

**ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DEL USO DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL
SISTEMA DE INYECCIÓN, COMO INSUMO PARA SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, EN EL BLOQUE CARACARA**

ALEX FABIÁN NIETO VELÁSQUEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA
2018**

**ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DEL USO DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL
SISTEMA DE INYECCIÓN, COMO INSUMO PARA SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, EN EL BLOQUE CARACARA**

ALEX FABIÁN NIETO VELÁSQUEZ

**Trabajo de grado para optar por el título de
Magister en Ingenierías de Petróleos y Gas**

Director

JUAN ENRIQUE LOPEZ URIBE

Magister en Gestión en Industria de los Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2018

Dedico este proyecto a mi esposa Verónica Palacio y a mi Hija Sofia Nieto quienes me han acompañado en muchas etapas de mi crecimiento Personal y Profesional, siempre han estado cuando las necesito.

Son la Luz de mi camino y el Norte de mi vida.

Del presente trabajo quiero agradecer a Dios por Bendecirme y permitirme continuar con mis estudios y aprendizaje.

A mi Director el Ingeniero Juan Enrique Lopez quien siempre estuvo acompañándome en el proceso, apoyándome y orientándome de una forma idónea.

A mi hermana Vanessa Garcia quien estuvo pendiente acompañándome en la investigación y me apoyo cuando más lo necesite.

A CEPESA COLOMBIA S.A. por apoyar la investigación y permitirme desarrollar nuevas alternativas y estrategias que brindaran un beneficio a la Industria.

A la Universidad Industrial de Santander y su cuerpo Docente por los conocimientos aportados durante esta etapa de mi vida y aprendizaje.

A todas aquellas personas que de una u otra forma contribuyeron al buen desarrollo del presente trabajo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	27
1. CONTEXTO PROBLEMÁTICO.....	26
1.1 DESCRIPCION DEL PROBLEMA	26
1.2 OBJETIVOS	27
1.2.1 Objetivo General.....	27
1.2.2 Objetivos Específicos.....	27
1.3 JUSTIFICACIÓN	28
1.4 ALCANCE.....	29
1.5 HIPOTESIS.....	30
1.6 PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN.....	31
1.7 MARCO DE REFERENCIA.....	31
1.7.1 Antecedentes investigativos.....	31
1.7.2 Marco teórico – conceptual	34
1.7.3 Marco práctico.....	38
2. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN BLOQUE CARACARA.....	39
2.1 GENERALIDADES DEL BLOQUE	39
2.1.1 Historia del Bloque	39
2.1.2 Ubicación del Bloque Caracara.....	40
2.1.3 Historia de Producción del Bloque Caracara.....	41
2.2 BALANCE DE FLUIDOS Y CORRIENTES DE PRODUCCIÓN.....	44
2.3 REDES DE TRANSPORTE E INYECCIÓN DE FLUIDOS.....	49
2.4 CARACTERÍSTICAS Y TIPO DE FLUIDO DE INYECCIÓN.....	54
2.5 DETERMINACIÓN DE ENERGÍA NETA Y CAUDAL DISPONIBLE PARA BRINDAR AL SISTEMA APLICABLE	55
2.6 EQUIPOS QUE SUMINISTRAN POTENCIA A LOS FLUIDOS DE INYECCIÓN.....	58

2.7	ENERGÍA CONSUMIDA DURANTE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTOS DE FLUIDOS	61
3.	SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EXISTENTES	62
3.1	MATRIZ DE APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO	62
3.2	SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO EMPLEADOS EN EL BLOQUE CARACARA	67
3.3	SISTEMAS APLICABLES CON LA ENERGÍA DEL FLUIDO DE INYECCIÓN DISPONIBLE EN EL BLOQUE CARACARA	70
3.4	CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA APLICABLE AL BLOQUE CARACARA QUE PUEDAN USAR LA ENERGIA DEL PROCESO	71
3.4.1	Sistema de levantamiento Hidráulico	71
3.4.2	Sistema de fluido motriz	71
3.4.3	Equipos de superficie	73
3.4.4	Equipos de subsuelo	77
3.4.5	Bomba Hidráulica Tipo Jet	80
3.4.6	Diseño bomba hidráulica tipo JET	81
4.	SENSIBILIDAD DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO APLICABLE	85
4.1	AJUSTE ACTUAL DE LAS CONDICIONES DEL POZO CON EL SISTEMA ESP.	86
4.1.1	Desempeño del sistema de levantamiento ESP	87
4.2	POZOS CANDIDATOS A IMPLEMENTAR EL NUEVO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	91
4.3	DISEÑO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ALTERNATIVO PARA CADA POZO CANDIDATO	92
4.3.1	Desempeño del sistema de Bombeo Hidráulico Tipo Jet	93
4.3.2	Calculo de energía requerida con el nuevo sistema de levantamiento	96
4.4	DETERMINACIÓN DE KPI RELACIONEN LA ENERGÍA REQUERIDA POR BARRIL PRODUCIDO.	97
5.	ANÁLISIS FINANCIERO	99
5.1	PRESUPUESTOS DE CAMBIO DE CADA SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	99
5.2	BALANCES DE CONSUMOS ENERGÉTICOS POR CADA SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	100

