es una de las variables que se tienen fijas en los pozos a analizar y de ello dependerá el método a seleccionar.

3.2.4 Producción. Se seleccionaron 48 pozos, divididos en 24 de Bomba Desarenadora A, 17 de Bomba Desarenadora B y por último 7 de Circulación, los cuales debían cumplir con ciertas condiciones: Que los pozos se encuentren ubicados dentro de las 6 zonas que se están analizando en el presente trabajo, que los Casing sean de 5½ in o 7in, con el fin de determinar que afectación tienen las intervenciones en el ámbito de producción de fluido.

A continuación, se van a evidenciar una serie de gráficas relacionadas con la producción de fluido y los días transcurridos antes y después de la limpieza, teniendo en cuenta el Método de limpieza y su Casing, para así determinar si los métodos implementados cambian de alguna forma la producción que tiene cada pozo, de ser así este será un parámetro más en la matriz.

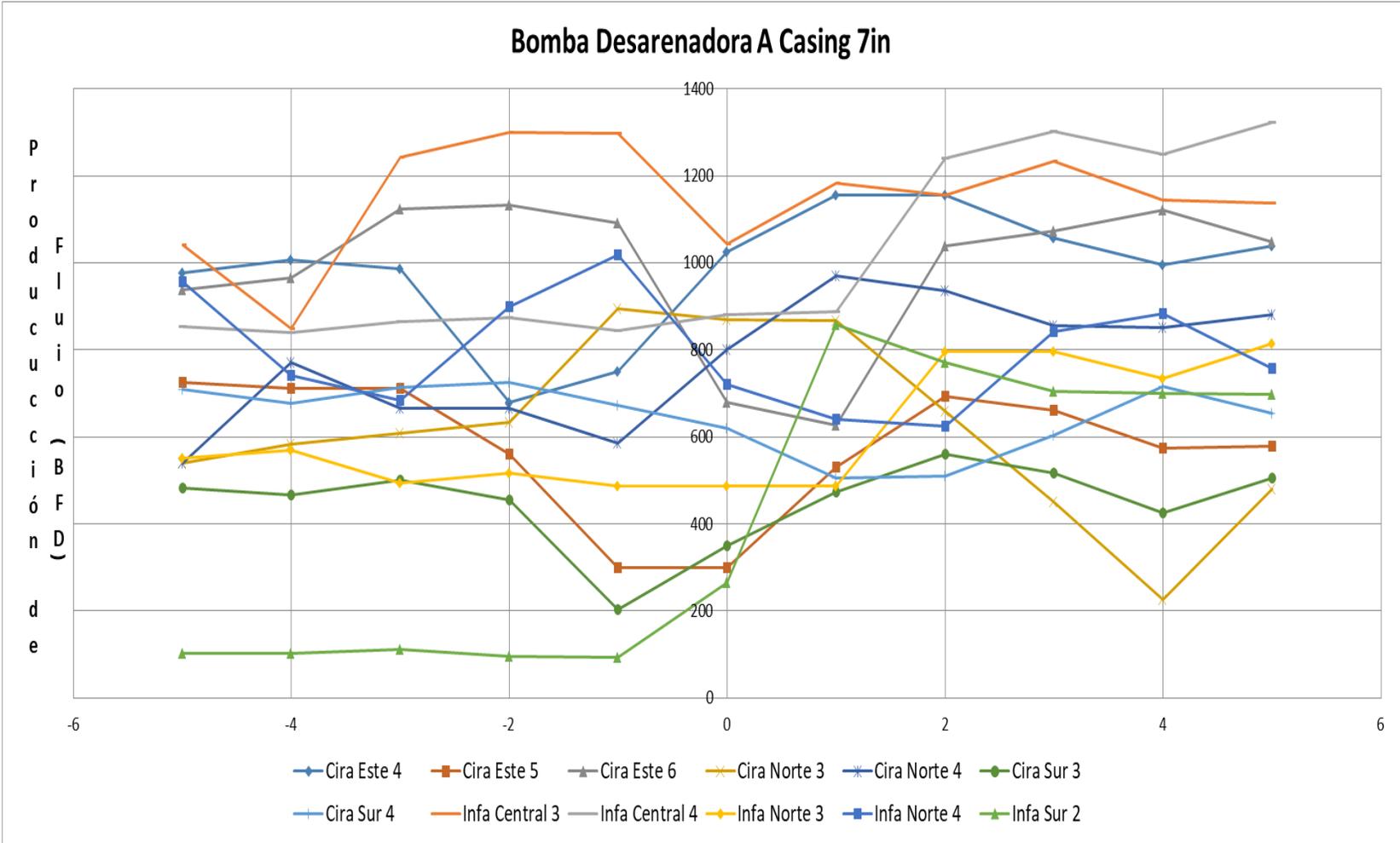
Esta misma metodología se realizará al momento de realizar el análisis del BSW, para determinar si las limpiezas realizadas tienen algún comportamiento significativo en cuanto a la producción de crudo.

3.2.4.1 Bomba Desarenadora A.
Gráfica 4. Producción de fluido Vs Días.



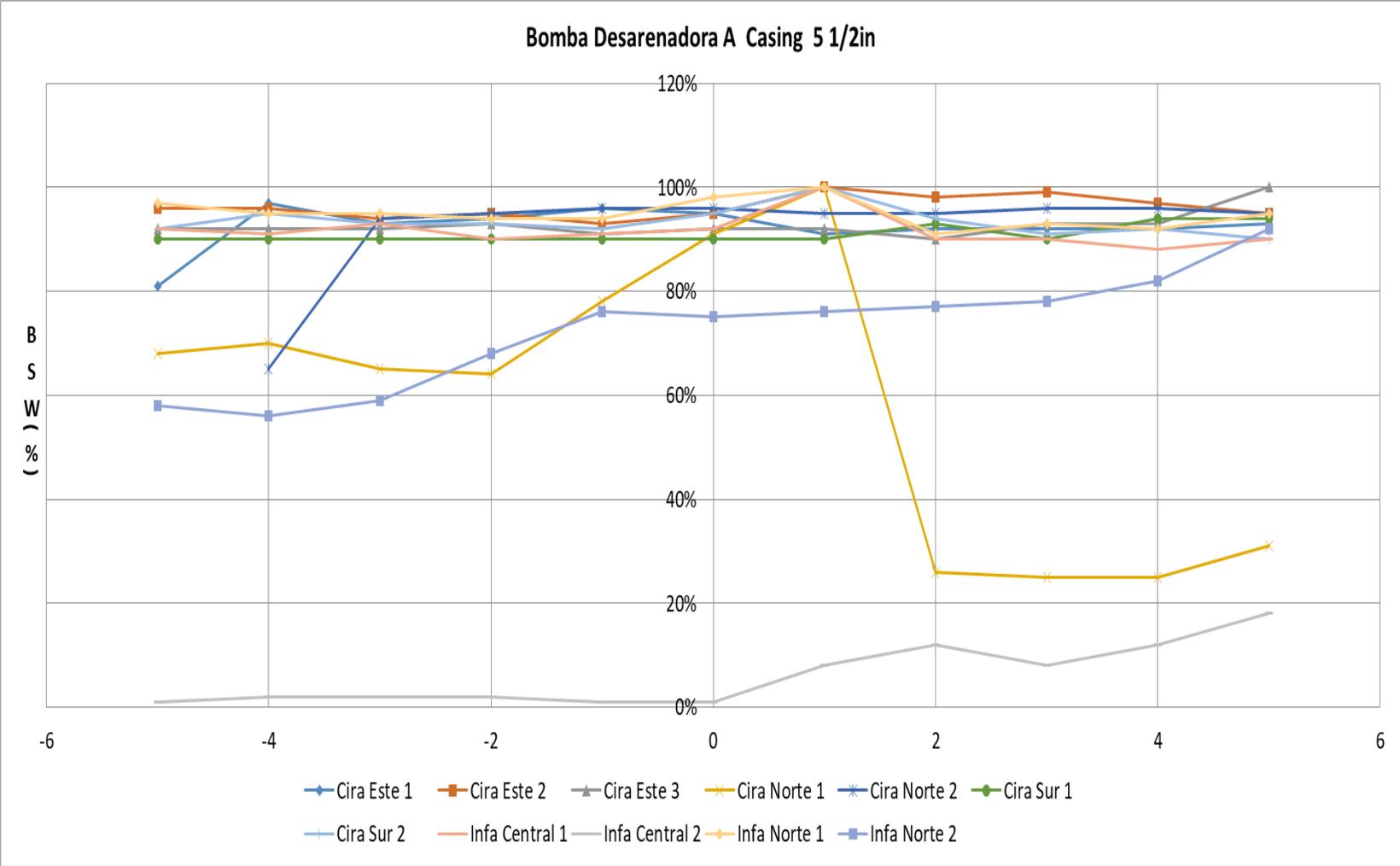
Fuente: elaboración propia

Gráfica 5. Producción de fluido Vs Días.



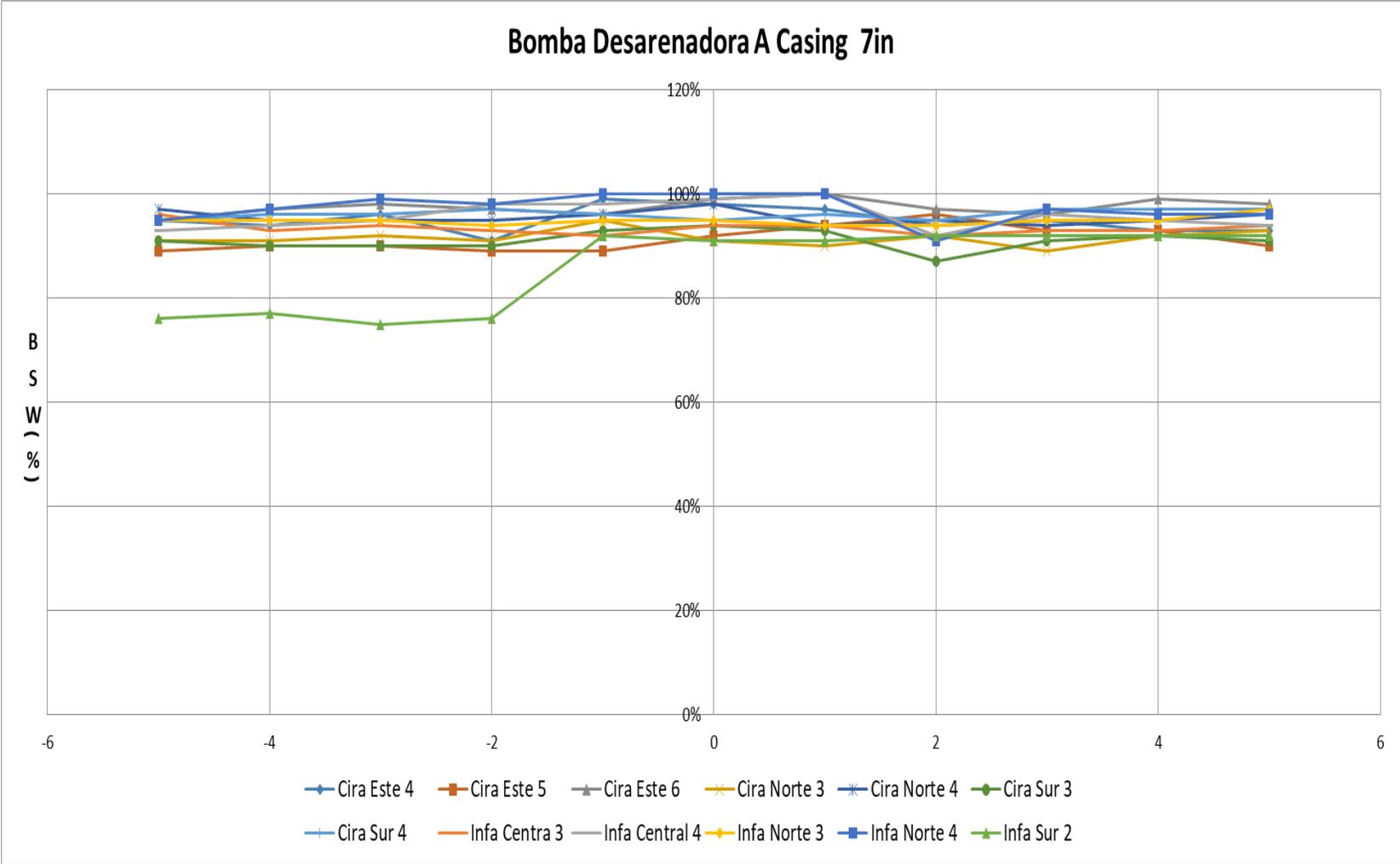
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 6. BSW Vs Días.



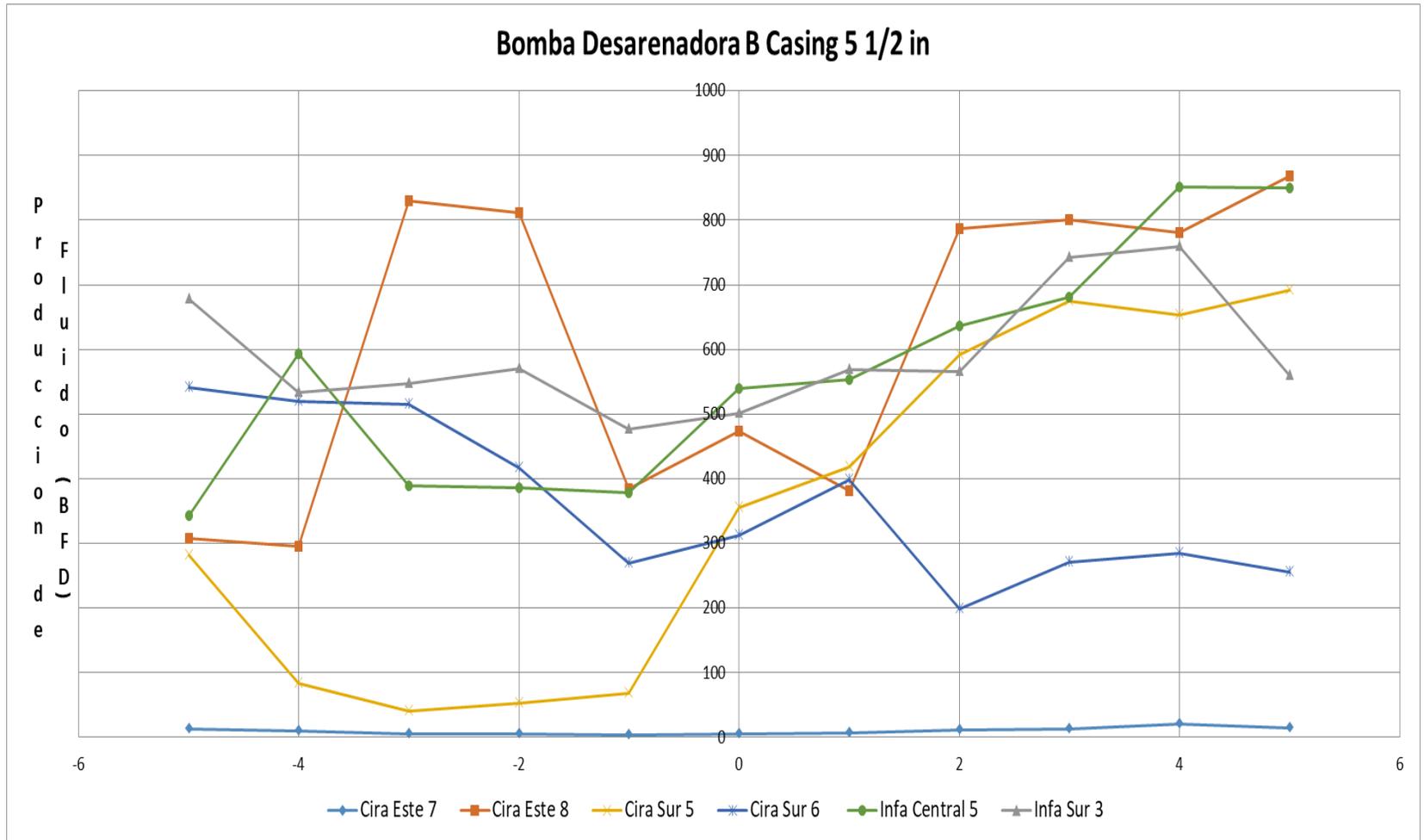
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 7. BSW Vs Días.



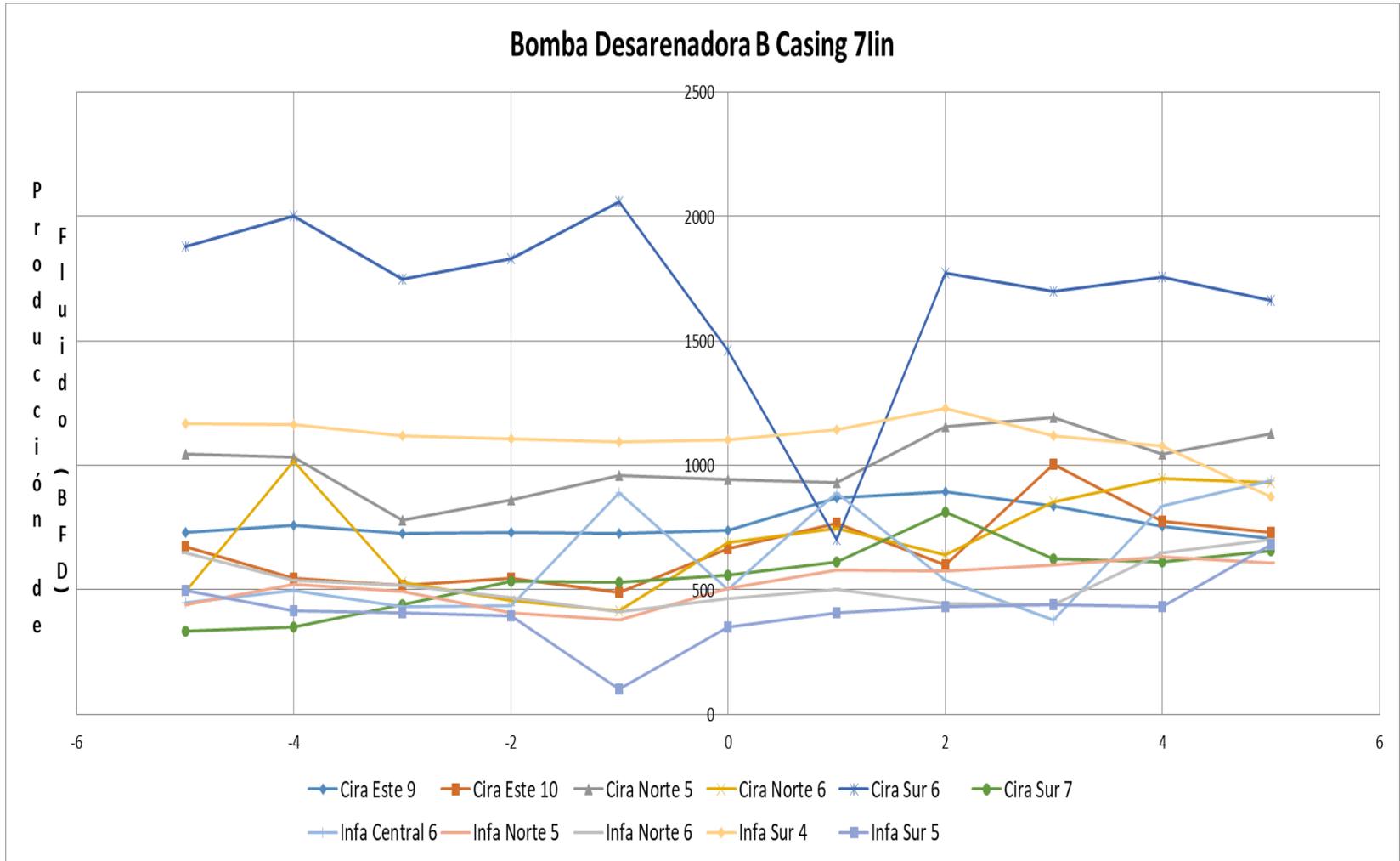
Fuente: elaboración propia.

3.2.4.2 Bomba Desarenadora B.
Gráfica 8. Producción de fluido Vs Días.



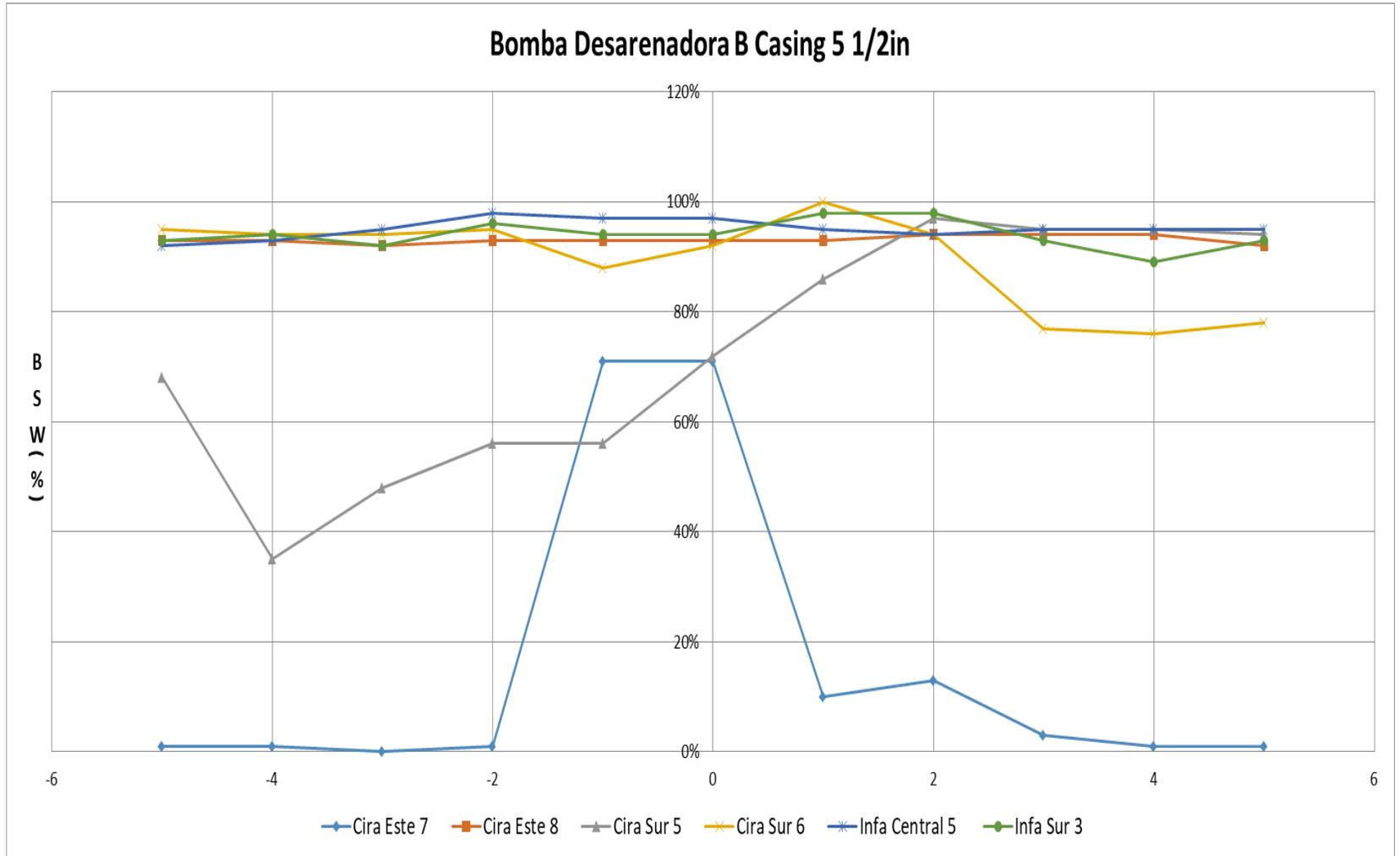
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 9. Producción de fluido Vs Días.



