

EVALUACIÓN TÉCNICA-FINANCIERA DE ALTERNATIVAS PARA EL AUMENTO
DE LA VIDA ÚTIL DEL EQUIPO CHOKE MANIFOLD DURANTE LA OPERACIÓN
DE LIMPIEZA DE ARENAS CON COILED TUBING EN EL POZO INYECTOR X1
DEL CAMPO CORCEL

PABLO ANDRÉS CASTRO GANTIVA
MARÍA ALEJANDRA CASTRO SÁNCHEZ

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

EVALUACIÓN TÉCNICA-FINANCIERA DE ALTERNATIVAS PARA EL AUMENTO
DE LA VIDA ÚTIL DEL EQUIPO CHOKE MANIFOLD DURANTE LA OPERACIÓN
DE LIMPIEZA DE ARENAS CON COILED TUBING EN EL POZO INYECTOR X1
DEL CAMPO CORCEL

PABLO ANDRÉS CASTRO GANTIVA
MARÍA ALEJANDRA CASTRO SÁNCHEZ

Proyecto integral de grado para optar por el título
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
Jaime Amariz
Ingeniero de Petróleos

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

Nota de Aceptación

Ing. Iván Eduardo Peñaloza

Ing. Alejandro Contreras

Bogotá D.C Octubre de 2017

Ing. Nadim Escaño

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vice-rector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vice-rectora Académica y de posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Facultad de Ingeniería de Petróleos

Dr. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

AGRADECIMIENTOS

LOS AUTORES EXPRESAN SUS AGRADECIMIENTOS A:

Dios por las cosas recibidas a diario, por permitir culminar el proyecto satisfactoriamente y finalizar una etapa más de la vida.

Nuestros Padres artífices de este nuevo logro académico y de la vida, por su paciencia y apoyo incondicional

Ingeniero **Johan Pinto** de Guacamaya Oil Services S.A.S por su asesoría, acompañamiento y suministro de información importante para la elaboración del proyecto.

Ingeniera **Karla Pedroza** de Guacamaya Oil Services S.A.S por su acompañamiento y suministro de información durante la elaboración del proyecto.

A **Petrosan Services S.A.S** por brindar la información técnica necesaria del equipo Choke Manifold y sus componentes para la elaboración del proyecto.

Ingeniero **Iván Peñaloza** de la Universidad de América por las asesorías y revisión del proyecto, con el fin de entregar una investigación de calidad y utilidad.

Ingeniero **Pedro Moreno** de la Universidad de América, por la asesoría en aspectos financieros del proyecto.

Geóloga **María Chamorro** de la Universidad de América, por la asesoría geológica del proyecto.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	22
OBJETIVOS	24
1.GENERALIDADES DEL CAMPO CORCEL	25
1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	25
1.2 ESTRATIGRAFÍA Y GEOLOGÍA DEL PETROLEO	26
1.3 ANTECEDENTES E HISTORIA DE PRODUCCIÓN	29
2. CARACTERIZACIÓN DE LA ARENA DE LA FORMACIÓN GUAYABO Y DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LIMPIEZA DE POZOS INYECTORES CON COILED TUBING	31
2.1 CARACTERIZACIÓN DE LA ARENA DE LA FORMACIÓN GUAYABO	31
2.2 LIMPIEZA DE ARENAS EN POZOS PETROLEROS	40
2.3 MÉTODOS COMÚNES DE LIMPIEZA DE ARENAS	40
2.3.1 Limpieza de arena con unidad de Workover	40
2.3.1.1 Limpieza de Arena Mediante Bomba Desarenadora ..	41
2.3.1.2 Limpieza de Arena Mediante Bomba Cavins	42
2.3.2 Limpieza de arena con unidad de Flush by	43
2.3.3 Limpieza de arena mediante Coiled Tubing	44
2.4 DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD DE COILED TUBING	46
2.4.1 Sistema de Accionamiento.....	47
2.4.1.1 Cabeza del inyector	47
2.4.1.2 Stripper	49
2.4.1.3 Arco Guía	49
2.4.1.4 Tambor o Carrete	50
2.4.1.5 Contador de Profundidad	53
2.4.2 Sistema de Poder	54
2.4.3 Sistema de Control	54
2.4.4 Sistema de Prevención	55
2.5 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LIMPIEZA DE ARENAS EN POZOS INYECTORES DEL CAMPO CORCEL	57
2.5.1 Determinación de Parámetros para una Limpieza de Arenas	57
2.5.2 Análisis de Fuerzas Esperadas durante la Operación	59
2.5.3 Tiempo y Eficiencias de Levantamiento	61
2.5.4 Herramientas Utilizadas	64
2.5.5 Layout del pozo y Consideraciones de Seguridad	70
2.6 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DE LA LIMPIEZA DE ARENAS CON COILED TUBING	72
2.7 PROBLEMAS DURANTE LA OPERACIÓN DE LIMPIEZA	76

3. CHOKE MANIFOLD	81
3.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	81
3.2 MANTENIMIENTO REALIZADO AL CHOKE MANIFOLD	88
3.3 PRUEBAS REALIZADAS DURANTE EL MANTENIMIENTO	88
3.3.1 Prueba Visual	89
3.3.2 Prueba Hidrostática	98
4. MATERIALES DE RECUBRIMIENTO	100
4.1 DEFINICIONES	100
4.2 MATERIALES	100
4.3 EQUIPOS, TECNICAS Y METODOS DE APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTOS	105
4.3.1 Aplicación por Aspersión o Rociado	105
4.3.1.1 Rociado sin aire (Airless)	105
4.3.1.2 Rociado con aire	106
4.3.2 Aplicación con Brocha	107
4.3.3 Aplicación con Rodillo	107
4.3.4 Aplicación por Inmersión y Flujo	108
4.3.5 Aplicación con Barnizadoras de Rodillos	109
4.3.6 Tratamiento con Aspersión térmica	109
4.4 MATRIZ DE SELECCIÓN	109
5. LABORATORIO Y ANÁLISIS DE MATERIALES	112
5.1 PRUEBAS DE LABORATORIO	112
5.1.1 Probetas	113
5.2 PROCEDIMIENTO DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO	115
5.2.1 Microdureza	115
5.2.2 Tribómetro – “Pin On Disk”	119
5.2.3 Microscopio Óptico de Alta Resolución Leica Modelo DVM2500	125
6. ANÁLISIS FINANCIERO	137
6.1 ANÁLISIS DE COSTO DE OPERACIÓN	138
6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA	148
6.3 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	150
7. CONCLUSIONES	152
8. RECOMENDACIONES	153
BIBLIOGRAFÍA	154
ANEXOS	155

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de la localización del Campo Corcel, cuenca de los Llanos	26
Figura 2 . Columna estratigráfica generalizada de los llanos orientales para Campo Corcel.	27
Figura 3. Columna de tamices para análisis granulométricos	32
Figura 4. Tamices normalmente utilizados	33
Figura 5. Mecanismos de erosión en materiales dúctiles.	37
Figura 6. Microscopio Nikon 40x	38
Figura 7. Escala de Redondez Powers 1953	38
Figura 8. Muestras de las arenas de los pozos examinados bajo microscopio Nikon 40x	39
Figura 9. Unidad de Reacondicionamiento a pozos.	41
Figura 10. Bomba desarenadora de 3 ½”	42
Figura 11. Proceso que utiliza la Bomba Cavins	43
Figura 12. Unidad de Flush by o varillero.	44
Figura 13. Unidad de Coiled tubing	45
Figura 14. Componentes generales de una operación de Coiled Tubing.	47
Figura 15. Foto de un inyector tomada en tres diferentes perfiles	48
Figura 16. Descripción de los componentes externos de un inyector.	48
Figura 17. Foto de un stripper.	49
Figura 18. Foto de un típico arco guía de tubería también conocido como cuello de ganso (gooseneck).	50
Figura 19. Carrete (Reel).	51
Figura 20. Descripción de los componentes del carrete vista lateral.	51
Figura 21. Foto de carrete en operación	52
Figura 22. Descripción de los componentes del carrete vista Frontal	53
Figura 23. Contador de profundidad mecánico (izquierda) y electrónico (derecha)	53
Figura 24. Consola de control.	54
Figura 25. Ejemplo de una sección de una consola de control	55
Figura 26. Estado Mecánico de pozo inyector en el Campo Corcel	58
Figura 27. Cálculos Básicos de Volúmenes y Capacidades.	62
Figura 28. Cálculos para eficiencia de limpieza	63
Figura 29. Ejemplo Ensamblaje de limpieza en fondo	65
Figura 30. Ejemplo Ensamblaje de limpieza en fondo.	65
Figura 31. Rollon Connector	66
Figura 32. Motor Head Assembly	67
Figura 33. Boquilla Lavadora.	68
Figura 34. Conjunto de herramientas ensambladas en fondo.	69
Figura 35. Esquema de equipos desde inyector hasta cabezal de pozo.	70

Figura 36. Localización de equipos durante operación de limpieza de arenas.	71
Figura 37. Unidad de Coiled Tubing	71
Figura 38. Cabezal y equipo de Coiled Tubing montado.	74
Figura 39. Prueba de Herramienta en Superficie	75
Figura 40. Control de retornos con fluido abundante de arena aproximado de 5 bpm.	76
Figura 41. Tubería Flexible expuesta al flujo continuo abrasivo en un solo punto	77
Figura 42. Partículas que expide la formación junto a la arena	78
Figura 43. Deterioro en la aguja de la válvula de estrangulamiento ajustable.	79
Figura 44. Silla de una válvula de estrangulamiento ajustable	79
Figura 45. Layout del proceso de limpieza en el Pozo Inyector X1	82
Figura 46. Porta estrangulador ajustable	84
Figura 47. Estrangulador Fijo y Estrangulado Ajustable	84
Figura 48. Aguja con desgaste abrasivo	85
Figura 49. Porta Orificio-choke fijo	86
Figura 50. Manómetro	86
Figura 51. Brida	87
Figura 52. Oring	88
Figura 53. Pie de rey	89
Figura 54. Procedimiento Prueba Hidrostática	99
Figura 55. Aspersor sin aire	106
Figura 56. Recubrimiento con aspersor con aire.	107
Figura 57. Recubrimiento por inmersión.	108
Figura 58. Probetas de Material de Tungsteno-Acero 1045-Acero Chronit respectivamente.	113
Figura 59. Lijadora y pulidora del laboratorio de INCITEMA	114
Figura 60. Micro – Vickers Hardness Tester QV-1000 DAT	115
Figura 61. Parámetros de procedimiento de Microdureza.	116
Figura 62. Proceso de indentado de probeta de Acero Chronit	116
Figura 63. Medición de diagonales de huella con microscopio del equipo.	117
Figura 64. Reporte de la prueba de Microdureza de la probeta de Acero Chronit	118
Figura 65. Brazo, disco rotatorio y probeta.	120
Figura 66. Movimiento del equipo Pin On Disk.	121
Figura 67. Tribómetro – Pin On Disk. Instituto INCITEMA.	122
Figura 68. Probetas de Material de Acero 1045-Acero Chronit -Tungsteno -Cromo duro respectivamente	124
Figura 69. Microscopio Óptico de Alta resolución Leica DVM2500	126
Figura 70. Microscopio con objetivo 40x	126
Figura 71. Registro fotográfico para cada probeta tomada por el microscopio	127
Figura 72. Choke manifold 3" 1/8	138

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Dimensiones nominales de mallas	34
Tabla 2. Resultados prueba de tamizado para las arenas de tres pozos inyectores del Campo Corcel.	36
Tabla 3. Valores teóricos de las propiedades de los materiales de estudio.	110
Tabla 4. Matriz de selección, asignación de valores.	110
Tabla 5. Diámetros y Espesores de las probetas	114
Tabla 6. Valores teóricos y valores reales de la dureza de los materiales en evaluación.	119
Tabla 7. Tabla de especificaciones de las esferas y discos para realizar el procedimiento sobre las probetas.	119
Tabla 8. Parámetros Iniciales para el procedimiento del Tribómetro.	122
Tabla 9. Resultados de la prueba de tribómetro	125
Tabla 10. Coeficiente de desgaste	131
Tabla 11. Resultados finales	131
Tabla 12. Pérdida de peso para cada material pasadas 12 horas	133
Tabla 13. Número de cambios según el tipo de material.	135
Tabla 14. Tiempo para llevar a cabo los tres cambios	135
Tabla 15. Días necesarios para realizar un primer mantenimiento de piezas.	136
Tabla 16. Campaña de limpieza de arenas.	139
Tabla 17. Pronóstico de inflación en Colombia.	139
Tabla 18. Proyección de costos de mantenimiento con ajuste de inflación por año.	140
Tabla 19. Costos de mantenimiento por operación.	140
Tabla 20. Desglose de costos adicionales.	141
Tabla 21. Proyección de costos adicionales con ajuste de inflación por año.	141
Tabla 22. Costos adicionales por operación.	142
Tabla 23. Costos de operación.	142
Tabla 24. Proyección de costos de mantenimiento con ajuste de inflación por año	143
Tabla 25. Costos de mantenimiento por operación.	143
Tabla 26. Desglose de costos adicionales.	144
Tabla 27. Proyección de costos adicionales con ajuste de inflación por año.	144
Tabla 28. Costos adicionales por operación.	144
Tabla 29. Costos de operación.	145
Tabla 30. Proyección de costos de mantenimiento con ajuste de inflación por año.	145
Tabla 31. Costos de mantenimiento por operación.	146
Tabla 32. Desglose de costos adicionales.	146
Tabla 33. Proyección de costos adicionales con ajuste de inflación por año.	147

Tabla 34. Costos adicionales por operación.	147
Tabla 35. Costos de operación.	147
Tabla 36. Valor del VPN para cada escenario.	150

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Peso vs Profundidad	59
Gráfica 2. Fuerza Máxima hacia arriba y hacia abajo vs Profundidad	60
Gráfica 3. Elongación vs Profundidad	61
Gráfica 4. Resumen procedimiento de la prueba de Microdureza.	118
Gráfica 5. Distancia versus coeficiente de fricción del Acero 1045.	123
Gráfica 6. Corte lateral de la huella para el acero 1045	128
Gráfica 7. Corte lateral de la huella para el acero chronit	128
Gráfica 8. Corte lateral de la huella para el tungsteno.	129
Gráfica 9. Corte lateral de la huella para el cromo duro	129
Gráfica 10. Pérdida de Peso VS Tiempo durante la prueba Pin On Disk.	132
Gráfica 11. Predicción de pérdida de peso para 12 horas.	133
Gráfica 12. Pérdida de peso VS Tiempo para materiales en estudio.	134
Gráfica 13. Flujo de caja para el material Acero 1045.	149
Gráfica 14. Flujo de caja para el material de recubrimiento Carburo de Tungsteno.	149
Gráfica 15. Flujo de caja para el material de recubrimiento Cromo Duro.	150

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Cuadro comparativo métodos de limpieza de arenas.	46
Cuadro 2. Descripción de pruebas realizadas antes del comienzo de la operación.	75
Cuadro 3. Reporte del equipo Choke Manifold al término de la operación de limpieza de arenas.	90
Cuadro 4. Reporte del equipo Choke Manifold al término de la operación de limpieza de arenas.	92
Cuadro 5. Ficha Técnica del Acero 1045	100
Cuadro 6. Ficha Técnica del Cromo Duro	101
Cuadro 7. Ficha Técnica del Bronce	102
Cuadro 8. Ficha Técnica del Níquel	102
Cuadro 9. Ficha Técnica del Tungsteno	103
Cuadro 10. Ficha Técnica del Chronit	104

ABREVIATURAS

%: porcentaje
°: grados
“: pulgadas
°F: grados Fahrenheit
°C: grados Celsius
ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANSI: American National Standards Institute
API: American Petroleum Institute
ASME: American Society of Mechanical Engineers
BBL: barriles
BOPD: barriles de petróleo por día
BPM: barriles por minuto
BS&W: contenido de agua y sedimentos en el petróleo
E&P: exploration and Production
EOR: recuperación mejorada de petróleo
Ft: pies
GRF: gramos fuerza
HV: dureza Vickers
HB: dureza Brinell
Km: kilómetros
LTD: limitada
MD: profundidad medida
mm: milímetros
PSIa: libras por pulgada cuadrada absoluta
POOH: put out of hole (Poner fuera del pozo)
RIH: run in hole (Correr dentro del pozo)
S.A.S: sociedad por Acciones Simplificadas
T: temperatura
VPN: valor presente neto

GLOSARIO

AGUAS ARRIBA: relativo para los equipos, instalaciones o sistemas ubicados antes de un punto de referencia.

AGUAS ABAJO: relativo para los equipos, instalaciones o sistemas ubicados después de un punto de referencia.

AGUJA: componente del choke ajustable, que provee el completo ajuste del flujo controlando su caudal.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: conjunto de condiciones físicas, químicas y ecológicas, bajo las cuales ocurre la depositación de un sedimento. El ambiente determina en gran parte, la naturaleza y propiedades del sedimento depositado. Los ambientes se clasifican en continentales, costeros o transicionales y marinos.

ANTEPAÍS: región relativamente estable que bordea una cadena plegada y hacia la cual convergen las estructuras de esta última, al menos en la región en que se da el contacto entre ambas.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria compacta, conocida por su textura clástico-arenosa, la cual es constituida al menos en su 50% por minerales arcillosos de menos de 4 micras, por filosilicatos como los silicatos de aluminio, magnesio, hierro, entre otros.

ARCO GUÍA: herramienta de la unidad de Coiled Tubing, que sostiene la tubería continua y proporciona el ángulo de dirección necesario para hacerla pasar por el inyector, evitando fatiga en la tubería.

ARENISCA: roca sedimentaria que tiene como textura la detrítica, compuesta por partículas de arenas de tamaño entre un rango de 2 a 0.063 micras, rodeadas de una matriz de cemento, al igual compuesta en pequeñas cantidades de granos de cuarzo y arcilla.

BEAN: dispositivo fabricado en materiales resistentes a altos flujos, atornillado dentro del cuerpo del choke ajustable, que permite controlar el flujo, partiendo de un diámetro de orificio fijo.

BRIDA: perfil utilizado como conexión en las tuberías o equipos asociados para facilitar montaje y desmontaje de los componentes.

CABEZA DE POZO: equipo de control que es instalado en la parte superior de un pozo.

CAMPO: área continental o marina subyacente por estratos de rica que producen petróleo en cantidades que justifican la explotación comercial.

CAPA: unidad litoestratigráfica formal del rango menor con la que se define un estrato dentro de una formación.

CARRETE: mecanismo de almacenamiento de la tubería continúa durante el transporte y como dispositivo de bobinado durante una operación con esta tubería.

CASING: tubería de gran diámetro que proporciona la estabilidad, protección al pozo. Se instala en el proceso de completamiento al hueco.

CHOKE MANIFOLD: conjunto de válvulas de alta presión, utilizado para proporcionar el control de presión de pozo y redireccionamiento del flujo del fluido según necesidad.

CHOKE FIJO: componente del choke manifold también llamado choke positivo, que permite ejercer un control del flujo y de la presión por medio de componentes con diámetros fijos por lo que para cambiar el diámetro de control se debe desmontar el choke y realizar el cambio del componente en su interior.

CHOKE AJUSTABLE: componente del choke manifold también llamado choke variable, que permite ejercer un control del flujo y de la presión por medio de componentes que pueden variar el diámetro de control sin necesidad de desmontar el choke, únicamente por medio de un tipo de dispositivo o ajuste externo.

COILED TUBING: cadena continúa de tubería de diámetro pequeño, que es utilizada para realizar operaciones de completamiento, perforación, reparación y reacondicionamiento a pozos.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: ordenación temporal, de la más antigua a la más moderna, de las unidades estratigráficas existentes en una región.

CONTACTO CONCORDANTE: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas, en la que existe paralelismo entre los materiales infrayacentes y suprayacentes.

CONTACTO DISCORDANTE: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas en la que no guarda paralelismo la estratificación de los materiales infrayacentes y suprayacentes.

CONTADOR: accesorio de la unidad de Coiled Tubing, que se encarga de medir la longitud de tubería que se tiene trabajo dentro de un pozo.

DUREZA BRINELL: escala de medición de la dureza que se realiza según el método de indentación, partiendo de la penetración de un objeto en el material.

EMPAQUE: dispositivo que sirve para formar sellos herméticos en los espacios anulares de un pozo.

ESLABÓN: pieza con forma de aro que enlazada con otras iguales forma una cadena.

ESPACIO ANULAR: espacio entre el pozo y la tubería, por donde un fluido puede fluir.

ESPESOR: distancia existente en un punto dado, entre las superficies que limitan un filón, dique, estrato o conjunto de capas, medida perpendicularmente a la mayor de sus dimensiones.

ESTRATIGRAFÍA: parte de la geología que estudia e interpreta los procesos registrados en las sucesiones sedimentarias, que permite conocer la naturaleza y disposición de las rocas estratificadas, la correlación tanto de los materiales como de los sucesos, y la ordenación temporal correcta de la secuencia de materiales y sucesos.

FACIE: conjunto de caracteres que definen una roca, grupo de rocas o un depósito.

FALLA: fractura del terreno con desplazamiento relativo de las partes separadas.

FALLA NORMAL: falla cuyo bloque elevado es el inferior y su superficie buza hacia el bloque hundido.

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

FRAC TANK: tanque por lo general de forma rectangular con diferentes capacidades, utilizado para almacenar fluidos, para disponerlos a necesidad.

INYECTOR: componente de la unidad de Coiled Tubing, encargado de sostener la tubería continua y proveerle la fuerza necesaria para que pueda ser desplegada o recuperada dentro o fuera de pozo.

KERÓGENO: término que agrupa los productos naturales derivados de la materia orgánica, compuestos por hidrógeno y carbono, fundamentalmente.

LIMOLITA: roca sedimentaria de textura clástica formada por la compactación de un gramo de limo que tiene por tamaño un rango de 0.02 a 0.002 micras, compuesta igualmente por arcilla.

LITOLOGÍA: estudio de las rocas. Se ocupa de su descripción y clasificación (petrografía) y de los mecanismos de formación (petrogénesis). Según el tipo de rocas, esta disciplina se subdivide en ígnea, metamórfica y sedimentaria. La rama experimental simula la formación de rocas en el laboratorio.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica de textura plástica, cuyos componentes tienen un diámetro inferior a 62 micras, compuesta por una consolidación de arcillas en forma de capa.

MICACIAS: es una roca metamórfica que se compone de mica, cuarzo y proporciones menores de otros minerales. Es una de las variedades del esquisto. Su color característico, el gris, se debe a la presencia de mica, tanto moscovita como biotita. Tiene alta esquistosidad debido a la orientación de las escamas de mica.

MIGRACIÓN: desplazamiento de hidrocarburos, petróleo líquido o gas, a través de los poros de las rocas por medios naturales desde la roca madre a la roca almacén. Su velocidad depende de la porosidad y permeabilidad de las rocas, de la viscosidad y temperatura del fluido, y de las presiones existentes.

MORFOLOGÍA: estudio geológico que permite conocer el origen y los cambios a través del tiempo de la superficie terrestre.

PEGA MECÁNICA: condición a la cual una sarta de tubería no puede moverse a lo largo del eje del pozo por restricciones u obstrucciones físicas dentro del hoyo.

PREVENTORAS: conjunto de válvulas que tienen como función controlar la presión de un pozo en cabeza.

POZO PETROLERO: obra de ingeniería construida con el fin de comunicar con la superficie, una fuente de hidrocarburo ubicada en el subsuelo de la tierra.

ROCAS: material sólido que se origina en el interior o en la superficie de la corteza terrestre, como consecuencia de los procesos endógenos o exógenos. En la mayor parte de los casos, está formado por una asociación de minerales de la misma o de distintas especies; excepcionalmente, algunas rocas volcánicas pueden estar formadas por minerales y vidrio o solamente por vidrio.

ROCA GENERADORA: roca de origen sedimentario que se convierte en generadora de hidrocarburos, debido a sus características texturales (grano fino), a su ambiente de formación (medio reductor y condiciones muy precisas de salinidad y batimetría), a su alto contenido en materia orgánica y a haber sufrido una evolución favorable.

ROCA RESERVORIO: roca que, debido a su porosidad y a su permeabilidad elevadas, es capaz de conservar y dejar circular hidrocarburos. Su asociación con una trampa puede dar lugar a un yacimiento petrolífero.

ROCA SELLO: roca que por su escasa permeabilidad o por contener poros de tamaño subcapilar, no permite el paso de un fluido, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento.

SILLA: componente del choke ajustable, que garantiza un sello junto con la aguja dando un control del flujo.

SISTEMA PETROLÍFERO: son los componentes geológicos y los procesos necesarios para genera y almacenar hidrocarburos; esto incluye una roca generadora, un trayecto de migración, una roca yacimiento, una trampa y un sello.

STRIPPER: dispositivo de control primario de presión, diseñado para dar un sello dinámico a la tubería, lo que permite trabajar con el pozo vivo.

TOROIDAL: forma geométrica que se asemeja a las formas cotidianas como las argollas, anillos, aros, etc.

TRAMPA: zona de una roca almacén (porosa y permeable) en la que se acumulan hidrocarburos.

TRANSGRESIÓN: avance de las aguas del mar sobre una región continental; da lugar a una secuencia de depósitos de medios progresivamente más profundos.

VÁLVULA MASTER: válvula colocada en el cabezal de un pozo, que permite controlar el flujo del fluido provenientes del mismo.

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo principal evaluar diferentes materiales que permitieran técnicamente ser utilizados como recubrimiento del equipo Choke Manifold, exactamente a los componentes del bean, silla y aguja que están mayormente expuestos al problema, así mismo cumplir con el objetivo de aumentar la vida útil del mismo.

El equipo en estudio ha sufrido desgaste abrasivo constante en su superficie interna, gracias a la arena que proviene de los pozos inyectoros limpiados por medio del equipo coiled tubing; lo que genera que el porcentaje de eficiencia del equipo y de la operación caiga, además los gastos en mantenimiento se incrementen, lo que para la empresa es considerado un problema que debe ser solucionado.

Para el proyecto se determinaron y propusieron algunos materiales viables para solucionar la problemática como lo es el carburo de tungsteno, el acero chronit y el cromo duro, los cuales fueron sometidos a distintas pruebas para analizar la resistencia al desgaste, encontrando técnicamente al carburo de tungsteno como el material adecuado para satisfacer la necesidad seguido por el cromo duro. Por otro lado, luego de finalizar el análisis técnico se evaluaron los materiales carburo de tungsteno y el cromo duro, como mejores candidatos para satisfacer la necesidad de solución al problema del daño del equipo choke manifold, llegando a una conclusión técnico-financiera aceptable a que el material apropiado será el carburo de tungsteno.

Esta solución se considera la mejor, puesto que con base en los costos de operación con el material actualmente utilizado (acero 1045) el gasto actual disminuiría en casi un 91% y la inversión igualmente será menor, lo que hace que para la empresa ésta sea la opción más atractiva como solución.

Palabras Clave: Cuenca Llanos Orientales, Campo Corcel, Coiled Tubing, Choke Manifold, desgaste abrasivo, materiales recubrimiento.

INTRODUCCIÓN

Un yacimiento inicia su vida con su exploración, allí se puede conocer su área y delimitarlo, luego este será puesto en producción e inicia el desarrollo del mismo. Durante los tiempos tempranos de la producción del yacimiento, puede haber diferentes métodos para que los fluidos lleguen a superficie, en muchos casos pueden darse fuerzas naturales que permitan que el flujo de hidrocarburo se produzca de forma natural, sin embargo, en muchas oportunidades no se presentan dichos métodos, sino que se debe aplicar una fuerza externa al reservorio para obtener el fluido de interés. Algunas técnicas utilizadas luego de que la energía natural o aplicada al pozo no hagan un efecto eficiente en él, son procesos que por nombre tienen Técnicas de Recobro Mejorado (EOR), definidas a su vez, como “cualquier método que usa fuentes externas de energía y/o materiales para recuperar el petróleo que no ha podido ser extraído del reservorio por medios convencionales”¹, en ellas se pueden encontrar métodos como inyección de agua, estimulación con vapor, inyección de polímeros, inyección de gas, entre otros.

Por la falta de energía que existe actualmente en el Campo Corcel, se decide implementar pozos de inyección de agua como método de recobro secundario, lo que ha permitido la mejora de su producción diaria, sin embargo, este método presenta diferentes problemáticas a lo largo del proceso, asociadas a factores como sobrepresiones y cierres continuos de inyección, de estos problemas se trae a lugar el principal presentado en la zona, este problema es el arenamiento en los pozos de inyección, lo que produce una disminución importante de la eficiencia del proceso. Para reestablecer la eficiencia del mismo se tiene como solución realizar periódicamente limpiezas y remoción de los sólidos en estos pozos, mediante operaciones con coiled tubing, esto debido a su fácil manejo, transporte, buen precio y hasta el momento la excelencia y calidad observada en los resultados a través de la historia de ya mencionadas intervenciones.

La heterogeneidad de las partículas presentes en los sedimentos decantados en estos pozos inyectoros, representa un problema más durante la remoción de los mismos unido a su vez con otros factores ya mencionados durante el proceso de limpieza. Estas partículas son un riesgo para los equipos del coiled tubing utilizados en la ejecución de estas limpiezas, pero de estos equipos, el choke manifold es el más estropeado por la inminente abrasión y desgaste en su material gracias a las partículas sólidas provenientes del pozo, haciendo una reducción de la vida útil del equipo, no favorable económicamente para la compañía prestadora de servicios ni funcionalmente para la operación de limpieza por las fallas mecánicas que deja este desgaste y su impedimento en el control adecuado de flujo de fluido en superficie, por lo que se hace necesario un constante cambio de

¹ ECAPETROL. Métodos de recobro mejorado. Recobro mejorado de hidrocarburos escuela de capacitación petrolera, 2011 p3.

los componentes dañados del equipo o el equipo completo, luego de cada operación de limpieza con el fin de asegurar que las operaciones futuras se realicen bajo parámetros de seguridad.

Este trabajo de grado se centra en el análisis del daño ocasionado por las partículas sólidas provenientes del Campo Corcel, en el pozo de inyección X1, al equipo choke manifold del coiled tubing. En este se darán a conocer generalidades del Campo Corcel, características de la arena a tratar, descripción general del coiled tubing, especificaciones y características del equipo choke manifold y la evaluación de posibles alternativas de cambio para aumentar la vida útil del equipo y así disminuir gastos involucrados en el mantenimiento o cambio del mismo; estas analizadas mediante el factor económico Valor Presente Neto VPN y factores técnicos principales, lo que permite determinar la más eficiente en el cumplimiento de las necesidades logrando así el objetivo del proyecto.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico-financieramente alternativas de recubrimiento del equipo Choke Manifold que permita el aumento de su vida útil durante la operación de limpieza de arenas con coiled tubing en el Pozo Inyector X1 del Campo Corcel.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Campo Corcel
2. Describir la caracterización de la arena de la Formación Guayabo por medio de pruebas geológicas de laboratorio.
3. Describir el proceso y condiciones usadas actualmente en la limpieza de arenas con coiled tubing en el Pozo Inyector X1 del Campo Corcel.
4. Evaluar el daño con el que termina el choke manifold, al final de cada operación.
5. Proponer dos (2) alternativas de cambio de material de recubrimiento del choke manifold, en la operación de limpieza de arenas.
6. Realizar pruebas de laboratorio requeridas para el análisis del desgaste de las diferentes alternativas propuestas.
7. Analizar los resultados del desgaste de las diferentes propuestas en el material de recubrimiento del choke manifold, para la selección a nivel de laboratorio.
8. Evaluar la viabilidad financiera de la alternativa del cambio de material de recubrimiento del equipo choke manifold seleccionada, con base a los resultados de las pruebas de laboratorio, mediante la metodología del valor presente neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CORCEL

Con base en los objetivos de este proyecto dentro del siguiente capítulo se exponen aspectos relevantes del Campo asociados con su localización, estratigrafía e historia.

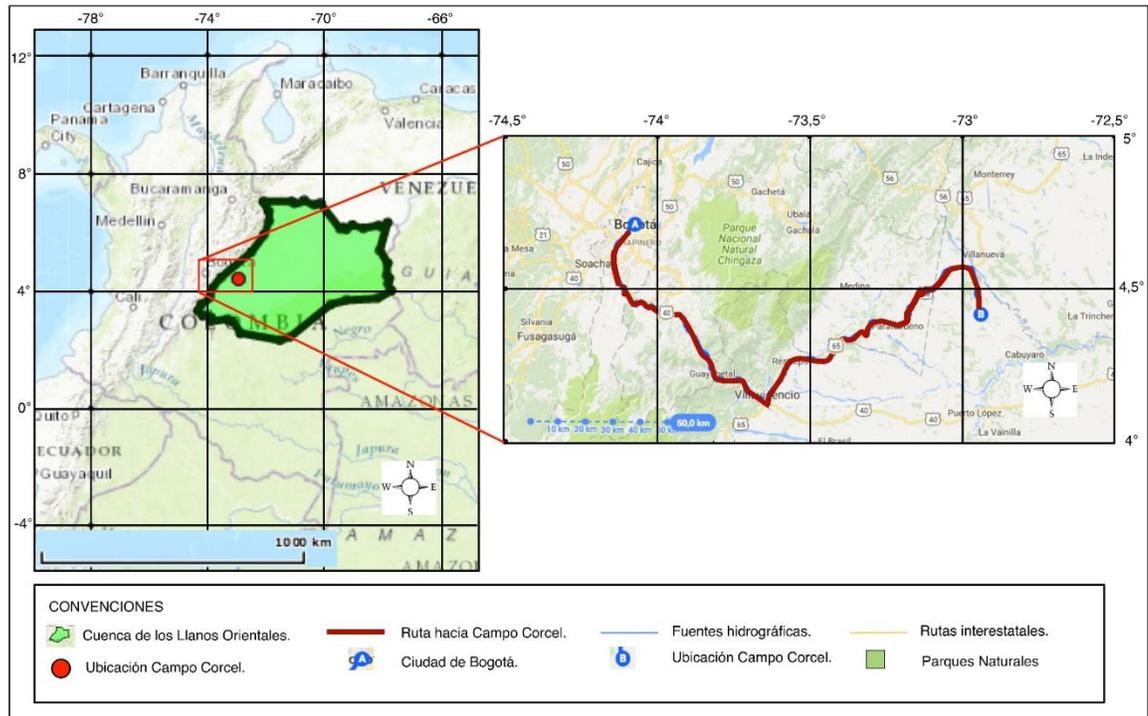
1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Corcel, está ubicado en Colombia en la cuenca de los Llanos Orientales, en el departamento del Meta, municipio Barranca de Upia y cubre una extensión de 225.603Km^2 (22.560.327 hectáreas).

Para acceder al Campo Corcel por vía terrestre, se toma la carretera Bogotá-Villavicencio por espacio aproximado de cinco horas. Se inicia el recorrido saliendo hacia el sur de la capital colombiana tomando la ruta 40 pasando por los municipios de Chipaque, Abasticos, Cáqueza, Quetame, Monterredondo, Guayabetal, Pipiral y por último entrada a Villavicencio. Al estar en la ciudad de Villavicencio se toma la salida hacia el aeropuerto Vanguardia al norte de la ciudad para tomar la ruta 65 Villavicencio – Restrepo, pasando por los municipios de Restrepo hacia la vía Restrepo – Cumaral, luego la vía Cumaral – Santa Cecilia y Cumaral – Paratebuena pasando por los municipios de El Encanto, Paratebuena, Maya y llegada al municipio de Barranca de Upia. Se busca la salida hacia la carretera Barranca de Upia – Cabuyaro, única entrada al campo, a dos horas y media en el kilómetro ocho se encuentra la salida al Campo Corcel, destino final.

El acceso por vía aérea desde el Aeropuerto Internacional El Dorado tiene una duración de entre seis a diez minutos realizando un recorrido de 70 km en línea recta hasta el Aeropuerto Vanguardia de la ciudad de Villavicencio ubicado a las afueras de la misma. Luego tomar vía terrestre, la ruta 65 hacia Barranca de Upia aproximadamente dos horas y media de duración hasta el destino Campo Corcel.

Figura 1. Mapa de la localización del Campo Corcel, cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente.Google Maps. En línea 20 de marzo. Disponible en: www.google.com.co/maps/@3.4919152,-76.1707669,6z. Modificado por el autor.

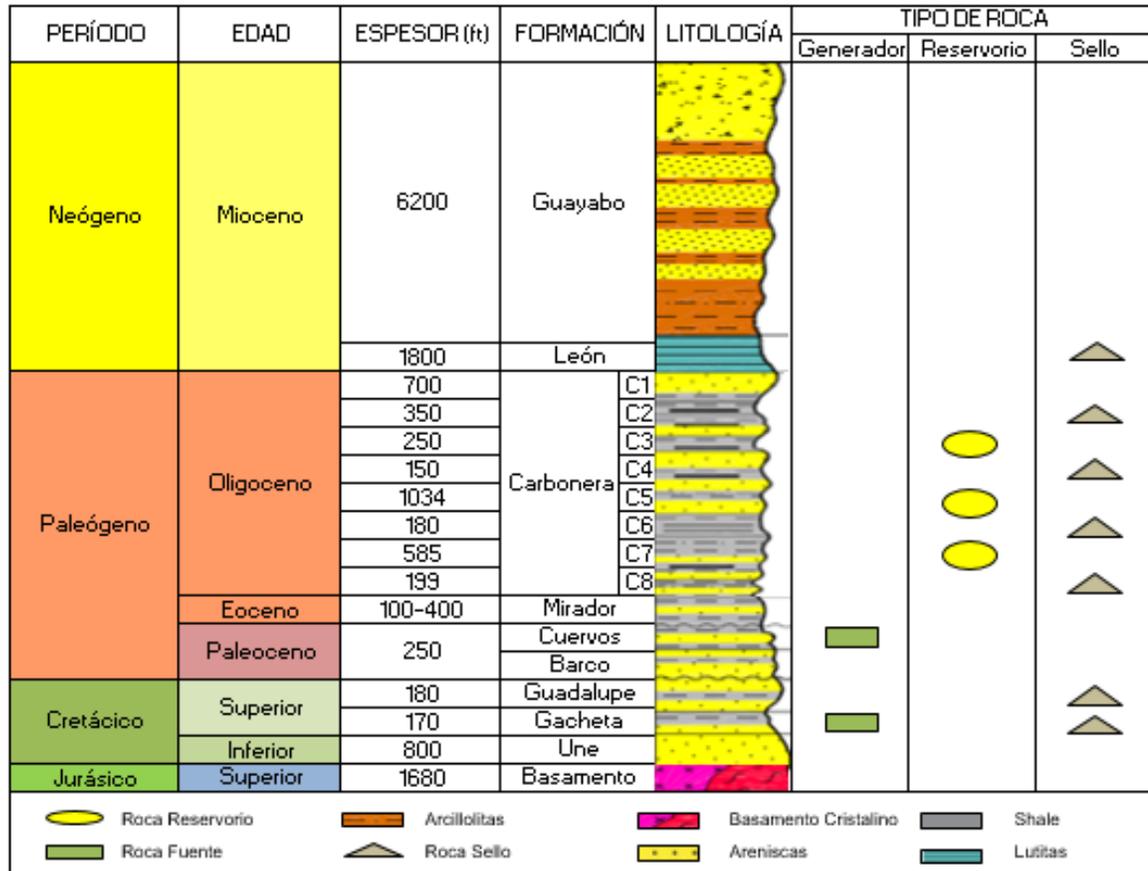
1.2 ESTRATIGRAFÍA Y GEOLOGÍA DEL PETROLEO

La figura 2, presenta la columna generalizada de la cuenca de los Llanos Orientales y del Campo Corcel.

La mayoría de sedimentos que componen la cuenca antepaís corresponden a una facie continental con predominio de areniscas y arcillas de la edad terciaria. En la cuenca se definen dos secuencias, la primera en su parte inferior, principalmente conformada por metasedimentos que han sido encontrados por varios pozos perforados hacia la margen oeste o sureste de la cuenca, al igual que otros exploratorios o estratigráficos, perforados al noreste de la Serranía de la Macarena. En la parte superior de la misma secuencia que ocupa alrededor del 70% de la cuenca se encuentran sedimentos en su mayoría lutitas grises y negras fosilíferas con intercalaciones de limonitas y areniscas; sin embargo, el área del Meta presenta lutitas negras y micacias grises pertenecientes a formaciones como floresta, a pesar de que la mayoría de esta secuencia está ausente de información

y solo algunos pozos como caño limón uno (1), tienen indicios de rocas del devónico-jurásico.

