

**DISEÑO DE MATRIZ PARA LA SELECCIÓN DE UN MÉTODO DE
AISLAMIENTO DE ZONAS PARA POZOS PRODUCTORES DE CAMPO LA
CIRA INFANTAS**

**MARTHA FLÓREZ CHÁVEZ
FERNANDO ANDRÉS GARCÍA CUBIDES**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2017**

**DISEÑO DE MATRIZ PARA LA SELECCIÓN DE UN MÉTODO DE
AISLAMIENTO DE ZONAS PARA POZOS PRODUCTORES DE CAMPO LA
CIRA INFANTAS**

**MARTHA FLÓREZ CHÁVEZ
FERNANDO ANDRÉS GARCÍA CUBIDES**

**Proyecto integral de grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director de grado
IVÁN CAMILO GOMEZ MALAGÓN
Ingeniero de Petróleos**

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

2017

Notas de aceptación

Ing. Carlos Alberto Espinosa Mora

Ing. Fredy Cárdenas González

Ing. Jaime Fernando Amaris Ortiz

Bogotá D.C Junio de 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA- PEÑA

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

DEDICATORIA

A mi familia, en especial a mi tía Martha Flórez, porque ha sido el motor que nos ha sacado adelante a mí y a mis hermanos, sin ella no habría llegado a este punto y sin lugar a dudas, a mi padre que ha sido el precursor de mis sueños y mi mejor consejero, él es quien ha entregado todo por sus hijos , me enseñó lo que es la vida y me ha apoyado tanto en los momentos de dificultad, como en aquellos que fueron sinónimo de felicidad, a él le dedico este trabajo que representa tanto sus logros como los míos.

Martha Flórez Chavez

DEDICATORIA

La dedico a mi madre Constanza Cubides que con sus exigencias llenas de amor ha inspirado lo mejor de mí, a mi padre Fernando García que siempre ha estado a mi lado para apoyarme en cada decisión tomada. Siempre me brindaron su apoyo a lo largo de mis estudios y en el proceso de aprendizaje en mi vida. A mi abuelo Pablo Cubides.

Fernando Andrés García Cubides

AGRADECIMIENTOS

A mi compañero de tesis por tenerme en cuenta para la realización de este trabajo de grado, a pesar de todo y aunque no fue fácil, logramos sacar este proyecto adelante. También quiero agradecerles a los ingenieros Iván Camilo Gómez y Andrea Salamanca por el apoyo en el desarrollo del mismo.

Martha Flórez Chavez

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer ingeniero Iván Camilo por su compromiso, apoyo y guía brindada en el desarrollo de este proyecto, a la ingeniera Andrea Salamanca por sus consejos, apoyo y compromiso en el proyecto, al ingeniero Carlos Espinosa por su guía, consejos y gran dedicación brindada. También quiero agradecer a mi compañera Martha Florez que a pesar de las adversidades logramos salir adelante con esfuerzo y dedicación, a mis amigos y compañeros de vida que siempre han creído en mí desde un inicio dándome fuerza en los momentos difíciles.

Fernando Andrés García Cubides

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	28
OBJETIVOS	29
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	30
1.1 DESCRIPCIÓN HISTÓRICA DEL CAMPO.	30
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	31
1.3 MARCO GEOLÓGICO	33
1.3.1 Columna Estratigráfica generalizada.	33
1.3.2 Estratigrafía	35
1.3.2.1 Basamento	35
1.3.3 Geología Estructural	39
1.3.3.1 La Cira	39
1.3.3.2 Infantas	40
1.3.4 Geología del petróleo	40
1.3.4.1 Roca Generadora	40
1.3.4.2 Roca Reservorio	40
1.3.4.3 Migración	41
1.3.4.4 Roca Sello	41
1.3.4.5 Trampa	41
1.4 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO.	41
1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	42
2. COMPLETAMIENTO DE POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	45
2.1 COMPLETAMIENTO GENERAL.	45
2.2 TIPOS DE COMPLETAMIENTOS.	45
2.2.1 Hueco abierto	46
2.2.1.1 Ventajas	46
2.2.1.2 Desventajas	47
2.2.2 Tubería ranurada.	47
2.2.2.1 Ventajas	47
2.2.2.2 Desventajas	47
2.2.3 Hueco revestido y cañoneado.	47
2.2.3.1 Ventajas	48
2.2.3.2 Desventajas	48
2.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL IMPLEMENTADOS EN LA CIRA INFANTAS.	53
2.3.1 Bombeo mecánico.	53

2.3.2	Bombeo por cavidades progresivas (BCP).	55
2.3.3	Bombeo electrosumergible (BES).	56
2.4	TRABAJO DE COMPLETAMIENTO REALIZADO EN POZO PRODUCTOR DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	57
3.	MÉTODOS DE AISLAMIENTOS IMPLEMENTADOS EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	62
3.1	DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS DE AISLAMIENTOS IMPLEMENTADOS EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	62
3.1.1	Cementación remedial.	62
3.1.1.1	Cementación forzada (<i>squeeze</i>).	62
3.1.1.2	Tapones balanceados.	63
3.1.2	Químicos.	64
3.1.2.1	Polímeros orgánicos.	65
3.1.2.2	Resina.	66
3.1.3	Mecánicos.	68
3.2	COMO DETERMINAR LOS PROBLEMAS E INTERVALOS DE AISLAMIENTO.	74
3.3	REVISIÓN HISTORICA DE LOS AISLAMIENTOS REALIZADOS EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.	75
3.3.1	Tabla revisión histórica de los aislamientos realizados	75
3.3.2	Descripción trabajos realizados en Pozo T006	77
4.	DESARROLLO Y DISEÑO DE LA MATRIZ PARA LA SELECCIÓN DEL MÉTODO DE AISLAMIENTO.	96
4.1	PROBLEMAS.	96
4.1.1	Daño en el revestimiento.	96
4.1.2	Producción de arena.	96
4.1.3	Producción de agua.	96
4.2	VARIABLES.	97
4.2.1	Diámetro interno final (ID final).	97
4.2.2	Longitud.	97
4.2.3	Integridad del casing.	97
4.2.4	Permeabilidad.	97
4.2.5	Diferencial de presión.	97
4.3	RELACIÓN PROBLEMAS – VARIABLES PRESENTES EN LA MATRIZ	97
4.3.1	Relación daño revestimiento – variable.	98
4.3.2	Relación producción de arena – variables.	98
4.3.3	Relación producción de agua – variables.	99
4.4	RELACIÓN VARIABLES – TECNOLOGÍAS.	100
4.4.1	Criterios de selección.	100

4.4.2	Tecnologías.	101
4.4.3	Relación criterios de selección – variables – tecnologías.	103
4.4.4	Selección final.	104
5.	PROGRAMA DE TRABAJO DE AISLAMIENTO EN EL POZO PRODUCTOR CIRA T015 EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.	107
5.1	DEL POZO PRODUCTOR CIRA T015.	107
5.2	CORRIDA DE MATRIZ PARA POZO CIRA T015.	115
5.3	PROGRAMA GENERAL A DESARROLLAR.	119
5.3.1	Objetivos del servicio de cementación remedial.	119
5.3.2	Criterios de medición y evaluación del servicio.	120
5.4	DISEÑO DE CEMENTACIÓN REMEDIAL.	120
5.5	ESTADO MECANICO POZO PRODUCTOR CIRA T015.	121
5.6	INTERVALOS DEL POZO PRODUCTOR CIRA T015.	122
5.7	CALCULOS VOLUMÉTRICOS.	123
5.8	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO.	126
5.9	ANALISIS DE RIESGO OPERACIONAL.	127
5.10	PERSONAL Y EQUIPOS REQUERIDOS.	129
6.	IMPLEMENTACIÓN DEL TRABAJO DE AISLAMIENTO DEL POZO PRODUCTOR CIRA T015 EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.	132
6.1	OBJETIVO DEL PROGRAMA.	132
6.1.1	Implementación plan de trabajo de aislamiento.	132
7.	ANALISIS DE RESULTADOS DEL TRABAJO DE AISLAMIENTO DEL POZO PRODUCTOR CIRA T015 EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	144
7.1	INFORMACIÓN DEL POZO.	144
7.2	COMPORTAMIENTO DEL POZO PRODUCTOR CIRA T015.	144
7.3	ANALISIS FINAL	150
8.	ANÁLISIS FINANCIERO	151
8.1	ANÁLISIS DE INVERSIÓN (CAPEX)	151
8.2	ANÁLISIS DE COSTOS Y OPERACIÓN (OPEX)	153
8.3	ANÁLISIS DE INGRESOS.	155
8.4	EVALUACIÓN FINANCIERA.	156
9.	CONCLUSIONES	161
10.	RECOMENDACIONES	163
	BIBLIOGRAFÍA	
	ANEXOS	

LISTA DE ANEXOS

(Ver CD)

- Anexo A. Ficha técnica OrganoSeal
- Anexo B. Ficha técnica H2Zero
- Anexo C. Ficha técnica WellLock
- Anexo D. Ficha técnica LockCem
- Anexo E. Ficha técnica sistemas expandibles
- Anexo F. Ficha técnica Metal Skin
- Anexo G. Tabla resumen de cañoneo y tratamiento químico de Pozo Cira T006
- Anexo H. Tabla resumen de cementación remedial de Pozo Cira T006
- Anexo I. Tabla resumen de aislamiento con Metal Skin de Pozo Cira T006
- Anexo J. Costos cañoneo de Pozo Cira T006
- Anexo K. Costos tratamiento químico y cementación de Pozo Cira T006
- Anexo L. Costos aislamiento con Metal Skin de Pozo Cira T006

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Propiedades de los fluidos La Cira Infantas.	44
Cuadro 2. Aislamientos mecánicos	69
Cuadro 3. Revisión histórica de los aislamientos.	76
Cuadro 4. Riesgos operacionales.	127
Cuadro 5. Personal, ocupación, funciones y equipos a cargo.	129

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Campo La Cira Infantas, Cuenca Valle Medio del Magdalena, Colombia.	32
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca de Valle Medio del Magdalena y Campo La Cira Infantas.	34
Figura 3. Tipos de completamiento.	46
Figura 4. Completamiento sencillo convencional.	49
Figura 5. Completamiento sencillo selectivo.	50
Figura 6. Completamiento doble con una tubería de producción y empaque.	51
Figura 7. Completamiento doble con tuberías de producción paralelas y múltiples empaques de producción.	52
Figura 8. Completamiento de tres zonas con dos o tres sartas.	53
Figura 9. Bombeo mecánico.	54
Figura 10. Bombeo por cavidades progresivas (BCP).	55
Figura 11. Bombeo electrosumergible (BES).	56
Figura 12. Información estado mecánico pozo T018.	60
Figura 13. Perfil Pozo Cira T018.	61
Figura 14. <i>Squeeze</i> .	63
Figura 15. Tapón balanceado.	63
Figura 16. Ubicación espaciador de cemento.	64
Figura 17. Gel OrganoSeal.	65
Figura 18. Aplicación de sistema H ₂ Zero.	66
Figura 19. Sello de zonas con Resina Well Lock.	67
Figura 20. Diferentes concentraciones de resina con cemento.	68
Figura 21. Sistema Repacker.	70
Figura 22. Sistema MPass.	70
Figura 23. Sistema ECP.	72
Figura 24. Sistema X-Span.	72
Figura 25. Sistema Metal Skin.	74
Figura 26. Perfil Pozo T006.	78
Figura 27. Información perfil Pozo T006 y perforados.	79
Figura 28. Relación daño de revestimiento – variables.	98
Figura 29. Relación producción de arena – variables.	99
Figura 30. Relación producción de agua – variables.	99
Figura31. Puntajes variables.	101
Figura32. Tecnologías de aislamiento matriz.	102
Figura 33. Relación variables – tecnologías.	104
Figura 34. Clasificación final.	104
Figura 35. Técnicas con mayor peso.	105
Figura 36. Factores de selección final.	105
Figura 37. Costos de sistemas de aislamiento.	106

Figura 38. Perfil del Pozo Cira T015.	109
Figura 39. Información del perfil y perforados del Pozo T015.	110
Figura 40. Completamiento Pozo Cira T015.	111
Figura 41. Recolección datos del Pozo Cira T015.	115
Figura 42. Selección tipo de casing y problema para el Pozo Cira T015.	116
Figura 43. Resultado matriz para Pozo Cira T015.	117
Figura 44. Relación variables – tecnologías para Pozo Cira T015.	117
Figura 45. Siguiendo paso.	118
Figura 46. Sistema Expandible.	118
Figura 47. Costos tecnologías matriz Pozo Cira T015.	119
Figura 48. Presión para prueba de integridad 1.	137
Figura 49. Presión para prueba de integridad 2.	137
Figura 50. Presión para prueba de integridad 3.	138
Figura 51. Presión para prueba de integridad 4.	138
Figura 52. Presión para prueba de integridad 5.	138
Figura 53. Resultados de la matriz para Pozo Cira T015.	146
Figura 54. Costo de resultados de la matriz para Pozo Cira T015.	147
Figura 55. Flujo de efectivo para el escenario actual de producción.	158
Figura 56. Flujo neto de caja para el escenario actual de producción.	158
Figura 57. Flujo de efectivo para el escenario de producción propuesto.	159
Figura 58. Flujo neto de caja para el escenario de producción propuesto.	160

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Produccion acumulada del Campo La Cira Infantas.	43
Gráfica2. Histórico de producción del Pozo Cira T015.	108
Gráfica3.Volumen desplazado vs Presión máxima.	125
Gráfica 4.Caída de presión para prueba de integridad del Pozo Cira T015.	139
Gráfica 5.Historico de producción Pozo Productor Cira T015 antes y después de la implementación de la matriz de asilamiento.	145
Gráfica6. Producción de agua.	148
Gráfica 7.Comportamiento de Pozo Cira T015 antes y despues de la implementación del aislamiento.	149

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Información del Pozo T018 y fluidos producidos.	57
Tabla 2. Descripción completamiento T018.	58
Tabla 3. Información Pozo T006 e hidrocarburos producidos.	78
Tabla 4. Prueba de inyección para tratamiento químico.	80
Tabla 5. Prueba comunicación.	82
Tabla 6. Prueba inyektividad 1 Pozo T006.	82
Tabla 7. Prueba inyektividad con srt tasa matricial 1.	83
Tabla 8. Prueba inyektividad con srt tasa matricial 2.	84
Tabla 9. Prueba de inyektividad 2 Pozo T0016.	86
Tabla 10. Prueba de inyektividad 3 Pozo T006.	89
Tabla 11. Prueba de inyektividad 4 Pozo T006.	91
Tabla 12. Prueba de inyektividad 5 Pozo T006.	92
Tabla 13. Información del Pozo T015.	107
Tabla 14. Descripción Sarta de producción Pozo Cira T015.	113
Tabla 15. Descripción Sarta de varillas Pozo Cira T015.	114
Tabla 16. Arenas a aislar.	120
Tabla17. Intervalos de Pozo Cira T015.	123
Tabla 18. Datos de volumen desplazado vs presión máxima.	125
Tabla 19. Equipos requeridos.	130
Tabla 20. Prueba de inyektividad Pozo Cira T015.	134
Tabla21. Prueba integridad de <i>Squeeze</i> Pozo Cira T015.	137
Tabla 22. Inversión requerida para el escenario actual.	151
Tabla 23. Inversión requerida para el esenario actual.	152
Tabla 24. Inversión requerida para el escenario propuesto.	152
Tabla 25. Inversión requerida para el escenario propuesto.	152
Tabla26. Inversión realizada en el escenario propuesto.	153
Tabla27. Costo de produccción para el escenario actual de producción:	154
Tabla28. Costo de producción para el escenario de producción propuesto.	154
Tabla29. Distribución para el pago de regalías pretoleras en Colombia.	154
Tabla30. Ingresos para el escenario actual.	156
Tabla31. Ingresos para el escenario propuesto.	156

ABREVIATURAS

API	Instituto Americano del Petróleo (<i>American Petroleum Institute</i>)
BBL	Barril
BCP	Bombeo de Cavidades Progresivas
BES	Bombeo Electro-Sumergible
BFPD	Barril Fiscalizado por Día
BHA	Ensamblaje de Fondo de Pozo (<i>Bottom Hole Assembly</i>)
BM	Bombeo Mecánico
BOP	Preventoras (<i>Blow Out Preventer</i>)
BOPD	Barriles de Petróleo por Día
BPM	Barril por Minuto
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos (<i>Basic Sediment and Water</i>)
BWPD	Barriles de Agua por Día
EOR	Recuperación mejorada (<i>Enhanced Oil Recovery</i>)
EPP	Elemento de Protección Personal
ID	Diámetro Interno (<i>Internal Diameter</i>)
LCI	La Cira Infantas
MD	Profundidad medida (<i>Measured Depth</i>)
OXY	Occidental Petroleum Corporation
PSI	Libra pulgada cuadrada (<i>Pound Square Inch</i>)
RIH	Bajar herramienta, cable, etc. en pozo (<i>Run In Hole</i>)
RSU	Unidad de servicio rápido (<i>Rapid Service Unit</i>)
SDT	Prueba de presión (<i>Step Down Test</i>)
SLB	Schlumberger (<i>Oil Service Company</i>)
SRT	Prueba de flujo escalonado (<i>Step Rate Test</i>)
TF	Tubería Flexible (<i>CT Coiled Tubing</i>)
TVD	Profundidad vertical real (<i>True Vertical Depth</i>)
VMM	Valle Medio del Magdalena
VPN	Valor Presente Neto
VRF	Válvula Reguladora de Flujo

GLOSARIO

ACUIFERO: una zona subterránea de roca permeable saturada con agua bajo presión. Para aplicaciones de almacenamiento de gas un acuífero necesitará estar formado por una capa permeable de roca en la parte inferior y una capa impermeable en la parte superior, con una cavidad para almacenamiento de gas.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: el área en la que, y las condiciones físicas bajo las cuales, se depositan los sedimentos, incluida la fuente de los sedimentos; los procesos depositacionales tales como la depositación por acción del viento, el agua o el hielo; y la localización y el clima, tal como un desierto, un pantano o un río.

ANTICLINAL: pliegue en forma de arco, en el que las capas son convexas hacia arriba. Las capas más antiguas forman el núcleo del pliegue y las capas menos antiguas se depositan sobre ellas. Formando así este pliegue.

API: sigla de American Petroleum Institute, que es una asociación estadounidense de la industria petrolera, que patrocina una división de la producción petrolera en la ciudad de Dallas, Texas. El instituto fue fundado en 1920 y se constituyó en la organización de mayor autoridad normativa de los equipos de perforación y de producción petrolera. Publica códigos que se aplican en distintas áreas petroleras y elabora indicadores, como el peso específico de los crudos que se denomina "grados API".

ARCILLAS: roca sedimentaria detrítica de color variable, textura clástica formada por granos muy finos (1/256 milímetros), compuesta principalmente por minerales micáceos y cuarzo.

ARENISCA: roca sedimentaria de color variable, su textura generalmente es de tipo detrítica. Su tamaño de grano varía entre 0.062 y 2 milímetros. La roca está compuesta principalmente de cuarzo y se podrían encontrar pequeñas cantidades de feldespato y otros minerales.

BARRIL: unidad de medida volumétrica empleada en varios países, entre ellos E.E.U.U. Un barril de petróleo equivale a 159, litros, o sea que un metro cúbico de petróleo equivale a 6,29 barriles. Un barril = 35 galones imperiales, 42 galones US, o 159 litros.

BARRILES POR DÍA: en términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo.

BASAMENTO: roca ígnea o metamórfica deformada que se encuentra por debajo de los depósitos sedimentarios.

CABALGAMIENTO: es un desplazamiento horizontal de una gran masa de materiales debido a la acción de las fuerzas tectónicas del interior de la Tierra. Los cabalgamientos también son formaciones que evolucionan después de fallas inversas, cuando las fuerzas de compresión continuadas provocan que uno de los bloques se desplace sobre el otro.

CABEZA DE POZO: equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas, preventores, etc

CALIZA: roca sedimentaria carbonatada, cuyo su origen puede ser químico, biológico o mixto. Su textura es compacta y rugosa. Está compuesta por calcita y los minerales generalmente son silicatos, pirita y siderita.

CAMPO: un campo de petróleo está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos y que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello.

CEMENTACIÓN: proceso por el cual se bombea al pozo una mezcla de cemento que al fraguarse o endurecerse proporciona sustentación a la tubería de revestimiento dando hermeticidad contra la filtración de fluidos de formación.

CENOZOICO: era geológica que inicia 63 millones de años Antes de Cristo al presente. Comprende los periodos Terciario y Cuaternario.

CHERT: es una roca sedimentaria con gran variedad de color, generalmente gris, verde o marrón, es de textura amorfa, de grano fino microcristalina, criptocristalina o microfibrosa, rica en sílice.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica utilizada en la geología, para especificar y describir la secuencia de rocas de una localización determinada. Las rocas más antiguas se encuentran en la parte inferior y las rocas más jóvenes en la parte superior.

CONCORDANCIA: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas en las que existe paralelismo entre los materiales infra y suprayacente.

CONCESIÓN: una determinada área concesionada a una compañía para la exploración de aceite y/o gas bajo términos y condiciones especificadas, y por un período de tiempo fijo.

CRUDO: petróleo que proviene de un yacimiento después de separar cualquier gas asociado y procesado en una refinería. Los petróleos crudos pueden ser de base parafínica, asfáltica o mixta. Los crudos de petróleo, según la densidad, se clasifican en: a) pesados (10° a 23,3° API). B) medios (22,3° a 31,1° API). C) livianos (superiores a los 31,3° API).

CUENCA: es la depresión de la corteza terrestre formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos.

ENERGIA: capacidad para hacer un trabajo o convertir esa capacidad en movimiento.

ESPESOR: se refiere a la medida del grueso o lo ancho de un cuerpo sólido. Si es un sólido irregular el espesor puede variar a lo largo de su extensión.

EXPLORACIÓN: es la búsqueda de yacimientos de petróleo y gas y comprende todos aquellos métodos destinados a detectar yacimientos comercialmente explotables. Incluye el reconocimiento superficial del terreno, la prospección (sísmica, magnética y gravimétrica), la perforación de pozos de exploración y el análisis de la información obtenida.

ESTRATIGRAFÍA: ciencia que estudia las características litológicas de los estratos de la tierra, para conocer la historia y la respectiva edad geológica de estos, con el fin de establecer correlaciones que puedan ayudar a corroborar información.

EXPLORACIÓN: es la búsqueda de yacimientos de petróleo y gas y comprende todos aquellos métodos destinados a detectar yacimientos comercialmente explotables. Incluye el reconocimiento superficial del terreno, (sísmico, magnético y gravimétrico), la perforación de pozos de exploración y el análisis de la información obtenida.

FALLA: interrupción de una secuencia, a lo largo de la cual existe un movimiento observable entre los dos bloques nuevos que se formaron.

FLUVIAL: de los ríos o que tiene relación con ellos.

FORMACIÓN: unidad litoestratigráfica fundamental. Cuerpo de rocas identificado por sus características litológicas y su posición estratigráfica.

FRAGUADO: el proceso de endurecimiento y pérdida de plasticidad de un fluido, producido por la desecación y recristalización.

GELIFRACCIÓN: o gelivación es un proceso consistente en la fragmentación de las rocas debido a las tensiones producidas al congelarse agua contenida en sus grietas, fracturas y poros.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: parte de la geología que se encarga de estudiar los aspectos relacionados con la formación de yacimientos de petróleo.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: es aquel tipo de geología que se encarga del estudio de las estructuras del subsuelo. Por esto, analiza la relación entre diversas rocas que conforman la corteza terrestre.

GNEIS: es un tipo de roca metamórfica, de textura ocelada de grano muy fino (1/256 milímetros), compuesta por los mismos minerales que el granito (cuarzo, feldespato y mica) pero con orientación definida en bandas, con capas alternas de minerales claros y oscuros.

GRAVEDAD ESPECÍFICA: la relación de la densidad de una sustancia a determinada temperatura con la densidad de agua a 4°C.

INFRAYACE: hace referencia a que está por debajo de algo en específico.

INYECCIÓN: operación mecánica en la que se introduce una mezcla de arcilla, agua y ciertos productos químicos (lodos) de forma continua durante las operaciones de perforación para evacuar los materiales residuales, lubricar y enfriar el trépano, sostener las paredes de los pozos y equilibrar la presión de los fluidos contenidos en las formaciones.

LECHADA DE CEMENTO: material compuesto por agua, cemento y aditivos que sirve para sellar permanentemente los espacios anulares entre la tubería de revestimiento y las paredes del pozo, también se utiliza para sellar las formaciones y para el aislamiento de zonas por medio de tapones de desviación o de abandono.

LIMOLITA: roca sedimentaria de tipo detrítico clástico. Su tamaño de grano varía entre 1/16 milímetros hasta 1/256 milímetros. Estas rocas presentan una composición muy variada, pero generalmente contienen óxido de hierro, calcita, feldespatos, entre otros.

LITOLOGÍA: parte de la geología que se encarga de estudiar la composición y las características principales de la roca.

LUTITA: roca sedimentaria formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo. Son constituidas por granos muy finos, de menos de 0.062 milímetros. Puede contener materia orgánica.

MARCO GEOLÓGICO: resumen de la geología en una localización determinada, donde se incluye la estratigrafía y la geología estructural asociada a dicha localización.

METRO CÚBICO: medida de volumen del petróleo y del gas. En algunos países se utilizan el barril o la tonelada. El metro cúbico de petróleo contiene 6,29 barriles.

MIGRACION: es el proceso del hidrocarburo formado en la roca fuente, que genera un movimiento hacia la roca reservorio.

PERMEABILIDAD: propiedad de la roca para permitir que un fluido pueda atravesar sus poros, sin alterar su estructura.

POROSIDAD: propiedad de la roca que está definida por la relación del volumen poroso entre el volumen total de la roca.

POZO: denominación dada a la abertura producida por una perforación. Los pozos, en el lenguaje administrativo, generalmente se designan por un conjunto de letras y de cifras relativas a la denominación de los lugares en los que se encuentran y al orden seguido para su realización. Existen numerosos tipos de pozos, entre ellos de exploración, de avanzada y de explotación.

POZO DE INYECCIÓN: pozo a través del cual se inyecta agua para mantener la presión de un yacimiento en la operación de recuperación secundaria.

PRESION: la presión es una magnitud física que mide la proyección de la fuerza en dirección perpendicular por unidad de superficie, y sirve para caracterizar cómo se aplica una determinada fuerza resultante sobre una línea.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA: es la presión a una profundidad específica ejercida por unidad de área de una columna de fluido.

PRODUCCION: todo tipo de actividades cuya finalidad es la extracción de hidrocarburos y facilidades que permitan su explotación. Se refiere a los volúmenes de crudo que resultan de los procesos destinados a satisfacer los insumos de crudo de un proyecto específico, cuando todavía las facilidades de procesamiento de dicho proyecto no se encuentran listas para procesarlos.

RECUPERACION PRIMARIA: afluencia natural del petróleo o del gas desde el seno del yacimiento a la superficie por la diferencia de las presiones. La circulación del fluido puede ser natural o por bombeo.

RECUPERACION SECUNDARIA: operación que consiste en inyectar agua en el yacimiento con la finalidad de desplazar mayores volúmenes de petróleo a la superficie. Esta operación también incluye la combustión "in situ" de los petróleos pesados. El método permite recuperar hasta un 25% más de petróleo.

RESERVAS: las reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.

RESILIENCIA: es la propiedad de los materiales que acumulan energía cuando se someten a situaciones de estrés como las rupturas. Los materiales resilientes, después de un momento de tensión no son dañados por tener la capacidad de volver a la normalidad. Es una magnitud que cuantifica la cantidad de energía por unidad de volumen que almacena un material al deformarse elásticamente debido a una tensión aplicada.

ROCA FUENTE: es una roca sedimentaria, normalmente arcillas negras con una alta concentración de materia orgánica, debido a la incorporación de restos de organismos vivos (algas, fragmentos de plantas terrestres, etc.) durante el depósito de la roca.

RESERVORIO: serie de rocas impermeables superpuestas a las rocas almacén que impiden el escape de los hidrocarburos y su dispersión hacia la superficie del suelo.

ROCA RESERVORIO: es aquella roca sedimentaria, que a modo de esponja, absorben y expulsan fluidos, debido a sus mayores características que deben ser la porosidad y la permeabilidad.

ROCA SELLO: es un tipo de roca impermeable que impide que el hidrocarburo se escape de forma natural hacia la superficie o hacia otro lugar donde no se puede entrapar el petróleo.

SEDIMENTOS: son los granos no consolidados de minerales, materia orgánica o rocas preexistentes, que pueden ser transportados por el agua, el hielo o el viento, para luego ser depositados.

SINCLINAL: pliegue en forma de arco al revés, en el que las capas son convexas hacia abajo. Las capas menos antiguas forman el núcleo del pliegue y las capas más antiguas se depositan sobre ellas. Formando así este pliegue.

TRAMPA: estructura geológica en la que se acumulan hidrocarburos para formar un campo de aceite o gas. Se caracteriza por la presencia de rocas porosas y

permeables conocidas como roca almacén, donde se acumulan los hidrocarburos bordeados de capas de rocas impermeables o rocas sello que impiden su migración.

TRAMPA ESTRUCTURAL: una variedad de estructura geológica sellada con capacidad para retener hidrocarburos, tal como una falla o pliegue.

WASHOUT: una zona ensanchada de un pozo. Un derrumbe en un tramo descubierto es más grande que el tamaño original del pozo o el tamaño de la barrena de perforación.

YACIMIENTO ANTICLINAL: yacimiento formado en un plegamiento de las capas superiores de las rocas similares a un arco en forma de domo. Las anticlinales son excelentes para perforación puesto que el crudo en los depósitos se eleva en forma natural al punto más alto de la estructura, en virtud de que tiene una gravedad específica menor que la del agua.

RESUMEN

El desarrollo de este proyecto de grado se realizó con la empresa petrolera Occidental de Colombia, empieza con una descripción de las generalidades del Campo La Cira Infantas y la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, seguido, se explican los tipos de completamiento de pozos productores del campo y adicional se muestra un ejemplo de un completamiento de un pozo productor completado por medio de un sistema de levantamiento artificial electrosumergible.

Se hace una descripción de los tipos de aislamientos de zonas con problemas de arenamiento, producción de agua y diferenciales de presión de pozos productores, que se han implementado en el campo y a partir de estos, se lleva a cabo el desarrollo del diseño de la matriz teniendo en cuenta diferentes variables, como lo son la longitud del diámetro a aislar, permeabilidad, entre otras.

Se implementa la matriz en el Pozo Productor Cira T015, el cual presenta problemas de arenamiento y producción de agua y a partir de los resultados que arroja la matriz se realiza el programa de aislamiento.

Finalmente se muestran los resultados de la implementación del trabajo de aislamiento y se hace un análisis financiero a partir del valor presente neto (VPN).

PALABRAS CLAVES:

- Diseño matriz
- Método aislamiento
- Campo La Cira Infantas
- Formación Mugrosa
- Formación Colorado
- Cuenca Valle Medio Magdalena.

INTRODUCCIÓN

Los pozos productores del Campo La Cira Infantas están presentando problemas de producción de arena, producción de agua y daños en el revestimiento, lo que genera disminución en la producción de petróleo, mayores costos por intervenciones al pozo y tratamientos en superficie del agua producida.

Para la solución de estos problemas, se debe realizar un aislamiento zonal de los pozos, sin embargo los aislamientos que se han realizado en el campo no han sido exitosos, la matriz de aislamientos se desarrolló para la selección del tipo de aislamiento que se debe realizar.

Para el desarrollo de esta, se tuvo en cuantas variables operativas tanto del pozo como de la formación, tales como: Diámetro interno final, longitud a aislar, permeabilidad, entre otras; para la selección final del tipo de aislamiento se hacen estudios técnico-financieros con los costos, Run Life y tiempos de entregas de las tecnologías.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diseñar una matriz para la selección del método de aislamiento de zonas en Pozos Productores del Campo La Cira Infantas.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Describir las generalidades geológicas del Campo La Cira Infantas.
2. Describir de manera general los tipos de completamiento de Pozos Productores en el Campo La Cira Infantas.
3. Caracterizar los métodos de aislamiento existentes en el Campo La Cira Infantas a nivel técnico, herramientas utilizadas y procedimientos, determinando causas o variables de falla a partir de aislamientos realizados previamente.
4. Desarrollar el diseño de la matriz de aislamiento, incluyendo variables operativas, procedimentales a condiciones de pozo y yacimiento.
5. Diseñar programa de trabajo de aislamiento en el Pozo Productor Cira T015, a partir de los resultados obtenidos en la matriz.
6. Implementar el diseño del trabajo de aislamiento en el Pozo Productor Cira T015 en el Campo La Cira Infantas.
7. Analizar los resultados del trabajo de aislamiento realizado en el Pozo Productor Cira T015, en cuanto a nivel operacional y de producción de aceite, agua y arena.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

En este capítulo, se lleva cabo una descripción general del Campo La Cira Infantas en los siguientes aspectos: historia, localización, marco geológico, historia de producción.

1.1 DESCRIPCIÓN HISTÓRICA DEL CAMPO

La historia del Campo La Cira Infantas se remonta al año 1905 cuando el Gobierno Colombiano decide firmar los primeros contratos de concesión con personas naturales, entre los cuales se encontraba Roberto De Mares, con quien se firmó concesión para terrenos ubicados en el Departamento de Santander (aproximadamente 1000 Hectáreas). Así nació la “Concesión de mares”, la cual mas adelante pasaría a manos de la empresa Norteamericana Tropical Oil Company, la cual era propiedad de la Standard Oil Company.

En 1917, se inició la perforación de los dos primeros pozos exploratorios en la zona: Infantas I e Infantas II. El 27 de Abril de 1918 se completó el Pozo Infantas II en la zona C de la formación Mugrosa y también fue el primero que produjo en la zona B de la formación Mugrosa Superior, convirtiéndose en el pozo descubridor del campo el cual alcanzó una profundidad de 1.580 pies; el 11 de Noviembre de 1918, se completó el Pozo Infantas I, también productor, el cual alcanzó una profundidad de 2.285 pies y es declarado el campo como comercial y en Febrero de 1925, se perfora el Pozo LC-58 completado en la zona A de la Formación Colorado, donde se prueba la existencia de hidrocarburos en el Anticlinal de La Cira.

El 25 de Agosto de 1951 la Concesión de Mares revertió a la nación y su manejo pasó a la empresa Colombiana de petróleos, ECOPETROL, la cual asumió el mando de las operaciones de explotación del campo.

En Julio de 2003 la empresa Occidental Petroleum Corporation (OXY) fue seleccionada para firmar un mutuo acuerdo con el objetivo de realizar un proyecto de aplicación de nuevas tecnologías y aumento en el recobro de la producción del campo, desde este momento las operaciones del campo siguen siendo lideradas por Ecopetrol y Occidental de Colombia, siendo Ecopetrol la compañía operadora del campo.

El 31 de Diciembre de 2016 el campo logró la máxima producción en la historia del mismo, gracias a la campaña que se desarrolló desde septiembre de este mismo año, la cual incluyo la perforación de 20 nuevos pozos y la realización de 139 trabajos de acondicionamiento de pozo (*workover*).

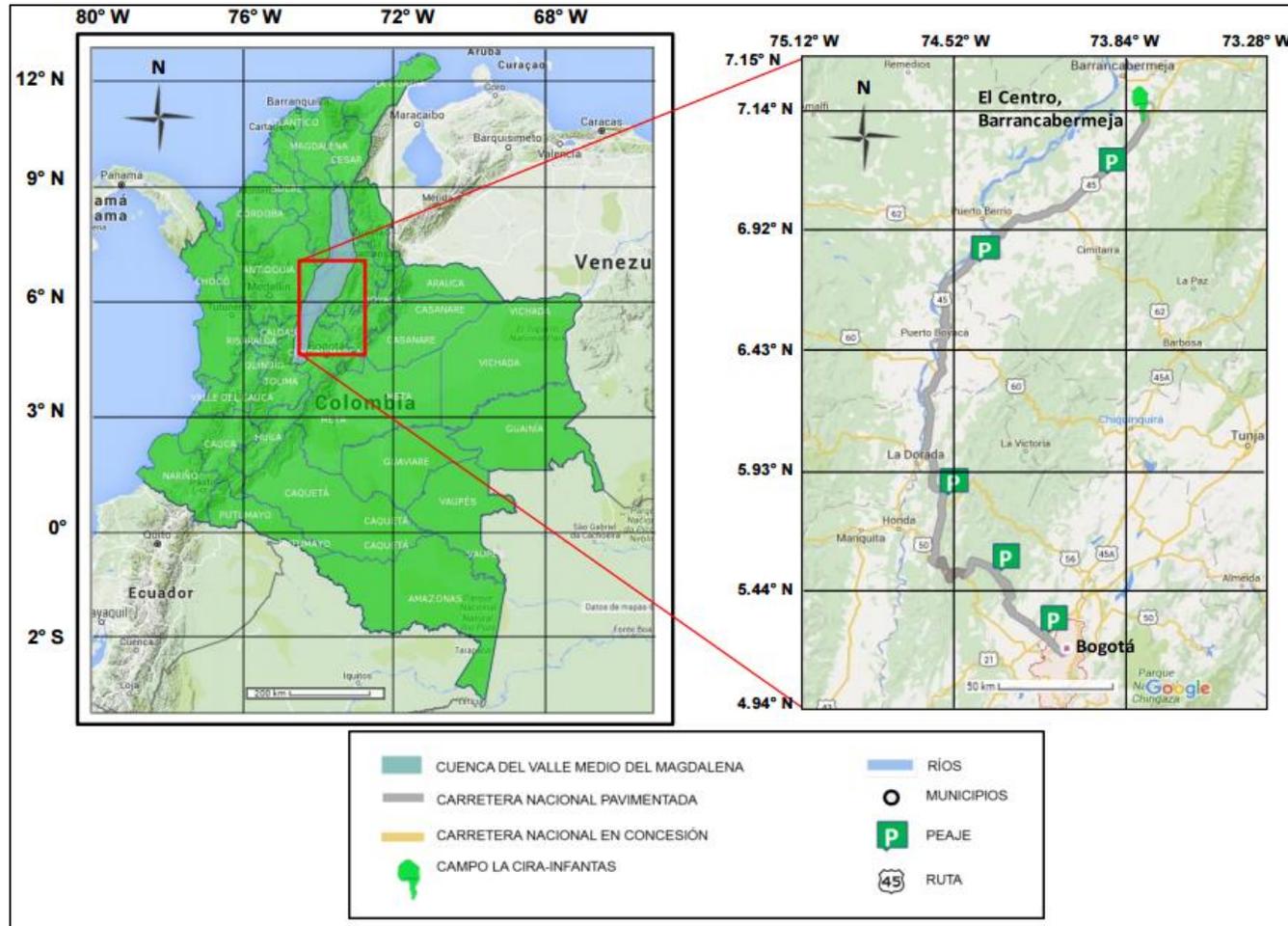
A Mayo de 2017 el campo cuenta con área de 160 km², continúa siendo operado por Ecopetrol y se encuentra activo y en producción por medio de inyección de agua como método recobro mejorado.

1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo La Cira Infantas está ubicado en Colombia, en el Departamento de Santander, en la Ciudad de Barrancabermeja, corregimiento El Centro, a una distancia de 250 km al noroccidente de la ciudad de Bogotá.

Para acceder al Campo La Cira Infantas desde Bogotá se debe llegar a Barrancabermeja ya sea por vía terrestre o aérea, desde allí se debe tomar la vía terrestre Barrancabermeja – Troncal Magdalena (Ruta 45) hacia el Sureste por un trayecto de aproximadamente 25 km, atravesando el corregimiento El Centro, ver **Figura 1**.

Figura 1. Localización Campo La Cira Infantas, Cuenca Valle Medio del Magdalena, Colombia.