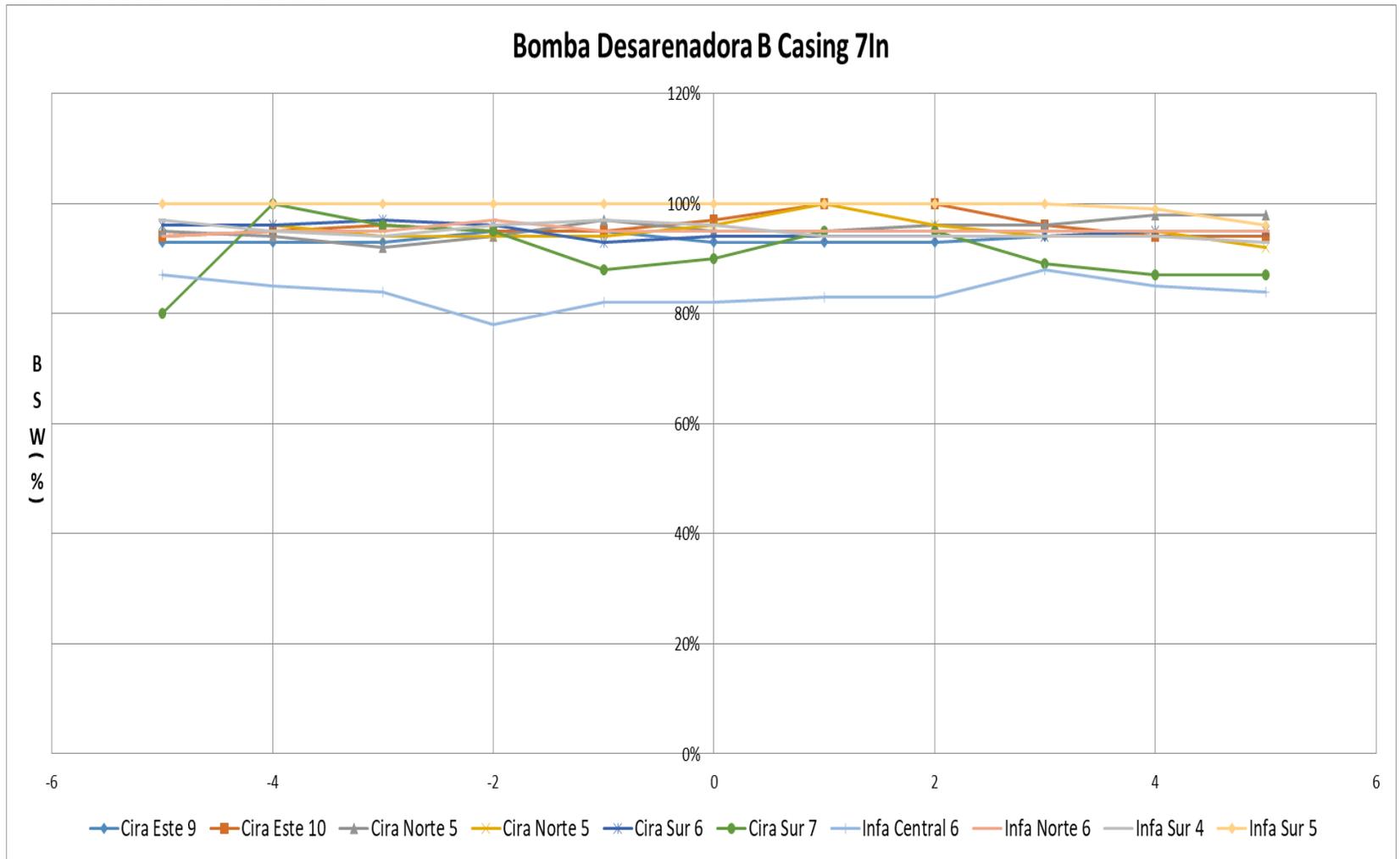
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 10. BSW Vs Días.



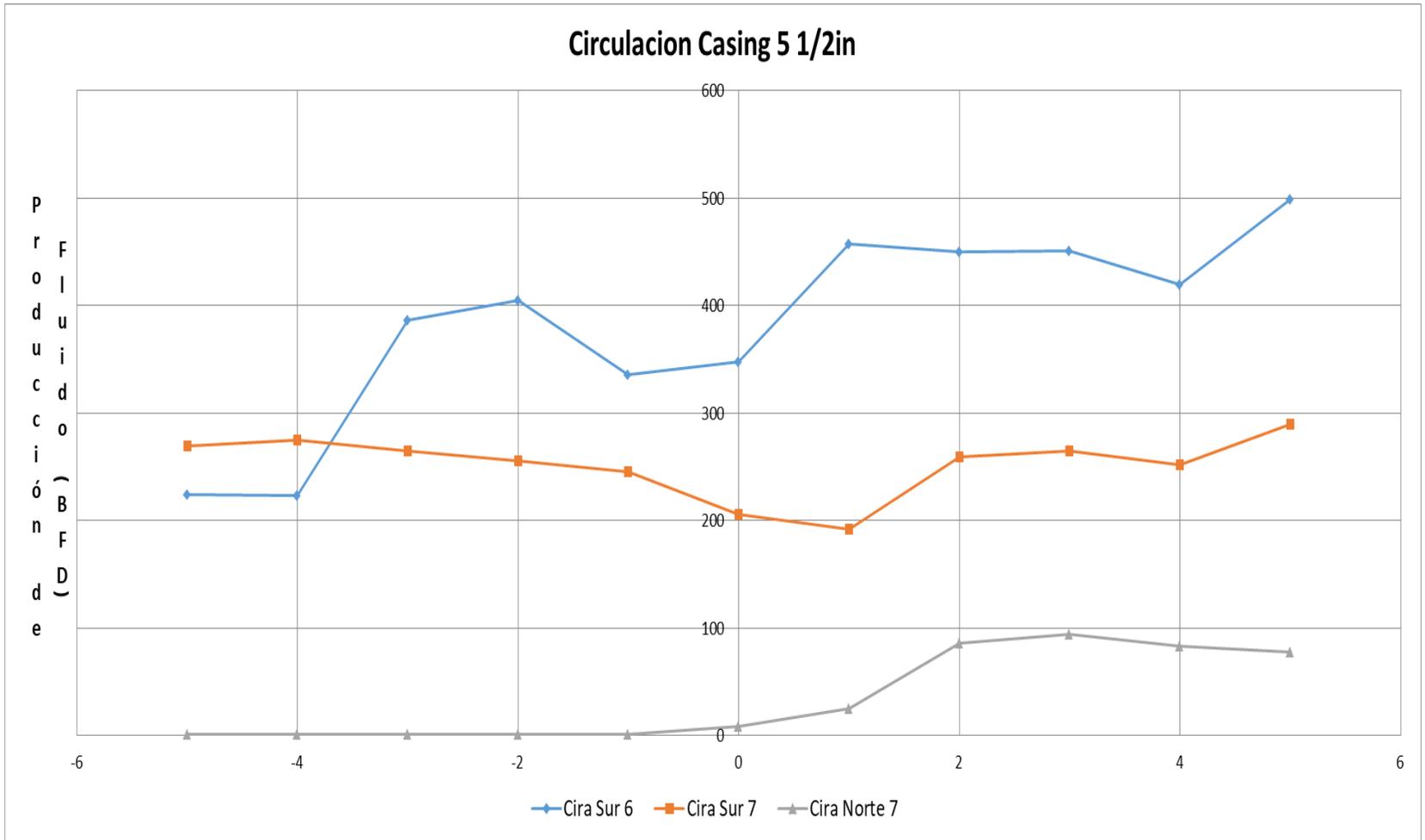
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 11. BSW Vs Días.



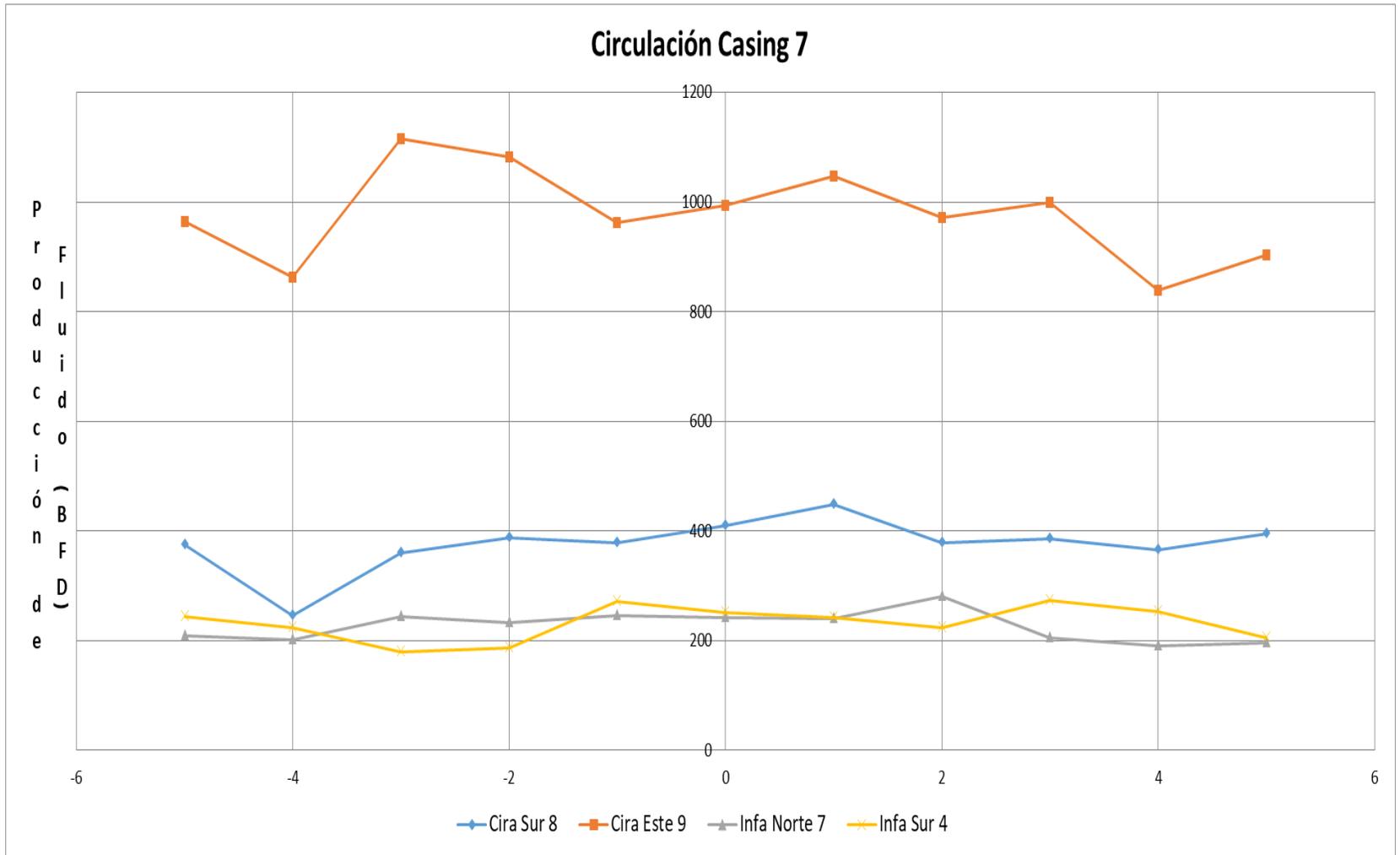
Fuente: elaboración Propia.

3.2.4.3 Circulación por Píldoras.
Gráfica 12. Producción de fluido Vs Días.



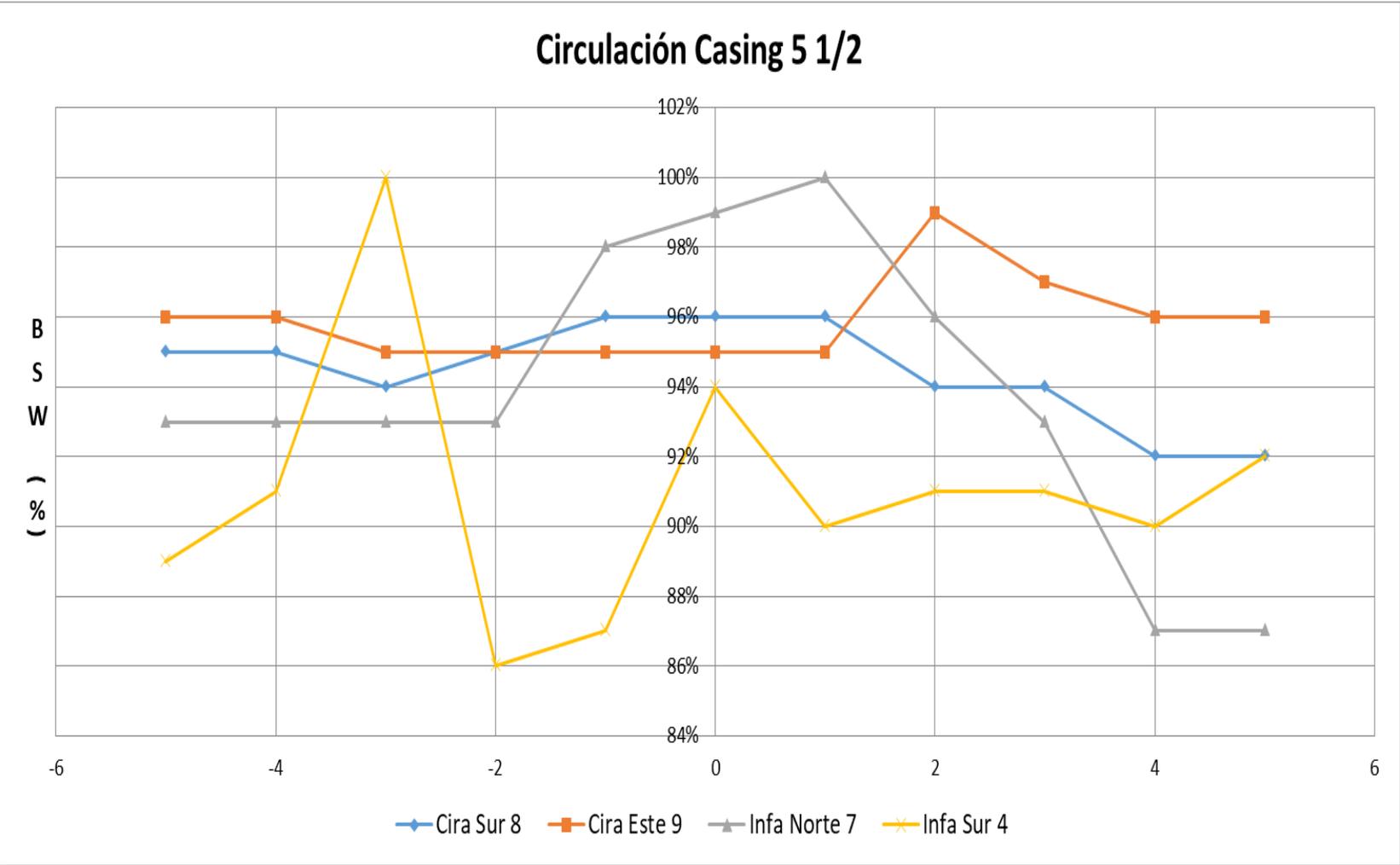
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 13. Producción de fluido Vs Días.



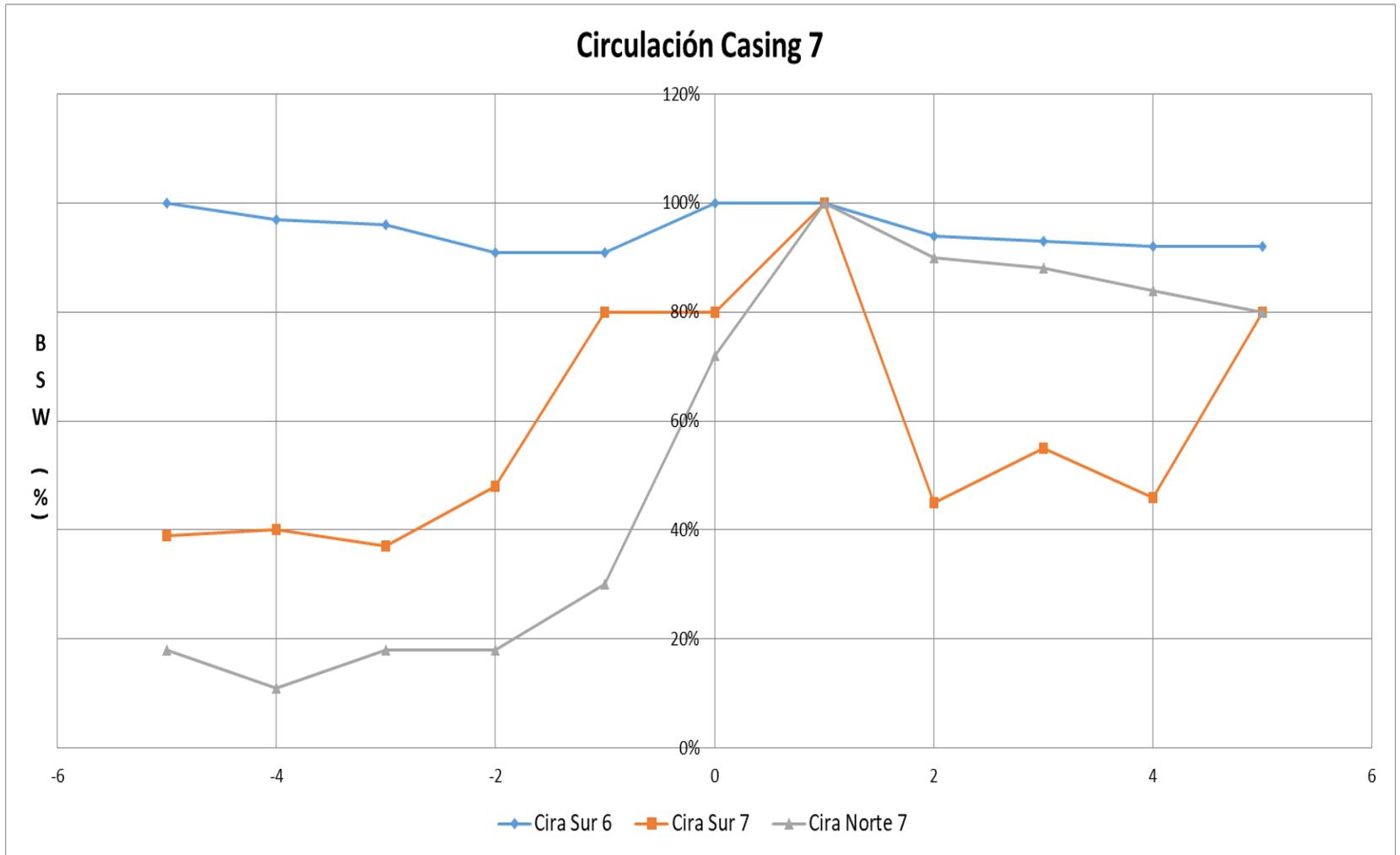
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 14. BSW Vs Días.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 15. BSW Vs Días.



Fuente: elaboración propia.

De las anteriores Tablas se obtuvieron los siguientes análisis:

- Para el método de limpieza Circulación por Píldoras no se obtuvo mucha información y la que se obtuvo, se analizó y se concluyó que el método de Circulación por Píldoras no lo están implementando correctamente, debido a que en los datos registrados de rendimiento y de eficiencia, son muy bajos en algunos pozos, en contraste con otros en donde los resultados fueron casi del 100%.
- En los resultados de la tasa de producción se evidenció que los rendimientos y las eficiencias de los métodos de limpieza independientemente de la zona del campo, no se ven afectados por la tasa de producción, las tendencias en su mayoría son constantes, por ello la matriz se vuelve netamente operativa.

3.2.5 Colapsos. Este parámetro es relevante debido a que es uno de los problemas que los Pozos de la Cira se deben atender constantemente, debido a que por estas fracturas se puede presentar filtraciones de arena, los cuales pueden derivar en un arenamiento más grave. Este criterio se puede dividir en: Critico, medio, bajo, lo cual depende de los parámetros que se encuentran en el **Diagrama 3.**

Diagrama 3. Criterios de evaluación para la criticidad de Colapsos.



Fuente: elaboración propia.

Tabla 7. Colapsos presentados en los pozos de la Cira Infantas en los años 2019 – 2020.

