

**DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA UN SISTEMA DE
SOSTENIMIENTO DE PRESIÓN EN CAMPO RUBIALES SIMULANDO CAUDAL Y
PRESIÓN DE INYECCIÓN**

CRISTIAN HERNÁNDEZ OSPINA

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

Directora:

ELIANA MARÍA ALDANA ESCALANTE

**Ingeniera de Petróleos, Especialista en Gestión Ambiental y Magíster en
Educación.**

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

2024

NOTA DE ACEPTACION

Eliana María Aldana Escalante
Firma del director

Nombre
Firma del presidente jurado

Nombre
Firma del jurado

Nombre
Firma del jurado

Bogotá D.C, de 2024

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA PEÑA

Vicerrectora Académica

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Vicerrectoría de investigación y extensión

Dra. SUSAN MARGARITA BENAVIDES TRUJILLO

Secretario General

Dr. JOSÉ LUIS MACÍAS RODRÍGUEZ

Decano Facultad de Ingenierías

Dra. NALINY PATRICIA GUERRA PRIETO

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Dra. NALINY PATRICIA GUERRA PRIETO

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.

DEDICATORIAS

Con gratitud y esfuerzo, dedico esta tesis a mi familia en especial a mi madre que siempre ha sido mi apoyo incondicional en este proceso para obtener mi título como Ingeniero de Petróleos. A mis profesores tanto de la Fundación Universidad de América como de las Unidades Tecnológicas de Santander donde empezó este gran sueño, agradezco a ellos por su conocimiento compartido por su entrega y dedicación. Quiero resaltar a la Fundación Universidad de América por abrirnos las puertas al grupo de personas que realizamos el proceso de homologación, agradecer por hacer de este sueño realidad. A mis compañeros que siempre me apoyaron y juntos enfrentamos desafíos y hemos celebrados logros. A la industria de hidrocarburos con la que soñé estar en algún momento desde pequeño y que hoy me enorgullece decir que trabajo en esta maravillosa industria. A todos aquellos que hicieron parte de este proceso mi más sincero agradecimiento en este momento de culminación y comienzo hacia un nuevo futuro lleno de oportunidades bendiciones y éxitos.

Dedico este logro a Dios, que me lleno de fortaleza, de ganas y bendiciones para no rendirme y culminar esta meta y sueño de ser Ingeniero de Petróleos.

A mis Padres Maricela y Jair por siempre brindarme su apoyo incondicional, mi madre quien es mi motor y quien me ha impulsado a en este gran proceso, por los consejos valores y principios que me inculcaron para ser una gran persona y profesional.

A mis abuelos maternos que siempre han estado en este proceso, y a mi tía Lorena por estar ahí alentándome y por nunca dejar de creer en mí.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar el mayor agradecimiento a mi madre, quien siempre ha sido mi motor, quien nunca ha dejado de creer en mí, y que ha luchado para que yo pudiera cumplir el sueño que desde niño tuve y siempre decía mamá yo de grande quiero ser Ingeniero de Petróleos, a mi novia Nayari Marín que ha estado durante todo este proceso, quien me ha acompañado y nunca ha dejado de creer en mí, a ella mil gracias por ser ese apoyo incondicional.

También expresar mis más sinceros agradecimientos a la compañía Ecopetrol S.A, empresa que creyó en mí y en donde logre realizar mis practicas universitarias, donde logre adquirir mi primera experiencia laboral en la industria de los hidrocarburos, ayudándome a crecer a nivel personal y profesional.

Al Ingeniero Héctor Jaime Agudelo Rincón quien es el Coordinador de Producción de Campo Rubiales, ha sido mi mayor maestro, me ha guiado, me ha compartido su conocimiento y tengo el honor de actualmente seguir trabajando y aportando a la operación de este maravilloso Campo Petrolero de Colombia.

A mi directora de tesis la Ingeniera Eliana Aldana Escalante, por su entrega, dedicación, guía y apoyo incondicional para el desarrollo de esta tesis. Gracias por brindarme su experiencia y resaltar la excelente profesional y mujer que es.

A los Ingenieros de Campo Rubiales por brindarme su conocimiento, que estuvieron para apoyarme y brindarme conocimiento.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	13
INTRODUCCIÓN	15
OBJETIVOS	17
1. MARCO GEOLÓGICO	18
1.1 Historia del Campo	18
1.2 Historia de inyección del campo	19
1.3 Localización	20
1.4 Información Geológica.	22
2. MARCO TEORICO	27
2.1 Descripción general del proceso de producción	27
2.2 Definición Facilidad de Superficie	29
2.3 Facilidades para la separación y tratamiento de crudo	29
2.4 Facilidades para la separación y tratamiento de gas	31
2.5 Facilidades para la separación y tratamiento de agua	32
2.6 Simulador Aspen Hysys	36
2.7 Bombas centrifugas	38
3. METODOLOGÍA Y DATOS	40
4. RESULTADOS Y ANÁLISIS	42
4.1 Diseño de las facilidades de superficie para el tratamiento de agua y transferencia hasta pozos inyectoros.	42

4.2 Simulación del diseño de las Facilidades de Superficie desde la descarga de las unidades de bombeo de transferencia, hasta cabeza de pozo, evaluando caudal y la presión de inyección.	85
4.3 Evaluación del sistema de Facilidades de Superficie diseñado, con respecto a un sistema existente, en función a caudal y presión de inyección.	97
5. CONCLUSIONES	102
BIBLIOGRAFÍA	104
ANEXOS	107

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Historia de disposición del agua de producción de Campo Rubiales.	20
Figura 2. Ubicación Campo Rubiales.	21
Figura 3. Columna estratigráfica Campo Rubiales.	25
Figura 4. Descripción general del proceso de producción.	28
Figura 5. Diagrama de bloques del proceso general de producción de petróleo.	35
Figura 6. Partes de una bomba centrífuga.	39
Figura 8. Modelo 3D celdas de flotación y desnatador.	47
Figura 9. Modelo 3D sistema de filtración.	49
Figura 10. Modelo 3D decantadores.	51
Figura 11. Diagrama de flujo planta de tratamiento de agua FUAM-PTA- A.	55
Figura 12. Modelo 3D piscina de inyección sistema de sostenimiento de presión	58
Figura 13. Cuadro de control de flujo, ingreso de agua a la piscina de inyección.	59
Figura 14. Curva de eficiencia bombas centrífugas verticales.	62
Figura 15 Modelo 3D bombas centrífugas verticales.	63
Figura 16. Modelo 3D bombas centrífugas verticales.	64
Figura 17. Cuadro de recirculación desde descarga bombas centrífugas verticales hasta piscina de inyección	65
Figura 18. Curva de desempeño, Caudal Vs. Presión Bomba centrífugas verticales a 3585 RPM (59,75 Hz).	68

Figura 19. Curva de desempeño, Caudal Vs. Presión Bomba centrifugas verticales a 3702 RPM (37,7 Hz).	69
Figura 20. Curva Multifrecuencia: Caudal VS Presión a 3585 RPM (59,75 Hz).	70
Figura 21. Modelo 3D bombas centrifugas horizontales.	71
Figura 22. Modelo 3D bombas centrifugas horizontales	72
Figura 23. Modelo 3D sistema de sostenimiento de presión.	77
Figura 24. Plantas de tratamiento y válvula de control de flujo de ingreso a la piscina de inyección representados en simulación.	86
Figura 25. Piscina de Inyección y bombas centrifugas verticales representados en simulación.	88
Figura 26. Curva a diferentes frecuencias bombas centrifugas horizontales.	89
Figura 27. Bombas centrifuga horizontales, cabezales, accesorios y cluster representado en simulación.	90
Figura 28. Simulación escenario de inyección a baja presión.	92
Figura 29. Simulación escenario de inyección a 1.029 psia (1.014 psig).	94
Figura 30. Simulación escenario de inyección a 1.117 psia (1.102 psig).	96
Figura 31. Curva de eficiencia bombas centrifugas horizontales PAD 3.	100

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos de diseño Celda de flotación.	52
Tabla 2. Datos de diseño filtros de cascara de nuez o palma.	53
Tabla 3. Datos de diseño decantadores fondo cónico	53
Tabla 4. Datos de diseño Bombas de transferencia de agua hacia filtros.	54
Tabla 6. Datos de diseño bombas centrifugas verticales.	61
Tabla 7. Datos de diseño bombas centrifugas horizontales.	67
Tabla 8. Identificación de las facilidades del sistema de sostenimiento de presión.	73
Tabla 9. Guías de control y ventanas operativas Piscina de inyección piscina FUA-PIS-A.	75
Tabla 10. Guías de control y ventanas operativas bombas centrifugas verticales FUAM-P-1 A/B/C.	75
Tabla 11. Guías de control y ventanas operativas bombas centrifugas verticales FUAM-P-2 A/B/C/D.	76
Tabla 12. Procedimiento para la operación del sistema de sostenimiento de presión.	78
Tabla 13. Simulación escenario de inyección a baja presión.	91
Tabla 15. Simulación escenario de inyección a baja presión 1.117 psia (1.102 psig).	95

ABREVIATURAS

°C	Grados Celsius.
°F	Grados Fahrenheit.
bbl/año	Barriles por año.
BPD	Barriles por día.
BWPD	Barriles de agua por día.
BFPD	Barriles de fluido por día
Ft	Pies.
FWHP	Presión fluyente en cabezal de pozo.
Hp	Caballo de fuerza.
Hz	Hertz.
RPM	Revoluciones por minuto
In	Pulgadas.
M	Metros.
P	Presión.
Ppm	Partes por millón.
Psi	Libras por pulgada cuadrada.
Psig	Libras por pulgada cuadrada manométricas.
Psia	libras por pulgada cuadrada absoluta.
Rpm	Revoluciones por minuto.
PIT	Transmisor indicador de presión.
LIT	Transmisor indicador de nivel.
FIT	Transmisor indicador de nivel.
PG	Manómetro.
PDIT	Transmisor indicador de presión diferencial.
FV	Válvula controladora de flujo.
PV	Válvula controladora de presión.
GPM	Galón por minuto.

RESUMEN

El alcance de esta tesis abarca plantear el diseño, simulación y evaluación de las facilidades y equipos a implementar para un sistema denominado sostenimiento de presión, el cual contemplará el tratamiento del agua de procesos resultante en la primera etapa de separación en tanques FWKO y demás facilidades de tratamiento y deshidratación de crudo de las centrales de procesamiento de fluidos de Campo Rubiales, con el fin de dejar el agua en parámetros de calidad de inyección y transferir el fluido hasta cabeza de los pozos inyectoros a la presión y caudal requeridos.

Se realizará estudio con datos de unidades de bombeo como lo son curvas de eficiencia y demás, logrando tener datos reales de los equipos para realizar simulación con el software Aspen Hysys y poder definir los caudales y presiones a las que se debe transferir el fluido hasta cabeza de pozo.

Se toma esta iniciativa respecto con la problemática que se viene presentando en cuanto a las caídas de presión del yacimiento de alrededor de 27% respecto a la presión original de 1100 psi, y el estudio que hasta la fecha se lleva adelantando en Campo Rubiales en cuanto a la depletación del yacimiento, el planteamiento por parte de ingeniería es contemplar el método de inyección de agua en pozos de sostenimiento con el fin de mitigar el depletamiento del yacimiento asociado a la actividad de extracción. [1]

Cabe resaltar que actualmente Campo Rubiales cuenta con pozos inyectoros perforados y completados para realizar la disposición de agua como sostenimiento de presión, sin embargo, aún no se cuentan con las facilidades de superficie y equipos para el tratamiento de agua y transferencia hasta cabeza de pozos inyectoros.

El diseño, simulación y evaluación de este sistema de facilidades de superficie daría continuidad al trabajo adelantado por el área de yacimientos para compensar y mitigar la afectación a la presión del yacimiento, ya que, de esta manera se tendría un análisis de los equipos a implementar para llevar el agua tratada hasta cabeza de pozo. Adicional a

esto se contaría con mayor espacio y capacidad en centrales de procesamiento de fluido en cuando a tratamiento y deshidratación de crudo.

Palabras clave: Facilidad de superficie, pozo inyector, unidad de bombeo, plata de tratamiento de agua, curva de eficiencia, simulador Aspen Hysys.

INTRODUCCIÓN

Campo Rubiales es un campo petrolero ubicado en la Cuenca de los Llanos en Colombia. Es uno de los campos petroleros más grandes del país y ha contribuido significativamente a la producción de petróleo de Colombia. El campo está situado en el Departamento del Meta, aproximadamente a 200 kilómetros al sureste de Bogotá, la capital de Colombia. Representa una producción asociada al 14% del país, convirtiéndolo en un activo estratégico de desarrollo y producción; cuenta con 12 troncales de recolección y cuatro líneas paralelas, y alrededor de 650 pozos activos produciendo a través de sistemas de levantamiento artificial; el 93% de los pozos cuenta con sistema bombeo electro sumergible (ESP) y el 7% restante, con bombeo de cavidades progresivas (PCP). [2]. Campo Rubiales actualmente cuenta con una producción promedio de 100 KBOPD y 3.77 MBWPD y una producción acumulada de 650.93 Mbls de crudo y 11,57 Mbls de agua (datos con corte al 31 de enero de 2021). [1]

La principal estrategia para la disposición de agua en el campo Rubiales es la inyección en el sistema petrolífero de la formación Carbonera, y se cuenta con aval por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para inyectar hasta 3,8 MBWPD. El resto del agua de producción es vertida al Caño Rubiales, el cual cuenta con una licencia ambiental permiso de vertimiento de 720 KBWPD.

Se plantea un sistema de Facilidades de Superficie para el tratamiento de agua de procesos y transferencia hasta cabeza de pozos inyectoros para el sostenimiento de presión. Para Campo Rubiales el diseño de estos equipos de superficie es de gran importancia para dar continuidad al proyecto que adelantan para mitigar una mayor pérdida de presión y realizar un gerenciamiento óptimo del yacimiento.

Se realiza simulación de los equipos de superficie planteados para el sistema mencionado anteriormente, mediante el software Aspen Hysys evaluando presiones y caudales a transferir con bombas centrifugas horizontales hasta cabeza de pozos inyectoros los cuales serán implementados para sostenimiento de presión.

Finalmente se realizará el análisis y planteamiento de la operación de las facilidades de superficie y equipos conectados diseñados.

OBJETIVOS

Objetivo general

Diseñar las Facilidades de Superficie para un Sistema de Sostenimiento de Presión en Campo Rubiales simulando caudal y presión de inyección.

Objetivos específicos

- Diseñar las facilidades de superficie para el tratamiento de agua y transferencia hasta pozos inyectoros, mediante un modelo 3D.
- Simular el diseño de las Facilidades de Superficie desde la descarga de las unidades de bombeo de transferencia, hasta cabeza de pozo, evaluando caudal y la presión de inyección.
- Evaluar el sistema de Facilidades de Superficie diseñado, con respecto a un sistema existente, en función a caudal y presión de inyección.

1. MARCO GEOLÓGICO

1.1 Historia del Campo

Campo Rubiales fue descubierto hacia 1981, año en que entró en un periodo de exploración por la compañía Exxon quien tenía contratos de asociación para las áreas Rubiales y Pirirí, y cuyo subsidiario Intercol perforó el pozo Rubiales-1, evidenciando la presencia de un crudo pesado (13,5 °API) a una profundidad de 3.100 pies. Sin embargo, las condiciones sociales y económicas que se vivían en la época no garantizaban una explotación viable del campo. Si bien el campo fue descubierto en la década de los 80, este inició oficialmente su producción en el año 2000 y su desarrollo se rigió por una tendencia exponencial desde el 2007. [2]

A lo largo de su historia Campo Rubiales ha sido operado por diferentes compañías, en su inicio en 1988, Ecopetrol, Tethys Petroleum Limited, Turnsector Limited y Stralstake Limited firmaron un contrato de exploración y explotación, que en 1989 pasó a ser un Contrato de Participación de Riesgo para las empresas asociadas¹. En 1994 llega Coplex Resources, que se vio obligada al cierre temporal del campo, la operación fue tomada nuevamente por la petrolera Tethys Petroleum Limited en el 2000, perforando en 2001 el pozo Rubiales-22 que fue el primer pozo horizontal perforado en el campo. En el periodo comprendido entre 2004 y 2016 fue operado directamente por Meta Petroleum Corp., exactamente en 2006 Ecopetrol decide participar como operadora en la explotación lo que genera que finalice la modalidad de Solo Riesgo del contrato y que se iniciara una operación en conjunto donde por contrato, Ecopetrol adquirió el 60% de la participación y Meta Petroleum el 40%. [2]

Una vez terminó el Contrato de Asociación entre Ecopetrol y Meta Petroleum Corp., el campo pasó a pertenecer a la petrolera canadiense “Pacific E&P” tras su llegada a Colombia en el 2007, suceso que no detuvo la operación que llevaba a cabo Meta Petroleum Corp.

El 1 de julio de 2016 Ecopetrol S.A. asumió la operación directa del campo bajo un modelo de asociación con el Estado Colombiano que responde a un Convenio de

Explotación, y a 2019 continua con el 100% de la participación, enfocándose en mantener la producción que se tenía en el momento del recibo, lograr una producción incremental y desarrollar una operación rentable con optimización de los costos operativos.

1.2 Historia de inyección del campo

Las operaciones de disposición de agua realizada en Campo Rubiales mediante inyección disposal a través de pozos inyectores, a través de los años han sido de vital importancia para su historia de producción, debido al alto porcentaje de agua y sedimentos (BS&W) del rededor del 98% que presenta el yacimiento.

En la actualidad, por cada barril de petróleo producido se extraen 30 barriles de agua, es por esto que la reinyección de agua a la formación, ha generado la posibilidad de disponer el mayor porcentaje de este fluido a través de 7 PADs de inyección, convirtiéndose en una actividad fundamental para mantener los niveles de producción de petróleo.

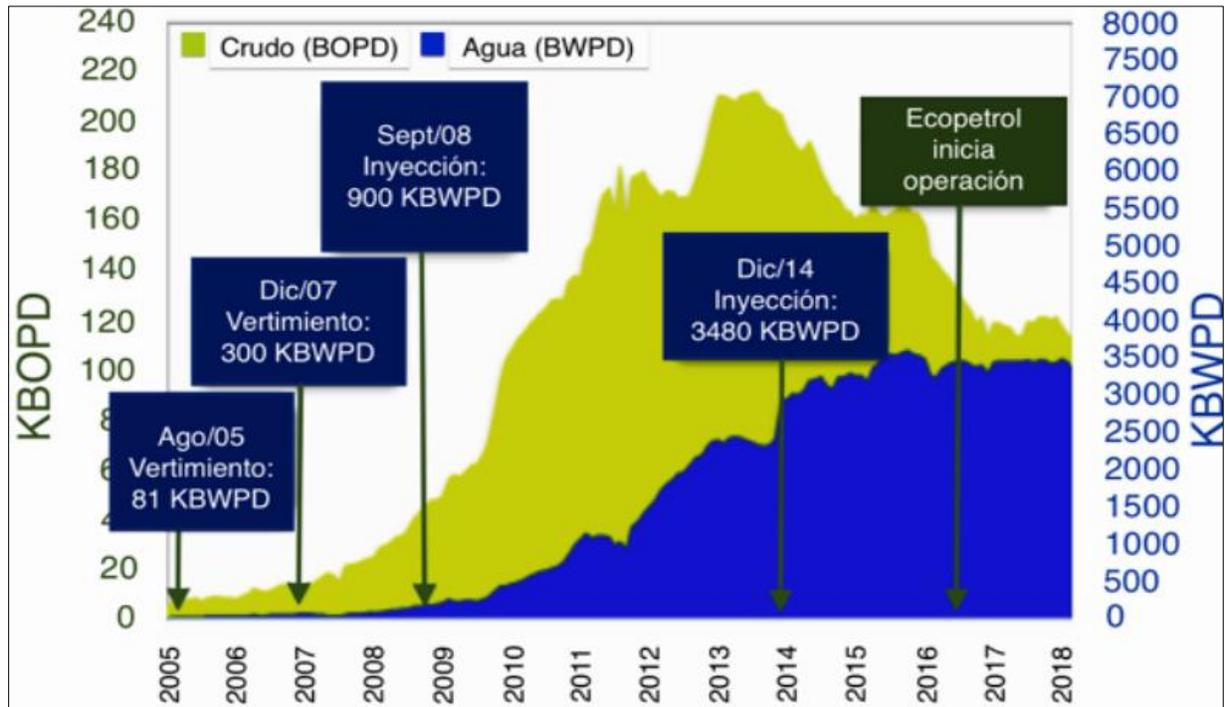
En el año 2001 se le otorga al campo la disposición de agua mediante el vertimiento al Caño Rubiales con un volumen aprobado de 27 KBWPD; éste fue incrementado en los años siguientes, hasta que en el 2007 se llega al límite de 300 KBWPD, provocando que en ese mismo año la estrategia se viera limitada debido al incremento natural de la producción de agua.

En el año 2008, se inició la disposición del agua de producción en el sistema petrolífero de la Formación Carbonera con un volumen de 900 KBWPD, que en el año 2014 aumenta a 3480 KBPD.

En la siguiente grafica se ilustra brevemente la historia de disposición de agua del campo hasta que ECOPETROL S.A entra como operadora del mismo. [3].

Figura 1.

Historia de disposición del agua de producción de Campo Rubiales.



Nota. Grafica tendencia de inyección de agua desde el año 2005 hasta 2018. Tomado de: E. S.A, «Generalidades Campo Rubiales,» Bogota D.C, 2021.

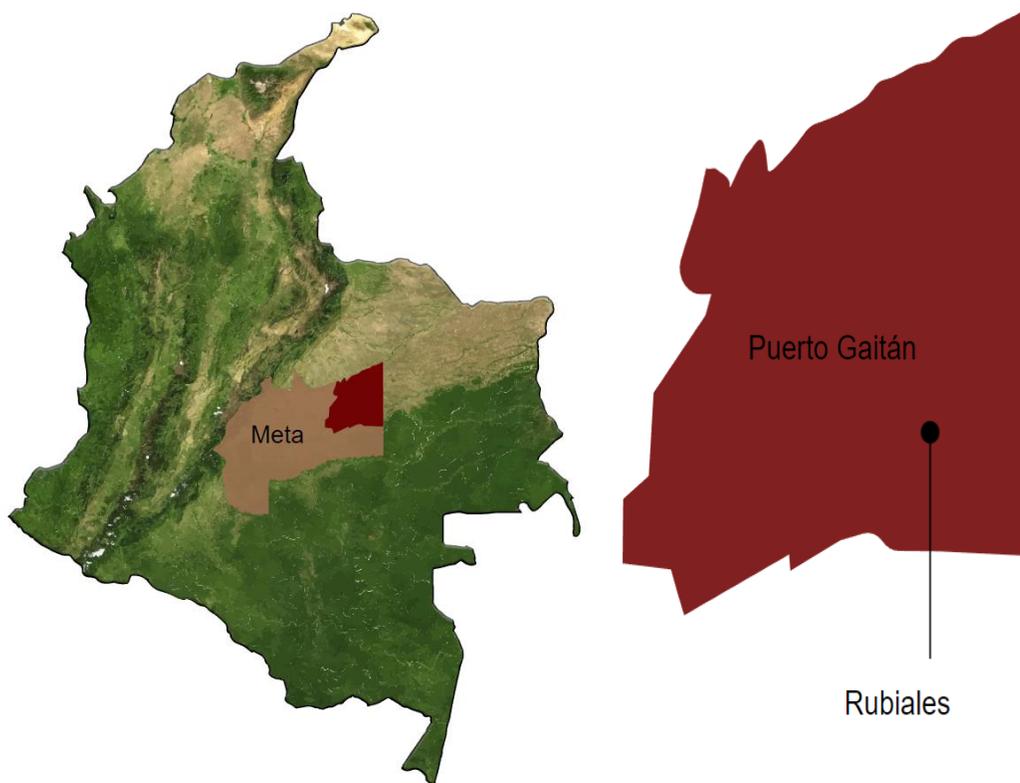
1.3 Localización

El Campo Rubiales, ubicado dentro del Municipio de Puerto Gaitán en el Departamento del Meta (vereda Rubiales) hace parte de la Cuenca de los Llanos Orientales en su zona suroriental. Es el campo más grande de Colombia y abarca un área de 56.900 hectáreas (569 km²) que corresponden al 37,25% del área total del bloque Quifa, al cual pertenece.

El Campo se encuentra situado a 335 km al este de la capital del Departamento del Meta (Villavicencio) y a 465 km del sureste de Bogotá D.C. Teniendo en cuenta estas distancias, el campo cuenta con la pista de aterrizaje aéreo Morelia, que constantemente recibe vuelos provenientes de las dos ciudades mencionadas (Aeropuerto Vanguardia y Aeropuerto El Dorado/Puente Aéreo respectivamente). [5].

Figura 2.

Ubicación Campo Rubiales.



Nota. Ubicación geográfica de Campo Rubiales en mapa de Colombia. Tomado de: <https://rutasdelconflicto.com/especiales/pacific/tierras/agua.html>, «El gobierno petrolero de la vereda de Rubiales,» *Rutas del Conflicto | El portal periodístico que sigue el rastro del conflicto armado en Colombia.* [En línea]. [Último acceso: 12 10 2023].

Además, desde estas ciudades puede llegarse al campo vía terrestre; desde Bogotá se toma la salida por el sur de la ciudad, la Ruta Nacional 40 (Bogotá – Villavicencio), siguiendo por esta ruta se dirige a la vía Puerto Gaitán – Rubiales atravesando los Municipios de Puerto López, Puerto Gaitán y Neblinas hasta llegar a la Vía Hato San Fernando. Se continúa por la Vía La Primera Vara y por último se sigue por la Vía Puerto Gaitán – Rubiales para finalmente llegar a Campo Rubiales. A lo largo de esta ruta se encuentran distribuidos 9 peajes, 6 en el trayecto Bogotá – Villavicencio y 3 entre Villavicencio y el campo.