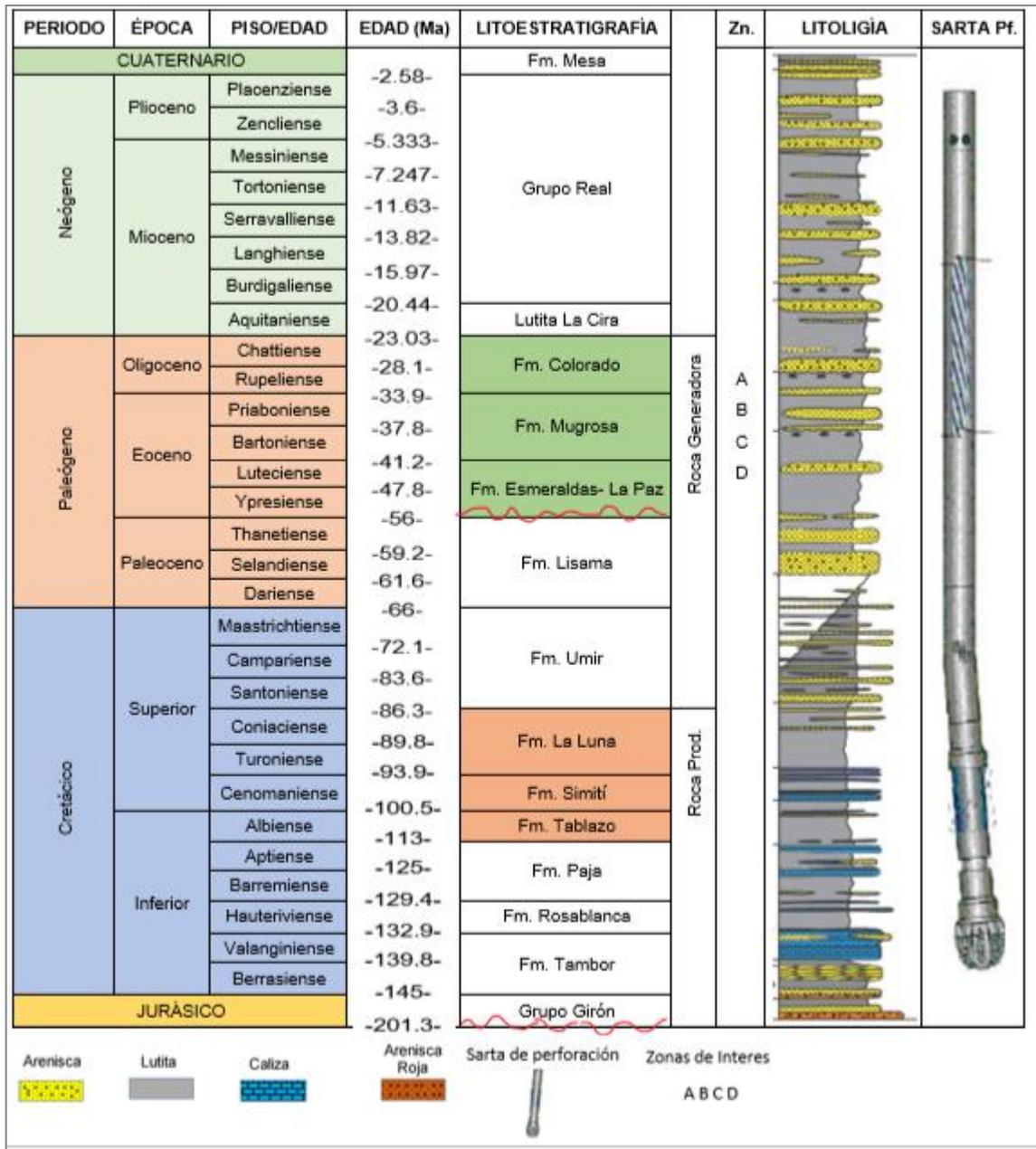
Fuente: Mapa de ruta Bogotá – El Centro. [Citado 5 de marzo]: Disponible en Google Maps. Página Web de Google Maps ; modificado por el autor.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

El Campo La Cira Infantas se encuentra geológicamente ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual se caracteriza por tener una compleja evolución geológica, se describen la estratigrafía, geología estructural y del petróleo.

1.3.1 Columna Estratigráfica Generalizada. En la **Figura 2** se presenta la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y Campo La Cira Infantas.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca de Valle Medio del Magdalena y Campo La Cira Infantas.



Fuente: ANH. (Diciembre 2012). Informe Final VMM y modificado por los autores.

1.3.2 Estratigrafía. Teniendo en cuenta como fuente primaria para las edades de las formaciones lo reportado por M. Julivert¹, a continuación se describen las formaciones presentes en el Campo La Cira Infanta, las cuales van desde el Jurásico hasta el Neógeno.

1.3.2.1 Basamento. Rocas meta sedimentarias polimetamorfizadas de edad Proterozoico tardío y rocas metasedimentarias de edad Devónico a Cámbrico. Expuestas en la Cordillera Central y el Macizo de Santander incluyen gneis, anfibolitas y estas rocas cristalinas fueron la fuente de sedimentos durante las fases de cuenca de antepais y cuenta intramontana.

- **Formación Girón.** De edad Jurásico². Se compone de areniscas rojas y limolitas, estas últimas intercaladas con tobas. Su espesor varía entre 9840 y 14760 ft, se hace más espesa hacia el Occidente del Campo y se adelgaza hasta estar ausente en el Oriente. Su ambiente de deposición fue continental fluvial. Esta formación infrayace concordantemente a la Formación Tambor y suprayace discordantemente sobre el Basamento.
- **Formación Tambor (Los Santos).** Esta formación se considera depositada en el Cretácico³, desde el Hauteriviano hasta el Valanginiano. Litológicamente se compone por shales y conglomerados rojos y areniscas; hacia la parte alta, se encuentran algunas capas de caliza. El espesor de esta formación es de 2.133 pies, aunque regionalmente es muy variable. Las areniscas, de base a tope de la unidad, fueron depositadas en ambientes de corrientes de meandros, llanuras deltáicas e intramareales. La Formación Tambor se encuentra en contacto discordante con la Formación Girón que la infrayace, y en contacto concordante con la Formación Rosablanca que la suprayace.
- **Formación Rosablanca.** Fue depositada en el Cretácico⁴, desde el Hauteriviano hasta el Barremiano. Litológicamente está compuesta por calizas bituminosas grisáceas oscuras. Su espesor es de 1.395 pies en el Río Sogamoso, aunque puede ser muy variable. Su ambiente de depósito es marino. La Formación Rosablanca se encuentra en contacto concordante con la Formación Tambor que la infrayace, y en contacto concordante con la Formación Paja que la suprayace.

¹ JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfico de Colombia. París. Centre National de la Reserche Scientifique: 1968, p.562.

² JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfico de Colombia. París. Centre National de la Reserche Scientifique: 1968, p.562.

³ Ibid., p. 448 - 450

⁴ Ibid., p. 419 - 421

- **Formación Paja.** Según Morales⁵, esta formación fue depositada en el Cretácico, desde el Barremiano hasta el Aptiano. Litológicamente está compuesta por una sucesión de shales negros ligeramente calcáreos, micáceos y limosos. El espesor promedio de esta formación varía entre un mínimo de 410 pies y un máximo de 2.000 pies. El ambiente de depositación es considerado como continental fluvial. La Formación Paja se encuentra en contacto concordante con la Formación Rosablanca que la infrayace, y en contacto concordante con la Formación Tablazo que la suprayace.
- **Formación Tablazo.** Esta formación fue depositada en el Cretácico⁶, desde el Aptiano hasta el Albiano. Litológicamente consiste en una sucesión de calizas duras, azuladas, muy fosilíferas y margas con predominio de las calizas hacia el tope. El espesor de esta formación varía entre 490 y 1.070 pies. El ambiente de depositación corresponde a condiciones neríticas, poco profundas. La Formación Tablazo se encuentra en contacto concordante con la Formación Paja que la infrayace, y en contacto concordante con la Formación Simití que la suprayace.
- **Formación Simití.** Fue depositada en el Cretácico⁷ durante el Albiano. Litológicamente consiste en shale gris o negro, localmente calcárea y concrecionaria. Los nódulos son generalmente fosilíferos y localmente contienen petróleo. Cerca al techo de la formación, se encuentran capas delgadas de conglomerados. Su espesor varía entre 820 y 2.133 pies. Las condiciones paleoambientales fueron neríticas de aguas intermedias a profundas. La Formación Simití se encuentra en contacto discordante con la Formación Tablazo que la infrayace, y en contacto concordante con la Formación La Luna que la suprayace.
- **Formación La Luna.** Esta formación fue depositada en el Cretácico Superior⁸ durante el Turoniano. Esta formación representa el intervalo generador más importante de la cuenca. La formación se encuentra subdividida en tres miembros que de abajo hacia arriba son: Salada, Pujamana y Galembo. O. Renz⁹, definió litológicamente al miembro inferior indicando que consiste en caliza de color gris oscuro, laminada, densa y de grano fino y las típicas concreciones de caliza. El miembro superior consiste predominantemente en ftanita negra rica en foraminíferos pelágicos. Los miembros Galembo y Salada corresponden a las facies calcáreas con posibilidades de acumulación de

⁵ MORALES, L. G. General Geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia, citado por M. Julivert. *Léxico Estratigráfico*. Francia. 1968. p. 363 - 364

⁶ JULIVERT, M. *Léxico Estratigráfico*. Francia. 1968. p. 446 - 447

⁷ *Ibid.*, p. 437

⁸ *Ibid.*, p. 301 - 303

⁹ RENZ, O. Geología de la parte Sureste de la Península de la Guajira (República de Colombia), citado por M. Julivert. *Léxico Estratigráfico*. Francia. 1968. p. 302

hidrocarburos. El miembro Pujamana consiste principalmente de shales negros, masivos, duros y compactos, localmente con fósiles de gasterópodos y escamas de pescado. Su espesor varía entre 900 y 1.970 pies. El ambiente de depositación es marino de aguas someras. La Formación La Luna se encuentra en contacto concordante con la Formación Simití que la infrayace, y en contacto discordante con la Formación Umir que la suprayace.

- **Formación Umir.** Esta formación fue depositada en el Cretácico¹⁰, desde el Campaniano hasta el Maestrichtiano. Litológicamente se compone en su parte inferior por lutitas en láminas delgadas, de color gris oscuro, gris azulado a negro, con delgadas láminas carbonáceas y micáceas; caracterizada por capas delgadas, lentes y pequeñas concreciones ferruginosas. En la parte superior consta de lutita blanda, gris oscura, en capas delgadas con numerosas laminillas de carbón, láminas delgadas de mineral hierro, arenisca de grano fino y limonita. El espesor aproximado de esta formación varía entre 2.850 a 4.400 pies. El ambiente de depositación ha sido interpretado como nerítico. La Formación Umir se encuentra en contacto discordante con la Formación La Luna que la infrayace, y en contacto concordante con la Formación Lisama que la suprayace.
- **Formación Lisama.** Esta formación fue depositada en el Cenozoico¹¹ durante el Paleoceno. Litológicamente describe su composición de shales abrigarrados de color rojo, pardo, gris, con intercalaciones de areniscas masivas grisáceas, de grano medio a fino que se hace más grueso hacia la parte superior de la formación. Su espesor puede llegar a ser hasta de 4.020 pies. Su ambiente de depositación se dio bajo condiciones lagunares y deltaicas. La Formación Lisama se encuentra en contacto concordante con la Formación Umir que la infrayace, y en contacto discordante con la Formación Esmeraldas – La Paz que la suprayace.
- **Formación La Paz.** Esta formación es de edad Paleoceno – Eoceno medio¹². Litológicamente está compuesta por una alternación variada de arcillas grises y azules, areniscas duras amarillas y micáceas. Su espesor aproximado es de 2.000 pies. El ambiente de depositación es de origen continental. La Formación La Paz se encuentra en contacto discordante con la Formación Lisama que la infrayace, y en contacto discordante con la Formación Esmeraldas que la suprayace.
- **Formación Esmeraldas.** Fue depositada desde el Eoceno Medio hasta el Superior¹³. Litológicamente describió a esta formación como areniscas y

¹⁰ JULIVERT, M. Op. Cit., p. 458 – 459

¹¹ DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico. Francia. 1974. p. 326

¹² Ibid., p. 303

¹³ Ibid., p. 197

limolitas compactas dispuestas en capas muy delgadas o láminas, micáceas, de grano fino y de color gris, que alternan con shales gris oscuras que localmente pueden presentarse moteadas de rojo, púrpura y marrón. El espesor de la formación es de 3.940 pies. El ambiente de depositación es de origen continental de corrientes trenzadas. La Formación Esmeraldas se encuentra en contacto discordante con la Formación La Paz que la infrayace, y en contacto discordante con la Formación Mugrosa que la suprayace.

- **Formación Mugrosa.** Esta formación es de edad Eoceno Superior – Oligoceno¹⁴. Litológicamente describe que la parte inferior de la formación consta de areniscas de grano medio a fino, raramente grueso o con cantos, que están intercaladas con shales de color azul o gris. La parte media consta de shales masivos moteadas con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino. En la parte superior se encuentran areniscas a veces con cantos que se intercalan con shales moteadas. En las áreas productivas de la Concesión de Mares estas partes corresponden respectivamente a las Zona C, parte inferior de la Zona B y parte superior de la Zona B, todas de la Formación Mugrosa. El espesor de esta formación es variable; de unos 2.300 pies en el Campo Colorado a unos 1.640 pies en el Campo de Llanito. Su ambiente de depositación es continental fluvial. La Formación Mugrosa se encuentra en contacto discordante con la Formación Esmeraldas que la infrayace, y en contacto concordante con la Formación Colorado que la suprayace.
- **Formación Colorado.** Esta formación fue depositada desde el Oligoceno y hasta el Mioceno Inferior¹⁵. Litológicamente consta predominantemente de arcillas de colores gris claro, púrpuras y moteados de rojo, con intercalaciones de areniscas en bancos de espesor variable con estratificación cruzada. La parte superior de la formación consta de unos 330 pies de arcillas de color gris y negro, carbonáceas, con areniscas de grano medio y poco potentes. En su sección tipo la Formación Colorado tiene un espesor de 3.940 pies, pero éste varía considerablemente y aumenta alcanzando hasta 8.200 pies al pie de la Cordillera Oriental. Su ambiente de depositación es continental fluvial. La Formación Colorado se encuentra en contacto concordante con la Formación Mugrosa que la infrayace, y en contacto discordante con el Grupo Real que la suprayace.
- **Formación La Cira** Esta formación representa la parte superior de los que actualmente se conocen como Formación Colorado. La edad es Oligoceno – Mioceno Inferior¹⁶. La formación representa los 850 pies superiores de la Formación Colorado. Se compone de un complejo de arcillolitas azulosas alternadas con areniscas, capas margosas o calizas impuras. El contacto con

¹⁴ Ibid., p. 372

¹⁵ Ibid., p. 141

¹⁶ DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico. Francia. 1974. p. 320

la formación infrayacente con la Formación Colorado y su contacto suprayacente con la Formación Real se presenta de manera discordante. Esta formación se depositó en un ambiente fluvial de ríos meandriformes.

- **Grupo Real.** Fue depositado durante el Mioceno Medio¹⁷. Este grupo incluye las Formaciones Real Inferior, Medio y Superior, separadas entre sí por inconformidades. Está compuesta principalmente por conglomerados, areniscas conglomeráticas y arcillolitas grises depositadas en ambientes continentales. Su espesor aproximado es de 2.630 pies. Fue depositada en ambiente de abanico aluvial proximal y medio y varía lateralmente hacia facies de canales trenzadas. El Grupo Real se encuentra en contacto discordante con la Formación Colorado, y en contacto concordante con el Grupo Mesa.
- **Grupo Mesa.** La edad de este grupo se considera como Plioceno – Pleistoceno¹⁸, la formación compuesta por gravas de escasa cementación, arcillas negras, arcillas friables y conglomerados. El espesor es de unos 820 pies, El ambiente de depositación es de tipo continental. La formación ya discordante sobre el Grupo Real.

1.3.3 Geología Estructural. En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) los pliegues y fallas presentan rangos de orientación predominante NNE-SSW, y su origen es asociado con la evolución tectónica de los caracteres que limitan regionalmente la cuenca, es decir, las Cordilleras Central y Oriental. Estos rasgos son principalmente caracterizados por la vergencia este u oeste de los cabalgamientos y la transpresión a lo largo de las principales zonas de fallas de rumbo de Palestina y Bucaramanga-Santa Marta. Para el caso del Campo La Cira-Infantas, las estructuras más relevantes corresponden a los anticlinales de La Cira e Infantas.

1.3.3.1 La Cira. El Anticlinal de La Cira es un anticlinal asimétrico de carácter regional con eje en dirección N-S, presenta cabeceo hacia el N y hacia el S, y está cortado al E del eje por la Falla La Cira. Hacia el E de esta falla, la estructura se hunde un poco en forma de U a manera de sinclinal hasta la Falla de Infantas. Esta estructura tiene una longitud aproximada de 9 km y un ancho de 6 km. Los buzamientos de la estructura hacia el N y el W son de aproximadamente 10° a 15°.

1.3.3.2 Infantas El Anticlinal de Infantas es asimétrico, elongado, cerrado en ambos extremos y cortado a lo largo de su cresta por una falla inversa mayor (la

¹⁷ Ibid., p. 412 - 416

¹⁸ DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico. Francia. 1974. p. 322

Falla Infantas.¹⁹). Se encuentra dividido en bloques por fallas normales de dirección aproximada E-W y buzamientos entre 80° y 90°, y desplazamiento promedio entre 50 y 150 pies; algunas de estas fallas tienden a desplazar la Falla de Infantas. El desplazamiento a lo largo de la zona de la falla es de aproximadamente 1.000 a 1.200 pies, pero disminuye hacia el Norte. En términos generales se puede considerar que el flanco occidental del anticlinal presenta mayores buzamientos que el flanco oriental.

1.3.4 Geología del petróleo. En esta sección se describen los principales parámetros asociados con el sistema petrolífero del Campo La Cira Infantas, el cual se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

A continuación, se describe el sistema petrolífero del Campo La Cira Infantas.

1.3.4.1 Roca Generadora. El petróleo in situ del Campo La Cira Infantas, proviene de calizas, lutitas negras y delgadas capas de lilitas, las cuales conforman las formaciones Tablazo, Simití y La Luna. Estas rocas tuvieron un ambiente de depositación ánoxico. La información geoquímica disponible permite identificar las formaciones La Luna y el intervalo de las formaciones Tablazo – Paja, de la secuencia cretácica, como las principales rocas generadoras de la cuenca²⁰, la Formación La Luna presenta valores (2 - 4 % TOC), la información disponible, respecto al tipo de materia orgánica, presenta un predominio de kerógeno tipo II, potencial generador de aceite, principalmente.

En cuanto a madurez de la Formación La Luna, los promedios de reflectancia de vitrinita (% Ro), corresponden a ventana de aceite. La extrapolación de estos valores de madurez a la Formación Tablazo, la ubican en la ventana de generación de aceite y condensado.

1.3.4.2 Roca Reservorio. Las Limolitas de la Formación Mugrosa (Zona B), y las areniscas de las Formaciones Colorado (Zona A), Formación Mugrosa (Zona C), y Formación Esmeraldas (Zona D), son las rocas reservorio del Campo. Es importante precisar que la Zona C es el reservorio más relevante de los mencionados anteriormente, cuyas propiedades petrofísicas varían dependiendo la distribución zonal del campo, pero se pudo hacer una aproximación de estas las cuales arrojaron como resultado, un valor aproximado de porosidad del 22% al 25%, un valor aproximado de permeabilidad de 250 mD a 500 mD y un espesor aproximado de arena neta petrolífera de 800 a 1200 ft.

1.3.4.3 Migración. Se cree que el crudo se generó desde la roca fuente en alguna zona del oriente de la Cuenca y migró a lo largo de toda la Cuenca hacia el flanco occidental del Valle del Magdalena durante inicios del Terciario. (Dickey,

¹⁹ ROLON. L, et all. Role Of Extensional Structures In Development Of The Middle Magdalena Valley Basin-Colombia. P. 150-155.

²⁰ ANH. Informe Final Cuenca VMM. P. 63 y 64.

1992). La migración del crudo, hasta que lograra quedar atrapado, ocurrió antes de que se diera el fallamiento de las estructuras.

A nivel del campo, se han detectado tres tipos de migración que son:

- Migración de tipo vertical se dio de manera directa, moviéndose los hidrocarburos generados de la Formación La Luna hacia la discordancia del VMM.
- Migración de tipo lateral en las areniscas pertenecientes al Eoceno.
- Migración de tipo vertical a lo largo de las superficies de fallas en sitios donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Valle Medio del Magdalena.

1.3.4.4 Roca Sello. Para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, las formaciones que actúan como roca sello corresponden a las Formaciones Tablazo y La Luna. Se tienen niveles lutíticos que actúan como sello intraformacional a lo largo de toda la columna estratigráfica, relacionados a los niveles productores. 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).

1.3.4.5 Trampa. La trampa del Campo La Cira Infantas es de tipo estructural. Como se expuso anteriormente, las estructuras de Infantas y La Cira son anticlinales de tipo fallado. Las fallas más características son la Falla La Cira y el sistema completo de fallas de Infantas, todas de tipo sellante.

1.4 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

Los yacimientos del campo, se han dividido en cuatro zonas productoras denominadas de tope a base de la columna como Zonas A, B, C y D como se observa en la **Figura 2**, esta última solo está presente en algunas partes del campo., la Zona A, conforma la parte inferior de la Formación Colorado. Está compuesta por los siguientes conjuntos de arenas: arenas 244, arenas 116 y arenas 58, la Zona B, forma la parte superior de la Formación Mugrosa. Tiene un espesor que oscila entre los 1000 a 1200 pies la Zona C, compone la parte inferior de la Formación Mugrosa. En el Campo La Cira Infantas se han definido cuatro intervalos de arenas productoras conocidas como subzonas C1, C2, C3 y C4.

La subzona C4 es aquella que suprayace la Formación Esmeralda y a la vez es la base de la zona C. Las subzonas C1 y C2 son llamadas “arenas superiores”, mientras las subzonas C3 y C4 son denominadas “arenas inferiores”, el espesor de esta unidad esta entre 500 y 600 pies. El grupo de las arenas superiores

(subzonas C1 y C2) es el mayor productor de todo el campo y está conformado por una secuencia litológica de areniscas grises claras, pardas de grano medio a grueso, friables; arcillolitas grises claras, pardas y pardo rojizas y limolitas verdes. Hacia el tope de la zona, se encuentran un nivel de areniscas saturadas de aceite, con un buen contenido de chert negro, que marca el contacto con la zona B. En relación al grupo de arenas inferiores (subzonas C3 y C4), está conformado por areniscas y arcillolitas intercaladas y alternadas, con características similares al grupo superior, pero con menores porosidades y saturaciones de aceite.

La zona D, corresponde a la Formación Esmeralda dentro del Campo La Cira Infantas. Esta compuesta por una serie de arcillolitas masivas y arenosas marrones y azules, con poca cantidad de capas intercaladas de areniscas. Las intercalaciones de arcillolitas en estas son de grano fino y no productoras. Esta zona cuenta con un espesor aproximado de 500 pies.

1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

A continuación, se presentan las características más importantes de la historia de producción del Campo La Cira Infantas, en los siguientes aspectos: métodos de producción, tiempo de producción, número de pozos y características del yacimiento:

Métodos de producción. El comienzo de la producción del Campo La Cira Infantas, se realizó por flujo natural. Posteriormente se cambió al sistema de levantamiento Gas Lift, el cual fue desarmado en 1935 para implementar el bombeo mecánico, convirtiéndose este en el sistema de levantamiento que predomina en el campo. Actualmente, el campo cuenta con tres sistemas de levantamiento artificial. Bombeo Mecánico (BM), Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) y Bombeo electro-sumergible (BES).

Tiempo de Producción. Según Ecopetrol S. A.²¹, el primer pozo productor del campo fue Infantas 2 en el año 1918. A la fecha de mayo de 2017, el campo continúa activo y produciendo, alcanzando 99 años de producción.

En la actualidad el Campo La Cira Infantas tiene una producción de alrededor 40.000 BOPD y 362.000 BWPD, con una producción promedio por pozo de 40 BOPD, 370 BWPD y 98% de corte de agua. Toda la producción es operada por siete estaciones (dos descalificadas y cinco facilidades de tratamiento) distribuidas a lo largo del campo, las cuales cuentan con una capacidad instalada de 567.000 Barril Fiscalizado por Día (BFPD).

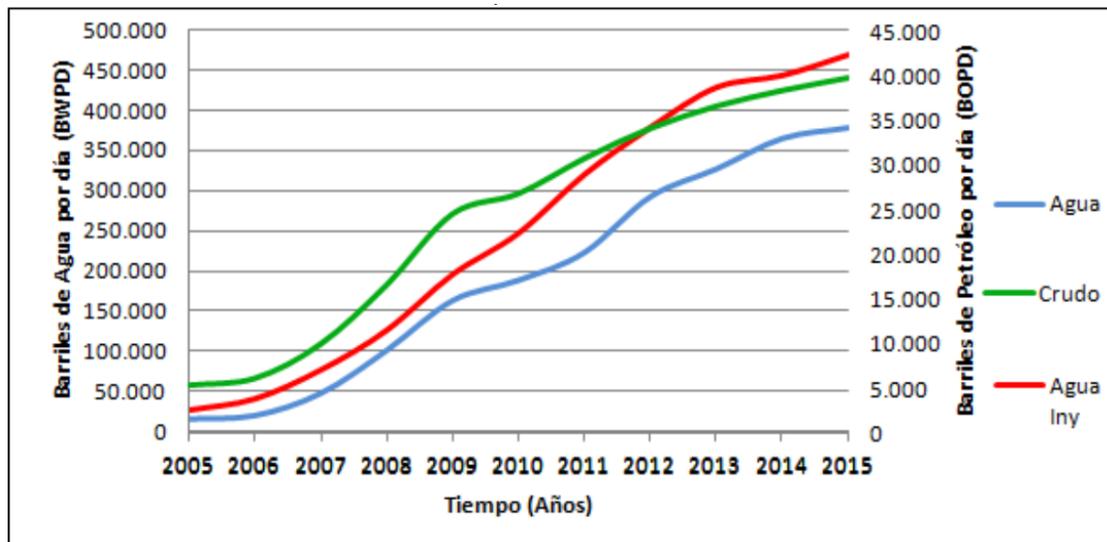
La inyección promedio por pozo es de 1.140 Barriles de agua inyectados por día (BWIPD) para un total de 480.000 BWIPD en todo el campo. El 95% de los pozos inyectoros tienen instaladas sartas selectivas de inyección y los 5% restantes cuentan con sarta simple. Para el tratamiento e inyección de agua existen 3

²¹ ECOPETROL S. A., Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira-Infantas. Bogotá. 1999. p. 2

plantas de inyección de agua en el campo, con una capacidad instalada de 700.000 BWIPD²².

La producción acumulada del campo se muestra en la **Gráfica 1**, donde la línea azul y la línea roja corresponden a la producción e inyección de agua respectivamente en BWPD, la línea verde corresponde a la producción de petróleo en BOPD.

Gráfica 1. Producción acumulada del Campo La Cira Infantas.



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, Histórico Producción Campo La Cira, 2015.

Número de Pozos. El Campo La Cira Infantas cuenta en la actualidad con un total de 975 pozos productores de los cuales el 100% produce bajo efecto de inyección de agua, la cual es realizada por medio de 420 pozos inyectoros distribuidos en 400 patrones²³.

Propiedades de los fluidos. Las propiedades de los fluidos son diferentes en cada área y zona del campo. En el **Cuadro 1** se muestran los valores de las propiedades más importantes.

²² CEPEDA, Félix Andrés; GRIMALDOS, Franklin Aldemar. Propuesta metodológica para la selección de válvulas reguladoras de flujo en pozos inyectoros usando análisis nodal. Tesis de postgrado. UIS. Bucaramanga, 2015

²³ CEPEDA, Félix Andrés; GRIMALDOS, Franklin Aldemar. Propuesta metodológica para la selección de válvulas reguladoras de flujo en pozos inyectoros usando análisis nodal. Tesis de postgrado. UIS. Bucaramanga, 2015

Cuadro 1. Propiedades de los fluidos del Campo La Cira Infantas.

Propiedad	Área	INFANTAS		LA CIRA		
Zona		B	C	A	B	C
T_r (°F)		85	95	92	98	105
P_s (psi)		500	945	640	715	1570
$B_o@ P_s$ y P_y (RB/STB)		-	1	1	1.075	1.08
R_s (SCF/STB)		93	200	70	93	181
$^{\circ}API$		25	24-28	18-24	20-27	16-25
μ (cP)		11.4@98°F y 650 psi	5.5	58 @100°F	11.4 @98°F y 650 psi	19 @105°F y 1570 psi
Salinidad NaCl (ppm)		15000- 25000	20000-40000	10000-15000	15000- 25000	20000- 40000
Tipo de crudo		Nafténico-Parafínico		Nafténico		

Fuente: Tomado y modificado de CEPEDA, Felix Andrés; GRIMALDOS, Franklin Aldemar. Propuestas metodológicas para la selección de válvulas reguladoras de flujo de pozo inyectores usando análisis nodal. Tesis de postgrado. UIS. Bucaramanga 2015. Modificado por los autores.

2. COMPLETAMIENTO DE POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

En este capítulo se describen los completamientos llevados a cabo en el Campo La Cira Infantas de manera general y la descripción de los tipos de levantamiento más comunes presentes en el campo.

2.1 COMPLETAMIENTO GENERAL

Se entiende por completamiento o terminación de pozos al conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlos en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación. El completamiento puede incluir el revestimiento del intervalo productor con tubería lisa o ranurada, la realización de empaques con grava o el cañoneo del revestimiento y finalmente la instalación de la tubería de producción.

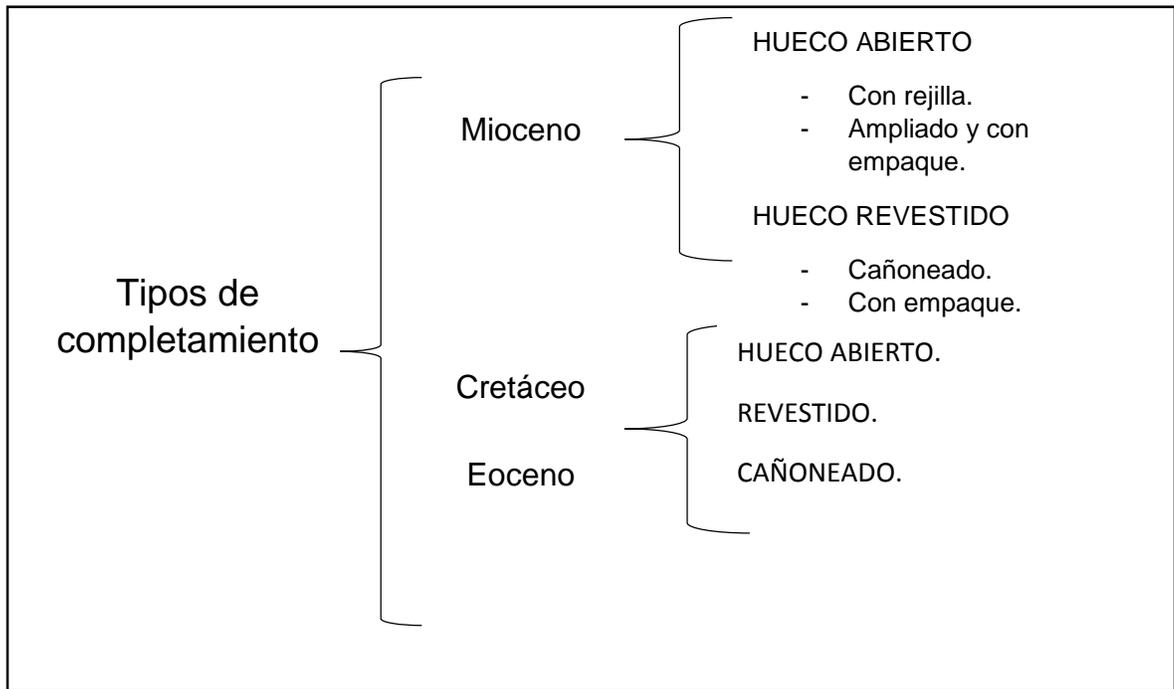
Los pozos son la única manera de comunicación entre el yacimiento y la superficie, el completamiento debe ser diseñado para obtener la máxima rentabilidad en el campo, algunos de los factores a considerar en el momento del completamiento son:

- Tasa de producción requerida.
- Tipo de fluido.
- Reservas de zonas a completar.
- Mecanismos de producción en los yacimientos a completar.
- Necesidades futuras de estimulación.
- Requerimientos para el control de arena.
- Posibilidades de futuros proyectos de recuperación.
- Inversión requerida.
- Consideraciones para el levantamiento artificial.

2.2 TIPOS DE COMPLETAMIENTO

A continuación, se explican los tipos de completamiento, explicados de manera general, de acuerdo a su edad geológica en la **Figura 3**.

Figura 3. Tipos de completamiento.



2.2.1 Hueco abierto. Se realiza en zonas donde la formación está altamente compactada, siendo el intervalo a completar grande 100 a 400 pies y homogéneo en toda su longitud.

Consiste en correr y cementar el revestimiento de producción hasta el tope de la zona de interés, seguir perforando hasta la base de esta zona y dejarla sin revestimiento. Este tipo de completamiento se realiza en yacimientos de arenas consolidadas, donde no se espera la producción de agua y gas, ni tampoco de arena o derrumbes de la formación. Caliza o dolomita.

2.2.1.1 Ventajas. A continuación, se presentan las ventajas de este tipo de completamiento.

- Se elimina el costo del cañoneo.
- Existe un máximo diámetro del pozo en el intervalo completado.
- Puede convertirse en otra técnica de completamiento; con revestimiento cañoneado.
- La interpretación de registros o perfiles de producción no es crítica.
- Se adapta fácilmente a las técnicas de perforación con el fin de minimizar el daño a la formación dentro de la zona de interés.

2.2.1.2 Desventajas. A continuación, se presentan las desventajas de este tipo de completamiento.

- No hay forma de regular el flujo hacia el hueco.
- No se puede controlar efectivamente la producción de gas o agua.
- Es difícil tratar los intervalos productores en forma selectiva.
- Puede requerirse la limpieza periódica del hueco.

El completamiento a hueco abierto permite empacar el pozo con grava, así aumenta su productividad y controla la producción de arena en formaciones no consolidadas. Este tipo de completamiento es común en formaciones de caliza debido a su consolidación.

2.2.2 Tubería ranurada. Este tipo de completamiento se utiliza mucho en formaciones no compactadas debido a problemas con la producción arenas de la formación.

Es un completamiento con liner, el revestimiento se asienta en el tope de la formación productora y se coloca un liner en el intervalo correspondiente a la formación productora.

2.2.2.1 Ventajas. A continuación, se presentan las ventajas de este tipo de completamiento.

- Se reduce al mínimo el daño a la formación.
- No existen costos de cañoneo.
- La interpretación de los perfiles no es crítica.
- Se adapta fácilmente a técnicas especiales para el control de arena.

2.2.2.2 Desventajas. A continuación se presentan las desventajas de este tipo de completamiento.

- Dificulta futuras reparaciones.
- No se puede estimular selectivamente.
- La producción de agua y gas es difícil de controlar.
- Existe un diámetro reducido frente a la zona o intervalos de producción.

2.2.3 Hueco revestido y cañoneado. Es el tipo de completamiento que más se usa en la actualidad, ya sea en pozos poco profundos 4.000 a 8.000 pies, como en pozos profundos 10.000 pies en adelante.

Consiste en correr y cementar el revestimiento hasta la base de la zona objetivo, la tubería de revestimiento se cementa a lo largo de todo el intervalo o zona a completar, cañoneando selectivamente frente a las zonas de interés para establecer comunicación entre la formación y el hueco del pozo.

2.2.3.1 Ventajas. A continuación, se presentan las ventajas de este tipo de completamiento.

- La producción de agua y gas es fácilmente prevenida y controlada.
- La formación puede ser estimulada selectivamente.
- Permite llevar acabo completamientos adicionales como técnicas especiales para el control de arena.
- El diámetro del pozo frente a la zona productora es completo.
- Se adapta a cualquier tipo de configuración mecánica.

2.2.3.2 Desventajas. A continuación, se presentan las desventajas de este tipo de completamiento.

- Los costos de cañoneo pueden ser significativos cuando se da en intervalos grandes.
- Se reduce el diámetro efectivo del hueco y la productividad del pozo.
- Pueden presentarse trabajos de cementación.
- Requiere buenos trabajos de cementación.
- La interpretación de registros o perfiles es crítica.

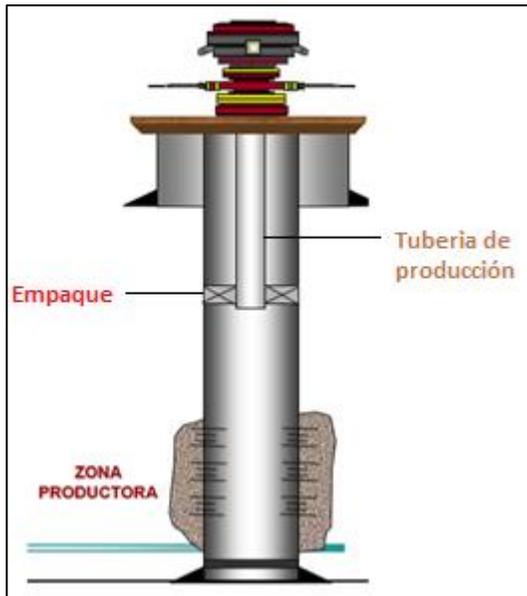
En el completamiento a hueco revestido y cañoneado puede ser; completamiento sencillo o completamiento múltiple.

El completamiento sencillo es una técnica de producción mediante la cual las diferentes zonas productivas producen simultáneamente o lo hacen en forma selectiva por una misma tubería de producción.

Este tipo de completamiento se aplica donde existe una o varias zonas de un mismo yacimiento. En completamientos de este tipo, todos los intervalos productores se cañonean antes de correr el equipo de completamiento. Además de producir selectivamente la zona petrolífera, este tipo de completamiento ofrece la ventaja de aislar zonas productoras de gas y agua. En caso de que la zona petrolífera no tenga suficiente presión como para levantar la columna de fluido hasta superficie se pueden utilizar métodos de levantamiento artificial.

Completamiento sencillo convencional, se realiza para la producción de una sola zona a través de la tubería de producción como se ve en la **Figura 4**.

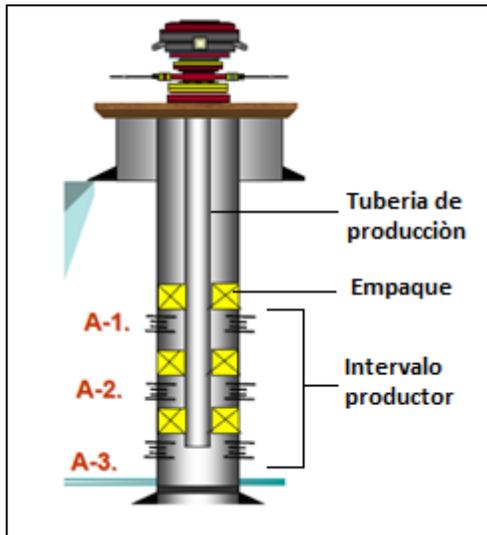
Figura 4. Completamiento sencillo convencional.



Fuente: Arrieta, M. (2010). Completamiento de pozos petroleros. Recuperado de <https://profesormario.files.wordpress.com/2010/04/completacic3b3n-de-pozos.pdf>

El completamiento sencillo selectivo, consiste en separar las zonas productoras mediante empaques, produciendo a través de mangas o válvulas de circulación, como se ve en la **Figura 5**.

Figura 5. Completamiento sencillo selectivo.



Fuente: Arrieta, M. (2010). Completamiento de pozos petroleros. Recuperado de <https://profesormario.files.wordpress.com/2010/04/completacic3b3n-de-pozos.pdf>

El completamiento múltiple, se utiliza cuando se quiere producir simultáneamente varios yacimientos en un solo pozo sin mezclar los fluidos, generalmente reduce el número de pozos a perforar desarrollando los yacimientos de forma acelerada y a menor costo.

Algunas de las ventajas que obtienen con este completamiento son:

- Se obtiene tasas de producción más altas y menores tiempos de retorno de capital invertido.
- Separan zonas que poseen distintos índices de productividad, con el fin de evitar que las zonas de alta productividad inyecten petróleo en las zonas de baja productividad.
- Separa yacimientos con distintos mecanismos de producción, pues es indeseable producir yacimientos con empuje por agua con uno de empuje por gas.
- Tiene en control apropiado del yacimiento con el fin de evitar zonas drenadas de petróleo que estén produciendo agua o gas.

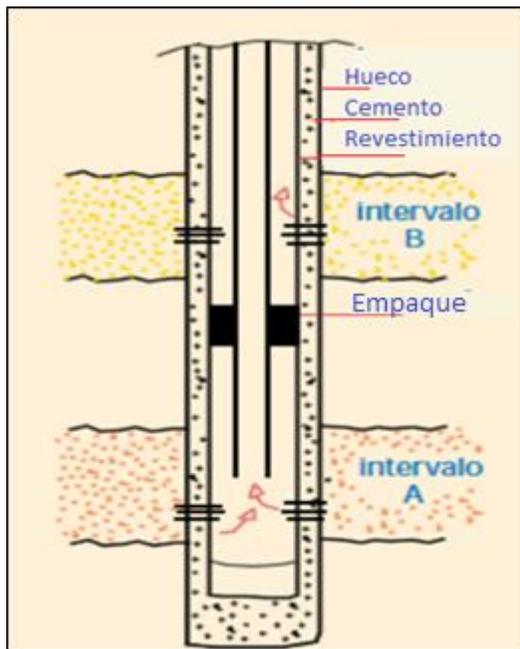
Las desventajas de este completamiento son:

- Requiere una inversión inicial alta para la tubería de producción, empaques y equipos de guaya finas.
- Posibilidades de fugas a través de la tubería de producción, de empaques y sellos.

- Probabilidades muy altas que se originen pescados durante y después del completamiento, lo que eleva los costos por equipos de pesca, servicios y tiempos adicionales.

