

EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA MULTIFÁSICO  
EN SUPERFICIE PARA MANEJO DE FLUIDOS ENTRE LAS ESTACIONES  
DE RECOLECCIÓN LCI2 Y LCI3A

HAROLD MAURICIO CEDIEL MÉNDEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2015

EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA MULTIFÁSICO  
EN SUPERFICIE PARA MANEJO DE FLUIDOS ENTRE LAS ESTACIONES  
DE RECOLECCIÓN LCI2 Y LCI3A

HAROLD MAURICIO CEDIEL MÉNDEZ

Trabajo de grado como requisito para optar el título de Especialista en  
Producción de Hidrocarburos

DIRECTOR:  
Ing. JAIME VLADIMIR ROJAS  
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2015

## TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN .....	10
2	OBJETIVOS .....	14
2.1	Objetivo General.....	14
2.2	Objetivo Específicos .....	14
3	GENERALIDADES .....	15
3.1	Localización.....	15
3.2	Geología .....	15
3.3	Infraestructura de pozos y facilidades .....	18
4	MARCO TEÓRICO .....	24
5	EVALUACIÓN HIDRÁULICA DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN.....	34
5.1	Modelaje de pozos productores.....	34
5.2	Modelaje de la red de recolección .....	38
5.3	Integración y ajuste del modelo de recolección .....	39
5.4	Logros del modelaje del sistema de recolección .....	40
6	DEFINICIÓN DE LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO ENTRE LAS ESTACIONES LCI2 Y 3A .....	42
6.1	Producción y capacidades en estaciones de recolección LCI2 y 3A .....	42
6.2	Evaluación de alternativas para manejo de fluido en la estación LCI2.....	45
6.3	Ubicación del sistema de bombeo multifásico entre las estación LCI2 y 3ª.....	47
6.4	Dimensionamiento y selección del sistema de bombeo multifásico .....	49
6.5	Predicción del comportamiento del sistema y bomba multifásica.....	50
7	IMPLEMENTACIÓN DE LOS DESVÍOS DE FLUIDOS HACIA LA ESTACIÓN LCI3A .....	52

7.1 Filosofía de operación y control bomba multifásica (Cira, 2014) .....	52
7.2 Pruebas iniciales de direccionamiento de fluidos sin sistema de bombeo multifásico.....	55
7.3 Alineación y arranque del sistema de bombeo multifásico .....	58
8 EVALUACIÓN DE LOS EFECTOS DEL SISTEMA DE BOMBA MULTIFÁSICA .....	61
8.1 Estaciones de recolección LCI2 y LCI3A.....	61
8.2 Pozos afectados por el sistema de bomba multifásica .....	62
8.3 Evaluación del desempeño de la bomba multifásica .....	66
9 COSTOS DEL PROYECTO .....	70
10 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	73
11 BIBLIOGRAFÍA.....	76

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Columna estratigráfica y ambiente de depositación.....	17
Figura 2. Principales propiedades petrofísicas y del fluido de La Cira.....	17
Figura 3. Principales propiedades petrofísicas y del fluido de Infantas. ....	18
Figura 4. Conexiones sistema de recolección La Cira Infantas. ....	20
Figura 5. Sistemas de recolección campo La Cira Infantas.....	21
Figura 6. Sistemas de recolección campo La Cira Infantas.....	22
Figura 7. Estación de recolección convencional vs multifásica.....	26
Figura 8. Capacidades bombas Moyno.....	28
Figura 9. Ejemplo de Selección de Sitio para Bombeo Multifásico con dos sistemas MPP alternados (en pool). ....	29
Figura 10. Sección longitudinal y transversal de rotor y estator con la pared del estator reducida. ....	31
Figura 11. Partes de una bomba multifásica. ....	31
Figura 12. Diagrama para el modelaje de pozos con bomba electrosumergible.....	35
Figura 13. Diagrama para el modelaje de pozos con bomba de cavidad progresiva.....	36
Figura 14. Diagrama para el modelaje de pozos con bomba mecánica. ....	37
Figura 15. Esquema e información básica para el modelaje de la red de recolección .....	39
Figura 16. Ejemplo de consideraciones y resultados obtenidos con la red de superficie. ....	40
Figura 17. Ubicación y porcentaje de producción manejada por las 5 estaciones que fiscalizan fluido. ....	42
Figura 18. Diagrama de proceso estación LCI3A.....	43
Figura 19. Diagrama de proceso estación LCI2.....	44

Figura 20. Ubicación planteada del sistema de bomba multifásica y capacidad para una eventual ampliación de la estación LCI2. ....	46
Figura 21. Ubicación del sistema de bomba multifásica.....	48
Figura 22. Detalle ubicación pozo C2PP4. ....	48
Figura 23. Comportamiento de flujo total y de aceite para los escenarios analizados. ....	50
Figura 24. Distribución de presión en cabeza para los escenarios analizados. <i>Escenarios: Pactual. Pozos direccionados a la estación LCI2; Popción 1. Pozos direccionados a la estación LCI3A sin sistema de bombeo multifásico; Popción 2. Pozos direccionados a la estación LCI3A con sistema de bombeo multifásico.</i> .....	51
Figura 25. Detalle de planta del sistema de bombeo multifásico .....	54
Figura 26. Esquema de monitoreo del sistema de bomba multifásica.....	54
Figura 27. Comportamiento de presión en cabeza de los pozos asociados a las Serpentinadas 41, 41A y 100. ....	55
Figura 28. Comportamiento de flujos en los pozos asociados a las Serpentinadas 41, 41A y 100. ....	56
Figura 29. Bomba multifásica y variador. ....	60
Figura 30. Capacidad vs Producción actual y Pronósticos de los fluidos.....	61
Figura 31. Seguimiento producción en estaciones LCI2 y 3A. ....	62
Figura 32. Comportamiento de flujo total y flujo de aceite vs presión en cabeza.....	63
Figura 33. Comportamiento de niveles y capacidades de extracción para la muestra de pozos con sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico.....	64
Figura 34. Comportamiento de niveles y capacidades de extracción para la muestra de pozos con sistema de levantamiento pcp. ....	65
Figura 35. Imágenes de las pruebas finales en la bomba multifásica. La primera imagen es la limpieza del área de prueba, y la segunda imagen hace referencia a la prueba de dureza en el elastómero. ....	69

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Pozos productores e inyectores activos. ....	19
Tabla 2. Cuadro comparativo de Elastómeros para bombas de cavidades progresivas. ....	32
Tabla 3. Pozos productores e inyectores activos. ....	38
Tabla 4. Comparación de ajuste de correlaciones a las mediciones de campo. ....	39
Tabla 5. Comparativo alternativas para manejo de fluidos en la estación LCI2. ....	46
Tabla 6. Parámetros de operación bomba multifásica. ....	49
Tabla 7. Balance de fluidos desviados hacia la bomba. ....	49
Tabla 8. Síntesis de comportamiento de presiones, consumos energéticos y producción en pozos. ....	66
Tabla 9. Resumen de eventos ocurridos en la bomba Multifásica. ....	66
Tabla 10. Resultados prueba de dureza elastómero bomba multifásica .....	68
Tabla 11. Análisis presupuestal del proyecto. ....	70
Tabla 12. Cálculos Financieros del Proyecto. ....	71
Tabla 13. Cálculos Financieros del Proyecto 2. ....	72

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA MULTIFÁSICO EN SUPERFICIE PARA MANEJO DE FLUIDOS ENTRE LAS ESTACIONES DE RECOLECCIÓN LCI2 Y LCI3A

**AUTORES:** HAROLD MAURICIO CEDIEL MÉNDEZ

**PALABRAS CLAVES:** Facilidades de Superficie, Bombas de Desplazamiento, Fluido Multifásico, Presiones y caudales.

### DESCRIPCIÓN:

Los Campos La Cira e Infantas se encuentran ubicados hacia la parte central de la antigua Concesión De Mares, al Este del río Magdalena y al Sur del río Sogamoso, abarcando un área de aproximadamente 160 km<sup>2</sup> y a una distancia de 22 km al SE de la ciudad de Barrancabermeja, siendo estos los campos de mayor producción a lo largo de la historia en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

La estación de recolección LCI2 es una de las nueve facilidades de procesamiento y corresponde a la línea base del campo, esta facilidad ha tenido algunas modificaciones para ampliar su capacidad, sin embargo debido al desarrollo acelerado de su área de afectación, la producción de fluidos ha superado el límite de tratamiento. Por esta razón se aprovechó la mayor capacidad de la estación vecina LCI3A, para llevar fluidos producidos de algunos sistemas de pozos que inicialmente se trataban en la estación LCI2, a través de un sistema de bomba multifásica controlado a través de supervisión remota.

El sistema lo compone dos bombas multifásicas con capacidad de manejo de hasta 50 mil barriles de fluido equivalente, además de un sistema de líneas y facilidades para la interconexión entre los sistemas de producción asociados a las estaciones LCI2 y 3A. La filosofía de operación implica que una de las bombas opere, mientras la segunda permanece apagada y el control del equipo se realiza sobre las variables de operación de presión de succión, descarga y diferencial y temperatura en elastómero, con un control en la velocidad o apagado de la bomba.

Los beneficios obtenidos con la alineación de sistema de bomba multifásica son: 1) la liberación del 27% de la capacidad de la estación LCI2 y opción para ampliar hasta 36.4%

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Jaime Vladimir Rojas

## SUMMARY

**TITLE:** EVALUATION OF THE IMPLEMENTATION OF A MULTIPHASE SYSTEM IN SURFACE BETWEEN FLUID HANDLING COLLECTION STATIONS LCI-02 AND LCI-3A

**AUTHORS:** HAROLD MAURICIO CEDIEL MÉNDEZ

**KEYWORDS:** Surface Facilities, displacement pumps, multiphase fluid, pressures and flow rates.

### **DESCRIPTION:**

The Fields La Cira and Infantas are located towards the center of the old “De Mares” Concession, East of the Magdalena River and south of Sogamoso River, covering an area of approximately 160 square kilometers and a distance of 22 km SE of the city Barrancabermeja, being the most productive fields throughout history Basin Middle Magdalena Valley.

The collection station LCI-02 is one of the nine processing facilities and corresponds to the base of the field line, this facility has had some modifications to expand capacity, however due to accelerated its area affected development, production fluid has treatment exceeded the limit. For this reason, the increased capacity from the neighboring station LCI-3A took advantage to take some fluids produced from wells that initially were processed in the LCI-02 station, through a multiphase pump system controlled by remote monitoring.

The system comprises two multiphase pumps with a capacity of handling up to 50 000 barrels of fluid equivalent, plus a system of lines and facilities for interconnection between production systems associated to LC-012 and LCI-3A stations. The operating philosophy means that one of the pumps operate, while the second remains switched off and the machine control is performed on the operating variables suction pressure, discharge and differential temperature elastomer, with a control in speed or off pump.

The benefits obtained with the alignment of multiphase pump system are:

\*Disertation work

\*\* Physicochemical Faculty of Engineering, School of Petroleum Engineering. Director Jaime Vladimir Rojas

## 1 INTRODUCCIÓN

La producción del campo La Cira Infantas es recibida y tratada en nueve estaciones de producción; siete, hacen parte del sistema de línea base de Ecopetrol y dos construidas en asocio con Oxy y con la mayor capacidad para el manejo y procesamiento de fluidos del campo. La estación 2, hace parte del primer grupo y ha tenido algunas modificaciones para ampliar su capacidad; sin embargo, debido al desarrollo acelerado del área Cira Sur, la producción de fluidos es superior a su capacidad de procesamiento, lo cual, pone en riesgo su operación y plantea la necesidad del desvío de parte de los fluidos que actualmente se procesan. El nuevo punto de acopio de los fluidos direccionados es la estación 3A (construida en asocio con OXY), y se utilizó un sistema intermedio de bomba multifásica para proporcionar la energía adicional que permita que los pozos fluyan dentro de su ventana de operación y con presiones en cabeza cercanas a su condición actual.

Inicialmente y para obtener la información base y de diagnóstico, se modeló el sistema de recolección del área a través la técnica de análisis nodal para los pozos con sistema de levantamiento por Bombeo de Cuidad progresiva y electrosumergible. Los pozos con bombeo mecánico, se modelaron como fuentes a un flujo constante para caracterizar los efectos del flujo por baches. Se creó una red de superficie con la información de facilidades y de pozos y se ajustó con medidas de campo de presión y caudal.

Con el modelo hidráulico, se planeó los distintos escenarios operativos para efectuar los desvíos de fluidos y selecciono la opción más viable para la ubicación e instalación de la bomba multifásica. Finalmente, se construyó el sistema necesario de líneas y facilidades para la materialización de la recomendación.

Se hacen desvíos secuenciales de fluidos a través del sistema de ramales y conexiones construidos, se dio arranque al sistema de bombeo e inicio el seguimiento de variables por un periodo de evaluación de 3 meses. Se incluyó la realización de pruebas volumétricas y monitoreo de presión, nivel sobre la bomba, velocidad, cargas y consumos y seguimiento al patrón de inyección a cada pozo afectado, además de presiones de succión y descarga, temperatura, velocidad y consumos de energía en la bomba multifásica y el balance volumétrico entre estaciones de recolección 2 y 3A.

Al final del piloto, se programó la parada y revisión del equipo de bombeo, realizando las pruebas necesarias que permitan la identificación de la condición final de sus componentes, de la misma forma se evaluó la información monitoreada en pozos y estaciones para identificar y cuantificar los efectos de la prueba.

Con el proyecto, se logró equilibrar la carga volumétrica entre las estaciones LCI2 y LCI3A y asegura el plan de desarrollo del campo al recibir la producción de pozos futuros, además se obtienen beneficios adicionales como disminución de presiones y consumos de energía en pozos, en condiciones favorables de disponibilidad y confiabilidad en el sistema. La principal limitación del sistema radica en la sensibilidad a la entrada de baches de gas o aumento sustancial de la relación Gas Aceite, fenómeno típico en sistemas de superficie de este tipo.

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1 Objetivo General**

Evaluar la implementación de un sistema multifásico en superficie para el manejo de fluidos entre las estaciones de recolección LCI2 y 3A.

### **2.2 Objetivo Específicos**

1. Realizar la evaluación hidráulica del sistema a través de la técnica de análisis nodal para su diagnóstico y búsqueda de oportunidades de mejora.
2. Definir la mejor ubicación para la instalación del sistema de bombeo multifásico que permita el desvío estratégico de fluidos producidos entre las estaciones 2 y 3a.
3. Implementar desvíos sistemáticos de fluidos hacia estación de mayor capacidad (LCI3), por medio de nuevas redes de recolección y/o bombeo multifásico, con fin de lograr un balance acorde a las capacidades de las estaciones y el plan de desarrollo del campo.
4. Determinar los efectos en pozos, estaciones y demás facilidades que permita cuantificar los beneficios por la instalación del sistema de bombeo multifásico.

### 3 GENERALIDADES

#### 3.1 Localización

Los Campos La Cira e Infantas se encuentran ubicados hacia la parte central de la antigua Concesión De Mares, al Este del río Magdalena y al Sur del río Sogamoso, abarcando un área de aproximadamente 160 km<sup>2</sup> y a una distancia de 22 km al SE de la ciudad de Barrancabermeja, siendo éstos los campos de mayor producción a lo largo de la historia en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

#### 3.2 Geología

Geológicamente el Campo La Cira-Infantas está ubicado en la sección central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento pre-Cretáceo. Durante el Triásico y hasta comienzos del Cretáceo el área de la cuenca actuó como una zona de "Rift"<sup>1</sup> con depositación principalmente molásica; continuando en el Cretáceo como "backarc"<sup>2</sup> detrás de la zona de subducción Andina y depositación principalmente de tipo marino. Durante el Cretáceo tardío-Paleoceno comenzó en la cuenca un proceso de deformación compresional debido a la acreción de la Cordillera Occidental al cratón Suramericano, lo cual causó plegamiento y erosión de la secuencia Cretácea de los campos. Posteriormente, en el Oligoceno, comenzó el levantamiento de la Cordillera Central, al tiempo que la cuenca del Magdalena y la actual cordillera Oriental formaban parte de una gran cuenca de "foreland"<sup>3</sup>, pasando la sedimentación a ser de tipo continental (fluvial - fluvio paludal y/o fluvio deltaica), depositándose discordantemente sobre la secuencia Terciaria. Finalmente, en el Mioceno tardío-Plioceno, ocurrió un período de plegamiento y cabalgamiento en la cordillera Oriental seguido por el levantamiento regional de dicha cadena montañosa que delimitó la parte oriental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena e imprimió en dicha cuenca, las características estructurales presentes.

---

1 Los rifts son áreas donde la presencia de grietas indican que la corteza está sufriendo divergencia y distensiones

2 Backarc termino con el que se conoce las cuencas asociadas con arcos de islas y zonas de subducción

3 Foreland termino con el que se conoce las cuenca que se desarrollan adyacente y paralelas a un cinturón de una montaña

### Estratigrafía

La columna estratigráfica atravesada por los pozos perforados en los dos campos, abarca rocas desde el pre-Cretáceo hasta el Oligoceno; el Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el Occidente de la Cira. Las características litológicas y estratigráficas del terciario comprende: La Formación Esmeralda-La Paz (Zona D) constituida por intercalaciones de arenas y arcillas con predominio de éstas últimas, la Formación Mugrosa inferior (Zona C) constituida por areniscas de grano medio a grueso y composición variable entre subarcosas, arcosas y sublitoarenitas, La Formación Mugrosa superior (Zona B) constituida por intercalaciones de arena fina a muy fina con composición entre arcosas y subarcosas, La Formación Colorado (Zona A) constituida por arenisca de grano fino a muy fino con intercalaciones de grano medio y composición entre arcosa lítica y subarcosa. El Cretáceo está conformado por una secuencia marina en la que predominan las calizas y los shales oscuros. Se encuentra discordantemente por debajo de la secuencia del Terciario.

### Ambiente de Deposición

Los cuerpos arenosos presentes en la secuencia terciaria se depositaron en un ambiente Fluvial y se definieron los siguientes sub-ambientes (ver detalle de la figura 1):

**Zona A:** Es de tipo Meandriforme y Braided<sup>4</sup>

**Zona B:** Está definido como Braided con tendencia Meandriforme, con procesos Bedload<sup>5</sup> y Mixload de base a tope asociados con algunos depósitos paludales.

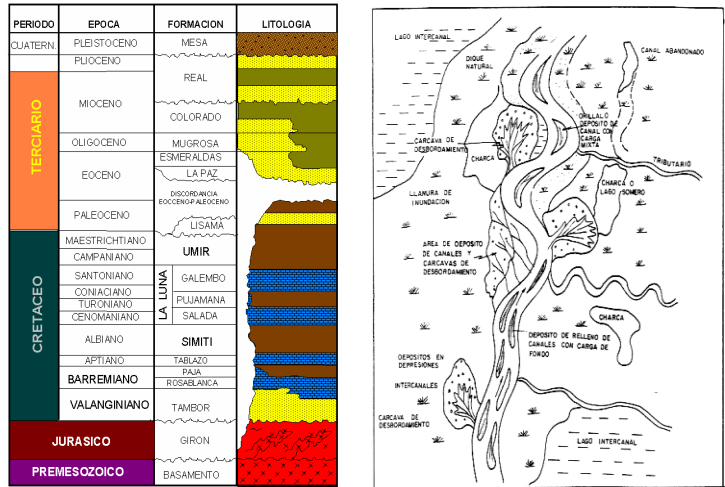
**Zona C:** Tipo Braided presentando apilamiento de canales.

---

4 Ambiente de depósito en forma de trenza.

5 Proceso de transporte de partículas con carga suspendida y de lavado

Figura 1. Columna estratigráfica y ambiente de depositación.



Fuente: Proyecto La Cira Infantas.

Propiedades Petrofísicas y del Fluido

Los campos La Cira e Infantas tienen probada la acumulación de hidrocarburos con las siguientes propiedades:

Figura 2. Principales propiedades petrofísicas y del fluido de La Cira.