1.4 Información Geológica.

A lo largo de esta sección se revisarán aspectos geológicos propios del campo como estratigrafía, geología estructural y del petróleo, que servirán como base teórica para comprender por qué Campo Rubiales es uno de los campos productores de petróleo más importantes de Colombia. [7].

Para esto, es importante recordar que el Campo en estudio pertenece a la Cuenca “Llanos Orientales” que hace parte del noreste colombiano y es una depresión topográfica con una extensión de aproximadamente 225.603 km², la cual, con base en las diferentes características geológicas se divide en tres zonas que coinciden con los límites políticos de los departamentos Arauca, Casanare y Meta.

La cuenca de los Llanos Orientales se extiende desde el cabalgamiento frontal de la cordillera Oriental de Colombia al oeste, hasta los afloramientos paleozoicos-precámbricos del Escudo Guayanés (río Orinoco - Guaviare) al este. Se trata de una cuenca asimétrica constituida por sedimentos cretácicos y terciarios que descansan discordantemente sobre el Paleozoico e incluso rocas más antiguas. La estructura general de la cuenca se traduce en un estilo monoclinal a todos los niveles y corresponde a diferentes periodos de subsidencia no continua desde el Paleozoico hasta el Terciario tardío. La cuenca se levanta progresivamente en dirección oeste – sureste, siendo afectada por fallas normales e inversas con saltos variables hasta imperceptibles en la sísmica convencional. El rumbo preferencial de estas estructuras es NE-SW y N-S; estas tendencias fueron identificadas en el estilo estructural del campo Rubiales. [7].

1.4.1. Geología del campo

Las formaciones que abarca la Cuenca de los Llanos Orientales en orden de depositación serán nombradas a continuación. En primer lugar, se encuentra el Basamento que corresponde al Eón Precámbrico, en segundo lugar, se ubica la Formación Une comprendida entre el Periodo Cretácico Inferior y Superior, y las Formaciones Gachetá y Guadalupe depositadas en el Cretácico Superior. [7].

Posteriormente las formaciones del Periodo Paleógeno como la Formación Barco del Temprano Paleoceno, la Formación Los Cuervos perteneciente al Paleoceno y Eoceno, la Formación Mirador del Medio Eoceno y la Formación Carbonera cuya base se encuentra en el Eoceno Tardío de dicho Periodo y su tope pertenece al Mioceno Temprano del Periodo Neógeno, este último también abarca las formaciones León y Guayabo en el Mioceno Medio y Tardío respectivamente; finalmente, la formación más somera que comprende Campo Rubiales es la Formación Necesidad depositada en el Periodo Cuaternario. [7].

Según la revista GEOPETRÓLEO publicada por la Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo, la caracterización geológica de Campo Rubiales corresponde a la de un yacimiento de areniscas del tercio inferior de la Formación Carbonera, denominadas comúnmente como “arenas basales”, que de acuerdo con Valovis9 , corresponde a la sucesión de arenas de cuarzo con variaciones de grano fino a grueso bien seleccionadas, los demás intervalos ricos en cuerpos de arena tienen una composición similar, donde los niveles blandos alternan limolitas, areniscas y arcillolitas con algunas láminas de carbón. [2].

El espesor de estas arenas basales es de aproximadamente 188 pies y se encuentra entre 2.400 y 2.900 pies de profundidad, fueron depositadas en un ambiente principalmente de tipo fluvial asociado a ríos trenzados, conformados principalmente por cuerpos de arena de migración variada y que están comúnmente interestratificados con sedimentos finos de inundación, los cuales migran de este a oeste en el campo dándole muy buenas características de almacenamiento y flujo de fluidos.

Las Arenas Basales, que corresponde al reservorio con mayor producción de hidrocarburos del área, presenta una relación con la Unidad de Arenas Intermedias, esta última se divide en tres zonas de tope a base: Superiores, Medias e Inferiores, siendo estas últimas las inmediatamente superiores a las Arenas Basales. Así mismo, la formación que infrayace a este yacimiento es la Formación Mirador la cual tiene características petrofísicas muy parecidas a las Arenas Basales correlacionándola también en un reservorio importante en la zona.

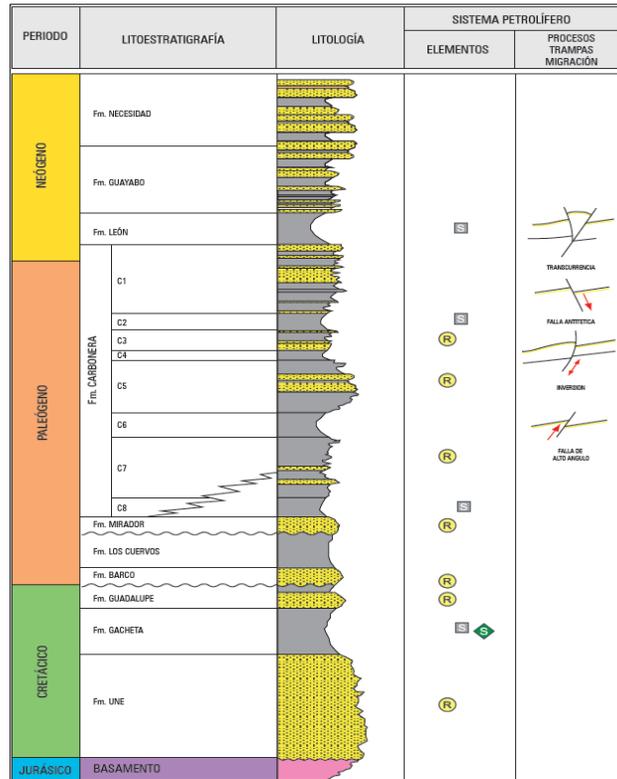
1.4.2. Columna Estratigráfica

Esta cuenca tiene origen durante el paleozoico en una cuenca de apertura en donde se forman fallas de tipo normal y se generan espacios de acomodación necesarios para que los sedimentos del Cretácico inicien su depositación; debido a los procesos que llevaron al levantamiento de las cordilleras, los sedimentos sufrieron una gran deformación debido a fallas como Guaicaramo, Yopal y el sistema de fallas Cusiana-Tamara y pliegues como los sinclinales de Nazareth y Nunchia, y el anticlinal del Guavio. [7].

La secuencia estratigráfica está constituida por diferentes sedimentos que van desde el Precámbrico hasta la Era Cenozoica y se organizan en diferentes formaciones. A continuación, se muestra la columna estratigráfica de la Cuenca Llanos Orientales

Figura 3.

Columna estratigráfica Campo Rubiales.



Nota. Columna estratigráfica de Campo Rubiales con descripción de la litología. Tomado de: D. A. Cardenas, «Optimización del consumo energético de pozos con sistema de levantamiento artificial pcp y esp de la troncal siete de campo rubiales mediante simulación.,» Bogota D.C, 2019.

1.4.3. Estratigrafía

Con base en la columna estratigráfica expuesta anteriormente, se presenta a continuación la descripción detallada de cada una de las formaciones de la Cuenca de Llanos Orientales compuestas por rocas Precámbricas del basamento, Paleozoicas, Mesozoicas y Cenozoicas, especificando características como origen, textura, tamaño de partículas, entre otras.

La información contenida en este apartado del capítulo se basa esencialmente en lo expuesto por CERÓN en el Informe de la Cuenca de los Llanos Orientales para la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

1.4.4. Basamento Precámbrico

En el área del Meta se reportan dos tipos de basamento: un basamento ígneo-metamórfico, de composición diorítica - sienítica, cuyo fallamiento normal causó relieve positivo que controló los depósitos preordovícicos; y filitas (metamorfismo de bajo grado); cuarcitas, las cuales podrían ser prolongación del macizo de Quetame, bajo la secuencia sedimentaria. En el área de Guape, se reportan rocas ígneas ácidas e intermedias y metamórficas de edad precámbrica, relacionadas con el Escudo de Guyana. [2]

2. MARCO TEORICO

2.1 Descripción general del proceso de producción

La producción de hidrocarburos es la fase donde se busca extraer de manera ordenada y planificada el hidrocarburo (Petróleo y Gas) que la naturaleza ha acumulado en yacimientos. Los fluidos fluyen hacia la cabeza de pozo, donde existe menor presión que la del yacimiento, y son elevados hasta la superficie mediante el empuje de la presión de fondo fluyente. [8]

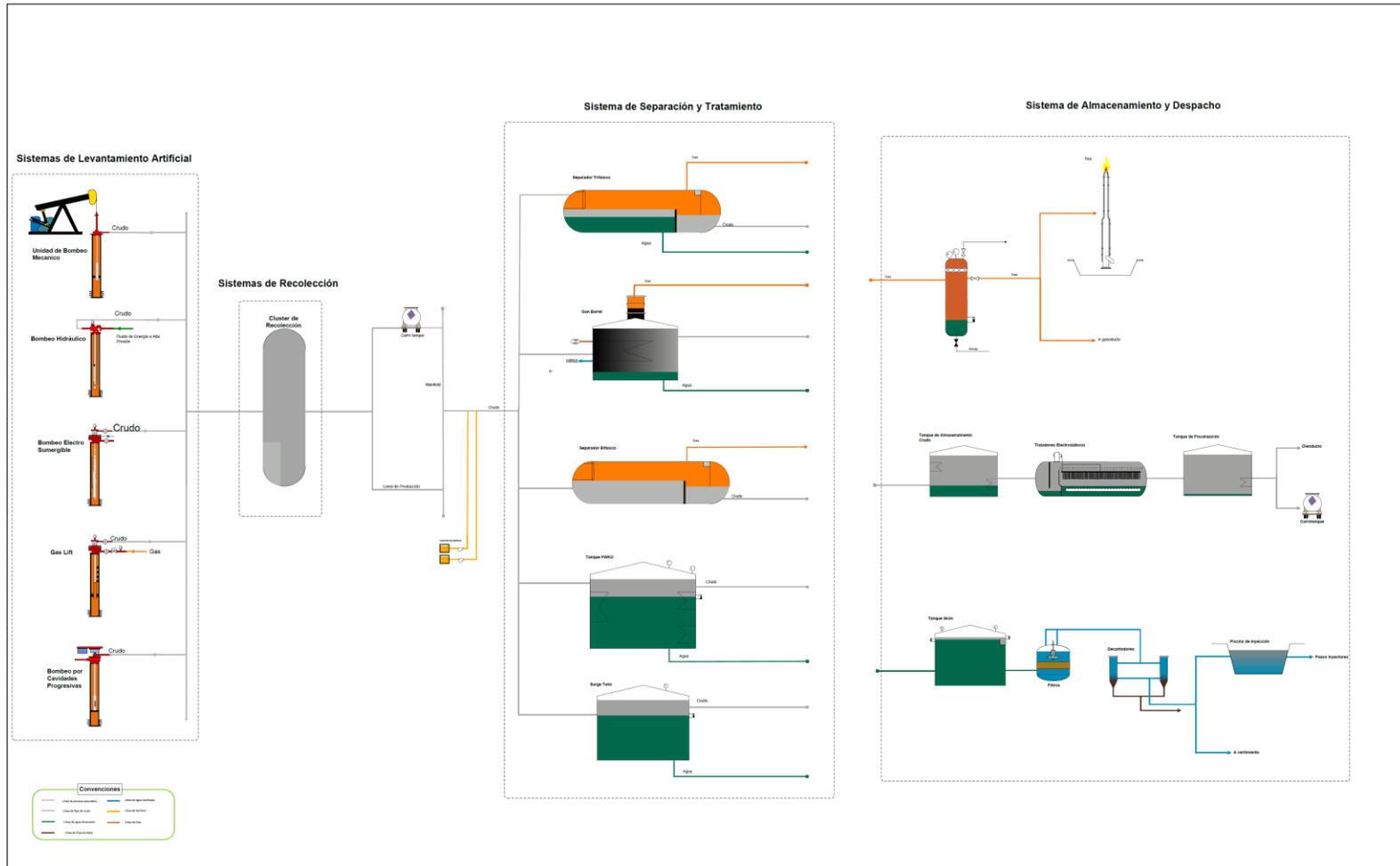
Ya en superficie el fluido es direccionado a plantas de proceso y/o baterías donde se recolecta la producción de los diferentes pozos de un área determinada, allí separa la fase líquida y gaseosa del fluido multifásico proveniente de los pozos productores, empleando facilidades y tratamientos con la finalidad de dejar el crudo y gas con las especificaciones para ser comercializado y el agua lista para su disposición final. La producción de hidrocarburos debe garantizar operaciones donde se asegure la integridad de las personas, la protección y conservación del medio ambiente, la infraestructura y la armonía con el entorno. [8]

El proceso de producción comprende las siguientes etapas:

- Flujo de yacimiento
- Producción del pozo
- Recolección de crudo
- Separación del gas
- Separación del agua
- Almacenamiento de crudo
- Transporte por oleoductos
- Tratamiento de agua
- Tratamiento del gas

Figura 4.

Descripción general del proceso de producción.



Nota. Esquema proceso general de producción haciendo énfasis en la etapa de separación. Tomado de: C. H. Ospina, «Descripción General del Proceso de Producción,» Puerto Gaitán, 2022.

2.2 Definición Facilidad de Superficie

Las facilidades de superficie son una etapa primordial en el proceso de explotación de un yacimiento de petróleos, comprenden los equipos y materiales necesarios para la recolección, separación y tratamientos necesarios para acondicionar los fluidos (Crudo y Gas) en estándares de calidad para su comercialización y el agua dejarla en las condiciones óptimas para su disposición final sin ocasionar daños ambientales.

A continuación, se describe de manera general las facilidades y procesos que se implementan en algunas de las plantas de procesamiento de fluidos y/o baterías de los campos petroleros de Colombia.

2.3 Facilidades para la separación y tratamiento de crudo

El proceso de las plantas de tratamiento, estaciones y/o baterías comienza con la recepción de diversas líneas o tuberías que transportan los fluidos de los pozos productores a un manifold que recoleta la producción, La línea de tratamiento de crudo en los campos de Colombia cuenta con diferentes tipos de configuraciones de equipos en facilidades, debido a las variaciones que presentan los parámetros fisicoquímicos de los fluidos en los diferentes campos productores del país.

En campos donde el fluido es bifásico (Crudo, agua) y se produce crudo pesado con un alto porcentaje de BS&W, el sistema de tratamiento de crudo cuenta en su primera etapa con una serie de tanques FWKO encargados de separar el mayor contenido de agua libre, permitiendo una salida de crudo con un BS&W de 30%, posteriormente se tienen tanques de cabeza los cuales separan el contenido de agua libre en el crudo que proviene de los FWKOs, la separación se da mediante efecto de la gravedad ayudado por tratamientos químicos como lo son los rompedores directo e inverso de emulsiones y antiespumantes, luego el crudo proveniente de la separación se somete a un intercambio térmico, por medio de integración energética antes y después de un tratamiento electrostático que permite la deshidratación de la emulsión remanente agua en crudo dejando el crudo bajo especificaciones de almacenamiento para su posterior

fiscalización y transferencia hacia oleoductos o carrotanques que transportan el crudo hacia las refinerías del país.

Para los campos con fluido de producción trifásico (Crudo, gas y agua), se tienen variadas configuraciones de facilidades las cuales se pueden encontrar las siguientes:

En campos pequeños se cuenta con Baterías, en su estructura tienen colectores generales y colectores de prueba, que direccionan los fluidos hacia separadores bifásicos y/o separadores trifásicos tipo FWKO (Free Water Knock Out), Surge Tanks y/o tanques de cabeza en los cuales se realiza una separación por gravedad de las fases (Gas, crudo, agua), se separa el agua libre de la emulsión y el gas asociado. Antes de la entrada a los separadores se inyectan químicos rompedores de emulsiones directa, inversa, antiespumantes y dispersante de parafina, este último en campos donde se cuenta con producción crudos parafínicos. Posteriormente el crudo proveniente de la separación por gravedad se somete a un intercambio térmico o integración energética con intercambiadores de calor o calentadores si es el caso, para generarle la temperatura necesario al sistema para su proceso de deshidratación en los Gun Barrel, De aquí el crudo es enviado o pasa por rebose con las especificaciones legales establecidas hacia los Tanques de Almacenamiento o de venta que por acción mecánica termina de separarse las fases y finalmente queda en disposición para su medición, liquidación, fiscalización y disposición que puede ser por medio de oleoductos hacia otras baterías o refinerías, o por transporte de carrotanques.

Para campos en donde es necesario realizarle proceso de desalado al crudo, después de la etapa de inicial de separación el crudo pasa a una sección de tubería que tiene distribuidores internos haciendo las veces de mezcladores, y mediante inyección de agua de lavado se realiza el desalado del crudo. Se dirige el fluido hacia tanques diseñados para mantener un colchón de agua con el fin de amortiguar la entrada de crudo y evitar la turbulencia dentro del mismo, luego se transfiere a los calentadores de crudo para mejorar la eficiencia en los tratadores termo electrostáticos, posteriormente se pasa a la etapa de medición, liquidación, fiscalización y disposición que puede ser por medio de oleoductos hacia otras baterías o refinerías, o por transporte de carrotanques.

2.4 Facilidades para la separación y tratamiento de gas

En esta sección se describen los diseños de equipos y líneas que se tienen en los campos petroleros colombianos para realizar la separación y tratamiento del gas.

Para campos que cuentan con alta producción de gas, el sistema de tratamiento de gas cuenta en su primera etapa con slug cártcher encargado de recibir los fluidos de los pozos productores y realizar la separación trifásica (Crudo, gas agua), luego se tienen aerofriadores donde se baja la temperatura del gas para ser enviado a trenes de separación donde se retiran los líquidos condensados del gas de procesos, estos trenes se conforman de 4 etapas (Separador a alta presión, separador de media presión, deshidratador y separador de baja presión), el gas separado en las cuatro etapas es comprimido en compresores de gas de proceso, allí se aumenta la presión del gas para después ser enviado a las torre de deshidratación donde se retira la humedad del gas por medio de absorción con TEG Trietilenglicol, después de esta etapa se cuenta con turbocompresores donde se aumenta la presión y temperatura para ingresar el gas a unidades turboexpander donde se ajusta el punto de rocío y por último se envía el gas a plantas de venta y a los compresores de reinyección. El gas que va a plantas venta se lleva a válvulas Joule Thompson (JT) donde se expande el gas y se remueven hidrocarburos pesados, de allí se pasa a la unidad de endulzamiento de membranas para después obtener dos corrientes, una de gas dulce que se envía por medio de un compresor al gasoducto y una corriente de gas ácido que se puede implementar como gas combustible aprovechado en la estación de procesos o se realiza endulzamiento en un patín de amina y se dirige el gas hacia plantas de ventas.

Se tienen esquemas de operación donde después del slug cártcher el gas es enviado a un sistema de compresión boosting conformado por compresores centrífugos, el cual reemplaza el proceso realizado por los trenes de separación y por los compresores de gas de proceso, luego se retoma el proceso en las etapas de turbocompresores, turboexpander unidades JT y proceso de endulzamiento.

En campos con baja producción de gas las Baterías de procesos son las encargadas de realizar el tratamiento del gas, en la primera etapa se separa el gas por medio físicos mediante un separador vertical (bota de gas) ubicado en la parte superior de los Gun Barrels, el flujo entra y se genera un choque con una placa deflectora causando que el gas en solución se desprenda del crudo. El gas producto de la separación en los separadores generales y de prueba es enfriado y direccionado a un separador trifásico para separar el exceso de humedad y así poder ser enviado a la Planta de Gas. Los gases de alivio de la estación son recibidos por drums de tea donde se separan líquidos del gas y finalmente se envían a una tea de baja presión.

Se tiene el diseño en otros campos donde luego de haber realizado la separación en tanques bifásicos o trifásicos, se le realizan las mediciones necesarias para garantizar la calidad y ser usado para generación de energía, sistemas de levantamiento gas lift o consumo interno; y la otra parte (el gas sobrante) es enviada al sistema de Knock out drum para retirarle los condensados y finalmente quemarlo en la Tea. [8]

2.5 Facilidades para la separación y tratamiento de agua

En Colombia se tienen campos con una alta producción de agua, las plantas de procesos tienen diseños que permiten dar el tratamiento adecuado dejando el agua en óptimas condiciones de calidad para su disposición final, En la primera etapa el flujo total de agua separada en tanques, separadores y tratadores es direccionado a tanques Skim, separando el crudo del agua por gravedad y principios de coalescencia, acompañado de inyección de química como rompedor inverso el cual rompe las emulsiones agua-aceite permitiendo una salida de agua de los tanques con un contenido de hasta 600 a 800 ppm, este flujo de agua es distribuido en trenes de tratamiento de agua diseñados para reducir el contenido de aceite hasta 1 ppm, los trenes están conformados por celdas de flotación, sistemas de filtración con cascara de nuez, palma entre otros; y decantadores, se realiza dosificación de química agentes floculantes y coagulantes para mejorar el tratamiento y reducir el contenido de aceite, el agua tratada entra a su fase final donde se pueden contemplar varios procesos, entre ellos esta llevar el agua a torres

de enfriamiento para bajar la temperatura y posteriormente a piscinas de aspersión donde se realiza el proceso de oxigenación finalizando así el tratamiento y dejando el agua en óptimas condiciones para dirigir hacia vertimientos. Otro diseño con el que se cuenta es direccionar el agua a piscinas de tratamiento, diseñadas para retener pequeñas gotas de aceite y dar tiempo de residencia, posteriormente el agua es enviada a los pozos inyectoros para su disposición final.

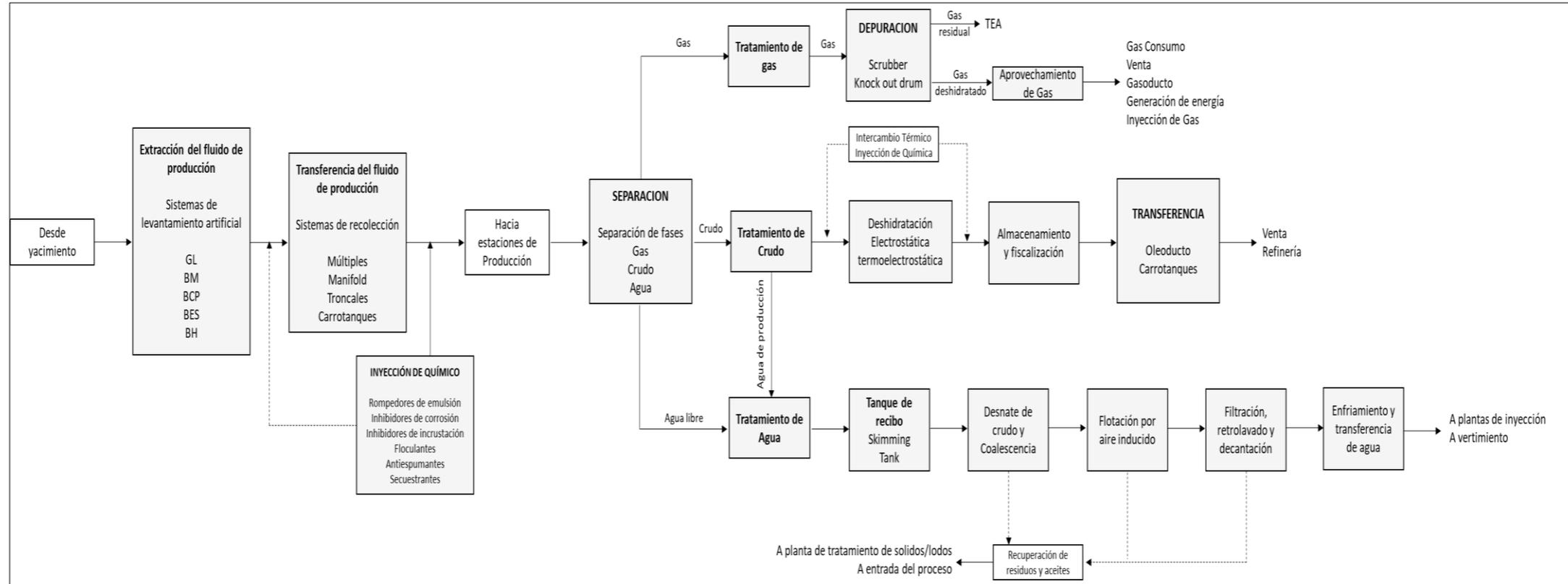
Se tienen diseños para el tratamiento de agua resultante en los procesos de deshidratación del crudo, en la primera etapa se tienen tanques de lavado, donde por tiempo de residencia e inyección de rompedor inverso se da la separación entre agua y crudo, posteriormente se tienen piscinas API conformadas por un baffle (lámina de acero) donde se reduce la velocidad y se precipitan los sólidos presentes en el agua, se pasa a la etapa de enfriamiento el cual cuenta con piscinas de aspersión donde se baja la temperatura y se clarifica el agua con inyección de químicos (coagulante y floculante), se sigue a la etapa de estabilización en piscinas CPI reduciendo la velocidad del fluido y precipitando los flocs en el fondo de la piscina, la corriente de agua limpia rebosa en la salida de la piscina y es conducida a la etapa de filtración conformada por piscinas que dispone de paneles de filtros de viruta de madera y allí se remueven trazas de aceite y sólidos floculados y por último se tiene la etapa de bombeo para realizar la disposición final en vertimientos o inyección.

Las plantas de tratamiento, estaciones y/o baterías que no cuentan con piscinas de tratamiento de agua tienen sistemas de tratamiento de agua cerrado en donde se almacena el agua tratada en tanques y finalmente se enviada para su disposición final. También existe el tratamiento de agua conformado por sistemas denominados STAP (Sistema de Tratamiento de Agua de Producción); estos sistemas están encargados de minimizar la concentración de grasas y sólidos del agua obtenidas por la mezcla propia de está en el crudo, con el fin de lograr condiciones óptimas para su apropiada disposición. La primera etapa del proceso de tratamiento del agua se enfoca en la remoción de grasas mediante separadores de aceite de placas corrugadas o CPI; La segunda etapa se enfoca en la remoción de sólidos suspendidos y aceite en dispersión

en las celdas de flotación con aire inducido o aire disuelto; de las cuales se dirige el agua hacia el sistema de filtración, para finalmente darle disposición final en pozos inyectoros. [8].