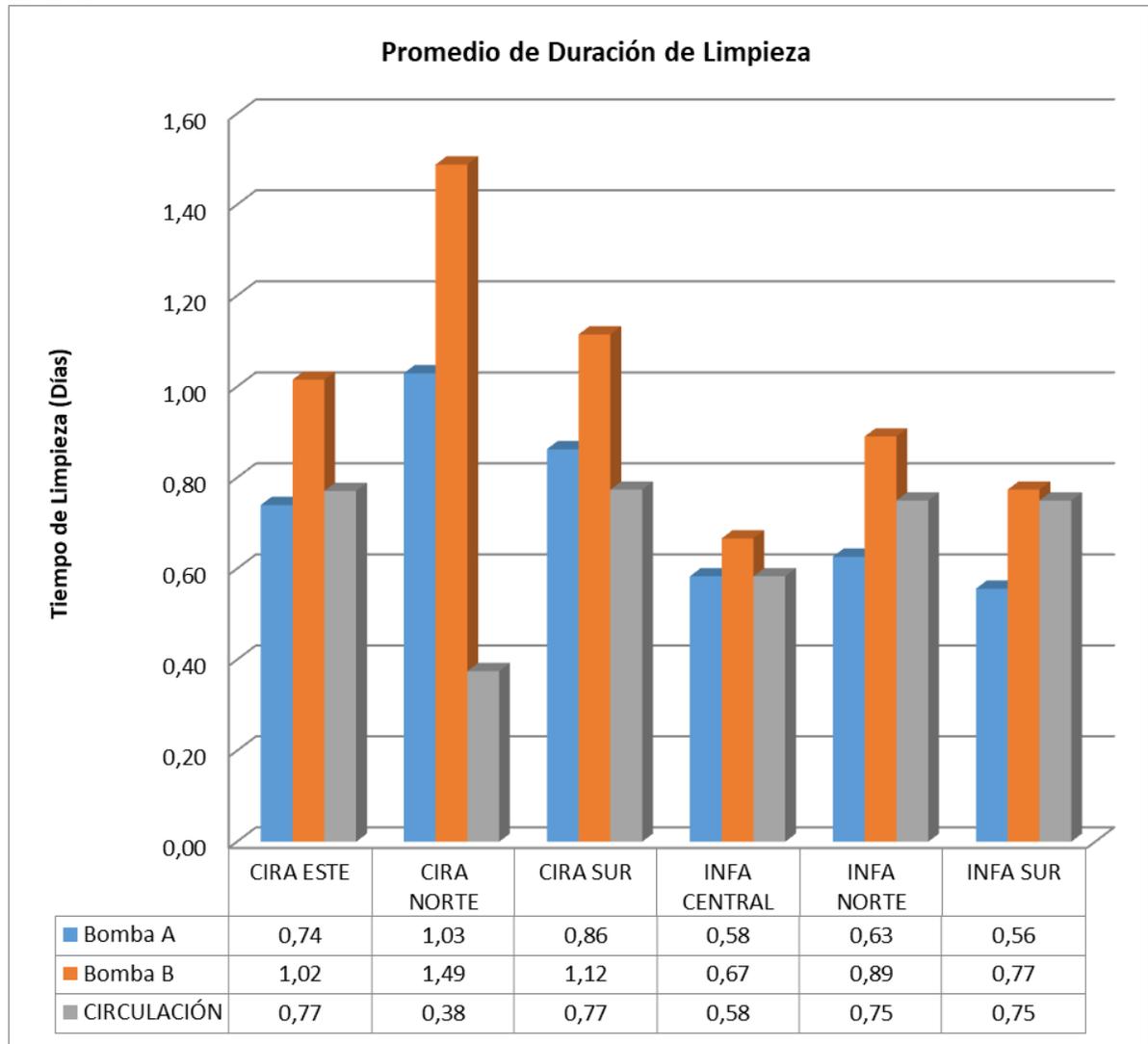
Pozo	ALS	Casing	Area	Duración efectiva limpieza (días)	Duración Limpieza (días)	Sucio inicial	Total limpieza	% Limpieza	FT / Hr	# Intervenciones	BHA Calibración	NIVEL
PozoYY4	ESP	7	INFA NORTE	0,13	0,85	122	40	33%	13,3	1	1	BAJO
PozoXX4	PCP	7	CIRA SUR	0,98	2,60	371	312	84%	13,3	1	1	BAJO
PozoXX5	BM	7	CIRA NORTE	0,33	1,33	381	363	95%	45,4	2	0	BAJO
PozoXX6	PCP	5,5	CIRA SUR	0,48	1,65	364	364	100%	31,7	1	1	BAJO
PozoXX7	ESP	7	CIRA SUR	0,19	1,04	130	99	76%	22,0	1	1	BAJO
PozoXX8	BM	7	CIRA SUR	0,18	0,75	193	193	100%	45,4	1	1	BAJO
PozoXX9	ESP	7	CIRA NORTE	2,22	5,188	552	552	100%	10,4	1	1	BAJO
PozoXX10	ESP	5,5	CIRA SUR	0,23	0,77	398	398	100%	72,4	1	1	BAJO
PozoXX11	PCP	7	CIRA SUR	0,63	2,92	366	366	100%	24,4	1	1	BAJO
PozoXX12	PCP	7	CIRA NORTE	0,38	1,35	475	475	100%	52,8	1	2	BAJO
PozoYY5	PCP	5,5	INFA SUR	0,46	1,042	263	214	81%	19,5	1	1	BAJO
PozoXX13	BM	7	CIRA NORTE	0,19	0,479	175	129	74%	28,7	1	1	BAJO
PozoXX14	PCP	7	CIRA NORTE	0,40	1,021	292	292	100%	30,7	1	2	BAJO
PozoXX15	ESP	7	CIRA SUR	1,15	2,125	623	286	46%	10,4	2	1	BAJO
PozoXX16	PCP	7	CIRA SUR	0,98	4,250	531	490	92%	20,9	1	1	BAJO
PozoXX17	BM	7	CIRA SUR	0,23	1,54	158	158	100%	28,7	1	3	MEDIO
PozoYY6	ESP	7	INFA NORTE	0,31	0,5	195	195	100%	26	2	1	MEDIO
PozoXX18	ESP	7	CIRA NORTE	0,29	0,73	209	209	100%	29,85	2	1	MEDIO
PozoXX19	ESP	7	CIRA SUR	0,31	1,21	430	304	71%	40,5	4	2	ALTO
PozoXX20	BM	7	CIRA SUR	1,33	4	773	734	95%	22,9	3	1	ALTO
PozoXX21	ESP	7	CIRA SUR	0,83	1,31	647	635	91%	31,75	4	1	ALTO
PozoXX22	BM	7	CIRA NORTE	1,66	4,6	482	479	99%	12,05	2	2	ALTO
PozoXX23	PCP	7	CIRA NORTE	0,77	2,229	335	315	94%	17,02	5	1,75	ALTO
PozoXX24	PCP	7	CIRA NORTE	0,46	0,79	417	50	12%	4,545	5	1,75	ALTO
PozoXX25	BM	7	CIRA NORTE	0,25	0,9	272	193	91%	32,16	4	3,6	ALTO
PozoXX26	BM	7	CIRA NORTE	0,23	0,81	185	185	100%	33,63	4	3,6	ALTO
PozoYY7	BM	7	INFA NORTE	0,17	0,79	397	215	54%	53,75	1	10	ALTO
PozoXX27	PCP	7	CIRA NORTE	0,69	2,46	342	314	89%	18,36	3	2	ALTO
PozoXX28	PCP	7	CIRA SUR	0,69	1,98	456	315	68%	19,1	2	2	ALTO
PozoXX29	PCP	7	CIRA SUR	0,06	0,21	249	99	40%	66	2	2	ALTO
PozoXX30	ESP	5,5	CIRA SUR	0,13	0,56	131	131	100%	43,67	1	2	ALTO

Fuente: elaboración propia.

Se evidencia en la **Tabla 7.** que los colapsos tienen una afectación al momento de realizar las limpiezas, esto puede ser tanto en la eficiencia, como en el rendimiento, su afectación es directamente proporcional al nivel de criticidad de la falla. Es por esto que junto a los Ingenieros de Occidental de Colombia se llegó a la conclusión de cuando haya presencia de Colapsos la herramienta directamente va a elegir el método de limpieza por Circulación por Píldoras, debido a que al momento de bajar y subir elevados números de BHA, como es necesario en las Bombas tanto la A como la B, pueden generar daños, cerrando el pozo más de lo necesario, lo que conlleva a pérdidas económicas significativas.

3.2.6 Comparación del tiempo necesario para ejecutar la limpieza en los tres métodos. Se analizarán los tiempos que tardo cada método utilizado actualmente en las distintas zonas del campo, tomando en cuenta desde que se cerró el pozo hasta que este reinicio sus respectivas operaciones.

Gráfica 16. Promedio de Duración de limpieza por cada Método de limpieza y Zona.



Fuente: elaboración propia.

Se puede evidenciar en la **Gráfica 16.** que los métodos que tardan menos en realizar la limpieza de arena por cada Zona que comprende el Campo la Cira Infantas, como lo son:

- Cira Este: Bomba Desarenadora A con una duración de 0,74 días.

- Cira Norte: Circulación por Píldoras con una duración de 0,38 días.
- Cira Sur: Circulación por Píldoras con una duración de 0,77 días.
- Infa Central: Tanto Circulación por Píldoras, como Bomba Desarenadora B con una duración de 0,58 días.
- Infa Norte: Bomba Desarenadora A con una duración de 0,63 días.
- Infa Sur: Bomba Desarenadora A con una duración de 0,56 días.

Se debe tener en cuenta que la el tiempo que tarde cada método en limpiar la arena no cuenta con que lo haya hecho a totalidad.

3.2.7 Eficiencia. La eficiencia tiene como principal objetivo determinar que método de limpieza remueve a totalidad la arena presente en el pozo, el cual se determinará mediante porcentajes (%). Este parámetro no tiene en cuenta el tiempo que cada método tarda en terminar el proceso.

3.2.7.1 Bomba Desarenadora A. En esta sección se analizará que tan eficiente es la Bomba Desarenadora A, dependiendo la zona y el diámetro de Casing.

La **Tabla 8.** ayudará a determinar en qué zonas hay una alta eficiencia al momento de implementar el método de limpieza por Bomba Desarenador A.

Tabla 8. Zona del campo Vs promedio Sucio Inicial Vs promedio Sucio Final método Bomba Desarenadora A.

Bomba Desarenadora A			
Zona	Promedio de Sucio inicial	Promedio de Sucio final	Eficiencia
CIRA ESTE	170	11	94%
CIRA NORTE	246	29	88%
CIRA SUR	193	35	82%
INFA CENTRAL	120	22	82%
INFA NORTE	200	61	70%
INFA SUR	111	3	97%
TOTAL GENERAL	183	30	84%

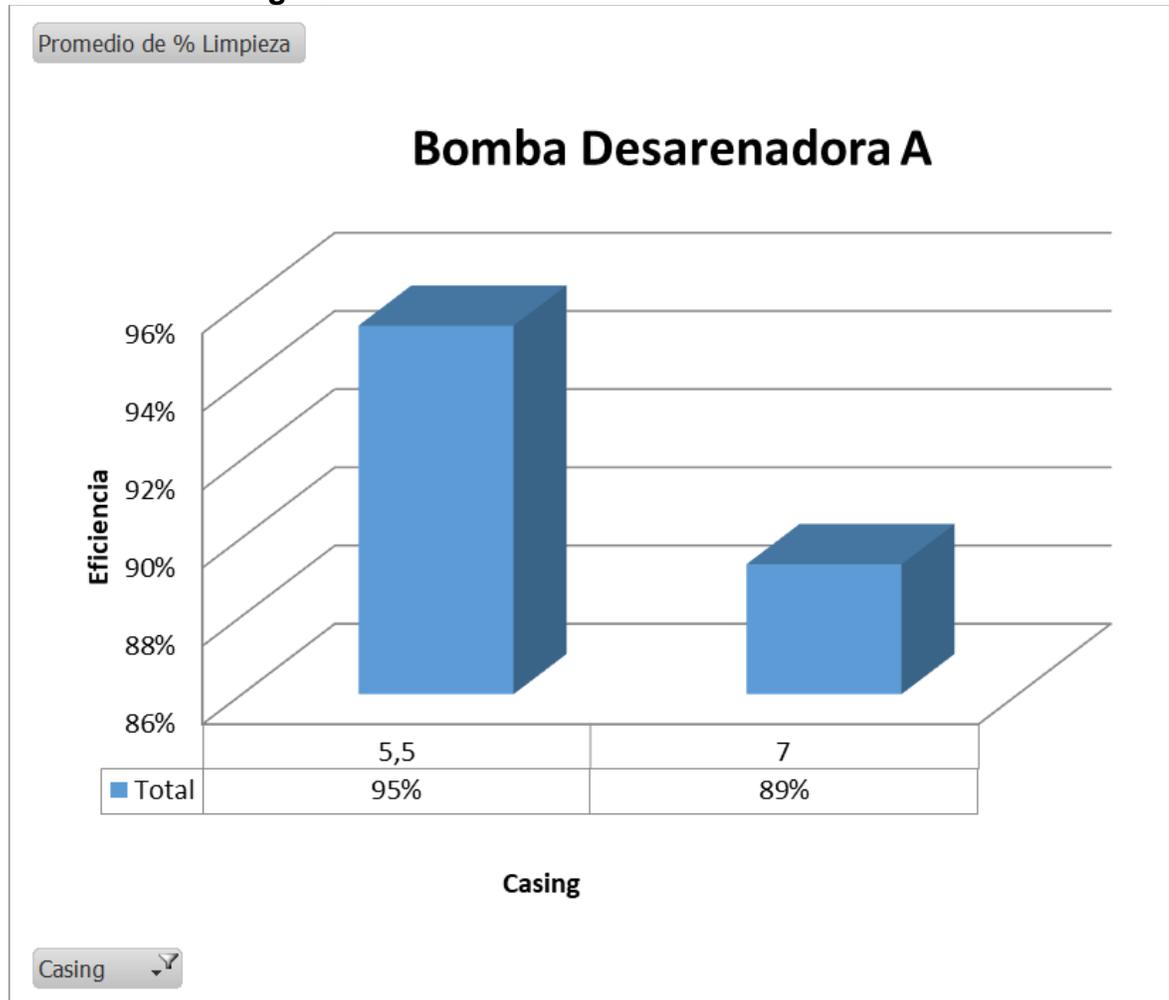
Fuente: elaboración propia.

Teniendo en cuenta a la **Tabla 8,** se determinó que la Bomba Desarenadora A presenta una buena eficiencia en todas las zonas del campo con un promedio de arena removida de 84%, aunque en Infa norte se obtuvieron resultados bajos en comparación con otras zonas con apenas un 70% de limpieza.

En esta sección se analizará que tan eficiente es la Bomba Desarenadora A dependiendo la zona y el diámetro de Casing.

La **Grafica 17.** tiene como objetivo determinar que diámetro de Casing es el más eficiente al momento de realizar una limpieza con Bomba Desarenadora A.

Gráfica 17. Casing Vs Eficiencia.



Fuente: elaboración propia.

De acuerdo a la **Gráfica 17.** se puede inferir que el Casing de 5 ½ in genera una mayor eficiencia que el de 7in al momento de utilizar el método de limpieza por Bomba Desarenadora A.

3.2.7.2 Bomba Desarenadora B. En esta sección se analizará que tan eficiente es la Bomba Desarenadora B dependiendo la zona y el diámetro de Casing.

La **Tabla 9.** ayudará a determinar en qué zonas hay una alta eficiencia al momento de implementar el método de limpieza por Bomba Desarenador B.

Tabla 9. Zona del Campo Vs promedio de sucio inicial Vs promedio de sucio final método Bomba Desarenadora B.

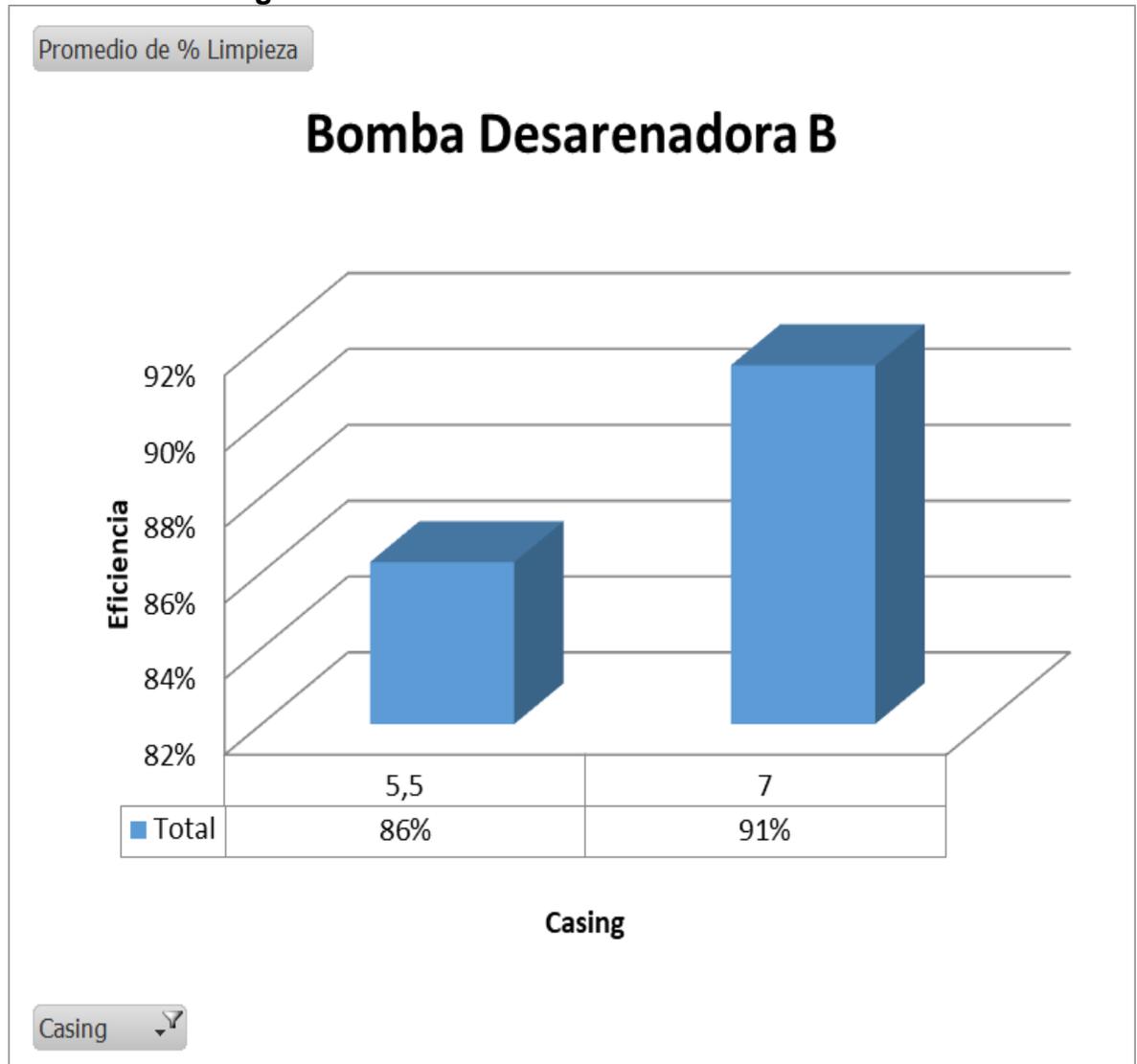
Bomba Desarenadora B			
Zona	Promedio de Sucio inicial	Promedio de Sucio final	Eficiencia
CIRA ESTE	201	15	92%
CIRA NORTE	256	21	92%
CIRA SUR	234	33	86%
INFA CENTRAL	133	35	73%
INFA NORTE	257	33	87%
INFA SUR	144	0	100%
TOTAL GENERAL	228	25	89%

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 9.** se plasma el promedio de sucio inicial y el promedio de sucio final después de haber realizado un proceso de limpieza con la Bomba Desarenadora B, en donde se puede evidenciar que la zona con mayor eficiencia de limpieza fue en Infa Sur con un 100% de arena removida, en cambio Infa Central obtuvo un resultado de 73%, a pesar de ser una de las zonas con menor promedio de espesor de arena a tratar.

La **Grafica 18.** tiene como objetivo determinar que diámetro de Casing es el más eficiente al momento de realizar una limpieza con Bomba Desarenadora B.

Gráfica 18. Casing Vs Eficiencia.



Fuente: elaboración propia.

Se debe tener en cuenta que al tener un pozo con Casing de 7 in, la eficiencia de la Bomba Desarenadora B será mayor que la de un Casing de 5½ in.

3.2.7.3 Circulación por Píldoras. Se analizará que tan eficiente es el método de Circulación por Píldoras dependiendo la zona a la que esta tenga que operar.

La **Tabla 10.** ayudará a determinar en qué zonas hay una alta eficiencia al momento de implementar el método de limpieza por Circulación por Píldoras.

Tabla 10. Zona del Campo Vs promedio de sucio inicial Vs promedio de sucio final método Circulación.

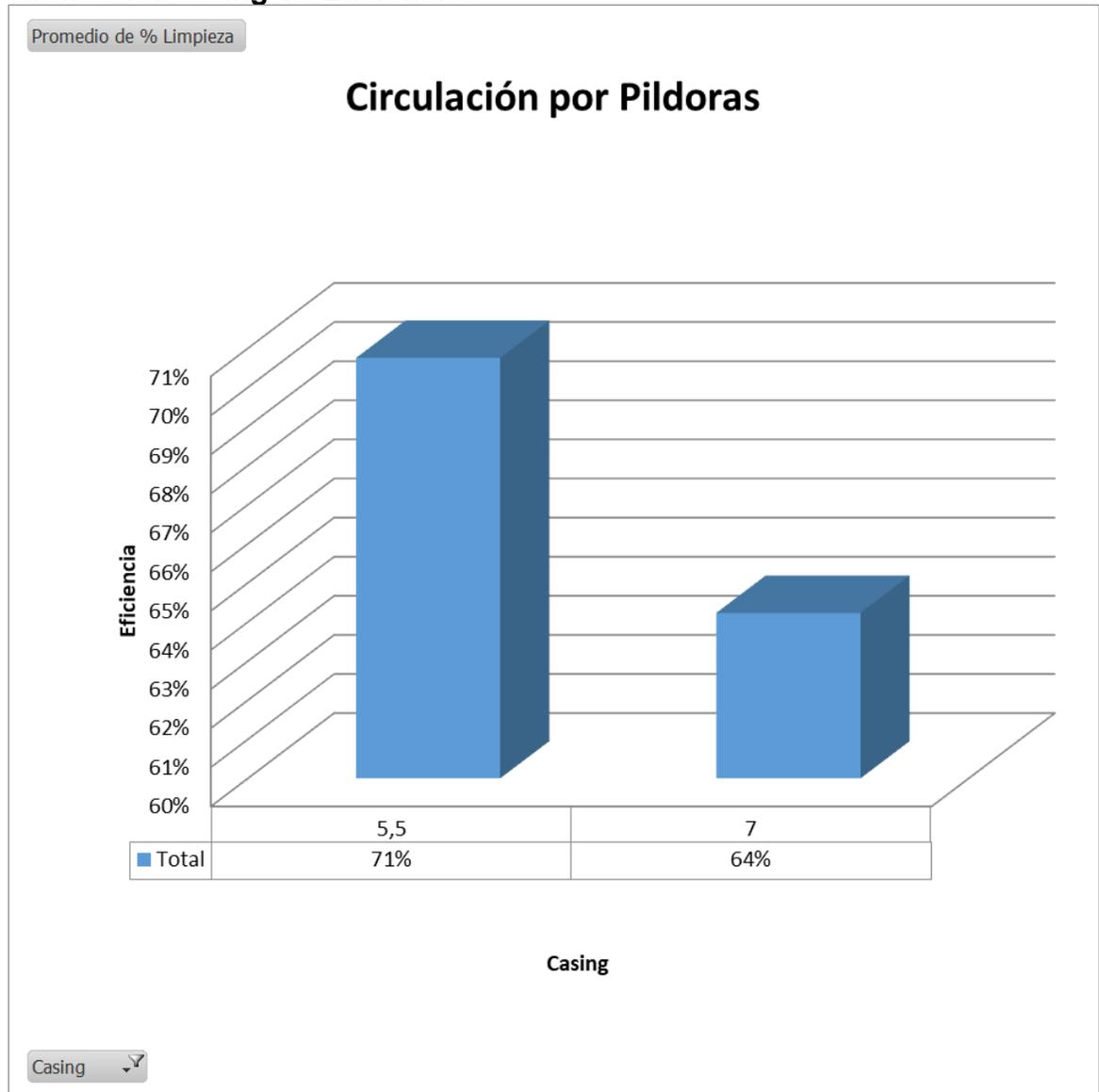
Circulación por Píldoras			
Zona	Promedio de Sucio inicial	Promedio de Sucio final	Eficiencia
CIRA ESTE	302	209	31%
CIRA NORTE	24	24	0%
CIRA SUR	255	81	68%
INFA CENTRAL	837	603	28%
INFA NORTE	142	18	87%
INFA SUR	112	0	100%
TOTAL GENERAL	267	118	56%

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 10** se puede evidenciar que el método de limpieza por Circulación con Píldoras presentó unos resultados no muy buenos en zonas como Cira Este e Infa Central, con un promedio de 29,5% de arena limpiada, por otro lado Cira Norte con un total de 0 % de arena removida. Sin embargo, Infa Sur presento una eficiencia del 100%, debido a esto se recomienda que este método se utilice únicamente en los pozos que tengan un espesor a tratar menor de 100ft, puesto que de lo contrario lo único que generaría sería una pérdida de tiempo y dinero.

Se analizará que Casing es el que conlleva a que el método de Circulación por Píldoras obtenga una mejor eficiencia al momento de ejecutar su respectiva limpieza.

Gráfica 19. Casing Vs Eficiencia.

