

AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA
DE PRODUCCIÓN MEDIANTE EL DIMENSIONAMIENTO CONCEPTUAL DE
NUEVOS EQUIPOS EN LA ESTACIÓN JAGUAR UBICADA EN EL BLOQUE
CARACARA.

DAVID AUGUSTO GARCÍA NAVARRO
PAULA ANDREA VIVAS VARGAS

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

AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA
DE PRODUCCIÓN MEDIANTE EL DIMENSIONAMIENTO CONCEPTUAL DE
NUEVOS EQUIPOS EN LA ESTACIÓN JAGUAR UBICADA EN EL BLOQUE
CARACARA.

DAVID AUGUSTO GARCÍA NAVARRO
PAULA ANDREA VIVAS VARGAS

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

Director
JUAN MANUEL RODRIGUEZ CORRALES
Ingeniero Químico

Co-Director
CARMEN ROCÍO CORREDOR BAUTISTA
Ingeniero de Petróleos

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

Nota de aceptación

Ing. Juan Carlos Castro
Orientador

Ing. Fredy Cárdenas
Jurado 1

Ing. Alex Cuadrado
Jurado 2

Bogotá D.C., 29 de junio de 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

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

“Dedicamos este trabajo de grado a nuestros padres, familiares, amigos, profesores y colaboradores por toda la ayuda brindada, por su tiempo, por sus conocimientos y especialmente por su apoyo.

Especialmente a nuestras familias por permitirnos cumplir el sueño de culminar una profesión que escogimos.

A nuestros amigos y compañeros con quienes compartimos encuentros académicos y momentos de ocio que nos sirvieron emocionalmente para fortalecer la amistad, formar nuestro carácter y crecer.

A todos aquellos que fueron la base para ser antes que Ingenieros de Petróleos, seres con calidad humana y dispuestos a anteponer la formación ética, los principios y los valores para ser capaces de disfrutar a plenitud los éxitos profesionales y la vida misma.

Les hemos cumplido a Dios, a ustedes y a nosotros.”

“Agradecemos a Dios por habernos brindado la sabiduría para realizar este trabajo de grado.

A nuestra familia por darnos el apoyo para poder terminar de manera satisfactoria esta etapa de nuestra vida.

A la Universidad América, en especial al Ing. Juan Carlos Castro y al Ing. Alex Nieto por la asesoría en la parte técnica del proyecto.

Al Ing. Juan Manuel Rodríguez Corrales y a la Ing. Carmen Rocío Corredor por habernos guiado de manera continua durante el desarrollo de este proyecto.

Y a todas aquellas personas que de una u otra manera contribuyeron en el desarrollo de este trabajo de grado.”

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	24
1. GENERALIDADES DE LA ESTACIÓN JAGUAR	27
1.1 HISTORIA DE LA ESTACIÓN JAGUAR	27
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	28
1.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO BLOQUE CARACARA	30
1.3.1 Roca generadora	30
1.3.2 Roca almacén	32
1.3.3 Roca sello	33
1.3.4 Trampa	33
1.3.5 Migración	33
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	33
1.5 FUNCIONAMIENTO DE LA ESTACIÓN	34
1.5.1 Sistema de recolección de fluidos	35
1.5.2 Proceso de deshidratación de crudo	38
1.5.3 Sistema de despacho de crudo	40
1.5.4 Sistema de disposición de agua	40
2. PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	42
2.1 PROPIEDADES FÍSICAS	42
2.1.1 Temperatura	42
2.1.2 Conductividad	43
2.1.3 Gravedad específica	43
2.1.4 Punto de ebullición	44
2.1.5 Sólidos totales	44
2.2 PROPIEDADES QUÍMICAS	45
2.2.1 Contenido de grasas y aceites	45
2.2.2 Hidrocarburos totales	45
2.2.3 Demanda bioquímica de oxígeno	46
2.2.4 Demanda química de oxígeno	46
2.2.5 pH	46
2.2.6 Alcalinidad	47
2.2.7 Dureza total	47
3. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA ACTUAL	49
3.1 SISTEMA TRADICIONAL DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN	49
3.2 EQUIPOS DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA ACTUAL	50
3.2.1 Hidrociclones	52
3.2.2 Unidad de flotación	53
3.2.3 Filtros de cáscara de nuez	54

4. BALANCE HIDRÁULICO Y VOLUMETRICO DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA ACTUAL	55
4.1 BALANCE HIDRÁULICO Y VOLUMÉTRICO	55
5. LIMITACIONES DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA ACTUAL	60
6. DIMENSIONAMIENTO CONCEPTUAL DE LOS EQUIPOS ADICIONALES REQUERIDOS PARA EL MANEJO DEL VOLUMEN TOTAL DE AGUA	63
6.1 REGULACIÓN AMBIENTAL	64
6.2 SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS	67
6.2.1 Requerimiento volumétrico total	69
6.2.2 Unidad de flotación por gas	71
6.2.2.1 Configuración de las corrientes	71
6.2.2.2 Tipo de gas	73
6.2.2.3 Tamaño de burbuja	73
6.2.2.4 Velocidad terminal de ascenso	74
6.2.2.5 Relación Gas/Sólidos	76
6.2.2.6 Volumen de nitrógeno requerido en la unidad de flotación	77
6.2.2.7 Dimensiones de la celda de flotación	78
6.2.2.8 Tiempo de residencia en la unidad de flotación	80
6.2.2.9 Desempeño de sistemas de flotación	81
6.2.3 Filtro de adsorción	83
6.2.3.1 Características del medio filtrante	84
6.2.3.2 Concentración de partículas en suspensión	87
6.2.3.3 Capacidad de tratamiento	87
6.2.3.4 Volumen del filtro	88
6.2.3.5 Sistema y equipos de retrolavado	89
6.2.3.6 Eficiencia de filtración	93
6.2.3.7 Forma y dimensiones del filtro	93
6.3 DIMENSIONAMIENTO CONCEPTUAL DEL SISTEMA	96
7. COMPROBACIÓN DEL BALANCE HIDRÁULICO Y VOLUMÉTRICO DE LA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA	99
7.1 BALANCE VOLUMÉTRICO	99
7.2 BALANCE HIDRÁULICO	106
8. ANÁLISIS FINANCIERO	114
8.1 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN	114
8.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN	115
8.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	117
8.4 REGALÍAS	118
8.5 EVALUACIÓN FINANCIERA	119
8.6 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	122

9. CONCLUSIONES	123
10. RECOMENDACIONES	125
BIBLIOGRAFÍA	126
ANEXOS	130

LISTA DE ILUSTRACIONES

	pág.
Ilustración 1. Localización y vía de acceso a la Estación Jaguar	29
Ilustración 2. Columna generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales	31
Ilustración 3. Sistema de recolección de fluidos Estación Jaguar	36
Ilustración 4. Oleoductos de despacho de crudo Jaguar-Vasconia	37
Ilustración 5. Diagrama de deshidratación de crudo de la Estación Jaguar	39
Ilustración 6. Diagrama de entrega al oleoducto	40
Ilustración 7. Sistemas de disposición del agua de producción	41
Ilustración 8. Diagrama de bloques de un sistema de tratamiento de agua	50
Ilustración 9. Diagrama sistema de tratamiento de agua actual de la estación	51
Ilustración 10. Hidrociclón	52
Ilustración 11. Unidad de flotación	53
Ilustración 12. Filtro cáscara de nuez	54
Ilustración 13. Corrientes del sistema de agua actual	55
Ilustración 14. Filtro de quinta generación	91
Ilustración 15. Propuesta de la ampliación	96
Ilustración 16. Funcionamiento de la ampliación	97
Ilustración 17. Datos de entrada para el balance volumétrico	101
Ilustración 18. Simulación de la celda de flotación	102
Ilustración 19. Simulación del filtro de cáscara de nuez	102
Ilustración 20. Simulación de los tanques decantadores	103
Ilustración 21. Simulación del sistema propuesto para la ampliación	104
Ilustración 22. Propiedades del fluido en el simulador	107
Ilustración 23. Ventana principal de Pipe Flow Expert	107
Ilustración 24. Esquema de tanques	108
Ilustración 25. Simulación hidráulica inicial	109
Ilustración 26. Accesorios de tubería	111
Ilustración 27. Parámetros de bombas hidráulicas	112
Ilustración 28. Esquema final de simulación hidráulica (caída de presión)	113
Ilustración 29. Esquema final de simulación hidráulica (caudal)	113

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historia de producción Bloque Caracara.	34
Gráfica 2. Pronóstico de producción Estación Jaguar 2015-2020.	61
Gráfica 3. Diferencial de producción con la ampliación.	62
Gráfica 4. Flujo de caja.	121
Gráfica 5. Flujo neto de caja.	122

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades fisicoquímicas del agua de producción	48
Tabla 2. Capacidades y presiones de los equipos actuales	56
Tabla 3. Parámetros de operación de las corrientes principales del sistema de tratamiento de agua	56
Tabla 4. Parámetros de las corrientes parásitas	57
Tabla 5. Características de la corriente de retrolavado de los filtros	58
Tabla 6. Características de la corriente de nitrógeno en la unidad de flotación	58
Tabla 7. Remoción de aceite por equipo	61
Tabla 8. Características fisicoquímicas del agua del Bloque Caracara	65
Tabla 9. Comprobación de calidad del agua de producción	67
Tabla 10. Pronóstico de producción Estación Jaguar a diciembre 2015	69
Tabla 11. Especificaciones de la celda de flotación	79
Tabla 12. Variación de la tasa de ascenso	80
Tabla 13. Humectabilidad de los materiales usados como medio filtrante	85
Tabla 14. Parámetros de diseño de un filtro	87
Tabla 15. Especificaciones de los tanques decantadores	92
Tabla 16. Especificaciones del filtro	95
Tabla 17. Especificaciones de los equipos dimensionados para la ampliación	98
Tabla 18. Datos obtenidos por el simulador	105
Tabla 19. Propiedades del fluido	106
Tabla 20. Requerimiento hidráulico de la ampliación	109
Tabla 21. Tramos de tubería de la ampliación	110
Tabla 22. Costos de inversión	115
Tabla 23. Lifting cost ajustado	116
Tabla 24. Producción base	116
Tabla 25. Producción incremental	117
Tabla 26. Costos de operación	117
Tabla 27. Precio de venta	118
Tabla 28. Producción neta	119
Tabla 29. Ingresos totales	119

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Gravedad específica	44
Ecuación 2. Dureza	47
Ecuación 3. Ley de Stokes	74
Ecuación 4. Ley de los gases ideales	75
Ecuación 5. Relación Gas - Sólidos y Aceite	76
Ecuación 6. Cantidad de aire despresurizada en la celda	77
Ecuación 7. Área superficial de la celda	79
Ecuación 8. Capacidad nominal de la celda	79
Ecuación 9. Capacidad de operación de la celda	80
Ecuación 10. Tiempo de residencia	81
Ecuación 11. Eficiencia total de la celda de flotación	82
Ecuación 12. Remoción de la celda de flotación	82
Ecuación 13. Capacidad de retención filtro cáscara de nuez	88
Ecuación 14. Volumen de la cáscara de nuez	88
Ecuación 15. Porosidad del lecho filtrante	89
Ecuación 16. Diámetro de tanque cilíndrico vertical	94
Ecuación 17. Factor de turbulencia	94
Ecuación 18. Área de contacto del lecho filtrante	95
Ecuación 19. Balance de materia	99
Ecuación 20. Balance volumétrico	100
Ecuación 21. Caudal de aceite a la salida de cada equipo	101
Ecuación 22. Producción incremental	117
Ecuación 23. Valor presente neto	120
Ecuación 24. Flujo neto de caja	121

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Parámetros de vertimiento para el sector de hidrocarburos	131
Anexo B. Selección de las diferentes tecnologías	134
Anexo C. Resultados de la simulación hidráulica	139

ABREVIATURAS

%:	Porcentaje.
":	Pulgadas.
°:	Grados.
ρ:	Densidad.
μS:	Micro-siemens (Unidad de conductividad eléctrica)
°API:	Gravedad API (American Petroleum Institute).
°F:	Grados Fahrenheit (Escala de temperatura).
μ:	Viscosidad dinámica.
μm:	Micrómetros.
ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
atm:	Atmósferas.
Bbl:	Barriles.
BOPD:	Barriles de Aceite por Días.
BPD:	Barriles por día.
BS&W:	Contenido de Agua y sedimentos.
BWPD:	Barriles de Agua por Día.
d:	Diámetro.
DBO:	Demanda Biológica de Oxígeno.
DQO:	Demanda Química de Oxígeno.
ft:	Pies.
ft²:	Pies cuadrados.
ft³:	Pies cúbicos.
FWKO:	<i>Free Water Knock Out.</i> (Separador de Agua Libre)
G.E.:	Gravedad específica.
G/S:	Relación gas sólidos.
ID:	Diámetro interno.
Km:	Kilómetros.
mD:	Mili-Darcy.
mg/L:	Miligramos por litro.
mm:	Milímetros.
N₂:	Nitrógeno diatómico
O/W:	Contenido de grasas y aceites.
OD:	Diámetro externo.
P:	Presión.
Ppm:	Partes por millón.
Psia:	Libra fuerza por pulgada cuadrada (Unidades absolutas).
Psig:	Libra fuerza por pulgada cuadrada (Unidades manométricas).
Q:	Caudal.
Scf:	Pies cúbicos estándar.
TIO:	Tasa de Interés de Oportunidad.
TOC:	Carbono Orgánico Total.
VPN:	Valor Presente Neto.

GLOSARIO

ACUÍFERO: cuerpo subterráneo de roca porosa y permeable que se encuentra saturado con agua, donde su característica principal es la facilidad del movimiento del fluido a través del espacio poroso y permeable.

AGUA DE PRODUCCIÓN: fluido que llega a superficie junto con el crudo y gas cuando se realiza la explotación de un yacimiento petrolífero. Esta agua puede estar presente en dos formas diferentes, como agua libre o como agua en emulsión con los hidrocarburos.

AGUA LIBRE: agua que puede ser separada con facilidad mediante segregación gravitacional, de la corriente de producción de hidrocarburos.

AGUAS ABAJO: punto o sección después del nodo en estudio teniendo en cuenta el flujo del fluido.

AGUAS ARRIBA: punto o sección que se encuentra antes del nodo evaluado teniendo en cuenta el flujo del fluido.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: área que cuenta con unas condiciones físicas, biológicas y químicas especiales para la depositación de sedimentos. Estos se pueden clasificar de acuerdo a sus características como continentales, transicionales y marinos.

ANTICLINAL: es un pliegue en forma de arco de las capas de sedimentos cuya concavidad está orientada hacia el centro de la Tierra. Su principal característica es que las rocas más antiguas se encuentran en el núcleo.

ARCILLOLITAS: roca sedimentaria de origen detrítico. Es una roca compacta, sin capacidad para dividirse fácilmente en capas finas, la cual está formada por partículas de un tamaño inferior a 0,02 mm. La composición química de esta roca es en su mayoría silicatos de aluminio hidratados.

ARENISCAS: roca sedimentaria de tipo detrítico. Es una roca consolidada, donde el tamaño de grano de sus componentes esta entre 0,02 mm y 2 mm. Esta se compone principalmente de cuarzo.

ASPERSIÓN: es un método de disposición del agua de producción tratada por medio del esparcimiento del líquido en pequeñas gotas en forma de lluvia sobre terrenos dispuestos para este fin.

BIORREMEDIACIÓN: procedimiento por el cual se degradan contaminantes como hidrocarburos, metales pesado o insecticidas presentes en sólidos o aguas residuales, usando microorganismos, plantas o enzimas.

BOMBA BOOSTER: bomba auxiliar instalada en un sistema para incrementar la presión de un fluido líquido hasta la presión de entrada de una bomba principal de inyección.

BORRAS: mezcla de sólidos y agua con contenido de hidrocarburos y sustancias químicas que son generadas durante el tratamiento del agua de producción.

BS&W: (Basic Sediment and Water) contenido de agua y sedimentos que contiene el crudo, se expresa como porcentaje en volumen sobre la producción.

CAMPO: zona en la que se realiza la extracción de hidrocarburos del subsuelo que representa la proyección en superficie del yacimiento subterráneo explotado.

CIERRE ESTRUCTURAL: distancia vertical que existe entre la cresta del anticlinal y el contorno cerrado más bajo. Esta distancia es usada para determinar contenido máximo de hidrocarburos.

CLUSTER: es una locación en superficie donde se encuentran agrupados un número determinado de pozos, con el fin de recolectar sus fluidos en una sola línea de tubería para ser enviados a la Estación de tratamiento.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es una representación gráfica de la composición vertical del subsuelo de un lugar determinado, desde la superficie hasta una profundidad dada. La secuencia de rocas se encuentra desde la más antigua en la parte inferior y la más reciente en la parte superior.

COMERCIALIDAD: es la declaración que se hace de un área de explotación, donde se determina por parte de la empresa operadora la decisión de explotar el descubrimiento de hidrocarburos con el fin de obtener un beneficio financiero.

CONCORDANTE: es una superficie que separa cuerpos de rocas con características litológicas distintas, pero que tienen una continuidad en la depositación. Estos contactos se clasifican de acuerdo al cambio de litología en abruptos, normales y transicionales.

CONIFICACIÓN: cambio producido en la interfase agua petróleo en subsuelo que forma un cono de agua alrededor del pozo, como resultado de las caídas de presión durante la producción, afectadas por las características de los fluidos involucrados.

CONTRATO DE ASOCIACIÓN: es una alianza estratégica contractual en la cual la empresa estatal Ecopetrol S.A. es socio de una o varias compañías dedicadas a la explotación de hidrocarburos para explorar y desarrollar yacimientos en Colombia. Entre 1969 y 2003 se utilizó este tipo de contrato.

COORDENADA MAGNA SIRGAS: sistema de referencia geocéntrico para las Américas que permite establecer en cualquier punto de la Tierra la orientación, ubicación y escala.

CORTE DE AGUA: es el cociente entre el agua de producción y el volumen total de los fluidos producidos de un pozo.

CUENCA: es una zona deprimida en la corteza de la Tierra causada por la actividad tectónica de las placas y el peso de los sedimentos que se depositan sobre ella de manera progresiva. Estas se clasifican en continentales e intermedias.

CUENCA PERICRATÓNICA: cuenca que se encuentra en los alrededores de una porción de masa continental que no ha sufrido deformaciones considerables a través del tiempo geológico.

CUERPOS LENTICULARES: son cuerpos de roca en forma de lente que se encuentran aislados y rodeados por un tipo de roca distinta en composición. Estos se generan cuando se produce un aporte de arena insuficiente para formar una capa continua sobre un fondo arcilloso.

DISPERSANTE DE PARAFINAS: producto químico adicionado a la corriente de producción de los pozos con el objetivo de evitar la depositación de partículas precipitadas de hidrocarburos en tuberías y equipos.

EMULSIÓN: dispersión de un líquido inmisible en otro, por medio de la agitación y un agente emulsificador que reduce la tensión interfacial para darle estabilidad a la mezcla. El líquido que se encuentra en mayor proporción se denomina fase continua y el otro se denomina como fase dispersa.

ESCUDO: región continental rígida y estable que no ha sido cubierta por el mar durante los ciclos transgresivos. Estos están formados por las rocas más antiguas de la corteza terrestre y no tienen plegamientos.

ESPESOR: es la medición perpendicular a la extensión lateral de un estrato, suponiendo la depositación de los sedimentos sobre una superficie horizontal. En caso de que el estrato tenga algún grado de buzamiento será posible establecer desde superficie una medición del espesor aparente y mediante una corrección por el buzamiento, es posible determinar el espesor real de la capa.

ESTACIÓN: lugar de recolección, tratamiento y almacenamiento de los fluidos de producción de uno o varios campos de petróleo o de gas, en el que se utiliza una serie de equipos con el fin de separar la mayor cantidad de contaminantes de la corriente de hidrocarburos. Adicionalmente a las corrientes de gas, petróleo y agua son tratadas de manera individual para su transporte, comercialización o disposición.

FACILIDADES DE PRODUCCIÓN: conjunto de equipos mediante los cuales se realiza la separación y tratamiento de las fases presentes en la corriente de producción de los pozos petroleros para su comercialización o su disposición.

FALLA: es una discontinuidad, interrupción o superficie laminar existente en una roca frágil que se forma a partir de la propagación de una fractura y el desplazamiento observable de los bloques de roca separados por la misma. Estas se pueden clasificar de acuerdo al movimiento de los bloques relacionados como normales, inversas o de cizalla.

FORMACIÓN: es la unidad geológica formal fundamental de la columna estratigráfica, compuesta por un conjunto heterogéneo de estratos sedimentarios, depositadas en un mismo lugar durante un mismo periodo.

FWKO: (Free Water Knock Out) separador que se utiliza para retirar agua libre de la corriente de producción de los pozos que pueda causar problemas como corrosión, formación de hidratos o formación de emulsiones compactas difíciles de separar.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: es una rama de la geología que se encarga del estudio de los yacimientos de hidrocarburos. Su objetivo principal es determinar la localización y geometría de las rocas almacén, además de estimar si es una reserva potencial, mediante diversos métodos o técnicas exploratorias.

GUN BARREL: tanque utilizado para el tratamiento del petróleo cuya entrada se encuentra bajo el nivel de agua dentro del tanque y permite retirar cierta cantidad de agua a medida que el aceite asciende hacia la parte superior del tanque. También es conocido como tanque de lavado de crudo.

INFRAYACENTE: es el cuerpo de roca o unidad litológica que yace por debajo de la formación de interés.

IRRUPCIÓN DE AGUA: condición en la que el agua de la formación previamente aislada de la producción logra tener acceso a un pozo productor de hidrocarburos.

KERÓGENO: material orgánico insoluble de alto peso molecular presente en las rocas sedimentarias, que bajo temperaturas entre 60°C y 150°C tiene la tendencia a convertirse en hidrocarburos. Estos generalmente se encuentran en grandes concentraciones en rocas como la pizarra.

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: sistema que proporciona energía adicional a la columna de fluido dentro de un pozo para lograr llevar los hidrocarburos hacia las facilidades de producción en superficie.

LIMOLITAS: roca sedimentaria de tipo detrítico, perteneciente al grupo de las rocas clásticas. Está formada por partículas de un tamaño inferior a entre 0,02 mm y 0,002. Aunque tienen una composición variada, generalmente contienen óxido de hierro, calcita y feldespatos

LUTITAS: roca sedimentaria detrítica, que es poco consolidada e impermeable. El tamaño de grano de sus componentes es menor a 0,0039 milímetros y su composición química es material orgánico.

MANIFOLD: es un conjunto de válvulas y tuberías ubicadas en superficie, que permiten redireccionar los fluidos producidos hacia una locación específica.

MIGRACIÓN: es el proceso de movimiento de los hidrocarburos desde su roca generadora hasta la roca almacén. Este proceso se divide en dos tipos, donde el movimiento del petróleo dentro de la roca madre se considera migración primaria, y el movimiento exterior hasta llegar a la zona de acumulación es denominado migración secundaria.

OLEODUCTO: tubería utilizada para el transporte de hidrocarburos líquidos en condiciones de comercialización, por su bajo contenido de agua y sedimentos.

PERMEABILIDAD: es la capacidad que tiene una roca de permitir que un fluido fluya a través de ella. Esta depende en gran parte de la porosidad y en la mayoría de las formaciones cambia con respecto a la dirección.

PETRÓLEO: es un recurso no renovable que se encuentra en el subsuelo a altas presiones y temperaturas, el cual se caracteriza por estar compuesto de material orgánico a base de carbono e hidrogeno. Después de un tratamiento fisicoquímico realizado en las refinerías, este puede ser usado como principal fuente de energía, ya sea en forma de gas o líquido.

POROSIDAD: es la relación del volumen vacío de una roca con respecto a su volumen total, la cual define la capacidad de almacenamiento de una roca. La máxima porosidad primaria, que es aquella que se produce por litificación de la roca, es de 47,6%.

RETROLAVADO: proceso de limpieza de un lecho filtrante en el cual la corriente fluye en sentido inverso al normalmente utilizado, para remover las partículas retenidas por el filtro.

ROCA ALMACÉN: es la roca en la cual hay una acumulación de hidrocarburos, la cual debe tener características como continuidad lateral y vertical, ser porosa y permeable. Estas rocas generalmente son areniscas.

ROCA GENERADORA: es una roca con alto contenido de materia orgánica que bajo unas condiciones de presión y temperatura determinadas, permitirá la transformación de la materia orgánica en hidrocarburos. Estas rocas generalmente son lutitas o calizas.

ROCA SELLO: es una roca que impide que los hidrocarburos sigan migrando y permite que haya una acumulación, debido a su muy baja permeabilidad, un ejemplo de roca sello son las lutitas.

ROMPEDOR DIRECTO: producto químico que se utiliza para desestabilizar aquellas emulsiones en las que la fase continua es petróleo y la fase dispersa es el agua.

SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL: principio de separación en el cual el fluido más pesado se asienta en el fondo y el más liviano asciende a la superficie. Este mecanismo se presenta por acción de la fuerza de gravedad.

SUPRAYACENTE: cuerpo de roca o unidad litológica que se ubica por encima del objeto de estudio.

TRAMPA: es una distribución específica de las rocas donde se acumulan hidrocarburos. Las trampas pueden ser de tipo estructural, las cuales se definen como una deformación en los estratos, o de tipo estratigráfico, que son aquellas zonas donde se presenta un cambio inesperado en la secuencia de los estratos.

RESUMEN

El presente trabajo estudia el procedimiento para ampliar la capacidad de manejo de caudal del sistema de tratamiento de agua asociada a la producción de petróleo de los campos Peguita I, Peguita II, Peguita III, Elizita y Jaguar South West que envían los fluidos producidos a la Estación Jaguar para su tratamiento. La ampliación se realiza de manera conceptual especificando las dimensiones que deben cumplir los equipos adicionales que se deben instalar para no modificar los equipos existentes.

Estos equipos adicionales se seleccionan principalmente de acuerdo a las condiciones del agua de producción a tratar y el requerimiento ambiental de disposición del agua tratada. También se considera el funcionamiento general de las facilidades de producción de la estación, especialmente del sistema de tratamiento que se encuentra en funcionamiento como pauta para el nuevo sistema.

Se comparan las tecnologías disponibles para el tratamiento del agua de producción y se escogen la flotación y la filtración como las técnicas a aplicar para la clarificación del agua de producción.

Se calculan las principales dimensiones y parámetros de diseño para una celda de flotación de microburbujas (10 micras) y un filtro de cáscara de nuez de quinta generación. Los resultados de la simulación numérica de los datos obtenidos, en Excel y Pipe Flow Expert verifican el funcionamiento volumétrico e hidráulico de la ampliación propuesta para el manejo de 50.000 barriles de agua por día adicionales a los 69.300 barriles de agua manejados por el sistema que se encuentra instalado en la Estación a mayo de 2016.

Las conclusiones muestran que el proyecto es viable financieramente de acuerdo con los pronósticos de producción de petróleo estimados por la empresa CEPESA COLOMBIA S.A.

PALABRAS CLAVE:

Sistema tratamiento agua
Agua producción hidrocarburos
Dimensionamiento conceptual
Estación Jaguar
Bloque Caracara
Cuenca Llanos Orientales.

INTRODUCCIÓN

La ampliación del sistema de tratamiento de agua de producción de la Estación Jaguar es importante porque permitirá el crecimiento de la explotación petrolera en el Bloque Caracara, puesto que en este momento se encuentra limitada porque el caudal de agua de producción que recibe la estación ha aumentado hasta alcanzar la capacidad de diseño del sistema de tratamiento de agua instalado. Para continuar con el desarrollo de la operación es necesario ampliar la capacidad de manejo de fluidos para recuperar la mayor cantidad de crudo y transformar los productos no deseados de la corriente de producción en fluidos y materiales aptos para la disposición en superficie o subsuelo.

Estos procedimientos son de especial importancia alrededor del mundo en yacimientos maduros que llevan produciendo muchos años y han sobrepasado su punto máximo de producción de petróleo, debido a que estos yacimientos han entrado en una etapa de declinación de la producción de hidrocarburos la cual se desea prolongar para desacelerar su caída, para lo cual es primordial el manejo del caudal de agua en aumento característica de este tipo de yacimientos. Debido a las condiciones únicas de cada operación de producción de petróleo, las ampliaciones deben ser especializadas para cada operación, aunque los equipos diseñados para realizarlas son de características similares alrededor del mundo, no siempre se pueden utilizar los mismos equipos.

El objetivo de este trabajo es hallar las dimensiones que deben cumplir los equipos que mejor se adapten a las características del agua de producción y a las condiciones de operación de la Estación Jaguar, siempre y cuando cumplan con la normatividad ambiental, la calidad de los fluidos para su disposición por medio de reinyección, aspersión o riego, brinden la capacidad de manejo de fluidos necesaria para continuar con las actividades de exploración y producción en el Bloque Caracara y que además sean viables financieramente para la empresa.

El alcance del proyecto contempla el dimensionamiento de los equipos desde el punto en la estación donde se unen las corrientes de agua de producción provenientes de los equipos diseñados para la deshidratación de crudo hasta el tanque de almacenamiento que da la energía necesaria para la operación del sistema de inyección, por lo que la adaptación de estos sistemas complementarios se sale de la responsabilidad de este proyecto. Se validará el funcionamiento del sistema propuesto mediante simulación. No se incluye una comparación exhaustiva de las alternativas ofrecidas en el mercado colombiano, aunque si se tiene en cuenta los modelos más comunes presentes en él. Las dimensiones establecidas en este trabajo pueden estar sujetas a modificaciones de acuerdo con las ofertas comerciales de las diferentes compañías que venden estos equipos.

Este proyecto representa una evolución en la aplicación de sistemas de tratamiento en la Estación Jaguar, al tener en cuenta las experiencias que se tienen con el

sistema instalado actualmente y avances tecnológicos que ocurrieron en los recientes años para la aplicación de estos sistemas. De la misma manera representa la posibilidad de expandir la explotación petrolera en el Bloque Caracara en los años venideros con los yacimientos maduros que posee.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Ampliar la capacidad del sistema de tratamiento de agua de producción mediante el dimensionamiento conceptual de nuevos equipos en la Estación Jaguar ubicada en el Bloque Caracara.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Presentar las generalidades de la Estación Jaguar ubicada en el Bloque Caracara.
2. Describir las propiedades fisicoquímicas del agua de producción que recibe el sistema de tratamiento de agua de la Estación Jaguar.
3. Describir el funcionamiento del sistema de tratamiento de agua actual de la Estación Jaguar.
4. Realizar el balance hidráulico y volumétrico del sistema de tratamiento de agua actual de la Estación Jaguar.
5. Determinar las limitaciones del sistema de tratamiento de agua actual de la Estación Jaguar.
6. Dimensionar conceptualmente los equipos adicionales requeridos para el manejo del volumen total de agua de producción disponible y estimada de acuerdo con el pronóstico de producción del año 2015 al 2020.
7. Comprobar mediante un software la simulación del balance hidráulico y volumétrico de la ampliación del sistema de tratamiento de agua de la Estación Jaguar.
8. Establecer la viabilidad financiera de la ampliación del sistema de tratamiento de agua de la Estación Jaguar mediante el indicador de valor presente neto (VPN).

1. GENERALIDADES DE LA ESTACIÓN JAGUAR

En este capítulo, con base en las características del proyecto que se va a trabajar, se describen brevemente aspectos asociados a la historia incluyendo producción, localización geográfica y geología del petróleo asociada con el Bloque donde se localiza el objeto de estudio.

1.1 HISTORIA DE LA ESTACIÓN JAGUAR

Según CEPESA COLOMBIA S.A.¹, puede considerarse que el año 2001 marca el inicio de la actividad exploratoria en el área involucrada en este proyecto, cuando la compañía operadora Hupecol LLC firmó el 16 de Abril de 2001 el contrato de asociación Caracara de 405.000 Ha, para reevaluar un área previamente perforada por otras compañías con pozos que mostraron trazas de aceite como los Pozos Bengala I en 1987 y Tigrillo I en 1996 pero sin resultados satisfactorios para hidrocarburos, realizando campañas sísmicas 2D en el año 2001 que llevaron a la perforación del pozo exploratorio Caracara-1 hacia la formación Carbonera C7, el cual salió seco. En el 2003 se perforó el pozo Jaguar-1 con el objetivo de continuar la exploración hacia otra sub-unidad de la formación carbonera C7, el cual resultó exitoso produciendo crudo de 22° API y en ese mismo año se obtuvo la comercialidad para el Campo Peguita I, gracias a la buena producción del pozo Jaguar-1, iniciando así la explotación en el área de interés.

Esta etapa inicial de explotación utilizó facilidades provisionales como un separador de prueba y un tanque atmosférico de baja capacidad (Aprox. 500 Bbl) para las pruebas de producción con el fin de determinar el potencial de producción de los pozos perforados y con esto estimar la rentabilidad del campo. En el año 2004 se contrató a la compañía de servicios MI-SWACO para que prestara y operara los equipos de deshidratación de crudo para suplir la necesidad de tratamiento del caudal producido de fluidos. En este mismo año, se firmó un otrosí en el contrato para devolver una sección del área establecida en el contrato.

En el año 2005, a raíz de los buenos hallazgos la Compañía Hupecol LLC decidió hacer la compra, instalación y puesta en marcha de los equipos de la Estación Jaguar debido a la reducción de costos de tratamiento que representaba para la compañía. Las facilidades instaladas tenían una capacidad de manejo de fluidos de 3.000 barriles de petróleo por día. Sin embargo, el sistema de tratamiento de agua de producción siguió a cargo de la compañía de servicios MI-SWACO.

¹ CEPESA COLOMBIA S.A. Plan de Desarrollo Bloque Caracara 2014 “Yacimientos, perforación, producción, facilidades, integridad, HSE y PP5”. Bogotá D.C. 2014. p. 14.

Tiempo después, la compañía Cepsa Colombia S.A. obtuvo la parte de Hupecol LLC del contrato de asociación Caracara con Ecopetrol en el año 2008, haciéndose cargo de la operación del Bloque Caracara.

Posteriormente en el año 2009 y 2010 se firmaron varios otrosíes para la devolución de áreas, de tal manera que con fecha de corte en abril de 2016 el Bloque tiene un área de 141.320 Ha.

A medida que se desarrollaron más campañas de perforación se ajustó progresivamente el diseño inicial de la Estación Jaguar, aumentando su capacidad de manejo de fluidos e incluso fue necesaria la adaptación de los tanques de fiscalización para recibir el crudo en condiciones de venta de las otras estaciones del Bloque, Estaciones Caracara Sur y Toro Sentado, para posteriormente ser enviado hacia el oleoducto.

Con el planteamiento de una nueva filosofía de operación distinta a la empleada por MI-SWACO y el objetivo de disminuir costos para mejorar la eficiencia del proceso, la compañía operadora Cepsa Colombia S.A. decidió en 2010 implementar un sistema de tratamiento de agua propio con capacidad para 69.300 barriles de agua por día, el cual fue puesto en marcha en 2012.

La Estación Jaguar a la fecha cuenta con un área de 20 hectáreas, recibe crudo de 22° API proveniente de 5 campos: Peguita I, Peguita II, Peguita III, Elizita y Jaguar South-West, los cuales son administrados y operados por Cepsa Colombia S.A.

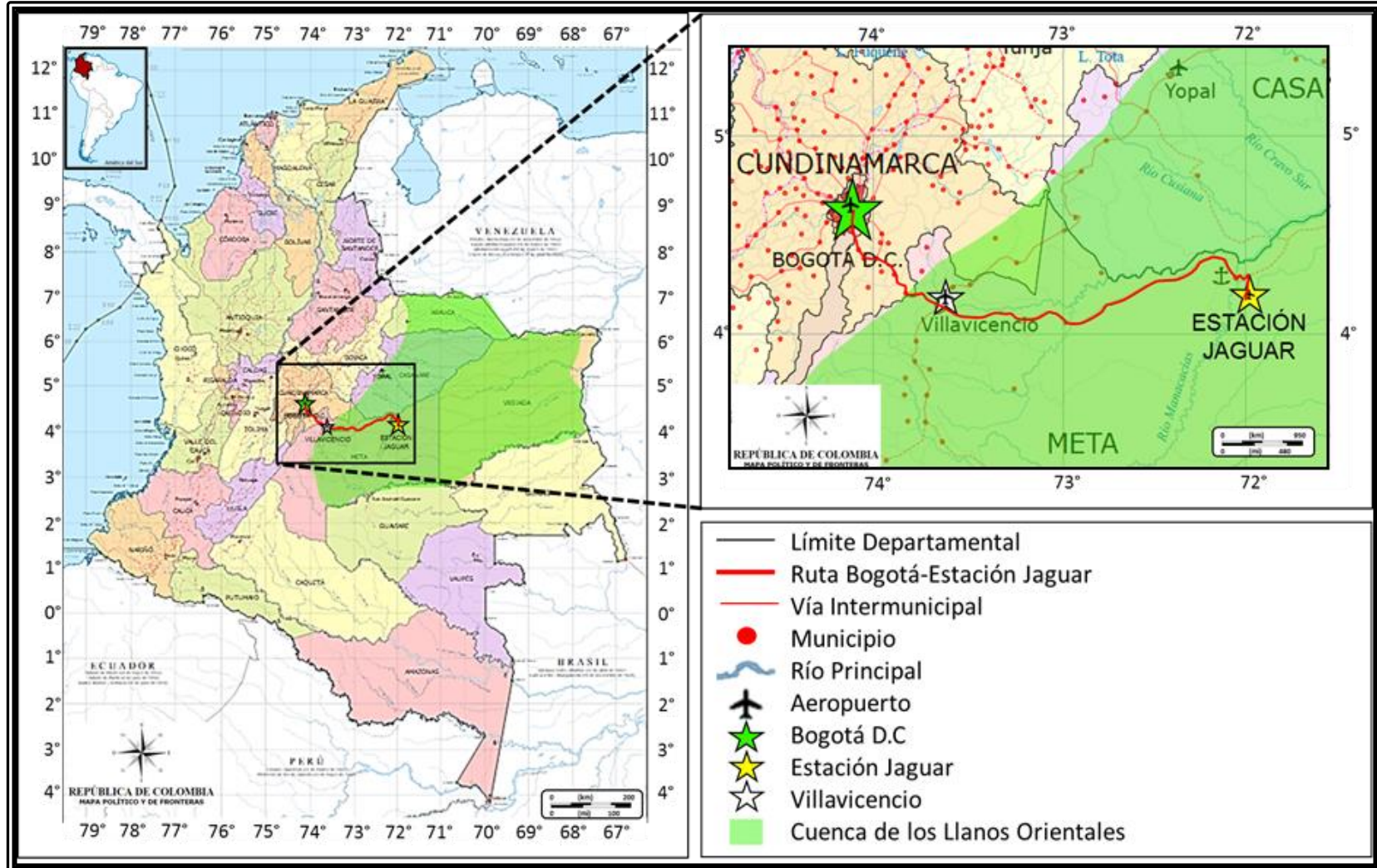
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

Según Cepsa Colombia S.A.², el Bloque Caracara se encuentra en la parte norte de Suramérica, específicamente en la República de Colombia, al sur de la Cuenca de Los Llanos Orientales, en el Departamento del Meta ubicada a 22 Km al Sur-Este del municipio de Puerto Gaitán y 18 Km al Norte de la vereda Alto Neblinas.

Desde la ciudad de Bogotá se puede llegar a la Estación por vía aérea viajando por medio de la Compañía Cepsa en vuelo directo hasta la Estación Jaguar, o por vía terrestre desde Bogotá hacia el SE por la vía Bogotá-Villavicencio luego se toma desde Villavicencio la vía Potosí- Puerto Gaitán hacia el NE hasta llegar al municipio de Puerto Gaitán. Desde allí se toma la vía hacia el NE a San Pedro de Arimena, en el kilómetro 8 se toma el desvío al Sur hacia el Alto Neblinas y en el kilómetro 12,5 se gira en dirección Este en la vía que conduce a los pozos Jaguar 6, 21, 9, 10 y 1,5 kilómetros más adelante se llega a la Estación Jaguar. En la Ilustración 1 se puede observar la ubicación de la Estación Jaguar.