5.3	VPN @ 3 años	101
5.4	VPN @ 6 años	103
6.	CONCLUSIONES	105
7.	RECOMENDACIONES	106
	BIBLIOGRAFÍA	107
	ANEXOS	110

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Distribución de capacidades de fluido en los campos del Bloque Caracara.....	45
Tabla 2: Líneas de inyección Bloque Caracara (Objeto de estudio).....	50
Tabla 3: Caracterización Agua Campo Caracara Sur.....	55
Tabla 4: Presiones disponibles en cabeza de pozo a condiciones actuales.....	56
Tabla 5: Presiones disponibles en cabeza de pozo con máxima presión de descarga de las bombas de inyección (manteniendo caudal).....	57
Tabla 6: Presiones disponibles en cabeza de pozo y caudales con máxima presión de descarga de las bombas de inyección.....	57
Tabla 7: Máximos caudales Disponibles con Presión en cabeza.....	57
Tabla 8: Distribución de equipos de inyección por campos del Bloque Caracara.....	58
Tabla 9: Requerimientos energéticos por las facilidades.....	62
Tabla 10: Matriz de características de aplicación de los sistemas de levantamiento Artificial – 1 Parte.....	64
Tabla 10: Matriz de características de aplicación de los sistemas de levantamiento Artificial – 2 Parte.....	65
Tabla 10: Matriz de características de aplicación de los sistemas de levantamiento Artificial – 3 Parte.....	66
Tabla 10: Matriz de características de aplicación de los sistemas de levantamiento Artificial – 4 Parte.....	67
Tabla 11: Sistemas de levantamiento opcionales a usar en el campo Caracara.....	71
Tabla 12: Parámetros de los pozos y equipos instalados.....	87
Tabla 13: Resultados de simulaciones realizadas de Análisis Nodal.....	92
Tabla 14: Pozos Candidatos.....	93
Tabla 15: Arreglo Tipo Jet Pump – En pozo CCSA_011.....	94
Tabla 16: Resultados de simulaciones de Bombeo Hidráulico.....	98
Tabla 17: Consumo de Energía Bombas de inyección de 13,000 bwpd.....	98
Tabla 18: Comparativo KPI entre los sistemas ESP y JP.....	99
Tabla 19: Costos instalación sistema ESP.....	101
Tabla 20: Costos instalación sistema Jet Pump – Primera Vez.....	101
Tabla 21: Costos instalación sistema Jet Pump – Mantenimiento y Servicio.....	102
Tabla 22: Caudales de inyección Jet Pump y cargas ESP.....	103
Tabla 23: Perfil de producción anual acumulada pozo CCSA_011.....	104

Tabla 24: VPN @ 3 años del pozo CCSA_011 empleando ESP.....104
Tabla 25: VPN @ 3 años del pozo CCSA_011 empleando Jet Pump.....105
Tabla 26: VPN @ 6 años del pozo CCSA_011 empleando ESP.....105
Tabla 27: VPN @ 6 años del pozo CCSA_011 empleando Jet Pump.....106
Tabla 28: VPN @ 3 años de los pozos candidatos.....106
Tabla 29: VPN @ 6 años de los pozos candidatos.....107