En el completamiento doble con una tubería de producción y un empaque de producción, la zona superior produce a través del espacio anular, mientras que la zona inferior produce a través de la tubería de producción. Se aplica donde la zona superior no requiera levantamiento artificial y no presenta problemas de arena. **Figura 6.**

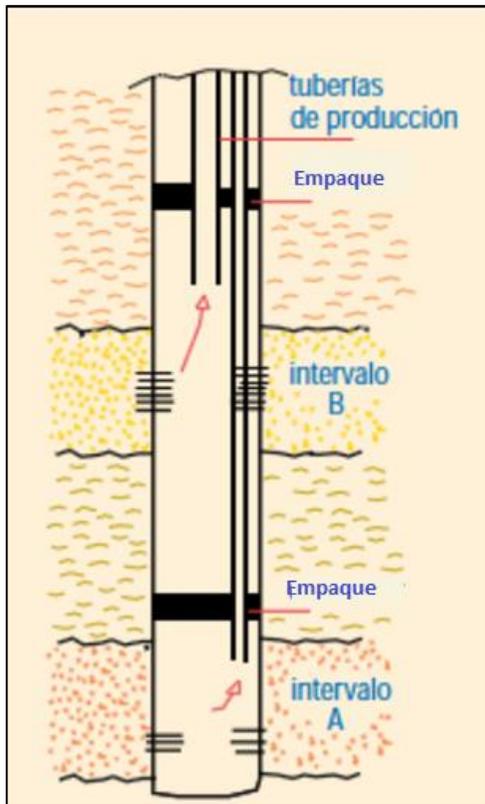
Figura 6. Completamiento doble con una tubería de producción y empaque.



Fuente: Arrieta, M. (2010). Completamiento de pozos petroleros. Recuperado de <https://profesormario.files.wordpress.com/2010/04/completacic3b3n-de-pozos.pdf>

Mediante el completamiento doble con tuberías de producción paralelas y múltiples empaques de producción, se pueden producir varias zonas simultáneamente y por separado a través del uso de tuberías de producción paralelas y empaques dobles. No se usa el espacio anular para el retorno, como se puede ver en la **Figura 7.**

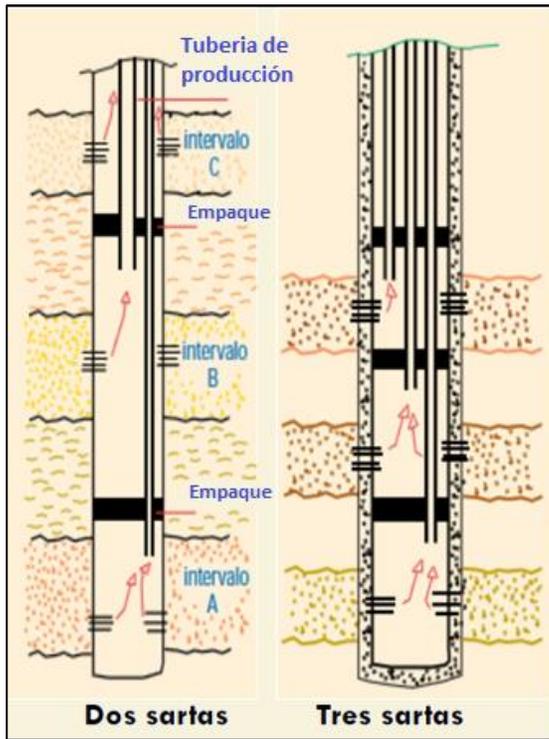
Figura 7. Completamiento doble con tuberías de producción paralelas y múltiples empaques de producción.



Fuente: Arrieta, M. (2010). Completamiento de pozos petroleros. Recuperado de <https://profesormario.files.wordpress.com/2010/04/completacic3b3n-de-pozos.pdf>

Se utiliza el completamiento de tres zonas con dos o tres sartas, cuando se requiere producción vertical independiente de tres estratos se opta, por la terminación triple. La selección del embalaje de las tuberías de producción depende naturalmente de las condiciones de flujo natural de cada yacimiento. Generalmente puede decidirse por la inserción de dos sartas para dos estratos y el tercero se hará fluir por el espacio anular, otra opción es la meter tres sartas de producción como se puede observar en la **Figura 8**.

Figura 8. Completamiento de tres zonas con dos o tres sartas.



Fuente: Arrieta, M. (2010). Completamiento de pozos petroleros. Recuperado de <https://profesormario.files.wordpress.com/2010/04/completacic3b3n-de-pozos.pdf>

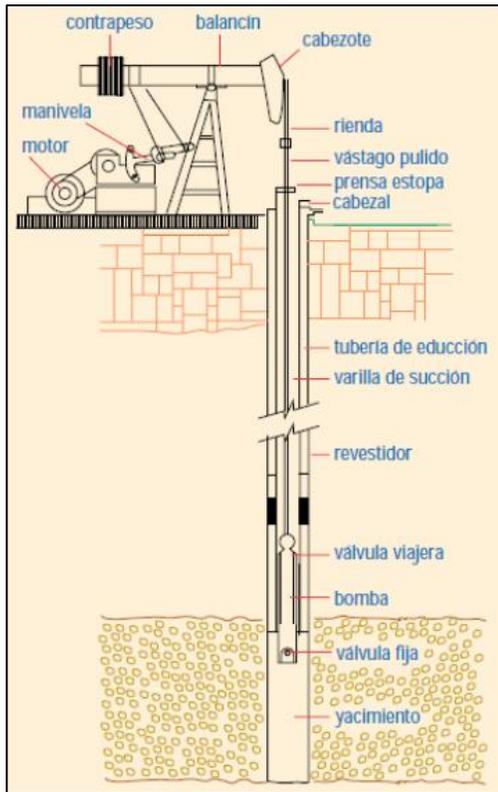
2.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO IMPLEMENTADOS EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

A continuación, se describirá los sistemas de levantamiento artificial implementados en el Campo La Cira Infantas en la actualidad.

2.3.1 Bombeo mecánico. El yacimiento que produce por este sistema de levantamiento tiene cierta presión, suficiente para que el petróleo alcance un cierto nivel dentro del pozo. Por tanto el bombeo mecánico no es más que un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie.

El balancín imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción, a cierta profundidad del fondo del pozo como se puede ver en la **Figura 9**.

Figura 9. Bombeo mecánico.



Fuente: Arrieta, M. (2010). Completamiento de pozos petroleros. Recuperado de <https://profesormario.files.wordpress.com/2010/04/completacic3b3n-de-pozos.pdf>

La válvula fija permite que el petróleo entre al cilindro de la bomba, en la carrera descendente de las varillas, la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el petróleo pase de la bomba a la tubería de producción.

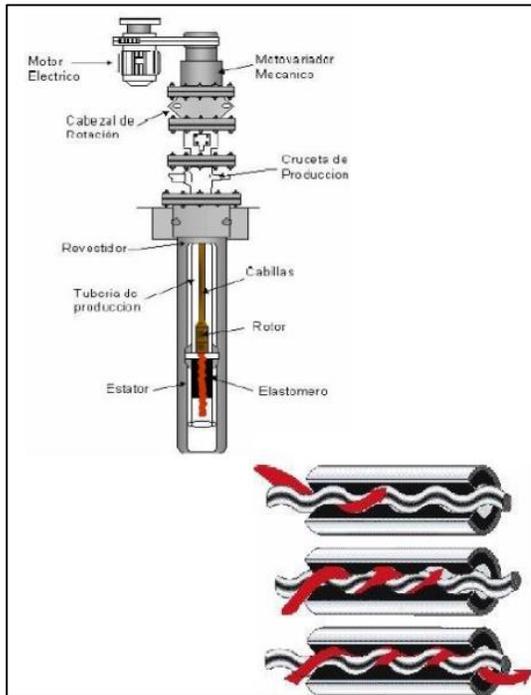
En la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra para mover hacia la superficie el petróleo que está en la tubería y la válvula fija permite que entre el petróleo a la bomba.

A continuación, se muestran las aplicaciones donde puede ser implementado el bombeo mecánico.

- Pozos con profundidades de hasta 8.000 pies.
- No es recomendable implementar en pozos que producen altos volúmenes de gas.
- Puede realizar levantamientos de crudos a altas temperaturas, así como de fluidos viscosos.
- Aplicable en cualquier tipo de crudo.

2.3.2 Bombeo por cavidades progresivas (BCP). Son máquinas rotativas de desplazamiento positivo, compuestas por un rotor metálico, un estator cuyo material es elastómero generalmente, un sistema motor y un sistema de acoples flexibles, como se puede observar en la **Figura 10**.

Figura 10. Bombeo por cavidades progresivas (BCP).



Fuente: Arrieta, M. (2010). Completamiento de pozos petroleros. Recuperado de <https://profesormario.files.wordpress.com/2010/04/completacic3b3n-de-pozos.pdf>

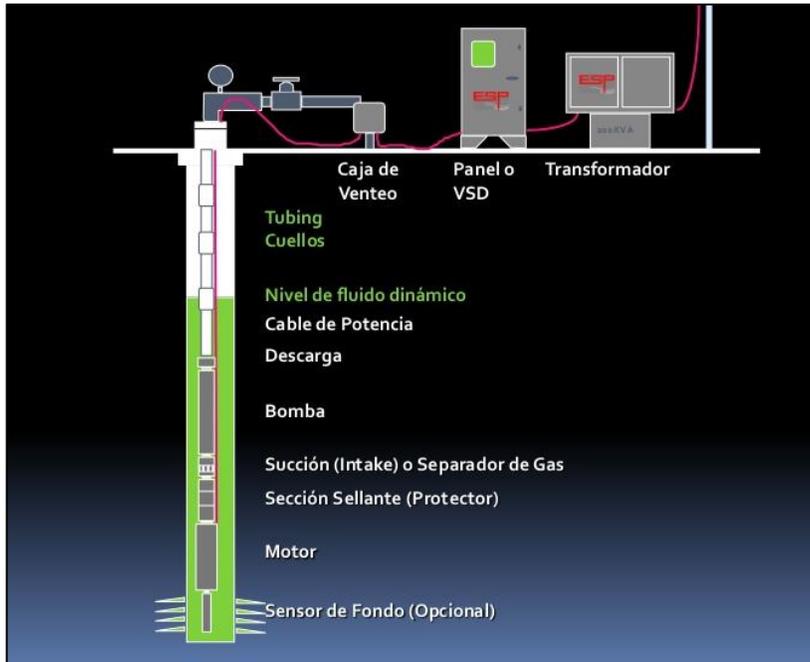
El efecto de bombeo se obtiene a través de las cavidades sucesivas e independientes que se desplazan desde la succión hasta la descarga de la bomba a medida que el rotor gira dentro del estator. El movimiento es transmitido por medio de la sarta de varillas desde la superficie hasta la bomba, empleando para ello un motor.

Este tipo de bombas se caracteriza por operar a bajas velocidades, permite manejar altos volúmenes de gas, sólidos en suspensión y cortes de agua. Así como también son ideales para manejar crudos de mediana y baja gravedad API, es aplicable en pozos de 800 a 6.000 pies de profundidad.

2.3.3 Bombeo electrosumergible (BES). El sistema básico de este bombeo es transmitir en forma de presión, la energía de un motor eléctrico sumergida en el fluido del pozo.

La unidad se encuentra suspendida de la tubería de producción, sumergida en el fluido del pozo y conectada hasta la superficie a través de un cable para suministrar energía eléctrica al motor, como se puede ver en la **Figura 11**.

Figura 11. Bombeo electrosumergible (BES).



Fuente: Soluciones ABB para bombas electrosumergibles (BES). Recuperado de <https://es.slideshare.net/carlpatt/bombeo-electrosumergible-jrdoc>

Es de tipo centrífugo multietapas, cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor fijo. El número de etapas determina la capacidad de levantamiento y la potencia requerida para ello. El movimiento rotativo del impulsor imparte un movimiento tangencial al fluido que pasa a través de la bomba, creando la fuerza centrífuga que impulsa el fluido de forma radial, es decir, el fluido viaja a través del impulsor en la resultante del movimiento radial y tangencial, generando al fluido dirección y sentido del movimiento.

A continuación, se muestran las aplicaciones para ser implementado el bombeo electrosumergible.

- Se utiliza para manejar grandes volúmenes de crudo.
- Pozos de con producciones desde 1.000 BPD hasta 100.000 BPD.
- Pozos con revestimientos pequeños.
- Pozos con baja y alta viscosidad.
- Pozos con altas temperaturas en fondo 500°F.
- Pozos con baja relación de gas.

2.4 TRABAJO DE COMPLETAMIENTO REALIZADO EN POZO PRODUCTOR CIRA T018

El Pozo productor Cira T018 se encuentra ubicado en el área Cira Sur, el pozo fue completado con un casing de 7 pulgadas y con un sistema de levantamiento artificial electrosumergible; en la **Tabla 1** se presenta la información del pozo y producción de fluidos después de su completamiento.

Tabla 1. Información del Pozo Cira T018 y fluidos producidos.

Gravedad del petróleo	24° API
Corte de agua, %	84.5
GOR, scf/STB	150
Temperatura de fondo, °F	120
Temperatura superficie, °F	90
Impurezas de gas, N2, H2S, CO2, %	0
Presión de burbuja, psia	164,5
IPR, BFPD/psi	1,06
Presión estática, psi	779
Drawdown, psi	749
Presión en cabeza, psi	120
Tensión en las terminales del motor, V	978
Corriente del motor, A	28.61
Rango temperatura motor, °F	190-350
Velocidad del fluido a través del motor, ft/s	0,715
Consumo del sistema ESP, kWh	42,9
Frecuencia arranque, Hz	42
Diámetro externo del casing, in	7
Presión en la línea de flujo, psi	120
Viscosidad del petróleo, cP	25

En la **Tabla 2** se muestra el estado mecánico del Pozo T018 del Campo La Cira Infantas con un sistema de levantamiento artificial electrosumergible y en la **Figura 12** se ve la información del estado mecánico del mismo pozo.

Tabla 2. Descripción completamiento Pozo T018



Tubería 3 1/2" + Nipples 3 1/2" + Cross over 2 7/8 a 3 1/2"				
Cable plano #6	Nuevo	Galvanizado	3085,21	
Bomba productora 134 Flex17.5 SXD H6 Flujo mixto	Nuevo	Acero al carbón	3108,71	4,00
Bomba manejadora de gas 16 GINSPH SXD H6 Flujo mixto	Nuevo	Acero al carbón	3115,71	4,00
Separador de gas 400 GSTHVEX H6	Nuevo	Acero al carbón	3120,00	4,00
Sello Superior FSB3 XUT FER SSCV PFS CL5 HL	Nuevo	Ferrítico	3125,56	4,00
Sello Inferior FSB3 XLT FER SSCV CL5	Nuevo	Ferrítico	3131,12	4,00

Tabla 2. (Continuación)



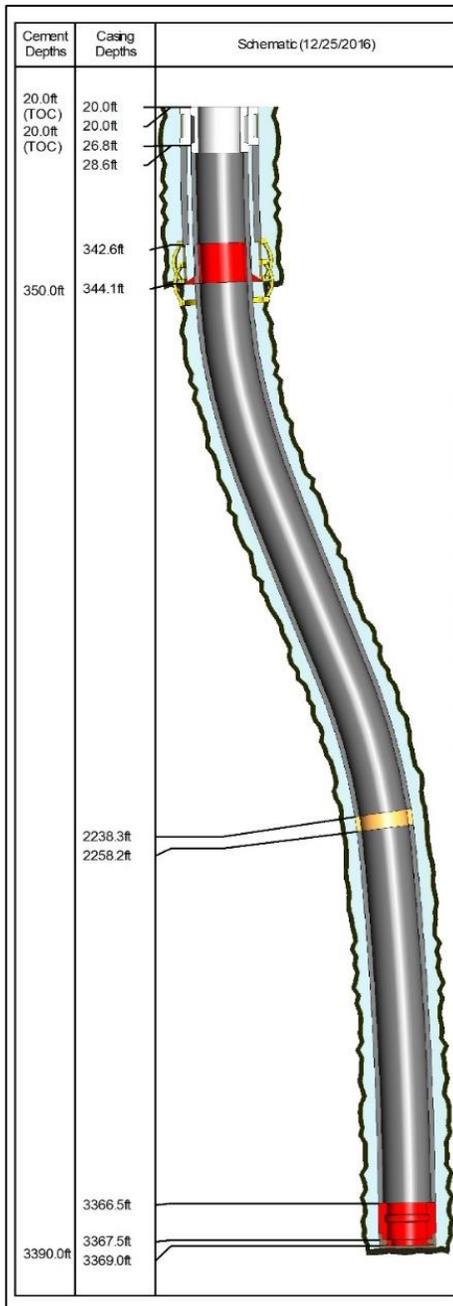
<p style="text-align: center;">Motor 450XPX 88 Hp-1240 volt-46amp</p>	<p style="text-align: center;">Nuevo</p>	<p style="text-align: center;">Ferrítico</p>	<p style="text-align: center;">3143,22</p>	<p style="text-align: center;">4,50</p>
<p style="text-align: center;">Sensor Well Lift N</p>	<p style="text-align: center;">Nuevo</p>	<p style="text-align: center;">Ferrítico</p>	<p style="text-align: center;">3145,12</p>	<p style="text-align: center;">4,50</p>
<p>Casing 7"26 lb/pies ID 6.276"</p> <p>TD 3390'</p>				

Figura 12. Información estado mecánico pozo T018.

ITEM	Descripción	Cant.	Long. (pies)	OD (pulg.)	Peso (Lb)	Tope (pies MD)	Fondo (pies MD)	Condición	Material	S/N	Caja	Compañía Responsable											
1	Tubing Hanger		1,00									Oxy-Ecopetrol											
2	Cable de potencia Cable plano #6	3083	3083,09		4408,8			Nuevo	Galvanizado			Oxy-Ecopetrol											
3	Tubería de producción 3 1/2"	103	3083,09		28672,7	0,00	3083,09					Oxy-Ecopetrol											
4	Niplesilla Niplesilla 3 1/2"	1	1,00		10,00	3083,09	3084,09					Oxy-Ecopetrol											
5	Cross over 2 7/8 a 3 1/2"	0,5	0,50		10,00	3084,09	3084,59					Oxy-Ecopetrol o Baker Hughes											
6	Descarga 2 7/8" EUE 8RD	1	0,62		11,00	3084,59	3085,21					Baker Hughes											
7	Bomba productora 134 Flex17.5 SXD H6 Flujo mixto	1	23,50	4,00	710,00	3085,21	3108,71	Nuevo	Acero al carbón			Baker Hughes											
8	Bomba manejadora de gas 16 GINSPH SXD H6 Flujo mixto	1	7,00	4,00	105,00	3108,71	3115,71	Nuevo	Acero al carbón			Baker Hughes											
9	Separador de gas 400 GSTHVEX H6	1	4,29	4,00	150,00	3115,71	3120,00	Nuevo	Ferrítico			Baker Hughes											
10	Sello Superior FSB3 XUT FER SSCV PFS CL5 HL	1	5,56	4,00	158,00	3120,00	3125,56	Nuevo	Ferrítico			Baker Hughes											
11	Sello Inferior FSB3 XLT FER SSCV CL5	1	5,56	4,00	158,00	3125,56	3131,12	Nuevo	Ferrítico			Baker Hughes											
12	MLE KLHT # 05 Next Generation	1	61,91		41,32			Nuevo	Monel			Baker Hughes											
13	Guardacables Guardacables	100	599		0,00	2532,00	3131,12	Nuevo	Acero inoxidable			Oxy-Ecopetrol											
14	Motor 450XPX 88 Hp-1240 volt-46amp	1	12,10	4,50	618	3131,12	3143,22	Nuevo	Ferrítico			Baker Hughes											
15	Sensor Well Lift N	1	1,90	4,50	87,00	3143,22	3145,12	Nuevo	Ferrítico			Baker Hughes											
Dentro de perforados							613																
Intervalo de perforados							2532,00	3209,00															
<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>Longitud Total Equipo ESP</td> <td>59,91</td> <td>pies</td> </tr> <tr> <td>Peso Total Equipo ESP</td> <td>3.110</td> <td>Lb</td> </tr> <tr> <td>Peso Total Equipo ESP, sarta y ca</td> <td>36.202</td> <td>Lb</td> </tr> </table>												Longitud Total Equipo ESP	59,91	pies	Peso Total Equipo ESP	3.110	Lb	Peso Total Equipo ESP, sarta y ca	36.202	Lb			
Longitud Total Equipo ESP	59,91	pies																					
Peso Total Equipo ESP	3.110	Lb																					
Peso Total Equipo ESP, sarta y ca	36.202	Lb																					
<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>Tope de perforados, ft</td> <td>2532</td> <td>MD</td> </tr> <tr> <td>Fondo de perforados, ft</td> <td>3209</td> <td>MD</td> </tr> <tr> <td>Mitad de perforados, ft</td> <td>2870,5</td> <td>MD</td> </tr> <tr> <td>TD</td> <td>3390</td> <td>MD</td> </tr> </table>												Tope de perforados, ft	2532	MD	Fondo de perforados, ft	3209	MD	Mitad de perforados, ft	2870,5	MD	TD	3390	MD
Tope de perforados, ft	2532	MD																					
Fondo de perforados, ft	3209	MD																					
Mitad de perforados, ft	2870,5	MD																					
TD	3390	MD																					

Finalmente se muestra el perfil del Pozo Cira T018 en la **Figura 13**, se puede observar tope (20 pies MD) y base (3369 pies MD).

Figura 13. Perfil Pozo Cira T018.



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico Pozo T018, 2014.

3. MÉTODOS DE AISLAMIENTOS IMPLEMENTADOS EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

En este capítulo, se encuentra una descripción de las tecnologías de aislamiento implementadas en el Campo La Cira Infantas, llevando a cabo una comparación con el método de mayor uso durante la historia del campo, el cual es, cementación remedial. Adicionalmente se realiza la revisión de algunos de los aislamientos realizados previamente, determinando causas o variables de falla de dichos aislamientos.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS DE AISLAMIENTOS IMPLEMENTADOS EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

A continuación, se presentan los tres métodos de aislamientos aplicados en el Campo La Cira Infantas, cementación remedial, químicos y mecánicos.

3.1.1 Cementación remedial. Es el proceso de forzar una lechada de cemento dentro de huecos en el casing y cavidades detrás de este, formando de esta manera un tapón de cemento que previamente puede ser perforado.

Los tapones de cemento pueden ser situados en hueco abierto o entubado, siendo de mayor dificultad el primero por las irregularidades en el diámetro del hueco (*washout*).

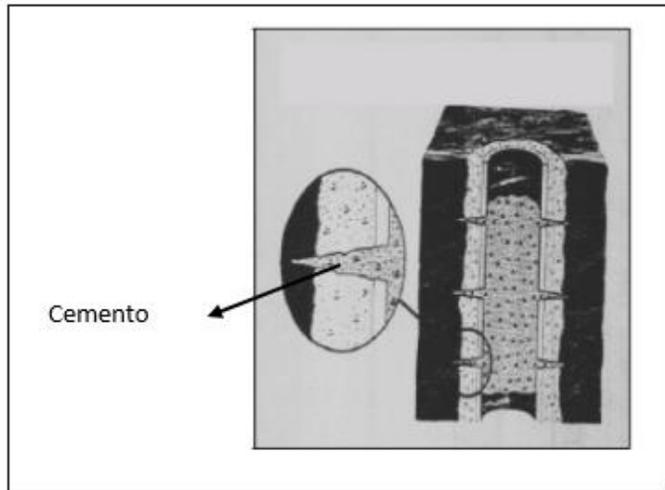
La implementación de un tapón de cemento presenta un gran problema pues la cantidad de volumen de cemento que se utiliza es muy pequeña comparada con el volumen del fluido del pozo y puede contaminarse fácilmente.

Cuando se va a aislar una zona, los espesores, profundidades y número de tapones son dados por las condiciones del pozo y varían dependiendo del número de intervalos a aislar y las presiones encontradas, entre otros factores.

Existen dos técnicas para aislar zonas de pozos con cemento: cementación forzada (*squeeze*) y tapón balanceado.

3.1.1.1 Cementación forzada (*squeeze*). Consiste en desplazar un volumen específico de lechada de cemento a alta presión, hasta la zona a aislar o la zona cañoneada, el cemento entra dentro de los orificios de los disparos como se observa en la **Figura 14**, debido a la alta presión que se efectúa.

Figura 14. Squeeze.

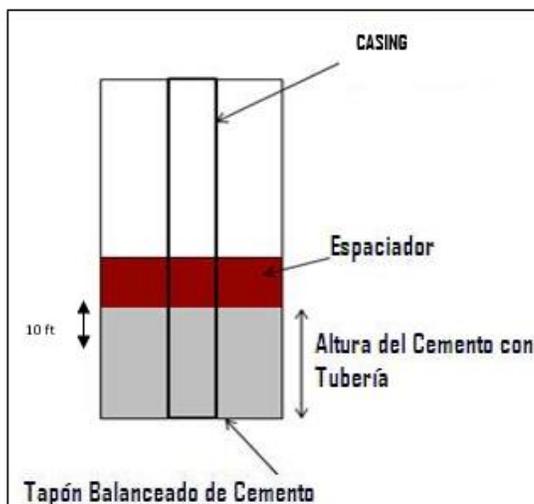


Fuente: Perfoblogger, Oil Well Cementing. 2013.

3.1.1.2 Tapones balanceados. Se dice balanceado cuando, la presión hidrostática al final de la tubería es la misma que la observada en el espacio anular; se debe realizar los respectivos cálculos de volumen de lechada de cemento para saber cuánto debe bombearse hasta lograr el balance en la tubería y en el anular, como se observa en la **Figura 15**.

Es necesario desplazar barriles de más (normalmente que cubran 10 pies por encima del tapón), para permitir que el cemento caiga cuando se está sacando la tubería fuera del hueco, y que esta no quede por debajo del tope deseado.

Figura 15. Tapón balanceado.

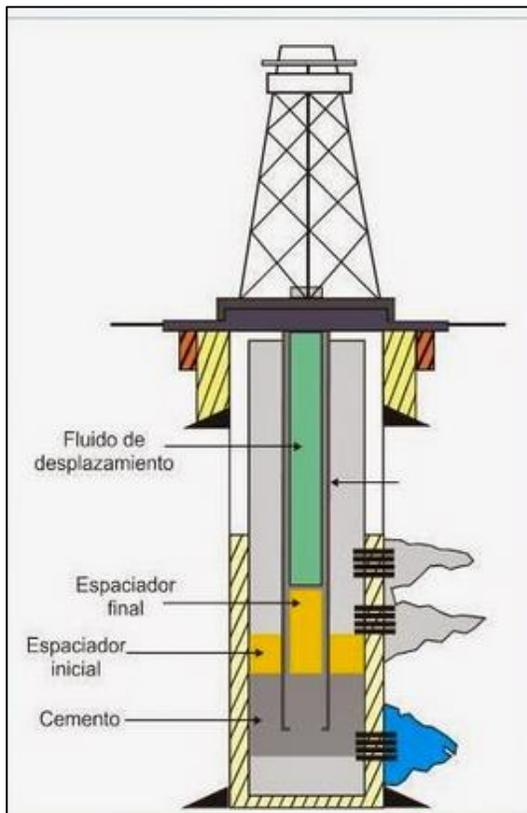


Fuente: Perfoblogger, Oil Well Cementing. 2013.

- **Espaciadores.** Es un fluido se desplaza antes y después de la lechada de cemento, como se observa en la **Figura 16**; normalmente los espaciadores de cemento son agua o fluido de perforación, sin embargo, estos pueden llegar a contaminar el cemento haciendo que este no fragüe.

La función de este, es generar un sello mientras el cemento entra a la formación y se fragua, evitando así que este se contamine o migre a otros estratos. Un ejemplo de este espaciador es el X-Linked²⁴.

Figura 16. Ubicación espaciador de cemento.



Fuente: Perfoblogger, Venezuela Febrero 2015.

3.1.2 Químicos. Son sustancias que se bombean al pozo de la misma manera como se realiza un tapón de cemento, a diferencia del cemento, estas sustancias tienen ciertas propiedades físicas y químicas que mejoran el aislamiento, las cuales se explican a continuación.

²⁴ BAKER HUGHES. X-Linked cement spacer system. Houston 2013.

3.1.2.1 Polímeros Orgánicos. son fluidos que desarrollan un gel polimérico estable capaz de penetrar la matriz antes de su activación. La activación se da al estar expuesto a condiciones específicas de temperatura, el uso principal de este líquido es sellar las zonas de agua. Existen dos tecnologías de polímeros orgánicos, el OrganoSeal y el H2Zero.

- **OrganoSeal²⁵.** Puede ser de bajo o alto peso molecular (OrganoSeal-R y OrganoSeal-F) respetivamente. En la **Figura 17** se puede observar el polímero orgánico ya fraguado.

A continuación, se describen las características del Polímero Orgánico de bajo peso molecular:

- Fácil penetración en la matriz.
- Tiempo de gelificación controlado temperaturas de fondo de 325°F.
- Activador orgánico no tóxico.
- Estable en presencia de CO₂ y H₂S.

A continuación, se describen las características del Polímero Orgánico de alto peso molecular:

- Gel fluido para el control de flujo en reservorios naturalmente fracturados.
- Alta penetración en fracturas y fisuras.
- Tiempo de gelificación controlado hasta en temperaturas de fondo de 325°F.
- Reduce sustancialmente la permeabilidad.
- Activador orgánico no tóxico.

Figura 17. Gel OrganoSeal.



Fuente: Schlumberger, Well service. Bogotá Septiembre 2016.

²⁵ SCHLUMBERGER. Well intervention catalog. Vol1. Houston 2015

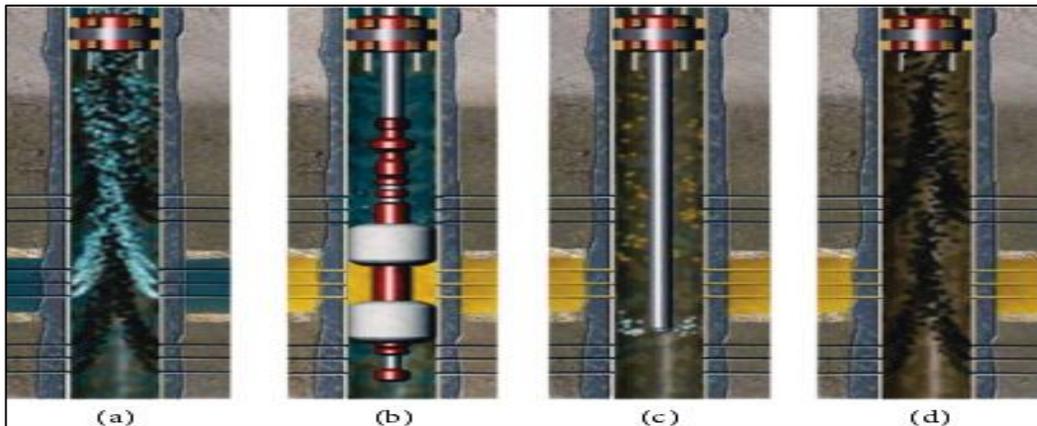
- **H2zero²⁶**. es un sistema capaz de sellar permanentemente la zona objetivo, formando un gel rígido tridimensional. El químico es bombeado como una solución de baja viscosidad (30 cP incluso en superficie) dentro de la formación alrededor del pozo y a través de la matriz para cubrir el radio de penetración de acuerdo con el diseño del trabajo, como se puede observar en la **Figura 18**.

A continuación, se describen sus características:

- Tiempo de bombeo predecible y adecuado a la temperatura de fondo estática del pozo.
- Térmicamente estable, resiste hasta 400°F.
- No es sensible a la litología y fluidos contenidos en la formación y/o metales pesados.
- Fácil de bombear, la inyectividad no presenta problema.

En el **ANEXO A** se puede observar la ficha técnica de del OrganoSeal y en el **ANEXO B** la del H2Zero.

Figura 18. Aplicación de sistema H₂Zero.



Fuente: Halliburton, Sale of Halliburton products and services, Houston 2014.

Descripción de la imagen:

- Zona con fluido de producción no deseado (agua o gas).
- Aplicación del H₂Zero con empaques hinchables, la inyección se hace en el medio.
- Limpieza del pozo después de la etapa del cierre.
- Restauración de la producción.

3.1.2.2 Resina. Es una red de polímero resiliente capaz de sellar zonas problemáticas, como se puede observar en la **Figura 19**. Es químicamente

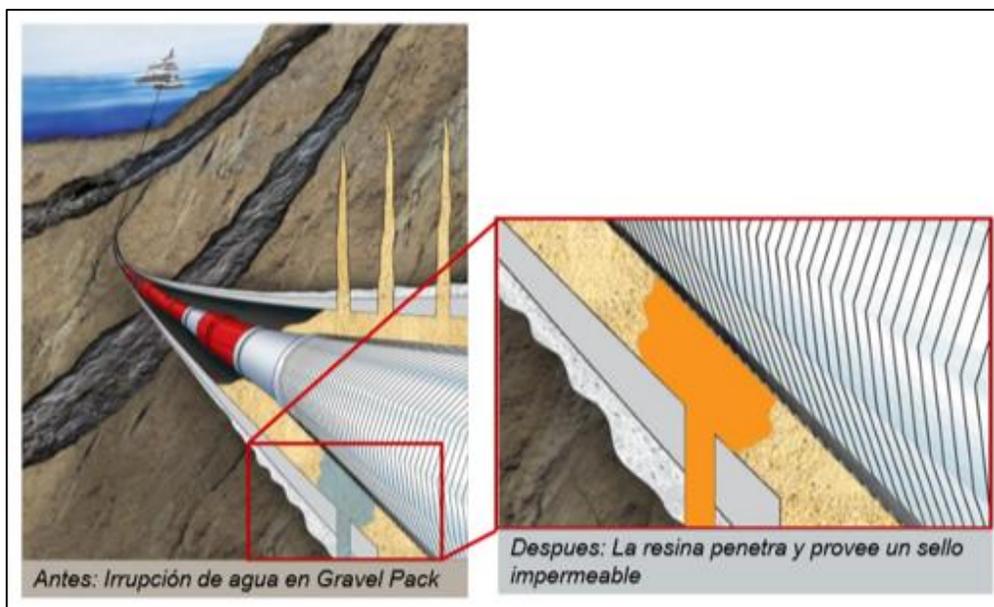
²⁶ HALLIBURTON. Stimulation, Cost effective porosity – fill sealant for water and gas shutoff. Houston 2014.

resistente y compatible con el agua, la resina crea una película en la formación y el casing resultando en un incremento en la resistencia al esfuerzo cortante. La resina WellLock ²⁷ no es un sistema de cemento, por el contrario, la relación de Poisson de la resina WellLock es más cercana a la del caucho, mientras que el cemento está más cerca de la del vidrio. En otras palabras, el cemento es intrínsecamente rígido y esta resina es inherentemente flexible. Algunas formulaciones de resina WellLock han alcanzado una resistencia a la compresión de hasta 48.500 psi.

La resistencia a la adherencia por cizallamiento del cemento es generalmente del 10% de la resistencia a la compresión (100-900 psi); Y la resistencia de unión por corte de la resina WellLock está consistentemente por encima de 1000 psi.

En transición de la resina WellLock de un líquido a un sólido empieza a formarse una red tridimensional no porosa, la resina continúa transmitiendo presión hidrostática a la formación hasta que se forma una barrera impermeable de. Se ha observado que un pie de resina resiste un diferencial de presión de 1.000 psi. Tanto las moléculas reticuladas como la transferencia continua de la presión hidrostática a lo largo del tiempo establecido, crean una resistencia a la canalización de líquidos o gases. En el **ANEXO C** se puede observar la ficha técnica del Well Lock.

Figura 19. Sello de zonas con Resina Well Lock.



Fuente: Halliburton, Cementing innovation time line, Houston 2014.

²⁷ HALLIBURTON. Cementing innovation time line. Houston 2014.

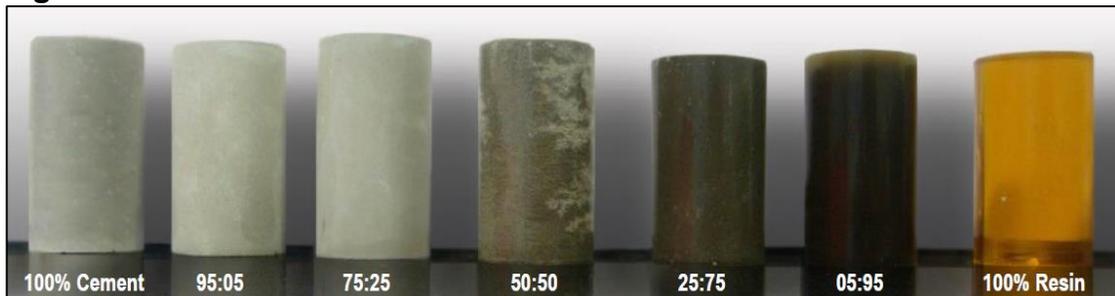
- **Mezcla de resina con cemento.** De la adición de resina al cemento como se ve en la **Figura 20**, resultan de mejores propiedades mecánicas en comparación con el cemento base solo, la resina transmite ventajas de rendimiento a largo plazo incluyendo una mayor resistencia a la compresión, una mayor ductilidad y un aumento en la resistencia a los esfuerzos de cizallamiento.

A continuación, se describen sus características:

- Resina (<30% en Volumen)
- Se puede mezcla con cualquier tipo de cemento.
- Rango de Temperatura 40°F - 225°F (4°C - 107°C).
- Aumenta la fuerza de adhesión.
- Reduce la permeabilidad.
- Aumenta Compresibilidad.

A continuación, se presenta un ejemplo de las diferentes concentraciones de resina con cemento LockCem²⁸.

Figura 20. Diferentes concentraciones de resina con cemento.



Fuente: Halliburton, Brochure, Bogotá Noviembre 2016.

En el **ANEXO D** se puede observar la ficha técnica del LockCem.

3.1.3 Mecánicos. Son empaques que se bajan como parte de la tubería de producción o como completamiento del pozo. Pueden ser hinchables, inflables y expandibles, los cuales se explican en la **Cuadro 3**.

²⁸ HALLIBURTON. Resin emerging as alternative to cement. Houston 2013.

Cuadro 3. Aislamientos mecánicos.

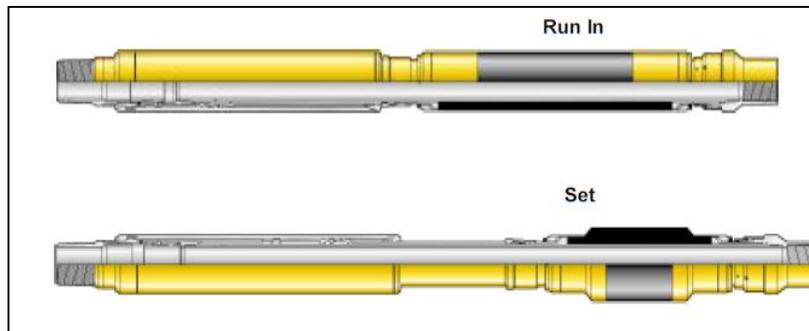
Sistema	Tipos	Activación	Descripción	Características
	<p>Sistema de doble empaque</p> <p>Ver Figura 21</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Wirelene. • Slickline. • Coiled tubing. 	<p>Consiste en una tubería ciega que va ubicada en la zona no deseada que se va aislar y dos empaques inflables en los extremos.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ideal para pozos desviados. • Grandes reducciones de diámetro interno(0.7” a 1”) • Bajos costos. • Fácil operación.
Inflables	<p>Empaque inflable</p> <p>Ver Figura 22</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Presión hidrostática. - Mecánica. - Explosión eléctrica. 	<p>Se ejecuta como parte integral del revestimiento para proporcionar una barrera entre el casing y el pozo, utiliza un elemento de empaquetado inflable.</p> <p>Proporciona aislamiento de la zona con o sin cemento.</p>	<ul style="list-style-type: none"> -No requiere fluido de inflado. - Integridad a largo plazo. - No tiene restricción de espaciamiento. - No es tan sensible a las condiciones del pozo.

Figura 21. Sistema Repacker²⁹.



Fuente: Baker Hughes, Brochure. Bogotá Octubre 2016.

Figura 22. Sistema MPass³⁰.



Fuente: Baker Hughes, Brochure. Bogotá Octubre 2016.

²⁹ BAKER HUGHES. Openhole feed-through packers. Houston 2016.

³⁰ BAKER HUGHES. Liner systems and wellbore isolation video. Houston 2010.

Cuadro 3. (Continuación)

Sistema	Tipos	Activación	Descripción	Características
	Empaque inflable externo Figura 23	-Wireline. - Slickline. - Coiled tubing.	Es un elemento inflable que va unido a la junta de la tubería. Proporciona un sello adaptándose a las paredes del pozo.	- Ideal para pozos con alto daño en el revestimiento.
Expandibles	Cuñas metálicas expandibles Figura 24	-Wireline. - Slickline. - Coiled tubing.	Sistema compuesto por cuñas metálicas en los extremos y un tubo en medio el cual no se expande, pero cumple con la función de extensión.	-No requiere nueva perforación, ni cementación. - Reducción de diámetro (0.7" a 0.8") Puede ser utilizado en pozos productores e inyectores.