Figura 5.

Diagrama de bloques del proceso general de producción de petróleo.



Nota. Diagrama donde se describe etapas y equipos para el proceso de separación. Tomado de: C. H. Ospina, «Descripción General del Proceso de Producción,» Puerto Gaitán, 2022.

2.6 Simulador Aspen Hysys

Aspen Hysys es una de las herramientas de simulación de procesos químicos más utilizadas alrededor del mundo, debido a su potencia, simpleza y eficiencia. Este simulador permite realizar modelos matemáticos de cualquier proceso químico, que pueden ir desde una simple operación unitaria hasta el modelado de plantas industriales completas, incluso de refinerías petroleras, así de completa es esta herramienta de simulación de procesos químicos.

Una de las principales características que hacen a Aspen Hysys destacar frente a otros simuladores, es su versatilidad, ya que no solo permite realizar simulaciones dinámicas y estados estables, sino que también permite diseñar procesos de modelado de rendimiento y optimización.

Aspen Hysys es capaz de realizar la mayoría de los cálculos básicos en ingeniería química, en donde podemos destacar: balance de masa, balance de energía, cálculo de equilibrio líquido-vapor, estimaciones de transferencia de calor o transferencia de masa, además de realizar cálculos de cinética química, fraccionamiento y caída de presión.

Cabe destacar que Aspen Hysys es una herramienta integral para la industria energética, ya que permite optimizar los procesos upstream, midstream y de refinación en un solo entorno, que es práctico e intuitivo. Este simulador también permite obtener flujos de trabajo intuitivos mediante el empleo de herramientas integradas y especialmente seleccionadas para el diseño de quipos, estimaciones de costos, estimaciones de energía, análisis de seguridad y operaciones sostenibles. [9].

2.6.1. Principales aplicaciones de Aspen Hysys

Entre las principales aplicaciones que ofrece Aspen Hysys, se pueden destacar las siguientes:

- Optimizar la eliminación de gases ácidos.
- Oferta y estimación de costos.

- Ingeniería conceptual recurrente.
- Análisis de flexibilidad de crudo.
- Optimización de procesos de deshidratación.
- Diseño de destilación.
- Mejoras de procesos de destilación.
- Estudios dinámicos de procesos.
- Gestión de energía.
- Análisis de seguridad y medioambiental.
- Análisis de compresión de gas.
- Diseño de intercambiadores de calor.
- Optimización integrada de procesos.
- Mejora integrada del proceso de GNL.
- Integración con ingeniería de detalles.
- Mantenimiento de herramientas de planificación.
- Monitoreo de intercambiadores de calor.
- Soporte de decisión de operaciones.
- Implementación del simulador de capacitación del operador.
- Gestión del rendimiento.
- Estimación de propiedades físicas.
- Análisis hidráulico de flujo en tuberías.
- Análisis de seguridad de procesos.
- Estimación de costos de proyectos.
- Planificación de refinerías.
- Estimación de mezclas.
- Programación de refinerías.
- Optimización de unidades de recuperación de azufre.
- Ajuste de modelos con datos reales de planta. [9].

2.7 Bombas centrífugas

Las bombas centrífugas son un tipo de bomba hidráulica que transforma energía mecánica en energía cinética de presión a un fluido. Las bombas centrífugas aumentan la velocidad de los fluidos para que estos puedan desplazarse grandes distancias.

La bomba centrífuga, debido a sus características, conforman la clase de bombas hidráulicas de más aplicación dentro de la industria ya que son las más utilizadas para bombear líquidos en general y permiten movilizar grandes cantidades de agua.

Hay muchos sectores industriales que necesitan usar bombas centrífugas en sus procesos mecánicos. Algunos de los sectores que más utilizan bombas centrífugas son la industria química, hidrocarburos, el sector de la automoción, la industria cosmética para el desarrollo de cremas o la industria alimentaria para la elaboración de todo tipo productos alimenticios. [10].

2.7.1. Partes de una bomba centrífuga

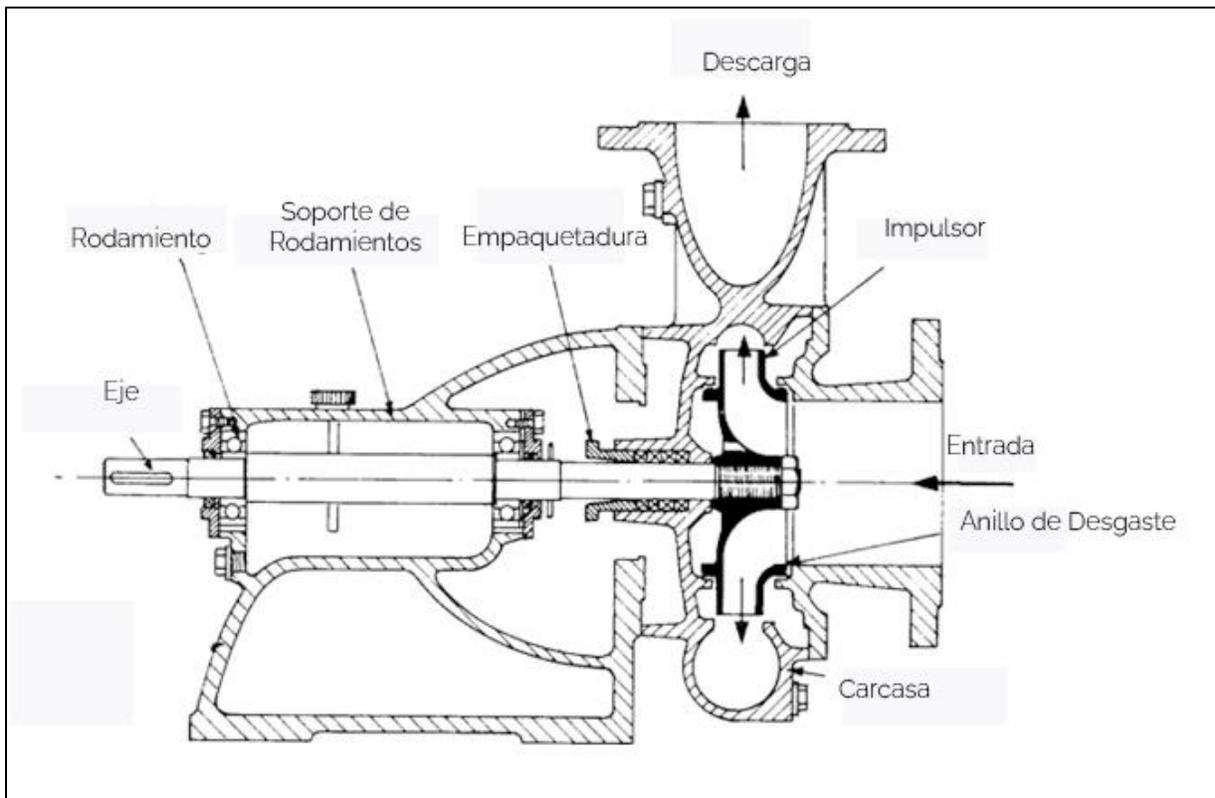
Aunque cada bomba centrífuga puede estar compuesta por múltiples componentes, si es cierto que existen elementos comunes a todas ellas:

- **Impulsor.** Rotor cuyo fin es aumentar la energía cinética del flujo. Es el elemento más importante para determinar el rendimiento de una bomba centrífuga.
- **Carcasa:** También conocida como voluta o cuerpo. La carcasa contiene el líquido y dirige el flujo dentro y fuera de la bomba centrífuga. Es la encargada de convertir la energía cinética en presión al reducir la velocidad al tiempo que aumenta la presión.
- **Difusor:** Conjunto de paletas estacionarias que en ocasiones podemos encontrar rodeando el impulsor. No todas las bombas centrífugas contienen difusores. Cuando existen, se encargan de dirigir el flujo, permitiendo así una expansión más progresiva y mejorando la eficiencia de la bomba.
- **Eje:** Es el rotor en el que está montado el impulsor.

- **Sellado:** En la zona de entrada del eje al cuerpo se debe asegurar la estanqueidad que evite vertidos de producto. Pueden ser empaquetaduras o sellos mecánicos.
- **Soporte de rodamientos:** Aloja a los rodamientos, los cuales limitan el movimiento axial y soportan el paquete hidráulico. [11]

Figura 6.

Partes de una bomba centrífuga.



Nota. Gráfico donde se detalla las partes de una bomba. Tomado de: B. pumps, «Conceptos básicos sobre las bombas centrífugas,» [En línea]. Available: <https://www.boultonpumps.com/conceptos-basicos-sobre-las-bombas-centrifugas-i-9-es>. [Último acceso: 26 noviembre 2023].

3. METODOLOGÍA Y DATOS

Para el diseño de las Facilidades de Superficie y equipos del Sistema denominado Sostenimiento de Presión, en cuanto al tratamiento de agua y transferencia del fluido hasta pozos inyectoros, se contará con documentos y filosofías de operación de las centrales de procesamiento de fluidos (CPF1 y CPF2) de Campo Rubiales, logrando acceder a datos e información para tener en cuenta, como son los parámetros de calidad del agua para su disposición final en inyección, datos de presiones y caudales que se deben tener en cabeza de pozo. Se plantea hacer modelo 3D, se contará con el software AUTOCAD 2024, se cuenta con licencia por un año, la cual fue adquirida gratuitamente con el correo institucional, adicional se contará con apoyo técnico y tutorías para el manejo del software.

Para la simulación de las facilidades propuestas, se contará con el software Aspen Hysys para la evaluación de las variables como lo son: caudales, presiones de llegada a cabeza a pozo, perdidas de presiones entre otras, se cuenta con la autorización para utilizar la licencia y apoyo de los profesionales del área de operación estructurada para la elaboración y desarrollo de la simulación de los equipos a evaluar. Se tiene acceso al banco de información en donde se podrá consultar información de diferentes tipos de bombas con sus curvas de desempeño, se buscarán las más acordes para el sistema a plantear, también se podrá acceder a información de tuberías, accesorios, instrumentación e información de operación y datos de diseño de los equipos que se tienen actualmente operativos en las centrales de procesamiento de fluidos de Campo Rubiales para el tratamiento de agua y crudo.

Se Plantea realizar evaluación del sistema de facilidades y equipos diseñados en este trabajo de grado, respecto a las facilidades existentes de tratamiento de agua y de transferencia de fluido hasta cabeza de los pozos inyectoros del PAD 3 (Planta de disposición de agua) de Campo Rubiales. Para ello se tendrá acceso a la Filosofía de operación de las Facilidades que conforman el PAD 3, y de información como los es

volumen transferido desde centrales de procesamiento de fluidos y presiones de operación.

Adicional a esto se tiene autorización para realizar visita constante a las facilidades de Campo Rubiales tanto del CPF1 como del CPF2, se tienen los permisos para tomar fotografías y realizar consultas con los operadores de las diferentes áreas en donde se encuentran ubicados los equipos para el tratamiento de agua y crudo.

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

4.1 Diseño de las facilidades de superficie para el tratamiento de agua y transferencia hasta pozos inyectoros.

4.1.1. *Consideraciones iniciales para el diseño de las facilidades de superficie*

Las facilidades requeridas para conformar el sistema para tratar el agua de producción y para transferirla hasta cabeza de pozos inyectoros, equipos y facilidades conectados que llevaran por denominación sistema de sostenimiento de presión, comprende 2 plantas de tratamiento de agua de producción con capacidad de operación de 150.000 BWPD cada una. Cada planta permite mejorar las características del agua en cuanto a la disminución del contenido de crudo libre y sólidos suspendidos totales, cumpliendo así, con los requerimientos de calidad de agua para la inyección a la formación.

Cada planta de tratamiento de agua está conformado por una celda de flotación que mediante la generación y dispersión de burbujas de aire permiten remover la mayor cantidad de aceite libre y sólidos suspendidos totales en el agua de proceso, después mediante tres sistemas de filtración con lecho de cáscara de nuez o palma se remueven los sólidos suspendidos totales y aceite libre remanente asegurando una remoción de partículas mayores a 5 micras, 3 ppm en crudo libre y 1 ppm de sólidos suspendidos totales. [12]

Además, el diseño contempla una piscina de inyección construida en muros de concreto, con barandas de protección, y dividida en bahías interconectadas cuya función será centralizar el agua transferida de las plantas de tratamiento de agua. Se consideran también 3 unidades de bombeo centrifugas verticales con una potencia de 350 hp, encargadas de transferir el fluido hasta un colector o cabezal el cual distribuirá el fluido a la succión de 4 unidades de bombeo horizontales multietapas de 2500 hp, quienes serán encargadas de transferir el fluido a alta presión hasta cabeza de los pozos inyectoros existentes.

4.1.2. Descripción plantas de tratamiento de agua de producción

Esta sección plantea y presenta el diseño y operación de una planta de tratamiento de agua con capacidad de tratamiento de agua de producción con capacidad nominal de 150.000 BWPD, está permite mejorar la calidad de agua en cuanto a la disminución del contenido de crudo libre, sólidos suspendidos totales y tamaño de partícula, cumpliendo así, con los requerimientos de calidad de agua para la inyección a la formación.

Una planta de tratamiento de agua de producción contempla los siguientes equipos:

- Una celda de flotación con una capacidad de operación de 150.000 BWPD.
- Tres sistemas de filtración con lecho filtrante de cascarilla de palma o de nuez con capacidad de operación de cada filtro de 50.000 BWPD.
- Seis tanques decantadores con capacidad de 500 BLS cada uno.
- Cuatro bombas de alimentación de agua desde la celda de flotación hasta los sistemas de filtración de cascarilla de palma o de nuez.
- 4 bombas neumáticas de transferencia de lodos y agua clarificada producto de los ciclos del proceso de retro lavado y/o limpieza de los sistemas de filtración de cascarilla de palma o nuez.

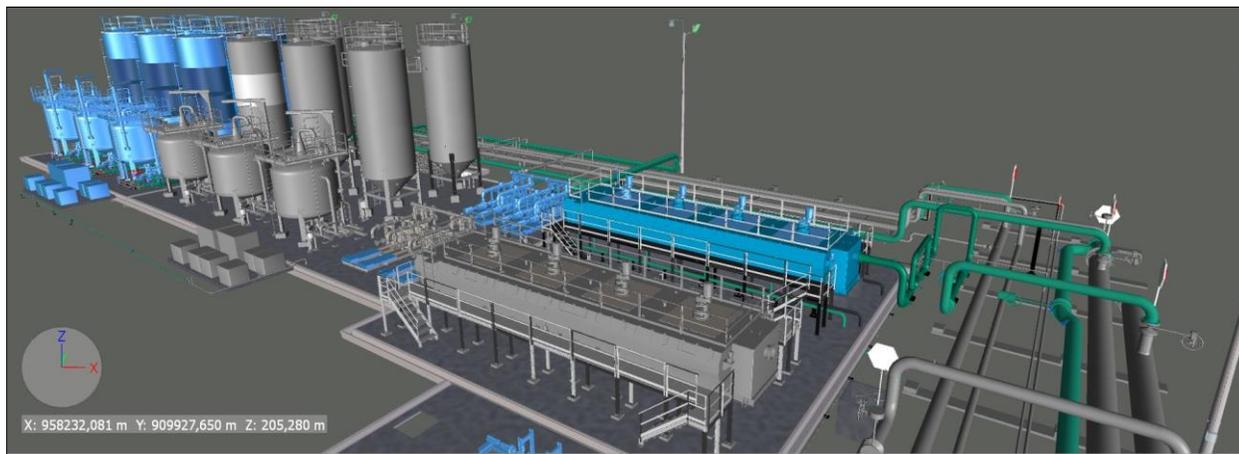
4.1.3. Propósito de una planta de tratamiento de agua

Inicialmente se recibe el agua a tratar proveniente de los tanques FWKO y tanques desnatadores, los cuales se encargan de separar la mayor parte del agua libre presente en el fluido de producción, esta corriente de agua separada debe cumplir con una cierta calidad en ppm de aceite libre en el agua y de sólidos suspendidos totales, por lo cual antes de la primera fase de tratamiento se deberá realizar en campo las pruebas respectivas para la adecuada selección y dosificación recomendada del tratamiento químico, conformado por rompedor inverso y clarificador de alto peso molecular, para aumentar la separación de la emulsión y no afectar la eficiencia mecánica de los equipos.

A continuación, se describirá los equipos que conformaran una planta de tratamiento de agua.

Figura 7.

Modelo 3D Planta de tratamiento de agua.



Nota. Modelo 3D de las dos plantas de tratamiento de agua diseñadas para el sistema de facilidades. Tomado de: J. A. R. Cristian Hernández Ospina, Modelo 3D sistema de sostenimiento de presión, Navisworks, Puerto Gaitan, 2023.

4.1.3.a Celda de flotación. La celda de flotación tendrá una capacidad operación de 150.000 BWPD, recibirá el agua proveniente de los tanques desnatadores a una temperatura promedio entre 140-180 °F.

El agua de producción entrará y circulará por cuatro (4) mecanismos aireadores ubicados en compartimientos independientes donde se ofrece un tiempo de residencia por compartimiento. Cada mecanismo arrastra el aire dentro del agua de producción y circula el agua rica en gas a través de toda la celda, el aceite libre y los sólidos suspendidos presentes en el agua de producción se adhieren a las burbujas de gas creadas y son llevados a la superficie creando una capa espumosa. [12]

En la operación, cada mecanismo arrastrará el aire dentro del agua de producción y circulará el agua rica en gas a través de toda la celda, el aceite libre y los sólidos suspendidos presentes en el agua de producción se adhieren a las burbujas de gas

creadas y son llevados a la superficie formando una capa espumosa de varias pulgadas de espesor, donde los motores ubicados a los lados de las celdas giraran en un eje que posee un desnatador y facilitan la remoción de la espuma dirigiéndola hacia unas cajetillas laterales colectoras de crudo; de allí las bombas de transferencia de crudo recuperado impulsaran el crudo removido hacia la piscina de retro lavado existente.

Para el control del caudal a la entrada de la celda se contará con un cuadro de control de flujo, equipado con una válvula controladora y un Transmisor indicador de flujo FIT, encargado de modular la apertura o cierre de la válvula controladora de manera automática.

El nivel de la celda será controlado por un transmisor indicador de nivel LIT, quien a su vez se encargará de regular la transferencia de agua a las unidades de filtración, con el fin de mantener un nivel óptimo, evitando así un alto nivel que puede ocasionar una pérdida de contención y un evento de seguridad de procesos o un evento por bajo nivel el cual puede ocasionar que las bombas que transfieren el agua a las unidades de filtración presenten cavitación y a su vez baja presión en la succión, lo cual puede ocasionar daños en sellos mecánicos e internos de las bombas.

4.1.3.b Control de flujo y nivel de la celda de flotación. Para el control y administración del nivel de la celda de flotación e ingreso de fluido a la misma, se contempla un control automatizado mediante un PLC local configurado con un lazo de control asociados a instrumentos de medición de flujo y nivel los cuales darán la señal a una válvula de control de flujo ubicada al ingreso de la celda de flotación para realizar apertura o cierre, permitiendo dar ingreso al caudal de fluido requerido para la celda de flotación. En el PLC se define un punto de control el cual puede ser ajustado por comandos en una panel view o pantalla. Se establecerá un set point por caudal de 150.000 BWPD, en caso de presentarse falla los instrumentos asociados, la válvula de control entrara en modo de falla lo que hará que se cierre, evitando un llenado descontrolado de la celda de flotación.

Si el flujo a la entrada de la celda disminuye y/o aumenta, la válvula de control se abrirá gradualmente hasta la apertura total y encontrar el punto de set point o referencia.

4.1.3.c Instrumentos celda de flotación

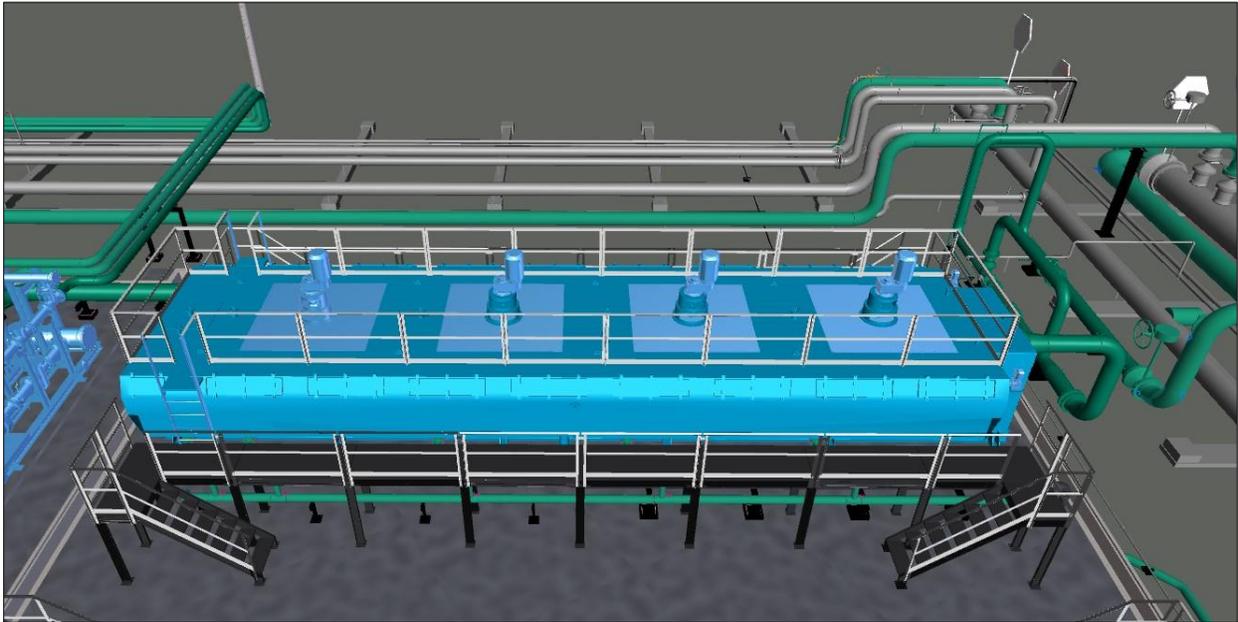
- Transmisor indicador de nivel LIT.
- Válvula controladora de ingreso flujo a la celda.
- Transmisor indicador de flujo FIT.

Dependiendo del comportamiento de la emulsión tratada se deberá evaluar, si a la entrada de la celda de flotación es necesaria la inyección continua de rompedor inverso para aumentar el tamaño de la gota de aceite y lograr la eficiencia requerida.

A continuación, se ilustra el modelo 3D de la celda de flotación:

Figura 8.

Modelo 3D celdas de flotación y desnatador.



Nota. Modelo 3D Celda de flotación con sus 4 desnatadores. Tomado de: J. A. R. Cristian Hernández Ospina, Modelo 3D sistema de sostenimiento de presión, Navisworks, Puerto Gaitan, 2023.

4.1.3.d Área de filtración. El área de filtración de cada planta de tratamiento de agua, constará de tres unidades o filtros instalados en paralelo con capacidad de tratamiento de 50.000 BWPD cada uno, que permiten retirar los sólidos suspendidos totales. El lecho filtrante puede ser de cascarilla de palma o de nuez, material con propiedades oleófilas para retener el crudo libre y partículas sólidas suspendidas presentes en el agua de producción. [12]

El agua ingresa por la parte superior del filtro a una presión promedio entre 35-45 psig que varía de acuerdo con la contrapresión aguas abajo de los filtros y la caída de presión en el mismo. El objetivo de este sistema de filtración es lograr mantener una presión constante, de manera que se logre un filtrado continuo y al mismo tiempo garantizar la limpieza correcta e integridad del lecho filtrante en cada filtro

Se debe realizar limpieza al lecho filtrante cuando la presión diferencial en el filtro supere los 13 psig, dándose esta condición, se sobre entiende que el lecho filtrante ha entrado en un proceso de saturación, para lo cual se deberá realizar un ciclo de retro lavado o limpieza con la finalidad de retirar partículas de grasas, aceites e impurezas que fueron retenidos. Para realizar el ciclo de retro lavado se utiliza la misma agua de producción a tratar, por lo tanto no se detiene el flujo de agua de producción hacia los filtros; la limpieza se efectúa invirtiendo el flujo a través de la unidad de filtración para remover y desplazar los sólidos y las trazas de crudo acumuladas, esta acción expande el medio filtrante limpiándolo por acción hidráulica y fricción entre partículas que se logra mediante el uso de una bomba de retro lavado, instalada en la parte superior de cada sistema de filtración. El caudal de agua de retro lavado, generado durante la limpieza del filtro se envía hacia los tanques decantadores. [12].

4.1.3.e Control de presión diferencial en unidades de filtración. Las unidades de filtración contarán con transmisores indicadores de presión diferencial PDIT, conectados entre la entrada al filtro como punto de alta y la respectiva salida, indicando el valor de presión diferencial y alarma por alta presión diferencial, que se visualizan en la pantalla del PLC.