² Ibid., p. 14.

Ilustración 1. Localización y vía de acceso a la Estación Jaguar.



Fuente: INSTITUTO GEOLÓGICO AGUSTIN CODAZZI. Mapa geográfico de Colombia. Bogotá. Modificado por los autores.

1.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO BLOQUE CARACARA

La Estación Jaguar se encuentra ubicada en el área del Bloque Caracara, que se localiza en la Cuenca pericratónica de Los Llanos Orientales, la cual es de gran potencial para la explotación de hidrocarburos y limita al norte con la Cuenca Apure-Barinas separadas en superficie por el Río Arauca, límite entre Colombia y Venezuela, al sur con la Serranía de la Macarena y el Arco del Vaupés, al este con el Escudo de Guyana y al oeste con la Cordillera Oriental y el sistema de fallas de Guaicáramo.

La estratigrafía de la cuenca abarca rocas que van desde la era Mesozoica en el periodo Jurásico hasta la era Cenozoica en el Periodo Neógeno y para el caso de este proyecto, solo se describen aquellas formaciones asociadas con el sistema petrolífero del Bloque.

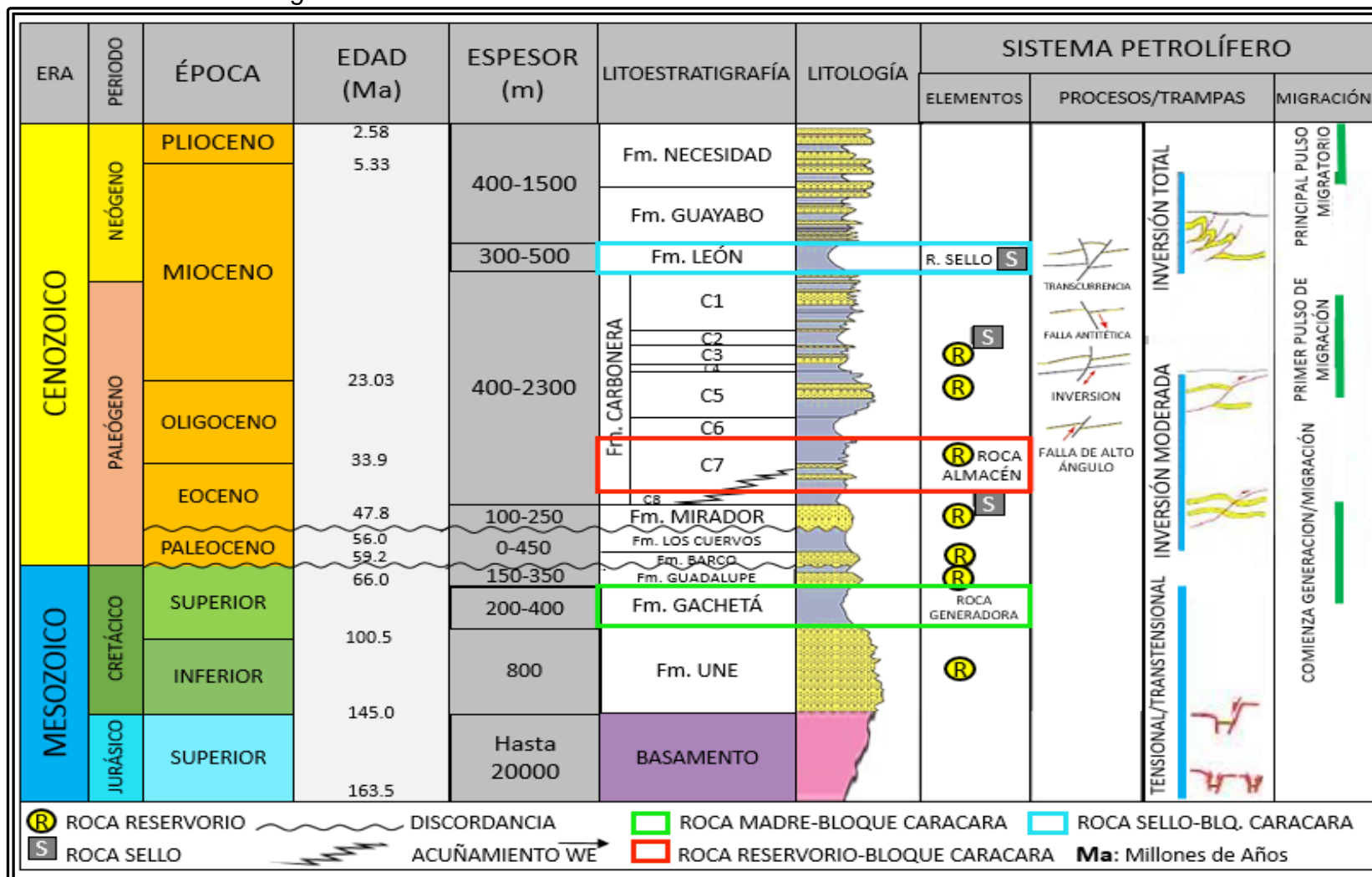
En la Cuenca de los Llanos Orientales convergen todos los elementos necesarios para la formación y acumulación de hidrocarburos, tal como se muestra en su columna estratigráfica generalizada en la Ilustración 2.

A continuación, se describen los principales aspectos asociados con el sistema petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales, particularmente en el área del Bloque Caracara.

1.3.1 Roca generadora. Según la ANH³, la roca generadora principal en la cuenca de los Llanos Orientales y por tanto del Bloque Caracara corresponde a las arcillolitas y lutitas que comprenden la formación Gachetá perteneciente al Cretáceo Superior; tiene un espesor entre 200 m y 450 m aunque para el área de Caracara se estima que posee un espesor de 126 m. Su ambiente de depositación se considera marino somero a terrestre con material orgánico detrítico. Se encuentra en contacto concordante tanto con la Formación infrayacente Une, como con la Formación suprayacente Guadalupe. Posee una concentración de material orgánico (TOC) de aproximadamente 2% y predomina el kerógeno tipo II.

³ ANH. Cuenca Llanos Orientales: integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Informe técnico de la ANH. Bogotá: ANH, 2012. p.14.

Ilustración 2. Columna generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: ANH. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Cuenca Llanos Orientales. 2012. Pág. 46. Modificado por los autores.

1.3.2 Roca almacén. Según CEPSA COLOMBIA S.A.⁴ la Cuenca de los Llanos Orientales tiene rocas almacenadoras que comprenden las areniscas que se encuentran a lo largo de toda la columna estratigráfica, como las Formaciones Une y Guadalupe (sección Cretácica), además cuenta con cuerpos arenosos bien desarrollados en la sección Terciaria como es el caso de las Unidades C7, C5 y C3 de la Formación Carbonera, Formación Mirador y Formación Barco.

En el Bloque Caracara, el reservorio corresponde a la Formación Carbonera, de edad del Eoceno y se extiende hasta el Mioceno Inferior, la cual se compone de intercalaciones de estratos permeables y no permeables por lo que ha sido dividida en ocho miembros denominados C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7 y C8, ordenados del más somero al más profundo, en donde los miembros C2, C4, C6 y C8 corresponden a secuencias de arcillolitas, lutitas y limolitas que actúan como rocas sello, mientras que los miembros C1, C3, C5 y C7 corresponden a estratos conformados por arenas, areniscas y delgadas secuencias de arcillas y lutitas que ocasionan en algunos miembros de la formación estructuras en forma de lentes de arena, especialmente en los miembros más someros. Posee un espesor variable que disminuye del Oeste al Este entre 2.600 ft y 1.200 ft; en la zona de Caracara corresponde a un espesor promedio de 1.500 ft. Las secuencias arcillosas corresponden a un ambiente de depositación de planicie costera y las secuencias y cuerpos de areniscas provienen de un ambiente de depositación fluvial. Su contacto con la Formación Mirador infrayacente es concordante, al igual que el contacto con la formación León suprayacente.

Actualmente, la producción del Bloque se extrae exclusivamente de la Unidad C7 perteneciente al Eoceno tardío hasta el Oligoceno Temprano, sobre diferentes sub-niveles arenosos donde se ha probado la existencia de hidrocarburos. Esta Unidad está compuesta por areniscas con intercalaciones de estratos delgados de lutitas, localizadas a una profundidad promedio de 4.000 pies bajo el nivel del mar con un espesor promedio de 400 pies. Su ambiente de depositación es predominantemente fluvial. Posee contactos concordantes con las Unidades C6 que la suprayace y la Unidad C8 que la infrayace. Los cuerpos arenosos poseen una porosidad variable del 25% al 30% y pueden estar configurados como cuerpos masivos continuos o cuerpos lenticulares con poca continuidad lateral. Los cuerpos masivos continuos, ubicados a mayor profundidad, poseen permeabilidades de 500 a 5.000 mD y un espesor neto entre 20 ft y 40 ft. Los cuerpos lenticulares poseen menos de 20 ft de espesor y permeabilidad de 500 a 2.000 mD.

⁴ CEPSA COLOMBIA S.A., Op. Cit., p. 16.

1.3.3 Roca sello. De acuerdo con CEPESA COLOMBIA S.A.⁵, en la Cuenca de los Llanos Orientales la Formación León y en algunos intervalos la Formación Carbonera se reconocen como roca sello, debido a que recubren los intervalos arenosos e impiden la migración de fluidos.

Para el Bloque Caracara, dado que el reservorio está constituido por la Formación Carbonera, el sello principal corresponde a la Formación León que pertenece a la época del Mioceno, caracterizada por ser una secuencia compuesta principalmente por arcillolitas, lutitas y limolitas. Posee un espesor entre 300 m y 500 m con origen en un ambiente de planicie costera y deltáico con influencia mareal. Posee contactos concordantes con las areniscas de la Formación Carbonera infrayacente y con la Formación Guayabo suprayacente. Cumplen la función de sellos locales gracias a su permeabilidad casi nula junto al miembro C6 y las intercalaciones de lodolitas dentro de la Unidad C7 que se alternan con las areniscas e impiden la migración de fluidos almacenados en formaciones inferiores hacia superficie.

1.3.4 Trampa. La trampa del Bloque Caracara es de tipo estructural y corresponde a un anticlinal asociado al Paleozoico, cuyas dimensiones son de 6 Km de longitud y 3 Km de ancho, el anticlinal limita al Norte con una falla normal y en sus flancos y hacia el Sur por el cierre estructural.

1.3.5 Migración. Según CEPESA COLOMBIA S.A.⁶, en la Cuenca de los Llanos Orientales se reconocen dos movimientos migratorios principales el primero originado a finales del Oligoceno hasta poco después del Mioceno Temprano y el segundo, durante el Mioceno Tardío hasta el Plioceno Temprano.

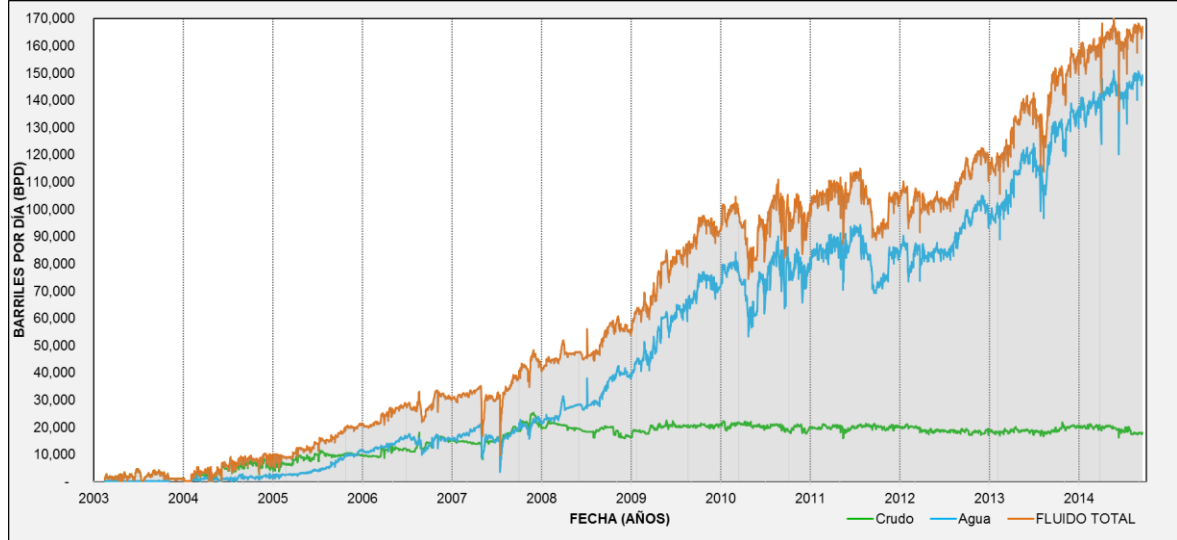
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

La producción de agua y crudo del Bloque Caracara es tratada en 3 estaciones, la Estación Jaguar que recibe la producción de los campos Peguita I, Peguita II, Peguita III, Elizita y Jaguar South West; la Estación Caracara Sur que recibe producción de los campos Caracara Sur A, Caracara Sur B-C y Unuma; por último, la Estación Toro Sentado que recibe la producción de los campos Toro Sentado Norte, Toro Sentado West, Toro Sentado y Rancho Quemado. En la Gráfica 1 se presentan los datos históricos de producción del Bloque Caracara, donde se observa que la producción de agua hasta el año 2008, fecha de la llegada de Cepsa Colombia S.A., se mantuvo en niveles inferiores y similares a la producción de crudo. Después del año 2008 se produjo un incremento acelerado de la producción de agua con respecto a la de crudo a causa de una irrupción de agua en los pozos del Bloque.

⁵ Ibid., p.17.

⁶ Ibid., p. 20.

Gráfica 1. Historia de producción Bloque Caracara.



Fuente: CEPESA COLOMBIA S.A. Plan de Desarrollo Bloque Caracara 2014 “Yacimientos, perforación, producción, facilidades, integridad, HSE y PP5”. Bogotá D.C. 2014. p. 73.

Uno de los factores que generaron el incremento de la cantidad de agua en la producción fue la presencia de un acuífero activo como mecanismo de producción principal en la zona, considerado por su tamaño como un acuífero infinito. Dado que la energía que proporciona el acuífero es insuficiente para llevar los fluidos hasta superficie, otro de los factores que ocasionaron el aumento de agua fue el uso de bombas electro-sumergibles (B.E.S.) como mecanismo de levantamiento artificial en todos los pozos, lo cual fue necesario para sostener el nivel de producción de petróleo, pero como efecto secundario genera un diferencial de presión mayor, que sumado con la movilidad del agua, produce una conificación del acuífero en el yacimiento. A pesar de tener un corte de agua del 89%, la operación se mantiene rentable gracias al tratamiento y manejo que se les da a los fluidos en superficie.

1.5 FUNCIONAMIENTO DE LA ESTACIÓN

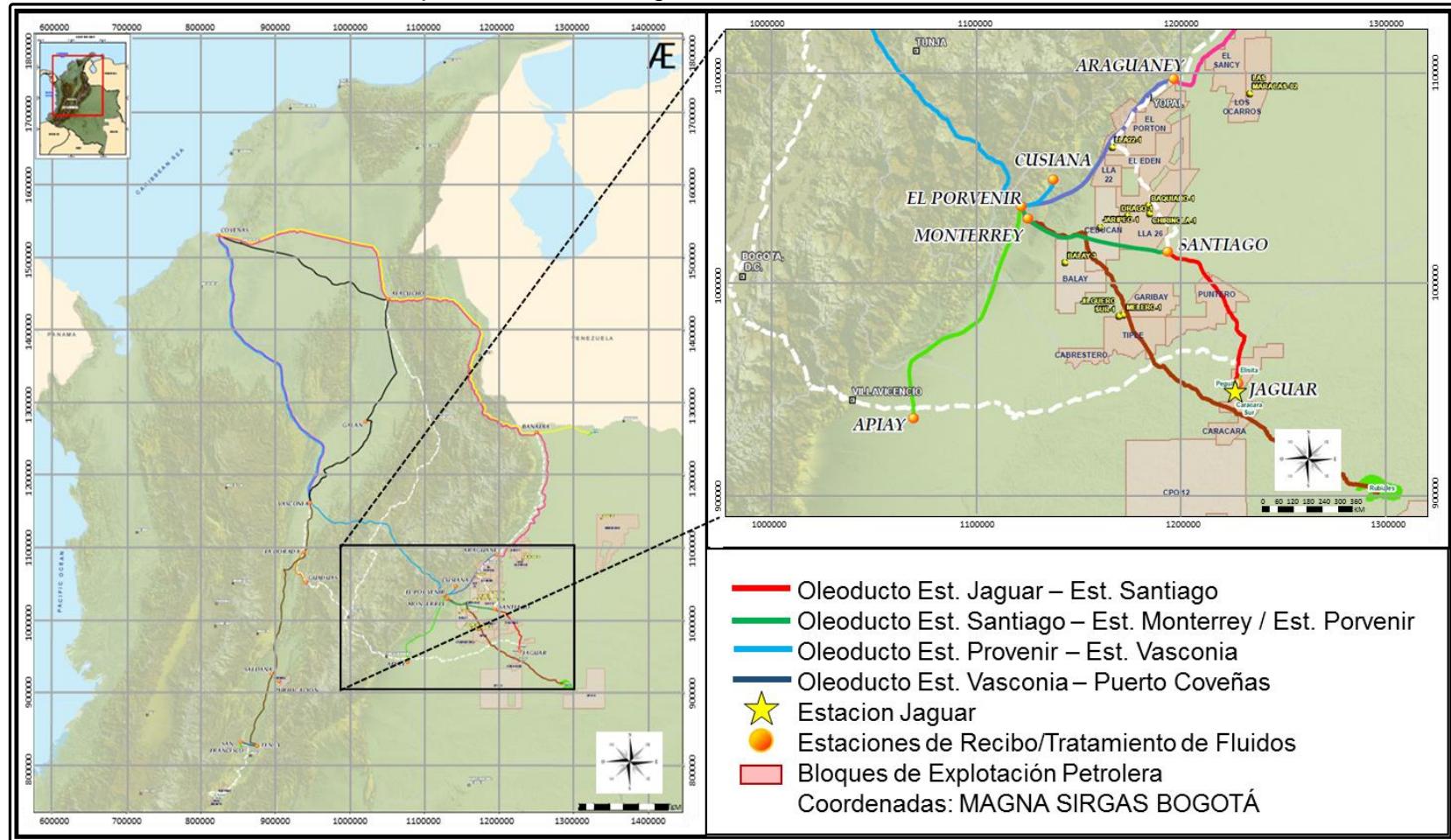
La Estación Jaguar fue construida para recolectar, almacenar, tratar, despachar y disponer los fluidos de los campos de la sección media del Bloque Caracara. Al ser la única estación que tiene conexión al Oleoducto Central de Oriente (OCENSA), se utiliza como centro de recolección de fluidos provenientes de todo el Bloque. En esta sección se describirá el funcionamiento y parámetros de cada sección de las facilidades de superficie instaladas.

1.5.1 Sistema de recolección de fluidos. Según Cepsa⁷ al *manifold* de la Estación Jaguar llegan los fluidos de los campos Elizita, que tiene 9 pozos productores, Jaguar South West cuenta con 6 pozos productores, Peguita I posee 14 pozos productores, 3 inyectores y 3 pozos abandonados, Peguita II tiene 6 pozos productores y finalmente Peguita III que cuenta con 3 pozos productores.

Estos pozos se ubican en *clusters* o islas de pozos, que se agrupan en un área de 2,5 Hectáreas todos los pozos. En cada *cluster* se unen las líneas de producción de cada uno de los pozos en una tubería de mayor diámetro, a través de la cual se transportan los fluidos producidos hasta las facilidades de producción. Adicionalmente la estación recibe crudo en condiciones de venta ($BS\&W < 0,5\%$) de las Estaciones Toro Sentado y Caracara Sur, como se puede apreciar en la Ilustración 3.

⁷ Ibid., p. 73.

Ilustración 4. Oleoductos de despacho de crudo Jaguar-Vasconia.



Fuente: CEPSA COLOMBIA S.A. Cepcolsa export route. Bogotá. 2001. Pág. 1. Modificado por los autores.

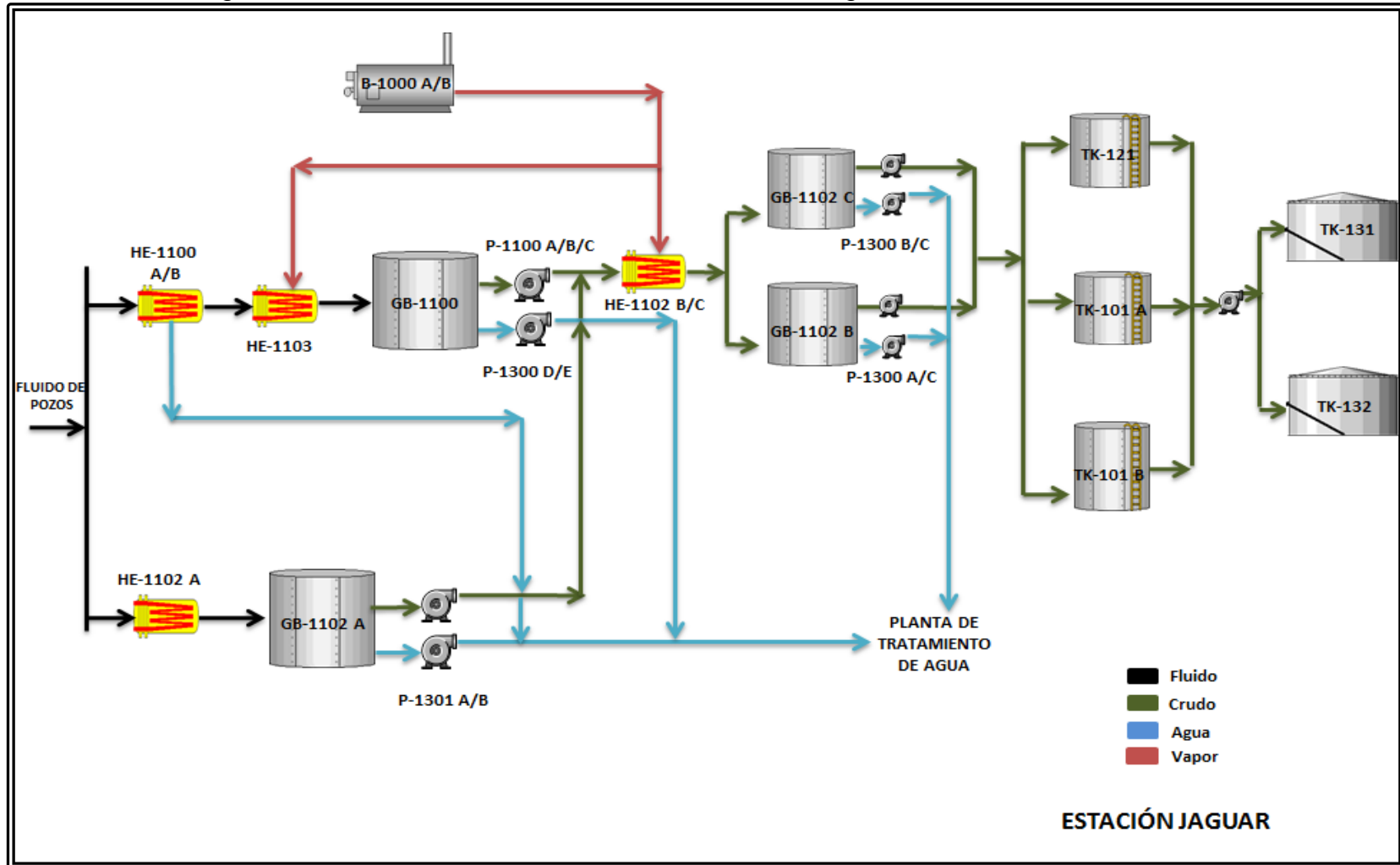
1.5.2 Proceso de deshidratación de crudo. El primer procedimiento a seguir después de producir los fluidos de yacimiento hasta superficie es recuperar la mayor cantidad de petróleo posible al separarlo del agua libre, agua en emulsión y gas presentes en la corriente de producción. Los fluidos producidos se les dosifica dispersante de parafinas y rompedor directo a la salida del *manifold*, donde son redirigidos a dos precalentadores HE-1100A/B que utilizan la temperatura de la corriente de salida de agua de un *Gun Barrel* para calentar la corriente de entrada hasta 135°F a presión atmosférica, temperatura de operación del tanque deshidratador de agua libre (*Free water knock out- FWKO*) GB-1100, con capacidad de 5.000 Bbl donde se separa el 90% del agua libre asociada al crudo.

La corriente de salida del FWKO es impulsada por medio de tres bombas denominadas P-1100A/B/C hacia la entrada de los intercambiadores de calor HE-1102B/C, en los cuales se utiliza vapor de agua como fuente de calor. Este vapor de agua sale de dos calderas instaladas en la estación que utilizan aproximadamente 80 *BOPD* como combustible y agua proveniente de una piscina que actúa como sumidero del agua condensada del vapor a la salida del intercambiador. Luego, se le inyecta a la corriente de crudo dispersante de parafinas y rompedor directo antes del ingreso al *Gun Barrel* o tanque de lavado de crudo GB-1102C con capacidad de 5.000 Bbl.

Finalmente, la corriente de crudo pasa a los tanques de recibo TK-121, TK-101A/B, en los cuales se termina de deshidratar el crudo por medio de segregación gravitacional hasta que queda en condiciones de venta.

La Ilustración 5 representa el esquema del proceso de deshidratación del crudo producido que llega a la Estación Jaguar.

Ilustración 5. Diagrama de deshidratación de crudo de la Estación Jaguar

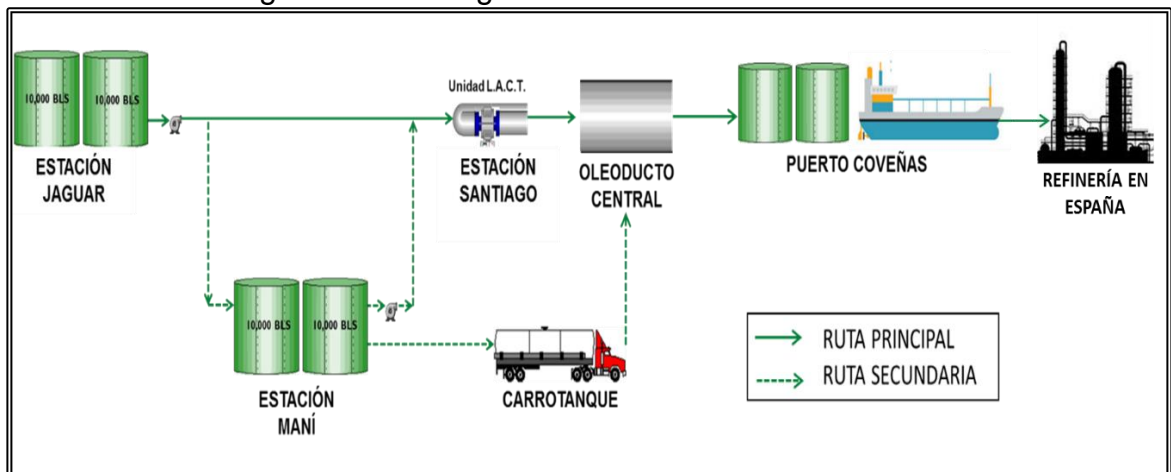


Fuente: CEPISA COLOMBIA S.A. Figuras solicitud inicio de explotación, Campo Peguita I. Bogotá D.C.: CEPISA COLOMBIA S.A., 2015.

1.5.3 Sistema de despacho de crudo. Los tanques de oleoducto TK-131 y TK-132 cada uno con capacidad de 10.000 barriles, reciben el crudo proveniente de los tanques de recibo TK-121, TK-101A/B, donde se impulsa el fluido por medio de tres bombas centrífugas P-131A/B/C, además, le llega fluido de la línea troncal de tubería proveniente de la Estación Caracas Sur y el crudo transportado por carro tanques desde la Estación Toro Sentado.

Posteriormente el fluido es trasladado hacia la Estación Santiago por medio de tres bombas principales de desplazamiento positivo, cada una con su respectiva bomba *Booster*, las cuales se encargan de llevar el fluido a la presión que necesitan a la entrada las bombas principales para operar. En caso de que la Estación Santiago no pueda recibir el crudo despachado desde Jaguar por ser una Estación de recibo de diferentes lugares, el crudo es enviado a la Estación Maní, la cual tiene una capacidad de 20.000 Bbl de almacenamiento. Lo descrito anteriormente se puede observar en la Ilustración 6.

Ilustración 6. Diagrama de entrega al oleoducto.



1.5.4 Sistema de disposición de agua. A la salida del sistema de tratamiento de agua se encuentra el tanque de almacenamiento TK-1700 de agua en condiciones de disposición de acuerdo con la Resolución 0631 del 2015 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. La función de este tanque es proporcionarle presión de entrada a las bombas *Booster* P-1702A/B/C/D/E del sistema de inyección, por medio de la columna hidrostática del fluido.

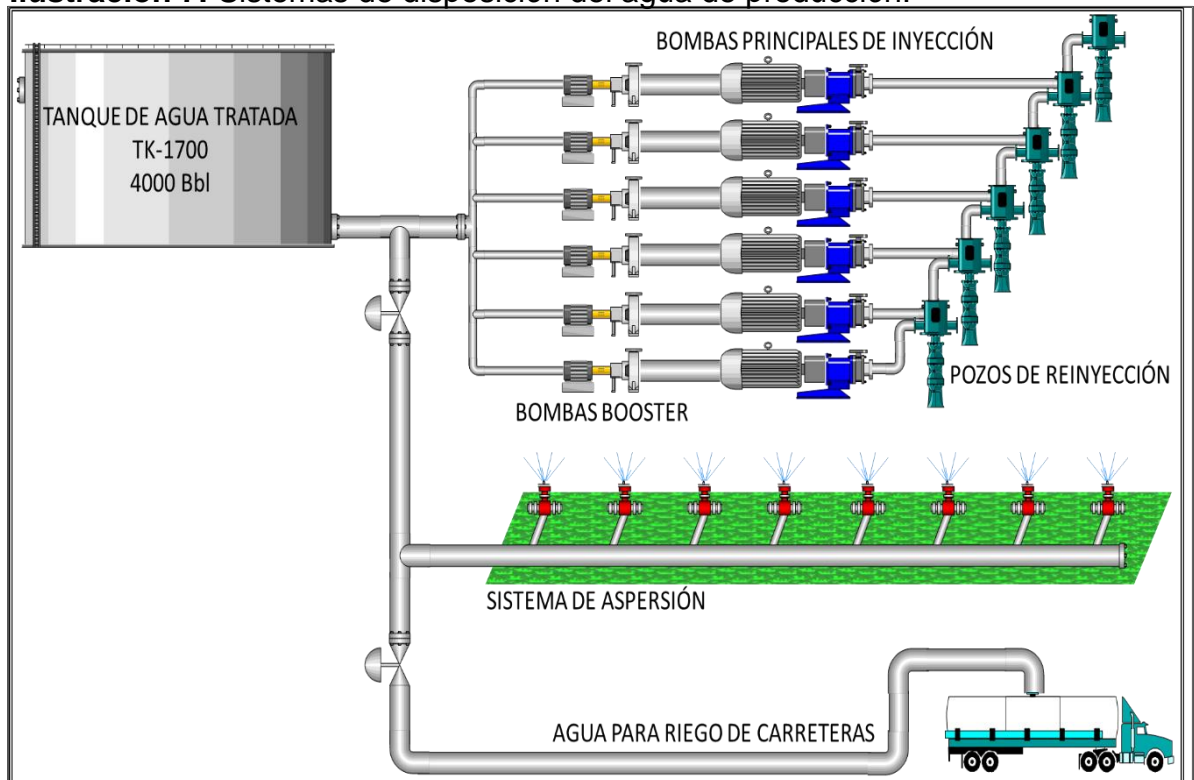
Las bombas *Booster* a la entrada necesitan una presión de 3 psi y logran que el fluido salga con 60 psi, la cual es la presión de entrada a las bombas principales de desplazamiento positivo tipo tornillo, que llevan el fluido hasta una presión de 1.400 psi necesaria para inyectar el agua en la Formación C-7 inferior sin superar su presión máxima de fractura de 1800 psi. Los pozos inyectoros para la Estación Jaguar son: JGR-T6, JGR-12, JGR-15, JGR-17, JGR-21 y JGR-22.

Una fracción del agua tratada es utilizada periódicamente para humedecer los trayectos que comunican las locaciones del Bloque. Debido a que son carreteras no pavimentadas, con el paso de los vehículos se eleva una gran cantidad de partículas de polvo en el sector que, en caso de no realizar el riego, ocasionan problemas de visibilidad y contaminación.

Ocasionalmente, cuando el sistema de inyección de agua se encuentra fuera de línea por mantenimiento o eventualidades que se presenten en la operación, el agua es dirigida hacia un sistema de aspersión ubicado en un terreno destinado para esta labor.

En la Ilustración 7 se muestra un diagrama de los sistemas de disposición para el agua de producción tratada en la Estación Jaguar.

Ilustración 7: Sistemas de disposición del agua de producción.



2. PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

Los hidrocarburos se producen con un contenido de agua que debe ser separada del fluido de interés, para su transporte y comercialización, esta agua es conocida como agua de producción. Una vez deshidratado el crudo, el agua separada lleva consigo cierta cantidad de hidrocarburos y otros agentes contaminantes, los hidrocarburos recuperados de la corriente de agua son reintegrados al proceso de tratamiento de crudo y los contaminantes son removidos en el sistema de tratamiento de agua para finalmente poder disponer el fluido.

Según Cepsa Colombia S.A.⁸, los campos del Bloque producen hidrocarburos de la Unidad C7 de la Formación Carbonera, la cual cuenta con un acuífero activo de fondo en las Sub-Unidades más profundas (C7-M) y otro acuífero de empuje lateral en las Sub-Unidades más someras (C7-2, C7-1, C7-B, C7-A), que proporcionan parte de la energía para extraer los fluidos del yacimiento. Para llevar los fluidos hasta superficie y a los equipos de separación se utilizan bombeo electrosumergible como sistemas de levantamiento artificial.

El agua proveniente del acuífero subterráneo cuenta con propiedades fisicoquímicas específicas que se deben determinar para establecer el tratamiento adecuado para el fluido.

2.1 PROPIEDADES FÍSICAS

Las propiedades físicas son todas aquellas características intensivas que se pueden modificar sin alterar la composición molecular de la sustancia, en este caso el compuesto es el agua. Las propiedades físicas pueden ser de tipo mecánico, eléctrico, térmico, entre otros.

“El agua es un líquido inodoro e insípido. A la presión atmosférica (760 mm de mercurio), el punto de fusión del agua pura es de 0 °C y el punto de ebullición es de 100 °C, alcanza su densidad máxima a una temperatura de 4 °C (1g/cc)”⁹.

2.1.1 Temperatura. La temperatura es una medida de la energía molecular de las partículas que componen un cuerpo en un instante de tiempo, en el caso del agua de producción la temperatura es un factor determinante para la separación de las partículas de crudo y de los sólidos disueltos.

Cada proceso de separación requiere un estudio cuidadoso de la temperatura debido a que es un factor que altera el valor de otras propiedades como la

⁸ Ibid., p. 14.

⁹ BARBA, Luz Edith. Conceptos básicos de la contaminación del agua y parámetros de medición. Santiago de Cali. Universidad del Valle. 2002. p. 2.

viscosidad y la tensión interfacial que son de gran importancia en la estabilidad de una emulsión y son inversamente proporcionales a la temperatura.

Según ANTEK S.A.S.¹⁰, la temperatura a la cual entra el agua de producción a la Estación Jaguar es de 146,48 °F y a la salida del sistema es la misma, debido a que no hay calentamiento durante el proceso.

2.1.2 Conductividad. La conductividad es una medida cuantitativa de la capacidad que tiene el agua para permitir el paso de corriente eléctrica entre sus moléculas debido a los iones disueltos que se encuentran en el fluido a determinada temperatura. Esta se encuentra directamente relacionada con la concentración de sales y sólidos totales disueltos (STD), por lo que su cuantificación permite una estimación rápida de estos parámetros.

Las sustancias que solamente contienen carbono, hidrogeno, oxígeno, nitrógeno, fósforo y azufre promueven la resistividad debido a que no forman soluciones acuosas, por el contrario, los compuestos inorgánicos incrementan la conductividad del agua.

Su importancia en el tratamiento de agua de producción radica en la identificación del cambio en las concentraciones de las sales disueltas, para que los procesos de deshidratación y clarificación no se vean afectados. La salinidad es el número de gramos de cloruro de sodio por kilogramo de muestra expresado en partes por mil, el agua producida que llega a la Estación Jaguar se considera como agua dulce debido a que tiene una salinidad inferior a 250 mg/L.

Según ANTEK S.A.S.¹¹, la conductividad del agua de producción que es tratada en la Estación Jaguar tiene un valor de 1.050 $\mu\text{S}/\text{cm}$ a la entrada del sistema y a la salida registra una conductividad de 1.253 $\mu\text{S}/\text{cm}$, una de las razones por las que aumenta la conductividad a la salida del sistema es la remoción de algunos agentes de alta resistencia eléctrica durante el proceso, como los hidrocarburos.

2.1.3 Gravedad específica. La gravedad específica es la relación que existe entre la densidad del fluido de interés y la densidad de un fluido de referencia, para el caso de los líquidos el fluido de referencia es el agua pura a 60 °F y 14,69 psia. Esta propiedad está dada por la Ecuación 1 .

¹⁰ ANTEK S.A.S. Reporte de resultados de laboratorio No. A-0542-15. Bogotá. 2015. p. 1.

¹¹ Ibid., p. 1.

Ecuación 1. Gravedad específica.

$$GE = \frac{\rho_{\text{líquido}}}{\rho_{\text{agua @60°F y 14,7 psi}}}$$

Fuente: KURT, Rolle. Termodinámica. 6 ed. Wisconsin: Pearson educación, 2006. p. 45.

La presencia de hidrocarburos disminuye la gravedad específica del agua, mientras que impurezas como sólidos disueltos hace que aumente.

La gravedad específica del agua de producción de la Estación Jaguar es de 1 y la gravedad específica del crudo que se recibe en la estación es 0,926.

2.1.4 Punto de ebullición. El punto de ebullición es la temperatura en la cual la presión de vapor es igual o mayor a una presión externa ejercida sobre el fluido. En este punto comienza la formación de burbujas que representan el cambio de estado líquido a vapor del fluido de interés.

El punto de ebullición del agua pura es 212°F a 14,69 psi de presión, este punto es un parámetro muy importante en el diseño de equipos de tratamiento de agua, debido al daño que se puede dar en las máquinas al trabajar con alguna fracción de vapor.

2.1.5 Sólidos totales. Según Romero¹² Es una medida que permite cuantificar la cantidad de materia que permanece como residuo después de evaporación y secado a 103°C, este valor incluye tantos materiales disueltos como suspendidos que se encuentran en el agua.

La medida de sólidos disueltos totales es la cuantificación de todos los residuos sólidos filtrables a través de una membrana que tiene poros de 2µm o menos de diámetro.

Los sólidos suspendidos totales son partículas que tienen un tamaño mayor a 2µm, la mayoría de los sólidos suspendidos están compuestos de material inorgánico, aunque las bacterias y algas también contribuyen a aumentar la cantidad de sólidos.

Según Antek S.A.S.¹³, el valor de los sólidos suspendidos totales es de 25 mg/L a la entrada del sistema y una concentración menor a 8 mg/L a la salida, con un porcentaje de remoción reportado de 99,9%.

¹² ROMERO, J. Acuquímica. Bogotá D.C.: Centro editorial Escuela Colombiana de ingeniería, 2000. 56 p.

¹³ ANTEK S.A.S. Op. cit., p. 1.

Los sólidos totales en el agua de producción que llega a Jaguar tienen un valor de 504 mg/L a la entrada y a la salida del sistema tienen un valor de 0,58 mg/L debido a la retención que se da en los equipos.