Figura 23. Sistema ECP³¹.



Fuente: Baker Hughes, *Liner Hanger Systems. Houston 2010.*

Figura 24. Sistema X-Span³².



Fuente: Weatherford, *Brochure. Houston 2007.*

³¹ BAKER HUGHES. Liner hanger systems. Houston 2010.

³² WEATHERFORD. Solid expandable systems. Suiza 2015.

Cuadro 3. (Continuación)

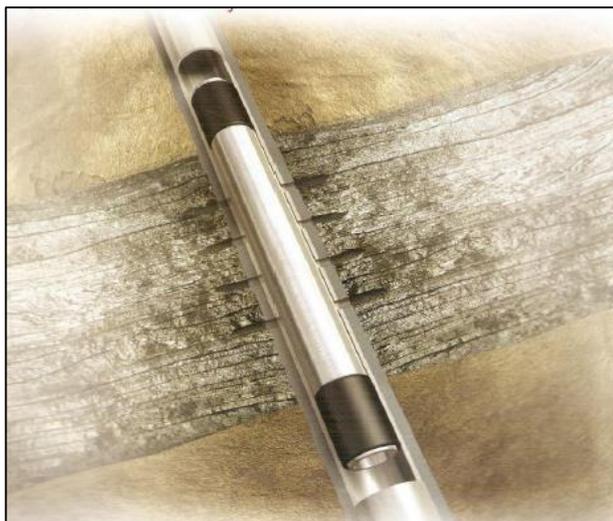
Sistema	Tipos	Activación	Descripción	Características
	<p>Tubería metálica expandible</p> <p>Figura 25</p>	<p>-Presión hidráulica.</p>	<p>Es un tubo de metal que cuenta con un cono en la punta que expande el metal y se adhiere sobre el casing durante los primeros cinco pies y el restante, se expande con tensión aplicada por el equipo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Espesor (0.254" a 0.375"). - Reducción del diámetro del casing (0.6" a 0.8") - Resistente a la corrosión.

Fuente: Weatherford, Brochure. Houston 2007.
 Baker Hughes, Brochure. Bogotá Octubre 2016.
 Baker Hughes, Liner Hanger Systems. Houston 2010.

En el **ANEXOS E** y **ANEXO F** se pueden observar las fichas técnicas de los sistemas expandibles y el MetalSkin.

Figura 25.
Skin³³.

Sistema Metal



Fuente: Weatherford, Brochure. Houston 2007.

3.2 COMO DETERMINAR LOS PROBLEMAS E INTERVALOS DE AISLAMIENTO

A continuación, se hace una breve explicación de como se determinan los problemas que presenta el pozo y los intervalos que se van a aislar.

- Análisis teóricos:
- En el Campo La Cira Inafantas a diferencia de otros campos, no se corren registros de producción debido a que la mayoría de los pozos del campo presentan un completamiento por Bombeo Mecánico, con este sistema no es posible correr algún tipo de registro.
- Los pozos completados por medio de Bombeo Electrosumergible no se tienen con YTool que permita correr un registro.

Por ende, al no tener información directa, todo se hace por correlación de los pozos inyectoros, los cuales, si tiene trazabilidad y registros, se correlaciona cada patrón de inyección y se compara el agua inyectada en cada arena (tanto la inyección presente como la inyección pasada) y el corte de BS&W de los pozos productores. Se revisan los volúmenes porosos inyectados (cantidad de agua total) y a partir de esto se toman decisiones sobre cual es la posible arena que está generando la alta producción de agua o arena.

³³ WEATHERFORD. Solid expandible systems. Suiza 2015.

Durante las intervenciones en los pozos inyectoros cercanos a cada pozo problema, se hacen pruebas de suabeo selectivo, donde las arenas problema se les muestra y se les hace análisis. Estos datos son en varias partes del campo y permiten correlaciones según la necesidad.

- Determinación del problema:
- Arenamiento: cuando el pozo tiene índice de falla alto por arenamiento y taponamiento del sistema de levantamiento artificial.
- Daño en el revestimiento: cuando se encuentran restricciones y colapsos durante intervenciones previas.
- Producción de agua: cuando la medición directa de BS&W es superior a lo esperado.

Estos puntos se verifican con análisis teóricos anteriormente mencionados, según esto, se vuelve un proceso cíclico, hasta que se definen candidatos y posibles grupos de arenas que son las que generan problema y que al final se van a aislar.

3.3 REVISIÓN HISTÓRICA DE LOS AISLAMIENTOS REALIZADOS EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

A continuación, se realiza la revisión de algunos de los aislamientos realizados previamente, determinando causas o variables de falla de dichos aislamientos.

La campaña de aislamientos apareció como necesidad operativa en el campo en el 2015 mas que todo por los elevados valores de BS&W que se presentaron en pozos del campo y se encontró el fenómeno de daños en el revestimiento, a partir de este momento se planteo la campaña para cada año, debido a esto la data de aislamiento es muy reciente, se llevarón a cabo aislamiento en años anteriores, pero como trabajos específicos pozo a pozo y no como una necesidad general.

3.3.3 Tabla revisión histórica de los aislamientos realizados. En el **Cuadro 2** se presenta una revisión histórica de algunos de los aislamientos realizados en el Campo La Cira Infantás.

Cuadro 4. Revisión histórica de los aislamientos.

Pozo	Fecha de trabajo	Longitud a aislar (ft)	Permeabilidad (mD)	Causa	Tipo de aislamiento	Resultados operativos	BS&W antes - después (%)	Revisión ING	Comentarios
T001	03/08/2015	50	900 - 1400	Diferencial de presión	Squeeze	Bueno	95,8 - 92	El pozo disminuye BS&W y el nivel de producción de aceite aumento de 40 BOPD A44 BOPD	Realizo prueba de inyectividad sin evidenciar incremento de presión en cabeza. Realizó squeeze forzado combinando cemento clase G 70% (14bbl) y FineCem 30% (8bbl). Permitió 40 hrs de fragüe por paro de la USO.
LC001	22/01/2015	89	850-1100	Producción de agua	Scab Liner	Deficiente	95.2	Al inicio del trabajo se observó descenso del BSW (2 primeros meses), sin embargo, actualmente, el comportamiento del pozo es el mismo que antes del trabajo. Actualmente en diferida, ha tenido 4 fallas posterior al aislamiento	Correlación con GR-CCL. Bajó completamiento con empaques inflables ubicados @ 3068-3078 ft-MD a 6 ft de distancia del primer intervalo y @ 3235-3245 a 2 ft de los intervalos inferiores a separar. Probó empaques por anular con 500 psi OK
LC002	12/10/2015	11	700	Producción de arena	Squeeze	No exitoso	94,6 - 91,6	Pozo mejora BSW de 94% a 90%. Incrementa fluidos producidos y disminuye nivel. Cambio de PCP a ESP	Realizó prueba de inyectividad hasta 4 bpm con una presión máxima de 160 psi, zona de alta admisibilidad. Realizó SQZ forzado con CR y BP bombeando 20 bbls de lechada (sin especificar), probó SQZ sin éxito. Repitió SQZ bombeando 22 bbls de lechada combinando cemento clase G con cemento fino con una presión de 20 psi; decide bombear 15 bbls adicionales con la misma presión. Al final realiza hesitation logrando presión final de 1220-670 psi. Probó SQZ sin éxito. Realizó un tercer SQZ bombeando 30 bbls de cemento combinado, probó SQZ sin éxito
T003	15/12/2015	35	1000 - 1200	Producción de arena	Metal Skin	Excelente (2do aislamiento)	100 - 85,2	Trabajo de Metal Skin exitoso, disminuyó BS&W 18%, pasó de un BOPD de 0 a 30.	Instalo completamiento MetalSkin posterior a trabajo de SQZ fallido
T004	21/12/2015	18	200-2500	Producción de agua	Metal Skin	Excelente (2do aislamiento)	100 - 54	Disminuyo BS&W 43% estabilizado. BODP de 0 a 30	Instalo completamiento MetalSkin posterior a trabajo de aislamiento químico (H2Zero) fallido
LC004	19/02/2016	31	2500	Daño en el revestimiento	Squeeze	Tercer trabajo bueno	98,1 - 98,7	BSW se mantiene igual/por encima que los valores reportados antes del trabajo de aislamiento. Pozo de la zona de gas	Realizó trabajo de aislamiento tipo SQZ BradenHead en dos oportunidades. El primer trabajo de SQZ fue fallido debido a la alta admisibilidad de la zona, no se logró presión de SQZ y la formación admitió la totalidad del cemento. En el segundo SQZ de los 20 bbls bombeados, se forzaron 6 a la formación y se logró presión de SQZ de 910 psi. Prueba de presión positiva con 500 psi OK

Cuadro 4. (Continuación)

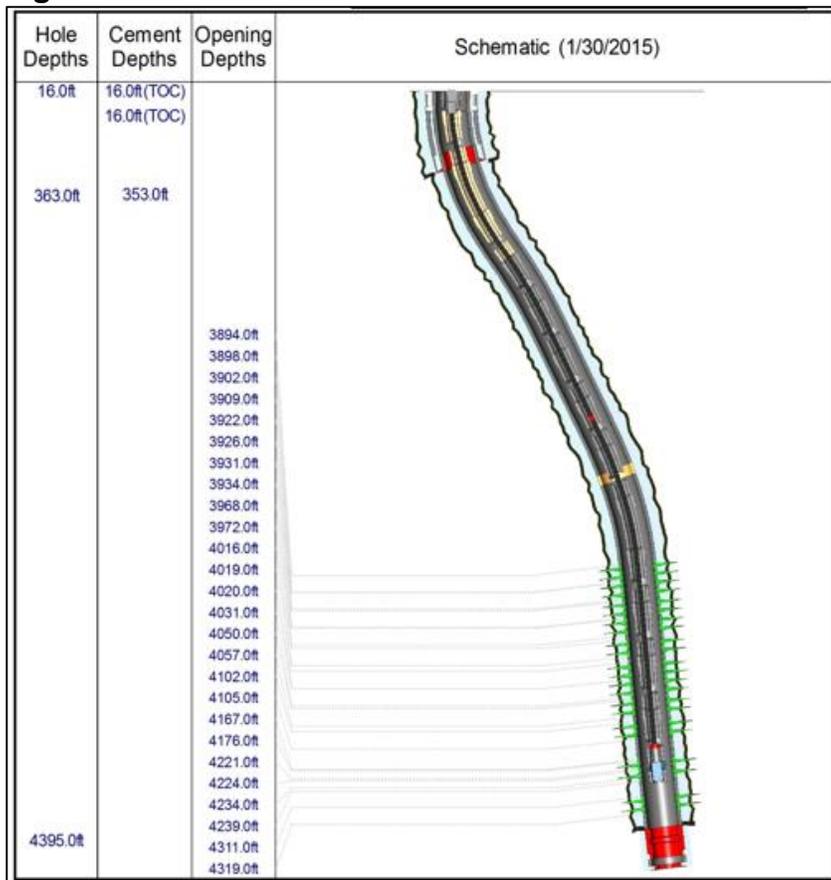
Pozo	Fecha de trabajo	Longitud a aislar (ft)	Permeabilidad (mD)	Causa	Tipo de aislamiento	Resultados operativos	BS&W antes - después (%)	Revisión ING	Comentarios
LC005	01/03/2015	28	1600	Zonas precipitadas	Squeeze	No exitoso	94 - 97,7	Se observa disminución en los fluidos producidos, pero con la misma tendencia en BSW que antes del trabajo de aislamiento	Realizó prueba de inyectividad hasta 3 bpm con una presión máxima de 1338 psi. Realizó SQZ forzado con BF y CR bombeando lechada combinada de cemento fino (10 bbls) y cemento clase G (10 bbls) realizando hesitation. Probó SQZ con 300 psi OK
T005	06/03/2016	48	2000	Producción de arena	Squeeze	Bueno	95 - 97,3	El BS&W aumenta, sin embargo, el pozo no ha vuelto a producir arena, el BODP disminuyó de 54 a 28	Realizó pruebas de inyectabilidad a los intervalos de interés: Zona I (3752' - 3831' ft MD presión incrementa hasta 550 psi con un máximo de 3 BPM), Zona II (3806' - 3831' ft MD presión incrementa hasta 1100 psi), Zona III (3752' - 3783' ft MD presión incrementa hasta 1480 psi). No se alcanzó presión de SQZ en el primer intervalo, mientras que en el segundo intervalo se observó presión de SQZ DE 1000 PSI, realizó pruebas de integridad para los SQZ, sin éxito para el primero.
T006	22/05/2016	37	2000	Daño en el revestimiento	Squeeze	Excelente (3er Aislamiento)	100	Trabajo de SQZ exitoso. Se logra disminución de BS&W y un aumento en BODP de 40 a 43	
T007	16/08/2016	37	1300	Daño en el revestimiento	Squeeze - ScabLiner	Bueno (3er aislamiento)		En el primer y segundo trabajo de Scab Liner no se observa una mejora significativa en la producción del pozo, se obtiene por un trabajo de SQZ forzado, pozo en estabilización.	Se observa un mejor comportamiento en el pozo con trabajo de Squeeze forzado que con los dos primeros trabajos de ScabLiner
T008	16/10/2016	18	1200	Producción de agua	Squeeze	Estabilizado	95,6 - 95-6	El pozo no presentó ningún cambio	

3.3.4 Descripción trabajos realizados en Pozo T006. En esta parte, se presenta el caso del Pozo T006 el cual es un ejemplo de porque se decide llevar a cabo la matriz, el pozo contaba con un BS&W de 100% por esta razón se decide hacer la intervención de este, se aplicaron tres tecnologías de aislamiento diferentes (tratamiento químico con H2Zero, trabajos de cementación forzada y tapón balanceado y finalmente aplicación de tecnología MetalSkin) de las cuales dos fueron fallidas. En la **Tabla 3** se puede observar la información del pozo, en la **Figura 26** el perfil del pozo, y en la **Figura 27** los datos del perfil del pozo y de los perforados.

Tabla 3. Información Pozo Cira T006 e hidrocarburos producidos.

Gravedad del petróleo, API	24
GOR, Scf/Stb	150
Presión de burbuja, psi	150
Viscosidad del petróleo, psi	25
Presión de la línea de flujo, psi	120
Presión casing, psi	20
TVD, pies	3960
MD, pies	4319
BS&W, %	100
Intervalo a aislar, pies	3873-3880

Figura 26. Perfil Pozo Cira T006.



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico Pozo T006, 2015.

Figura 27. Información perfil Pozo Cira T006 y perforados.

PERFORATIONS							
Start Date: 1/26/2015 00:00				Contractor: SETIP INGENIERIA S.A			
Method:				Carveyed: WIRELINE			
Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Shot density (shot/ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Charge Desc	Interval Type
1/27/2015 00:00	3,894.0	3,898.0	6.00	SCALLOP	3.375	SDP-3375-411NT4	PERFORATED
1/27/2015 00:00	3,902.0	3,909.0	6.00	SCALLOP	3.375	SDP-3375-411NT4	PERFORATED
1/27/2015 00:00	3,922.0	3,926.0	6.00	SCALLOP	3.375	SDP-3375-411NT4	PERFORATED
1/27/2015 00:00	3,931.0	3,934.0	6.00	SCALLOP	3.375	SDP-3375-411NT4	PERFORATED
1/27/2015 00:00	3,968.0	3,972.0	6.00	SCALLOP	3.375	SDP-3375-411NT4	PERFORATED
1/27/2015 00:00	4,016.0	4,019.0	6.00	SCALLOP	3.375	SDP-3375-411NT4	PERFORATED
1/27/2015 00:00	4,020.0	4,031.0	6.00	SCALLOP	3.375	SDP-3375-411NT4	PERFORATED
1/27/2015 00:00	4,050.0	4,057.0	6.00	SCALLOP	3.375	SDP-3375-411NT4	PERFORATED
1/26/2015 00:00	4,102.0	4,105.0	6.00	SCALLOP	3.375	SDP-3375-411NT4	PERFORATED
1/26/2015 00:00	4,167.0	4,176.0	6.00	SCALLOP	3.375	SDP-3375-411NT4	PERFORATED
1/26/2015 00:00	4,221.0	4,224.0	6.00	SCALLOP	3.375	SDP-3375-411NT4	PERFORATED
1/26/2015 00:00	4,234.0	4,239.0	6.00	SCALLOP	3.375	SDP-3375-411NT4	PERFORATED
1/26/2015 00:00	4,311.0	4,319.0	6.00	SCALLOP	3.375	SDP-3375-411NT4	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)
PUP JOINT	16.0	22.4	1	9.625	36.00	K-55	BTC	8.921	8.765
CASING JOINT(S)	22.4	351.2	8	9.625	36.00	K-55	BTC	8.921	8.765
FLOAT SHOE	351.2	352.7	1	9.625	36.00	K-55	BTC	8.921	8.765

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)	16.0	24.1	1	7.000	23.00	N-80	BTC	6.366	6.151
CASING JOINT(S)	24.1	3,264.8	82	7.000	23.00	N-80	BTC	6.366	6.151
FLAG JOINT	3,264.8	3,284.0	1	7.000	26.00	N-80	BTC	6.276	6.151
CASING JOINT(S)	3,284.0	4,395.0	30	7.000	26.00	N-80	BTC	6.276	6.151
FLOAT COLLAR	4,395.0	4,396.0	1	7.000	26.00	N-80	BTC	6.276	6.151
CASING JOINT(S)	4,396.0	4,432.5	1	7.000	26.00	N-80	BTC	6.276	6.151
FLOAT SHOE	4,432.5	4,434.0	1	7.000	26.00	N-80	BTC	6.276	6.151

WELLBORE EQUIPMENT										
TUBING STRING										
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)	Condition	
TUBING HANGER	1	16.0	16.8	7.062						
TUBING JOINT(S) - INT COATED	39	16.8	1,220.9	3.500	2.992	J-55	External-Ups	9.30	NEW	
TUBING JOINT(S)	95	1,220.9	4,215.0	3.500	2.992	J-55	External-Ups	9.30	NEW	
TUBING COUPLING	1	4,215.0	4,215.5	3.500					NEW	
SEATING NIPPLE	1	4,215.5	4,216.1	3.500					NEW	
TUBING JOINT(S)	1	4,216.1	4,247.7	3.500	2.992	J-55	External-Ups	9.30	NEW	

ROD STRING										
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)	Condition	
POLISHED ROD	1	4.0	44.0	1.500					NEW	
COROD	1	44.0	4,114.0	1.000		SER 6			NEW	
SHEAR COUPLING	1	4,114.0	4,115.1	2.000					NEW	
SINKER BAR	4	4,115.1	4,215.1	1.625					NEW	
PUMP 30-175-RHAC-24-3-1-1	1	4,215.1	4,242.1	1.750					NEW	

WELLBORE OBSTRUCTIONS		
Date	Type	Desc.

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico Pozo T006, 2015.

• **Operaciones de cañoneo del Pozo Cira T006:**

El 26 de Enero de 2015 a las 16:00 horas, se realiza instalación y prueba de BOP's (7 1/16") en el pozo, se probó integridad del casing y se instaló plataforma

de trabajo, a las 19:30 horas se inicia programa de cañoneo, a partir del mismo día hasta el siguiente, se arman, detonan y sacan a superficie 9 cañones:

- Cañón#1 para intervalo (4311'-4319')
- Cañón#2 para los intervalos (4234'-4239' y 4221'-4224')
- Cañón#3 para intervalo (4167'-4176')
- Cañón#4 para intervalo (4102'-4105')
- Cañón#5 para intervalo (4050'-4057')
- Cañón#6 para los intervalos (4020'-4031' y 4016'-4019')
- Cañón#7 para intervalo (3968'-3973')
- Cañón#8 para los intervalos (3931'-3934' y 3922'-3926')
- Cañón#9 para los intervalos (3902'-3909' y 3894'-3898')

A las 5:25 horas se desinstala equipo de control y se inicia corrida de sarta de producción, se sienta sarta de producción con punta de tubería a 4247'.

• **Bombeo tratamiento químico H2Zero y BackStop:**

El 7 de mayo de 2015 OXY decide realizar programa de aislamiento por medio de tratamiento químico con H2Zero y BackStop, el siguiente día se instala BOP's, mesa de trabajo, planchada y herramientas de manejo, se levanta sarta de producción, el 10 de mayo se posicionó y asentó empaques para aislar zona I, intervalo (3968'-4319'), el 11 de mayo se realiza operaciones de *swabbing* en zona I recuperó 71.5 bls de fluido (52 bbls de formación + 19.5 bls carga) en 34 viajes, determinó propiedades químicas:

- BS&W final = 90%
- Cloruros = 20000 ppm
- pH = 7

Se posicionó y asentó empaques para aislar zona II intervalo (3894'-3934'), se realizó operaciones de *swabbing* en zona II, intervalo (3894'-3934'), recuperó 37.8 bls de fluido (22.8 bls de formación + 15 bls carga) en 21 viajes. Determinó propiedades químicas:

- BS&W final = 100%
- Cloruros = 24000 ppm
- Sedimentos = 2.8
- pH = 7

El 15 de mayo se realizan pruebas de inyección para tratamiento químico como se muestra en la **Tabla 4**.

Tabla 4. Prueba de inyección para tratamiento químico.

CAUDAL (BPM)	PRESIÓN (PSI)
0,18	130
0,2	198
0,21	237

Tabla 4. (Continuación)

0,24	317
0,3	463
0,38	1020
0,49	1080
0,53	1110
0,63	1130

Verificó potencial de inyección de la arena C3-C Q = 0.41 bpm, P= 1080 psi, intervalo (3873'-3880').

Se me mezcló 10 bls de H2Zero y 5 bls de BackStop y se bombeó a 0.03 y 0.06 a bpm con una presión máxima de bombeo de 1080 psi, el tratamiento se desplaza con 16 bls de agua industrial. Se relajó presión, retiro conexiones, desasentó empaque y retiro sarta, se esperó 18 horas fragüe de tratamiento, se circuló en reversa 35 bls de agua fresca a 2 bpm para limpieza de tubería hasta retorno limpio, sentó empaque FB HD @ 3863' realizó prueba integridad zona I, intervalo (3873'-3880') (7') desde 400, 600 y 800 psi sin pérdida de presión a 1000 psi presenta perdida hasta 480 psi, se reinicia la prueba nuevamente con resultados similares.

Retiró unidad de bombeo de Halliburton.

Instaló unidad de Swabing de Setip.

Inició achicamiento de Tubing de 2 7/8" n-80 6.5# desde superficie hasta 1800' en 7 corridas, apartir de la # 8 el nivel de fluido subió a 950' y finalizo en la carrera # 10 a 700' recupero la capacidad del Tubing 22.7 bls de agua aceite. Realizó 3 viajes adicionales recuperando 8.64 bls total recuperados 31.32 bls, nivel de fluido final a 680' se toman 3 muestras y decide suspender achicamiento.

Retiró unidad de Swuabing de Setip y desasentó FB a 3863' RBP a 3887', se corrió para realizar prueba de integridad, sentó RBP a 3862' y HD FB a 3833'.

Instalo unidad de prueba de Halliburton y conexiones de superficie, probo líneas con 2000 psi y prueba ciega con 1500 psi, desasentó empaque HD, pescó y desasentó empaque RBP.

Bajó 15 juntas adicionales de 2-7/8" EUE, reubicó y sentó RBP a 4333 sacó 15 juntas de 2-7/8" EUE y sentó Packer HD @ 3887' aislando zona c (intervalo 3887' - 4319') llenó anular con 9 bls, con unidad Halliburton inicio prueba de inyección a

0.05 BPM alcanzando 1000 psi con 0.3 bls bombeados, relajo presión reinició la prueba obteniendo los mismos resultados y libero Packer HD.
 Intento circular fluido en directa presurizándose a 1000 psi con 0.3 bls bombeados, realizo conexiones y bombeo en reversa 15 bls sin registrar presión ni retornos, decidió sacar Packer HD para retirar posible restricción.

Rig Down unidad de bombeo de Halliburton, sacó Packer HD FB, la nipplesilla y el pin de paro salieron taponado con back stop y arena, limpió nipplesilla, pin de paro y Pup Joint, armó BHA# 2:

- Llave pescante + Pup Joint 2 7/8" n-80 6.5# +FB HD PKR + pin de paro + nipplesilla + Pup Joint 2 7/8" longitud= 25.23'
 Bajó BHA # 2, lleno anular con 8 bls, realizó prueba de integridad con 500 psi ok, liberó HD FB, bajo 15 jtas adicionales de 2 7/8" EUE hasta 4333', desasentó RBP a 4333' se corrió y sentó a 3944' HD FB 3883'.

Aisló zona II intervalo 3934' - 3894' lleno anular con 10 bbls e inicio prueba de comunicación como se muestra en la **Tabla 5**.

Tabla 5. Prueba comunicación Pozo T006.

caudal (bpm)	presión (psi)
0,1	0
0,5	0
Reinició prueba	
01	56
1,5	155

Evidenciando retorno con un volumen total de 16.6 bbls.

Movió empaques para aislar y probar los cañoneos del back stop (3880-3873) posicionó empaques RBP: 3887 FT FB: 3863 ft, se realiza prueba de inyectividad como se muestra en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Prueba inyectividad 1 Pozo T006

caudal (bpm)	presión (psi)
1,5	450
2	670
2,6	950

Rig Down unidad de pruebas de Halliburton.

Desasentó empaques HD y RBP, acondicionó plataforma de trabajo, llave hidráulica, instaló rack y planchada, sacó juego de Packer HD FB Y RBP con 129 jtas 2 7/8" n-80 + llave pescante + 1- Pup Joint de 2 7/8" EUE x 5.76' + pin de paro + nipples + 1 - Pup Joint x 6', el empaque FB salió tapado con de arena, desarmó BHA de prueba con set.

Bajó Chafland 2 7/8" x con 141 jtas 2 7/8" n-80 hasta 4378' CF 4396' FILL 18', instaló y probó preventor anular con 800 psi, estableció circulación con 15 bbls, limpió por circulación en directa hasta 4396' avance de (18'), circuló hasta retornos limpios con 150 bbls de agua industrial.

Sacó Chafland y armó BHA de inyectividad para tratamiento de back stop y bajo:

- Packer RBP csg 7" + llave pescante + Pup Joint x 2-7/8" x 4' + Packer FB csg 7" con válvula igualadora + Pup Joint x 2-7/8" x 4' + pin de paro + nipples

Sentó Packer RBP a 3800' y FB a 3766' probó integridad con 1500 psi, ok, Reubicó RBP @ 3887' y FB @ 3860' aisló zona III intervalo (3873' - 3880')

Rig up unidad de pruebas de inyección de Halliburton, probó líneas con 3000 psi, llenó anular con 3 bls y se probó con 1000 psi, con unidad Halliburton realizó pruebas de inyección srt tasa matricial como se muestra en la **Tabla 7**.

Tabla 7. prueba inyectividad con srt tasa matricial.

CAUDAL (BPM)	PRESIÓN (PSI)
0,13	950
0,22	610
0,33	560

Se decide realizar subeo de la zona para mejorar inyectividad.

Instaló unidad de Swabing de Setip con RBP@ 3887' y FB @ 3860' se inicia a suabear la zona III intervalo (3873' - 3880') atrancando a 281' de superficie se bajó sin gomas hasta 3000' sin restricción alguna, se cambia e instala goma rebajada presentado el mismo resultado anterior.

Desasentó FB, sacó y revisó jtas la # 10 presentó restricción cerca al Coupling con unidad de Swabbing bajó con calibrador, luego bajó gomas rebajadas y trancó nuevamente a 490', se calibran dentro del pozo 59 jtas' sin ninguna restricción, se retira unidad de Swuabing de Setip se calibran en superficie 65 jtas de las cuales 37 no le paso la goma, se reemplazaron y se bajan nuevamente total 124jtas de 2 7/8" n-80 de las cuales 87 son usadas y 37 son nuevas.

Sentó Packer axis FB @ 3860' lleno anular con 3 bls probó integridad con 1500 psi, ok .

Instaló unidad de Swabbing de Setip con RBP sentado @ 3887' y FB @ 3860' se finaliza de subear la zona III intervalo (3873' - 3880') con nivel estabilizándose en

700' total recuperado 65.3 bls agua en 23 corridas de los cuales 42.3 son de formación, 23son del Tubing.

Retiró unidad de Swabbing y armó unidad Halliburton, se probó líneas con 3000 psi, lleno pozo con 5 bls, realizó pruebas de inyección srt tasa matricial como se muestra en la **Tabla 8**.

Tabla 8. prueba inyektividad con srt tasa matricial 2.

CAUDAL (BPM)	PRESIÓN (PSI)
0,6	230
0,8	540
1,1	750
1,2	950

Después de 14 bls bombeados presión se estabilizo en 1000 psi.

Mezcló y preparo 5 bls de H2Zero y 5 bls de BackStop y bombeó mezcla a 0.03 y 0.06 a BPM presión máx. de bombeo = 1080 psi, se desplaza tratamientos con 16 bls de agua industrial.

Rebajó presión retiró conexiones de superficie desasentó empaque FB axis @ 3860', levanto sarta WS= 30 klbs des-instalo dos jta de 2 7/8" n-80 6.5# , circuló en reversa 40 bls de agua fresca, limpio tubería, dejo pozo lleno.

Aseguró pozo, se deja en fragüe el tratamiento químico H2Zero y BackStop durante 48 horas, registro presiones:

- CHP = 0
- THP= 0 psi

Retiró conexiones de superficie, verifico tope de tapón de H2Zero hasta cabeza RBP 3887' circulo en reversa 46 bls agua industrial con retornos de BackStop.

Movió y sentó empaque FB @ 3860' RBP 3887' probo integridad con 1000 psi, realizó prueba integridad zona III intervalo (3873'-3880') inicial 100, 230, 400 estabilizándose en 350 psi, suspende prueba, relajo presión.

Retiró unidad de prueba de Halliburton.

Instaló unidad de Swabing de Setip realizo operación de Swabbing desde superficie hasta 1240', recuperando 16.7 bls en 8 viajes con espera de media hora, encontró nivel a 670'.

Desinstalo unidad de Swabing y Packer FB 3680' - RBP 3887' .

Acondicionó mesa de trabajo, llave hidráulica instaló rack y planchada y saco juego de empaques y desarmó BHA de prueba.

Se recibe orden de asegurar pozo, se bajan 10 jtas de 3 1/2" j-55 - EUE + Tubing Hanger 7 1/16 x 3 1/2" EUE longitud =305' sienta sarta WS = 3 klbs y retiro BOP's 7 1/16 x 5000.

Conecto Tubing Rotator Integral RII con motor eléctrico, bajó 4 Sinker bar de 1-5/8" + barra lisa de 1 1/2" x 40' con stuffing box y grapa.

Realizó conexiones de superficie y encerramiento del pozo.

• Operaciones de cementación remedial pozo T006

Siendo las 00:00 horas del 7 de octubre de 2015 se recibe equipo PTW155 para iniciar operaciones en el pozo T006, realizo reunión preoperacional y de seguridad para la divulgación del plan de trabajo.

Efectuó conexiones de superficie, midió.

- CHP = 285 psi
- THP= 85 psi

Descargó pozo a través del Poor Boy quemando abundante gas en la tea hasta obtener.

- CHP=THP=0 psi.

Retiró Stuffing box + barra lisa de 1 1/2" x 40 ft + 4 sinker bar de 1 5/8" x 25 ft (200 ft), Pumping Tee + rotador de tubería eléctrico, instalo set de BOP's 7 1/16" 5m, conecta mangueras del acumulador y presuriza el sistema.

Asegura pozo y alinea al Choke Manifold para registrar presiones midió:

- CHP = 185 psi

Instaló parrilla de trabajo, vistio mesa con Jtas de manejo.

Probo set de BOP's asi:

- Pipe Rams 1500 psi
- Preventor anular 800 psi.

Pooh & ID Tubing Hanger + 10 jtas de Tubing de 3 1/2" EUE y retiró planchada, cuñas y campana, ubico unidad de Wire Line e inició Rig Up Jtas y equipos, probó equipo de presión Setip ingenieria con 700 psi por 20 min. ok.

Realizó corrida de calibración con canasta de 5.95" maximo OD, tocando fondo a 4,358'. CF: 4,395'.

Armó, bajó y sentó composite Brigde Plug 5 3/8" a 3,888' y Cement Retainer de 5 3/8" a 3,862' correlacionando con RBT, intervalo squeeze (3873'-3880'). Realizó Rig Down de unidad Wireline de Setip, acondicionó parrilla, llave hidráulica y

herramientas para tubería DP 2 7/8" IF, instaló Flow line y realizó cambio de pipe rams de 3 1/2" a 2 7/8".

Armó BHA # 1 con Stinger así:

- Stinger + centralizador+ CrossOver 3 1/2" a 2 7/8" IF. longitud = 5.58 FT

Armó cabeza de circulación y circuló pozo en directa a 2 bpm , 150 psi con 50 bbls de agua fresca para desplazar crudo y gas presente en el pozo, bajó circulando a 0.5 bpm y determinó punto neutro probando tubería 2 7/8" DP con 1000 psi, aplicó 8 klbs de peso sobre el CR y colocó marca para el Sting in, posicionó Stinger 2 FT arriba del CR, verificó circulación y colocó marca para el Sting Out.

Rig Up de la unidad de cementación de Halliburton y Líneas de superficie.

Reunión preoperacional para realizar la operación de cementación-squeeze, realizó prueba de líneas con 500 y 3300 psi.

Realizó prueba de inyectividad como se muestra en **Tabla 9**.

Tabla 9. Prueba de T006.

inyectividad 2 Pozo

Caudal (bpm)	Presión (psi)
0,4	877
0,5	896
0,6	921
1	1017 y cae a 690
1,5	1030

Total volumen inyectado = 15 bbls.

Operaciones OXY decide bombear 18 bbls de cemento 15.8 ppg clase g y 10 bbls de Mud Flush como lavador.

Realizó squeeze así:

- Bombeó 10 bbl de MudFlush III 8.4 ppg a 3 bpm + 18 bbls de lechada clase g (15.8 ppg) a 3 bpm, realizó Sting in después de bombear 15 bbls de lechada de cemento, la presión cae de 1440 psi a 0 psi al realizar el Sting in.
- Se realizó desplazamiento con 16.9 bbls de agua fresca así: 2.2 bbls de agua inicialmente a 0.5 bpm/ 15 psi, incremento tasa a 1 bpm donde la presión sube gradualmente hasta 910 psi con 14.8 bbls desplazados.
- Desplazó 14.8 bbls y realizó hesitation a 0.5 bpm en varias oportunidades hasta alcanzar presión de squeeze a 1018 psi, total volumen desplazado 16.9

bbls, cemento entre retenedores: 1 bls, cemento en la tubería: 0.5 bls, cemento forzado a los intervalos (3873'-3880'): 16.5 bbls.

- Verificó comportamiento de la presión: cae de 1018 psi a 930 psi en tres minutos, realizó Sting Out y reversó con 40 bbls de agua fresca hasta retornos limpios de cemento.

Rig Down unidad de cementación.

W.O.C. sacó 110 jtas de tubería 2 7/8" DP a la torre + 11 jtas a los racks, ID BHA# 1 con Stinger, esperó fragüe de cemento por 10 horas para iniciar a bajar.

Armó y bajó BHA# 2

- Con broca trc 6 1/8" usada + bit sub de 3 1/2" REG box x 3 1/2" IF pin + 10 DC de 4 3/4" 3 1/2" IF PXB + CrossOver 3 1/2" IF pin x 2 7/8" IF box.

Rig Down Power Swivel.

Molió Cement Retainer desde 3862' hasta 3864' con:

- WOB: 8-9 klbs
- 100 RPM
- Q: 3 BPM
- 80 SPM
- P: 360 psi
- TQ: 1500 LB-FT

Realizó Drill Out desde 3864' hasta 3884' con los siguientes parámetros:

- WOB: 2-4 KLBS
- 100 RPM
- Q: 3 BPM
- 80 SPM
- P: 360 PSI
- TQ: 1700 LB-FT

Inicia a circular hasta retornos limpios con 3 bpm, 360 psi y bombeó 15 bls de píldora viscosa y circuló hasta retornos limpios con 3 bpm, 360 psi.

Levantó sarta 5 pies hasta 3,879 PIES-MD, cerró anular y realizó prueba del squeeze al intervalo (3873'-3880') con éxito aplicando 520 psi durante 10 min. ok.

Realizó conexión de la junta # 113, nuevamente se presenta falla del Power Swivel. Desinstaló y retiró jta # 113 a los racks y sacó 1 parada a la torre.

Instaló nuevo Power Swivel y realizó conexiones, estableció circulación a 2 bpm. Realizo pruebas de giro y torque ok.

Continuó Drill Out de cemento desde 3884' hasta 3888' con los siguientes parámetros:

- WOB: 2-4 KLBS
- 100 RPM
- Q: 3.2 BPM
- 83 SPM
- P: 400 PSI.
- TQ: 1700 LB-FT

Encontró composite Brigde Plug a 3888' y molió desde 3888' hasta 3890' con los siguientes parámetros:

- WOB: 9-10 KLBS
- 100 RPM
- Q: 3.2 BPM
- P: 400 PSI.
- TQ: 2000 LB-FT

La sarta bajó libre hasta 3895', luego avanzó con rotación y circulación hasta 3975' debido a chatarra del Brigde Plug, retiró Power Swivel y conexiones, continúa bajando libre BHA# 2.

- (Broca 6 1/8") con 125 jts de tubería 2 7/8" DP desde 3975' hasta tope de arena a 4316'. CF: 4395'. sucio: 79'.
- Cabeza de circulación, línea y conexiones de superficie.

Limpió arena con circulación desde 4316' hasta CF: 4395' con 4 bpm, 600 psi y bombeó 15 bbls de píldora viscosa y circuló hasta retornos limpios con 3.2 bpm, 400 psi, desplazó todo el fluido del pozo con 170 bbls de agua fresca.

Inicia a sacar tubería 2 7/8" DP a los racks.

Armó y bajó BHA# 3 con empaques RBP y FB, con 103 jts de tubería 3 1/2"EUE combinada 17 jts TK-70, 77 jts TK-15 y 24 jts j-55 hasta 3851'-MD desde los racks.

Sentó empaques RBP a 3851' y FB a 3836', arriba de perforados para realizar prueba de integridad con 1500 psi en directa, desasentó empaque FB a 3836' y RBP a 3851', continuó bajando BHA# 3 con 127 jts de tubería 3 1/2" EUE.

Sentó empaques RBP a 3915' y FB a 3886' aislando intervalos (3894'-3909') inicia instalación árbol de suabeo y lubricador.

Inicia swabbing de intervalos c3c entre (3894'-3909') van recuperados 15 bbls de carga con 17 viajes, nivel inicial: 150', nivel actual: 2050', se observa baja eficiencia en el suabeo debido a combinación de diferentes tuberías, (TK-70, TK-25 y J-55). La carga se escurre debido a copas de menor diámetro.

Retiró árbol de suabeo y lubricador, desasentó empaques, sacó juntas para reemplazarla por tubería y así dejar un solo tipo de tubería para suabear.

Bajó nuevamente BHA# 3 adicionando 33 jts de 3 1/2" TK-70 usadas, para dejar un total de 125 jts de tubería revestida en el pozo.

Sentó nuevamente empaques, aislando intervalos c3c (3894'-3909') corrió y corto 400 ft de cable del Sand line por encontrarse el alma dañada. Realizó magnolia nuevamente.

Instaló árbol de suabeo y lubricador, realizó nuevas marcas al cable del Sand line. Realizó swabbing de intervalos c3c entre (3894'-3909') recuperando 30.1 bbls del volumen de la tubería, donde se queda sin nivel, espero aportes por 1 hora y con 2 viajes adicionales recuperó 3.2 bbls de formación, nuevamente se queda sin nivel. Intervalos (3894'-3909') aportan 3.2 bbls/hr, se suspende el suabeo.

Recibe instrucciones de OXY para mover empaques, aislando intervalos del squeeze (3873'-3880'), disminuyó volumen de carga de la tubería (18.8 bbls con 17 viajes, máxima carga 200') nivel inicial: 1215'. Nivel final 3700'.

Esperó aportes por 1 hora mientras se reforzaban marcas al cable, realizó 3 viajes adicionales encontrando que empieza a subir el nivel hasta 1114' recuperando adicionalmente 5.38 bbls de agua con trazas de cemento.

Monitoreo comportamiento del nivel para el intervalo del squeeze (3873'-3880'): El nivel subió desde 3700' hasta estabilizar en 309' en 3 horas.

Retiro árbol de suabeo y lubricador. Realizó prueba de inyectividad como se muestra en la **Tabla 10**.

Tabla 10. prueba de inyectividad 3 Pozo T006.

Caudal (bpm)	Presión (psi)
0,37	50
0,52	180
0,75	320
0,93	500
1,12	980

Se detiene la bomba y la presión cae de 980 psi a 0 psi en 90 segundos, total volumen inyectado 19 bbls.

Desasentó empaque, bajo y encontró 4 ft de arena por encima del RBP, realizó conexiones en superficie y circuló removiendo arena hasta pescar RBP a 3888', bajo y reposicionó empaques a 4260' y FB a 4205' aislando intervalos c5 inferior (4221'-4239').