Figura 2 . Columna estratigráfica generalizada de los llanos orientales para Campo Corcel.



Fuente. MOJICA, Jairo. Cuenca de los Llanos Orientales y otros, Op, Cit. 2009. Modificado por el autor.

El Campo Corcel objeto de estudio tal como se aprecia en la Figura 2, perforó las unidades desde el Neógeno (Formación Guayabo), hasta el Jurásico Superior (Basamento), involucrando todas aquellas que tienen alguna relación con la generación y almacenamiento de hidrocarburo en el Campo.

A continuación, se describen brevemente aquellos elementos involucrados en el sistema petrolífero del Campo.

- Roca generadora. La principal roca generadora de la cuenca correspondiente a los niveles lutíticos de la Formación Gacheta, perteneciente al periodo

Cretácico Superior², compuesta por lutitas grisáceas, yendo de tonalidades oscuras a claras; cantidades menos de areniscas, glauconitas en contenidos variables, además de pequeños niveles calcáreos, presenta Kerógeno de tipo II y III, rangos de TOC entre 1 y 3%, un espesor que aumenta hacia el noroccidente teniendo como valor máximo 600 pies, junto a un ambiente de depositación marino continental.

Adicionalmente, se tiene un potencial de roca generadora la Formación Cuervos la cual pertenece a la edad del Paleoceno del periodo Paleógeno, con una composición de limolitas con intercalaciones de areniscas, un espesor de 430 pies, junto a un ambiente de depositación continental fluvial, con un contacto concordante infrayacente con la Formación Barco y en contacto discordante suprayacente con la Formación Mirador.

- Roca Reservorio. La principal roca reservorio de la cuenca corresponde a los niveles de areniscas de la Formación Carbonera unidad C7 perteneciente a la edad Oligoceno del periodo Paleógeno, posee una composición de areniscas de color crema parduzco de granos finos a medios separadas por arcillolitas verduzcas, con un espesor entre 250 y 280 pies, y un ambiente de depositación conocido como marino somero.

Adicional, se tienen potenciales de roca reservorio en las unidades C5 y C3 de la Formación Carbonera. La unidad C5 compuesta por alternancias de areniscas y arcillolitas poco consolidadas y de grano fino con un espesor entre 50 y 300 pies y la unidad C3 que se compone de alternancias de niveles de arenisca fina y gruesa, con algunos pies de limonitas y arcillolitas de color gris, con un espesor entre 150 y 700 pies frente a la montaña.

- Roca Sello. La Formación Gacheta descrita anteriormente en roca generadora se comporta para esta cuenca también como sello intraformacional, como auto-sellante se tiene la Formación Guadalupe perteneciente a la edad del Cretácico Superior, posee una composición secuencial de areniscas blancas con intercalaciones de lutitas y unas capas finas de limonitas, un espesor de aproximadamente 180 pies y un ambiente de depositación marino somero.

Como sellos locales potenciales se tienen las unidades C2, C4, C6 y C8 de la Formación Carbonera cuya composición de lutitas, areniscas y limolitas en su mayoría, la unidad C8 tiene un espesor que varía de 50 a 400 pies y se le adjudica como la continuación de un periodo de transgresión del topa de la Formación Mirador, la unidad C6 tiene un máximo espesor reportado de 600 pies y que hacia el este se reduce casi hasta los 150 pies en la zona central de la cuenca, la unidad C4 tiene un espesor máximo de 700 pies en el

² ANH, CUENCA LLANOS ORIENTALES Integración geológica de la Digitalización y Análisis de núcleos.2012 p47.

Piedemonte Llanero, la unidad C2 tiene un espesor entre 100 y 200 y se le asocia un ambiente de depositación a un deltaico.

Finalmente, el sello regional de la cuenca correspondiente a los niveles arcillosos de la edad Mioceno del periodo Neógeno de la Formación León, la cual es representada por arcillas y una capa gruesa de lutitas grises, un espesor de 1800 pies y un ambiente asociado a la última invasión de los mares terciarios en esta cuenca.

- Entrampamiento y Migración. La Cuenca de los Llanos Orientales concentra su exploración en los anticlinales dados por la falla inversa y su estructura de bajo relieve, dando como objetivo una trampa de tipo estratigráfica, esto según la ANH³.

De la migración hasta el momento han sido reportadas dos rutas de migración una durante el Eoceno superior–Oligoceno, y la segunda que continua en la actualidad tuvo su inicio en el Mioceno, esta primera migración inicia en la generación de petróleo en la Roca Generadora y luego viaja a otra formación la cual se compone de areniscas de alta porosidad y la segunda migración se muestra en un viaje del petróleo dentro del yacimiento, gracias al buzamiento característico de las capas geológicas de la Cuenca⁴.

1.3 ANTECEDENTES E HISTORIA DE PRODUCCIÓN

En junio del año 2005 bajo el contrato -CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS –CORCEL– BLOQUE CORCEL–, con la ANH, Petrominerales Colombia LTD sucursal Colombia actual Pacific Exploration & Production, inicia las actividades de exploración pactadas para seis años, y visualización general del Campo con un área contratada de treinta y dos mil trecientas (32.300) hectáreas.

El Campo Corcel, se descubre comercial con el Pozo Corcel A1 en Julio del 2007, realizando una propagación de perforación de más de veinte pozos, en alrededor de tres años y medio, con un total de 48 millones de barriles de reservas de petróleo, además de la adquisición de más de 500 km² de sísmica 3D. Posteriormente gracias al descubrimiento de más estructuras de petróleo en esta zona, el campo se ha subdividido en más pozos como el Corcel A, Corcel B, Corcel C, Corcel D, Corcel E, Corcel F, Corcel G y el ultimo descubierto Corcel Noreste a lo largo de aproximadamente cuatro años. Este campo posee un promedio de producción de 10000 BOPD, con un promedio en gravedad API de 30°, siendo las principales zonas de producción los niveles arenosos de las formaciones Mirador, Guadalupe, y arenas inferiores del Paleozoico.

³ ANH. Llanos Orientales Open Round 2010, información geológica y geofísica, Op, Cit. 2010.

⁴ MOJICA, Jairo. Cuenca de los Llanos Orientales y otros, Op, Cit. 2009.

Aunque el campo se ha convertido en una plataforma de producción significativa, para el 2016 la ANH publica una producción fiscalizada de petróleo en este campo de 1252 BOPD de los pozos Corcel C, D y E, ya que algunos otros actualmente se han probado para ser inyectoras, de igual forma todavía existe terreno por explorar en el bloque. Se tienen altas perspectivas de perforación en el bloque durante muchos años, ya que todavía falta por explorar un 80% del campo. A junio del 2017 el Campo Corcel se encuentra produciendo bajo el contrato de la compañía operadora Petrominerales Colombia LTD sucursal Colombia actual Pacific Exploration & Production.

2. CARACTERIZACIÓN DE LA ARENA DE LA FORMACIÓN GUAYABO Y DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LIMPIEZA DE POZOS INYECTORES CON COILED TUBING

En este capítulo, se describirán las características relacionadas a la arena de la Formación Guayabo de la cuenca de los Llanos Orientales principal generadora de las partículas que ocasionan los daños por erosión a los equipos en superficie durante la limpieza de arena del pozo inyector, proceso que a su vez de desglosará y explicará a lo largo del capítulo.

2.1 CARACTERIZACIÓN DE LA ARENA DE LA FORMACIÓN GUAYABO

La Formación Guayabo⁵ está constituida por areniscas de tamaños desde finos hasta muy gruesos, además de una serie de arcillolitas de colores grises a rojizos; debido a que está posee influencia marina y hacia el tope influencia fluvial-continental, existen tamaños de granos finos en su estructura. Durante algunas operaciones desarrolladas en pozos inyectores del Campo Corcel, se recopilaron muestras posteriores a la limpieza de los sólidos sedimentados en el fondo con el fin de realizar pruebas que permitieran caracterizar el tamaño y la morfología de estos sólidos, y con ello poder determinar la causa del daño por erosión a los equipos de control durante la operación de limpieza. La que empresa TGT Gama dispuso de sus equipos para el desarrollo de dos pruebas principales, la de tamizado y la de análisis morfológico por medio de un microscopio Nikon 40x. A continuación, se muestra en la figura 3, la imagen correspondiente al equipo con la columna de tamices.

⁵ INGRAIN. Digital Rock Physics Lab. Cuenca Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. ANH-HALLIBURTON. 2012. p52.

Figura 3. Columna de tamices para análisis granulométricos



Fuente: PC QUIMICA Y CIA SAS. Agitadoras de tamices. En línea 12 de julio. Disponible en:
www.pcquimica.com/productos-tamizado-agitadoras.html

Para determinar algunos parámetros característicos de los sedimentos del subsuelo se deben realizar análisis granulométricos que determinan tanto el origen, como las propiedades mecánicas y el cálculo de la cantidad de granos con cada uno de los tamaños pertenecientes a una escala granulométrica. El análisis granulométrico más básico consiste en hacer pasar la muestra por medio de un conjunto de mallas con diferentes tamaños de hoyo, con el fin de que actúe como un colador y separe las partículas con diferentes diámetros, a este mecanismo se le llama columna de tamices.

Figura 4. Tamices normalmente utilizados



Fuente: TGT Gama.

En el tope de la columna se ensambla la malla con mayor diámetro y se va disminuyendo el mismo con diferentes mallas hacia la base de la estructura. Se somete todo el conjunto a una serie de vibraciones con el fin de que se filtren las partículas en cada una de las mallas; al final, se recogen los granos de cada filtro y se suman para obtener el peso inicial de la muestra, cumpliendo así con la ley de conservación de la masa. Las mallas que son utilizadas generalmente poseen numeración ya establecida y hace referencia a la cantidad de orificios por pulgada que tiene cada malla. Durante el análisis para la muestra de arena de la Formación Guayabo se realizó una configuración de mallas 80, 100, 120 y 200, desde el tope hasta la base del equipo, además se dispuso un papel blanco en el fondo para retener las partículas más pequeñas luego del proceso.

Las dimensiones de las mallas se encuentran plasmadas en diversas normativas tales como la ASTM E11 - noviembre de 2010, donde se especifican los diámetros de abertura de los espacios que se originan dependiendo de número de malla estipulado por la norma como se denota en la tabla 1.

Tabla 1. Dimensiones nominales de mallas

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	
Sieve Designation	Standard	Alternative	Nominal Sieve Opening (In.)	±Y Variation for Average Opening	+X Maximum Variation for Opening	Resulting Maximum Individual Opening	Compliance Sieves		Inspection Sieves		Calibration Sieves		Typical Wire Diameter	Permissible Range of Choice	
							Sample Openings per 100 ft ²	Maximum Standard Deviation	Sample Openings per Sieve	Maximum Standard Deviation	Sample Openings per Sieve	Maximum Standard Deviation		Min	Max
millimetre			Inches	millimetre	millimetre	millimetre							millimetre		
125	5 in.	5	3.66	4.51	129.51	20	-	all	-	all	-	8	6.8	9.2	
106	4.24 in.	4.24	3.12	3.99	109.99	20	-	all	-	all	-	6.3	5.4	7.2	
100	4 in.	4	2.94	3.82	103.82	20	-	all	-	all	-	6.3	5.4	7.2	
90	3½ in.	3.5	2.65	3.53	93.53	20	-	all	-	all	-	6.3	5.4	7.2	
75	3 in.	3	2.22	3.09	78.09	20	-	all	-	all	-	6.3	5.4	7.2	
63	2½ in.	2.5	1.87	2.71	65.71	20	-	all	-	all	-	5.6	4.8	6.4	
53	2.12 in.	2.12	1.58	2.39	55.39	20	-	all	-	all	-	5	4.3	5.8	
50	2 in.	2	1.49	2.29	52.29	20	-	all	-	all	-	5	4.3	5.8	
45	1¾ in.	1.75	1.35	2.12	47.12	20	-	all	-	all	-	4.5	3.8	5.2	
37.5	1½ in.	1.5	1.13	1.85	39.35	20	1.374	all	-	all	-	4.5	3.8	5.2	
31.5	1¼ in.	1.25	0.95	1.63	33.13	20	1.066	all	-	all	-	4	3.4	4.6	
26.5	1.06 in.	1.06	0.802	1.44	27.94	20	0.869	15	0.584	all	-	3.55	3	4.1	
25	1.00 in.	1	0.758	1.38	26.38	20	0.823	15	0.553	all	-	3.55	3	4.1	
22.4	¾ in.	0.875	0.681	1.27	23.67	150	0.734	15	0.493	all	-	3.55	3	4.1	
19	¾ in.	0.750	0.579	1.13	20.13	150	0.622	15	0.418	30	0.446	3.15	2.7	3.5	
16	¾ in.	0.625	0.490	0.99	16.99	150	0.527	15	0.354	30	0.379	3.15	2.7	3.6	
13.2	0.530 in.	0.530	0.406	0.86	14.06	150	0.441	15	0.296	30	0.316	2.8	2.4	3.2	
12.5	½ in.	0.500	0.385	0.83	13.33	150	0.421	15	0.283	30	0.302	2.5	2.1	2.9	
11.2	¾ in.	0.438	0.346	0.77	11.97	150	0.382	15	0.256	30	0.274	2.5	2.1	2.9	
9.5	¾ in.	0.375	0.295	0.68	10.18	150	0.330	15	0.222	30	0.237	2.24	1.9	2.6	
8	¾ in.	0.312	0.249	0.60	8.60	150	0.284	15	0.191	30	0.204	2	1.7	2.3	
6.7	0.265 in.	0.265	0.210	0.53	7.23	150	0.245	15	0.164	30	0.175	1.8	1.5	2.1	
6.3	¼ in.	0.250	0.197	0.51	6.81	150	0.233	15	0.157	30	0.167	1.8	1.5	2.1	
5.6	No. 3½	0.223	0.176	0.47	6.07	150	0.211	15	0.142	30	0.151	1.6	1.3	1.9	
4.75	No. 4	0.187	0.150	0.41	5.16	150	0.182	15	0.123	30	0.131	1.6	1.3	1.9	
4	No. 5	0.157	0.127	0.37	4.37	150	0.161	15	0.108	30	0.115	1.4	1.2	1.7	
3.35	No. 6	0.132	0.107	0.32	3.67	200	0.138	20	0.097	40	0.103	1.25	1.06	1.5	
2.8	No. 7	0.110	0.090	0.29	3.09	200	0.121	20	0.085	40	0.090	1.12	0.95	1.3	
2.36	No. 8	0.0937	0.076	0.25	2.61	200	0.104	20	0.073	40	0.077	1	0.85	1.15	
2	No. 10	0.0787	0.065	0.23	2.23	250	0.094	25	0.068	50	0.072	0.9	0.77	1.04	
1.7	No. 12	0.0661	0.056	0.20	1.90	250	0.081	25	0.059	50	0.062	0.8	0.68	0.92	
1.4	No. 14	0.0555	0.046	0.18	1.58	400	0.071	40	0.055	80	0.057	0.71	0.6	0.82	
1.18	No. 16	0.0469	0.040	0.16	1.34	400	0.063	40	0.049	80	0.051	0.63	0.54	0.72	
1	No. 18	0.0394	0.034	0.14	1.14	400	0.055	40	0.042	80	0.044	0.56	0.48	0.64	
micrometre			Inches	micrometre	micrometre	micrometre							millimetre†		
850	No. 20	0.0331	29.1	127	977	400	48.76	40	37.73	80	39.36	0.5	0.43	0.58	
710	No. 25	0.0278	24.7	112	822	500	42.63	50	33.82	100	35.14	0.45	0.38	0.52	
600	No. 30	0.0234	21.2	101	701	500	38.00	50	30.14	100	31.32	0.4	0.34	0.46	
500	No. 35	0.0197	18.0	89	589	600	33.23	60	26.85	120	27.82	0.315	0.27	0.36	
425	No. 40	0.0165	15.5	81	506	600	29.95	60	24.20	120	25.08	0.28	0.24	0.32	
355	No. 45	0.0139	13.3	72	427	800	26.45	80	21.95	160	22.64	0.224	0.19	0.26	
300	No. 50	0.0117	11.5	65	365	800	23.70	80	19.66	160	20.29	0.2	0.17	0.23	
250	No. 60	0.0098	9.9	58	308	800	21.02	80	17.44	160	17.99	0.16	0.13	0.19	
212	No. 70	0.0083	8.7	52	264	800	18.79	80	15.59	160	16.08	0.14	0.12	0.17	
180	No. 80	0.0070	7.6	47	227	1000	16.85	100	14.24	200	14.65	0.125	0.106	0.15	
150	No. 100	0.0059	6.6	43	193	1000	15.30	100	12.93	200	13.30	0.1	0.085	0.115	
125	No. 120	0.0049	5.8	38	163	1000	13.51	100	11.41	200	11.74	0.09	0.077	0.104	
106	No. 140	0.0041	5.2	35	141	1000	12.39	100	10.47	200	10.77	0.071	0.06	0.082	
90	No. 170	0.0035	4.6	32	122	1000	11.27	100	9.53	200	9.80	0.063	0.054	0.072	
75	No. 200	0.0029	4.1	29	104	1000	10.23	100	8.64	250	9.02	0.05	0.043	0.058	

Fuente: AMERICAN SECTION OF THE INTERNATIONAL ASSOCIATION FOR TESTING MATERIALS. Dimensiones nominales y variaciones admisibles para el paño de tamiz y los tamices de prueba de cumplimiento, inspección y calibración. ASTM, 2010. p2. (ASTM E11-09)

Se observa que para la malla de 80 se tiene una abertura nominal de orificio de 0,007 pulgadas (0,1778 mm), para la malla de 100 una abertura de 0,0059 pulgadas (0,14986 mm), para la malla de 120 una abertura de 0,0049 pulgadas (0,12446 mm) y para la malla de 200 una abertura de 0,0029 pulgadas (0,07366 mm).

Partiendo de la información anterior y basándose en la información de la NORMA TÉCNICA COLOMBIANA⁶, se estipula que los tamaños de las partículas provenientes del suelo son:

- Grava: partículas de roca que pasan por un tamiz de 75 mm y son retenidas en el tamiz de 4,75 mm (No. 4), con las siguientes subdivisiones:
 - ✓ Gruesa: pasa el tamiz de 75 mm y es retenida en el tamiz de 19 mm
 - ✓ Fina: pasa el tamiz de 19 mm y es retenida en el tamiz de 4,75 mm (No. 4).

- Arena: partículas de roca que pasan el tamiz de 4,75 mm (No. 4) y son retenidas en el tamiz de 75 mm (No. 200), con las siguientes subdivisiones:
 - ✓ Gruesa: pasa el tamiz de 4,75 mm (No. 4) y es retenida en el tamiz de 2,0 mm (No. 10).
 - ✓ Media: pasa el tamiz de 2,00 mm (No. 10) y es retenida en el tamiz de 425 μ m (No. 40).
 - ✓ Fina: pasa el tamiz de 425 μ m (No. 40) y es retenida en el tamiz de 75 μ m (No. 200).

- Arcilla: suelo formado por partículas que pasan el tamiz de 75 μ m (No. 200), y que presenta plasticidad (propiedades similares a la masilla) dentro de un rango de contenido de agua y exhibe una considerable resistencia al corte cuando se seca al aire. Para efectos de clasificación una arcilla es un suelo finogranular o la porción finogranular de un suelo, con un índice de plasticidad igual o superior a 4 y en el que los valores de índice de plasticidad y límite líquido quedan sobre o por encima de la línea A, en la carta de plasticidad de Casagrande.

- Limo: suelo formado por partículas que pasan el tamiz de 75 μ m (No. 200), y que presenta una plasticidad baja o nula y exhibe poca o ninguna resistencia cuando se seca al aire. Para efectos de clasificación, un limo es un suelo finogranular o la fracción finogranular de un suelo, con un índice de plasticidad menor de 4 y en el que los valores de índice de plasticidad y límite líquido quedan por debajo de la línea A, en la Carta de Plasticidad de Casagrande.

Basados en la información recopilada anteriormente, la interpretación de los resultados de las pruebas de laboratorio realizadas a la arena proveniente de la limpieza de tres pozos inyectoros del sector del Campo Corcel se tienen los siguientes datos donde los valores están dados en porcentaje en volumen:

⁶ NORMA TÉCNICA COLOMBIANA. Clasificación de suelos para propósitos de ingeniería (Sistema de clasificación unificada de suelos). NTC, 2000. p3. (NTC1504).

Tabla 2. Resultados prueba de tamizado para las arenas de tres pozos inyectores del Campo Corcel.

Pozo	M80 (%vol)	M100 (%vol)	M120 (%vol)	M200 (%vol)
X1	50	20	10	10
X2	40	20	25	10
X3	45	20	10	15
Promedio	45	20	15	11.7

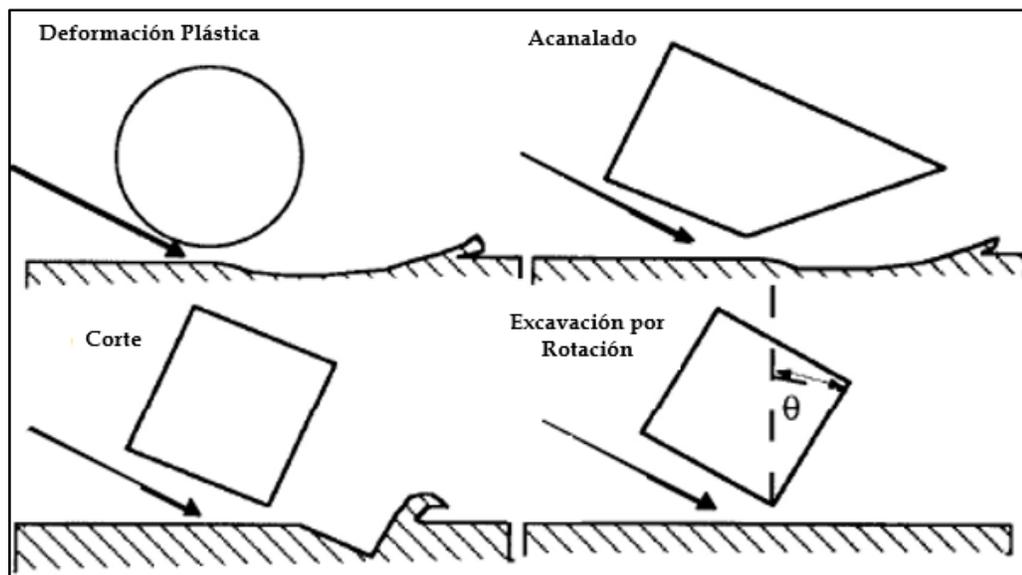
Los indicativos de M80, M100, M120 Y M200 hacen referencia a las mallas utilizadas, sus respectivos valores son los porcentajes de volumen que quedan atrapados en cada uno de los filtros y al final se presenta un promedio de los pozos puestos a muestreo.

Los valores resultantes de los análisis muestran que la mayor cantidad de partículas de cada muestra son de alrededor de un tamaño de 0,1778 mm, puesto que quedan en el primer filtro de 80, debido a que la suma de los valores promedio no llega a un 100 %, alrededor del restante 10% hace alusión a las partículas que no fueron bloqueadas por la malla de 200 y que cayeron a el papel filtro, estas presentan tamaños cercanos a los 0,0768 mm, correspondientes a la clasificación según la NORMA TÉCNICA COLOMBIANA de grano limo-arcilla.

Dentro de los análisis granulométricos se encuentra el que quizá es más relevante en el estudio del proyecto, es el análisis de la esfericidad y la redondez de las partículas. Según el estudio de M. Vincent, H Miller, D. Milton, P. Kufman.⁷ La erosión en las superficies de materiales dúctiles se da en mayor proporción cuando el flujo es paralelo o de lado sobre el material. La deformación de los materiales se puede producir por impactos perpendiculares, o cuando la energía cinética de las partículas supera el punto de cedencia del material, sin embargo, el mayor daño ocurre cuando el ángulo de impacto es bajo. Los principales mecanismos de la erosión en materiales dúctiles bajo condiciones de abrasión son: Deformación Plástica, Acanalar, Corte, Excavación debido a rotación; así como se ilustra en la siguiente figura.

⁷ M. C. Vincent, H.B. Miller, D. Milton- Taylor, P. B. Kufman. Erosion by Proppant: A Comparison of the Erosivity of Sand and Ceramic Proppants During Slurry Injection and Flowback of Proppant. SPE.CARBO Ceramics. Inc. 2004. p2

Figura 5. Mecanismos de erosión en materiales dúctiles.



Fuente: M. C. Vincent, H.B. Miller, D. Milton- Taylor, P. B. Kufman. Erosion by Proppant: A Comparison of the Erosivity of Sand and Ceramic Proppants During Slurry Injection and Flowback of Proppant. SPE.CARBO Ceramics. Inc. 2004. p2. Modificado por el autor.

Teniendo en cuenta lo anterior, es de vital importancia determinar la morfología de los granos pertenecientes a la formación en cuestión. Se utiliza un microscopio Nikon de 40x de la empresa TGT Gama, que se puede observar en la figura 6, que permite observar de manera detallada la geometría predominante y así concluir si esta determina el alto efecto de erosión en las superficies internas de las partes que componen los chokes fijos y ajustables del equipo de control choke manifold.

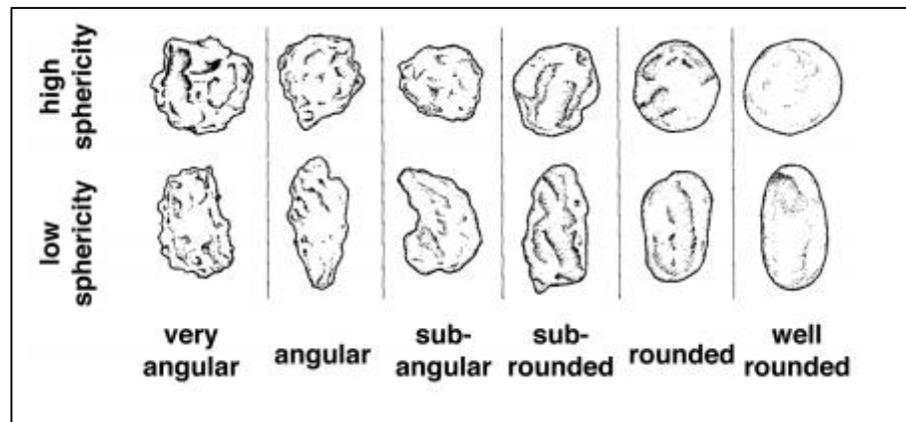
Figura 6. Microscopio Nikon 40x



Fuente: TGT Gama.

Según la escala de Powers modificada en 1953 donde se puede clasificar la redondez de los granos de arenas como se observa en la figura 7.

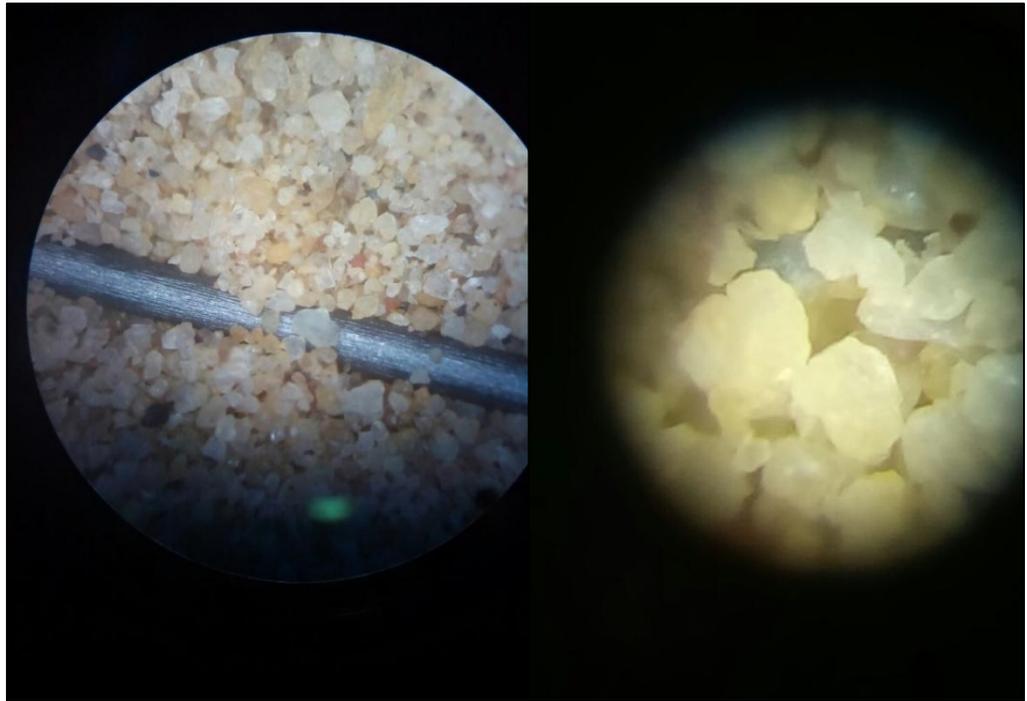
Figura 7. Escala de Redondez Powers 1953



Fuente. POWERS. MC. A new roundness scale for sedimentary particles. Journal of Sedimentary Research. 1953. p117-119.

Basados en lo anterior, se realizaron las pruebas con el microscopio de 40x obteniendo las siguientes imágenes de las muestras de los pozos analizadas.

Figura 8. Muestras de las arenas de los pozos examinados bajo microscopio Nikon 40x



Fuente: TGT Gama.

Se puede determinar que es una arena cuarzosa, la barra que se observa, es una mina de tamaño 0.5 milímetros que se utiliza como escala, para determinar que el tamaño de grano predominante es fino a muy fino. El tamaño medio es angular a subangular mientras que localmente se muestran granos subsféricos; en general se puede concluir que las muestras están compuestas por granos angulosos y en menor proporción se observan granos redondeados y subredondeados.

Partiendo de esta información y teniendo en cuenta que el desgaste abrasivo se puede observar mayormente cuando la morfología del grano es muy irregular, la arena proveniente de la formación guayabo puede considerarse altamente abrasiva, por lo que los equipos expuestos a ella durante la operación de limpieza en pozos inyectoros, pueden sufrir daños severos debido a lo anteriormente descrito.

2.2 LIMPIEZA DE ARENAS EN POZOS PETROLEROS

La limpieza de sólidos de los pozos es de gran importancia puesto que de ello depende la efectiva producción de los fluidos del yacimiento o la garantía de la eficacia de un proceso que se realice en el pozo. Para ello existen gran cantidad de métodos utilizados, pero a razón de que este proyecto no tiene como fin abordar diferentes métodos de limpieza se exponen brevemente algunos métodos comúnmente utilizados.

La mayoría de procedimientos utilizan circulación de dos maneras para extraer los sólidos sedimentados. Una de manera directa, que equivale a suplir fluido por medio de la tubería de trabajo hacia el pozo y un flujo de retorno a través del espacio anular del mismo hacia superficie; y la otra es de manera inversa, donde se produce una inyección de fluido a través del anular del pozo donde los retornos llegan a la superficie por medio de la tubería de trabajo. Estos métodos en ocasiones no logran que la operación sea eficiente y en cambio pueden causar daños a la formación en cuestión. Existen otro tipo de métodos que ayudan a disminuir los daños a la formación y a mejorar los tiempos de procedimiento de la operación, como lo es el uso de una unidad de Coiled Tubing para realizar este proceso.

2.3 MÉTODOS COMÚNES DE LIMPIEZA DE ARENAS

2.3.1 Limpieza de arena con unidad de Workover. Normalmente este tipo de operaciones se llevan a cabo con un equipo llamado Unidad de Reacondicionamiento a pozos. Consta de un equipo muy similar a un taladro de perforación, solo que es más fácil de instalar toma menos tiempo, y su tamaño es significativamente menor, además de que puede ser transportado rápidamente. Consta de tuberías de trabajo y equipo dispuestos para diversas operaciones, tales como bombas, equipos de potencia entre otras. La figura 9, muestra un equipo regular utilizado en reacondicionamiento de pozos, que consta de la ayuda de tuberías de trabajo.

Figura 9. Unidad de Reacondicionamiento a pozos.

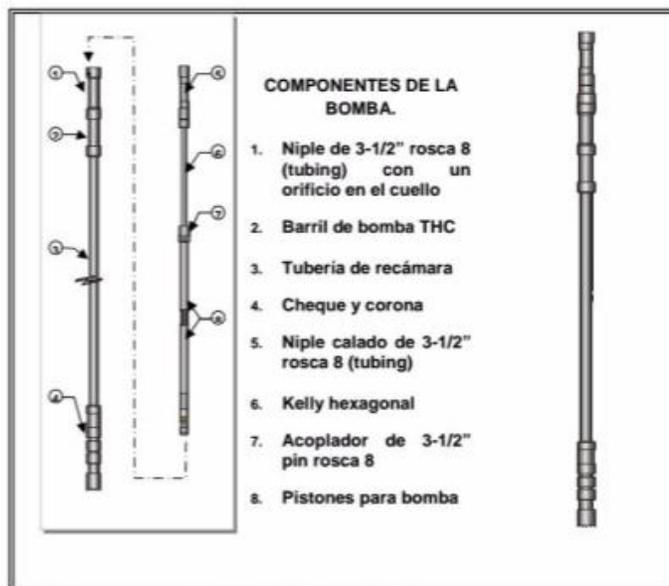


Fuente. JEREH OIL & GAS EQUIPMENT. Workover Operation. En línea 14 de junio 2017. Disponible en: (go.jereh.com/Product/Workover-operation-device-with-pressure-711.html)

2.3.1.1 Limpieza de Arena Mediante Bomba Desarenadora. El primero es la utilización de un equipo de reacondicionamiento a pozos, un equipo similar a un equipo de perforación, con la diferencia de tamaños y de usos. Los trabajos más comunes con este tipo de equipos son la limpieza de arenas mediante una herramienta llamada bomba desarenadora.

Esta herramienta trabaja en el fondo de la tubería donde se acumula la arena en las recamaras de la bomba, luego de esto se saca toda la tubería y se descargan los sólidos recuperados; esta misma operación se realiza las veces que se necesite. Se debe tener en cuenta que el diámetro de la tubería está sujeto al diámetro existente en la tubería de revestimiento. Se acostumbra a bajar de 10 a 12 tubos dependiendo el diámetro de la bomba.

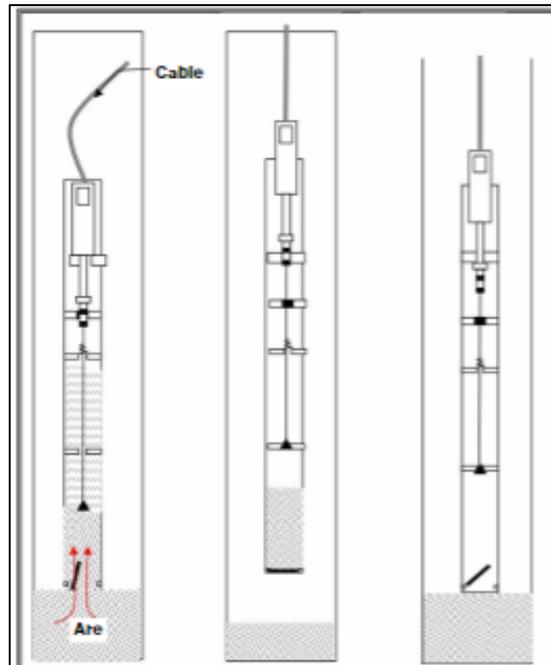
Figura 10. Bomba desarenadora de 3 1/2”



Fuente. MAYORGA Henry, QUEVEDO Andrés. Limpieza de Arena en Pozos Petroleros. Villavicencio-Meta. 2009. p41. Trabajo de grado Técnico en perforación y completamiento de pozos petroleros. Corporación Institucional del Petróleo "COINSPETROL" Ltda.

2.3.1.2 Limpieza de Arena Mediante Bomba Cavins. Existe otro tipo de bomba que realiza un procedimiento similar al de la bomba desarenadora su nombre es Bomba Cavins (CAVINS HYDROSTATIC BAILER). Esta bomba está conectada a una serie de tuberías que son bajadas al pozo mediante una unidad de reacondicionamiento. Este tipo de herramienta necesita la misma columna de fluido para que aporte la fuerza hidrostática necesaria y realizar la operación, por lo que se recomienda que el pozo este lleno con al menos unos 500 pies de fluido. Posee una cámara en fondo que se abre desde superficie mediante una serie de elementos, con el fin de que en fondo se cree un diferencial de presión que establezca un flujo de líquido que a su vez lleve los sólidos hacia la recámara. La bomba es bajada al pozo mediante un equipo de Sand-line para luego subir la herramienta y realizar la operación de nuevo, las veces que sea necesario.

Figura 11. Proceso que utiliza la Bomba Cavins



Fuente. MAYORGA Henry, QUEVEDO Andrés. Limpieza de Arena en Pozos Petroleros. Villavicencio-Meta. 2009. p48. Trabajo de grado Técnico en perforación y completamiento de pozos petroleros. Corporación Institucional del Petróleo "COINSPETROL" Ltda.

2.3.2 Limpieza de arena con unidad de Flush by. La operación de limpieza de ripsos mediante el uso de la unidad de Flush by o varillero se realiza con un equipo bastante autónomo que pueden operar en varios servicios como lavado de tubería, pruebas de presión, inyección de fluidos, pescas, entre otros. Se compone de un set de varillas las cuales se conectan a medida que se van bajando al pozo para llevar a cabo cualquier operación, así mismo cuenta con dispositivos de seguridad o preventores, y un tanque con determinada capacidad, además de un mástil, un bloque viajero y bombas triplex para el bombeo de fluidos. En la Figura 12, se muestra una unidad de Flush by o varillero, cuya tubería de trabajo son varillas de menor diámetro con relación a tuberías normales.

Figura 12. Unidad de Flush by o varillero.



Fuente. GRUPO GLOSTORA INC SA DE CV.
Equipos de Flush by. En línea 15 de
junio 2017. Disponible en:
(www.grupoglostora.com/terminacion.html)

2.3.3 Limpieza de arena mediante Coiled Tubing. La limpieza de arenas mediante una unidad de Tubería Flexible o Coiled Tubing se realiza con un equipo autónomo, fácilmente transportable que inyecta y recupera tubería flexible enrollada en un carrete, en una tubería de mayor diámetro como la tubería de producción o de revestimiento. Una de las ventajas es que el equipo permite realizar la operación en pozos vivos es decir sin controlar la presión en cabeza. Es el método que ha tomado más fuerza en los últimos años en la industria petrolera, se estima que un 30% de las operaciones realizadas en reacondicionamiento a pozos son realizadas mediante tubería flexible. Actualmente es el método utilizado para las operaciones de limpieza de sólidos en pozos inyectoros del Campo Corcel puesto que para la compañía operadora le representa menos tiempos de operación, aunque el costo sea elevado.

Figura 13. Unidad de Coiled tubing



Fuente. Guacamayas Oil Services S.A.S.
Unidad de Coiled tubing

En el cuadro 1, se muestra un cuadro comparativo de las aplicaciones, ventajas y desventajas de los métodos comúnmente utilizados para realizar operaciones de limpieza de arenas en pozos petroleros.

Cuadro 1. Cuadro comparativo métodos de limpieza de arenas.