2.2 PROPIEDADES QUÍMICAS

Las propiedades químicas son aquellas características que dependen de la cantidad de masa presente y que al ser modificadas alteran la estructura y composición química de la sustancia en estudio, en este caso, el agua.

2.2.1 Contenido de grasas y aceites. Según SM¹⁴, las grasas y aceites se definen como aquellos materiales solubles en freón o hexano a un pH menor o igual a 2, como por ejemplo material carboxilato disuelto, ácidos orgánicos, fenoles disueltos, compuestos aromáticos disueltos y partículas residuales del tratamiento químico.

Según Romero¹⁵, las grasas y aceites se cuantifican para determinar la necesidad del pre-tratamiento, la eficiencia de los procesos de remoción y el grado de contaminación debido a estos compuestos. Además, estos compuestos son uno de los principales problemas en la disposición de sólidos con partículas de aceite sobre el suelo, es por este motivo que existen procesos biológicos de tratamiento como la biorremediación.

Los métodos utilizados para cuantificar el contenido de grasas y aceites en el agua de producción de la Estación Jaguar por la compañía ANTEK S.A.S. son los métodos SM-5520-C “método de partición- infrarroja” que está diseñada para muestras que pueden contener hidrocarburos volátiles que se perderían por evaporación en las operaciones de remoción de solvente (generalmente hexano) del procedimiento gravimétrico. Este método arrojó valores de 229 mg/L a la entrada del sistema y de 6,28 mg/L a la salida del mismo, por lo que se obtiene un porcentaje de remoción de 97,3% en el proceso.

2.2.2 Hidrocarburos totales. Los hidrocarburos totales son partículas de compuestos químicos que provienen originalmente del petróleo crudo. Esta propiedad se determina por medio del método estándar 5520- F y el método SM-5520-C.

El método 5520- F usado exclusivamente para los hidrocarburos se utilizó junto con el método SM-5520-C para separar los hidrocarburos del total de grasas y aceites basándose en la polaridad.

¹⁴ ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Standard method for the examination of water and waste water, Oil and grease. SM-5520. Washington D.C.: EPA, 1995. p. 2.

¹⁵ ROMERO. Op. cit., p. 125.

El valor medido de hidrocarburos totales, para el agua de producción que llega a la Estación Jaguar es de 222 mg/L a la entrada del sistema de tratamiento de agua y de 6,07 mg/L a la salida del sistema, esta diferencia se debe a la remoción de estos durante el proceso.

2.2.3 Demanda bioquímica de oxígeno. Según la ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY¹⁶, es la medida de oxígeno necesaria para que la materia orgánica biodegradable líquida, disuelta o en suspensión se pueda degradar gracias al metabolismo de los microorganismos aerobios en 5 días a 20°C.

La demanda bioquímica de oxígeno permite calcular la contaminación que se va a generar en los afluentes al realizar la descarga de las aguas industriales.

La demanda bioquímica a la entrada del sistema de agua de la Estación Jaguar, según Antek¹⁷, es de 65 mg/L de O₂ a la entrada de los hidrociclones y a la salida de los filtros de cáscara de nuez se registra un valor de 24 mg/L de O₂, esta disminución se debe a que durante el proceso se hace una disminución de la concentración de crudo en el agua, por lo que es necesario menor cantidad de oxígeno para degradar el hidrocarburo restante.

2.2.4 Demanda química de oxígeno. De acuerdo con Romero¹⁸, la demanda química de oxígeno es la medida de oxígeno equivalente de sustancias orgánicas e inorgánicas en una muestra acuosa que es susceptible a la oxidación por dicromato de potasio (K₂Cr₂O₇) en una solución de ácido sulfúrico (H₂SO₄). Se utiliza para estimar la cantidad de componentes orgánicos en el agua.

Según Antek S.A.S.¹⁹, la demanda química de oxígeno a la entrada del sistema de tratamiento de agua de la Estación Jaguar tiene un valor de 160 mg/L de O₂, mientras que a la salida tiene un valor de 60 mg/L de O₂.

2.2.5 pH. El pH es una medida de la concentración de los iones hidrogeno H⁺⁺ (hidronio), que cuantifica qué tan ácida o alcalina es una sustancia, donde los ácidos fuertes tienen una alta concentración de hidronio y los ácidos débiles tienen concentraciones bajas.

La importancia del pH en el tratamiento de agua de producción radica en determinar la tendencia incrustante o corrosiva del agua que se está tratando, y con esto establecer si los equipos y tuberías deben llevar algún recubrimiento especial o si se le debe adicionar algún inhibidor de corrosión o incrustación a la corriente de agua. Esta tendencia se establece por medio de índices como el de Langelier,

¹⁶ Ibid., p. 107.

¹⁷ ANTEK S.A.S. Op. cit., p. 2.

¹⁸ ROMERO. Op. cit., p. 117.

¹⁹ ANTEK S.A.S. Op. cit., p. 2.

Ryznar y Puckorius. Gases como el CO₂ y el H₂S le confieren al agua un carácter corrosivo, mientras que valores altos de dureza carbonatada y hierro indican posible formación de incrustaciones por precipitación.

Según Antek S.A.S²⁰, el pH medido por método electrométrico a la entrada del sistema de tratamiento de la Estación Jaguar tiene un valor de 8,75 unidades y a la salida tiene el mismo valor.

2.2.6 Alcalinidad. La alcalinidad es la representación numérica de la capacidad de una sustancia para neutralizar un ácido, equivalente a su contenido de iones OH. Esta propiedad está directamente relacionada con la concentración de hidróxidos, carbonatos y bicarbonatos.

La alcalinidad a la fenolftaleína representa la capacidad del agua para reducir su pH a un rango entre 8,2 y 10, donde su coloración se torna magenta al realizar las pruebas de laboratorio, mientras que la alcalinidad al naranja de metilo representa la capacidad para reducir el pH entre 3,1 y 4 y el agua presenta un cambio de coloración de rojo a amarillo- naranja.

La importancia en el tratamiento de aguas es que dependiendo de esta propiedad el agua puede amortiguar la caída de pH cuando se le agreguen sustancias ácidas como los inhibidores de incrustación.

2.2.7 Dureza total. La dureza es la concentración de iones de sales compuestas por elementos metálicos no alcalinos como calcio, magnesio, estroncio y bario presentes en el agua. Generalmente la dureza representa solamente la concentración de iones de calcio, magnesio y bicarbonato expresada en carbonato de calcio (CaCO₃), los cuales son proporcionales a la formación de incrustaciones calcáreas. La dureza se determina por medio de la Ecuación 2.

Ecuación 2. Dureza.

$$Dureza\ total = Dureza\ por\ Ca + Dureza\ por\ Mg$$

Fuente: ROMERO, J. Acuíquímica. Bogotá D.C.: Centro editorial Escuela Colombiana de ingeniería, 2000. 120 p.

El agua se clasifica según su dureza en muy suave de 0-15 ppm de CaCO₃, suave de 16 a 75 ppm de CaCO₃, media con un contenido de CaCO₃ de 76 a 100 ppm, dura de 101-150 ppm de CaCO₃ y muy dura con contenidos mayores a 150 ppm de CaCO₃.

²⁰ Ibid., p. 1.

La dureza total reportada por Antek S.A.S.²¹ a la entrada del sistema es de 14,5 mg/L de CaCO₃ y a la salida del sistema de agua de la Estación Jaguar es de 13,8 mg/L de CaCO₃. Este análisis se hizo por el método volumétrico-EDTA. La disminución de la dureza se debe a que durante el proceso son removidas algunas concentraciones de iones.

En la Tabla 1 se presenta un resumen con las propiedades anteriormente nombradas.

Tabla 1. Propiedades fisicoquímicas del agua de producción.

Propiedad	Unidades	Entrada del sistema	Salida del sistema
Conductividad	μS/cm	1.050	1.253
pH	Unidades	8,75	8,51
Temperatura	°F	146,48	146,48
Dureza Total	mg/L CaCO ₃	14,5	13,8
Sólidos suspendidos totales	mg/L	25	<8
Sólidos totales	mg/L	504	0,58
Demanda bioquímica de oxígeno	mg/L O ₂	64	24
Demanda química de oxígeno	mg/L O ₂	160	60
Grasas y aceites	mg/L	229	6,28
Hidrocarburos totales	mg/L	222	6,07

Fuente: ANTEK S.A.S. Reporte de resultados de laboratorio No. A-0542-15. Bogotá. 2015. p. 1.

²¹ ANTEK S.A.S. Op. cit., p. 2.

3. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA ACTUAL

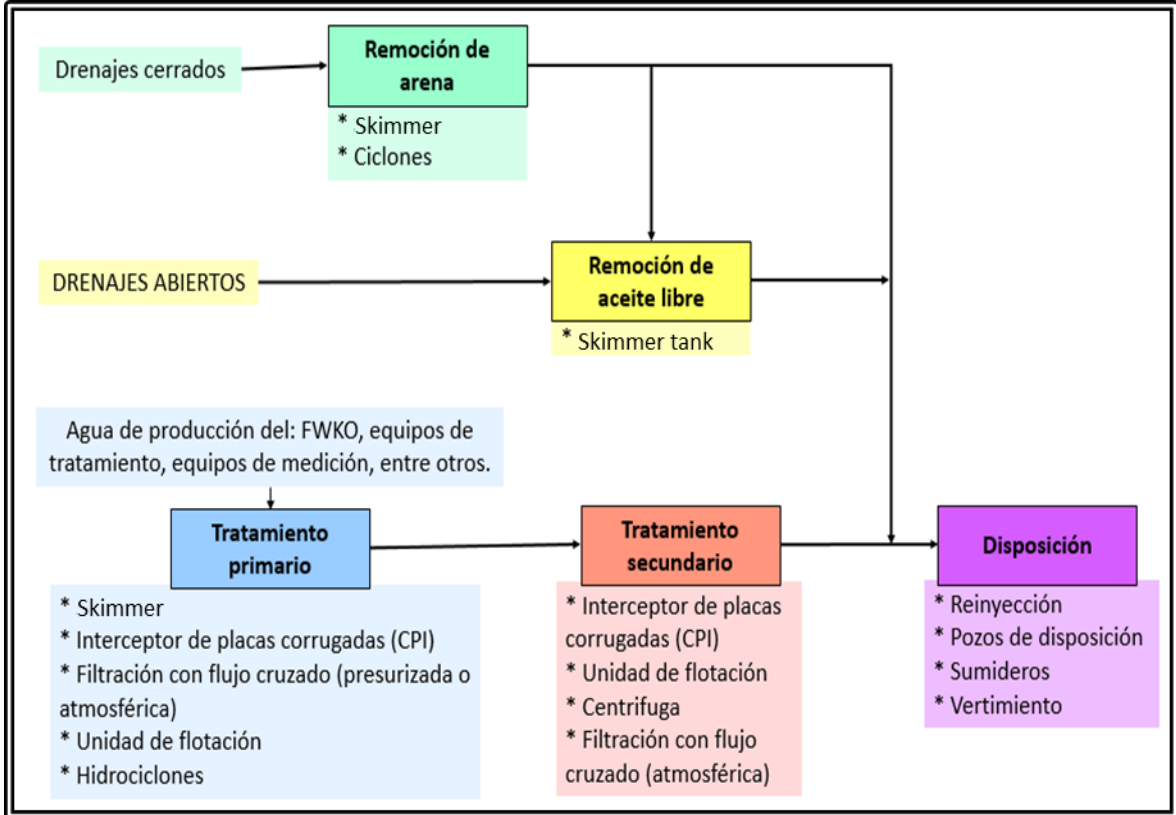
El tratamiento del agua consiste en separar el crudo y disminuir la cantidad de sólidos y contaminantes como metales, gases, sales disueltas o en suspensión entre otros, para obtener agua en las condiciones adecuadas según el uso predeterminado. El hecho de no hacer el respectivo tratamiento podría ocasionar corrosión en tuberías y equipos, taponamientos, riesgos operacionales e incumplimiento de los requisitos de fiscalización 0,5% de agua y sedimentos.

3.1 SISTEMA TRADICIONAL DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN

El agua y el aceite de la corriente de producción pueden fluir simultáneamente sin mezclarse es decir de forma libre, o en forma de emulsión. Como primera medida se debe separar el agua libre del crudo y posteriormente realizar un tratamiento mecánico, junto a un tratamiento químico para romper la emulsión. La emulsión formada entre el agua y los hidrocarburos es la mezcla en la que se enfoca el tratamiento de fluidos en superficie. Generalmente en la producción del petróleo existen dos tipos de emulsiones, la normal y la inversa. La primera se da cuando la fase continua es el petróleo y la fase dispersa el agua; por el contrario, la segunda se da cuando el orden de las fases es inverso.

El agua de producción contiene una serie de sustancias distintas a los hidrocarburos que dependiendo de su concentración van a afectar el proceso de tratamiento, los equipos utilizados, o el ambiente donde se va a depositar el agua para su disposición. En la Ilustración 8 se puede observar un proceso tradicional para el tratamiento de agua, el cual debe ser adaptado a las condiciones de cada operación.

Ilustración 8. Diagrama de bloques de un sistema de tratamiento de agua.

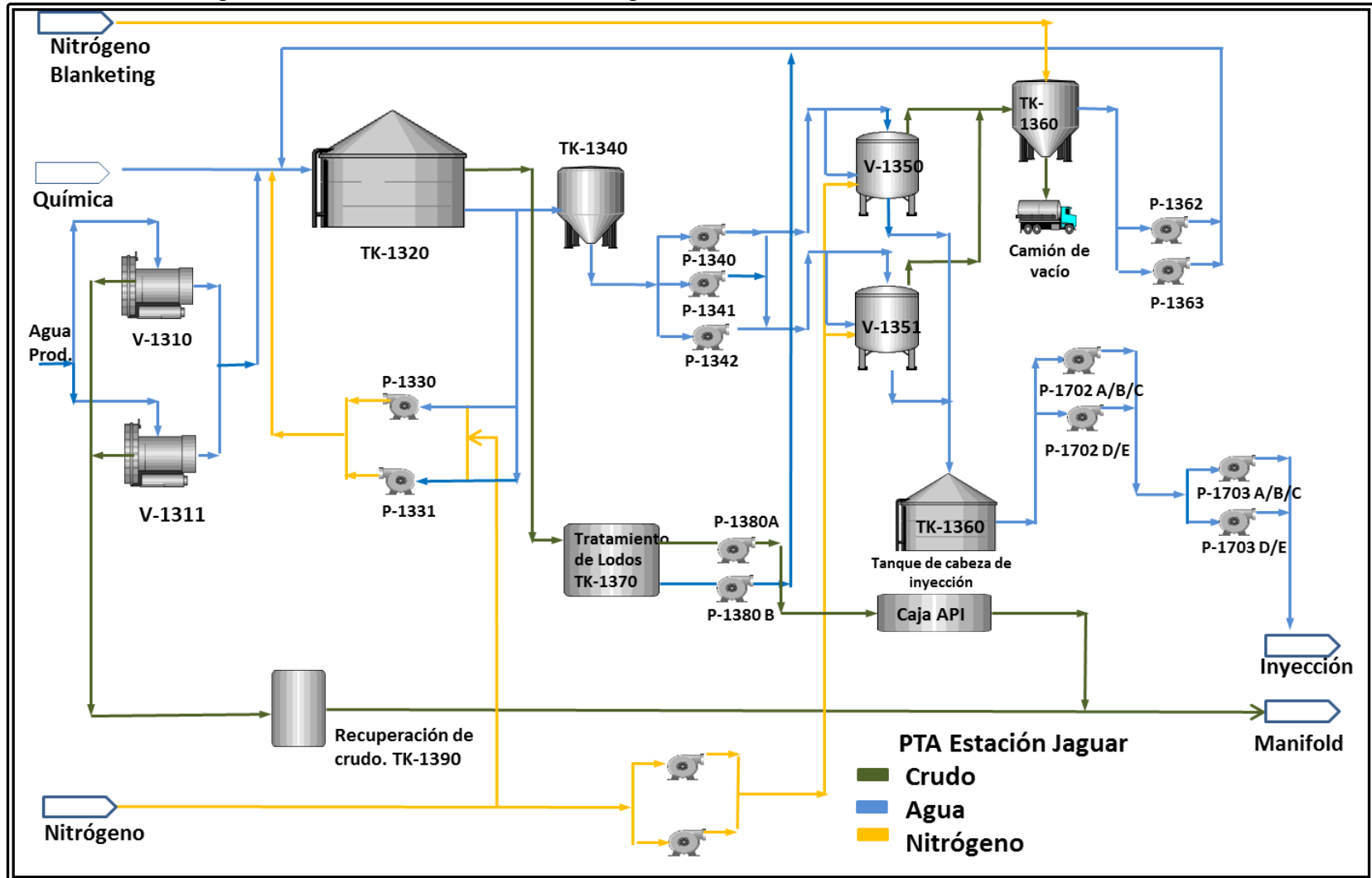


Fuente: Arnold K. y Stewart M. Emulsions and oil treating equipment: selection, sizing and trouble shooting. Gulf professional publishing. 2009. Modificado por los autores.

3.2 EQUIPOS DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA ACTUAL

El sistema de tratamiento de agua recibe las corrientes de fluido provenientes del FWKO, los *Gun Barrel* y los tanques de recibo, el agua se une en una sola corriente de entrada que pasa a 2 hidrociclones líquido- líquido y luego pasa a una unidad de flotación que consta de cuatro celdas que inyectan burbujas de nitrógeno al fluido para remover partículas de aceite por medio de un brazo desnatador. Posteriormente el agua pasa a un tanque de alimentación de los filtros del cual es bombeado el líquido por medio de tres bombas a dos filtros de cascara de nuez, donde se realiza la fase final del tratamiento de agua. De los filtros el fluido pasa al sistema de inyección. Este proceso se puede apreciar en la Ilustración 9.

Ilustración 9. Diagrama sistema de tratamiento de agua actual de la estación.



Fuente: CEPESA COLOMBIA S.A., Practica de operaciones planta Caracas. [diapositivas]. Bogotá D.C.: CEPESA COLOMBIA S.A., 2014. 43 diapositivas, color.

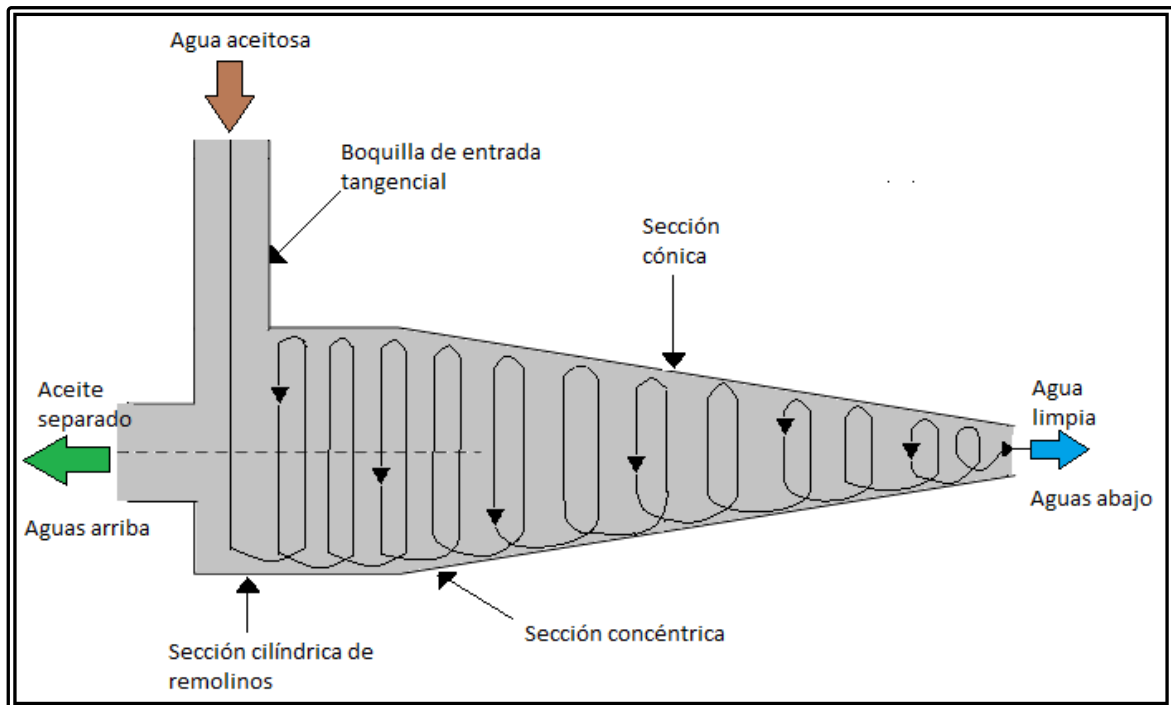
A continuación, se realiza una breve descripción de cada uno de los equipos utilizados en el sistema:

3.2.1 Hidrociclones. Los hidrociclones o separadores de gravedad mejorada, son usados para separar mezclas líquido-líquido, donde sus componentes deben tener una diferencia en sus densidades, para el caso de los fluidos que llegan a la Estación Jaguar esta diferencia tiene un valor de $5,39 \text{ lb/ft}^3$. Estos equipos usan la fuerza centrífuga para separar el crudo del agua de producción.

El proceso comienza con la entrada tangencial del agua con hidrocarburos a la cámara cilíndrica de turbulencia, luego pasan a la parte inferior cónica que tiene un ángulo predeterminado, que es el principal factor que influye en el rendimiento del equipo donde ocurre la separación con la alta velocidad y la entrada tangencial del fluido. El aceite separado es removido a través de un pequeño orificio ubicado en la parte superior del hidrociclón y el agua se remueve aguas abajo del equipo, como se puede observar en la Ilustración 10.

Una de las mayores ventajas del uso de este equipo es que no tiene partes móviles por lo que requiere muy poco mantenimiento. Esta tecnología es muy utilizada en plataformas marítimas de explotación petrolera, debido a la poca área que ocupa para su instalación y funcionamiento.

Ilustración 10. Hidrociclón.

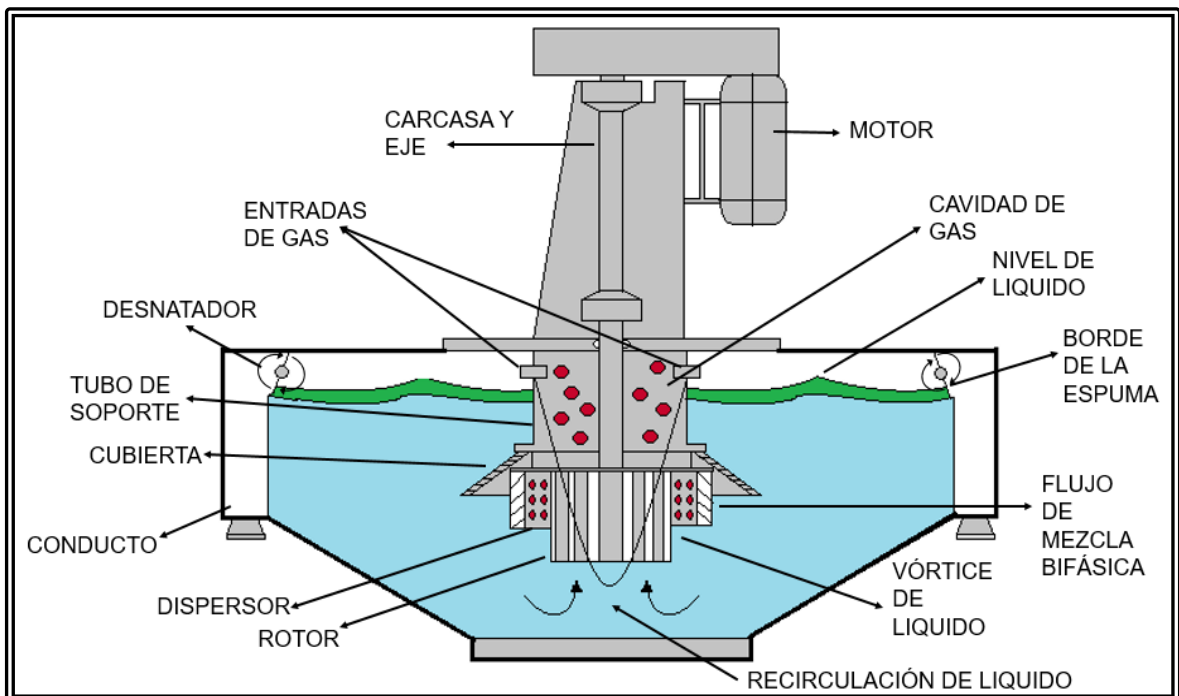


Fuente: Arnold K. y Stewart M. Production water treatment field manual. Gulf professional publishing. 2011. Modificado por los autores.

3.2.2 Unidad de flotación. La unidad de flotación es un equipo que distribuye burbujas de nitrógeno en el agua de producción de la Estación Jaguar para que se adhieran las partículas de sólidos y de petróleo, aumentando su fuerza de flotación, para ser arrastradas a superficie en donde forman una espuma espesa denominada nata que se remueve mecánicamente y es separada del agua.

La unidad instalada es un tanque cilíndrico con cuatro cámaras concéntricas en serie con el mismo funcionamiento para aumentar la eficiencia total del equipo. El tamaño de las burbujas de nitrógeno que entran a través de la corriente de recirculación al mezclarse con la corriente de entrada es de 40 micras. La concentración de crudo a la salida de este equipo varía entre 25 y 50 mg/L, por lo cual se encuentran instalados dos filtros de cáscara de nuez aguas debajo de la celda para disminuir la concentración de aceite a menos de 15 mg/L exigidos por la normatividad colombiana vigente al 2016. La Ilustración 11 muestra la sección transversal de una unidad de flotación.

Ilustración 11. Unidad de flotación.



Fuente: WEMCO. Technical discussion of the induced gas flotation (IGF) process.

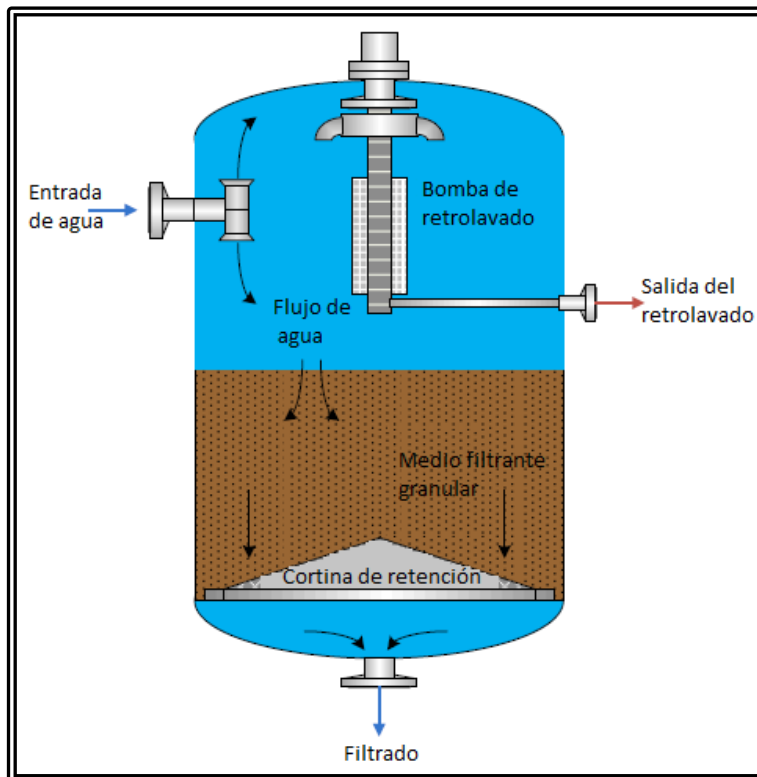
La eficiencia no depende de la concentración de entrada, ni de la distribución del tamaño de las gotas de aceite; Sin embargo, al incrementar el caudal de nitrógeno y disminuir el diámetro de las burbujas de gas la eficiencia aumenta.

Entre las ventajas de la utilización de este equipo se incluyen la remoción de varias clases de contaminantes en esta sola unidad, manejo de altas tasas de flujo con

periodos de retención más cortos que los tradicionales y la obtención de natas con mayor concentración de aceite que las unidades de sedimentación.

3.2.3 Filtros de cáscara de nuez. Son equipos que utilizan un medio poroso filtrante por el cual pasa el agua de producción para remover partículas de sólidos suspendidos y de grasas y aceites, debido a la utilización de un medio de cáscara de nuez que por adherencia retiene el petróleo disperso en el agua. La capacidad filtrante es limitada y se controla por medio del diferencial de presión que genera el medio poroso. Si este diferencial de presión llega a estar entre 15 a 20 psi, será necesario que el filtro pase por un proceso de limpieza conocido como retrolavado, en el cual la corriente fluye en sentido inverso al normalmente utilizado para remover las partículas atrapadas por el lecho filtrante. La corriente de salida de los filtros tiene una concentración de hidrocarburos menor a 5 mg/L. Cada uno de los filtros instalados en la Estación Jaguar tiene una capacidad para tratar 34.650 BPD.

Ilustración 12. Filtro cáscara de nuez.



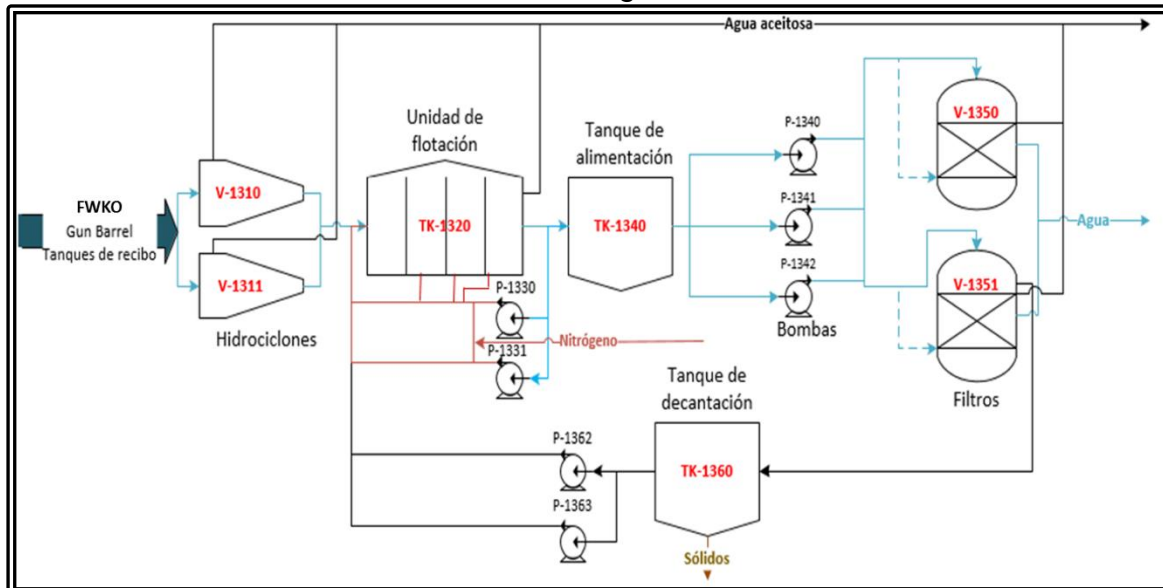
Fuente: RAWLINS, C.; ERICKSON, A. Characterization of deep bed filter media for oil removal from produced water. Phoenix, Arizona: SME Annual Meeting, 2010. p. 2.

4. BALANCE HIDRÁULICO Y VOLUMETRICO DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA ACTUAL

El sistema de tratamiento de agua funciona mediante el balance de presiones y volúmenes en el sistema que permitan proporcionar un flujo constante desde los equipos de deshidratación de crudo hacia el sistema de inyección y una capacidad de manejo suficiente para que la cantidad de fluidos producidos pueda ser tratada en su totalidad con el fin de mantener una operación rentable en el bloque.

Para hacer la descripción de las presiones y volúmenes a la entrada y a la salida de los equipos es necesario ver la configuración del proceso actual (Ilustración 13) y el desempeño de cada uno en la separación de la emulsión trabajando con estas variables de proceso.

Ilustración 13. Corrientes del sistema de agua actual.



Fuente: EXTERRAN. P&ID planta de tratamiento de agua Jaguar, 2012. Modificado por los autores.

4.1 BALANCE HIDRÁULICO Y VOLUMÉTRICO

El balance hidráulico se hace con respecto a las presiones manejadas en cada uno de los equipos que conforman la planta de tratamiento de agua. Este balance permite observar la presión adicional que requiere el fluido en el sistema de tratamiento para ser transportado de un equipo a otro, partiendo de la presión de operación necesaria para que cada unidad realice la separación.

El balance volumétrico se realizó con base en la capacidad que tiene cada equipo con respecto a la cantidad de fluidos producidos para verificar que la capacidad individual con su respectiva eficiencia cumpla con el requerimiento volumétrico y la

calidad del tratamiento, para la recuperación de crudo y las condiciones de disposición del agua de producción. La Tabla 2 muestra la capacidad y las presiones de los equipos instalados.

Tabla 2. Capacidades y presiones de los equipos actuales.

Equipo	Capacidad de tratamiento (BPD)	Presión de operación (psig)	Tasa de flujo mínimo (BPD)
Hidrociclones	34.650	70	9.000 (Para cada uno)
Unidad de flotación	69.300	0	-
Tanque de alimentación	200	0	-
Filtros de cascara de nuez	34.650	55	-

Fuente: EXTERRAN. P&ID planta de tratamiento de agua Jaguar, 2012.

Los caudales de fluido en los equipos del sistema de tratamiento actual de la Estación Jaguar proporcionados por CEPESA COLOMBIA S.A. se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Parámetros de operación de las corrientes principales del sistema de tratamiento de agua.

Descripción	Diámetro de tubería (in)	Tasa de flujo (BPD)	Presión (psi)	Temperatura (°F)	Contenido de aceite (ppm)	Sólidos suspendidos totales (ppm)
Entrada a los hidrociclones	10	34.650 x 2	70	140 – 175	352 – 4.256	1.100 – 8.800
Salida hidrociclones- Entrada unidad de flotación	12	67.498,2	20	140 – 176	<350	1.100- 8.800
Salida de la unidad de flotación – Entrada del tanque de alimentación	12	64.123	8 – 10	140 – 163	30	30
Salida del tanque de alimentación	14	64.123	14.7	140 – 163	30	30
Entrada filtros	8	32.061,5 x 2	55	140 – 163	30	30
Salida de los filtros	8	32.061,5 x 2	35	140 – 163	3	2
Salida de agua limpia de los filtros	12	64.123	35	140 – 163	3	2

Fuente: EXTERRAN. P&ID planta de tratamiento de agua Jaguar, 2012.

Los hidrociclones son equipos que contienen una serie de conos horizontales que por la parte más ancha tienen la entrada tangencial a las paredes de los conos y la salida del fluido menos denso por la parte central del vórtice, que en este caso corresponde al agua con la mayor proporción de partículas de aceite; esta corriente es llamada corriente de rechazo y va directamente al *sludge tank* (tanque de lodos). Por la parte más angosta del hidrociclón sale la corriente de fluido más denso que en este caso es el agua tratada que continuará recorriendo el sistema de tratamiento.

De la unidad de flotación sale una corriente de agua aceitosa (natas), las cuales van al tanque de lodos para terminar de recuperar la mayor cantidad de crudo posible. El tanque de lodos es un tanque que se utiliza para la recolección y tratamiento de las corrientes con mayor saturación de aceite, mediante el principio de sedimentación.

En la Tabla 4 se pueden encontrar los parámetros de las corrientes parásitas de los hidrociclones y la unidad de flotación.

Tabla 4. Parámetros de las corrientes parásitas.

Descripción	Diámetro de tubería (in)	Tasa de flujo (BPD)	Presión (psig)	Temperatura (°F)	Contenido de aceite (ppm)	Sólidos suspendidos totales (ppm)
Corriente de rechazo de los hidrociclones	2	1.801,8	Mínimo 10	140 – 177	150,581	1.100 – 8.800
Corriente de aceite de la unidad de flotación	6	3.375,2	0,2	140-163	6430	N/A

Fuente: EXTERRAN. P&ID planta de tratamiento de agua Jaguar. 2012.

Teniendo en cuenta que el volumen de fluido almacenado dentro de las tuberías, no se tiene en cuenta para el presente balance debido a que el flujo en el sistema es constante, por ende, el volumen dentro de la tubería también es constante, se procede a verificar el balance volumétrico de la siguiente manera:

$$\text{Caudal de entrada al sistema} - \text{Caudal de la corriente de rechazo de los hidrociclones} = \text{Caudal de entrada a la celda de flotación}$$

$$69.300 \text{ BPD} - 1.801,8 \text{ BPD} = 67.498,2 \text{ BPD}$$

$$\text{Caudal de entrada a la celda de flotación} - \text{Caudal de la corriente de rechazo de la celda} = \text{Caudal de entrada a los filtros de cáscara de nuez}$$

$$67.498,2 \text{ BPD} - 3.375,2 \text{ BPD} = 64.123 \text{ BPD}$$

El caudal de ingreso a los filtros será de 64.123 BWPD, con este dato se evidencia que el balance volumétrico dado por la compañía operadora es consistente.

Los filtros de cáscara de nuez tienen un lecho filtrante que retienen las partículas de aceite por medio de adhesión hasta un límite determinado. Una vez se satura este lecho filtrante no puede retener más partículas de aceite y es necesario lavarlo para que recupere su capacidad de retención y que el aceite adherido pueda ser recuperado. Este procedimiento se denomina retrolavado porque el agua del proceso se hace fluir en dirección contraria a la usual dentro de los filtros. Las borras (sólidos con contenido de hidrocarburos y sustancias químicas) generadas durante el proceso de retrolavado son transportadas hacia el sistema de biorremediación, para que no entren a la corriente de agua limpia. Las características de esta sección del sistema se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Características de la corriente de retrolavado de los filtros.

Descripción	Diámetro de tubería (in)	Tasa de flujo (BPD)	Presión (psi)	Temperatura (°F)	Contenido de aceite (ppm)	Sólidos suspendidos totales (ppm)
Corriente de retrolavado de los filtros	8	20.571,4	8 – 10	140-163	30	30

Fuente: EXTERRAN. P&ID planta de tratamiento de agua Jaguar. 2012.

La unidad de flotación trabaja con una corriente de nitrógeno extraído del aire del ambiente en un generador de burbujas de nitrógeno del tamaño de 10 micrómetros, el cual se disuelve en una fracción de la corriente de salida de agua tratada de la unidad de flotación que se recircula a cada una de las cámaras en diferente proporción. Las características de esta corriente se observan en la Tabla 6.

Tabla 6. Características de la corriente de nitrógeno en la unidad de flotación.

Descripción	Diámetro de tubería (in)	Tasa de flujo (BPD)	Presión (psi)	Temperatura (°F)	Contenido de aceite (ppm)	Sólidos suspendidos totales (ppm)
Corriente principal de micro-burbuja	8	20.571	8 – 10	90	30	30

Fuente: EXTERRAN. P&ID planta de tratamiento de agua Jaguar. 2012.

Los caudales y las presiones de operación de los equipos descritos anteriormente han demostrado ser completamente funcionales desde el momento de su instalación en el año 2012 y se ha cumplido con la calidad del tratamiento, tanto

para la reinyección, como para la aspersión y riego de carreteras. Prueba de esto es que en el registro de eventualidades no se tiene anotaciones hasta el momento de problemas que se hayan presentado operacionalmente, a excepción de mantenimientos preventivos y la baja eficiencia de los hidrociclones que obedece a las condiciones del agua de producción a la entrada del sistema de tratamiento.