Instaló árbol de suabeo y lubricador y realizó swabbing de intervalos entre (4221'-4239') recuperando 37.1 bbls (30.3 bbls de carga + 6.8 bbls de formación), se queda sin nivel, nivel inicial: 716' - nivel final 4100'.

Espero aportes por 2 horas para recuperar nivel, intervalos (4221'-4239'), encontrándolo a 3767 ft, continuo swabbing de los intervalos (4221'-4239')

realizando 3 viajes adicionales donde se recuperaron 3.1 bbls más de formación y nuevamente los intervalos (4221'-4239') se quedan sin nivel, realizó 4 viajes más secos.

Suspende suabeo por bajo aporte. Se recuperaron en total 30.3 bbls de carga + 10 bbls de formación, ultima muestra:

- 90 % BSW visualmente.

Retiró árbol de suabeo y lubricador, saca BHA# 3, Flow Line, Cuña neumática y Campana.

Rig up de unidad Wireline de Setip y probó con 600 psi por 10 min. ok.

Armó composite Brigde Plug 5 3/8" en superficie y se baja con GR-CCL Tool para realizar correlación, armó, bajó y sentó composite Cement Retainer de 5 3/8" a 3,888' correlacionando con RBT, intervalo squeeze primera etapa (3,894' – 3,934').

Armó BHA# 4 con Stinger así:

- Stinger + centralizador+ CrossOver 3 1/2" a 2 7/8" IF inicia a bajar BHA# 4 con Stinger.
- Bajo con un total de 122 jts 2 7/8" DP desde los racks.

Rig Up de la unidad de cementación de Halliburton e instaló Líneas de superficie para realizar *squeeze* a intervalos (3894'-3934') y realizó pruebas de líneas con 600 y 3000 psi durante 10 min. Ok.

Llenó pozo con 9.5 bbls a 2 bpm, 570 psi y colocó marca para el Sting Out, aplicó 8 klbs de peso sobre el Cement Retainer y colocó marca para el Sting in, posicionó Stinger 2 FT arriba del CR, bajó circulando a 0.5 bpm en búsqueda del punto neutro y no se encontró, por un lapso menor a 1 minuto se pierde la circulación y nuevamente hay retornos por el anular, se aplicó 8 klbs de peso sobre el Cement Retainer y continua la comunicación, intervalos superiores (3873'-3880'), intentó hacer la prueba de inyectividad a diferentes tasas pero continua flujo por el anular,

- QMAX: 3 BPM
- PMAX: 550 psi
- Total inyectado: 22 bbls

Desinstaló válvula en cabeza y líneas de superficie de Halliburton.

Sacó BHA# 4 a la torre para revisar empaquetaduras del Stinger, se encontraron en buen estado, BHA# 4 baja con punta abierta tubería DP 2 7/8" con 122 jts tubería DP 2 7/8" hasta 3888 ft, sacó sarta de trabajo con punta abierta.

Instaló y bajó BHA# 4 con Stinger así:

- Stinger + centralizador+ crossover 3 1/2" a 2 7/8" IF con un total de 122 jts 2 7/8" DP desde los racks hasta 3888' profundidad del Cement Retainer.

Rig up de la unidad de cementación de Halliburton e instaló líneas de superficie para realizar squeeze a intervalos (3894'-3934'), realizó prueba con 600 y 3000 psi durante 10 min. Ok.

Llenó pozo con 8 bbls a 2 bpm y colocó marca para el Sting Out, realizó prueba de inyectividad a intervalos (3873'-3880') por encima del CR como se muestra en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Prueba de inyectividad 4 Pozo T006.

Caudal (bpm)	Presión (psi)
0,4	350
0,7	680
1	1040

Total volumen inyectado 6.4 bbls.

Bajó circulando a 0.5 bpm y determino punto neutro probando tubería 2 7/8" DP con 1300 psi, aplicó 8 klbs de peso sobre el CR y colocó marca para el Sting in, intentó realizar prueba de inyectividad a intervalos (3894'-3934') a 0.4 bpm pero la presión incrementa inmediatamente hasta 1100 psi, total inyectado 0.1 bls, encontrando muy baja admisibilidad de los intervalos (3894'-3934'). nota: OXY decide cancelar squeeze a intervalos (3894'-3934') por baja admisibilidad.

Levantó Stinger a 3884' por encima del Cement Retainer y realizó tapón balanceado de cemento así:

- Bombeó 10 bbls de MudFlush III 8.4 ppg a 4 bpm + 20 bbls de lechada SqueezCem 15.8 ppg a 3 bpm y desplazó con 13.5 bbls de agua fresca a 2 bpm.

Sacó 11 paradas de tubería DP 2 7/8" a la torre hasta 3190', reversó con 30 bbls de agua fresca hasta retornos limpios de cemento, forzó 1.1 bbls de cemento a los perforados (3873'-3880') hasta alcanzar 1370 psi.

W.O.C. esperó fragüe de cemento con el pozo presurizado, monitoreo presión en el Choke como se muestra en la **Tabla 12**.

Tabla 12. Prueba de inyectividad 5 Pozo T006.

Hora	Presión (psi)
19:50	1350
20:50	1330
21:50	1300
22:50	1220
23:50	1120

00:50	1080
01:50	1060
02:50	1040

W.O.C Terminó fragüe de cemento por 8 horas con el pozo presurizado, verificó testigos de cemento a las 6 horas de fragüe encontrándolos sin consistencia, descargó presión por el Choke desde CHP: 1040 psi hasta 0 psi, sin observar retornos al tanque, verificó THP: 0 psi. ok.

Sacó BHA # 4 a los racks.

Bajó con punta abierta 22 jtas de tubería DP 2 7/8" que estaban en la torre, instaló Tubing Hanger rotador.

Retiró parrilla de trabajo y herramientas de manejo de tubería y BOP's

Instaló rotador eléctrico de tubería y adapter BOP integral y herramientas para manejo de varilla, bajó 4 sinker bar 1 5/8" y aseguro pozo con barra lisa 1 1/2"x 40' + stuffing box, instaló líneas de producción.

Liberó equipo PTW-155 a las 18:00 horas del 17 octubre de 2015.

• **Trabajo de aislamiento Pozo Cira T006 por medio de sistema MetalSkin.**

Instaló herramientas para manejo de varilla y retiró barra lisa 1 1/2" x 40' + 4 sinker bar que aseguraban el pozo y rotador de tubería eléctrico y Flow Tee Pumping y probó apertura y cierre componentes BOP Stack 7 1/16" -3m, ok.

Instaló parrilla de trabajo, planchada, racks y herramientas de manejo para tubería de 3 1/2" EUE, campana, Flow line y llave hidráulica de tubería, sacó y retiro Tubing Hanger.

Realizó prueba de preventoras así:

- Pipe rams y Blind rams con 2000 psi x 10 min, ok.
- Preventor anular con 800 psi x 10 min, ok.

Realizo cambio de herramientas para manejo de Drill Collars 4 3/4", se ubicaron y midieron 10 DC x 4 3/4" + 64 juntas de Drill Pipe en los racks.

Armó y bajó BHA# 1 con 96 jts 2 7/8" DP hasta tope de cemento a 3357'.

Se realizó instalación del Power Swivel.

Molió tapón de cemento desde 3450' hasta 3888' con los siguientes parámetros:

- 3.5 BPM
- 80 RPM
- 6-8 KLBS
- TQ: 2500 LB-FT

Bombeó 20 bbls de píldora viscosa y circuló hasta retornos limpios a 3.5 bpm, molió Cement Retainer a 3888' con los siguientes parámetros:

- 3.5 BPM
- 120 RPM
- 10 KLBS
- TQ: 2900 LB-FT

Molió Bridge Plug a 3945' con los siguientes parámetros:

- 4 BPM
- 120 RPM
- 10 KLBS
- TQ: 3200 LB-FT

Retira Power Swivel e instaló elevador y llave hidráulica de tubería, circuló pozo con 170 bbls de agua fresca a 2 bpm , p=450 psi, quemó abundante gas en la tea, verificó presiones THP:

- CHP: 0 psi.

Instaló cabeza de circulación y trabajo sarta arriba y abajo logrando avanzar desde 4131' hasta 4320' donde no avanza más.

Sacó 116 juntas de tubería 2 7/8" DP a la torre y 10 juntas a los racks.

Armó BHA# 2 de calibración así:

- 6.213" Taper mill con 3 1/2" REG + 4 3/4" bit sub 3 1/2" REG- 3 1/2" IF + 6,213" Water melon + 43/4" Cross Over 3 1/2" if - 2 7/8"IF, long=9.38 FT y se baja con un total de 118 jts 2 7/8" DP hasta 3,775 FT-MD

Circuló pozo a 3,393' con 120 bbls de agua fresca y desplazó crudo y gas.

Instaló Power Swivel.

Inicia a calibrar casing 7" con BHA# 2 desde 3,775 FT-MD hasta 3,807 FT-MD con 50 rpm.

Retiro Power Swivel, inicia a sacar BHA# 2, saco en total 54 juntas a los racks sin presentar desgaste, se destorqueo CrossOver necesario para la sarta interna de Weatherford.

Retiró llave Hidráulica del equipo, planchada y racks, reunión de seguridad, AR y divulgación procedimiento y corrida Metal Skin Cased Hole Liner.

Instaló llave hidráulica not marking computarizada de wft, elevador, herramientas de manejo, lifting subs, cuñas y collarin para liner 5 1/2" OD, conecto 98.54 FT de liner expandible de 5 1/2" OD con torque óptimo de 2000 LB-FZ/FT así:

- 1 x integral joint 5 1/2" MCL FODC OR CT box, 17#, 37,58 FT [con cono de expansion para 26 #/ft; OD: 5,488" y GS-Spear receiver]+ 1 x Standar joint 5 1/2" MCL FODC OR CT pin-box, 17#, 37.57 FT + 1 x isolation Joint 5 1/2" MCL FODC OR CT pin-box, 17#, 21.54 FT + top entry joint 5 1/2" MCL FODC OR CT box, 17#, 1,85 FT

Retiró llave hidráulica de WFT e instaló llave hidráulica BJ del equipo PTW-143 instaló mesa falsa, alistó herramientas y corrió sarta interna así:

- 4,63" gs-spear + 4,5" debris catcher + 3,75" xo 31/2" EUE p - 2 3/8" REG b + 3,13" xo 2 3/8" REG p - 2 7/8" HTPAC b + 1 x 3 1/8" short drill collar 2 7/8" HTPACc + 2 x 2 7/8" HTPAC + xo 2 7/8" HT PAC - 2 3/8" REG b + 3,13" profile sub

Conectó el Hydraulic Jack Setting Tool a la sarta interna y corrió dentro del liner y engancho el gs-spear al spear sub receiver, verificó correcto enganche, ok. Conectó Wash pipe protector, hold down y cross-over 2 7/8" EUEp - 2 7/8" IF, conecto 3 juntas de 3 1/2" IF DP , lleno con fluido limpio y aplico tapón de grasa.

Levantó y conectó Slide valve y bumper sub. x-o 2 7/8" EUE pin x 2 7/8" IF box + 1 jt 2 7/8" DP, bajó BHA de Metal Skin con 37 paradas de 2 7/8" IF drill pipe hasta 2,614 PIES-MD.

Corrió 20 pies de cable principal del malacate, terminó de bajar BHA Metal Skin y sarta interna, maniobró sarta y cerro Slide valve.

Reunión de seguridad con personal de WFT y HLB para divulgar procedimiento de sentamiento y expansión Metal Skin y análisis de riesgos.

Rig up unidad de cementación de HLB, llenó tubería, revisó anclajes de la torre, instaló y probó líneas de alta con 6000 psi.

Realizó procedimiento de anclado hidráulico presurizando hasta 4500 psi, continuo la expansión mecánica de 98.54 ft de Metal Skin (liner de 5 1/2") con overpull entre 80-105 klbs, aislando intervalo [3,873'- 3,934'].

Rig Down líneas de alta y unidad de cementación de HLB.

Sacó los racks, BHA con sarta interna y Setting Tool del Metal Skin.

Realizó limpieza del Catch Tank

Ubicó tubería 2 7/8" EUE en los racks, seleccionó y midió 16 juntas de tubería 2 7/8" EUE (10 nuevas+ 6 usadas) y 60 jts de 3 1/2" EUE.

Bajó 1 jta 2 7/8" EUE como cola presentándose una burbuja de gas:

- CHP:10 psi. descargo gas a la tea.

Continua bajando sarta de producción, realizó prueba de tubería con 1500 psi, se presenta nuevamente un influjo de gas por el anular:

- CHP:5 psi. descargó gas a la tea.

Terminó de bajar sarta de producción con tubería combinada y probó integridad de la tubería con 1500 psi en las juntas 3 1/2" EUE# 60 y # 90.

Instaló equipo lubricador para uso del Sand line, bajó y pescó Hold Down a 4240 pies, retiro equipo lubricador para uso del sand line, campana, flow line, llave hidráulica de tubería, herramientas de manejo, parrilla de trabajo y stack de BOP's

Instaló flanche 7 1/16" rotador con motor eléctrico y adapter BOP integral y acondicionó herramientas para manejo de varillas, aseguró pozo con bomba 25-150-rhac-24-3 + 4 barras de peso 1 5/8 + barra lisa de 1 1/2" y stuffing box.

Retiro encierros perimetrales, descargo 200 psi THP, posicionó fire blade y unidad FB 001 y TMX.

Retiró stuffing box y barra lisa, instaló y probó BOP.

Se realizó conexiones a CHP.

Realizó soldadura pin end inferior de la sarta, pin end 1" x 1" ser, armó cabeza inyectora, set de guías con guaya lider, rih pin end inferior de sarta @ boca de pozo.

Renovó PDT, rih shear coupling de 1 x 50 klbs + 4096 pies corod mer 6, tocó fondo @ 4200 pies realizó espaciamento con 12" , descontó longitud de la barra lisa de 1 1/2 x 40 pies, realizó corte, corod final 4052 pies mer, ubicó sarta en boca de pozo, desarmó set de guías, retiró cabeza inyectora, retiró set de BOP y parrilla de trabajo.

Rig Down unidades FB 001 y TMX 001, organizó área.

En el **ANEXO G**, **ANEXO H** y **ANEXO I**, se puede observar un resumen de los trabajos realizados en el Pozo Productor Cira T015 y en el **ANEXO J**, **ANEXO K** y **ANEXO L** los costos para cada uno.

4. DESARROLLO Y DISEÑO DE LA MATRIZ PARA LA SELECCIÓN DEL MÉTODO DE AISLAMIENTO

En este capítulo se realiza una presentación del desarrollo y los criterios de selección implementados en la matriz incluyendo los problemas presentes, con los cuales se desarrolla la matriz, como variables operativas, procedimentales y la aplicación de las tecnologías mencionadas en el capítulo anterior, para la solución de dichos problemas.

4.1 PROBLEMAS

A continuación, se presentan los problemas que se encuentran en la matriz, por los cuales se aíslan zonas de pozos productores del Campo La Cira Infantas.

4.1.1 Daño en el revestimiento. Esto se presenta por fisuras en la tubería, se rompe, se ensancha, reducciones de diámetro interno, presenta corrosión o en casos extremos cuando colapsa; estos daños se deben principalmente a fatigas del material que se origina al someterlo a esfuerzos compresivos que este no puede soportar, también se puede presentar por un peso inadecuado del fluido de perforación, mala cementación primaria o a fluidos con altas concentración de CO₂ y H₂S generando corrosión.

4.1.2 Producción de arena. La producción de arena es proveniente de formaciones con presencia de arenas no consolidadas, las cuales son más débiles y terminan produciéndose en superficie o en el fondo del pozo, las altas velocidades de perforación superiores a 100 pies/hora, también generan que las rocas poco consolidadas se debiliten más, el aumento en la caída de presión entorno al pozo en la etapa de producción genera esfuerzos efectivos que pueden acceder la resistencia de la roca, produciendo arena. La producción de arena genera taponamientos y abrasión en las partes internas del pozo, en el revestimiento y en tuberías de producción.

4.1.3 Producción de agua. El agua producida es un término usado en la industria petrolera para describir el agua que sale a superficie junto con el petróleo. Los yacimientos de petróleo tienen capas de agua natural, además, para lograr una máxima recuperación de petróleo en los pozos, se inyecta agua adicional por medio de pozos inyectoras, para ayudar al petróleo a llegar superficie. el agua superficial más el agua inyectada, termina produciéndose en superficie en conjunto con el petróleo incluso en cortes por encima del 90% o en casos extremos hasta con un corte del 100% de agua.

Las trabajos de levantamiento, separación, filtrado, bombeo, reinyección o tratamiento para vertimiento del agua producida, se suman a los costos totales de operación, haciendo que la extracción de petróleo no sea económicamente rentable; adicional a esto en agua puede ocasionar problemas de erosión y corrosión en los equipos y tuberías.

4.2 VARIABLES

En esta parte se explica el significado de cada una de las variables que se tuvieron en cuenta como criterios de selección para el desarrollo de la matriz.

4.2.1 Diámetro interno final (ID final). Es el diámetro interno que queda de tubería o empaque después de aplicar la tecnología de aislamiento, solo aplica para aislamientos de tipo mecánico, en aislamientos químicos el diámetro final es igual a la inicial.

4.2.2 Longitud. Es el espesor en pies de la zona que se va a aislar.

4.2.3 Integridad de casing. Es el estado en el cual se encuentra el casing de la zona que se va a aislar, este se clasifica en bueno, regular y malo. Es la variable de mayor importancia.

4.2.4 Permeabilidad. Es la capacidad de un material para dejar pasar un fluido en él, en este caso el material sería el del empaque o tubería para los aislamientos de tipo mecánicos o gel o polímero para los químicos.

4.2.5 Diferencial de presión. Es el cambio de presión en fondo que se presenta una vez es aplicada la tecnología de aislamiento.

4.3 RELACIÓN PROBLEMAS - VARIABLES PRESENTES EN LA MATRIZ

En esta parte se comparan las variables una a una dependiendo de cada problema.

Se le da una valoración para la comparación de cada una de las variables descritas anteriormente en un rango de uno a cinco (siendo uno el valor con menos importancia y cinco el de mayor importancia), seguido, se suman todos los valores de cada una de las variables y se dividen entre el total, generando un peso en porcentaje, de acuerdo con la importancia de las variables según el tipo de problema.

La relación se hizo para cada uno de los problemas, siendo de mayor importancia el daño de revestimiento, seguido la producción de arena y finalmente y con menor importancia la producción de agua.

Los valores que se le dan a cada una de las relaciones fueron definidas por un grupo de trabajo asignado al proyecto, en compañía de los desarrolladores del mismo, adicional de la revisión histórica de los aislamientos que se han realizado y de la experiencia de los ingenieros en el Campo La Cira Infantas. Los valores asignados son únicamente válidos para el este campo.

4.3.1 Relación daño de revestimiento – variables. En la **Figura 28** se muestra la relación de cada una de las variables con respecto al daño en el revestimiento, como se observa, después de realizar la comparación de cada una de las variables, sumarlas y dividir las entre el total da como resultado que para el daño en el revestimiento la variable más importante con un peso del 32% es la integridad del casing y los de menor relevancia son la permeabilidad y el diferencial de presión con un peso de 11%.

Figura 28. Relación daño de revestimiento – variables.

OBJETIVO:	Daño de Revestimiento								
	Variables	A	B	C	D	E	Suma	Weight	
A	ID Final		3	1	4	4	12	24%	
B	Longitud (ft)	2		1	4	4	11	22%	
C	Integridad Csg Zona Aislar	4	4		4	4	16	32%	
D	K(md)	1	1	1		2,5	5,5	11%	
E	ΔP	1	1	1	2,5		5,5	11%	
							50		

Para este caso las variables más importantes son longitud y daño de revestimiento. Estas variables priman sobre las demás aun intentando tener el mejor ID posible. Acá se reconoce que la prioridad es recuperar la estabilidad del pozo aun así se sacrifique la producción.

Las variables delta de presión y permeabilidad no son importantes debido a que 100% de este tipo de aislamiento son mecánicos y no incluyen bombeo de químicos o cementos.

4.3.2 Relación producción de arena – variables. En la **Figura 29** se muestra la relación de cada una de las variables con respecto a la producción de arena, como se observa en la figura, después de realizar la comparación de cada una de las variables, sumarlas y dividir las entre el total da como resultado que para aislar arena la variable más importante con un peso del 25% es el diferencial de presión, esto se debe a que como se mencionó anteriormente, uno de los principales causantes de la producción de arena es el aumento en la caída de presión, puesto que genera mayores esfuerzos efectivos entorno al pozo que pueden exceder la resistencia de la roca haciendo que esta se debilite. El de menor relevancia es la integridad del casing con un peso de 14%.

Figura 29. Relación producción de arena – variables.

OBJETIVO:	Aislar Arena								
	Variables	A	B	C	D	E	Suma	Weight	
A	ID Final		3	2,5	3	3	11,5	23%	
B	Longitud (ft)	2		2,5	1	1	6,5	13%	
C	Integridad Csg Zona Aislar	2,5	2,5			1	7	14%	
D	K(md)	2	4	4		2,5	12,5	25%	
E	ΔP	2	4	4	2,5		12,5	25%	
							50		

Para este caso las razones son muy similares a las del caso en producción de agua, variando un poco el peso en el porcentaje ya que los pozos con problemas de arenamiento generan cavernas detrás del revestimiento, generando mayores espacios para taponar estas zonas. Esto significa que a mayor longitud se aumentan costos y riesgos operativos, entonces, en conclusión, sigue siendo más importante el ID final, pero la longitud gana un peso adicional por la razón antes mencionada.

Así mismo para la relación ID final y Daño de Revestimiento, esto porque a pesar de que para el campo la prioridad sea la producción de aceite, para los pozos del Campo La Cira Infantas con arenamiento aumenta la tendencia a daño de revestimiento. Por esta razón, el Daño de Revestimiento gana peso para los pozos productores de arena.

En el caso de la permeabilidad y el delta de presiones las razones son las mismas que las mencionadas mas adelante en la producción de agua.

4.3.3 Relación producción de agua – variables. En la **Figura 30** se muestra la relación de las variables con respecto a la producción de agua, como se observa en la figura, después de realizar la comparación de cada una de las variables, sumarlas y dividir las entre el total da como resultado que para la producción de agua, la variable de menor peso con 10% es la longitud y el de mayor peso con 28% es el ID final.

Figura 30. Relación producción de agua – variables.

OBJETIVO:		Aislar Agua						
Variables		A	B	C	D	E	Suma	Weight
A	ID Final		4	4	3	3	14	28%
B	Longitud (ft)	1		2	1	1	5	10%
C	Integridad Csg Zona Aislar	1	3		1	1	6	12%
D	K(md)	2	4	4		2,5	12,5	25%
E	ΔP	2	4	4	2,5		12,5	25%
							50	

La variable más importante es el ID final para este tipo de pozos. Esto porque es prioritario para el proyecto LCI, la producción de aceite. Tener restricciones en el ID final, significa generar limitaciones sobre el sistema de levantamiento artificial a instalar y perder niveles de producción al tener que instalar estos sistemas a tope de perforados. El 90% de los pozos de LCI, tienen el sistema de levantamiento dentro de la zona de perforados.

En segundo nivel, son importantes tanto la K como el delta de presión. Esto debido a que los aislamientos por producción de agua pueden ser realizados en su mayoría por sistemas hidráulicos, cementación forzada y procesos químicos, estas dos variables son vitales en el diseño de estos sistemas. Pozos con alto cambio de presión o con permeabilidad alta, limitan el bombeo de este tipo de fluidos

como se ve en el pozo fallido, donde se hicieron dos aislamientos por este método y fueron fallidos.

Las dos variables de menos importancia son longitud e integridad del casing ya que estos pozos del Campo La Cira Infantas que presentan alta producción de agua, en su histórico no presentan problemas de revestimiento. Así mismo, las tecnologías de aislamiento para producción de agua no tienen efecto si son 50 pies o si son 500 pies. Los costos claramente son más altos, pero son viables operativamente, en otras palabras, estas dos variables no me restringen el aislamiento de las arenas que se desea.

4.4 RELACIÓN VARIABLES – TECNOLOGÍAS

En esta parte se pasa a hacer una descripción de la relación de las variables que se explicaron anteriormente y las tecnologías las cuales se explicaron en el capítulo 3.

4.4.1 Criterios de selección

Antes de pasar a comparar las variables con las diferentes tecnologías de aislamiento, se le debe dar un puntaje a cada una de las variables, como se muestra en la **Figura 31**, el puntaje va en un rango de 0 a 10, donde el rango de (0 a 3) se considera **malo**, de (3.1 a 6) se considera **medio**, y el rango de (6.1 a 10) se considera **bueno**.

Adicional cada variable tiene su propio rango, como caso de ejemplo; para la variable ID Final, si este es menor a 3.9 pulgadas después de aplicar la tecnología, este se considera malo y se le da un puntaje en el rango de 0 a 3, suponiendo que fuera un ID de 5 ½ pulgadas, este se considera bueno y se le da un puntaje de 10.

Figura 31. Puntajes variables.

Marking criteria					
Puntaje	ID Final	Longitud (ft)	Integridad Csg Zona Aislar	K(md)	ΔP
0 - 3	<3.9	< 20 ft	Mala	0 - 300 mD	<90%
3.1 - 6	3.9	20-30	Regular	300 - 1000 mD	90-95%
6.1 - 10	>3.9	> 30 ft	Buena	>= 1 -D	>95%

4.4.2 Tecnologías. En el **Figura 32** se muestran las tecnologías de aislamiento que se escogieron para el desarrollo de la matriz, las cuales ya se explicaron en la primera parte del Capítulo 3.

Figura 32. Tecnologías de aislamiento matriz.

Tecnología	Proveedor	Sistema	Objetivo	Rango K md	Rango T,P	Tipo	ΔP	RL	Casing	ID Post
Metal Skin	WTF	Sistema Expandible	Corte de Agua / Arena / Daño Revestimiento	Todos	9900 PSI	Mecanico		> 10 años	7" - 5-1/2	5.20 @5.72" / 4.05 @4.39"
X-Span	WTF	Sistema Expandible	Corte de Agua / Arena / Daño Revestimiento	Todos		Mecanico		> 5 años	7" - 5-1/2	5.25 @5.75" / 3.92 @4"
Mpas	BAKER	Sistema Inflable	Corte de Agua / Arena	No Limit	300°F/6000 PSI	Mecanico	Ver Carta	14 Años	5-1/2" - 6-5/8"	
REPack	BAKER	Sistema Hinchable	Corte de Agua / Arena	No Limit	300°F/10000PSI	Mecanico	Simulador	9 años	All Size	
ECP-External Casing Packer	BAKER	Sistema Inflable	Corte de Agua / Arena	No Limit	300°F/5000PSI	Mecanico	Ver Carta	40 años	All Size	
Fas Drill	HLB	Tapones	Corte de Agua / Arena /	No Limit	5000 PSI / 250 F	Mecanico			4-1/2 - 16"	
X.LINKED	BAKER	Espaciador	Corte de Agua / Arena		200°F	Quimico	radio de pent.		All Size	NA
WellLock	HLB	Polimero Sellante / Aditivo Cemento	Corte de Agua / Arena / Daño de Revestimiento		200°F/18000 PSI	Quimico	dinna norte	> 10 años	All Size	NA
LockCem	HLB	Polimero Sellante / Aditivo Cemento	Corte de Agua / Arena		40°F - 225°F	Quimico		> 10 años	All Size	NA
H2ZERO	HLB	Polimero Sellante (Alta Permeabilidad)	Corte de Agua / Arena	mayor a 1 md	400°F/No limit PSI	Quimico	2600 [psi]	> 10 años	All Size	NA
Organo SEAL	SLB	Polimero Sellante (Alta Permeabilidad)	Corte de Agua / Arena	>25	325°F/2000PSI	Quimico		> 10 años	All Size	NA
Squeeze		Squeeze	Corte de Agua / Arena / Daño Revestimiento	120	320°F/2000PSI			> 10 años	All Size	NA

4.4.3 Relación criterios de selección – variables – tecnologías. Después de darle los puntajes a las variables y describir las tecnologías, si se puede pasar a compararlas.

En la **Figura 33** se relacionan las variables mencionadas anteriormente, con las tecnologías; estas relaciones deben realizarse para cada uno de los problemas, ya sea daño en el revestimiento, producción de agua o producción de arena. En este caso se presenta como ejemplo las relaciones de las variables vs tecnologías para daño en el revestimiento.

En la parte de las filas van cada una de las tecnologías que aplican para cada problema y en las columnas están ubicadas cada una de las variables, los puntajes se ubican en las casillas del medio. En la primera fila están los pesos de las variables explicados en el punto 4.3, en las casillas grises se ubicaron los puntajes que se explicaron en el punto 4.4.3 los cuales se fijan con respecto a cada una de las tecnologías y en las casillas blancas está el resultado de la multiplicar los pesos de la primera fila con cada uno de los valores que se fijó para cada tecnología, donde hay espacios con ceros quiere decir que la tecnología no aplica para ese problema; como ejemplo tomamos la tecnología “Polímero Sellante de Alta K”, el valor de toda la fila es 0 puesto que para daño en el revestimiento no es efectivo aplicar un polímero.

En la última columna se muestra la suma de las filas de las casillas en blanco, este valor corresponde al peso final de la tecnología para cada tipo de problema, el mayor peso corresponde a la mejor tecnología a aplicar, para cada problema en específico; en este caso, para daño en el revestimiento la mejor tecnología a aplicar es el Sistema Inflable (*Scab Liner*) con un puntaje final de 9,52.

Figura 33. Relación variables – tecnologías.

	ID Final	Longitud (ft)	Integridad Csg	K(md)	ΔP	
	0,24	0,22	0,32	0,11	0,11	
Sistema Expandible	10,00	10,00	6,00	10,00	10,00	TOTAL
	2,40	2,20	1,92	1,10	1,10	8,72
Sistema Inflable	3,00	10,00	10,00	10,00	10,00	
	0,72	2,20	3,20	1,10	1,10	8,32
Sistema Hinchable (Scab liner)	8,00	10,00	10,00	10,00	10,00	
	1,92	2,20	3,20	1,10	1,10	9,52
Polimero Sellante K (Alta)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Polimero Sellante K (Baja)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Aditivos Cemento	10,00	10,00	5,00	8,00	6,00	
	2,40	2,20	1,60	0,88	0,66	7,74
Espaciador	10,00	10,00	5,00	6,00	6,00	
	2,40	2,20	1,60	0,66	0,66	7,52
Squeeze	10,00	10,00	5,00	6,00	6,00	
	2,40	2,20	1,60	0,66	0,66	7,52

4.4.4 Selección final. Una vez se hace relación de criterios de selección, variables y tecnologías se muestra una nueva tabla donde se clasifican los sistemas con el peso final obtenido como se ve en la **Figura 34**.

Figura 34. Clasificación final.

Isolation System	
Sistema Expandible	1000
Sistema Inflable	748
Sistema Hinchable (Scab liner)	793
Polimero Sellante K (Alta)	0
Polimero Sellante K (Baja)	0
Squeeze + Aditivos Cemento	800
Squeeze	775

Teniendo estos valores, de acuerdo a su peso se pasa a una nueva tabla donde se seleccionan las tres tecnologías con mayor peso, como se ve en la **Figura 35**,

Figura 35. Tecnologías con mayor peso.

	Ranking	Isolation System
1	Sistema Expandible	1000
2	Squeeze + Aditivos Cemento	800
3	Sistema Hinchable (Scab liner)	793

Paso seguido se pasa a evaluar nuevos factores para la selección final como se muestra en la **Figura 36**, donde se ve la vida útil de la herramienta, los tiempos de entrega y los costos de cada una de los sistemas de aislamiento seleccionados previamente.

Figura 36. Factores de selección final.

Sistema Expandible			
Market Technologies	Run Life	Delivery Time	Cost (USD\$)
Metal Skin	> 10 años	3	\$ 145.321
X-Span	> 5 años		\$ 94.383
Sistema Hinchable (Scab liner)			
Market Technologies	Run Life	Delivery Time	Cost (USD\$)
REPacker	> 10 años		\$ 83.760,53
Polimero Sellante K (Alta)			
Market Technologies	Run Life	Delivery Time	Cost (USD\$)
Organo SEAL	2 años		\$ 131.586,89

Por ultimo se hace un análisis financiero con respecto a las tecnologías que arroja la matriz, en la **Figura 37** se muestran los costos de los tres sistemas que arrojo la matriz para este caso.

Figura 37. Costos de sistemas de aislamiento.

1. Metal Skin		2. X-Span	
Cost Detail Metal Skin	Cost Detail 2016	Cost Detail Xspan RETIRANDO RSU	Cost Detail 2016
Total Cost Rig Service	\$31,864.49	Total Cost Rig Service	\$2,857.43
Total Cost Slickline Service	\$ -	Total Cost Slickline Service	\$5,627.12
Total Cost Surface Equipment	\$ -	Total Cost Surface Equipment	\$ -
Total Cost Rig Supervisor	\$1,405.37	Total Cost Rig Supervisor	\$ -
Total Cost Downhole Equipment	\$ -	Total Cost Downhole Equipment	\$ -
Total Cost Wireline Service	\$4,067.80	Total Cost Wireline Service	\$4,067.80
Total Cost Rental Trucks	\$2,103.93	Total Cost Rental Trucks	\$ -
Total Cost Coiled Tubing	\$ -	Total Cost Coiled Tubing	\$ -
Total Cost Inyectivity Testing	\$ -	Total Cost Inyectivity Testing	\$ -
Total Cost Flush By	\$ -	Total Cost Flush By	\$ -
Total Cost Stimulation	\$ -	Total Cost Stimulation	\$ -
Total Cost Isolation	\$87,498.00	Total Cost Isolation	\$70,240.00
Total cost Calibration	\$610.17	Total cost Calibration	\$ -
Taxes	\$17,771.54	Taxes	\$11,590.93
Cost Detail Total	\$145,321,30	Cost Detail Total	\$94,383,28

15. Squeeze	
Cost Detail M-Pas	Cost Detail 2016
Total Cost Rig Service	\$ 30,229
Total Cost Slickline Service	\$ 6,300
Total Cost Surface Equipment	
Total Cost Rig Supervisor	\$ 3,365
Total Cost Downhole Equipment	
Total Cost Wireline Service	
Total Cost Rental Trucks	\$ 2,435
Total Cost Coiled Tubing	
Total Cost Inyectivity Testing	
Total Cost Flush By	
Total Cost Stimulation	
Total Cost Isolation	\$ 33,100
Total cost Calibration	
Taxes	\$ 14,332
Cost Detail Total	\$ 89,761

5. PROGRAMA DE TRABAJO DE AISLAMIENTO EN EL POZO PRODUCTOR CIRA T015 EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

En este capítulo, se muestra la información del Pozo T015, con su respectivo programa de completamiento, también se lleva a cabo la implementación de la matriz y se hace el diseño del programa de aislamiento.

5.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO

En esta parte se hace una descripción del Pozo T0015, el cual es el pozo al cual se le va a aplicar la matriz y en el cual se implementa el trabajo de aislamiento que arroje la misma, se puede observar una información general del pozo y los fluidos que el mismo produce y más adelante se hace una descripción del completamiento.

El Pozo Cira T015 se encuentra ubicado en el área la Cira Norte, fue perforado y completado en Marzo de 2015 con un sistema de levantamiento por Bomba de Cavidades Progresivas (PCP), en el **Tabla 13** se puede observar la información del pozo y fluidos.

Tabla 13. Información del Pozo T015.

BFPD	509
Corte de agua, %	99
BOPD	6
Tope de perforados, pies	4.448
Rango de salinidad, ppm	9.000 – 10.000
Nivel de fluido, pies	2.000
Presión estática, psia	928
Gravedad del petróleo	24°API
Presión de burbuja, psi	150

En la **Gráfica 2** se puede observar el histórico de producción del Pozo Cira T015, desde sus inicios hasta finales del 2016, la línea verde representa la producción de aceite, con un promedio de 6 BOPD, la línea azul representa la producción de agua que es significativamente mayor que la del petróleo, en promedio 500 BOPD y la línea negra representa la producción de fluidos en BFPD. En la **Figura 38** se muestra el perfil del mismo.

Gráfica 2. Histórico de producción del Pozo Cira T015.

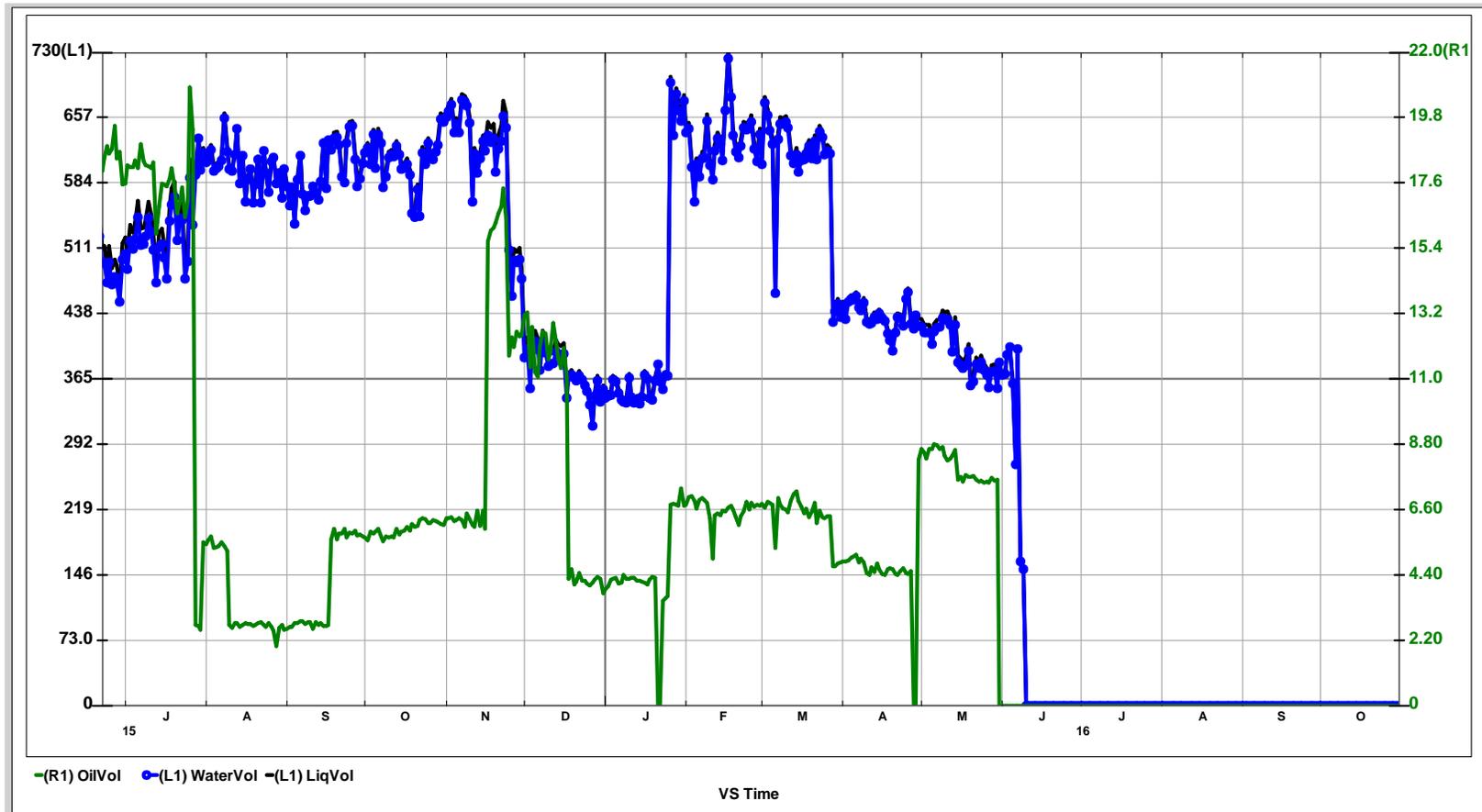
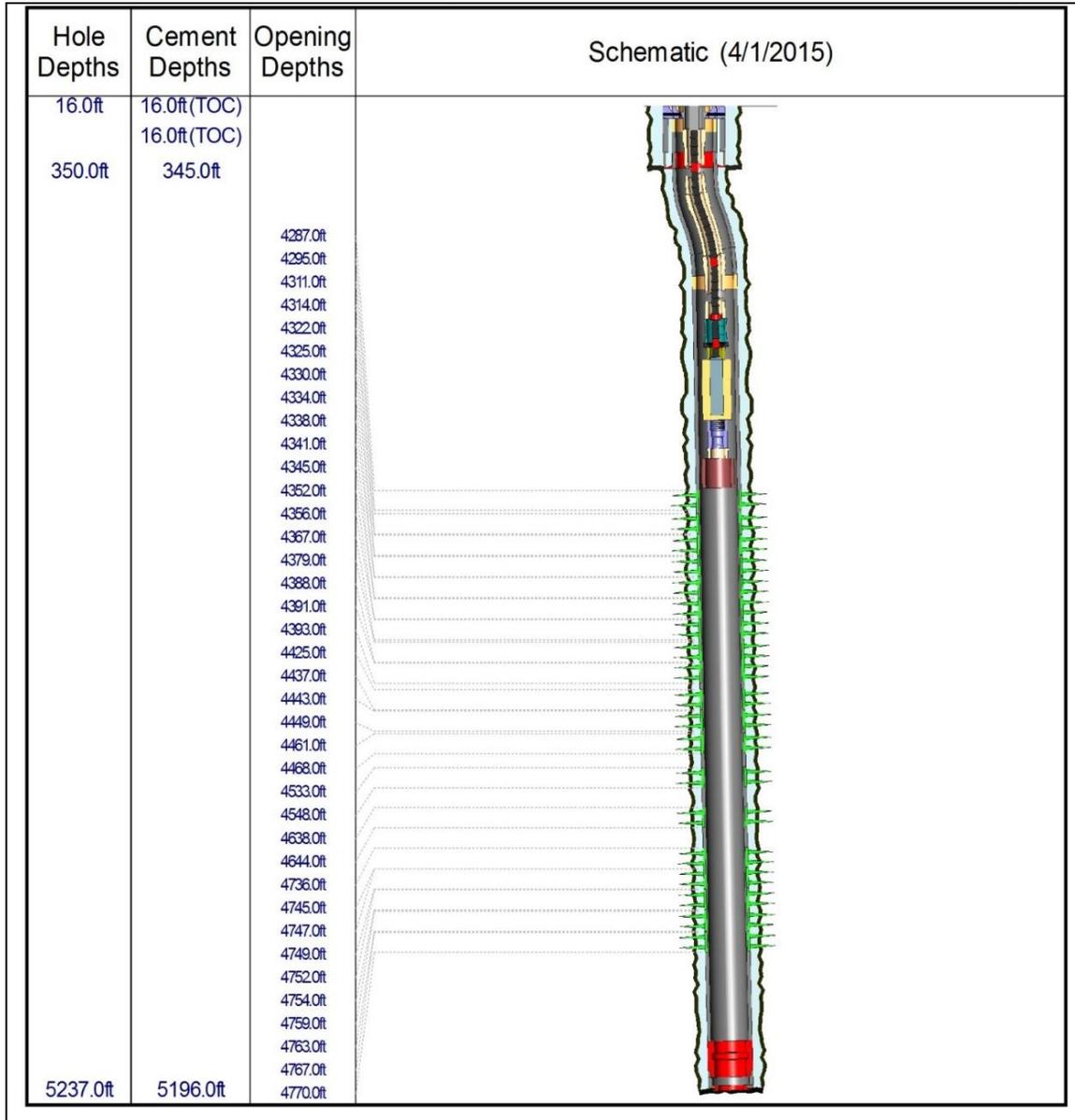


Figura 38. Perfil del Pozo Cira T015.