MÉTODO DE LIMPIEZA	APLICACIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
BOMBA DESARENADORA	-Eficiencia de circulación es baja	- Formacion no se expone a fluidos	- Requiere conexiones de tubería
	- Inyección de Fluidos afectan a la formación	- Efecto más duradero	- Altos tiempos de ensamble de la unidad - Mayor tiempo de operación
BOMBA CAVINS	- Nivel de fluido bajo en el pozo	- Formacion no se expone a fluidos	- Requiere conexiones de tubería
	-Eficiencia de circulación es baja	- Efecto más duradero	-El pozo debe estar lleno de fluido o minimo 500 pies de líquido
	- Inyección de Fluidos afectan a la formación	- Trabaja con diferencial de presión	- Mayor tiempo de operación
COILED TUBING	- Altos perfiles de desviación en los pozos	- No se necesitan	- La tubería es susceptible en mayor medida al desgaste y fatiga
	- Velocidades de retorno en el anular bajas	- Bajos tiempos de operación	- Longitud limitada dependiendo el carrete
	- Variado tamaño de partículas	- No requiere matar el pozo para trabajarlo	- Altas Perdidas de presión
	- Necesidad de circulación continua	- Daño de formación se minimiza	- No puede ser rotada en superficie
Flush by	- Posee aplicaciones mas orientadas a operaciones que conlleven el uso de varillas como cambio de bombas, pesca de varillas, entre otras	- Rapidez de trabajos	- No puede succionar e inyectar al mismo tiempo
		- Unidad compacta y autotransportable	- Límites de profundidad de 2500 metros
		- Fácil y rapida instalación	- No puede sacar tubería de producción
		- Equipos sencillos	

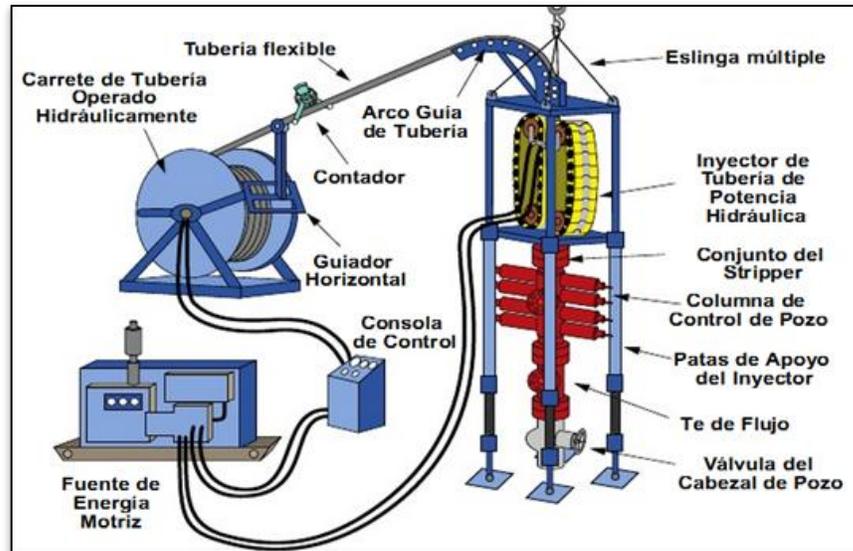
2.4 DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD DE COILED TUBING

Para efectos de este proyecto se describen con detenimiento las partes más importantes de una unidad de Coiled Tubing.

La unidad de Coiled Tubing esta hecha de metal de diámetros entre 9 y 88,9 milímetros, es utilizada para realizar operaciones en hueco revestido tales como, limpiezas, pesca, fracturamiento, acidificación, toma de registros incluso operaciones de perforación. La tubería flexible es una tubería electro soldada, fabricada con una costura longitudinal única, formada por una soldadura de inducción de alta frecuencia, sin adición de metal de relleno.

2.4.1 Sistema de Accionamiento

Figura 14. Componentes generales de una operación de Coiled Tubing.



Fuente. GUACAMAYA OIL SERVICES S.A.S. Introducción al Coiled Tubing. 2015. p21

2.4.1.1 Cabeza del inyector. El inyector de coiled tubing es el componente usado para agarrar la tubería de longitud continua y proveer las fuerzas necesarias para desplegar y recuperar el tubo dentro y fuera del pozo. El conjunto del inyector está diseñado para efectuar tres funciones básicas.

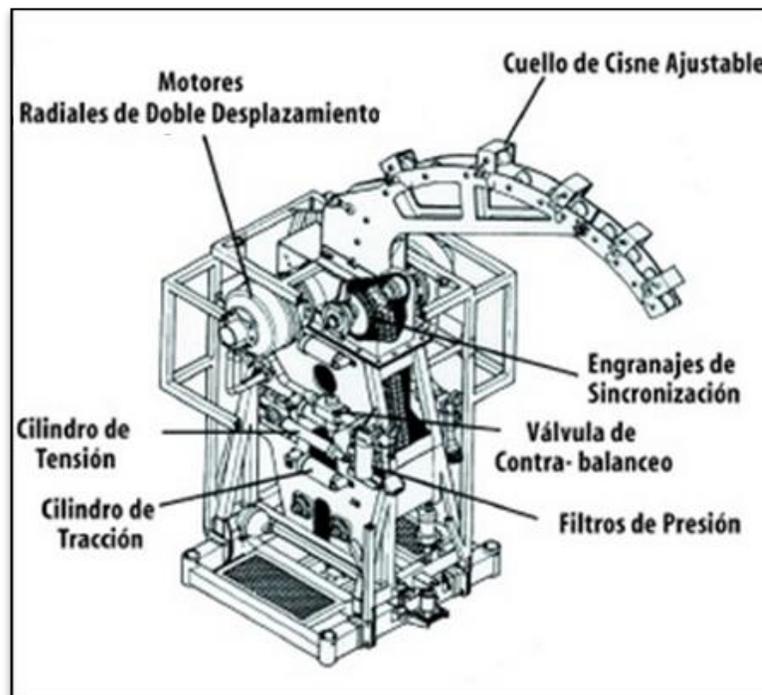
- Proveer el empuje requerido para insertar la tubería dentro del pozo contra la presión o para vencer la fricción del pozo. La tubería puede ser insertada mientras se la corre a extremo abierto, o usada para llevar hacia el interior del pozo herramientas y dispositivos sujetos en el extremo de la tubería.
- Controlar la velocidad de descenso de la tubería dentro del pozo, bajo diferentes condiciones de pozo.
- Soportar todo el peso de la tubería y acelerarlo a la velocidad de la operación, cuando se esté extrayendo del pozo.

Figura 15. Foto de un inyector tomada en tres diferentes perfiles



Fuente: Guacamaya Oil services S.A.S. Coiled Tubing

Figura 16. Descripción de los componentes externos de un inyector.



Fuente: GUACAMAYA OIL SERVICES S.A.S. Introducción al Coiled Tubing. 2015. p23.

El concepto operativo fundamental del inyector de cadenas opuestas contra-rotatorias, es uno que usa cadenas de tracción fabricadas con bloques de agarre inter-trabantes montados entre los eslabones de la cadena. Estos bloques de agarre están diseñados para minimizar el daño a la tubería y deben ser fabricados para ajustar la circunferencia de la sarta de tubería, o acabados en una forma V para acomodar tamaños variables de diámetros externos de tubería. El conjunto de tracción de cadenas, opera bajo el principio de la fricción moderada. La tubería flexible esta sujeta por bloques de agarre opuestos con suficiente fuerza normal aplicada de manera que las fuerzas de fricción resultantes en los bloques de agarre sean mayores que las cargas axiales de la tubería (tensión o compresión) y menores que la fuerza requerida para colapsar el tubo. Esta fuerza normal aplicada puede ser provista de tres maneras hacia los inyectores verticales de tracción de cadena contra- rotatoria.

2.4.1.2 Stripper. En la base del inyector se encuentra un mecanismo de stripper hidráulicamente operado, que se posiciona a lo largo del eje central de la tubería flexible cuando se asegura en el conjunto motor de la cadena. El stripper es el dispositivo de control de presión primario en el arreglo de los preventores de reventones de la unidad de coiled tubing. La presión de trabajo máxima estándar especificada para el conjunto del stripper es de 15000PSI.

Figura 17. Foto de un stripper.



Fuente: GUACAMAYA OIL SERVICES S.A.S. Introducción al Coiled Tubing. 2015. p27.

2.4.1.3 Arco Guía. Dispositivo utilizado para servir como una herramienta de sostenimiento para la tubería que está próxima a entrar al inyector. Ayuda a que la tubería entre con un determinado ángulo al inyector.

Figura 18. Foto de un típico arco guía de tubería también conocido como cuello de ganso (gooseneck).



Fuente. Guacamayas Oil Services S.A.S.

Los inyectores de cadena opuesta contra-rotatoria, usan un arco de guía, que está ubicado directamente encima del inyector. El arco guía del tubo soporta la tubería a lo largo de todo el radio de doblado (90°) y guía la tubería del carrete hacia las cadenas inyectoras.

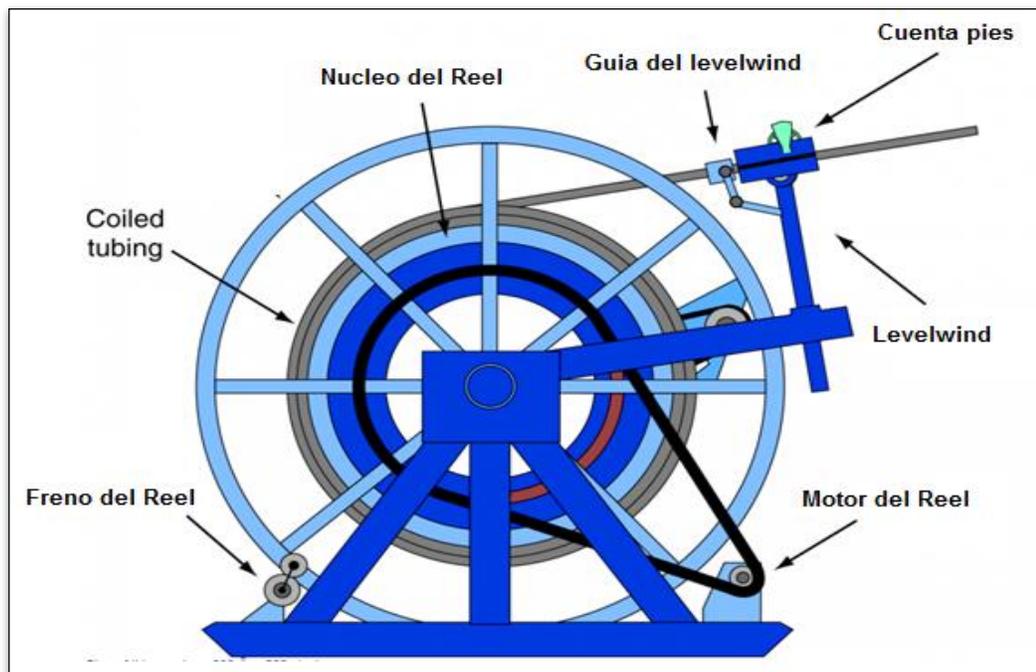
2.4.1.4 Tambor o Carrete. El carrete de servicio sirve como un mecanismo de almacenamiento de la tubería durante el transporte y como el dispositivo de bobinado durante las operaciones. La figura 19, muestra la vista lateral de un carrete de servicio. El extremo interno de la unidad está conectado a través del segmento hueco del núcleo del carrete, a una articulación giratoria de alta presión montada directamente en el núcleo. Esta articulación giratoria está asegurada a una sección estacionaria de la tubería que está luego conectada al sistema de bombeo de fluido o gas. En consecuencia, pueden mantenerse el bombeo y la circulación continuos durante el trabajo. Típicamente, se provee de una válvula de cierre de alta presión entre la tubería y el núcleo del carrete para usarla en caso de emergencia aislar la tubería de las líneas de bombas de superficie. El carrete debe tener un mecanismo para evitar el movimiento accidental de rotación del tambor, cuando se requiera. En todo caso, la estructura de soporte del carrete deberá estar asegurada para prevenir su movimiento durante las operaciones de trabajo.

Figura 19. Carrete (Reel).



Fuente: Guacamayas Oil Services S.A.S

Figura 20. Descripción de los componentes del carrete vista lateral.



Fuente. GUACAMAYA OIL SERVICES S.A.S. Introducción al Coiled Tubing. 2015. p31.

La rotación del carrete de servicio se controla mediante un motor hidráulico que puede estar montado en el bloque del carrete para dar tracción directa, puede ser operado por el conjunto motor de cadena y rueda dentada. Este motor se usa para mantener una tracción constante en la tubería, manteniendo en consecuencia la tubería envuelta ajustadamente sobre el carrete.

Cuando se recupera tubería del pozo, la presión del motor del carrete se incrementa para permitir la rotación del carrete de manera que se mantenga a la par con la velocidad de extracción del inyector. El sistema motor del carrete debe producir suficiente tracción para proveer a la tubería flexible la tensión requerida para doblar la tubería sobre el arco guía y llevarlo hacia el carrete. Además de esto, el sistema motor del carrete debe tener suficiente tracción para acelerar el tambor del carrete desde la posición de detenido, hasta la máxima velocidad del inyector, a un ritmo aceptable. La tracción debe ser capaz de mover un tambor completamente cargado con la tubería llena de fluido.

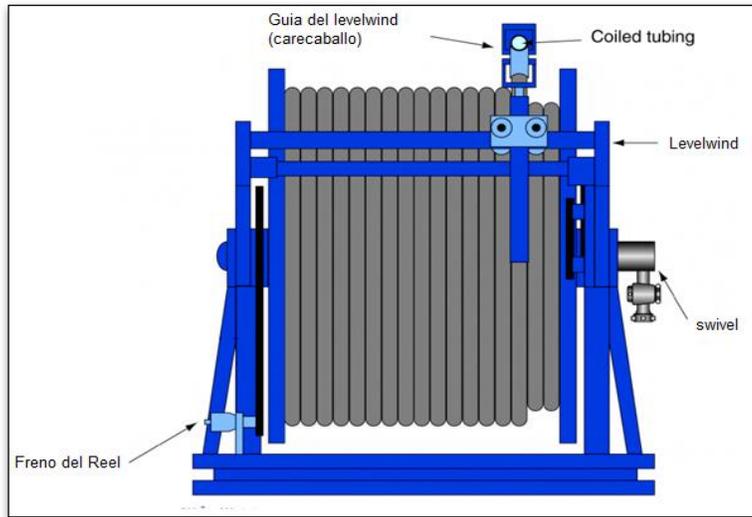
Figura 21. Foto de carrete en operación



Fuente. Guacamayas Oil Services S.A.S.

La tubería es guiada al carrete de servicio utilizando un mecanismo llamado guía de tubería (levelwind) que alinea apropiadamente la tubería a medida que se envuelve o desenrolla. El levelwind cruza a todo lo ancho del tambor del carrete y puede elevarse a cualquier altura, lo cual lo alineará entre el arco guía (gooseneck ó cuello de ganso) y el carrete (Reel).

Figura 22. Descripción de los componentes del carrete vista Frontal



Fuente: GUACAMAYA OIL SERVICES S.A.S.
Introducción al Coiled Tubing. 2015. p34.

2.4.1.5 Contador de Profundidad. Generalmente un contador de profundidad mecánico y/o electrónico está montado en el conjunto del levelwind para medir la longitud de tubería que se está dispensando a través del mismo. El levelwind debe ser lo suficientemente fuerte como para manejar las cargas de doblado.

Figura 23. Contador de profundidad mecánico (izquierda) y electrónico (derecha)



Fuente. Guacamayas Oil Services S.A.S

2.4.2 Sistema de Poder. El sistema de la energía consiste principalmente en el motor, caja de transferencia, depósito de aceite hidráulico, acumulador, radiador, etc., y tiene la función de proporcionar potencia a la unidad de tubo enrollado.

2.4.3 Sistema de Control. El diseño de la consola de control puede variar con cada fabricante. El conjunto de la consola debe contar con todos los controles e indicadores requeridos para operar y controlar todos los componentes que se hallan en uso. Los motores del carrete y el inyector se operan desde el tablero de control, a través de válvulas que determinan la dirección del movimiento y la velocidad de operación de la tubería. También están ubicados en la consola, los sistemas de control que regulan la cadena de transporte, el conjunto del stripper y varios componentes para el control de pozo.

Figura 24. Consola de control.



Fuente: Guacamayas Oil Services S.A.

Los siguientes controles y parámetros relativos deben ser controlados para asegurarse que el equipo esté funcionando correctamente.

- Fuerza de tracción: la fuerza de agarre o sujeción que el inyector aplica a la tubería.
- Tensión de cadena: la tensión de la cadena necesaria para la inserción, de ser necesario es posible eliminar eslabones de la cadena si esta floja.
- Presiones hidráulicas del sistema de control de pozo (BOP).
- Presión hidráulica de la contra-tensión del carrete.
- Presión hidráulica del sistema motriz del inyector.
- Presión hidráulica del stripper.
- Presión y tensión de operación del carrete de tubería.
- Dirección del levelwind y dirección del carrete de tubería.

- Presión de operación del inyector de tubería y dirección (parada, entrada o salida de pozo).
- Enganche de emergencia del acumulador de preventores (BOP).
- Arranque y parada de la fuente de poder.
- Velocidad de aceleración del motor del grupo motriz.
- Presión de sistema de aire.
- Presión de circuitos auxiliares.

Figura 25. Ejemplo de una sección de una consola de control



Fuente: Guacamayas Oil Services S.A.S

2.4.4. Sistema de Prevención. El sistema de prevención de estallido incluye principalmente BOP, caja de expansión y lubricador. Como el control de pozos, equipos de pozos de petróleo y gas, la prevención funciona principalmente para sellar la presión Pozos y prevenir accidentes de explosión, etc. Operaciones de campo con la unidad de tubería enrollada.

La mayoría de usos conocidos y practicados en la actualidad por las unidades de Coiled Tubing son los siguientes:

- Lavado de arena y solidos
- Limpieza de parafina y asfáltenos
- Descargado del pozo e inicio de la producción
- Estimulación de formaciones (acidificación)
- Cementación
- Consolidación de arenas

- Servicio de fresado a través de la tubería(milling)
- Perforación
- Circulación de fluidos con densidad de ahogo
- Pesca y herramienta de colocación
- Sartas de inyección de productos químicos
- Cañoneo

Además de las ventajas nombradas en el cuadro comparativo, existen otras como:

- El coiled tubing puede ser bajado y recuperado mientras se están circulando fluidos en forma continua
- Habilidad para trabajar con presión de superficie presente. No se necesita matar el pozo.
- El cuerpo de la tubería es continuo, no se necesita hacer conexiones
- Se aumenta la seguridad del personal debido a las necesidades reducidas de la manipulación de la tubería
- Las unidades son altamente móviles y compactas, se necesitan cuadrillas menos numerosas.
- El daño a la formación se minimiza cuando la terminación o reparación se hace sin matar el pozo.
- La ausencia de tubería o uniones provee mayor holgura en el anular y permite correr diámetros mayores de tubería.
- Habilidad para efectuar operaciones con control continuo del pozo. Inclusive con tubería en movimiento.

Posee otras desventajas tales como:

- Si se compara con la tubería convencional, la tubería de coiled tubing tiene un espesor de pared mucho menor. esto limita la resistencia a la carga de tensión de la tubería.
- Debido a los efectos de la fatiga cíclica por doblado, la resistencia específica a la fluencia del material del coiled tubing se reducirá; esto afectará adversamente a la resistencia de la tubería contra los reventones y el colapso.
- Los tamaños de tubería para coiled tubing que pueden envolverse en un carrete son limitados.
- Debido a los pequeños diámetros y longitudes considerables de la sarta, las pérdidas de presión son típicamente muy altas cuando se están bombeando fluidos a través de la tubería flexible. Los caudales de circulación a través de la tubería de coiled tubing son típicamente bajos si se comparan con tamaños similares de tubería por tramos.

2.5 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LIMPIEZA DE ARENAS EN POZOS INYECTORES DEL CAMPO CORCEL

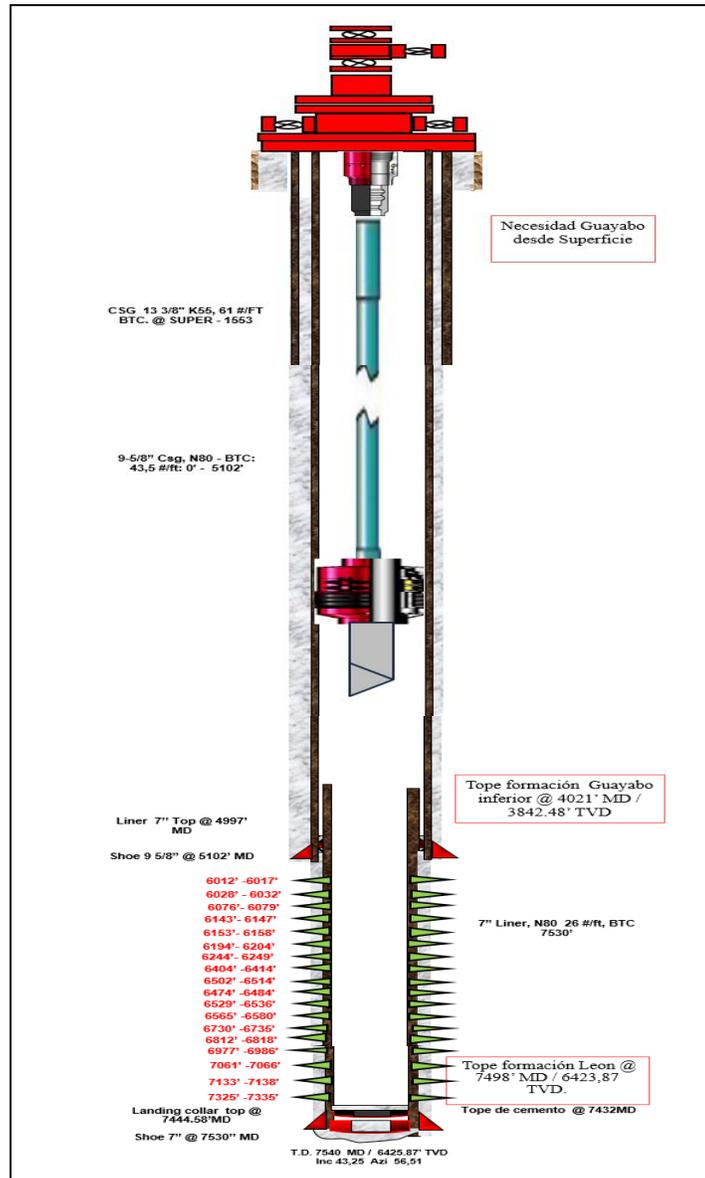
En este orden se presentan pasos y procedimientos necesarios que se deben tomar en cuenta y analizar antes y durante la realización de una limpieza de arenas en un pozo inyector con coiled tubing. El análisis de parámetros y variables presentes en estas operaciones hace más sencillo el procedimiento de la misma, asegurando la realización con los estándares de seguridad de la limpieza.

2.5.1. Determinación de Parámetros para una Limpieza de Arenas. La verificación de los estados mecánicos de los pozos a intervenir es un factor decisivo para llevar a cabo un buen proceso. Se debe solicitar a la empresa operadora de los pozos que los correspondientes estados mecánicos estén actualizados. La ubicación del tope de la sección de arena sedimentada es básica para el cálculo de otras variables involucradas, además del cálculo de la capacidad de volumen total dentro del pozo.

Para la limpieza realizada en los pozos inyectores del Campo Corcel se tienen algunos estados mecánicos, se muestra en la figura 26 un ejemplo de uno de los pozos a intervenir. Allí se muestran las especificaciones de las tuberías involucradas en el pozo y además las profundidades respectivas de los perforados en la Formación Guayabo, además de los topes de la misma y el tope de la formación infrayacente la Formación León. En los pozos se han realizado varias operaciones de remoción de sólidos donde se ha encontrado arena desde una profundidad de 6.990 pies hasta 7.432 pies, el fondo del pozo. Por lo general, se limpia el pozo con unos parámetros de inyección de fluido de trabajo de un barril por minuto y un retorno desde el pozo de unos ocho barriles por minuto, el proceso se prolonga hasta que se muestren retornos limpios en superficie.

La limpieza de dichos sedimentos se realiza con el uso de fluidos como agua de formación y gel tipo Guar, con el fin de que los ripios limpiados puedan mantenerse suspendidos y puedan ser extraídos del pozo, por lo que también se deben realizar cálculos de ingeniería con respecto a las propiedades de los fluidos y garantizar un buen trabajo en el pozo intervenido.

Figura 26. Estado Mecánico de pozo inyector en el Campo Corcel



Fuente: PEDROZA Karla, PINTO Johan. Informe Propuesta Pre-Operacional servicio de Coiled Tubing 1 1/2" Limpieza de Arena. Guacamaya Oil Services S.A.S.2016. p16.

2.5.2. Análisis de Fuerzas Esperadas durante la Operación. Las características de la tubería coiled tubing tiene especificaciones que no pueden ser sobrepasadas para evitar problemas operacionales, por lo que se debe analizar los esfuerzos a los que se puede ver sometida la tubería, así como de las capacidades volumétricas de la misma.

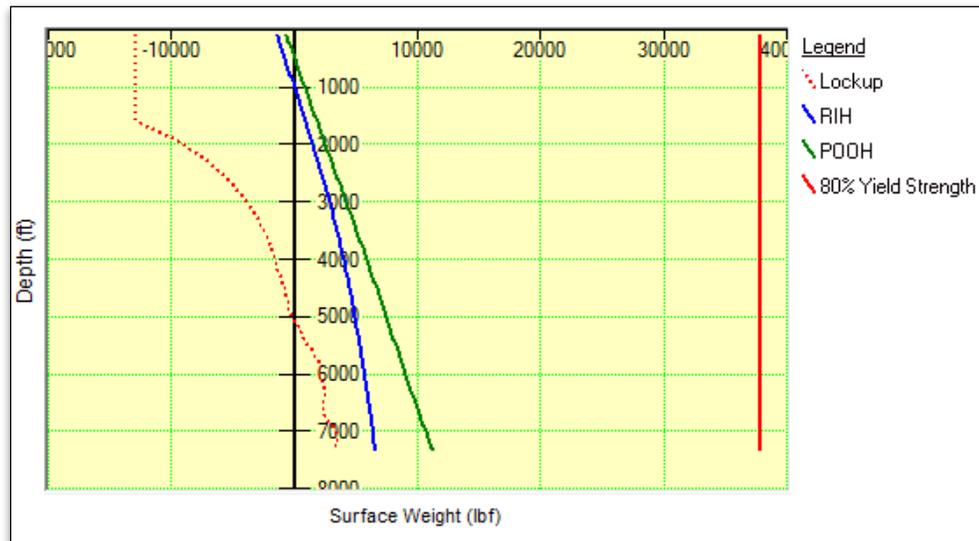
Para la mayoría de las operaciones que realiza la empresa de servicios Guacamaya Oil Services S.A.S. se realiza la selección del equipo de cumpla a cabalidad con los requerimientos de profundidad y presión esperada del pozo, para la mayoría de operaciones de limpieza en el Campo Corcel se utiliza la siguiente referencia de tubería:

- Tubería (String) 35232 HS-90 de 1,5 OD x Taper con longitud de 14.505 ft y volumen 21.10. bbl.
- Tubería (String): HS-90-C de 1.5" OD x Taper, espesor de pared (Min 0.125" – Max 0.175") en longitud 19,380 ft. Vol. 28 bbl

Sin embargo, la empresa también posee tubería de diámetros de 1.5 pulgadas, 1.75 pulgadas y 2 pulgadas; de longitudes de 4.300 pies, hasta los 19.000 pies, dependiendo del diámetro.

Los ingenieros de la empresa Guacamayas Oil Services S.A.S, tienen en cuenta gráficas resultantes de los análisis anteriormente nombrados y que se muestran a continuación.

Gráfica 1. Peso vs Profundidad

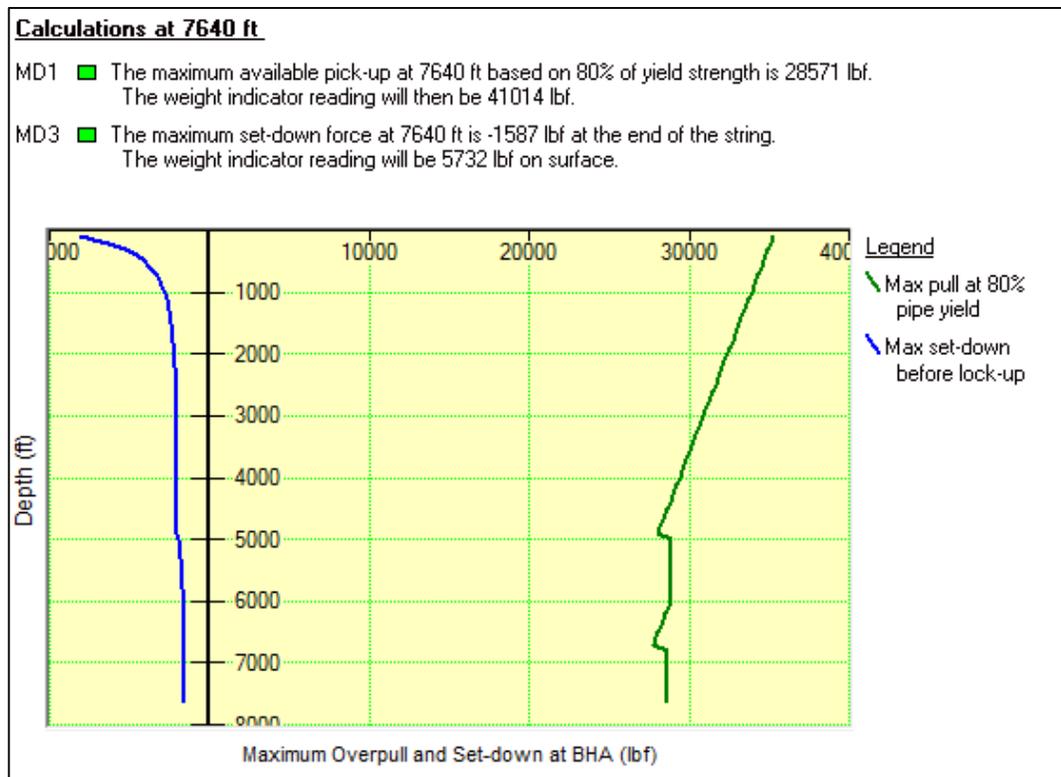


Fuente: PEDROZA Karla, PINTO Johan. Informe Post-Operacional Servicio de Limpieza de arena con Coiled Tubing 1 ½". Guacamaya Oil Services S.A.S.2016. p6.

La línea roja punteada y roja representan los límites seguros en los que se puede someter la tubería sin presentar ruptura (yield) o pega (Lockup), mientras la línea azul (RIH) y la línea verde (POOH) representan el peso esperado en superficie a la entrada y a la salida de la tubería del pozo. Por lo que a una profundidad de fondo del pozo se esperaría que la máxima tensión fuese de alrededor de 40.786 lb.

Para la tensión y la compresión máxima que se puede exponer la tubería. La cantidad de fuerza hacia arriba (Línea verde), o de tracción, igual que la fuerza hacia abajo (Línea azul), solo se puede aplicar en el extremo del CT, el cual varía con la profundidad. En la superficie, es más común que se aparezca la fuerza máxima que se produce cuando la fuerza sobre el CT supera el límite elástico. En términos generales, cuanto más profundo se está evaluando el pozo, menos fuerza se puede aplicar.

Gráfica 2. Fuerza Máxima hacia arriba y hacia abajo vs Profundidad



Fuente: PEDROZA Karla, PINTO Johan. Informe Post-Operacional Servicio de Limpieza de arena con Coiled Tubing 1 1/2". Guacamaya Oil Services S.A.S.2016. p7.

La elongación de la tubería es un factor para tener en cuenta, debido a que ésta sufre un estiramiento a la carga axial (compresión y tensión) y efectos de la temperatura. Se utiliza la gráfica 3, para estimar la verdadera profundidad de la tubería en relación con la profundidad registrada en la superficie.

Gráfica 3. Elongación vs Profundidad



Fuente: PEDROZA Karla, PINTO Johan. Informe Post-Operacional Servicio de Limpieza de arena con Coiled Tubing 1 ½". Guacamaya Oil Services S.A.S.2016. p8.

2.5.3. Tiempo y Eficiencias de Levantamiento. Para realizar los cálculos de ingeniería correspondientes a volúmenes, capacidades y de tiempos de levantamiento se consideran matrices de Excel básicas con los procedimientos matemáticos configurados allí. Para el cálculo se tiene lo siguiente:

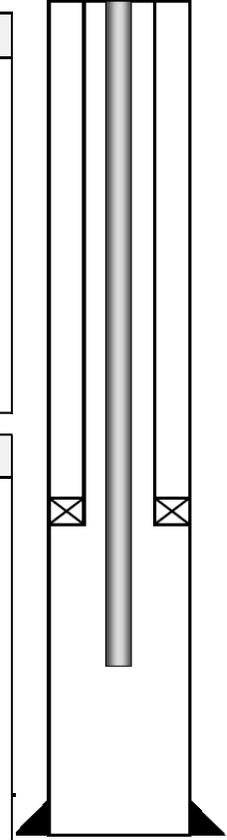
Figura 27. Cálculos Básicos de Volúmenes y Capacidades.



CÁLCULOS BÁSICOS VOLUMENES Y CAPACIDADES

INFORMACIÓN GENERAL

1. Coiled Tubing Info.						2. Tubing Info.	
OD :		1.5	in	OD :		5	in
Displacement:		0.00219	bbbl/ft	Weight :		15	lb/ft
Tapered: yes				ID :		4.410	in
Wall Thickness :			in	Top of Section (MD) :		0	ft
ID :			in	Bottom of Section (MD) :		4870	ft
Length :		14505	ft	Length of Section :		4870	ft
				Total Volume of Section :		92.01	bbbl
				Annular Capacity Tbg-CT :		0.01671	bbbl/ft
Tapered Coiled Tubing							
If required, to find the volume of a Tapered CT Section use the following equation							
$Vol (bbbl) = \frac{L \times (D^2 + (D \times d) + d^2)}{3088.26}$							
L= Length of Section (ft) D = ID of Section at one end (in) d = ID of Section at other end (in)							
Length of Section (ft)	ID of Section at one end (in)	ID of Section at other end (in)	Total Volume per Section (bbbl)				
4855	1.268	1.250	7.583	0.116			
1800	1.25	1.232	2.732	0.125			
1535	1.232	1.210	2.263	0.134			
1905	1.210	1.188	2.709	0.145			
1715	1.188	1.150	2.351	0.156			
2695	1.150	1.150	3.462	0.175			
			0.000				
Total Volume CT			21.10				
3. Casing Info.							
				OD :		7	in
				Weight :		26	lb/ft
				ID :		6.27	in
				Bottom of Section (MD) :		7432	ft
				Length of Section :		2562	ft
				Total Volume of Section :		97.84	bbbl
				Annular Capacity Csg-CT :		0.03600	bbbl/ft
				Total Volume of Section Liner 9 5/8" :		9.47	bbbl
				Total Well Volume:		199	bbbl



Fuente: PEDROZA Karla, PINTO Johan. Informe Post-Operacional Servicio de Limpieza de arena con Coiled Tubing 1 1/2". Guacamaya Oil Services S.A.S.2016. p10.

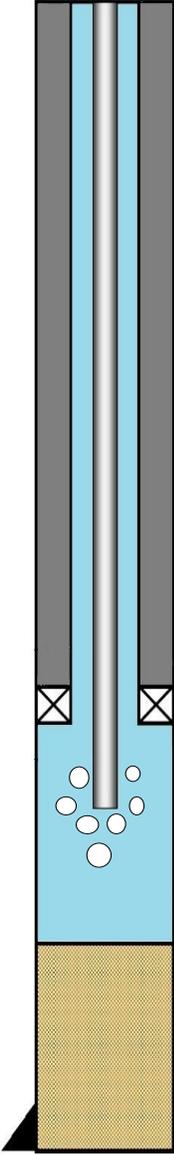
En el formato que utiliza la empresa, se requieren la información básica que se encuentra en el estado mecánico de cada pozo a intervenir. Con dicha información, se prosigue hallando los valores de volumen por sección de tubería de producción, volumen por sección de casing y los volúmenes de la tubería coiled tubing, esta última, partiendo de los datos del prestador de servicios.

Así mismo se necesita conocer la información básica de las propiedades generales del tipo de arena que se está limpiando para poder determinar variables influyentes que requieren de dichos valores. Además, se realizan cálculos que se encuentran relacionados con el caudal de bombeo, geometría del pozo,

propiedades del fluido bombeado; todos estos dan los parámetros aptos para una limpieza eficiente.

Figura 28. Cálculos para eficiencia de limpieza

		SAND CLEANOUT SHEET	
Sand Cleanout Calculations			
4. Additional Information Pump Rate (bpm): <input type="text" value="1"/> bpm Top of Sand: <input type="text" value="5912"/> ft CT Depth: <input type="text" value="7432"/> ft Annular Volume @ CT Depth: <input type="text" value="173.61"/> ft Max. Deviation Tb: <input type="text" value="20"/> ° Max. Deviation Csg: <input type="text" value="43"/> ° Cleanout Fluid Weight: <input type="text" value="8.33"/> ppg		6. Sand Volume & Weight This is required to determine whether or not all the sand has been cleaned out or not. It is also required to anticipate how much sand will need to be disposed of after operation Sand Bulk Density: <input type="text" value="98"/> lb/ft³ Height of Sand: <input type="text" value="1520.00"/> ft $V_{sand} = Ann. Cap \cdot H_{sand}$ Vol of Sand: <input type="text" value="58.05"/> bbl $W_{dry\ sand} = 5.615 \cdot (V_{sand} \cdot \rho_{sand\ bulk})$ Total Wt. of Dry Sand: <input type="text" value="31942.61"/> lb	
5. Velocity Sand Settling Largest Mesh Size: <input type="text" value="80"/> #/min Particle SG: <input type="text" value="2.65"/> Sand Settling Velocity: <input type="text" value="12.19"/> ft/min		7. Max RIH Speed While Cleaning Thru Sand in Casing Cleaning at a speed faster than this will cause the well to be overbalanced. This may cause fluid losses causing the coiled tubing to become stuck from settled sand. $RIH\ CT = \frac{\% \text{ Solidos}}{(1 - \emptyset) \cdot SG_{sand}} \cdot \frac{Q}{Cap. Vol\ csg}$ Sand Porosity: <input type="text" value="40"/> % % Solid: <input type="text" value="5"/> % Max RIH Speed: <input type="text" value="0.823"/> ft/min	
Annular Casing Annular Velocity Csg-CT: <input type="text" value="27.77"/> ft/min Vertical Annular Velocity Csg-CT: <input type="text" value="20.31"/> ft/min Net Particle Rise Velocity Csg-CT: <input type="text" value="8.13"/> ft/min Lift Efficiency: <input type="text" value="40.00"/> %		8. Max POOH Speed If we POOH faster than this, it will cause the CT to overtake the sand moving up the annulus. $Max\ POOH\ Speed = \frac{Net\ Part.\ Rise\ Velocity}{1 + \left(\frac{CT\ Displacement}{Annular\ Capacity}\right)}$ Max POOH Speed in Csg: <input type="text" value="7.661"/> ft/min Max POOH Speed in Tb: <input type="text" value="38.961"/> ft/min	
Tubing Annular Velocity Tb-CT: <input type="text" value="59.86"/> ft/min Vertical Annular Velocity Tb-CT: <input type="text" value="56.25"/> ft/min Net Particle Rise Velocity Tb-CT: <input type="text" value="44.06"/> ft/min Lift Efficiency: <input type="text" value="78.33"/> %			
9. Gel Calculations			
Concentration: <input type="text" value="30"/> ppt Volume: <input type="text" value="10.0"/> bbls		Gel Weight: <input type="text" value="12.6"/> Viscosity: <input type="text" value="32.80"/>	
10. Time Calculations			
Time to Clean Thru sand: <input type="text" value="1845.957"/> Mns <small>Time = Height of Sand / RIH Speed</small>		Sand to get lifted up CT/Tbg Annulus: <input type="text" value="110.535"/> Mns <small>Time = Length of Annulus / Net Particle Rise Velocity</small>	
Total Time To lift Sand Up Annulus: <input type="text" value="425.830"/> Mns		Sand to get lifted up CT/Csg Annulus: <input type="text" value="315.295"/> Mns	



Fuente: PEDROZA Karla, PINTO Johan. Informe Post-Operacional Servicio de Limpieza de arena con Coiled Tubing 1 1/2". Guacamaya Oil Services S.A.S.2016. p11.