5. LIMITACIONES DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA ACTUAL

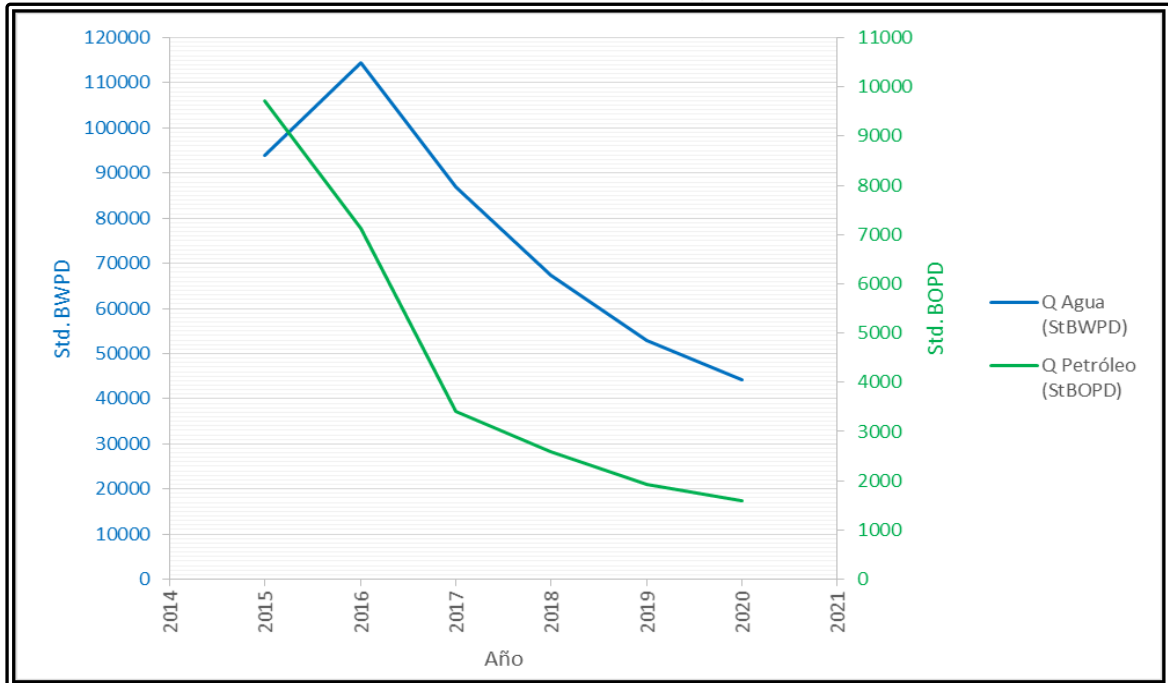
El sistema de tratamiento de agua de producción de la Estación Jaguar ha resultado de gran utilidad desde su puesta en marcha en 2012, debido a que ha hecho el respectivo tratamiento del fluido, hasta dejarlo en las condiciones establecidas por la normatividad colombiana para su disposición, tanto por el Decreto 1594 de 1984 como por la vigente Resolución 0631 de 2015, cuyos parámetros se establecen en el ANEXO A para el sector de hidrocarburos. A pesar de que el diseño ha funcionado bien durante más de 3 años, ha habido un incremento de los caudales de los pozos, junto con una potencialización de los campos, que después de realizar una sísmica 3D mostraron más prospectos, por este motivo se dio inicio a una etapa de explotación, lo cual incrementó progresivamente los caudales de fluido total hasta los valores para los cuales se habían diseñado inicialmente las facilidades.

Este aumento de producción se suma al aumento del corte de agua por las características geológicas del área de explotación y el método de levantamiento artificial (bombas electro-sumergibles). Lo anterior ocasiona que el caudal de agua aumente de forma significativa, para poder mantener un nivel de producción de crudo constante y viable financieramente para la compañía, a lo largo del tiempo. Por lo que la capacidad del sistema de tratamiento debe ser suficiente para tratar la totalidad del agua producida.

En el caso del sistema de agua de producción de la Estación Jaguar, el cual fue diseñado para una capacidad de tratamiento de 69.300 BWPD y para el mes de abril del año 2016, este ya estaba trabajando al límite de su capacidad máxima, fue necesario tomar medidas de control sobre la operación para adaptar el proceso al sistema, estas medidas consistieron en el cierre de algunos pozos, en bajar la frecuencia de las bombas electro-sumergibles, disminuir el tiempo de retrolavado en los filtros de cáscara de nuez, entre otros.

El pronóstico de producción realizado por la compañía operadora CEPESA COLOMBIA S.A., en el mes de diciembre del año 2015 (Gráfica 2), refleja un aumento de caudal de agua máximo hasta los 114.448 BWPD en los próximos cinco años, lo cual representa una limitación del sistema actual para continuar con la operación a futuro de manera rentable, cumpliendo con la normatividad y sin tener que cerrar más pozos, por esto se hace necesario el manejo de estos altos caudales de agua.

Gráfica 2. Pronóstico de producción Estación Jaguar 2015-2020.



Fuente: CEPESA COLOMBIA S.A. Pronóstico de producción Estación Jaguar, 2015.

Adicionalmente, dado que el sistema de tratamiento de agua incluye tanto los equipos como las tuberías de conexión entre equipos, estas últimas no cuentan con la capacidad suficiente para soportar más de la capacidad de flujo actual, debido a que si en el diseño anterior se hubieran dejado líneas de mayor diámetro estas hubieran quedado subutilizadas. Además, no se dejaron conexiones libres para acoplar nuevos equipos que pudieran aumentar la capacidad de tratamiento del sistema de agua. Por lo que se hace necesario la adición de líneas de mayor diámetro.

Por otra parte, al revisar la eficiencia de separación de la emulsión en cada uno de los equipos y al estimar un promedio de los datos reportados tanto a la entrada como a la salida de las concentraciones de aceite en cada equipo, del 01 al 31 de diciembre del 2015, se obtuvieron los datos de la Tabla 7.

Tabla 7. Remoción de aceite por equipo.

Equipo	Entrada (ppm)	Salida (ppm)	Remoción de aceite (%)
Hidrociclones	604,5	477,4	21,02
Unidad de flotación	436,1(cámara 1)	96,8 (cámara 4)	77,80
Filtros de cáscara de nuez	66,1	3,8	94,25

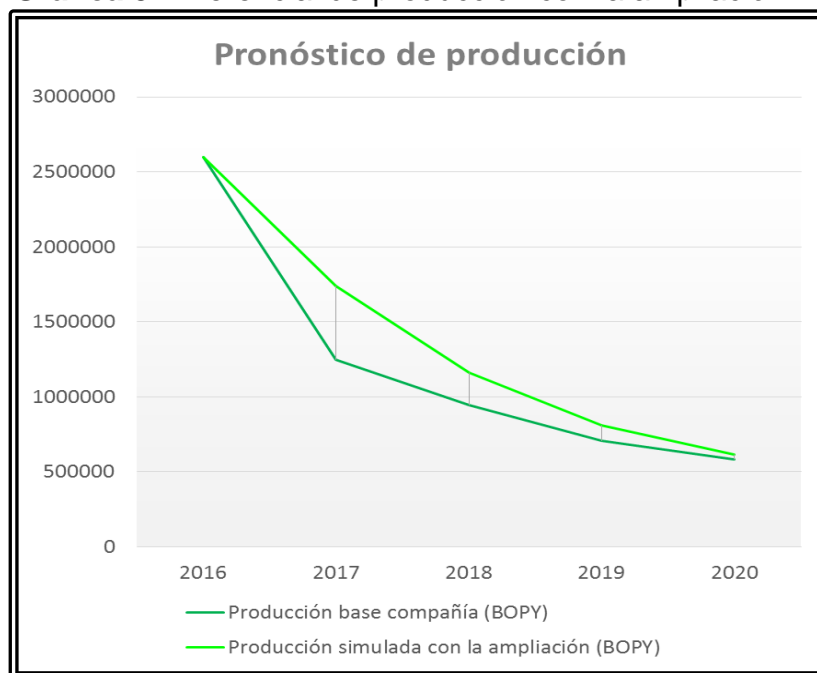
Fuente: EXTERRAN. P&ID planta de tratamiento de agua Jaguar. 2012.

Con los resultados de la Tabla 7, se puede deducir que las condiciones de operación no son las adecuadas para hacer un buen proceso de separación de la emulsión en los hidrociclones, en virtud de observarse una remoción de aceite de menos del 22% y teóricamente estos tendrían que hacer una remoción mayor al 90%. La baja eficiencia de estos equipos se presenta por la baja concentración de aceite en la corriente de agua a la entrada. Debido a que los hidrociclones están diseñados para trabajar eficientemente con cargas mayores a 1.000 mg/L de partículas de aceite en agua y en la estación está entrando una concentración menor a 250 mg/L.

Dado que el sistema ha superado el caudal de diseño los retrolavados de los filtros se activan con mayor frecuencia, regularmente se hacían cada 8 horas, pero en razón a que hay mayor caudal el medio filtrante se está saturando más rápidamente y alcanza una caída de presión de 15 psi en menor tiempo (Aproximadamente 7 horas).

Teniendo en cuenta las limitaciones que se describieron anteriormente, se hace necesario realizar la ampliación del sistema de tratamiento de agua de la Estación Jaguar para poder continuar con una operación rentable. En la Gráfica 3 se pueden apreciar los diferenciales de producción que se tendrían con la realización de la ampliación.

Gráfica 3. Diferencial de producción con la ampliación.



Fuente: CEPESA COLOMBIA S.A. Pronóstico de producción Estación Jaguar, 2015.

6. DIMENSIONAMIENTO CONCEPTUAL DE LOS EQUIPOS ADICIONALES REQUERIDOS PARA EL MANEJO DEL VOLUMEN TOTAL DE AGUA

La Estación Jaguar, en noviembre de 2015 recibió una producción promedio de 9.046 *BOPD* y 65.945 *BWPD* proveniente de los Campos Peguita I, Peguita II, Peguita III, Peguita South West y Elizita. En el 2016, la producción de agua alcanzó la capacidad de manejo de 69.300 *BWPD* y es indispensable la ampliación del sistema de tratamiento de agua para evitar que la producción de petróleo caiga aceleradamente en los próximos años. Según el pronóstico de producción realizado en diciembre de 2015, se estima que habrá un incremento máximo en la producción de agua de 45.148 *BWPD* adicionales, para un total de 114.448 *BWPD* que serán transportados para ser tratados en la estación hasta el año 2020.

El dimensionamiento conceptual de la ampliación del sistema de tratamiento de agua consiste en escoger las tecnologías del mercado, calcular los parámetros de diseño principales y seleccionar adecuadamente los equipos y accesorios según los criterios de diseño para proveer las especificaciones para la instalación del sistema de tratamiento de agua de producción propuesto para solucionar la limitante de producción en los campos que envían su producción para el tratamiento de fluidos en la Estación Jaguar.

Los dimensionamientos de los equipos en la mayoría de los casos requieren de un diseño exclusivo para cada operación, debido a que las necesidades de cada campo son únicas. Esto obedece a las diferentes combinaciones de factores que influyen sobre la operación y la diversidad de modelos y configuraciones que se puedan conseguir en el mercado por la variedad de patentes que existen de cada tecnología para la competitividad de cada empresa. Es por esto que el alcance de este dimensionamiento se limitará a proveer los valores para los parámetros básicos para cada uno de los equipos. Las especificaciones en mayor detalle requieren pruebas de laboratorio y análisis de prueba y error en laboratorio para las condiciones específicas del agua a tratar, de acuerdo con el modelo de equipo que utilice la compañía que llegue a diseñar, construir e instalar los equipos, similar a lo que ocurre con los productos químicos que pueden requerir una dosificación distinta dependiendo el producto de la compañía con la que se contrate, aun cuando se trate del mismo compuesto químico base.

En este capítulo se procederá a verificar los parámetros establecidos en la normatividad ambiental para la disposición del agua producida en el Bloque Caracara, seguido de la selección de los equipos adecuados para la operación, el dimensionamiento de los equipos que cumplan con esta reglamentación y la presentación del sistema completo propuesto.

6.1 REGULACIÓN AMBIENTAL

La Licencia Ambiental Global aprobada para el área de desarrollo Caracara fue otorgada a la compañía HUPECOL LLC cuando se encargaba de la operación del Bloque Caracara y se encuentra estipulada en la Resolución 1331 de 2004. Cuatro años después la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) autorizó la cesión de la licencia ambiental a favor de la empresa CEPESA COLOMBIA S.A. en la Resolución 1557 de 2008, cuando se realizó el cambio de la compañía encargada de la operación en el Bloque. Desde entonces dicha licencia ambiental ha recibido varias modificaciones mediante solicitudes de CEPESA COLOMBIA S.A. y aprobaciones por parte del ANLA, principalmente en lo que respecta al permiso de vertimientos de aguas de producción, como por ejemplo la modificación realizada y aprobada mediante la Resolución 0271 de 2008 que otorga el permiso de vertimientos hasta de 1.500 BWPD por pozo mediante reinyección, aspersión en campos de infiltración aledaños a las locaciones o sobre las vías de acceso por medio de carro tanques, sin permitir escurrimientos a los cuerpos de agua aledaños previo cumplimiento de los parámetros de vertimiento especificados en el decreto 1594 de 1984 .

La más reciente modificación que fue aprobada por la Resolución 1314 de 2014 tuvo como objetivo ampliar el caudal establecido en el permiso de reinyección de agua de 150.000 a 350.000 BWPD en las zonas acuíferas más representativas de la unidad C7-M de la Formación Carbonera. La formación donde se reinyecta el agua de producción está localizada a una profundidad superior a los 5.000 ft, caracterizada como una formación con permeabilidad de 2,53 mD y porosidad de 27% que se encuentra aislada hidráulicamente por la Formación León. En la solicitud de la ampliación del permiso del caudal de reinyección se especifica que se incluirán 9 pozos inyectores adicionales en el área de desarrollo y la “adecuación y ampliación de forma escalonada de las facilidades Jaguar y Caracara Sur para que cada una tenga una capacidad de manejo de aguas asociadas de 150.000 BWPD. La adecuación de dichas estaciones no requiere áreas adicionales a las autorizadas en la licencia ambiental”²².

En la citada resolución se especifican algunas modificaciones al sistema de tratamiento de agua previstas para la ampliación de las facilidades, las cuales fueron consideradas al momento de solicitar la extensión del permiso. No obstante, por la manera como se desarrolló la operación durante los años 2014 y 2015 las modificaciones plasmadas en la Resolución 1314 no se realizaron tal como estaban especificadas, aunque si se realizó la primera ampliación del sistema en 2014 para alcanzar una capacidad de manejo de 80.000 BWPD tanto en la Estación Jaguar como en la Estación Caracara Sur. Las modificaciones contempladas incluían la instalación de un tercer hidrociclón y un tercer filtro de cáscara de nuez para ambas

²² AGENCIA NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES. Resolución 1314 de 2014. Bogotá D.C.: ANLA, 2014. p. 8.

estaciones con el fin de aumentar la capacidad de tratamiento en 30.000 BWPD, así como la revisión de la eficiencia del tanque de flotación por gas instalado para incrementar su capacidad de tratamiento en 25.000 BWPD. De esta manera las ampliaciones posteriores al sistema de tratamiento e inyección de agua en cada estación, diseñadas para conservar la rentabilidad de la explotación petrolera en la zona hasta alcanzar la capacidad de 150.000 BWPD permitida por la aprobada licencia, se encuentran a disposición de las determinaciones que tome la compañía operadora en beneficio de la explotación siempre y cuando cumpla con las exigencias legales vigentes.

La Tabla 8 muestra los valores promedio de las características fisicoquímicas del agua producida en el Bloque Caracara entre 2005 y 2014. Los valores promedio y máximos obtenidos permiten clasificar el agua producida como un agua de tipo Bicarbonatada Sódica en donde el anión Bicarbonato y el catión Sodio destacan como los iones disueltos presentes en mayor concentración en el agua de producción.

Tabla 8. Características fisicoquímicas del agua del Bloque Caracara.

Parámetro	Unidad	Mínimo	Máximo	Promedio
Salinidad total	mg/L	120	3.533	572,67
Resistividad a 77°F	Ohm*meter	1,24	196,08	27,73
Bicarbonato (HCO ₃ ⁻)	mg/L	24	3.290	504,51
Cloruro (Cl)	mg/L	9	1.270	63,25
Sulfato (SO ₄ ⁻²)	mg/L	0	500	52,87
Carbonato (CO ₃ ⁻²)	mg/L	0	190	42,8
Calcio (CA ⁺²)	mg/L	0,04	32	5,78
Potasio (K ⁺²)	mg/L	0,01	28,4	9
Sodio (Na ⁺²)	mg/L	2,3	1.340	236,05
Magnesio (Mg ⁺²)	mg/L	0,01	9,01	0,89
Hierro- disuelto (Fe ⁺²)	mg/L	0,05	19	2,33
Bario (Ba ⁺²)	mg/L	0	0,050	0,11
TDS	mg/L	61,83	5.968	881,02
pH	mg/L	6,44	10,71	8,21
Corte de agua	%	1,00	100,00	53,67

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES. Resolución 1314 de 2014, Datos suministrados por CoreLab Laboratories entre los años 2005-2014.

De igual manera fueron realizados análisis para verificar la tendencia corrosiva e incrustante del agua mediante los índices de Langelier mejorado por Carrier, de Ryznar y de Ryznar con indicación de Carrier, por medio de los cuales se determinó que tiene una tendencia leve a formar incrustaciones y una tendencia a causar corrosión, por lo cual recomienda el ANLA que se debe hacer un tratamiento previo al agua de producción para disminuir estas tendencias y evitar daños en los equipos involucrados en el sistema de transporte e inyección del agua. Es por esta razón

que CEPESA COLOMBIA S.A. desde el año 2012 ha estado monitoreando cada equipo por medio de pruebas de probeta y no se ha evidenciado la necesidad de aplicar inhibidores de corrosión o incrustación hasta el momento.

Dentro de la misma resolución se establece con la aplicación del análisis de vulnerabilidad a la contaminación un valor de 0,036 para el índice de vulnerabilidad que de acuerdo con el ANLA “corresponde a una vulnerabilidad muy baja considerando que la reinyección se lleva a cabo a una profundidad superior a los 1900 pies de la base de la formación Guayabo, acuífero en el cual la población se surte actualmente”²³.

Debido a que el agua que se produce proviene de la misma formación donde se inyecta no es necesario ejecutar pruebas de compatibilidad con los fluidos de la formación receptora. Adicionalmente, debido a la tendencia corrosiva del agua de producción se considera que existe la posibilidad de una falla mecánica en el revestimiento de los pozos inyectoros que podrían ocasionar una filtración a los acuíferos superficiales, por lo cual el ANLA recomienda evitar esta posibilidad de contaminación asegurando mediante registros y cementaciones correctivas la integridad de la cementación del revestimiento de los pozos de reinyección, a lo cual se le realiza seguimiento mediante los monitoreos ejecutados por CEPESA COLOMBIA S.A., protegiendo las formaciones superiores que albergan los acuíferos de captación de agua para la superficie.

La Resolución 1314 de 2014 igualmente avala el plan de manejo ambiental y las prácticas utilizadas por Cepsa Colombia S.A. para la disposición de residuos líquidos y sólidos, al igual que especifica que la reinyección del agua de producción debe respetar los límites de presión de inyección establecidos en las pruebas de inyectividad para no sobrepasar la presión de fractura de la formación, estimada en fondo de pozo en 1.800 psig, para evitar que el agua migre a través de las fracturas a formaciones superiores y cause contaminación en las aguas subterráneas.

Por último, la Licencia Ambiental puntualiza que la operación de reinyección se encuentra sujeta al cumplimiento de los parámetros de vertimiento establecidos en el Artículo 72 del Decreto 1594 de 1984. Este decreto fue derogado en marzo de 2015 por la Resolución 0631 expedida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, que establece en su Artículo 11 los nuevos parámetros fisicoquímicos de vertimiento de aguas que debe cumplir el agua residual proveniente de actividades relacionadas al sector de hidrocarburos como se expone en el ANEXO A.

De conformidad con lo estipulado para el área de transporte y almacenamiento (*Midstream*) referentes a las actividades de tratamiento y almacenamiento de fluidos

²³ Ibid., p. 11.

que trata el presente proyecto, en la Tabla 9 se muestra una comparación con los parámetros a la salida del sistema de tratamiento de agua en funcionamiento.

Tabla 9. Comprobación de calidad del agua de producción.

Parámetro	UNIDAD	Agua tratada en la Est. Jaguar	RESOLUCIÓN 0631 de 2015
pH	-	8,51	6,00 A 9,00
DQO	mg/L O2	60	180,00
DBO		24	60,00
SOLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES	mg/L	<1	50,00
GRASAS Y ACEITES	mg/L	6,28	15,00
FENOLES	mg/L	<0,100	0,20
HIDROCARBUROS TOTALES	mg/L	6,07	10,00
CLORUROS	mg/L	28,1	250,00
DUREZA TOTAL	mg/L CaCO3	13,8	Análisis y Reporte

Como se puede observar, la calidad del agua de tratamiento en el sistema de tratamiento de la Estación Jaguar se encuentra dentro de los rangos establecidos por la reglamentación nacional para vertimientos, los cuales son la pauta técnica que debe cumplir el sistema propuesto para la ampliación.

Cepsa Colombia S.A. maneja unos valores objetivo para los parámetros de calidad en cuanto a la cantidad de grasas y aceites en el agua de producción y la concentración de sólidos totales, los cuales marcan los lineamientos hacia los que se direccionará el proyecto de ampliación, siendo 5 mg/L la concentración por debajo de la cual es deseado que estén ambos parámetros para la reinyección o el vertimiento. Este último valor será el utilizado como parámetro de calidad para el dimensionamiento de la ampliación del sistema.

6.2 SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS

La selección de equipos es una de las partes más importantes a la hora de realizar la ampliación de un sistema de tratamiento de agua, porque no solo proporciona la oportunidad de evaluar y mejorar el proceso existente, sino que además permite la evaluación de nuevas tecnologías que puedan brindar ventajas adicionales al proceso como equipos que ocupan menos espacio o la integración de varios equipos en uno solo.

Actualmente, las tecnologías disponibles en la industria del petróleo para la remoción de partículas de aceite de una corriente de agua de producción son:

- Separador de placas corrugadas
- Hidrociclón
- Unidad de flotación por gas
- Separador API
- Medio filtrante adsorbente
- Estanque de asentamiento
- Humedales
- Membranas cerámicas de micro/ultrafiltración

El ANEXO B contiene una explicación resumida del funcionamiento de cada una de las tecnologías junto a las características más sobresalientes que provee cada una, tanto positivas como negativas, así como una evaluación de su aplicabilidad para el sistema de tratamiento de agua en la Estación Jaguar, teniendo en cuenta los parámetros de calidad de agua y las condiciones de operación de la estación.

Es importante destacar que generalmente un solo equipo por sí solo no es capaz de remover las concentraciones de hidrocarburos y sólidos disueltos necesarias para que el agua a la salida del sistema de tratamiento se encuentre en niveles inferiores a los parámetros exigidos para la disposición del agua, bien sea en superficie en forma de vertimientos o en subsuelo por medio del sistema de reinyección. Según Arthur²⁴, los equipos de tratamiento de agua de producción se dividen en dos categorías de acuerdo a la concentración de aceite que puedan manejar: aquellos que remueven altas concentración de crudo (mayor a 1.000 mg/L) son denominados equipos de tratamiento primario y aquellos equipos que extraen cantidades de aceite en concentraciones moderadas (menores a 1.000 mg/L) son clasificados como equipos de tratamiento secundario. Según Felch²⁵ existe otra categoría dentro de esta clasificación de las etapas de tratamiento, denominada tratamiento terciario que incluye los equipos que están diseñados para dejar el agua con concentraciones de aceite menores a 5 mg/L.

Las unidades de flotación por gas, los separadores de placas corrugadas, los separadores API y los hidrociclones son considerados como equipos de tratamiento primario de agua de producción. Las unidades de flotación y los separadores de

²⁴ ARTHUR, J.; LANGHUS, B.; PATEL, C. Technical summary of oil & gas produced water treatment technologies. Tulsa, Oklahoma: All consulting LLC, 2005. p. 43.

²⁵ FELCH, Chad. Advances in media filtration. [diapositivas]. Al Khobar: Siemens, 2015. 23 diapositivas, color.

placas corrugadas también pueden ser considerados como equipos de tratamiento secundario; mientras que equipos como los filtros de lecho adsorbente, las membranas de filtración y los humedales se consideran equipos de tratamiento terciario y son utilizados para remover concentraciones que los equipos primarios y secundarios entregan en sus corrientes de salida.

Los sistemas de tratamiento de agua se componen habitualmente de un equipo para la extracción primaria de grandes concentraciones, seguido de un equipo para tratamiento secundario, instalado en serie, ubicado después del equipo de tratamiento primario y en caso de requerir remover las trazas de aceite que queden en la corriente de salida del equipo secundario, se instala de igual manera un equipo de tratamiento terciario.

Para el caso específico de la Estación Jaguar, el sistema de tratamiento de agua en funcionamiento está instalado en serie como un “tren” de tratamiento. Así mismo, el sistema propuesto en el presente trabajo será diseñado como una secuencia de equipos teniendo en cuenta que la concentración a la entrada del sistema es menor a los 1.000 mg/L.

6.2.1 Requerimiento volumétrico total. Como se puede ver en la Tabla 10 de acuerdo a los datos del pronóstico de producción, la máxima producción de agua estimada para los pozos que se tienen planeados perforar a 2015 en los próximos 5 años será cercana a 115.000 BWPD, y teniendo en cuenta la capacidad de tratamiento actual de 69.300 BWPD se requiere una ampliación apta para tratar 45.148 BWPD además de los que se tratan actualmente.

Tabla 10. Pronóstico de producción Estación Jaguar a diciembre 2015.

Año	Caudal de Petróleo (BOPD)	Caudal de Agua (BWPD)	Caudal de Fluido (BFPD)
2015	9.708	93.837	103.545
2016	7.119	114.448	121.567
2017	3.410	87.041	90.451
2018	2.588	67.420	70.008
2019	1.935	52.907	54.842
2020	1.602	44.165	45.767

Fuente: CEPESA COLOMBIA S.A. Pronóstico de producción Estación Jaguar, 2015.

Sin embargo, para que no se repita la limitante de capacidad actual se tomará en consideración que dicho pronóstico es un dato estimado y por lo tanto puede variar en el tiempo de acuerdo a condiciones reales de producción o decisiones que tome la compañía operadora mediante la exploración sísmica en el bloque, como nuevos hallazgos geológicos prospectivos para perforación y explotación futura.

Se determina que la ampliación del sistema de tratamiento propuesta es de 50.000 BWPD para no sobredimensionar las facilidades en una gran proporción, pero sí para proporcionar un volumen suficiente que pueda cubrir un aumento pequeño hasta de 5.552 BWPD. Por otra parte, se propone disponer un espacio adicional y conexiones libres suficientes para que las nuevas ampliaciones que se hagan para alcanzar la capacidad de tratamiento de 150.000 BWPD aprobada en la Licencia Ambiental, generen la menor cantidad de inconvenientes en la operación durante su instalación, puesta en marcha e integración con los sistemas en funcionamiento.

Como se mencionó previamente (ver capítulo 4), el sistema de tratamiento actual funciona adecuadamente, alcanzando los parámetros de calidad del agua exigidos con el caudal para el cual fue diseñado, por lo que se tendrá en cuenta el diseño del sistema instalado, realizando las modificaciones pertinentes para solucionar las limitantes evidenciadas anteriormente (ver capítulo 5).

Una de las modificaciones más importantes consiste en no contemplar en el diseño de la ampliación los hidrociclones de separación líquido-líquido puesto que no se justifica utilizar esta tecnología dado su bajo rendimiento en campo a la hora de reducir la carga de partículas de crudo en la corriente de agua a la entrada del sistema. Adicionalmente, se reduce el requerimiento energético e hidráulico debido a que no es necesario instalar más bombas para mantener la presión de operación que requieren estos equipos.

Cabe resaltar que, debido a la eliminación de los hidrociclones en el sistema propuesto por su baja eficiencia, existirá un aumento de la concentración de aceite en agua y de sólidos totales en el agua de producción a la entrada de la unidad de flotación. Sin embargo, no sobrepasa los 1.000 mg/L, por lo cual no afecta la eficiencia del sistema de flotación.

Teniendo en cuenta el buen desempeño de los equipos instalados en el sistema y la disponibilidad de tecnologías en el mercado colombiano, la selección de las tecnologías a utilizar en cuanto a la aplicación específica (ver ANEXO B) que tienen sobre el agua de producción que llega a la Estación Jaguar son:

- Unidad de flotación por gas.
- Medio filtrante adsorbente.

Dicho lo anterior, se procederá a realizar una comparación entre los modelos disponibles de cada uno de los equipos de separación seleccionados para determinar el modelo a utilizar.

6.2.2 Unidad de flotación por gas. Las unidades de flotación por gas se utilizan para la remoción de aceite y partículas sólidas ligeras. De acuerdo con Wang²⁶, los factores que afectan el desempeño de estos equipos son la tasa de flujo, las concentraciones de los contaminantes, el pH y la temperatura. Para reducir los efectos de estos factores se utiliza la ecualización, donde es opcional utilizar un tanque que reduzca las fluctuaciones de estos parámetros y además permita el uso de una tasa de inyección de tratamiento químico constante.

Las unidades de flotación por gas se clasifican de acuerdo al proceso que utilicen para producir las burbujas disueltas, que bien puede ser por electro-flotación, gas disuelto, gas inducido y gas por boquillas. La celda de flotación por electrólisis (electro-flotación) no será tomada en cuenta para el dimensionamiento debido a que no se considera como una opción viable para la ampliación dado que el agua de producción que llega a la Estación Jaguar tiene una salinidad menor a 300 ppm por lo que no tiene la salinidad suficiente para que este equipo tenga un buen desempeño en el proceso.

A continuación, se procederá a realizar la selección del tipo de unidad de flotación a utilizar y simultáneamente el dimensionamiento de los parámetros principales de diseño.

6.2.2.1 Configuración de las corrientes. Según Shammass²⁷, existen distintas configuraciones de las corrientes de entrada y salida clasificadas según el punto donde se introduce el gas utilizado para la producción de burbujas para las unidades de flotación. En el Cuadro 1 se muestran las ventajas y desventajas de cada una de ellas.

²⁶ WANG, K., et al. Handbook of environmental engineering: Flotation technology. New York: Humana Press, 2010. p. 3. (Vol 12).

²⁷ Ibid., p. 21.

Cuadro 1. Configuraciones de la corriente de entrada y salida.

Configuración	Descripción	Ventajas	Desventajas
Flujo Completo	Se presuriza y satura con gas la corriente de entrada completa	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Disolución máxima de aire por disolverse en toda la corriente. ➤ Mayor probabilidad de lograr un buen contacto burbuja-partícula. ➤ Ocupa menos espacio para la misma capacidad comparado con las demás configuraciones. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Bombeo de sólidos ocasiona desgaste en equipos y aumenta costos de mantenimiento ➤ Debido a los esfuerzos por el bombeo, el aceite en el agua tiende a emulsificarse. ➤ Se somete los flóculos a esfuerzos cortantes.
Flujo Dividido	Parte de la corriente de entrada se desvía a través del sistema de gasificación.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Reduce costos de bombeo. ➤ Maneja mejor las fluctuaciones en la tasa de flujo ➤ Menor tasa de rompimiento de flóculos que el sistema de flujo completo. ➤ Requiere una bomba más pequeña, disminuye costos de operación y mantenimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Debido a la reducción de presión el aceite en el agua tiende a emulsificarse. ➤ Se somete los flóculos a esfuerzos cortantes. ➤ La cantidad de aire disuelto es menor debido a que se desvía una parte de la corriente.
Recirculación	Entre el 20% y el 50% del agua de producción tratada retorna a la entrada del sistema.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Evita someter a esfuerzos cortantes los flóculos. ➤ Evita la emulsificación extensiva en la corriente sin tratar. ➤ Requiere una bomba más pequeña que los otros dos sistemas reduciendo los costos de operación. ➤ No se requiere bombear sólidos abrasivos que son separados previa a la presurización de la corriente recirculada. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Requiere un volumen mayor debido a que necesita tratar el volumen de la corriente de entrada más el volumen de la corriente de recirculación. ➤ Las cámaras deben tener un volumen mayor para mantener el nivel de fluido y tener una tasa de ascenso de las burbujas constante.

Fuente: WANG, K., et al. Handbook of environmental engineering: Flotation technology. New York: Humana Press, 2010. p. 21-23. (Vol 12).

Para este proyecto se selecciona una unidad de flotación que utilice la configuración de introducción de gas en el flujo completo, la cual realiza la saturación del agua con el gas dentro del equipo, por medio de un impulsor ubicado en el interior de cada cámara para evitar bombear el fluido, lo cual puede emulsificar la corriente y dificultar el proceso de separación. Esto se hace con el fin de conseguir la máxima disolución del gas y por ende un mayor contacto del gas con la emulsión.

La instrumentación debe incluir control de niveles dentro del equipo y controles para la entrada de gas al sistema. Si la cantidad de gas excede la solubilidad del fluido de proceso, las burbujas de gas ascenderán demasiado rápido y no solo causarán turbulencia, sino que no removerán eficientemente las partículas sólidas y de aceite.

6.2.2.2 Tipo de gas. El aire es el gas más utilizado para el tratamiento de agua residual de otros procesos diferentes a la explotación de petróleo. Para el sector de hidrocarburos se utilizan Metano (CH_4) y Nitrógeno diatómico (N_2). En aquellas estaciones que tienen pozos aledaños con producción de gas reutilizan una fracción del gas separado y tratado para este propósito. Dado que en los pozos asociados a la Estación Jaguar no hay producción de gas, se determina que el gas a utilizar para la celda de flotación es el N_2 , el cual según Wang²⁸ posee una solubilidad en volumen de 15 mL/L*atm en el agua a 24 °C.

El suministro del gas puede encontrarse en un equipo adicional, también se puede inyectar directamente dentro del equipo, antes o después de la bomba impulsora o en la garganta de un tubo Venturi instalado en la corriente bombeada. En este caso se realizará el suministro de nitrógeno dentro del equipo por medio del impulsor previamente mencionado.

6.2.2.3 Tamaño de burbuja. Según Vrablik²⁹, se determinó que en los equipos de gas disuelto el tamaño máximo de burbuja que asciende bajo flujo laminar es de 130 μm , mientras que en los equipos de gas inducido (disperso) puede alcanzar tamaños de hasta 1.000 μm .

De acuerdo con Exterran³⁰, existen las unidades de Micro Burbujas (Micro-Bubble Flotation – “MBF”) con tamaños de burbuja de 5 a 50 μm , con diámetro nominal de 10 μm , aproximadamente un billón de burbujas por pie cúbico, lo que genera una probabilidad más alta de que las gotas de aceite entren en contacto con las burbujas, debido a que poseen un área superficial mayor para que se adhieran las partículas dispersas en el agua a la burbuja. Adicionalmente, su tamaño menor representa un mayor tiempo de asenso dentro de la columna de agua.

²⁸ Ibid., p. 8.

²⁹ VRABLIK. Fundamental principles of dissolved air flotation of industrial wastes. West Lafayette, Indiana, 1959. Citado por Wang, K., et al. Handbook of environmental engineering: Flotation technology. New York: Humana Press, 2010. p. 10. (Vol 12).

³⁰ EXTERRAN. Secondary produced water treatment through micro-bubble flotation within float/surge tank. League City, Texas: Exterran, 2004. p. 4.

Además, no requiere equipos adicionales o arreglos en las tuberías. Por las anteriores premisas se elige para la ampliación, una unidad de microflotación con tamaño de burbuja nominal de 10 μm para separación de la emulsión entre agua e hidrocarburos. Cabe resaltar que para el dimensionamiento de una unidad de flotación de microburbujas es necesario utilizar las fórmulas para una unidad de flotación por gas disuelto debido a que reproduce su comportamiento por el tamaño de las microburbujas.

6.2.2.4 Velocidad terminal de ascenso. Para los procesos de flotación rigen las mismas normas que para los procesos de sedimentación, como la Ecuación 3 que establece la Ley de Stokes para flujo laminar.

Ecuación 3. Ley de Stokes.

$$V_t = \frac{gD^2(d_w - d_B)}{18\mu}$$

Fuente: MELLADO, José; MARÍN, Rafael. Físicoquímica de aguas. 3 ed. Madrid: Díaz de Santos, 1999. p. 368.

Donde:

- V_t : Velocidad terminal de ascenso, cm/s.
- g : constante gravitacional, 9,8 m/s²
- D : Diámetro de la burbuja, m.
- d_w : Densidad del agua, Kg/m³.
- d_B : Densidad de la burbuja de nitrógeno, Kg/m³.
- μ : Viscosidad de la fase acuosa, Pa/s.

Según Wang³¹ la viscosidad dinámica del agua a 80°C es 3,598273265x10⁻⁴ Pa-s. La densidad del agua según Cengel³² a 80°C es 971,8 Kg/m³. Utilizando la Ecuación 4 se obtiene que la densidad de la burbuja de nitrógeno es:

³¹ WANG et al. Op. Cit., p. 71.

³² CENGEL, Yunus, CIMBALA, John. Mecánica de fluidos: Fundamentos y aplicaciones. Madrid: McGraw-Hill, 2006. p. A-10.

Ecuación 4. Ley de los gases ideales.

$$d_B = \frac{M}{RT} * P$$

Fuente: ATKINS, William; JONES, Loretta. Principios de química: Los caminos del descubrimiento. 3 ed. New York: Editorial médica panamericana, 2005. p.135.

Donde:

- M: Peso molecular del nitrógeno, g/mol.
- R: Constante de los gases, 8,314 j/mol*K.
- T: Temperatura de operación, K.
- P: Presión de operación, Pa.

$$d_B = \frac{28,0134 \text{ g/mol}}{8,314 \frac{\text{Pa} * \text{m}^3}{\text{mol} * \text{K}} * 353,15\text{K}} * 101.325 \text{ Pa} = 966,75 \frac{\text{g}}{\text{m}^3}$$

$$966,75 \frac{\text{g}}{\text{m}^3} * \frac{1\text{Kg}}{1.000 \text{ g}} = 0,97 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$$

El efecto que genera la formación de partículas conjuntas, de gas/aceite o gas/sólidos es la reducción de la densidad de las partículas suspendidas o dispersas, de petróleo o de arena en el agua, lo que ocasiona un aumento en la velocidad de ascenso. Aplicando la Ecuación 3 para determinar la velocidad de ascenso de las partículas en la unidad de flotación, se obtiene:

$$V_t = \frac{9,8 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} * (10 * 10^{-6} \text{ m})^2 * \left(971,8 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} - 0,97 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}\right)}{18 * 3,598273265 * 10^{-4} \text{ Pa} * \text{s}}$$

$$V_t = 1,5 * 10^{-4} \frac{\text{m}}{\text{s}} = 4,8 * 10^{-4} \frac{\text{ft}}{\text{s}}$$

6.2.2.5 Relación Gas/Sólidos. La relación gas- sólidos (incluyendo el aceite) es definida como la relación entre la masa de aire que es expulsada de la solución a medida que la presión se reduce en la corriente aireada y los sólidos, grasas y aceites que hacen parte de la corriente de agua de producción a la entrada del equipo. Algunos autores consideran que este es el parámetro de diseño más importante para un sistema de flotación debido a que en caso de ser menor al requerido la eficiencia de la unidad disminuye; por el contrario, si es mayor a la necesaria se realiza un gasto de potencia innecesario para comprimir el gas. La Ecuación 5 muestra cómo se determina la relación gas-sólidos.

Ecuación 5. Relación Gas - Sólidos y Aceite.

$$\frac{G}{S} = 1,3 * S_A * \frac{(FP_s - 1)}{S_a}$$

Fuente: DE TURIS, et al. Tratamiento de aguas de producción por flotación con aire disuelto. En: Interciencia, Marzo, 2011. vol. 36, no. 3, p. 214.

Donde:

- G/S: Relación Gas / (Sólidos y Aceite), mg/mg.
- S_A: Saturación del nitrógeno en el agua, ml/L.
- S_a: Concentración de sólidos y aceite total, mg/L.
- F: fracción de nitrógeno disuelto en el agua, generalmente es del 80%.
- P: Presión de entrada de nitrógeno a la corriente de agua, atm.