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico Pozo T015, 2015.

En la **Figura 39** se puede ver la información del perfil mostrado anteriormente y de los perforados, los cuales se realizaron el 29 de Marzo de 2015 con un Casing Gun, el tope y base de los perforados se encuentran a una profundidad de 4287 y 4770 pies respectivamente.

Figura 39. Información del perfil y perforados del Pozo T015.

PERFORATIONS							
Start Date: 3/29/2015 00:00				Contractor: HALLIBURTON LATIN AMERICA SA LLC			
Method:				Conveyed: WIRELINE			
Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Shot density (shot/ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Charge Desc	Interval Type
3/29/2015 00:00	4,287.0	4,295.0	6.00	CASING GUN	3.375	HMX MILLENIUM	PERFORATED
3/29/2015 00:00	4,311.0	4,314.0	6.00	CASING GUN	3.375	HMX MILLENIUM	PERFORATED
3/29/2015 00:00	4,322.0	4,325.0	6.00	CASING GUN	3.375	HMX MILLENIUM	PERFORATED
3/29/2015 00:00	4,330.0	4,334.0	6.00	CASING GUN	3.375	HMX MILLENIUM	PERFORATED
3/29/2015 00:00	4,338.0	4,341.0	6.00	CASING GUN	3.375	HMX MILLENIUM	PERFORATED
3/29/2015 00:00	4,345.0	4,352.0	6.00	CASING GUN	3.375	HMX MILLENIUM	PERFORATED
3/29/2015 00:00	4,356.0	4,367.0	6.00	CASING GUN	3.375	HMX MILLENIUM	PERFORATED
3/29/2015 00:00	4,379.0	4,388.0	6.00	CASING GUN	3.375	HMX MILLENIUM	PERFORATED
3/29/2015 00:00	4,391.0	4,393.0	6.00	CASING GUN	3.375	HMX MILLENIUM	PERFORATED
3/29/2015 00:00	4,425.0	4,437.0	6.00	CASING GUN	3.375	HMX MILLENIUM	PERFORATED
3/29/2015 00:00	4,443.0	4,449.0	6.00	CASING GUN	3.375	HMX MILLENIUM	PERFORATED
3/29/2015 00:00	4,461.0	4,468.0	6.00	CASING GUN	3.375	HMX MILLENIUM	PERFORATED
3/29/2015 00:00	4,533.0	4,548.0	6.00	CASING GUN	3.375	HMX MILLENIUM	PERFORATED
3/29/2015 00:00	4,638.0	4,644.0	6.00	CASING GUN	3.375	HMX MILLENIUM	PERFORATED
3/29/2015 00:00	4,736.0	4,745.0	6.00	CASING GUN	3.375	HMX MILLENIUM	PERFORATED
3/29/2015 00:00	4,747.0	4,749.0	6.00	CASING GUN	3.375	HMX MILLENIUM	PERFORATED
3/29/2015 00:00	4,752.0	4,754.0	6.00	CASING GUN	3.375	HMX MILLENIUM	PERFORATED
3/29/2015 00:00	4,759.0	4,763.0	6.00	CASING GUN	3.375	HMX MILLENIUM	PERFORATED
3/29/2015 00:00	4,767.0	4,770.0	6.00	CASING GUN	3.375	HMX MILLENIUM	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 HANGER	16.0	22.5	1	9.625	36.00			8.921	8.765
CASING JOINT(S)	22.5	343.0	8	9.625	36.00	K-55		8.921	8.765
FLOAT SHOE	343.0	344.5	1	9.625	36.00	K-55		8.921	8.765

PRODUCTION CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING HANGER	16.0	24.3	1	7.000	23.00			6.366	6.151
FLAG JOINT	24.3	44.0	1	7.000	23.00	N-80		6.366	6.151
CASING JOINT(S)	44.0	3,347.2	82	7.000	23.00	N-80		6.366	6.151
CASING JOINT(S)	3,347.2	4,034.7	17	7.000	26.00	N-80		6.276	6.151
FLAG JOINT	4,034.7	4,054.4	1	7.000	26.00	N-80		6.276	6.151
CASING JOINT(S)	4,054.4	5,152.8	27	7.000	26.00	N-80		6.276	6.151
FLOAT COLLAR	5,152.8	5,153.8	1	7.000	26.00	N-80		6.276	6.151
CASING JOINT(S)	5,153.8	5,194.0	1	7.000	26.00	N-80		6.276	6.151
FLOAT SHOE	5,194.0	5,195.5	1	7.000	26.00	N-80		6.276	6.151

WELLBORE EQUIPMENT										
TUBING STRING										
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)	Condition	
TUBING HANGER	1	16.0	17.3	7.062	2.992		EUE		NEW	
T JOINT(S) - INT COATED	134	17.3	4,201.8	3.500	2.992		EUE	9.30	NEW	
SEATING NIPPLE	1	4,201.8	4,202.3	3.500	2.810		EUE		NEW	
SWIVEL JOINT	1	4,202.3	4,204.2	5.000	2.992		EUE		NEW	
PUP JOINT	1	4,204.2	4,212.2	3.000	2.992		EUE	9.30	NEW	
STATOR 52-1800	1	4,212.2	4,242.5	4.500			EUE		NEW	
NO-GO	1	4,242.5	4,245.3	3.000	2.750		EUE		NEW	
TUBING JOINT(S) - INT COATED	1	4,245.3	4,276.7	3.500	2.992		EUE	9.30	NEW	
ON-OFF TOOL	1	4,276.7	4,277.5	5.000	2.990		EUE		NEW	

ROD STRING										
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)	Condition	
POLISHED ROD	1	8.0	48.0	1.500					NEW	
COROD	1	48.0	1,648.0	1.156		SER 8.5			NEW	
COROD	1	1,648.0	4,110.0	1.156		SER 8.5			NEW	
SHEAR COUPLING	1	4,110.0	4,111.0	2.000					NEW	
COROD	1	4,111.0	4,211.0	1.156		SER 8.5			NEW	
ROTOR	1	4,211.0	4,240.2	2.000					NEW	

WELLBORE OBSTRUCTIONS		
Date	Type	Desc.

Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico Pozo T015, 2015.

A continuación, se hace una descripción del completamiento del Pozo T015, en la **Figura 40** se muestra la configuración y cada una de las partes del completamiento del pozo.

El pozo fue completado en Marzo de 2015 con un casing de 7 pulgadas y con un sistema de levantamiento por bomba de cavidades progresivas.

Figura 40. Completamiento Pozo Cira T015.

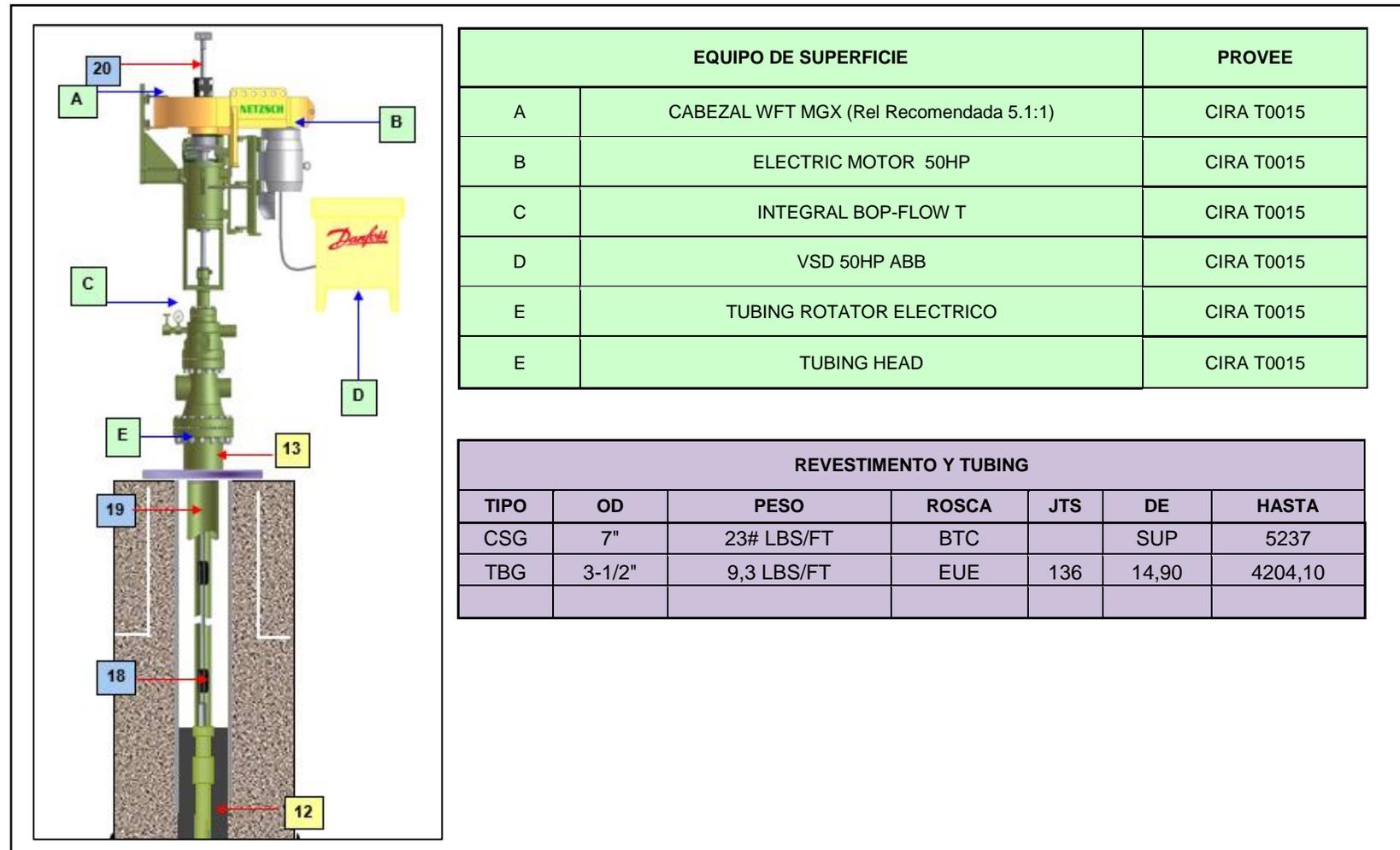
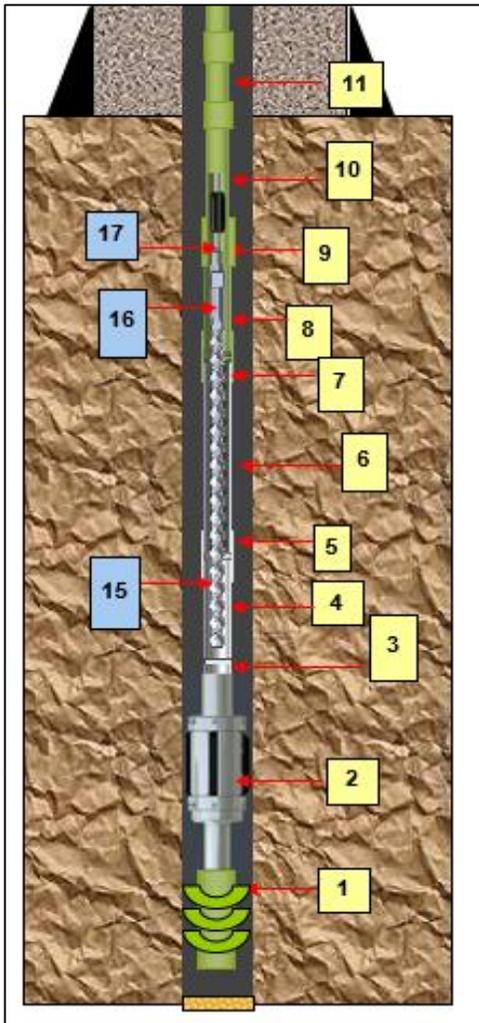


Figura 40. (Continuación)



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Completamiento T015, 2015.

A continuación en la **Tabla 14** se muestra la de la sarta de producción de Pozo Cira T015 y en la **Tabla 15** la descripción de la sarta de varillas del mismo.

Tabla 14. Descripción Sarta de producción Pozo Cira T015

ITEM	QT	DESCRIPCIÓN SARTA DE PRODUCCIÓN	OD (IN)	ID (IN)	LONG. Ft	FONDO A	PROVEE
		ELEVACION MESA				14,00	
13	1	TBG HANGER 3-1/2" EUE + MANDRIL ROTADOR	7,063	2,992	0,90	14,90	CIRA T015
12	1	PUP JOINT 3-1/2" EUE (ajuste de profundidad)	3,500	2,992	14,00	28,90	OXY
12	136	TUBING 3-1/2" EUE BOX-PIN(Long Prom 30.7 ft)	3,500	2,992	4175,20	4204,10	OXY
11	1	SEATING NIPPLE 3 1/2 EUE	3,625	2,750	1,10	4205,20	OXY
10	1	DOWNHOLE SWIVEL 3-1/2" EUE BOX-PIN	4,500	3,000	1,87	4207,07	HQE
9	1	PUP JOINT 3-1/2" EUE x 4 FT	3,500	2,992	4,00	4211,07	OXY
9	1	CROSSOVER 4" NU x 3 1/2 EUE"	4,500	3,625	0,55	4211,62	HQE
8	1	TUBO DE EXTENSION 4" NU PIN X PIN	4,000	3,356	5,60	4217,22	HQE
7	1	COUPLING 4" UN	4,500	4,000	0,56	4217,78	HQE
6	1	ESTATOR NTZ 400*20DT66 4" N.U PIN x PIN	4,000	N/A	30,25	4248,03	HQE
5	1	COUPLING 4" UN	4,500	4,000	0,48	4248,51	HQE
4	1	NIPLE ESPACIADOR 4" NU PIN x PIN	4,000	3,356	1,11	4249,62	HQE
3	1	TAG BAR 4" NU BOX x 3 1/2 EUE PIN	4,500	N/A	0,46	4250,08	HQE
3	1	TUBING 3-1/2" EUE BOX-PIN (Long Prom 30.8ft)	4,500	2,992	30,80	4280,88	OXY
2	1	ANCLA ANTITORQUE TORQUESTOPER TX7-3	5,000	3,000	1,41	4282,29	REP CIRA T015
1	1	SEPARADOR GAS CENTRIFUGO LO 5-1/2" x 3-1/2" EUE BOX x PIN	4,500	N/A	4,00	4286,29	CIRA T015
1	1	COUPLING 3-1/2" EUE BOX-PIN	4,500	2,992	0,48	4286,77	CIRA T015

Tabla 15. Descripción Sarta de varillas Pozo Cira T015.

ITEM	QT	DESCRIPCIÓN SARTA DE VARILLAS	OD (IN)	LONG. Ft	FONDO A	PROVEE
		ELEVACION			16,29	
20	1	BARRA LISA 1 1/2" x 40 FT	1,500	36,00	52,29	CIRA T015
19	1	COUPLING 1" PR	2,000	0,33	52,62	OXY
19	4058	PRO ROD 960M 1-1/8" PIN 1"	1,000	4058,00	4110,62	OXY
18	1	SHEAR COUPLING 1"X40 KLBS, TT Core (General Magnetic)	2,000	1,50	4112,12	OXY
17	100	PRO ROD 960M 1-1/8" PIN 1"	1,000	100,00	4212,12	OXY
16	1	CROSSOVER 1-1/8" x 1"	2,250	0,33	4212,45	OXY
15	1	ROTOR 200DT66	2,283	33,17	4245,62	HQE

5.2 CORRIDA DE MATRIZ PARA POZO CIRA T015

En esta sección se presenta la implementación de la matriz para el pozo objeto, Cira T015 el cual se describió en la sección anterior, presenta problemas de arenamiento y producción de agua superior a 99%, el pozo fue completado con un casing de 7”.

Lo primero que se hace es abrir la matriz e ingresar los datos del pozo y oprimir el botón SAVE y NEXT, como se ve en la **Figura 41**.

Figura 41. Recoleccion datos del Pozo Cira T015.

RECOLECCION DE DATOS

<input type="text" value="Cira T015"/>	POZO:
<input type="text" value="7"/>	CASING, IN:
<input type="text" value="NO"/>	DAÑO DE REVESTIMIENTO:
<input type="text" value="SI"/>	PRODUCCIÓN ARENA:
<input type="text" value="99%"/>	BS&W, %:
<input type="text" value="PCP"/>	TIPO DE COMPLETAMIENTO:
<input type="text" value="90"/>	TEMPERATURA, °F:
<input type="text" value="928"/>	PRESIÓN, PSI:
<input type="text"/>	LONGITUD A AISLAR, ft:

NEXT

SAVE

LA CIRA-INFANTAS

E&P PETROL Una oportunidad para crecer OXY

Luego se selecciona la opción: “2. Aislar Arena (casing 7”)” como se observa en la **Figura 42**, aunque el pozo tenga problema de agua y arena, se le da prioridad a la arena porque se ve afectada la producción, reduciendo las ganancias y generando mayores problemas operativos por lo cual se debe intervenir más veces el pozo, de igual manera este tipo de daño puede llevar a uno mayor como el generar daños en el revestimiento, mientras la producción de agua me afecta la producción directamente generando solo perdidas de inversión.

Figura 42. Selección tipo de casing y problema para el Pozo Cira T015



Al seleccionar esta opción, los resultados que nos arroja la matriz para este pozo son: Sistema Expandible, Squeeze + Aditivos cemento y Squeeze como se puede ver en la **Figura 43**.

Figura 43. Resultados matriz para Pozo Cira T015.

The screenshot shows a software interface for 'Aislar Agua (Casing 7")'. At the top left is the OXY logo and the text 'Operations Team - La Cira Infantas Martha Flórez - Fernando García'. A 'Back' button is at the top right. Below the title is a progress bar for '1. Aislar Agua casing 7"'. A dashed box contains an alert: 'ALERTA: revisar longitud en pies para aislamiento mecánico'. Below this is a table with three rows: 'Sistema Expandible' (Ranking 1, Isolation System 1000), 'Sistema Hinchable (Scab liner)' (Ranking 2, Isolation System 1000), and 'Polimero Sellante K (Alta)' (Ranking 3, Isolation System 912). A blue arrow points to a 'Next Step' button.

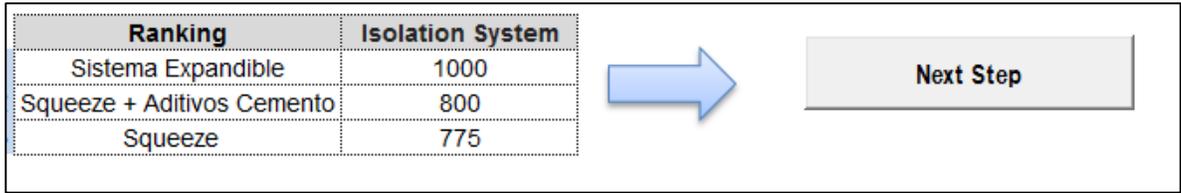
Estos resultados se toman de la matriz que se muestra en la **Figura 44** la cual ya se explicó anteriormente en la Capítulo 4, se toman los 3 resultados mas altos que arroja la matriz.

Figura 44. Relación variables – tecnologías para Pozo Cira T015.

	ID Final	Longitud (ft)	Integridad Csg	K(md)	ΔP	TOTAL
	0,23	0,13	0,14	0,25	0,25	
Sistema Expandible	10	10	10	10	10	
	2	1	1	3	3	1000
Sistema Inflable	3	3	10	10	10	
	1	0	1	3	3	748
Sistema Hinchable	1	10	10	10	10	
	0	1	1	3	3	770
Polimero Sellante K (Alta)	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0
Polimero Sellante K (Baja)	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0
Squeeze + Aditivos	10	10	10	6	6	
	2	1	1	2	2	800
Squeeze	10	10	10	5	6	
	2	1	1	1	2	775

Finalmente pasamos al botón que dice: “Next Step” como se observa en la **Figura 45**, para ver las tecnologías que hay para cada tipo de sistema de aislamiento.

Figura 45. Siguiente paso.



Como sistema expandible se tiene la tecnología Metal Skin y X-pan, como se observa en la **Figura 46**.

Figura 46. Sistema Expandible.

Sistema Expandible			
Market Technologies	Run Life	Delivery Time	Cost (USD\$)
Metal Skin	> 10 años		\$ 145.321
X-Span	> 5 años		\$ 94.383

Finalmente se pasa a hacer un estudio técnico- financiero teniendo en cuenta el Run Life y los tiempos de entrega, para seleccionar entre estas 3 tecnologías cual es la ideal para aplicar en el pozo objeto.

En el caso del Pozo Cira T015, se hizo un análisis financiero y tecnológico con ingenieros expertos de la empresa y se llegó a la conclusión de aplicar la tecnología: Squeeze, en el Capítulo 8 se explica en análisis financiero, en la **Figura 47** se pueden observar los costos de cada una de las tecnologías que arroja la matriz para este pozo.

Figura 47. Costos tecnologías matriz Pozo Cira T015

1. Metal Skin		2. X-Span	
Cost Detail Metal Skin	Cost Detail 2016	Cost Detail Xspan RETIRANDO RSU	Cost Detail 2016
Total Cost Rig Service	\$31,864.49	Total Cost Rig Service	\$2,857.43
Total Cost Slickline Service	\$ -	Total Cost Slickline Service	\$5,627.12
Total Cost Surface Equipment	\$ -	Total Cost Surface Equipment	\$ -
Total Cost Rig Supervisor	\$1,405.37	Total Cost Rig Supervisor	\$ -
Total Cost Downhole Equipment	\$ -	Total Cost Downhole Equipment	\$ -
Total Cost Wireline Service	\$4,067.80	Total Cost Wireline Service	\$4,067.80
Total Cost Rental Trucks	\$2,103.93	Total Cost Rental Trucks	\$ -
Total Cost Coiled Tubing	\$ -	Total Cost Coiled Tubing	\$ -
Total Cost Inyeclivity Testing	\$ -	Total Cost Inyeclivity Testing	\$ -
Total Cost Flush By	\$ -	Total Cost Flush By	\$ -
Total Cost Stimulation	\$ -	Total Cost Stimulation	\$ -
Total Cost Isolation	\$87,498.00	Total Cost Isolation	\$70,240.00
Total cost Calibration	\$610.17	Total cost Calibration	\$ -
Taxes	\$17,771.54	Taxes	\$11,590.93
Cost Detail Total	\$145,321,30	Cost Detail Total	\$94,383,28

15. Squeeze	
Cost Detail M-Pas	Cost Detail 2016
Total Cost Rig Service	\$ 30,229
Total Cost Slickline Service	\$ 6,300
Total Cost Surface Equipment	
Total Cost Rig Supervisor	\$ 3,365
Total Cost Downhole Equipment	
Total Cost Wireline Service	
Total Cost Rental Trucks	\$ 2,435
Total Cost Coiled Tubing	
Total Cost Inyeclivity Testing	
Total Cost Flush By	
Total Cost Stimulation	
Total Cost Isolation	\$ 33,100
Total cost Calibration	
Taxes	\$ 14,332
Cost Detail Total	\$ 89,761

En la siguiente sección se explica detalladamente como se va a llevar a cabo la implementación de esta tecnología en el pozo.

5.3 PROGRAMA GENERAL A DESARROLLAR

A continuación, se muestra el programa de cementación llevado a cabo en el Pozo Cira T015 del Campo La Cira Infantas.

5.3.1 Objetivos del servicio de cementación. Aislar las arenas C1Ab-C y C2-C, en los intervalos perforados 4,425 – 4,468 pies-MD, como se ve en el **Tabla 16** con el fin disminuir problemas de arenamiento e incremento en el BSW en el diseño bomba PCP.

Tabla 16. Arenas a aislar.

Aislamiento Intervalos CIRA T015					
Intervalo No.	Tope (MD)	Base (MD)	Arena/ Unidades	Espesor (ft)	Ø promedio
10	4.425	4.437	C1Ab-C	12	0,175
11	4.443	4.449	C2-C	6	0,180
12	4.461	4.468	C2-C	7	0,160

Fuente: Occidental de Colombia LLC.Programa de squeeze Pozo T015. 2017.

5.3.2 Criterios de medición y evaluación del servicio. A continuación, se especifica el objetivo específico y el criterio de evaluación para la cementación remedial:

Trabajo: Cementación Remedial.

Objetivo específico de cementación: Por medio de cementación remedial generar un aislamiento hidráulico en las arenas C1Ab-C y C2-C, en los perforados (4,425' – 4,468').

Evaluación de cemento y mediciones: Aislamiento Hidráulico, prueba de presión.

5.4 DISEÑO DE CEMENTACIÓN

El programa de cementación fue ajustado con la información suministrada el cinco de Enero de 2017 por el departamento de Operaciones de Occidental Andina – La Cira - Infantas:

- Estado mecánico
- Squeeze program - Occidental
- Gradiente de Temperatura: 1.22 grados/100 ft
- Tubería de trabajo Tubing 2 7/8" 10.4 lbm/ft, ID: 2.151"
- Para Intervalo Cañoneado 4,425 – 4,468 ft-MD: CR @ 4410', BP @ 4480'
- Gradiente de fractura: 0.85 psi/ft

5.4.1 Parámetros de diseño y sistemas de fluidos propuestos. A continuación se muestra de manera detallada los parámetros de diseño y sistemas de fluido.

- **Lechada:** Se propone el uso de una lechada de 15.8 ppg diseñada con controlador de filtrado y tiempo de bombeabilidad adecuado para garantizar la ejecución del trabajo de manera segura.
Las propiedades requeridas de la lechada son:
 - Tiempo de Bombeabilidad = 3:30 – 4:00 hr con tiempo de Seguridad
 - Control de filtrado < 100 cc/30min

- Reología = Asegurar jerarquía reológica con el fluido de completamiento del pozo.
- Resistencia a la compresión > 2000 psi en 24 horas
- Agua libre = 0%
- **Preflujo:** Se recomienda bombear 20 bbl de lavador químico Mudflush III, como preflujo con la intención de separar el cemento del fluido del pozo, realizar limpieza del mismo y evitar contaminación del cemento.
- **Soporte:** se tendrá un Bridge Plug y un Cement Retainer, donde posteriormente se conectará con un stinger para realizar el forzamiento del cemento.
- **Prueba de Inyección:** Con la tubería posicionada y posterior a la realización del sting in, se debe realizar una prueba de inyección en cada etapa para verificar la admisión del intervalo a ser aislado, y así determinar el volumen requerido de lechada para ejecutar el aislamiento.

La prueba de inyección define los parámetros de la cementación remedial, tasa de bombeo, volumen de cemento y comportamiento de la presión, se debe verificar durante la prueba que no haya comunicación entre los perforados superiores de CR, en caso de que exista comunicación se tendrá que reevaluar los parámetros para realizar la cementación.

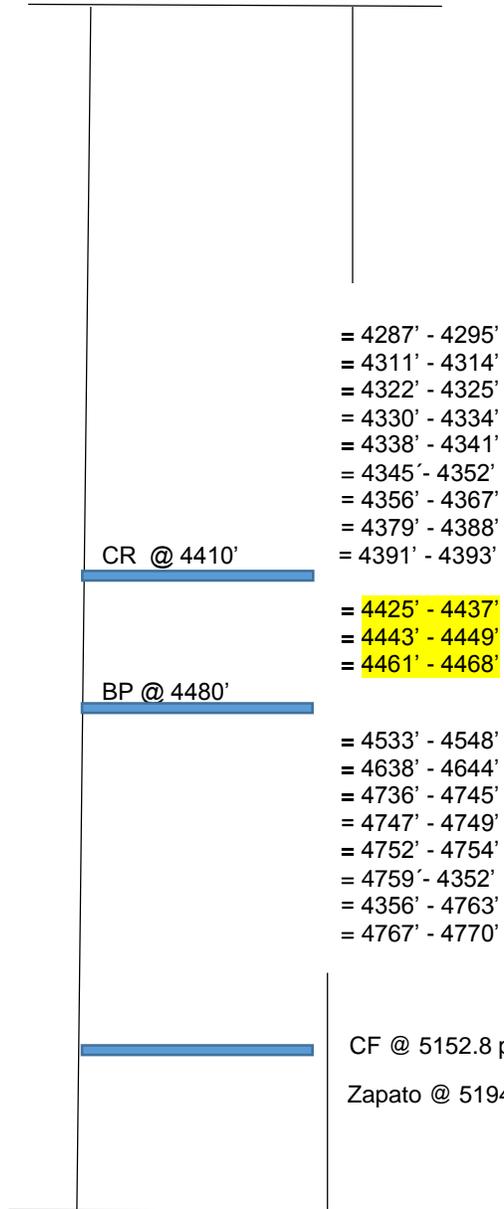
Para ambas operaciones se recomienda realizar esta prueba de inyectividad a 0.5, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5 y 3.0 bpm, verificando estabilización de la presión para cada una de las tasas de bombeo, sin sobrepasar la presión en superficie máxima de acuerdo al gradiente 0.85 psi/pie. En caso de observar baja admisión para el intervalo intermedio realizar bombeo de fluidos en posición Sting Out y conectarse al llegar el cemento a la punta de la sarta. OCCIDENTAL ANDINA, LLC LA CIRA T015 - Cementación Remedial.

- **Desplazamiento:** El desplazamiento es realizado con la unidad de cementación con Agua asegurando un control físico del volumen bombeado.

5.5 PROFUNDIDAD PERFORADOS POZO CIRA T015

A continuación se muestra la profundidad de los perforados del Pozo T015 a una profundidad desde 4287' hasta 4770'.

CASING 7" DE 26# N-80
 RADIO DE PENETRACION A LA FORMACION 2.5 FT
 GRADIENTE DE FRACTURA: 0.70 PSI /FT



Aislamiento Intervalos CIRA T015					
Intervalo No.	Tope (MD)	Base (MD)	Arena/ Unidades	Espesor (ft)	Ø promedio
10	4.425	4.437	C1Ab-C	12	0,175
11	4.443	4.449	C2-C	6	0,180
12	4.461	4.468	C2-C	7	0,160

5.6 INTERVALOS DEL POZO CIRA T015.

A continuación, se muestran los intervalos en la **Tabla 17** del Pozo Cira T015 desde superficie.

Tabla 17. Intervalos del Pozo Cira T015.

Casing Superficie 9 5/8"	0 pies – 344.5 pies (MD)
Diámetro Externo	9.625 pulgadas
Diámetro Interno	8.921 pulgadas
Peso Lineal	36 lbm/pie-K55
Tipo de Rosca	BTC/K55
Casing Intermedio 7"	0 pies – 5194 pies (MD)
Diámetro Externo	7.000 pulgadas
Diámetro Interno	6.276 pulgadas
Peso Lineal	26 lbm/pie
Tipo de Rosca	BTC / N-80
Tubing 2 7/8 "	0 pies – 4410 pies (MD)
Diámetro Externo	2.875 pulgadas
Diámetro Interno	2.151 pulgadas
Peso Lineal	10.4 lbm/pie
OD upset	3.594 pulgadas
CR	4410 pies (MD)
Intervalos cementación remedial	4425 – 4468 pies (MD)
BP	4480 pies (MD)

Fuente: Occidental de Colombia LLC. Programa de Squeeze. 2017

5.7 CÁLCULOS VOLUMÉTRICOS

A continuación, se muestra los cálculos para la realización de la cementación remedial desde 4425 pies hasta 4468 pies.

- Volumen de lechada de cemento de 15.8 ppg.

El volumen de cemento a bombear y la técnica usada serán definidos de acuerdo a la prueba de inyectividad realizada antes de la ejecución del trabajo. Preliminarmente se realizar las siguientes consideraciones:

Volumen entre BP– CR; CSG 7pulgadas: 6.276" (4410 pies - 4480 pies) 70 pies,
Cap 0.0382632 bbl/pie **2.67 bbl**

Volumen a inyectar **10.33 bbl**

Volumen de seguridad en DP **1.0 bbl**

Volumen Lechada a Bombear (80 S x Cemento clase "G") **14.0 bbl**

- Volumen de desplazamiento

En caso de baja admisión se bombea los fluidos con la sarta desconectada hasta tener la lechada a 1 bbl de la punta, luego de conectar el stinger se continúa desplazando y forzando hasta completar los volúmenes indicados. En caso de buena admisión se bombea los fluidos con la sarta conectada, según el volumen de desplazamiento indicado, dejando 1.0 bbl de lechada en el DP.

Volumen DP 3 ½" (ID: 2.151")

$$\left(4410 \text{ pies} * 0.004494 \frac{\text{bbl}}{\text{pie}}\right) = \mathbf{19.81 \text{ bbl}}$$

Subdesplazamiento = **1.0 bbl**

Volumen de desplazamiento = **18.81 bbl**

Presión máxima en superficie (Prueba de inyección)

Profundidad perforada superior = **4425 pies MD**

Gradiente de Fractura = **0.85 $\frac{\text{psi}}{\text{pie}}$**

Presión de Fractura @4425 pies = $\left(4425 \text{ pies} * 0.85 \frac{\text{psi}}{\text{pie}}\right) = \mathbf{3761.25 \text{ psi}}$

Presión Hidrostática salmuera = $(4425 \text{ pies} * 8.33 \text{ ppg} * 0.05195) = \mathbf{1917 \text{ psi}}$

Máxima presión en superficie durante prueba inyección = $(3761 \text{ psi} - 1917 \text{ psi}) = \mathbf{1844 \text{ psi}}$

Máxima presión en superficie durante la prueba de inyectividad no deberá exceder 1800 psi para evitar inducir a fractura (Gradiente 0.85 psi/pie).

- Presión máxima en superficie (Forzamiento)

El punto crítico corresponde, cuando se encuentra todo el cemento en el DP

Altura de cemento dentro DP = $\frac{14 \text{ bbl}}{0.004494 \frac{\text{bbl}}{\text{pie}}} = \mathbf{3115.26 \text{ pies MD}}$

Altura de Salmuera = $(4410 \text{ pies} - 3115.26 \text{ pies}) = \mathbf{1294.74 \text{ pies}}$

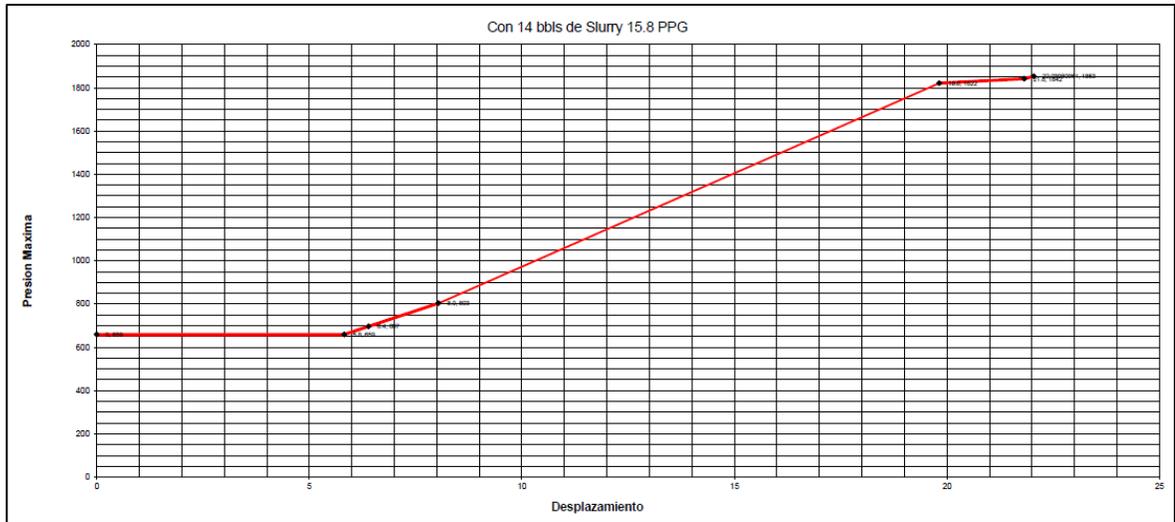
Presión Hidrostática cemento dentro DP = $(3115.26 \text{ pies} * 15.8 \text{ ppg} * 0.052) = \mathbf{2559.49 \text{ psi}}$

Presión Hidrostática salmuera = $(1294.74 \text{ pies} * 8.33 \text{ ppg} * 0.052 = 560.82 \text{ psi}$

Máxima presión en superficie con volumen total lechada en DP= $[3761 \text{ psi} - (2559.5 + 561)\text{psi}] = 640 \text{ psi}$

A continuación, se muestra de manera gráfica el resultado ver **Gráfica 3**.

Gráfica 3. Volumen desplazado vs presión máxima.



Fuente: Occidental de Colombia LLC. Programa squeeze Pozo T015. 2017.

A continuación, se muestra en la **Tabla 18** los datos de volumen desplazado vs presión máxima.

Tabla 18. Datos de volumen desplazado vs presión máxima.

	Volumen desplazado	Presión máxima
Inicio	0	659
Cemento en la punta de EZ	5.8	659
Con cemento en perforado primero	6.4	697
Con cemento en perforado fondo	8.0	803
Al final de desplazamiento	19.8	1822
Forzando 14 bbls mas	21.8	1842

Fuente: Occidental de Colombia LLC. Programa squeeze Pozo T015. 2017.

5.8 PROCEDIMIENTO DE TRABAJO

A continuación, se muestra el procedimiento que se debe llevar a cabo para la cementación remedial intervalo 4425' – 4468':

1. Una vez el pozo este circulado, limpio y calibrado proceder correr y sentar BP @ 4480 pies y CR @4410 pies.
2. Bajar Sarta de Trabajo así: Stinger + Safety Joint +Tubing 2 7/8”.
3. Ubicar punta de tubería a 2 pies sobre el retenedor y circular para homogenizar columnas y verificar flujo normal.
4. Realizar Reunión Pre Operacional y de HSEQ
5. Probar Líneas de 2” de Halliburton con 500/3500 psi
6. Bajar y tocar Cement Retainer y marcar tubería.
7. Ubicar nuevamente en punto de circulación a 2 pies del retenedor y bajar con bombas Halliburton a 0.5 bpm. Determinar Punto Neutro, probar tubería de trabajo con 1000 psi. Marcar tubería. Probar anular con 1000 psi.
8. Liberar presión hasta 500 psi y aplicar 15 Klbs de peso sobre el Cement Retainer. Marcar tubería. Cerrar BOP's (Pipe RAM'S) y mantenerlas en esta posición durante toda la operación hasta finalizar el bombeo del tratamiento.
9. Realizar prueba de inyección a diferentes caudales de bombeo: 0.5, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5, bpm registrando la presión de admisión en cada etapa.
10. Definir el volumen de cemento a bombear de acuerdo a la prueba de inyectividad.
11. En caso de Alta admisión bombear los fluidos con el stinger en posición In, si la admisión es baja bombear hasta que el lavador se encuentre a 1 bbl de la punta del stinger en posición out, realizar Sting In y continuar con la operación.
12. Bombear preflujos: 20 bbl Lavador.
13. Bombear lechada: 14 bbl de Lechada de cemento de 15.8 ppg
14. Iniciar desplazamiento con 19.0 bl de Agua @ 1.0 – 3.0 bpm. Si se presenta restricción, se realizará forzamiento con presión máxima de 450 psi, verificando físicamente no sobrepasar el volumen de desplazamiento.
15. Realizar Sting out y levantar lentamente la punta de la sarta 10 ft.
16. Circular en Reversa con las bombas del taladro 1.5 veces la capacidad de la tubería máximo caudal. (Todo el tiempo moviendo la sarta, Rotando y Reciprocando).
17. Bombear en directa una píldora abrasiva para garantizar limpieza de la tubería.