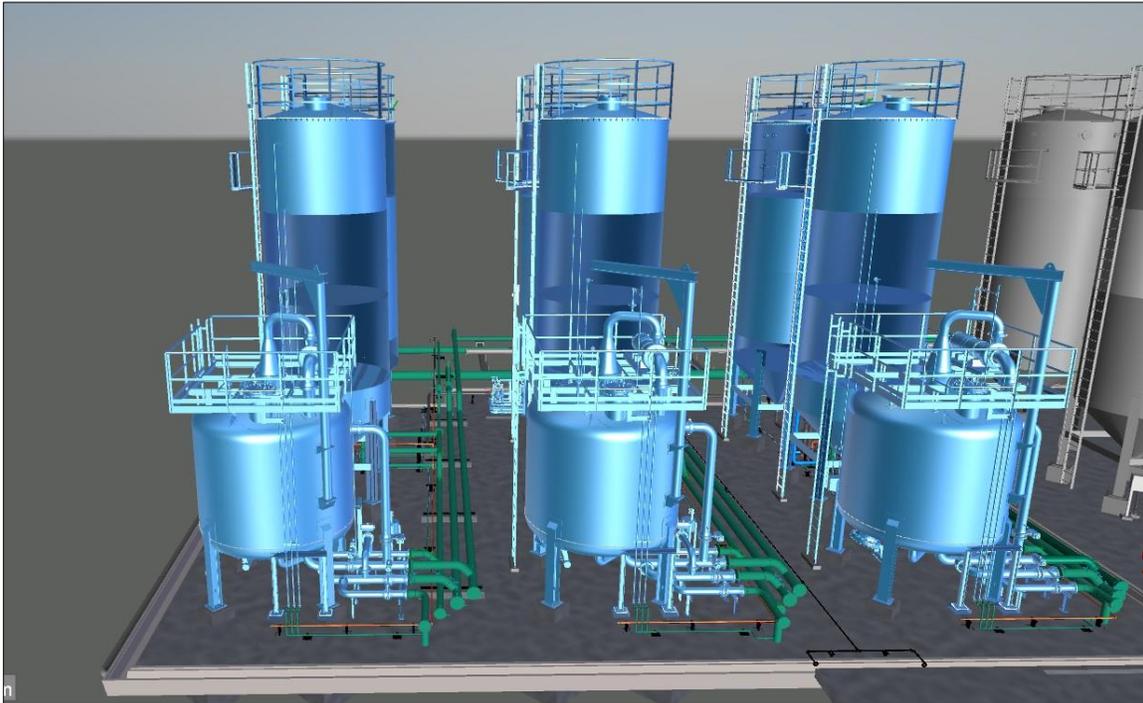
El filtro inicia el servicio y a medida que transcurre el tiempo aumenta el grado de ensuciamiento que se traduce en aumento de la presión diferencial a través del lecho filtrante, cuando la presión diferencial llega a 15 psi finaliza la etapa de filtración y se deberá iniciar el ciclo de retro lavado.

Se contempla que el agua será transferida a una la piscina de inyección, en donde se realizará el proceso de bombeo y transferencia.

A continuación, se ilustra el modelo 3D de las unidades de filtración.

Figura 9.

Modelo 3D sistema de filtración.



Nota. *Modelo 3D unidades de filtración y tanques decantadores. Tomado de: J. A. R. Cristian Hernández Ospina, Modelo 3D sistema de sostenimiento de presión, Navisworks, Puerto Gaitan, 2023.*

4.1.3.f Área de decantación. Los tanques decantadores, reciben el agua de retro lavado proveniente del sistema de filtración de cáscara de nuez o palma, la capacidad de los tanques decantadores es de 500 BLS cada uno, estos tanques son diseñados a presión atmosférica.

El objetivo principal de estos tanques decantadores es ofrecer un tiempo de residencia suficiente para permitir la separación de las fases líquido-líquido-sólido por diferencia de densidad. Los sólidos decantables, se ubican en la sección cónica del tanque, la capa de crudo separado se ubica en la parte superior y el agua clarificada en el centro del tanque. Los sólidos y el crudo separado son enviados hacia el sumidero de una piscina de retro lavados existente, una vez finaliza esta evacuación se inicia con la transferencia de agua clarificada hacia la piscina de retro lavado.

Se establece que, por cada filtro de cáscara de nuez, se tiene asociado dos tanques decantadores, los cuales operaran uno como principal y uno secundario, con el propósito de optimizar el proceso de decantación.

El proceso de transferencia hacia la piscina de retro lavados inicia con la evacuación de crudo desnatado, una vez finaliza esta evacuación se inicia con la transferencia de agua clarificada hacía por gravedad hacia la piscina de retro lavado y por último se realiza la transferencia de lodos por medio de bombas neumáticas hasta tanques slop oil.

Los tanques decantadores están equipados con un transmisor indicador de nivel LIT, el cual indica el nivel total de líquido en cada uno de tanques y activa las alarmas de nivel definidas como alto y bajo a través del PLC local.

Figura 10.

Modelo 3D decantadores.



Nota. *Modelo 3D unidades de filtración y tanques decantadores. Tomado de: J. A. R. Cristian Hernández Ospina, Modelo 3D sistema de sostenimiento de presión, Navisworks, Puerto Gaitan, 2023.*

4.1.3.g Área de Transferencia: Bombas de alimentación a filtros. El sistema de transferencia de agua de producción consta de cuatro bombas centrífugas de 1650 galones por minuto a una presión de 65 psig en descarga cada una, la operación es una bomba transfiriendo a cada unidad de filtración y se contempla una bomba en stand-by en caso de que se presente falla en alguna de las otras unidades de bombeo.

Las bombas deben generar la suficiente presión y así permitir el paso del fluido a través del lecho filtrante y superar las pérdidas de presión presentes en la línea de salida y demás accesorios. Estas bombas instaladas en paralelo, permiten operar en un amplio

rango de flujo, acorde con los requerimientos del diseño de caudal de agua a manejar por la planta hasta 150.000 BWPD. [12]

Cada bomba en las líneas de succión y descarga contarán con manómetros, con un rango entre 0-100 psi que permite la visualización de esta variable en sitio, y con transmisores indicadores de presión que tendrán configuradas alarmas por alta y baja presión en succión y descarga, evitando daños en las bombas.

4.1.3.h Datos de diseño facilidades que componen cada planta de tratamiento de agua. A continuación, se relaciona los datos de diseños de las facilidades que conforman cada planta de tratamiento de agua de producción.

Tabla 1.

Datos de diseño Celda de flotación.

Datos de diseño Celda de Flotación	
Capacidad máxima (BWPD)	150.000
Longitud (Ft)	54,04
Ancho (Ft)	13,57
Altura (Ft)	7,16
Temperatura de operación (°F)	140
Presión de operación	ATM
Contenido de grasas y aceites Entrada/Salida (ppm)	1200/40

Nota. Se relacionan los datos de diseño de cada celda de flotación. Tomado de: K. Rojas, «Sistema de tratamiento de agua de producción,» Bogotá D.C, 2021.

Tabla 2.*Datos de diseño filtros de cascara de nuez o palma.*

Datos de diseño Filtros Cascara de Nuez o Palma	
Capacidad máxima (BWPD)	55.000
Líquido de proceso	Agua de producción
Diámetro nominal (mm)	3658
Altura nominal (mm)	2438
Temperatura de operación	140°F
Presión de operación (psig)	65
Medio Filtrante	Cáscara de nuez o palma

Nota. Se relacionan los datos de diseño de cada unidad de filtración. Tomado de: K. Rojas, «Sistema de tratamiento de agua de producción,» Bogotá D.C, 2021.

Tabla 3.*Datos de diseño decantadores fondo cónico.*

Datos de diseño Tanques Decantadores Fondo Cónico	
Capacidad (Bbls)	578
Dimensiones (ft)	11.5 D x 31.2 S/S
Temperatura de diseño (°F)	190
Presión de diseño (psig)	0.5
Temperatura de operación (°F)	140
Presión de Operación	ATM

Nota. Se relacionan los datos de diseño de cada tanque decantador. Tomado de: K. Rojas, «Sistema de tratamiento de agua de producción,» Bogotá D.C, 2021

Tabla 4.

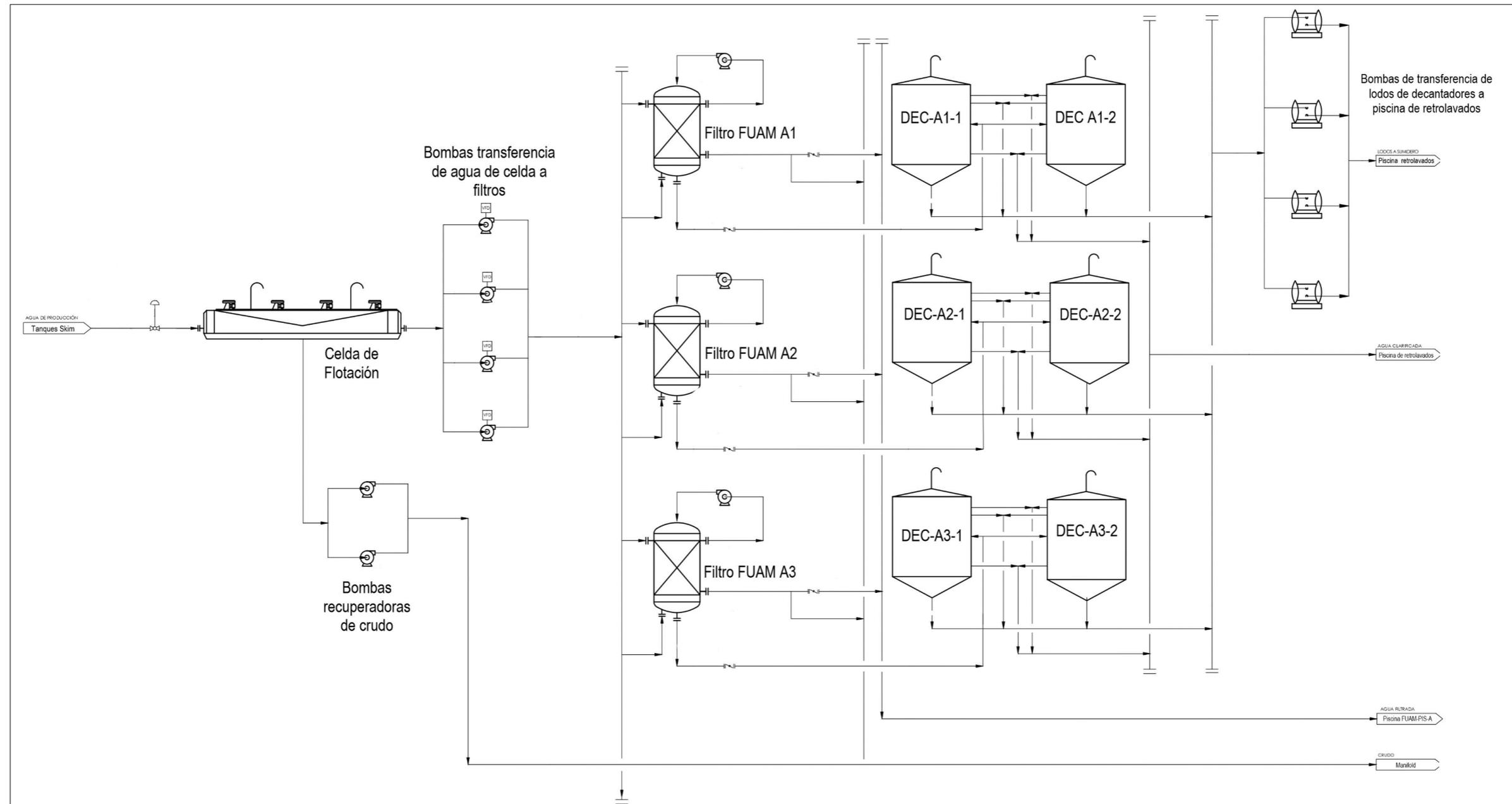
Datos de diseño Bombas de transferencia de agua hacia filtros.

Bombas de transferencia de agua hacia filtros	
Tipo	Centrifuga Horizontal
Capacidad	1653 galones por minuto
Potencia	75 Hp
Frecuencia de operación	60 Hz
Temperatura de operación (°F)	140
Presión de Operación	ATM

Nota. *Se relacionan los datos las bombas de diseño de transferencia de agua desde la celda de flotación hasta las unidades de filtración. Tomado de: K. Rojas, «Sistema de tratamiento de agua de producción,» Bogotá D.C, 2021*

Figura 11.

Diagrama de flujo planta de tratamiento de agua FUAM-PTA- A.



Nota. Diagrama de flujo de equipo interconectados de una planta de tratamiento de agua.

4.1.4. Descripción piscina de inyección para el sistema de sostenimiento de presión

Se contempla una piscina de inyección similar a las existentes en Campo Rubiales. El diseño contara con una piscina construida en muros de concreto equipada con 10 bahías operando en paralelo en donde el agua permanece estática y con una capacidad nominal de alrededor de 50.000 barriles, las dimensiones son de 33 metros de ancho, longitud 90 metros y altura 2.7 metros. [14].

Durante el paso del agua por las diferentes bahías, se generará una zona de separación donde se tendrá baja velocidad de fluido y un alto tiempo de residencia, lo cual promueve la separación de las gotas de aceite presentes en el agua favorecidas por principios de coalescencia

La función de esta piscina es recibir el agua proveniente de las plantas de tratamiento de agua y servir como succión para un patín de bombas centrifuga verticales.

4.1.4.a Distribución de agua tratada hacia piscina de inyección. El agua tratada en las plantas de tratamiento será transferida por gravedad hacia la piscina de inyección mediante una línea de 24 pulgadas cuyo material será acero al carbón.

Se aprecia un cuadro de control de flujo previo al ingreso de agua a la piscina, el cual estará equipado con una válvula controladora de flujo alimentada por aire de instrumentos permitiendo la operación de un actuador, de esta manera se podrá realizar un llenado controlado de la piscina.

Aguas arriba del cuadro de control un transmisor indicador de flujo (FIT) a la par con un transmisor indicador de nivel (LIT) instalado en la piscina, los cuales tendrán valores de referencia, permitiendo un control automático de la apertura que debe tener la válvula de control. De esta manera se puede asegurar un óptimo nivel de operación en la piscina y

se mitiga un evento de seguridad de procesos causado por un rebose en la piscina a causa de un llenado descontrolado.

En caso de presentarse falla en el FIT o LIT la válvula de control entrará en modo de falla para lo cual se cerrará automáticamente.

El cuadro de control tendrá una línea de bypass equipada con una válvula manual tipo globo, la cual permitirá hacer un control manual de llenado de la piscina en caso de que se presente falla en la válvula de control o se requiera realizar un mantenimiento, se contempla este tipo de válvula ya que son las más apropiadas para realizar estrangulamiento de fluido.

El agua procesada en la piscina de inyección ingresará al foso de bombeo en donde estarán instaladas 3 bombas centrifugas verticales, las cuales realizarán un proceso booster enviando el fluido hasta la succión de las bombas centrifugas verticales encargadas de transferir el agua a alta presión hasta la cabeza de los pozos inyectoros.

4.1.4.b Datos de diseño piscina de inyección.

Tabla 5.

Datos de diseño piscina de inyección sistema de sostenimiento de presión

DATOS DE DISEÑO PISCINA DE INYECCIÓN	
Ancho Piscina	33 metros
Longitud piscina	90 metros
Altura piscina	2.75 metros
Número de bahías	10
Capacidad nominal	50.000 barriles

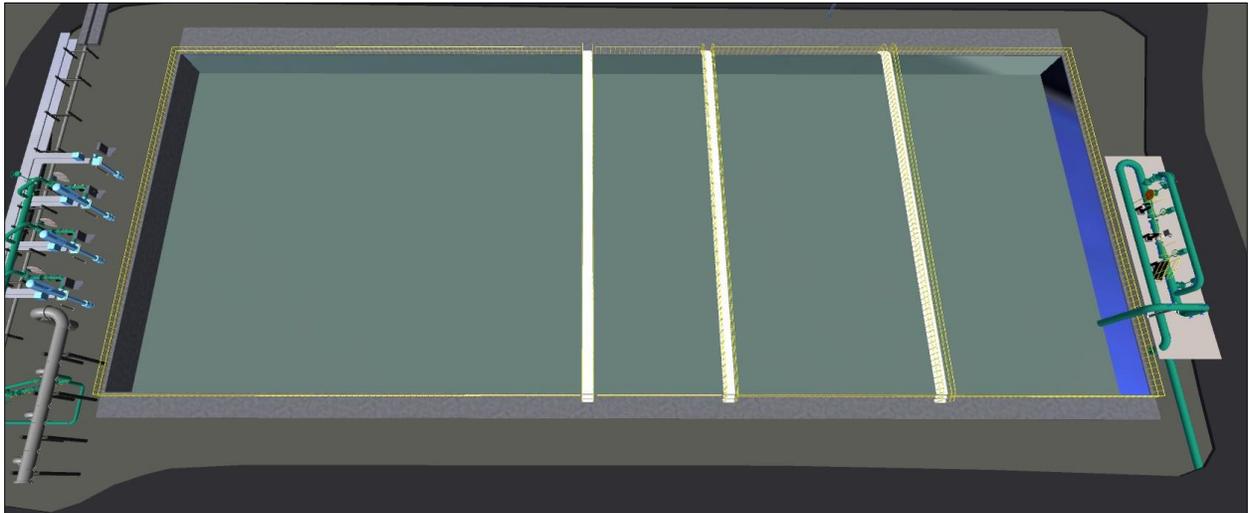
Nota. Se relacionan datos de diseño de la piscina de inyección contemplada para el sistema. Tomado de: J. Fajardo, «Diagrama de tubería e instrumentación piscina de inyección 400-PIS-0005,» 2022.

A continuación, se ilustra el modelo 3D de la piscina de inyección.

4.1.4.c Modelo 3D piscina de Inyección sistema de sostenimiento de presión

Figura 12.

Modelo 3D piscina de inyección sistema de sostenimiento de presión

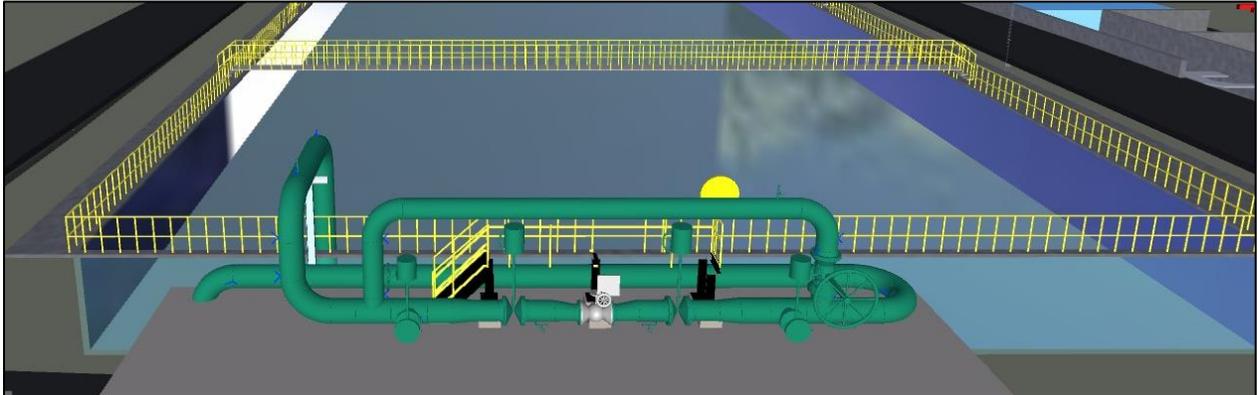


Nota. Modelo 3D cuadro de control de flujo de ingreso a la piscina, se detallan equipos. Tomado de: J. A. R. Cristian Hernández Ospina, Modelo 3D sistema de sostenimiento de presión, Navisworks, Puerto Gaitan, 2023.

A continuación, se ilustra el modelo 3D del cuadro de control de flujo de la piscina de inyección.

Figura 13.

Cuadro de control de flujo, ingreso de agua a la piscina de inyección.



Nota. Modelo 3D cuadro de control de flujo de ingreso a la piscina, se detallan equipos. Tomado de: J. A. R. Cristian Hernández Ospina, Modelo 3D sistema de sostenimiento de presión, Navisworks, Puerto Gaitan, 2023.

4.1.5. Descripción de las bombas centrifugas verticales asociadas a la piscina de inyección

El diseño contempla dos conjuntos de bombas, el primer conjunto estará compuesto por 3 bombas centrifugas verticales tipo turbina acoplada a un motor eléctrico con una potencia de 350 HP, con una capacidad de transferencia de 3900 galones por minuto a una frecuencia de 60 Hz. Para el diseño se tendrán 3 bombas y se plantea un escenario de operación (2 + 1), para lo cual se tendrán 2 bombas operativas y una de respaldo, esto en caso de que se llegue a presentar falla en una de las bombas operativas, se tendrá la disponibilidad de una bomba de back up, asegurando la completa operación del sistema y transferencia de agua. En la línea de descarga de cada bomba se tendrá una válvula tipo cheque o anti retorno, con el fin de evitar que en caso de un apagado de las bombas se presente fenómeno de flujo inverso y pueda afectar el nivel de la piscina y llegando a ocasionar una pérdida de contención.

En la línea de descarga de cada bomba también se contempla tener un transmisor indicador de presión PIT para realizar monitoreo de esta variable y un manómetro PG con un rango de 0-200, se deberá tener facilidad para realizar venteo para la puesta en

operación y empaquetado de la tubería. Adicional para el cuidado de integridad de las bombas se contempla una alarma por alta presión en descarga asociada al PIT, se tendrá configuración para que se realice apagado de la bomba en caso de que se supere una alta presión de descarga, de esta manera se evitara daño en sello de bombas centrifugas verticales y daño en sello mecánico de las bombas horizontales, debido a que se tendrá también una alta presión en la succión de estas últimas bombas mencionadas.

Como flexibilidad operativa para tener las presiones optimas en descarga y caudal a transferir por las bombas centrífugas verticales se contempla como método de arranque de las bombas variadores de frecuencia VDF.

Cómo medida de protección ante altas presiones en la descarga y para controlar el volumen de fluido a transferir desde las bombas centrifugas verticales hasta las bombas centrifugas horizontales, se contempla tener un cuadro de control de recirculación a la piscina del sistema de sostenimiento de presión. Este cuadro de recirculación estará equipado con una válvula de control de presión PV, la cual quedara configurada con un set point de presión, cuando la presión en el cabezal de descarga supere esa presión, dará apertura a controladora la válvula con el fin de regular presión y recircular el fluido que sea necesario.

El cuadro de control de recirculación contempla una línea de bypass, con el fin realizar operación manual en caso de que se presente falla en la válvula controladora o se requiera sacar a mantenimiento.

En el cuadro de control de recirculación aguas arriba y aguas abajo de la válvula controladora se deben instalar dos válvulas tipo compuerta que servirán como válvulas de corte para que se pueda realizar intervención de la válvula de control cuando se requiera y poder operar por el bypass.

4.1.5.b Datos de diseño bombas centrifugas verticales

Tabla 6.

Datos de diseño bombas centrifugas verticales.

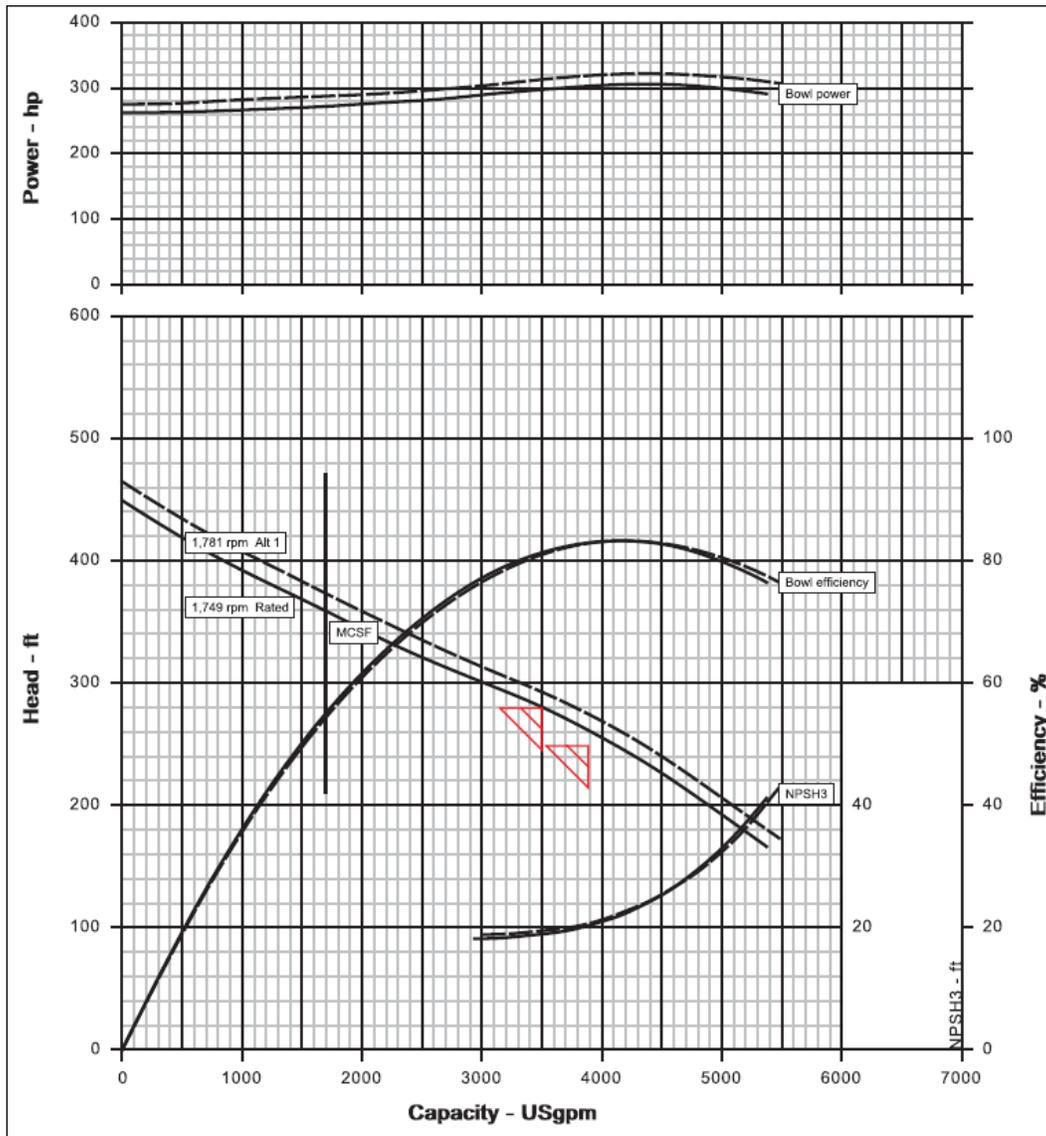
DATOS DE DISEÑO UNIDADES DE BOMBEO CENTRIGUFAS VERTICALES	
DIMENSION	VALOR
Capacidad (GPM)	3900 galones por día
Capacidad (BBL/DIA)	133714.3 BBL/DIA
Tipo de bomba	Centrifuga vertical tipo turbina
Fluido de Trabajo	Agua de procesos
Potencia del motor (Hp)	350
Amperaje del motor (Amp)	45
Voltaje del motor (V)	4160
Método de Arranque	Variador de frecuencia

Nota. Se relacionan los datos de diseño de las bombas centrifugas verticales contempladas para el sistema. Tomado de: Novomet, «Curvas de operación,» Cota, 2021.