Gerencia	Gerencia Magdalena Medio	Año de descubrimiento	1925
Nombre del campo	La Cira	Área Producción (Acre)	8000
Nombre de Formación	Mugrosa	Participación ECOPETROL	52% en producción
<b>YACIMIENTO</b>		<b>PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS</b>	
Tipo de Trampa	Estructural	Porosidad promedio %	21%
Angulo de Buzamiento	5°-17°	Rango de porosidad, %	11%-32%
Edad Geologica	Oligoceno Tardío (Terciario)	Permeabilidad Promedio (mD)	350 md
Ambiente de Depositación	Fluvial-Braided	Rango permeabilidad, mD	1md-3500 md
Litologia	Arena-Arcilla	Relación Kv/Kh	0.42-0.6 (cored)
Profundidad Promedio (pies)	3070	Reservorio Naturalmente Fracturado	No
Espesor total (prom pies TVT)	600	Gravedad API del Aceite	20-25
Espesor neto petrolífero (Prom. pies TVT)	170-220	GE del gas	0.65
Saturación Inicial de Agua Sw (%)	30° (42°-45° actual)	Viscosidad Aceite/gas (cp)	19/0.0165 (Pb)
Saturación de Aceite Residual (%)	28°-35°	Relación Gas-Aceite Rsi (SCF/STB)	100 (120)
Temperatura del Yacimiento (F)	110°	Factor Volumétrico Boi/Bgi (RB/STB o PC/PCS)	1.08/0.024 (Pb)
Presion Inicial de Yacimiento (psi)	1600 (400-700 actual)	Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	25000-35000
Mecanismo primario de producción	Gas en Solución		

Fuente: Proyecto La Cira Infantas.

**Figura 3. Principales propiedades petrofísicas y del fluido de Infantas.**

Gerencia	Gerencia Magdalena Medio	Año de descubrimiento	1918
Nombre del campo	Infantas	Area Producción (Acre)	6000
Formación	Mugrosa	ECOPETROL	52% en producción
<b>YACIMIENTO</b>		<b>PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS</b>	
Tipo de Trampa	Estructural	Porosidad promedio %	19%
Angulo de Buzamiento	7°-47°	Rango de porosidad, %	7%-31%
Edad Geologica	(Terciario)	Permeabilidad Promedio (mD)	150 md
Ambiente de Depositación	Fluvial-Braided	Rango permeabilidad, mD	0.2md-3900 md
Litología	Arena-Arcilla	Relación Kv/Kh	0.42-0.6(cored)
Profundidad Promedio (pies)	2680	Reservorio Naturalmente Fracturado	No
Espesor total (prom pies TVT)	600	Gravedad API del Aceite	22-32
Espesor neto petrolífero (Prom. pies TVT)	180-255	GE del gas	0.65
Saturación Inicial de Agua Sw (%)	30° (33°-38° actual)	Viscosidad Aceite/gas (cp)	19/0.0165 (Pb)
Saturación de Aceite Residual (%)	28°-35°	Relación Gas-Aceite Rsi (SCF/STB)	180
Temperatura del Yacimiento (F)	106°	Factor Volumetrico Boi/Bgi (RB/STB o PC/PCS)	1.08/0.024 (Pb)
Presion Inicial de Yacimiento (psi)	1400 (100-350 actual)		
Mecanismo primario de producción	Gas en Solución-Drenaje Gravitacional	Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	25000-35000

Fuente: Proyecto La Cira Infantas.

### 3.3 Infraestructura de pozos y facilidades

Los fluidos producidos de pozos son transferidos por una amplia infraestructura de líneas hacia estaciones de recolección; en estos puntos, se realizan procesos de separación bifásica (desgasificación) o trifásica donde la corriente de crudo es fiscalizada y bombeada hacia la Planta de Deshidratación. La corriente de agua producida es tratada y transferida hacia las Plantas de Inyección; aquí, se le realizan procesos de desnate y filtración y mezcla con agua captada de fuentes superficiales (ríos) o subterráneas (pozos de captación) para su posterior inyección en pozos. La inyección de agua se utiliza como método de recobro secundario y es la fuente del sostenimiento de la energía del yacimiento. Por otro lado, el gas es captado y enviado hacia la Planta de Proceso del Centro donde se le realiza tratamiento para su venta o proyectos de autogeneración.

A continuación se realiza una breve descripción de las facilidades de superficie que componen el Campo La Cira Infantas:

#### Pozos.

En la actualidad, el campo se compone de 970 pozos productores activos y 386 pozos inyectoros activos; los sistemas de levantamiento utilizados son en su orden bombeo mecánico, bombeo por cavidades progresivas, bombeo electro-sumergible y bombeo electro-pcp; ver tabla 1:

**Tabla 1. Pozos productores e inyectores activos.**

<b>Sistema de levantamiento artificial</b>	<b>Pozos productores activos</b>	<b># pozos</b>
	Bombeo Mecánico	731
	Bombeo de cavidad progresiva	134
	Bombeo electro sumergible	96
	Bombeo electro pcp	9
	Total	970
	<b>Pozos inyectores activos</b>	<b># pozos</b>
Total	386	

Fuente: Proyecto La Cira Infantas.

Los pozos se agrupan en cluster<sup>6</sup> donde se ubican uno o más pozos. En la actualidad existen cluster de 1 hasta 24 pozos por plataforma. En un mismo cluster se pueden encontrar diferentes tipos de pozos, desde pozos con sistema de levantamiento en bombeo mecánico, con bomba electro-sumergible y bomba de cavidades progresivas, hasta pozos inyectores, inactivos y abandonados. El área de la plataforma varía dependiendo del número de pozos en ella, del tipo de terreno y del tipo de pozos a construir.

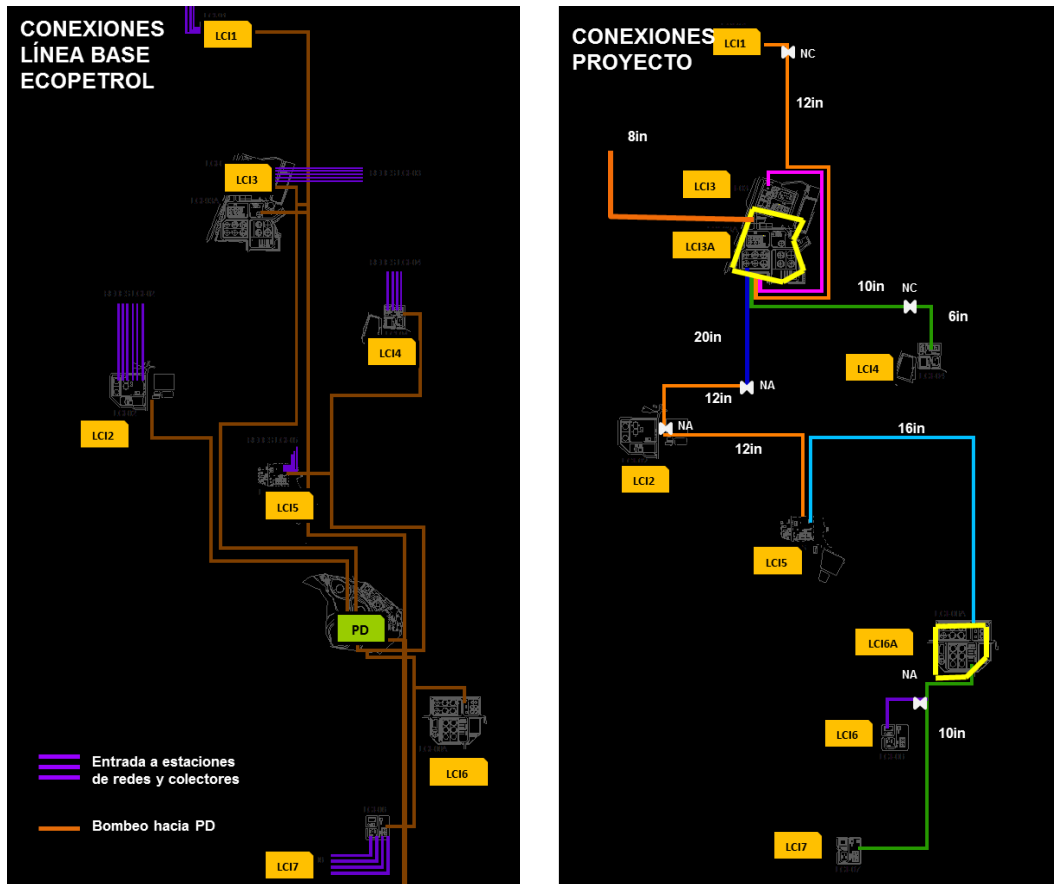
#### Manifold de Recolección o Serpentinias

El fluido recolectado en el campo por las serpentinias es enviado a los cabezales generales y de medida, en donde converge la producción recolectada a través del sistema de recolección. Los fluidos son transferidos a la estación por un complejo sistema de recolección que involucra ramales, troncales y colectores en diámetros desde 3 a 20 pulgadas; ver figura 4.

---

<sup>6</sup> Termino con el que se conoce a las plataformas que agrupan los pozos

Figura 4. Conexiones sistema de recolección La Cira Infantas.



Existen facilidades de control y alineación como válvulas de compuerta y válvula cheque en cabeza de pozo, manifold de recolección, puntos intermedios del sistema y estaciones de recolección. Dependiendo de condición particular del pozo, las válvulas en el cabezal del manifold estarán abiertas hacia el sistema general o de medida, en separador de prueba o medición MPFM<sup>7</sup>. Dependiendo del fluido que transporten, las líneas presentan diferentes colores: naranja, se utiliza para las líneas que transportan gas; verde, para agua y gris, para crudo. En el área de la Cira Infantas, la tubería de producción es marcada con una franja de color gris y una flecha que indica la dirección del flujo, así como la facilidad a la que se dirige.

<sup>7</sup> Termino en ingles usado para definir la medición multifásica "multiphase flow meter"

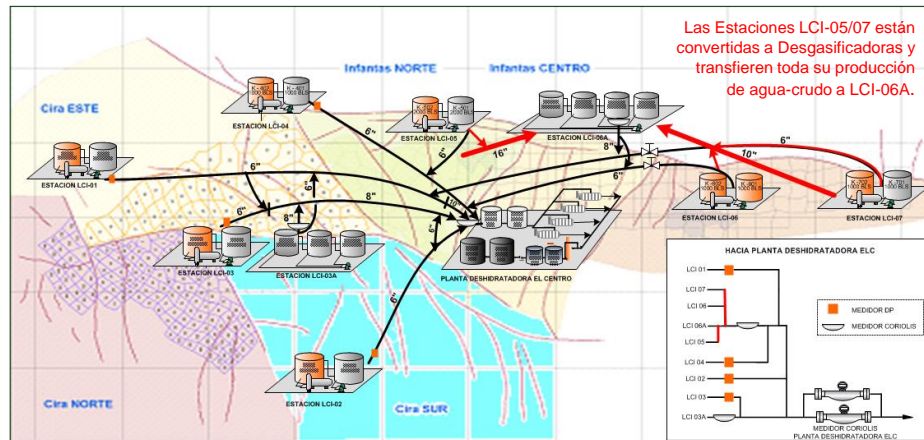
## Separadores de gas de anular

El Separador de gas anular es una vasija que se instala en la red de anular. La función principal del separador anular consiste en aliviar la presión que se origina en el espacio anular, producto del exceso de gas producido por el pozo; como su nombre lo indica, separa el gas de las trazas de líquido enviando el gas a la planta compresora de gas por medio de gasoducto y descargando el líquido a una caja API.

## Estaciones de recolección

Existen estaciones de separación bifásica y trifásica; en las estaciones bifásicas, se hace un proceso de desgasificación en donde el líquido es bombeado hacia a alguna de las estaciones trifásicas y ahí, se completa la separación de crudo y agua. Cada estación bifásica consta de las siguientes áreas: área de separadores, área de almacenamiento de crudo, área de bombeo y fiscalización de crudo, área de contra incendio con tanque y caseta de bombas, caseta principal o de oficinas, área de piscinas, área de concreto, pavimento en asfalto y lecho en piedra. En el caso de las estaciones trifásicas, se tienen dos tipos: 1) estaciones pequeñas compuestas por un sistema de separador trifásico, tanques de almacenamiento y bombeo y tanque de desnate (solo LCI2), con áreas de tratamiento similares a las descritas en las estaciones bifásicas y 2) estaciones grandes compuestas por trenes conformados por una bota de gas que opera como separador bifásico gas-líquido, tanque Gun Barrel para separación agua-crudo, tanques de almacenamiento, tanque de desnatado para agua y otro para fiscalización de crudo. Las estaciones bifásicas son LCI5 y LCI7 y las estaciones trifásicas LCI1, LCI2, LCI3A, LCI4 y LCI6A; ver figura 5.

**Figura 5. Sistemas de recolección campo La Cira Infantas.**

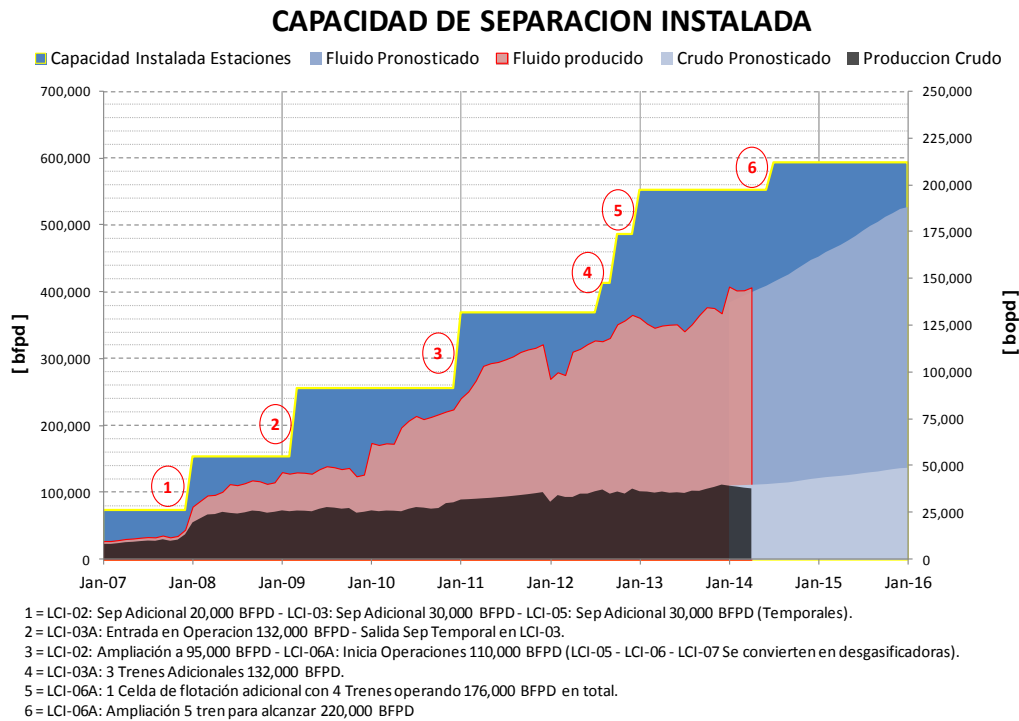


Fuente: Proyecto La Cira Infantas.

En las estaciones, cada corriente de fluido se separa y, el gas pasa a un depurador de gas (scrubber) y de allí es enviado a la Planta de Proceso, mientras, el crudo es bombeado desde los tanques de fiscalización con su respectiva medición; en tanto, el agua pasa por gravedad desde los tanques de desnate o el tanque de recibo a un sistema de celdas de flotación; para retirar grasas y aceites y sólidos en suspensión con gas inducido; , en este punto, el agua es tomada por bombas y transferida hacia las Plantas de Inyección. Los procesos de separación son acelerados mediante la adición de químicos demulsificantes (Rompedor Directo) antes de entrar en los separadores o tanques Gun Barrel, el agua también es tratada y se agregan clarificadores, biocidas e inhibidores.

Con las adecuaciones resumidas en la Figura 6, se puede alcanzar una capacidad de tratamiento cercana a los 600 mil barriles de fluido o 213 de crudo, cumpliendo con los pronósticos de producción de fluidos para los próximos años.

**Figura 6. Sistemas de recolección campo La Cira Infantas**



**Fuente: Proyecto La Cira Infantas.**

**Plantas de Inyección:**

El agua proveniente de las estaciones es enviada a tanques de almacenamiento, desde allí, para retirar partículas de aceite y sólidos suspendidos, es bombeada a los filtros de cáscara de nuez. La corriente de

agua filtrada es enviada al tanque de almacenamiento de agua de inyección. Las bombas booster<sup>8</sup> succionan el agua del tanque de almacenamiento y la descargan a la succión de las bombas de inyección incrementando y entregando la presión al sistema de inyección de agua. En los tanques de almacenamiento, se recibe también la corriente de agua captada y tratada en las torres despojadoras de oxígeno (desoxigenadoras) que provienen de la planta de tratamiento de Campo 23.

*Plantas de deshidratación:*

En el proceso de deshidratación en el crudo proveniente del campo consiste en extraer la sal, el agua libre y en emulsión contenida en él; el agua libre normalmente se decanta mediante un tiempo de reposo, que hace que este se precipite hacia la parte baja de los tanques. En la planta se cuenta con un sistema de tanques de recibo, tratadores térmico-electroestáticos, tanques de reposo y tanques de fiscalización, en donde se aplican los métodos de tratamiento químico, térmico y electro-estático.

---

<sup>8</sup> Término en inglés utilizado para designar a las bombas de cabeza.

## 4 MARCO TEÓRICO

### IMPACTO DE LAS BOMBAS DE TORNILLO EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS

Hoy en día en el entorno de la industria, las bombas de tornillo han tomado más fuerza en un mercado tradicionalmente de bombas centrífugas. Esto se debe en gran parte a la innovación tecnológica del sistema de tornillo y a las necesidades de bombeo de fluidos pesados, agua, emulsión y sólidos. Entre las principales ventajas de las bombas de tornillo se incluye la capacidad para manejar fluidos en una amplia gama de viscosidades; las bombas centrífugas pueden bloquearse mientras se bombea diluyente en crudos y ser extremadamente ineficientes al bombear crudos de más de 250 cSt (Vaul, 2008). Además, las bombas de tornillo operan a bajas pulsaciones, eliminando la necesidad amortiguadores o sistemas de soporte requeridos en las bombas reciprocantes.

Existen diferentes combinaciones en bombas de tornillo para aplicaciones específicas: 1) bombas de tres tornillos usadas donde la arena y sólidos suelen ser removidos; es de considerar para esta aplicación que existen revestimientos que evitan el desgaste prematuro del rotor y 2) bombas de uno y dos tornillos, usadas para manejo de fluidos de alto caudal y viscosidad, se reduce la necesidad del control de la temperatura del fluido e inyección de diluyentes.

#### Bombas de Tres Tornillos

Los diseños de bombas de tres tornillos son capaces de manejar flujos superiores a 1100 gpm y presiones diferenciales hasta de 1700 psi. La bomba consta de tres rotores, uno de alimentación y dos de impulsión; un cojinete lubricado externamente capaz de manejar cargas inducidas por alta presión a la entrada, un sello mecánico, un forro y una caja de cojinetes. El rotor realiza el trabajo de bombeo, mientras que los rodillos actúan como sello de las cámaras de bombeo. El torque se transmite para mover los rotores por el contacto de los rodamientos. El fluido bombeado crea una barrera entre los elementos giratorios, evitando el contacto de metal-metal y consecuentemente el daño de los componentes. La película de líquido también tiene contacto con la cubierta de los rotores y por tanto elimina el rozamiento directo entre estos elementos.

Como el petróleo entra en la bomba, la cámara de succión se llena y el giro de los tornillos permite que el flujo sea transportado desde la succión a la descarga. La acción de desplazamiento positivo mueve el volumen de la succión a la descarga, como si se tratase de una carrera infinita del pistón; pero con la ventaja que no se tienen componentes adicionales o válvulas.

En los sistemas de oleoductos se suelen requerir mayores tasas de flujo y presiones, siendo más práctico el uso de bombas de doble tornillo; hoy en día, las bombas de doble tornillo tienen capacidades de flujo que excedan de 11.500 gpm y presiones diferenciales hasta de 1400 psi (Vaul, 2008).

### Bombas de dos Tornillos

Las bombas de doble tornillo tienen la ventaja de no operar con pulsaciones y de ser capaces de bombear una tasa de flujo constante desde la succión hasta la descarga; independiente a la contrapresión aguas abajo que puede ofrecer el sistema. La bomba tiene dos rotores, una unidad y una impulsada; su funcionamiento, se basa en el llenado con el fluido bombeado de los espacios entre rotor y rotor y cubierta. En un diseño de rotor rígido, el líquido actúa sólo como un mecanismo de sellado y no como soporte de apoyo en los rotores<sup>9</sup>.

Los rotores están soportados en ambos extremos por cojinetes y su torque se transmite desde la unidad del rotor por engranajes de distribución. Mediante la eliminación del contacto entre rotores, como es el caso de la bomba de tres tornillos, las bombas de doble tornillo pueden manejar todo, desde agua hasta aceites pesados.

En la mayoría de los diseños, los engranajes de distribución y los rodamientos son externos al fluido bombeado. Los engranajes están lubricados de aceite, mientras que los cojinetes con grasa o aceite. Dependiendo de los requerimientos de presión diferencial, los engranajes y cojinetes pueden requerir un sistema forzado de lubricación para disipar adecuadamente el calor y mantener la confiabilidad del equipo.