18. Sacar toda la tubería del pozo y esperar fragüe 24 Horas (Verificar prueba de resistencia a la compresión UCA).

5.9 ANÁLISIS DE RIESGO OPERACIONAL

A continuación, en la **Cuadro 4** se muestra los riesgos asociados, consecuencias y planes de contingencia al momento de realizar la operación de cementación remedial.

Cuadro 4. Riesgos operacionales.

Riesgos Asociados	Consecuencia	Planes de Mitigación y Contingencia	
Pega de Tubería	Actividades no programadas, pérdida parcial de sarta de trabajo, NPT, actividades adicionales y pérdida de tiempo.	Realizar la operación en el tiempo estimado de acuerdo a pruebas de laboratorio, evitar tiempos estáticos, comunicación efectiva.	Dar buen manejo durante la operación a los volúmenes de bombeo, tiempos de sacada y longitud de sacada. Diseño de laboratorio con tiempo de seguridad y aditivos de campo. Se recomienda que durante la operación de cementación ir verificando el nivel del fluido con el registro Sonolog. (Real Time) con el fin de evitar atrapamiento de la tubería.
Incorrecto volumen de desplazamiento	Sobre desplazamiento de la lechada, retorno de fluido por Drill Pipe, contaminación de la lechada, tope más debajo de lo esperado, lechada contaminada.	Considerar el diámetro efectivo de la tubería a utilizar en el trabajo, revisar los cálculos con el Co-Man en campo. El volumen final de desplazamiento será determinado con el nivel de fluido del pozo previo al trabajo.	Realizar prueba de Sonolog para verificar el nivel del pozo previo al trabajo.
Daño en la tubería de trabajo	Fragüe prematuro de la lechada de cemento taponando la tubería de trabajo, NPT y daño a los equipos de terceros.	Realizar la operación con el tiempo estimado de acuerdo a la prueba del laboratorio teniendo en cuenta un tiempo de seguridad, evitar tiempos estáticos adicionales a lo planeado.	Después de bombear la lechada se recomienda desplazar 2 bbl de agua viscosa, y circulación para limpiar la tubería de acuerdo a los tiempos diseñados.

Cuadro 4. (Continuación)

Riesgos Asociados	Consecuencia	Planes de Mitigación y Contingencia	
Contaminación de lechada con aditivos o agua o fluidos del pozo.	Fragüe prematuro de la lechada, retardar mucho la lechada y perder esfuerzo compresivo	Realizar medición de propiedades del agua en pozo, usar lavadores para espaciar la lechada de otros fluidos, pesar la química. Asegurar el control del pozo mientras el fragüe de cemento.	Verificar el peso y las propiedades del agua de acuerdo a las pruebas y recomendaciones de laboratorio. Verificar de ser posible el fluido del pozo para evitar riesgo de contaminación de fluidos o incompatibilidades. Utilizar lavador con surfactante para evitar la contaminación de la lechada
No circulación ni acondicionamiento del fluido del pozo	Flash set de la lechada por fluido desconocidos del pozo e incompatible, generando contaminación de la lechada alterando sus propiedades. Pobre homogenización del perfil de temperatura del fluido en pozo	Correr las pruebas con tiempo de seguridad e Incluir un preflujos como espaciador entre el fluido del pozo y la lechada.	De ser posible se recomienda que previo al trabajo se cuente con muestra del fluido de pozo para realizar pruebas de compatibilidad en el pozo y tener registro de la temperatura del pozo. Asegurar el control del pozo durante los trabajos de cementación.
Pérdida de fluido no controlada del cemento por baja presión de pozo	Aislamiento zonal no logrado o deficiente.	Considerar bombeo de lechada liviana con alto esfuerzo compresivo. Tener contemplado bombear varios tapones de cemento teniendo en cuenta la limitante de presión de pozo.	Realizar prueba de admisión previo al trabajo y corroborar datos de presión de formación y tope del fluido. Manejar un exceso de cemento teniendo la baja presión del pozo y adicionalmente la pérdida de presión hidrostática bombeado de agua para limpiar la tubería.

Fuente: Occidental de Colombia LLC. Programa Squeeze Pozo T015. 2017.

5.10 PERSONAL Y EQUIPOS REQUERIDOS

A continuación, en la **Cuadro 5** se muestra el personal necesario, ocupación, funciones y equipos a cargo para la operación.

Cuadro 5. Personal, ocupación, funciones y equipos a cargo.

Personal Requerido	Ocupación	Funciones/Equipos a cargo
Supervisor de Cementación	ZZ08-ESG-Svc Supv I-Cementing	Coordinar y supervisar el trabajo de cementación en el pozo, proveyendo la planeación necesaria para la operación incluyendo las instrucciones a la cuadrilla y asegurando la preparación de los equipos que van a ser usados.
Ingeniero de Cementación	K941-ESG-Sr Tech Prof.-Cementing	Diseñar el trabajo de cementación, dar soporte en el pozo, y realizar el análisis post operacional al cliente.
Operador Unidad de Cementación	ZZ04-ESG-Svc Operator II- Cementing	Operar todas las unidades de cementación con sistema ADC (Automatic Density Control), equipos de mezcla (Batch Mixer), de suministro de cemento y almacenamiento de fluidos, y tiene el conocimiento para usar correctamente las cabezas de cementación. Operador Unidad de Cementación.
Asistente de Cementación	ZZ03-ESG-Svc Operator I- Cementing	Rig up y Rig down de equipos en localización, preparación de fluidos incluyendo espaciadores y agua con los aditivos requeridos para cada lechada, conocimiento de los planes de contingencia y emergencia tanto operacionales como en HSE. Operador Bulk Trailer 660 para el suministro de cemento.

Fuente: Occidental de Colombia LLC. Programa squeeze Pozo T015.

A continuación, en la **Tabla 19** se muestra los equipos necesarios para la cementación remedial y sus especificaciones técnicas.

Tabla 19. Equipos requeridos.

Item	Equipo	Foto	Especificaciones técnicas
1	Unidad de Cementación ELITE		<p>Las unidades de cementación CPT-Y4 y ELITE están diseñadas para mezclar y bombear lechadas de cemento de modo confiable en complejos ambientes de trabajo de campo con mínimo mantenimiento y en rango de temperatura desde -40°F to 122° F (-40° C to 50° C). La unidad de bombeo está diseñada con los siguientes componentes.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Dos motores Caterpillar 3406 DITA con 460 BHP (343KW), o equivalente - Dos transmisiones automáticas Allison HT-750, o equivalente - Dos bombas triplex Halliburton HT-400 - Un tanque combinado de desplazamiento y RCM III - Un mezclador RCM III - Sistema automático de control de densidad (FLECS) - Una bomba centrífuga de agua de mezcla de 4" X 4" - Una bomba centrífuga de recirculación de 6" X 5" - Un densímetro Micro-Motion (no radiactivo) - Consola de operación

Tabla 19. (Continuación)

Item	Equipo	Foto	Especificaciones técnicas
2	Trailer Neumático de Transporte de Cemento		<p>PESO: (sin compresor) Kingpin 4,500 lb Eje Trasero 11,860 lb (5379 kg) TOTAL 16,360 lb (7420 kg)</p> <p>TASAS APROXIMADAS DE DESCARGA: Arena hacia el Mountain Mover® 20 sk/min (0.56 m3/min) Cemento al tanque de almacenamiento 35 sk/min (1.00 m3/min) Arena al embudo 25 sk/min (0.71 m3/min) Cemento al embudo 80 sk/min (2.26 m3/min) Cemento to RCM 50 sk/min (1.42 m3/min)</p> <p>Chasis 22,000 lb (9977-kg) ejes con 44,000-lb (19 958-kg) resorte, llantas 11 R 22.5, SAE standard 2.0-in. kingpin</p> <p>Tanques Neumáticos Dos 330-ft3 (9.35-m3), 36-psi (248-kPa) presión de trabajo</p> <p>Manifolding de descarga 5-in. (127-mm) del tanque al mezclador 5-in. drenaje nominal y limpieza de barrido</p> <p>Manifolding de Llenado 4-in. (102-mm) manifold de llenado terminando en 5 1/2-in. WECO nut half para el cargue de tanques de modo neumático; y 4-in. Venteo terminando con 4-in. WECO media unión para conectar al colector de polvo de la planta</p> <p>Sistema de compresor: Compresor Gardner-Denver APOD , CAT 3054 CNA motor diesel refrigerado por agua con tanque de combustible de 30-gal (114-L) y arranque eléctrico.</p>

Fuente: Occidental de Colombia LLC. Programa de cementación Pozo T015. 2017.

6. IMPLEMENTACIÓN DEL TRABAJO DE AISLAMIENTO DEL POZO PRODUCTOR CIRA T015 EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

A continuación, se presenta un paso a paso detallado del trabajo que de aislamiento del Pozo Productor Cira T015, de acuerdo al plan de trabajo propuesto en el Capítulo 5.

6.1 OBJETIVO DEL PROGRAMA

Aislar intervalos 10 (4425' – 4437'), 11 (4443' -4449') y 12 (4461' -4468') del Pozo Productor Cira T015, con el objetivo de disminuir la producción de agua y de arena y de esta manera aumentar la producción de aceite.

6.1.1 Implementación plan de trabajo de aislamiento. El siguiente plan de trabajo se llevó a cabo en conjunto con los ingenieros de Occidental de Colombia y Halliburton, siguiendo los debidos procesos de cementación remedial por medio de *SQUEEZE*.

Se movilizó unidades FB T 803 – TMX 03 al pozo.

Se registró y descargo presiones.

Se realizó RIG UP de equipo, se realizó conexiones de superficie y se inyectó en directa 5 Bbls de agua dulce para prueba de integridad del Tubing con 500 psi.

Tensiono sarta progresivamente con 45000 lbs, liberando rotor de estator, WS 15000 lbs, Over Pull 30000 lbs, retiro cabezal PCP MGX 1.5. + barra lisa de 1 1/2"x40' instalo mesa de trabajo, RIG UP unidad TMX 03.

Realizo Pulling sarta de varilla Corod SER 8.5 calibrando sarta C/D 25', así: 4062' Corod SER 8.5, sacando 1 Shear Coupling de 1"x40 klbs (W.O. 5570219) + 100' cuello de ganso SER 8.5 + rotor 52-1800 longitud 26.2 S/N 155952.

RIG DOWN unidad TMX 03.

Aseguro pozo con rotor + barra lisa de 1 1"x40' + cabezal PCP MGX 1.5

Rig Down unidad Flush By T 803, limpio y recogió herramientas, instalo encierros perimetrales.

Conectó líneas, registró presiones:

- THP= 30 psi
- Anular = 60 psi.

Conectó líneas y descargó @ 0 psi.

Retiró conexiones, retiró tornillería, levantó cabezal y retiró Pumping Tee 7-1/16 3m.

Instaló set de preventoras 7-1/16 3m, probó apertura y cierre.

Instaló parrilla, equipo levante, llave, conectó líneas en directa, bombeó en directa 40 bls de agua sin observar incremento significativo en presión. El pozo no retornó. Levantó sarta de producción. Retiró Tubing Hanger 7-1/16 x 3-1/2 EUE. Sacó quebrando sarta de producción 3-1/2 SEC encontrando tubería anclada y con desgaste interno a partir de la junta # 10 hacia abajo, instaló Lifting Sub.

Desarmó BHA así:

- Cross Over 3-1/2 SEC x 3-1/2 EUE, bueno + niplesilla de 3-1/2 EUE + Swivel 3-1/2 con pines sin reventar (la Swivel no trabajó causando anclamiento a la tubería) + Pup Joint 3-1/2 EUE x 8' bueno internamente + estator 52-1800 (sin desprendimiento de elastomero, sin rastros de arena) + 1 pin de paro, bueno + una junta de 3-1/2 EUE + ancla 3-1/2 (funciona bien, realizó prueba en superficie).

Bajó una junta de 3-1/2 EUE al pozo, instaló árbol de suabeo, lubricador con barras de peso y sistema hidráulico de control. Bajó y detectó fondo @ 5150' con Sand Line.

Armó BHA 1 así:

- 1 Bull Nose 4-3/4 + 1 Watermelon 6-1/8 OD + 4 drill collar 4-3/4 + Cross Over 3-1/2 IF x 2-7/8 IF. longitud = 130,84'. peso = 10 k lbs y bajó desde 130' hasta 4920' donde detectó fondo con 2k lbs.

Llenó pozo con 58 bls de agua industrial a 2 bpm y 250 psi. Circuló hasta retornos limpios con presencia de abundante crudo.

Limpió pozo en reversa con caudal promedio de 4 bpm y 400 psi en cabeza observando retornos de arena de formación fina. Bajó desde 4920' hasta 5152'. Fondo limpio. Rat Hole: 382'. Circuló hasta retornos limpios.

Armó unidad de Wire Line. Instaló poleas, Flange y lubricador. Probó con 300 psi durante 10 min y bajó con canasta para calibración de 5.95" + CCL hasta 4700'. Ubicó cuello corto entre 4038'-4057'.

Bajó Bridge Plug y Cement Retainer tope @ 4479.5' y 4410' respectivamente.

Desarmó equipo de Wire Line.

Armó BHA así:

- Stinger + Cross Over 2-7/8 EUE pin x 2-7/8 IF box. Corrió con tubería de trabajo 2-7/8 DP hasta 4232'.

Realizó reunión pre operacional: PROCEDIMIENTO DE CEMENTACIÓN.

Bajó sarta (desde 4370' hasta 4410') y tocó CR instalando 3 Pup Joint de DP de 2-7/8" de 9.58', 7.78' y 5' y la jta DP de 2-7/8" IF # 137.

Instaló unidad de cementación de Halliburton y líneas.

Realizó prueba de inyectividad como se muestra en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Prueba de inyectividad Pozo Cira T015.

VELOCIDAD (BPM)	CANTIDAD AGUA (Bls)	PRESIÓN (psi)
0.5	4	0
1	5	170
1.5	8,5	400
2	10,5	650
2.5	12,5	900
3	24,5	1130
TOTAL	65	

Se ubicó un gas tank, se preparó volumen de agua de mezcla para preparar 20 bbls de lechada de cemento de 15.8 ppg.

Se bombeo:

- 10 bbls de lavador químico a 2 bpm con 450 psi en bomba.
- Lechada de cemento de 15.8 ppg al vuelo a 2 bpm con 230 psi y se sube la presión a 1000 psi, se bajó la tasa de bombeo a 1 bpm con 360/600 psi en bomba hasta completar 20 bls de lechada de cemento de 15.8 ppg.

Se alcanzó a desplazar 1.3 bls de agua subiéndose la presión hasta 1300 psi, esto se realiza en 4 ciclos, se decide suspender la cementación para reversar el cemento a superficie.

Se realiza Sting Out. Se retiran líneas y se intenta reversar el cemento sin éxito. La presión sube a 1300 psi sin obtener retornos.

Retiró la jta # 137 a los racks. Realizó conexiones y circuló pozo en directa con bomba de Halliburton a 4 bpm con 1000/850 psi en bomba circulando 200 bls en total observando retornos de cemento al Gas Tank.

Saco tubería a la torre desde 300' hasta superficie y quebró BHA# 2 observando el Stinger operativo.

Armó BHA# 3 así:

- Empaque T-Squeeze de 7" 26 #/ft x 2-7/8" EUE + valvula iguaraladora de 2-7/8" EUE + Cross Over 2-7/8" eue pin x 2-7/8" IF box longitud = 7.65' desde 7.65' hasta 4270' con 14 k lbs de peso y 11 k lbs de Over Pull.

Llenó pozo con 0,5 bls de agua, presurizó con 0,5 bls de agua a 400 psi apaga bomba y baja la presión a 300 psi en 10 minutos. Presurizó a 500 psi apaga bomba y cae la presión a 450 en 10 minutos.

Retiró líneas de superficie, aplicó 3 klbs de peso al empaque por 5 min para igualar columnas por la válvula igualadora. Aplicó 1/2 vuelta a la izquierda y levanta sarta para desasentar el empaque T-Squeeze de 7" 26 #/ft, esperó relajamiento de gomas.

Retiro punta Corod carrete # 183 con varilla Prorod 960m de 1 1/8" y alineó con unidad Fire Blade.

Sacó tubería DP de 2-7/8" IF en paradas a la torre desde 4270' hasta superficie y quebró empaque T-Squeeze de 7" 26 #/ft este salió operativo.

Instaló Flow Line y campana. Levantó mesa de trabajo.

Armó BHA# 4 así:

- Junk Mill de 6-1/8" x 3-1/2" REG + Junk Basket de 5" + bit sub de 3-1/2" REG x 3-1/2" IF + 6 DC de 4-3/4" x 3-1/2" IF + Cross Over de 3-1/2" IF pin x 2-7/8" IF box. Longitud =197.49' peso = 11 klbs y bajo 97.49' tocar fondo a 4380,74'

Instaló Power Swivel.

Molió y limpió cemento desde 4380,74' hasta 4410,5', con 4 bpm, 1-5 klbs de peso, 400 psi en bomba, 1500-2000 lb-ft de torque. (Sin lograr avance en este punto).

Desinstaló Power Swivel.

Sacó tubería DP de 2-7/8" IF en paradas a la torre desde 4410' hasta 197.49' y quebró BHA# 4 así:

- Junk Mill de 6-1/8" x 3-1/2" REG + Junk Basket de 5" + bit sub de 3-1/2" REG x 3-1/2" IF + 6 DC de 4-3/4" x 3-1/2" IF + Cross Over de 3-1/2" IF pin x 2-7/8" IF box. Longitud =197.49', peso = 11 klbs

Armó BHA# 5 así:

- Broca Tricónica (h2206300; RC 217; 5256128) de 6-1/8" x 3-1/2" REG + Junk Basket de 5" + bit sub de 3-1/2" REG x 3-1/2" IF + 6 DC de 4-3/4" x 3-1/2" IF + Cross Over de 3-1/2" IF pin x 2-7/8" IF box. Longitud =195.14' peso = 11 klbs y profundizó.

Bajó 1 tubo de 2-7/8" IF en sencillo. Instaló Power Swivel con 1 tubo de 2-7/8" adicional quedando dentro del pozo 132 jts de tubería de Drill Pipe de 2-7/8" IF por encima del BHA #5 de molienda.

Bajó y tocó Cement Retainer a 4409'. Llenó el pozo con 11 bls de agua. Estableció parámetros de perforación:

- 3.5 bpm.
- 50psi
- 90 rpm
- 3k - 4klbs de WOB
- 2200 lb-ft de torque.

Perforó Cement Retainer desde 4409' hasta 4474'. Circulo en directa 20 bls de píldora viscosa de arrastre y desplazó con agua industrial hasta evidenciar retorno limpio.

Desinstaló Power Swivel y retiró 4 tubos de 2-7/8" IF de Drill Pipe a los racks, sacó tubería DP de 2-7/8" IF y quebró BHA# 5 así:

- Cross Over de 3-1/2" IF pin x 2-7/8" IF box + 6 DC de 4-3/4" x 3-1/2" IF + bit sub de 3-1/2" REG x 3-1/2" IF + Junk Basket de 5" (con residuos de cementación) + broca tricónica de 6-1/8" x 3-1/2" REG.

Movió y ubicó planchada y racks de tubería. Retiró protectores de tubería y midió y calibró tubería de producción para realizar Swabeo.

Armó BHA# 6 así:

- Empaque T-Squeeze de 7" 26 #ft x 2-7/8" EUE + valvula iguaraladora de 2-7/8" EUE + pin de paro de 2-7/8" EUE + Cross Over de 2-7/8" EUE pin x 3-1/2" EUE box + niplesilla de 3-1/2" EUE (con holdown anclado) + Pup Joint de 3-1/2" EUE x 6'. longitud = 17.60' y profundizo total dentro del pozo 144 jts de tubería.

Realizó primera prueba de tubería con 2000 psi, prueba OK.

Instaló lubricador e instaló Over Shot para pescar pin de 3/4" / 7/8" con Sand Line, recuperó holdown. Sacó y desarmó lubricador.

Sentó empaque subiendo sarta, giró sarta media vuelta a la derecha, aplicó 4 klbs de peso. Tensionó 12 klbs de Over Pull. Empaque quedó @ 4405'.

Llenó tubería por gravedad con 2 bbls de agua Industrial (manteniendo nivel) y probó integridad del *Squeeze* con 900 psi durante 1 hora como se muestra en la **Tabla 21**, en la **Gráfica 4** se puede observar la caída de presión para la prueba.

Los tiempos se ven en la **Figura 48** hasta la **Figura 52**.

Tabla 21. prueba integridad de Squeeze Pozo Cira T015.

Tiempo hora	presión (psi)	Ver.
7:37:00 a. m.	0	
7:38:00 a. m.	970	Figura 48
7:48:00 a. m.	920	Figura 49
8:07:00 a. m.	900	Figura 50
8:21:00 a. m.	890	Figura 51
8:42:00 a. m.	860	Figura 52
8:45:00 a. m.	855	

Figura 48. Presión para prueba de integridad 1.



Figura 49. Presión para prueba de integridad 2.



Figura 50. Presión para prueba de integridad 3.



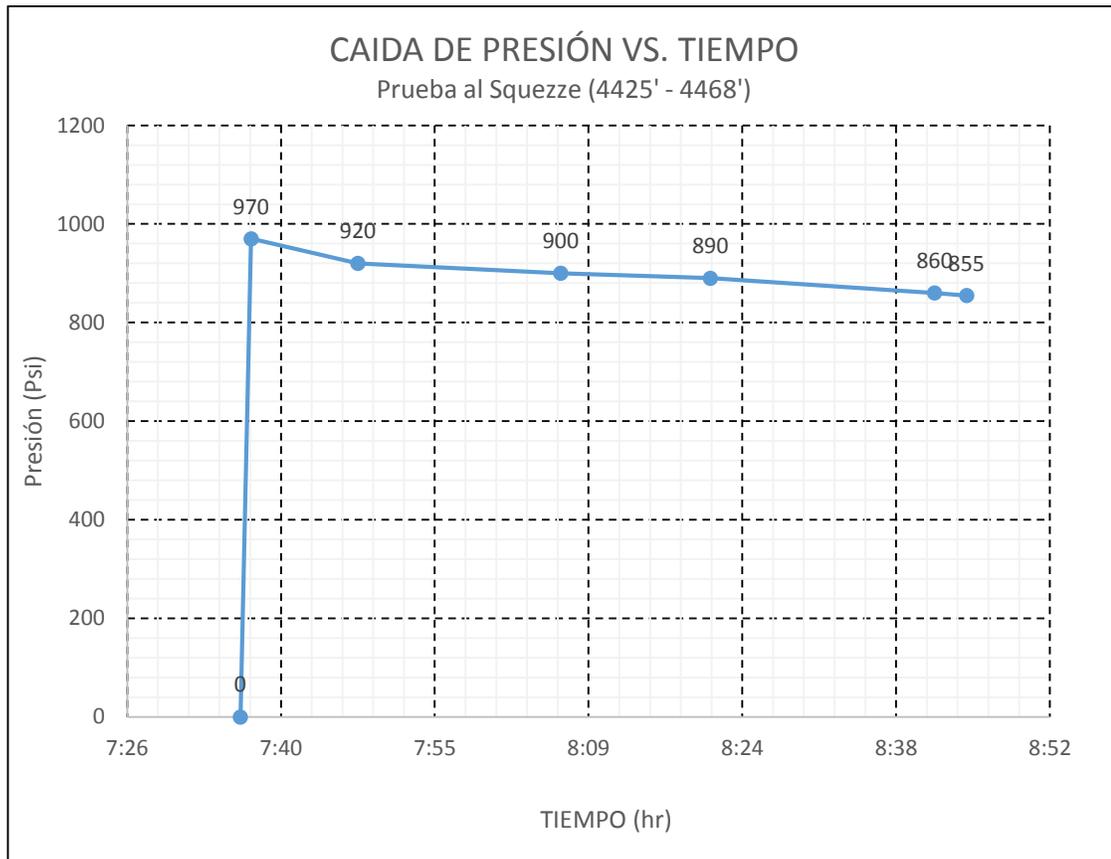
Figura 51. Presión para prueba de integridad 4.



Figura 52. Presión para prueba de integridad 5.



Gráfica 4. Caída de presión para prueba de integridad del Pozo Cira T015.



Retiró líneas de flujo. Desasentó empaque.

Sacó 1 tubo de 3-1/2" EUE j-55. Realizó maniobra de asentamiento de empaque subiendo sarta, giró sarta media vuelta a la derecha, aplicó 4 klbs de peso, tensionó 12 klbs de Over Pull. Empaque quedó @ 4375'.

Llenó tubería por gravedad con 2 bls de agua industrial (manteniendo nivel) y probó integridad de los intervalos entre (4379' - 4388') 800 psi durante 1 hora. Presión cae 110 psi en 1 hora.

Retiró Líneas de flujo. Desasentó empaque.

Sacó 2 tubos de 3-1/2" EUE j-55. Realizó maniobra de asentamiento de empaque subiendo sarta, giró sarta media vuelta a la derecha, aplicó 4 klbs de peso, tensionó 12 klbs de Over Pull. Empaque quedó @ 4316'.

Sacó en sencillo en total 144 jts de tubería de 3-1/2" EUE j-55 convencional nuevas a los racks.

Desarmó BHA#6 así:

- Pup Joint de 3-1/2" EUE x 6' + Cross Over 3-1/2" EUE box x 2-7/8" EUE pin + pin de paro de 2-7/8" EUE + valvula iguaraladora de 2-7/8" EUE + empaque T-Squeeze de 7" 26 #/FT x 2-7/8" EUE y unidad Fire Blade y cambio de Pipe Rams.

Calibró, armó y bajó BHA#7 de molienda así:

- Broca tricónica de 6-1/8" x 3-1/2" REG + Junk Basket de 5" + bit sub de 3-1/2" REG x 3-1/2" IF + 6 DC de 4-3/4" x 3-1/2" IF + Cross Over de 3-1/2" IF pin x 2-7/8" IF box. Longitud =195.14', peso = 11 klbs y profundizó en total 134 jts de tubería.

Instaló Power Swivel quedando dentro del pozo 134 jts de tubería de drill pipe de 2-7/8" IF por encima del BHA#7 de molienda.

Bajó y tocó tope de cemento por encima del BP a 4474' llenó el pozo con 5 bls de agua.

Estableció parámetros de perforación:

- 3.5 bpm
- 50psi –
- 90 rpm
- 3k - 4k lbs de WOB
- 2200 lb-ft de torque.

Perforó cemento desde 4474' hasta 4480'. Continúo moliendo Bridge Plug hasta 4482' hasta que la mitad del Bridge Plug se fue a fondo.

Desinstaló Power Swivel y retiró 1 tubo de 2-7/8" IF de Drill Pipe dejando 133 tubos por encima del BHA#7 de molienda.

Continuó profundizando BHA#7 de molienda con 22 jts de tubería drill pipe de 2-7/8" IF desde la torre hasta tocar tope de Bridge Plug a 5149'.

Instaló Power Swivel quedando dentro del pozo 155 jts de tubería de Drill Pipe de 2-7/8" IF por encima del BHA#7 de molienda.

Estableció parámetros de perforación:

- 3.5 bpm
- 50psi
- 90 rpm
- 3k - 4k lbs de WOB
- 2200 lb-ft de torque.

Perforó Bridge Plug desde 5149' hasta 5152'. Collar flotador.

Preparó 25 bls de píldora viscosa y bombeó en directa. Desplazó con 200 bls de agua hasta evidencia salida de la totalidad de la píldora viscosa.

Desinstaló Power Swivel y retiró 1 tubo de 2-7/8" IF de Drill Pipe dejando 154 tubos por encima del BHA#7 de molienda.

Sacó en sencillo 124 jts de Drill Pipe a los racks y quebró BHA# 7 así:

- Cross Over de 3-1/2" IF pin x 2-7/8" IF box + 6 DC de 4-3/4" x 3-1/2" IF + bit sub de 3-1/2" REG x 3-1/2" IF + Junk Basket de 5" (con residuos de cementación) + broca tricónica de 6-1/8" x 3-1/2" REG.

Retiró parrilla de trabajo y herramienta de manejo de tubería. Retiró planchada y tubería de los racks y descargó mangueras y retiró conexiones y BOP.

Aseguró pozo con válvula master de 7-1/16" x 3m. Instaló encerramientos y realizó limpieza a la locación.

Ubicó unidad FBT, armó conexiones de bombeo y probó línea.

Realizó prueba de integridad del lubricador con 500 psi ok.

Retiró conexiones para bombeo, limpió área de trabajo, retiró unidad FBT.

Rig Up equipo RSU 05 de Colpetroleum, avance de arme de equipo 100% y revisó equipo, agua periféricos, anclajes polos a tierra entre otros. Realizó reunión pre-operacional, divulgando el programa de trabajo y los requerimientos de seguridad de la operación a ejecutar, posibles riesgos a ser encontrados, consideraciones generales de seguridad del personal, los equipos y medio ambiente.

Registro presiones

- THC/CHP = 0 psi.

Retiró válvula master 7-1/16"x 3.

Levantó y montó conjunto de BOP's de dos cuerpos (arietes ciegos + arietes de tubería) 7 - 1/16" x 5m. Apretó juego de tornillería. Conectó líneas hidráulicas y verificó apertura y cierre de las BOP's y probó (Blind Rams 300 & 1500 psi, Pipe Rams 300 & 1500 psi). OK.

Instaló llave hidráulica y herramientas de manejo para tubería de 3-1/2"., herramientas de levante para manejo de tubería, mesa de trabajo, racks de tubería y camino.

Armó BHA PCP en superficie y probó la integridad del mismo con 1000 psi, OK.

Bajó BHA PCP así:

- Cuello de 3-1/2" EUE + separador de gas centrifugo lo 4-1/4"x 3-1/2"EUE + ancla antitorque TX 7-3 de 5" x 3-1/2" EUE + Tubing 3-1/2" EUE new + Tag Bar 4" NU x 3-1/2" EUE + niple espaciador 4" NU + Coupling 4" NU + estator NTZ 400x20 DT 66 4" NU + Coupling 4"NU + tubo de extensión 4" NU + Cross Over 4" NU + Pup Joint 3-1/2" EUE x 4 FT + Down Hole Swivel 3-1/2" EUE + niplesilla de 3-1/2"EUE. (longitud de BHA PCP = 79.53').

Movió, organizó en los racks tubería de 3-1/2" EUE nueva, realizó Tally de tubería de limpieza y bomba desarenadora.

Finalizó de bajar BHA PCP + 139 jts de 3-1/2" EUE j55 Conv New. Inicialmente se bajó lento para asegurar los pines de la Swivel. Sentó Tubing Hanger de 7-1/16". w/s: 38 klbs + W/blq: 4 klbs.

Retiró herramientas de levante, mesa de trabajo, racks, planchada y BOPs 7 1/16"x3m.

Levantó 0.5' sarta y sentó ancla antitorque con personal de Weatherford.

Haló rotador Rodecc de 7 1/16"x3m eléctrico con Pumping te integrada. Conectó líneas de superficie y ajustó conexiones universales.

Bombeó 30 galones de inhibidor de corrosión en directa y desplazó con 35 bbls de agua.

Aseguró pozo con rotor 200DT66 de pin 1-1/8"new + Subcoupling de 1-1/8" x 1" PR API + barra lisa 1-1/2"x 40' New + Stuffing box.

Ubicó y armó unidad FBT.

Retiró Stuffing box del cabezal PCP y barra lisa nueva 1-1/2" x 40', instaló y probó Safety Brake y BOP de varilla, sacó, midió y bajó rotor 200-dt-66 S/N 166MI x 33,2'.

Ubicó y armó unidad TMX, instaló inyector y set de guías

Conectó punta de varilla con el rotor, bajó 100' de cuello de ganso Prorod 960m 1-1/8" del carrete # 189.

Instaló y torqueó Shear Coupling nuevo Though Torq 1-1/8"x50 klbs WO#5576919 x 1.1'.

Bajó 835' Prorod 960m 1-1/8" del carrete #189.

Realizó proceso de soldadura de empalme varilla Prorod 960m 1-1/8".

Continuó bajando con 3272' de Prorod 960m 1-1/8" del carrete # 205, hasta tocar pin de paro.

Realizó, espaciamento con técnico de HQE con 48 ", descontó barra lisa y realizo corte de varilla y ubicó punta en Fire Blade.

Realizó proceso de soldadura por fusión pin End superior de sarta Prorod.

Desarmó set de guías, guardó inyector, retiró Safety Brake y BOP de varilla, Rig Down unidad TMX 03.

Se bajó 2 varillas de 1 x 25 ft y verificó espaciamiento con 48", comparó con barra lisa OK.

Técnico HQE verificó espaciamiento con 48", instaló cabezal PCP Weatherford, apretó grapa de barra lisa, descargó sarta sobre cabezal.

Realizó Rig Down unidad FB T 803

Instaló encierros perimetrales, limpió herramientas y área de trabajó.

7. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL TRABAJO DE AISLAMIENTO DEL POZO PRODUCTOR CIRA T015 EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

En este capítulo se analiza los resultados obtenidos en el trabajo de aislamiento realizado en el Pozo Productor Cira T015 a nivel operacional y de producción de aceite, arena y agua.

7.1 INFORMACIÓN DEL POZO

El Pozo Cira T015, es un pozo productor del Campo La Cira infantas el cual tuvo una notable disminución en la producción de aceite, debido a producción de arena y un aumento en el BS&W. A continuación, se muestra las etapas del pozo.

- **Perforación y Completamiento del pozo.** El Pozo productor Cira T015 del Campo La Cira Infantass se perfora en Marzo de 2015 y se completa el mismo mes con un casing de 7" y con un sistema de levantamiento por Bomba de Cavidades Progresivas (PCP).

- **Objetivo**

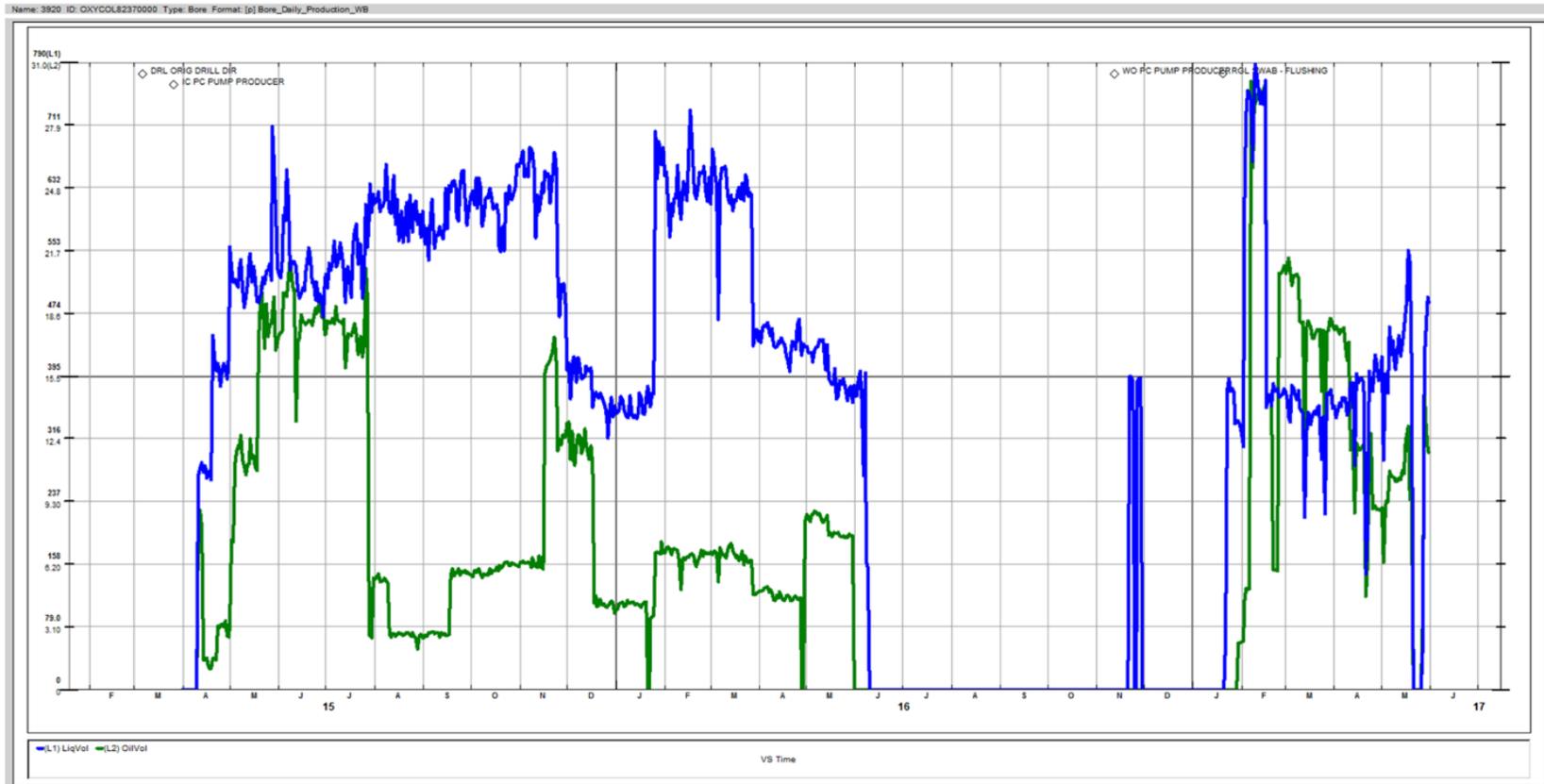
Aislamiento en las arenas C1Ab-C y C2-C en un espesor neto de 25 pies, para obtener una producción incremental de 6 a 30 BOPD e incorporar 59.1 KBO de reservas del área de drenaje.

7.2 COMPORTAMIENTO DEL POZO PRODUCTOR CIRA T015

A continuación, se presenta un análisis de la producción del pozo, en la **Gráfica 5** se puede observar el comportamiento de producción del pozo desde sus inicios en 2015, sin haber sido intervenido hasta 2017, cuando se le aplicó la matriz y fue intervenido con un sistema de aislamiento de la zona productora de agua y arena.

- **Análisis producción del Pozo Productor Cira T015 antes de ser intervenido.** El pozo desde que inicia su producción en Marzo de 2015, muestra una producción promedio de aceite de 18 BOPD y una producción promedio de agua de 580 BWPD.

Gráfica 5. Histórico de producción para Pozo Productor Cira T015 antes y después de la implementación de la matriz de aislamiento.



Fuente: Occidental de Colombia LLC. Producción Pozo T015.2017.

En la **Gráfica 5** se pudo ver, como, para después de Julio del mismo año, el pozo presenta una drástica disminución de producción de aceite, bajando a valores de 6 BOPD y aumenta la producción de agua en un promedio 600 BWDP, aproximadamente 99% y estaba presentado problemas de arenamiento en las arenas C1Ab-C y C2-C, generando mayores costos de producción para la empresa, debido al tratamiento de agua que se genera en superficie y a la mayor intervención que se le debe hacer al pozo para mantenimiento por producción de arena; por esta razón se decide cerrar el pozo y hacer un trabajo de aislamiento de las zonas productoras de arena y agua.

- **Resultados de la implementación de la matriz de aislamiento para Pozo Productor Cira T015.** A finales de 2016 se decide llevar a cabo el desarrollo de la matriz de aislamientos, a raíz de que en el Pozo Productor Cira T006 (ver **Capítulo 3**, numeral 3.2.2) se llevó a cabo tres diferentes tipos de aislamientos para arenas que estaban produciendo 100% agua, de los cuales dos con resultados negativos.

Después de realizar la matriz de aislamiento, se decide implementarla en el Pozo Productor Objeto de estudio: Cira T015.

- **Corrida de matriz.** A continuación, se muestran los resultados que arrojó la implementación de la matriz en el Pozo T015 y el análisis que se llevó a cabo para la selección del tipo de aislamiento a realizar en el pozo.

Después de ingresar los datos del Pozo T015 y seleccionar la opción “Aislar Casing 7” “la matriz arroja los resultados que se muestran en la **Figura 53**, en la **Figura 54** se pueden ver los costos para cada tecnología de los resultados.

Figura 53. Resultados de la matriz para Pozo Cira T015.

Ranking	Isolation System
Sistema Expandible	1000
Squeeze + Aditivos Cemento	800
Sistema Hinchable (Scab liner)	793

Figura 54. Costos resultados de la matriz para Pozo Cira T015.