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1: Esquema de la Red de Producción Campo Caracara Sur – Bloque Caracara.....	36
Figura 2: Esquema de la Red de Producción Campo Jaguar – Bloque Caracara.....	37
Figura 3: Esquema de la Red de Producción Campo Toro Sentado – Bloque Caracara.....	38
Figura 4: Localización de Campos en el Bloque Caracara.....	41
Figura 5: Ubicación del Bloque Caracara.....	42
Figura 6: Esquema de producción Campo Caracara Sur.....	47
Figura 7: Esquema de producción Campo Jaguar.....	48
Figura 8: Esquema de producción Campo Toro Sentado.....	49
Figura 9: Red de Inyección y evaluación Hidráulica Campo Caracara Sur (Modelo GAP).....	52
Figura 10: Red de Inyección y evaluación Hidráulica Campo Jaguar (Modelo GAP).....	53
Figura 11: Red de Inyección y evaluación Hidráulica Campo Toro Sentado (Modelo GAP).....	54
Figura 12: Curva de Desempeño de Bomba de inyección Horizontal de 13,000 bwpd.....	59
Figura 13: Curva de Desempeño con Curva de requerimiento energético de Bomba de inyección Horizontal de 13,000 bwpd.....	61
Figura 14: Sistemas de fluido motriz.....	73
Figura 15: Instalación típica sistema de bombeo hidráulico.....	74
Figura 16: Bomba Desplazamiento Positivo y Motor eléctrico de superficie.....	75
Figura 17: Válvula cuatro vías en cabezal de pozo, bombeo Jet.....	76
Figura 18: Válvula controladora de presión.....	76
Figura 19: Manifold de distribución del fluido de potencia.....	77
Figura 20: Skid de separación y cabeza de Jet Pump.....	78
Figura 21: Sistemas Fijos y Libres de bombeo hidráulico.....	80
Figura 22: Interior de la bomba hidráulica tipo Jet.....	82
Figura 23: Funcionamiento y perfil de presión y velocidad en bombas jet.....	84
Figura 24: Instalación boquilla y garganta en directa.....	85
Figura 25: Instalación boquilla y garganta en inversa.....	85
Figura 26: Calculo de Índice de Productividad (PI) CCSA_011.....	88
Figura 27: Condición actual del Equipo ESP del pozo CCSA_011.....	89

Figura 28: Ajuste de la simulación mecánica de la bomba con la formación productora del pozo CCSA_011.....	90
Figura 29: Sensibilidad de equipo ESP – pozo CCSA_011.....	91
Figura 30: Condición de operación ESP – Pozos CCSA_011.....	92
Figura 31: Ajuste curva IPR – Pozo CCSA_011.....	95
Figura 32: Sensibilidad Geometrías Jet y Tipo de configuración – Pozo CCSA_011.....	96
Figura 33: Sensibilidad Condiciones de operación – Pozo CCSA_011.....	96
Figura 34: Sensibilidad eficiencia por Condiciones de operación – Pozo CCSA_011.....	97

GRAFICAS

Grafica 1: Historia de Producción Bloque Caracara.....	43
Grafica 2: Historia de Producción Campo Caracara Sur.....	43
Grafica 3: Historia de Producción Campo Jaguar.....	44
Grafica 4: Historia de Producción Campo Toro Sentado.....	44
Grafica 5: Cambio del consumo energético en el bloque Caracara en kWh/Bb.....	69
Grafica 6: Cambio del consumo energético en el bloque Caracara en kWh/pozo.....	69
Grafica 7: Comportamiento del consumo energético entre un Motor de Inducción Vs Motor de Imán Permanente (PMM).....	70

LISTA DE ANEXOS

Anexo A: Caracterización Agua Campo Jaguar y Toro Sentado

Anexo B: Simulaciones de análisis Nodal para ESP en Pozos objeto de estudio

Anexo C: Simulaciones de Bombeo Hidráulico en Pozos objeto de estudio

GLOSARIO

ANÁLISIS NODAL: es una herramienta analítica que permite identificar las restricciones o límites presentes en el sistema de producción.

BOMBA CENTRIFUGA: son bombas rotativas de tipo hidráulico que transforman la energía mecánica de un impulsor en energía de presión o cinética e incrementa la velocidad del fluido mediante un elemento rotante y la acción de la fuerza centrífuga.

BOMBA ELECTROSUMERGIBLE: es un sistema de levantamiento artificial que utiliza la energía eléctrica e impulsar un conjunto en fondo que transforma la energía en mecánica y de esta forma otorgarles la suficiente cabeza de levantamiento a los fluidos y poderlos llevar a superficie.