Un componente crítico para saber si los sólidos pueden ser removidos del pozo es la velocidad anular. El fluido debe garantizar que los sólidos puedan estar suspendidos y puedan ser transportados hasta la superficie. Incluciones de 30 grados, son consideradas como de pozos verticales o casi verticales donde siempre y cuando se exceda la Velocidad Terminal de Asentamiento de las partículas (TPSV), el fluido utilizado podrá transportar los sólidos fuera del pozo. La Velocidad Terminal de Asentamiento de las partículas está directamente relacionada con la viscosidad y densidad del fluido, puesto que se define como la tasa a la que una partícula caerá a través de un fluido debido a los efectos de la gravedad, de allí que se aconseja utilizar un fluido adicional con mayor viscosidad que garantice el transporte efectivo.

Con el objetivo de garantizar que la remoción de los sólidos se lleve a cabalidad, la velocidad anular deberá ser el doble de la Velocidad Terminal de Asentamiento de las partículas en un pozo vertical y 10 veces la Velocidad Terminal de Asentamiento de las partículas en un pozo horizontal. En las operaciones con coiled tubing la velocidad anular es efectiva únicamente cuando la fuerza de arrastre del fluido sobre la partícula puede sobreponerse a los efectos de la fuerza de gravedad.

2.5.4. Herramientas Utilizadas. Para las operaciones de limpieza se hace necesario el uso de herramientas en fondo dependiendo del tipo de técnica a utilizar para la remoción de sólidos. Para este caso se tiene la tubería flexible de diferente diámetro según se necesite, y en fondo existe un conjunto de piezas compuestas por un Rollon Connector, MHA (Motor Head Assembly), nozzle o boquilla.

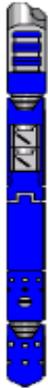
Las características de las herramientas en fondo utilizadas por Guacamayas Oil Services S.A.S se describen a continuación.

Figura 29. Ejemplo Ensamblaje de limpieza en fondo

Item	Tool Description / Descripcion Herramienta	BHA #1	TOOL / Herramienta (in.)		Length / Longitud (ft.)	Tipo de rosca
			OD	ID		
1	ROLLON CONNECTOR		1.500	0.689	0.17	Pin Stub Acme- 10 1 1/8"
2	MHA		1.690	0.487	1.25	Box-Pin Stub Acme-10 1 1/8 "
3	CONVENTIONAL NOZZLE		1.690	-	0.34	Box Stub Acme- 10 1 1/8"
LONGITUD TOTAL(Ft)					1.76	

Fuente: PEDROZA Karla, PINTO Johan. Informe Post-Operacional Servicio de Limpieza de arena con Coiled Tubing 1 ½". Guacamaya Oil Services S.A.S.2016. p11.

Figura 30. Ejemplo Ensamblaje de limpieza en fondo.

Item	Tool Description / Descripcion Herramienta	BHA	TOOL / Herramienta (in.)		Length / Longitud (ft.)
			OD	ID	
1	ROLLON CONNECTOR		1,690	-	0,25
3	MHA		1,690	-	2,5
4	CLEANING NOZZLE ORIFICIOS DE 45° ASCENDENTES		1,690	-	0,4
LONGITUD TOTAL(ft)					3,2

Fuente: NARANJO Juan, PEDROZA Karla. Informe Propuesta Post-Operacional servicio de Coiled Tubing 1 ½" – Limpieza de Arena. Guacamaya Oil Services S.A.S.2015. p9.

Se utiliza un Rollon Connector que tiene como objetivo unir la tubería flexible con el MHA, se puede utilizar en operaciones con este tipo de tubería, cuando no haya gran cantidad de torque asociado. Su principal uso es unir tramos de tubería o tubería-herramientas mediante anillos corrugados para hacer un sello y conectarlo al extremo de la tubería para que tome la forma de los perfiles del conector y así garantizar que la unión no se separe, otros usos del rollon connector, son mantener un perfil lineal a lo largo del pozo y una muy importante resistir presiones altas durante la operación.

Figura 31. Rollon Connector



Fuente: HUNTING ENERGY SERVICES INC. Rollon Connector. En línea 8 de junio 2017 disponible en: (www.hunting-intl.com/well-intervention-equipment/thru-tubing-technology/coiled-tubing-connectors/roll-on-connector)

El MHA (Motor Head Assembly), se encuentra después de la unión del coiled tubing y el conector, en su interior una válvula dual de contrapresión, una válvula hidráulica de desconexión, en algunos casos puede estar presente un conjunto de válvulas duales de circulación. Esta herramienta acorta considerablemente la longitud del BHA (Bottom Hole Assembly) y además permite hacer maniobras donde el elevador tiene poca altura. Su principal función es actuar como una doble barrera de la presión y el contenido del pozo, además de evitar que el fluido que está circulando hacia el pozo retorne por la tubería de trabajo. Puede actuar a su vez como una opción de desconexión hidráulica por alguna eventualidad, y ser utilizado en altas presiones de trabajo. Tiene gran rango de aplicabilidad en operaciones con tubería flexible como fresado, posicionamiento de empaques, acidificación, cementación y operaciones de estimulación.

Figura 32. Motor Head Assembly



Fuente. LIMAR. MotorHead Assembly (MHA). En línea 8 de junio 2017 disponible en: (www.limaroiltools.com/coiled-tubing/motorhead-assembly-mha)

Por otra parte, la herramienta que cumple con la mayor parte de la operación es la boquilla. Es el extremo del ensamblaje en fondo, que con la acción del impacto del chorro que sale de sus orificios bajo parámetros altos de velocidad (300 ft/seg) y caída de presión (500 PSI), permiten que los sólidos presentes en el fondo del pozo estén suspendidos en el fluido y puedan circular fuera del mismo.

La selección de la geometría de la boquilla y la velocidad de salida, garantizan que el trabajo sea eficiente, inclusive se pueden fabricar boquillas según las necesidades del trabajo, dependiendo del ángulo de salida y tamaño.

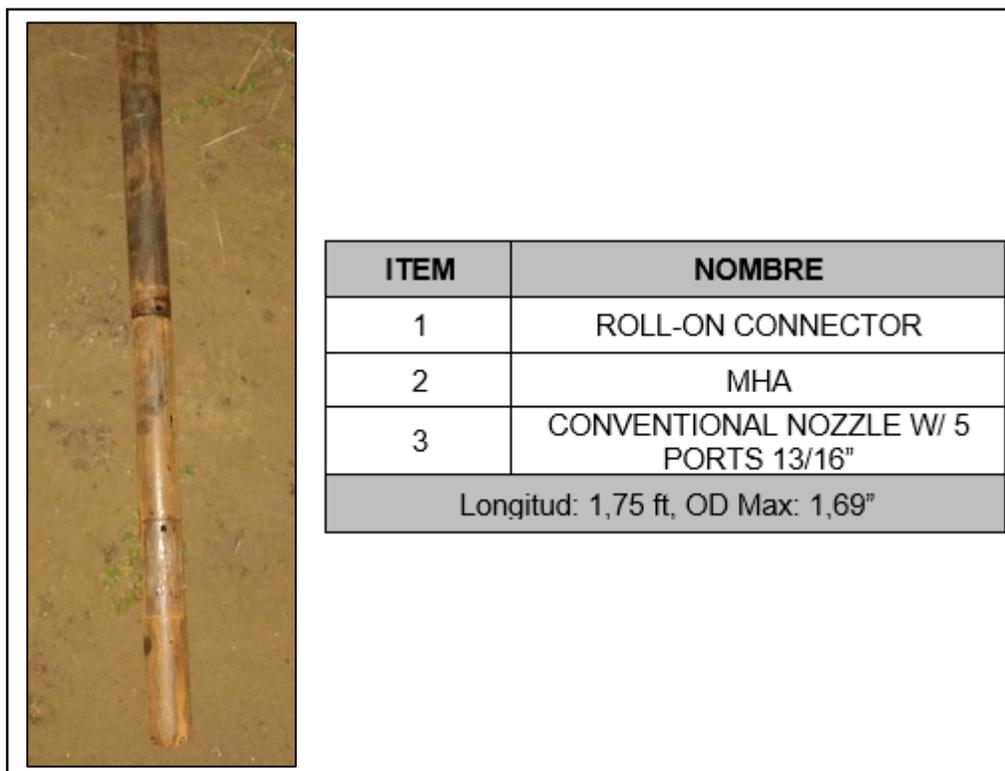
Figura 33. Boquilla Lavadora.



Fuente. THRUTUBING SOLUTIONS. Wash Nozzle. En línea 8 de junio 2017 disponible en: (www.thrutubing.com/ProductDetails.aspx?ProductId=46)

La figura 34, muestra el conjunto de herramientas anteriormente abordadas, durante una operación de limpieza. Se puede observar que se mantiene un diámetro constante en el ensamblaje, puesto que se debe garantizar para evitar que ocurra un atascamiento durante la bajada de la herramienta a pozo.

Figura 34. Conjunto de herramientas ensambladas en fondo.

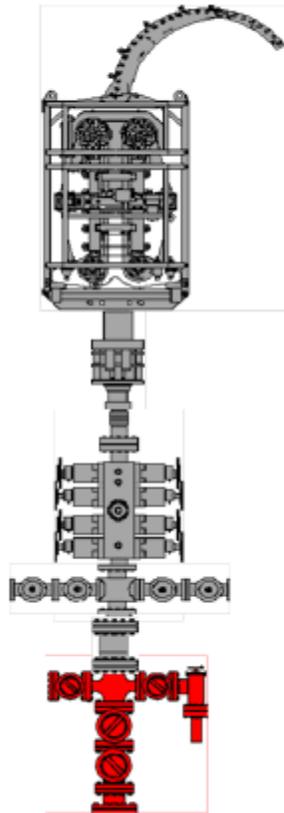


Fuente: PEDROZA Karla, PINTO Johan. Informe Post-Operacional servicio de Coiled Tubing 1 ½" – Limpieza de Arena. Guacamaya Oil Services S.A.S.2016. p13.

Luego de describir los componentes de fondo durante la operación de limpieza de sólidos en el pozo, se presenta en la siguiente ilustración un esquema de los componentes en superficie durante la misma, algunos de los componentes no fueron nombrados debido a que hacen parte de la estructura del cabezal del pozo. Este último es la continuación del pozo en superficie y sirve como conector para las herramientas que se utilicen durante la operación. Normalmente sobre el cabezal se encuentran los equipos que cumplen con la función de la inyección de agua.

La Flow-T es un equipo adicional que se lleva a una operación con el fin de garantizar el manejo de la salida de fluido desde el pozo hacia la superficie, bajo ella se encuentra un flanche utilizado para poder realizar la unión de los diámetros que varían de una herramienta a otra.

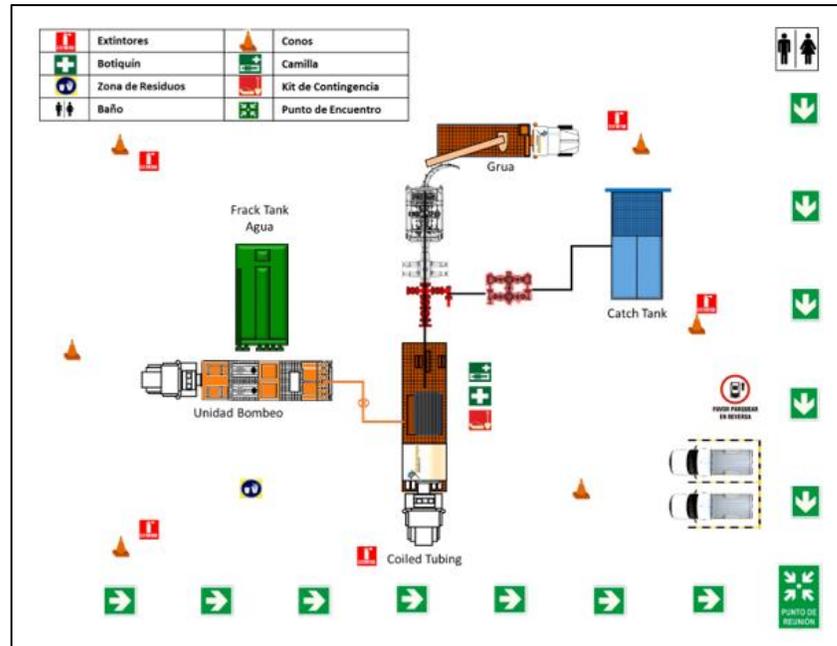
Figura 35. Esquema de equipos desde inyector hasta cabezal de pozo.

Item	Equipment Description / Descripción de equipo	Configuración del Cabezal	Descripción												
1	INYECTOR		<table> <tr> <td>FABRICANTE</td> <td>HYDRA RIG</td> </tr> <tr> <td>CAPACIDAD PULL CONTINUA</td> <td>50.000 Lb</td> </tr> <tr> <td>CAPACIDAD PULL INTERMITENTE</td> <td>60.000 Lb</td> </tr> <tr> <td>CAPACIDAD SNUB INTERMITENTE</td> <td>30.000 Lb</td> </tr> <tr> <td>MAXIMA VELOCIDAD</td> <td>100 Ft/min</td> </tr> <tr> <td>MINIMA VELOCIDAD</td> <td>3 Ft/min</td> </tr> </table>	FABRICANTE	HYDRA RIG	CAPACIDAD PULL CONTINUA	50.000 Lb	CAPACIDAD PULL INTERMITENTE	60.000 Lb	CAPACIDAD SNUB INTERMITENTE	30.000 Lb	MAXIMA VELOCIDAD	100 Ft/min	MINIMA VELOCIDAD	3 Ft/min
FABRICANTE	HYDRA RIG														
CAPACIDAD PULL CONTINUA	50.000 Lb														
CAPACIDAD PULL INTERMITENTE	60.000 Lb														
CAPACIDAD SNUB INTERMITENTE	30.000 Lb														
MAXIMA VELOCIDAD	100 Ft/min														
MINIMA VELOCIDAD	3 Ft/min														
2	STRIPPER	<table> <tr> <td>TIPO</td> <td>SIDE DOOR</td> </tr> <tr> <td>CAPACIDAD CONEXION</td> <td>10.000 Psi 3 1/16"</td> </tr> </table>	TIPO	SIDE DOOR	CAPACIDAD CONEXION	10.000 Psi 3 1/16"									
TIPO	SIDE DOOR														
CAPACIDAD CONEXION	10.000 Psi 3 1/16"														
3	BOP	<table> <tr> <td>TIPO</td> <td>QUAD</td> </tr> <tr> <td>TAMAÑO</td> <td>3 1/16"</td> </tr> <tr> <td>CAPACIDAD</td> <td>10.000 Psi</td> </tr> </table>	TIPO	QUAD	TAMAÑO	3 1/16"	CAPACIDAD	10.000 Psi							
TIPO	QUAD														
TAMAÑO	3 1/16"														
CAPACIDAD	10.000 Psi														
4	FLOW - T	<table> <tr> <td>CAPACIDAD CONEXION</td> <td>10.000 Psi 3 1/16"</td> </tr> </table>	CAPACIDAD CONEXION	10.000 Psi 3 1/16"											
CAPACIDAD CONEXION	10.000 Psi 3 1/16"														
6	FLANGE ADAPTER	<table> <tr> <td>CONEXION</td> <td>3 1/16" - 5 1/2" LC</td> </tr> </table>	CONEXION	3 1/16" - 5 1/2" LC											
CONEXION	3 1/16" - 5 1/2" LC														
5	Swab Valve CABEZAL DE POZO	<table> <tr> <td></td> <td>TBG HANGER 11" X 5-1/2" LC</td> </tr> </table>		TBG HANGER 11" X 5-1/2" LC											
	TBG HANGER 11" X 5-1/2" LC														

Fuente: PEDROZA Karla, PINTO Johan. Informe Propuesta Pre-Operacional servicio de Coiled Tubing 1 1/2" – Limpieza de Arena. Guacamaya Oil Services S.A.S.2016. p16.

2.5.5. Layout del pozo y Consideraciones de Seguridad. Para dar inicio a una operación, es necesario un esquema en superficie que indique aproximadamente, la ubicación de los equipos involucrados en el proceso; esto con el fin, de informar a la empresa operadora de los pozos a intervenir y así tener información clara de temas de emergencia, seguridad, entre otros.

Figura 36. Localización de equipos durante operación de limpieza de arenas.



Fuente: PEDROZA Karla, PINTO Johan. Informe Propuesta Pre-Operacional servicio de Coiled Tubing 1 ½" – Limpieza de Arena. Guacamaya Oil Services S.A.S.2016. p17.

Figura 37. Unidad de Coiled Tubing



Fuente: NARANJO Juan, PEDROZA Karla. Informe Propuesta Post-Operacional servicio de Coiled Tubing 1 ½" – Limpieza de Arena. Guacamaya Oil Services S.A.S.2016. p15.

En cuanto a las consideraciones de seguridad durante las operaciones de limpieza de arenas en los pozos inyectoros, debido a que son seguidos y evaluados por parte de la empresa Guacamayas Oil Services S.A.S, se contemplan los siguientes aspectos

- Realización de reunión informativa con todos los involucrados
- Analizar panoramas de riesgos para la operación en cuestión
- Incluir la revisión de los procedimientos en las charlas pre-operacionales
- Realizar protocolo de pruebas para los equipos
- Tener en cuenta el esquema de distribución del pozo previamente realizado
- Prever factores de riesgo tales como: Manejo de alta presión, cantidad de equipos en la localización, número de trabajadores de las compañías involucradas.

2.6 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DE LA LIMPIEZA DE ARENAS CON COILED TUBING

Antes de proceder con la realización de los pasos del procedimiento en cuestión, se deben aclarar requerimientos básicos que las dos compañías involucradas deben conocer con el fin de velar por una buena operación. Para las limpiezas de sólidos de los pozos del Campo Corcel operado por la compañía Petrominerales Colombia LTD sucursal Colombia actual Pacific Exploration & Production, las partes deben aportar las siguientes especificaciones:

Por parte de Guacamaya Oil Services:

- Unidad de Coiled Tubing
- Grúa
- Unidad de bombeo
- Choke Manifold 3" con línea rígida de retornos (90 ft)
- 1 frac Tank Almacenamiento de Agua

Por parte de Pacific E&P

- 1 Carrotanque para suministro de agua
- 1 tanque de retornos
- 700 bbl de agua industrial para limpieza

Además, la empresa operadora debe estar en conocimiento de los siguientes aspectos para proseguir con el proceso:

- La compañía operadora se hará cargo del tratamiento de los fluidos retornados a superficie

- A partir de la recepción de la localización y la logística para el inicio de operaciones, se empezará a contar el tiempo operativo.
- Se debe tener suministro constante de fluido para la operación, con el fin de que se lleve a cabo eficientemente.
- Debido a la presurización de la formación inyectada, se debe dejar fluir el pozo por al menos tres horas con autonomía, con el fin de evacuar la mayor cantidad de finos provenientes de la formación.

Los pasos necesarios para la realización de una operación de limpieza de arena en un pozo inyector es describen a continuación:

1. Movilizar los equipos a la locación. Llevar los equipos requeridos y previamente socializados con la empresa operadora del Campo.
2. Recibir el pozo por parte del cliente verificando valores de anulares totalmente cerrados.
3. Ubicar y establecer el tanque de retornos
4. Verificación de las uniones del cabezal e inicio instalación.

Figura 38. Cabezal y equipo de Coiled Tubing montado.



Fuente: PEDROZA Karla, PINTO Johan. Informe Propuesta Post-Operacional servicio de Coiled Tubing 1 ½" – Limpieza de Arena. Guacamaya Oil Services S.A.S.2016. p14.

5. Iniciar instalación de coiled tubing, unidad de bombeo y grúa, además de preparar la unión del conector con la de la tubería flexible.
6. Los siguientes cuatro pasos se sintetizan en las pruebas de integridad que se realizan a diferentes equipos y que la empresa tiene establecidas para todas las operaciones.

Cuadro 2. Descripción de pruebas realizadas antes del comienzo de la operación.

Prueba	Descripción	Rango	Tiempo	Comentarios
1	Prueba de Tensión	20.000 lb	10 min	Dejar registro de la prueba en el sistema de adquisición de datos
3	Calibración Paso Libre de Tubería		20 min	Realizar bombeo de esfera calibradora de ¾ in hasta retorno en punta de CT
2	Prueba Hidráulica del Conector	500- 5.000 psi	20 min	Llenara tubería hasta plato de prueba y realizar prueba ascendente hasta 4.500 psi estables por 10 minutos
3	Prueba Funcional de BOP		30 min	Realizar apertura y cierre de todos los Rams verificando visualmente funcionamiento
4	Prueba Integral de Presión	500- 5.000 psi	20 min	Con tubería llena iniciar prueba escalonada en baja para prueba de líneas hasta el retorno y en alta hasta el cabezal del pozo

Fuente: PEDROZA Karla, PINTO Johan. Informe Propuesta Pre-Operacional servicio de Coiled Tubing 1 ½” – Limpieza de Arena. Guacamaya Oil Services S.A.S.2016. p18.

Figura 39.Prueba de Herramienta en Superficie



Fuente: NARANJO Juan, PEDROZA Karla. Informe Propuesta Post-Operacional servicio de Coiled Tubing 1 ½” – Limpieza de Arena. Guacamaya Oil Services S.A.S.2016. p12

7. Instalar la válvula máster en la cabeza del pozo y la T de flujo.
8. Instalar sistemas de adquisición de datos y calibrar lecturas de presión, caudal, volumen de acero
9. Relacionar y establecer la profundidad cero de la tubería flexible, teniendo en cuenta la altura cero y la altura de la mesa en la que se está trabajando.
10. Última verificación, antes de informar al personal del inicio de RIH del coiled tubing con el previo visto bueno del representante del cliente del pozo, y tener presente siempre, las lecciones aprendidas de operaciones pasadas.
11. Descender con la tubería hasta el tope de arena, registrando peso, retornos y presión en cabeza.

Figura 40. Control de retornos con fluido abundante de arena aproximado de 5 bpm.



Fuente: NARANJO Juan, PEDROZA Karla. Informe Propuesta Post-Operacional servicio de Coiled Tubing 1 ½" – Limpieza de Arena. Guacamaya Oil Services S.A.S.2016. p17.

12. A unos 50 pies por encima del tope de arena comenzar el bombeo del fluido con alrededor de 1 bpm, y registrando la circulación en superficie.
13. Seguir con el mismo caudal e ir bajando la sarta alrededor de 50 pies hasta llegar al fondo del pozo.
14. Una vez en fondo, preparar la cantidad suficiente de gel con el fin de mantener mejor los sólidos suspendidos.

2.7 PROBLEMAS DURANTE LA OPERACIÓN DE LIMPIEZA

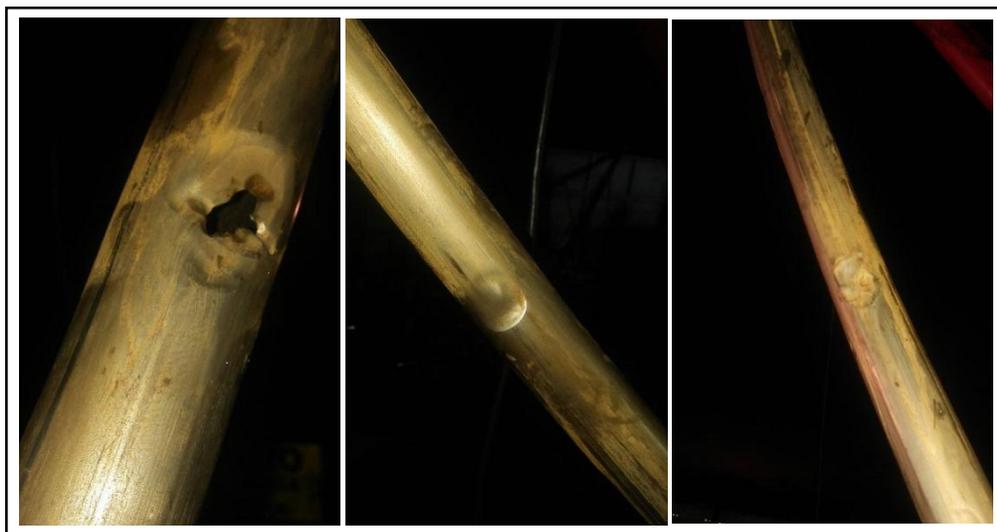
El Campo Corcel posee pozos inyectores con arenas sobrepresurizadas lo que hace un poco más riesgoso el trabajo, tanto para el personal como para los

equipos involucrados durante el proceso. Las lecciones aprendidas de operaciones anteriores dejan a la empresa algunos problemas que trataron de evitarse, sin embargo, ocasionaron daños mecánicos a los equipos y aumento de tiempos operativos.

Como ejemplo, debido a un daño de la integridad del revestidor en uno de los pozos inyectoros sumado con la alta compactación de los sólidos sedimentados, durante una operación de limpiezas con tubería flexible de 1 ½" se presentó una pega mecánica que por poco cuesta la fatiga del equipo, llevó alrededor de dos días con un proceso de circulación y aplicación de fuerza en superficie, desprender la sección de coiled tubing del fondo del pozo, afortunadamente no se presentó una ruptura de la tubería, puesto que una eventualidad de estas, hubiera generado peores daños al equipo, incluso afectación al personal.

El Campo Corcel, posee pozos inyectoros con localizaciones contiguas a otros pozos de las mismas características y funcionalidad, además se inyecta fluido a la misma formación por lo que la cercanía de los pozos afecta cuando se realiza una operación de reacondicionamiento a un pozo únicamente. En algunas operaciones, la empresa Guacamayas Oil Services S.A.S dejó una recomendación para la empresa operadora de cerrar previamente algunos pozos cercanos al pozo a intervenir, esto con el fin de disminuir la presión con la que la formación expulsaba partículas sólidas hacia el pozo en reacondicionamiento. Partiendo de la alta presión con las que la formación arroja partículas, el mantener la tubería flexible estática en un solo punto, expone a la misma a un propenso daño por erosión de material del equipo a causa de las partículas y el alto flujo que impacta la misma. Como muestra de esto informes post-operacionales de los procesos plasmaron los resultados de no realizar movimientos recíprocos con la tubería.

Figura 41. Tubería Flexible expuesta al flujo continuo abrasivo en un solo punto.



Fuente: Guacamayas Oil Services S.A.S

La lección aprendida dejó algunas imágenes de partículas sólidas que expedía la formación y a las cuales se les hace responsable de los daños ocurridos en la tubería.

Figura 42. Partículas que expide la formación junto a la arena sedimentada.



Fuente: Guacamayas Oil Services S.A.S

Uno de los problemas más significativos por parte de los sólidos sedimentados en los pozos inyectores durante la limpieza de los mismos, es el daño en el equipo estrangulador de flujo “choke manifold” que causa el desgaste por exposición y aparición del fenómeno de erosión y corrosión. Los componentes del equipo estrangulador deben soportar el flujo de los fluidos provenientes del pozo para así disminuir su caudal y su presión, evitando el libre flujo de los mismos, y evitando una contingencia. Sin embargo, el material del cual están hechas las piezas del equipo no contiene la suficiente dureza para evitar su erosión. Entre las partes afectadas se encuentran las válvulas estranguladoras ajustables, donde se ven las consecuencias de la exposición.

Las válvulas de estrangulamiento fijo también sufren un desgaste notable en su anillo interno que está expuesto al impacto de las partículas. Así mismo, en las válvulas de compuerta la cortina presenta un daño notable por lo que se deben realizar continuas adecuaciones y mantenimientos a los componentes. Incluso en las partes del equipo donde cambia el ángulo de flujo el alto tiempo de exposición genera un desgaste tan alto que el material llega al punto de fisurarse. Como muestra de la problemática el personal adquirió algunas fotografías del deterioro que causan las partículas en los componentes.

Figura 43. Deterioro en la aguja de la válvula de estrangulamiento ajustable.



Fuente: Guacamaya Oil Services S.A.S

Figura 44. Silla de una válvula de estrangulamiento ajustable



Fuente: Guacamaya Oil Services S.A.S

Debido al alto nivel de deterioro luego de cada operación de limpieza de arenas en los pozos inyectoras, la empresa prestadora del servicio se ve en la obligación de generar un mantenimiento inmediato de las partes del choke manifold afectadas por estos fenómenos, lo que significa aumentar los costos por la operación. Allí aparece el problema que más adelante se va a discutir mediante la creación de

alternativas para recubrir este tipo de partes con el fin de otorgar mayor dureza a las mismas contra la abrasión del flujo constante durante la operación y así finalmente lograr un beneficio tanto monetario como técnico a la empresa Guacamayas Oil Services S.A.S.

3. CHOKE MANIFOLD

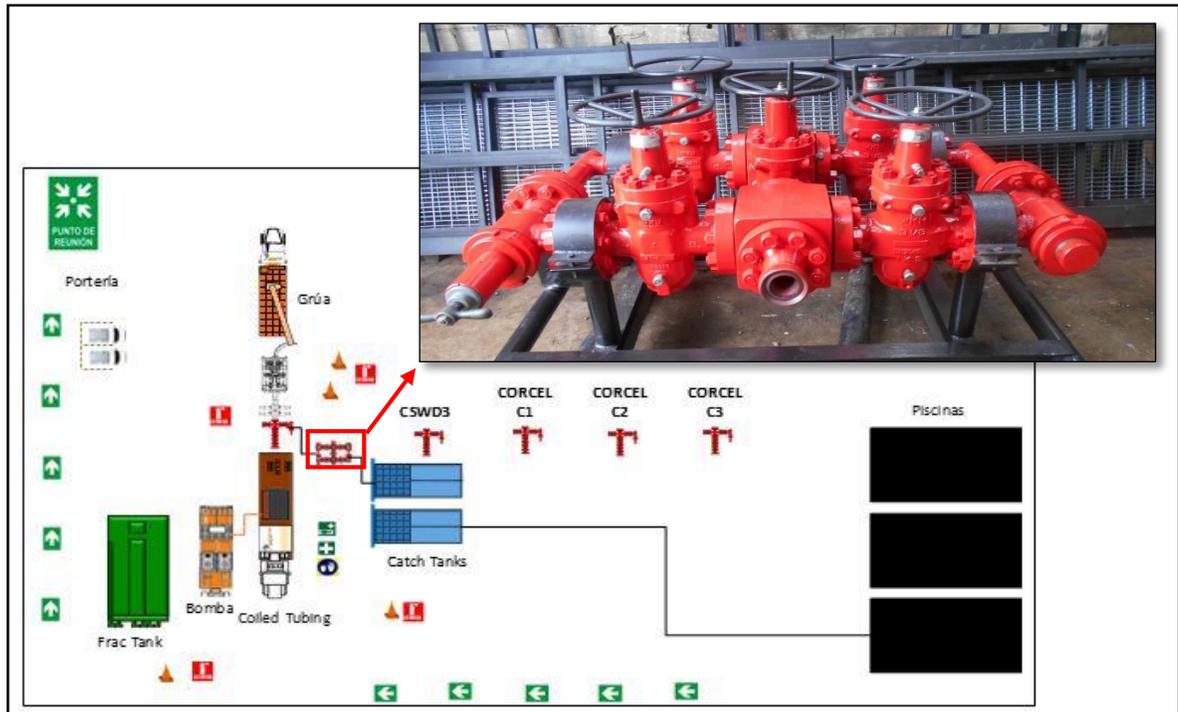
En este capítulo se ilustra el equipo evaluado en el proyecto, se define y muestran características principales, se describen detalladamente las partes involucradas en la modificación del recubrimiento que permitirán el aumento de su vida útil y el método utilizado para evaluar el desgaste provocado por las arenas que fueron caracterizadas en el capítulo anterior.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

En la operación de limpieza de arenas que realiza la empresa Guacamaya Oil Services S.A.S es normal encontrar una distribución en superficie como la que se muestra en la figura 45, donde se determinan las posiciones y espacios que ocuparan los distintos equipos y herramientas necesarias en la operación como los Catch y Frac Tank, la bomba, el camión de Coiled Tubing, la grúa, las piscinas, vías de evacuación y demás figuras ilustrativas del manejo de personal en un momento de contingencia.

Para efectos de este proyecto, se enfocará la atención en el equipo de control Choke Manifold el cual se detalla en la figura 45, al ser el equipo que sufre a mayor escala el desgaste que ocasiona la arena proveniente del Pozo Inyector X1; arena que fue caracterizada en el capítulo anterior, donde se evidencia la forma en que influye su morfología en el fenómeno de desgaste del equipo, además permite asegurar técnicamente que al modificarse su recubrimiento aumentará la vida útil de los accesorios y demás herramientas expuestas a la misma arena.

Figura 45. Layout del proceso de limpieza en el Pozo Inyector X1



Fuente. PEDROZA Karla, PINTO Johan. Informe Post-Operacional Servicio de Limpieza de arena con Coiled Tubing 1 ½". Guacamayas Oil Services S.A.S. 2016. p15. Modificada por los autores.

El Choke Manifold se conoce como el conjunto de válvulas que permiten regular los caudales de los fluidos provenientes del pozo, que actúa en el control de la presión del pozo y manejo de la dirección del flujo de acuerdo con las necesidades del pozo. Industrialmente es diseñado con diferentes diámetros y para diferente soporte de presiones de trabajo, la elección del tipo de Choke a usar en cada operación, dependerá del tipo de pozo, los valores de presión en cabeza que se tengan en sus características, el caudal del fluido esperado en superficie y los requerimientos del cliente.

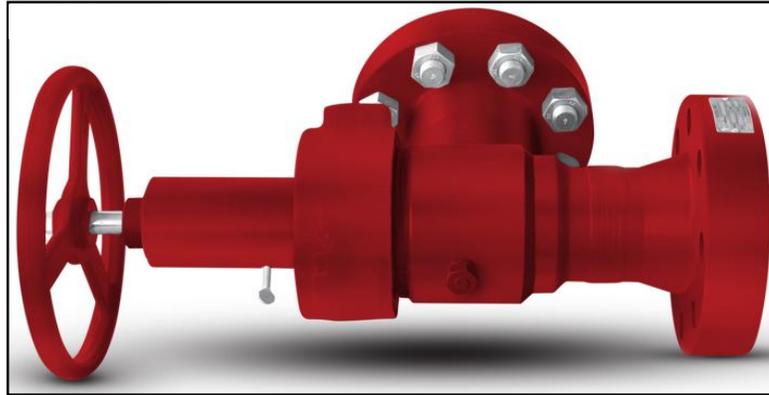
Según recomendaciones internacionales es conveniente identificar con bandas de colores un Choke Manifold según las presiones de trabajo (WP) para los cuales está diseñado lo que asegura una correcta operación, el equipo está hecho de un acero forjado conocido como un acero 1045, material de alta resistencia para operaciones cotidianas de limpieza, dentro de su ficha técnica se muestra con dureza de 162 HV; basado en las características de la arena proveniente del Pozo Inyector X1, las cuales fueron descritas en el segundo capítulo, este material no logra ser lo suficientemente resistente al desgaste ocasionado por el trabajo de limpieza de arenas en este Pozo, desgaste evaluado más adelante.

Generalmente el Choke Manifold se compone de una conexión de entrada, como unión de golpe, las características de esta entrada son dependientes del diámetro y la presión de trabajo del equipo, posterior a esta entrada se tienen cuatro válvulas de compuerta, dos brazos por donde se da paso al flujo del fluido, en uno de estos se encontrará un estrangulador (choke) ajustable o variable y normalmente en el otro se encontrará un choke fijo, de igual forma el choke ajustable puede convertirse el fijo, este cambio se realiza al momento de generar una medición en la operación con el fin de evitar flujo turbulento y asegurar resultados de mediciones exactas; de las cuatro válvulas se tienen dos conocidas como válvulas de upstream o aguas arriba, ya que se encontrarán antes del estrangulador, las dos válvulas restantes se les conoce como downstream o aguas abajo y tienen este nombre ya que su ubicación en el equipo es detrás del estrangulador, luego de estos accesorios del equipo finalmente se llega a la salida el outlet.

La entrada al equipo Choke Manifold se conoce también como inlet, entre sus características se encuentra la variación de su diámetro que puede ser de 2" o 3", esto dependiendo del diámetro del equipo a utilizar, físicamente se puede diferenciar ya que tiene una configuración de tuerca permitiendo una conexión segura con las líneas de flujo y evitando derrames del fluido extraído haciendo un sello con la conexión de las líneas de retorno.

La porta estrangulador ó portachokes como su nombre lo infiere, es el accesorio donde se alojará el choke que servirá para medir y/o limpiar el pozo, generalmente se tiene un portachokes en el estrangulador fijo y otro en el estrangulador ajustable, es recomendable que estos portachokes estén acompañados de una válvula de aguja o kerotest, ya que estas permiten desfogar la presión almacenada en el portachokes y así tener un mejor control. Este accesorio se ilustra a continuación en la Figura 46.

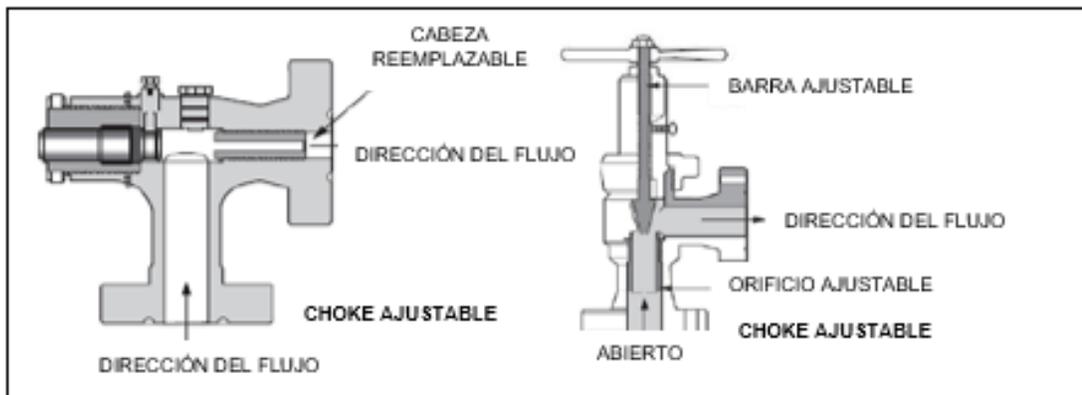
Figura 46. Porta estrangulador ajustable



Fuente. SETIN TRED. Productos. Porta estrangulador. En línea 8 de junio 2017 disponible en: (www.setintred.com/productos)

El choke fijo y el choke ajustable cumplen diversas funciones, el choke fijo normalmente posee un porta orificio, orificio que cumple la función de generar la contrapresión extra como método de control de caudal y presión proveniente de pozo, el choke ajustable tiene como ventaja, sus dos formas de accionamiento, manual o remoto, con la forma manual el choke posee una aguja y una silla, que manualmente pueden ser acercadas, lo que provoca una restricción del flujo del fluido por la disminución del diámetro, provocando la contrapresión necesaria, mientras que el choke ajustable remoto, como ventaja tiene el permitir monitorear la posición de la aguja y la silla y con ello el control de la presión buscada. La Figura 47 muestra los dos tipos de chokes.

Figura 47. Estrangulador Fijo y Estrangulado Ajustable



Fuente. Guacamayas Oil Services S.A.S. Choke Manifold.2012. p8. Modificada por los autores.

En la aguja, es común ver un desgaste durante la operación gracias a la presencia de sólidos finos de vienen del pozo, por eso se hace importante tener una exhaustiva revisión antes y durante una operación de este tipo, otro aspecto a tener en cuenta es la calibración completa del estrangulador ajustable, verificando que la silla haga sello con la aguja del choke ajustable, ya que si no existe este sello puede lavarse todo el cuerpo del equipo debido a que el flujo buscará salida ocasionando daños adicionales a la integridad del mismo. Un ejemplo de una aguja desgastada se presenta a continuación.

Figura 48. Aguja con desgaste abrasivo



Fuente: Petrosan Services S.A.S.

Otra componente importante del choke ajustable es la llamada silla, allí se efectúa el sello con la aguja por lo que ésta parte también sufre daños considerables. En la figura 48, se muestra un ejemplar de una silla con desgaste abrasivo notorio luego de una operación de limpieza de arenas.