A continuación, se relaciona la curva de eficiencia de las bombas centrifugas verticales seleccionadas para el diseño, cabe resaltar que esta curva se encuentra dada a una frecuencia de operación de 60 Hz.

Figura 14.

Curva de eficiencia bombas centrifugas verticales.



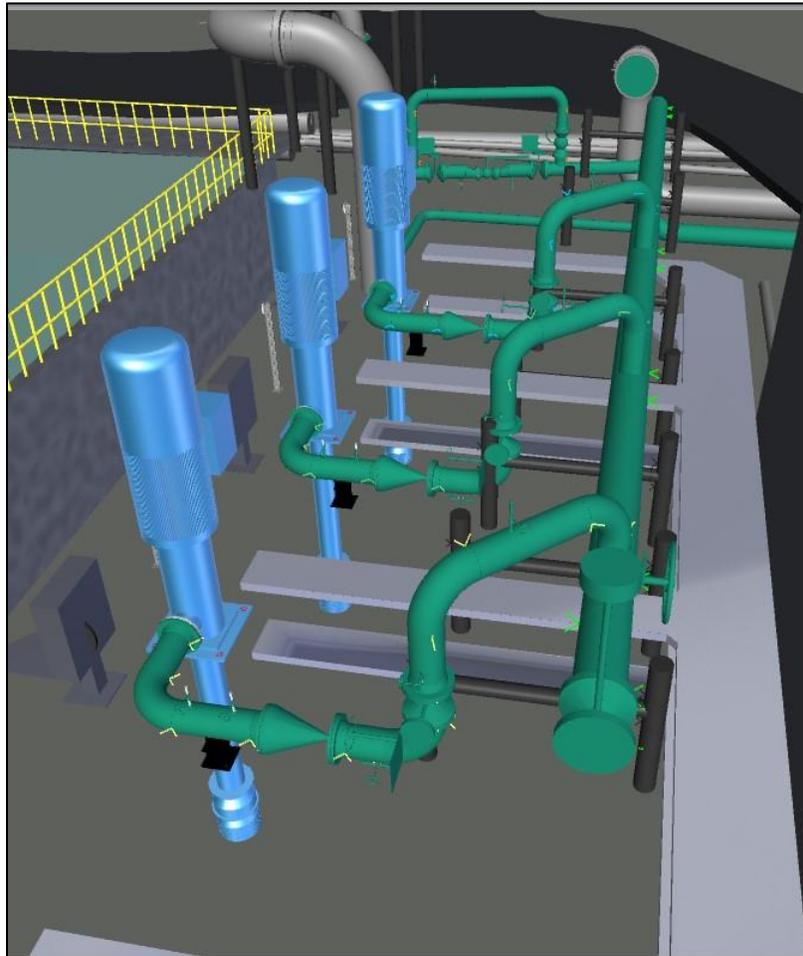
Nota. Gráfico de la curva de eficiencia de las bombas centrifugas verticales. Tomado de: Novomet, «Curvas de operación,» Cota, 2021.

A continuación, se ilustra el modelo 3D de las bombas centrifugas verticales:

4.1.5.c Modelo 3D bombas centrifugas verticales.

Figura 15

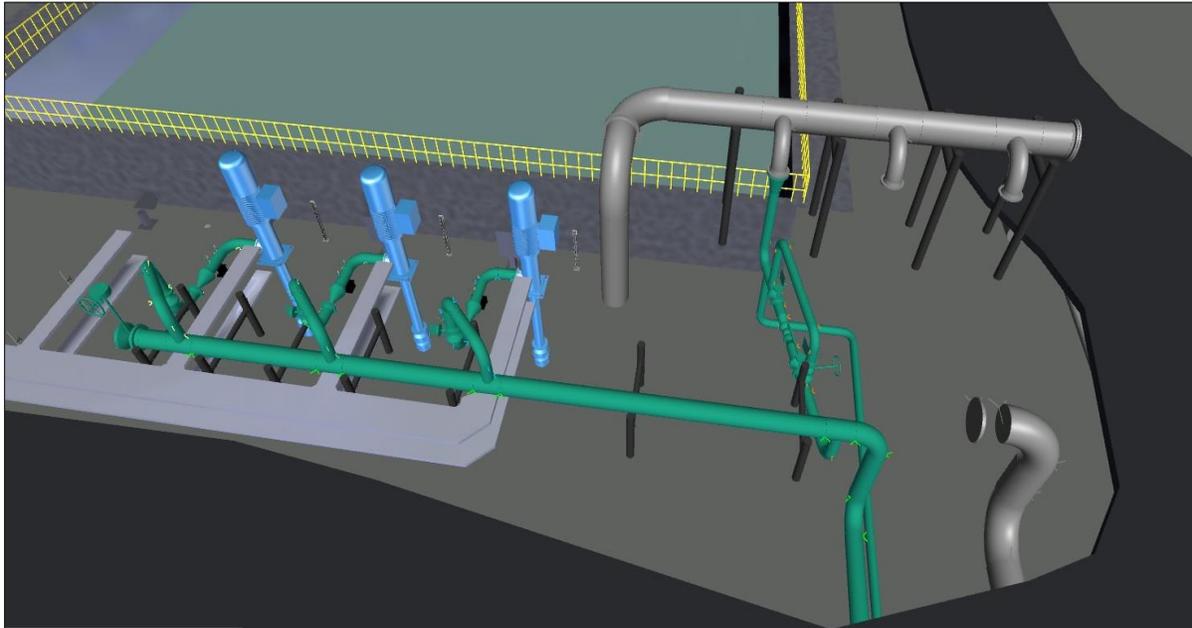
Modelo 3D bombas centrifugas verticales.



Nota. Modelo 3D bombas centrifugas verticales, se detallan equipos. Tomado de: J. A. R. Cristian Hernández Ospina, Modelo 3D sistema de sostenimiento de presión, Navisworks, Puerto Gaitan, 2023.

Figura 16.

Modelo 3D bombas centrifugas verticales.

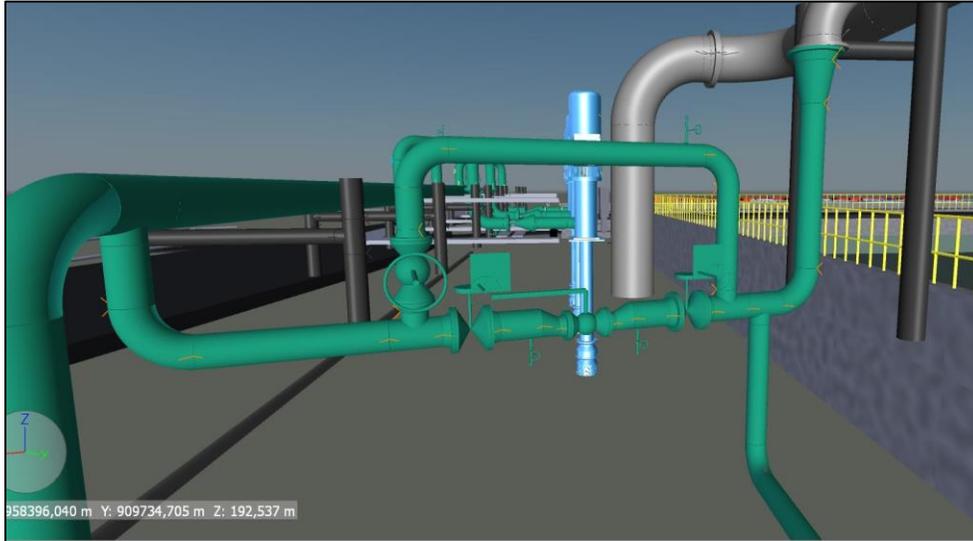


Nota. Modelo 3D bombas centrifugas verticales y línea de descarga. Tomado de: J. A. R. Cristian Hernández Ospina, Modelo 3D sistema de sostenimiento de presión, Navisworks, Puerto Gaitan, 2023.

A continuación, se ilustra el modelo 3D del cuadro de recirculación de la piscina de inyección.

Figura 17.

Cuadro de recirculación desde descarga bombas centrifugas verticales hasta piscina de inyección



Nota. Modelo 3D cuadro de recirculación a la piscina de inyección, se detallan equipos. Tomado de: J. A. R. Cristian Hernández Ospina, Modelo 3D sistema de sostenimiento de presión, Navisworks, Puerto Gaitan, 2023.

4.1.5.d Descripción de las bombas centrifugas horizontales para transferencia de agua hasta pozos inyectoros. Como se describía en el ítem anterior, se contemplan 4 bombas (tipo centrifuga horizontal multietapas), acoplada a un motor eléctrico con una potencia de 2500 HP, con una capacidad de transferencia de 3500 galones por minuto. Se plantea un escenario de operación (3 + 1), para lo cual se tendrán 3 bombas operativas y una de respaldo, esto en caso de que se llegue a presentar falla en una de las bombas operativas, se tendrá la disponibilidad de una bomba de back up, asegurando la completa operación del sistema y transferencia de agua hacia los pozos inyectoros de sostenimiento de presión.

La descarga de las bombas centrifugas verticales será enviada a la succión de las bombas de centrifugas horizontales. Cada una de las bombas centrifugas horizontales contarán en su línea de succión con un filtro tipo “Y”, el cual se encargará de retener material particulado y solidos los cuales pueden causar daño a las bombas, estos filtros deben tener una constante limpieza, se contempla un indicador transmisor de diferencial

de presión (PDIT) asociado al filtro tipo Y, para identificar el momento en que se sature. Se contempla un medidor de flujo electromagnético (FIT) con indicación local y transmisión a un PLC, un transmisor indicador de presión (PIT) con indicación local y transmisión a un PLC y un indicador local de presión o manómetro (PG). Los (FIT) tendrán configurado una alarma por alto y bajo flujo evitando que la bomba pueda sufrir daños. (Los PIT) tendrán configurado una alarma por baja presión y alta presión en descarga, con el fin de cuidar la integridad de las bombas, tanto altas presiones como bajas presiones pueden ocasionar daños en sellos mecánicos e internos de las bombas.

Se contempla válvulas de alivio (PSV) en la línea de succión de cada bomba centrífuga horizontal con un punto de ajuste a 240 psig, la cual ayuda a proteger la línea de succión en caso de presentarse altas presiones, cuando en la línea de succión se supere esta presión la válvula automáticamente se abrirá aliviando la presión y evitando daño en bombas y daños de integridad por erosión en la tubería.

de que haya flujo inverso a través de las bombas de inyección que se encuentre en stand by, por falla de los chequeos en la descarga.

Las bombas centrífugas horizontales contarán en la línea de descarga con un transmisor indicador de presión (PIT) los cuales tendrán configurado alarmas por alta y baja presión, ejecutando el apagado de las bombas centrífugas verticales y un indicador local de presión (PG). Se tendrán válvulas tipo cheque o anti retorno evitando flujo inverso, aguas arriba de las válvulas tipo cheque se tendrá una válvula tipo compuerta con que ayudará a realizar corte en caso de que las válvulas cheque presenten falla.

Como flexibilidad operativa para tener las presiones optimas en descarga y caudal a transferir por las bombas centrífugas verticales se contempla como método de arranque de las bombas variadores de frecuencia VDF

El agua de descarga de las bombas centrífugas horizontales se entrega a cada uno de los pozos inyectoros de sostenimiento de presión, con una presión mínima de entrega

de 620 psig y una presión máxima de 1250 psig, mediante una tubería de 24 pulgadas de diámetro.

Considerando la operación remota para cada uno de los pozos de sostenimiento de presión, se instalara en la líneas de inyección que dispone cada pozo, indicador transmisor de flujo (FIT) una válvula de choque manual motorizada (MOV) que permiten ser actuadas forma remota o en modo manual, dando cierre o apertura para regular las condiciones de entrada a cada pozo (flujo máximo de 80.000 BWPD y presión entre 620 psig y 1250 psig), y un indicador transmisor de presión (PIT) a la entrada de cada pozo.

4.1.5.e Datos de diseño bombas centrifugas verticales.

Tabla 7.

Datos de diseño bombas centrifugas horizontales.

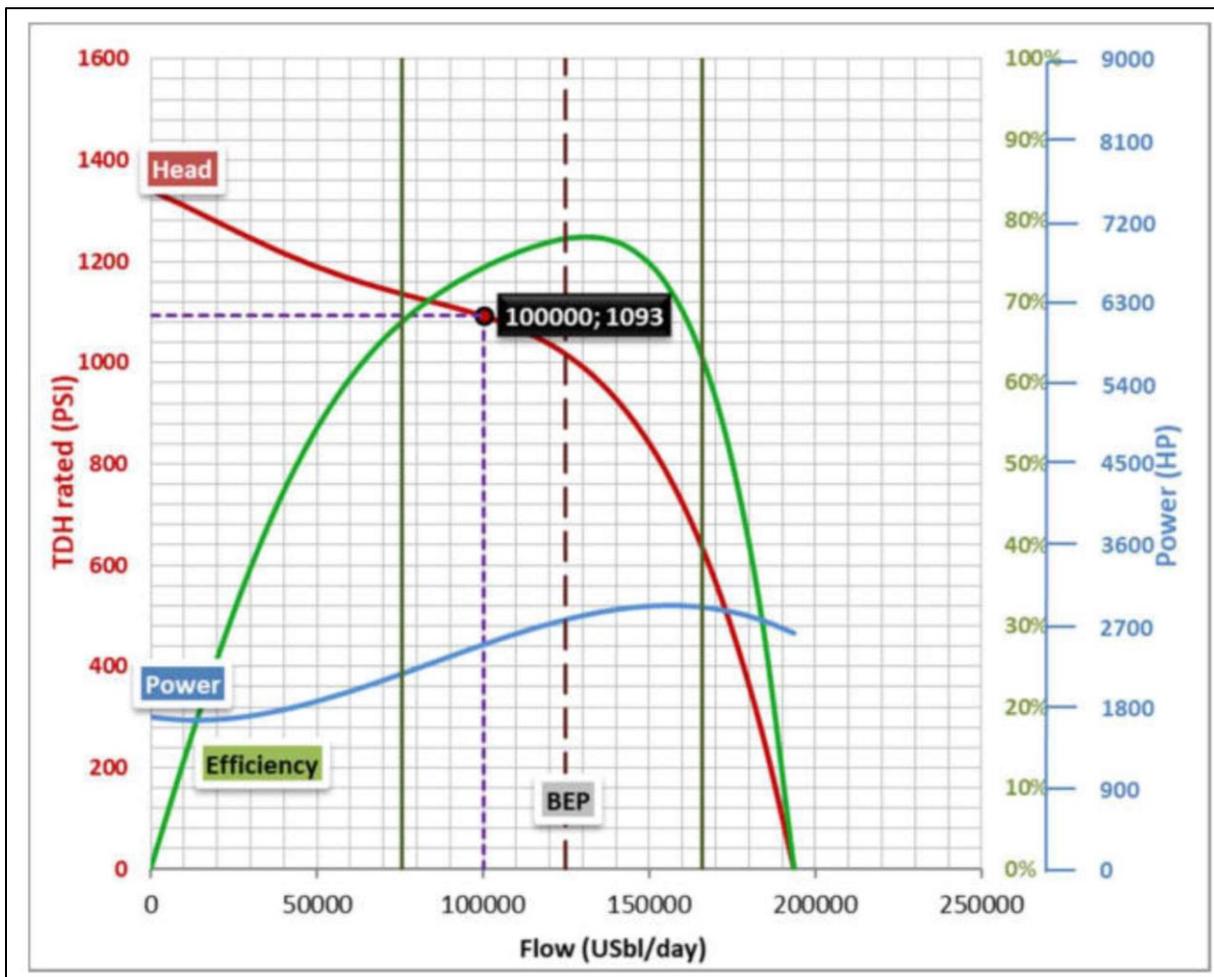
DATOS DE DISEÑO UNIDADES DE BOMBEO CENTRIFUGAS HORIZONTALES	
DIMENSION	VALOR
Capacidad (gpm)	3500
Tipo de bomba	Horizontal multietapa (6 etapas)
Fluido de Trabajo	Agua de procesos
Potencia del motor (Hp)	2500
Amperaje motor (A)	299
Voltaje motor (V)	4160
Método de arranque	Variador de frecuencia

Nota. *Se relacionan los datos de diseño de las bombas centrifugas horizontales contempladas para el diseño. Tomado de Novomet, «Curvas de operación,» Cota, 2021.*

4.1.5.f Curva de desempeño, Caudal Vs. Presión Bomba centrífugas verticales a 3585 RPM (59,75 Hz). A continuación, se relaciona la curva de eficiencia de las bombas centrífugas horizontales seleccionadas para el diseño, cabe resaltar que esta curva se encuentra dada a una frecuencia de operación de 59,75 Hz y 37,7 Hz.

Figura 18.

Curva de desempeño, Caudal Vs. Presión Bomba centrífugas verticales a 3585 RPM (59,75 Hz).

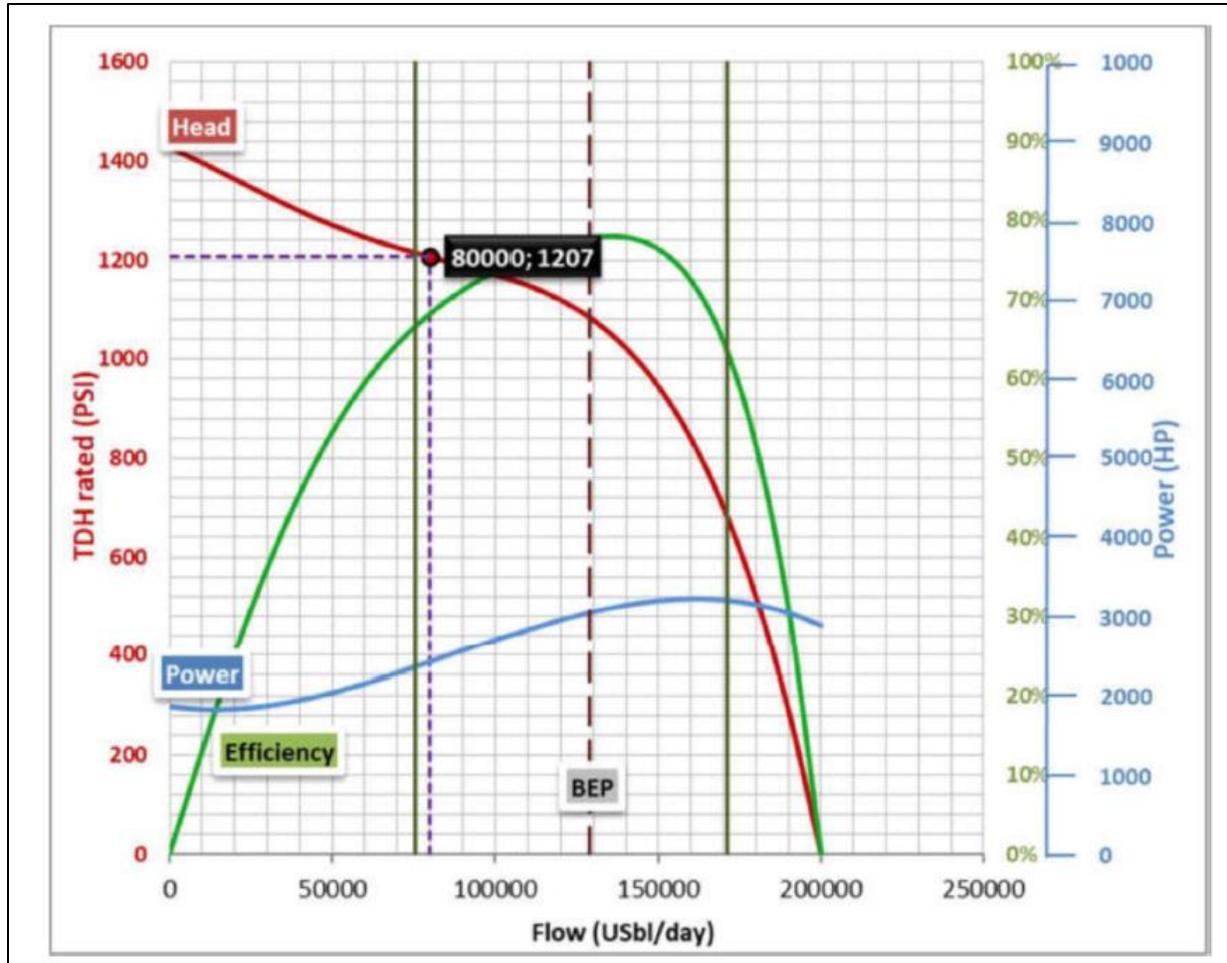


Nota. Gráfico de la curva de eficiencia de las bombas centrífugas horizontales. Tomado de: Novomet, «Curvas de operación,» Cota, 2021.

4.1.5.g Curva de desempeño, Caudal Vs. Presión Bomba centrífugas verticales a 3702 RPM (37,7 Hz).

Figura 19.

Curva de desempeño, Caudal Vs. Presión Bomba centrífugas verticales a 3702 RPM (37,7 Hz).

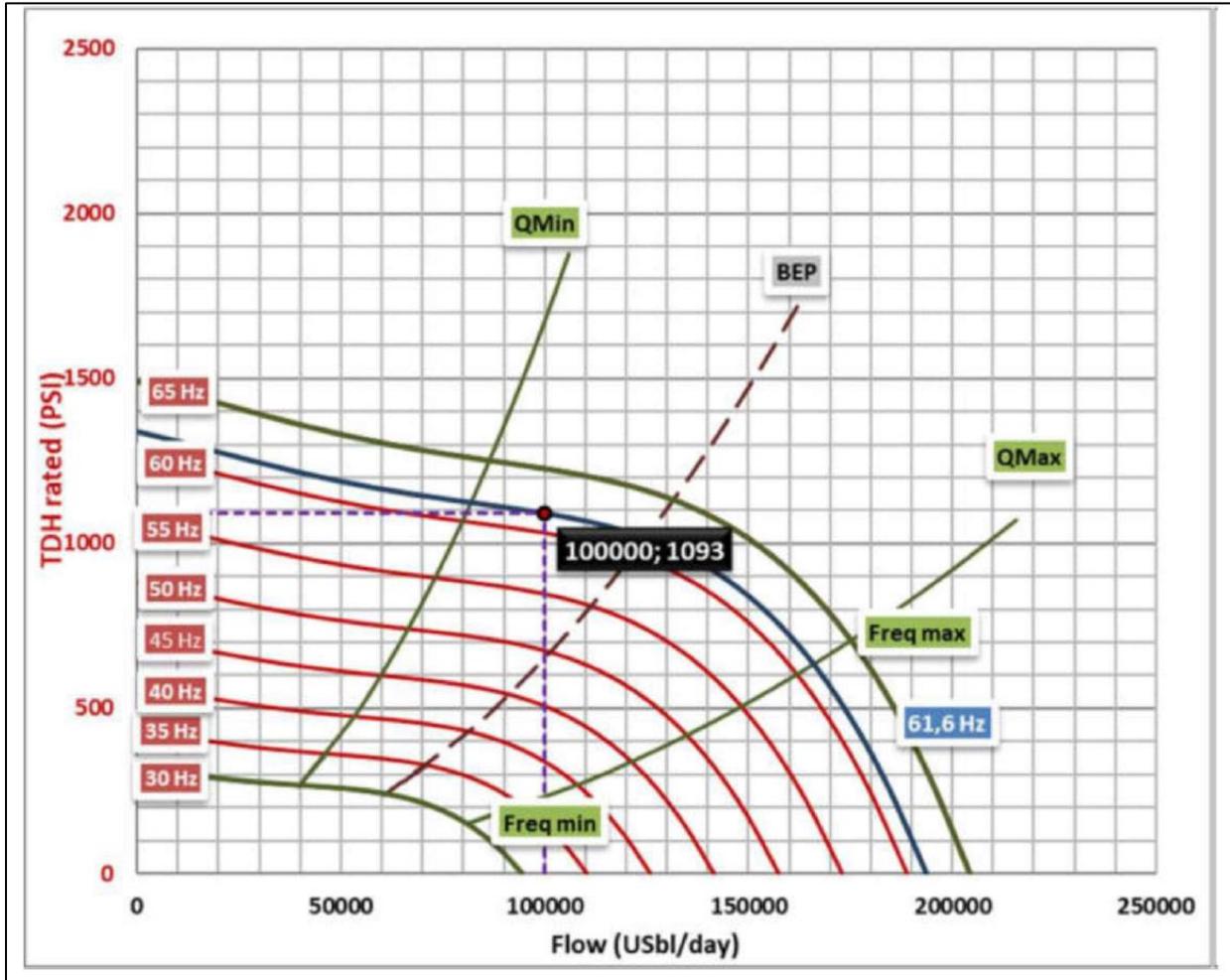


Nota. Gráfico de la curva de desempeño evaluando caudal vs la presión de descarga de las bombas centrífugas horizontales. Tomado de: Novomet, «Curvas de operación,» Cota, 2021.

4.1.5.h Curva Multifrecuencia: Caudal VS Presión a 3585 RPM (59,75 Hz)

Figura 20.

Curva Multifrecuencia: Caudal VS Presión a 3585 RPM (59,75 Hz).