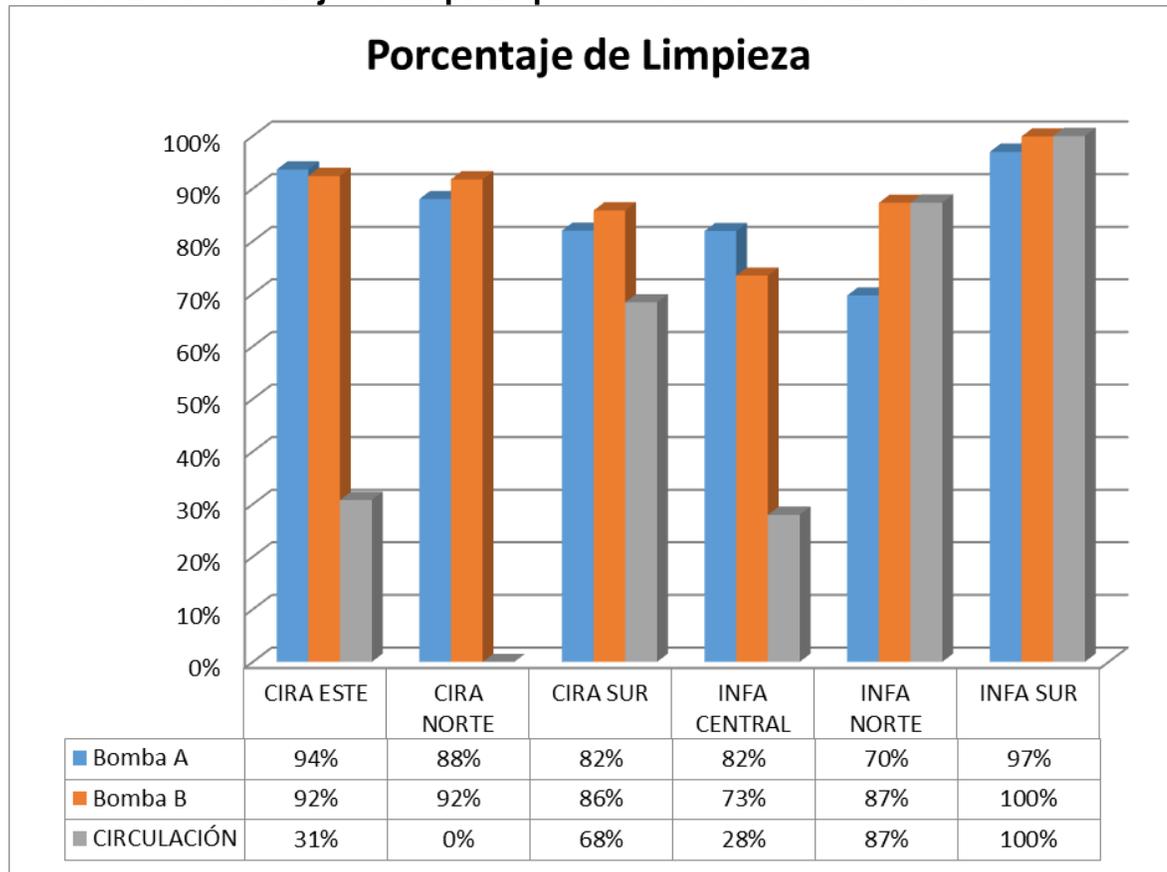


Fuente: elaboración propia.

Para la Circulación con Píldoras el Casing de 5 ½ in presenta mejor eficiencia que en pozos con Casing de 7 in.

3.2.7.4 Comparación de la eficiencia en los tres métodos. Por último, se recoge toda la información obtenido de las **Tablas 8, Tablas 9, Tablas 10** y se proyecta en una gráfica con el fin de demostrar que hay métodos que presentan una mejor eficiencia que en otros dependiendo de la zona en que este sea implementado.

Gráfica 20. Porcentaje de limpieza por cada Método Vs Zona.



Fuente: elaboración propia.

Según lo analizado en la Gráfica 20 se puede llegar al siguiente análisis.

- Para Cira Este la Bomba Desarenadora A tiene mayor eficiencia con un 94% de arena removida, el método de Circulación por Píldoras presenta unos valores muy pobres en cuanto la eficiencia de limpieza alcanzando a penas un 31%.
- En Cira Norte la Bomba Desarenadora B tiene mayores valores en eficiencia con 92% de eficiencia de limpieza, el método de limpieza por Circulación con Píldoras tuvo 0% en eficiencia. Es por esto que se recomienda que en esta parte del campo no se implemente la circulación por píldoras.

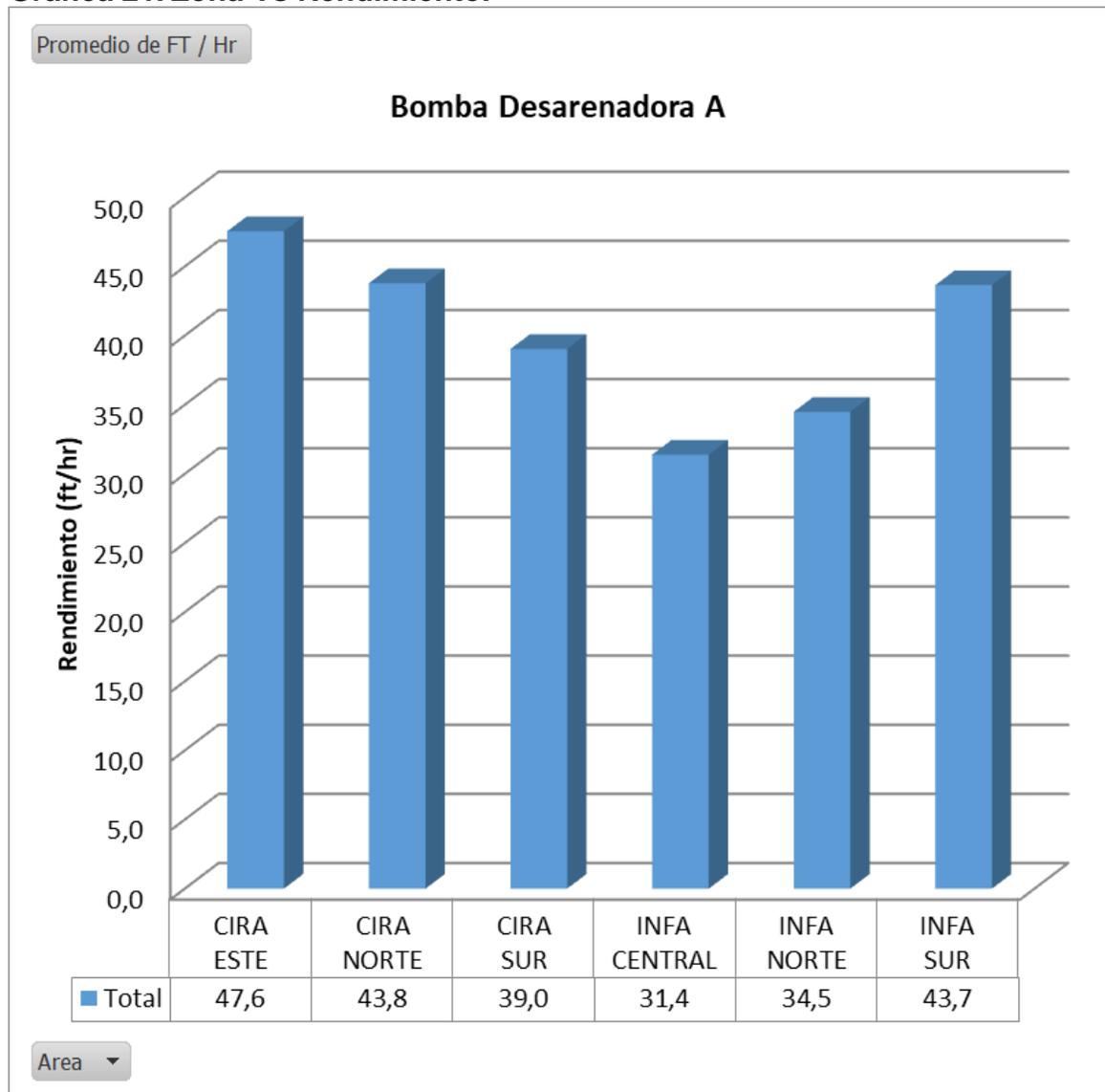
- En Cira Sur la Bomba Desarenadora B es aquel método que tiene una mayor eficiencia con un valor de 86%, en esta zona del campo el método de Circulación por Píldoras presenta unos resultados más aceptables a comparación de las otras zonas del campo más específicamente con un 68% de limpieza.
- En Infa Central la Bomba Desarenadora A es el método que presenta mayor eficiencia con un 82%. Por otro lado, Circulación por Píldoras vuelve a presentarse con resultados muy pobres respecto a la limpieza.
- En Infa Norte la Bomba Desarenadora B y los métodos por Circulación por Píldoras presentaron un resultado de 87% ambos, demostrando un buen desempeño en esta zona del campo.
- En Infa Sur se puede evidenciar que los 3 métodos obtuvieron resultados excelentes, la Bomba Desarenadora B y los métodos por Circulación por Píldoras obtuvieron valores de eficiencia del 100%.
- En general el método Circulación por Píldoras fue aquel que obtuvo los peores valores en cuanto al porcentaje de eficiencia.
- Se puede concluir que dependiendo el Casing que maneje cada pozo, se debe seleccionar el método de limpieza, debido a que de este depende que la eficiencia sea mayor.

3.2.8 Rendimiento. El rendimiento es el factor que determina que tanto limpia cada método por cada hora transcurrida, este parámetro no tiene en cuenta si se limpió la totalidad de arena en el fondo. Se analizarán las mismas variables que en eficiencia.

Para un buen análisis de los datos manejados, se examinó el rendimiento de todos los métodos de limpieza en las distintas zonas del campo y en pozos con Casing de 5½ in y 7 in, se muestra a continuación.

3.2.8.1 Bomba Desarenadora A. Se determinará en que Zonas del Campo la Bomba Desarenadora A genera un mejor Rendimiento, para así determinar donde esta ejecutará su limpieza de mejor manera a una alta velocidad.

Gráfica 21. Zona Vs Rendimiento.

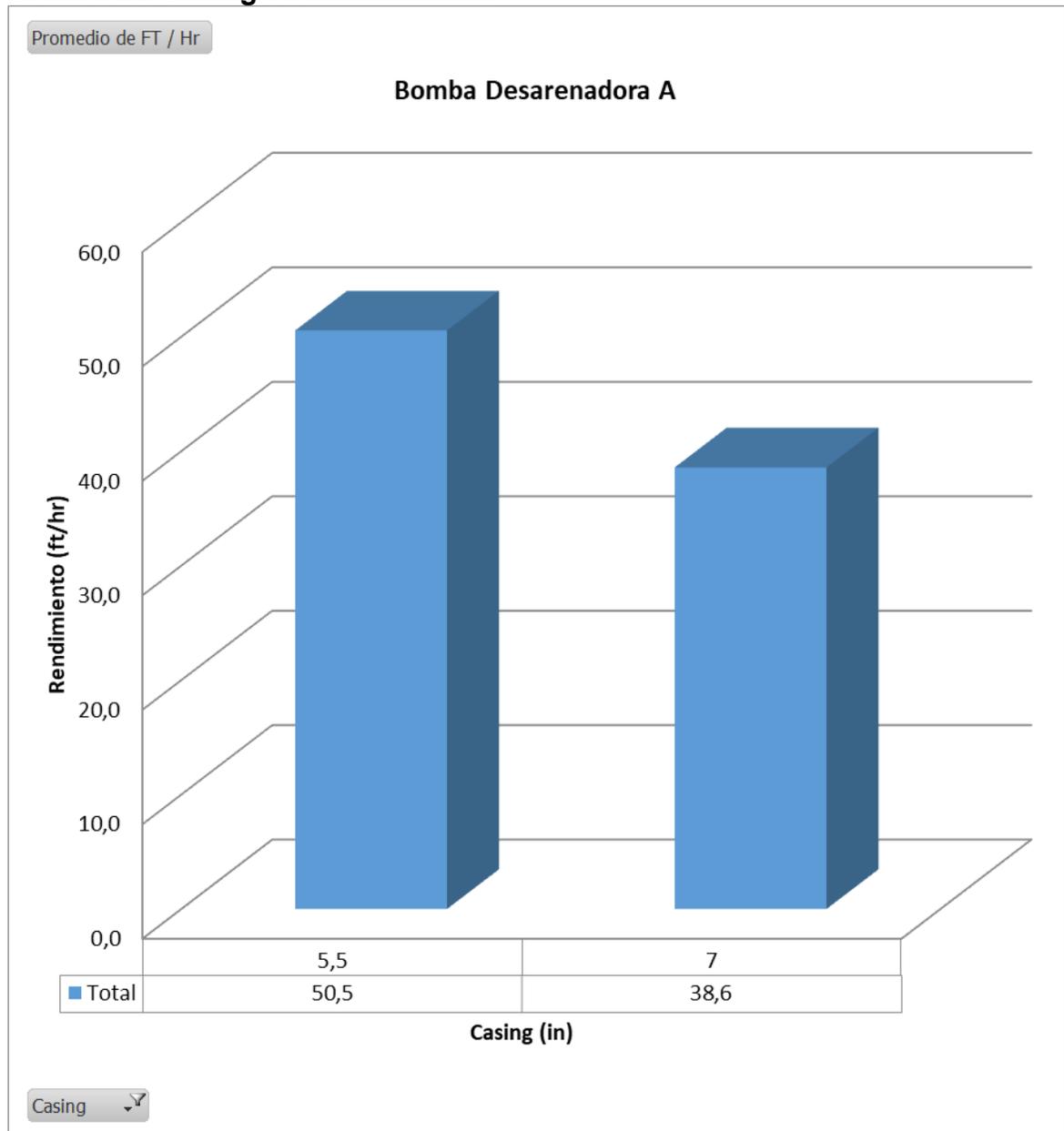


Fuente: elaboración propia.

Basado en los datos de la **Gráfica 21.** se logra determinar que Cira Este es la zona del campo que mejor rendimiento presenta al utilizar la Bomba Desarenadora A, con una tasa de 47,6 ft/hr y la zona con menor rendimiento fue Infa Central con un 31,4 ft/hr.

Se determinará que Casing genera un mejor rendimiento al momento de utilizar el método de Bomba Desarenadora A.

Gráfica 22. Casing Vs Rendimiento.

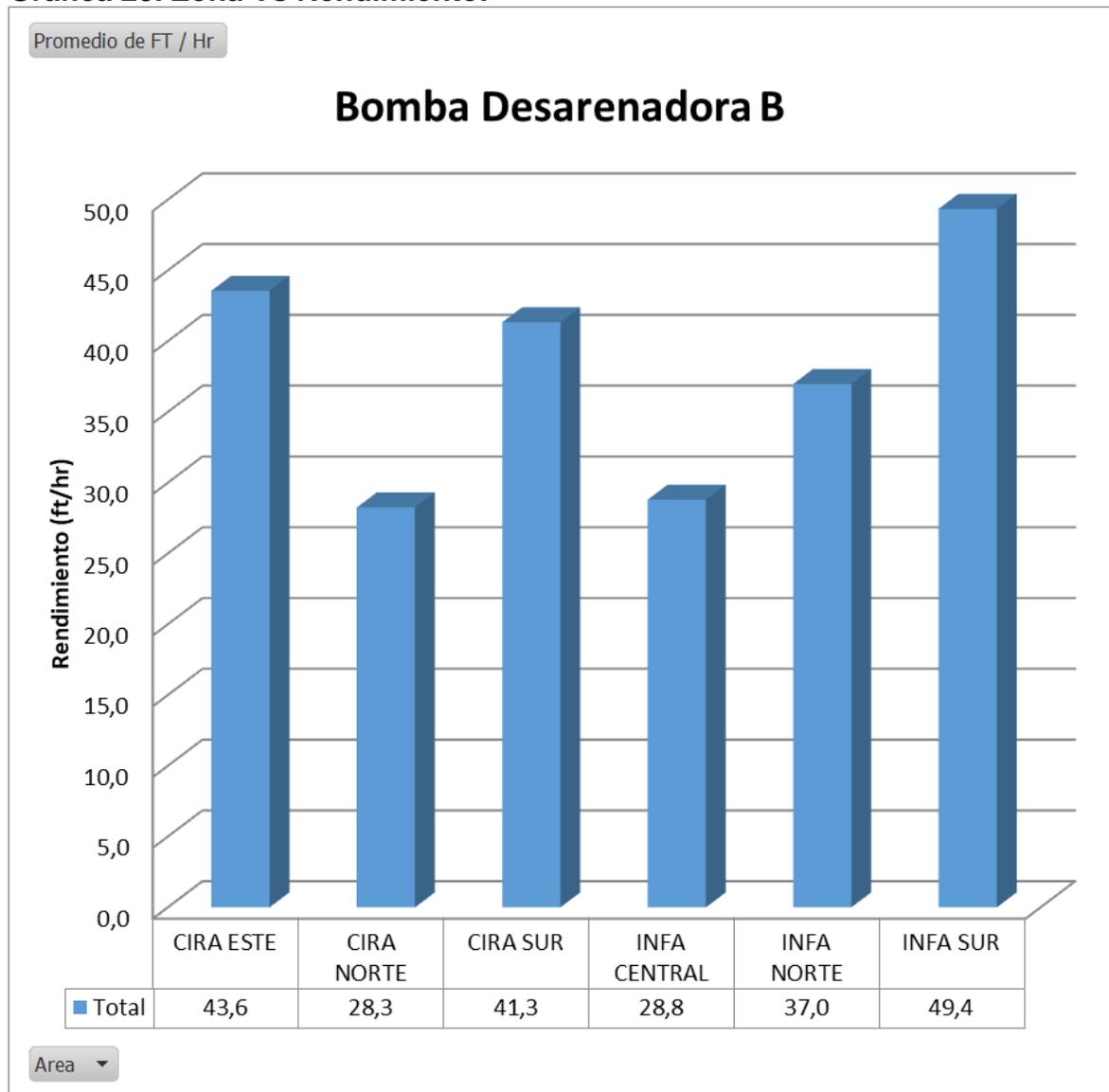


Fuente: elaboración propia.

La Bomba Desarenadora A tiene un rendimiento muy alto en pozos Casing 5½ in, con tasas de 97 ft/hr.

3.2.8.2 Bomba Desarenadora B. Se determinará en que Zonas del Campo la Bomba Desarenadora B genera un mejor Rendimiento, para así determinar donde esta ejecutará su limpieza de mejor manera a una alta velocidad.

Gráfica 23. Zona Vs Rendimiento.

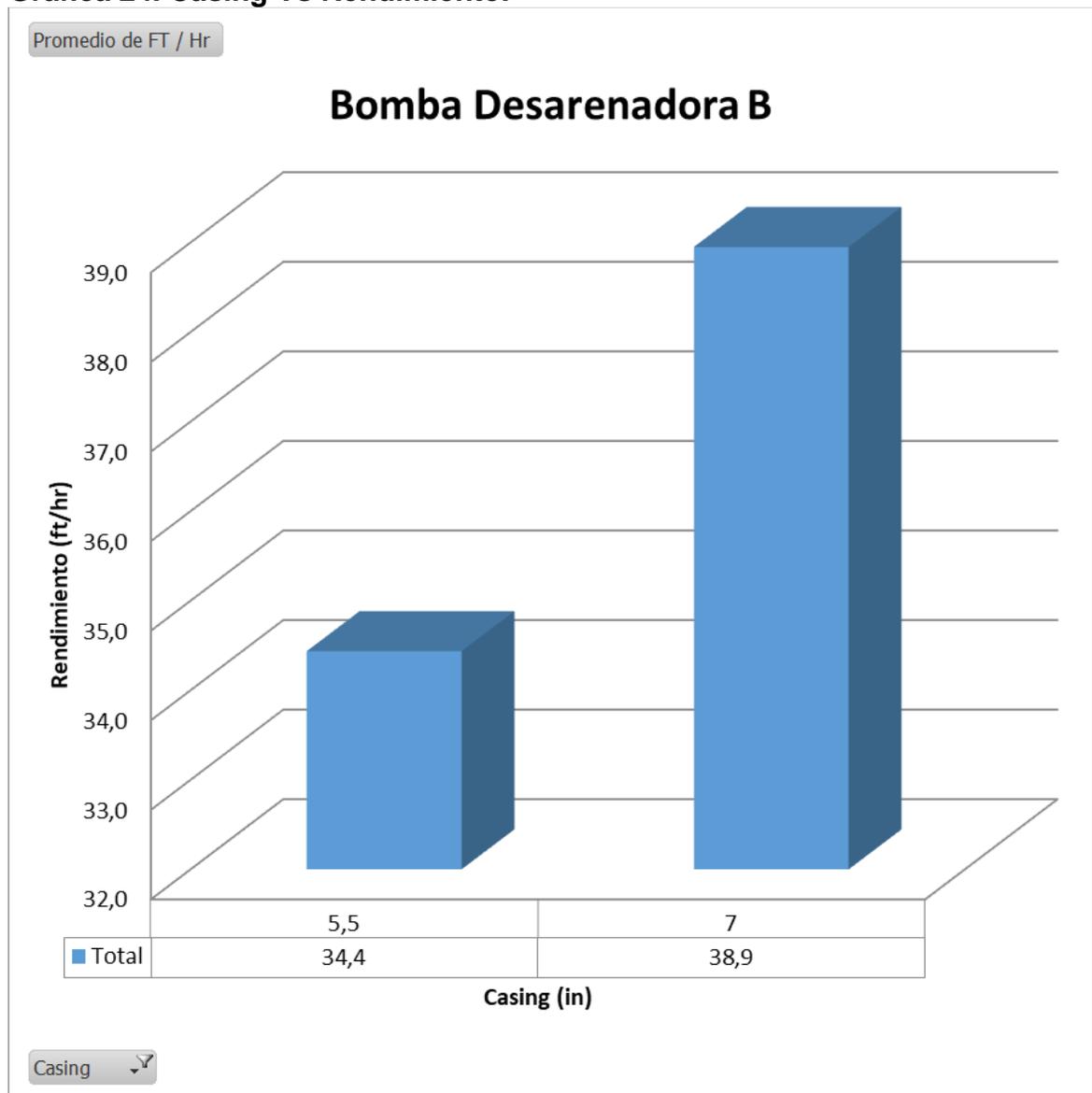


Fuente: elaboración propia.

Infa Sur con 49,4 ft/hr es aquella zona con mayor tasa de rendimiento, por otro lado, en Cira Norte se obtuvo resultados muy bajos, con tan solo una tasa de limpieza de 28,3 ft/hr.

Para un buen análisis de los datos manejados, se examinó el rendimiento del método de limpieza de Bomba Desarenadora B en pozos con Casing de 5,5 in y 7 in, el cual se muestra a continuación.

Gráfica 24. Casing Vs Rendimiento.