El choke fijo tiene como función la medición de caudales producidos por el pozo, debido a que su diámetro es exacto (esto garantizado por el fabricante), permitiendo precisión en medición, generalmente estos vienen identificados en pulgadas. Sin embargo, cualquier choke puede ser cambiado de fijo a ajustable o viceversa solo hay que cambiar los componentes internos del portachoke. El porta orificio que se encuentra en un choke fijo se muestra a continuación y hace parte de los componentes mayormente afectados por el fenómeno abrasivo.

Figura 49. Porta Orificio-choke fijo



Fuente: Guacamayas Oil Services S.A.S

Adicionalmente el Choke Manifold requiere de accesorios como dos manómetros, uno de estos se localiza aguas arriba del estrangulador, éste adecuado a la presión de cabeza de pozo que se espera, cumpliendo como función medir la presión en cabeza de pozo, el otro manómetro se ubica después del estrangulador cumpliendo como función medir la presión aguas abajo del equipo, un manómetro común se observa en la Figura 50.

Figura 50. Manómetro



Fuente. LEROY MERLIN.
Manómetro. En línea 8 de junio
2017 disponible en:
([www.leroymerlin.es/fp/15129772/m
anometro-](http://www.leroymerlin.es/fp/15129772/manometro-))

Otro accesorio del Choke Manifold es la brida. Ésta es una clase de conexión que se usa en el equipo, que facilita la forma de montar y desmontar distintos componentes, a su vez genera una fijación de tramos de tubería y un sello para el control de la presión. El diseño de la brida, varío acorde al tamaño y capacidad del equipo donde sea instalada, la ilustración de este accesorio se muestra en la Figura 51.

Figura 51. Brida



Fuente: GUIA DE LA INDUSTRIA. Brida SORF.
En línea 8 de junio 2017 disponible en:
(www.guiadelaindustria.com/producto/brida-sorf-complemet/8901)

Anillo toroidal de goma industrialmente conocido como el oring, cuya principal función es proporcionar un sello hermético entre uniones de accesorios del equipo choke manifold, con el fin de evitar fugas y pérdidas de presión y consigo evitar contingencias de seguridad. Pueden fabricarse de diferentes materiales, siendo los más utilizados en la industria la goma y el acero, se ilustra este accesorio en la Figura 52.

Figura 52. Oring



Fuente. PMD. Rubber O-Rings. En línea 8 de junio de 2017 disponible en: (pmdbeauty.com/product/rubber-o-rings/)

3.2 MANTENIMIENTO REALIZADO AL CHOKE MANIFOLD

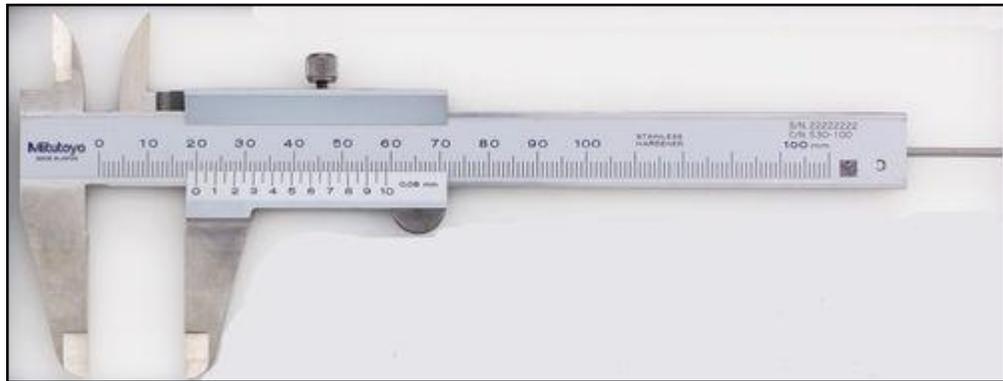
Según la EFNMS (Federación Europea de Asociaciones Nacionales de Mantenimiento) por quien se rigue la compañía Petrosan Services, compañía encargada de realizar el mantenimiento y reparación del equipo evaluado en este proyecto, mantenimiento se define como “El conjunto de actividades técnicas y administrativas cuya finalidad es conservar o restituir un sistema, subsistema, instalación, planta, máquina, equipo, estructura, edificio, conjunto, componente o pieza en o a la condición que la permita desarrollar su función.” Y tiene como objetivo mantener operable el equipo e instalación y restablecer el equipo a las condiciones de funcionamiento predeterminado; con eficiencia y eficacia para obtener la máxima productividad.

3.3 PRUEBAS REALIZADAS DURANTE EL MANTENIMIENTO

Para enviar el equipo de control Choke Manifold a mantenimiento, inicialmente el personal a cargo del trabajo de limpieza de arenas en el Pozo Inyector X1 hace una primera prueba para conocer el nivel del desgaste que se tiene en el equipo, esta prueba inicia con un ajuste de presiones utilizando el choke ajustable dando una restricción al flujo lo que debe tener una respuesta de aumento de presión al disminuir el diámetro de entrada, cuando esto no sucede se hace un alto a la operación, se desarma el equipo y se realiza una medición para cuantificar el desgaste del choke ajustable y fijo con una herramienta de medición conocida como pie de rey el cual se identifica en la Figura 53, cuando esta medición

demuestra una disminución en el diametro, significa que tiene un daño en la superficie interna, lo que hace necesario realizar pruebas adicionales.

Figura 53. Pie de rey



Fuente: MITUTOYO. Pie de rey Vernier. En línea 13 de julio de 2017 disponible en: (www.directindustry.es/prod/mitutoyo/product-4906-1303335.html?utm_source=ProductDetail&utm_medium=Web&utm_content=SimilarProduct&utm_campaign=CA)

A continuación, mediante tablas se muestran dos reportes de inspección visual para mantenimiento realizados al Choke Manifold de la compañía Guacamaya Oil Services, en el 2015 y 2016, por parte de la compañía Petrosan Sevices, luego de utilizarse en las operaciones de limpieza de arenas en el Pozo Inyector X1 del Campo Corcel, junto a su anterior prueba de cuantificación de desgaste y una breve descripción de la segunda inspección que se le realiza al equipo conocida como la prueba hidrostática.

3.3.1 Prueba Visual. La inspección visual, es la primera prueba que se le realiza al equipo en el momento que ingresa al patio de mantenimiento, en ella se verifica el estado de cada una de las partes, teniendo más detalles en aquella que por su historial son mas propensas al daño acorde a la operación donde estuvieron trabajando, acontinuacion se muestra mediante la tabla 5 y 6, los reportes que se tienen del equipo Choke Manifold utilizado en las operaciones de limpieza de arenas en el Campo Corcel.

Cuadro 3. Reporte del equipo Choke Manifold al término de la operación de limpieza de arenas.

Item	Descripción
	<p>Choke Manifold 3 1/8 " , 5K WKM este equipo llega desarmado, en condiciones defectuosas en algunas partes que se describe a continuación</p>
	<p>VALVULA1: Arreglo de empaquetadura, rodamiento de cuello, teflones y cortinas. Cambio de asientos. Engrase general y pintura. → Hacer prueba hidrostática</p>
	<p>VÁLVULA 2: Arreglo de empaquetadura, rodamiento de cuello, teflones y cortinas. Cambio de asientos. Engrase general y pintura. → Hacer prueba hidrostática</p>
	<p>VÁLVULA 3: Arreglo de empaquetadura, rodamiento de cuello y teflones. Cambio de asientos. Engrase general y pintura. → Hacer prueba hidrostática</p>

Cuadro 3. (Continuación)

Item	Descripción
	<p>VÁLVULA 4: Arreglo de empaquetadura, rodamiento de cuello y teflones. Cambio de asientos. Engrase general y pintura. → Hacer prueba hidrostática</p>
	<p>VÁLVULA 5: Arreglo de empaquetadura, rodamiento de cuello y teflones. Cambio de asientos. Engrase general y pintura. → Hacer prueba hidrostática</p>
	<p>CHOKE AJUSTABLE: Cambio Total - Cuerpo - Silla - Aguja</p>
	<p>CHOKE FIJO Cambio de silla Rectificar el cuerpo.</p>

Cuadro 3. (Continuación)

Item	Descripción
	<p>SPOOL CAMBIO TOTAL - Defecto en las bridas - Defecto en las tuberías</p>
	<p>CROSS OVER 3 1/8 ", 5K CAMBIO TOTAL - Defecto en la rosca</p>

Fuente. SUAREZ. José. Petrosan Services. Reporte general del Choke Manifold, 2015.

Cuadro 4. Reporte del equipo Choke Manifold al término de la operación de limpieza de arenas.

Item	Descripción
	<p>Choke Manifold 3 1/8 " , 5K WKM este equipo llega en condiciones bastantes defectuosas en algunas partes que se describe a continuación</p>

Cuadro 4. (Continuación)

Item	Descripción
	<p>→Equipo transferido a prueba hidrostática, al fin de la inspección visual.</p>
 	<p>SPOOL IZQUIERDO Reemplazar totalmente por deterioro</p>
	<p>CHOKE FIJO Rectificar brida de salida</p>

Cuadro 4. (Continuación)

Item	Descripción
	<p>CHOKE AJUSTABLE Reparar entrada</p>
	<p>SPOOL DERECHO Cambiar brida de entrada por deterioro frontal. Reparar la T de salida por detrimento</p>
	<p>CROSS OVER Rectificación del Cross over de salida</p>

Cuadro 4. (Continuación)

Item	Descripción
	<p>DADO DE SALIDA Deterioro en la cara de la salida internamente</p>
	<p>VALVULA1: Limpieza y engrase general Reparación parcial. Rectificación de cortinas y sillas. Cambio de teflones y orings</p>

Cuadro 4. (Continuación)

Item	Descripción
	<p style="text-align: center;">VALVULA 4: Limpieza y engrase general Reparación parcial. Rectificación de cortinas y sillas. Cambio de teflones y orings</p>
	<p style="text-align: center;">VALVULA 5: Limpieza, engrase y reparación general Cambio de compuerta sillas y grúas</p>

Cuadro 4. (Continuación)

Item	Descripción
 	<p>VALVULA2: Deterioro de la brida de salida. Limpieza y engrase general Reparación parcial. Rectificación de cortinas y sillas. Cambio de teflones y orings</p>
 	<p>VALVULA 3: Limpieza y engrase general Reparación parcial. Rectificación de cortinas y sillas. Cambio de teflones y orings</p>

Fuente. SUAREZ. José. Petrosan Services. Reporte general del Choke Manifold, 2016.

Las partes mostradas anteriormente en los reportes, tienen por material interno un acero que fue sometido a elevadas condiciones de temperatura y presión para aumentar su dureza obteniendo un material interno de dureza de 162 HB, a este material se le conoce industrialmente como un acero 1045, el cual en las diferentes operaciones de limpieza que ha realizado la empresa Guacamaya Oil Services S.A.S ha resistido y cumplido con sus funciones acorde a sus especificaciones, dada a la interacción con la clase de arenas a la que se le somete en las operaciones de limpieza de arena en el Pozo Inyector X1.

En estos reportes, se ve el desgaste en el material de algunas de las partes del equipo como, los chokes, las sillas y compuertas de las válvulas, entre otros accesorios y partes, el resultado de esta primera prueba en los dos reportes muestra la necesidad de cambio constante de accesorios del equipo lo que incurre en gastos extras a lo largo de la operación ya que se reporta a mantenimiento el equipo antes de concluir la operación, luego de finalizar y dar reporte de esta prueba, se realizan los cambios necesarios y los arreglos que se requieran, con esto el equipo queda a disposición para realizar la prueba de su integridad, prueba conocida como prueba hidrostática donde se evaluará su correcto funcionamiento.

3.3.2 Prueba Hidrostática. Esta prueba se reconoce como un requerimiento aplicable a verificar la integridad de tuberías, recipientes y equipos de superficie con el único fin de proporcionar la seguridad operativa y la seguridad al personal operativo, mediante pruebas de presión estandarizadas; para estas pruebas se deben cumplir los requisitos de las normas y códigos internacionales, así:

- ANSI B.31.3 Petroleum Refinery Piping
- ANSI B.31.4 Liquid Petroleum Transportation
- ANSI B.31.8 Gas Transmission and Distribution Piping.
- ASME SECCION VIII, Division 1: Pressure Vessels

Para el procedimiento de esta prueba, el personal encargado debe instalar registradores de presión en el equipo, luego debe inyectar agua al equipo hasta lograr su llenado total asegurando inexistencia de aire, al completar este proceso se toma un registro de la presión que se tiene y con ese dato inicial se lleva un control y seguimiento de la presión a lo largo del tiempo de la prueba, este procedimiento será mostrado a continuación por medio de la figura 54. Finalizado el tiempo de la prueba, tiempo que determina la empresa, se comprueba que la presión a lo largo del tiempo no tuviera variación, certificando la integridad del equipo y la no existencia de fugas en él, para colocarlo finalmente a disposición de la compañía.

Figura 54. Procedimiento Prueba Hidrostática



Fuente: Petrosan Services. Reporte General Inspección Chokes WKM 5K, 2015. p26.

4. MATERIALES DE RECUBRIMIENTO

En este capítulo, se define que es un recubrimiento, un material, los tipos y métodos usados para recubrir el equipo Choke Manifold, fichas técnicas de materiales para recubrir y la matriz de selección de los materiales adecuados para la evaluación de este proyecto.

4.1 DEFINICIONES

- Material: Materia elaborada o manufacturada de la que está hecha una cosa.
- Recubrimiento: se define como la aplicación de un espesor necesario de algún material sobre un metal, esto con el fin de proporcionar al metal una resistencia permanente al desgaste, a la descomposición electrolítica, entre otros.

4.2 MATERIALES

A continuación, se presentan las fichas técnicas de algunos materiales que bajo su valor de dureza se tendrán en cuenta para realizar la matriz de selección de materiales más adelante.

- Acero 1045: material actual del equipo Choke Manifold

Cuadro 5. Ficha Técnica del Acero 1045

COMPOSICIÓN	C 0.43% - 0.50% Mn 0.60% - 0.90%
PROPIEDADES FÍSICAS – MECÁNICAS	Resistencia a la tracción 655 MPa Límite de fluencia 40 kgf/mm ² Elongación 16% Reducción de área 40% Maquinabilidad 55% Dureza (HV) 162 Densidad 7.85 g/cm ³ Coeficiente de Poisson 0.3 Temperatura de Fusión 1050 °C
APLICACIONES	Por sus características de temple, se tiene una amplia gama de aplicaciones automotrices y de maquinaria en general de resistencia media, tales como: ejes, semiejes, cigüeñales, engranajes, piñones, cuñas, tornillos, pernos, martillos, pasadores, remaches, partes de maquinaria y herramientas agrícolas. ⁸

⁸ BB ACEROS BRAVO. Catálogo de productos. Aceros al carbono. 2017. p1.

- Cromo Duro: material para evaluación
- Cuadro 6.** Ficha Técnica del Cromo Duro

COMPOSICIÓN	Cr 100%
PROPIEDADES FÍSICAS – MECÁNICAS	Resistencia a la tracción 689 MPa Densidad 7,14 g/cm ³ Punto de fusión 1800°C Calor de fusión 16.9 kJ/mol Dureza 460 (HV)
APLICACIONES	<p>La cinta magnética (utilizada en casetes de audio y cintas de audio de gama alta) está hecha de un compuesto magnético de cromo.</p> <p>El óxido de cromo (III) es un óxido de metal pulido mejor conocido como verde de cromo.</p> <p>En los laboratorios de ciencias, el ácido crómico se utiliza para limpiar la cristalería si tiene trazas de compuestos orgánicos.</p> <p>El cuero se curte usando iones de sales de cromo (III).</p> <p>Los diferentes compuestos de cromo se utilizan para hacer diferentes pigmentos de color y tintes. Los autobuses escolares se suelen pintar utilizando amarillo de cromo. Actualmente, se utilizan debido a alternativas debido a preocupaciones ambientales. El rojo cromo y el verde de cromo siguen siendo los colores más comunes.</p> <p>La madera se conserva mediante el uso de sales de cromo (VI).</p> <p>El acero inoxidable, utilizado en muchas aplicaciones, se hace cuando se añade cromo al hierro. Los cuchillos de acero inoxidable contienen cromo.</p> <p>Las aleaciones de hierro, níquel y cromo son muy fuertes y soportan temperaturas muy altas. Se utilizan en motores a reacción y turbinas de gas.</p> <p>El cromo es bastante duro y es resistente a la corrosión. Por este motivo, muchas cosas están revestidas de cromo. Un montón de cosas de metal que utilizamos a diario (cuchillos y tenedores, por ejemplo) están recubiertas con cromo.⁹</p>

⁹ WIKIMEDIA. Cromo. En línea 8 de junio 2017 disponible en: (https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/6/69/CATALOGO_TECNOCROM.pdf)

- Bronce: material para evaluación

Cuadro 7. Ficha Técnica del Bronce

COMPOSICIÓN	Cu 89% Sn 11%
PROPIEDADES FÍSICAS – MECÁNICAS	Resistencia a la tracción 900 MPa Densidad 8,9 g/cm ³ Temperatura de fusión 1020 °C Punto de ebullición 3682K Dureza 200 (HV) Resistividad eléctrica 14 a 16 μΩ/cm Elongación >65%
APLICACIONES	Debido a sus propiedades mecánicas y físicas, las distintas aleaciones de bronce son superiores a las del hierro, salvando el acero. Son menos frágiles, su punto de fusión es menor. Son excelentes conductores de electricidad y calor. Las aleaciones de bronce son menos rígidas que la de otros metales, por lo cual tienen la capacidad de acumular menos calor. Por ello, una de las principales aplicaciones es la fabricación de resortes, como piezas industriales. ¹⁰

- Níquel: material para evaluación

Cuadro 8. Ficha Técnica del Níquel

COMPOSICIÓN	Ni 100%
PROPIEDADES FÍSICAS – MECÁNICAS	Número Atómico 28 Densidad 8,9 g/cm ³ Masa atómica 58.69 Punto de fusión 1453 °C Resistencia a la tracción 660 MPa Dureza 190 (HV)

¹⁰ ROCAS Y MINERALES. Bronce. En línea 8 de junio 2017 disponible en: (<http://www.rocasyminales.net/bronce/>)

Cuadro 8. (Continuación)

APLICACIONES	<p>El níquel se usa como un revestimiento decorativo y protector para metales, particularmente hierro, aluminio y acero, que son susceptibles a la corrosión. La lámina de níquel es depositada por electrólisis en una solución de níquel.</p> <p>Se usa en la fabricación de pilas de Ni-Cd y en multitud de componentes electrónicos.</p> <p>El níquel se usa principalmente en forma de aleaciones que tienen infinidad de aplicaciones cuando interesa controlar la dilatación, conferir propiedades mecánicas especiales, aumentar la resistencia a la corrosión, disponer de cualidades magnéticas específicas o disminuir la conductividad eléctrica.</p> <p>Estas aleaciones se emplean para la fabricación de partes del automóvil como ejes, frenos, engranajes, válvulas y rodamientos, resistencias eléctricas, transformadores, telas metálicas, chasis de instrumentos de precisión, aparatos para criogénica, etc.¹¹</p>
--------------	---

- Tungsteno: material para evaluación

Cuadro 9. Ficha Técnica del Tungsteno

COMPOSICIÓN	Cobalto 5.5% Carburo de tántalo 1% Carburo de niobio 1%
PROPIEDADES FÍSICAS – MECÁNICAS	Dureza 1635 (HV) Densidad 14.90 g/cm ³ Fuerza de ruptura 225.000 PSI Resistencia de tracción 1920 MPa Temperatura de fusión 3420 °C

¹¹ WIKIMEDIA. Níquel. En línea 13 de julio de 21017. Disponible en:
(https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/6/69/CATALOGO_TECNOCROM.pdf)

Cuadro 9. (Continuación)

APLICACIONES	Mecanizar hierro fundido y materiales no ferrosos como aluminio, cobre, latón, bronce, plástico y fibras, sería de acero inoxidable de 200 y 300, titanio y aleaciones de altas temperaturas. Se recomienda para aplicaciones de desgaste y abrasión, tales como boquillas y matrices de compactación. ¹²
--------------	--

- Chronit: material para evaluación

Cuadro 10. Ficha Técnica del Chronit

COMPOSICIÓN	C 0.14-0.20% Si 0.28-0.30% Mn 1.35-1.42% Cr 0.030-0.036% Mo 0.004-0.010% V 0.001% Ti 0.03%
PROPIEDADES FÍSICAS – MECÁNICAS	Dureza (HV) 388 Resistencia a la tracción 1250 MPa Elasticidad 1.000 N/mm ²
APLICACIONES	Para elementos de movimiento de tierras, minerales y materiales abrasivos como: dientes y palas de retroexcavadoras, blindajes y tolvas de camiones y volquetas, arados, etc. Para máquinas trituradoras, martillos, zarandas, silos y embudos para graneleros y presas de chatarra. Para las construcciones soldadas que requieren alta resistencia y una buena tenacidad a bajas temperaturas como: puentes, torres, estructuras, acoples, ganchos, amarres, entre otros. ¹³

¹² YOUR STERLING PARTNER. Boletín técnico. Tungsteno. 2000. p58.

¹³ BÖHLER. Manual de aceros especiales. Acero Chronit. 2016. p55.

4.3 EQUIPOS, TECNICAS Y METODOS DE APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTOS

En la actualidad en el comercio se encuentran gran cantidad de equipos, formas y métodos para realizar recubrimientos, en ellos se tienen desde herramientas sencillas como brochas y rodillos hasta equipos más elaborados que usan la presión para realizar recubrimientos, estos se pueden dividir en dos formas de aplicación, la aplicación en sitio y la aplicación en planta, la aplicación en sitio hace referencia a la aplicación de recubrimientos en los mismos lugares donde se fabrica el equipo o la herramienta, para su posterior traslado al lugar de trabajo, éste tiene como ventaja el poder ser controlada para mayor calidad, utilizando equipos de mayor rendimiento que certifiquen los acabados, mientras que la aplicación en planta no es muy común ya que durante el traslado y los diferentes tipos de agresión a la que se someten estos equipos, se necesitan retocar o volver a realizar, en estas aplicaciones como se menciona anteriormente existen diferentes métodos en la realización de recubrimientos, donde los principales serán descritos a continuación:

4.3.1 Aplicación por Aspersión o Rociado. El uso de este método es muy común para trabajos de construcción y como pintura de conservación. Existen dos tipos principales, aunque similares, aportan beneficios característicos diferentes, entre ellos su factor de rapidez, calidad del acabado, facilidad y flexibilidad de uso, entre otros. A continuación, se describen los dos tipos de aplicación de este método.

4.3.1.1 Rociado sin aire (Airless). Tiene como característica el cubrir rápidamente superficies grandes con un mínimo de rocío. Su funcionamiento inicia forzando al recubrimiento o fluido pasar a través de un orificio pequeño de la pistola utilizada en la aplicación del mismo a presiones muy altas. Este rocío que se produce tiene un patrón húmedo que permite la formación de una película rápida con mayor penetración en la superficie, por tanto, la ejecución de este recubrimiento se hace muy rápida y de alta cantidad, es necesario controlar con exactitud las pasadas y el traslape con el fin de evitar un exceso, ya que generaría un escurrimiento, desperdicio, algún tipo de depresión o arrugas y no se obtendría una aplicación uniforme como se debe tener en este tipo de procedimiento. El equipo con el que se realiza este tipo de recubrimiento se ilustra en la Figura 55.

Figura 55. Aspersor sin aire



Fuente. ARTE HERRAMIENTA Y SUS COSAS. Neumático. Aspersor sin aire. En línea 8 de junio 2017 disponible en: (arteherramienta.es/57-pistola-de-pintar)

4.3.1.2 Rociado con aire. Este tipo de rociado es el más comúnmente usado. Su funcionamiento consta de la utilización de aire comprimido que permita realizar dos importantes tareas, la primera se encarga de atomizar el recubrimiento o fluido en el tanque de almacenamiento de la pistola y la segunda, que se encarga de suministrar el fluido inicialmente al tanque de la pistola. La versatilidad de este método lo hace adaptable a todos los equipos y a ser el más usado, además de su historial de uso de más de cincuenta años de resultados de calidad y continuo mejoramiento de los equipos y accesorios utilizados en las operaciones, se ha generado la posibilidad de uso de prácticamente todo tipo de material de recubrimiento.

Este tipo de rozamiento tiene un beneficio adicional ya que ofrece mayor selección de forma de patrones, modificando las formas de atomización y humedad de los acabados, adicionando la posibilidad de regular los patrones, fácilmente permitiendo tener mayor precisión, así que este método se muestra como la mejor alternativa cuando se necesita como factor principal la calidad en los resultados de los trabajos.

Figura 56. Recubrimiento con aspersor con aire.



Fuente. BELZONA. Belzona 1331. Recubrimiento.
En línea 8 de junio de 2017 disponible en:
(www.belzona.com/es/products/1000/1331.aspx)

4.3.2 Aplicación con Brocha. Este método de recubrimiento con brocha, tiene un punto de inicio en la historia hace aproximadamente mil años, su historia describe como los artesanos primitivos utilizaban los pelos de las colas de animales como la vaca y el caballo para la realización de brochas naturales, en la actualidad las mejores brochas son fabricadas con cerdas de los cerdos, que generalmente son generadas en Rusia, China y en Europa Oriental, aunque durante la segunda Guerra Mundial entran al mercado brochas de nylon (sintéticas), estas son más durables que las brochas de cerdas de cerdo, mantienen su forma, aunque sean sometidas a un uso sobre látex y otros recubrimientos que tienen contenido de agua, para finalmente a través del tiempo obtener brochas de nylon con similitud en características de las brochas de cerda de cerdo, teniendo extremos suaves, de más fácil manejo y mayor calidad.

4.3.3 Aplicación con Rodillo. Este es otro método utilizado al aplicar un recubrimiento tipo pintura, remonta su historia hace aproximadamente cincuenta años, pero por su gran velocidad y bajo costo se ha vuelto muy importante en la industria actualmente, los rodillos han sido utilizados más comúnmente en la aplicación de recubrimientos en tanques, barcos y demás estructuras de gran tamaño.

En general, el rodillo a reemplazado las brochas manuales, ya que es más rápida su aplicación y se obtiene una película de recubrimiento, más densa y uniforme, sin requerir mayor habilidad.

4.3.4 Aplicación por Inmersión y Flujo. Estos dos métodos dan el mismo tipo de acabado, su diferencia está en la forma en que se aplica el recubrimiento, por inmersión se refiere el colocar el artículo dentro del recubrimiento, luego sacarlo, drenarlo y secarlo, para el de flujo se utiliza una manguera por la cual sale en forma de chorro el recubrimiento y este es puesto sobre el artículo, para los dos métodos el recubrimiento se encuentra en un tanque en el cual se debe asegurar su viscosidad y temperatura, adicionando que el recubrimiento debe contar con un correcto tiempo de secado, si se desea realizar otra capa del mismo o de otro material de recubrimiento, se debe realizar en un tiempo determinado, que cumpla con los parámetros y pasos para cada uno. Este método tiene como problemática el tener que asegurar y estar en constante control el fluido de recubrimiento ya que se debe mantener estable que no tome la apariencia de un gel, se separe o sedimente. En general el método de inmersión es bueno para herramientas pequeñas y el de flujo para equipo, accesorios, objetivos y demás que por su tamaño se hacen inaccesibles, asegurando un menor costo y calidad en los resultados.

Figura 57. Recubrimiento por inmersión.



Fuente. TECNOLOGÍA DE LOS PLATICOS. Recubrimientos. En línea 8 de junio de 2017 disponible en: tecnologiadelosplasticos.blogspot.com.co/2011/11/recubrimiento-por-lecho-fluidizado.html

4.3.5 Aplicación con Barnizadoras de Rodillos. Este método funciona aplicando recubrimientos a través de rodillos giratorios, los que previamente deben ser impregnados con el fluido de recubrimiento, estos rodillos usualmente son de caucho, con una dureza determinada que le permita impregnar adecuadamente al objeto que se desea recubrir, al igual deben ser formulados para que su resultado sea eficiente y de un flujo, una flexibilidad, un troquelado y dureza acorde a la necesidad y su ventaja radica en la alta velocidad de aplicación.

4.3.6 Tratamiento con Aspersión térmica. Es el término que agrupa procesos de recubrimientos metálicos y no metálicos en diferentes equipos, de éste se tienen tres importantes categorías como el aerosol para flamear utilizando como energía la combustión, el aerosol de arco eléctrico y el aerosol de arco de plasma que usan como energía, la energía eléctrica para su realizar el recubrimiento, este tratamiento es utilizado en diferentes industrias como una buena forma de realizar recubrimientos de alta precisión y calidad.

Los métodos utilizados para realizar los recubrimientos en las partes del choke manifold expuestas al desgaste abrasivo de la arena, dependerán del material elegido y serán detallados en el análisis financiero del proyecto.

4.4 MATRIZ DE SELECCIÓN

Para la selección de los materiales, se inicia con la búsqueda de uno que dé cumplimiento a la finalidad del proyecto en cuestión, para este caso que tengan alta dureza. Luego de la previa separación de materiales se plantea otros requerimientos que minimicen las opciones, entre estos, el costo, la disponibilidad, características técnicas y las exigencias socio-ecológicas.

La matriz de selección permitió llevar a laboratorio los materiales que teóricamente son un buen prospecto de material de recubrimiento para el equipo choke manifold, gracias a sus diferentes atributos influyentes en la efectividad. Estos materiales se evaluaron según su resistencia a la tracción, dureza, punto de fusión, precio y disponibilidad en el país, valores expuestos en la Tabla 13.

La resistencia a la tracción se considera como la cantidad de estrés que un material determinado es capaz de soportar cuando se aplican esfuerzos axiales longitudinales de atracción creciente, disminuyendo la sección transversal hasta que se produce la ruptura del material. Dicha propiedad es determinante en la elección de materiales, debido a los esfuerzos a los que serán expuestos en una operación de limpieza de arenas, gracias al proceso y a la arena que proviene del pozo en estudio, caracterizada en el segundo capítulo de este trabajo.

La dureza de un material se refiere a la capacidad de resistir cualquier deformación que proviene de la acción de esfuerzos al contacto con otro material, la importancia que tiene esta propiedad para la elección adecuada de un material

se basa en la interacción constante con los sólidos suspendidos del fluido que proviene del pozo. El material que pueda resistir ese contacto debe cumplir con una dureza mayor a la del material actualmente utilizado el acero 1045.

El punto o temperatura de fusión es aquella temperatura donde un material en fase sólida pasa a fase líquida a presión atmosférica, este atributo es importante tenerlo en cuenta para el momento en que se decida realizar el recubrimiento, puesto que existen algunas técnicas de recubrimiento que necesitan el material en diferente fase.

El precio y la disponibilidad del material son aspectos relevantes en la toma de decisiones para llevar a cabo el proyecto, donde la inversión sea justificada con el resultado.

Tabla 3. Valores teóricos de las propiedades de los materiales de estudio.

PARÁMETRO	MATERIAL					
	ACERO 1045	CROMO DURO	BRONCE	TUNGSTENO	NIQUEL	CRHONIT
RESISTENCIA A LA TRACCIÓN (Mpa)	655	689	900	1920	660	1250
DUREZA (HV)	162	460	200	1635	190	388
TEMPERATURA DE FUSIÓN (°C)	1050	1800	1020	3420	1453	1127

Para la matriz, se asignaron valores de 1 a 5, donde el 5 fue puesto al material que por el valor teórico de la propiedad correspondiente satisfacía la necesidad del proyecto y el 1 por lo contrario fue asignado al material que no tenía un valor teórico adecuado en la propiedad evaluada con base a la necesidad del proyecto, luego de ser asignados los valores se realiza la sumatoria donde se encontraron los materiales prospectos a llevar a laboratorio, esto se describe en la Tabla 4.

Tabla 4. Matriz de selección, asignación de valores.

PARÁMETRO	MATERIAL				
	CROMO DURO	BRONCE	TUNGSTENO	CRHONIT	NIQUEL
RESISTENCIA A LA TRACCIÓN (Mpa)	2	3	5	4	1
DUREZA (HV)	4	2	5	3	1
TEMPERATURA DE FUSIÓN (°C)	2	5	1	4	3
DISPONIBILIDAD	5	2	4	3	1
TOTAL	13	12	15	14	6

Con base en la matriz detallada anteriormente en la Tabla 14, se decide llevar a laboratorio los tres materiales con puntaje más alto, siendo estos el cromo, el tungsteno y el chronit, ellos serán sometidos a diferentes pruebas donde se evaluarán nuevamente sus propiedades, la reacción al contacto con otro material de mayor dureza, entre otras pruebas, estas revelarán valores prácticos que se

compararan y analizaran con los teóricos, permitiendo llegar a un análisis y conclusión técnica apropiada para la solución de este proyecto de grado.

5. LABORATORIO Y ANÁLISIS DE MATERIALES

En este capítulo, se plasman los procedimientos utilizados en el laboratorio dispuestos para realizar las mediciones de la dureza, por medio de pruebas de desgaste de los materiales seleccionados a partir de la matriz realizada en el capítulo anterior. Los resultados y análisis están orientados a determinar el material de recubrimiento más apropiado desde un punto de vista técnico, para que personifique una alternativa viable a la disminución del daño ocasionado por los materiales a los que está expuesta la superficie interna de los equipos de control en superficie durante el procedimiento de limpieza de arenas en pozos inyectoros.

5.1 PRUEBAS DE LABORATORIO

Teniendo en cuenta que la mayoría de piezas y equipos dentro de la operación de limpieza de arenas son hechos en Acero 1045, la matriz de selección arrojó tres materiales a evaluar y además se realiza las correspondientes pruebas al material base con el fin de determinar diferencias significativas en relación con la dureza y el desgaste del material.

La Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia (UPTC) posee El Instituto para la Investigación e Innovación en Ciencia y tecnología de Materiales (INCITEMA), con sede en la ciudad de Tunja – Boyacá, quien gracias a infraestructura científica y tecnológica entrega resultados de investigación con desarrollo especializado, amablemente dispuso sus trabajadores y sus equipos para dar respuesta a la solicitud para el estudio de pruebas de desgaste de materiales y así entregar resultados para el posterior análisis de viabilidad del proyecto para el recubrimiento de partes internas del equipo de control choke manifold en la operación de limpieza de arenas en pozos inyectoros realizado por la compañía Guacamayas Oil Services S.A.S.

La tribología¹⁴, conocida también o denominada la ciencia del rozamiento, es la ciencia que se basa en tres fenómenos importantes la fricción, el desgaste y la lubricación. Para ello estudia la interacción de las superficies en movimiento. Su finalidad es aplicar análisis operacional a problemas de gran importancia económica, así como confiabilidad, mantenimiento y desgaste de un equipo.

El desgaste erosivo es el fenómeno fundamental que afecta al equipo choke manifold en el proceso de limpieza. Este desgaste ocasiona pérdidas de material de la superficie debido al contacto con un fluido que porta partículas abrasivas y que éstas poseen una fuerza cinemática esencial en el movimiento relativo entre el material y el fluido. Debido a que el movimiento es paralelo a la superficie se

¹⁴ AUTOFORM Forming Reality. Tribología. En línea 23 de julio de 2017. Disponible en www.autoform.com/es/glosario/tribologia/.

denomina erosión abrasiva, si éste fuese perpendicular al material se denominaría erosión bajo impacto, y es más comúnmente utilizada en procesos como Sand blasting, o chorros de arena utilizados para procesos industriales.

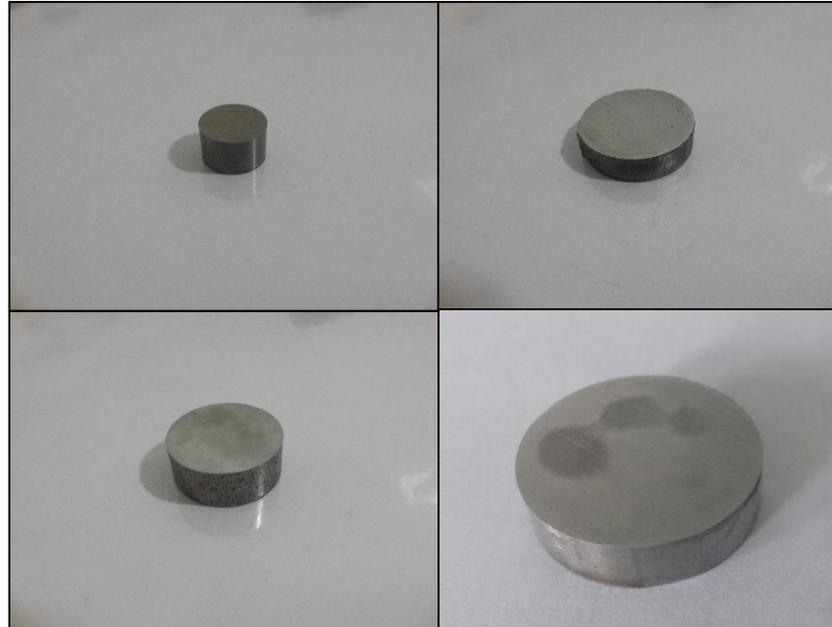
Teniendo en cuenta la definición de desgaste y según la norma ASTM G99, el procedimiento del Tribómetro o “PIN ON DISK”, se basa en la medición del desgaste de materiales para obtener valores de coeficientes de fricción, estrechamente relacionados con la prueba, por lo que es la opción más acercada para el análisis de los problemas relacionados con el proyecto.

Las pruebas que se utilizaron fueron la de Microdureza, Tribómetro o PIN ON DISK y uso de microscopio Óptico de Alta Resolución Leica, es ese mismo orden.

5.1.1 Probetas. Para realizar las pruebas correspondientes y determinar los parámetros de análisis del proyecto según la norma ASTM G99¹⁵ las especificaciones de probetas cilíndricas que permite el equipo son rangos de diámetros de 30 a 100 mm y de espesores en rangos de 2 a 10 mm.

Para el caso del proyecto se calcularon los siguientes diámetros y espesores de las probetas, con el fin de verificar si los materiales cumplen con las especificaciones del equipo, además se establecieron los pesos de cada material antes de realizar la prueba con el objetivo de tener la base para futuros cálculos de pérdida de peso por erosión del material.

Figura 58. Probetas de Material de Tungsteno-Acero 1045-Acero Chronit respectivamente.



¹⁵ AMERICAN SECTION OF THE INTERNATIONAL ASSOCIATION FOR TESTING MATERIALS. Método estándar para la Prueba de Desgaste con equipo Pin On Disk.3 ASTM,2000. (ASTM G99-95a).

Tabla 5. Diámetros y Espesores de las probetas

	MATERIAL			
	TUNGSTENO	ACERO 1045	ACERO CHRONIT	CROMO DURO
DIÁMETRO (mm)	12,67	25,47	25,25	26,7
ESPESOR (mm)	7,94	10,11	6,25	6,01
PESO (mg)	14967,2	39682,2	23925,2	31852,7

El último requerimiento para realizar las pruebas en el equipo “PIN ON DISK” establece que la superficie de las probetas debe tener una rugosidad mínima de un promedio aritmético de 0.8 μm o usualmente se recomienda menos de ese valor.

Para cumplir con el último requerimiento se utilizó una lijadora y pulidora con discos de lija de aproximadamente 5 pulgadas de diámetro.

Figura 59. Lijadora y pulidora del laboratorio de INCITEMA



Fuente. Instituto INCITEMA. (UTPC)

Una vez se logran los parámetros idóneos para las probetas, el siguiente paso es determinar las variables que argumentan el valor propio de cada material para resistir en mayor medida el fenómeno del desgaste abrasivo. Teniendo en cuenta que dentro del fenómeno anteriormente mencionado se relaciona la fricción y obviamente el desgaste, estos dos parámetros poseen vital importancia a la hora de definir un material que otorgue una solución al problema presentado en las superficies internas del equipo choke manifold, expuestas constantemente al flujo de partículas sólidas causantes del alto desgaste. Se definió que deben ser obtenidos los coeficientes de fricción, coeficiente de desgaste y la dureza de cada material, con el fin de conseguir un material técnicamente válido para que actúe como recubrimiento, que pueda retardar el daño en los equipos y así mismo disminuir el costo en de mantenimiento frecuente de los mismos.