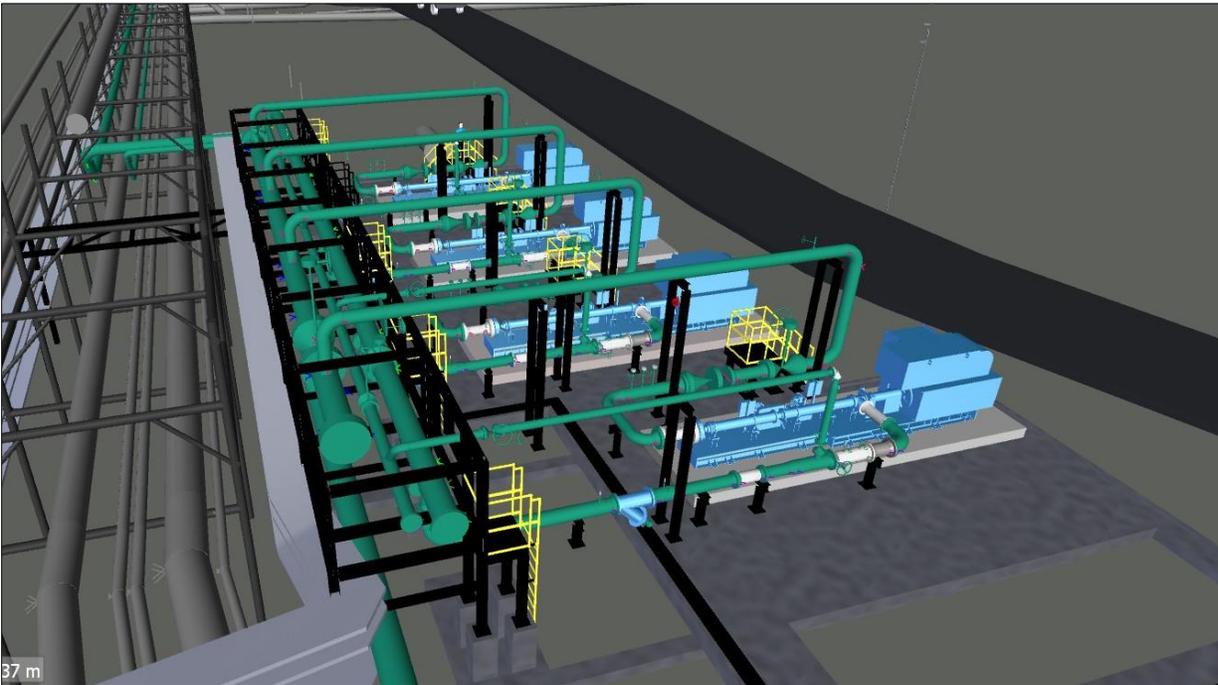
Nota. Gráfico de la curva de desempeño a diferentes frecuencias de operación. Tomado de: Novomet, «Curvas de operación,» Cota, 2021.

4.1.5.i Modelo 3D bombas centrifugas horizontales.

A continuación, se ilustra el modelo 3D de las bombas centrifugas verticales, tuberías e instrumentación asociados a cada bomba.

Figura 21.

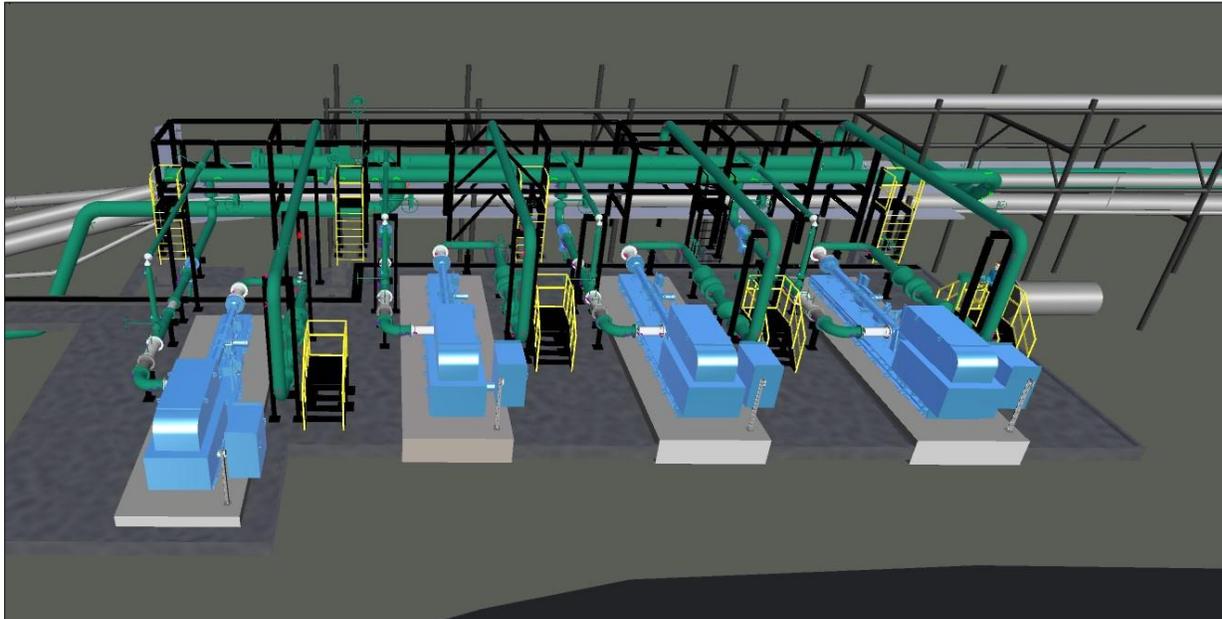
Modelo 3D bombas centrifugas horizontales.



Nota. Modelo 3D bombas centrifugas horizontales y facilidades asociadas, se detallan equipos. Tomado de: J. A. R. Cristian Hernández Ospina, Modelo 3D sistema de sostenimiento de presión, Navisworks, Puerto Gaitan, 2023.

Figura 22.

Modelo 3D bombas centrifugas horizontales



Nota. Modelo 3D bombas centrifugas horizontales y facilidades asociadas, se detallan equipos. Tomado de: J. A. R. Cristian Hernández Ospina, Modelo 3D sistema de sostenimiento de presión, Navisworks, Puerto Gaitan, 2023.

4.1.6. Identificación de las facilidades del sistema de sostenimiento de presión (TAGs)

Se asignan los siguientes códigos de identificación o TAGs, para las facilidades asociadas al sistema de sostenimiento de presión, se utilizan el sistema de la norma ANSI/ISA-S, para la asignación de la nomenclatura y siglas, como sigla inicial se toma en referencia las iniciales FUAM, en honor a la Fundación Universidad de América.

Tabla 8.

Identificación de las facilidades del sistema de sostenimiento de presión.

FACILIDAD	TAG
Planta de tratamiento de agua	FUAM-PTA- A/B
Piscina de Inyección	FUAM-PIS-A
Bombas centrifugas verticales	FUAM-P-1 A/B/C
Bombas centrifugas horizontales	FUAM-P-2 A/B/C/D
Válvula control asociada al cuadro de control de ingreso de agua la piscina de inyección	FUAM-FV-A
Válvula controladora de presión asociada al cuadro de recirculación.	FUAM-PV-A

Nota. *Se relacionan los TAGs asignados para cada facilidad.*

4.1.7. Rango de variables en las que deben operar los equipos

Las ventanas operativas de integridad y/o guías de control se definen para los puntos críticos de control, los cuales pueden estar relacionados con diferentes áreas de desempeño (HSE, Integridad, Eficiencia, Rentabilidad, Confiabilidad, Calidad, etc.) y pueden ser: [16]

- Una variable de proceso (ejemplo: temperatura, presión, flujo, pH, velocidad de inyección de químicos, concentración). [16]
- Un aspecto de calidad del crudo, gas o productos intermedios y finales, y catalizadores e insumos químicos (ejemplo: Calidad de agua de inyección, BSW, % azufre, sodio, contaminantes, concentración de aditivos, punto de ebullición final, punto de inflamación, entre otros). [16]
- Una condición de los equipos (ejemplo: vibración, velocidad, temperaturas de pared, temperatura del lubricante, % de carga/apertura, voltaje, corriente). [16].

4.1.7.a Conceptos importantes

- ***Guía de control***

corresponde a los valores límites de los puntos críticos de control que hacen que la operación se ejecute dentro de un rango que garantice una operación segura, confiable y rentable, incluyendo siempre el aseguramiento de las especificaciones de calidad de los productos. [17].

- ***Ventana operativa de integridad (VOI)***

Establece los límites para variables de proceso (parámetros) que pueden afectar la integridad del equipo si la operación del proceso se desvía de estos límites establecidos durante un período de tiempo predeterminado (incluye Ventana operativa de Integridad Crítica y Estándar). [17].

- ***Ventana operativa de integridad Límite crítico (VOIC):***

Un nivel de VOI establecido que, si se supera, podría producirse un rápido deterioro de tal manera que el operador debe tomar medidas predeterminadas inmediatas para devolver la variable de proceso dentro del VOI y así evitar riesgos definidos significativos de potencial daño en el equipo o la liberación de fluidos peligrosos, que podrían ocurrir en un período de tiempo corto. [17].

Con base en los datos de diseño y curvas de las bombas se establecen las siguientes guías de control y ventanas operativas:

Tabla 9.

Guías de control y ventanas operativas Piscina de inyección piscina FUA-PIS-A.

PISCINA DE INYECCIÓN FUAM-PIS-A								
Nombre de la Variable	Instrumento que mide la variable	Unidad de la variable	Guía de control		Ventana Operativa de integridad estándar		Ventana Operativa de integridad crítica	
			Baja	Alta	Baja	Alta	Baja	Alta
Nivel piscina	LIT	mm	2200	3200	1760	3300	1400	3680

Nota. Se plantean las variables para operar la piscina de inyección, se elaboran con referencia al documento: Worley, «Informe Taller de Guías de Control y Ventanas,» Bogotá D.C, 2021.

Tabla 10.

Guías de control y ventanas operativas bombas centrifugas verticales FUAM-P-1 A/B/C.

UNIDADES DE BOMBEO CENTRIFUGAS VERTICALES FUAM-P-1 A/B/C								
Nombre de la Variable	Instrumento que mide la variable	Unidad de la variable	Guía de control		Ventana Operativa de integridad estándar		Ventana Operativa de integridad crítica	
			Baja	Alta	Baja	Alta	Baja	Alta
Presión de descarga	PIT ubicado en la descarga de cada bomba	PSIG	93	134	85	142	72	156

Nota. Se plantean las variables para operar las bombas centrifugas verticales, se elaboran con referencia al documento: Worley, «Informe Taller de Guías de Control y Ventanas,» Bogotá D.C, 2021.

Tabla 11.

Guías de control y ventanas operativas bombas centrifugas verticales FUAM-P-2 A/B/C/D.

Unidades de bombeo de centrifugas horizontales FUAM-P-2 A/B/C/D								
Nombre de la Variable	Identificación variable	Unidad de la variable	Guía de control		Ventana Operativa de integridad estándar		Ventana Operativa de integridad critica	
			Baja	Alta	Baja	Alta	Baja	Alta
Presión de succión	PIT ubicado en la succión de cada bomba	PSIG	90	134	82	140	73	237
Presión de descarga	PIT ubicado en la descarga de cada bomba	PSIG	600	1380	500	1355	461	1370

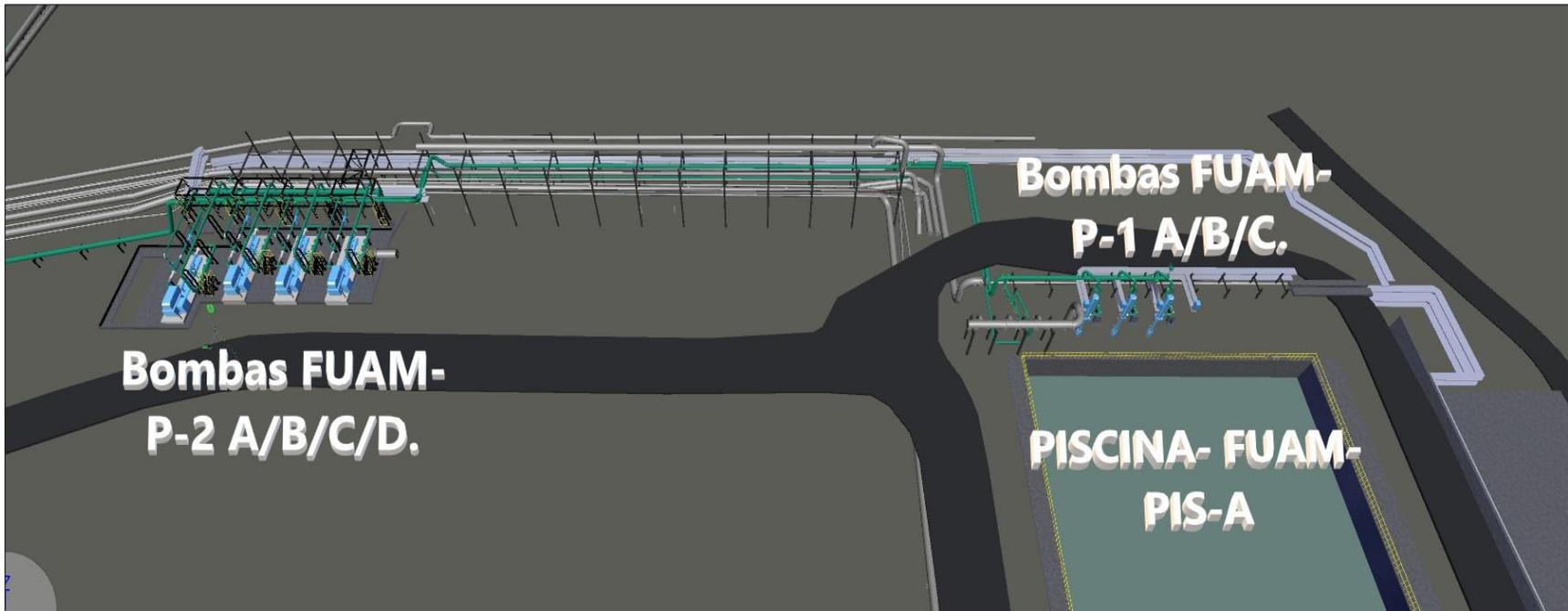
Nota. *Se plantean las variables para operar las bombas centrifugas horizontales, se elaboran con referencia al documento: Worley, «Informe Taller de Guías de Control y Ventanas,» Bogotá D.C, 2021.*

4.1.8. Modelo 3D sistema de sostenimiento de presión

A continuación, se ilustra el modelo 3D, de las Facilidades que conformaran el sistema que llevará por nombre sostenimiento de presión, se pueden ver los equipos contemplados en el diseño con su respectivo TAG.

Figura 23.

Modelo 3D sistema de sostenimiento de presión.



Nota. Modelo 3D de las facilidades diseñadas para el sistema de Sostenimiento de Presión, se detallan equipos y TAGs de identificación. Tomado de: J. A. R. Cristian Hernández Ospina, Modelo 3D sistema de sostenimiento de presión, Navisworks, Puerto Gaitan, 2023.

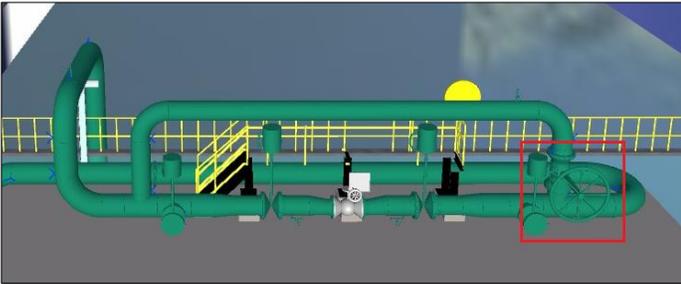
4.1.9. Procedimiento para la operación del sistema de sostenimiento de presión

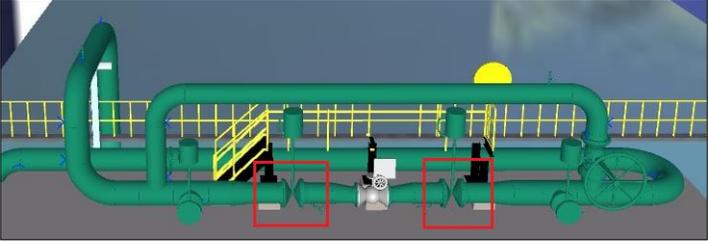
Para realizar la operación de las facilidades diseñadas se deberá tener un orden secuencial en la puesta de operación de los diferentes equipos, para ello se realiza el siguiente procedimiento de operación para la puesta en línea y fuera de operación de todo el sistema, se contemplan riesgos, responsables y paso a paso.

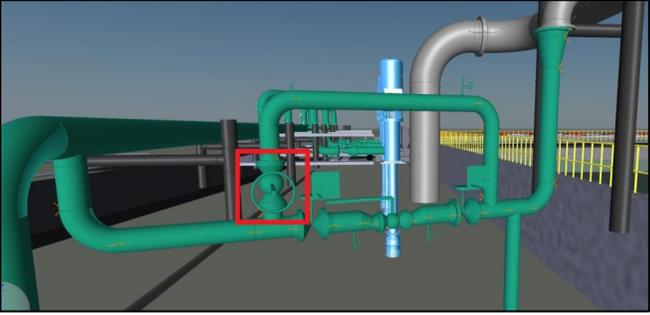
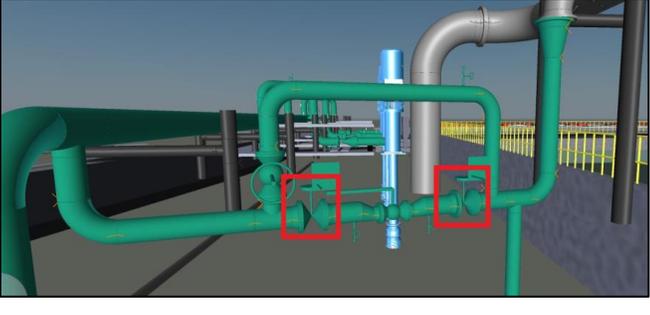
Tabla 12.

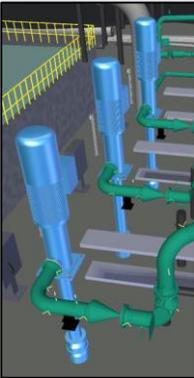
Procedimiento para la operación del sistema de sostenimiento de presión.

TAREAS	PELIGROS		CONSECUENCIAS
	RESPONSABLE	TIPO	
Plan 1. Reunión preoperacional.	Operadores Planta	Psicosocial	No entender las instrucciones y condiciones generales, aspectos para tener en cuenta al desarrollar la operación.
1.1. Realizar reunión preoperacional con el fin de verificar que todos los involucrados en la actividad estén enterados del programa a desarrollar.			
Plan 2. Alineación y puesta en línea plantas tratamiento de agua y piscina de inyección.	Operadores Planta	Ambiental Físico Mecánico Ergonómico	Lesiones causadas por caídas a nivel y alturas por superficies irregulares o escaleras. Posturas inadecuadas, sobreesfuerzos, fatiga.
2.1. En cada planta de tratamiento de agua validar la correcta alineación del cuadro de control de flujo previo al ingreso de fluido a la celda de flotación y validar la correcta operación de los instrumentos asociados.			

TAREAS	PELIGROS		CONSECUENCIAS
	RESPONSABLE	TIPO	
<p>2.2. En las bombas de transferencia de agua desde la celda a unidades de filtración validar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Energización. • Correcta alineación en la succión y descarga. • Correcto funcionamiento de los instrumentos • En el selector poner la perilla en modo automático. 			
<p>2.3. En cada unidad de filtración validar la correcta alineación para el ingreso de agua y correcta operación de los instrumentos.</p>			
<p>2.4. En los decantadores, validar la correcta alineación de cada decantador a la piscina de retro lavados.</p>			
<p>2.5. Coordinar el volumen de fluido que se va a recibir y transferir hacia los pozos inyectoros.</p>			
<p>2.5. Abrir válvulas en la salida de agua de cada unidad de filtración para transferir el fluido por gravedad hasta el cuadro de control de la piscina de inyección.</p>			
<p>2.6. Para realizar el llenado de la piscina de manera automática: Cerrar la válvula ubicada en el bypass del cuadro de control previo al ingreso de fluido a la piscina de inyección, verificar el buen funcionamiento de la válvula controladora de flujo y abrir válvulas de corte ubicadas aguas arriba y aguas debajo de la válvula controladora y validar el buen funcionamiento del FIT.</p>			
			
<p>Válvula by pass.</p>			

TAREAS	PELIGROS		CONSECUENCIAS
	RESPONSABLE	TIPO	
 <p>Válvulas de corte</p>			
<p>2.7. Para realizar el llenado de la piscina de manera manual: Si la válvula controladora entra en falla o se desea sacar a mantenimiento, se debe realizar el llenado de la piscina manualmente, para ellos se deben cerrar las dos válvulas de corte ubicadas aguas arriba y aguas abajo de la válvula de control y se debe abrir la válvula del bypass.</p> <p>NOTA: Se debe tener en cuenta que para esta etapa el llenado se hará con control manual y manejando la regulación controlada del flujo mediante la válvula de bola ubicada en el bypass del cuadro de control.</p>			
<p>1.1. Monitorear y controlar el nivel de llenado de la piscina hasta obtener un nivel óptimo de operación acorde a los valores establecidos en guías de control y ventanas operativas. Para esta actividad hay apoyo visual s por medio de los instrumentos de medición de control de nivel LIT.</p>			
<p>Plan</p> <p>Alineación y puesta en línea</p> <p>Bombas centrifugas verticales.</p>	<p>3.</p> <p>Operador de planta</p>		<p>Lesiones causadas por caídas a nivel y alturas por superficies irregulares o escaleras. Posturas inadecuadas, sobre esfuerzos, fatiga. Daños en bomba y motor, equipos, ruptura de líneas de flujo, caídas, atrapamientos equipos en rotación.</p>

TAREAS	PELIGROS		CONSECUENCIAS
	RESPONSABLE	TIPO	
<p>3.1. En la línea de descarga de cada una de las bombas centrifugas verticales, verificar que la válvula tipo check se encuentre en estado operativo, # y realizar la correcta alineación de los instrumentos (PG y PIT).</p>			
<p>3.2. En el cuadro de control de recirculación se debe realizar la siguiente alineación:</p>			
<p>3.2.1. Abrir las dos válvulas ubicadas aguas arriba y aguas abajo de la válvula de control de presión PV, cerrar válvula del bypass y validar el buen funcionamiento de la válvula controladora de presión PV.</p>			
			
<p>Válvula Bypass</p>			
			
<p>Válvulas de corte de válvula de control de presión</p>			
<p>3.3. Comprobar que las bombas centrifugas verticales no tengan ningún freno en sus partes móviles externas.</p>			

TAREAS	PELIGROS		CONSECUENCIAS	
	RESPONSABLE	TIPO		
				
	Bombas centrifugas verticales.			
<p>3.4. Desde el selector en campo colocar la perilla en posición “Remoto” o “2”.</p> <p>Por filosofía de operación se tiene contemplado 2 bombas operativas y 1 de respaldo, se debe realizar el arranque de las unidades a la frecuencia mínima (40 Hz), ajustar gradualmente la frecuencia de operación en incrementos de 0.5Hz a 1Hz, garantizando que la bomba entre en curva de operación y la presión de descarga este en los valores establecidos en guías de control.</p> <p>NOTA: el incremento de frecuencia no debe ser mayor a 1 Hz: esto con el fin de no desestabilizar el sistema hidráulico y eléctrico.</p>				
S I = √	Plan 4. Alineación y puesta en línea Bombas centrifugas horizontales	Operador de planta	Ambiental Físico o Mecánico Ergonómico	Lesiones causadas por caídas a nivel y alturas por superficies irregulares o escaleras. Posturas inadecuadas, sobreesfuerzos, fatiga. Daños en bomba y motor, equipos, ruptura de líneas de flujo, caídas, atrapamientos equipos en rotación.

TAREAS	PELIGROS		CONSECUENCIAS
	RESPONSABLE	TIPO	
	4.1. En el cabezal de succión de las bombas centrifugas horizontales realizar la correcta alineación.		
	4.2. Se debe validar también el buen funcionamiento y correcta alineación de los instrumentos PG, FE, FIT, y PIT ubicados en la línea de succión y descarga de cada una de las bombas y habilitar las PSV.		
	4.3. Realizar venteos para desplazamiento de bolsas de aire creadas durante el proceso de llenado de la línea a través de las válvulas de venteo ubicadas en la línea de succión y descarga de las bombas centrifugas horizontales por tiempo de 10 minutos o hasta evidenciar que no hay presencia de aire, luego cerrar.		
	4.4. Verificar fugas de agua en la línea de succión de cada una de las bombas centrifugas horizontales.		
	4.5. En el variador de frecuencia poner la perilla en posición "Remoto". Para normalizar, reconocer y resetear las alarmas, se debe poner la perilla en modo "Local" o "DCS" y presionar el botón "RESET".		
	4.6. Verificar el suministro de energía, comunicarse con el operador de monitoreo SCADA eléctrico y validar el suministro de carga eléctrica que requieren las unidades de bombeo a poner operativas.		
	4.7. En el selector de campo de la bomba a poner operativa, poner la perilla en "Remoto" o "2".		
	4.8. Después de tener operativas y en curva de operación las 2 bombas centrifugas verticales que harán parte del escenario 2 bombas operativas y una de respaldo, se debe asegurar que la presión de descarga de las bombas 400-0591 se encuentre entre los valores establecidos en guías de control y ventanas operativas, posterior a esto se dará arranque a una de las bombas centrifugas horizontales a una frecuencia mínima de 40 Hz.		