La densidad del nitrógeno a 80°C determinada con la Ecuación 4 es de 0,97 mg/ml y la concentración de sólidos y aceites fueron tomados de la Tabla 1. De acuerdo con el Ing. Juan Manuel Rodríguez (CEPSA COLOMBIA S.A., Bogotá D.C., Colombia, observación inédita, 2016), la presión de entrada a la unidad de flotación es de 5 psig. Según De Turis³³ la presión de saturación del nitrógeno en agua es de 13,10452 ml/(L*atm).

$$\frac{G}{S} = (1,3)13,10452 \frac{ml}{L * atm} \frac{(0,8 * 1,340136054 atm - 1)}{733 \frac{mg}{L}}$$

³³ DE TURIS, et al. Tratamiento de aguas de producción por flotación con aire disuelto. En: Interciencia, Marzo, 2011. vol. 36, no. 3, p. 214.

$$\frac{G}{S} = 1.68 * 10^{-3} \frac{ml \text{ de } N_2}{mg \text{ de sólidos y aceite}}$$

La cantidad de nitrógeno teórica que se despresuriza en la celda de flotación está dada por la Ecuación 6.

Ecuación 6. Cantidad de aire despresurizada en la celda.

$$G_s = S_a * \left(\frac{FP}{P_a} - 1 \right)$$

Fuente: DE TURIS, et al. Tratamiento de aguas de producción por flotación con aire disuelto. En: Interciencia, Marzo, 2011. vol. 36, no. 3, p. 214.

Donde:

- G_s: Cantidad de aire despresurizado en la celda, ml/L.
- S_a: Solubilidad del nitrógeno a presión atmosférica, ml/L.
- P: Presión de saturación, KPa.
- P_a: Presión atmosférica, KPa.

Según Linke³⁴ la solubilidad del nitrógeno a 25°C y 1 atm es de 0,01634 ml/L. Según la Ing. Rocío Corredor (CEPSA COLOMBIA S.A., Bogotá D.C., Colombia, observación inédita, 2016) la presión atmosférica de Puerto Gaitán es de 745 mmHg que son equivalentes a 99,3 KPa y la presión de entrada del agua de producción a la celda es de 13 psig.

$$G_s = 0,01634 \frac{ml}{L} * \left(\frac{0,8 * 190,9321429 \text{ Kpa}}{99,3 \text{ Kpa}} - 1 \right) = 2,74 * 10^{-3} \frac{ml \text{ de } N_2}{L \text{ de agua}}$$

6.2.2.6 Volumen de nitrógeno requerido en la unidad de flotación. Es la cantidad de nitrógeno necesaria para lograr una separación de la concentración de sólidos y aceite presente en la corriente de entrada de agua de producción al sistema de tratamiento, la cual se determina a partir de la relación gas-sólidos como se muestra a continuación:

$$\frac{G}{S} = 1,68 * 10^{-3} \frac{ml \text{ de } N_2}{mg \text{ de sólidos y aceite}}$$

³⁴ LINKE, W. Solubilities of inorganic and metal-organic compounds. 2 ed. Washington D.C.: Standbope Press, 1919. p. 457.

Donde:

- G: Cantidad de nitrógeno necesario para la separación, mg/L.
- S: Cantidad de sólidos y aceite que se necesita remover, mg/L.

$$1,68 * 10^{-3} \frac{ml \text{ de } N_2}{mg \text{ de sólidos y aceite}} * 733 \frac{mg \text{ de sólidos y aceite}}{L} = 1,23 \frac{ml \text{ de } N_2}{L}$$

$$1,23 \frac{ml \text{ de } N_2}{L} * 50.000 \frac{Bbl}{día} * \frac{158,987262L}{1Bbl} = 9.789.163,696 \frac{ml \text{ de } N_2}{día}$$

$$9.789.163,696 \frac{ml \text{ de } N_2}{día} * \frac{1 L}{1000ml} * \frac{0,0353141 Ft^3}{1L} = 345,69 \frac{Ft^3 \text{ de } N_2}{día}$$

6.2.2.7 Dimensiones de la celda de flotación. En cuanto a la forma del equipo existe unidades de forma cilíndrica y rectangular. Se escoge una forma rectangular para la ampliación dada el área reducida que ocupa con respecto a la forma cilíndrica junto a la facilidad que brinda de poder ser transportada completamente armada desde la fábrica y el hecho de tener un fondo de tolva para facilitar la remoción de sólidos.

De acuerdo con De Renzo³⁵, entre más uniforme sea la distribución de las microburbujas en el agua, menos profunda necesita ser la unidad de flotación. Las profundidades efectivas de flotación pueden variar entre 4 y 9 pies.

Basados en los catálogos de empresas que han trabajado con CEPESA COLOMBIA S.A., así como en las especificaciones comerciales y en el cumplimiento de los cálculos previamente realizados, la unidad de flotación que se escoge para realizar la ampliación tiene los parámetros descritos en la Tabla 11.

³⁵ DE RENZO, D. Pollution control technology for industrial wastewaters. Park Ridge, New Jersey: Noyes Data Corp, 1981. Citado por Wang, K., et al. Handbook of environmental engineering: Flotation technology. New York: Humana Press, 2010. p. 24. (Vol 12).

Tabla 11. Especificaciones de la celda de flotación.

Nombre del Equipo	Unidad de Microflotación
Forma	Paralelepípedo con tolva en el fondo
Superficie	Largo=35 ft, Ancho= 9 ft, Comercial
Altura	7,2 ft Comercial
Caudal diario	50.000 Bbl
Presión de Diseño	0,5 psig
Temperatura de Diseño	200 °F
Presión de Operación	0,2 psig
Temperatura de Operación	175 °F

Fuente: BAWER S.A. Catálogo de modelos de unidades de flotación. 2015.

El área superficial del equipo, equivalente al área del plano horizontal sobre el cual se llevará a cabo el contacto entre la nube de burbujas y el agua de producción, se determina por medio de la Ecuación 7.

Ecuación 7. Área superficial de la celda.

$$A_s = \text{Longitud de la celda} * \text{Ancho de la celda}$$

Fuente: RIERA, María; GRATEROL, Nelson. Diseño de una unidad de flotación con aire disuelto para la remoción de contaminantes de las aguas residuales generadas en una empresa manufacturera. En: REDIP UNEXPO. 2015. vol. 5, no. 2, p. 778-796.

$$A_s = 35ft * 9ft = 315ft^2$$

La capacidad nominal de la celda de flotación, entendida como el volumen total de la celda, se calcula por medio de la Ecuación 8.

Ecuación 8. Capacidad nominal de la celda.

$$\text{Capacidad nominal} = A_s * \text{Altura de la unidad de flotación}$$

Fuente: RIERA, María; GRATEROL, Nelson. Diseño de una unidad de flotación con aire disuelto para la remoción de contaminantes de las aguas residuales generadas en una empresa manufacturera. En: REDIP UNEXPO. 2015. vol. 5, no. 2, p. 778-796.

$$\text{Capacidad nominal} = 315ft^2 * 7,2 ft = 2.268,0000ft^3$$

$$2.268,0000ft^3 * \frac{1 Bbl}{5,615 ft^3} = 403,9181 Bbl$$

La capacidad de operación que corresponde al volumen de la celda donde ocurre la separación de agua y aceite. Dada que la altura efectiva de los líquidos dentro del equipo corresponde al 85% de la altura del tanque, se halla la capacidad de operación con la Ecuación 9.

Ecuación 9. Capacidad de operación de la celda.

$$\text{Capacidad de operación} = A_s (\text{Altura efectiva de la unidad de flotación})$$

Fuente: RIERA, María; GRATEROL, Nelson. Diseño de una unidad de flotación con aire disuelto para la remoción de contaminantes de las aguas residuales generadas en una empresa manufacturera. En: REDIP UNEXPO. 2015. vol. 5, no. 2, p. 778-796.

$$\text{Capacidad de operación} = 315 \text{ ft}^2 * (7,2 * 0,85) = 1.927,8000 \text{ ft}^3$$

$$\text{Capacidad de operación} = 1.927,80 \text{ ft}^3 * \frac{1 \text{ Bbl}}{5,615 \text{ ft}^3} = 343,3304 \text{ Bbl}$$

6.2.2.8 Tiempo de residencia en la unidad de flotación. El tiempo de retención en la unidad depende en gran medida del tiempo que se demoren en ascender las burbujas de gas en el fluido de proceso. La Tabla 12 muestra la variación de la tasa de ascenso de acuerdo con el diámetro de burbuja teniendo en cuenta las colisiones que se puedan presentar entre las burbujas y el material particulado, lo cual difiere en gran medida de la velocidad de ascenso de una burbuja libre en el fluido.

Tabla 12. Variación de la tasa de ascenso.

Diámetro de burbuja (mm)	Tasa de ascenso vertical (cm/s)	Tasa de ascenso Vertical (ft/min)
0,2	1	2
1	15	30
10	25	50
50	55	110

Fuente: WANG, K., et al. Handbook of environmental engineering: Flotation technology. New York: Humana Press, 2010. p. 12. (Vol 12).

Según Ramirez³⁶, para burbujas con diámetro mayor a 150 µm la tasa de ascenso es mayor que la obtenida mediante la ley de Stokes dado que por encima de este tamaño las burbujas se deforman y pierden su esfericidad hacia una forma elíptica, logrando menor resistencia con el fluido.

Además, teniendo en cuenta que el caudal que se necesita manejar en la celda de flotación es de 50.000 BFPD y esta trabaja a un 85% de su capacidad nominal se aplica la Ecuación 10.

³⁶ RAMIRÉZ, E. Comparative physicochemical study of industrial waste-water treatment by electrolytic dispersed air and dissolved air flotation technologies. 1979. Citado por Wang, K., et al. Handbook of environmental engineering: Flotation technology. New York: Humana Press, 2010. p. 24. (Vol 12).

Ecuación 10. Tiempo de residencia

$$t_r = 1.440 * \frac{W}{Q}$$

Fuente: NIETO, Alex. Guías de estudio de facilidades de producción. Bogotá D.C., 2016.

Donde:

- Tr: Tiempo de retención, min.
- W: Capacidad de operación de la celda de flotación, Bbl.
- Q: Caudal, Bbl/día.

$$t_r = 1.440 \frac{403,92 \text{ BPD}}{50.000} * 0,85 = 9,89 \text{ min}$$

La flotabilidad incrementada de las partículas de aceite y sólidos suspendidos que se adhieren a las microburbujas aumentan la velocidad de ascenso y reducen el tiempo requerido para que las burbujas abandonen el agua, lo que resulta en mayor cantidad de aceite para ser desnatado en menor tiempo.

Aunque se observa que el tiempo de residencia obtenido es de 9,89 minutos, este tiempo tiende a disminuir debido a que la Ecuación 10 está planteada para equipos que funcionan por medio del principio de sedimentación y no tiene en cuenta el efecto de la flotación por aire disuelto. Teniendo en cuenta lo anterior, según Khiadani³⁷ el tiempo de residencia en la celda de flotación va a disminuir aproximadamente un 75%, con lo cual teóricamente se reduce el tiempo a 2,47 minutos.

6.2.2.9 Desempeño de sistemas de flotación. Diversos autores coinciden que una unidad con múltiples cámaras tiene a la salida de los equipos una menor concentración de contaminantes que aquellas unidades de una sola celda. Sin embargo, pueden llegar a costar hasta 60% más con respecto a la inversión de una unidad con una sola cámara.

La unidad de flotación escogida para la ampliación es de 4 cámaras, por ser la más común en la industria debido a que tiene una relación de eficiencia de separación y costo conveniente en la mayoría de los casos.

³⁷ KHIADANI, Mehdi, et al. Removal of turbidity from water by dissolved air flotation and conventional sedimentation systems using poly aluminum chloride as coagulant. En: Research online journal Cowan University, 2013. vol. 52, no 4. p.985-989.

De acuerdo con Arnold³⁸, la eficiencia de una cámara de una unidad de flotación es del 50%, con este dato se aplica la Ecuación 11 para hallar la eficiencia de la unidad de flotación seleccionada.

Ecuación 11. Eficiencia total de la celda de flotación.

$$E_T = 1 - (1 - E)^n$$

Fuente: ARNOLD, Ken; STEWART, Maurice. Produced water treatment field manage. Oxford: Elsevier, 2011. p. 25.

Donde:

- E_T : Eficiencia total de la celda de flotación.
- n : Número de cámaras.
- E : Eficiencia de una cámara.

$$E_T = 1 - (1 - 0,5)^4 = 0,9375 * 100 = 93,75\% \approx 94\%$$

Con la Ecuación 12 es posible hallar la concentración de aceite y sólidos removidos por un equipo de flotación que trabaja a una eficiencia del 94%.

Ecuación 12. Remoción de la celda de flotación.

$$\text{Remoción de la celda de flotación} = \text{Concentración de entrada} * E_T$$

$$\text{Remoción de la celda de flotación} = 733 \frac{mg}{L} * 0.94 = 689,02 \frac{mg}{L}$$

Siempre se recomienda hacer una prueba piloto para los fluidos específicos de cada operación porque la predicción de la capacidad de remoción a partir del diseño teórico no es 100% confiable.

La mayoría de unidades de flotación necesitan que en la corriente de entrada sean adicionados productos químicos para acelerar el proceso de separación. Se probó que sin productos químicos el tiempo necesario para la remoción de aceite y sólidos del agua de producción es mayor.

Para la ampliación del sistema de tratamiento de agua de la Estación Jaguar se toma como modelo de tratamiento químico el tratamiento que se aplica en el sistema

³⁸ ARNOLD, Ken; STEWART, Maurice. Produced water treatment field manual. Oxford: Elsevier, 2011. p. 25.

actual a que el agua de producción tratada es la misma. El tratamiento consiste en una dosificación de 7 mg/L de clarificador a la entrada de la celda de flotación.

6.2.3 Filtro de adsorción. La filtración de aceite y sólidos suspendidos en el agua asociada a la producción de petróleo se desarrolló a partir de los filtros de arena y otros materiales que se utilizaban tradicionalmente para el tratamiento de agua potable. Este procedimiento tuvo un buen desempeño desde sus etapas iniciales y se posicionó en el mercado de una manera rápida en razón a sus buenos resultados.

Los filtros de adsorción se utilizan para remover las concentraciones de aceite más pequeñas que otros equipos no pueden remover. Su alcance se extiende más allá del concepto tradicional de remover partículas sólidas de una corriente líquida o gaseosa que no pudieran pasar a través del medio filtrante por tener un tamaño mayor a los orificios del mismo.

Según Exterran³⁹, Los primeros filtros fueron utilizados exclusivamente para sólidos y se clasificaban en filtros superficiales (tamices), correspondientes a una capa perforada del material del filtro y en filtros de lecho, fabricados con una cantidad de material particulado diseñado para retener las partículas que no puedan pasar a través de los caminos tortuosos del medio filtrante. El fluido puede atravesar el filtro al aplicarle presión o por gravedad si el flujo es descendente. Los filtros de lecho filtrante son más aplicados para el tratamiento de agua de producción.

El diseño del filtro debe ser eficiente, económico y de fácil operación y mantenimiento. Además, debe tomar en cuenta tres factores principales: desempeño del filtro, tasa de filtración y las propiedades del medio filtrante como por ejemplo su capacidad de retención.

Los mecanismos que existen para que estas partículas queden dentro del lecho filtrante son colisión directa, fuerzas de London o Van der Waals, atracción o repulsión por cargas superficiales.

A medida que el filtro cumple su función, la carga sobre el mismo desarrolla acumulaciones que bloquean los caminos tortuosos y dificultan el paso del líquido en tratamiento. Además, su capacidad de retención por cualquiera de los métodos enunciados anteriormente se disminuye a medida que se bloquean los caminos de por los que pasa el fluido, reduciendo progresivamente su eficiencia, por lo cual el medio filtrante debe ser lavado periódicamente para librarlo de los contaminantes retenidos, los cuales son extraídos para tratamiento o disposición posterior. En caso de no realizar este procedimiento se corre el riesgo que la presión acumulada a la entrada del material filtrante cause una fractura en el mismo por la cual se puede canalizar todo el líquido, evadiendo el material filtrante.

³⁹ EXTERRAN. Deep bed nutshell filter evolution. League City, Texas: Exterran, 2010. p. 5.

6.2.3.1 Características del medio filtrante. Los filtros de lecho han sido utilizados por más de un siglo y debido al buen funcionamiento que han tenido se han reducido considerablemente las innovaciones, en parámetros como la profundidad del lecho filtrante, y nuevos materiales. El sistema de retrolavado por otra parte ha sido la sección del proceso de filtración en el que se ha realizado la mayor parte de las modificaciones en los últimos años.

Según EXTERRAN⁴⁰, el material de filtración ha sufrido las siguientes modificaciones:

- En 1700 se utilizaba para aplicación doméstica de limpieza del agua lana, esponjas y carbón como medio filtrante.
- En 1804 se fabricó la primera planta de tratamiento municipal con filtros de arena.
- En 1890 En Estados Unidos se fabricaron grandes filtros de arena para la distribución de agua pública.
- En 1970 la contaminación por microorganismos y químicos que causaban enfermedades forzaron la mejora de las tecnologías para el tratamiento de agua potable.
- El cloruro de polivinilo fue utilizado como material filtrante porque retenía más aceite que los filtros de arena y antracita, pero resultaba muy difícil de realizar el retrolavado.
- El tratamiento químico se utilizó durante alguna época para modificar las características del medio filtrante y mejorar sus condiciones de retención, pero desgastaba muy rápidamente el lecho, por lo que su uso fue discontinuado.
- A principios de 1970 la cascarilla de nuez negra fue introducida como material filtrante, desempeñándose mejor que la arena y otros materiales. Su gravedad específica varía entre 1,3 a 1,4, entre sus propiedades esta que es ligera, fuerte y mucho menos abrasiva que la arena o el carbón de antracita.

Adicionalmente, se encontró que la cáscara de nuez tiene la capacidad de juntar las gotas dispersas de aceite en el agua y acumularlas en los espacios intersticiales del lecho filtrante. Además, la cáscara de nuez negra disminuye la afinidad que tiene con el aceite cuando se cubre su superficie con agua, lo que la hace adecuada para el proceso de retrolavado periódico, al que es sometida para recuperar su capacidad de retención. Entre otros beneficios también se encuentran su disponibilidad

⁴⁰ Ibid., p. 3.

comercial, el bajo desgaste que sufre el cual es de aproximadamente 10% cada año y que no necesita el uso de surfactantes o solventes para lavar el medio filtrante.

La Tabla 13 muestra resumidamente las pruebas de humectabilidad llevadas a cabo por Hirs⁴¹, comparando la afinidad que posee cada material con las desventajas de cada uno.

Tabla 13. Humectabilidad de los materiales usados como medio filtrante.

MATERIAL DEL LECHO FILTRANTE	COCIENTE DE AFINIDAD AL PETRÓLEO PROMEDIO	DESVENTAJAS
PVC	0,212	Adsorbe el petróleo dentro de su estructura dificultando la limpieza del material para recuperar su capacidad de filtración.
ANTRACITA	0,042	Se fractura con facilidad reduciendo la vida útil del filtro
ARENA	0,043	Abrasiva con el material y el contenedor, por su peso requiere mayor energía para el retrolavado.
CASCARA DE NUEZ	0,033	Posee baja afinidad por el petróleo para permitir que el material sea mojado por él.

Fuente: HIRS G. US Patent 3.992.291: method of filtering oil from liquids.1976.

A pesar de que la cáscara de nuez es un material que tiene una baja afinidad al petróleo y por ende una mayor afinidad al agua, posee la habilidad de que una vez se ha saturado su superficie con agua, las gotas de aceite en lugar de ser retenidas por fenómenos de adsorción como en el caso del PVC, son capturadas en su superficie, lo que permite su acumulación alrededor de las partículas del lecho filtrante. A su vez, cuando exista un taponamiento de los canales por donde pasa la corriente de fluido y genere un diferencial de presión suficiente (generalmente 15 psi) entre un punto aguas abajo y un punto aguas arriba del lecho filtrante, las gotas de aceite adheridas pueden ser removidas con mayor facilidad que cualquiera de los otros materiales.

Según Rawlins Y Erickson⁴², aunque la cáscara de nuez como medio filtrante se ha utilizado durante más de 40 años, el mecanismo por el cual ocurre la separación de aceite de la corriente de agua aún no ha sido lo suficientemente investigado. De

⁴¹ HIRS G. US Patent 3.992.291: Method of filtering oil from liquids.1976. citado por EXTERRAN WATER SOLUTIONS. Deep bed nutshell filter evolution. League City, Texas: EXTERRAN, 2010. p. 4.

⁴² RAWLINS, C.; ERICKSON, A. Characterization of deep bed filter media for oil removal from produced water. Phoenix, Arizona: SME Annual Meeting, 2010. p. 2.

acuerdo con Hirs⁴³ en 1975 fue el primero en explicar su patente U.S. 3.992.291 que la cáscara de nuez posee la capacidad de inducir la coalescencia de las gotas de aceite a pesar de tener una afinidad baja con esta sustancia, por lo cual son fácilmente lavable durante el retrolavado. Rahman y Ezzat⁴⁴ establecen que el método de filtración era interceptación directa y adsorción. Sin embargo, mencionan que a pesar de ser un material hidrofílico (facilidad de retrolavado) tiene altas características adsorbentes para el aceite, lo que lo haría oleofílico, lo cual resulta contradictorio.

Muchos casos de estudio sobre la efectividad de los filtros han sido publicados, pero ninguno explica claramente el principio de atracción entre el medio filtrante y las partículas de aceite. Por ejemplo, Mantilla⁴⁵ muestra que de una corriente de agua de producción con 21 mg/l de sólidos y 5mg/l de aceite a la entrada del filtro, resultó una corriente de agua con 4 mg/l de sólidos y 1 mg/l de aceite a la salida del equipo.

Srinivasan y Viraraghavan⁴⁶ pusieron a prueba la capacidad de sorción (término que se utiliza para describir cuando un sólido retiene las moléculas de un fluido sin especificar si es por absorción o adsorción) de la cáscara de nuez con diversos aceites industriales, y encontró que la sorción disminuía a medida que la viscosidad y la tensión interfacial del aceite aumentaban, con capacidades de sorción entre 0,5 y 0,8 gramos de aceite por gramo de material. Igualmente coinciden en que la cáscara de nuez tiene excelentes características para la coalescencia y la filtración, así como resistencia superior al desgaste mecánico de las partículas granuladas.

Finalmente, Rawlins Y Erickson⁴⁷, establecen que si bien la cáscara de nuez es un material hidrofílico, la adsorción a la superficie de un material se puede dar por razones físicas o químicas (fisorción y quimisorción), por lo cual proporcionan tres alternativas para definir el mecanismo de retención, aunque insisten en que debe ser objeto de investigación el mecanismo exacto: la primera es que la fisorción o quimisorción pueden estar presentes en forma débil causando la retención de aceite por la superficie del material. La segunda alternativa considera las fuerzas capilares entre o dentro de la cáscara de nuez y finalmente algún grado de oleofilicidad no especificado anteriormente.

⁴³ HIRS G. Op. cit., p. 4.

⁴⁴ RAHMAN, S.; EZZAT, A. Recent advances in the filtration of oil field brines and injection waters. 1988. Citado por RAWLINS, C.; ERICKSON, A. Characterization of deep bed filter media for oil removal from produced water. Phoenix, Arizona: SME Annual Meeting, 2010. p. 2.

⁴⁵ MANTILLA, I.; QUINTERO, P. Comprehensive system for treatment and injection of produced water: Field cases. Citado por RAWLINS, C.; ERICKSON, A. Characterization of deep bed filter media for oil removal from produced water. Phoenix, Arizona: SME Annual Meeting, 2010. p. 2.

⁴⁶ SRINIVASAN, A.; VIRARAGHAVAN, T. Removal of oil by walnut Shell media. *En*: Bioresource Technology, 2008. vol. 99, no. 17, p. 8217-8220.

⁴⁷ RAWLINS, C.; ERICKSON, A. Op. cit., p. 3.

6.2.3.2 Concentración de partículas en suspensión. La corriente de entrada a los filtros corresponde a la salida de la unidad de flotación. Por lo que la concentración de aceite y sólidos en el agua de producción de esta línea es menor a la de la entrada del sistema, debido a la remoción realizada por la celda de flotación. Teniendo en cuenta los valores de remoción obtenidos por la Ecuación 12, se puede aplicar el siguiente cálculo para hallar la concentración de entrada a los filtros de cáscara de nuez:

$$\text{Concentración corriente de entrada filtros} = 733 \frac{\text{mg}}{\text{L}} - 689,02 \frac{\text{mg}}{\text{L}} = 43,98 \frac{\text{mg}}{\text{L}}$$

6.2.3.3 Capacidad de tratamiento. De acuerdo con Rawlins Y Erickson⁴⁸, para un filtro genérico de cáscara de nuez, existen ciertas condiciones de frontera o límites en el diseño, pero estas pueden variar de acuerdo a la región donde se requiera la instalación de un equipo de filtración. La Tabla 14 resume las condiciones presentadas.

Tabla 14. Parámetros de diseño de un filtro.

PARAMETRO	UNIDADES	LIMITE MININMO	LIMITE MAXIMO
Caudal de agua	BPD	5.000	75.000
Temperatura	°F	Ambiente	150
Presión de operación	Psig	14,7	50
Concentración de aceite en agua (O/W)	mg/L	< 50 a la entrada del filtro	< 5 a la salida del filtro
Concentración de sólidos suspendidos	mg/L	< 25 a la entrada del filtro	< 5 a la salida del filtro
Tamaño de partícula	µm	< 20 gotas de aceite;< 10 sólidos a la entrada del filtro	< 2 aceite y solidos a la salida del equipo
Material del lecho	-	Cáscara de nuez de castilla (walnut)	Cascara de nuez pacana (pecan)

Fuente: RAWLINS, C.; ERICKSON, A. Characterization of deep bed filter media for oil removal from produced water. Phoenix, Arizona: SME Annual Meeting, 2010. p. 1. Modificado por los autores.

Según las pruebas de laboratorio realizadas por Srinivasan y Viraraghavan⁴⁹, para medir la capacidad de retención de la cáscara de nuez con diferentes aceites industriales, encontraron que para el aceite de canola, el cual tiene una densidad de 0,9132 g/cm³, la capacidad de sorción es de 0,58 g de aceite/g de cáscara de nuez. Para efectos del proyecto se tomará este último valor como la capacidad de retención de este medio filtrante para las partículas de crudo dispersas en el agua de producción que se trata en la Estación Jaguar, debido a la similitud que se presenta entre la densidad del aceite de canola y el crudo de la Estación Jaguar, el cual tiene una densidad de 0,9218 g/cm³.

⁴⁸ Ibid., p. 1.

⁴⁹ SRINIVASAN, VIRARAGHAVAN. Op. cit., p. 2.

Basados en lo anterior, la cantidad de cáscara de nuez que se necesita para separar el crudo del agua está dada por la Ecuación 13.

Ecuación 13. Capacidad de retención filtro cáscara de nuez.

$$\text{Capacidad de retención} = \frac{\text{Masa de aceite retenido}}{\text{Masa de cáscara de nuez}}$$

$$\text{Masa de cáscara de nuez} = \frac{\text{Masa de Aceite retenido}}{\text{Capacidad de retención}} = \frac{\text{Conc. Aceite y Sólidos} * \text{Caudal de Agua}}{\text{Capacidad de retención}}$$

$$= \frac{43,98 \frac{\text{mg aceite y sólidos}}{\text{L}} * \frac{1 \text{ g}}{1.000 \text{ mg}} * 50.000 \frac{\text{Bbl}}{\text{día}} * \frac{158,987262 \text{ L}}{1 \text{ Bbl}} * 1 \text{ día}}{0,58 \frac{\text{g de aceite}}{\text{g de cáscara}}}$$

$$\text{Masa de cáscara de nuez} = 602.781,02 \text{ g de cáscara de nuez} * \frac{1 \text{ kg}}{1.000 \text{ g}}$$

$$\text{Masa de cáscara de nuez} = 602,78 \text{ kg de cáscara de nuez}$$

6.2.3.4 Volumen del filtro. Una vez conocida la cantidad en masa que se requiere para retener la concentración de crudo y sólidos del agua de producción, el volumen que ocupa la cáscara de nuez dentro del tanque de filtración, se puede calcular aplicando la Ecuación 14, utilizando la densidad del lecho filtrante, que de acuerdo con Srinivasan⁵⁰ corresponde a 0,64 kg/L.

Ecuación 14. Volumen de la cáscara de nuez.

$$\rho_{\text{cáscara de nuez}} = \frac{m_{\text{cáscara de nuez}}}{V_{\text{cáscara de nuez}}}$$

Fuente: BROWN, T., et al. Química la ciencia central. 11 ed. Bogotá D.C.: Pearson, 2009. p. 17.

$$V_{\text{cáscara de nuez}} = \frac{m_{\text{cáscara de nuez}}}{\rho_{\text{cáscara de nuez}}} = \frac{602,78 \text{ kg}}{0,64 \frac{\text{kg}}{\text{L}}}$$

$$V_{\text{cáscara de nuez}} = 941,84 \text{ L de cáscara de Nuez} * \frac{0.035315 \text{ ft}^3}{1 \text{ L}} = 33,26 \text{ ft}^3$$

⁵⁰ Ibid., p 2.

Este volumen corresponde a la cáscara de nuez compacta, sin embargo, su distribución en partículas la convierten en un medio poroso y permeable, por lo que la máxima porosidad que podría tener en caso de que las partículas de cáscara de nuez fueran esféricas en un arreglo cúbico, según Graton⁵¹ sería de 47,6%. Utilizando la Ecuación 15 es posible hallar el volumen máximo del lecho filtrante poroso.

Ecuación 15. Porosidad del lecho filtrante.

$$\phi = \frac{(V_{total} - V_{cáscara})}{V_{total}}$$

Fuente: SERRA, O. Fundamental of well log interpretation: the acquisition of logging data. Amsterdam: Elsevier, 1984. p. 6.

$$V_{total} = \frac{V_{cáscara}}{1 - \phi} = \frac{33,26ft^3}{1 - 0,476} = 63,47 ft^3$$

Por lo tanto, el tanque de filtración debe tener un volumen mayor a 63,47 ft³ para darle capacidad suficiente al tanque para almacenar el lecho filtrante junto a la porosidad que forme al momento del asentamiento de las partículas de cáscara de nuez, de manera tal que la corriente de entrada del fluido pueda ocupar el área completa de contacto del filtro y permita una distribución uniforme a través del lecho filtrante para evitar la canalización. Adicionalmente debe existir un espacio disponible encima del nivel del lecho filtrante en reposo, para que permita la fluidización y movimiento de las partículas para realizar el proceso de limpieza de la cáscara de nuez durante el retrolavado.

6.2.3.5 Sistema y equipos de retrolavado. El retrolavado es un proceso automatizado que se activa por alguna de las siguientes razones: cuando la calidad del agua es menor al valor de calidad fijado en la instrumentación, cuando el filtro alcanza una caída de presión determinada o cuando el tiempo establecido para realizar el retrolavado ha transcurrido, el cual puede variar entre 6 y 8 horas generalmente.

Un diseño apropiado para el sistema de retrolavado debe cumplir con los siguientes parámetros:

- Alta remoción de las partículas de aceites y de sólidos.
- Bajos esfuerzos mecánicos sobre las partículas del lecho filtrante.

⁵¹ GRATON, L.; FRASER H. Systematic packing of spheres with particular reference to porosity and permeability. En: Journal of Geology, Noviembre, 1935. vol. 43, no. 8, p. 785–909.

- Corto tiempo del ciclo de retrolavado.

De acuerdo con EXTERRAN⁵², los filtros se clasifican en cinco generaciones de acuerdo al tipo de retrolavado. La primera generación se caracterizaba por realizar el retrolavado del filtro pasando el medio filtrante a un tanque diferente. El problema de esta generación de filtros era que el asentamiento del medio filtrante taponaba las tuberías de salida del equipo al ser devuelto al filtro.

La segunda generación corrigió el problema que presentaban los filtros de primera generación, por medio de la adición de una boquilla especializada que devolvía el medio filtrante a la vasija principal. Con esto se redujo la cantidad de partículas que se quedaban atrapadas en el tanque, donde era realizado el retrolavado.

Teniendo en cuenta los sobrecostos que generaba tener un equipo adicional para realizar el retrolavado y el desgaste que obligaba a reemplazar constantemente la cascara de nuez, se implementaron filtros de tercera generación que reemplazaron el tanque adicional con la instalación de una bomba de lodo dentro del filtro, con lo cual se solucionó el problema de costos, pero continuaba con el inconveniente del desgaste sufrido en el medio filtrante.

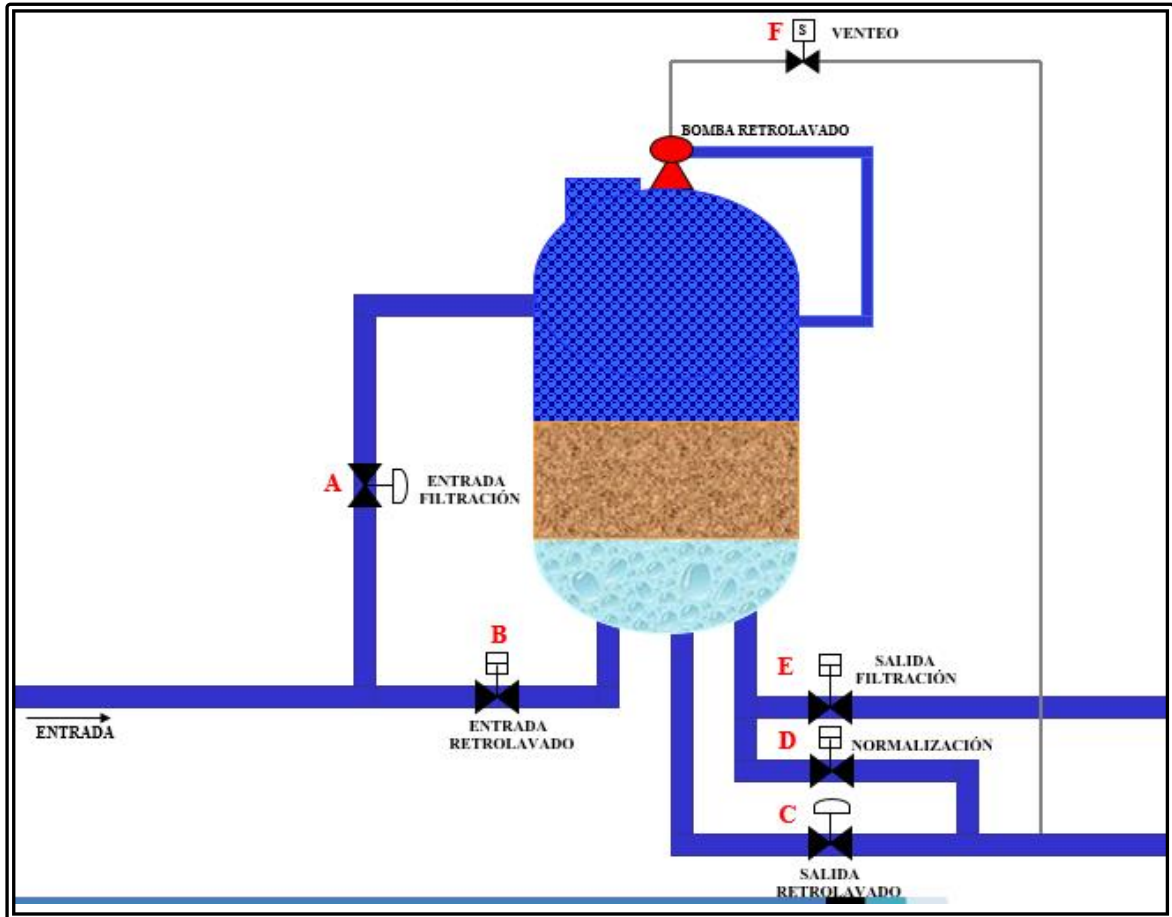
En la cuarta generación se corrigió el desgaste del medio cuando este pasaba por la bomba al adicionar un impulsor interno controlado por un control externo. Esta generación eliminó la idea de un separador interno fijo y lo reemplazó por una malla de alambre que rotaba junto al impulsor. Este tipo de filtros solo se podían utilizar en tanques horizontales.

La quinta generación de filtros se emplea en tanques tanto horizontales como verticales y se caracteriza por la eliminación de todos los elementos rotatorios dentro del equipo por medio de la implementación de boquillas distribuidas al interior del filtro por las cuales se envía el fluido de la corriente de entrada (agua aceitosa) a alta velocidad y con esto se realiza el proceso de retrolavado.

Para la ampliación, se escoge un filtro de quinta generación debido a que resuelve los problemas asociados a las otras generaciones, además de tener mayor disponibilidad en el mercado. Las corrientes de este tipo de filtro se observan en la Ilustración 14.

⁵² EXTERRAN. Op. cit., p. 7.

Ilustración 14. Filtro de quinta generación.



Fuente: BAWER S.A. Sistema de filtración con cáscara de nuez – BFS. [diapositivas]. Bogotá D.C.: BAWER S.A., 2015. 8 diapositivas, color.

- **Tanques decantadores.** También llamados tanques de retrolavado, son aquellos equipos que reciben el agua de producción que se utiliza para el procedimiento de limpieza del lecho filtrante con la cantidad de aceite y sólidos retenidos por el mismo. Su principio de funcionamiento es la segregación gravitacional que permite que se decanten los sólidos aceitosos del agua de retrolavado. Usualmente poseen una tolva o forma cónica en el fondo para facilitar la acumulación y posterior remoción de los sólidos aceitosos mediante gravedad o bombas de diafragma para el proceso de biorremediación, el cual consiste en recuperar el aceite adherido a los sólidos para la disposición de estos últimos. El agua almacenada y tratada en este tanque de sedimentación generalmente se retorna al proceso. Para el caso de la ampliación, el agua será retornada a la entrada de la celda de flotación.

Según CEPSA COLOMBIA S.A.⁵³, el proceso de retrolavado tiene una duración aproximada de 17 minutos por filtro, dentro de los cuales, 4 minutos son para recirculación del fluido y cáscara de nuez dentro del equipo a través de una bomba. Para determinar la capacidad del tanque decantador se tienen en cuenta los 13 minutos restantes que corresponden al tiempo que permanece abierta la válvula de entrada a los decantadores. De acuerdo con el Ing. Juan Manuel Rodríguez (CEPSA COLOMBIA S.A. Bogotá D.C., Colombia, observación inédita, 2016), los decantadores trabajan al 85% de su capacidad nominal, por lo que la capacidad mínima de almacenamiento de agua que debe tener el tanque de decantación será:

$$50.000 \text{ BWPD} * \frac{1 \text{ día}}{1.440 \text{ minutos}} = 34,72 \frac{\text{Bbl}}{\text{min}} * 13 \text{ minutos de retrolavado}$$

$$= \frac{451,36 \text{ Bbl}}{85\%} = 531,01 \text{ Bbl}$$

Las especificaciones del tanque decantador que cumple con las condiciones dimensionadas de capacidad de almacenamiento de acuerdo con información comercial proporcionada por Cepsa Colombia S.A. se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15. Especificaciones de los tanques decantadores.

Nombre del Equipo	Tanques de decantación
Forma	Cilíndrica con tolva en el fondo
Diámetro	12 ft OD Comercial
Altura	27 ft Comercial
Capacidad Nominal	535 Bbl
Presión de Diseño	0,5 psig
Temperatura de Diseño	200°F
Presión de Operación	0,2 psig
Temperatura de Operación	175°F

Fuente: BAWER S.A. Catálogo de modelos de tanques de decantación. 2015.

- **Tiempo de residencia.** Es el tiempo que transcurre desde que una partícula ingresa al equipo hasta que atraviesa la salida del mismo. Este debe ser mayor al tiempo necesario para que ocurra la separación de las fases. Para este caso se determinará el tiempo de separación de las partículas de hidrocarburos y sólidas por medio de la velocidad de sedimentación y la altura del tanque de decantación. Para ello se debe tener en cuenta que según Nieto⁵⁴, la densidad promedio de los sólidos es de 2,47 gr/cm³ y la del crudo en la Estación Jaguar es de 921,8 Kg/m³.

⁵³ CEPSE COLOMBIA S.A. Suministro planta de tratamiento de agua de producción: Campo Jilguero. Bogotá D.C.: CEPSE COLOMBIA S.A., 2014. p. 14.

⁵⁴ NIETO, Alex. Guías de estudio de facilidades de producción. Bogotá D.C., 2016.