5.2 PROCEDIMIENTO DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

5.2.1. Microdureza. Las probetas de cada material se llevaron a las anteriores características de rugosidad, para luego ubicarlas en el dispositivo Micro – Vickers Hardness Tester QV-1000 DAT para el análisis del primer parámetro dureza.

Figura 60. Micro – Vickers Hardness Tester QV-1000 DAT



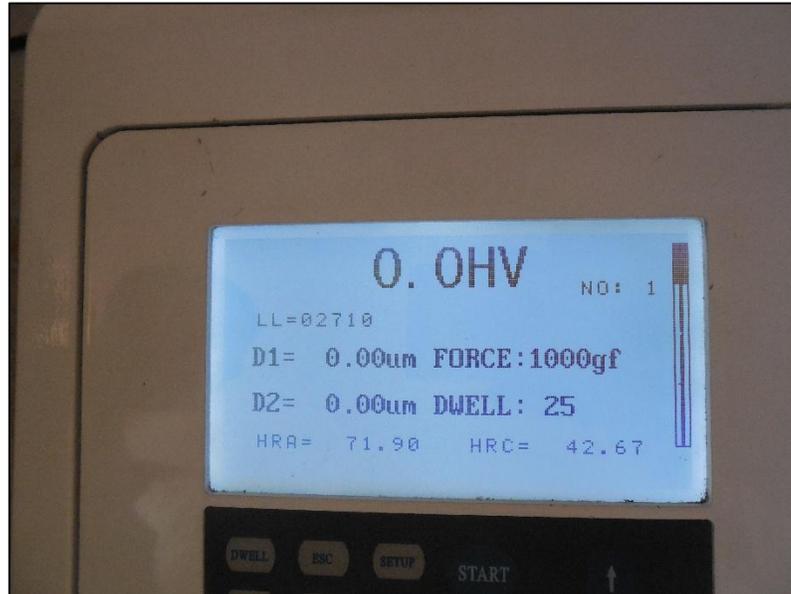
Fuente: Instituto INCITEMA. (UPTC)

La norma ASTM E384¹⁶ certifica este método como universal en la medición de dureza, el cual se considera una versión mejorada del método Brinell. El proceso consta de un penetrador de diamante o indentador, con caras de ángulos de 136° , que aplica una carga de entre 10 a 1000 grf a la probeta del material determinado por tiempos de entre 5 segundos a 60 segundos, posterior a esto se mide la longitud de la diagonal de la huella que quedó luego de dejar de aplicar la fuerza, por medio de un microscopio que está montado en el equipo. Las condiciones a las cuales se realizaron los procedimientos son de 1000 grf y de duración de

¹⁶ AMERICAN SECTION OF THE INTERNATIONAL ASSOCIATION FOR TESTING MATERIALS. Método estándar para la Prueba de Dureza Knoop y Vickers. ASTM,2011. (ASTM E384-11).

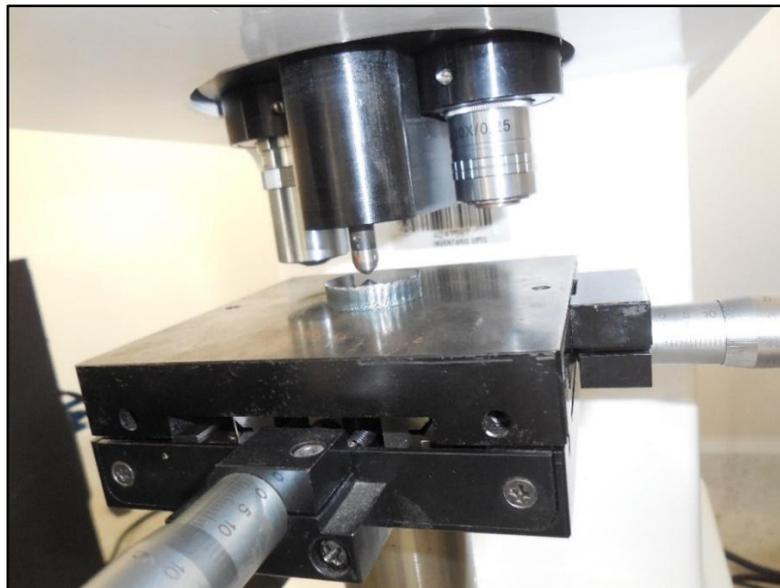
aplicación de carga de 25 segundos como se muestra en la siguiente imagen tomada del equipo.

Figura 61. Parámetros de procedimiento de Microdureza.



Fuente. Instituto INCITEMA. (UPTC)

Figura 62. Proceso de indentado de probeta de Acero Chronit



Fuente. Instituto INCITEMA. (UPTC).

Figura 63. Medición de diagonales de huella con microscopio del equipo.



Fuente. Instituto INCITEMA. (UPTC).

Así mismo, el equipo realiza análisis de posibles fuentes de errores que pudiesen ocurrir durante la prueba con el fin de dar mayor precisión a los resultados. Este procedimiento, se realizó a las cuatro probetas en estudio, el equipo luego arroja los valores del Número de Dureza Vickers (HV), el cual relaciona la carga aplicada a la muestra por medio del penetrador y las diagonales impresas luego de detener la carga; para aplicar la siguiente fórmula:

Ecuación 1. Ecuación Número de Dureza Vickers

$$HV = 2P \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) / d^2 = 1.8544 P / d^2$$

Fuente. AMERICAN SECTION OF THE INTERNATIONAL ASSOCIATION FOR TESTING MATERIALS. Dureza Vickers para Materiales Metálicos. ASTM,1997. (ASTM E92).

Donde:

P: la carga, Kgf o N

d: impresiones de las diagonales, mm o m

α : ángulo de la cara del diamante =136°

El equipo realiza los cálculos correspondientes; donde finalmente, la máquina imprime un reporte de esta prueba en la que se especifican los parámetros y los resultados después de cada procedimiento como se denota en la siguiente imagen. Basándose en la anterior ecuación, el equipo arroja tres valores para la Dureza Vickers para determinar un promedio del valor. A continuación, mediante la gráfica 4 se resume el procedimiento de obtención de la dureza Vickers para cada uno de los materiales.

Gráfica 4. Resumen procedimiento de la prueba de Microdureza.

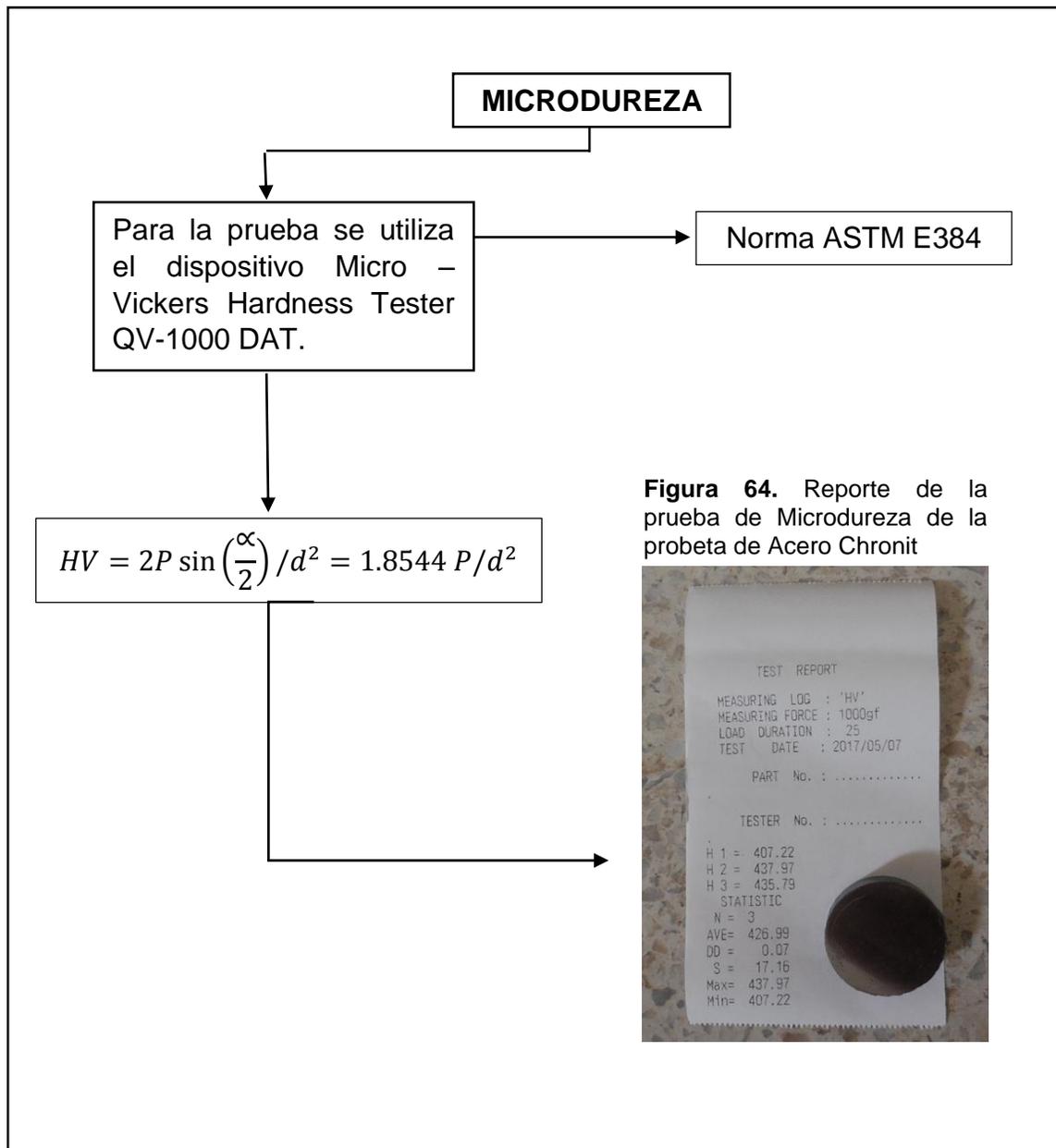


Figura 64. Reporte de la prueba de Microdureza de la probeta de Acero Chronit



A continuación, se muestran los resultados de esta prueba en la tabla 6 de cada uno de los materiales.

Tabla 6. Valores teóricos y valores reales de la dureza de los materiales en evaluación.

MATERIAL	DUREZA			
	TEORICA (HV)	MÍNIMA (HV)	MÁXIMA (HV)	PROMEDIO (HV)
Acero 1045	162	244.74	254.06	250.83
Cromo Duro	460	520	540	530
Tungsteno	1635	2039.55	2189.39	2119.79
Acero Chronit	388	407.22	437.97	426.99

Se observó, que las durezas reales de cada uno de los materiales expuestos a investigación tienen una dureza comprobada prácticamente por medio del laboratorio mayor a la encontrada teóricamente, satisfaciendo verídicamente la necesidad de materiales de mayor dureza al material actualmente utilizado (Acero 1045), al cual también se le realizó la prueba y aunque se obtuvo de él un valor de dureza mayor al valor teórico, sigue siendo un valor muy bajo de dureza Vickers respecto a los demás.

5.2.2 Tribómetro – “Pin On Disk”. Es un procedimiento que determina el desgaste de un material durante un deslizamiento a partir del equipo Pin On Disk, lo rige la norma ASTM G99, que determina las especificaciones del procedimiento y de las dimensiones anteriormente descritas de las probetas a analizar. El equipo necesita de dos muestras, una de forma cilíndrica que va a ser la muestra para analizar y otra una probeta de forma esférica que simulara el desgaste, por lo que debe ser un material con alta dureza, mayor a la del material a examinar en cuestión, información relacionada en la tabla 7, a continuación.

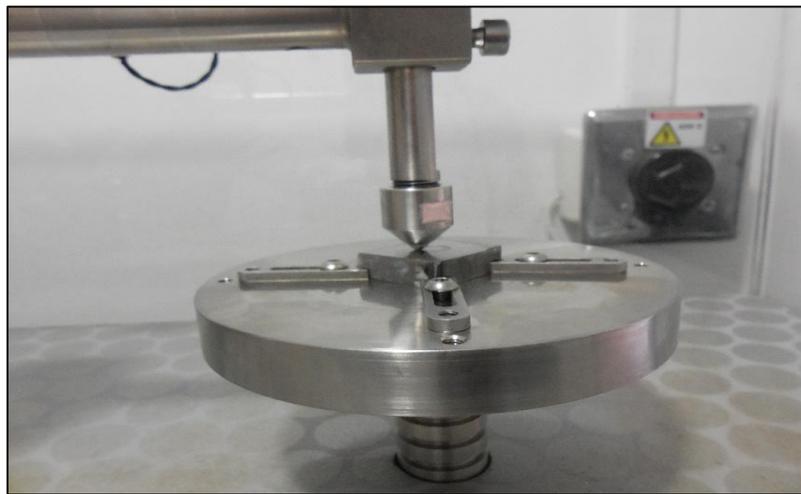
Tabla 7. Tabla de especificaciones de las esferas y discos para realizar el procedimiento sobre las probetas.

	Composition (weight%)	Microstructure	Hardness (HV 10)	Roughness ^a	
				R _a (mean) (μm)	R _s (mean) (μm)
Steel ball (100 Cr6) (AISI 52 100) [®] Diameter 10 mm	1.35 to 1.65 Cr ← 0.95 to 1.10 C 0.15 to 0.35 Si 0.25 to 0.45 Mn	martensitic with minor carbides and austenite	838 ± 21	0.100	0.010
Steel disc (100 Cr6) (AISI 52 100) [®] Diameter 40 mm	← <0.030 P <0.030 S	martensitic with minor carbides and austenite	852 ± 14	0.952	0.113
Alumina ball, diameter = 10 mm [®]	← 95 % Al ₂ O ₃ (with additives of TiO ₂ , MgO and ZnO)	equi-granular alpha alumina with very minor secondary phases	1610 ± 101 (HV 0.2)	1.369	0.123
Alumina disc, diameter = 40.6 mm [®]	←		1599 ± 144 (HV 0.2)	0.968	0.041

Fuente. AMERICAN SECTION OF THE INTERNATIONAL ASSOCIATION FOR TESTING MATERIALS. Método estándar para la Prueba de Desgaste con equipo Pin On Disk. ASTM,2000. (ASTM E99-95a).

El equipo provee la probeta esférica que se utiliza dentro de este proyecto que es la Esfera de Alúmina que posee una dureza de 1600 HV (Vickers) con la composición y microestructura respectiva de la tabla, sin embargo, se utilizó una esfera de 6 mm de diámetro debido a disponibilidad de esferas del instituto para la investigación e innovación en ciencia y tecnología de materiales (INCITEMA). La máquina realiza movimientos circulares sobre el material cilíndrico provocando, si el material lo permite, un desgaste en la integridad del mismo. Los parámetros que se utilizan para poder iniciar el proceso son, fuerza de carga, distancia de medición, velocidad de rotación y temperatura; dichos parámetros se modifican dependiendo de los resultados que se deseen obtener.

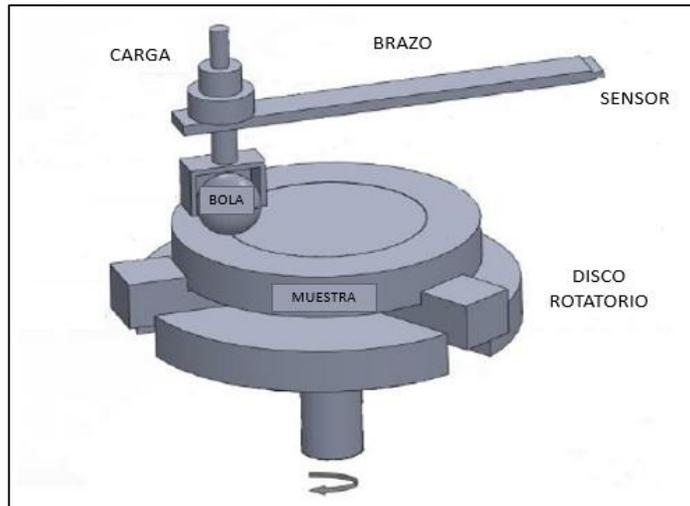
Figura 65. Brazo, disco rotatorio y probeta.



Fuente: Instituto INCITEMA. (UPTC).

La acción básica del equipo se muestra en la figura 66, a continuación.

Figura 66. Movimiento del equipo Pin On Disk.



Fuente. ALEMDAĞ Yasin, PÜRÇEK Genççağa, BEDER Murat. Effect of Age Hardening on the wear Behavior of the Al-7Si-4Zn-3Cu alloy. Shell, FEV, ErinMotor, Nanovea, DUCOM, TekLab, Nanofocus. 2015.p2. Modificado por el autor.

La carga al final del brazo provee el peso necesario para modificar el parámetro según las especificaciones que se desee para la prueba. El disco rotatorio gira junto con la muestra que está sujeta por unos brazos para evitar que se salga de su posición. Así mismo, se establece un valor de distancia para la medición, una vez el equipo detecta que la distancia es alcanzada se detiene la prueba y el software arroja datos resultantes de la misma.

A continuación, se muestra el equipo que pertenece a el Instituto INCITEMA de la UTPC, en la figura 67.

Figura 67. Tribómetro – Pin On Disk. Instituto INCITEMA.



Fuente: Instituto INCITEMA. (UPTC).

El equipo cuenta además con un Motor que es capaz de mantener velocidades constantes de entre 60 a 600 revoluciones por minuto. Un contador de revoluciones que tiene la habilidad de detener el procedimiento una vez se alcancen los parámetros deseados. Un sistema de medición de desgaste con sensibilidades desde 2.5 μm o mejores dependiendo del desgaste.

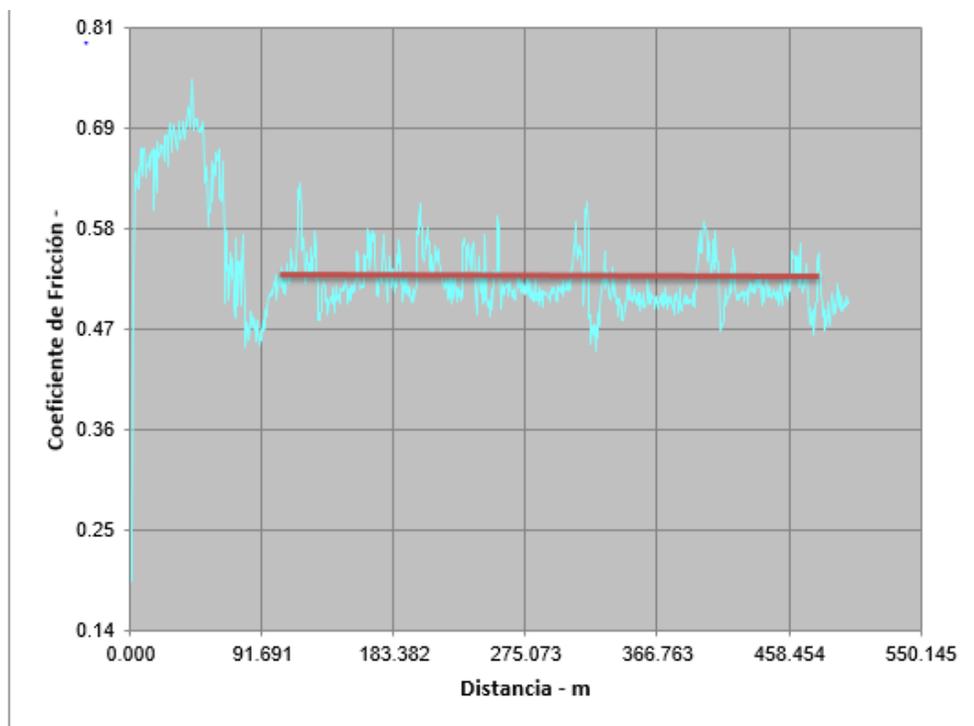
Luego de analizar los parámetros operacionales del proceso de limpieza de arenas en los pozos inyectoros del Campo Corcel, se concluyó que los análisis se deben hacer con los valores máximos permitidos por el equipo para cada parámetro, con el fin de establecer mayores similitudes con los parámetros con los que se desarrollan las limpiezas de arenas. Los valores iniciales de las pruebas que se establecieron para los análisis de todas las probetas se muestran en la siguiente tabla que arroja el software del equipo MicroTest.

Tabla 8. Parámetros Iniciales para el procedimiento del Tribómetro.

CONDICIONES DE ENSAYO			
Material Disco	Material Bola	Lubricante	Diam.Bola(mm)
Acero 1045	Alumina	sin lubricante	6.00
Vel. ensayo(rpm)	Radio(mm)	Peso aplicado(N)	Distancia(m)
400.00	4.00	15.00	500.00

El valor más importante para el proyecto sin duda es el de coeficiente de fricción, el cual se encuentra graficado contra la distancia de la medición en metros, en los resultados que arroja el software posterior al análisis; a partir de dicha gráfica se encuentra la tendencia más ajustada luego de que los datos logran una tendencia estable y se realiza un promedio de los mismos, en la gráfica 5 se puede visualizar la gráfica arrojada por el programa donde la línea azul representa el comportamiento del coeficiente de desgaste y la línea roja son los valores donde se tomará el promedio para conocer el coeficiente de fricción. Posteriormente se realiza el mismo procedimiento para cada gráfica que arroja el sistema para cada material evaluado.

Gráfica 5. Distancia versus coeficiente de fricción del Acero 1045.



Fuente. MICROTTEST. Software. Instituto INCITEMA.

Al finalizar la prueba cada probeta queda marcada con una huella que revela visualmente el desgaste del material, mediante la figura 68 se muestran los resultados de las probetas con la huella ocasionada por la prueba.

Figura 68. Probetas de Material de Acero 1045-Acero Chronit - Tungsteno-Cromo duro respectivamente



Para dar como concluida la prueba con los datos obtenidos en los pasos anteriores los cuales serán mostrados en la siguiente tabla, se obtiene el volumen de material perdido según la siguiente ecuación y procedimiento ejemplo con el Acero 1045.

Ecuación 2. Densidad

$$\rho = \frac{m}{v} \rightarrow v = \frac{m}{\rho}$$

Fuente. ANA BEATRIZ PICADO. Química I-introducción al estudio de la materia. 1ed. San Jose: EUNED, 2008. 149p.

Donde:

ρ : Densidad, g/cm^3

m: masa, g

v: volumen, cm^3

$$V = \frac{m1 - m2}{\rho} = \frac{39,6822 \text{ g} - 39,4746 \text{ g}}{7,85 \text{ g/cm}^3} = 0,0264 \text{ cm}^3 \times \frac{1 \text{ m}^3}{100 \text{ cm}^3} = 0.000264 \text{ m}^3$$

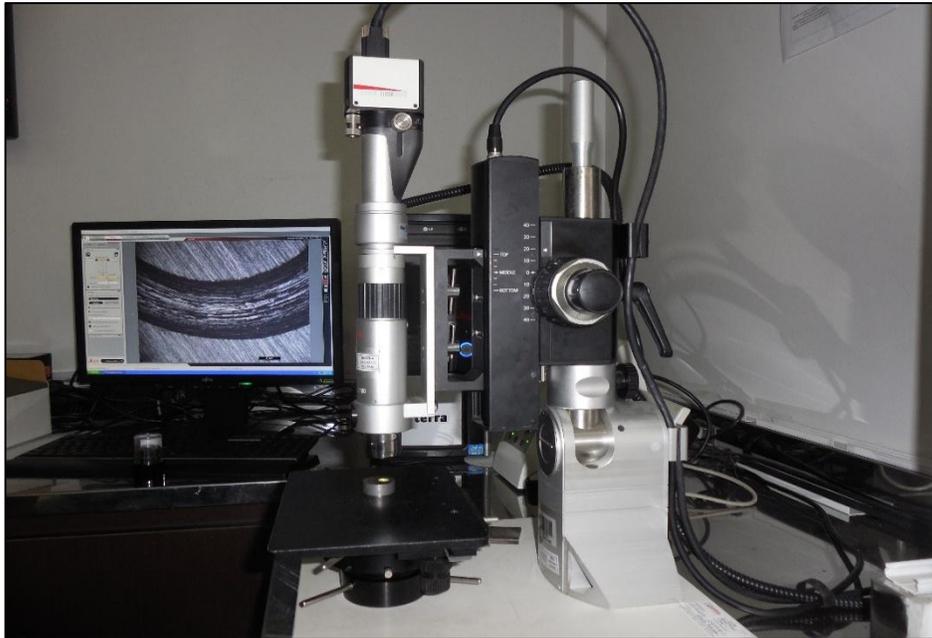
Los resultados de esta prueba se pueden observar en la tabla 9, allí se encuentra la densidad de cada material, el valor de la masa inicial y final de la probeta, obtenida del pesaje antes y al final de la prueba, el coeficiente de fricción que se obtuvo de la gráfica de cada material y finalmente gracias a la ecuación dos y según el procedimiento descrito, se observa el valor del volumen perdido para cada material.

Tabla 9. Resultados de la prueba de tribómetro

MATERIAL	RESULTADOS DE LA PRUEBA				
	DENSIDAD (g/cm3)	MASA INICIAL (g)	COEFICIENTE DE FRICCIÓN	MASA FINAL (g)	VOL. MATERIAL PERDIDO (m3)
Acero 1045	785	39.68	0.522	39.47	0.000264459
Tungsteno	1490	14.97	0.444	14.97	6.71E-08
Acero Chronit	787	23.93	0.484	23.92	2.03E-08
Cromo Duro	739	31.85	0.469	31.85	2.03E-06

5.2.3 Microscopio Óptico de Alta Resolución Leica Modelo DVM2500. Una vez realizado el procedimiento más importante dentro de los análisis de laboratorio del proyecto, se dispone a analizar los resultados. El microscopio Óptico de Alta Resolución del Instituto INCITEMA uno de los más potentes que se tienen en toda Colombia, proporciona el medio para visualizar las huellas dejadas por la esfera de Alúmina tras el experimento del Tribómetro. Al observar la longitud y la profundidad de la huella se puede determinar qué tan resistente al desgaste es un material, partiendo del diámetro de la esfera de Alúmina que es 6 mm entre más se acerca la huella a ese valor el material va a ser menos resistente al fenómeno. Se realizan tomas de la probeta con el objetivo de realizar tomas de la probeta con un objetivo de 40x y con un objetivo 350x, el último para medir con más exactitud la longitud de la huella en cada muestra. La siguiente imagen muestra el equipo perteneciente al instituto anteriormente nombrado.

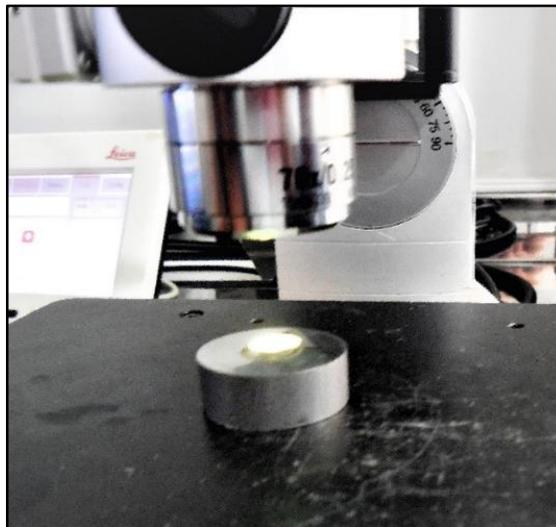
Figura 69. Microscopio Óptico de Alta resolución Leica DVM2500



Fuente. Instituto INCITEMA. (UPTC)

El software LEICA Application Suite que acompaña al equipo, provee el análisis automático de la imagen, la ampliación del campo visual y la profundidad del mismo en tiempo real.

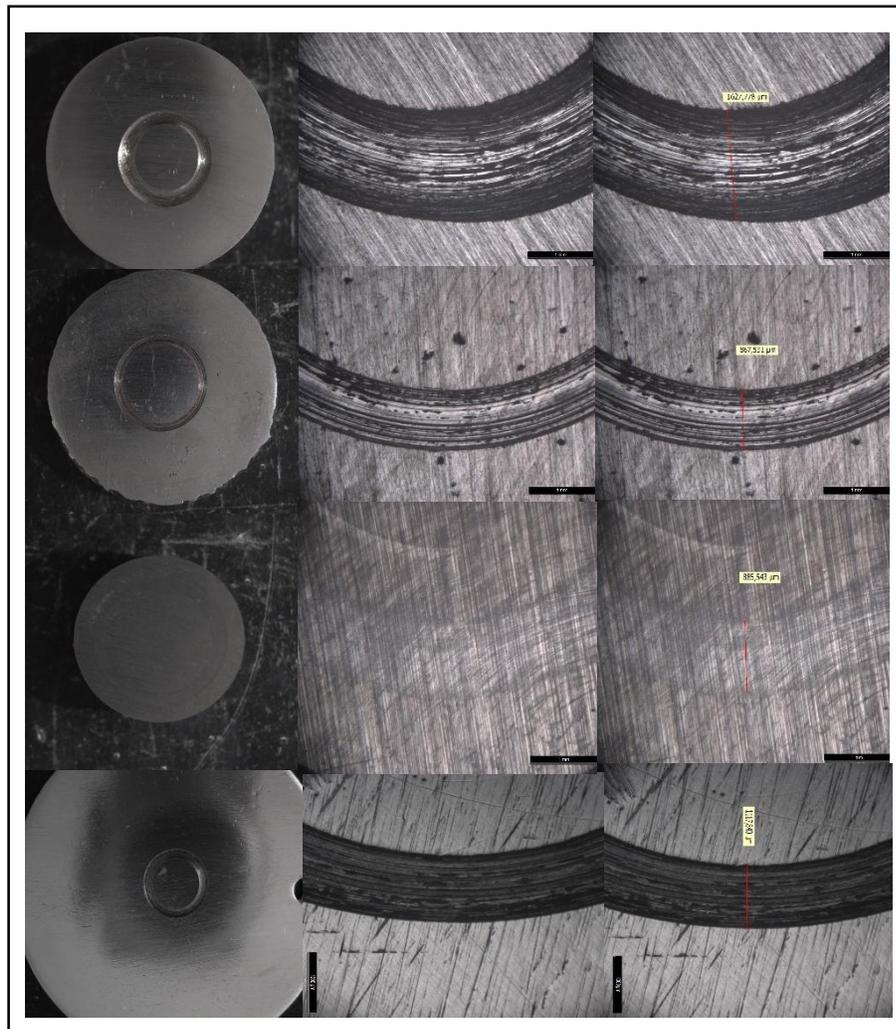
Figura 70. Microscopio con objetivo 40x



Fuente: Instituto INCITEMA. (UPTC).

En el análisis, el microscopio con la ayuda de sus objetivos proyecta directamente la imagen en el monitor de alta resolución evitando tener que visualizar la muestra en el ocular del equipo. El equipo resulta una excelente herramienta para realizar mediciones ya sea en 2D o en 3D. El software tiene la opción de reproducir cortes en la huella para determinar la longitud, inclusive para reproducir la mayoría de puntos de profundidad sobre la misma y determinar el valor medio, para visualizar esto se muestra en la figura 71 la imagen para cada probeta puesta en evaluación.

Figura 71. Registro fotográfico para cada probeta tomada por el microscopio

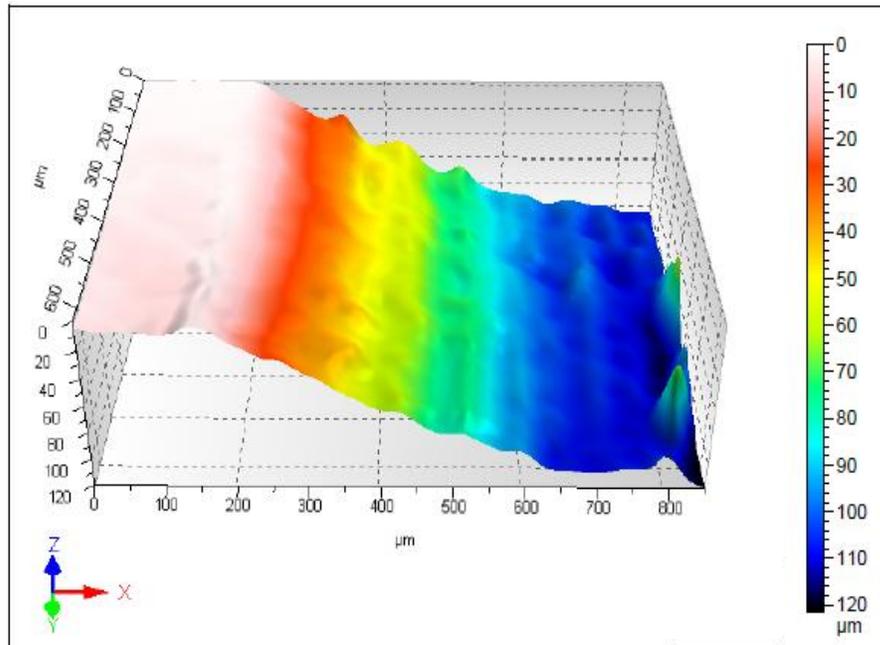


Fuente. Instituto INCITEMA. (UPTC).

Este software igualmente genera graficas donde se puede visualizar la profundidad en unidades de micrómetros y el comportamiento de la huella

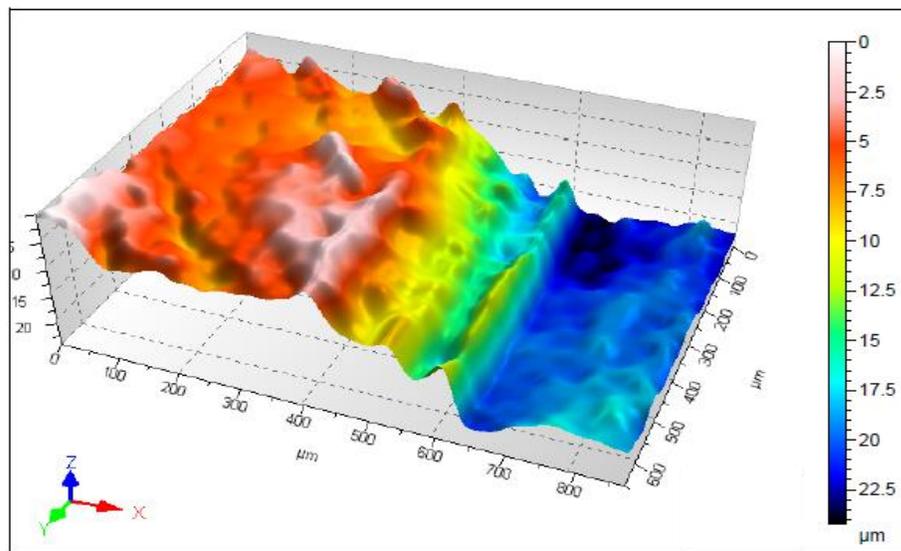
ocasionada por el desgaste. La primera gráfica ejemplo para el Acero 1045, muestra el corte lateral de la huella resultante, y así mismo se presentan las gráficas para cada uno de los materiales estudiados.

Gráfica 6. Corte lateral de la huella para el acero 1045



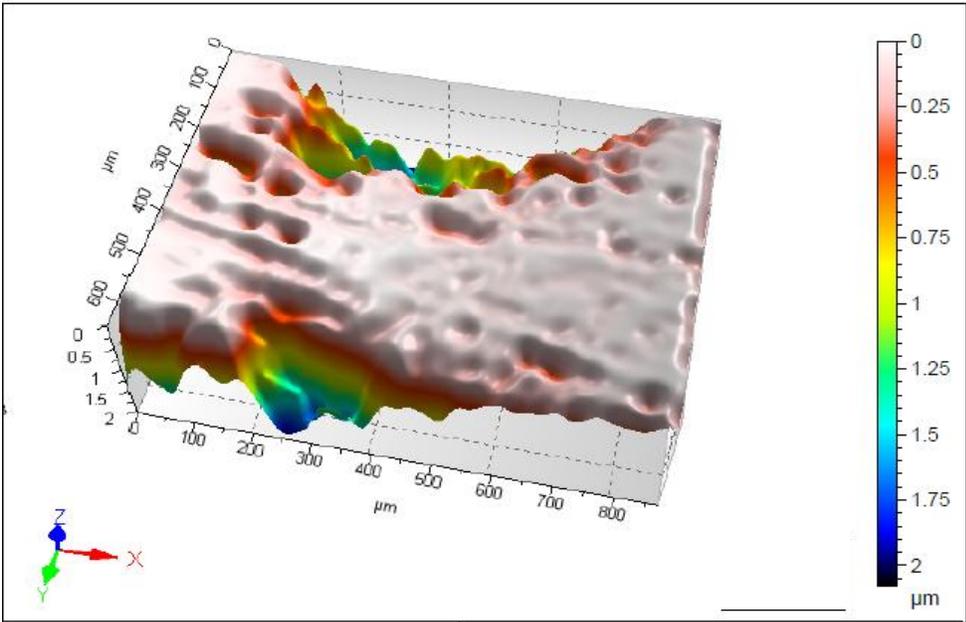
Fuente. LEICA. Software. Instituto INCITEMA.

Gráfica 7. Corte lateral de la huella para el acero chromit



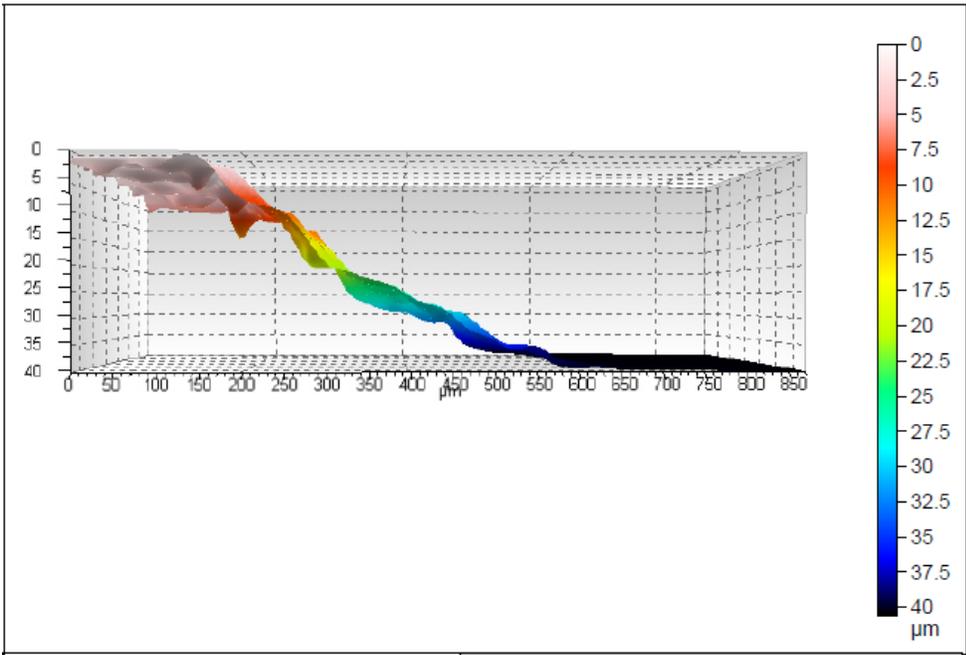
Fuente. LEICA. Software. Instituto INCITEMA.

Gráfica 8. Corte lateral de la huella para el tungsteno.



Fuente. LEICA. Software. Instituto INCITEMA.

Gráfica 9. Corte lateral de la huella para el cromo duro



Fuente. LEICA. Software. Instituto INCITEMA.

Las anteriores representaciones consideran la profundidad de la huella hecha en el material en micrómetros. Los colores blanco y rojo reflejan profundidades bajas, los colores amarillo y verde simbolizan profundidades medias y los colores azules las profundidades más altas, siendo el color azul oscuro la profundidad máxima presente en la huella. La gráfica 8 perteneciente al tungsteno, muestra colores blanco y rojo en mayor medida lo que significa que el desgaste es muy bajo, mientras que para el material de acero 1045 material actual del equipo choke manifold, los colores azul claro y oscuro son predominantes muestra de la alta profundidad de la huella en la superficie. Los valores de la profundidad media de cada material se encuentran plasmados en tablas 20 y 21, más adelante.