1. Metal Skin		2. X-Span	
Cost Detail Metal Skin	Cost Detail 2016	Cost Detail Xspan RETIRANDO RSU	Cost Detail 2016
Total Cost Rig Service	\$31.864,49	Total Cost Rig Service	\$2.857,43
Total Cost Slickline Service	\$ -	Total Cost Slickline Service	\$5.627,12
Total Cost Surface Equipment	\$ -	Total Cost Surface Equipment	\$ -
Total Cost Rig Supervisor	\$1.405,37	Total Cost Rig Supervisor	\$ -
Total Cost Downhole Equipment	\$ -	Total Cost Downhole Equipment	\$ -
Total Cost Wireline Service	\$4.067,80	Total Cost Wireline Service	\$4.067,80
Total Cost Rental Trucks	\$2.103,93	Total Cost Rental Trucks	\$ -
Total Cost Coiled Tubing	\$ -	Total Cost Coiled Tubing	\$ -
Total Cost Inyeclivity Testing	\$ -	Total Cost Inyeclivity Testing	\$ -
Total Cost Flush By	\$ -	Total Cost Flush By	\$ -
Total Cost Stimulation	\$ -	Total Cost Stimulation	\$ -
Total Cost Isolation	\$87.498,00	Total Cost Isolation	\$70.240,00
Total cost Calibration	\$610,17	Total cost Calibration	\$ -
Taxes	\$17.771,54	Taxes	\$11.590,93
Cost Detail Total	\$145.321,30	Cost Detail Total	\$94.383,28

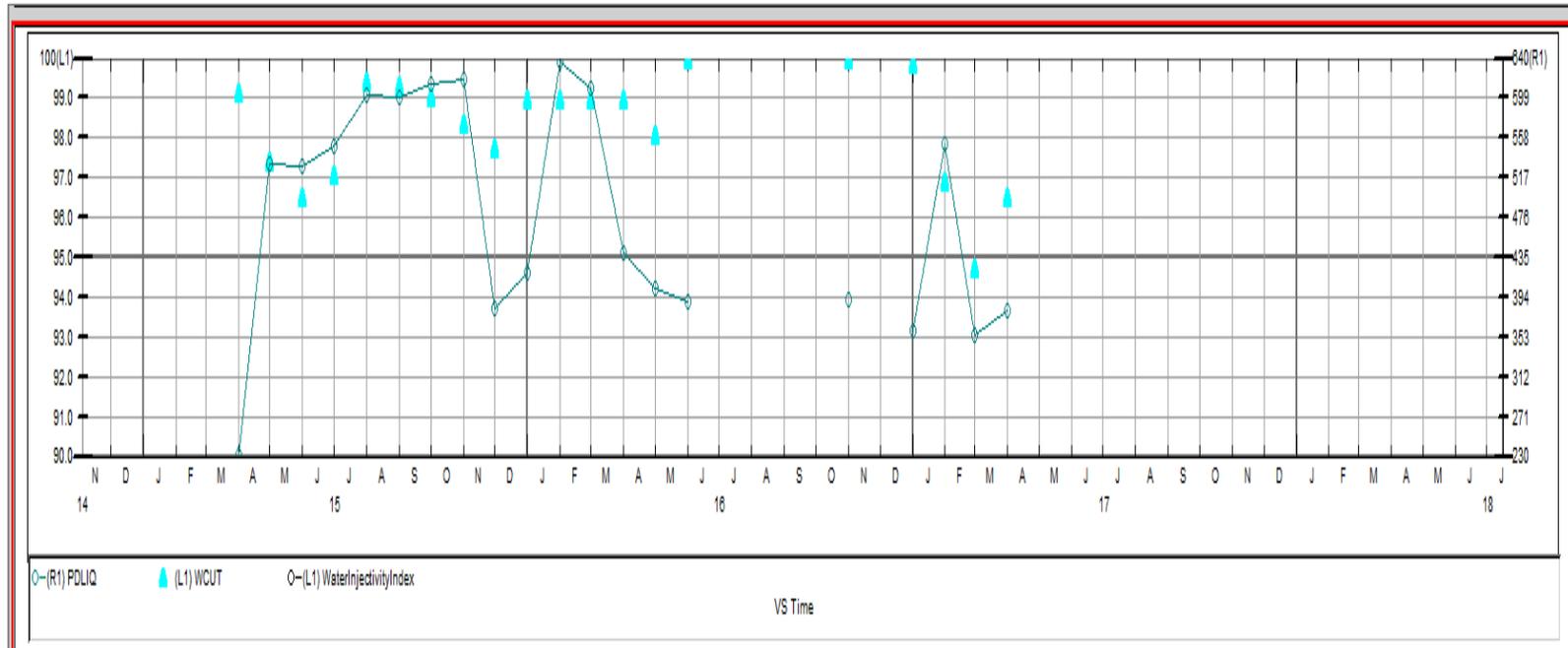
15. Squeeze	
Cost Detail M-Pas	Cost Detail 2016
Total Cost Rig Service	\$ 30.229
Total Cost Slickline Service	\$ 6.300
Total Cost Surface Equipment	
Total Cost Rig Supervisor	\$ 3.365
Total Cost Downhole Equipment	
Total Cost Wireline Service	
Total Cost Rental Trucks	\$ 2.435
Total Cost Coiled Tubing	
Total Cost Inyeclivity Testing	
Total Cost Flush By	
Total Cost Stimulation	
Total Cost Isolation	\$ 33.100
Total cost Calibration	
Taxes	\$ 14.332
Cost Detail Total	\$ 89.761

En este momento se pasa a hacer el análisis financiero (ver **Capítulo 8**), y se decide implementar la tecnología “squeeze” para aislar las arenas C1Ab-C y C2-C.

- **Resultados de trabajo de aislamiento por medio de Squeeze en el Pozo Productor Cira T015.** Después de mantenerse el pozo cerrado por seis meses, en Enero de 2017 se decide implementar el sistema de aislamiento por medio de squeeze, en el **capítulo 6** se muestra detalladamente la implementación de este sistema.

En la **Gráfica 6** se puede observar los resultados obtenidos en cuanto a producción de agua después de la implementación del trabajo de Squeeze.

Gráfica 6. Producción de agua Pozo Cira T015

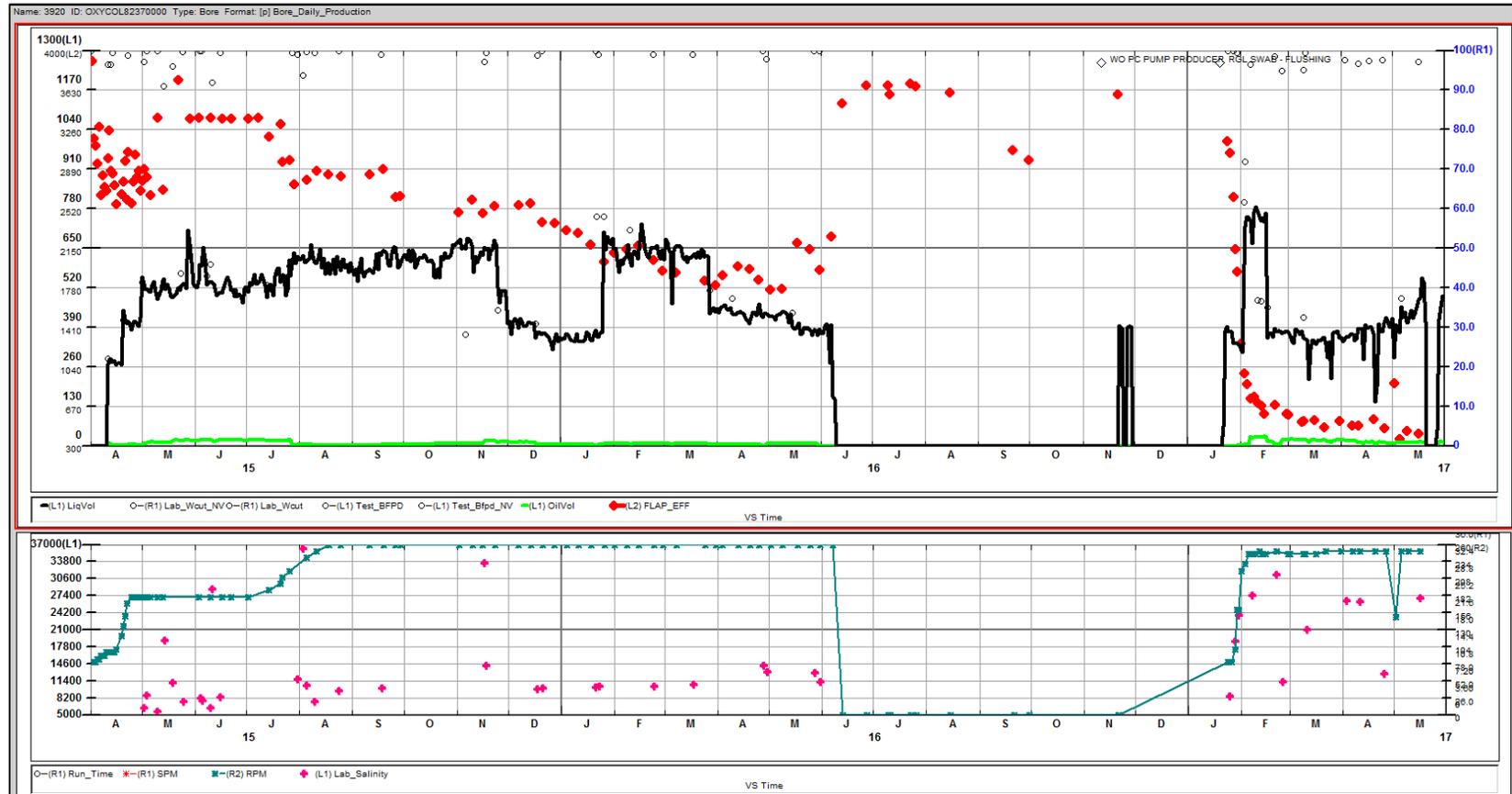


Fuente: Occidental de Colombia LLC. Producción del Pozo Cira T015.

En un principio para 2015 el pozo tenía un corte de agua entre casi del 100%, para febrero de 2017 el pozo bajo a tener un corte de agua menor al 95% y se estabilizó en 96,5%.

En la **Gráfica 7** también se puede observar el comportamiento del Pozo T015 antes y después de la implementación del trabajo de aislamiento.

Gráfica 7. Comportamiento del Pozo Cira T015 antes y después de la implementación del aislamiento.



Fuente: Occidental de Colombia LLC. Producción del Pozo T015.

7.3 ANÁLISIS FINAL

Con base en lo anterior y lo visto en las **Graficas 5, 6 y 7** se puede afirmar que el aislamiento realizado en las arenas C1Ab-C y C2-C en un espesor neto de 25 pies, para obtener una producción incremental de 6 a 30 BOPD en el Pozo T015 cumplió con los objetivos propuestos.

La matriz de selección fue exitosa para el ahorro en costos operativos y la disminución de intervenciones al pozo, se observa una disminución en el corte de agua de 99% a 95% y un aumento en la producción de aceite debido a la disminución en la producción de arena.

8. ANÁLISIS FINANCIERO

En la actualidad el Pozo Cira T015 presenta problemas en la tasa de producción de petróleo lo cual se origina en el aumento en un 99% del BSW y esto a su vez genera arenamiento, debido a esto se hace necesario seleccionar y aplicar un método de aislamiento que disminuya al 94% el BSW y elimine el arenamiento que este pozo presenta y así incrementar las tasas de producción de petróleo.

Para realizar la evaluación financiera de este proyecto se tiene en cuenta como unidad monetaria de valor constante el dólar Americano, una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 15% efectivo anual, que es comúnmente utilizada para los proyectos de inversión desarrollados por la empresa Occidental Petroleum, el período de evaluación es de dieciséis años y como indicadores financieros se emplearon el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), adicionalmente se debe realizar un análisis de costos de inversión, operación y de ingresos, con el objetivo de establecer la viabilidad financiera del proyecto.

En el presente análisis se determinaron los costos de inversión para el proceso actual de producción sin aislamiento y para el propuesto, se establecieron los costos de operación a partir de los barriles producidos en cada escenario, luego de esto se obtuvieron los ingresos y finalmente se con estos valores hallados de establecio el Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno para demostrar la viabilidad financiera del proyecto.

8.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN (CAPEX)

En este análisis se hace referencia a la inversión inicial que debe realizarse con el fin de adquirir o mejorar los bienes de capital de una compañía, a partir de esto se espera obtener una rentabilidad en período determinado.

En la **Tabla 22** se ilustra la inversión requerida en el escenario actual de producción sin aislamiento de zonas.

Tabla 22. Inversión requerida para el escenario actual.

Descripción de inversión	Inversión en dólares
Costo intervención	115.500,00
Inversión Total	115.500,00

En la **Tabla 23** se presenta la inversión realizada en el escenario actual a lo largo de los 16 periodos evaluados.

Tabla 23. Inversión realizada en el escenario actual.

Periodo (Año)	Inversión en dólares
0	115.500,00
1	0,00
2	115.500,00
3	115.500,00
4	115.500,00
5	115.500,00
6	115.500,00
7	115.500,00
8	115.500,00
9	115.500,00
10	115.500,00
11	115.500,00
12	115.500,00
13	115.500,00
14	115.500,00
15	115.500,00
16	0,00

En las **Tablas 24 y 25** se presentan las inversiones requeridas para el proceso de producción propuesto con aislamiento de zonas, cabe indicar que como para el proceso actual, para este estas inversiones son realizada en diferentes periodos y valores a lo largo de los 16 años evaluados.

Tabla 24. Inversión requerida para el escenario propuesto.

Descripción de inversión	Inversión en dólares
Costo intervención	201.261,00
Inversión Total	201.261,00

Tabla 25. Inversión requerida para el escenario propuesto.

Descripción de inversión	Inversión en dólares
Costo intervención	115.500,00
Inversión Total	115.500,00

En la **Tabla 26** se presenta la inversión realizada en el escenario propuesto a lo largo de los 16 periodos evaluados.

Tabla 26. Inversión realizada en el escenario propuesto.

Periodo (Año)	Inversión en dólares
0	201.261,00
1	0,00
2	115.500,00
3	115.500,00
4	0,00
5	115.500,00
6	115.500,00
7	115.500,00
8	0,00
9	115.500,00
10	115.500,00
11	0,00
12	201.261,00
13	115.500,00
14	115.500,00
15	0,00
16	115.500,00

8.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

“Son los desembolsos asociados con la ejecución de un proyecto, tales como lo son: el mantenimiento de equipos, gastos de consumibles, remediación de trabajos y otros gastos de funcionamiento necesarios para la operación de dicho proyecto”³⁴.

El análisis de costos de este proyecto se enfoca en determinar los costos de producción de los barriles extraídos en el Pozo Cira T015 por el escenario actual y el propuesto.

Para establecer los costos de producción de petróleo es necesario conocer el valor del lifting cost del Campo La Cira el cual fue suministrado por la empresa y corresponde al valor de 14 dólares por barril y la producción anual para cada escenario son 5.400 bbl, a continuación, se presentan estos costos para el escenario actual y el propuesto.

Costos de operación para el escenario actual. En la **Tabla 27** se observan los costos de producción para este proceso los cuales fueron obtenidos al realizar la multiplicación de los barriles producidos anualmente y el valor del lifting cost mencionado anteriormente.

³⁴ ENCICLOPEDIA FINANCIERA. Opex. Disponible en: <http://www.encyclopediainanciera.com/definicion-opex.html>. Consultado en: 8 de Junio de 2016.

Tabla 27. Costos de producción para el escenario actual de producción.

Periodo (Año)	Producción anual (bbl)	Costo por barril en dólares	Costo total de producción
1	5.400	14	75.600,00
2	5.400	14	75.600,00
3	5.400	14	75.600,00
4	5.400	14	75.600,00
5	5.400	14	75.600,00
6	5.400	14	75.600,00
7	5.400	14	75.600,00
8	5.400	14	75.600,00
9	5.400	14	75.600,00
10	5.400	14	75.600,00
11	5.400	14	75.600,00
12	5.400	14	75.600,00
13	5.400	14	75.600,00
14	5.400	14	75.600,00
15	5.400	14	75.600,00
16	5.400	14	75.600,00

Costos de operación para el escenario propuesto. La **Tabla 28** presenta los costos de producción obtenidos para el escenario de producción propuesto con asilamiento de zonas, estos costos fueron determinados de igual forma que para los actuales.

Tabla 28. Costos de producción para el escenario de producción propuesto.

Periodo (Año)	Producción anual (bbl)	Costo por barril en dólares	Costo total de producción
1	6.450	14	90.300,00
2	6.600	14	92.400,00
3	6.600	14	92.400,00
4	6.600	14	92.400,00
5	6.600	14	92.400,00
6	6.600	14	92.400,00
7	6.600	14	92.400,00
8	6.600	14	92.400,00
9	6.600	14	92.400,00
10	6.600	14	92.400,00
11	6.600	14	92.400,00
12	6.600	14	92.400,00
13	6.600	14	92.400,00
14	6.600	14	92.400,00
15	6.600	14	92.400,00
16	6.600	14	92.400,00

8.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Dentro de esta sección se deben determinar los ingresos que puede percibir la empresa durante los dieciséis períodos evaluados a partir de la venta de los barriles de petróleo producidos por el Pozo Cira T 015 con el escenario actual y el propuesto, para establecer los ingresos es necesario considerar los siguientes aspectos:

- **Precio de venta del crudo.** Para efectos de este proyecto el precio de venta del crudo que utilizó la compañía para determinar sus ingresos fue de 55 dólares por barril para todos los dieciséis períodos.
- **Regalías.** Para determinar la producción neta de petróleo en cualquier campo de Colombia, es necesario descontar las regalías que el Estado debe recibir por la utilización del subsuelo para la explotación de los hidrocarburos. El valor de las regalías se establece de acuerdo a la producción y clasificación del campo y a las reservas halladas; igualmente puede ser calculada a partir de la producción diaria promedio de petróleo por campo; según la ley 756 de 2002, las regalías se aplican como lo ilustra la **Tabla 29** presentada a continuación.

Tabla 29. Distribución para el pago de regalías petroleras en Colombia.

Producción (BOPD)	Regalías (%)
Hasta 5.000	8
De 5.001 a 125.000	X
De 125.001 a 400.000	20
De 400.001 a 600.000	Y
Más de 600.000	25

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Las regalías en el sector de los hidrocarburos. 2008. p.7. Modificado por los autores.

El porcentaje de regalías para este proyecto corresponde al valor del 8% sin descuento debido a que por ser un crudo mediano con gravedad °API promedio de 27 no se encuentra en los rangos de descuento, por otra parte la producción diaria promedio del Campo La Cira es cercana a los 1.000 barriles por día y como se observa en la **Tabla 29** los campos que reporten una producción menor o igual a 5.000 barriles se les debe descontar un porcentaje de regalías igual al 8%.

En las **Tablas 30** y **31** se presentan los ingresos obtenidos para cada escenario de producción propuesto.

Tabla 30. Ingresos para el escenario actual.

Período (Año)	Producción anual (bbl.)	Regalías 8%	Producción neta (bbl.)	Precio de venta en dólares	Total de ingresos en dólares
1	5.400	432	4.968	55	273.240,00
2	5.400	432	4.968	55	273.240,00
3	5.400	432	4.968	55	273.240,00
4	5.400	432	4.968	55	273.240,00
5	5.400	432	4.968	55	273.240,00
6	5.400	432	4.968	55	273.240,00
7	5.400	432	4.968	55	273.240,00
8	5.400	432	4.968	55	273.240,00
9	5.400	432	4.968	55	273.240,00
10	5.400	432	4.968	55	273.240,00
11	5.400	432	4.968	55	273.240,00
12	5.400	432	4.968	55	273.240,00
13	5.400	432	4.968	55	273.240,00
14	5.400	432	4.968	55	273.240,00
15	5.400	432	4.968	55	273.240,00
16	5.400	432	4.968	55	273.240,00

Tabla 31. Ingresos para el escenario propuesto.

Período (Año)	Producción anual (bbl.)	Regalías 8%	Producción neta (bbl.)	Precio de venta en dólares	Total de ingresos en dólares
1	6.450	516	5.934	55	326.370,00
2	6.600	528	6.072	55	333.960,00
3	6.600	528	6.072	55	333.960,00
4	6.600	528	6.072	55	333.960,00
5	6.600	528	6.072	55	333.960,00
6	6.600	528	6.072	55	333.960,00
7	6.600	528	6.072	55	333.960,00
8	6.600	528	6.072	55	333.960,00
9	6.600	528	6.072	55	333.960,00
10	6.600	528	6.072	55	333.960,00
11	6.600	528	6.072	55	333.960,00
12	6.600	528	6.072	55	333.960,00
13	6.600	528	6.072	55	333.960,00
14	6.600	528	6.072	55	333.960,00
15	6.600	528	6.072	55	333.960,00
16	6.600	528	6.072	55	333.960,00

8.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para realizar la evaluación financiera de este proyecto se tienen en cuenta los costos de inversión, operación y de ingresos obtenidos anteriormente, a partir de

esto conocer la viabilidad financiera por medio del indicador Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno.

Valor Presente Neto (VPN). “Es el equivalente en dólares (\$) actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto”³⁵,

La **Ecuación 1** ilustra el método indicado para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN) para este proyecto.

Ecuación 1. Valor Presente Neto (VPN).

$$VPN (i) = \sum - A + (F/(1 + i)^n)$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá: Fondo educativo panamericano, 2005.p.197.

Dónde:

- VPN corresponde al Valor Presente Neto a encontrar.
- A corresponde a la inversión realizada.
- F corresponde al valor del flujo de caja neto.
- i corresponde a la tasa de interés de oportunidad (TIO) la cual es la tasa de retorno que se necesita sobre una inversión, esta tasa es la encargada de descontar el monto capitalizado de interés del total de ingresos a percibir en el futuro.
- n corresponde al número de periodos que existen para la evaluación del proyecto.

A continuación, se describe el significado del VPN cuando es mayor a cero, menor que cero e igual a cero.

- $VPN > 0$, indica que el proyecto es bueno porque, en dólares de hoy, los ingresos son mayores que los egresos.
- $VPN < 0$, indica que en dólares de hoy los ingresos son menores que los egresos y por lo tanto el proyecto no debe realizarse.
- $VPN = 0$, indica que los ingresos serán iguales a los egresos y financieramente le serán indiferente al inversionista.

Para calcular el Valor Presente Neto (VPN) de este proyecto se estableció una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 15% la cual es empleada en los proyectos de inversión de la compañía, como se mencionó al inicio del capítulo, se

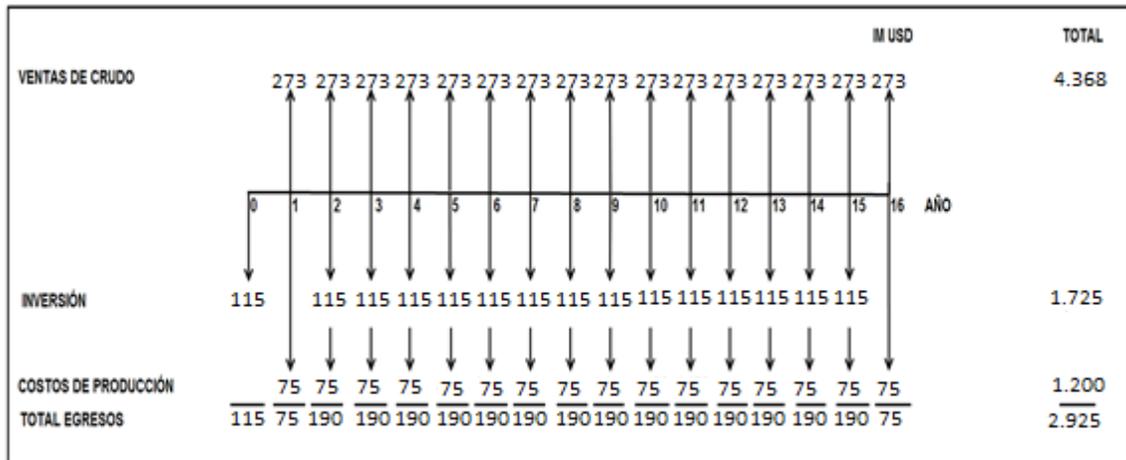
³⁵ BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá: Fondo educativo panamericano, 2005.p.197.

utiliza como unidad monetaria el dólar americano y un tiempo de validez de 16 años.

- **Flujo de Caja.** Es la representación gráfica de los ingresos y egresos en una línea horizontal correspondiente a un período de tiempo determinado, donde se ubican los ingresos en la parte superior de la línea y los egresos en la parte inferior de la línea. Para este proyecto el flujo de caja representa las ganancias obtenidas en los 16 periodos de tiempo al ser implementado el proyecto.

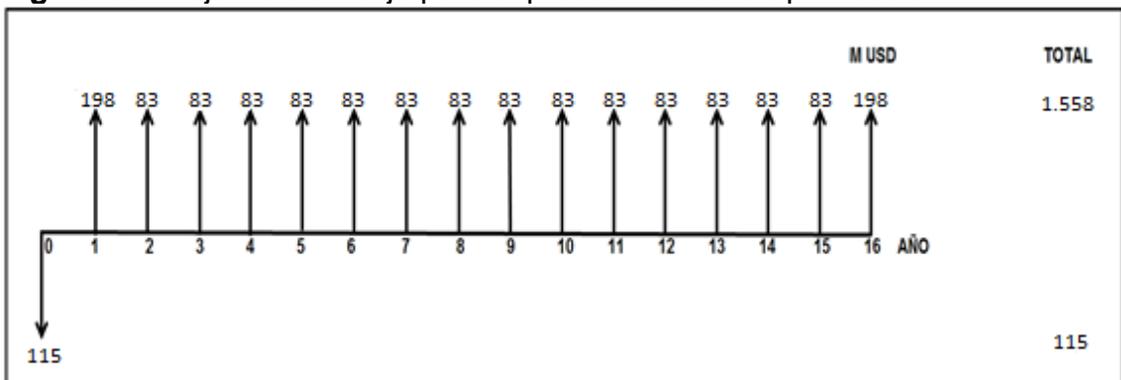
Valor Presente Neto para el escenario actual. En la **Figura 55** se observan los flujos de caja para el proceso actual de producción sin el aislamiento de zonas.

Figura 55. Flujo de efectivo para el escenario actual de producción sin aislamiento.



En la **Figura 56** se pueden observar los flujos de caja netos los cuales son obtenidos a partir de la resta de los ingresos y los egresos; de igual forma dentro de este numeral se presenta la operación matemática desarrollada y el resultado obtenido para este proceso.

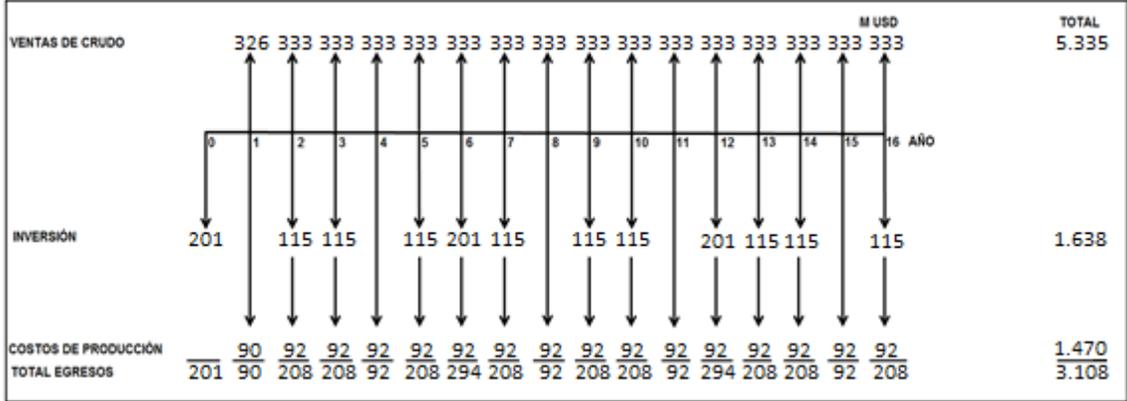
Figura 56. Flujo neto de caja para el proceso actual de producción.



$$\begin{aligned}
 VPN (15\%) &= -115.500 + (198.000,00) * (1 + 0,15)^{-1} + (83.000,00) * (1 + 0,15)^{-2} \\
 &+ (83.000,00) * (1 + 0,15)^{-3} + (83.000,00) * (1 + 0,15)^{-4} \\
 &+ (83.000,00) * (1 + 0,15)^{-5} + (83.000,00) * (1 + 0,15)^{-6} \\
 &+ (83.000,00) * (1 + 0,15)^{-7} + (83.000,00) * (1 + 0,15)^{-8} \\
 &+ (83.000,00) * (1 + 0,15)^{-9} + (83.000,00) * (1 + 0,15)^{-10} \\
 &+ (83.000,00) * (1 + 0,15)^{-11} + (83.000,00) * (1 + 0,15)^{-12} \\
 &+ (83.000,00) * (1 + 0,15)^{-13} + (83.000,00) * (1 + 0,15)^{-14} \\
 &+ (83.000,00) * (1 + 0,15)^{-15} + (198.000,00) * (1 + 0,15)^{-16} \\
 &= 490.990,94 \text{ Dólares}
 \end{aligned}$$

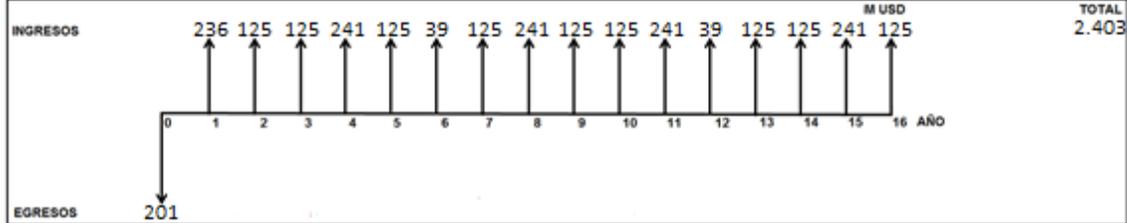
Valor Presente Neto para el escenario de producción con aislamiento de zona propuesto. En la **Figura 57** se presentan los flujos de caja obtenidos para este escenario de producción propuesto.

Figura 57. Flujo de efectivo para el escenario de producción propuesto.



En la **Figura 58** se pueden observar los flujos de caja netos los cuales son obtenidos restando los ingresos y los egresos, tambien se presenta la operación matemática y el resultado obtenido del Valor Presente Neto.

Figura 58. Flujo neto de caja para el escenario de producción propuesto.



$$\begin{aligned}
 VPN(15\%) &= -201.261,00 + (236.000,00) * (1 + 0,15)^{-1} + (125.000,00) \\
 &\quad * (1 + 0,15)^{-2} + (125.000,00) * (1 + 0,15)^{-3} + (241.000,00) \\
 &\quad * (1 + 0,15)^{-4} + (125.000,00) * (1 + 0,15)^{-5} + (39.000,00) \\
 &\quad * (1 + 0,15)^{-6} + (125.000,00) * (1 + 0,15)^{-7} + (241.000,00) \\
 &\quad * (1 + 0,15)^{-8} + (125.000,00) * (1 + 0,15)^{-9} + (125.000,00) \\
 &\quad * (1 + 0,15)^{-10} + (241.000,00) * (1 + 0,15)^{-11} + (39.000,00) \\
 &\quad * (1 + 0,15)^{-12} + (125.000,00) * (1 + 0,15)^{-13} + (125.000,00) \\
 &\quad * (1 + 0,15)^{-14} + (241.000,00) * (1 + 0,15)^{-15} + (125.000,00) \\
 &\quad * (1 + 0,15)^{-16} \\
 &= 729.719,07 \text{ Dólares}
 \end{aligned}$$

Conclusión de la evaluación financiera desde el punto de vista del VPN.

Desde el punto de vista financiero el proyecto para la empresa Occidental de Colombia, es rentable, debido a que representa a dólares de hoy una ganancia del 48,62% (238.728,13 Dólares) con respecto al escenario actual de producción sin aislamiento de zonas, esto es originado por el aumento de las tasas de producción de petróleo.

Tasa Interna de Retorno (TIR). “Es la tasa de interés, que hace que el valor actual de los flujos de ingresos sea igual al valor actual de los flujos de egresos”³⁶.

La Tasa Interna de Retorno es calculada con la **Ecuación 2** presentada a continuación.

Ecuación 2. Tasa Interna de Retorno (TIR).

$$VPN(i) = \frac{\sum Rt}{(1+i)^t} = 0$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería Financiera, Octava Edición. Bogotá D.C. 2007. p.197. Modificado por el autor.

³⁶ FERNÁNDEZ, E, Saúl. Los proyectos de inversión. 2007. p. 132.

Dónde:

- t Corresponde al tiempo del flujo de caja.
- i Corresponde a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO).
- R_t Corresponde al flujo neto de efectivo.

La TIR es utilizada como indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad; para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión la TIR se compara con la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO). Si la TIR es mayor que la TIO se considera atractiva la inversión; en caso contrario, no cumple con las expectativas de los inversionistas.

Tasa Interna de Retorno para cada escenario. A continuación se presentan las Tasa Internas de Retorno obtenidas para cada escenario, iniciando con el actual y posteriormente con el propuesto.

La TIR obtenida para el proceso actual de producción es mostrada a continuación.

TIR = 127,96 %

La TIR obtenida para el proceso propuesto de producción con asilamiento es mostrada a continuación.

TIR = 92,27%

Conclusión de la evaluación financiera desde el punto de vista de la TIR.

Desde el punto de vista financiero de la TIR la implementación del proyecto es atractivo para la compañía ya que presenta una Tasa Interna del 92,67% (729.719,07 USD) anual sobre el valor de la inversión, superior a la TIO utilizada por la empresa del 15% (490.990,94 USD), adicionalmente obtendría como resultado de la comparación de los dos escenarios una rentabilidad del 35% (238.728,13 USD) anual.

9. CONCLUSIONES

- Es importante precisar que la Zona C se considera la más importante debido a que es la zona que más produce del campo con un valor aproximado de porosidad del 22% al 25%, un valor aproximado de permeabilidad de 250 mD a 500 mD y un espesor aproximado de arena neta petrolífera de 800 a 1200 ft.
- El completamiento más utilizado en la actualidad para pozos productores del Campo La Cira Infantas, es el de hueco revestido y cañoneado, ya sea en pozos poco profundos 4.000 a 8.000 pies, como en pozos profundos 10.000 pies en adelante.
- De los sistemas de levantamiento existentes, los que se utilizan para pozos productores del Campo La Cira Infantas son: Bombeo mecánico, bombeo por cavidades progresivas (PCP) y bombeo electro sumergible (BES).
- Con la implementación de un método de aislamiento zonal, es posible solucionar los problemas de arenamiento, altos cortes de agua y daños en el revestimiento.
- Antes de realizar un aislamiento zonal se deben tener en cuenta variables operativas como: longitud a aislar, diámetro interno final, permeabilidad, el tipo de completamiento, el diámetro de casing y el problema que este está presentado; para que el aislamiento no resulte fallido.
- La matriz de aislamiento se desarrolló, debido a que en el Pozo Problema T006 expuesto en Capítulo 3, se implementaron tres tipos de aislamientos de los cuales dos fueron fallidos (*squeeze* y tratamiento químico con *OrganoSeal* y *H2Zero*) y uno fue exitoso (sistema expandible *Metal Skin*), a raíz que no se tuvo en cuenta desde un principio las variables operativas.
- Haciendo una revisión histórica de los aislamientos realizados en el Campo La Cira Infantas a partir del año 2015 y hasta el momento en el que se desarrolló la matriz (ver Cuadro 2), solo el 18.2% de los pozos, tuvieron un resultado operativo bueno, al 55.5% de los pozos se les realizó mas de un tipo de aislamiento debido a una mala elección del mismo y el 27,3% de los pozos tuvieron un resultado operativo negativo.

- Una de las variables operativas más importante al momento del desarrollo de la matriz, es el diámetro final después de la implementación de la matriz (ver Capítulo 4), debido a que para un ingeniero, es indispensable poder seguir interviniendo el pozo, incluso después de realizado el aislamiento.
- El Pozo objetivo T015 presentaba problemas de arenamiento y producción de agua del 99%, se decidió correr la matriz para este pozo, seleccionando la opción producción de arena como prioridad por encima de la del agua, debido a que, cuando se produce arena se deben hacer más intervenciones al año en el pozo, generando más costos de operación, es decir que la producción de arena es un problema más grave que la producción de agua.
- Se corrió la matriz de aislamiento en el Pozo T015, la cual arrojó como mejores tipos de aislamientos a realizar: el sistema expandible con un puntaje de 1000, el sistema *squeeze* mas aditivos con un puntaje de 800 y *squeeze* con un puntaje de 775 como se puede ver en la Figura 42.
- Al realizar el análisis financiero y de acuerdo con el Run Life de los tres tipos de aislamientos que arroja la matriz para el Pozo T015, se decide llevar a cabo en el pozo el aislamiento por medio de *squeeze*, (ver costos en Figura 52).
- Desde el punto de vista financiero de la TIR la implementación del proyecto es atractivo para la compañía ya que presenta una Tasa Interna del 92,67% (729.719,07 USD) anual sobre el valor de la inversión, superior a la TIO utilizada por la empresa del 15% (490.990,94 USD), adicionalmente obtendría como resultado de la comparación de los dos escenarios una rentabilidad del 35% (238.728,13 USD) anual.

10. RECOMENDACIONES

- Implementar la matriz en pozos distintos al de estudio en este trabajo de grado se deben tener en cuenta las diferentes variables operativas, las cuales son: ID final, longitud, integridad del casing, permeabilidad y diferenciales de presión.
- Hacer una muy buena limpieza del pozo antes de implementar la tecnología seleccionada.
- Tener en cuenta la escala de importancia de cada daño que se puede presentar, teniendo como prioridad el daño en el revestimiento, seguido de arenamiento y por último la producción de agua.
- Aplicación de la matriz en cualquier pozo productor del Campo La Cira Infantas que presente algún tipo de daño similar.
- Tener en cuenta los costos de cada tipo de aislamiento, el Run life y los tiempos de entrega, para tomar una decisión.
- Incluir más variables operativas dentro de la matriz tales como: calidad del pozo, radio de penetración, geometría del pozo entre otras.
- Cuando la matriz de como resultado realice un aislamiento de tipo mecánico, se debe tener en cuenta los pies de longitud que se van a aislar.

BIBLIOGRAFÍA

ANH. Informe Final Para Cuenca VMM. Diciembre de 2012.

ACOSTA, Luis. Ecopetrol y Occidental Acuerdan Subir Producción en Campo Colombiano La Cira Infantas. 16 de Septiembre del 2015. [Consultado el 17 de Marzo de 2017]. Disponible en Internet: <http://lta.reuters.com/article/domesticNews/idLTAKCN0RG33920150916>

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Diciembre de 2012.

ANH/EPIS, 2012. Líneas sísmicas (archivos Seg – Y, UKOOAS e imágenes) disponibles y registros de velocidad (checkshots), cuenca Valle Medio del Magdalena.

BARRERO, Dario; PARDO, Andres; VARGAS, Carlos; MARTÍNEZ, Juan. Colombian Sedimentary Basins. ANH. Colombia, 2007.

ECOPETROL-ICP. Evaluación integrada de yacimientos del campo la Cira Infantas, Valle Medio del Magdalena. División de Yacimientos GCO. Informe Técnico. 2001

GUTIERREZ, M. Rock Physics And 3-D Seismic Characterization Of Reservoir Heterogenities To Improve Recovery Efficiency, La Cira Infantas Oil Field. Ph.D Thesis, Stanford University, 2001.

INGRAIN Inc, 2015. Recuperado de <http://www.ingrainrocks.com/>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Normas Colombianas Para Presentación De Tesis, Trabajo De Grado Y Otros Trabajos De Investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 110p.

Mapa de ruta Bogotá –El Centro. [Citado 5 de marzo]: Disponible en Google Maps. Página Web de Google Maps ; modificado por el autor.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613 Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 38p.

_____. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 30p.

LAPEYROUSE N, Fórmulas Y Cálculos Para La Perforación Producción Y Rehabilitación.

OCCIDENTAL DE COLOMBIA “Análisis de Falla Inyectores” 2015

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, Histórico Producción Campo La Cira, 2015.

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico De Pozo Productor, 2015.

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico Pozo T006, 2015.

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Estado Mecánico Pozo T015, 2015.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Copyright. 2001

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, Histórico Producción Campo La Cira, 2015.

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros **Martha Flórez Chávez, Fernando Andrés García Cubides** en calidad de titulares de la obra **Diseño de matriz para la selección de un método de aislamiento de zonas para pozos productores del Campo La Cira Infantas**, elaborada en el año 2016, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el **Repositorio Digital Institucional – Lumieres**, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la *licencia Creative Commons* que se señala a continuación:

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	X
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 8 días del mes de Agosto del año 2017.

LOS AUTORES:

Nombres	Apellidos
Martha	Flórez Chávez
Documento de identificación No	Firma
1.015.452.053	

Nombres	Apellidos
Fernando Andrés	García Cubides
Documento de identificación No	Firma
1.020.761.843	