Aplicando la Ecuación 3 se obtiene:

$$V_{t_{sólidos}} = \frac{9,8 \frac{m}{s^2} (20 * 10^{-6} m)^2 * \left(2,47 \frac{gr}{cm^3} * \frac{1.000.000 cm^3}{1 m^3} * \frac{1 kg}{1.000 gr} - 971,8 \frac{Kg}{m^3} \right)}{18 * 3,598273265 * 10^{-4} Pa * s}$$

$$V_{t_{sólidos}} = 9,07 * 10^{-4} \frac{m}{s} * \frac{1 ft}{0.3048 m} = 2,98 * 10^{-3} \frac{ft}{s}$$

$$V_{t_{crudo}} = \frac{9,8 \frac{m}{s^2} * (300 * 10^{-6} m)^2 * \left(971,8 \frac{Kg}{m^3} - 921,8 \frac{Kg}{m^3} \right)}{18 * 3,598273265 * 10^{-4} Pa * s}$$

$$V_{t_{crudo}} = 6,81 * 10^{-3} \frac{m}{s} * \frac{1 ft}{0,3048 m} = 0,022 \frac{ft}{s}$$

$$t_{sólidos} = \frac{27 ft * 0,85}{2,98 * 10^{-3} \frac{ft}{s}} = 7.701,34 s * \frac{1 min}{60 s} * \frac{1 hora}{60 min}$$

$$t_{sólidos} = 2,14 horas$$

$$t_{crudo} = \frac{27 ft * 0,85}{0,022 \frac{ft}{s}} = 1.043,18 s * \frac{1 min}{60 s} = 17,39 min$$

De acuerdo con los valores estimados para los tiempos de separación de crudo y sólidos, se concluye que el tiempo de residencia para los tanques decantadores debe ser aproximadamente de 2 horas y 8 minutos.

6.2.3.6 Eficiencia de filtración. Según Ziad⁵⁵ la eficiencia de un equipo de filtración con cáscara de nuez es usualmente mayor al 90%, pero puede variar de acuerdo a las condiciones de operación. Para efecto de los cálculos se tomará el valor de la eficiencia en 90%.

6.2.3.7 Forma y dimensiones del filtro. Generalmente los filtros de cáscara de nuez poseen una forma cilíndrica. La Ecuación 16 permite determinar el diámetro requerido de un tanque cilíndrico en posición vertical.

⁵⁵ ZIAD, Zainab. Removal of oil from wastewater using walnut-Shell. En: Al- Khwarizmi engineering journal, 2005. vol. 1, no. 1, p. 117-124.

Ecuación 16. Diámetro de tanque cilíndrico vertical.

$$d^2 = 6.691F \frac{Q_w * \mu}{(\Delta S. G.) * d_m^2}$$

Fuente: ARNOLD, KEN; STEWART MAURICE. Design of oil handling systems and facilities. 2 ed. Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 1999. p. 206.

Donde:

- F: Factor para turbulencia.
- Q_w : Caudal de agua, BPD.
- μ : Viscosidad del agua a la temperatura de operación, cP.
- $\Delta S.G.$: Diferencia de gravedades específicas entre el agua y el aceite, adimensional.
- d_m : diámetro de gota de aceite, μm .
- d: Diámetro del equipo, pulgadas.

El factor de turbulencia representa la distribución imperfecta de la sección transversal del tanque y depende de las condiciones de flujo dentro del equipo. Se determina utilizando la eficiencia del equipo por medio de la Ecuación 17.

Ecuación 17. Factor de turbulencia.

$$F = \frac{1}{E}$$

Fuente: ARNOLD, KEN; STEWART MAURICE. Design of oil handling systems and facilities. 2 ed. Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 1999. p. 206.

El diámetro del filtro propuesto para la ampliación del sistema de agua de producción de la Estación Jaguar será:

$$F = \frac{1}{90\%} = \frac{1}{0,9} = 1,11$$

$$d^2 = 6.691 * 1,11 \frac{50.000 \text{ BWPD} * 0,3635 \text{ cP}}{(0,9825 - 0,8962) * (300 \mu m)^2}$$

$$d^2 = 17.379,41 \text{ in}^2$$

$$d = \sqrt{17.379,41 \text{ in}^2} = 131,83 \text{ in}$$

Teniendo en cuenta los 4 minutos del retrolavado durante los cuales el fluido y la cáscara de nuez son recirculados dentro del mismo equipo por medio de una bomba, creando un circuito cerrado que golpea y afloja los contaminantes presentes en la cáscara para desalojar posteriormente el agua sucia, se halla el volumen mínimo del filtro requerido.

$$50.000 \frac{\text{Bbl}}{\text{día}} * \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ horas}} * \frac{1 \text{ hora}}{60 \text{ minutos}} * 4 \text{ minutos} = 138,89 \text{ Bbl}$$

$$138,89 \text{ Bbl} + \left(63,47 \text{ ft}^3 * \frac{1 \text{ Bbl}}{5,615 \text{ ft}^3} \right) = 150,20 \text{ Bbl}$$

Las especificaciones del filtro que cumple con las condiciones dimensionadas de acuerdo con información comercial proporcionada por Cepsa Colombia S.A. se muestran en la Tabla 16.

Tabla 16. Especificaciones del filtro.

Nombre del Equipo	Filtro de Cáscara de Nuez
Forma	Cilíndrica
Diámetro	12 ft OD Comercial
Altura	8 ft Comercial
Capacidad Nominal	160 Bbl
Presión de Diseño	75 psig
Temperatura de Diseño	200 °F
Presión de Operación	45 psig
Temperatura de Operación	175 °F

Fuente: BAWER S.A. Catálogo de modelos de filtros de cáscara de nuez. 2015.

El área de contacto del lecho filtrante con el agua de producción se determina por medio de la Ecuación 18.

Ecuación 18. Área de contacto del lecho filtrante.

$$A = \pi * r^2$$

Fuente: CORTAZAR, Juan. Tratado de geometría elemental. León, España: Universidad de León, 1858. p. 78.

$$A = \pi * \left(\frac{12 \text{ ft}}{2} \right)^2 = 113,10 \text{ ft}^2$$

El espesor del lecho de cáscara de nuez dentro del tanque será de:

$$h = \frac{V}{A} = \frac{63,47 \text{ ft}^3}{113,10 \text{ ft}^2} = 0,57 \text{ ft}$$

El tiempo de retención en el filtro, teniendo en cuenta el caudal de los retrolavados será de:

$$50.000 \text{ BWPD} - 1.770,83 = 48.229,17$$

$$t = \frac{W}{Q} * 1440 = \frac{160 \text{ Bls}}{48.229,17 \text{ BWPD}} * 1.440 = 4,8 \text{ min}$$

Con lo anterior se cumple con el objetivo del dimensionamiento conceptual de los equipos. A continuación, se verificará el comportamiento en conjunto y el requerimiento hidráulico que tendrá el sistema completo.

6.3 DIMENSIONAMIENTO CONCEPTUAL DEL SISTEMA

Según el Ing. Juan Manuel Rodríguez (CEPSA COLOMBIA S.A., Bogotá D.C., observación inédita, 2016) el espacio disponible en la Estación Jaguar para la ampliación es de 8.072,93 ft² y la sumatoria de las áreas de los equipos es de 541,19ft², por lo que queda un área de 7.531,74 ft² disponible para la construcción de la base de los equipos, la instalación de la red hidráulica y espacios libres para los equipos de futuras ampliaciones en caso de ser necesario. En la Ilustración 15, se presenta un diagrama de flujo simplificado de la propuesta de la ampliación.

Ilustración 15. Propuesta de la ampliación.



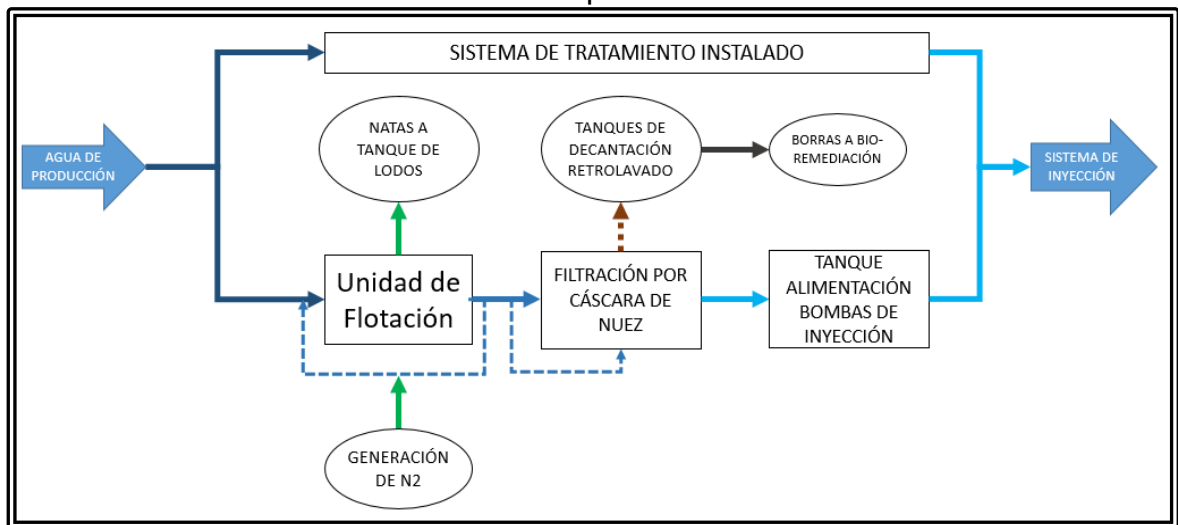
Este sistema plantea que la concentración de partículas de sólidos, grasas y aceites a la entrada del sistema debe estar por debajo de los 1.000 mg/L cada uno y asegurará que a la salida del sistema se encuentre por debajo de 5 mg/L tanto la concentración de sólidos como la concentración de grasas y aceites.

Además de los equipos, la ampliación del sistema de tratamiento requerirá la instalación de la red hidráulica, la conexión de la instrumentación al cuarto de control de la estación, la conexión eléctrica para los equipos y el servicio de construcción de las plataformas en concreto donde reposarán los equipos, lo cual aumentará los

costos del proyecto. Las especificaciones para la instalación de las conexiones y de los equipos en planta son propias de la compañía comercial que vaya a llevar a cabo la ampliación, por lo tanto, sus especificaciones se encuentran fuera del alcance de este proyecto.

La distribución en planta se recomienda que se haga según la secuencia de tratamiento del fluido, permitiendo espacios de circulación que faciliten el acceso para control manual de la operación en caso de requerir operación manual por alguna eventualidad, toma de muestras y mantenimiento. La secuencia del proceso y las corrientes de entrada y salida, junto a las operaciones adicionales se muestran en la Ilustración 16.

Ilustración 16. Funcionamiento de la ampliación.



Adicional a los equipos ya mencionados se propone poner un filtro de cáscara de nuez con su respectivo tanque decantador que tenga las mismas características del dimensionamiento, para que sirva como equipo de respaldo en la etapa final de separación, en caso de necesitar mantenimiento de alguno de los filtros o de presentarse alguna eventualidad, debido a que no existe un equipo de separación aguas abajo del mismo.

La selección de los equipos a utilizar en la ampliación del sistema de tratamiento de agua de la Estación Jaguar deberá cumplir con las especificaciones de la Tabla 17, para garantizar una separación efectiva de los contaminantes del agua de producción.

Tabla 17. Especificaciones de los equipos dimensionados para la ampliación.

Fase de Tratamiento de agua	Secundario	Terciario	Posterior
Descripción	Equipo diseñado para remover concentraciones de grasas-aceites y sólidos menores a 1.000 mg/L.	Reduce la carga de aceite y sólidos a condiciones inferiores a 5 mg/L para la reinyección.	Equipos que recogen los lodos (sólidos con contaminación de aceites e hidrocarburos) para el tratamiento de biorremediación.
Principio	Flotación	Filtración por sorción	Segregación Gravitacional
Tipo	Microburbujas de Gas Inducido dentro del equipo con burbujas de 10 micras	Medio Filtrante de Cáscara de Nuez.	Tanque con Fondo cónico que facilita limpieza.
Caudal de tratamiento	50.000 BWPD	48.645,92 BWPD	1354,08 BWPD
Cantidad de unidades	1 Unidad de Flotación de 4 Cámaras(Celdas)	2 Unidades: 1 en operación y 1 en Back-up.	2 Unidades: 1 por cada Filtro de Cáscara de Nuez para el proceso de retrolavado.
Tiempo de Retención	2,47 minutos	4,81 minutos	2,14 horas
Área de Separación	315 ft ²	113,10 ft ²	113,10 ft ²
Capacidad Volumétrica Efectiva	343,33 Bbl	150,20 Bbl	531,01 Bbl
Capacidad Nominal	400 Bbl	160 Bbl	535 Bbl
Material Adicional	Nitrógeno (N ₂)	Cáscara de Nuez	N/A
Cantidad requerida de material adicional	345,69 SCFPD	602,78 Kg	N/A
Presión de operación	0,2 psig	45 psig	0 psig
Eficiencia	94%	90%	90%

7. COMPROBACIÓN DEL BALANCE HIDRÁULICO Y VOLUMÉTRICO DE LA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA

Para verificar que el comportamiento de la ampliación del sistema de tratamiento de agua de producción de la Estación jaguar sea viable con los parámetros de diseño dimensionados, se procederá a simular el funcionamiento del tren de tratamiento propuesto mediante un balance hidráulico y un balance volumétrico.

El balance volumétrico se realizará con el fin de establecer las condiciones de operación de las corrientes de entrada y salida de agua de producción de cada uno de los equipos, en conjunto con la variación en las concentraciones de sólidos, grasas y aceites a medida que actúan los equipos de la planta de tratamiento. Para este análisis se utilizará el software EXCEL versión 2013.

De igual manera se realizará una simulación de la red hidráulica necesaria para su funcionamiento con una distribución en línea de los equipos, estimando las pérdidas de presión a lo largo del sistema y los requerimientos de presión adicionales a partir de las presiones de operación de los equipos y de las corrientes de entrada y salida del sistema. Este balance hidráulico será validado mediante el software PIPE FLOW EXPERT versión 7.3.

7.1 BALANCE VOLUMÉTRICO

El balance volumétrico consiste en verificar que el sistema propuesto en el capítulo 6 cumpla con la ley de la conservación de la materia como se muestra en la Ecuación 19. El alcance del balance volumétrico se delimitará a establecer los caudales diarios de las corrientes que se puedan derivar de los equipos de tratamiento, al producirse la separación de la mezcla presente en el fluido que ingresa en ellos y los valores de los parámetros más relevantes para la disposición del agua en cada corriente, como lo son la concentración de sólidos totales y la concentración de grasas y aceites, de acuerdo con las características del agua de producción a la entrada del sistema.

Ecuación 19. Balance de materia.

$$Masa_{entra} + Masa_{generada} = Masa_{sale} + Masa_{acumulada}$$

Fuente: HIMMELBLAU, David. Principios básicos y cálculos en ingeniería química. 6 ed. México: Pearson, 1997. p. 144.

Como el sistema trabaja con un fluido incompresible como lo es el agua en su estado líquido, la Ecuación 19 se puede reescribir en términos de volumen, como se aprecia en la Ecuación 20.

Ecuación 20. Balance volumétrico.

$$Volumen_{entra} + Volumen_{generado} = Volumen_{sale} + Volumen_{acumulado}$$

Fuente: OROZCO, Martha. Operaciones unitarias. México: Limusa, 1998. p. 21.

Se debe tener en cuenta que la simulación se realizará después de haber puesto los equipos en funcionamiento por lo que la acumulación volumétrica tendrá un valor de cero debido a que es flujo constante y el nivel de líquido al interior de los equipos será constante a través del tiempo. Además, cabe resaltar que no se presenta ninguna generación de fluidos en los equipos porque todo el volumen proviene únicamente de los pozos productores de los 5 campos vinculados a la estación. Por lo explicado anteriormente la Ecuación 20 quedará de la siguiente forma:

$$Volumen_{entra} = Volumen_{sale}$$

El simulador escogido para modelar el comportamiento volumétrico de la ampliación del sistema de tratamiento de agua de la estación Jaguar es Excel, el cual es un programa informático (software) que permite trabajar con hojas de cálculo. Las hojas de cálculo son programas informáticos con presentación de planillas para la ejecución de cálculos numéricos y funciones matemáticas. Por medio de este software y la creación de la plantilla adecuada para la ejecución de los cálculos pertinentes para el balance volumétrico se simulará el proceso de tratamiento de agua en los equipos de la ampliación.

La ventaja que representa utilizar Excel para el cálculo del balance volumétrico es que permite implementar las fórmulas matemáticas pertinentes para el proceso bajo análisis, de acuerdo con los resultados que se desean obtener, sin estar limitado por las fórmulas que haya especificado el programador como ocurre en la mayoría de los softwares. Igualmente, permite la inclusión de ilustraciones sobre la hoja de cálculo para permitir una mejor comprensión y presentación del proceso representado.

Los datos de entrada establecidos para realizar la simulación en Excel se pueden apreciar en la Ilustración 17. Para el balance volumétrico son necesarios los datos de ingreso fisicoquímicos que se encuentran en la Tabla 1, junto a la eficiencia de separación de cada uno de los equipos, algunas de las condiciones de operación establecidas en el capítulo 6, la densidad del crudo suministrada por la compañía Cepsa Colombia S.A. y finalmente, la densidad de los sólidos la cual se establece por dato teórico promedio.

Ilustración 17. Datos de entrada para el balance volumétrico.

1	Propiedad	Unidades	Entrada del sistema	Densidades	Unidades	Valor
2	Sólidos suspendidos totales	mg/L	25,00	Aceite	gr/Bbl	142484,98
3	Sólidos totales	mg/L	504,00	Sólidos	gr/Bbl	392698,54
4	Grasas y aceites	mg/L	229,00	Composición de lodos		
5	Hidrocarburos totales	mg/L	222,00	Cantidad de agua		
6				Cantidad de sólidos aceitosos		
7	Equipo	Eficiencia		90%		
8	Celda de flotación		94%	10%		
9	Filtro cáscara de nuez		90%			
10	Tanques decantadores		90%			
11						
12	Agua que se va con las natas		2,5%			
13						
14	Operación de retrolavado	Unidades	Valor			
15	Tiempo de retrolavado	horas	0,22			
16	Tiempo de activación del retrolavado	horas	7,71			
17						
18	Operación de recirculación	Unidades	Valor			
19	Volumen de Agua	BWPD	3075			
20	Volumen de Petróleo	BOPD	2			
21						
22						
23						
24						
25						

El simulador realizará los cálculos para determinar la separación de las corrientes de entrada y de salida en cada uno de los equipos en función del caudal de entrada, las eficiencias de separación y las concentraciones de sólidos y aceite suspendidos en el agua. Los resultados que arroja el sistema de volumen de aceite a la salida del equipo se calculan utilizando la Ecuación 21.

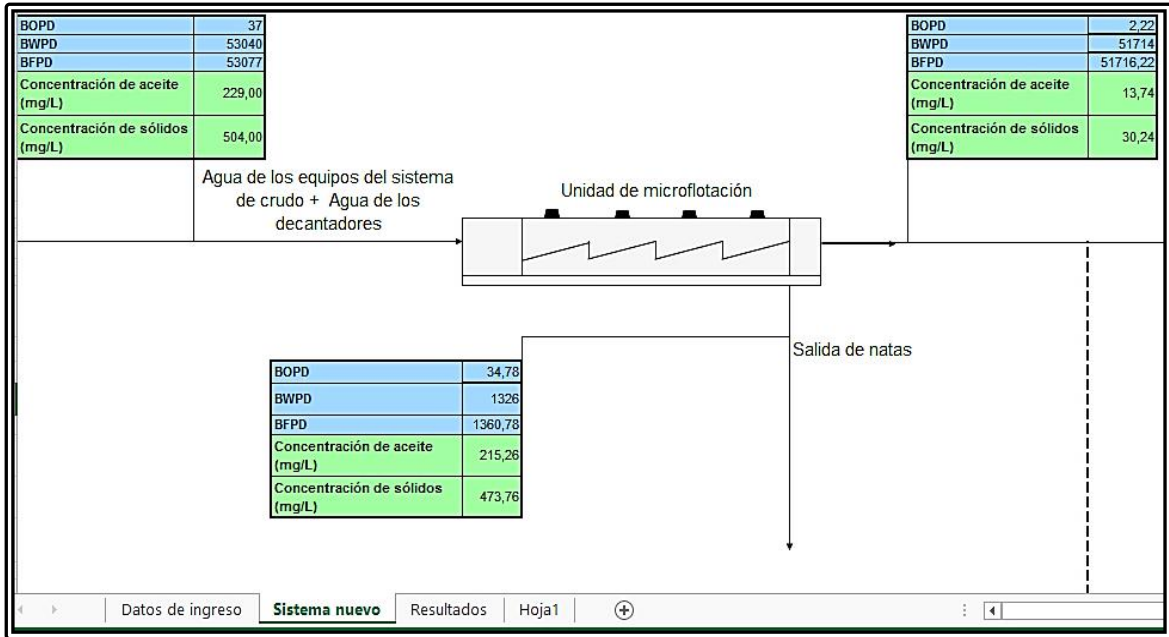
Para el cálculo de volumen de aceite se tiene en cuenta que el caudal de entrada del filtro corresponde al caudal en la corriente de salida de agua de la celda de flotación y el caudal de salida del filtro proveniente de la corriente de retrolavado es el caudal de entrada para el tanque decantador.

Ecuación 21. Caudal de aceite a la salida de cada equipo.

$$Q_{o, salida} = Q_{o, entrada} * EF$$

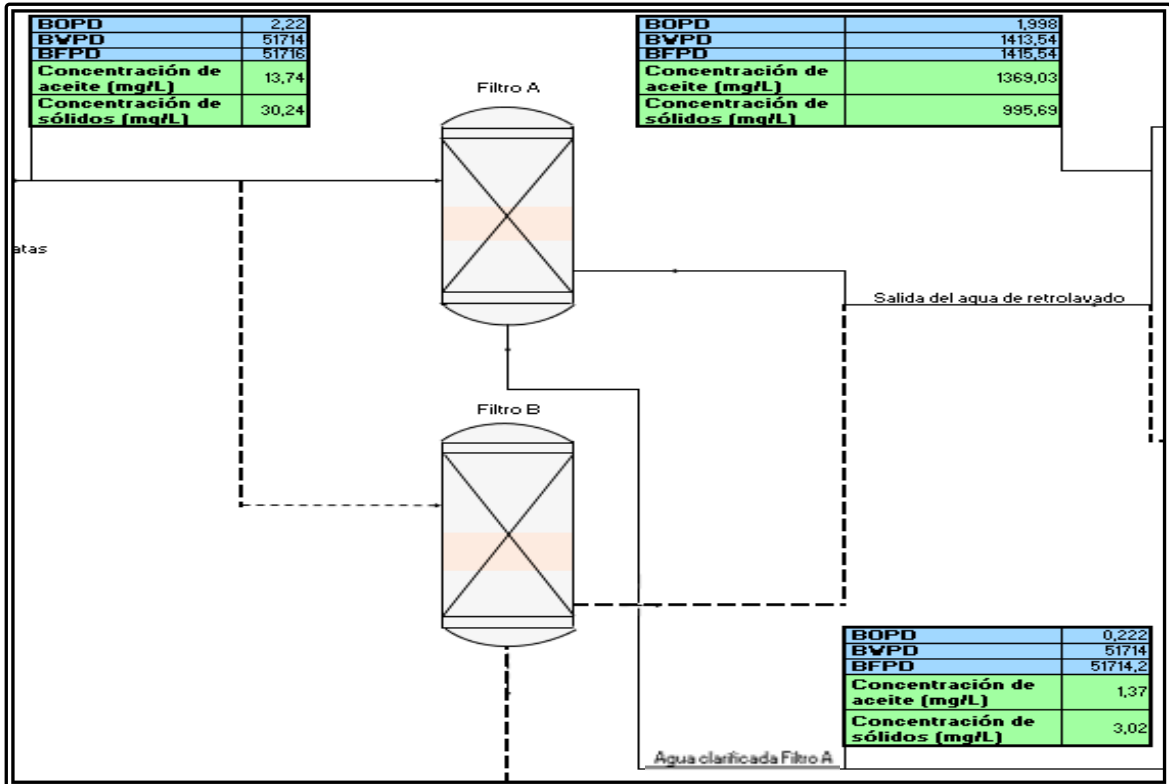
La simulación del balance volumétrico para la celda de flotación se presenta en la Ilustración 18. Las líneas punteadas corresponden a las conexiones del filtro de respaldo con su respectivo tanque decantador para el retrolavado, cuyas corrientes de entrada y salida serán idénticas a las corrientes de los equipos principales de la ampliación.

Ilustración 18. Simulación de la celda de flotación.



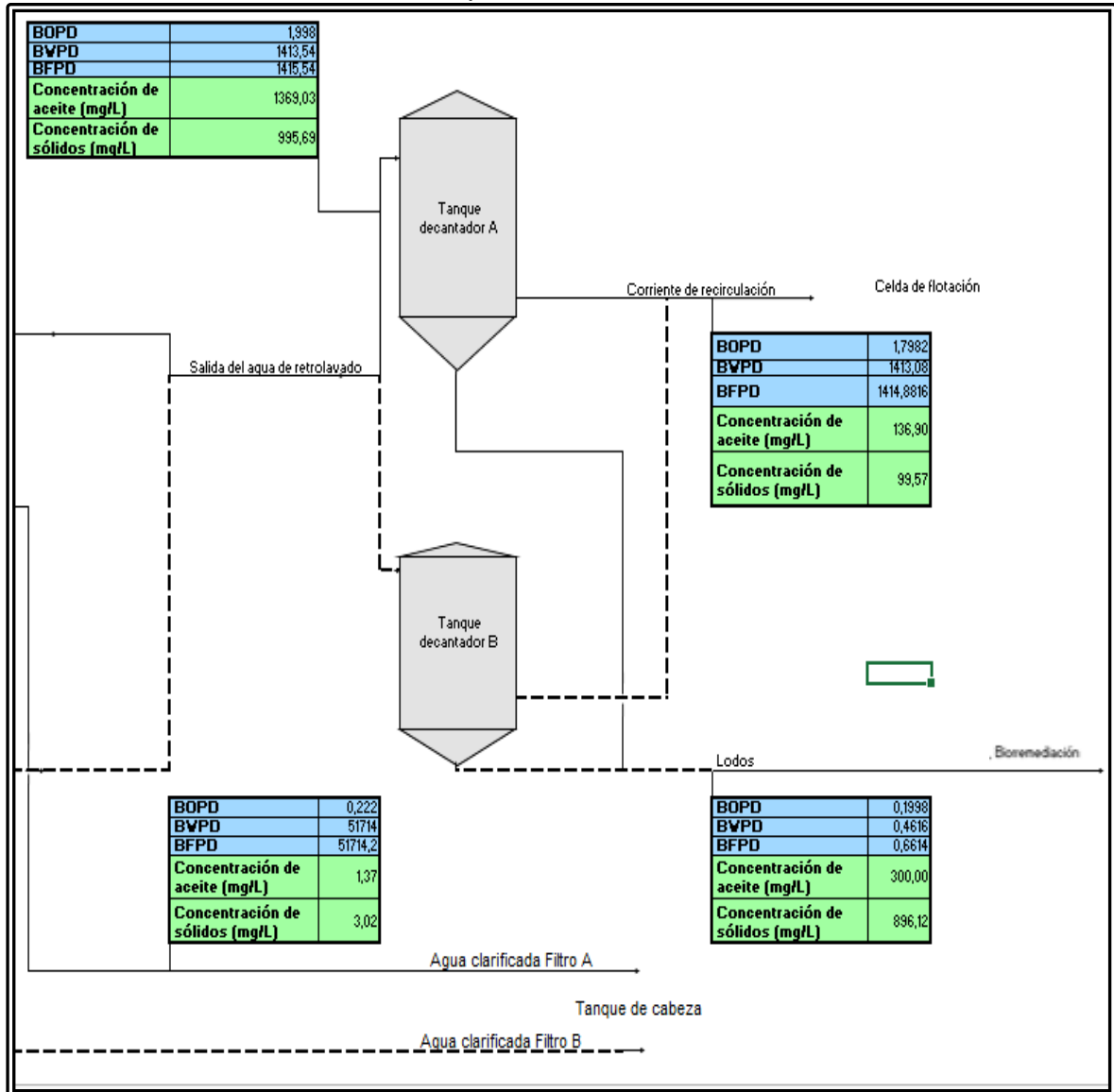
En la Ilustración 19 se muestra el balance volumétrico para el filtro de cáscara de nuez.

Ilustración 19. Simulación del filtro de cáscara de nuez.



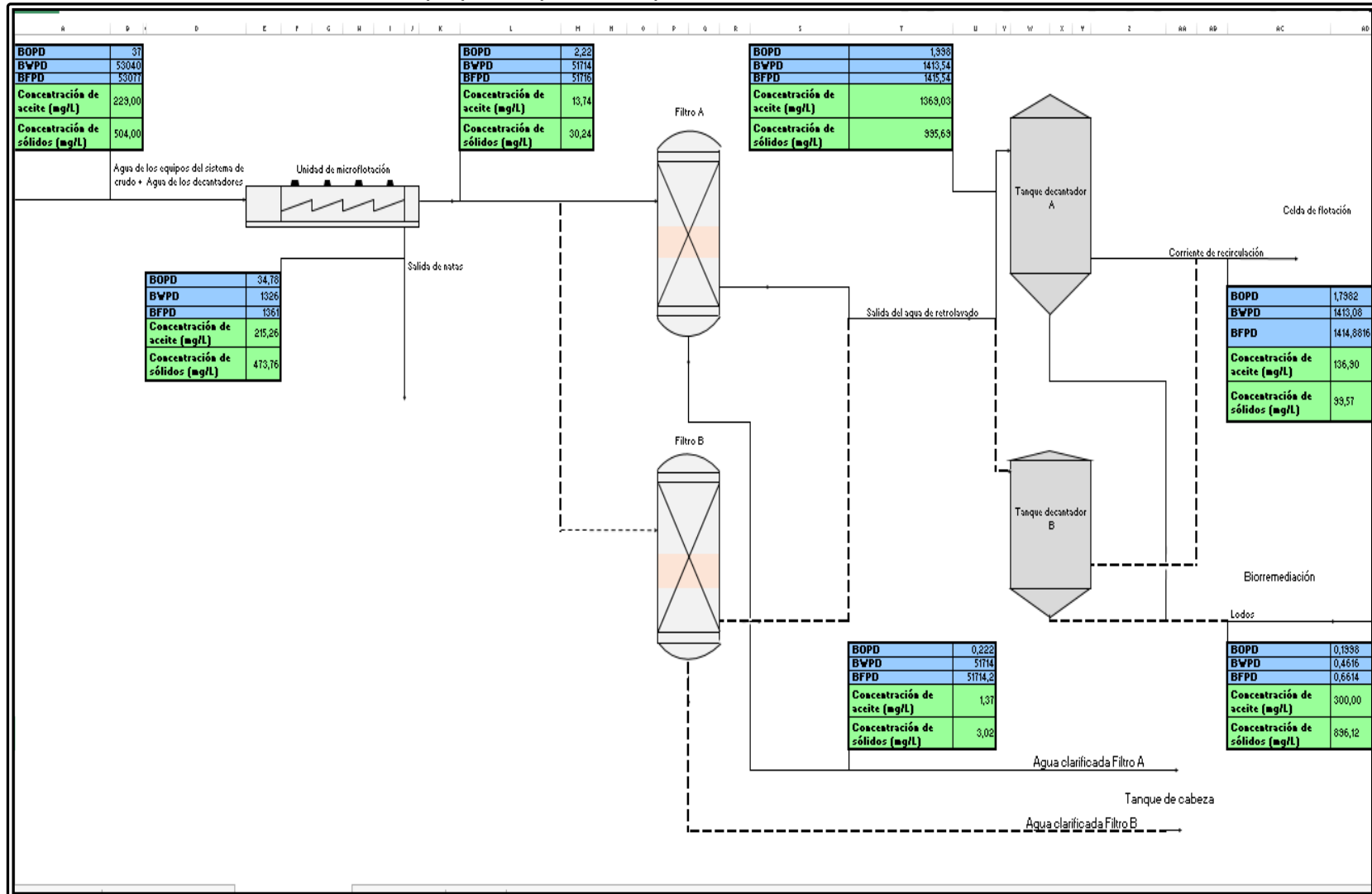
La Ilustración 20 refleja los valores determinados en el balance volumétrico para el tanque decantador.

Ilustración 20. Simulación de los tanques decantadores.



En la Ilustración 21 se muestra el esquema completo de la simulación modelada en EXCEL para verificar el comportamiento de los equipos seleccionados para la ampliación del sistema de tratamiento de agua trabajando en serie para procesar el agua de producción.

Ilustración 21. Simulación del sistema propuesto para la ampliación.



Finalmente, en la Tabla 18 se pueden comprobar que los valores obtenidos con el simulador para el funcionamiento global de la ampliación propuesta son consistentes a lo largo del sistema.

Tabla 18. Datos obtenidos por el simulador.

Descripción	Fluido	Flujo de aceite (BOPD)	Flujo de agua (BWPD)	Flujo de fluido (BPD)	mg/L de aceite	mg/L de sólidos
Entrada de agua de producción	Agua de producción	35	49.965	50.000	229,00	504,00
Entrada a la celda de flotación	Agua de producción	37	53.040	53.077	229	504
Salida de las natas de la celda de flotación	Natas y sólidos	34,78	1.326	1.360,78	215,26	473,76
Salida de la celda de flotación	Agua desnatada	2,22	51.714	51.716,22	13,74	30,24
Entrada a los filtros de cáscara de nuez	Agua desnatada	2,22	51.714	51.716,22	13,74	30,24
Salida de los filtros de cáscara de nuez	Agua clarificada	0,222	51.714	51.714,22	1,374	3,024
Salida del retrolavado de los filtros de cáscara de nuez	Agua de retrolavado	1,998	1.413,54	1.415,54	1369,0	995,69
Entrada del tanque de decantación	Agua de retrolavado	1,998	1.413,54	1.415,54	1369,0	995,69
Salida del tanque de decantación	Agua de producción	1,7982	1.413,08	1.414,88	136,90	99,57
Salida de los lodos del tanque de decantación	Sólidos aceitosos	0,1998	0,4616	0,6614	300	896,11

De esta manera se verifica que la configuración de las corrientes establecida le permite al sistema estar volumétricamente balanceado con el caudal de agua de producción adicional que se pronostica tratar durante los próximos 4 años en la Estación Jaguar. El comportamiento simulado de los equipos dimensionados para la ampliación del sistema de tratamiento de agua valida los cálculos realizados al cumplir con el requerimiento de calidad del agua para su disposición.

7.2 BALANCE HIDRÁULICO

Con el fin de simular el funcionamiento de la ampliación propuesta para el sistema de tratamiento de agua de producción es necesario establecer las presiones que cada uno de los equipos requiere a la entrada para determinar las líneas de tubería que unirán los equipos y si el agua de producción es capaz de fluir desde la entrada hasta la salida del sistema con las condiciones de operación de los equipos.

Partiendo del hecho que una diferencia de presión entre dos puntos conectados ocasiona el movimiento de un fluido desde el punto de mayor presión hacia el punto de menor presión, se modelará la ampliación para calcular las pérdidas de presión y los puntos donde requiere un equipo auxiliar para proporcionar presión adicional en las corrientes del sistema.

Se utilizará el simulador Pipe Flow Expert 7.3, el cual es un software que permite calcular variaciones de presión a lo largo de un sistema planteado, a partir de las propiedades del fluido, las presiones de operación y alturas de líquidos en los equipos presentes, realizando cálculos en función de variables como la longitud, el diámetro y los accesorios de las tuberías que componen el sistema. También permite realizar sugerencias por medio de alertas, en caso de que los resultados de los cálculos matemáticos no tengan sentido físico, las cuales contribuyen a mejorar el sistema hasta obtener respuestas coherentes y funcionales hidráulicamente.

Como parámetro inicial, el simulador requiere escoger el tipo de fluido a utilizar. Para el caso de la ampliación de la Estación Jaguar el fluido es agua con las condiciones presentadas en la Tabla 19.

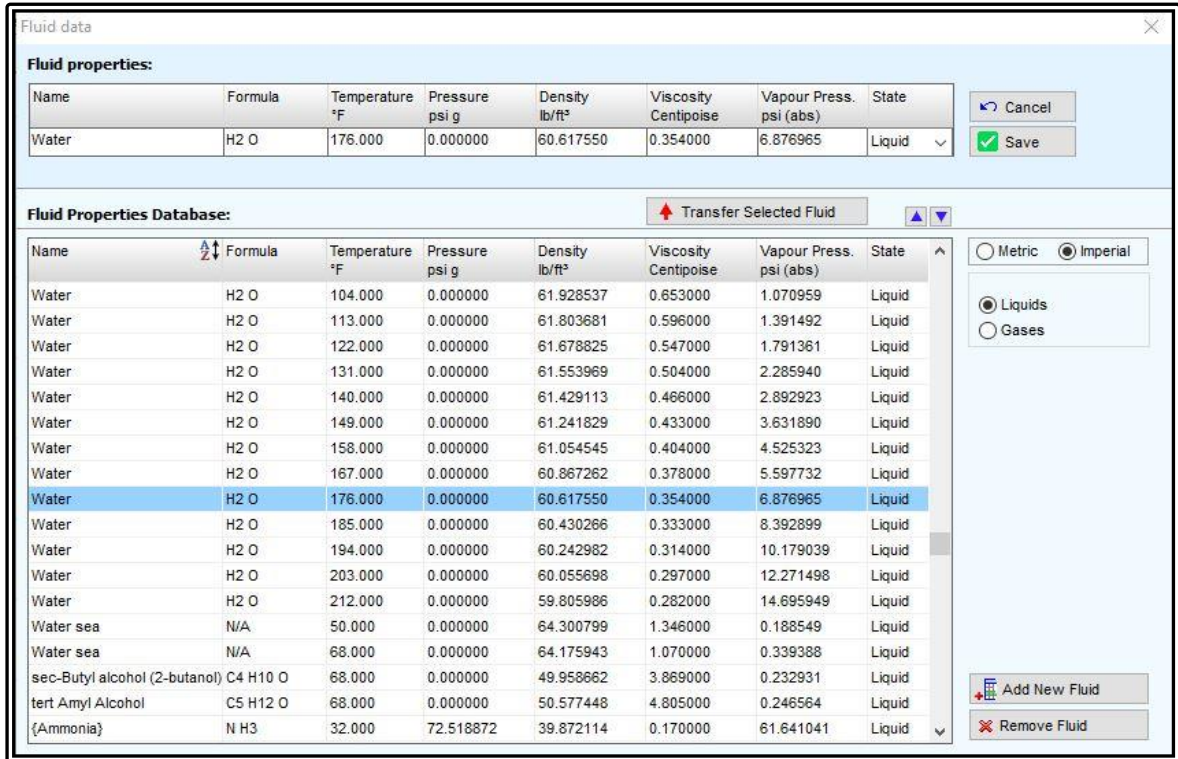
Tabla 19. Propiedades del fluido

Fluido	Agua
Temperatura	175°F
Gravedad Específica (a 175°F)	0,9825
Viscosidad Dinámica (a 175°F)	0,354 cP

Fuente: ANTEK S.A.S. Reporte de resultados de laboratorio No. A-0542-15. Bogotá. 2015. p. 1.