TAREAS	PELIGROS		CONSECUENCIAS
	RESPONSABLE	TIPO	
	NOTA: Asegurar que la presión de succión de las bombas centrifugas horizontales se encuentre en lo establecido en guías de control y ventanas operativas. Verificar que el flujo de aceite de lubricación esté entre 20 y 60 Lt/min.		
	<p>4.9. Los ajustes de frecuencia se deben realizar individualmente para cada bomba y en grupo para las que están en línea.</p> <p>NOTA: Ajustar gradualmente la frecuencia de operación en incrementos de 0.5Hz a 1Hz. El incremento de frecuencia no debe ser mayor a 1 Hz: esto con el fin de no desestabilizar el sistema hidráulico y eléctrico.</p>		
	<p>4.10. Con la primera bomba centrifuga horizontal encendida, se debe operar gradualmente las válvulas choque de los pozos inyectoras, hasta que la bomba entre en curva, esta operación se debe realizar teniendo comunicación entre el Operador del sistema de sostenimiento de presión, y el operador de los pozos inyectoras.</p>		
	<p>4.11. REALIZAR monitoreo de vibraciones, flujos, presiones y temperaturas.</p>		
	<p>4.12. Verificar fugas de agua en la línea de descarga y succión de la bomba puesta en línea; si hay, corregirlas.</p>		
	<p>4.13. Cuando se tenga la primera bomba horizontal centrifuga puesta en línea y encuentre operando entre las guías de control establecidas, se debe repetir el proceso para poner operativa la segunda. Durante este proceso se debe verificar la presión de descarga de las centrifugas verticales y asegurar que al momento de que se de arranque a la segunda unidad de bombeo centrifuga horizontal, no se vaya a presentar una desestabilización del sistema y se pueda presentar un Shut Down por baja o alta presión de descarga en las bombas centrifugas verticales y/o alta o baja presión en la succión de las bombas centrifugas horizontales.</p>		

Nota. Se elabora procedimiento de operación de las facilidades, se detalla el paso a paso para la puesta en operación y parada del sistema.

4.2 Simulación del diseño de las Facilidades de Superficie desde la descarga de las unidades de bombeo de transferencia, hasta cabeza de pozo, evaluando caudal y la presión de inyección.

Para el sistema de facilidades que se propone, se tiene como finalidad la transferencia de 230.000 BWPD hasta la cabeza de 3 pozos inyectoros. Se propone este volumen de fluido debido a que cada planta de tratamiento de agua tiene la capacidad de procesar 150.000 BWPD teniendo un total de 300.000 BWPD entre las dos plantas de agua. Se tiene una ventana de 70.000 BWPD, esto haciendo referencia a que en algún momento se llegue a presentar falla en alguna de las unidades de filtración y contemplando el tiempo que demora cada unidad de filtración haciendo el proceso de retro lavado.

Adicional la piscina de inyección tiene una capacidad nominal de 50.000 Bbl, se contempla que la piscina se encuentre operando en un nivel entre 2200 y 3200 mm, con el fin de evitar riesgo de daño en las bombas centrifugas verticales ocasionadas por un bajo nivel en la piscina y ocasionando problemas de cavitación y por alto nivel evitando un perdida contención y posible afectación al medio ambiente. Adicional en este nivel de operación se tendrá un buen tiempo de residencia en la piscina lo que favorece la separación de partículas de grasas y aceite que aún se encuentren presentes en el agua, esta separación se da gracias a principios de coalescencia.

Para la simulación del sistema fue utilizado el Software Aspen Hysys, es un robusto simulador de procesos químicos y uno de los más utilizados en la industria de la Ingeniería química e Industria de los hidrocarburos. es una herramienta integral para la industria energética, ya que permite optimizar los procesos **upstream, midstream** y de **refinación** en un solo entorno, que es práctico e intuitivo. [18]

4.2.1. Criterios del diseño del sistema de sostenimiento de presión para realizar la simulación

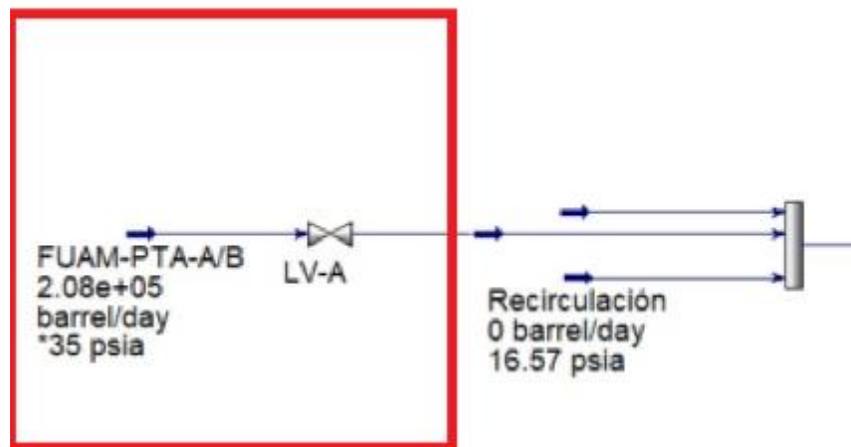
En el gráfico de la simulación se puede ver representados las plantas de tratamiento de agua con una flecha al inicio de la figura, se ve representado con el TAG asignado FUAM-

PTA-A/B y se puede evidenciar la presión a la que sale el agua de las unidades de filtración, cabe resaltar que el fluido se transfiere a la piscina de inyección por gravedad.

aguas abajo se puede evidenciar una válvula cuyo TAG es LV-A, la cual hace referencia a la válvula controladora del cuadro de control de ingreso de fluido a la piscina de inyección. Posteriormente podemos encontrar un cabezal que hace referencia al ingreso de fluido a la piscina de inyección desde el cuadro de recirculación.

Figura 24.

Plantas de tratamiento y válvula de control de flujo de ingreso a la piscina de inyección representados en simulación.



Nota. Gráficos de representación de plantas de tratamiento de agua en simulación. Tomado de: J. A. R. Cristian Hernández Ospina, *Simulación Sistema de Sosténimiento de Presión, Aspen Hysys*, Puerto Gaitan, 2023.

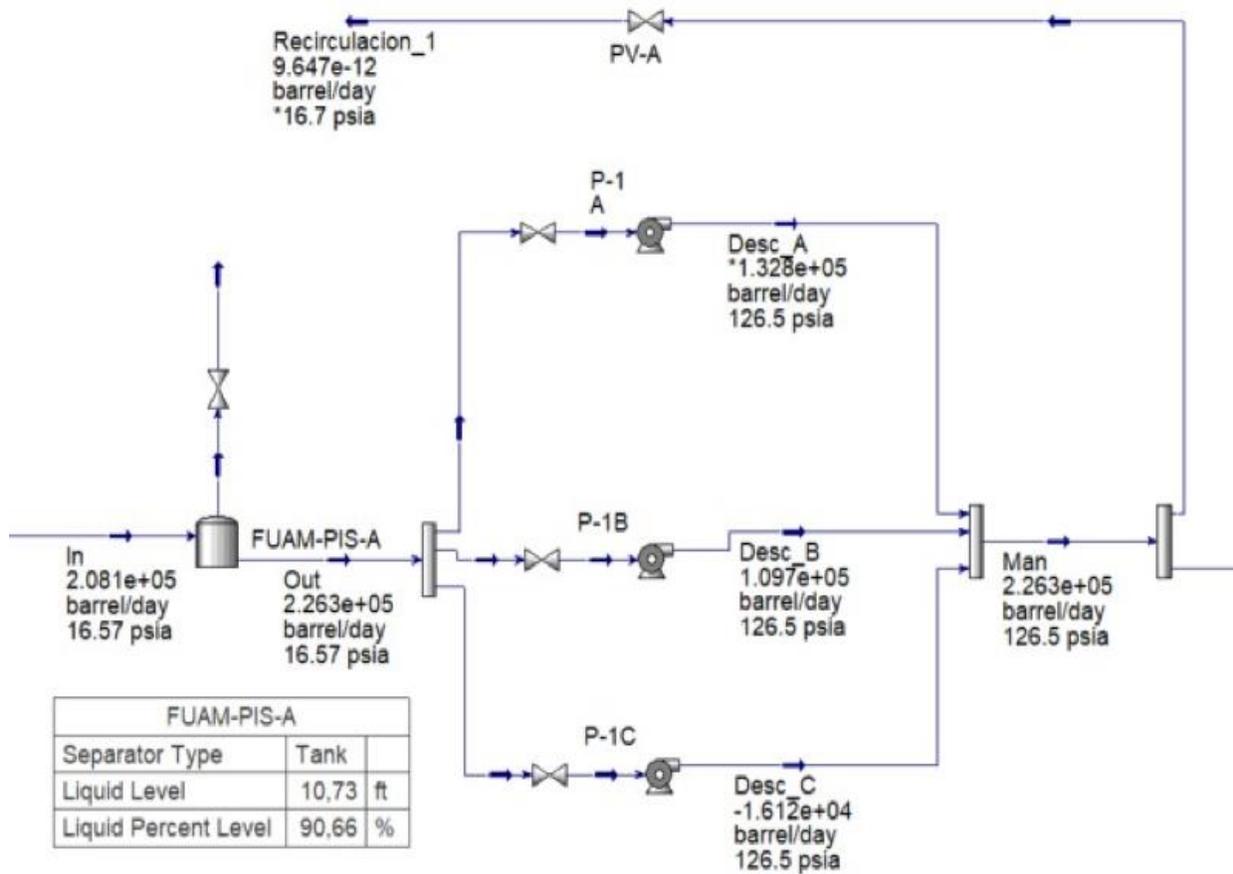
Para la simulación de la piscina FUAM-PIS-A se utilizó el gráfico de un tanque y se le asocio una válvula en representación de un venteo, esto debido a que la piscina tiene una presión atmosférica, aguas abajo vemos un cabezal que representa el sumidero de la piscina FUAM-PIS-A, del cual succionan agua las bombas centrífugas verticales FUAM-P-1 A/B/C.

Aguas abajo del cabezal se encuentra la representación de las 3 bombas centrífugas verticales FUAM-P-1 A/B/C, en esta parte se debió entrar a la configuración de cada

bomba e ingresar la curva a diferentes velocidades, se tiene la curva de eficiencia de la bomba que se contempló en el diseño, normalmente los vendedores o proveedores de las bombas dan las curvas de eficiencia evaluada en una frecuencia de 60 Hz o una velocidad de 3600 Revoluciones por minuto. Mediante las leyes de afinidad se pudieron realizar los cálculos de las demás frecuencias (50 Hz, 40 Hz, 30 Hz, 20 Hz y 10 Hz), posteriormente se ingresaron en las configuraciones de cada una de las bombas FUAM-P-1 A/B/C. Aguas arriba de las bombas centrífugas verticales se ubicaron 3 válvulas, con el fin de tener la representación y simulación de las caídas de presión que se presentan por fricción generadas por accesorios como válvulas y codos que se puedan tener en la tubería. Aguas abajo de las bombas se encuentra un cabezal que hace referencia al cuadro de recirculación de la piscina de inyección y se ubica una válvula que hace referencia a la válvula controladora de presión FUAM-PV-A.

Figura 25.

Piscina de Inyección y bombas centrífugas verticales representados en simulación.



Nota. Gráficos de representación de piscina de inyección y bombas centrífugas verticales en simulación. Tomado de: J. A. R. Cristian Hernández Ospina, *Simulación Sistema de Sostenimiento de Presión*, Aspen Hysys, Puerto Gaitan, 2023.

Figura 26.

Curva a diferentes frecuencias bombas centrifugas horizontales.



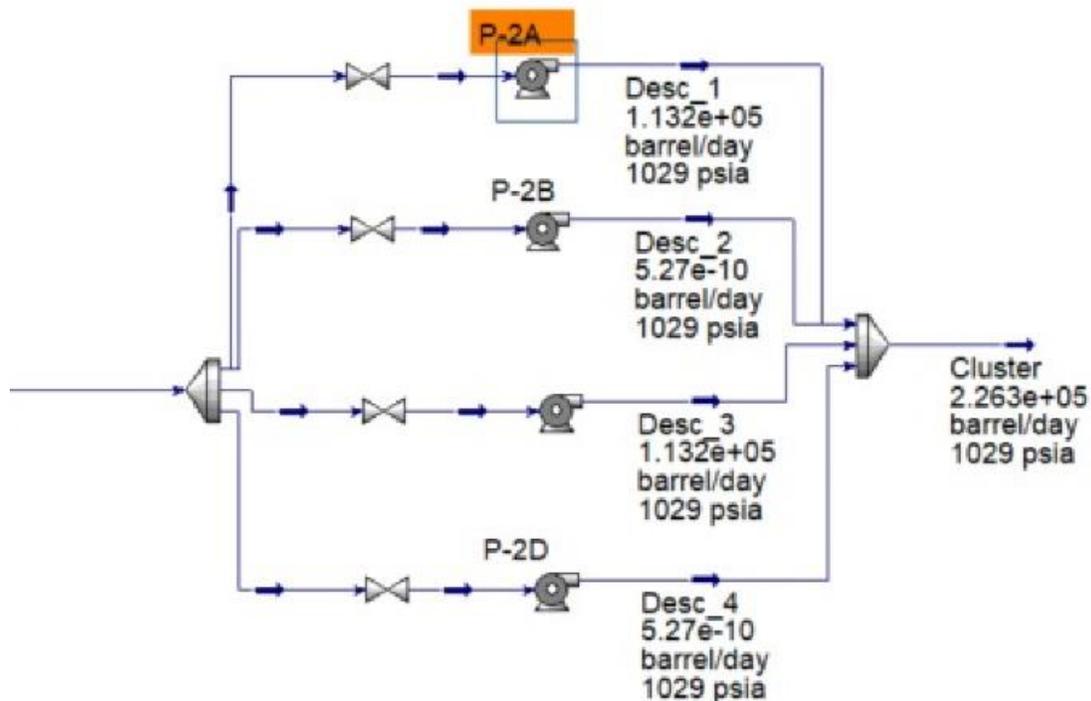
Nota. Modulo configuraciones curvas de eficiencia de las bombas a implementar en la simulación. Tomado de: J. A. R. Cristian Hernández Ospina, Simulación Sistema de Sostenimiento de Presión, Aspen Hysys, Puerto Gaitan, 2023

Aguas abajo del cuadro de control de recirculación a la piscina se encuentra ubicado el cabezal de succión de las bombas centrifugas horizontales FUAM-P-2 A/B/C/D, y posteriormente se encuentran las bombas, se realizó la configuración de cada bomba y se ingresó la curva a diferentes velocidades, se tiene la curva de eficiencia de la bomba centrifuga horizontal que se contempló en el diseño, normalmente los vendor o proveedores de las bombas dan las curvas de eficiencia evaluada en una frecuencia de 60 Hz o una velocidad de 3600 Revoluciones por minuto. Mediante las leyes de afinidad se pudieron realizar los cálculos de las demás frecuencias (50 Hz, 40 Hz, 30 Hz, 20 Hz y 10 Hz), posteriormente se ingresaron en las configuraciones de cada una de las bombas FUAM-P-2 A/B/C/D. Aguas arriba de las bombas centrifugas horizontales se ubicaron 4 válvulas, con el fin de tener la representación y simulación de las caídas de presión que se presentan por fricción generadas por accesorios como válvulas y codos que se puedan tener en la tubería. Aguas abajo de las bombas se encuentra un cabezal que hace referencia al cabezal donde descarga el fluido de las bombas FUAM-P-2 A/B/C/D y por último se tiene una flecha que hace referencia al cluster donde se

encuentran los pozos inyectores, en esta parte se puede evidenciar el caudal que se puede transferir hasta cabeza de pozo y la presión a la que va a llegar el fluido.

Figura 27.

Bombas centrífuga horizontales, cabezales, accesorios y cluster representado en simulación.



Nota. Gráficos de representación bombas centrífugas horizontales en simulación. Tomado de: J. A. R. Cristian Hernández Ospina, *Simulación Sistema de Sostentimiento de Presión*, Aspen Hysys, Puerto Gaitan, 2023.

4.2.2. Simulación de las facilidades diseñadas con el simulador ASPEN HYSYS.

Después de tener toda la estructura de la simulación, se probaron 3 escenarios en donde se evaluó un escenario de inyección a baja presión y posteriormente se evaluó dos escenarios con el fin de tener el caudal y la presión requerida en cabeza de pozo.

4.2.2.a Escenario de inyección a baja presión 637,7 psia (619 psig). Para este primer escenario se tuvo una presión en cabeza de pozo de 637,7 psia lo que equivale a 619 psig,

(**PSIG = PSIA – 1 atm = PSIA – 14.7 PSI**), se operó una bomba centrífuga vertical a 3600 RPM y dos bombas de respaldo, transfiriendo 226.000 BWPD y se tuvo una presión de descarga 131,2 psia (116.5 psig).

Se operaron 2 bombas centrífugas horizontales FUAM-P-2A/C a 2880 RPM; Se tuvo una presión de succión de 131,2 psia (116.5 psig) y una presión en descarga 637,7 psia (619 psig).

En la siguiente tabla se relacionan las bombas operativas, presiones y caudales alcanzados.

Tabla 13.

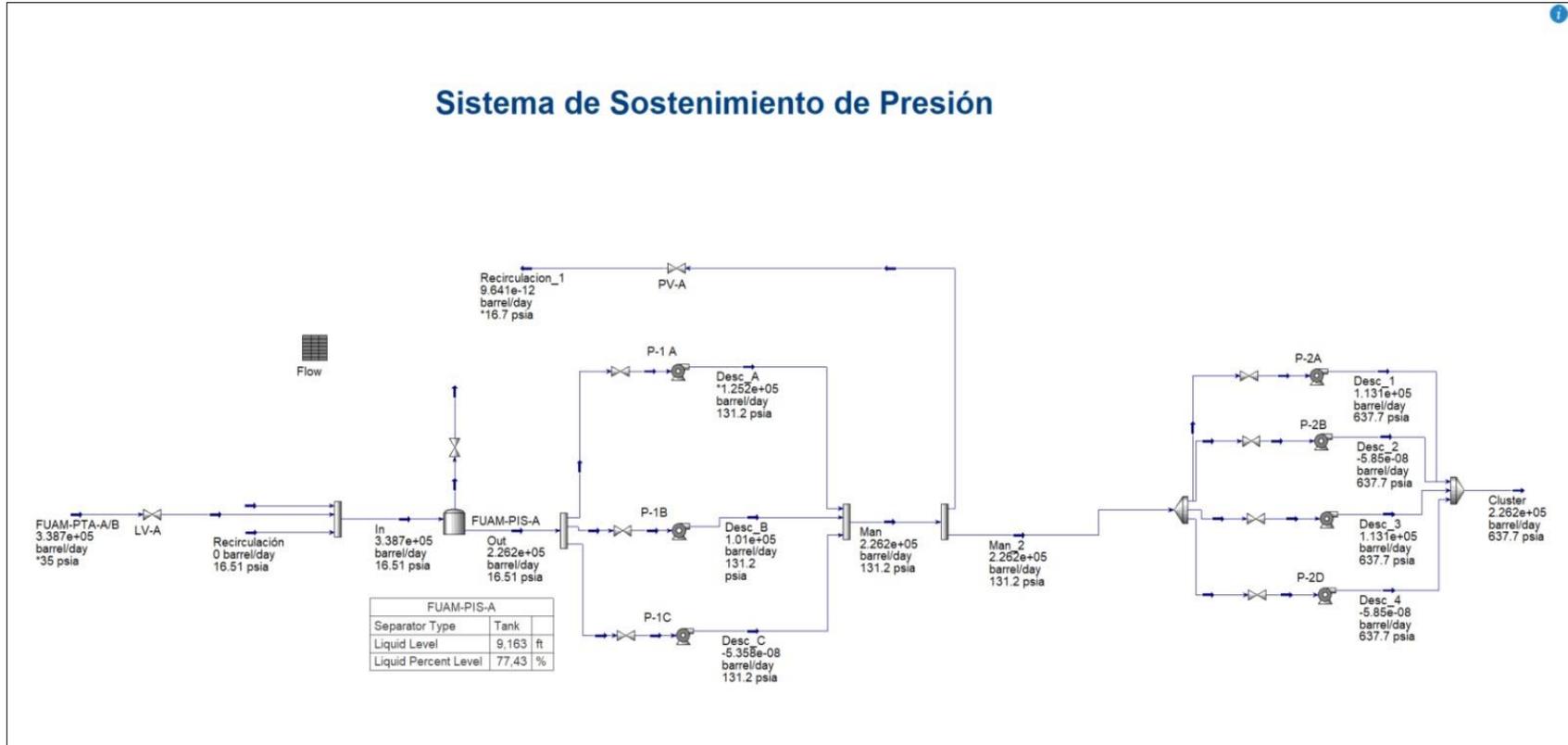
Simulación escenario de inyección a baja presión.

FLUIDO A TRANSFERIR	PRESIÓN EN CABEZA DE POZO	NUMERO DE BOMBAS CENTRIFUGAS VERTICALES OPERATIVAS	NUMERO DE BOMBAS CENTRIFUGAS HORIZONTALES OPERATIVAS
226.000 BWPD	637,7 psia (619psig)	1 (operativa) + 2 Respaldo	2 (operativas) + 2 (respaldo)
		FRECUENCIA BOMBA OPERATIVA	FRECUENCIA BOMBAS OPERATIVA
		Bomba FUAM-P1-A: 60 Hz (3600 RPM)	Bomba FUAM-P2-A: 48 Hz (2880 RPM).
		Bomba FUAM-P1-B: 0 Hz	Bomba FUAM-P2-B: 0 Hz
		Bomba FUAM-P1-C: 0 Hz	Bomba FUAM-P2-C: 48 Hz (2880 RPM)
		Bomba FUAM-P1-D: 0 Hz	Bomba FUAM-P2-D: 0 Hz

Nota. Se relacionan los equipos operativos durante la simulación, la frecuencia de operación y presiones evaluadas.

Figura 28.

Simulación escenario de inyección a baja presión.



Nota. Gráfico simulación escenario de inyección a baja presión 637,7 psia (619 psig). Tomado de: J. A. R. Cristian Hernández Ospina, *Simulación Sistema de Sostenimiento de Presión*, Aspen Hysys, Puerto Gaitan, 2023.

4.2.2.b Escenario de inyección a 1.029 psia (1.014 psig). Para este escenario se tuvo una presión en cabeza de pozo de 1.029 psia lo que equivale a 1.014 psig, (**PSIG = PSIA – 1 atm = PSIA – 14.7 PSI**), se operaron dos bombas centrifuga verticales la primera a 3600 RPM, la segunda a 3420 RPM y una bomba de respaldo, transfiriendo 226.000 BWPD obteniendo una presión a la descarga de 126.6 psia (111,8 psig).

Se operaron 2 bombas centrifugas horizontales FUAM-P-2A/B a 3500 RPM; Se tuvo una presión de succión de 126.6 psia (111,8 psig) y en descarga 1.029 psia (1.014 psig).

En la siguiente tabla se relacionan las bombas operativas, presiones y caudales alcanzados.

Tabla 14.

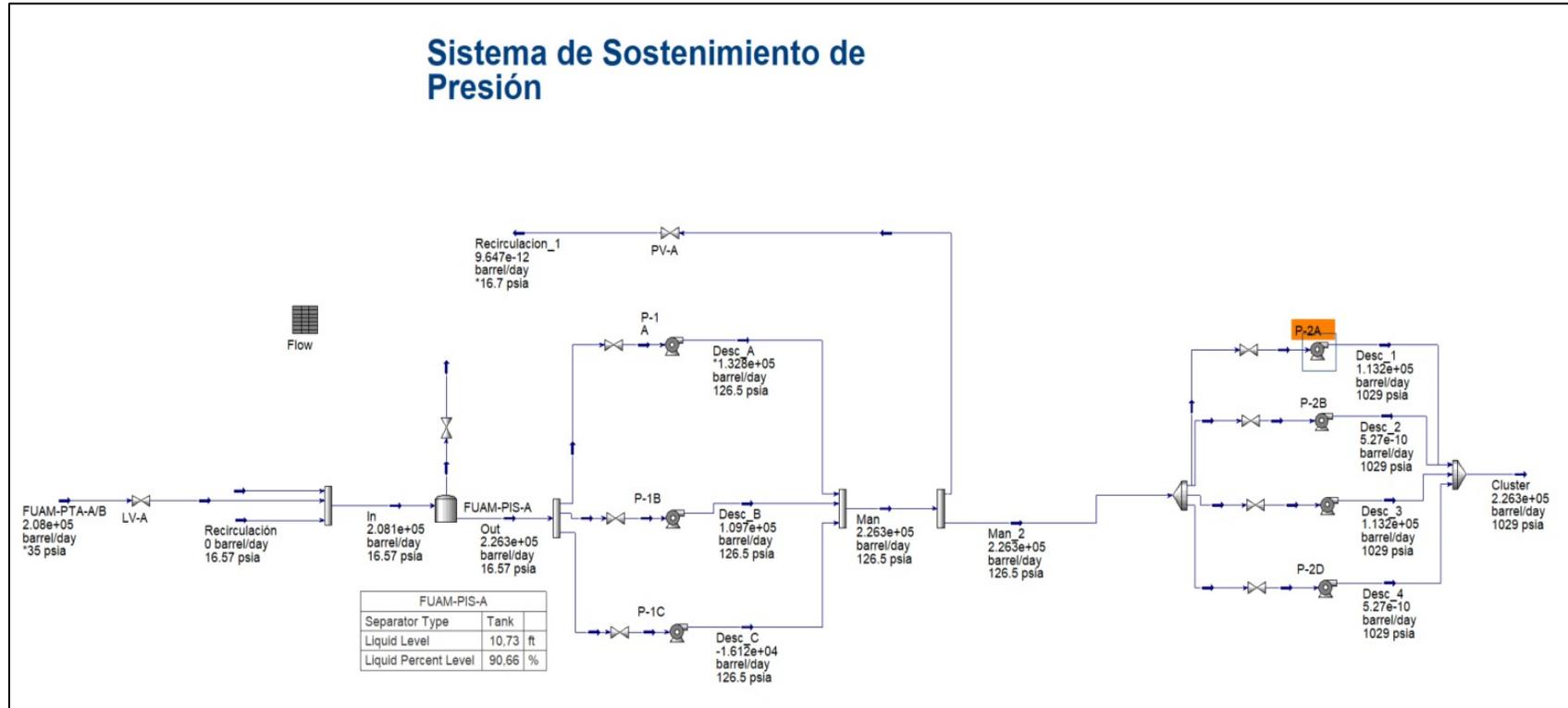
Simulación escenario de inyección a baja presión 1.029 psia (1.014 psig).