BOMBAS DE ACCIÓN RECIPROCANTE: son unidades de desplazamiento positivo que descargan una cantidad de líquido definido durante el movimiento de un pistón y un émbolo haciendo compresión y aumentando la presión del fluido.

BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS: es un sistema de bombeo por desplazamiento positivo que consta de un estator y un rotor, los cuales forman cavidades entre sí transportando de este modo el fluido hasta llegar a superficie.

BOQUILLA: parte de la bomba Jet en la cual entra el fluido motriz. Disminuye la presión que lleva para convertirla en una alta velocidad a la salida de ella.

GARGANTA: parte de la bomba Jet en la cual se transfiere energía del fluido motriz al fluido del reservorio para desplazarse al difusor.

CAMPO: es la superficie del suelo existente sobre acumulaciones de petróleo en el subsuelo, en la cual se hacen variedad de pozos para la extracción del hidrocarburo.

CAÑONEO: operación realizada en el proceso de completamiento del pozo con el fin de abrir orificios o perforaciones frente a la unidad de interés para empezar la producción.

CAUDAL: es la cantidad volumétrica o másica de fluido que avanza en una unidad de tiempo.

CLUSTER: es un conjunto de pozos que se unen en una misma línea de producción y generalmente hacen parte de una misma localización.

CUENCA: áreas de la corteza terrestre en las que se produce una acumulación de un espesor considerable de sedimentos, que persisten por largos periodos geológicos.

DEVANADOS: vueltas de un alambre conductor que tiene una bobina.

DIFUSOR: parte de la bomba Jet en la cual los fluidos que van a alta velocidad transforman esta energía en presión para poder realizar el levantamiento a superficie.

DOWNTHRUST: Fenómeno en el cual la bomba ESP opera fuera del cono de eficiencia, manteniendo la condición a la izquierda del cono, generando un desgaste excesivo por dejar el equipo sobre dimensionado para la condición de operación.

EQUIPOS DEL SUBSUELO: son todos los equipos con los cuales cuenta el pozo para su construcción y su completamiento, incluye el sistema de levantamiento artificial si lo tiene.

FLUIDO MOTRIZ: es el fluido utilizado en el sistema de levantamiento hidráulico para otorgarle energía al fluido que proviene del yacimiento. Generalmente este puede ser petróleo o agua.

FORMACIÓN: es un cuerpo de estratos de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos de roca, un cuerpo de roca suficientemente característico y continuo para ser mapeado.

HIDROCARBURO: es un compuesto orgánico formado por cadenas de carbono e hidrogeno, presente en el yacimiento.

HIDROCICLONES: equipo de las facilidades del campo utilizado para la separación de sólidos en líquidos a partir del principio de la fuerza centrífuga.

LINER RANURADO: es un tipo de completamiento en el cual la tubería de revestimiento Liner no se cementa y viene previamente con ranuras para el acceso de fluidos, no se cañonea.

MOTOR TRIFÁSICO: máquina eléctrica que convierte la energía eléctrica trifásica en energía mecánica, muy utilizados en la industria petrolera.

OLEODUCTOS: es la tubería utilizada para el transporte de petróleo desde el lugar de producción hasta el de embarque.

PRESIÓN DE FONDO: presión medida usualmente en libras por pulgada cuadrada en el fondo del pozo.

PRESION DE INYECCION: presión medida usualmente en libras por pulgada cuadrada en la cabeza de un pozo inyector.

PRESIÓN DE SEPARADOR: presión medida usualmente en libras por pulgada cuadrada en el separador de las facilidades.

PRESIÓN EN CABEZA: presión medida usualmente en libras por pulgada cuadrada en la cabeza de un pozo Productor.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA: parte de la presión debida al peso de uno o varios fluidos producidos por el pozo.

PRESURIZADO: hace referencia a que un equipo o sistema se encuentra a altas presiones.

REGISTRADORES DE PRESIÓN: son dispositivos utilizados para memorizar datos de presión del yacimiento en una prueba de flujo.

RESERVORIO: cuerpo de roca con buena porosidad y permeabilidad para poder transportar los fluidos almacenados y con buenas saturaciones de hidrocarburos.

SEPARADORES: equipo de las facilidades de producción, utilizado para separar las fases de los fluidos provenientes del pozo.