Puesto que al menos hay cuatro cojinetes en una bomba de doble tornillo, existen cuatro perforaciones en el eje y cuatro sellos mecánicos. Dependiendo del servicio, los sellos están disponibles en configuraciones simples y dobles. Los sellos mecánicos simples son típicamente empleados para servicios con crudo, mientras que los sellos dobles se emplean en una amplia gama de fluidos.

Las bombas de doble tornillo son cada vez más populares en el mercado, donde son apreciadas por su capacidad para manejar fluidos con altas viscosidades, permitiendo hacer bombeos con un menor control de temperatura y restringiendo el uso de diluyentes. Lo anterior se evidencia en especial en los proyectos de crudo pesado del Canadá bombeado a los Estados Unidos (Vaul, 2008).

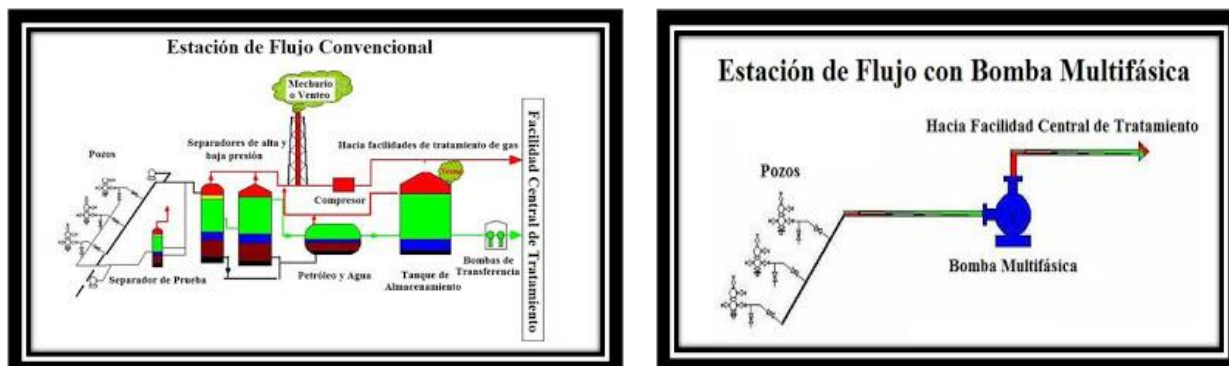
---

<sup>9</sup> Jeffery De Vaul, Leistriz Corporation, Screw Pumps in Oil and Gas Applications, NJ 2008.

## APLICACIÓN DE LAS BOMBAS DE TORNILLO A SISTEMAS DE BOMBEO MULTIFÁSICO

La evolución de las bombas de tornillo ha llevado a su aplicación en superficie para bombeo de fluido multifásico con ventajas estratégicas de flexibilidad de sistemas e instalaciones no costosas (Corporación de Tecnología Global, 2009). Las bombas multifásicas permiten que las corrientes del fluido de pozos manejen aguas abajo de los sistemas de recolección en baterías y estaciones; al contrario de una estación convencional, esto significa que la totalidad del líquido y gas es manejado por la bomba y bombeado hacia un punto centralizado para su procesamiento (ver figura 7). Estas bombas tienen aplicaciones costa adentro, costa afuera y submarinas.

Figura 7. Estación de recolección convencional vs multifásica.



Fuente: Tecnologías Multifásicas, 2009.

Son características inherentes de un sistema de bombeo multifásico: 1) el bombeo de petróleo/agua/gas/sólidos sin “shearing”<sup>10</sup> o fases de emulsión, 2) manejo de “slugs”<sup>11</sup>, sin daños a la bomba, 3) manejo de presiones de entrada a la bomba desde 5 hasta 1000 psig y 4) diferenciales al menos 750 psig (MOYTO Tri Fhaze System, 2007, págs. 3-6).

Entre las ventajas del bombeo con bomba multifásica se destacan:

Manejo eficaz del líquido y gas en diferentes relaciones para un óptimo flujo de fluidos.

Reducción de equipos de separación y tuberías.

<sup>10</sup> Término utilizado en la industria para referirse a la agitación.

<sup>11</sup> Término utilizado en la industria para referirse tampones de Gas o Líquido en flujo multifásico en tuberías.

Optimización de la producción de los pozos y extensión de la vida de producción.

Minimiza las contrapresiones hacia el pozo.

Aumento de la producción de petróleo y disminución de la presión en cabeza de pozo.

Disminuye los eventos de falla en la integridad de tuberías y accesorios debido a la disminución de presión.

Reducción de costos de proceso.

Reduce los costos de capital, porque no se necesita ni compresor, ni separador ni ductos.

Evita el bloqueo por vapor o gas en los sistemas aguas abajo.

Extensión de la vida útil de equipos en los sistemas de levantamiento artificial.

Típicamente las bombas multifásicas son aplicadas en los siguientes servicios:

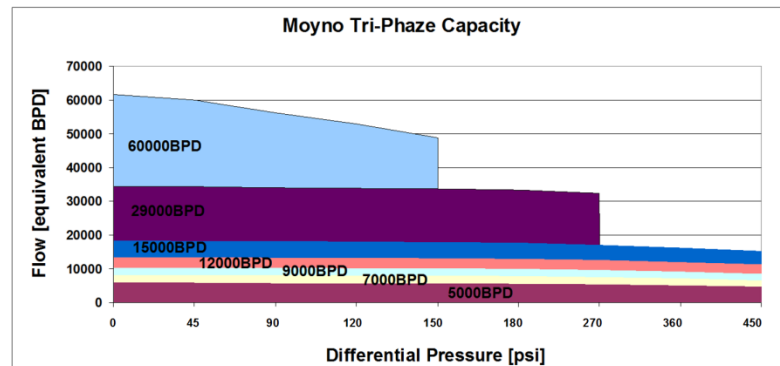
- ✓ Disminución de la presión en cabeza de pozo. En yacimientos maduros, la presión natural del sistema y producción tiende a declinar. Las bombas multifásicas son capaces de disminuir las caídas de presión en la línea de flujo, permitiendo una menor presión en cabeza y consecuentemente, un aumento de la tasa de producción. Gráficamente, la reducción de la presión en cabeza se traduce como la entrada de más fluido a la tubería de producción.
- ✓ Reducción de facilidades. En lugar de separar el gas del líquido, tratarlo, comprimirlo y bombearlo por cada corriente o fase; la bomba multifásica, lo maneja en un solo equipo. Mediante la opción de un solo equipo, la justificación económica es significativa para pocos pozos o locaciones con pozos lejanos, al mantener y centralizar en proceso en unas pocas facilidades. En algunos casos, se encuentran beneficios por el aprovechamiento del gas al transferirlo para ser procesado en estaciones centrales.
- ✓ Control del Fluido. Es posible entregar una tasa de flujo constante a una velocidad dada, independiente de la presión del sistema. Al cambiar la velocidad del sistema, maximizando el recobro de fluidos del yacimiento, la producción final por pozo y reduciendo la

probabilidad de formación de parafinas e hidratos; el operador puede optimizar la tasa de flujo y la presión de entrada.

Algunos diseños de bombas ofrecen hasta 330000 bpd con presiones diferenciales hasta de 1200 psi. Dada la tendencia en la industria del petróleo de desarrollo de la producción en aguas profundas, se ha identificado la necesidad de fabricar bombas multifásicas hasta de 600 000 bpd y presiones diferenciales superiores a 2400 psi. La flexibilidad operativa, la eficiencia y robustez de las bombas de tornillo, las hacen candidatas ideales para la creciente variedad de aplicaciones dentro de la industria petrolera. El desarrollo continuo de la tecnología ampliará su aplicación fluido multifásico, petróleo crudo, emulsión y servicio de aguas producidas (Vaul, 2008).

La figura 8 muestra la capacidad de los sistemas ofertados por Moyno (MOYTO Tri Phaze System, 2007), aclarando que es posible diseñar a medida otras bombas para flujos más grandes (80000 BPD) y mayores presiones diferenciales (900 psig).

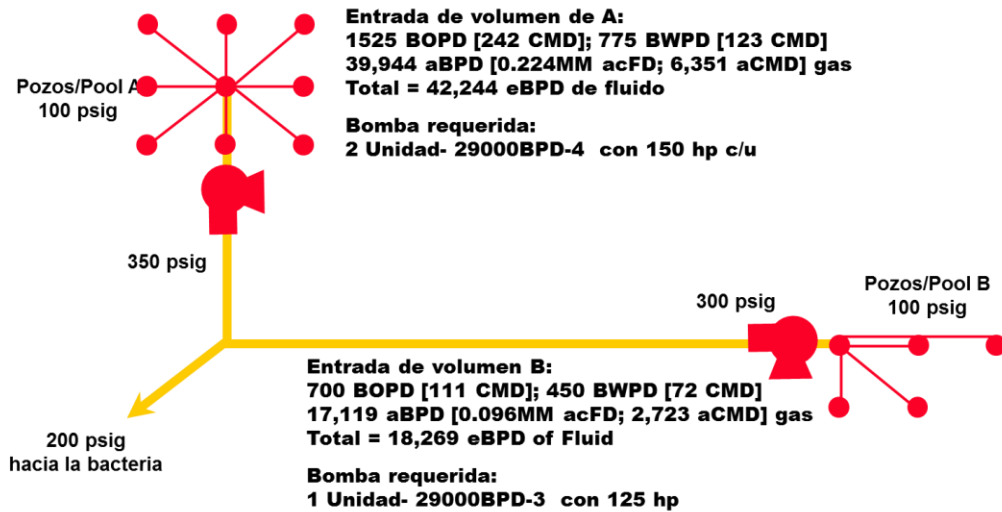
**Figura 8. Capacidades bombas Moyno.**



Fuente: Presentación Moyno Try-Phaze System, MoynoTM. 2007.

Para ampliar la capacidad es posible la revisión de otras opciones (figura 9), incluyendo la disposición de varias bombas en paralelo (cabeza común) y en serie (de tren, una alimentación de otro). El beneficio de bombas en serie gira en torno a la compresión de gas y la capacidad de utilizar bombas más pequeñas aguas abajo.

**Figura 9. Ejemplo de Selección de Sitio para Bombeo Multifásico con dos sistemas MPP alternados (en pool).**



Fuente: Presentación Moyno Try-Phaze System, MoynoTM. 2007.

*Caso de Estudio Pembina Belly River B East Unit, Warburg, Alberta, Canadá (Moyno, 2010).*

En el año de 1994, la compañía Talismán Energy, adquirió la mayor participación exploratoria en la Unidad B-Este en Warburg, Alberta, Canadá. Este bloque fue considerado atractivo por su potencial para aumentar la producción de petróleo a través de trabajos de reacondicionamiento y perforación de pozos.

En el bloque existía una batería vieja, construida en la década del 1960, consistía en un módulo de producción, uno inyección de agua, cuatro tanques de producción, dos tanques de agua, un sistema de tea, una bomba de transporte de petróleo crudo y una unidad LACT. El módulo de producción se componía de un separador general, dos separadores de prueba y un tratador vertical. El módulo de agua se componía de una bomba y facilidades de inyección de agua, un sistema de filtración y su cuarto de control. La Presión de trabajo separador general era de 53 PSI.

La compañía Talismán tomó la decisión de convertir la batería satélite en un sistema de bombeo multifásico del tamaño apropiado. Entre las razones necesarias para tomar la decisión se encuentran:

La modificación de la batería para manejo de fluidos.

La quema de gas en sitio.

Los Altos costos para en tendido de líneas nuevas.

La remediación en sitio para controlar contaminaciones.

El Alto deterioro del sistema de evacuación de agua producida.

El control de presiones en cabeza de los pozos.

Tras el cambio a una estación de bombeo multifásico fueron evidentes los siguientes beneficios:

Menores costos de instalación comparados con la modificación de la batería.

Menores costos de mantenimiento que la batería original.

Cierres de pasivos ambientales y minimización de eventos por contaminaciones.

Capacidad de la bomba para manejo de fluidos actuales y futuros.

La presión de succión de la bomba es de 35 psi y la presión de descarga de 195 psi a los caudales existentes.

Se dieron descensos en la presión en cabeza de los pozos direccionados a la batería.

## DESCRIPCIÓN DE UN SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO

La bomba multifásica, es una bomba de cavidad progresiva horizontal (BCP) acondicionada para desplazar fluido multifásico hasta por un porcentaje de 95% GVF<sup>12</sup> sin lubricación externa; en términos generales, se define como una bomba rotativa de desplazamiento positivo con la configuración del sistema inventado por el profesor René Moineau<sup>13</sup>, de una pieza rotativa, el “rotor”, y una pieza fija, el “estator”.

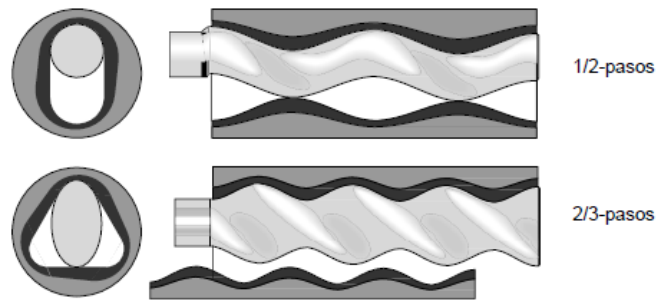
El rotor es un tornillo con paso extremadamente grande, con profundidad de lóbulo grande y con un diámetro de núcleo pequeño (es decir, es un tornillo sinfín helicoidal de sección circular (geometría de 1/2 pasos) o de sección elíptica (geometría de 2/3 pasos, ver figura 10). El estator tiene dos o tres lóbulos y una longitud de paso 2 o 1,5 vez de la del rotor. Esto permite que entre el estator y el rotor queden cavidades vacías que se aprovechan para el acarreo o transporte. Cuando el rotor gira dentro del estator, estas cavidades se desplazan continuamente del lado de la entrada al de la salida (SLACOL, 2014).

---

12 Siglas en inglés para definir la variación en las fracciones del volumen de gas

13 Ingeniero Aeronáutico Francés inventor de la Bomba de Cavidades Progresivas (BCP)

**Figura 10. Sección longitudinal y transversal de rotor y estator con la pared del estator reducida.**



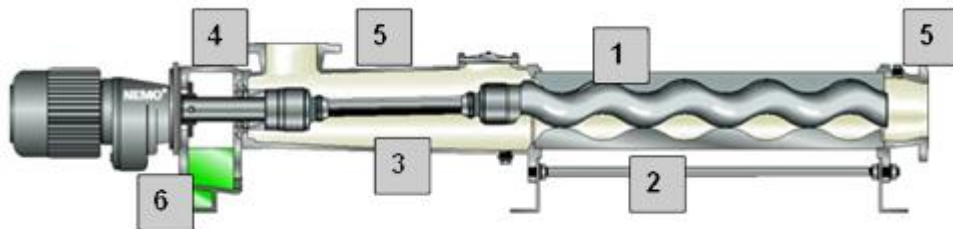
Sección longitudinal y transversal de rotor y estator con la pared del estator reducida

Fuente: Procedimiento de Servicio y Mantenimiento bombas multifásica. 2013.

### *Componentes básicos de la bomba multifásica*

En general, los componentes de un sistema de bomba multifásica se desglosan en la figura 11 (Netsch, 2014):

**Figura 11. Partes de una bomba multifásica.**



Fuente: Bombas multifásicas NEMO®.

1. Rotor: es la parte interna y móvil de la bomba; se define como una hélice de “n” lóbulos. En general, existen modelos rotores resistentes al desgaste y a la corrosión, utilizados según la aplicación. El principio de funcionamiento de toda bomba de cavidad progresiva radica en el éxito del conjunto estator-rotor, de tal manera que minimice los efectos asociados de la viscosidad posible y a la misma abrasividad.

2. Estator: es la parte externa estacionaria; se define como una cavidad helicoidal de “n+1” lóbulos. Está vulcanizado en el tubo, con collar de obturación en ambos lados, en gran variedad de elastómeros, plásticos y metales. La entrada del estator con apertura en forma de tolva sirve para

mejorar la entrada del producto en la cámara de bombeado. El estator es resistente a aceites, ácidos y álcalis.

El elastómero hace parte integral del estator y son polímeros amorfos con considerable capacidad de deformación. En todos los casos, es necesario realizar pruebas de incompatibilidad con los fluidos bombeados para evitar afectación y daños en la bomba.

En la tabla 2, se resumen las propiedades del elastómero dependiendo de la cantidad de Nitrilo en su composición.

**Tabla 2. Cuadro comparativo de Elastómeros para bombas de cavidades progresivas.**

<b>Características</b>	<b>ACN Medio</b>	<b>ACN Alto</b>	<b>Altamente saturado</b>	<b>VITON</b>
Propiedades Mecánicas	Excelente	Buena	Buena	Pobre
Resistencia a Abrasivos	Muy Buena	Buena	Buena	Pobre
Resistencia a Aromáticos	Buena	Muy Buena	Buena	Excelente
Resistencia a H <sub>2</sub> S	Buena	Muy Buena	Excelente	Excelente
Resistencia al Agua	Buena	Excelente	Muy Buena	Excelente
Máxima Temperatura	95 °C	105 °C	135 °C	150 °C

Fuente: Presentación Weatherford sistemas pcp, 2008.

3. Partes rotativas: compuesto de la barra de acoplamiento y dos articulaciones de cardán para transmisión de fuerza del accionamiento al rotor.

4. Sellado del eje: en la versión estándar se compone de un retén frontal de acción simple, independiente del sentido de rotación y resistente al desgaste. Diseños más completos incluyen cierres mecánicos de acción simple o doble, de diferentes diseños y fabricantes, cartuchos, así como juntas y empaquetaduras especiales.

5. Caja de aspiración e impulsión: lo componen bridas o conexiones roscadas conforme a las normas DIN y a estándares internacionales. Entre los materiales utilizados para su fabricación se encuentran: hierro fundido, acero, acero al cromo-níquel recubierto de caucho y materiales especiales.

6. Diseño modular: se encuentran disponible diseños modulares en los soportes de la bomba que proporcionan ventajas en el mantenimiento y facilidad de servicio, además de rentabilidad.

*Propiedades y ventajas de las bombas multifásicas.*

El sistema universal de la bomba multifásica reúne en sí muchas propiedades y ventajas de otros tipos de bombas, entre las que se resaltan:

Igual que las bombas centrífugas, la bomba multifásica no tiene válvulas en aspiración ni en impulsión. Sin embargo, tiene un caudal directamente proporcional al número de revoluciones.

Igual que las bombas de émbolo (o pistón), la bomba multifásica tiene una capacidad de aspiración vacuométrica que puede alcanzar los 8,5 m.

Igual que las bombas de membrana (diafragma) y de tubo flexible (bombas peristálticas), la bomba multifásica puede transportar cualquier tipo de medios: no homogéneos, que incluyan gases, abrasivos y también aquéllos que contienen sólidos y fibras hasta una consistencia tal que ya no sea capaz de fluir.

Igual que las bombas de engranajes y las de tornillo, la bomba multifásica es capaz de mover líquidos de viscosidades altísimas.

Igual que las bombas de émbolo, de membrana, de engranajes o de tornillo, la bomba multifásica es capaz de cumplir cometidos de dosificación.

## 5 EVALUACIÓN HIDRÁULICA DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN

Al momento de la realización de este estudio el inventario de pozos productores activos es de 970, distribuidos según su sistema de levantamiento en: 731 pozos con bombeo mecánico, 134 pozos con bomba de cavidad progresiva, 96 pozos electro sumergibles y 9 pozos con bomba electro pcp<sup>14</sup>.

Para el modelaje de los pozos productores y sistema de recolección, se utilizó el programa corporativo Petex®<sup>15</sup> y sus módulos Proper® y Gap®<sup>16</sup>, con licencias disponibles para el proyecto La Cira Infantas. Los pozos fueron simulados en el módulo de Prosper, mientras la red de recolección en módulo Gap, este último también se utilizó para integrar los pozos con la red y generar los análisis requeridos. La metodología utilizada en el modelaje de pozos y red de recolección, se especifica a continuación:

### 5.1 Modelaje de pozos productores

Según sistema de levantamiento, se establecieron los siguientes diagramas de proceso:

#### Pozos con bomba electro-sumergible “BES”

Para el modelaje de pozos que están operando con sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electro Sumergible, se siguió el procedimiento estándar (figura 12), cargando data como el completamiento del pozo, IPR<sup>17</sup> del pozo utilizando la opción Vogel (Vogel), PVT<sup>18</sup> y los modelos de Bomba y Motor. Para la integración con la red de superficie se generaron curvas de comportamiento vertical (VLP<sup>19</sup>), a diferentes rangos de Corte de agua, Relación de gas petróleo, presiones de cabeza y Frecuencia de la Bomba (esto para realizar la optimización en el grupo de pozos) y la curva IPR del pozo.