FLUIDO A TRANSFERIR	PRESIÓN EN CABEZA DE POZO	NUMERO DE BOMBAS CENTRIFUGAS VERTICALES OPERATIVAS	NUMERO DE BOMBAS CENTRIFUGAS HORIZONTALES OPERATIVAS
226.000 BWPD	1.029 psia (1.014 psig)	1 (operativa) + 2 Respaldo	2 (operativas) + 2 (respaldo)
		FRECUENCIA BOMBA OPERATIVA	FRECUENCIA BOMBAS OPERATIVA
		Bomba FUAM-P1-A: 60 Hz (3600 RPM)	Bomba FUAM-P2-A: 58 Hz (3500 RPM).
		Bomba FUAM-P1-B: 57 Hz (3420 RPM)	Bomba FUAM-P2-B: 58 Hz (3500RPM)
		Bomba FUAM-P1-C: 0 Hz	Bomba FUAM-P2-C: 0 Hz
		Bomba FUAM-P1-D: 0 Hz	Bomba FUAM-P2-D: 0 Hz

Nota. Se relacionan los equipos operativos durante la simulación, la frecuencia de operación y presiones evaluadas.

Figura 29.

Simulación escenario de inyección a 1.029 psia (1.014 psig).



Nota. Gráfico simulación escenario de inyección a 1.029 psia (1.014 psig). Tomado de: J. A. R. Cristian Hernández Ospina, Simulación Sistema de Sostenimiento de Presión, Aspen Hysys, Puerto Gaitan, 2023.

4.2.2.c *Escenario de inyección a 1.117 psia (1.102 psig).* Para este escenario se tuvo una presión en cabeza de pozo de 1.117 psia lo que equivale a 1.102 psig, (**PSIG = PSIA – 1 atm = PSIA – 14.7 PSI**), se operaron dos bombas centrífugas verticales a 3600 RPM y una bomba de respaldo, transfiriendo 226.000 BWPD y se tuvo una presión de descarga de 126.4 psia (111,7 psig)

Se operaron 3 bombas centrífugas horizontales FUAM-P-2 A/B/C a 3500 RPM; Se tuvo una presión de succión de 126.4 psia (111,7 psig) y en descarga 1.117 psia (1.102 psig), se tuvo una bomba de respaldo.

Tabla 15.

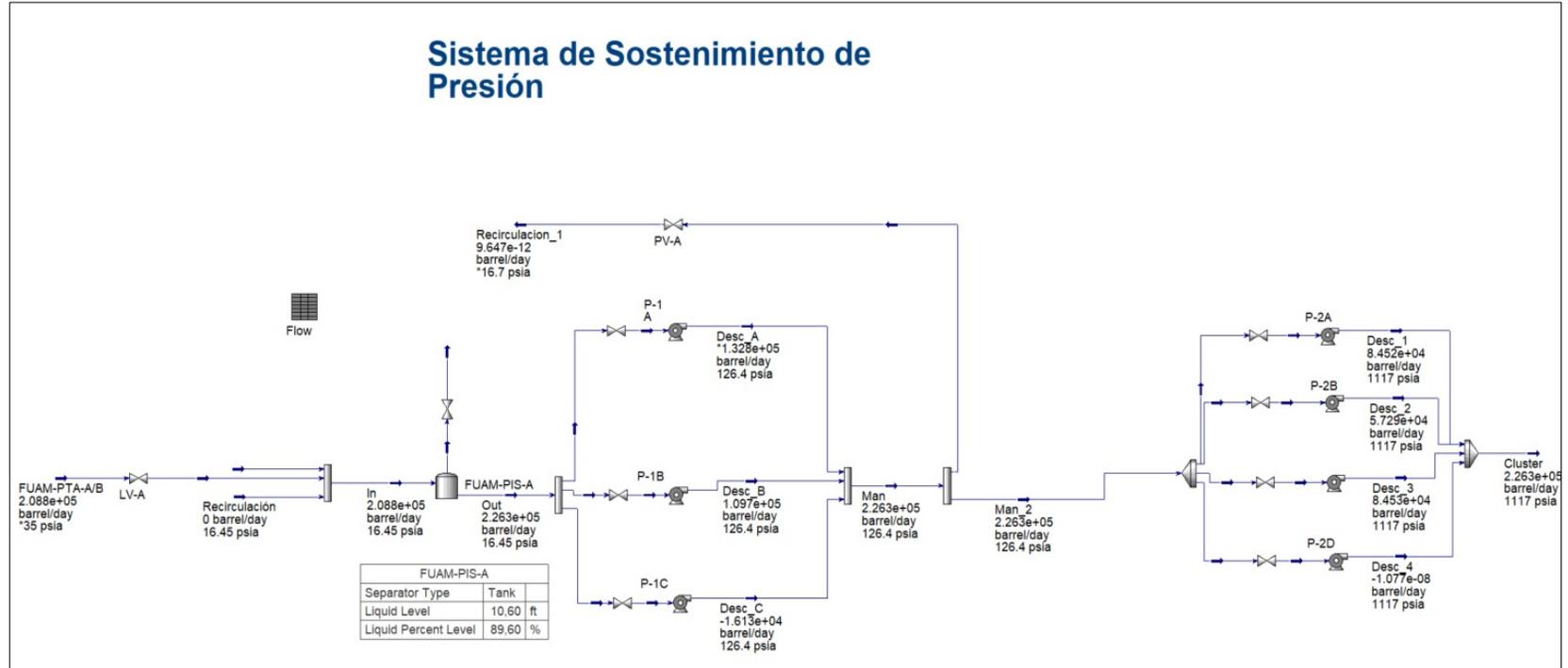
Simulación escenario de inyección a baja presión 1.117 psia (1.102 psig).

FLUIDO A TRANSFERIR	PRESIÓN EN CABEZA DE POZO	NUMERO DE BOMBAS CENTRIFUGAS VERTICALES OPERATIVAS	NUMERO DE BOMBAS CENTRIFUGAS HORIZONTALES OPERATIVAS
226.000 BWPD	1.117 psia (1.102 psig)	1 (operativa) + 2 Respaldo	3 (operativas) + 1 (respaldo)
		FRECUENCIA BOMBA OPERATIVA	FRECUENCIA BOMBAS OPERATIVA
		Bomba FUAM-P1-A: 60 Hz (3600 RPM)	Bomba FUAM-P2-A: 58 Hz (3500 RPM).
		Bomba FUAM-P1-B: 60 Hz (3600 RPM)	Bomba FUAM-P2-B: 58 Hz (3500 RPM).
		Bomba FUAM-P1-C: 0 Hz	Bomba FUAM-P2-C: 58 Hz (3500 RPM).
		Bomba FUAM-P1-D: 0 Hz	Bomba FUAM-P2-D: 0 Hz

Nota. Se relacionan los equipos operativos durante la simulación, la frecuencia de operación y presiones evaluadas.

Figura 30.

Simulación escenario de inyección a 1.117 psia (1.102 psig).



Nota. Gráfico simulación escenario de inyección a 1.117 psia (1.102 psig). Tomado de: J. A. R. Cristian Hernández Ospina, Simulación Sistema de Sostenimiento de Presión, Aspen Hysys, Puerto Gaitan, 2023.

4.3 Evaluación del sistema de Facilidades de Superficie diseñado, con respecto a un sistema existente, en función a caudal y presión de inyección

Actualmente en el Campo Rubiales se cuenta dos sistemas de disposición del agua de producción tratada. Se tiene una licencia ambiental para realizar vertimiento en el Caño Rubiales de hasta 720.000 BWPD en 6 puntos de vertimiento y se cuenta con 7 PADs de Inyección (Instalaciones de superficie para disposición de agua por inyección) en los que se dispone alrededor de 3.600.000 BWPD.

4.3.1. *Proceso de inyección de agua en el PAD 3 de inyección*

El agua que es re inyectada a la formación se trata previamente para cumplir con las especificaciones para calidad de agua de inyección, para lo cual las partículas de grasas y aceites deben ser menores a 10 PPM, el agua es tratada en las centrales de procesamiento de fluido CPF1 Y CPF2. En ambas facilidades el agua después de ser tratada es transferida a piscinas de inyección, allí se tiene un tiempo de residencia de alrededor de 8 horas el cual ayuda a separar las trazas de aceite gracias a principios de coalescencia.

Actualmente desde las piscinas de inyección 822 y 824 ubicadas en CPF1 es direccionada el agua hacia la cabeza de pozos inyectoras de los PADs 2 y 5, y a través de las piscinas de inyección 0002 y 0004 ubicadas en CPF2 es direccionada el agua hacia la cabeza de pozos inyectoras los PADs 3, 4, 5, 6, 7 y 8.

En un principio, este PAD fue utilizado por la compañía Pacific Rubiales Energy para reinyectar alrededor de los 150.000 BWPD a la Formación Carbonera, y una vez se identificó su potencial lo convirtieron en una de las locaciones con mayor capacidad de inyección de agua del activo considerando un crecimiento de hasta 700.000 BWPD. [3]

Debido a condiciones geomecánicas que presenta la zona, la tasa de inyección fue limitada como medida preventiva; es por esto que desde el año 2015 se ha venido

presentando una reducción en la disposición de agua que se mantiene estable desde agosto de 2016 en una tasa de inyección promedio del orden de los 480.000 BWPD (220.000) menos que su capacidad de diseño, que es cuando ECOPETROL S.A inicia como operadora del campo.

Desde la piscina de inyección 0002 ubicada en el CPF2 es transferida el agua hasta la cabeza de los pozos inyectoros del PAD 3, a través de bombas verticales por medio de una línea de transferencia de 20”.

El Agua es recibida por un cabezal de succión en donde se encuentran (12) bombas centrifugas horizontales multietapas. En operación normal se tiene un sistema (11+ 1), 11 bombas en operación y una de respaldo, 7 bombas cuentan con una capacidad de 40 KBWPD y 5 tienen capacidad de 35 KBWPD, sumando una capacidad nominal total de 455 KBWPD (incluido el equipo en stand by), se hace un resumen de las bombas presentes en la locación, junto con la frecuencia a la cual trabaja cada una de ellas, sus presiones de succión y descarga, así como, su capacidad de bombeo.

Tabla 16.

Datos operación bombas centrífugas horizontales PAD 3 Campo Rubiales

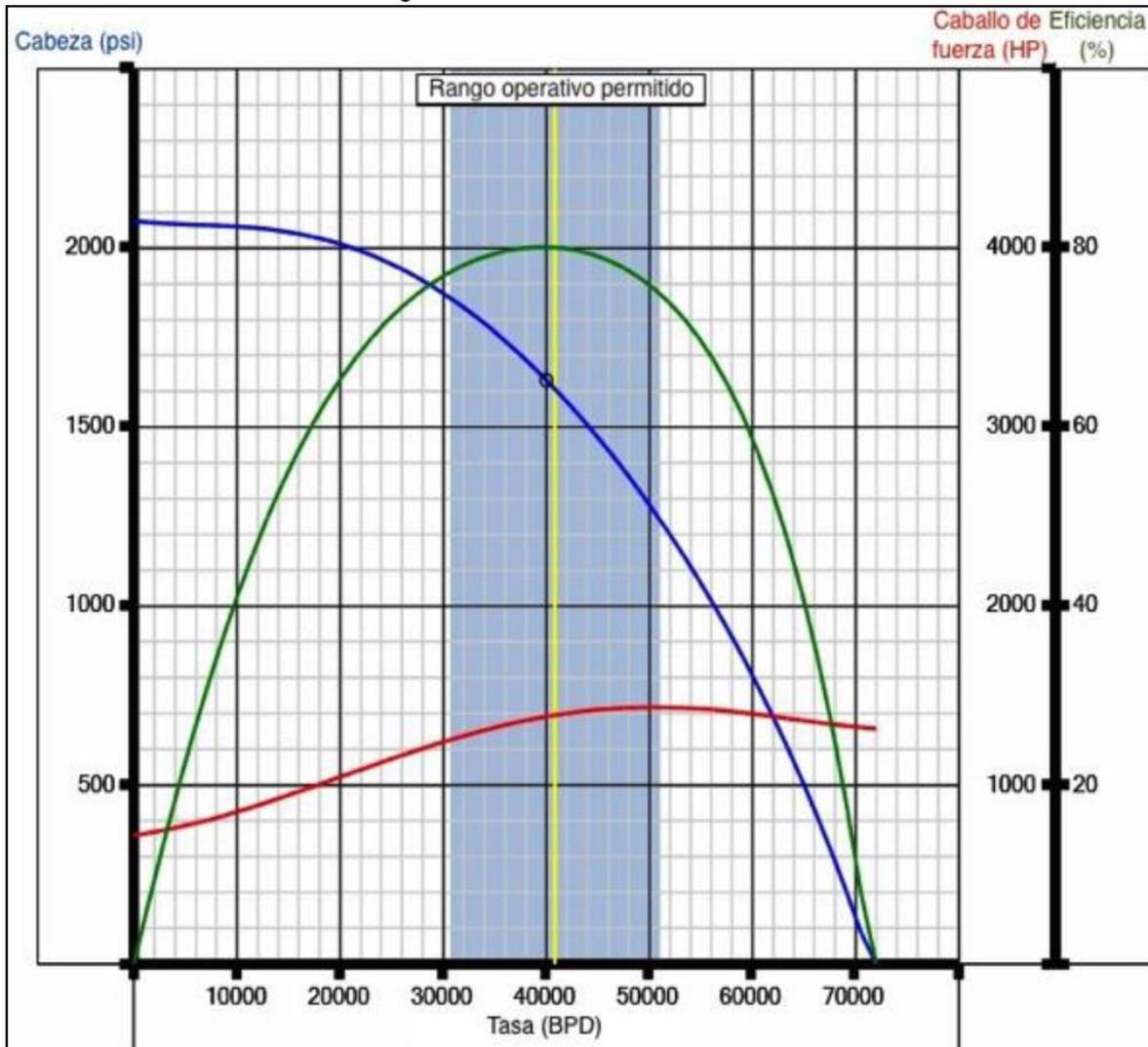
BOMBA	FRECUENCIA (HZ)	PRESIÓN DE SUCCIÓN (PSIG)	PRESIÓN DE DESCARGA (PSIG)	CAUDAL NOMINAL (BWPD)
Bomba 1	55	89	1.217	40.000
Bomba 2	55	89	1.217	40.000
Bomba 3	55	89	1.217	40.000
Bomba 4	55	89	1.217	40.000
Bomba 5	55	89	1.217	40.000
Bomba 6	55	89	1.217	40.000
Bomba 7	55	89	1.217	40.000
Bomba 8	55	87	1.217	35.000
Bomba 9	55	87	1.217	35.000
Bomba 10	55	87	1.217	35.000
Bomba 11	55	87	1.217	35.000
Bomba 12	55	87	1.217	35.000
TOTAL				455.000

Nota: se relaciona datos de operación de las bombas existentes en el PAD 3 de Campo Rubiales.

A continuación, se relaciona la curva de eficiencia de las bombas centrífugas horizontales PAD 3:

Figura 31.

Curva de eficiencia bombas centrifugas horizontales PAD 3.



Nota. Se relaciona la gráfica de la curva de eficiencia de las bombas centrifugas horizontales del PAD 3 de Campo Rubiales. Tomado de: E. G. Rodriguez, «Instructivo Operacional para Inyección de Agua PAD 3 en Campo,» Puerto Gaitan, 2017.

En el PAD 3 se encuentran perforados 9 pozos inyectores pa, de los cuales 1 es vertical y 8 son horizontales, la presión en cabeza de los mismos está por debajo de los 850 psig, a excepción de 2 de ellos que cuentan con una presión en cabeza de alrededor de 1.100 psig. Cada uno de los pozos del PAD inyecta a diferentes unidades de la Formación Carbonera.

4.3.2. Evaluación y comparación del sistema simulado y PAD 3

Actualmente en el PAD 3 de Campo Rubiales se realiza disposición de agua en inyección disposal en la formación carbonera, para lo cual se tiene una locación con 12 Bombas centrifugas horizontales. Desde la piscina de inyección 0002 se transfiere el agua en calidad de inyección hasta el colector de succión de las bombas centrifugas horizontales que conforman el PAD 3, las cuales transfieren el agua hasta los cabezales de los pozos inyectoros.

Para la operación de este sistema se cuenta con un operador en el PAD y el consumo de energía para la operación de las bombas centrifugas horizontales es de aproximadamente de las 9,6 MWh, cabe resaltar que se consume alrededor de (1) MWh de energía para inyectar 50.000 BWPD.

Si realizamos la comparación con el sistema diseñado y simulado se requiere de solo 3 bombas centrifugas horizontales con una potencia de 2500 hp para realizar la inyección de 226.000 BWPD teniendo una presión en cabeza de pozo de 1.102 psig. Adicional a esto las facilidades del sistema de sostenimiento de presión que se plantea (Plantas de tratamiento de agua, piscina de inyección, bombas centrifugas verticales y bombas centrifugas horizontales), estarán todas ubicadas en una central de procesamiento de fluidos (CPF), lo cual permitirá la flexibilidad para la operación y seguimiento a los equipos y a las variables optimas de operación.

En cuanto a temas relacionados con mantenimiento en comparación del PAD 3, solo se tendrán 4 bombas centrifugas horizontales para el sistema de sostenimiento de presión, a diferencia con las 12 que se cuentan en el PAD 3, este tipo de sistema de bombeo es versátil ya que requiere un bajo mantenimiento.

5. CONCLUSIONES

En conclusión, para el primer objetivo, el diseño de las facilidades de superficie resulto ser eficiente para fortalecer y dar continuidad al trabajo adelantado por el área de yacimientos y sus requerimientos de operación, ya que, con estos equipos a implementar se logra dejar el agua de procesos en condiciones de calidad de inyección y se logra transferir hasta cabeza de pozo.

Para el objetivo uno se puede concluir que, durante el desarrollo del modelo 3D se identificó que un cuadro de recirculación de fluido a la piscina de inyección, ayuda a mitigar daños en la tubería y bombas por altas presiones en la descarga de las bombas centrifugas verticales, este liberaría presión y evitaría un daño mayor en los equipos.

Frente al objetivo dos, con los modelos de operación planteados y simulados, se logró hallar como el escenario del numeral 4.2.2.3 en donde se tuvo una presión de 1.102 psig en cabeza de pozo, más óptimo para la operación de los equipos, se observa como las bombas centrifugas verticales y horizontales operan en el punto más apropiado de la curva de eficiencia, llegando a la presión y el caudal requerido en cabeza de pozo.

Para el objetivo dos, la simulación desarrollada para el escenario operativo donde se tuvo una presión en cabeza de pozo de 619 psig, demuestra que se llega al caudal esperado, pero no se logra la presión requerida en cabeza de pozo, por tanto, no sería una opción viable debido a que no se cumplen con los requerimientos operacionales. Para el escenario donde se tuvo una presión en cabeza de pozo de 1.014 psig, se encuentra cerca de la presión requerida en cabeza de pozo, sin embargo, las bombas centrifugas verticales se encuentran operando a diferente frecuencia, lo que podría causar una desestabilización hidráulica.

Teniendo en cuenta el objetivo número tres “Evaluar el sistema de facilidades de superficie diseñado con respecto a un sistema existente” se puede concluir que, el sistema diseñado tiene la capacidad de transferir 226.000 BWPD a 1102 psig reduciendo

la cantidad de bombas necesarias para ello, con un total de cuatro (4) bombas centrífugas horizontales en comparación con las doce (12) bombas centrífugas horizontales del diseño existente.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] E. S.A, «Convenio de Explotación de Hidrocarburos,» Bogota D.C, 2021.
- [2] D. A. Cardenas, «Optimización del consumo energético de pozos con sistema de levantamiento artificial pcp y esp de la troncal siete de campo rubiales mediante simulación.,» Bogota D.C, 2019.
- [3] M. P. B. Navarro, «Optimización del sistema de inyección de agua de un PAD del Campo Rubiales mediante la evaluación potencial de los pozos y el rediseño de los equipos de Bombeo,» Bogotá D.C, 2019.
- [4] E. S.A, «Generalidades Campo Rubiales,» Bogota D.C, 2021.
- [5] R. d. conflicto, «El gobierno Petrolero de la vereda Rubiales,» 30 Agosto 2017. [En línea]. Available: <https://rutasdelconflicto.com/especiales/pacific/tierras/agua.html>.
- [6] <https://rutasdelconflicto.com/especiales/pacific/tierras/agua.html>, «El gobierno petrolero de la vereda de Rubiales,» Rutas del Conflicto | El portal periodístico que sigue el rastro del conflicto armado en Colombia. [En línea]. [Último acceso: 12 10 2023].
- [7] M. R. Cerón, «Agencia Nacional de Hidrocarburos,» Diciembre 2012. [En línea]. Available: https://www.anh.gov.co/documents/2669/5._Informe_Final_Llanos.pdf.
- [8] C. H. Ospina, «Descripción General del Proceso de Producción,» Puerto Gaitán, 2022.
- [9] I. I. Química, «Aspen Hysys,» 5 julio 2021. [En línea]. Available: <https://www.ingenieriaquimicareviews.com/2021/07/que-es-aspen-hysys.html>.
- [10] Seguas, «Bombas centrífugas y su uso en instalaciones hidráulicas,» [En línea]. Available: <https://www.seguas.com/bombas-centrifugas-instalaciones-hidraulicas/>.
- [11] B. pumps, «Conceptos básicos sobre las bombas centrífugas,» [En línea]. Available: <https://www.boultonpumps.com/conceptos-basicos-sobre-las-bombas-centrifugas-i-9-es>. [Último acceso: 26 noviembre 2023].
- [12] K. Rojas, «Sistema de tratamiento de agua de producción,» Bogotá D.C, 2021.

- [13] J. A. R. Cristian Hernández Ospina, *Modelo 3D sistema de sostenimiento de presión, Navisworks*, Puerto Gaitan, 2023.
- [14] J. Fajardo, «Diagrama de tubería e instrumentación piscina de inyección 400-PIS-0005,» 2022.
- [15] Novomet, «Curvas de operación,» Cota, 2021.
- [16] Worley, «Informe Taller de Guías de Control y Ventanas,» Bogotá D.C, 2021.
- [17] E. S.A, «Guía de la práctica de guías de control, ventanas,» Bogotá D.C, 2020.
- [18] I. I. química, «¿Qué es Aspen Hysys?,» 05 julio 2021. [En línea]. Available: <https://www.ingenieriaquimicareviews.com/2021/07/que-es-aspen-hysys.html>.
- [19] J. A. R. Cristian Hernández Ospina, *Simulación Sistema de Sostenimiento de Presión, Aspen Hysys*, Puerto Gaitan, 2023.
- [20] E. G. Rodríguez, «Instructivo Operacional para Inyección de Agua PAD 3 en Campo,» Puerto Gaitan, 2017.
- [21] E. S.A, Informe, Puerto Gaitan , 2022.

GLOSARIO

ACUIFERO: formación geológica subterránea que almacena agua.

ANTICLINAL: plegamiento en el cual las rocas estratificadas buzan en sentido contrario (divergen) a partir de un plano denominado axial.

ARENISCA: roca sedimentaria clástica que resulta de la consolidación y diagénesis de la acumulación de arena. De acuerdo con el contenido de sus elementos o de su cementante, la arenisca puede denominarse: Arcosa (predominio de partículas de cuarzo), grauvaca (predominio de feldespatos), arenisca arcillosa (cementante arcilla), arenisca limosa (cementante limo), entre otros.

BASIC SEDIMENT AND WATER (BS&W): porcentaje de agua libre y sedimentos que contienen los hidrocarburos líquidos.

CAMPO: área donde existe una acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo que puede tener reservas separadas a diferentes profundidades. Usualmente, el termino campo se utiliza con la presunción magnitud económica.

CAUDAL: cantidad de fluido por unidad de tiempo que fluye en un determinado lugar.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica que describe la secuencia de rocas en una locación determinada.

CUENCA: estructura geológica cóncava, donde los buzamientos de los estratos convergen hacia un punto central. Depresión de la tierra donde se realiza la sedimentación.

CAVITACIÓN: es la formación y explosión repentina de burbujas de vapor. Este proceso tiene lugar en puntos del interior de la bomba en los que la presión cae por debajo de la presión de vapor del medio bombeado.

ANEXOS

ANEXO 1

- Archivo Simulación Sistema de Sostenimiento de Presión en el Software Aspen Hysys.
- Diagrama Sistema de Sostenimiento de Presión.

ANEXO 2

RECOMENDACIONES

En vista de que en Campo Rubiales actualmente se adelantan proyectos para aumentar la disposición de agua de procesos en pozos inyectoros para el sostenimiento de la presión del yacimiento, se recomienda evaluar la posibilidad de instalar una quinta bomba centrífuga horizontal en el sistema diseñado, con el fin de tener una mayor flexibilidad operativa, adicional complementar la simulación y evaluar un escenario donde se pueda tener un mayor caudal a transferir hasta cabeza de pozos.

Realizar un análisis de riesgos asociado a la pérdida de integridad de la tubería que va desde la descarga de las bombas centrífugas horizontales hasta la cabeza de los pozos inyectoros, esto debido a que se transfiere el fluido a altas presiones lo que puede generar erosión de la tubería ocasionando una pérdida de contención de fluido.

Contemplar un sistema de control avanzado para este sistema de facilidades de superficie diseñado, esto ayudaría a tener una operación controlada de los equipos, debido a que se tiene un sistema de boosteo, a la hora de realizar la puesta en operación de las bombas se pueden presentar daños en sellos mecánicos e internos de las bombas por fenómenos de altas y bajas presiones en succión y descarga, con un sistema de control avanzado se mitigarían estos daños a los equipos y se tendría una operación más eficiente.

Explorar la viabilidad de implementar este diseño de facilidades en otros campos petroleros. La eficiencia demostrada en la simulación de los equipos de superficie podría ofrecer beneficios similares en diferentes campos petroleros.