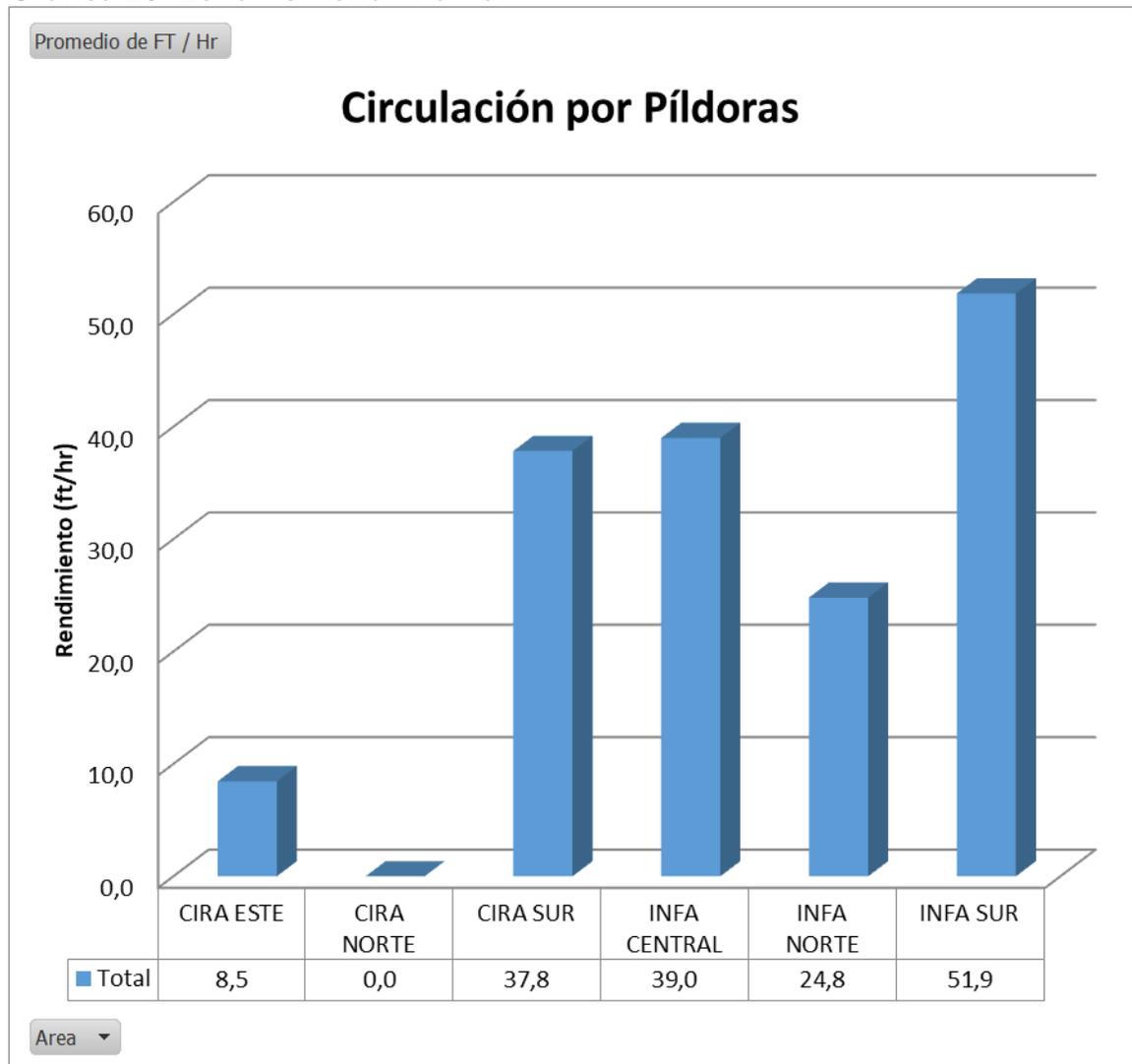


Fuente: elaboración propia.

De acuerdo a la **Gráfica 24.** la Bomba Desarenadora B tiene mejor rendimiento en pozos con Casing de 7 in.

3.2.8.3 Circulación por Píldoras. Se determinará en que Zonas del Campo el método de Circulación por Píldoras genera un mejor Rendimiento, para así determinar donde esta ejecutará su limpieza de mejor manera a una alta velocidad.

Gráfica 25. Zona Vs Rendimiento.

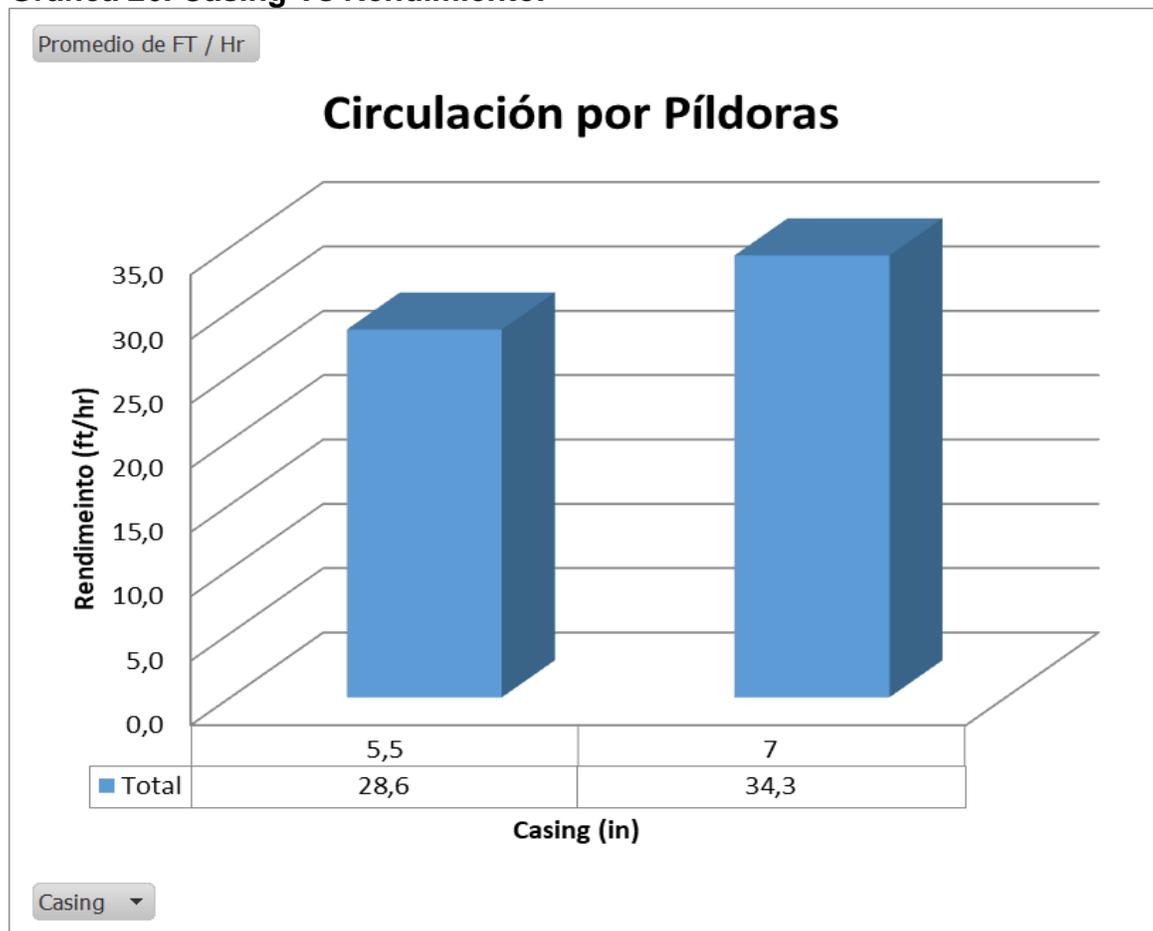


Fuente: elaboración propia.

Un análisis al que se concluye con la **Gráfica 25.** se puede evidenciar que el método por Circulación con Píldoras en Infa Sur alcanza un rendimiento bastante alto con un valor de 51,9ft/hr, por otro lado, en Cira Este y Cira Norte se obtuvo un rendimiento de 8,5ft/hr y 0ft/hr respectivamente, siendo las zonas con rendimiento más bajo en todo el campo.

Para un buen análisis de los datos manejados, se examinó el rendimiento del método de limpieza circulación por píldora en pozos con Casing de 5½ in y 7 in, el cual se muestra a continuación.

Gráfica 26. Casing Vs Rendimiento.

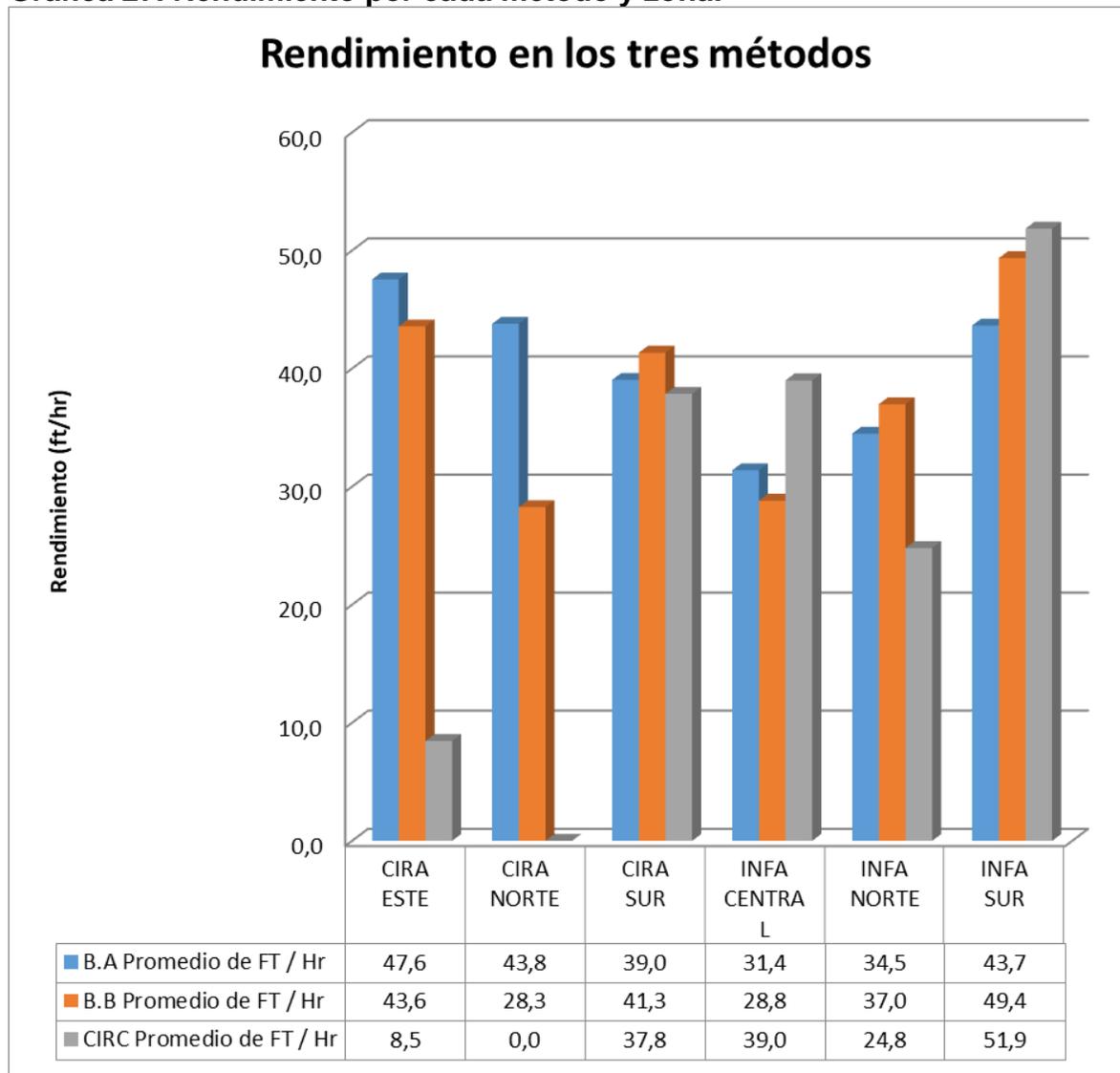


Fuente: elaboración propia.

Según la **Gráfica 26.** el método de Circulación por píldoras genera mejores rendimientos en pozos con Casing 7in con un promedio de tasa de limpieza de 34,3 ft/hr.

3.2.8.4 Comparación del rendimiento en los tres métodos. Debido a que cada método tiene un comportamiento diferente en cada una de las zonas, es por ello que se analizó el rendimiento promedio y se obtuvo los siguientes resultados.

Gráfica 27. Rendimiento por cada método y zona.



Fuente: elaboración propia.

- El método de Bomba Desarenadora A tiene como zonas preferentes en cuanto a tasa de limpieza a Cira Este y Cira Norte.
- La Bomba Desarenadora B presenta bajo rendimiento en tasa de limpieza de arena en zonas como Cira Norte, Infa Central e Infa Norte.

- En Infa Sur, el método por Circulación por Píldoras tuvo mejor tasa de limpieza que los otros métodos usados con un promedio de 51,9 ft/hr.
- En el de método Circulación por Píldoras tiene una tasa baja de limpieza a comparación de los otros métodos.
- Zonas como la Cira no es recomendable usar el método de Circulación por Píldoras, pues se ha evidenciado que este método en estas zonas del campo no es efectivo, Lo que puede resultar en pérdidas económicas.

3.2.9 Eficiencia operativa según el espesor de arena. Junto a los ingenieros de Occidental se analizaron las posibilidades que se tienen al momento de enfrentar el problema de arenamiento en los pozos, uno de ellos es la eficiencia que tiene cada método, esta se encarga de limpiar la mayor cantidad de arena sin importar el tiempo que esta tarde y como segunda opción se encuentra el rendimiento, la cual consta de limpiar la mayor cantidad de arena en el menor tiempo posible.

La industria petrolera tiene como prioridad economizar las decisiones que compone cada día en cada Campo y este tema no iba a ser la excepción. Es por esto que junto a los ingenieros de occidental se determinó que para la selección de los métodos que componen la matriz es necesario asignarle porcentajes a los parámetros que regirán esta herramienta computacional, los cuales son: Rendimiento y eficiencia, los cuales se les asignó un valor de 80% y 20% respectivamente, esta decisión fue tomada debido a que la Cira Infantas cuenta con un espesor de arena la cual no afecta los perforados, lo que da la posibilidad de dejar un espesor de arena sin remover, a esto se le denominada Rathole, el cual es de alrededor de 100ft en este campo, lo cual da un margen muy grande para que se pueda depositar la arena.

3.2.9.1 Espesor de 0-200ft. Los resultados de rendimiento y eficiencia de los métodos usados actualmente en el campo la Cira Infantas con un espesor de arena de 0 ft a 200 ft, en pozos con Casing 5½ in y 7in, los cuales se encuentran en la **Tabla 11, Tabla 12 y Tabla 13:**

Tabla 11. Eficacia en la Bomba Desarenadora A por cada Zona y Casing utilizado.

Bomba Desarenadora A		
Zona/Casing	Promedio de % Limpieza	Promedio de FT/Hr
CIRA ESTE	93%	48
5,5	100%	70
7	90%	40
CIRA NORTE	88%	36
5,5	100%	33
7	86%	37
CIRA SUR	89%	38
5,5	91%	42
7	88%	37
INFA CENTRAL	91%	32
5,5	100%	33
7	89%	32
INFA NORTE	83%	33
5,5	71%	22
7	84%	34
INFA SUR	95%	42
5,5	100%	97
7	95%	40
TOTAL GENERAL	90%	39

Fuente: elaboración propia.

Tabla 12. Eficacia en la Bomba Desarenadora B por cada Zona y Casing utilizado.

Bomba Desarenadora B		
Zona/Casing	Promedio de % Limpieza	Promedio de FT/Hr
CIRA ESTE	89%	49
5,5	77%	23
7	92%	56
CIRA NORTE	87%	28
7	87%	28
CIRA SUR	90%	34
5,5	84%	37
7	92%	33
INFA CENTRAL	75%	29
5,5	100%	32
7	62%	27

Tabla 12. (Continuación).

INFA NORTE	83%	25
7	83%	25
INFA SUR	100%	32
7	100%	32
TOTAL GENERAL	88%	34

Fuente: elaboración propia.

Tabla 13. Eficacia en el método de Circulación por píldoras por cada Zona y Casing utilizado.

Circulación por Píldoras		
Zona/Casing	Promedio de % Limpieza	Promedio de FT/Hr
CIRA ESTE	31%	8
7	31%	8
CIRA NORTE	0%	0
5,5	0%	0
CIRA SUR	78%	34
5,5	100%	30
7	64%	38
INFA SUR	100%	52
7	100%	52
TOTAL GENERAL	65%	29

Fuente: elaboración propia.

De las anteriores Tablas se obtuvieron los siguientes análisis:

- Cira Este: El método que presenta mejor eficiencia en esta zona del campo es la Bomba Desarenadora A para Casing 5½ in con una eficiencia del 100% y un rendimiento de 70ft/hr, por otro lado para pozos con Casing 7in el más eficiente es la Bomba Desarenadora B con un promedio de 92% y un rendimiento de 56ft/hr.
- Cira Norte: Para pozos con Casing 5½ in es la Bomba Desarenadora A al igual que en un Casing de 7in.
- Cira Sur: Para los dos diámetros de Casing se recomienda la Bomba Desarenadora A.
- Infa Central: Tanto para un Casing de 5½ in como para el de 7 in se recomienda una Bomba Desarenadora A.

- Infa Norte: Bomba Desarenadora A es aquella con mejores resultados tanto para pozos con Casing 5½ in y 7in.
- Infa Sur: Para pozos con Casing de 5½ in el mejor método es Bomba Desarenadora A, para pozos con Casing de 7in el mejor método es Circulación por Píldoras, puede que tenga la misma eficiencia que la Bomba Desarenadora B, pero el rendimiento por Circulación por Píldoras es mucho mayor, 32ft/hr y 52ft/hr respectivamente.

3.2.9.2 Espesor de 200ft-400ft. Los resultados de rendimiento y eficiencia de los métodos usados actualmente en el campo la Cira Infantas con un espesor de arena de 200 ft a 400 ft, en pozos con Casing 5½ in y 7 in los cuales se encuentran en la **Tabla 14, Tabla 15 y Tabla 16:**

Tabla 14. Eficacia en la Bomba Desarenadora A por cada Zona y Casing utilizado.

Bomba Desarenadora A		
Zona/Casing	Promedio de % Limpieza	Promedio de FT/Hr
CIRA ESTE	86%	31
7	86%	31
CIRA NORTE	94%	74
7	94%	74
CIRA SUR	100%	55
7	100%	55
INFA SUR	100%	81
7	100%	81
TOTAL GENERAL	96%	62

Fuente: elaboración propia.

Tabla 15. Eficacia en la Bomba Desarenadora B por cada Zona y Casing utilizado.

Bomba Desarenadora B		
Zona/Casing	Promedio de % Limpieza	Promedio de FT/Hr
CIRA ESTE	96%	34
7	96%	34
CIRA NORTE	95%	31
7	95%	31
CIRA SUR	96%	51
5,5	100%	37
7	96%	52
INFA NORTE	88%	32

Tabla 15. (Continuación)

7	88%	32
INFA SUR	100%	135
7	100%	135
TOTAL GENERAL	95%	42

Fuente: elaboración propia.

Tabla 16. Eficacia en el método de Circulación por píldoras por cada Zona y Casing utilizado.

Circulación por Píldoras		
Zona/Casing	Promedio de % Limpieza	Promedio de FT/Hr
CIRA SUR	91%	46
5,5	83%	55
7	100%	38
INFA CENTRAL	28%	39
7	28%	39
TOTAL GENERAL	70%	44

Fuente: elaboración propia.

De las anteriores Tablas se obtuvieron los siguientes análisis:

- Cira Este: Para pozos con Casing 7in se determinó que aquel que obtuvo mejor rendimiento trabajando con un espesor de arena de entre 200 ft y 400 ft fue Bomba Desarenadora B.
- Cira Norte: El método que mejor eficiencia tuvo fue la Bomba Desarenadora B, pero la Bomba Desarenadora A presentó un rendimiento más alto a comparación de la Bomba Desarenadora B, de 74ft/hr y 31ft/hr respectivamente, es por esto que se elige la Bomba Desarenadora A.
- Cira Sur: Para pozos con Casing 5½ in Bomba Desarenadora B es aquella que presentó mejor eficiencia y para pozos 7in la Bomba Desarenadora A, ambas con una eficiencia del 100%. Pero para el caso del Casing de 5½ in el rendimiento de la Circulación por píldoras es más alto por ende este será el método seleccionado.
- Infa Central: No se obtuvo información acerca de pozos que cumplan con la condición de espesor de arena de 200ft a 400ft.
- Infa Norte: Para Pozos con Casing de 7in el método con mejor rendimiento fue la Bomba Desarenadora B.

- Infa Sur: Tanto la Bomba Desarenadora A y B tienen la misma eficiencia, pero la B es aquella que maneja un rendimiento mayor, con un promedio de 135 ft/hr.

3.2.9.3 Espesor > 400ft. Los resultados de rendimiento y eficiencia de los métodos usados actualmente en el campo la Cira Infantas con un espesor de arena mayor a 400 ft, en pozos con Casing 5½ in y 7 in, los cuales se encuentran en la **Tabla 17, Tabla 18, Tabla 19:**

Tabla 17. Eficacia en la Bomba Desarenadora A por cada Zona y Casing.

Bomba Desarenadora A		
Zona/Casing	Promedio de % Limpieza	Promedio de FT/Hr
CIRA ESTE	93%	31
7	93%	31
CIRA NORTE	94%	74
7	94%	74
CIRA SUR	97%	49
7	97%	49
INFA SUR	100%	81
7	100%	81
TOTAL GENERAL	96%	56

Fuente: elaboración propia.

Tabla 18. Eficacia en la Bomba Desarenadora B por cada Zona y Casing utilizado.

Bomba Desarenadora B		
Zona/Casing	Promedio de % Limpieza	Promedio de FT/Hr
CIRA NORTE	96%	20
7	96%	20
CIRA SUR	93%	70
7	93%	70
INFA NORTE	97%	107
7	97%	107
INFA SUR	100%	53
5,5	100%	53
TOTAL GENERAL	96%	58

Fuente: elaboración propia.

Tabla 19. Eficacia en el método de Circulación por píldoras por cada Zona y Casing utilizado.

Circulación por Píldoras		
Zona/Casing	Promedio de % Limpieza	Promedio de FT/Hr
CIRA SUR	91%	46
5,5	83%	55
7	100%	38
INFA CENTRAL	28%	39
7	28%	39
TOTAL GENERAL	70%	44

Fuente: elaboración propia.

De las anteriores Tablas se obtuvieron los siguientes análisis:

- Cira Este, Bomba Desarenadora A fue aquella que se utilizó en esta zona del campo y solamente en pozos con Casing 7 in con un rendimiento de 31 ft/hr y una eficiencia del 93%.
- Cira Norte, Bomba Desarenadora A presento los mejores resultados en rendimiento y eficiencia con unos valores de 74 ft/hr y 94 % respectivamente.
- Cira Sur, Bomba Desarenadora B fue el método que mejores resultados tuvo, con un rendimiento de 70 ft/hr y una eficiencia del 93%, aunque la eficiencia de Bomba Desarenadora A sea mayor, este factor no es el más importante a la hora de seleccionar el método más óptimo.
- Infa Central, no se obtuvo resultados muy contundentes debido a la falta de datos, pero un análisis que se puede concluir es que el método de limpieza por circulación tuvo eficiencias muy bajas, apenas alcanzando un 28%. Y por esto esta técnica bajo estas condiciones en específico no es la ideal.
- Infa Norte, Bomba Desarenadora B es la más eficiente con 97% de limpieza y un rendimiento de 107ft/hr.
- Infa Sur, para pozos con Casing 5½ in Bomba Desarenadora B es la más óptima con valores de 100% de eficiencia con un rendimiento de 53 ft/hr y en pozos con Casing de 7 in la Bomba Desarenadora A es la indicada con un rendimiento de 81 ft/hr.

3.2.10 Presencia de elementos ferrosos. La empresa Occidental de Colombia se responsabiliza de las operaciones que se realicen en el Campo la Cira Infantas, este campo como tal tiene una cantidad elevada de intervenciones por problemas de arena, es por esto que decidieron darle la oportunidad a un nuevo mecanismo,

el cual recibe el nombre de Circulación por Magnetos, se caracteriza por la recolección y remoción de materiales no deseados, garantizando una producción efectiva y rápida, por lo cual está clasificado como el método más costoso.