La información necesaria en el modelaje incluye: Registro MDT<sup>20</sup>, Estado Mecánico del Pozo, Desviación del pozo, Temperatura en Fondo, Presión estática o niveles estáticos, Modelo de la Bomba y Motor, Pruebas de Producción, Niveles dinámicos, Condiciones de operación de la bomba

---

14 Termina con el que se conoce las bombas de cavidad progresiva con motor en fondo

15 Compañía desarrolladora del programa de simulación “Petroleum Expert ®”

16 IPM suite

17 Curva de desempeño del pozo “inflow performance relationship”

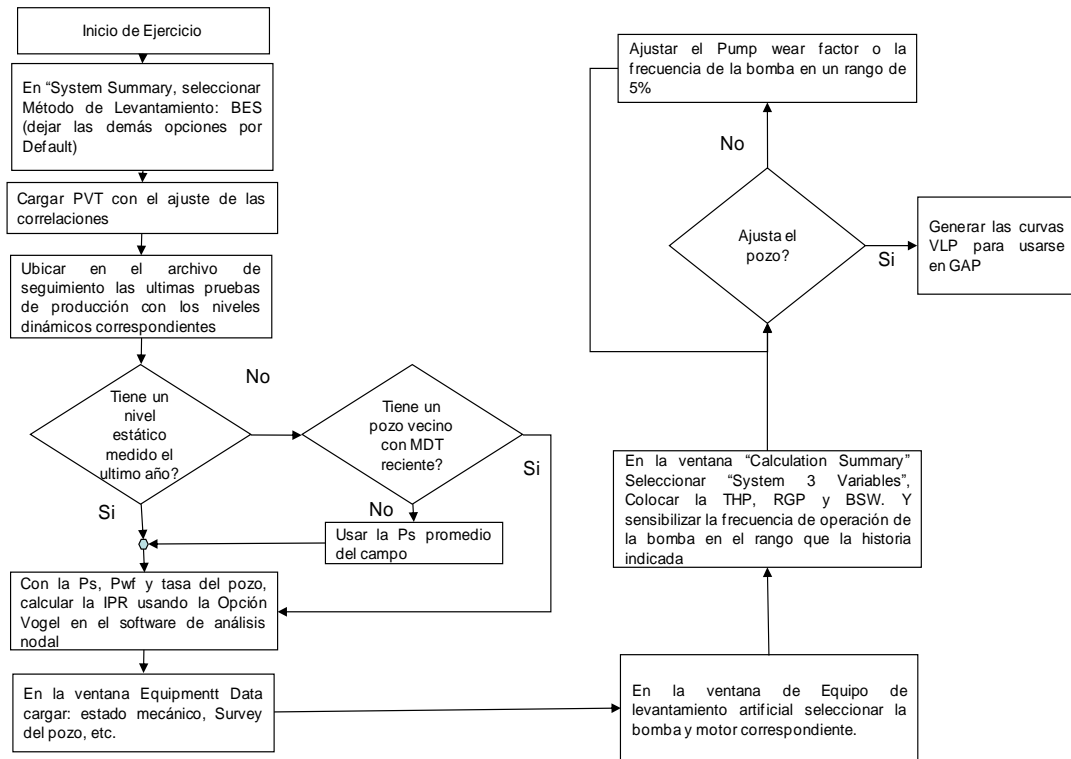
18 Estudios que se llevan a cabo con el propósito de analizar los yacimientos y determinar los diversos parámetros y metodologías que se desarrollarán para poner a producir el yacimiento.

19 Abreviatura en inglés de las curvas de comportamiento vertical

20 Prueba que se realiza en fondo de pozo para determinar presiones

(Frecuencia y Numero de Etapas), cCondicione de operación del pozo (presión en cabeza) y Relaciones de Fluidos (agua y gas).

**Figura 12. Diagrama para el modelaje de pozos con bomba electro-sumergible.**



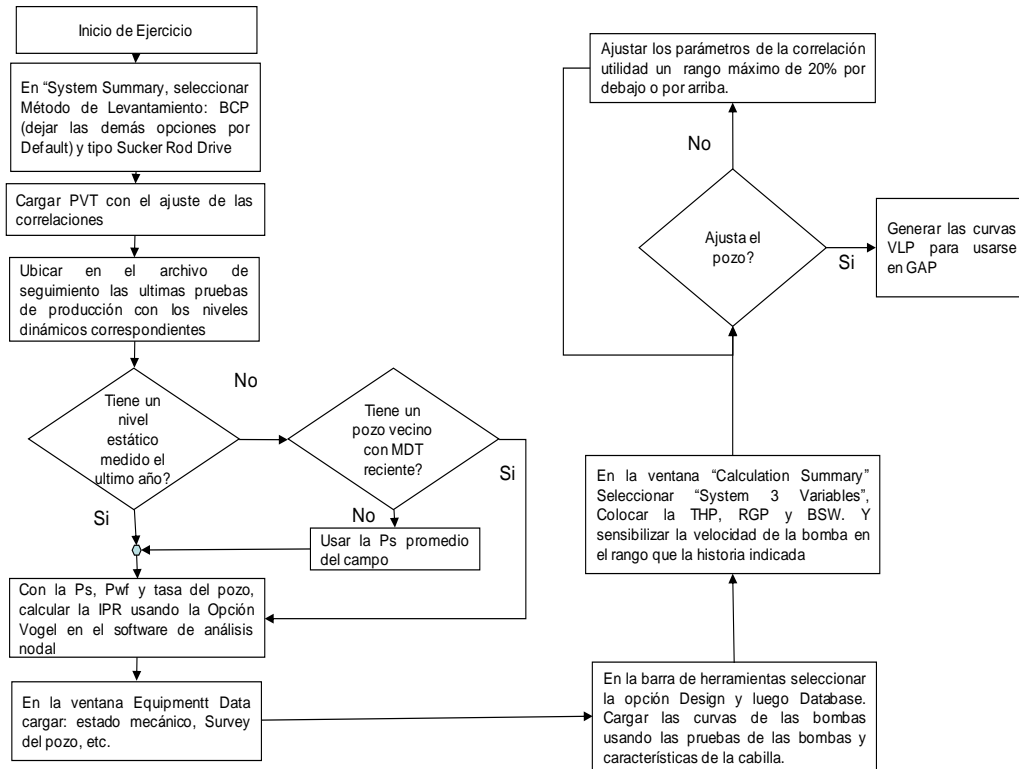
### Pozos con bomba de cavidad progresiva

Para el modelaje de pozos que están operando con sistema de levantamiento artificial por Bombeo de Cavidad progresiva, se siguió el procedimiento estándar (figura 13), cargando data como la completación del pozo, IPR del pozo (utilizando la opción Vogel), PVT y las curvas de comportamiento de las bombas. Para la integración con la red de superficie se generaron curvas de comportamiento vertical (VLP), a diferentes rangos de Corte de agua, Relación de gas petróleo, presiones de cabeza y velocidad de la bomba (esto para realizar la optimización en el grupo de pozos) y la curva IPR del pozo.

La información necesaria en el modelaje incluye: Registros MDT, Estado Mecánico del Pozo, Desviación del pozo, Temperatura en Fondo, Presión estática o niveles estáticos, Curvas de comportamiento de la bomba, Catalogo del fabricante, Pruebas de Producción, Niveles dinámicos,

Condiciones de operación de la bomba (velocidad), condiciones de operación del pozo (presión en cabeza) y Relaciones de Fluidos (agua y gas).

**Figura 13. Diagrama para el modelaje de pozos con bomba de cavidad progresiva.**



### Pozos con bomba electro pcp

Se utiliza la misma metodología de simulación para pozos con bomba electo sumergible, se selecciona la opción de motor en fondo y se cambia el tipo de bomba por las disponibles en la base de datos de bombas de cavidad progresiva, adicionalmente se ingresa la información de la sarta de varillas de la misma manera que en los pozos con bomba con cavidad progresiva.

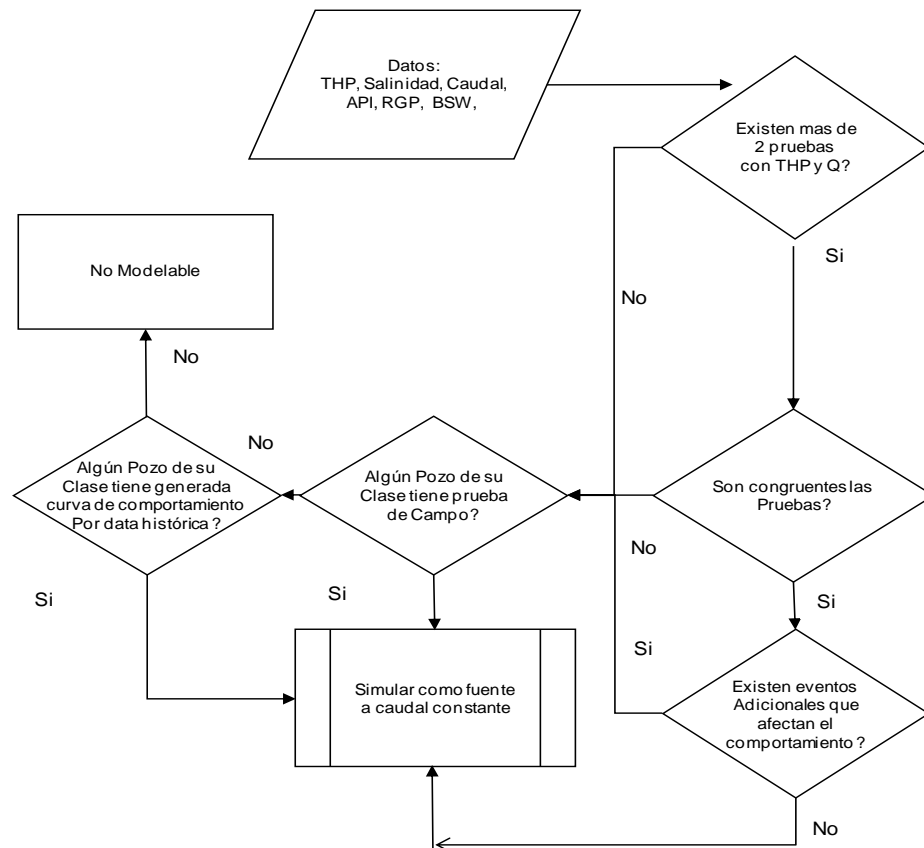
### Pozos bombeo mecánico

Debido a que los pozos modelados en Prosper® no reproducen el comportamiento del flujo intermitente o por baches característico de estos sistemas y que en teoría las variaciones del flujo a los cambios de presión son mínimas en las bombas de desplazamiento positivo (o bombas de presión infinita), se opta por simplificar el procedimiento y modelar los pozos como fuentes o sumideros a flujos constantes; figura 14), con esta metodología es posible realizar sensibilidades y controles, un ejemplo es la

verificación de máxima presión en cabeza ( $Thp^{21}$ ), que permita comparar con la presión máxima de operación según la referencia de la norma ANSI<sup>22</sup> para las bridas de los accesorios.

La información necesaria en el modelaje incluye: catalogo del fabricante, Pruebas de Producción, Niveles dinámicos, Condiciones de operación (velocidad y recorrido), Condiciones de operación del pozo (presión en cabeza) y Relaciones de Fluidos (agua y gas).

**Figura 14. Diagrama para el modelaje de pozos con bomba mecánica.**



<sup>21</sup> Abreviatura en ingles de la presión en cabeza de pozo

<sup>22</sup> Abreviatura en ingles del Instituto Nacional Estadounidense de Estándares

## 5.2 Modelaje de la red de recolección

El fluido producido de pozos es transferido por una compleja red de recolección compuesta por 142 Serpentinadas y 20 Colectores y un sistema de 403.7 km de líneas de pozos, colectores, ramales y troncales direccionados a 9 estaciones de recolección; tabla 5.

La red de recolección se encuentra compuesta por una variedad de materiales que incluyen: tuberías en acero desnudo y recubiertas internamente y líneas plásticas y flexibles utilizadas para evitar deterioros y daños por corrosión; ver tabla 3.

**Tabla 3. Pozos productores e inyectores activos.**

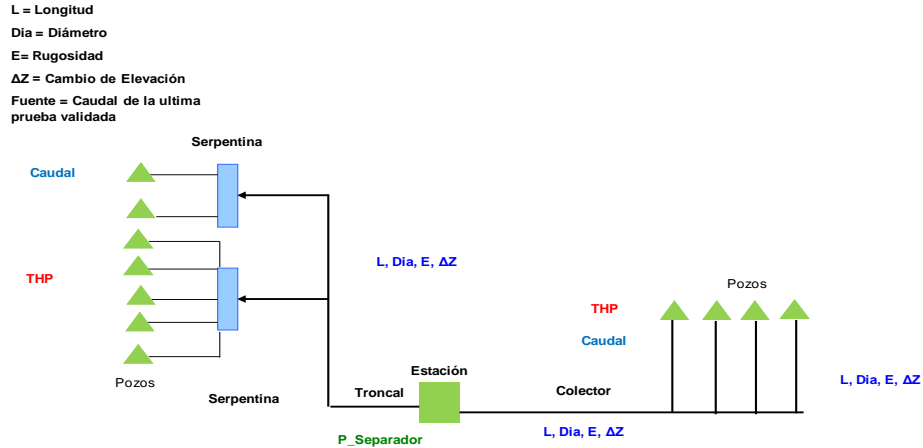
Material	Diámetro (pulg)	Cantidad	Longitud (m)
Acero	2	629	182556
Plásticas	3	190	86110
Colectores	4	61	23777
Línea general	6	118	64855
Ramales	8	30	20314
Troncal	10	9	8475
Troncal	12	15	11101
Troncal	16	4	4281
Troncal	20	3	1915
Otras	2.5	2	354
<b>TOTAL</b>		1061	403739

Fuente: Proyecto La Cira Infantas.

El modelaje de líneas consiste en la búsqueda, análisis y cargue de datos de la red en general (conexiones) y de las características físicas (longitud, diámetro, cambios de elevación, rugosidad, temperatura del medio circundante), de cada una de las líneas de la red; figura 15. Para el modelaje de una línea fue necesario contar con la información topográfica básica que incluya: 1) plano general actualizado y, 2) plano planta perfil de cada una de las líneas que componen el sistema recolección.

Figura 15. Esquema e información básica para el modelaje de la red de recolección

## Modelo de Hidráulico de Superficie



### 5.3 Integración y ajuste del modelo de recolección

Una vez modelado el pozo y la línea se procede a la integración de los pozos a la red, además se realizan mediciones puntuales en campo y hacen ajustes para reproducir las condiciones en el modelo. Dentro del proceso de ajuste se incluye la selección de la correlación que mejor asemeje las condiciones del campo, sensibilidad hasta del 20% de los factores de fricción y gravitacional del modelo y/o sensibilidad hasta del 5% en el diámetro interno y rugosidad de la tubería. Aplicando el ejercicio y basado en datos estadísticos del campo se determinó que la correlación que mejor reproduce el comportamiento de la red de recolección, es Ducker Eaton Flannigan, logrando un ajuste con las mediciones superior al 90%; ver tabla 4.

Tabla 4. Comparación de ajuste de correlaciones a las mediciones de campo.

Correlación de Flujo	Porcentaje de ajuste a las medidas (%)
Beggs and Brill	80
Begg	67
Dukler Flannigan	82
Ducker Eaton Flannigan	92
Duns and Ros Modified	68
Duns and Ros original	65
Fancher Brown	70
Mukherjee	82

Fuente: (IPM, 2015)

Es importante recalcar que en los casos donde al aplicar los factores no se logró ajuste a la medida de presión, se genera una alerta a la operación para la revisión, diagnóstico y corrección por una posible restricción en el ducto.

#### 5.4 Logros del modelaje del sistema de recolección

El modelaje del sistema de recolección ha permitido la optimización de los procesos de producción y en la operación soportar puntos como:

La consolidación de una metodología de trabajo en equipo para realizar un análisis nodal al sistema de recolección del campo.

El análisis continuó del comportamiento de la red de recolección; ver figura 16.

La detección de las restricciones al flujo y cuantificación de su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema.

El soporte de los diseños de desarrollos futuros del campo. Con base al desarrollo del campo se realiza una evaluación ingenieril de los diseños de líneas, ramales y troncales en búsqueda de la mejor alternativa económica y operacional.

El soporte para la toma de decisiones con respecto al mejor escenario operativo para la optimización del sistema de recolección.

**Figura 16. Ejemplo de consideraciones y resultados obtenidos con la red de superficie.**



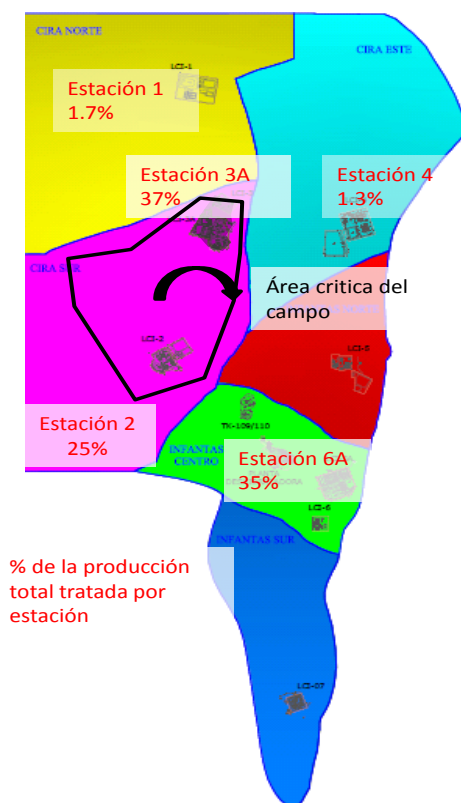
El éxito de las predicciones del modelo ha dependido de la actualización y ajuste continuo de los pozos y la red de recolección; adicionalmente, se han actualizado los cambios representativos tanto en pozos como en líneas ya construidas.

## 6 DEFINICIÓN DE LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO ENTRE LAS ESTACIONES LCI2 Y 3A

### 6.1 Producción y capacidades en estaciones de recolección LCI2 y 3A

En promedio el campo La Cira Infantas produce alrededor de 420 000 bfpd y 39 000 bapd, esta producción es fiscalizada en 5 estaciones principales que bombean directamente hacia la Planta de Deshidratación; estaciones LC11, 2, 3A, 4 y 6A. Adicionalmente, el 62% de la producción (ver figura 17), es tratada entre las estaciones LCI2 y LCI3A y proviene de pozos, en su mayoría, ubicados en el área de Cira Sur.