Anteriormente se expuso una variable para tener en cuenta para el análisis de las características de los materiales utilizados en las pruebas de laboratorio, el coeficiente de fricción. Junto con ella, una variable determinante a la hora de escoger un material adecuado para evitar el desgaste temprano de la superficie interna de los equipos en superficie es el coeficiente de desgaste. El modelo inicial de este tipo de desgaste fue estudiado por el autor Holm en 1946, sin embargo, Archard en 1953 decidió estudiar variables que Holm no había tenido en cuenta para determinar su ecuación. Para este último era de mayor importancia analizar variables como el mecanismo de desgaste, el área de contacto, la distancia de deslizamiento y las propiedades del material. Archard determinó que la presión de flujo determinaba aún más la ecuación para la predicción del volumen perdido por desgaste por lo que concluyó la siguiente ecuación:

Ecuación 3. Ecuación para la predicción del volumen perdido por desgaste según Archard

$$\frac{V}{S} = K \times \frac{P}{P_m}$$

Fuente. MONTGOMERY Simon, KENNEDY David, O'DOWD Noel. Analysis of wear Models for Advanced Coated Materials. Dublin Institute of Technology. 2009. p5.

Donde:

V: Volumen del material removido, m³

S: Distancia de deslizamiento, m

K: Coeficiente de desgaste

P: Carga aplicada, Kgf o N

P_m=H: Presión de flujo que puede ser igual a la dureza del material, HV

La determinación de esta variable para cada material genera un nuevo factor para definir un material que por sus características técnicas sea la mejor opción para contrarrestar el fenómeno de desgaste abrasivo en el equipo choke manifold. Se obtiene un procedimiento como el siguiente, para el caso ejemplo Acero 1045:

$$K = \frac{0.000264 \text{ m}^3 \times 250.83 \text{ HV}}{500 \text{ m} \times 15 \text{ N}} = 0,000008829$$

El resumen de resultados de esta última prueba se muestra en las siguientes tablas, en ellas están las longitudes de cada una de las huellas, la medida de la profundidad de esta misma, y con base a los resultados de la prueba anterior y estos últimos reemplazar en la ecuación 3 y obtener el valor más acercado del coeficiente de desgaste.

Tabla 10. Coeficiente de desgaste

MATERIAL	PARÁMETRO				
	VOL. PERDIDO (m3)	DUREZA (HV)	DISTANCIA (m)	PRESIÓN (N)	COEF. DESGASTE
Acero 1045	2.6446.E-04	250.83	500	15	8.845.E-06
Tungsteno	6.71141E-08	2119.8	500	15	1.897.E-08
Acero Chronit	2.03304E-06	426.99	500	15	1.157.E-07
Cromo Duro	2.02977E-06	1100.0	500	15	2.977.E-07

Tabla 11. Resultados finales

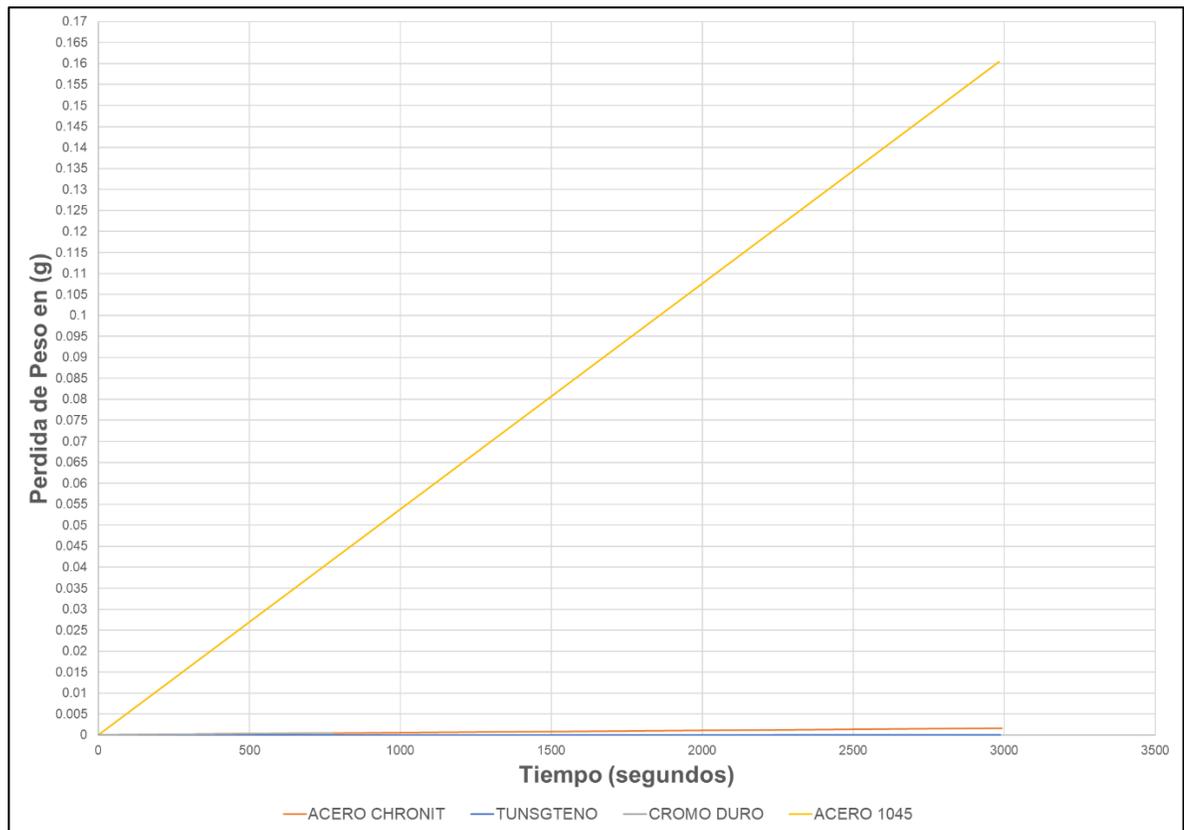
MATERIAL	CARACTERÍSTICAS			
	COEF. FRICCIÓN	COEF. DE DESGASTE	LONG. HUELLA (µm)	PROF. HUELLA (µm)
Acero 1045	0.522	8.845.E-06	1627.778	121
Cromo Duro	0.444	1.897.E-08	867.531	24.2
Tungsteno	0.484	1.157.E-07	858.543	2.08
Acero Chronit	0.469	2.977.E-07	1117.84	25.9

Con base a los resultados obtenidos de las diferentes características que debe cumplir el material para realizar el cambio de recubrimiento en las diferentes pruebas realizadas, resultados que se pueden visualizar en la tabla 11, permiten afirmar que técnicamente los materiales que cumplen con las características necesarias para recubrir el equipo choke manifold y permitan mitigar el daño que en el se genera, son el tungsteno y el cromo duro, ya que son los dos materiales con el menor número de coeficiente de fricción, la menor longitud de huella y la menor profundidad de la misma, con lo que cumplen con factores positivos para considerarlos como solución al material de recubrimiento. A pesar de que el acero chronit posee un coeficiente de desgaste bajo, un valor que es importante, no posee valores positivos en las restantes variables por lo que se decide elegir el

cromo duro por que cumple con más de las características, igualmente necesarias para que sea una solución eficiente.

Para reafirmar los resultados con base en coeficientes de fricción y desgaste y geometría de la huella en los materiales, se presentan a continuación el comportamiento de la perdida de peso de cada una de las probetas a través del tiempo medio de duración de las pruebas, aproximadamente 2900 segundos. Para predecir el daño causado a cada material se lleva a cabo una extrapolación de la perdida de peso para 12 horas, tiempo aproximado que dura la operación de una limpieza de arenas en un pozo inyector para la empresa.

Gráfica 10. Pérdida de Peso VS Tiempo durante la prueba Pin On Disk.



Se observa que existe una diferencia bastante alta en relación a la pérdida de peso para los materiales acero chronit, cromo duro y tungsteno, en relación al material utilizado actualmente el acero 1045. La gráfica a su vez no permite diferenciar la pérdida de partículas de los materiales en comparación, por lo que para observar el comportamiento poco notorio se debe quitar de la gráfica los datos para el material acero 1045.

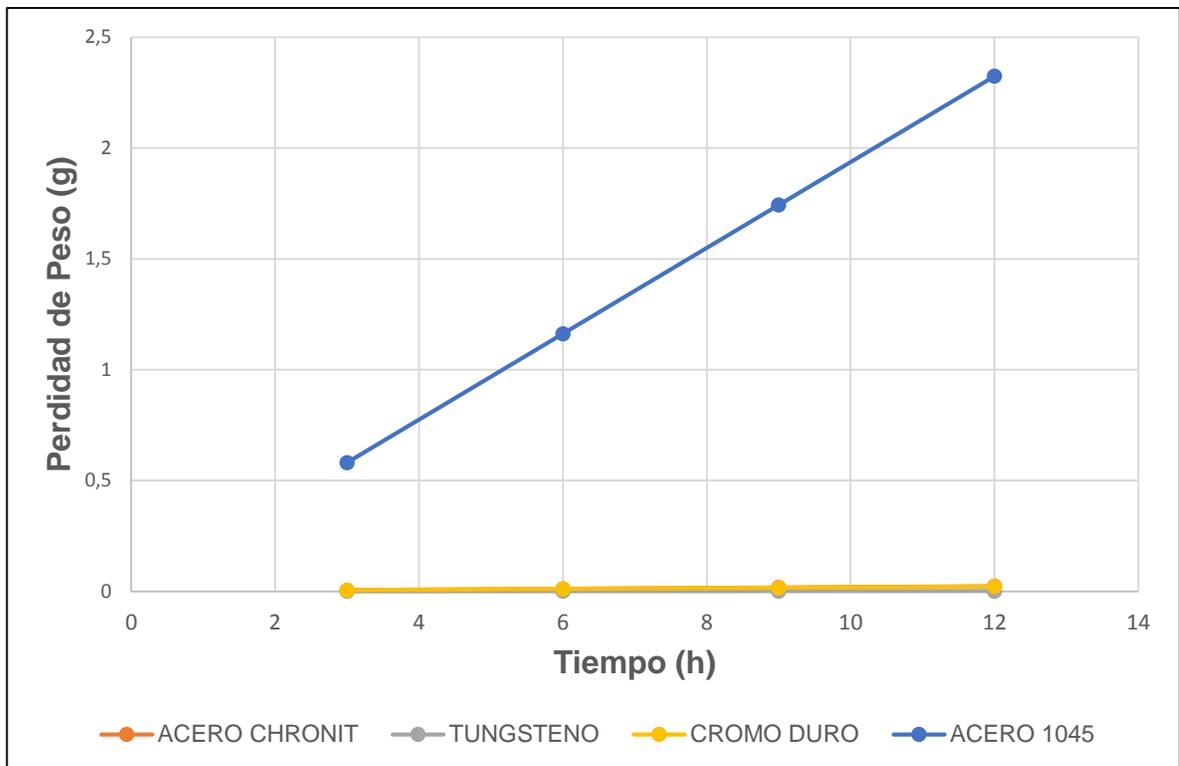
Luego de realizar la extrapolación para predecir la perdida de peso despues de 12 horas se obtuvo la siguiente tabla 12.

Tabla 12. Pérdida de peso para cada material pasadas 12 horas

MATERIAL	TIEMPO (h)			
	3	6	9	12
Acero 1045	0.58103897	1.16207793	1.7431169	2.32415587
Acero Chronit	0.0057743	0.01154859	0.01732289	0.02309719
Tungsteno	0.0003616	0.0007232	0.0010848	0.0014464
Cromo Duro	0.00541693	0.01083387	0.0162508	0.02166774

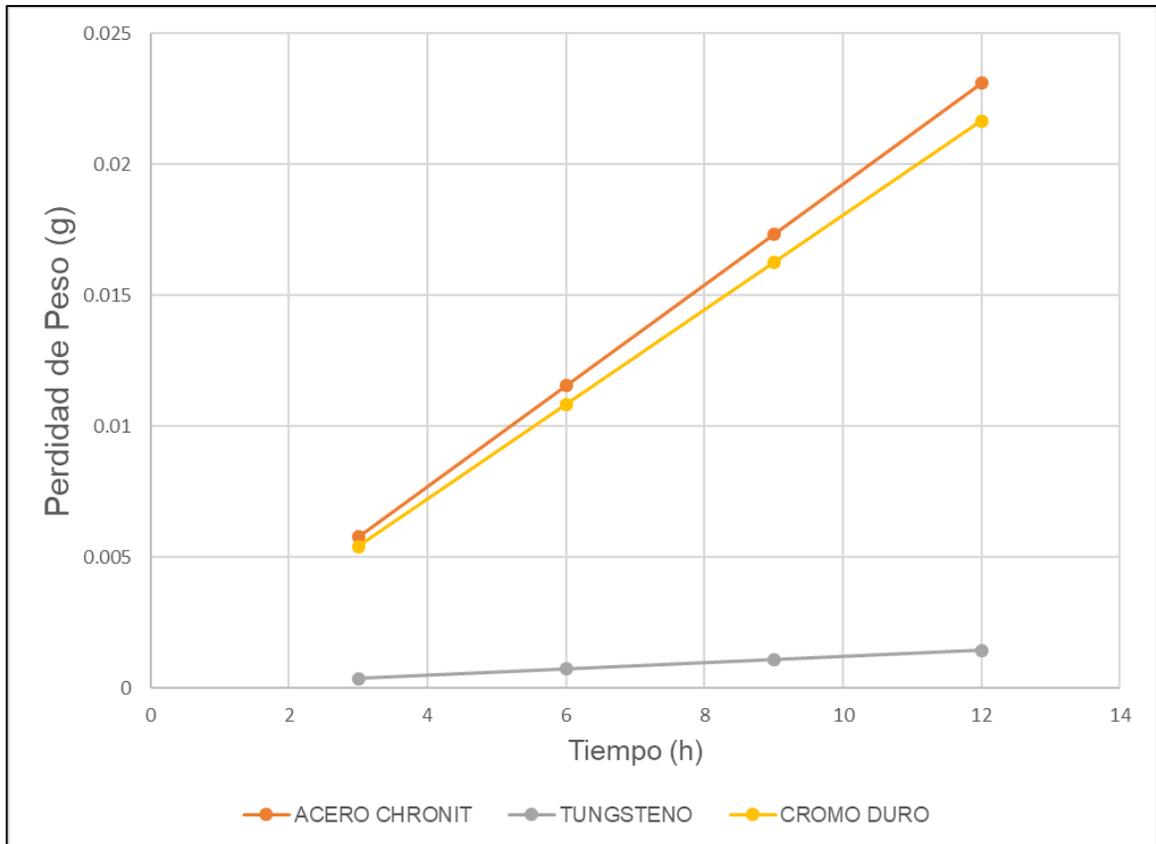
Se decide predecir el comportamiento para cuatro periodos de tiempo con el objetivo de graficar correctamente los resultados representados a continuación.

Gráfica 11. Predicción de pérdida de peso para 12 horas.



Para observar detalladamente el comportamiento de los tres materiales propuestos, se propone un grafico que permite analizar que material técnicamente posee las características buscadas en el proyecto para solucionar el problema del mismo.

Gráfica 12. Pérdida de peso VS Tiempo para materiales en estudio.



Como producto de apartar los materiales en estudio, se puede observar de mejor forma que el carburo de tungsteno posee la menor tendencia y tasa de pérdida de peso con el tiempo seguido del cromo duro, lo que los hace los mejores candidatos para la solución de la problemática, que se busca solucionar en con este proyecto.

Durante la operación, se utiliza un choke con partes fabricadas en acero 1045, se realizan tres cambios de las piezas mencionadas (aguja, bean, silla) cada 12 horas, debido al desgaste al que están expuestas. Se realiza una proyección utilizando regla de tres simple, para pronosticar la cantidad de cambios necesarios de las piezas en un periodo de 12 horas que se deben llevar a cabo durante la operación utilizando los materiales estudiados y observar si el uso de estas alternativas generan aumento de la vida útil de dichas piezas aumentando el tiempo en el cual se requiere efectuar mantenimiento a estas; los resultados se presentan en la siguiente tabla 13.

Tabla 13. Número de cambios según el tipo de material.

MATERIAL	PERDIDA DE PESO (g)	NUM. CAMBIOS
Acero 1045	2,324156	3
Tungsteno	0,001446	0,001866484
Cromo Duro	0,021668	0,027968862

Tomando como base la pérdida de peso del acero 1045 de 2,324156 g durante las 12 horas y efectuando tres cambios de las partes, se obtienen los valores correspondientes a la pérdida de peso en gramos durante las mismas 12 horas para los materiales carburo de tungsteno y cromo duro; así mismo, se observa el resultado de pronosticar cuantos números de cambios se harán luego de pasadas las 12 horas para cada uno de los materiales anteriormente nombrados.

Con el producto de la proyección, se puede afirmar que no se hace necesario llevar a cabo ningún número de mantenimiento a las piezas durante la operación. Una vez se tiene esto claro, se calcula por medio de una regla de tres simple el tiempo teórico en horas, días y meses, para el cual cada material alcanza la pérdida de peso del acero 1045 (2,324156 g) donde es necesario realizar los tres cambios a las piezas, se lleva a cabo realizando el producto de la pérdida de peso en gramos del acero 1045 por las 12 horas y dividiendo en el número correspondiente de la pérdida de peso en gramos a las 12 horas para cada material. El resultado se plasma en la tabla 14.

Tabla 14. Tiempo para llevar a cabo los tres cambios

MATERIAL	TIEMPO (h)	TIEMPO (días)	TIEMPO (meses)
Acero 1045	12	1/2	1/60
Tungsteno	19282	803	27
Cromo Duro	1287	54	9/5

Teniendo como base los tiempos anteriormente calculados, se halla teóricamente el tiempo para el cual se realizaría un primer mantenimiento de las piezas recubiertas con los diferentes materiales, se llega a estos valores de tiempo en días dividiendo en tres, la segunda columna de la tabla 14, número que hace referencia a la cantidad de cambios que se llevan a cabo durante la operación, con el fin de saber la cantidad de días donde se realiza un primer cambio de los componentes. Para cada material los resultados se observan en la siguiente tabla.

Tabla 15. Días necesarios para realizar un primer mantenimiento de piezas.

MATERIAL TIEMPO (días)	
Acero 1045	0.1667
Tungsteno	268
Cromo Duro	18

Analizando los resultados, los materiales propuestos y llevados a evaluación cumplen con el objetivo de aumentar la vida útil del equipo, en detalle en las piezas expuestas en gran medida al desgaste abrasivo causado por la arena, debido a que los valores obtenidos en el proyecto extienden el tiempo en el cual se lleva a cabo el cambio de las piezas deterioradas lo que directamente genera un uso prolongado del equipo sin necesidad de requerir mantenimientos.

6. ANÁLISIS FINANCIERO

La compañía prestadora de servicios Guacamaya Oil Services S.A.S, presenta una problemática con el daño constante de uno de sus equipos base en las campañas de limpiezas de arena que realiza periódicamente a cuatro pozos inyectoros en el Campo Corcel, el cual se ubica en la Cuenca de los Llanos Orientales. Este equipo es el choke manifold, que tiene como función el control del flujo del fluido proveniente de pozo, este fluido normalmente está cargado con partículas sólidas, que fueron descritas en el proyecto, las cuales causan el desgaste abrasivo característico en el material actual, ineficiencia en su desempeño, atrasos en las operaciones con altos y continuos costos para el cambio o mantenimiento de los tres componentes más afectados del choke manifold.

En el proyecto, se plantea como solución a esta problemática, el cambio de material de recubrimiento enfocado en los tres componentes que son afectados directamente por la arena, estos componentes son la silla, el bean y la aguja, componentes que más adelante serán visualizados en la figura 72; se plantea evaluar un material de mayor resistencia al desgaste respecto al material utilizado actualmente; la asignación de un nuevo material de recubrimiento se efectuó mediante una matriz de selección con el objetivo de identificar las mejores alternativas de solución y con el fin de evaluar la efectividad de los posibles materiales seleccionados en ella, se realizaron pruebas de laboratorio donde se obtuvieron valores reales de parámetros de desgaste para que el material propuesto tenga éxito como solución al problema.

La evaluación financiera del proyecto se enfoca desde el punto de vista de una compañía prestadora de servicios como Guacamaya Oil Services S.A.S. El desarrollo y análisis se realizará utilizando como unidad monetaria de valor corriente el peso colombiano (COP) durante un horizonte de cuatro años con periodos semestrales, mediante la metodología de Valor Presente Neto (VPN), con una tasa de interés de oportunidad (TIO) del 20% anual, adicionalmente se realiza un análisis de costos de operación, esto debido a que el equipo choke manifold es propiedad de la empresa, lo único que se debe adquirir son los tres componentes mencionados anteriormente, que hacen parte de un mantenimiento normal que se le realiza al equipo choke manifold.

Para los análisis se plantean dos escenarios, el primer escenario será el escenario actual donde se tomará todo lo relacionado al material Acero 1045 material de fabricación y un segundo escenario donde se requiere el recubrimiento de la silla, aguja y bean, se tienen dos alternativas en las cuales esta primeramente el material de recubrimiento Carburo de Tungsteno y la otra alternativa será el recubrimiento con Cromo Duro.

El área de interés son la silla, el bean y la aguja componentes principales del equipo Choke Manifold identificados a continuación en figura 72.

Figura 72. Choke manifold 3" 1/8



Fuente: Guacamaya Oil Services S.A.S

6.1 ANÁLISIS DE COSTO DE OPERACIÓN

Los costos operacionales se definen como el desembolso que debe realizar una empresa en pro del desarrollo de su actividad.

Para la proyección se tiene como referencia un periodo semestral de 180 días en donde se considera que el equipo choke manifold está en uso a lo largo de 90 días y los 90 días restantes son utilizados en operaciones de traslado y logística, debido a que una campaña tiene una duración de aproximadamente dos días se comprende que se realizan 45 campañas semestralmente. Los datos a continuación muestran la información sobre una campaña.

Tabla 16. Campaña de limpieza de arenas.

PERIODO (semestres)	NÚMERO DE CAMPAÑAS	POZOS POR CAMPAÑA	DURACION POR CAMPAÑA (h)
1	45	4	48
2	45	4	48
3	45	4	48
4	45	4	48
5	45	4	48
6	45	4	48
7	45	4	48
8	45	4	48

Fuente. Guacamaya Oil Services S.A.S

Por cada pozo inyector se requiere realizar tres mantenimientos a los componentes del equipo mencionados, para un total de 12 mantenimientos necesarios por campaña actualmente.

A continuación, se relacionan los costos de operación necesarios por escenario para que pueda ser llevado a cabo la implementación del material de recubrimiento a los tres componentes (silla, aguja y bean) del equipo choke manifold, como solución a la problemática evaluada en este proyecto. Para estos costos se debe aclarar que para el periodo cero, el equipo debe estar en óptimas condiciones para su uso, lo que asume tener el equipo con los tres componentes recubiertos con el nuevo material.

Al utilizar como unidad monetaria el valor corriente el peso colombiano (COP), es importante tener en cuenta el término inflación, puesto que este es un aumento sustancial, persistente y sostenido del nivel general de precios a través del tiempo¹⁷, mediante la siguiente tabla se muestra el pronóstico de la inflación en Colombia para los próximos cuatro años, valores que serán determinantes como aumento en los costos de las tablas posteriores del capítulo.

Tabla 17. Pronóstico de inflación en Colombia.

AÑO	2018	2019	2020	2021
INFLACIÓN	4.39%	4.16%	4.16%	4.16%

Fuente. JUNTA DIRECTIVA. Informe sobre Inflación. Banco de La Republica. 2017. En línea 17 de agosto 2017. Disponible en: (www.banrep.gov.co/es/contenidos/page/qu-inflaci-n)

¹⁷ JUNTA DIRECTIVA. Informe sobre Inflación. Banco de La Republica. 2017.p61. En línea 17 de agosto 2017. Disponible en: (www.banrep.gov.co/es/contenidos/page/qu-inflaci-n)

Primer escenario: Acero 1045, si la silla, la aguja y el bean del equipo se adquieren en este material, la compañía no requiere ningún tipo de costos adicional diferente a los actuales.

Durante un servicio se incurre en un costo de mantenimiento durante la operación que consiste en cambiar las partes (silla, aguja y bean) del equipo, este costo es de COP 1.000.000 por mantenimiento por cada pozo, información suministrada por la empresa Guacamaya Oil Services S.A.S. En la siguiente tabla se muestra la proyección de la inflación para cada periodo tomando como valor base el costo actual del mantenimiento (COP 1.000.000). Así mismo en la tabla 18, se expresa el total del costo de mantenimiento por operación para cada semestre, valor que se origina del producto del número de campañas, por el número de mantenimientos y el costo que tiene cada mantenimiento; en estos costos se incluye la mano de obra para realizar las operaciones de cambio de partes del equipo durante una campaña.

Tabla 18. Proyección de costos de mantenimiento con ajuste de inflación por año.

PERIODO (año)	COSTO BASE	INFLACIÓN	COP
1	1.000.000	4.39%	1.043.900
2	1.043.900	4.16%	1.087.326
3	1.087.326	4.16%	1.132.559
4	1.132.559	4.16%	1.179.673

Tabla 19. Costos de mantenimiento por operación.

PERIODO (semestres)	NÚMERO DE CAMPAÑAS	NÚMERO DE MANTENIMIENTOS POR POZO	COSTO MANTENIMIENTO POR POZO (COP)	COP
1	45	12	1.043.900	563.706.000
2	45	12	1.043.900	563.706.000
3	45	12	1.087.326	587.156.170
4	45	12	1.087.326	587.156.170
5	45	12	1.132.559	611.581.866
6	45	12	1.132.559	611.581.866
7	45	12	1.179.673	637.023.672
8	45	12	1.179.673	637.023.672

Fuente. Guacamaya Oil Services S.A.S

Adicionalmente, al final de cada semestre, los equipos deben ser enviados a inspección general haciendo incurrir a la empresa en costos adicionales. Para el cumplimiento de estas inspecciones se debe trasladar el equipo del Campo a los

patios de la empresa Petrosan Services S.A.S, siendo esta la empresa encargada de realizar un mantenimiento general que consta de una inspección visual y una prueba hidrostática, adicionalmente se requiere la compra e instalación de la silla, el bean y la aguja, en Acero 1045 nuevas garantizando la calidad de su servicio en la siguiente campaña, estos costos se describen en las siguientes tablas.

Tabla 20. Desglose de costos adicionales.

COSTO ADICIONAL	COP
Traslado del equipo	900.000
Mantenimiento general	15.000.000
Compra de partes	1.000.000
TOTAL	16.900.000

Fuente. Guacamaya Oil Services S.A.S

La inflación proyectada para los anteriores costos adicionales parte de una base para el primer año de COP 16.900.000 y se visualiza en la tabla 21.

Tabla 21. Proyección de costos adicionales con ajuste de inflación por año.

PERIODO (año)	COSTO DE ADICIONALES BASE	INFLACIÓN	COP
1	16.900.000	4.39%	17.641.910
2	17.641.910	4.16%	18.375.813
3	18.375.813	4.16%	19.140.247
4	19.140.247	4.16%	19.936.482

La tabla 22 contiene los costos adicionales para cada semestre que son resultado de la anterior proyección contemplando el factor de la inflación.

Tabla 22. Costos adicionales por operación.

PERIODO (semestres)	ADICIONALES	COP
1	17.641.910	17.641.910
2	17.641.910	17.641.910
3	18.375.813	18.375.813
4	18.375.813	18.375.813
5	19.140.247	19.140.247
6	19.140.247	19.140.247
7	19.936.482	19.936.482
8	19.936.482	19.936.482

Teniendo en cuenta los costos de mantenimiento por operación y los adicionales que fueron descritos anteriormente, se muestran a continuación los costos de operación que tiene la empresa para este primer escenario, estos costos son necesarios cada seis meses. Dichos costos de operación resultan de la sumatoria de los costos de mantenimiento por operación y los costos adicionales detallados anteriormente en las tablas 19 y 22, respectivamente.

Tabla 23. Costos de operación.

PERIODO (semestres)	COSTOS DE MANTENIMIENTO POR OPERACIÓN	COSTOS ADICIONALES	COP
1	563.706.000	17.641.910	581.347.910
2	563.706.000	17.641.910	581.347.910
3	587.156.170	18.375.813	605.531.983
4	587.156.170	18.375.813	605.531.983
5	611.581.866	19.140.247	630.722.114
6	611.581.866	19.140.247	630.722.114
7	637.023.672	19.936.482	656.960.153
8	637.023.672	19.936.482	656.960.153

Segundo escenario: este escenario propuesto se compone de dos alternativas:

Alternativa 1: Para el mantenimiento con el recubrimiento con Carburo de Tungsteno de la silla, el bean y la aguja del equipo, la compañía debe acarrear con los siguientes costos operacionales. Debido a que el tiempo para realizar el mantenimiento a las piezas con este material, se extiende a 268 días, el primer mantenimiento de las piezas se cumplirá en el transcurso del tercer periodo semestral. Como base para la proyección de la inflación a los cuatro años de este

mantenimiento durante la operación, se toma el valor de COP 5.057.500, dato suministrado por la empresa Petrosan Services S.A.S correspondiente al recubrimiento realizado a las piezas mencionadas, por medio del tratamiento con aspersión térmica.

Tabla 24. Proyección de costos de mantenimiento con ajuste de inflación por año

PERIODO (año)	COSTO BASE	INFLACIÓN	COP
1	5.057.500	4.39%	5.279.524
2	5.279.524	4.16%	5.499.153
3	5.499.153	4.16%	5.727.917
4	5.727.917	4.16%	5.966.198

De igual manera en la siguiente tabla se expone el costo total de mantenimiento por semestre resultado del producto del número de mantenimientos, por el costo por mantenimiento.

Tabla 25. Costos de mantenimiento por operación.

PERIODO (semestres)	NÚMERO DE MANTENIMIENTOS POR SEMESTRE	COSTO MANTENIMIENTO POR SEMESTRE(COP)	COP
1	0	5.279.524	0
2	0	5.279.524	0
3	1	5.499.153	5.499.153
4	0	5.499.153	0
5	0	5.727.917	0
6	1	5.727.917	5.727.917
7	0	5.966.198	0
8	0	5.966.198	0

El mantenimiento general ya nombrado que se realiza posterior a cada semestre no contempla la compra de las tres partes con el recubrimiento del material Carburo de Tungsteno. A continuación, se presentan tablas con los costos adicionales que se requieren para esta alternativa.

Tabla 26. Desglose de costos adicionales.

COSTO ADICIONAL	COP
Traslado del equipo	900.000
Mantenimiento general	15.000.000
TOTAL	15.900.000

Fuente. Petrosan Services S.A.S

Así mismo se realiza la proyección de la inflación para los cuatro años partiendo de un valor base de COP 15.900.000.

Tabla 27. Proyección de costos adicionales con ajuste de inflación por año.

PERIODO (año)	COSTO DE ADICIONALES BASE	INFLACIÓN	COP
1	15.900.000	4.39%	16.598.010
2	16.598.010	4.16%	17.288.487
3	17.288.487	4.16%	18.007.688
4	18.007.688	4.16%	18.756.808

Tabla 28. Costos adicionales por operación.

PERIODO (semestres)	ADICIONALES	COP
1	16.598.010	16.598.010
2	16.598.010	16.598.010
3	17.288.487	17.288.487
4	17.288.487	17.288.487
5	18.007.688	18.007.688
6	18.007.688	18.007.688
7	18.756.808	18.756.808
8	18.756.808	18.756.808

Los costos operacionales que se tienen luego de realizar la sumatoria de los costos de mantenimiento y los costos adicionales para cada periodo, se ven reflejados en la siguiente tabla.

Tabla 29. Costos de operación.

PERIODO (semestres)	COSTOS DE MANTENIMIENTO POR OPERACIÓN	COSTOS ADICIONALES	COP
1	0	16.598.010	16.598.010
2	0	16.598.010	16.598.010
3	5.499.153	17.288.487	22.787.640
4	0	17.288.487	17.288.487
5	0	18.007.688	18.007.688
6	5.727.917	18.007.688	23.735.605
7	0	18.756.808	18.756.808
8	0	18.756.808	18.756.808

Alternativa 2: Para el mantenimiento relacionado con el recubrimiento con Cromo Duro de la silla, el bean y la aguja del equipo, la compañía debe asumir los siguientes costos operacionales. Debido a que el tiempo que se requiere para realizar el mantenimiento a las piezas con este material, se extiende a 18 días, es necesario llevar a cabo cuatro mantenimientos a lo largo de un semestre. El valor de COP 1.357.000 es el correspondiente por la compra y recubrimiento, llevado a cabo con el tratamiento por inmersión con cromo duro, de las piezas expuestas al desgaste y suministrado por la empresa Electrolítica Quimercom S.A.S. Dicho valor es la base para realizar la proyección que contemple la inflación para los siguientes cuatro años, horizonte del proyecto, que se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 30. Proyección de costos de mantenimiento con ajuste de inflación por año.

PERIODO (año)	COSTO BASE	INFLACIÓN	COP
1	1.357.000	4.39%	1.416.572
2	1.416.572	4.16%	1.475.502
3	1.475.502	4.16%	1.536.883
4	1.536.883	4.16%	1.600.817

La tabla 31 presenta el resultado del producto del número de mantenimientos, por el costo por mantenimiento, representados en costos de mantenimiento por operación.

Tabla 31. Costos de mantenimiento por operación.

PERIODO (semestres)	MANTENIMIENTOS	COSTO POR MANTENIMIENTO (COP)	COP
1	4	1.416.572	5.666.289
2	4	1.416.572	5.666.289
3	4	1.475.502	5.902.007
4	4	1.475.502	5.902.007
5	4	1.536.883	6.147.530
6	4	1.536.883	6.147.530
7	4	1.600.817	6.403.268
8	4	1.600.817	6.403.268

Fuente. Electrolítica Quimercrom S.A.S

Al término de cada semestre se lleva a cabo el correspondiente mantenimiento periódico al equipo esta vez realizando la compra de los tres componentes ya mencionados y la adición del recubrimiento con el material Cromo Duro. En las siguientes tablas se observan los costos requeridos para la ejecución de la alternativa dos.

Tabla 32. Desglose de costos adicionales.

COSTO ADICIONAL	COP
Traslado del equipo	900.000
Mantenimiento general	15.000.000
Compra y recubrimiento de partes	1.357.000
TOTAL	17.257.000

Fuente. Electrolítica Quimercrom S.A.S

De igual manera se tiene en cuenta la inflación para los costos adicionales durante los siguientes cuatro años, para lo que se tiene como base inicial el valor de COP 17.257.000

Tabla 33. Proyección de costos adicionales con ajuste de inflación por año.

PERIODO (año)	COSTO DE ADICIONALES BASE	INFLACIÓN	COP
1	17.257.000	4.39%	18.014.582
2	18.014.582	4.16%	18.763.989
3	18.763.989	4.16%	19.544.571
4	19.544.571	4.16%	20.357.625

Tabla 34. Costos adicionales por operación.

PERIODO (semestres)	ADICIONALES	COP
1	18.014.582	18.014.582
2	18.014.582	18.014.582
3	18.763.989	18.763.989
4	18.763.989	18.763.989
5	19.544.571	19.544.571
6	19.544.571	19.544.571
7	20.357.625	20.357.625
8	20.357.625	20.357.625

Teniendo en cuenta los costos de mantenimiento por operación y los adicionales que fueron descritos anteriormente, se muestran a continuación en la tabla 35 la información para la empresa de la alternativa dos del segundo escenario.

Tabla 35. Costos de operación.

PERIODO (semestres)	COSTOS DE MANTENIMIENTO POR OPERACIÓN	COSTOS ADICIONALES	COP
1	5.666.289	18.014.582	23.680.872
2	5.666.289	18.014.582	23.680.872
3	5.902.007	18.763.989	24.665.996
4	5.902.007	18.763.989	24.665.996
5	6.147.530	19.544.571	25.692.101
6	6.147.530	19.544.571	25.692.101
7	6.403.268	20.357.625	26.760.893
8	6.403.268	20.357.625	26.760.893

6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

El propósito de este capítulo es establecer la viabilidad financiera de este proyecto,

utilizando la metodología del Valor Presente Neto (VPN).

El Valor Presente Neto (VPN), se basa en el concepto del valor equivalente de todos los flujos de efectivo relativos a alguna base o punto de inicio en el tiempo, llamado presente. Es decir, todos los flujos de entrada y salida de efectivo se descuentan al momento presente del tiempo con una tasa de interés que por lo general es la Tasa de interés de Oportunidad (TIO).

Ecuación 4. Formula de Valor Presente Neto

$$VPN(i) = -A + \frac{C1}{(1+i)^1} + \frac{C2}{(1+i)^2} + \frac{C3}{(1+i)^3} + \frac{C4}{(1+i)^4}$$

Fuente. SOSA GÓMEZ. Rodolfo. Manual de Ingeniería Económica. Fondo editorial universidad EAFIT. Medellín. 2006, 385p.

Donde:

i: Tasa de interés de oportunidad

Cn: Flujo neto de efectivo en el periodo n

A: Inversión inicial

n: número de periodos de vida del proyecto

La tasa de interés de oportunidad (TIO), para la empresa Guacamaya Oil Services S.A.S corresponde al 20% anual; el horizonte de tiempo para este proyecto es de cuatro años en periodos semestrales, lo que hace necesario llevar esta tasa anual a tasa semestral, quedando de la siguiente manera:

Ecuación 5. Conversión de tasa de interés.

$$(1+t)^x = (1+i)^y$$

Fuente. SOSA GÓMEZ. Rodolfo. Manual de Ingeniería Económica. Fondo editorial universidad EAFIT. Medellín. 2006, 97p.

Donde:

t: Tasa de interés de oportunidad

x: número de veces de capitalización de la tasa anual

i: tasa semestral

y: número de veces de capitalización de la tasa semestral

$$(1 + t)^x = (1 + i)^y$$

$$(1 + 0.20)^1 = (1 + i)^2$$

$$(1 + 0.20)^{\frac{1}{2}} = (1 + i)^{\frac{2}{2}}$$

$$(1 + 0.20)^{\frac{1}{2}} = 1 + i$$

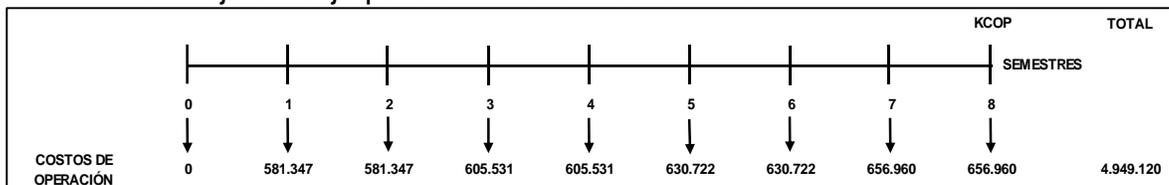
$$(1 + 0.20)^{\frac{1}{2}} - 1 = i$$

$$i = 0.09544511501 = \mathbf{9.54\% \text{ semestral}}$$

- **FLUJOS DE CAJA:** definido como la representación gráfica de los flujos de ingresos y egresos de dinero de un proyecto en un periodo dado; a continuación, se presenta el flujo de caja correspondiente para cada escenario.

Primer escenario: material Acero 1045.