La empresa Occidental de Colombia proporciono unos análisis de laboratorio los cuales analizaban 20 pozos, dando como conclusión que este método no solo ayuda a remover arena sino también diferentes elementos provenientes tanto del desgaste o desprendimiento de recubrimientos en tuberías o piezas metálicas, como también compuestos ponen de manifiesto que existen procesos de corrosión en el sistema o desgaste natural de los materiales expuestos. Adicional, estos compuestos son incrustantes y pueden ocasionar taponamiento en accesorios y válvulas.

Para una conclusión más detallada se escogieron 3 pozos, PozoM1, PozoM2 y PozoM3 en los cuales se evidenció una alta remoción de elementos no deseados, después de realizar las respectivas limpiezas se constató que a los pozos después de ser intervenidos incrementan su volumen de producido, lo que conlleva a una eficiencia relativamente alta.

Es por esto que en el caso tal que en la matriz se ingrese que hay presencia de elementos ferrosos inmediatamente de los parámetros seleccionados se elegirá el método de Circulación Por Magnetos, debido a que está en la única que puede generar una eficiencia y rendimiento favorables.

3.3 RESULTADOS OBTENIDOS TRAS LA IMPLEMENTACIÓN DE LA MATRIZ

De acuerdo a la información probabilística realizada en las secciones de resultados anteriores, se puede determinar que método se adecúa mejor teniendo en cuenta cada una de las características de cada pozo.

3.3.1 Intervalos ingresados a la matriz de acuerdo a los parámetros críticos establecidos. Estos parámetros ingresados a la matriz fueron seleccionados de acuerdo a la Eficacia, Mencionada en el capítulo 3. Sección 3.2.9.

3.3.1.1 Espesor de 0ft – 200ft

- Casing de 5½ in en Cira Este: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento: 70 ft/hr -47,6 ft/hr Eficiencia 100%-93 %
- Casing de 7in en Cira Este: Bomba Desarenadora B
- Rendimiento: 56ft/hr -43,6 ft/hr Eficiencia 92%
- Casing de 5½ in en Cira Norte: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento: 43,8 ft/hr-33ft/hr Eficiencia 100%-91 %
- Casing de 7in en Cira Norte: Bomba Desarenadora A

- Rendimiento: 37ft/hr-28,3ft/hr Eficiencia 91% - 86%
- Casing de 5½ in en Cira Sur: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento: 42ft/hr-39 ft/hr Eficiencia 91%
- Casing de 7in en Cira Sur: Bomba Desarenadora B
- Rendimiento: 41,3ft/hr-33ft/hr Eficiencia 92%
- Casing de 5½ in en Infa Central: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento: 33ft/hr-31,4 ft/hr Eficiencia 100%-89%
- Casing de 7in en Infa Central: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento: 32ft/hr-31,4ft/hr Eficiencia 89%-75 %
- Casing de 5½ in en Infa Norte: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento: 34,5ft/hr- 22ft/hr Eficiencia 82%-71%
- Casing de 7in en Infa Norte: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento: 34,5ft/hr-34ft/hr Eficiencia 84%-82%
- Casing de 5½ in Infa Sur: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento: 97ft/hr 43,7 ft/hr Eficiencia 100%-95%
- Casing de 7in en Infa Sur: Circulación por Píldoras
- Rendimiento: 52ft/hr -51,9 ft/hr Eficiencia 100%-95%

3.3.1.2 Espesor de 200ft – 400ft

- Casing de 5½ in en Cira Este: Circulación con Píldoras
- Rendimiento: 55 ft/hr Eficiencia: 83 %
- Casing de 7in en Cira Este: Bomba Desarenadora B
- Rendimiento: 43,6 ft/hr-34ft/hr Eficiencia 96%-92%
- Casing de 5½ in en Cira Norte: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento 74 ft/hr-43,8 ft/hr Eficiencia del 94%-91
- Casing de 7in en Cira Norte: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento 74 ft/hr-43,8 ft/hr Eficiencia del 94%-91
- Casing de 5½ in en Cira Sur: Circulación por Píldoras
- Rendimiento: 55ft/h-37,8ft/hr r Eficiencia 83%-82%
- Casing de 7in en Cira Sur: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento: 55ft/hr-39ft/hr Eficiencia 100%-91%
- Casing de 5½ in en Infa Central: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento 33 ft/hr-31,4ft/hr eficiencia 100%-89%
- Casing de 7in en Infa Central: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento: 32ft/hr-31,4ft/hr Eficiencia 89%-75 %
- Casing de 5½ in en Infa Norte: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento: 34,5ft/hr- 22ft/hr Eficiencia 82%-71%
- Casing de 7in en Infa Norte: Bomba Desarenadora B
- Rendimiento: 37 ft/hr 32ft/hr Eficiencia 88%-86%
- Casing de 5½ in Infa Sur: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento: 97ft/hr 43,7 ft/hr Eficiencia 100%-95%
- Casing de 7in en Infa Sur: Bomba Desarenadora B

- Rendimiento: 135ft/hr-43,7 ft/hr Eficiencia 100%

3.3.1.3 Espesor de 400ft – 600ft

- Casing de 5½ in en Cira Este: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento: 47,6 ft/hr -31ft/hr Eficiencia 93%
- Casing de 7in en Cira Este: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento: 47,6 ft/hr -31ft/hr Eficiencia 93%
- Casing de 5½ in en Cira Norte: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento: 74ft/hr Eficiencia 94%
- Casing de 7in en Cira Norte: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento: 74ft/hr-43,8ft/hr Eficiencia 94%-91 %
- Casing de 5½ in en Cira Sur: Bomba Desarenadora B
- Rendimiento: 70ft/hr-41,3ft/hr Eficiencia 93%-92 %
- Casing de 7in en Cira Sur: Bomba Desarenadora B
- Rendimiento: 70ft/hr-41,3ft/hr Eficiencia 93%-92 %
- Casing de 5½ in en Infa Central: Bomba A
- Rendimiento: 31,4 ft/hr eficiencia 89%
- Casing de 7in en Infa Central: Bomba A
- Rendimiento: 31,4 ft/hr eficiencia 89%
- Casing de 5½ in en Infa Norte: Bomba desarenadora B
- Rendimiento: 37 ft/hr eficiencia 86%
- Casing de 7in en Infa Norte: Bomba Desarenadora B
- Rendimiento: 107ft/hr 37ft/hr Eficiencia 97%-86%
- Casing de 5½ in Infa Sur: Bomba Desarenadora B
- Rendimiento: 53ft/hr-49,4ft/hr Eficiencia 100%
- Casing de 7in en Infa Sur: Bomba Desarenadora A
- Rendimiento: 81ft/hr -43,7 ft/hr Eficiencia 100%-95%

Se debe tener en cuenta que en caso que se presenten Colapso en los pozos, tendrá como resultado una afectación tanto de la eficiencia y como del rendimiento, independiente del método a utilizar. Debido a que no se tiene certeza de su nivel de criticidad, estos valores podrían cambiar.

Para la implementación de la matriz, se realizó con el siguiente diagrama de flujo para poder darle una explicación lógica a la programación realizada en la hoja de cálculo Excel.

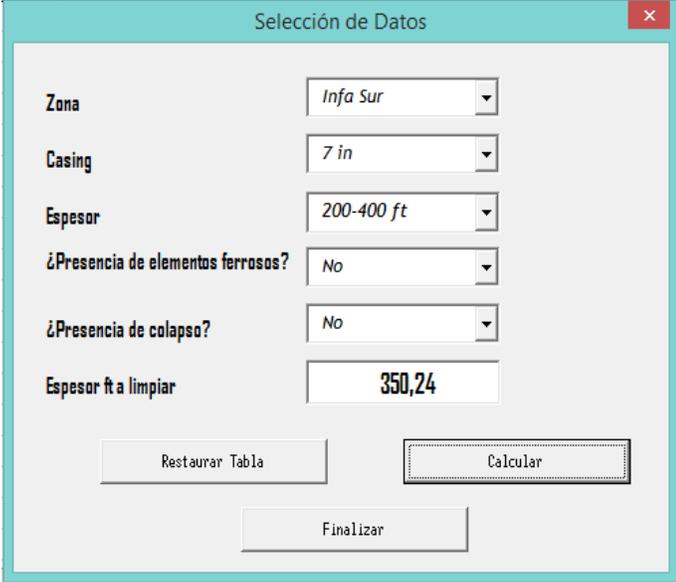
3.4 IMPLEMENTACIÓN DE LA MATRIZ EN LOS 6 POZOS SELECCIONADOS

Para un mayor entendimiento de los resultados arrojados por la matriz después de su implementación se mostrará un caso ejemplo del análisis a un pozo

simulando un caso cualquiera. Posterior a esto se mostrarán los resultados finales de los 6 pozos seleccionados por la empresa Occidental de Colombia.

3.4.1 Caso Ejemplo para correr la matriz. Donde se realiza un resumen de los parámetros elegidos, comentarios y resultados. En la **Figura 26.** se observa un ejemplo de los parámetros a analizar en la matriz:

Figura 26. Formulario con los parámetros del pozo.



Selección de Datos	
Zona	Infa Sur
Casing	7 in
Espesor	200-400 ft
¿Presencia de elementos ferrosos?	No
¿Presencia de colapso?	No
Espesor ft a limpiar	350,24
Restaurar Tabla	
Calcular	
Finalizar	

Fuente: elaboración propia.

Al oprimir el botón calcular y dado que la variable **¿Presencia de elementos ferrosos?** Es **No**, entonces el programa procede a verificar la zona, el tipo de Casing y espesores indicados. De esto modo el programa hasta el momento ha identificado que la elección del usuario con el tipo de zona y Casing es Infa Sur y 7in respectivamente.

Por último, el tipo de **Espesor** es lo que debe catalogar el código, por lo cual pregunta el rango en el que está dicho espesor: donde el programa se preguntará: ¿el tipo de espesor está en el rango **0-200 ft**? Y como esto no se tiene debido a que el rango de este ejemplo es: **200-400 ft** el programa salta líneas hasta llegar al if que le dé la respuesta correcta a este rango.

El cual indica que el rango es 200-400 ft y por tanto el resultado que nos debe aparecer en la tabla es: Rendimiento en un "43,7 ft/hr - 135 ft/hr", Eficiencia de "100%" y un Resultado de "Bomba Desarenadora B". Sin embargo, puesto que hay presencia de colapso y como nos indica el diagrama de flujo el rendimiento

baja, esto se presencia en los comentarios de la tabla como se puede observar en la **Figura 27**.

Figura 27. Resultados finales de la matriz para el pozo.

Tipo de Zona	Casing	Espesor	Rendimiento	Eficiencia	Tiempo Estimado de limpieza	Resultado
Infra Sur	7 in	200-400 ft	43,7 ft/hr - 135 ft/hr	100%	3,92 horas	Bomba Desarenadora B
Comentarios						

Fuente: elaboración propia

Por último, cuando el programa empieza a leer el código que hay después del cuadro 5. Entonces identifica el parámetro **Espesor ft al limpiar** como 350,24 y se realizará la operación correspondiente, dando como resultado 3,92 horas.

3.4.2 Corrida de la matriz para el pozo POZOXX1. De acuerdo con los reportes finales suministrados por la empresa Occidental, se debe limpiar un espesor de arena de 582ft, con un Casing de 7 in. Al momento de correrle la matriz diseñada a este pozo se determina que se debe realizar una limpieza mediante el método de Bomba Desarenadora A. Con una eficiencia 91% - 94% y un rendimiento 43,8ft/hr - 74ft/hr. Tal y como se muestra en la **Figura 28**.

Figura 28. Resultado de la matriz para el pozo POZOXX1.

Tipo de Zona	Casing	Espesor	Rendimiento	Eficiencia	Tiempo Estimado de limpieza	Resultado
Cira Norte	7 in	400-600 ft	43,8 ft/hr - 74 ft/hr	91% - 94%	10,68 horas	Bomba Desarenadora A
Comentarios						

Fuente: elaboración propia

Donde se espera que la Bomba Desarenadora A culmine su limpieza en tiempo estimado de 10,68 horas.

3.4.3 Corrida de la matriz para el pozo POZOXX2. De acuerdo con los reportes finales suministrados por la empresa Occidental, se debe limpiar un espesor de arena de 115ft, con un Casing de 5½ in. Al momento de correrle la matriz diseñada a este pozo se determina que se debe realizar una limpieza mediante el

método de Bomba Desarenadora A. Con una eficiencia 93% - 100% y un rendimiento 47,6 ft/hr - 70 ft/hr. Tal y como se muestra en la **Figura 29**.

Figura 29. Resultado de la matriz para el pozo POZOXX2.

Tipo de Zona	Casing	Espesor	Rendimiento	Eficiencia	Tiempo Estimado de limpieza	Resultado
Cira Este	5,5 in	0-200 ft	47,6 ft/hr - 70 ft/hr	93% - 100%	2,03 horas	Bomba Desarenadora A
Comentarios						

Fuente: elaboración propia.

Donde se espera que la Bomba Desarenadora A culmine su limpieza en un tiempo estimado de 2,03 horas.

3.4.4 Corrida de la matriz para el pozo POZOYY1. De acuerdo con los reportes finales suministrados por la empresa Occidental, se debe limpiar un espesor de arena de 212ft, con un Casing de 7 in. Al momento de correrle la matriz diseñada a este pozo se determina que se debe realizar una limpieza mediante el método de Bomba Desarenadora B. Con una eficiencia 86% - 88% y un rendimiento 32 ft/hr – 37 ft/hr. Tal y como se muestra en la **Figura 30**.

Figura 30. Resultado de la matriz para el pozo POZOYY1.

Tipo de Zona	Casing	Espesor	Rendimiento	Eficiencia	Tiempo Estimado de limpieza	Resultado
Infra Norte	7 in	200-400 ft	32 ft/hr - 37 ft/hr	86% - 88%	7,06 horas	Bomba Desarenadora B
Comentarios						

Fuente: elaboración propia

Donde se espera que la Bomba Desarenadora B culmine su limpieza en tiempo estimado de 7,06 horas.

3.4.5 Corrida de la matriz para el pozo POZOXX3. De acuerdo con los reportes finales suministrados por la empresa Occidental, se debe limpiar un espesor de arena de 122ft, con un Casing de 5½ in. Al momento de correrle la matriz diseñada a este pozo se determina que se debe realizar una limpieza mediante el método de Bomba Desarenadora A Con una eficiencia 91% y un rendimiento 39 ft/hr - 42 ft/hr. Tal y como se muestra en la **Figura 31**.

Figura 31. Resultado de la matriz para el pozo POZOXX3.

Tipo de Zona	Casing	Espesor	Rendimiento	Eficiencia	Tiempo Estimado de limpieza	Resultado
Cira Sur	5,5 in	0-200 ft	39 ft/hr - 42 ft/hr	91%	3,31 horas	Bomba Desarenadora A
Comentarios						

Fuente: elaboración propia.

Donde se espera que la Bomba Desarenadora A culmine su limpieza en tiempo estimado de 3.31 horas.

3.4.6 Corrida de la matriz para el pozo POZOYY2. De acuerdo con los reportes finales suministrados por la empresa Occidental, se debe limpiar un espesor de arena de 118ft, con un Casing de 5½ in. Al momento de correrle la matriz diseñada a este pozo se determina que se debe realizar una limpieza mediante el método de Bomba Desarenadora A. Con una eficiencia 89% - 100% y un rendimiento 31,4 ft/hr - 33 ft/hr. Tal y como se muestra en la **Figura 32**.

Figura 32. Resultado de la matriz para el pozo POZOYY2.

Tipo de Zona	Casing	Espesor	Rendimiento	Eficiencia	Tiempo Estimado de limpieza	Resultado
Infa Central	5,5 in	0-200 ft	31,4 ft/hr - 33 ft/hr	89% - 100%	3,88 horas	Bomba Desarenadora A
Comentarios						

Fuente: elaboración propia.

Donde se espera que la Bomba Desarenadora A culmine su limpieza en tiempo estimado de 3,88 horas.

3.4.7 Corrida de la matriz para el pozo POZOYY3. De acuerdo con los reportes finales suministrados por la empresa Occidental, se debe limpiar un espesor de arena de 8ft, con un Casing de 5½ in. Al momento de correrle la matriz diseñada a este pozo se determina que se debe realizar una limpieza mediante el método de Bomba Desarenadora A. Con una eficiencia 95% - 100% y un rendimiento 43,7 ft/hr - 97 ft/hr. Tal y como se muestra en la **Figura 33**.

Figura 33. Resultado de la matriz para el pozo POZOYY3.

Tipo de Zona	Casing	Espesor	Rendimiento	Eficiencia	Tiempo Estimado de limpieza	Resultado
Cira Sur	5,5 in	0-200 ft	39 ft/hr - 42 ft/hr	91%	0,22 horas	Bomba Desarenadora A
Comentarios						

Fuente: Elaboración propia.

Donde se espera que la Bomba Desarenadora A culmine su limpieza en tiempo estimado de 0,22 horas.

3.5 RESULTADOS OBTENIDOS DESPUÉS DE LA CORRIDA DE LA MATRIZ

Esta sección se basará en demostrar los resultados obtenidos después de la implementación del método seleccionado por la matriz en cada pozo.

3.5.1 Resultados finales de Pozo POZOXX1. En este caso la empresa Occidental de Colombia decidió no aplicar el resultado propuesto por la matriz, debido a la disponibilidad de la Bomba Desarenadora A, por lo cual aplicaron el método de Bomba Desarenadora B, la cual arrojó los resultados que se pueden evidenciar en la **Figura 34**.

Figura 34. Resultados Finales del Pozo POZOXX1.

Propuesto	Actual	Pozo	Área	Fondo Real	Duración efectiva limpieza (Horas)	Duración Limpieza (Horas)	Tope de Sucio Inicial	Sucio inicial
Bomba A	Bomba B	PozoXX1	CIRA NORTE	4786	17	46	4204	582

# BHA Limpieza Convencional	# BHA Limpieza Dual	# BHA Limpieza Circulación	# BHA Total	Total limpieza	Tope Sucio Final	Sucio final	% Limpieza	FT / Hr	ft limpiados con bomba Dual	ft limpiados con bomba Convencional
1	1	1	3	376	4580	206	65%	22,1	181	62

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

Se puede evidenciar que la duración de la limpieza en este pozo fue en 46 horas, esto debido a que tuvieron que cambiar 3 veces el BHA como se puede observar en la Figura 34, lo que le costó a la empresa tiempo reflejado en dinero, por otro la eficiencia y el rendimiento tampoco generaron un buen resultado debido a que se

esperaba un promedio de 92,5% y 58,9ft/hr respectivamente, donde por lo contrario se obtuvo un 65% de eficiencia y un 22,12ft/hr de rendimiento.

3.5.2 Resultados finales del Pozo POZOXX2. En este caso la Empresa Occidental de Colombia se guio en la selección del método de limpieza para este pozo mediante la matriz programada, la cual arrojó la implementación de la Bomba Desarenadora A que tendría una eficiencia 93% - 100% y un rendimiento 47,6 ft/hr - 70 ft/hr. Los resultados obtenidos después de la implementación del método de limpieza se pueden observar en la **Figura 35**.

Figura 35. Resultados Finales del Pozo POZOXX2.

Propuesto	Actual	Pozo	Área	Fondo Real	Duración efectiva limpieza (Horas)	Duración Limpieza (Horas)	Tope de Sucio Inicial	Sucio inicial
Bomba A	Bomba A	PozoXX2	CIRA ESTE	3796	2,5	12,5	3681	115

# BHA Limpieza Bomba A	# BHA Limpieza Bomba B	# BHA Limpieza Circulación	# BHA Total	Total limpieza	Tope Sucio Final	Sucio final	Eficiencia %	Rendimiento Ft/Hr	Ft limpiados con Bomba B	Ft limpiados con Bomba A
1	0	0	1	114	3795	1	99%	45,6	0	114

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

Se puede evidenciar que el tiempo de limpieza efectiva se aproxima bastante al arrojado por la matriz, donde el espesor de arena se limpió en 2,5 horas y se esperaba limpiarlo en 2,03 horas, esto debido a que el rendimiento fue un poco menor a lo esperado, por otro lado, se puede evidenciar que la eficiencia dio un resultado bastante alto.

3.5.3 Resultados finales de Pozo POZOYY1: En este caso la Empresa Occidental de Colombia se guio en la selección del método de limpieza para este pozo mediante la matriz programada, la cual arrojó la implementación de la Bomba Desarenadora B que tendría una eficiencia 86% - 88% y un rendimiento 32 ft/hr – 37 ft/hr. Los resultados obtenidos después de la implementación del método de limpieza se pueden observar en la **Figura 36**.

Figura 36. Resultados Finales del Pozo POZOYY1.

Propuesto	Actual	Pozo	Área	Fondo Real	Duración efectiva limpieza (Horas)	Duración Limpieza (Horas)	Tope de Sucio Inicial	Sucio inicial
Bomba B	Bomba B	PozoYY1	INFA NORTE	2460	5	13	2248	212

Figura 36. (Continuación)

# BHA Limpieza Bomba A	# BHA Limpieza Bomba B	# BHA Limpieza Circulación	# BHA Total	Total limpieza	Tope Sucio Final	Sucio final	Eficiencia %	Rendimiento Ft/Hr	Ft limpiados con Bomba B	Ft limpiados con Bomba A
0	1	0	1	192	2440	20	91%	38,4	192	0

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

Se puede evidenciar que la duración efectiva de limpieza fue menor de lo esperado, donde de 7,06 horas se limpió en 5 horas, esto debido a que el rendimiento fue mayor a lo que se tenía predestinado con la matriz.

3.5.4 Resultados finales del Pozo POZOXX3. En este caso la empresa Occidental de Colombia decidió no aplicar el resultado propuesto por la matriz, debido a la disponibilidad de la Bomba Desarenadora A, por lo cual aplicaron el método de Bomba Desarenadora B, la cual arrojó los resultados que se pueden evidenciar en la **Figura 37.**

Figura 37. Resultados Finales del Pozo POZOXX3.

Propuesto	Actual	Pozo	Área	Fondo Real	Duración efectiva limpieza (Horas)	Duración Limpieza (Horas)	Tope de Sucio Inicial	Sucio inicial
Bomba A	Bomba B	PozoXX3	CIRA SUR	3652	3	35	3530	122

# BHA Limpieza Bomba A	# BHA Limpieza Bomba B	# BHA Limpieza Circulación	# BHA Total	Total limpieza	Tope Sucio Final	Sucio final	Eficiencia %	Rendimiento Ft/Hr	Ft limpiados con Bomba B	Ft limpiados con Bomba A
1	1	0	2	90	3620	32	74%	30	50	40

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

Se puede evidenciar que la duración total de limpieza fue de 35 horas, de las cuales tan solo 3 fueron del método de limpieza funcionando, esto debido a que al bajar el primer BHA con la Bomba Desarenadora B se estancó e hizo acudir a otra herramienta de limpieza, adicionándole horas innecesarias a la intervención, por otro lado se puede evidenciar que por más que se tardarán 35 horas solo se logró limpiar un 74% de arena, donde con la matriz se esperaba un 91%.