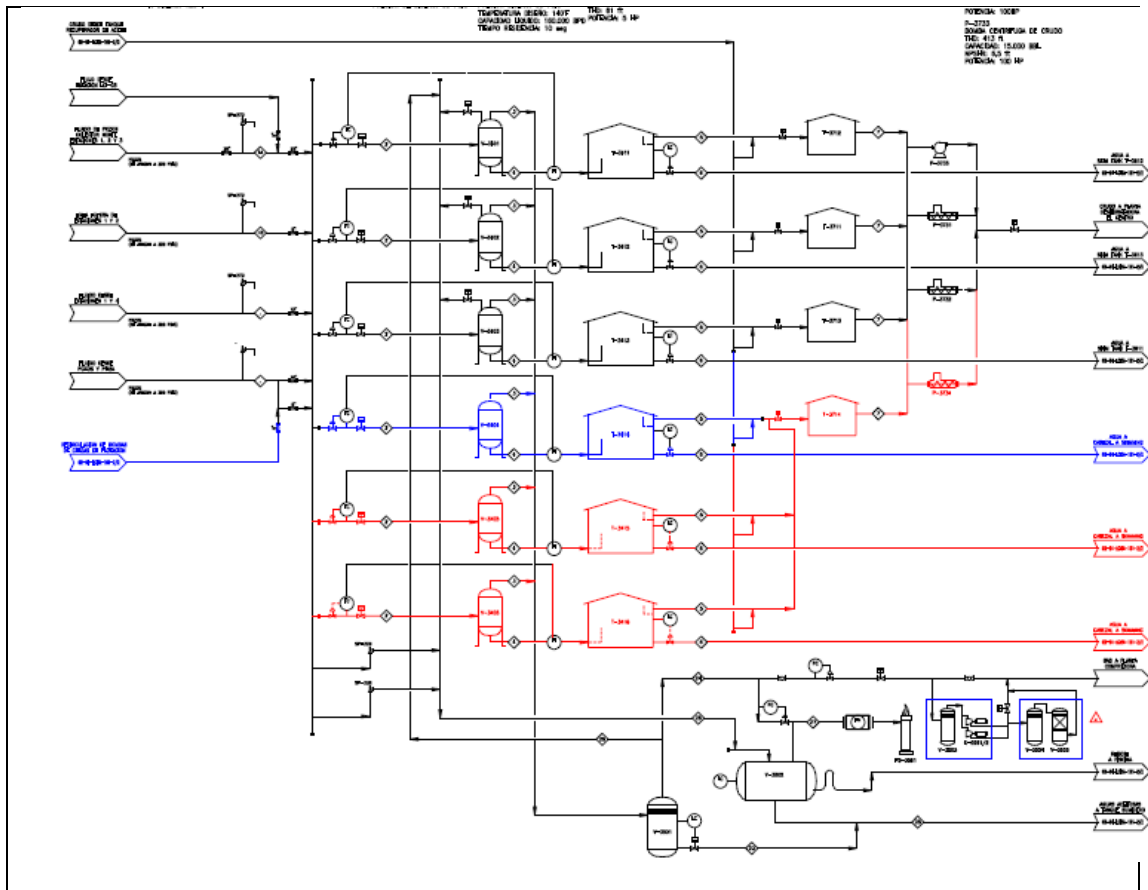
**Figura 17. Ubicación y porcentaje de producción manejada por las 5 estaciones que fiscalizan fluido.**



La estación 3A fue construida durante el desarrollo del proyecto La Cira Infantas, sus facilidades relevantes son: tres trenes de producción con bota de gas y tanque Gun Barrel, tres tanques de fiscalización, tres tanques de desnate y celdas de flotación, sistema contra-incendios y sistemas de bombeo de agua y crudo y tratamiento de gas; además, se han hecho modificaciones para ampliar su capacidad de tratamiento con otros tres trenes de producción, celda de flotación y sistema de bombeo de crudo y

agua (ver figura 18). Con estas facilidades, la capacidad de la estación es de 260000 bfpd, en la actualidad, procesa un volumen promedio de 160 000 bfpd acorde con los parámetros de calidad de las corrientes de agua, crudo y gas.

Figura 18. Diagrama de proceso estación LCI3A.



Fuente: Proyecto La Cira Infantas.

Por su parte la estación 2, se encuentra dentro del conjunto de estaciones pequeñas existentes desde antes del inicio del proyecto La Cira Infantas, con facilidades de producción básicas que incluyen: separador general, separadores de medida, dos tanques de almacenamiento, sistema contra-incendio, celda de floración y sistemas de bombeo (ver figura 19). Durante el desarrollo del proyecto se han realizado algunas ampliaciones y adecuaciones que han permitido aumentar su capacidad de tratamiento hasta los 110000 bfpd; se incluye la instalación de tres separadores trifásicos, un tanque de desnate, celda de flotación y sistema de bombeo de agua y crudo. La estación procesa alrededor de 108000 bfpd y su operación

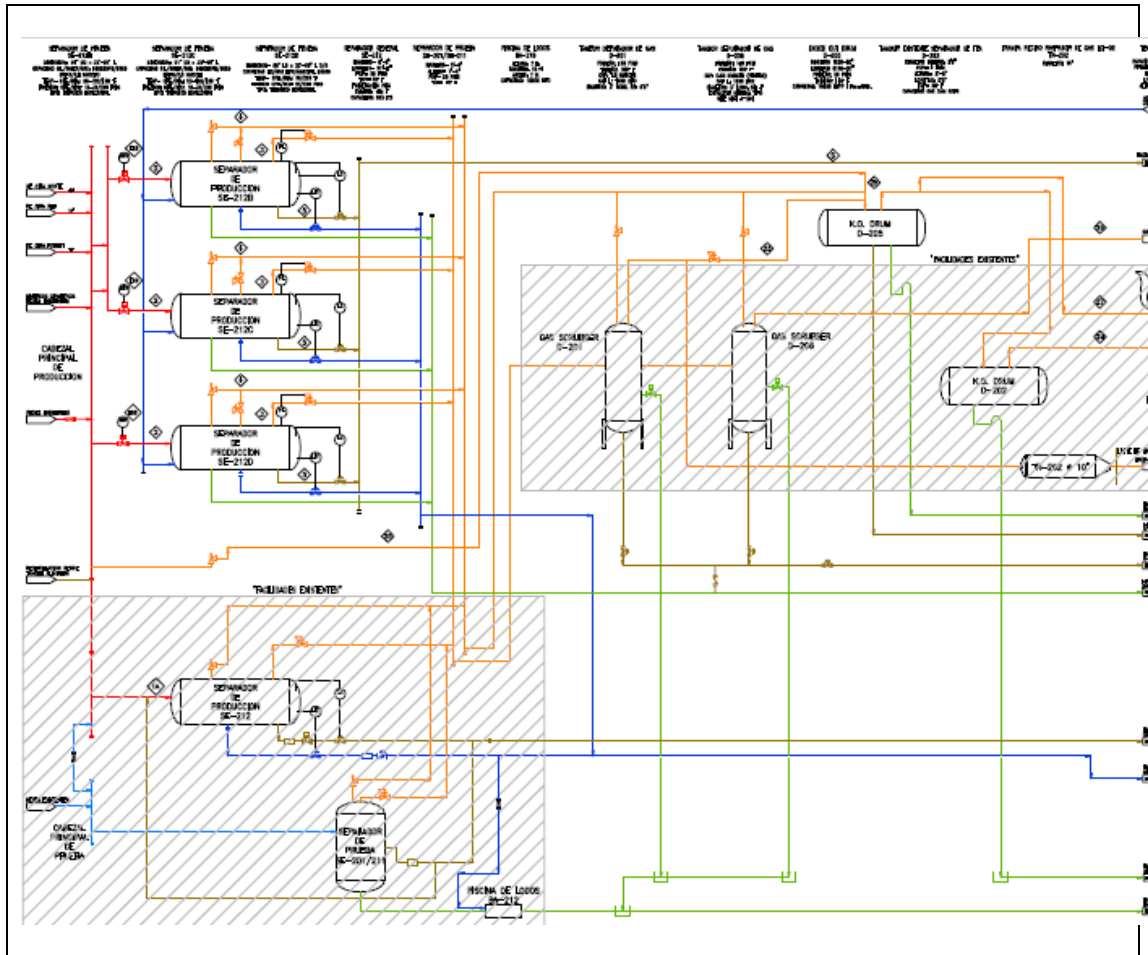
es muy cercana a su máxima capacidad, lo que ha provocado repercusiones operativas como:

Tratamientos ineficientes y fuera de especificaciones, se incrementa la probabilidad de escapes de fluidos al ambiente y restricciones en el sistema de recolección.

No aseguramiento del plan de desarrollo del campo respecto a pozos futuros asociados al área de la estación 2.

Acorde a sus capacidades se presenta un desbalance de la carga volumétrica de fluidos entre las estaciones 2 y 3a.

Figura 19. Diagrama de proceso estación LCI2.



Fuente: Proyecto La Cira Infantas

## 6.2 Evaluación de alternativas para manejo de fluido en la estación LCI2

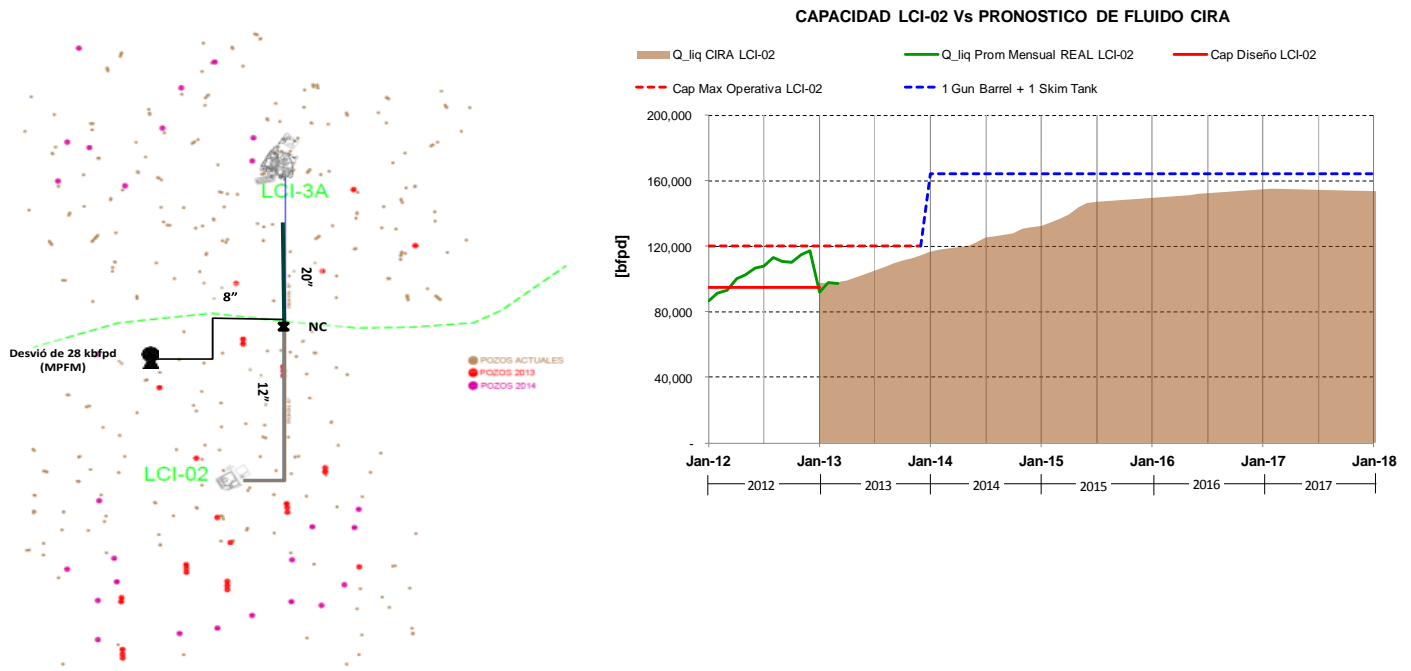
Para soportar la carga volumétrica actual y desarrollo futuro de pozos cercanos a la estación LCI2, se plantearon las opciones de ampliar la facilidad o realizar una serie de desvíos sectorizados que permitan aprovechar la capacidad total en la estación LCI3A. La ampliación incluía la adecuación de terrenos cercanos, construcción de un tanque Gun Barrel, un tanque de desnate y ampliación de los sistemas de transferencia de crudo y bombeo de agua producida hasta una capacidad de 170000 bfpd. Los costos asociados a estas obras se estiman alrededor de los 27 millones de dólares y un tiempo de ejecución no menor de 10 meses (ver figura 20). Por otro lado, se planteó el desvío de fluidos por medio de un sistema de bomba multifásica (Mpp<sup>23</sup>), ubicada en un punto intermedio y equidistante de las estaciones LCI2 y 3A, permitiendo el aprovechamiento de tuberías existentes y flexibilidad para el desvío de 50000 barriles equivalentes día hacia la estación LCI3A (unos 35000 bfpd). Los costos por adecuación e instalación de un sistema de bombeo multifásico se estiman en menos de 3 millones de dólares (incluyendo spare<sup>24</sup>), el tiempo para la construcción de las obras está alrededor de los 4 meses.

---

23 Termino en inglés de la bombas multifásicas "Multiphase Pumps"

24 Termino en inglés para designar la Bomba de respaldo

**Figura 20. Ubicación planteada del sistema de bomba multifásica y capacidad para una eventual ampliación de la estación LCI2.**



Fuente: Proyecto La Cira Infantas.

Las principales ventajas y desventajas entre las opciones se plasman en la tabla 5; en la misma, se observa que son de alto impacto las diferencias en costo y beneficio a favor del sistema de bomba multifásica. Por tal motivo, se opta por este sistema para cumplir el plan de manejo actual y futuro de los fluidos de producción; así se evita la necesidad ampliar y modificar la estación LCI2 y se centraliza el tratamiento de fluidos en la estación LCI3A.

**Tabla 5. Comparativo alternativas para manejo de fluidos en la estación LCI2.**

<b>Requerimiento: “realizar el mejor balance de fluidos acorde a los pronósticos de producción y la capacidad de las estaciones LCI2 y 3a (110 y 260 Kbpd)”</b>			
<i>Opción 1) Manejo de fluidos estación LCI-02 optimizando lo existente y redefiniendo el alcance de ampliación, costo aproximado US\$27 MM</i>		<i>Opción 2) Manejo de fluidos entre estaciones LCI-02 y 3A a través de un sistema de bombeo MPP CON VSD, costo aproximado &lt; US\$3 MM</i>	
Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
Manejo y proceso de fluidos en un solo	Alto costo de	Se desvía los fluidos necesarios hacia la estación LCI3A	Se requiere supervisar del equipo en sitio y

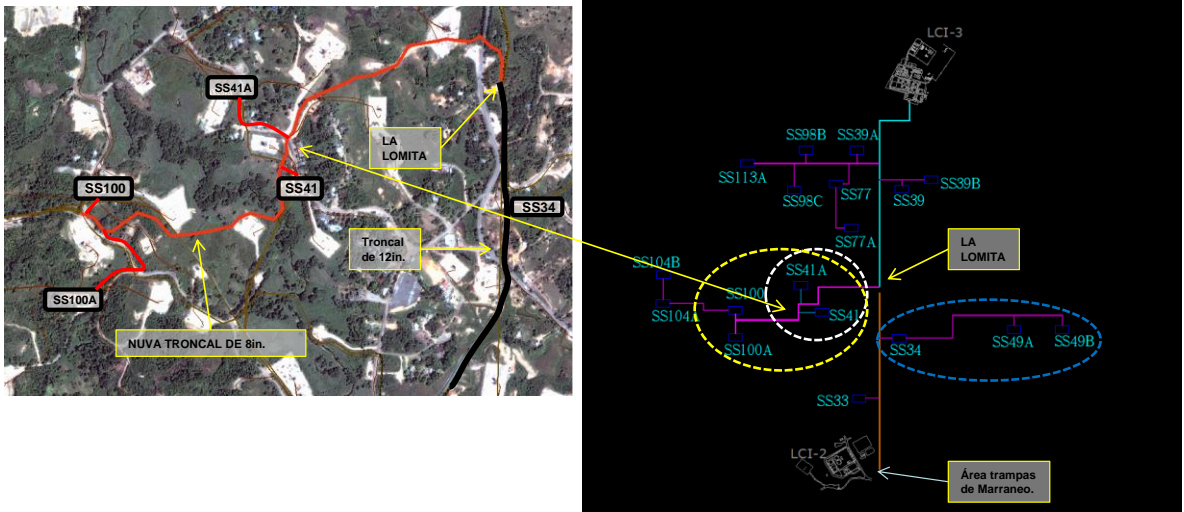
punto (estación LCI-02)	inversión US\$27 MM	(amplia capacidad), manteniendo una carga de fluido aceptable en la estación LCI2	periódica (Técnico) y remota y permanente (CIO)
Amplia capacidad para el recibo de fluidos futuros en el área	La capacidad instalada sobrepasa el pronóstico de fluidos futuros para el área	Se proporciona la energía para que los pozos fluyan dentro de su ventana de operación y con presiones en cabeza cercanas a su condición inicial.  Bajo costo de inversión comparado con la ampliación, US\$3 MM	
Se mantienen los requerimientos operacionales actuales	Se requiere evaluar inversiones adicionales para transferencia de agua y bombeo de crudo	Se baja carga en la estación LCI2, permitiendo el manejo de fluidos futuros sin exceder su capacidad	

### 6.3 Ubicación del sistema de bombeo multifásico entre las estación LCI2 y 3<sup>a</sup>.

Aprovechando el sistema de tuberías actuales y volúmenes de producción de alto impacto de la estación LCI2, se estableció como punto estratégico y de referencia el desvío de fluidos de los sistemas de producción de las Serpentin<sup>25</sup> 41 y 41A, 100 y 100A y futuro 104 y 104A; ver figura 21. Con la implementación de los desvíos se lograra el direccionamiento de un volumen 27 y 32 kbfpd y, a través de un sistema de tuberías existente que incluyen un ramal de 8 y la troncal de 12 y 20 pulgadas entre la estación LCI2 y LCI3A el incremento a 40 kbfpd, con la inclusión de las Serpentin<sup>25</sup> 104 y 104<sup>a</sup>.

<sup>25</sup> Nombre con el que se conoce en campo los manifold de producción

**Figura 21. Ubicación del sistema de bomba multifásica.**



Fuente: Proyecto La Cira Infantas.

Se definió como punto de ubicación de la bomba la plataforma del pozo productor C2PP4, en un área cercana al sistema de serpentinas y tuberías afectadas de aproximadamente 4000 metros cuadrados, suficientes para la adecuación e instalación de equipos e ingreso de maquinaria. La plataforma tiene la ventaja de encontrarse en un punto equidistante a las estaciones LCI2 y 3A y aguas abajo de los sistemas que se requieren desviar (ver figura 22); además, de las facilidades locativas como puntos de acceso, ubicación de telecomunicaciones y cercanías a antenas receptoras y transmisoras.

**Figura 22. Detalle ubicación pozo C2PP4.**



Fuente: Proyecto La Cira Infantas.

## 6.4 Dimensionamiento y selección del sistema de bombeo multifásico

Se dimensionó un sistema de bombeo para un flujo de 27 a 32 kbfd y una relación gas aceite promedio de 93 scf/stb (flujo equivalente menor a 50 kbepd), con un corte de agua promedio del 90%; conforme a su situación, este volumen es suficiente para equilibrar la carga de fluido en la estación LCI2. El sistema tendría un equipo en operación y otro en spare<sup>26</sup>, que puede operar en paralelo y alcanzar hasta los 100 barriles equivalentes día; de esta manera, se abre la posibilidad del desvío del fluido de las serpentinas 104A y 104B, ubicadas aguas arriba de la Ss100; 13 Kbfd adicionales. Las condiciones de operación de la bomba, se resumen en detalle en la tabla 6.

**Tabla 6. Parámetros de operación bomba multifásica.**

<b>Condición de operación de la bomba multifásica (Mpp)</b>		
Presión de succión	50	psi
Presión de descarga	160	psi
Caudal de líquido	27000	bfpd
Caudal de aceite	2532	bopd
Corte de agua	89.45	%
Relación gas aceite	93.05	Scf/stb
Temperatura de fluido	98	°F
Densidad de la mezcla	55	Lb/ft <sup>3</sup>
Viscosidad de la mezcla	5.5	cP

Cumpliendo con la ventana de operación de la bomba y sin superar el flujo equivalente máximo<sup>27</sup> (50 bepd), los fluidos desviados de las serpentinas 41, 41A, 100 y 100A estarían cercanos a los 25 kbfpd y una relación gas aceite de 90 scf/stb; ver tabla 7:

**Tabla 7. Balance de fluidos desviados hacia la bomba.**

<b>Sistemas de pozos alineados a la bomba multifásica</b>				
<b>Serpentina</b>	<b>Numero de pozos</b>	<b>Caudal de líquido [bfpd]</b>	<b>Caudal de aceite [bopd]</b>	<b>% BSW</b>
41	6	5780	623	89
41A	8	5860	537	90.8
100	7	5815	432	92.5
100A	11	7380	748	89.86

<sup>26</sup> Terminó en inglés con el que conocen los equipos de respaldo

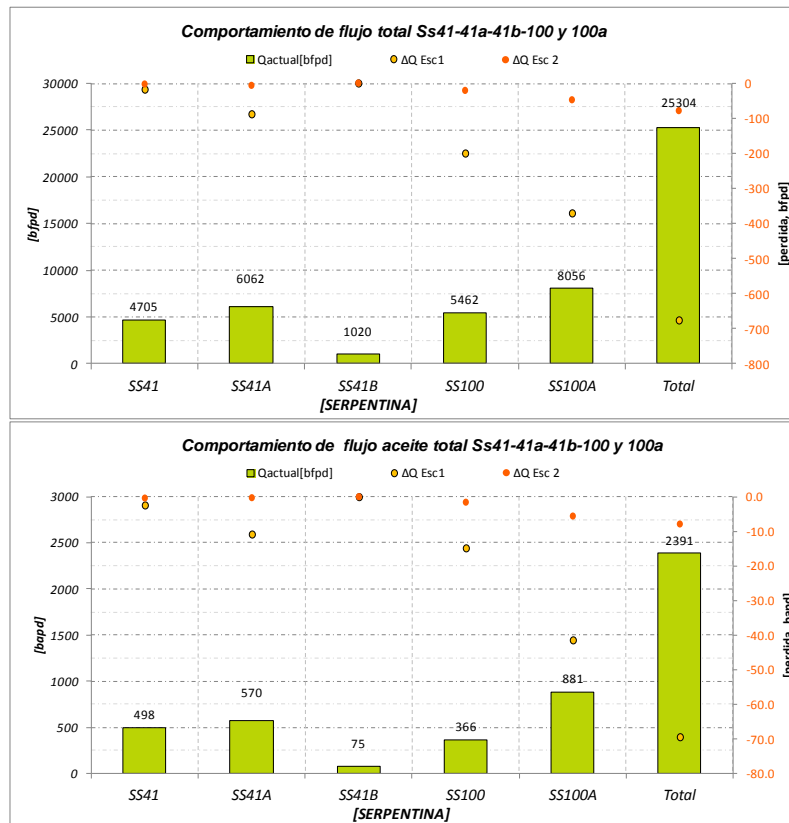
<sup>27</sup> Se refiere al flujo combinado de líquido y gas

## 6.5 Predicción del comportamiento del sistema y bomba multifásica

Se realiza una serie de simulaciones en los modelos hidráulicos del campo, donde se considera el escenario actual de fluidos hacia la estación LCI2 y la implementación, con y sin bomba multifásica, de desvíos de los fluidos a la estación LCI3A.