SISTEMA DE BOMBEO FIJO: es un tipo de ensamblaje de las bombas hidráulicas donde dicha bomba está unida mecánicamente a la sarta de producción.

SISTEMA DE BOMBEO LIBRE: es un tipo de ensamblaje de las bombas hidráulicas donde dicha bomba se encuentra libre para circular a lo largo de la sarta de producción.

SISTEMA DE BYPASS AUTOMÁTICO: sistema alternativo de tuberías disponible para cuando el controlador de presión desvía el fluido con el fin de mantener la presión de inyección del fluido motriz constante.

SISTEMA DE INYECCIÓN: hace referencia al conjunto de elementos y máquinas incluyendo tuberías que hacen parte de la inyección de agua.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO: hace referencia al conjunto de elementos que tienen como propósito aumentar la energía potencial de los fluidos.

SISTEMA DE MICROFLOTACIÓN: método de remoción de aceite en agua a través de la inyección de productos químicos y micro burbujas de nitrógeno.

SOTWARE GAP: Software especializado para modelar Hidráulica y análisis de redes de superficie de Petroleum Experts para sistemas de 32 bits, Versión 11, IPM versión 10 de 2016.

SOFTWARE PROSPER: Software especializado para modelar Análisis Nodal y sistemas de levantamiento Artificial de Petroleum Experts para sistemas de 32 bits, Versión 14, IPM versión 10 de 2016.

SOFTWARE SYAL: Software especializado para modelar y diseñar sistema de levantamiento Artificial de Bombeo Hidráulico tipo Jet de Sertecpet, plataforma en su primera versión, permite cálculos de Análisis Nodal y propiedades de fluidos.

TANQUES DE ALMACENAMIENTO: tanques horizontales o verticales, utilizados para contener grandes cantidades de petróleo.

TASA DE CAVITACIÓN: tasa mínima de inyección de fluido motriz a la cual se evita que los cambios drásticos de presión hidrostática generen la formación y colapso de cavidades de vapor contra la superficie del sistema de levantamiento causando erosión.

TASA DE INYECCIÓN: se refiere al caudal utilizado para la inyección de agua en un pozo.

UPTHRUST: Fenómeno en el cual la bomba ESP opera fuera del cono de eficiencia, manteniendo la condición a la derecha del cono, generando un desgaste excesivo por dejar el equipo sub dimensionado para la condición de operación.

VÁLVULA DE PIE: válvula ubicada bajo la bomba hidráulica que permite el flujo del reservorio a la bomba y evita el flujo de esta al reservorio.

VARIADOR DE FRECUENCIA: elemento utilizado en superficie para cambiar las velocidades de operación de una bomba en el subsuelo.

ABREVIATURAS

Amp	Amperios.
AN	Area de la Boquilla.
API	Instituto Americano de Petróleo.
AT	Área de la garganta.
BBL	Barriles.
BFPD	Barriles de fluido por día.
BHA	Bottom Hole Assembly - Ensamblaje de fondo.
BOPD	Barriles de aceite por día.
BS&W	Bottom Sediments and wáter - Porcentaje de agua y sedimentos.
BTU	
BWPD	Barriles de agua por día.
CCS	Campo Caracara Sur
cP	Centipoises.
CPF	Closed Power Fluid - Sistema de fluido motriz cerrado.
D	Día.
ESP	Bomba electrosumergible.
Ft	Pies.
GL	Gas Lift.
Ha	Hectareas
HP	Horse Power - Caballos de fuerza.
HRS	Horas.
Hz	Unidad de Frecuencia de operación de las bombas ESP (Hertz)
ID	Diámetro interno.
IPR	Inflow Performance Relationship - Curva de Oferta de producción.
JGR	Campo Jaguar
JP	Jet Pump – Bomba Jet
K	Miles
KPI	Key Performance Indicator – Indicador Clave de Desempeño
KVA	Kilovatio
kWh	kilowattvatio/hora.
MSCFPD	Miles Standard Cubic Feet per day - Miles de pies cúbicos estándar por día
MCSF	Minimum Continuous Stable Flow – Flujo continuo Mínimo estable
OD	Diámetro externo.
OFM	Oil Field Management – Software de producción
OPF	Open Power Fluid - Sistema de fluido motriz abierto.