Gráfica 13. Flujo de caja para el material Acero 1045.



$$\begin{aligned}
 VPN(0.0954) &= -\frac{581.347.910}{(1 + 0.0954)^1} - \frac{581.347.910}{(1 + 0.0954)^2} - \frac{605.531.983}{(1 + 0.0954)^3} - \frac{605.531.983}{(1 + 0.0954)^4} \\
 &\quad - \frac{630.722.114}{(1 + 0.0954)^5} - \frac{630.722.114}{(1 + 0.0954)^6} - \frac{656.960.153}{(1 + 0.0954)^7} - \frac{656.960.153}{(1 + 0.0954)^8} \\
 &= \mathbf{COP - 3.325.590.471}
 \end{aligned}$$

Segundo escenario:

Alternativa 1: Recubrimiento con Carburo de Tungsteno

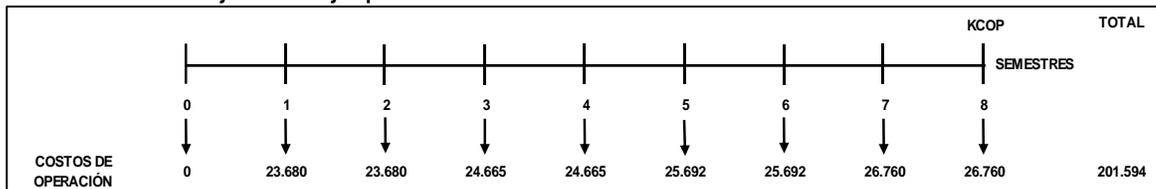
Gráfica 14. Flujo de caja para el material de recubrimiento Carburo de Tungsteno.



$$\begin{aligned}
 VPN(0.0954) = & -\frac{16.598.010}{(1 + 0.0954)^1} - \frac{16.598.010}{(1 + 0.0954)^2} - \frac{22.787.640}{(1 + 0.0954)^3} - \frac{17.288.487}{(1 + 0.0954)^4} \\
 & - \frac{18.007.688}{(1 + 0.0954)^5} - \frac{23.735.605}{(1 + 0.0954)^6} - \frac{18.756.808}{(1 + 0.0954)^7} - \frac{18.756.808}{(1 + 0.0954)^8} \\
 = & \text{COP} - \mathbf{102.448.073}
 \end{aligned}$$

Alternativa 2: Recubrimiento con Cromo Duro

Gráfica 15. Flujo de caja para el material de recubrimiento Cromo Duro.



$$\begin{aligned}
 VPN(0.0954) = & -\frac{23.680.872}{(1 + 0.0954)^1} - \frac{23.680.872}{(1 + 0.0954)^2} - \frac{24.665.996}{(1 + 0.0954)^3} - \frac{24.665.996}{(1 + 0.0954)^4} \\
 & - \frac{25.692.101}{(1 + 0.0954)^5} - \frac{25.692.101}{(1 + 0.0954)^6} - \frac{26.760.893}{(1 + 0.0954)^7} - \frac{26.760.893}{(1 + 0.0954)^8} \\
 = & \text{COP} - \mathbf{135.466.009}
 \end{aligned}$$

Tabla 36. Valor del VPN para cada escenario.

ESCENARIO		VPN
Primero	(Acero1045)	3.325.590.471
	Alternativa 1 (Carburo de Tungsteno)	102.448.073
Segundo	Alternativa 2 (Cromo Duro)	135.466.009

6.3 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero en el segundo escenario las dos alternativas se muestran atractivas para la compañía prestadora de servicios Guacamaya Oil Services S.A.S, ya que al utilizar el Carburo de Tungsteno y el Cromo Duro como material de recubrimiento para los componentes silla, bean y aguja del choke manifold durante los próximos cuatro años, representa un ahorro en costos a pesos de hoy, frente al proceso actual del 97% (COP 3.223.142.398) y del 96%

(COP 3.190.124.462) respectivamente, ahorro originado en la disminución del número de mantenimientos necesarios por periodo.

Por otra parte, para la compañía Guacamaya Oil Services S.A.S, el Carburo de Tungsteno es la mejor opción para utilizar desde el punto de vista financiero, debido a que genera el mayor ahorro a pesos de hoy del 24% (COP 33.017.936), frente al recubrimiento de los componentes con Cromo Duro.

7. CONCLUSIONES

- Con base en los datos obtenidos en la caracterización de la arena de la formación Guayabo se determinó que está constituida por areniscas finas y lutitas de varios colores y que alrededor del 10% de cada muestra se considera de tamaño limo-arcilla según la norma.
- Se determinó que la esfericidad angular y subangular de los granos de la formación guayabo, causa desgaste abrasivo sobre la superficie del material del cual está fabricado el choke manifold.
- Se eligió mediante una matriz de selección materiales con mejores características de dureza respecto al material actual Acero 1045 (162 HV), como el cromo duro el tungsteno y el acero chronit, con durezas del 460 HV, 1135 HV y 388 HV, respectivamente.
- Con base en la prueba del tribómetro se obtuvieron coeficientes de fricción menores al del acero 1045 (0.522) para cada los otros materiales; para el cromo duro (0.469), para el carburo de tungsteno (0.4444) y para el acero chronit (0.484), siendo favorable su uso como la solución del proyecto.
- Con una profundidad media de huella de 2.08 μm , el tungsteno se considera como el material con mayor resistencia a la pérdida de partículas por acción del fenómeno del desgaste por abrasión basado en que la esfera de alúmina socaba la superficie del material lo que permite asumir que la profundidad de la huella resultante será proporcional a la resistente al desgaste.
- Matemáticamente por medio de la ecuación de Archard se pudo establecer el coeficiente de desgaste, parámetro asociado directamente con el fenómeno tratado en el proyecto. El tungsteno posee el 1,31% de mayor resistencia a dicho fenómeno con respecto al acero 1045, por lo que sugiere ser la solución más apropiada para atacar el problema técnicamente.
- El uso del recubrimiento de las piezas expuestas, con carburo de tungsteno y con cromo duro, permiten prolongar el tiempo necesario para realizar el cambio de las partes de tres cambios a cero cambios durante la operación.

8. RECOMENDACIONES

- Implementar las dos alternativas técnicas para cuantificar su respectiva efectividad.
- Realizar pruebas de laboratorio a diferentes tipos de aceros con aleaciones que sean mayores en cuanto a su dureza y resistencia al desgaste.
- Realizar diferentes pruebas de laboratorio que contemplen parámetros de temperatura y presión, además del fluido con partículas en suspensión a las que se está expuesto el material durante la operación, con el fin de obtener resultados más acercados a las condiciones operacionales reales.
- Realizar este estudio en otro campo donde se presenten problemas con desgaste abrasivo de los equipos expuestos a fluidos de pozo.
- Llevar a cabo un rediseño superficial que permita disminuir la velocidad que tiene el flujo del fluido actualmente, dentro del equipo choke manifold.
- Llevar a cabo un seguimiento estricto al deterioro de las piezas expuestas al problema, con el fin de obtener valores que permitan comparar proyectos futuros con mayor exactitud.
- Analizar el coeficiente de fatiga del material del choke manifold con el fin de determinar el momento exacto donde se debe realizar en este componente.
- Evaluar el uso de estos materiales de recubrimiento en otros equipos expuestos a desgaste abrasivo para ver su efectividad.

BIBLIOGRAFÍA

ALEMDAĞ Yasin, PÜRÇEK Gençağa, BEDER Murat. Effect of Age Hardening on the wear Behavior of the Al-7Si-4Zn-3Cu alloy. Shell, FEV, ErinMotor, Nanovea, DUCOM, TekLab, Nanofocus. 2015.p2.

AMERICAN SECTION OF THE INTERNATIONAL ASSOCIATION FOR TESTING MATERIALS. Método estándar para la Prueba de Dureza Knoop y Vickers. ASTM.2011.E384-11.

_____. Dimensiones nominales y variaciones admisibles para el paño de tamiz y los tamices de prueba de cumplimiento, inspección y calibración. ASTM. 2010.E11-09.

_____. Dureza Vickers para Materiales Metálicos. ASTM.1997. E92.

_____. Método estándar para la Prueba de Desgaste con equipo Pin On Disk. ASTM.2000.G99-95a.

ANH. Llanos Orientales Open Round 2010, información geológica y geofísica, Op, Cit. 2010.

ANNAMALAI Lakshmi, KRISHNA Ram. A review on tribology of surfaces and interfaces. Indian School of Mines. 2014. p2.

AUTOFORM Forming Reality. Tribología. En línea 23 de julio de 2017. Disponible en www.autoform.com/es/glosario/tribologia/.

AXÉN Niklas, HOGMARK Sture, JACOBSON Staffan. Friction and Wear Measurement Techniques. Friction and Wear. 2001. En línea 10 de Agosto de 2017. Disponible en file:///E:/Desktop/Friction%20and%20Wear.pdf.

CTES, LP. Coiled Tubing Manual. 7 ed. Conroe, Texas. 2005.

ECAPETROL. Métodos de recobro mejorado. Recobro mejorado de hidrocarburos escuela de capacitación petrolera, 2011 p3.

INGRAIN. Digital Rock Physics Lab. Cuenca Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. ANH-HALLIBURTON. 2012. p52.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación, Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC.2008.1486.

_____. Referencias Bibliográficas. Contenido, Forma y Estructura. NTC.2008.5613

_____. Referencias documentales para fuentes de Información Electrónicas. NTC.1998.4490

MAYORGA Henry, QUEVEDO Andrés. Limpieza de Arena en Pozos Petroleros. Villavicencio-Meta. 2009. p41. Trabajo de grado Técnico en perforación y completamiento de pozos petroleros. Corporación Institucional del Petróleo "COINSPETROL" Ltda.

M. C. Vincent, H.B. Miller, D. Milton- Taylor, P. B. Kufman. Erosion by Proppant: A Comparison of the Erosivity of Sand and Ceramic Proppants During Slurry Injection and Flowback of Proppant. SPE.CARBO Ceramics. Inc. 2004. p2.

MELVAN, J.: "Coiled Tubing Fill Clean Outs," paper prepared for the 2nd International Conference and exhibition on Coiled Tubing Technology: Operations, Services, Practices held in Houston, TX, March 29-31, 1994 and Organized by Gulf Publishing Co. and World Oil.

MONTGOMERY Simon, KENNEDY David, O'DOWD Noel. Analysis of wear Models for Advanced Coated Materials. Dublin Institute of Technology. 2009. p5.

NORMA TÉCNICA COLOMBIANA. Clasificación de suelos para propósitos de ingeniería (Sistema de clasificación unificada de suelos). NTC, 2000. p3. (NTC1504).

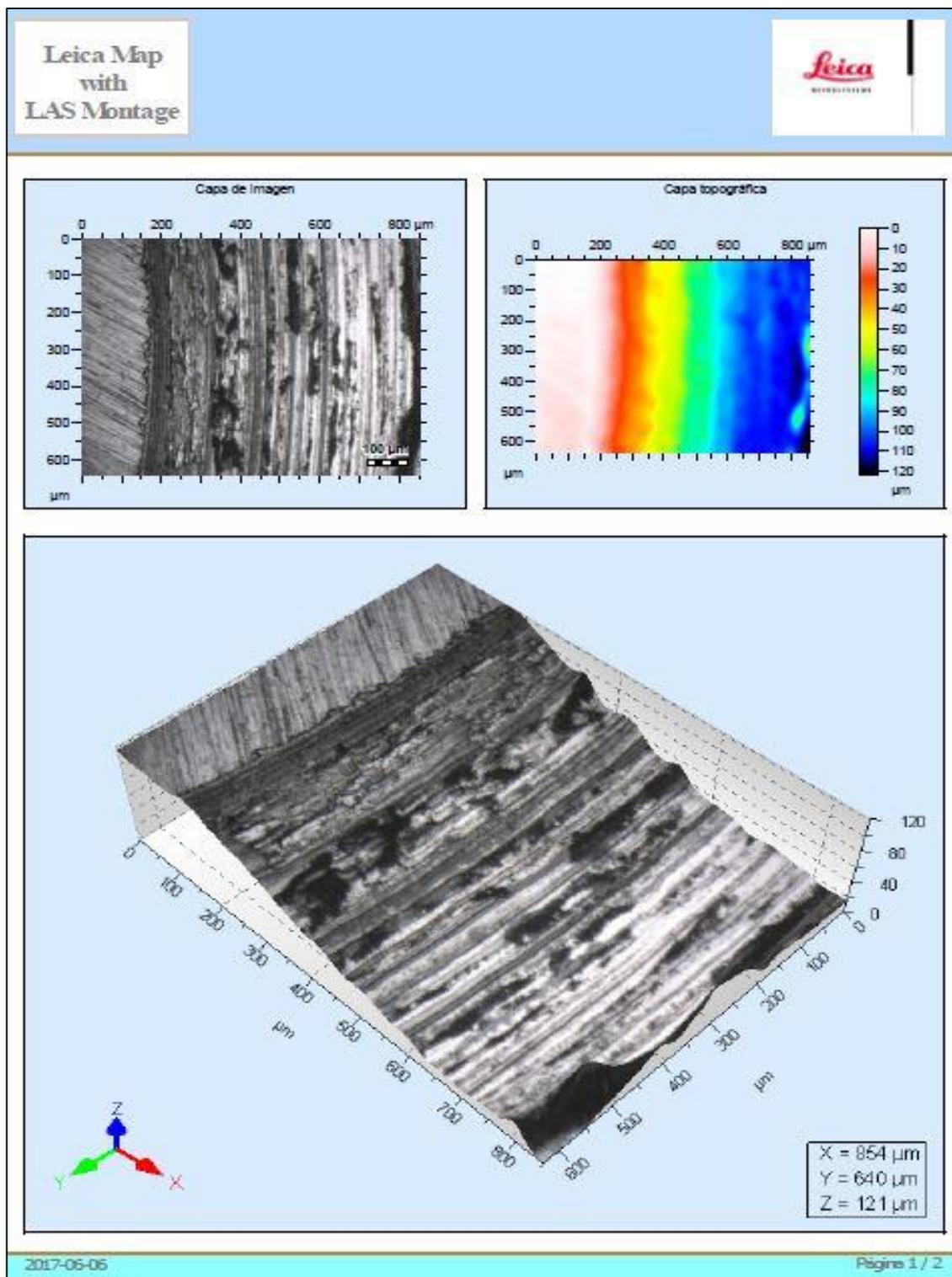
PEDROZA Karla, PINTO Johan. Informe Propuesta Pre-Operacional servicio de Coiled Tubing 1 ½" Limpieza de Arena. Guacamaya Oil Services S.A.S.2016. p16.

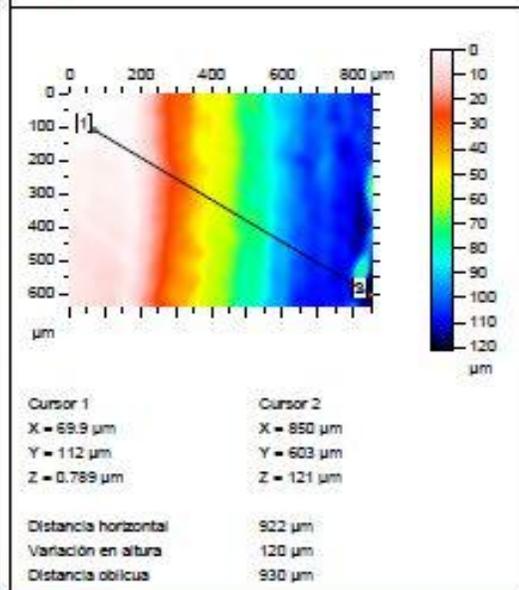
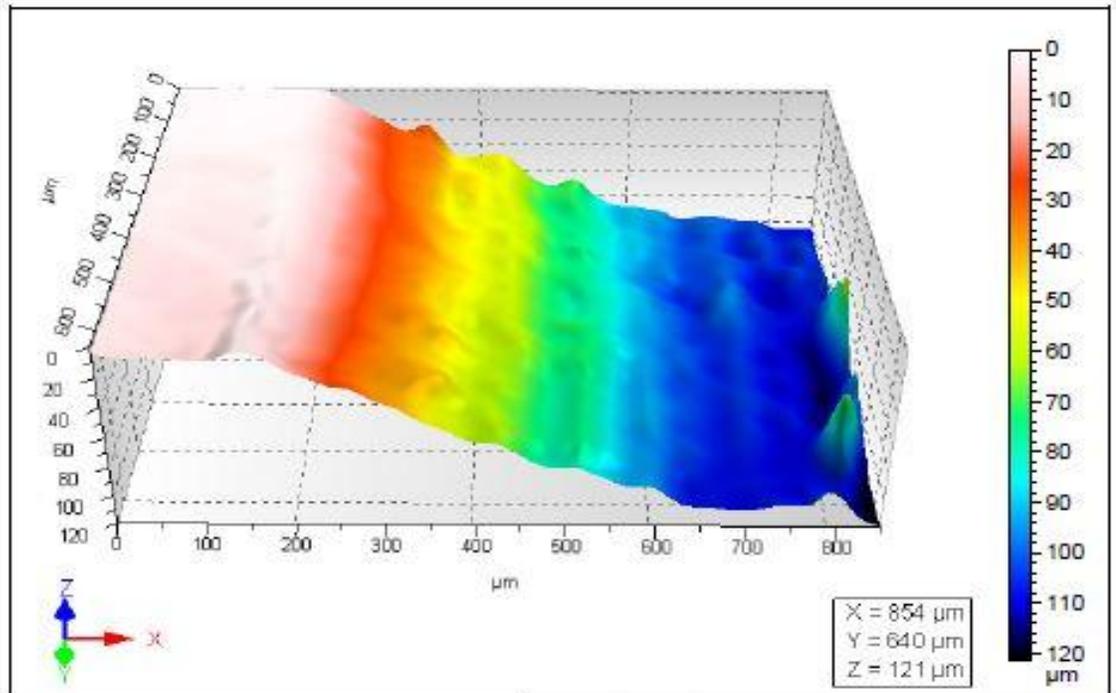
SCHLUMBERGER. En línea 1 de septiembre de 2017. Disponible en www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/u/upstream.aspx.

ANEXOS

ANEXO A

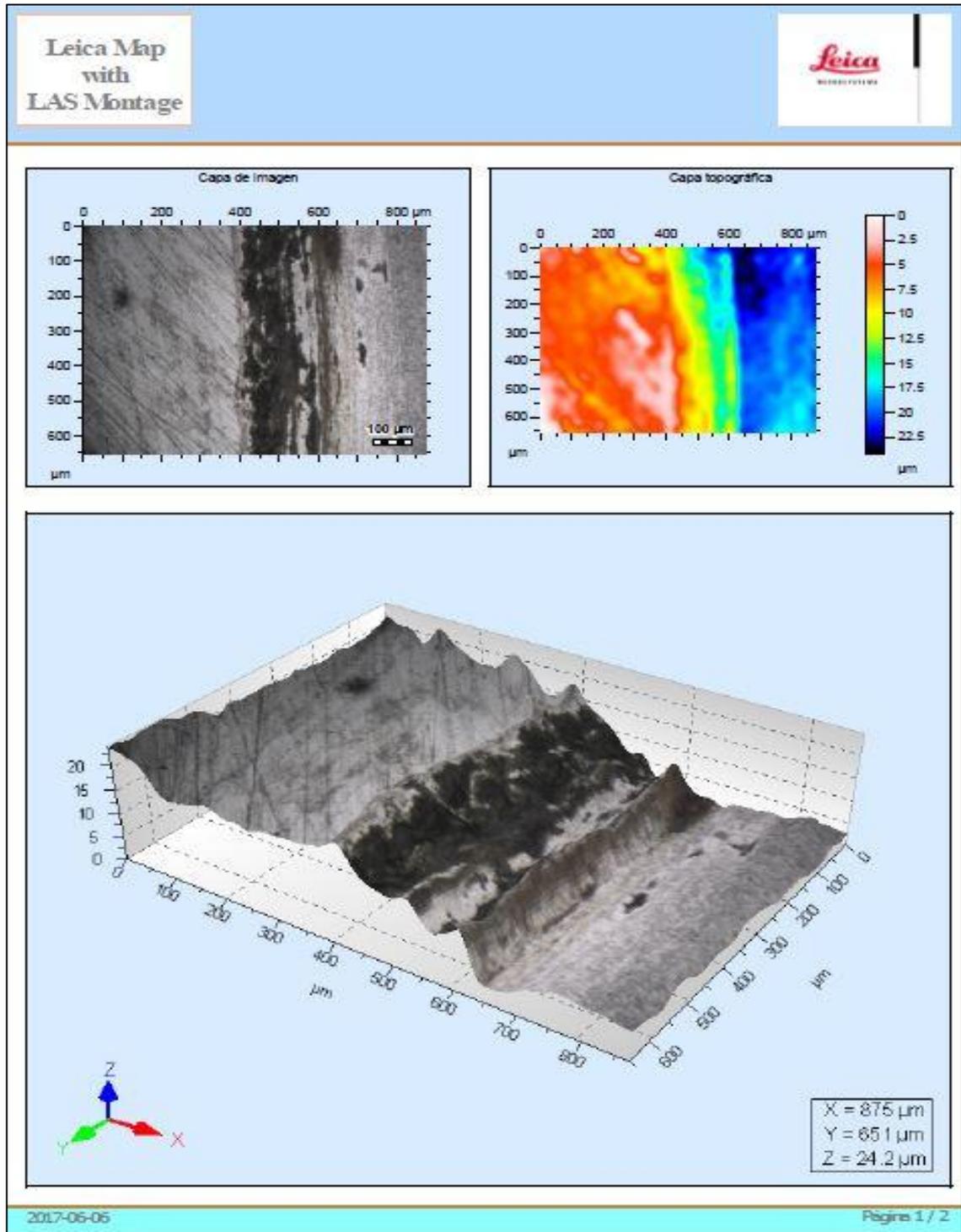
RESULTADOS DEL SOFTWARE LEICA PARA EL MATERIAL ACERO 1045

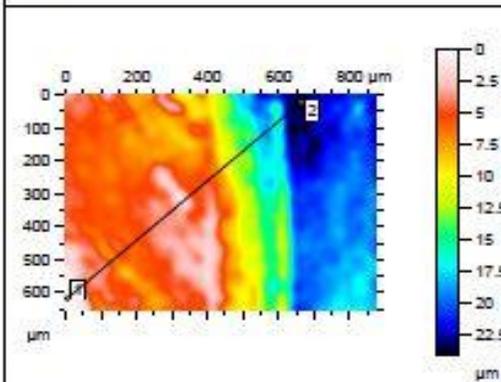
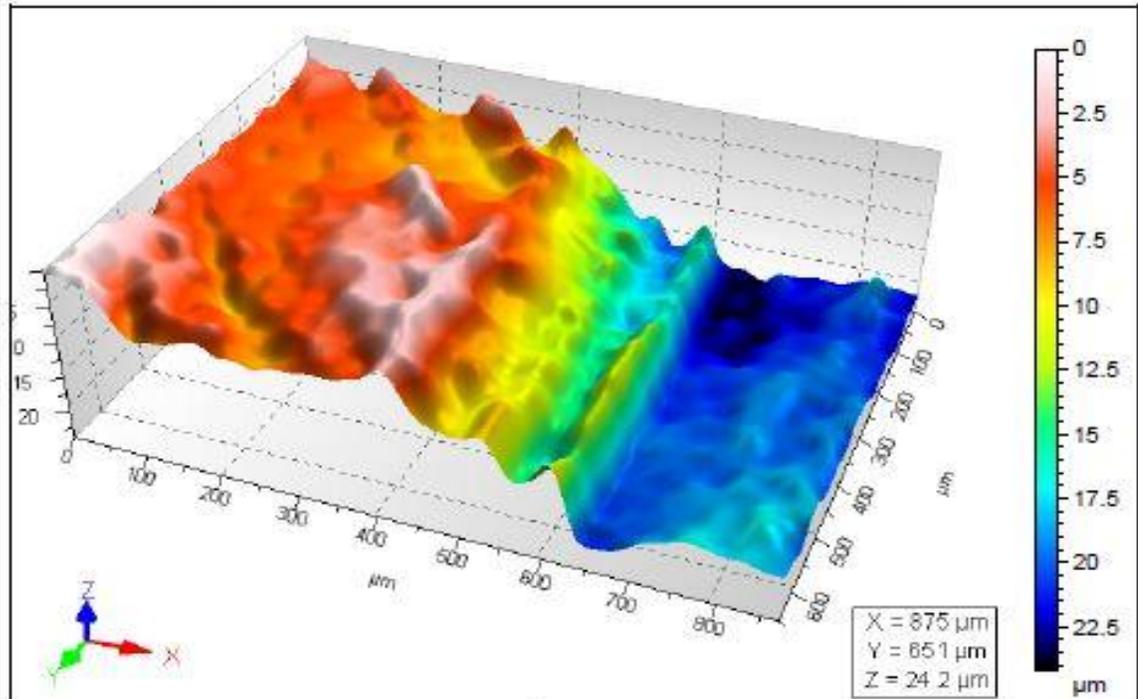




Parámetros de altura			
sq	40.0	µm	Altura media cuadrática de la superficie
sk	0.0741		Distorsión de la superficie
sku	1.47		Rugosidad de la superficie
sp	56.1	µm	Altura de pico máxima de la superficie
sv	65.3	µm	Altura de valle máxima de la superficie
sz	121	µm	Altura máxima de la superficie
sa	36.1	µm	Altura media aritmética de la superficie

ANEXO B
RESULTADOS DEL SOFTWARE LEICA PARA EL MATERIAL ACERO
CHRONIT



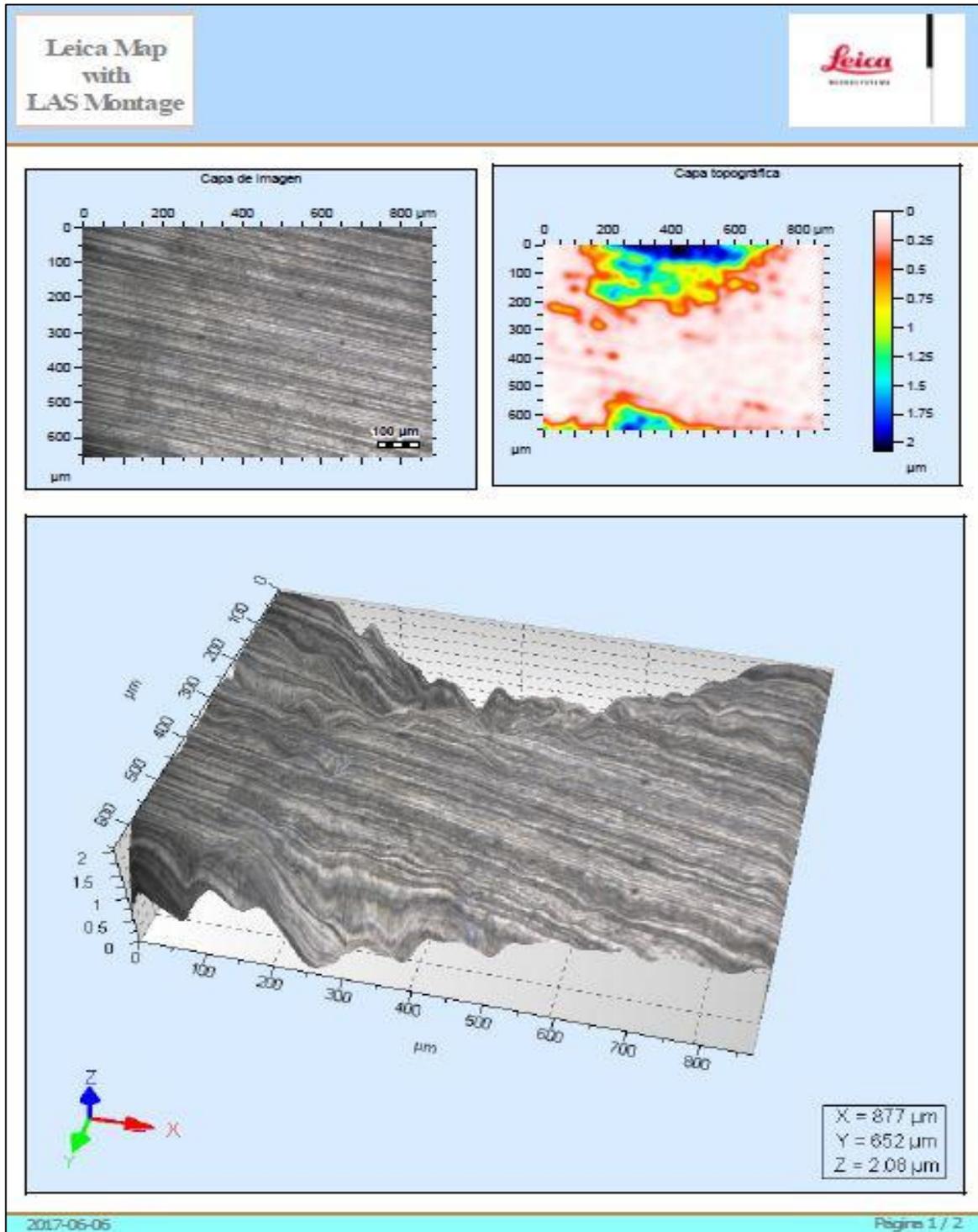


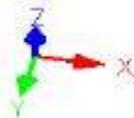
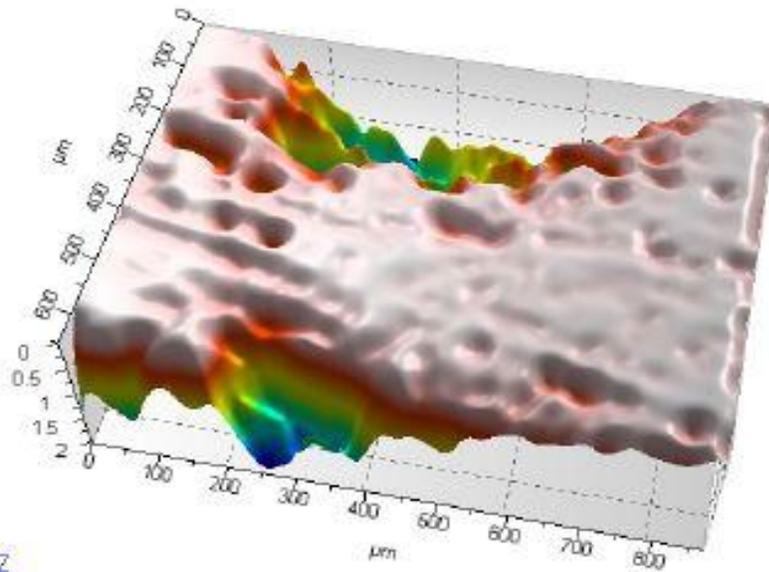
Cursor 1	Cursor 2
X = 3.94 μm	X = 664 μm
Y = 6.17 μm	Y = 20.8 μm
Z = 0.701 μm	Z = 23.7 μm
Distancia horizontal	890 μm
Variación en altura	23.0 μm
Distancia oblicua	890 μm

Parámetros de altura

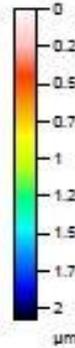
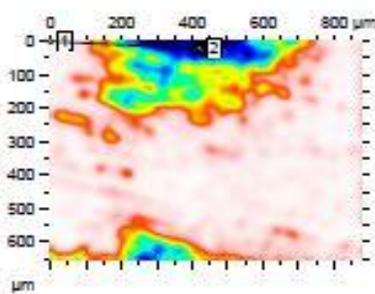
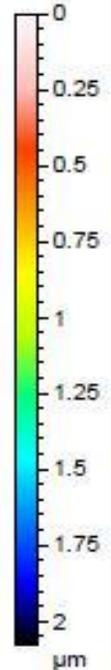
Sq	6.77 μm	Altura media cuadrática de la superficie
Sk	-0.348	Distorsión de la superficie
Sku	1.54	Ruñidos de la superficie
Sp	11.3 μm	Altura de pico máxima de la superficie
Sv	12.9 μm	Altura de valle máxima de la superficie
Sz	24.2 μm	Altura máxima de la superficie
Sa	6.21 μm	Altura media aritmética de la superficie

ANEXO C
RESULTADOS DEL SOFTWARE LEICA PARA EL MATERIAL CARBURO DE TUNGSTENO





X = 877 µm
Y = 652 µm
Z = 2.08 µm



Cursor 1
X = 0.00 µm
Y = 0.00 µm
Z = 0.0347 µm

Cursor 2
X = 422 µm
Y = 20.8 µm
Z = 2.06 µm

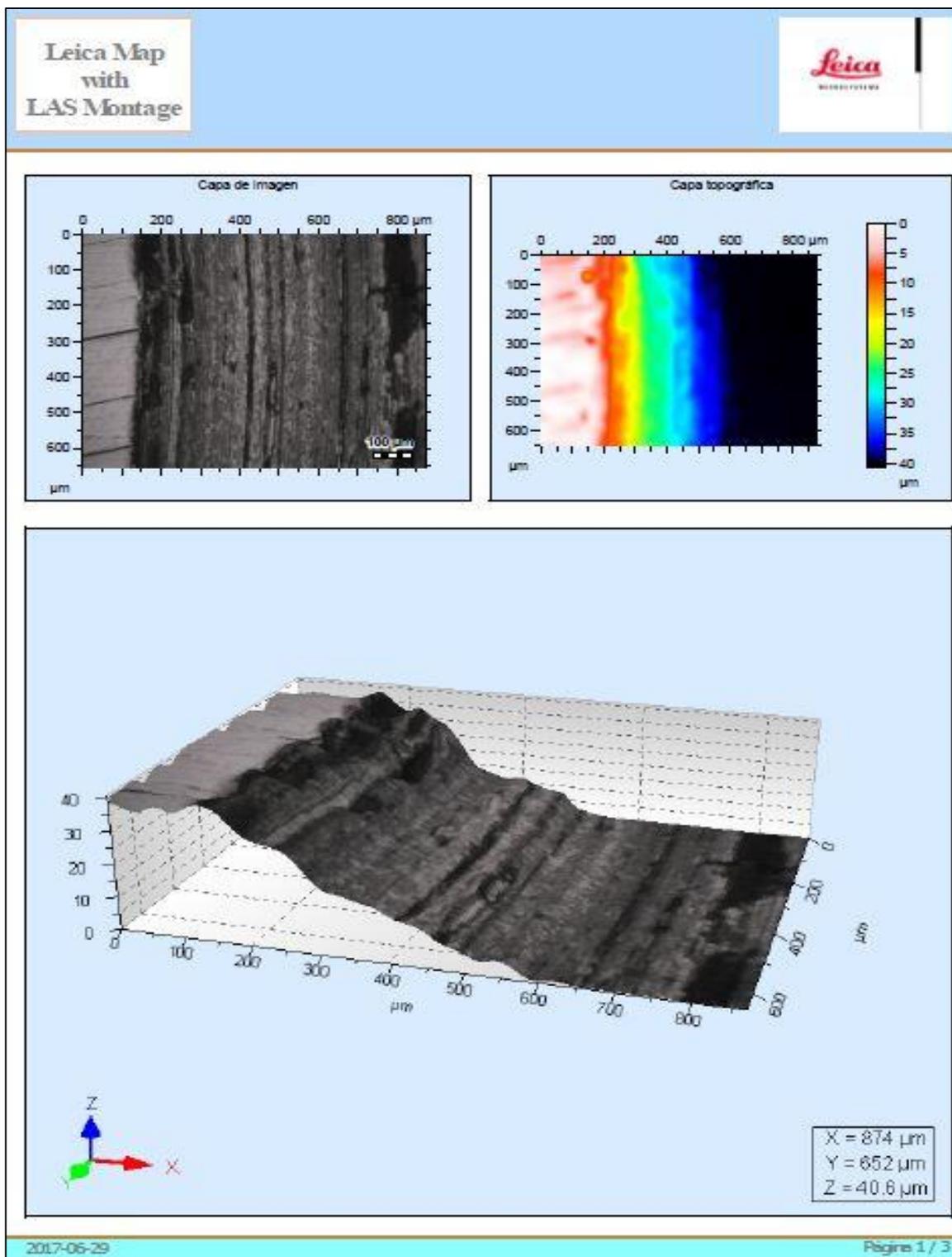
Distancia horizontal 422 µm
Variación en altura 2.02 µm
Distancia oblicua 422 µm

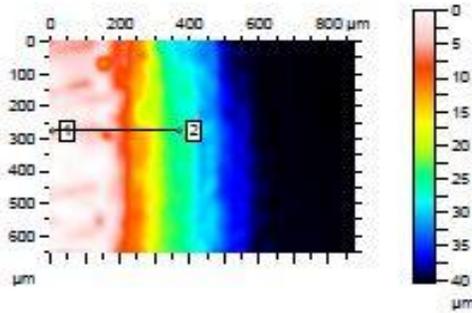
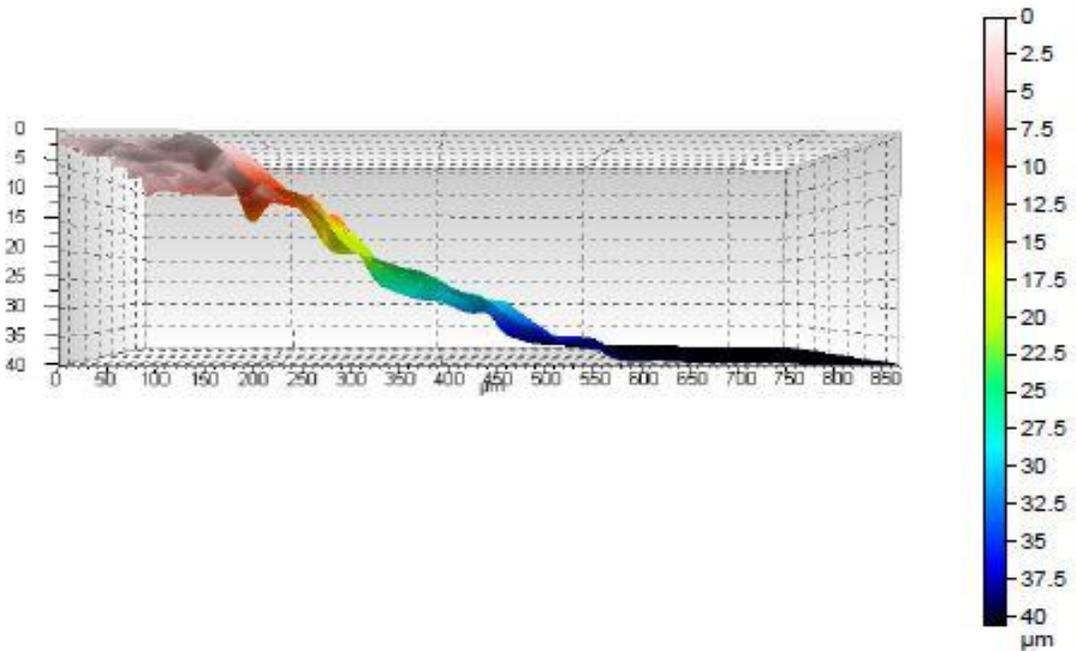
Parámetros de altura

Sq	0.472	µm	Altura media cuadrática de la superficie
Skk	-1.89		Distorsión de la superficie
Sku	5.61		Rufores de la superficie
Sp	0.344	µm	Altura de pico máxima de la superficie
Sv	1.73	µm	Altura de valle máxima de la superficie
Sz	2.08	µm	Altura máxima de la superficie
Sa	0.349	µm	Altura media aritmética de la superficie

ANEXO D

RESULTADOS DEL SOFTWARE LEICA PARA EL MATERIAL CROMO DURO





Cursor 1	Cursor 2
X = 3.94 μm	X = 370 μm
Y = 276 μm	Y = 276 μm
Z = 1.54 μm	Z = 25.9 μm
Distancia horizontal	366 μm
Variación en altura	24.2 μm
Distancia oblicua	366 μm

Parámetros de altura

sq	15.2	μm	Altura media cuadrática de la superficie
sk	0.490		Distorsión de la superficie
ku	1.62		Kurtosis de la superficie
sp	25.4	μm	Altura de pico máxima de la superficie
sv	15.2	μm	Altura de valle máxima de la superficie
sz	40.6	μm	Altura máxima de la superficie
sa	13.6	μm	Altura media aritmética de la superficie

 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

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

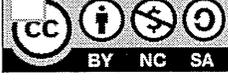
Nosotros Pablo Andrés Castro Gantiva y María Alejandra Castro Sánchez en calidad de titulares de la obra **EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE ALTERNATIVAS PARA EL AUMENTO DE LA VIDA ÚTIL DEL EQUIPO CHOKE MANIFOLD DURANTE LA OPERACIÓN DE LIMPIEZA DE ARENAS CON COILED TUBING EN EL POZO INYECTOR X1 DEL CAMPO CORCEL**, 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	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.	<input checked="" type="checkbox"/>
	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:

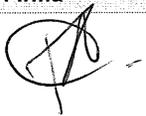
AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	SI	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	SI	

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 indicará (indicaremos), en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		No

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá DC, a los 26 días del mes de octubre del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Pablo Andrés	Castro Gantiva
Documento de identificación No	Firma
1015448448	

Nombres	Apellidos
María Alejandra	Castro Sánchez
Documento de identificación No	Firma
1032468778	