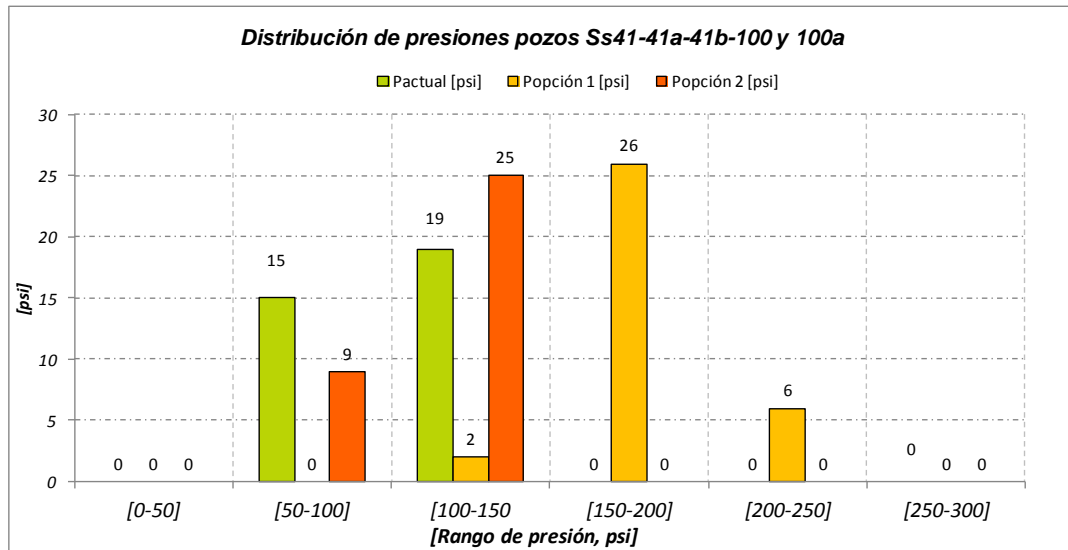
En la figura 23, se grafica la variación de fluido total y de aceite respecto a la condición inicial de alineaciones hacia la estación LCI2 y su desvío con y sin sistema de bombeo multifásico ( $\Delta Q$  Esc1 y  $\Delta Q$  Esc2 respectivamente). Se estima que sólo por incrementos de presión, las pérdidas volumétricas al desviar los fluidos sin bomba pueden estar alrededor de los 700 bfpd (aproximadamente 100 bopd); mientras que, con la implementación del sistema de bombeo multifásico, las condiciones de flujo son muy similares a las iniciales o de alineaciones hacia la estación LCI2; pero, las pérdidas en este caso, son muy pequeñas. Es importante considerar que para el escenario de desvío sin bomba, no se cuantifican las pérdidas asociadas a pozos que superan la ventana de operación por presión, establecida en máximo 250 psi por protección de la tubería en superficie.

Figura 23. Comportamiento de flujo total y de aceite para los escenarios analizados.



En la figura 24, se grafica la distribución de presiones en cabeza para los 34 pozos en los escenarios de alineaciones hacia la estación LCI2 (actual) y hacia la estación LCI3A con y sin sistema de bombeo multifásico. En el escenario de direccionamiento sin sistema de bombeo, se tendría una condición crítica en 6 pozos que estarían en un rango de presión en cabeza muy cercano al límite operativo de 250 psi; es posible, en la práctica que se tenga apagado de pozos y producción diferida adicional en 250 barriles día de aceite. En resumen, se podría acumular una pérdida de 350 barriles día de aceite (250 por apagado de pozos y 100 por incremento de presión), al direccionar fluidos de las estaciones LCI2 a LCI3 sin sistema de bomba multifásica. En términos generales, en el escenario de direccionamiento con sistema de bombeo, se permitirá igualar las condiciones de presión como si los fluidos estuviesen direccionados hacia la estación LCI2. En este último caso, no se tendrían pozos cerca o por fuera de la ventana de operación por presión en cabeza.

**Figura 24. Distribución de presión en cabeza para los escenarios analizados.**  
**Escenarios: Pactual. Pozos direccionados a la estación LCI2; Popción 1. Pozos direccionados a la estación LCI3A sin sistema de bombeo multifásico; Popción 2. Pozos direccionados a la estación LCI3A con sistema de bombeo multifásico.**



## 7 IMPLEMENTACIÓN DE LOS DESVÍOS DE FLUIDOS HACIA LA ESTACIÓN LCI3A

### 7.1 Filosofía de operación y control bomba multifásica (Cira, 2014)

El equipo de bombeo multifásico MPP está diseñado con un control por presión, teniendo la capacidad de monitorear señales de presión provenientes del proceso (sensores de presión de succión y descarga), dichas señales son procesadas a través de un control PID<sup>28</sup>, el cual optimiza la respuesta de velocidad del bombeo para estabilizar la presión del proceso a un punto de ajuste pre-establecido por el operador.

A su vez, el equipo de bombeo al monitorear las variables de campo puede establecer límites y disparos para su control, tales como: alta presión diferencial, alta presión de succión y alta presión de descarga.

Se dispone de un sistema de control por temperatura del elastómero de la bomba, para asegurar la operación dentro de los parámetros de diseño. En este sentido se tiene configurada la estrategia de control siguiente:

Telast < 180°F ----- Control deshabilitado; el sistema funciona adecuadamente para cualquier temperatura por debajo de 180 F.

180 °F < Telast < 200°F ----- Control de velocidad. Si la temperatura del elastómero se incrementa por encima de 180°F, comienza una rampa de disminución de velocidad.

Telast > 200°F ----- el control coloca el sistema en 20 Hz, lo cual corresponde a la velocidad mínima del sistema.

Telast > 205°F ----- Paro de la bomba, por encima de este valor se pueden generar daños irreversibles en el elastómero.

La rampa de disminución de velocidad la cual se activa por temperaturas entre 180°F y 200°F, consiste en bajar la velocidad de la bomba hasta que la temperatura se encuentre por debajo de 180°F. El control de la rampa está programado para tener el menor impacto posible en la presión de succión al bajar gradualmente la velocidad, evitando que existan cambios bruscos u oscilaciones que puedan afectar el proceso. En relación a la ya mencionada rampa, la aplicación cuenta con una alarma que se acciona si la temperatura del elastómero ha pasado los 180°F por más de 20 minutos en total de una hora.

---

<sup>28</sup> Proporcional-Integral-Derivativo

El sistema al monitorear las variables de campo declara límites y disparos en el equipo que provocarán una reacción en el mismo, las variables controladas son:

Alta presión de descarga, condición ideal 136 psig. Control: Alta presión de descarga, cuando la presión de descarga es mayor a la presión en la línea troncal (220 psi), esta condición generará un paro del sistema. Igualmente se dispone de un sistema de control por temperatura del elastómero, para asegurar la operación dentro de los parámetros de diseño.

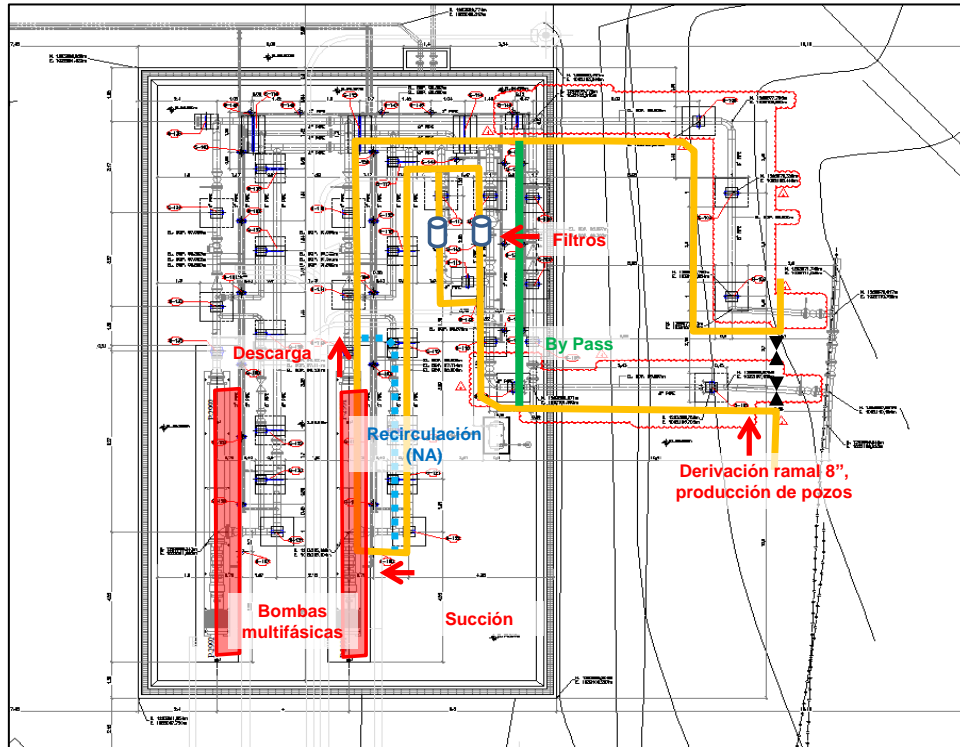
Baja presión diferencial, cuando la presión de descarga sea menor a la presión de succión. Esta condición provocara un paro del equipo, pues la bomba no está ejerciendo acción de bombeo.

Baja presión de succión, condición ideal 40 psig. Control: 1) Baja presión de succión, cuando la presión de succión sea menor a 5 PSIG . Esta condición provoca un paro del equipo y 2) Baja presión de succión, cuando la presión de succión sea menor a 30 PSIG. Esta condición provoca que el equipo baje hasta su velocidad mínima de 20 Hz.

Esta aplicación de bomba multifásica posee válvulas de retención (o válvulas cheques) en la línea de descarga y en la línea de desvío. Durante operación del sistema con la bomba multifásica fuera de servicio, el fluido circula a través del desvío y la válvula de retención de la descarga se mantiene cerrada; ver figura 25. Una vez puesto en servicio el sistema, se debe asegurar que la succión esté libre de obstrucciones, y cuando comience la acción de bombeo, se incrementara la presión en la descarga de la bomba hasta que la presión del fluido de proceso active la válvula de retención de la descarga y cierre la válvula de retención del desvío, logrando que todo el fluido pase a través de la bomba. Esta acción puede tomar aproximadamente 30 minutos para el primer arranque del sistema, toda vez que la goma del estator debe reaccionar al calor y crudo para comenzar su proceso de hinchamiento y lograr su condición optima, lo cual se estima en 72 horas.

Si se dispone de válvulas manuales en la descarga de la bomba multifásica, esta se debe abrir parcialmente pues la fuerza del fluido puede ocasionar el giro de esta a una velocidad no controlada por el sistema durante periodos transitorios.

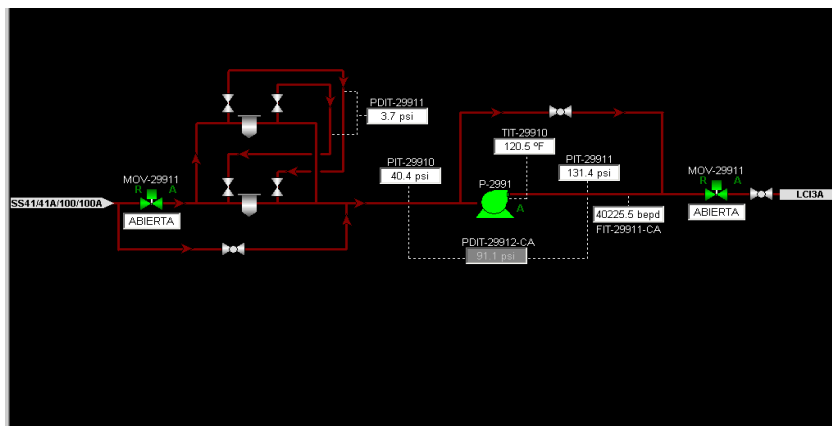
Figura 25. Detalle de planta del sistema de bombeo multifásico



Fuente: Proyecto La Cira Infantas.

Algunas las señales se monitorean en línea con el sistema de control y automatización del campo, en específico se realiza seguimiento al diferencial de presión en el filtro, presión a la succión y descarga y su diferencial, temperatura en el elastómero y válvulas de control a la entrada y salida del sistema, además se cuenta con una señal inferida de flujo equivalente (líquido + gas), derivado de variables eléctricas del sistema; ver figura 26.

Figura 26. Esquema de monitoreo del sistema de bomba multifásica.



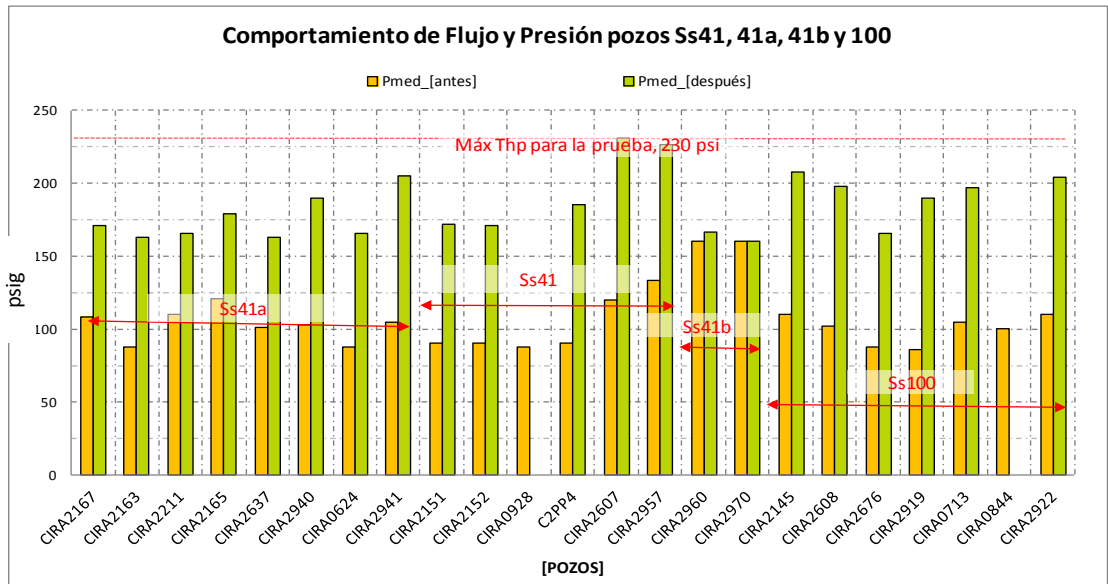
Fuente: Proyecto La Cira Infantas.

## 7.2 Pruebas iniciales de direccionamiento de fluidos sin sistema de bombeo multifásico.

Se realizaron pruebas iniciales de direccionamiento de fluidos hacia la estación LCI3A con el objeto de evaluar el comportamiento hidráulico del sistema, dar alivio inicial en la capacidad de procesamiento de la estación LCI2 y obtener información relevante antes del arranque de sistema de bombeo multifásico. Por predicciones y simulaciones, se incluyó exclusivamente los fluidos de los pozos de las Serpentinillas 41, 41A y 100 (31 pozos y 17455 bfpd), donde se esperaba mantener condiciones de presión en cabeza por debajo de límite por alta presión; 250 psig.

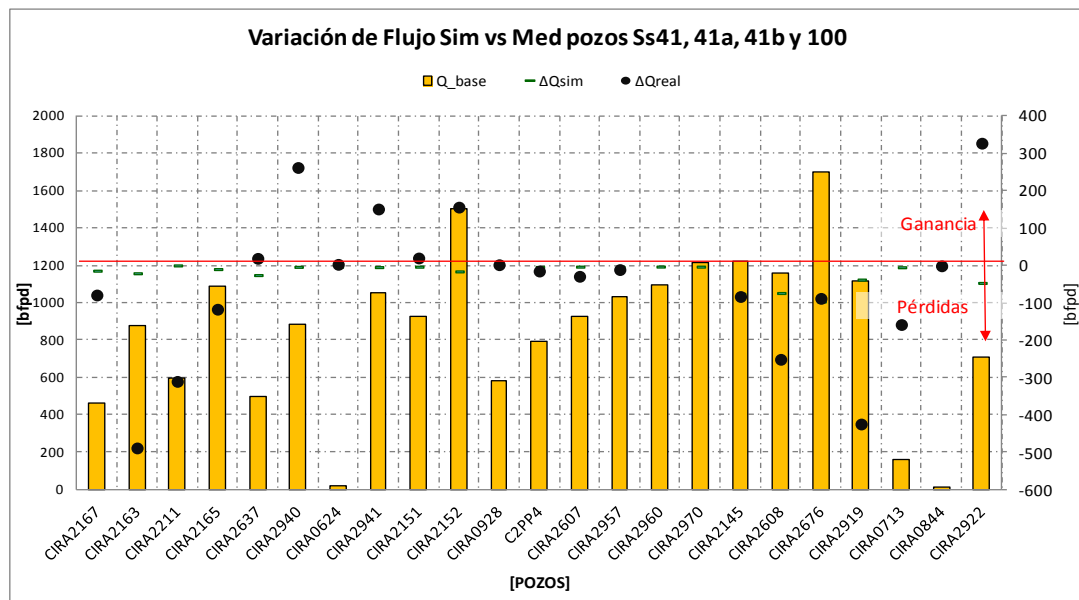
El comportamiento de presión en los pozos se pueden observar en la figura 27. Se evidencia que los incrementos de presión estuvieron en los rangos estimados, es decir, en promedio de 90 psig, y sin casos que superasen el límite de la ventana de operación de 250 psig. De todas formas; se tienen 5 pozos en el rango de presión mayor a 200 psig, en donde perturbaciones, incluyendo mayor producción, pueden provocar incrementos de presión que desemboquen en la activación de las protecciones y apagado de pozos.

**Figura 27. Comportamiento de presión en cabeza de los pozos asociados a las Serpentinillas 41, 41A y 100.**



Basado en la figura 28, con la maniobra se presentan variaciones o pérdidas de fluido de hasta 1156 b/d (aproximadamente 116 b/d de aceite), superando las estimaciones realizadas por simulaciones de 463 b/d de fluido (46 b/d de aceite). Sin embargo se las variaciones están asociadas a condiciones particulares de cada pozo.

**Figura 28. Comportamiento de flujos en los pozos asociados a las Serpentinatas 41, 41A y 100.**



A continuación se amplía el análisis de los comportamientos de flujo y presión presentados en los pozos según su sistema de levantamiento artificial:

**Pozos bombeo mecánico:**

Los incrementos de presión en cabeza de pozo ( $thp^{29}$ ) se encuentran dentro de los rangos estimados por las simulaciones.

El pozo Cira2940 muestra leve aumento en la medida volumétrica; no obstante, el corte de agua también incrementa.

El pozo Cira2941 se encontraba perdiendo por deficiencia de bomba. Se encuentra en estabilización de su corte de agua.

Los pozos Cira0844, 624, C2PP4, 2607 y Cira2957 se mantienen en una condición estable.

Pendiente por ser intervenido el pozo Cira0928, fuera de servicio al momento de las pruebas.

Al momento de la prueba no se midió el pozo Cira0713.

<sup>29</sup> Tubing head pressure

#### Pozos pcp:

Luego del cambio de alineación de las Serpentinadas, el pozo Cira2167 disminuye nivel (no hay afectación por inyectores), por lo cual inicialmente se hace necesario bajar rpm. La prueba volumétrica, evidencia esta acción; pérdida 20 b/d de aceite. La condición actual muestra una leve recuperación por lo que se incrementa nuevamente las rpm en el sistema.