PCP	Progressive Cavity Pump - Bombeo Cavidades progresivas.
PI	Productivity Index – Indice de Productividad
PPM	Partes por millón.
PSI	Libra por pulgada cuadrada.
PSIG	Libra por pulgada cuadrada manométrica.
PVT	Análisis de Presión, volumen y temperatura.
PWF	Pressure Well Flow - Presión de fondo fluyente.
RB	Reservoir Barrels - Barriles de reservorio.
RLS	Rod Sucker Lift – Levantamiento por sarta de varillas; Bombeo Mecanico
RPM	Revoluciones por minuto.
SCF	Standard Cubic Feet - pies cúbicos estándar.
SCH	Schedule – Espesor – Referencia de Espesor
STB	Stock Tanks Barrels - Barriles estándar.
USD	Dólares.
V	Voltaje.
WPT	Well Performance Team
° F	Grados Fahrenheit.
%	Porcentaje.

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DEL USO DE POTENCIA HIDRÁULICA DEL SISTEMA DE INYECCIÓN, COMO INSUMO PARA SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, EN EL BLOQUE CARACARA.¹

AUTOR: Alex Fabian Nieto Velasquez. ²

PALABRAS CLAVE: Sistema levantamiento artificial, Bombeo Hidráulico, Bombeo Electro sumergible, Optimización Energética, Técnicas NO convencionales, Reducción costos Operativos.

DESCRIPCIÓN:

Este proyecto es desarrollado en el Bloque Caracara. Inicialmente se realizó una descripción de las generalidades del campo para mostrar su historia, localización y producción. El desarrollo corresponde a la descripción del funcionamiento de la operación de extracción y tratamiento empleada en el Campo, se describió y simulo la red de inyección de agua a manera de disposición, se realizaron corridas de simulaciones a condiciones dinámicas de flujo con el sistema de levantamiento actual ESP para corroborar el consumo energético, se diseñó un sistema de levantamiento de Bombeo hidráulico para las condiciones operativas, con esto se modelaron sus condiciones dinámicas de flujo y se obtuvieron los requerimientos de cargas de potencia, para así realizar la comparación entre los sistemas de levantamiento actual y Jet obteniendo así indicadores de desempeño. Los diseños Jet fueron basados en la presión manejada por la red de inyección actual, la cual será el suministro energético para el sistema de levantamiento de Bombeo hidráulico. Los simuladores aplicados son IPM-PROSPER, IPM-GAP y SYAL.

Primero se simularon las condiciones límites de la red de inyección para definir la disponibilidad de Energía en cada cluster por parte del agua de inyección, con esto mediante una matriz se descartaron los sistemas que no empleaban fuentes hidráulicas como empuje y se seleccionó aquel sistema que pudiera tomar dicha energía, con las simulaciones del nuevo sistema de levantamiento se establecieron los consumos energéticos de acuerdo al sistema de inyección por requerir elevar presión, con esto se definieron los KPI para comparar ambos sistemas y ver alcances técnicos, una vez cumplieron la fase técnica, se realizó una evaluación financiera en dos etapas para determinar la factibilidad de la implementación de la técnica que permite re usar la energía del sistema de inyección como fuente de alimentación a un sistema de levantamiento artificial.

¹ Tesis de grado

² Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Ingeniería del Gas
Director(a): Juan Enrique López Uribe

ABSTRACT

TITLE: STUDY OF VIABILITY OF USE TO HYDRAULIC POWER OF INJECTION SYSTEM, AS A SUPPLY FOR ARTIFICIAL LIFTING SYSTEMS, IN CARACARA BLOCK. ³

AUTHOR: Alex Fabian Nieto Velasquez. ⁴

KEYWORDS: Artificial lift system, Hydraulic Pump, Electric Submersible Pump, Energy Optimization, NO conventional techniques, Reduction of operating costs

DESCRIPTION:

This project is developed in the Caracara Block. Initially a description of the generalities of the field was made to show its history, location and production. The development of the content corresponds to the description of the operation of the operation of extraction and treatment used in the Field, the water injection network was described and simulated as an arrangement, runs of simulations were carried out to dynamic conditions of flow with the system of current lifting ESP to corroborate the energy consumption, a hydraulic pumping system was designed for the operating conditions, with this the dynamic flow conditions were modeled and the power load requirements were obtained, in order to make the comparison between the current lifting systems and Jet obtaining performance indicators. The Jet designs were based on the pressure handled by the current injection network, which will be the energy supply for the hydraulic pumping system. The applied simulators are IPM-PROSPER, IPM-GAP and SYAL.