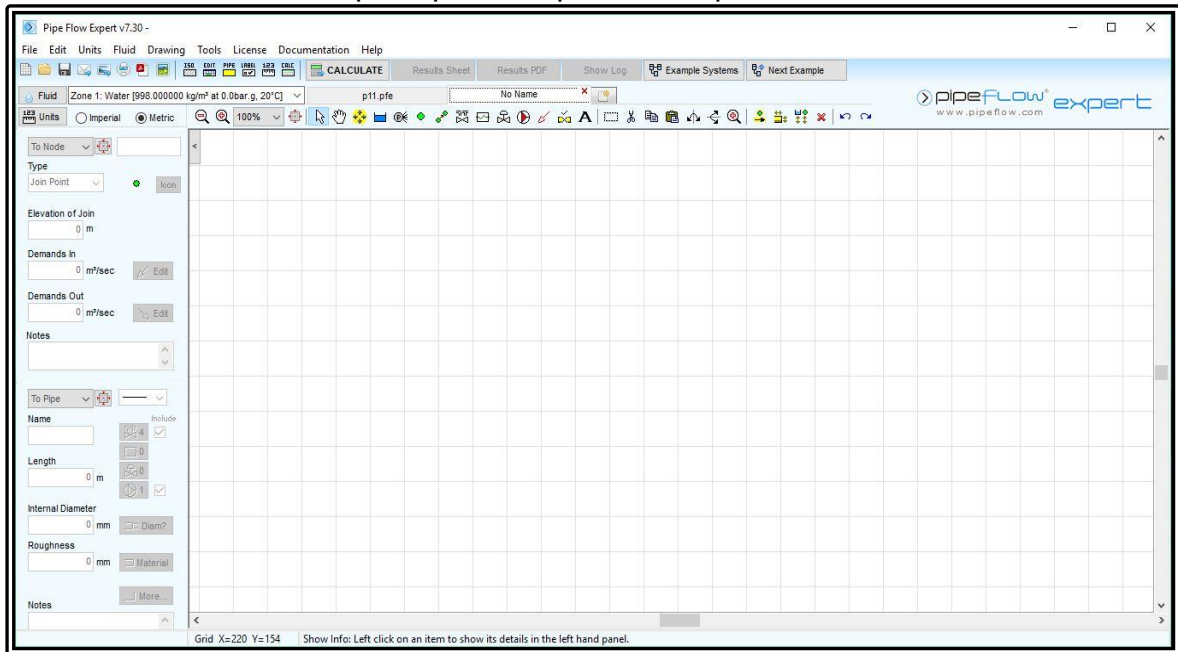
En la Ilustración 22 se presenta la ventana del simulador que permite seleccionar el fluido con las condiciones especificadas en las unidades del sistema inglés (Imperial). Debido a que las alternativas proporcionadas para escoger el fluido son condiciones predeterminadas por el programa, se escogió aquella opción que más se aproxima a las condiciones del proceso.

Ilustración 22. Propiedades del fluido en el simulador.



En la ventana principal del programa mostrada en la Ilustración 23 se encuentran las opciones para la construcción y edición del sistema propuesto.

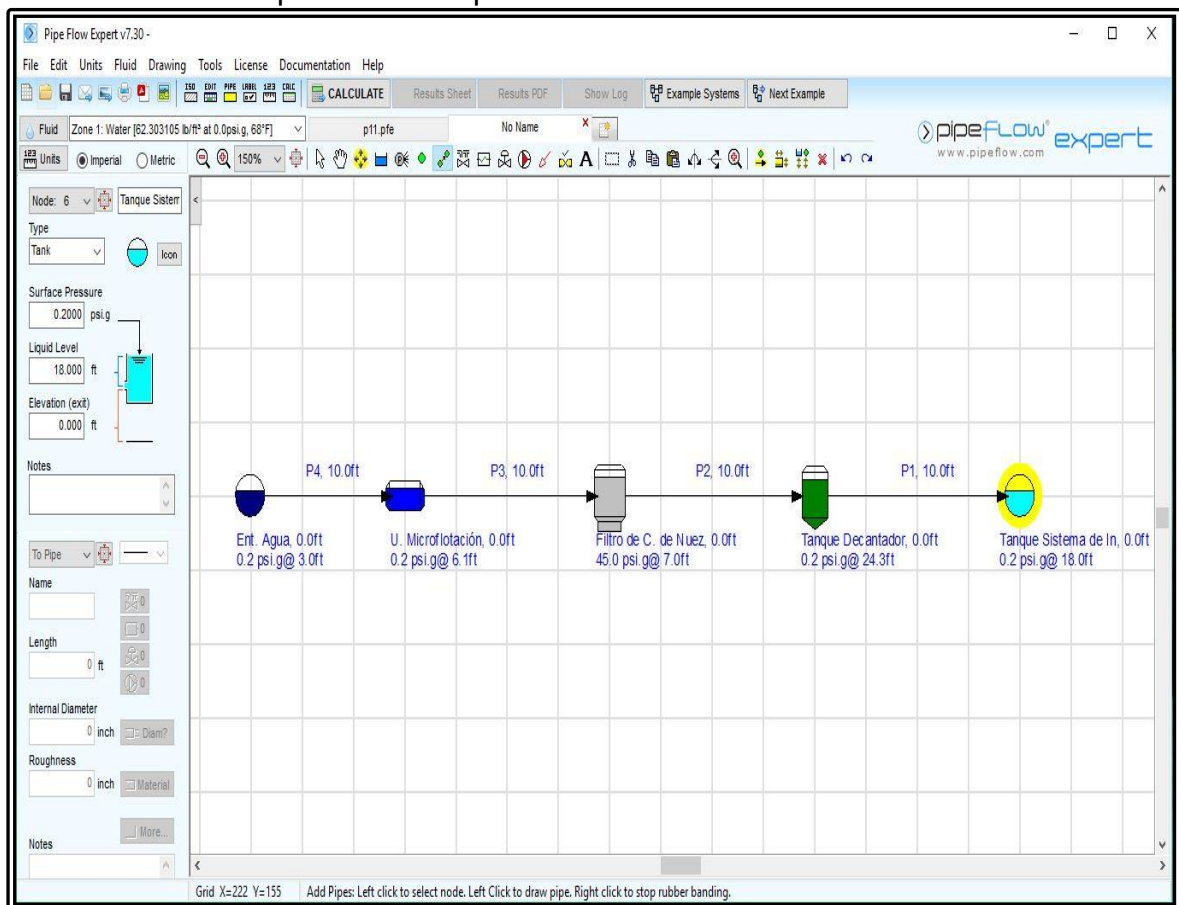
Ilustración 23. Ventana principal de Pipe Flow Expert.



En el menú de la izquierda de la ventana principal del simulador es posible modificar las propiedades de los tanques y tuberías. Debido a que el simulador requiere que el proceso inicie y finalice con un tanque que represente la entrada y la salida del sistema, la entrada de agua desde los *Gun Barrel* y el FWKO se representan como un tanque mientras que la salida se representará con otro tanque que corresponderá al tanque que recibe el agua tratada en condiciones para la inyección.

Para la simulación hidráulica solamente se representará un tren de tratamiento puesto que los demás equipos serán utilizados alternadamente cuando el tren en funcionamiento entre en mantenimiento, por lo que la red hidráulica posterior a la celda de flotación deberá ser duplicada para la instalación de los equipos, dada la necesidad de un filtro de respaldo con su correspondiente tanque de decantación para el retrolavado. Las formas de los tanques son estrictamente ilustrativas para la visualización y no interfieren en los cálculos de presión. Los valores de las alturas de líquido y las presiones de operación de los tanques especificadas en el capítulo 6 fueron introducidos en el programa para obtener el diagrama inicial del sistema planteado, como se muestra en la Ilustración 24.

Ilustración 24. Esquema de tanques.



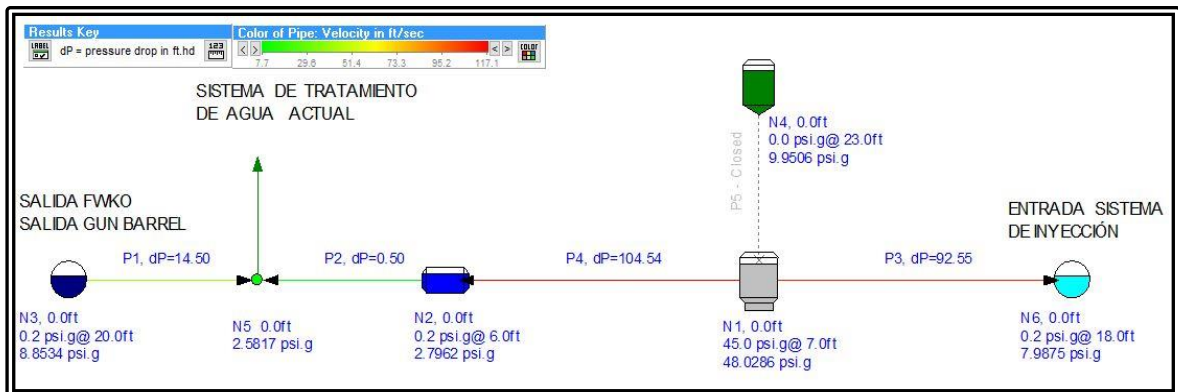
La Tabla 20 muestra las presiones a la entrada del sistema y a la entrada de cada uno de los equipos, que servirán de punto de partida para estimar las presiones adicionales que requiere el sistema.

Tabla 20. Requerimiento hidráulico de la ampliación

Equipo	Presión de Operación (psig)
Entrada de Agua	70
Unidad de Microflotación	0,2
Filtro de Cáscara de Nuez	45
Tanque de Decantación	0,2
Tanque de Inyección (Salida)	0,2

Al simular el comportamiento de la ampliación propuesta con las presiones de operación de los equipos y las condiciones predeterminadas que aplica el programa sobre las tuberías del sistema que unen los equipos del sistema, se obtuvo un resultado de la simulación que requiere ser modificado para ser coherente con las condiciones establecidas para las unidades de tratamiento de agua. Estas modificaciones son realizadas automáticamente por el simulador para obtener resultados lógicos, cambiando el sistema planteado a un esquema con corrientes de alta velocidad y en sentido contrario al necesario, como se observa en la Ilustración 25.

Ilustración 25. Simulación hidráulica inicial.



En la Tabla 21 se presentan los tramos de tubería y los accesorios que llevará cada uno para solucionar los requerimientos de presión con el objetivo de que el sistema de ampliación fluya en un solo sentido desde la entrada hasta el tanque de almacenamiento que proporciona la presión inicial para el sistema de inyección.

Tabla 21. Tramos de tubería de la ampliación.

Tramo de tubería	Origen	Destino	Accesorios
1	Tanque que representa la Entrada de Agua.	Nodo de distribución para el sistema instalado y la ampliación.	1 Bomba, Forma de la salida del Tanque, 2 codos de 90°.
2	Nodo de distribución para el sistema Instalado y la ampliación	Unidad de Microflotación	1 Válvula reductora de presión (De 70 a 13 psig), Forma de la entrada la celda, 2 codos de 90°.
3	Unidad de Microflotación	Filtro de Cáscara de Nuez	1 Bomba, Formas de salida de la U de Microflotación y de la entrada al Filtro, 3 Codos de 90°, 1 válvula de control de flujo.
4	Filtro de Cáscara de Nuez	Tanque de Decantador	Formas de salida del filtro y de la Entrada al tanque de decantación, 2 Codos de 90°.

Según el Ing. Juan Manuel Rodríguez (CEPSA COLOMBIA S.A., Bogotá, Colombia, observación inédita, 2016) el diámetro de trabajo para las líneas de tubería de la ampliación será de 8 pulgadas debido a que es un diámetro adecuado para manejar el caudal de 50.000 BWPD, con el cual fueron dimensionados los equipos de la ampliación del sistema de tratamiento de agua de producción. El material de la tubería será acero al carbono Schedule 40 por ser un proceso de baja presión (menos de 300 psig). Estas condiciones son ingresadas al simulador desde la ventana principal presentada en la Ilustración 23.

Seleccionando los accesorios elegidos para cada tramo de tubería en el simulador es posible calcular las pérdidas de presión en los diferentes tramos de tubería utilizando un diámetro mayor para el tramo anterior al nodo donde se separa el caudal para el sistema actual y el de la ampliación. La ventana del simulador que permite seleccionar los elementos a colocar en las tuberías se muestra en la Ilustración 26.

Ilustración 26. Accesorios de tubería.

Pipe fitting friction coefficients (Pipe Id: 9)

Fittings on: P9, Steel (ANSI), 8" ,ID=7.981 inch

Symbol	Type	Metric	Imperial	Description	K value	Qty	Position
	SB	200 mm	8"	Standard Bend	0.4200	1	Start of Pipe
	SB	200 mm	8"	Standard Bend	0.4200	1	Start of Pipe
	EntSharp	200 mm	8"	Pipe Entry Sharp	0.5000	1	Start of Pipe
	ExitCon	200 mm	8"	Pipe Exit to Container	1.0000	1	End of Pipe

Total K = 2.34

Save Clear Cancel

Fittings: Pipe Size 200 mm 8" Add Selected Item On To Pipe

Symbol	Type	Metric	Imperial	Description	K
	SB	200 mm	8"	Standard Bend	0.4200
	LB	200 mm	8"	Long Bend	0.2200
	PB	200 mm	8"	Pipe Bend	0.1700
	E45	200 mm	8"	Elbow 45 deg.	0.2200
	RB	200 mm	8"	Return Bend	0.7000
	MB45	200 mm	8"	Mitre Bend 45 deg.	0.2100
	MB90	200 mm	8"	Mitre Bend 90 deg.	0.8400
	Gate	200 mm	8"	Gate Valve	0.1100
	Globe	200 mm	8"	Globe Valve	4.8000
	Angle	200 mm	8"	Globe Valve Angled	2.1000
	Plug	200 mm	8"	Plug Valve Straightway	0.2500
	Bfly	200 mm	8"	Butterfly Valve	0.6300
	BallFB	200 mm	8"	Ball Valve Full Bore	0.0400
	BallRB	200 mm	8"	Ball Valve Reduced Bore	0.7000
	LiftCh	200 mm	8"	Lift Check Valve	8.4000
	AngleCh	200 mm	8"	Lift Check Valve Angled	0.7700
	SwCh	200 mm	8"	Swing Check Valve	1.6500
	TiltCh	200 mm	8"	Tilting Disk Check	1.7000
	ChWaf	200 mm	8"	Wafer Check Valve	1.7000
	Foot	200 mm	8"	Foot Valve with Strainer	5.9000
	Hinged	200 mm	8"	Hinged Foot Valve with Strainer	1.1000
	St	200 mm	8"	Strainer	1.0000
	TT	200 mm	8"	Through Tee	0.2800
	BT	200 mm	8"	Branch Tee	0.8400
	ExitCon	200 mm	8"	Pipe Exit to Container	1.0000
	Open	200 mm	8"	Open Pipe Exit	1.0000
	EntProj	200 mm	8"	Pipe Entry Projecting	0.7800
	EntSharp	200 mm	8"	Pipe Entry Sharp	0.5000

Double click on a fitting to add it to the pipe.

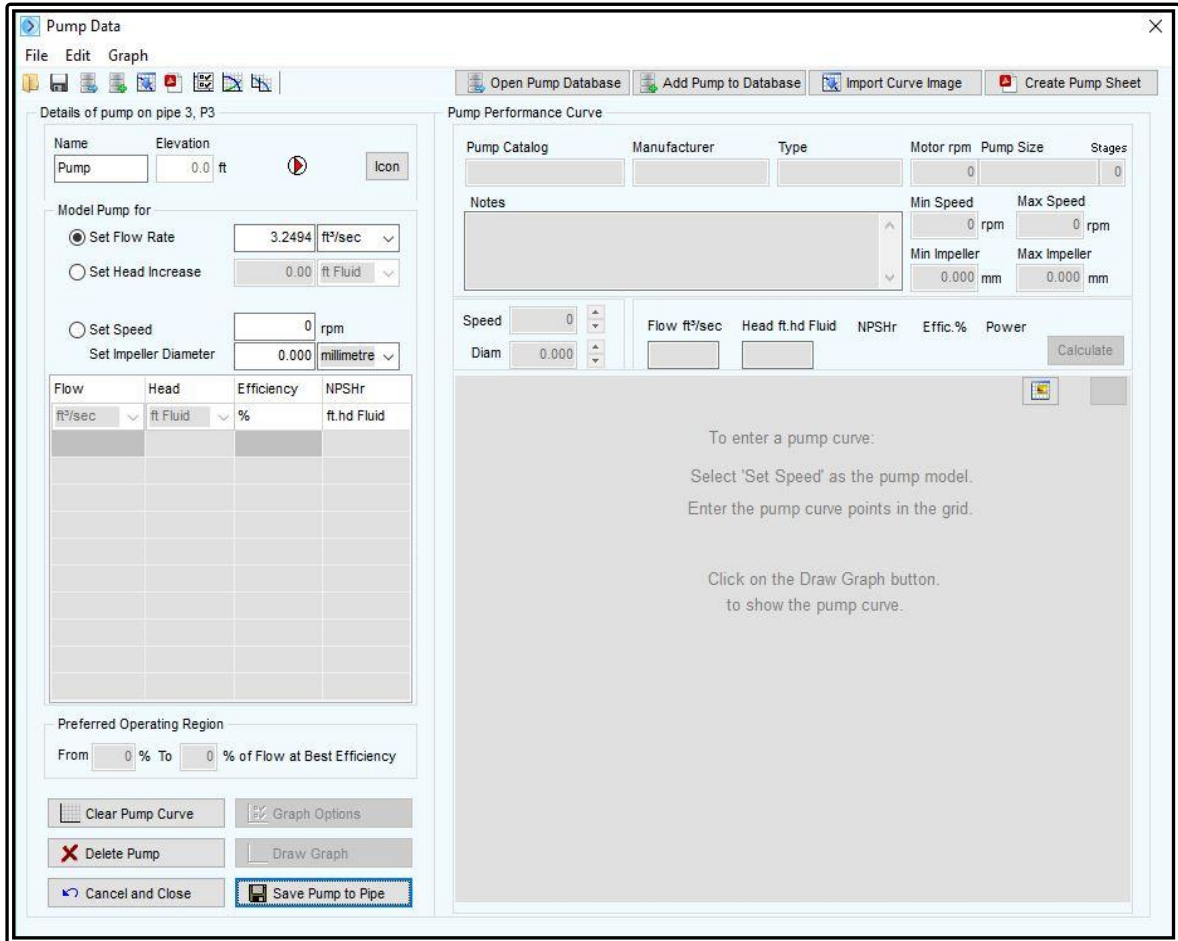
Calculate K value for

- Entrance Rounded
- Gradual Enlargement
- Gradual Contraction
- Sudden Enlargement
- Sudden Contraction
- Long Pipe Bend

Create New Fitting Remove Fitting

Los parámetros de operación de las bombas son seleccionados en función del caudal que debe pasar por ellas, que para el caso de la ampliación corresponde a 50.000 BWPD equivalentes a 3,2494 ft³/s, ingresados al software en la ventana presentada en la Ilustración 27.

Ilustración 27. Parámetros de bombas hidráulicas.

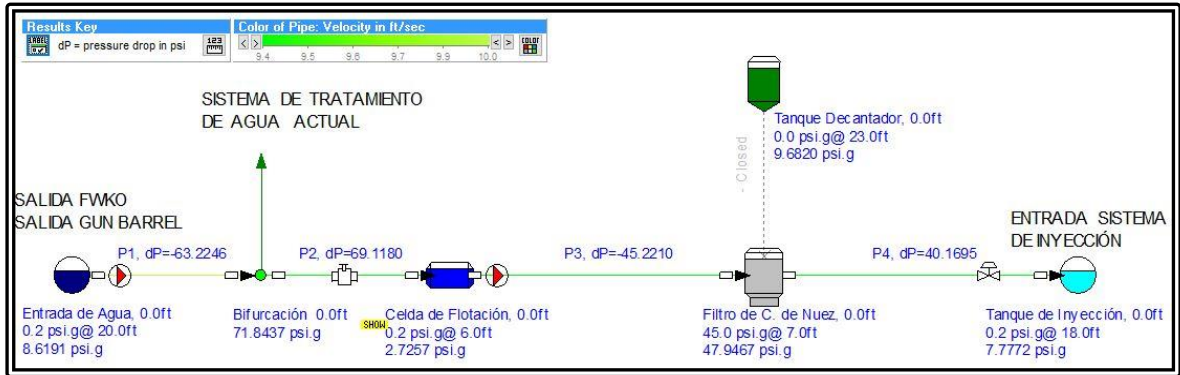


Teniendo en cuenta los diámetros que manejan comercialmente los equipos, el parámetro que ha sido modificado hasta obtener valores lógicos con sentido físico es la longitud de la tubería. Su valor fue modificado hasta obtener una simulación del proceso que no evidenciara ningún inconveniente o advertencia y que cumpliera con los requerimientos de presión planteados para los equipos de la ampliación.

Considerando el área disponible para la ampliación, se utilizó una válvula reductora de presión a la entrada del sistema propuesto para no afectar la unidad de microflotación que trabaja aproximadamente a presión atmosférica.

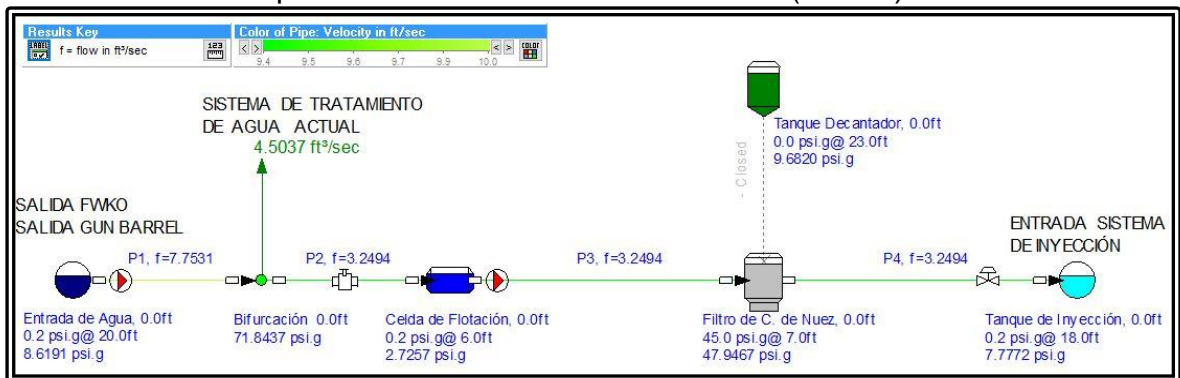
En la Ilustración 28 se encuentra el esquema planteado con los resultados obtenidos en la simulación para las caídas de presión en cada tramo.

Ilustración 28. Esquema final de simulación hidráulica (caída de presión).



En la Ilustración 29 se establece el esquema planteado en la simulación y los resultados obtenidos en cada tramo de tubería para el comportamiento del sistema con el caudal de agua estimado a manejar según el pronóstico de producción.

Ilustración 29. Esquema final de simulación hidráulica (caudal).



Los resultados de la simulación se muestran en el ANEXO C, en donde se puede observar las pérdidas de presión a través de todo el sistema de ampliación junto a las propiedades utilizadas a lo largo del proceso de simulación.

Con ayuda de los simuladores se logró complementar el dimensionamiento de los equipos, demostrando que es viable la integración del nuevo sistema siempre y cuando cumpla con los requerimientos mínimos establecidos en este trabajo tanto de volumen como de presión, validados con las condiciones de trabajo y la distribución establecida de corrientes y accesorios en las tuberías de conexión en el sistema.

En caso de requerir alguna modificación por condiciones operacionales, es posible modificar los parámetros de entrada en los simuladores para verificar el comportamiento del sistema bajo las nuevas condiciones. Con esto finaliza la simulación de la ampliación del sistema de tratamiento de agua de producción dimensionado conceptualmente para la Estación Jaguar.

8. ANÁLISIS FINANCIERO

La producción de hidrocarburos de cinco campos petrolíferos en el Bloque Caracara se encuentra sujeta a la capacidad de tratamiento en superficie de los fluidos producidos en la Estación Jaguar. Debido al aumento del corte de agua en la producción por la intrusión en los pozos del agua subterránea del acuífero de fondo y la disminución en la producción de petróleo por la declinación natural del yacimiento, es necesario tratar y manejar cada vez mayor caudal de agua para mantener o aumentar el nivel de producción de petróleo y evitar que disminuya aceleradamente.

En abril de 2016, el sistema de tratamiento de agua en la estación alcanzó el límite de su capacidad, lo cual limita la producción de petróleo en los Campos vinculados. En este proyecto se plantea realizar una ampliación al sistema de tratamiento de agua para solucionar la limitante mediante la instalación de nuevos equipos, proporcionando las especificaciones técnicas que deben cumplir para suplir el caudal estimado a manejar en los próximos cinco años, respetando la normatividad y las condiciones de disposición que debe satisfacer el tratamiento.

Para la evaluación financiera se utilizará el Dólar Estadounidense (USD) como unidad monetaria de valor constante, para la tasa de interés de oportunidad se tomará como referencia la tasa utilizada por la compañía CEPESA COLOMBIA S.A. para la evaluación de proyectos correspondiente al 11% efectiva anual, el proyecto tiene una vida útil de 4 años con periodos anuales y se utilizará como indicador financiero el Valor Presente Neto (VPN). Adicionalmente, se realizará un análisis de costos de inversión, costos de operación y un análisis de ingresos.

8.1 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN

Se denomina costo de inversión a “la suma de esfuerzos y recursos que se han invertido para producir una cosa”⁵⁶. En otras palabras, son los costos necesarios para poder iniciar la fabricación de un producto o poner en marcha un proyecto. La inversión se realizará una sola vez durante el periodo inicial. Los costos han sido proporcionados por Cepsa Colombia S.A. basados en cotizaciones de proyectos similares en el mercado colombiano. La Tabla 22 muestra la información suministrada.

⁵⁶ DEL RÍO GONZALES, Cristóbal. Costos I. México D.F.: Ecafsa, 1998. p. 16.

Tabla 22. Costos de inversión

Periodo (Año)	Bien a adquirir	Costo por unidad (USD)	Unidades	Valor (USD)
0	Compra, montaje y alistamiento de todos los equipos	5.133.632	1	5.133.632
0	Supervisión	157.520	2	315.040
0	Conexión eléctrico	1.431.735	1	1.431.735
0	Capacitación y estabilización	1.012	1	1.012
0	Bases de concreto	99.363	9	894.267
0	Ingeniería de diseño	773.726	1	773.726
COSTO TOTAL DE INVERSIÓN				8.549.412

Fuente: CEPESA COLOMBIA S.A.

El ítem correspondiente a la compra, montaje y alistamiento de todos los equipos hace referencia a los costos de toda la maquinaria e instrumentos necesarios para llevar a cabo el proyecto de la ampliación del sistema de tratamiento de acuerdo con la selección realizada, junto con el costo de la mano de obra y de la puesta en marcha del sistema. Los equipos a utilizar para la ampliación son: una celda de microflotación de cuatro cámaras con capacidad para 50.000 BWPD, dos filtros de cáscara de nuez para 50.000 BWPD cada uno, dos tanques de sedimentación para el retrolavado de 550 Bbl cada uno, dos bombas centrífugas de 1458 gpm para la entrada de agua a los filtros, dos bombas centrífugas adicionales de 40 gpm para la salida de las natas de la celda, 2 bombas para el retrolavado de los filtros de 1458 gpm, 2 bombas centrífugas de 40 gpm para la circulación del agua clarificada de los tanques decantadores a la celda de flotación, 450 ft de tubería de acero al carbono y 10 válvulas sobre la tubería (de tipo aguja para inyección de químicos, de tipo globo para regular flujo y de tipo bola para aislar el equipo en caso de una eventualidad) requeridas por el sistema. El costo de los equipos y las válvulas incluye la instrumentación necesaria para su operación y control, al igual que la mano de obra para las conexiones, transporte e instalación en campo.

8.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación se definen como los egresos necesarios para mantener un proyecto, línea de procesamiento o un equipo en funcionamiento.

El referente para los costos de operación en la compañía y en la estación es el costo de levantamiento por barril de petróleo (Lifting Cost), el cual contempla los costos

de extracción, recolección, tratamiento, almacenamiento, fiscalización, suministros consumibles en la estación, consumo energético, mantenimiento de los equipos de superficie, mano de obra, servicios de soporte, y demás gastos que requiera la producción en el área de explotación. Para el caso de la Estación Jaguar la compañía Cepsa Colombia S.A. ha determinado el *lifting cost* en \$8,60 USD/BL.

Para la proyección de costos se ha estimado el valor del costo de mantenimiento por periodo de los equipos de la ampliación del sistema de tratamiento de agua de producción de la Estación Jaguar, el cual aumenta el valor del *lifting cost* como se observa en la Tabla 23.

Tabla 23. Lifting cost ajustado.

Periodo (Año)	Lifting Cost (USD/Bbl)	Mantenimiento de equipos (USD /Bbl)	Lifting Cost ajustado (USD/Bbl)
1	8,60	0,14	8,74
2	8,60	0,22	8,82
3	8,60	0,31	8,91
4	8,60	0,41	9,01

Fuente: CEPESA COLOMBIA S.A., 2016.

En la Tabla 24 se muestra el pronóstico realizado en diciembre de 2015 de la producción de crudo de los campos que transfieren la producción hacia la Estación Jaguar, bajo el escenario de continuar trabajando con el sistema de tratamiento de agua de producción que se encuentra instalado en abril de 2016.

Tabla 24. Producción base

Periodo (Año)	Volumen de Petróleo (Bbl)
1	1.244.650
2	944.620
3	706.275
4	584.730

Fuente: CEPESA COLOMBIA S.A., 2016.

En la Tabla 25 se compara el pronóstico de producción base contra el estimado de producción simulado por medio de software especializado del departamento de geociencias de la compañía Cepsa Colombia S.A. para los periodos de evaluación del proyecto con las nuevas campañas de perforación que se planean realizar y la ejecución de la ampliación del sistema de tratamiento de agua. Esta comparación se realiza utilizando la Ecuación 22 para determinar el incremento en la producción para cada periodo.

Ecuación 22. Producción incremental.

$$Producción_{Incremental} = Producción_{Simulada} - Producción_{Base}$$

Tabla 25. Producción incremental

Periodo (Año)	Producción Base (Bbl)	Producción Simulada con la Ampliación (Bbl)	Producción Incremental (Bbl)
1	1.244.650	1.736.305	491.655
2	944.620	1.161.430	216.810
3	706.275	809.570	103.295
4	584.730	614.295	29.565

Fuente: CEPSA COLOMBIA S.A., 2016.

En la Tabla 26 se muestran los costos de operación de la ampliación teniendo en cuenta las tarifas operacionales de producción, mantenimiento y tratamiento estimadas por la compañía, en conjunto con la producción incremental que se pronostica alcanzar con la capacidad de manejo que proporciona la instalación de equipos adicionales en caso de llevar a cabo el proyecto.

Tabla 26. Costos de operación

Periodo (Año)	Costos de producción (\$USD/Bbl)	Producción Incremental (Bbl)	USD
1	8,74	491.655	4.297.064
2	8,82	216.810	1.912.264
3	8,91	103.295	920.358
4	9,01	29.565	266.380

Fuente: CEPSA COLOMBIA S.A., 2016.

8.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

El precio del crudo a utilizar para el análisis de ingresos es el precio de referencia del petróleo Brent, que se utiliza como referencia para los crudos procesados y comercializados en mercados europeos, como es el caso del crudo producido en el Bloque Caracara que es exportado a España para su procesamiento en las refinerías de la compañía CEPSA S.A. De acuerdo con S&P Global Platts⁵⁷, el crudo Brent es una mezcla de petróleo crudo extraído de los yacimientos Brent y Ninian en el mar del Norte entre Noruega y Reino Unido considerado como un petróleo ligero por poseer una gravedad de 38°API (*American Petroleum Institute*). Así mismo, se clasifica como un petróleo dulce por su bajo contenido de azufre de aproximadamente 0,45% en peso.

⁵⁷ S&P GLOBAL PLATTS. Guía de metodología y especificaciones- Petróleo crudo. Londres: McGraw-Hill Financial, 2013. p. 11.

Para efectos del cálculo de ingresos, se toma como referencia el precio del índice Brent promedio para el mes de octubre de 2015 fijado en \$49,29 USD, el cual es utilizado por la compañía a abril de 2016 como una proyección de referencia del comportamiento a futuro del precio del crudo Brent. El precio de referencia Brent se encuentra sujeto a variaciones en el tiempo según las condiciones del mercado petrolero.

Es necesario realizar a este indicador un ajuste en el lugar de compra en razón a la diferencia de calidades que existe entre el petróleo Brent y el petróleo que se produce en los campos vinculados a la Estación Jaguar, tanto por la gravedad API como por el porcentaje de azufre, que según el ingeniero Juan Manuel Rodríguez (CEPSA COLOMBIA S.A., Bogotá, Colombia, observación inédita, 2016) corresponde a \$7,00 USD/Bbl. De la misma manera, se debe hacer otro ajuste al precio de venta por el costo de transportar cada barril de crudo desde la Estación Jaguar hasta Puerto Coveñas, equivalente a \$10,30 USD/Bbl para finalmente encontrar el precio de venta como se muestra en la Tabla 27.

Tabla 27. Precio de venta

Referencia	USD
Precio Crudo Brent	49,29
- Ajuste por Calidad	7,00
- Costo de Transporte	10,30
Precio de Venta	31,99

Fuente: CEPSA COLOMBIA S.A., 2016.

El precio de venta en Puerto Coveñas del crudo que es tratado en la Estación Jaguar es \$31,99 USD/Bbl.

8.4 REGALÍAS

Según el Departamento de Planeación Nacional⁵⁸, las regalías son una contraprestación económica que recibe el Estado por la explotación de un recurso natural no renovable cuya producción se extingue por el transcurso del tiempo. Las regalías pueden ser de dos tipos: directas e indirectas. Las primeras son aquellas que se pagan a las entidades territoriales donde se haga la explotación de un recurso natural, en este caso, hidrocarburos. Las segundas son aquellas regalías que se destinan a los proyectos regionales.

En la Ley 756 de 2002, Artículo 16 se encuentra estipulado el pago de las regalías de acuerdo con el volumen de hidrocarburos líquidos producidos por día. En caso

⁵⁸ DEPARTAMENTO DE PLANEACIÓN NACIONAL. Las regalías en Colombia- Una herramienta para el fortalecimiento del control social. Ed. Imprenta Nacional de Colombia. Bogotá D.C.: Imprenta nacional de Colombia, 2004. p. 9.

de tener producción de gas se establece el porcentaje de acuerdo a la profundidad y ubicación de los pozos (tierra firme o costa afuera).

La ley establece que para el caso de los campos asociados a la Estación Jaguar se paga un 8% de la producción de crudo diaria por concepto de regalías. Se debe tener en cuenta que para este caso no hay producción de gas natural, por lo tanto, solo se liquidarán las regalías por hidrocarburos líquidos.

En la Tabla 28, se establece la producción neta de los campos que envían su producción a tratamiento en la Estación Jaguar, correspondiente al volumen de petróleo del que puede disponer la compañía para la venta.

Tabla 28. Producción neta.

Periodo (Año)	Producción Incremental (Bbl)	Regalías (8%) (Bbl)	Producción Neta (Bbl)
1	491.655	39.332	452.323
2	216.810	17.344	199.466
3	103.295	8.263	95.032
4	29.565	2.365	27.200

Fuente: CEPESA COLOMBIA S.A., 2016.

La Tabla 29 muestra los ingresos totales para cada periodo anual establecido.

Tabla 29. Ingresos totales

Periodo (Año)	Precio de Venta (\$USD/Bbl)	Producción Neta (Bbl)	USD
1	31,99	452.323	14.469.812
2	31,99	199.466	6.380.917
3	31,99	95.032	3.040.073
4	31,99	27.200	870.128

Fuente: CEPESA COLOMBIA S.A., 2016.

8.5 EVALUACIÓN FINANCIERA

Se desea establecer si la ampliación del sistema de tratamiento de agua de la Estación Jaguar es financieramente viable o no, para lo cual se decidió utilizar el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

El indicador financiero Valor Presente Neto se define como aquel indicador que expresa “en pesos de hoy tanto los ingresos futuros como los egresos futuros, lo cual facilita la decisión desde el punto de vista financiero, de realizar o no un proyecto”⁵⁹. Se representa matemáticamente como la sumatoria del valor presente

⁵⁹ BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano, 2000. p. 197.

de cada uno de los flujos netos de caja de cada periodo establecido para la evaluación financiera, utilizando la tasa de interés de oportunidad (TIO), como se puede apreciar en la Ecuación 23.

Ecuación 23. Valor presente neto

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

Fuente: BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano, 2000. p. 197.

Donde:

- VPN: Valor Presente Neto.
- F: Flujo neto de caja.
- i: Tasa de Interés de Oportunidad.
- n: Periodo.

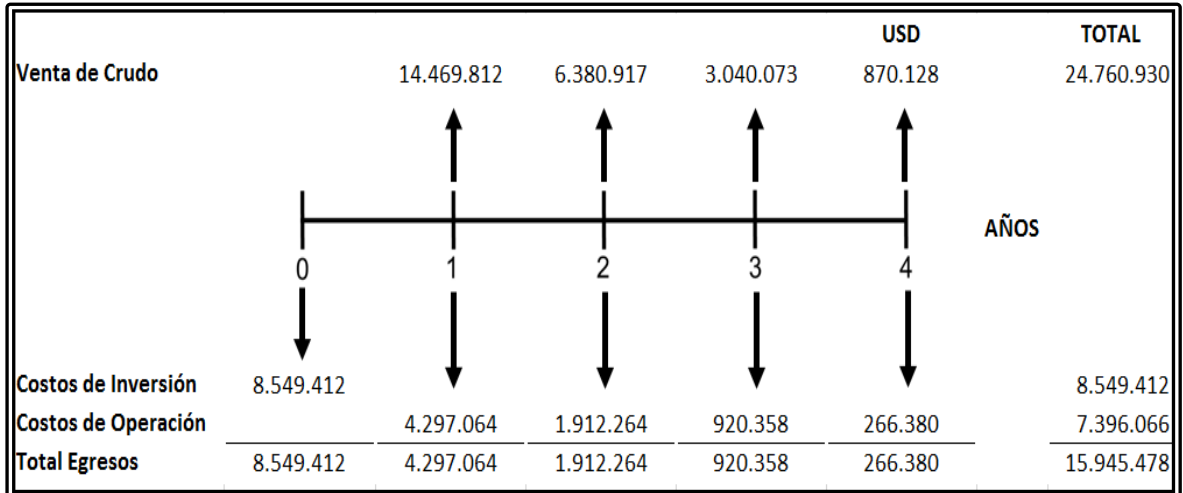
Si el valor del VPN es positivo (mayor que 0) significa que el proyecto es rentable porque los ingresos son mayores que los egresos comparados en pesos del presente. Por el contrario, si el resultado es negativo (menor que 0) significa que los ingresos son menores que los egresos y no es recomendable realizar el proyecto porque no genera utilidades para los inversionistas. Cuando el VPN es igual a 0, quiere decir que los ingresos y los egresos tienen igual valor, por lo tanto, será indiferente para los inversionistas tomar la decisión de llevar a cabo o no el proyecto puesto que pueden invertir el dinero en la opción que ofrece la tasa de interés de oportunidad (TIO).

La TIO se define como “la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto”⁶⁰, bien sea depositándola en un banco o invirtiéndola en un proyecto o una compra en la cual ya tiene experiencia y conoce cuál es su rentabilidad. La tasa de interés de oportunidad manejada por CEPESA COLOMBIA S.A. corresponde al 11% efectiva anual y debido a que el presente proyecto contempla periodos anuales se manejará la misma tasa de interés para efectos del cálculo del VPN.

El flujo de caja para los periodos establecidos para la evaluación del proyecto se representa en la Gráfica 4.

⁶⁰ Ibid., p. 197.

Gráfica 4. Flujo de caja.



El flujo neto de caja definido como la diferencia entre la sumatoria de ingresos y la sumatoria de egresos para el periodo “n” está dado por la Ecuación 24.