El pozo Cira2163 se encuentra en monitoreo y estabilización tras la falla e intervención.

Se presenta variación en los niveles de fluido del pozo Cira2211, por lo que se ha ajustado continuamente la velocidad del sistema. Las pruebas volumétricas muestran esta situación.

Se evidencia pérdida de fluido en el pozo Cira2165, asociada al incremento de presión.

Se han mantenido las condiciones de flujo y presión en cabeza para el pozo Cira2151.

Aumento en la velocidad del sistema tras desvió en el pozo Cira2152.

Al efectuarse el desvió el pozo Cira2919 se encontraba intervenido, en seguimiento, por falla en tubería.

Se observa un incremento del aporte de fluido del pozo Cira2922, asociado al incremento en la velocidad del sistema.

Pese al incremento en la Thp se mantuvo condiciones de flujo estables en el pozo Cira2145, se observa alguna pérdida asociada a incrementos en el corte de agua.

#### Pozos con bomba electro-sumergible y electro-pcp:

Según las pruebas, el pozo Cira2637 muestra aumento del corte de agua, lo cual conlleva a una variación de 11 b/d de aceite.

Respecto a la última medida en el pozo Cira2676 se observa una disminución de flujo de 90 b/d de fluido, asociado al incremento de la Thp, sin embargo luego se ajusta e incrementa la velocidad en 1.4 Hz.

Respecto a las medidas del 15-oct (1159 b/d de fluido) y 18-Nov (906 b/d de fluido) en el pozo Cira2608, se produce una pérdida de fluido de 253

b/d de fluido, no obstante se presenta también una disminución en la velocidad de la bomba (1.5 Hz) e incremento en la Pip30 y Chp31 (40 psi).

### **7.3 Alineación y arranque del sistema de bombeo multifásico**

Se habilitan inicialmente los sistemas esenciales y los sistemas utilitarios como energía eléctrica y los sistemas de drenaje. Además se realizaron las siguientes actividades con el apoyo del personal de operaciones, proveedor del equipo de bomba multifásica e ingeniería y mantenimiento de Ecopetrol y Occidental:

Inventario de pozos operativos a las serpentinas alineadas al sistema; al momento del arranque 34 pozos.

Línea base de producción (Mínimo 12.000 BPD de líquido – Máximo 27.560 BDP líquido).

Confirmación de la alineación de las Serpentinas involucradas; Ss41, 41A, 100 y 100A.

Limpieza de líneas y verificación de no obstrucciones (flushing<sup>32</sup>).

Inspección de la Canastilla de filtro en succión de la bomba.

Inspección visual del equipo, verificación que todas las guardas están fijadas, pernos con el torque indicado y que nada obstruya la ventilación adecuada del equipo o el acceso libre al mismo.

Pre-lubricación de la bomba con el crudo del sistema.

Activación de toda la instrumentación en forma manual.

Activación de toda la instrumentación asociada a las variables de control del sistema.

Verificación de las válvulas dispuestas para que el sistema, solo en caso de falla en la bomba y en operación NA33, tenga la flexibilidad de operar a través del By-Pass<sup>34</sup> de la bomba hacia la Estación LCI03A; el conjunto multifásico posee válvulas de retención (cheque) en la línea de descarga y en la línea de desvío que permiten la conmutación del fluido que viene de la bomba y aquel que viene de la serpentina. Durante la operación y

---

<sup>30</sup> Presión a la entrada de la bomba

<sup>31</sup> Presión cabeza del anular

<sup>32</sup> Término usado para describir la limpieza de líneas con agua a presión.

<sup>33</sup> Normalmente abierta

<sup>34</sup> Término usado para describir la facilidad que permite el desvío de fluidos

pruebas del sistema, con la bomba fuera de servicio, el fluido circula a través del bypass y la válvula de retención de la descarga se mantiene cerrada.

El sistema arrancó normalmente con el lazo de control de presión operativo, los permisivos de proceso para el arranque involucran (INFANTAS, 2014):

PIT-29911 / PIT-29912/ RTD-29911/ PDIT-29911 operativos y funcionales.

Válvulas MOV-29911/912 confirman apertura del sistema.

Válvula de control temperatura TCV-29911 operativa y funcional al 0%.

Velocidad de variador de velocidad de arranque 20 Hz (rampa a 30 segundos).

El sistema entró en operación succionando inicialmente el fluido de las serpentinas SS41 (5800 B/D de fluido) y SS41A (6623 B/D de fluido), para un caudal total de 12423 B/D de fluido; de donde se tiene 1208 B/D de aceite. Las serpentinas SS100 (6497 B/D de fluido) y SS100A (8640 B/D de fluido), continuaran direccionadas a la Estación LCI02. Luego de estabilizado el sistema con variables de control (presión de succión, descarga y temperatura de elastómero), en un tiempo de 48 horas se procedió a alinear los fluidos asociados a la serpentina SS100, para un caudal total de 18920 B/D de fluido; de donde se tiene 1691 B/D de aceite. Finalmente con las 3 serpentinas alineadas y 4 días después del inicio de las pruebas, se desviarán los fluidos asociados a la SS 100A, para un caudal total de 27560 B/D de fluido; de donde se tiene 2516 B/D de aceite. Durante las pruebas el sistema de bomba y variador operaron en condiciones normales (figura 29) al igual que el sistema de recolección y pozos desviados, el comportamiento de los mismos se detalla en el siguiente capítulo.

**Figura 29. Bomba multifásica y variador.**



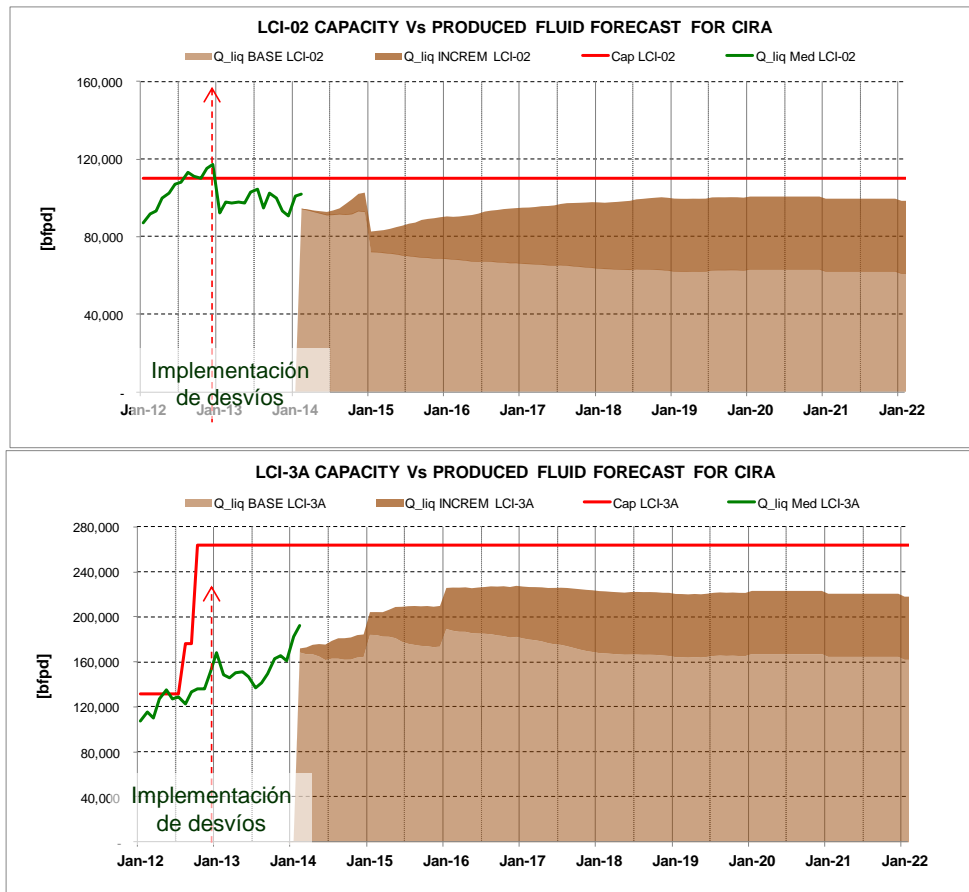
**Fuente: Proyecto La Cira Infantas.**

## 8 EVALUACIÓN DE LOS EFECTOS DEL SISTEMA DE BOMBA MULTIFÁSICA

### 8.1 Estaciones de recolección LCI2 y LCI3A

A partir de los desvíos de fluidos realizados con el sistema de bomba multifásica se logra balancear las estaciones acorde con sus capacidades de tratamiento; en este sentido, se aprovecha la capacidad instalada en la estación LCI3A al llevar más fluido y se da alivio al reducir proporcionalmente el fluido la estación LCI2; ver figura 40. También se obtienen beneficios indirectos como la mejora en calidad de las corrientes de fluido tratado (crudo, agua y gas) para su disposición en las Plantas de Deshidratación, Inyección y de Gas y la disponibilidad de capacidad en la estación LCI2 para el tratamiento de fluido de pozos nuevos; luego de unos meses, se reciben aproximadamente 2850 b/d de fluido adicional (1022 b/d de aceite) de pozos nuevos de las áreas Cira Sur y Cira Sur A1 alineados a la estación LCI2.

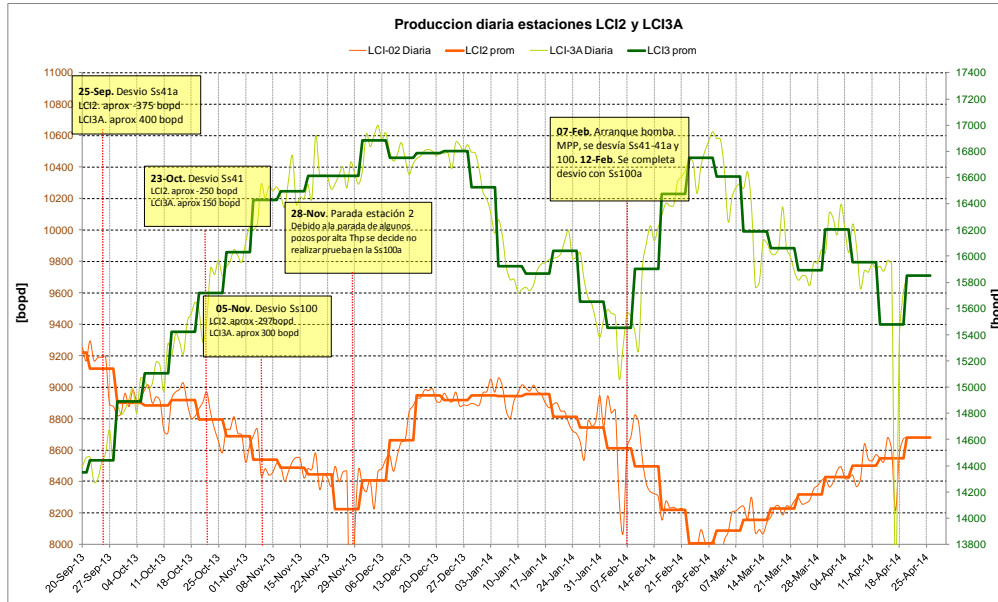
Figura 30. Capacidad vs Producción actual y Pronósticos de los fluidos.



Fuente: Proyecto La Cira Infantas

En general, cada desvío secuencial de fluido se reflejó proporcionalmente en las estaciones LCI2 y 3A (figura 31), siendo mínimo el impacto en la producción que se tenía antes de la maniobra.

**Figura 31. Seguimiento producción en estaciones LCI2 y 3A.**



## 8.2 Pozos afectados por el sistema de bomba multifásica

Se evalúa el impacto del desvío de fluidos con el sistema de bomba multifásica teniendo en cuenta estas consideraciones:

El estudio se hizo con base en datos obtenidos en las primeras 98 horas de operación. A partir de este punto, las comparaciones son más difíciles por las demás variables involucradas en el sistema y ajenas al efecto por la bomba; cambios de velocidad, variaciones en inyección, entre otras.

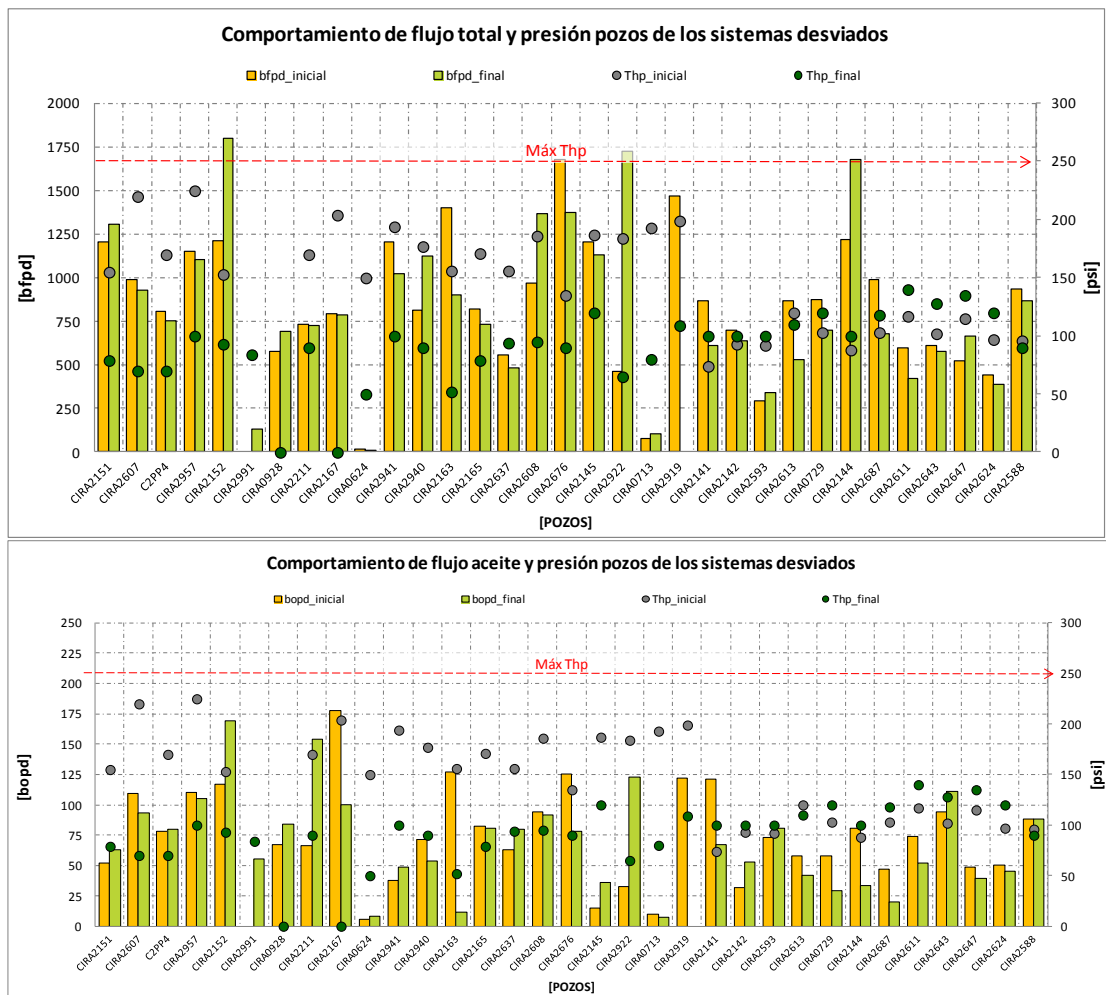
Hubo pozos que estaban conectados al sistema pero no se tomaron en cuenta para el estudio debido al cambio de las variables de los mismos; ajuste de velocidad, estabilidad de bsw35, entre otros.

Se evaluaron los pozos de la Serpentina 100a en su condición con y sin bomba multifásica a la estación LCI3A, por no ser comparables no se tomaron en cuenta en el corte de datos en su condición de fluir hacia la estación 2.

35 Periodo de tiempo de estabilización del pozo después de una intervención.

Las siguientes gráficas sintetizan el comportamiento general de presiones en cabeza (Thp) y mediciones de fluido total y de aceite antes y durante las pruebas; basados en estos datos, se presenta un análisis de resultados clasificando la población de pozos según el sistema de levantamiento artificial y consolidando en una tabla final los efectos por presiones, consumos energéticos y producción.

**Figura 32. Comportamiento de flujo total y flujo de aceite vs presión en cabeza.**



**a. Pozos con sistema de levantamiento por bombeo mecánico (13 pozos)**

1) Se presenta una caída en promedio de 93 psi en la presión en cabeza (Thp); ver figura 32.

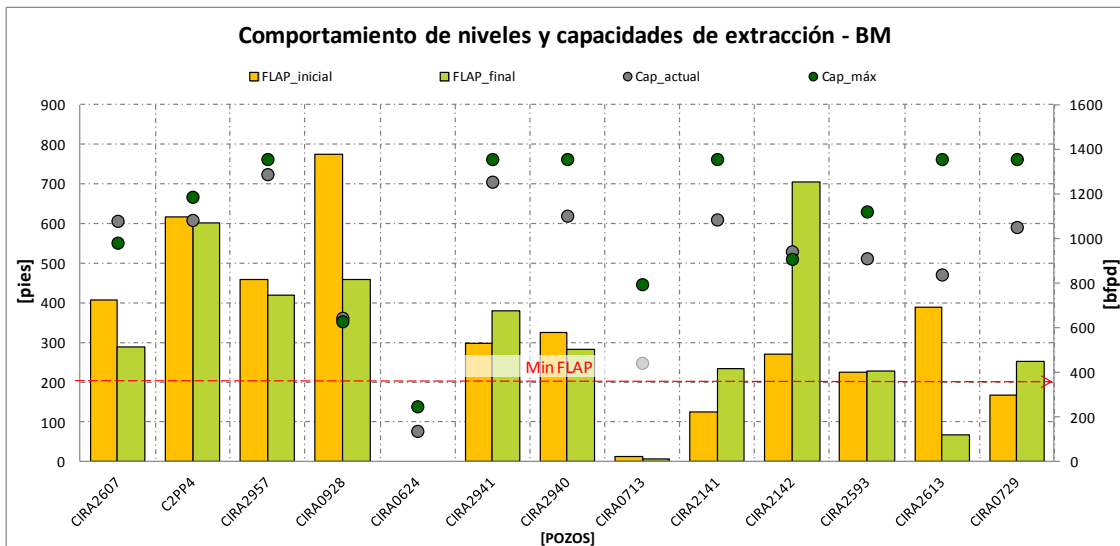
2) La presión en cabeza de los pozos asociados al sistema bajó en promedio un 48%.

3) Hubo un incremento de fluido de 13 b/d de aceite por efecto de la disminución de pérdidas de presión en superficie; ver figura 32.

4) Se evidencia que en pozos con niveles altos de sumergencia<sup>36</sup>, la capacidad máxima de extracción limita las acciones de optimización; ver figura 33.

5) Durante las pruebas no se encontraba en servicio el pozo Cira0624.

**Figura 33. Comportamiento de niveles y capacidades de extracción para la muestra de pozos con sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico.**



**b. Pozos con sistema de levantamiento pcp (13 pozos) y electro-pcp (1 pozo)**

1) Se presenta una caída en promedio de 83 psi en la presión en cabeza (Thp); figura 32.

2) La presión en cabeza de los pozos asociados al sistema bajó en promedio un 48%.

3) El pozo Cira2163 se encuentra en periodo de estabilización debido a shutdown<sup>37</sup> repetidos por bajo nivel. Se está llevando a su capacidad óptima; figura 34.

4) El pozo Cira2647 se encontraba en seguimiento, diagnóstico tubería rota. Actualmente el pozo se estabilizó y se encuentra en condiciones normales de operación; figura 34.