First, the boundary conditions of the injection network were simulated to define the availability of Energy in each cluster by the injection water. With this matrix, systems that did not use hydraulic sources such as thrust were discarded and that system that could be used was selected. take this energy, with the simulations of the new lifting system, the energy consumptions were established according to the injection system due to the need to raise pressure, with this the KPIs were defined to compare both systems and see technical scope, once the technical phase was completed, a financial evaluation was carried out in two stages to determine the feasibility of the implementation of the technique that allows to reuse the energy of the injection system as a source of power to an artificial lift system.

³ Degree work for a master

⁴ Physic-chemist Engineering Faculty, Petroleum Engineering School, Magister of Petroleum and Gas, Director: M.Sc. Juan Enrique Lopez Uribe.

INTRODUCCIÓN

Más del 90% de los campos del mundo utilizan alguno de los sistemas de levantamiento, para extraer los fluidos a superficie. Cada sistema se instala según la necesidad y aplicabilidad en cada pozo. Se deben tener en cuenta diferentes características tanto de las facilidades, el pozo y su respectiva locación como las características de los fluidos de producción.

En el Bloque Caracara actualmente se usa el bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento que extrae fluidos con 90% y 95% BS&W, el agua de producción que se obtiene a partir del tratamiento de fluidos se está inyectando nuevamente a manera de disposición.

Teniendo en cuenta el alto requerimiento energético de estas bombas electrosumergibles, alto costo en operaciones de completamiento y reparación, su alto riesgo a fallas debido a fallas eléctricas en un 75% (fases aterrizadas, cortos internos); fallas mecánicas en equipos en un 24% (eje roto, falla de sellos) y arenamientos de pozo 1%, y sobre todo la alta producción de agua y el manejo actual de la misma. Se requiere evaluar técnico y financieramente la implementación de un sistema de bombeo hidráulico tipo JET. Esto debido a la mayor aplicabilidad de este levantamiento, a las características operacionales de este campo, al mejor aprovechamiento de la energía del agua de producción y sobre todo a la posible reducción en los costos de operación referentes al sistema de levantamiento, lo cual es el objetivo principal de la compañía.

1. CONTEXTO PROBLEMÁTICO

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Los elevados costos de producción que se tiene actualmente en la industria del Petróleo impide que muchos de los campos puedan ser explotados de forma adecuada, puesto que por los requerimientos energéticos y los costos de mantenimiento de los sistemas de levantamiento hacen que las rentabilidades de los pozos y diversos proyectos sea cada vez más ajustada, esto ha generado una limitación primordial en la explotación del día a día, por tal motivo, es necesario plantear diferentes esquemas de producción partiendo desde el levantamiento hasta el proceso, donde se puedan tener optimizaciones principalmente económicas, lo suficientemente representativas, para de esta forma tener barriles más rentables adecuándose a la situación del mercado.

El bloque Caracara se encuentra conformado por 3 campos, los cuales tienen activos 97 pozos que producen de diversas arenas, donde el principal método de levantamiento artificial es el bombeo Electrosumergible (ESP). Este sistema ha sido masificado por el esquema y desarrollo que se ha llevado en el campo con estos equipos, su implementación es de forma general acoplado los diseños a las condiciones de Operación, Producción y configuración Mecánica de los pozos, haciendo así, que pozos de bajo potencial operen con equipos de levantamiento de forma ineficiente por el rango de aplicación de cada uno.

CEPSA a fin de tener una rentabilidad más favorable en su forma de producir ha buscado alternativas que se enfoquen en el ahorro energético, debido que no se obtiene una relación adecuada entre los barriles producidos y la energía suministrada (kwh/Bbl) para los pozos de bajo PI, por consiguiente, su consumo sería algo excesivo. La Energía es una variable de gran impacto en el costo de levantamiento, por lo tanto, de seguir con el esquema de levantamiento actual y no cambiar el enfoque, el campo llegara a un punto de producir barriles que produzcan pérdidas, generando cierres de aquellos pozos.