Ecuación 24. Flujo neto de caja.

$$F_n = \sum Ingresos_n - \sum Egresos_n$$

Aplicando la Ecuación 24 se establece el valor del flujo neto de caja para los periodos de evaluación del proyecto de la siguiente forma:

$$F_0 = \$0 \text{ USD} - \$8.549.412 \text{ USD} = -\$8.549.412 \text{ USD}$$

$$F_1 = \$14.469.812 \text{ USD} - \$4.297.064 \text{ USD} = \$10.172.748 \text{ USD}$$

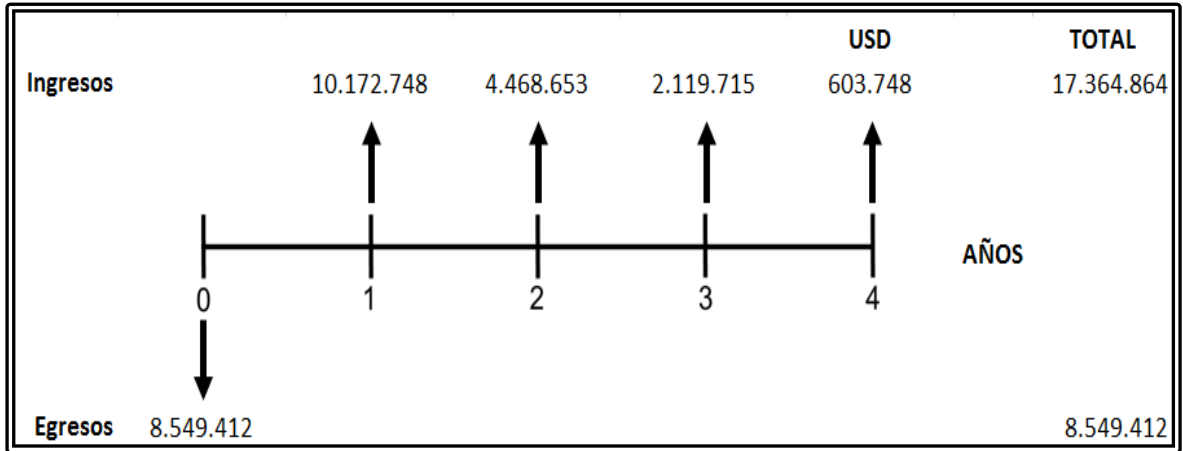
$$F_2 = \$6.380.917 \text{ USD} - \$1.912.264 \text{ USD} = \$ 4.468.653 \text{ USD}$$

$$F_3 = \$3.040.073 \text{ USD} - \$920.358 \text{ USD} = \$2.119.715 \text{ USD}$$

$$F_4 = \$870.128 \text{ USD} - \$266.380 \text{ USD} = \$603.748 \text{ USD}$$

En la Gráfica 5 se representa el flujo neto de caja para los periodos establecidos para el proyecto.

Gráfica 5. Flujo neto de caja.



Al reemplazar los valores obtenidos en el flujo neto de caja en la Ecuación 23 se obtiene lo siguiente:

$$VPN_{(0,11)} = -8.549.412 + 10.172.148(1 + 0.11)^{-1} + 4.468.653(1 + 0.11)^{-2} + 2.119.715(1 + 0.11)^{-3} + 603.748(1 + 0.11)^{-4}$$

$$VPN_{(0,11)} = 6.189.708 \text{ USD}$$

8.6 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero la ampliación del sistema de tratamiento de agua de producción de la Estación Jaguar es atractiva para la compañía CEPESA COLOMBIA S.A. porque le representa en dólares americanos de hoy una ganancia extraordinaria de \$6.189.708 USD adicional a la tasa de interés de oportunidad.

9. CONCLUSIONES

- El sistema geológico del Bloque Caracara tiene como mecanismo de empuje un acuífero activo que permite el aumento del caudal de producción a lo largo del tiempo, por lo cual es necesario realizar una ampliación de 50.000 BWPD en la capacidad del sistema de tratamiento de agua, para alcanzar los perfiles de producción de crudo propuestos por la compañía operadora.
- Las características fisicoquímicas del agua producida que llega al sistema de tratamiento de agua de la Estación Jaguar, hacen que sea necesario realizar un tratamiento para disminuir la concentración de aceite y sólidos que tienen valores de 229 mg/L y 504 mg/L respectivamente, hasta llegar a valores menores al máximo permitido por la normatividad colombiana (Resolución 0630 de 2015) para poder hacer la correcta disposición del fluido.
- Los hidrociclones, la celda de flotación y los filtros de cáscara de nuez que conforman el sistema actual de tratamiento de agua de producción, han funcionado apropiadamente de acuerdo a los requerimientos de la operación hasta el año 2015, sirviendo como una guía para la ampliación, a la cual es posible realizarle modificaciones que permitan mejorar el proceso de acuerdo a lo evidenciado durante su funcionamiento.
- El sistema de tratamiento de agua instalado aporta un balance volumétrico comprendido por la corriente de entrada de 69.300 BWPD que es igual a la sumatoria de las corrientes de salida de agua aceitosa de 5.177 BWPD y de agua clarificada con 64.123 BWPD. En el balance hidráulico se observan diferenciales de presión a lo largo del sistema, especialmente en los hidrociclones y en los filtros de cáscara de nuez, que tienen una caída de 50 psi y 20 psi respectivamente; no obstante, con las bombas que posee el sistema, es posible llevar los fluidos a la presión de entrada necesaria para cada unidad de separación hasta el final del circuito de tratamiento para el sistema de inyección.
- Actualmente el sistema de tratamiento de agua de la Estación Jaguar se encuentra limitado por la capacidad del diseño que se realizó en el año 2012 la cual es de 69.300 BWPD, debido al aumento de los fluidos de producción, para lo cual fue necesario tomar medidas de control en la operación, programando el cierre de algunos pozos o de la baja frecuencia de las B.E.S. para cumplir con los parámetros de calidad establecidos por la normatividad colombiana (BS&W <0,5%).
- Las tecnologías que deben aplicarse en la ampliación del sistema de tratamiento de agua son la flotación por gas inducido y la filtración por medio adsorbente, debido a que son tecnologías que son aplicables a las características del agua de entrada a la Estación Jaguar (sólidos totales= 504 mg/L y grasas y aceites=

229 mg/L); además han sido utilizadas en la industria petrolera y los resultados demuestran que cumplen con las necesidades de condiciones de disposición y vertimiento de la legislación colombiana.

- El dimensionamiento de los equipos realizado mediante fórmulas teóricas indica las especificaciones mínimas que deben cumplir los equipos para el tratamiento y el correcto funcionamiento del sistema, aunque las especificaciones finales son dependientes de los diseños comerciales. Los equipos propuestos para la ampliación tienen las siguientes características:

Parámetro	Celda de flotación	Filtro de adsorción
Dimensión	Largo 35 ft Ancho 9 ft Alto 7,2 ft	Diámetro 12 ft Alto 8 ft
Capacidad nominal	400 Bbl	160 Bbl
Tiempo de retención	2,47 minutos	4,81 minutos
Eficiencia	94%	90%

- Mediante la simulación numérica se validó el balance volumétrico e hidráulico de la configuración propuesta para la ampliación del sistema de tratamiento de agua de producción de la Estación Jaguar, estableciendo las corrientes de entrada en 50.000 BWPD, con sus respectivos parámetros de operación, junto a la longitud de cada una de las líneas de flujo las cuales suman 450 ft en total, accesorios y bombas, para verificar el funcionamiento de los equipos dimensionadas teóricamente en el sistema.
- En la evaluación financiera se determinó que la ampliación del sistema de tratamiento de agua permite tener una producción incremental acumulada después de regalías de 774.021 Bbl de crudo durante los cuatro años de evaluación del proyecto, los cuales generan una utilidad de \$6.189.708 USD en dólares del presente, adicional a la tasa de interés de oportunidad.

10.RECOMENDACIONES

- Hacer un estudio de planeación de ampliaciones futuras tanto para las facilidades de tratamiento de crudo como para el sistema de inyección proporcional al aumento del sistema de tratamiento de agua acorde con las condiciones de operación.
- Realizar ampliaciones que permitan su modificación o conexiones de más equipos con facilidad, dado que según el pronóstico la producción de agua aumentará de manera proporcional a la producción petróleo si se desea expandir la operación.
- Llevar a cabo un proceso licitatorio para comparar las propuestas ofrecidas que cumplan con los parámetros dimensionados en el presente trabajo. Dichas empresas llevarán a cabo la ingeniería de detalle para presentar las especificaciones técnicas en caso de llevar a cabo la ampliación, las cuales deben ser revisadas por parte de la compañía operadora para que la integración dentro de la estación sea funcional y su operación sea viable.
- La ingeniería a desarrollar para un sistema de tratamiento y manejo de aguas asociadas debe estar acompañado de una facilidad operacional que no involucre un mayor número de personal respecto a las instalaciones actuales, para no aumentar la carga monetaria y el tiempo de operación.
- Aunque la cáscara de nuez es el medio filtrante más empleado por sus propiedades de retención de hidrocarburos líquidos, se debe considerar realizar estudios con materiales sustitutos de más fácil consecución y menores costos.
- Realizar la ampliación del sistema de inyección de agua acorde con las ampliaciones que se realicen del sistema de tratamiento de agua de producción.
- Llevar a cabo el análisis de alternativas para manejar el aumento del caudal de agua de producción desde el subsuelo mediante variaciones en las condiciones de producción, la aplicación de tratamientos remediales o la implementación de nuevas tecnologías.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES. Resolución 1314 de 2014. Bogotá D.C.: ANLA, 2014. 24 p.

ANH. Cuenca Llanos Orientales: integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Informe técnico de la ANH. Bogotá: ANH, 2012. 209 p.

_____. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Cuenca Llanos Orientales. 2012. 82 p.

ANTEK S.A.S. Reporte de resultados de laboratorio No. A-0542-15. Bogotá. 2015. 2 p.

ARNOLD, K.; STEWART, M. Design of oil handling systems and facilities. 2 ed. Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 1999. 569 p.

_____. Emulsions and oil treating equipment: selection, sizing and trouble shooting. Gulf professional publishing. 2009. 304 p.

_____. Produced water treatment field manual. Oxford: Elsevier, 2011. 229 p.

ARTHUR, J.; LANGHUS, B.; PATEL, C. Technical summary of oil & gas produced water treatment technologies. Tulsa, Oklahoma: All Consulting LLC, 2005. 53 p.

ATKINS, William; JONES, Loretta. Principios de química: Los caminos del descubrimiento. 3 ed. New York: Editorial médica panamericana, 2005. 990 p.

BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano, 2000. 366 p.

BARBA, Luz Edith. Conceptos básicos de la contaminación del agua y parámetros de medición. Santiago de Cali. Universidad del Valle. 2002. 48 p.

BAWER S.A. Catálogo de modelos de filtros de cáscara de nuez. Bogotá: Bawer S.A. 2015. 48 p.

_____. Catálogo de modelos de tanques de decantación. Bogotá: Bawer S.A. 2015. 45 p.

_____. Catálogo de modelos de unidades de flotación. Bogotá: Bawer S.A. 2015. 42 p.

_____. Sistema de filtración con cáscara de nuez – BFS. [diapositivas]. Bogotá D.C.: BAWER S.A., 2015. 8 diapositivas, color.

BROWN, T., et al. Química la ciencia central. 11 ed. Bogotá D.C.: Pearson, 2009. 1155 p.

CENGEL, Yunus A., CIMBALA, John. Mecánica de fluidos: Fundamentos y aplicaciones. Madrid: McGraw-Hill, 2006. 992 p.

CEPSA COLOMBIA S.A. Cepcolsa export route. Bogotá. 2001. 20 p.

_____. Figuras solicitud inicio de explotación, Campo Peguita I. Bogotá D.C.: CEPSA COLOMBIA S.A., 2015. 15 p.

_____. Plan de Desarrollo Bloque Caracara 2014 “Yacimientos, perforación, producción, facilidades, integridad, HSE y PP5”. Bogotá D.C. 2014. 103 p.

_____. Planta de tratamiento de agua de producción: Campo Jilguero. Bogotá D.C.: CEPSA COLOMBIA S.A., 2014. 55 p.

_____. Pronóstico de producción Estación Jaguar, 2015.

_____. Red de Producción Estación Jaguar. Bogotá D.C.: CEPSA COLOMBIA S.A., 2014.

_____. Suministro planta de tratamiento de agua de producción: Campo Jilguero. Bogotá D.C.: CEPSA COLOMBIA S.A., 2014. 55 p.

_____. Practica de operaciones planta Caracara. [diapositivas]. Bogotá D.C.: CEPSA COLOMBIA S.A., 2014. 43 diapositivas, color.

CORTAZAR, Juan. Tratado de geometría elemental. León, España: Universidad de León, 1858. 199 p.

DE TURIS, et al. Tratamiento de aguas de producción por flotación con aire disuelto. En: Interciencia, Marzo, 2011. vol. 36, no. 3, 218 p.

DEL RÍO GONZALES, Cristóbal. Costos I. México D.F.: Ecafsa, 1998. 362 p.

DEPARTAMENTO DE PLANEACIÓN NACIONAL. Las regalías en Colombia- Una herramienta para el fortalecimiento del control social. Ed. Imprenta Nacional de Colombia. Bogota: Imprenta nacional de Colombia, 2004. 84 p.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Standard method for the examination of water and waste water, Oil and grease. SM-5520. Washington D.C.: EPA, 1995. p. 43.

EXTERRAN. Deep bed nutshell filter evolution. League City, Texas: Exterran, 2010. 15 p.

_____. P&ID planta de tratamiento de agua Jaguar, 2012.

_____. Secondary produced water treatment through micro-bubble flotation within float/surge tank. League City, Texas: Exterran, 2004. 9 p.

FELCH, Chad. Advances in media filtration. [diapositivas]. Al Khobar: Siemens, 2015. 23 diapositivas, color.

GRATON, L.; FRASER H. Systematic packing of spheres with particular reference to porosity and permeability. En: Journal of Geology, Noviembre, 1935. vol. 43, no. 8, 909 p.

HIMMELBLAU, David. Principios básicos y cálculos en ingeniería química. 6 ed. México: Pearson, 1997. 749 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación, presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Bogotá: ICONTEC, 2008. 14 p. (NTC – 1486).

_____. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. Bogotá: ICONTEC, 2008. 38 p. (NTC – 5613).

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. Bogotá: ICONTEC, 1998. 27 p. (NTC – 4490).

INSTITUTO GEOLÓGICO AGUSTIN CODAZZI. Mapa geográfico de Colombia. Bogotá.

KHIADANI, Mehdi, et al. Removal of turbidity from water by dissolved air flotation and conventional sedimentation system using poly aluminum chloride as a coagulant. En: Research Online Journal Cowan University, 2013. vol. 52, no. 4. 989 p.

KURT, Rolle. Termodinámica. 6 ed. Wisconsin: Pearson educación, 2006. 611 p.
LINKE, W. Solubilities of inorganic and metal-organic compounds. 2 ed. Washington D.C.: Standbope Press, 1919. 843 p.

MELLADO, José; MARÍN, Rafael. Fisicoquímica de aguas. 3 ed. Madrid: Díaz de Santos, 1999. 466 p.

NIETO, Alex. Guías de estudio de facilidades de producción. Bogotá D.C., 2016.

OROZCO, Martha. Operaciones unitarias. México: Limusa, 1998. 200 p.

RAWLINS, C.; ERICKSON, A. Characterization of deep bed filter media for oil removal from produced water. Phoenix, Arizona: SME Annual Meeting, 2010. 10 p.

RIERA, María; GRATEROL, Nelson. Diseño de una unidad de flotación con aire disuelto para la remoción de contaminantes de las aguas residuales generadas en una empresa manufacturera. En: REDIP UNEXPO. 2015. vol. 5, no. 2, p. 778-796.

ROMERO, J. Acuíquímica. Bogota D.C.: Centro editorial Escuela Colombiana de Ingeniería, 2000. 225 p.

SERRA, O. Fundamental of well log interpretation: the acquisition of logging data. Amsterdam: Elsevier, 1984. 435 p.

SRINIVASAN, A.; VIRARAGHAVAN, T. Removal of oil by walnut Shell media. En: Bioresource Technology, 2008. vol. 99, no. 17, p. 8217-8220.

WANG, K., et al. Handbook of environmental engineering: flotation technology. New York: Humana Press, 2010. 690 p.

WEMCO. Technical discussion of the induced gas flotation (IGF) process.

ZIAD, Zainab. Removal of oil from wastewater using walnut-shell. En: Al- Khwarizmi engineering journal, 2005. vol. 1, no. 1, p. 117-124.

ANEXOS

ANEXO A
PARÁMETROS DE VERTIMIENTO PARA EL SECTOR DE HIDROCARBUROS

PARÁMETRO	UNIDADES	EXPLORACIÓN (UPSTREAM)	PRODUCCIÓN (UPSTREAM)	REFINO	VENTA Y DISTRIBUCIÓN (DOWNSTREAM)	TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO (MIDSTREAM)
Sustancias Activas al Azul de Metieno (SAAM)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Hidrocarburos						
Hidrocarburos Totales (HTP)	mg/L	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (HAP)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	
BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	
Compuestos Orgánicos Halogenados Adsorbibles (AOX)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Compuestos de Fósforo						
Fósforo Total (P)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Ortofosfatos (P-PO ₄ ³⁻)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Compuestos de Nitrógeno						
Nitratos (N-NO ₃ ⁻)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Nitrógeno Amoniacal (N-NH ₃)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		

ANEXO A. (Continuación)

Nitrógeno Total (N)	mg/L	10,00	10,00	10,00 o 40,00 si en el proceso de refinó se incluyen actividades de hidrogenación	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Iones						
Cianuro Total (CN ⁻)	mg/L	1,00	1,00	1,00		
Cloruros (Cl ⁻)	mg/L	1.200,00	1.200,00	500,00	250,00	250,00
Fluoruros (F ⁻)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Sulfatos (SO ₄ ²⁻)	mg/L	300,00	300,00	500,00	250,00	250,00
Sulfuros (S ²⁻)	mg/L	1,00	1,00	1,00		
Metales y Metaloides						
Arsénico (As)	mg/L	0,10	0,10	0,10		
Bario (Ba)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Cadmio (Cd)	mg/L	0,10	0,10	0,10		
Cinc (Zn)	mg/L	3,00	3,00	3,00		
Cobre (Cu)	mg/L	1,00	1,00	1,00		
Cromo (Cr)	mg/L	0,50	0,50	0,50		
Hierro (Fe)	mg/L	3,00	3,00	3,00		
Mercurio (Hg)	mg/L	0,01	0,01	0,01		
Níquel (Ni)	mg/L	0,50	0,50	0,50		
Plata (Ag)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Plomo (Pb)	mg/L	0,20	0,20	0,10		
Selenio (Se)	mg/L	0,20	0,20	0,20		
Vanadio (V)	mg/L	1,00	1,00	1,00		

ANEXO A. (Continuación)

Otros Parámetros para Análisis y Reporte						
Acidez Total	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Alcalinidad Total	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Dureza Cálcica	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Dureza Total	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Color Real (Medidas de absorbancia a las siguientes longitudes de onda: 436 nm, 525 nm y 620 nm)	m ⁻¹	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte

Fuente: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Resolución 0631, 2015.

ANEXO B
SELECCIÓN DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS

EQUIPO	Descripción	Comentarios	APLICABLE
Separador de placas corrugadas	Separación gravitacional mejorada por medio de un paquete de placas corrugadas instaladas internamente en el equipo con un ángulo de inclinación entre 45° y 60°, que ayudan a la floculación de las gotas de aceite para la separación de mezclas de agua, sólidos y gotas de aceite entre 20 y 1000 micras.	Maneja altos caudales de agua/aceite. Tiempo de residencia de 5 a 10 veces menor que un separador API. Bajos costos de mantenimiento y operación porque no requiere energía. Necesita bastante área superficial. Alta dependencia de la temperatura de los fluidos. ($\Delta G.E.$ Y cambios de μ). Altas concentraciones de sólidos pueden taponar el equipo.	NO, el alto contenido de sólidos en la corriente de entrada (1100-8800ppm) causaría taponamientos en los paquetes de placas corrugadas. En la práctica no tiene una buena eficiencia de separación cuando el tamaño de gota de aceite es inferior a 30 μ m.
Hidrociclón	Equipos que utilizan movimiento rotacional dado por una entrada tangencial a presión para separar por diferencia de densidades, gotas de aceite de la corriente de agua de producción.	Maneja alta capacidad y variaciones que se puedan presentar en el flujo de entrada, corto tiempo de residencia, requiere poco espacio de instalación, tiene buena relación entre su capacidad de tratamiento y su tamaño.	NO, necesitan alta presión (>60 psig) a la entrada y un gran tamaño de gota de aceite, es por esto que se debe evitar colocar caídas de presión y esfuerzos cortantes antes de la entrada que disminuyan los tamaños de gota para que la eficiencia del equipo no disminuya.

ANEXO B. (Continuación)

EQUIPO	Descripción	Comentarios	APLICABLE
Unidad de flotación por gas inducido	Unidad que introduce burbujas de gas dispersas que se adhieren a las partículas de aceite y sólidos suspendidos en el agua de producción, que por efectos de arrastre son llevados a superficie en donde mecánicamente se separa la espuma (nata) formada en la superficie de la columna de líquido.	Se utilizan para alcanzar los parámetros de vertimiento o reducir la carga de contaminantes en sistemas de filtración, dependiendo del proceso. El contenido de aceite a la entrada de la unidad debe estar por debajo de las 1000 ppm. Tienen un bajo costo de mantenimiento, son las unidades más utilizadas en operaciones costa adentro (On-Shore). Estas burbujas pueden ser inducidas mecánicamente con un impulsor o hidráulicamente por medio de boquillas. Estas últimas generan burbujas de mayor diámetro, creando un flujo más turbulento a pesar de tener menos partes móviles, lo cual puede dificultar la separación.	Sí, con el uso de burbujas y microburbujas esta tecnología mejora la eficiencia de separación de equipos como el Separador API y el Separador de Placas Corrugadas para corrientes con contenido de aceite moderado a alto, dependiendo del tamaño de burbuja que se utilice. Entre menor sea el tamaño de burbuja mejor desempeño tendrá el equipo. Los equipos de flotación con microburbujas entre 5 y 50 micras son capaces de reproducir los resultados de una unidad de gas disuelto sin utilizar equipos adicionales presurizados.

ANEXO B. (Continuación)

EQUIPO	Descripción	Comentarios	APLICABLE
Unidad de flotación por gas disuelto	Esta unidad toma del 10 al 50% del agua tratada para disolver en ella gas a alta presión. Esta corriente saturada de gas es combinada con la corriente del agua de entrada y la caída de presión de la tubería a la entrada del equipo produce la liberación de burbujas de la corriente saturada.	Garantiza una distribución de gas completa y homogénea. Tiene un costo de mantenimiento bajo. Las burbujas son más pequeñas por lo que hay una densidad mayor de burbujas en el fluido. Es muy sensible a la temperatura debido a que la solubilidad del gas depende fuertemente de esta propiedad. Generalmente el gas se disuelve a presiones de 20 a 40 psig.	NO, aunque es efectiva para la remoción de aceite, la necesidad de utilizar altas presiones y equipos adicionales para presurizar las corrientes ocasiona aumento en la inversión, consumo de energía, y riesgos adicionales. No es una tecnología común en la industria petrolera del país.
Separador API	Es un equipo rectangular que separa el aceite del agua por medio de segregación gravitacional. Está diseñado de acuerdo con las especificaciones establecidas por el Instituto Americano del Petróleo (API), de lo cual se origina su nombre.	Dado que está diseñado para la diferencia de densidades entre el aceite y el agua, se sedimentan los sólidos suspendidos debido a que la diferencia de densidades con respecto al agua es mayor. Tiene baja tendencia al taponamiento por sólidos. Necesita poco mantenimiento diario, pero tiene un alto costo de mantenimiento cuando es necesario limpiar los sólidos. Este equipo se puede modificar con componentes internos, los cuales mejoran la separación.	NO, debido a que es un equipo obsoleto porque no está diseñado para separar tamaños de gotas de aceite menores a 150 micras. Además, la máxima separación se da hasta 50 ppm. El tiempo de retención es muy alto comparado con otras tecnologías debido a que solamente separa por medio de efecto gravitacional. Finalmente, el grado de separación no justifica el alto costo de estos equipos.

ANEXO B. (Continuación)

EQUIPO	Descripción	Comentarios	APLICABLE
Medio filtrante adsorbente	Tanque con un lecho filtrante que retiene las partículas de hidrocarburos que se encuentran suspendidas en el agua. Este medio puede estar compuesto de cáscara de nuez o de palma, carbón activado, resinas oleofílicas o cerámicas. El aceite que se adhiere a la superficie del material ocupa el espacio poroso hasta llegar a un límite de saturación donde ya no hay más remoción de crudo. En este punto se realiza un proceso conocido como retrolavado, que consiste en hacer fluir en contracorriente el agua y limpiar el lecho filtrante.	Los filtros pueden remover gota de aceite hasta de 5 micras de diámetro. Los medios filtrantes tienen en general alta resistencia y duración con baja probabilidad de daño y bajo mantenimiento anual si no sufre daños físicos considerables como trituración de las partículas por bombas. Son altamente eficientes para remoción de grasas y aceites. Remueven un porcentaje de la concentración de sólidos al quedar atrapados en el medio poroso.	SI, mientras se instale un equipo de tratamiento de agua primario para altas concentraciones de aceite que reduzca la carga a la entrada de los filtros para evitar que se sature el lecho antes de lo requerido para el tratamiento del caudal de diseño. El tiempo operación antes de requerir el retrolavado puede variar de acuerdo a la concentración de aceite en agua presente en la corriente de entrada, lo que puede alterar el caudal que puede tratar del equipo, sin alterar su eficiencia.
Humedales	Equipos donde se llevan a cabo reacciones biológicas compuestos por películas delgadas que utilizan varias especies de plantas y microorganismos con arenas que oxidan los contaminantes presentes en el agua. Es un tipo de los biotratamientos utilizados en el tratamiento de aguas de producción.	Utiliza bacterias específicas para consumir contaminantes disueltos y suspendidos en el agua como hidrocarburos, metales, sulfuro, hierro, entre otros. Su eficiencia es limitada dependiendo del ambiente climático en que se instale y si no se tiene en cuenta la cantidad límite de tratamiento, puede ocasionar derrames de petróleo en superficie. Es una tecnología en desarrollo.	NO, requiere un área superficial mayor a la disponible para instalar las etapas de enfriamiento, descomposición bacteriana y oxidación. Alta generación de residuos de biomasa que necesitan tratamiento posterior. Requiere un alto mantenimiento, alto tiempo de retención y poseen alta sensibilidad a cambios de temperatura y pH.

ANEXO B. (Continuación)

EQUIPO	Descripción	Comentarios	APLICABLE
Membranas de filtración	Son láminas delgadas y porosas que se encargan de rechazar selectivamente aquellas partículas que tengan un tamaño mayor al tamaño de poro de la membrana, cuando se aplica presión para que el fluido pase a través de la membrana.	Las membranas de Microfiltración separan partículas de sólidos suspendidos, mientras que las de Ultrafiltración se encargan de separar macromoléculas; las membranas de Osmosis Inversa separan sólidos disueltos e iones de sales solubles; por último, las membranas de Nanofiltración son selectivas para iones multivalentes.	NO, la calidad de separación de estos equipos excede la requerida en la Estación Jaguar para reinyección y vertimientos. Necesita la instalación adicional de equipos que ejerzan presión para forzar el paso a través de la membrana.

ANEXO C
RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN HIDRÁULICA



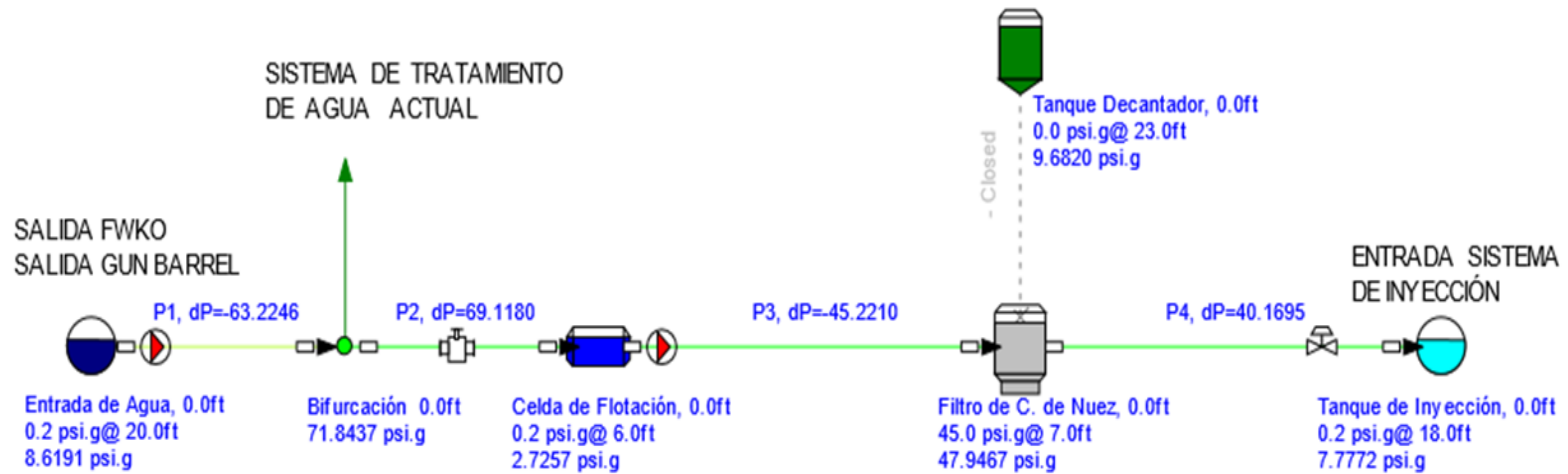
Ampliación Sist. Tratamiento de Agua JGR

Simulation Results Data

ANEXO C. (Continuación)

Ampliación Sist. Tratamiento de Agua JGR - García D. - Vivas P.

Pipe Flow Expert Results Key	
dP = pressure drop in psi	Color of Pipe: Velocity in ft/sec
	9.353 9.477 9.602 9.726 9.850 9.974



Ampliación Sist. Tratamiento de Agua JGR - García D. - Vivas P.

Fluid Data

Zone	Fluid Name	Chemical Formula	Temperature °F	Pressure psi.g	Density lb/ft ³	Centistokes	Centipoise	Vapour Pressure psi.a	State
1	Water	H2 O	176.000	0.0000	60.617550	0.364573	0.354000	6.876965	Liquid

ANEXO C. (Continuación)

Ampliación Sist. Tratamiento de Agua JGR - García D. - Vivas P.

Pump Data

Pipe Id	Pipe Name	Pump Name	Speed rpm	Pref. Op From ft³/sec	Pref. Op To ft³/sec	Flow In/Out ft³/sec	Velocity ft/sec	Suction Pressure psi.g	Discharge Pressure psi.g	Pump Head (+) psi.g	Pump NPSHr ft.hd (absolute)	Pump NPSHa ft.hd (absolute)	Pump Efficiency Percentage	Pump Power Horsepower
6	P3	Pump	Set Flow Rate			3.2494	9.353	2.1992	49.5162	47.317	Not known	23.80	Not known	Not Known
11	P1	Pump	Set Flow Rate			7.7531	9.974	8.2937	73.6743	65.381	Not known	38.28	Not known	Not Known

Ampliación Sist. Tratamiento de Agua JGR - García D. - Vivas P.

Pipe Data

Pipe Name and Notes	Material	Inner Diameter inch	Length ft	Velocity ft/sec	Friction Loss psi	Entry Fitt. Loss psi	Exit Fitt. Loss psi	Comp. Loss psi	dP Total Loss psi	Entry Pressure psi.g	Exit Pressure psi.g
P4	8" Stainless Steel (ANSI) Sch. 40S	7.981	200.000	9.353	2.5228	0.7669	0.8127	none	40.1695	47.9467	7.7772
P3	8" Stainless Steel (ANSI) Sch. 40S	7.981	60.000	9.353	0.7568	0.5265	0.8127	none	-45.2210	2.7257	47.9467
P1	12" Steel (ANSI) Sch. 40	11.938	150.000	9.974	1.3230	0.3254	0.5077	none	-63.2246	8.6191	71.8437
P2	8" Stainless Steel (ANSI) Sch. 40S	7.981	20.000	9.353	0.2523	1.0530	0.8127	67.0000	69.1180	71.8437	2.7257
Closed.	8" Stainless Steel (ANSI) Sch. 40S	7.981	20.000								

ANEXO C. (Continuación)

Ampliación Sist. Tratamiento de Agua JGR - García D. - Vivas P.

Pipe Factors

Pipe Id	Pipe Name	Inner Roughness inch	Inner Diameter inch	Length ft	Reynolds Number	Flow Type	Friction Factor	Entry Fittings Total K Factor	Exit Fittings Total K Factor	Component Cv	Component Kv	Sprinkler Imperial K	Sprinkler Metric K
1	P4	0.001811	7.981	200.000	1585197	Turbulent	0.014659	1.3400	1.4200	none	none	none	none
6	P3	0.001811	7.981	60.000	1585197	Turbulent	0.014659	0.9200	1.4200	none	none	none	none
11	P1	0.001811	11.938	150.000	2528605	Turbulent	0.013482	0.5000	0.7800	none	none	none	none
17	P2	0.001811	7.981	20.000	1585197	Turbulent	0.014659	1.8400	1.4200	none	none	none	none
4	Closed.	0.001811	7.981	20.000									

Ampliación Sist. Tratamiento de Agua JGR - García D. - Vivas P.

Pipe Materials

Pipe Id	Pipe Name	Nominal Size	Material	Schedule Class	Roughness inch	Inner Diameter inch	Wall Thickness inch	Outer Diameter inch	Length ft	Weight lbs (full length)	Internal Volume ft ³
1	P4	8"	Stainless Steel (ANSI)	Sch. 40S	0.001811	7.981	0.322	8.625	200.000	5774.000	69.482
6	P3	8"	Stainless Steel (ANSI)	Sch. 40S	0.001811	7.981	0.322	8.625	60.000	1732.200	20.845
11	P1	12"	Steel (ANSI)	Sch. 40	0.001811	11.938	0.406	12.750	150.000	8037.450	116.596
17	P2	8"	Stainless Steel (ANSI)	Sch. 40S	0.001811	7.981	0.322	8.625	20.000	577.400	6.948

ANEXO C. (Continuación)

Ampliación Sist. Tratamiento de Agua JGR - García D. - Vivas P.

Pipe Fittings

Pipe Id	Pipe	Fitting Position	Description	Imperial Size	Metric Size	Database Ref	K Value	Quantity	K Total	Entry K Total	Exit K Total
1	P4	Start of Pipe	Standard Bend	8"	200 mm	SB	0.4200	1	0.4200		
1	P4	Start of Pipe	Standard Bend	8"	200 mm	SB	0.4200	1	0.4200		
1	P4	Start of Pipe	Pipe Entry Sharp	8"	200 mm	EntSharp	0.5000	1	0.5000		
1	P4	End of Pipe	Pipe Exit to Container	8"	200 mm	ExitCon	1.0000	1	1.0000		
1	P4	End of Pipe	Standard Bend	8"	200 mm	SB	0.4200	1	0.4200		
										1.3400	1.4200
6	P3	Start of Pipe	Standard Bend	8"	200 mm	SB	0.4200	1	0.4200		
6	P3	Start of Pipe	Pipe Entry Sharp	8"	200 mm	EntSharp	0.5000	1	0.5000		
6	P3	End of Pipe	Standard Bend	8"	200 mm	SB	0.4200	1	0.4200		
6	P3	End of Pipe	Pipe Exit to Container	8"	200 mm	ExitCon	1.0000	1	1.0000		
										0.9200	1.4200
11	P1	Start of Pipe	Pipe Entry Sharp	12"	300 mm	EntSharp	0.5000	1	0.5000		
11	P1	End of Pipe	Standard Bend	12"	300 mm	SB	0.3900	1	0.3900		
11	P1	End of Pipe	Standard Bend	12"	300 mm	SB	0.3900	1	0.3900		
										0.5000	0.7800
17	P2	Start of Pipe	Standard Bend	8"	200 mm	SB	0.4200	1	0.4200		
17	P2	Start of Pipe	Strainer	8"	200 mm	St	1.0000	1	1.0000		
17	P2	Start of Pipe	Standard Bend	8"	200 mm	SB	0.4200	1	0.4200		
17	P2	End of Pipe	Pipe Exit to Container	8"	200 mm	ExitCon	1.0000	1	1.0000		
17	P2	End of Pipe	Standard Bend	8"	200 mm	SB	0.4200	1	0.4200		
										1.8400	1.4200

ANEXO C. (Continuación)

Ampliación Sist. Tratamiento de Agua JGR - García D. - Vivas P.

Components

Pipe Id	Pipe Name	Inner Diameter inch	Comp. Name	Comp. Type	Comp. Value	Flow ft ³ /sec	Mass Flow lb/sec	Comp. Loss psi
17	P2	7.981		Fixed Loss psi	67.0000	3.2494	196.9707	67.0000

Ampliación Sist. Tratamiento de Agua JGR - García D. - Vivas P.

Flow Control Valves (FCVs)

Pipe Id	Pipe Name	Inner Diameter inch	FCV Name	FCV Mass Flow lb/sec	FCV Vol Flow ft ³ /sec	FCV Loss psi
1	P4	7.981		196.9707	3.2494	36.0671

Ampliación Sist. Tratamiento de Agua JGR - García D. - Vivas P.

Node Data

Node Id	Node Type	Node	Elevation ft	Liquid Level ft	Surface Press. psi.g	Press. at Node psi.g	HGL at Node psi.g	Demand In (Vol) @ Fluid Zone Density Downstream ft ³ /sec	Demand Out (Vol) @ Fluid Zone Density Downstream ft ³ /sec	Total Flow In (Vol) @ Fluid Zone Density Downstream ft ³ /sec	Total Flow Out (Vol) @ Fluid Zone Density Downstream ft ³ /sec
2	Tank	Filtro de C. de Nuez	0.000	7.000	45.0000	47.9467	47.9467	N/A	N/A	3.2494	3.2494
3	Tank	Celda de Flotación	0.000	6.000	0.2000	2.7257	2.7257	N/A	N/A	3.2494	3.2494
4	Tank	Entrada de Agua	0.000	20.000	0.2000	8.6191	8.6191	N/A	N/A	0.0000	7.7531
5	Tank	Tanque Decantador	0.000	23.000	0.0000	9.6820	9.6820	N/A	N/A	0.0000	0.0000
6	Join Point	Bifurcación	0.000	N/A	N/A	71.8437	71.8437	0.0000	4.5037	7.7531	7.7531
10	Tank	Tanque de Inyección	0.000	18.000	0.2000	7.7772	7.7772	N/A	N/A	3.2494	0.0000

ANEXO C. (Continuación) Results Log Summary

Final Solution Details:

Calculation Engine:

Method of Solution: Non-Compressible Flow [Accurate]

Method of Calculation: Darcy-Weisbach Equation

Friction Model: Colebrook-White Friction Factors

Flow Balance to: 0.000000000000 lb/sec

Node Pressure Balance to: 0.000000000000 psi

Configuration:

Pipes: 4

Tanks: 5

Join Points: 1

Demand Pressures: 0

Pumps: 2

Components: 1

Control Valves: 1

Overall Volumes:

Flow Demands In: 0.0000 ft³/sec

Flow Demands Out: 4.5037 ft³/sec

Flow Controls: 3.2494 ft³/sec

System Volume: 213.870 ft³ (does not include any closed pipes)

Total Friction Losses in all pipes is: 4.854914 psi

Total Fitting Losses in all pipes is: 5.617481 psi

Total Component Losses in all pipes is: 67.000000 psi

Total Control Valve Losses in all pipes is: 36.067136 psi

Pipe 6: Pump Head Added is 47.317 psi.g

Pipe 11: Pump Head Added is 65.381 psi.g

Note: Systems that contain pumps in parallel have multiple paths of flow that have to be moved, and therefore although the elevation change across the whole system may only be 'X' m Head, each pump may be working against this and hence the total sum of all pump heads can be much larger than the elevation change along one particular path of flow.

Lowest Pressure at any node is: 2.725731 psi.g (3 (Celda de Flotación))

Highest Pressure at any node is: 71.843705 psi.g (6 (Bifurcación))

Lowest Elevation of any node is: 0.000 ft (Filtro de C. de Nuez)

Highest Elevation of any node is: 0.000 ft (Filtro de C. de Nuez)