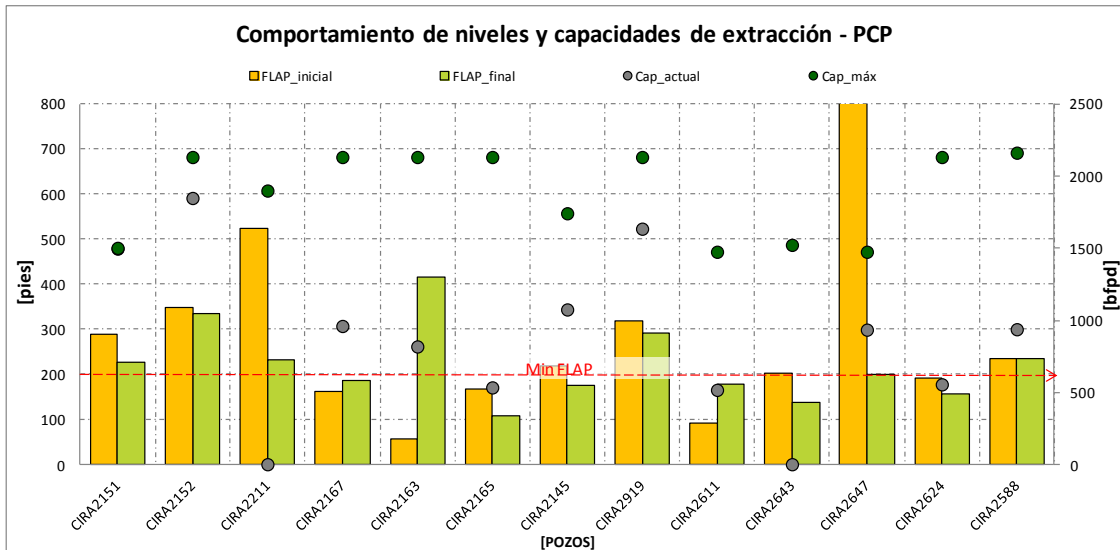
<sup>36</sup> Nivel de fluido sobre la bomba de subsuelo

<sup>37</sup> Termina en inglés para designar falla o apagado de equipos.

5) Se presenta una reducción de consumo de energía promedio de 2 amperios equivalente a 4% en los consumos de los equipos de pozos; ver detalle por pozo en los anexos.

6) Hubo un incremento de fluido de 18 b/d de aceite por efecto de la disminución de pérdidas de presión en superficie; figura 32.

**Figura 34. Comportamiento de niveles y capacidades de extracción para la muestra de pozos con sistema de levantamiento pcp.**



*c. Pozos con sistema de levantamiento electro-sumergible (6 pozos)*

1) Se presenta una caída en promedio de 46 psi en la presión en cabeza (Thp); figura 32.

2) La presión en cabeza de los pozos asociados al sistema bajó en promedio un 27%.

3) Se presenta una reducción de consumo de energía promedio de 0.17 amperios equivalente a 0.6% en los consumos de los equipos de pozos; ver detalle por pozo en los anexos.

4) Hubo una caída promedio de 7 psi en presión de entrada a la bomba de subsuelo (PIP) y la presión los pozos asociados al sistema bajó en promedio un 4%; ver detalle por pozo en los anexos.

5) Hubo un incremento de fluido de 15 b/d de aceite por efecto de la disminución de pérdidas de presión en superficie; figura 32.

*d. Síntesis de comportamiento de presiones, consumos energéticos y producción en pozos*

**Tabla 8. Síntesis de comportamiento de presiones, consumos energéticos y producción en pozos.**

<b>Presión de Cabeza (Thp)</b>	<b>Consumo Energético</b>	<b>Producción</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hubo una caída de <b>84 psi</b> en promedio en la presión en cabeza.</li> <li>• La presión en cabeza de los pozos asociados al sistema bajo en promedio un <b>47%</b>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción en <b>2</b> amperios en promedio en el consumo de los equipos (sin realizar el balance con el consumo de la bomba).</li> <li>• El consumo de los equipos bajo un promedio de <b>3%</b>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fluido de aceite adicional 46 bopd por efecto de la disminución de pérdidas en superficie según tipo de levantamiento.</li> </ul>

### **8.3 Evaluación del desempeño de la bomba multifásica**

Durante el desarrollo de las pruebas la disponibilidad y confiabilidad en el sistema fue superior al 99%; para este caso, se presentan algunas fallas en su mayoría asociados a factores externos que no afectaron los resultados dado que los tiempos de parada fueron cortos; en la tabla 9, se hace un resumen de los eventos durante la prueba.

**Tabla 9. Resumen de eventos ocurridos en la bomba Multifásica**

<b>Fecha / Hora</b>	<b>Descripción Evento</b>	<b>Tiempo parada</b>	<b>Comentario</b>
11-Febrero	Se realizó la incorporación al sistema de la Serpentina 100A	0min	
12-Febrero	Fuga mínima a nivel de línea succión y vibración leve en línea descarga, se corrige esta anomalía.	0min	
13-Febrero	Se realizó corrección de fuga en una	0min	Se realizó revisión de la facilidad mecánica en la descarga de la

	brida a la succión de la bomba.		bomba para fabricación de soporte intermedio y de esta manera eliminar vibración.
19-Febrero 09:50pm 20-Febrero 7:00 am	Cambios en la presión de entrada al sistema, elevándose a 35psi.	0min	El equipo ejecutó control por presión incrementando la velocidad a su máximo 160 rpm y estabiliza la presión. Se atribuye falla a posibles cambios en la producción asociada que maneja el sistema MPP.
24-Febrero	Alineación de un pozo nuevo Cira2919 al sistema de bombeo multifásico.	0min	
27-Febrero	Finalizado trabajo de acondicionamiento en la línea de descarga de la bomba MPP.	0min	Se mitigan problemas de vibración a la descarga de la bomba
05-Marzo 10:00 am	El equipo presentó una parada debido a una sobrecarga de corriente en el sistema. Se presumen cambios en la entrada del sistema.	18 min	*. Se presenta sobrecarga que rebasa los 180 A.  *. Se decide subir el punto de seteo del control por presión de succión de la bomba de 35 psi a 40 psi; por debajo del punto de control de 60 psi.
12-Marzo 10:00 am	El sistema registro una parada de 5 minutos por corte de energía eléctrica.	05 min	Una vez restablecido el suministro eléctrico del sistema, la estabilización tomo aprox. 1hora por la incorporación de los pozos.

Fuente: Proyecto La Cira Infantas.

Al final de la prueba se realizó una parada programada con el objeto de inspeccionar el equipo y realizar prueba de dureza<sup>38</sup> al elastómero y verificar que no hubiese habido una pérdida significativa en las propiedades del estator. La prueba de dureza se realizó en tres puntos y se tomaron cuatro muestras del elastómero para su posterior análisis; ver figura 35. Los resultados se resumen en la tabla 10, pero en general, se concluye que no hubo variación significativa en la dureza del elastómero. Durante el desarrollo de la prueba de dureza, también se hace muestreo y análisis del aceite de la caja reductora del equipo, el resultado concluye que el aceite

<sup>38</sup> Es la oposición que ofrecen los materiales a alteraciones como la penetración, la abrasión, el rayado, la cortadura, las deformaciones permanentes, entre otras.

está en óptimas condiciones y no se evidencian desgastes ni presencia de humedad que pueda comprometer los internos de la caja de engranajes.

Durante la parada se usa el bypass<sup>39</sup> para desviar el fluido de parte de los pozos directamente a la estación LCI3A, para evitar shutdown<sup>40</sup> en los pozos más lejanos; se realiza un desvío directo de la Serpentina 100A hacia estación LCI2; basado en la experiencia de los direccionamientos previos al arranque de la bomba.

**Tabla 10. Resultados prueba de dureza elastómero bomba multifásica**

<b>Crudo analizado.</b> Mezcla de igual proporciones de los pozos: SS-41, SS-41A, SS-100, SS-100A.	
<b>Muestra elastomérica.</b> Nitrilo con alto ACN (286).	
<b>Condición.</b> Elastómero (286), expuesto a la mezcla en condiciones de operación desde el 07-02-14 al 07-05-14 (2160 horas) comparada con medición en probetas de elastómero 286 en condiciones límpidas.	
<b>Propiedad</b>	<b>Evaluación</b>
Propiedades mecánicas	Buena
Temperaturas máximas de aplicación	200°F
Resistencia a la Abrasión	Buena
Resistencia al ampollado por el gas	Buena
Resistencia al ataque de aromáticos	Buena
Resistencia a presencia de CO2	Promedio
Tomando en cuenta los resultados obtenidos en las pruebas de dureza en elastómero Nitrilo con alto ACN (286) con un promedio de variación del 4,33 a escala de Shore <sup>41</sup> A es estable según características y propiedades del material límites recomendados a escala de laboratorio.	

Fuente: Proyecto La Cira Infantas.

La parada del equipo se aprovechó para probar la parada y el arranque remoto realizado desde el cuarto de control conocido como CIO, las cuales fueron exitosas aunque el sistema paró inmediatamente después de activar el comando, así mismo arrancó y estabilizó el sistema automáticamente después de 50 minutos.

39 Accesorios mecánicos utilizados para desviar una corriente de fluido.

40 Parada o salida de servicio de un equipo.

41 Consiste en dejar caer un identificador en la superficie del material y medir el rebote. Es una variable adimensional, pero consta de varias escalas. A mayor rebote -> mayor dureza. Aplicable para control de calidad superficial. Es un método elástico, no de penetración como los otros.

**Figura 35. Imágenes de las pruebas finales en la bomba multifásica. La primera imagen es la limpieza del área de prueba, y la segunda imagen hace referencia a la prueba de dureza en el elastómero.**



Fuente: Proyecto La Cira Infantas.

## 9 COSTOS DEL PROYECTO

El proyecto fue concebido con dos equipos de bombeo, el primero operando y el segundo como relevo en caso de falla o mantenimiento del principal. Cada equipo tiene una capacidad volumétrica para el manejo de hasta 50 000 barriles de flujo equivalente, con la opción de operar en simultaneo y en ciertos escenarios incrementar al el bombeo de fluidos.

Los costos de estas bombas se estimaron en US\$ 465000 c/u, sin incluir gastos por ingenierías, obras, instalación, puesta en marcha y otros, convirtiéndose en una inversión muy inferior a la modificación y ampliación en estación LCI2; planteaba como segunda alternativa para el manejo de fluidos. El proyecto también involucra el uso de infraestructura de superficie como ramales y troncales existentes, que se encontraban en uso y aprovecharon como medio de transporte para direccionar los fluidos involucrados. Si bien se especifican los costos de estas tuberías y se estiman en más de 2.5 millones de dólares, no hacen parte de los costos directos del proyecto sino de la red de recolección del campo; ver tabla 11.

**Tabla 11. Análisis presupuestal del proyecto.**

### ANALISIS BOMBAS MULTIFASICAS

#### DATOS ENTRADA:

		<b>Capacidad total del sistema</b>
GAS	SCFD	336,000
LIQUIDO	BPD	40,000

#### ANALISIS PRESUPUESTAL:

<b><u>Bombas Multifasicas:</u></b>		<b>SLACOL</b>
Q=(por bomba)	BFPD	20,000
No. Bombas		2
Q total =	BFPD	40,000
P descarga	psig	220
P succion en LCI2	psig	10
Cap. Motor	HP	150
Costo por bomba	USD \$	465,000
Costo total	USD \$	930,000

<b><u>Linea</u></b>		
Diametro SCH 40	in	8
Longitud	km	6
Costo linea instalada	USD\$	2,606,946

Los costos totales de la operación del sistema estimado a 10 años, se encuentran en US\$6513997 incluyendo inversión inicial, consumos de energía, costos de mantenimiento y uso de infraestructura existente de tuberías. En la tabla 12, se especifican los ítems utilizados en la estimación, además de información base de la compañía respecto a la Tasa Interna de Oportunidad y costo de levantamiento del año 2014.

**Tabla 12. Cálculos Financieros del Proyecto.**

**CALCULOS FINANCIEROS**

<b>Lifting Cost [US\$/bbl]</b>	16
<b>TIO Ecopetrol</b>	11.10%

**Bombas Multifasicas:**

		<b>SLACOL</b>
Costo estimado incluyendo instalacion bombas DDP Barranca	USD\$	930,000
Instalacion/alistamiento/otros	USD\$	1,870,000
<b>Total inversion</b>	<b>USD\$</b>	<b>2,800,000</b>
Costo operativo:		
1) <i>Energia electrica</i>		
Costo unitario energia	USD\$/ KW-h	0.076
Consumo total de energia	KW-h/año	1,176,716
Costo estimado de la energia por año	USD\$	89,430
Intereses anual	12%	
Vida util años	10	
<b>Costo estimado valor presente 10 años</b>	<b>USD\$</b>	<b>505,302</b>
2) <i>Costo de labor</i>		
1 operario 24 horas 1 año	USD\$	60,000
<b>Costo estimado valor presente 10 años</b>	<b>USD\$</b>	<b>339,013</b>
3) <i>Mantenimiento</i>		
Costo anual estimado	USD\$	46,500
<b>Costo estimado valor presente 10 años</b>	<b>USD\$</b>	<b>262,735</b>
<b>TOTAL COSTO ESTIMADO INVERSION + COSTO OPERATIVO + LINEAS 6 IN</b>	<b>USD\$</b>	<b>6,513,997</b>

Considerando la inversión inicial e ingresos que tiene el proyecto en el tiempo, se estima una Tasa interna de Retorno del 25%, lo que convierte en una excelente inversión para las compañías (Ecopetrol/Oxy). El periodo de pago se estima en 3.5 años, teniendo en cuenta la caída de precios del crudo y la incertidumbre del mercado de los próximos años; ver tabla 13.

**Tabla 13. Cálculos Financieros del Proyecto 2.**

<b>Tasa Interna de Retorno:</b>		
		Acumulado
Inversión	(2,800,000.00)	(2,800,000.00)
Flujo año 1 (*)	611,000.00	(2,189,000.00)
Flujo año 2	733,200.00	(1,455,800.00)
Flujo año 3	879,840.00	(575,960.00)
Flujo año 4	1,055,808.00	479,848.00
Flujo año 5	950,227.20	1,430,075.20
Flujo año 6	855,204.48	2,285,279.68
Flujo año 7	769,684.03	3,054,963.71
Flujo año 8	692,715.63	3,747,679.34
Flujo año 9	623,444.07	4,371,123.41
Flujo año 10	561,099.66	4,932,223.07
<b>TIR</b>	<b>25%</b>	
(*) Ingresos: flujo balanceado entre estaciones+flujo pozos nuevos+flujo por decremento de presión, ahorros de energía y operación		

<b>Periodo de Payback:</b>		
Periodo anterior al cambio de signo		3
Valor absoluto flujo acumulado		575960
Flujo en el siguiente periodo	1,055,808.00	
<b>Periodo de Payback [años]</b>		<b>3.5</b>

## 10 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se evaluó el comportamiento del sistema sin equipo de bombeo y se verificó el incremento de presión en cabeza de los pozos en un rango de 80 a 100 psig. En los pozos ubicados en los puntos más lejanos a la bomba Multifásica, se presentan paradas en los equipos al superarse el límite superior de presión de la ventana de operación (250 psig), por lo cual es indispensable que la bomba se mantenga en operación y ofrezca la energía adicional que se demanda.

Con la implementación del sistema de bomba Multifásica y acorde con las capacidades de las estaciones LCI2 y LCI3A, se logró balancear la carga volumétrica de las facilidades y aseguró el plan de desarrollo futuro en lo concerniente al manejo y tratamiento de fluido de pozos nuevos. En este sentido, se direcciona hacia la estación LCI3A aproximadamente 25000 b/d de líquido (2340 b/d de aceite) y reciben en la estación LCI2 otros 2850 b/d de líquido (1022 b/d de aceite), relacionados con la entrada en línea de pozos nuevos.

Con la prueba piloto y acorde con la capacidad de la bomba Multifásica, se logra el desvío de aproximadamente 25000 b/d de líquido, además se cuenta con las interconexiones en el sistema de líneas y flexibilidad para desviar más fluidos en un esquema de operación con una o dos bombas (14000 b/d de líquido de las Serpentinatas 104A y 104B).

Los beneficios adicionales obtenidos tras el arranque del sistema multifásico son:

- 1) Disminución de aproximadamente un 47% en presión en cabeza de los pozos pertenecientes a las Serpentinatas 41A, 41 y 100 y 100A.
- 2) Ahorro en consumo de corriente de 3% en promedio para pozos con bomba de cavidad progresiva y electro-sumergible.
- 3) 46 b/d de aceite adicional por efecto de la disminución de pérdidas de presión en superficie.

Durante la prueba piloto se observó una disponibilidad del sistema de 98.2% y una confiabilidad 99.99%. La principal limitación presentada se asocia a la sensibilidad del sistema a los baches de gas o aumento sustancial en la Relación Gas Aceite (GOR), lo cual es una limitación común en bombas de cavidad progresiva.

Se verifica un comportamiento exitoso del elastómero empleado: inicialmente se tenía una dureza 70 Shore A, luego de apertura del sistema al culminar la prueba se obtiene en promedio 67 Shore A. Igualmente, se obtuvo

certificado de propiedades por parte del fabricante, garantizando la integridad y confiabilidad del elastómero.

Se lograron pruebas de arranque remoto desde cuarto de control permitiendo la supervisión remota del sistema (CIO<sup>42</sup>) y revisión asistida en sitio sólo en casos necesarios; se optimiza la operación comparando con una estación en donde se requiere supervisión permanente en sitio.

La inversión del proyecto de bombeo multifásico fue 2.8 MMUSD, con una Tasa Interna de Retorno del 25% y un tiempo de periodo de pago de 3.5 años. En comparación al proyecto de ampliación de la estación 2, la inversión solo es el 11% del costo de las obras por una ampliación y modernización de la facilidad.

El sistema es pionero a nivel latinoamericano, BCP VEN y NETZCH<sup>43</sup> confirman que este equipo es el sistema multifásico de superficie tipo PCP con más capacidad instalada en barriles equivalente más grande del mundo.

Se recomienda hacer seguimiento y monitoreo de consumos de energía en las bombas Multifásicas, y comparar con la reducción de consumo presentada en los pozos, para así realizar el balance en potencia activa del proyecto.

Se recomienda mantener el esquema de operación con una bomba trabajando y otra de respaldo, llevando la carga del equipo hasta 50 b/d de fluido equivalente (líquido + gas). De requerirse direccionar más fluido, se puede evaluar la opción de operar con las dos bombas en paralelo y desviar juntas o por separado las Serpentinadas 104A y 104B; este escenario debe implementarse en casos excepcionales y que la operación lo exija y siempre y cuando no se convierta en una operación permanente.

En el esquema de operación actual, las estaciones LCI2 y LCI3A cuentan con capacidad para recibir y tratar fluidos adicionales, se recomienda revisar el plan de desarrollo y definir la estrategia de manejo de fluidos que incluya la flexibilidad de desvío de fluidos por las bombas Multifásicas.

Se recomienda evaluar la implementación de sistemas de bombeo multifásico en las estaciones de línea base y sin capacidad LCI1 y 4 (3000 b/d de líquido c/u), direccionando, procesando y fiscalizando los fluidos producidos en la estación LCI3A; estas acciones permitirán sacar de servicio las estaciones pequeñas.

---

<sup>42</sup> Cuarto de control del campo

<sup>43</sup> Fabricante del equipo de bombeo Multifásico

Se recomienda revisar en detalle los diseños nuevos de equipos de bombeo Multifásico, de manera que se tenga control sobre el gas potencial a manejar por el equipo. Se debe realizar una proyección de la máxima Relación Gas Petróleo y definir el mejor diseño de bomba.

## 11 BIBLIOGRAFÍA

Cira, D. d. (2014). *Filosofía de operación y control bomba BCP, Código:1172873-GATH-LCI -PRO-FDO-0000-01*. El Centro, Barrancabermeja (Santander).

Corporación de Tecnología Global. (2009). *Tecnologías Multifásicas. Revista Petrolera de America Latina*.

INFANTAS, P. L. (2014). *Procedimiento Operativo para la prueba piloto de la bomba multifásica ISO113*. El Centro, Barrancabermeja.

IPM, P. E. (2015). IPM-GAP. Edimburgo, Escocia, Reino Unido.

Moyno. (2010). *Case Study of Moyno Tri-Phase® System*. Obtenido de Case Study of Moyno Tri-Phase® System: <http://www.moyno.com/products-we-offer/package-systems/moyno-tri-phaze.html>

MOYTO Tri Phaze System. (2007). *Presentación General de Sistemas Multifásicos*. Springfield, USA: MOYTO.

Netzsch. (2014). *Bombas multifásicas NEMO®*. Obtenido de Bombas multifásicas NEMO®: [http://www.netzsch-pumpen.de/sp/productos-soluciones/pump-types-for-the-petroleum-industry/bombas-multifasicas-nemo.html#!tabs/datos\\_tecnicos](http://www.netzsch-pumpen.de/sp/productos-soluciones/pump-types-for-the-petroleum-industry/bombas-multifasicas-nemo.html#!tabs/datos_tecnicos)

SLACOL. (2014). *Procedimiento de servicio y mantenimiento de bomba MPP*. Bogotá: SLACOL.

Vaul, J. D. (Abril de 2008). Screw Pumps in Oil and Gas Applications. *Oil and Gas Applications*.

Vogel, J. (s.f.). Inflow performance relationships for solution-gas drive well. *Journal of Petroleum Technology*.