3.5.5 Resultados finales del Pozo POZOYY2. En este caso la Empresa Occidental de Colombia se guio en la selección del método de limpieza para este pozo mediante la matriz programada, la cual arrojó la implementación de la Bomba Desarenadora A que tendría una eficiencia 89% - 100% y un rendimiento 31,4 ft/hr - 33 ft/hr. Los resultados obtenidos después de la implementación del método de limpieza se pueden observar en la **Figura 38.**

Figura 38. Resultados Finales del Pozo POZOYY2.

Propuesto	Actual	Pozo	Área	Fondo Real	Duración efectiva limpieza (Horas)	Duración Limpieza (Horas)	Tope de Sucio Inicial	Sucio inicial
Bomba A	Bomba A	PozoYY2	INFA CENTRAL	3255	3,5	8	3137	118

# BHA Limpieza Bomba A	# BHA Limpieza Bomba B	# BHA Limpieza Circulación	# BHA Total	Total limpieza	Tope Sucio Final	Sucio final	Eficiencia %	Rendimiento Ft/Hr	Ft limpiados con Bomba B	Ft limpiados con Bomba A
1	0	0	1	118	3255	0	100%	33,71428571	0	118

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

Se puede evidenciar que el resultado real se asemeja de una forma considerable a lo arrojado o esperado por la matriz, debido a que la duración de limpieza efectiva fue de 3,5 horas y se esperaba una duración de 3,31horas. Donde la eficiencia y el rendimiento se encuentran dentro del rango establecido por la matriz.

3.5.6 Resultados finales del Pozo POZOYY3. En este caso la empresa Occidental de Colombia decidió no aplicar el resultado propuesto por la matriz, debido a la disponibilidad de la Bomba Desarenadora A, por lo cual aplicaron el método de Bomba Desarenadora B, la cual arrojo los resultados que se pueden evidenciar en la **Figura 39.**

Figura 39. Resultados Finales del PozoYY3.

Propuesto	Actual	Pozo	Área	Fondo Real	Duración efectiva limpieza (Horas)	Duración Limpieza (Horas)	Tope de Sucio Inicial	Sucio inicial
Bomba A	Bomba B	PozoYY3	INFA SUR	2505	2	11	2497	8

# BHA Limpieza Bomba A	# BHA Limpieza Bomba B	# BHA Limpieza Circulación	# BHA Total	Total limpieza	Tope Sucio Final	Sucio final	Eficiencia %	Rendimiento Ft/Hr	Ft limpiados con Bomba B	Ft limpiados con Bomba A
0	1	0	1	0	2497	8	0%	0	0	0

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

Se puede evidenciar que la duración efectiva de la Bomba Desarenadora B tardo dos horas en realizar su respectiva limpieza, donde no se obtuvo ningún resultado de arena en superficie, dando como resultado un 0 tanto para la eficiencia como para el rendimiento.

3.6 ANÁLISIS FINANCIERO

Este numeral tiene como principal propósito explicar de forma detallada como se realizará el proceso del análisis financiero de los resultados obtenidos a lo largo del desarrollo del proyecto y así poder darle cumplimiento al objetivo específico de evaluar la viabilidad económica del método de limpieza seleccionado con la matriz a partir de indicadores económicos tales como la metodología del Valor Presente Neto (VPN) y el costo anual uniforme equivalente (CAUE).

La evaluación financiera del caso se realizará desde el punto de vista de una compañía operadora donde la unidad monetaria de valor constante es el dólar americano (USD), el horizonte del proyecto es de 10 años con periodos anuales, los indicadores financieros a utilizar es el costo anual equivalente (CAUE) y la metodología del valor presente neto (VPN), se analizarán dos escenarios, el actual (antes de la implementación de la matriz) y el escenario propuesto (después de la implementación de la matriz), donde se hará un comparativo para determinar de forma cuantitativa que el método seleccionado por la matriz es el que mejor resultado da a largo y corto plazo.

Cabe resaltar que el respectivo análisis financiero es de forma general, es decir representa a todo el campo La Cira Infantas.

3.6.1 Análisis de costos de operación (OPEX). Son un costo continuo para el funcionamiento del sistema de limpieza, dentro de los cuales se tienen en cuenta costos por consumos, equipos también conocidos como costos recurrentes los cuales permiten el óptimo funcionamiento del sistema.

En la **Tabla 20.** se muestran los costos de levantamiento de un barril de crudo que incluye regalías, transporte, impuestos y costos asociados, además el costo por intervención relacionado con limpieza de arenas, un costo de barril WTI, TIO, impuestos y regalías. Los costos que se manejan aplican para ambos escenarios tanto como actual y propuesto.

Tabla 20. Costos de operación (OPEX).

Descripción	Valor	Unidades
Costo de levantamiento	\$ 14,00	USD/BOPD
Costo por intervencion	\$ 72.000,00	USD
WTI	\$ 40,00	USD
TIO	0,15	%

Fuente: elaboración propia.

3.6.1.1 Escenario Actual. En la **Tabla 21** se presentan los costos de operación OPEX para una proyección a 10 años con periodos anuales, este escenario tiene

como principal objetivo demostrar a lo que se atiene la empresa Occidental de Colombia al no implementar la herramienta computacional, debido a que por guiarse de la intuición, disponibilidad de los métodos de limpieza u otros factores de decisión los lleva a perder un día más de operación, reflejado en un aumento en los costos de operación y una disminución de ingresos ligado al tiempo que el pozo se encuentre cerrado.

Tabla 21. Escenario actual se Pierde 1 día de operación.

Período	Promedio (BOPD)	Ingresos (USD)	Costo de Levantamiento (USD)	Costo Intervención (USD)	Costo por días sin producción (USD)	Costo Total Egresos (USD)	Ganancias Anuales (USD)
1	31	\$ 446.400,00	\$ 156.240,00	\$ 90.000,00	\$ 2.480,00	\$ 248.720,00	\$ 197.680,00
2	26	\$ 374.400,00	\$ 131.040,00			\$ 131.040,00	\$ 243.360,00
3	23	\$ 331.200,00	\$ 115.920,00	\$ 90.000,00	\$ 1.840,00	\$ 207.760,00	\$ 123.440,00
4	20	\$ 288.000,00	\$ 100.800,00			\$ 100.800,00	\$ 187.200,00
5	18	\$ 259.200,00	\$ 90.720,00	\$ 90.000,00	\$ 1.440,00	\$ 182.160,00	\$ 77.040,00
6	17	\$ 244.800,00	\$ 85.680,00			\$ 85.680,00	\$ 159.120,00
7	15	\$ 216.000,00	\$ 75.600,00	\$ 90.000,00	\$ 1.200,00	\$ 166.800,00	\$ 49.200,00
8	14	\$ 201.600,00	\$ 70.560,00			\$ 70.560,00	\$ 131.040,00
9	12	\$ 172.800,00	\$ 60.480,00	\$ 90.000,00	\$ 960,00	\$ 151.440,00	\$ 21.360,00
10	11	\$ 158.400,00	\$ 55.440,00			\$ 55.440,00	\$ 102.960,00
Total		\$ 2.692.800,00	\$ 942.480,00	\$ 450.000,00	\$ 7.920,00	\$ 1.400.400,00	\$ 1.292.400,00

Fuente: elaboración propia.

3.6.1.2 Escenario propuesto. En la **Tabla 22.** se presentarán los costos asociados a levantamientos e intervenciones para el escenario propuesto donde se puede evidenciar que se reduce el tiempo de limpieza a 24 horas y por ende el tiempo el cual se tiene cerrado el pozo.

Tabla 22. Escenario propuesto Óptimo Donde La Matriz Funciona.

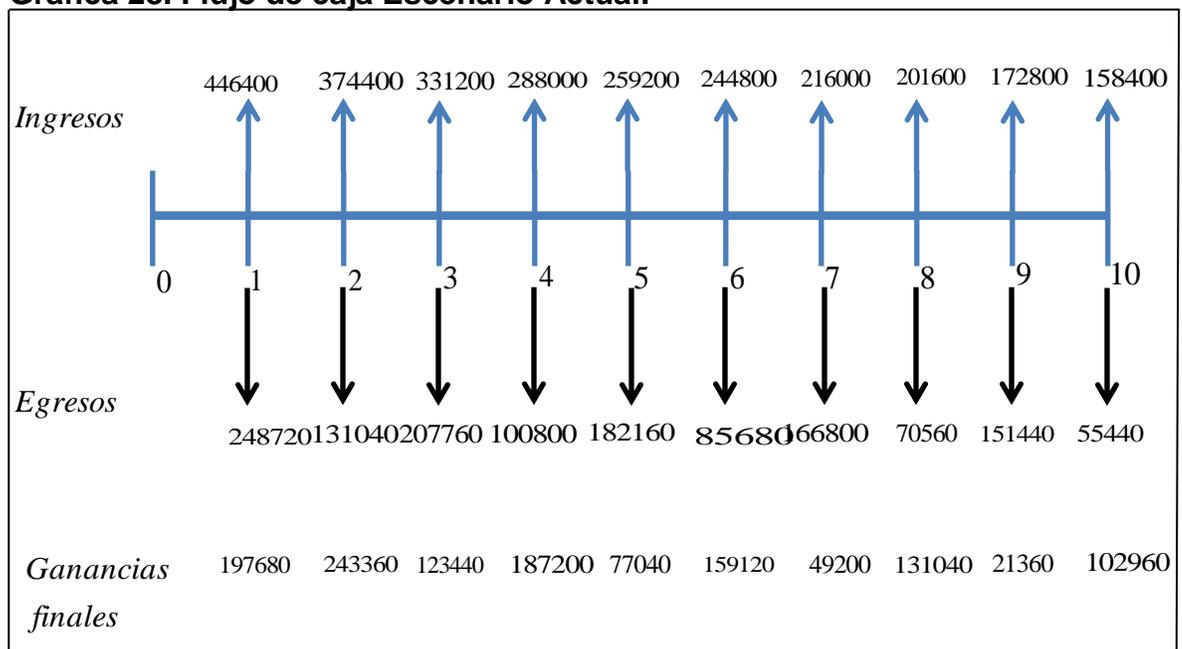
Período	Produccion (BOPD)	Ingresos (USD)	Costo de Levantamiento (USD)	Costo Intervención (USD)	Costo por días sin producción (USD)	Costo Total Egresos (USD)	Ganancias Anuales (USD)
1	31	\$ 446.400,00	\$ 156.240,00	\$ 72.000,00	\$ 1.240,00	\$ 229.480,00	\$ 216.920,00
2	26	\$ 374.400,00	\$ 131.040,00			\$ 131.040,00	\$ 243.360,00
3	23	\$ 331.200,00	\$ 115.920,00	\$ 72.000,00	\$ 920,00	\$ 188.840,00	\$ 142.360,00
4	20	\$ 288.000,00	\$ 100.800,00			\$ 100.800,00	\$ 187.200,00
5	18	\$ 259.200,00	\$ 90.720,00	\$ 72.000,00	\$ 720,00	\$ 163.440,00	\$ 95.760,00
6	17	\$ 244.800,00	\$ 85.680,00			\$ 85.680,00	\$ 159.120,00
7	15	\$ 216.000,00	\$ 75.600,00	\$ 72.000,00	\$ 600,00	\$ 148.200,00	\$ 67.800,00
8	14	\$ 201.600,00	\$ 70.560,00			\$ 70.560,00	\$ 131.040,00
9	12	\$ 172.800,00	\$ 60.480,00	\$ 72.000,00	\$ 480,00	\$ 132.960,00	\$ 39.840,00
10	11	\$ 158.400,00	\$ 55.440,00			\$ 55.440,00	\$ 102.960,00
Total		\$ 2.692.800,00	\$ 942.480,00	\$ 360.000,00	\$ 3.960,00	\$ 1.306.440,00	\$ 1.386.360,00

Fuente: elaboración propia.

3.6.2 Evaluación Financiera. Para un buen análisis de evaluación económica se calculó el impacto de los recursos monetarios generados por cada uno de los escenarios, permitiendo realizar un comparativo evidenciando el gran impacto positivo de la herramienta dentro de la operación de limpieza de arenas demostrando lograr un ahorro en costos operativos a largo y corto plazo y reducción en los tiempos de limpieza.

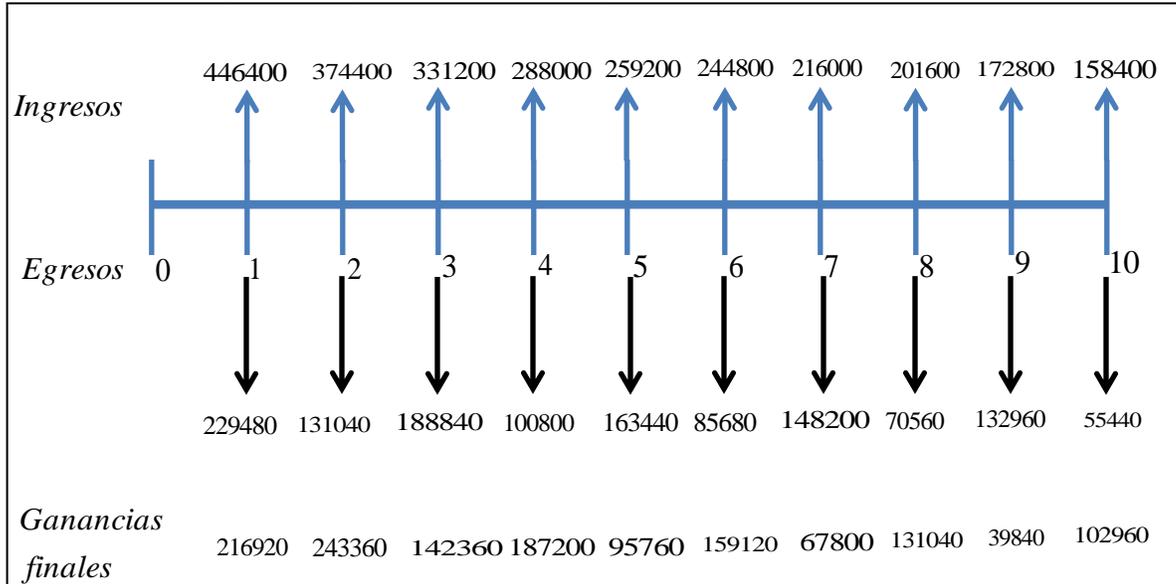
3.6.2.1 Flujo de caja. A continuación, se prosigue a realizar los respectivos flujos de caja para todos los escenarios nombrados anteriormente, los cuales son una representación gráfica en periodos iguales de los ingresos y egresos del proyecto de una empresa.

Gráfica 28. Flujo de caja Escenario Actual.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 29. Flujo de Caja Escenario Propuesto.



Fuente: elaboración propia.

3.6.2.2 VPN. Basándonos en los resultados obtenidos anteriormente en el flujo de caja, se determina el respectivo VPN para los escenarios manejados en el presente proyecto, como lo son el Actual (antes) y el propuesto (después).

Ecuación 4. Desarrollo matemático de la ecuación Valor Presente Neto para el escenario actual.

$$\begin{aligned}
 vpn &= \frac{197680}{(1 + 0,15)^1} + \frac{243360}{(1 + 0,15)^2} + \frac{123440}{(1 + 0,15)^3} + \frac{187200}{(1 + 0,15)^4} + \\
 &\frac{77040}{(1 + 0,15)^5} + \frac{159120}{(1 + 0,15)^6} + \frac{49200}{(1 + 0,15)^7} + \frac{131040}{(1 + 0,15)^8} + \frac{21360}{(1 + 0,15)^9} + \\
 &\frac{102960}{(1 + 0,15)^{10}} = \$744.056,54\text{USD}
 \end{aligned}$$

Fuente: elaboración propia.

Ecuación 5. Desarrollo matemático de la ecuación Valor Presente Neto para el escenario Propuesto.

$$\begin{aligned}
 vpn &= \frac{216920}{(1 + 0,15)^1} + \frac{243360}{(1 + 0,15)^2} + \frac{142360}{(1 + 0,15)^3} + \frac{187200}{(1 + 0,15)^4} + \\
 &\frac{95760}{(1 + 0,15)^5} + \frac{159120}{(1 + 0,15)^6} + \frac{67800}{(1 + 0,15)^7} + \frac{131040}{(1 + 0,15)^8} + \frac{39840}{(1 + 0,15)^9} + \\
 &\frac{102960}{(1 + 0,15)^{10}} = \$794.779,93\text{USD}
 \end{aligned}$$

Fuente: elaboración propia.

La opción de implementar el método de limpieza de arena seleccionado por la matriz en el campo la Cira Infantas, resulta atractivo para la compañía debido a que se ofrece una mejora en tiempos operativos y ahorro en costos, que a la larga se verán reflejados en beneficios económicos. Por otro lado, la implementación del método de limpieza recomendado significa una ganancia representa un ahorro de \$50.723,29USD que representa un 6,3% menos que el escenario actual.

3.6.2.3 CAUE. El costo anual equivalente es un indicador el cual ayudará a darle más fuerza a los análisis financieros demostrar la viabilidad del proyecto.

Ecuación 6. Desarrollo matemático de la ecuación Costo Anual Uniforme Equivalente para el escenario Actual.

$$CAUE = 744056,54 * \frac{(1 + 0,15)^{10} * 0.15}{(1 + 0,15)^{10} - 1} = \$148.254,80USD$$

Fuente: elaboración propia.

Ecuación 7. Desarrollo matemático de la ecuación Costo Anual Uniforme Equivalente para el escenario Propuesto.

$$CAUE = 79477,93 * \frac{(1+0,15)^{10}*0.15}{(1+0,15)^{10}-1} = \$158.361,54USD$$

Fuente: elaboración propia.

En el caso del escenario propuesto obtiene como CAUE \$158.362USD, mientras el escenario actual aquel se desea optimizar es de \$148.255USD, es decir que el beneficio adicional que se recibirá la alternativa propuesta frente a la actual son ganancias adicionales de \$10,000.00 USD.

3.7 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero la mejor opción para la empresa Occidental de Colombia es implementar la herramienta computacional proporcionada por los estudiantes de la Universidad América, debido a que de esta manera a la empresa se les representará un ahorro en costos de \$10.000,00 USD.

4. CONCLUSIONES

- De acuerdo a las características del Campo la Cira Infantas se puede concluir que la causa de la producción de arena, es su baja consolidación de la roca, 950psi UCS y su corte de agua es en promedio de un 89% de agua.
- Debido a la división del Campo la Cira Infantas, en 6 zonas específicamente con características diferentes una de la otra, se evidenció que los rendimientos y las eficiencias de los métodos de limpieza dependen de la zona en la cual se emplean.
- Del análisis realizado a la producción de arena de cada uno de los pozos, se identificó que aquellos que más arena producen son Cira Norte con 333,4ft Cira Sur con 246,2ft Infa Norte con 225,3ft y las zonas con menor producción es Infa Sur con 131,8ft Cira Este con 209,9ft e Infa Central con 150,5ft.
- Del análisis estadístico realizado se puede determinar que los mejores rendimientos en cada una de las zonas son: en Cira Este la Bomba Desarenadora A con un promedio de 47,6 ft/hr, en Cira Norte la Bomba Desarenadora A con un promedio de 43,8 ft/hr, en Cira Sur la Bomba Desarenadora B con un promedio de 41,3 ft/hr, en Infa Central la circulación con Píldoras con un promedio de 39 ft/hr, en Infa Norte la Bomba Desarenadora B con un promedio de con 37 ft/hr. en Infa Sur la Circulación con Píldoras con un promedio de 51,9 ft/hr.
- Se obtuvieron tiempos de limpieza los cuales fueron de gran importancia para la realización de este trabajo de grado, aquel que le lleva en promedio más tiempo requirió para realizar la limpieza de arena es la Bomba Desarenadora B con un promedio de 0,99 Días, le sigue Bomba Desarenadora A con un promedio de 0,73 días y por último Circulación por Píldoras requiere de un promedio de 0,67 Días.
- Bomba Desarenadora A tiene en un promedio de eficiencia de limpieza de 90,2%, la Bomba Desarenadora B de 89,2 % y el método de limpieza por circulación con píldoras de 54,86%.
- Se determinó gracias a la recolección y análisis de datos que el método de limpieza que mejor rendimiento tiene en todo el campo la Cira Infantas es La Bomba Desarenadora A limpiando a una tasa en promedio de 40ft/hr, le sigue la Bomba Desarenadora B con 38,1ft/hr y por último Circulación por Píldoras o magnetos alcanzando los 27ft/hr.

- En general los pozos con Casing 7 in se arena alrededor de un 15% más que aquellos que tienen Casing 5½ in, Esto es debido a las fuerzas de arrastre presentes en el pozo, donde al tener un mayor diámetro puede operar un caudal mayor y por ende los fluidos pueden traer consigo arena y de esta manera acumulándola en el interior del pozo.
- Se considera que el método de limpieza por circulación por píldoras es ineficientes en ciertas zonas del campo, lo cual se pudo observaren los resultados que se muestran a lo largo de la investigación. Este método se caracteriza por ser uno de los que tardan menos culminando su limpieza, debido a que requiere tan solo bajar un BHA, pero en aquellas zonas con mayor promedio de arenamiento en pozo se queda corta, esto puede ser debido a varios factores que entran a afectar el rendimiento de la herramienta, uno de ellos puede ser la fuerza con la que bombea las bombas de circulación el fluido, la cual puede ser insuficiente para poder llevar a superficie una gran cantidad de arena con fluido.
- Los parámetros críticos que fueron determinantes a la hora de construir y general la matriz fueron zona del campo, espesor de arena a limpiar, Casing del pozo, si el pozo presenta colapsos y presencia de elementos ferrosos y no ferrosos.
- Se puede concluir que la matriz fue útil debido a que, al revisar los resultados de las limpiezas realizadas, en específico en aquellos que se guiaron con base en las respuestas de la matriz estuvieron cerca a los valores esperados mientras aquellos en los cuales decidieron seguir la intuición u otros factores de decisión y usar un método diferente al sugerido, los resultados fueron inferior a lo esperado.
- Desde el punto de vista financiero la mejor opción para Occidental de Colombia es la arrojada por la herramienta computacional porque representa un ahorro de 50,723.29 USD que representa un 6,3% menos que el escenario actual, logrando el objetivo propuesto de evaluar la viabilidad económica del método seleccionado.
- En el caso del escenario propuesto obtiene como CAUE \$158.362USD, mientras el escenario actual aquel se desea optimizar es \$148.255,80USD, es decir que el beneficio adicional que se recibirá la alternativa propuesta, frente a la actual son ganancias adicionales de 10.000 USD.
- Al disminuir los tiempos de limpieza, no solo tiene la empresa obtiene beneficios económicos también se reduce la probabilidad de algún accidente laboral en el proceso de limpieza.

5. RECOMENDACIONES

- Implementar la herramienta en más pozos de las distintas zonas del campo para generar resultados que permitan verificar su utilidad reflejada en más datos.
- Estudiar e ingresar otras variables como presión y temperatura con el fin de aumentar la eficacia de la matriz.
- Seguir con el estudio de arenas, debido a que es uno de los problemas más comunes que se encuentra en la industria, además si se desarrolla de la mano con la herramienta computacional en cuestión; se optimizarán gastos y a su vez innovar.
- Aplicar el método arrojado por la matriz en aquellos pozos en los que decidieron usar métodos distintos, y de esta manera obtener un mayor rendimiento y eficiencia el cual se verá reflejado en la optimización de tiempos de limpieza y por ende menores costos operativos.
- Ampliar la base de datos con información de otros campos e incluirla en la matriz con el fin de ampliar el campo de acción de la herramienta computacional y así lograr resultados más cercanos al valor real.
- Ampliar la base de datos con información de Rendimientos, eficiencias y tiempos de limpiezas de las herramientas de limpieza de arena en diferentes campos de Colombia, y de esta forma generar una matriz que sea útil no solo para la Cira.
- Determinar si se genera algún tipo de dificultad que el pozo se encuentre desviado al momento de realizar el proceso de limpieza.

BIBLIOGRAFÍA

ARMENTA OSPINA, Ana María, NIÑO ACOSTA, Manuel. Evaluación técnico financiera del empaquetamiento revestido Con grava para el control de arena del pozo t1 del campo la Cira Infanta, 2018.

BARRERO, D., MARTINEZ, J.F., PARDO, A., VARGAS, C.A. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, Colombia: ANH and B&M Exploration Ltda., 2007.

CAICEDO VARGAS, GC. L. E. Cardona Pazmiño, Evaluación De La Aplicación De Los Empaquetamientos Con Grava En El Bloque Cravoviejo De La Cuenca De Los Llanos Orientales, Bogotá, D.C.: Fundación Universidad de América, 2009.

ECOPETROL. El campo La Cira Infantas logró una producción de 40 mil barriles por día. [En línea]. [Consultado el 27 de agosto de 2019]. Disponible en: <<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/campo-la-cira-infantas-produce-40-mil-barriles>>

H.L. Mckinzie, "Causes and effects of sand production" en Sand Control, Versión 6, Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U.: Petroskills, 2014, pp. 3-7.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018 ISBN 9789588585673 153 p.

LELAND BLANK, Anthony *Tarquin.*, INGENIERÍA ECONÓMICA, 2013.

MORITA, N., Whitfill, DL, Fedde, OP y Levik, TH (1989, 1 de febrero). Estudio paramétrico de la predicción de la producción de arena: enfoque

MORALES, Víctor Velayos, Valor Presente Neto (VAN), 2017.

MOROS MORICE, Juan, SERRANO GUEVARA, Nicolás, Evaluación técnico financiera de la implementación de una herramienta pulsante con la tecnología powerwave para la estimulación en pozos inyectores del campo la Cira Infantas, 2016. Sociedad de Ingenieros Petroleros. doi: 10.2118 / 16990-PA

ONE PETRO: Lo Wang, Haotian Gala, Deepen P Sharma y Mukul M, El efecto del tipo de fluido y del flujo multifase en la producción de arena en pozos de petróleo y gas, 2019.

SALAMA, M. M. (1998, January 1). Sand Production Management. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/8900-MS

SCHLUMBERGER OILFIELD, review "métodos prácticos del manejo de la producción de arenas." 2004

SCHLUMBERGER OILFIELD, review "Sistemas integrados de limpieza de pozos: Mejoramiento de la eficiencia y reducción del riesgo" 2005

SELFRIDGE, F., MUNDAY, M., KVERNOLD, O., & GORDON, B. (2003, January 1). Safely Improving Production Performance through Improved Sand Management. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/83979-MS February 1996

VARDOULAKIS, M. STAVROPOULOU P. PAPANASTASIO U, "Hydro-mechanical aspects of the sand production problem"

ANEXOS

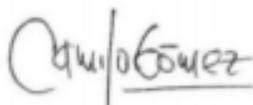
ANEXO A.
CARTA DE CONFIDENCIALIDAD DE LA EMPRESA OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

Bogotá D.C., 21 de abril del 2020

Srs.
**COMITÉ DE TRABAJO DE GRADO
FACULTAD DE INGENIERÍAS
VICERRECTORIA ACADEMICA**

Respecto al proyecto de grado con radicado 19-01-25 y que lleva por título: **"DISEÑAR UNA MATRIZ PARA LA SELECCION DE UN MÉTODO ÓPTIMO PARA LA LIMPIEZA DE ARENAS EN POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS"** y de acuerdo al acuerdo de confidencialidad entre estudiantes y director, se solicita no sea incluido en el documento final del proyecto, las especificaciones técnicas de algunos de los métodos por razones internas de la empresa. Esto no afectó el desarrollo final del trabajo, pero hace parte de los compromisos acordados durante el desarrollo del proyecto.

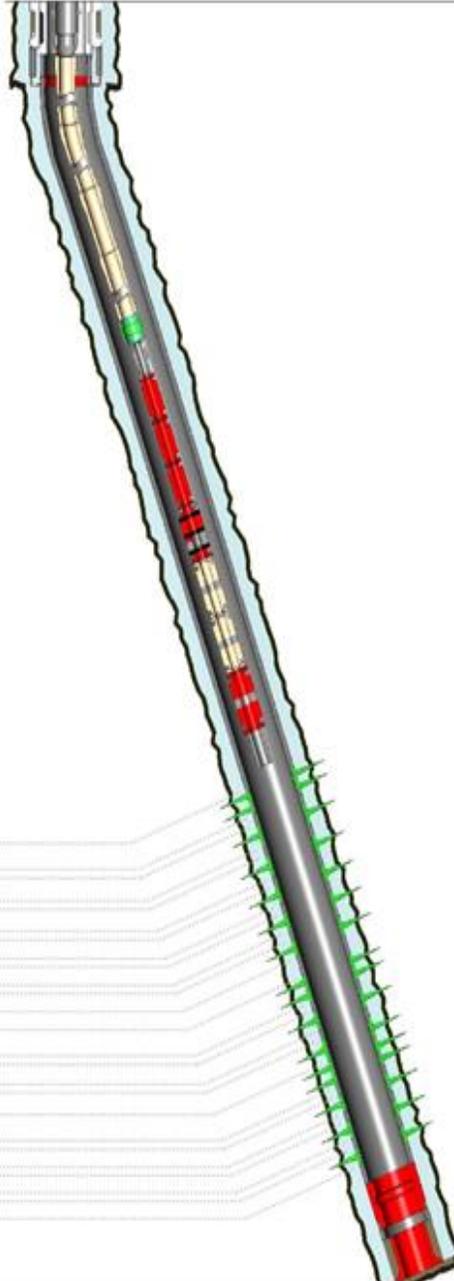
Cordialmente,



IVÁN CAMILO GÓMEZ MALAGÓN
DIRECTOR
C.C: 1032416831
CELULAR: 315 5242379
CORREO: ivancamilo_gomez@oxy.com

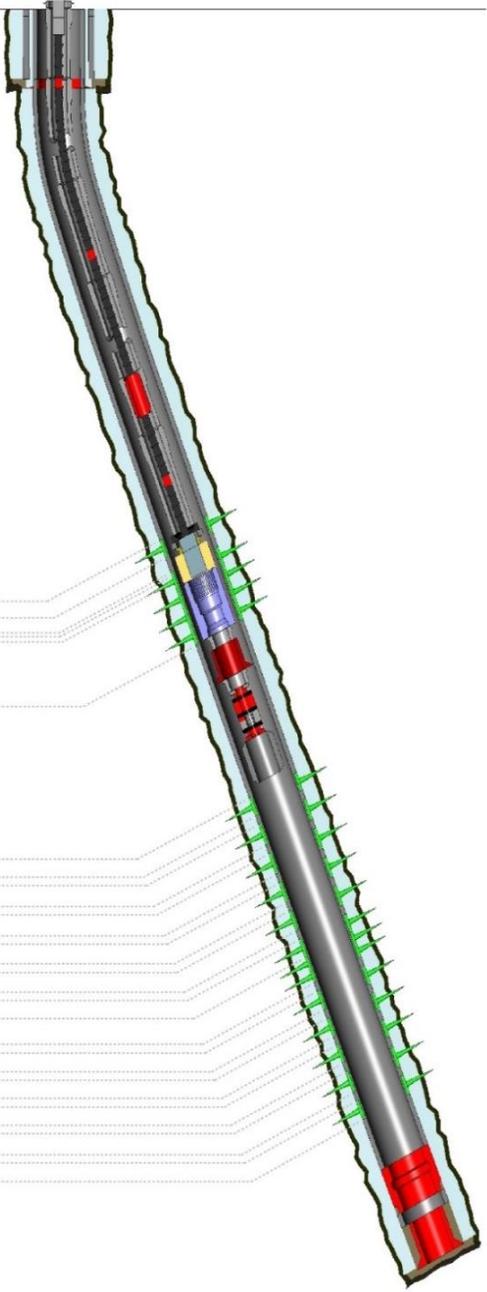
ANEXO B.

ESTADO MECÁNICO DEL POZO POZOXX1.

Hole Depths	Cement Depths	Opening Depths	Schematic - Occidental de Colombia LLC. (8/15/2019)
16.0ft	16.0ft(TOC)		
325.0ft	22.0ft(TOC) 325.0ft	4117.0ft 4122.0ft 4142.0ft 4154.0ft 4172.0ft 4178.0ft 4183.0ft 4187.0ft 4189.0ft 4197.0ft 4200.0ft 4207.0ft 4272.0ft 4299.0ft 4307.0ft 4320.0ft 4336.0ft 4363.0ft 4380.0ft 4382.0ft 4392.0ft 4394.0ft 4403.0ft 4412.0ft 4432.0ft	

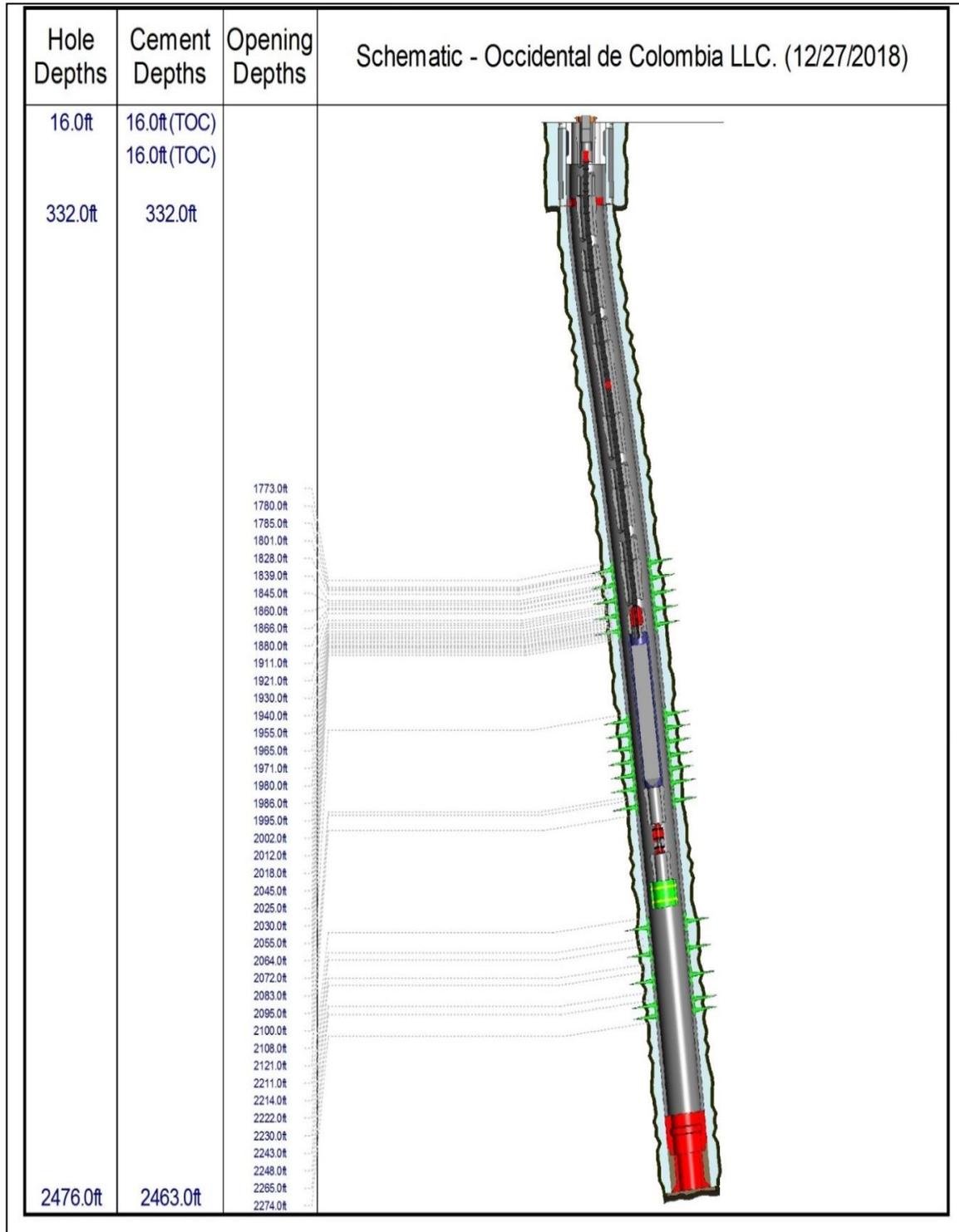
ANEXO C.

ESTADO MECÁNICO DEL POZO POZOXX2.

Hole Depths	Cement Depths	Opening Depths	Schematic - Occidental de Colombia LLC. (9/9/2019)
16.0ft	16.0ft (TOC) 16.0ft (TOC)		
340.0ft	330.0ft		
		2943.0ft 2947.0ft 2957.0ft 2966.0ft 2980.0ft 3000.0ft 3068.0ft 3079.0ft 3090.0ft 3111.0ft 3122.0ft 3132.0ft 3140.0ft 3150.0ft 3158.0ft 3173.0ft 3176.0ft 3181.0ft 3195.0ft 3210.0ft 3227.0ft 3241.0ft 3247.0ft 3259.0ft 3265.0ft 3302.0ft 3311.0ft 3326.0ft 3334.0ft	

ANEXO D.

ESTADO MECÁNICO DEL POZO POZOYY1.



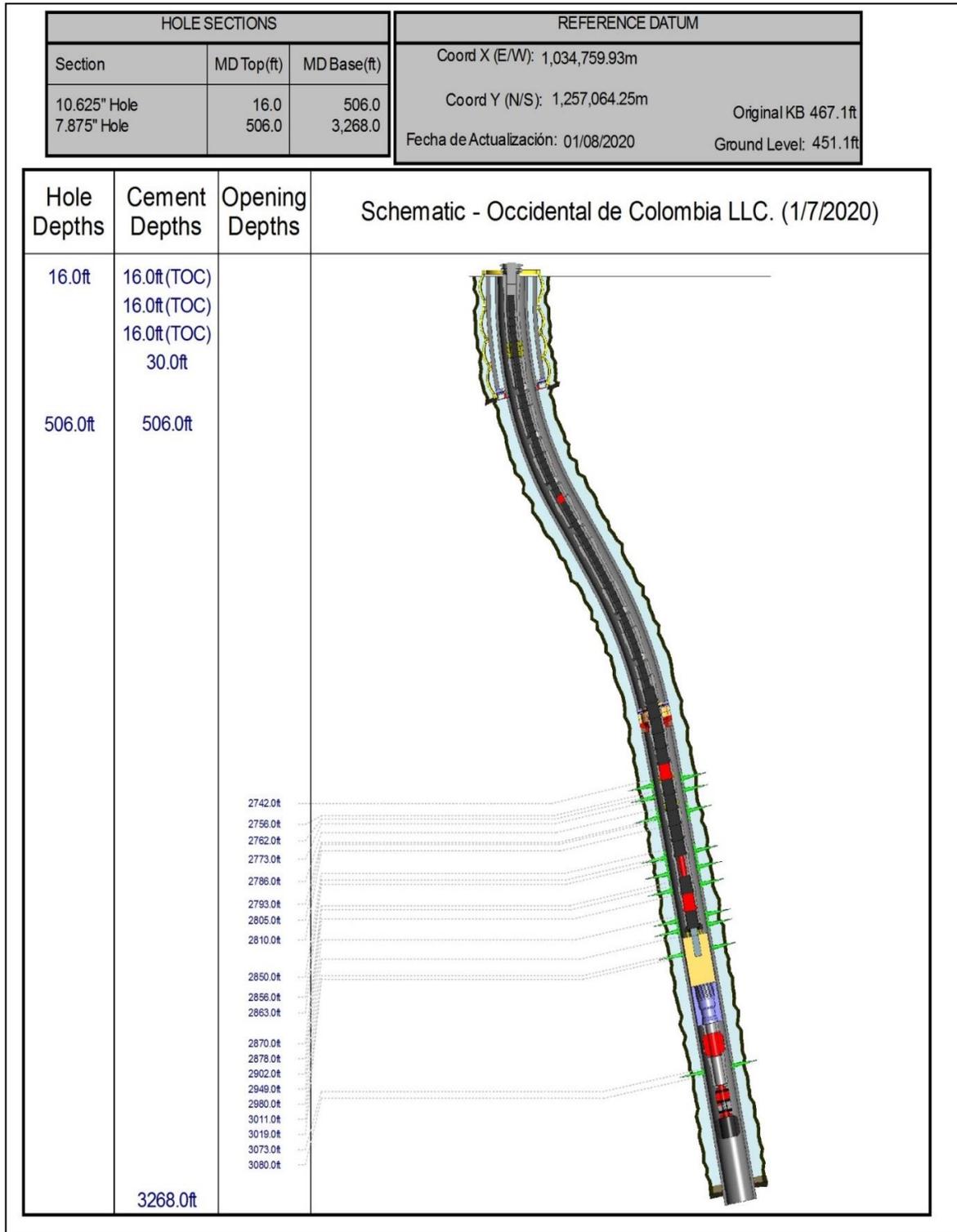
ANEXO E.

ESTADO MECÁNICO DEL POZO POZOXX3.

Hole Depths	Cement Depths	Opening Depths	Schematic (5/3/2016)	HOLE SECTIONS			REFERENCEDATUM							
12.4ft	12.4ft (TOC)			Section	MD Top (ft)	MD Base (ft)	Coord X (E/W): 1,031,576.87m	Coord Y (N/S): 1,262,684.64m	Original KB: 394.0ft					
289.0ft	289.0ft			12.25" HOLE	12.4	289.0	Fecha de Actualización: 05/04/2016		Water Depth: 381.6ft					
				7.875" HOLE	289.0	3,700.0								
				PERFORATIONS										
				Start Date: 10/30/2007 00:00			Contractor: ERAZO VALENCIA							
				Method:			Conveyed: WIRELINE							
				Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Gun Type	Gun Size in	Charge Desc	Interval Type			
				10/30/2007 00:00	3,126.0	3,134.0	4.00	SCALLOP	3.125		PERFORATED			
				10/30/2007 00:00	3,142.0	3,148.0	4.00	SCALLOP	3.125		PERFORATED			
				10/30/2007 00:00	3,151.0	3,164.0	4.00	SCALLOP	3.125		PERFORATED			
				10/30/2007 00:00	3,214.0	3,224.0	4.00	SCALLOP	3.125		PERFORATED			
				10/30/2007 00:00	3,290.0	3,242.0	4.00	SCALLOP	3.125		PERFORATED			
				10/30/2007 00:00	3,258.0	3,266.0	4.00	SCALLOP	3.125		PERFORATED			
				10/30/2007 00:00	3,274.0	3,282.0	4.00	SCALLOP	3.125		PERFORATED			
				10/30/2007 00:00	3,290.0	3,306.0	4.00	SCALLOP	3.125		PERFORATED			
				10/30/2007 00:00	3,320.0	3,340.0	4.00	SCALLOP	3.125		PERFORATED			
				10/30/2007 00:00	3,349.0	3,355.0	4.00	SCALLOP	3.125		PERFORATED			
				10/30/2007 00:00	3,384.0	3,394.0	4.00	SCALLOP	3.125		PERFORATED			
				10/30/2007 00:00	3,394.0	3,406.0	4.00	SCALLOP	3.125		PERFORATED			
				10/30/2007 00:00	3,406.0	3,420.0	4.00	SCALLOP	3.125		PERFORATED			
				10/30/2007 00:00	3,437.0	3,447.0	4.00	SCALLOP	3.125		PERFORATED			
				10/30/2007 00:00	3,457.0	3,467.0	4.00	SCALLOP	3.125		PERFORATED			
				Start Date: 10/5/1985 00:00						Contractor: ECOPETROL				
				Method:						Conveyed: WIRELINE				
				Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Charge Desc	Interval Type			
				10/5/1985 00:00	3,132.0	3,140.0	4.00				PERFORATED			
				10/5/1985 00:00	3,218.0	3,222.0	4.00				PERFORATED			
				10/5/1985 00:00	3,232.0	3,240.0	4.00				PERFORATED			
				10/5/1985 00:00	3,243.0	3,247.0	4.00				PERFORATED			
				10/5/1985 00:00	3,256.0	3,260.0	4.00				PERFORATED			
				10/5/1985 00:00	3,272.0	3,276.0	4.00				PERFORATED			
				10/5/1985 00:00	3,368.0	3,374.0	4.00				PERFORATED			
				Start Date: 8/19/1977 00:00						Contractor: ECOPETROL				
				Method:						Conveyed: WIRELINE				
				Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Charge Desc	Interval Type			
				8/19/1977 00:00	3,196.0	3,204.0	8.00				PERFORATED			
				8/19/1977 00:00	3,302.0	3,321.0	8.00				PERFORATED			
				8/19/1977 00:00	3,395.0	3,400.0	8.00				PERFORATED			
				8/19/1977 00:00	3,503.0	3,516.0	8.00				PERFORATED			
				CASINGS										
				SURFACE CASING										
				Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)	
				CASING JOINT(S)	12.4	286.4	9	8.625	24.00	J-55	EUE	8.097	7.972	
				GUIDE SHOE	286.4	288.4	1	8.625				8.097	7.972	
				PRODUCTION CASING										
				Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)	
				CASING JOINT(S)	12.4	3,883.4	92	5.500	20.00	J-55	LTC	4.778	4.653	
				GUIDE SHOE	3,883.4	3,885.4	1	5.500				4.778	4.653	
				WELLBORE EQUIPMENT										
				TUBING STRING										
				Component Name	Joints	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)		
				TUBING HANGER	1	12.4	13.2	7.062						
				TUBING JOINT(S)	75	13.2	2,314.9	3.500	2.992	J-55	3-1/2" EUE External-Ups	9.30		
				TUBING JOINT(S) - NT COATED	24	2,314.9	3,046.8	3.500	2.992	J-55	External-Ups	9.30		
				TUBING JOINT(S) - INT COATED	1	3,046.8	3,077.0	3.500	2.992	J-55	External-Ups	9.30		
				CROSSOVER	1	3,077.0	3,078.1	3.500						
				PUMP 25-225-THC-24-32	1	3,078.1	3,105.2	2.875			2-7/8 EUE			
				SEATING NIPPLE	1	3,105.2	3,106.0	2.875			2-7/8 EUE			
				TUBING JOINT(S)	2	3,106.0	3,168.8	2.875	2.441	J-55	External-Ups	6.50		
				SAND										
				Component Name	Joints	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)		
				FILL	1	3,500.3	3,885.3	4.778						
				ROD STRING										
				Component Name	Joints	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)		
				POLISHED ROD	1	11.4	45.4	1.500						
				PONY ROD	3	45.4	67.4	0.875						
				ROD(S)	8	67.4	267.4	0.875			UHS			
				ROD(S)	81	267.4	2,292.4	0.875			UHS			
				ROD(S)	32	2,292.4	3,092.4	0.875			UHS			
				PONY ROD	1	3,092.4	3,094.4	0.875			UHS			
				PLUNGER	1	3,094.4	3,099.5	2.250						
				WELLBORE OBSTRUCTIONS										
				Date	Type	Desc.								
				10/5/1985 00:00	Damaged Casing	Possible restriction @ 3638								
				5/2/2016 00:00	Fill	TOPE A 3500'34", IR. 3985', FILL: 195' NO SE BAJA A LIM PAR PORQUE NO AVANZAN MAS DE 355 FT								

ANEXO F.

ESTADO MECÁNICO DEL POZO POZOYY2.



ANEXO G.

ESTADO MECÁNICO DEL POZO POZOYY3.