Una de las estrategias de incrementar y/o prolongar tanto la producción como la vida del campo es producir barriles a menor costo, bajo este panorama se debe contemplar una estrategia que cumpla con los requerimientos de

producir pozos de bajo potencial empleando menor energía a la actual y/u optimizar la forma de producir los barriles actuales.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

- Realizar un estudio de la viabilidad del uso de potencia hidráulica del sistema de inyección, como insumo para sistemas de levantamiento artificial, en el Bloque Caracara.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Identificar los sistemas de levantamiento artificial que puedan emplear los fluidos de inyección del Bloque Caracara como energía para realizar el trabajo.
- Calcular la potencia hidráulica disponible para su implementación en los sistemas de levantamiento artificial que permitan la producción adecuada de los pozos.
- Realizar análisis de sensibilidad entre las diferentes configuraciones disponibles para los sistemas de levantamiento candidatos.
- Establecer la mejor relación Inyección – Producción, que permita mantener la producción de cada pozo teniendo en cuenta las limitaciones en capacidad de proceso, identificando los KPI que permitan definir la optimización energética entre el sistema ESP y el sistema alternativo para esta aplicación.
- Realizar un análisis económico que presente la viabilidad de la implementación técnica de la propuesta en los pozos analizados.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Las operaciones de los campos Petroleros, se han visto seriamente afectadas por las condiciones de mercado actual en la cual los temas de Política internacional han impactado seriamente los flujos de caja de cada compañía, haciendo necesario buscar estrategias que permitan producir barriles única y exclusivamente rentables, de tal modo que las utilidades de la compañía continúen siendo positivas y las operaciones se mantengan vigentes.

Las formaciones del campo Caracara no cuentan con la suficiente presión para producir en Flujo Natural, por tal motivo es necesario usar un sistema de levantamiento artificial, el sistema empleado por las condiciones y ventajas del campo es el Bombeo Electrosurgible, el cual se ha acondicionado a todos los pozos productores bajo la premisa de tener el mejor desempeño en eficiencia. Sin embargo y contemplando que la ingeniería realizada selecciona un equipo adecuado, varios pozos de bajo potencial se encuentran consumiendo una cantidad significativa de energía para el levantamiento realizado y trabajando en rangos inadecuados de las bombas, por lo cual es necesario plantear opciones que optimicen el consumo energético o en su defecto se acomoden a las condiciones operativas y tasas de flujo correspondientes, buscando que las intervenciones tengan un menor costo de servicio.

El campo Caracara realiza disposición de agua mediante la inyección de agua en formaciones receptoras con el fin de dar un manejo adecuado al agua de producción, esto implica que en la operación se suministra energía al agua para poder garantizar la condición de inyección debido principalmente a:

- Distancias entre estación y Pozos
- Restricciones en el completamiento del pozo
- Índices de Inyectividad

Esta potencia que lleva el agua de inyección, es una fuente de energía para otro sistema de levantamiento, la cual no está siendo debidamente aprovechada por la falta de Evaluación e implementación en el campo.

Esta investigación permite generar una opción de reducción energética y económica (servicios a pozo) en campos que tengan sistemas de inyección a alta presión, debido que puede tomar la potencia del fluido de inyección y convertirlo en una fuente de suministro de energía.

Los beneficiarios de esta investigación serán las operaciones de la industria, puesto que se obtendrá una mejora significativa en los costos de operación, dando así mayor utilidad a cada organización.

Con esta investigación se pretende romper esquemas y paradigmas sobre la implementación de otras tecnologías en los campos por no contar siempre con equipos, en muchas ocasiones se tienen las herramientas, pero no se piensa de forma diferente

1.4 ALCANCE

El presente trabajo de grado tendrá un alcance de tipo Descriptivo ya que está planteado de tal forma que busca identificar elementos y características del como poder aprovechar la energía del agua de inyección en los sistemas de producción, buscando soluciones mediante la caracterización de situaciones que identifican de forma apropiada el manejo de los fluidos y la energía requerida en una etapa de reproceso, debido que son fluidos extraídos de la etapa final del tratamiento e ingresados de nuevo al sistema, esta investigación aplica a nivel micro debido que se realizaran evaluaciones pozo a pozo y a nivel macro en la evaluación del desempeño del sistema en el Bloque Caracara.

La viabilidad del proyecto es de tipo Técnico y Financiero, ya que se busca cumplir con las metas de producción de los pozos y el campo, planteando una reducción considerable en los costos operativos de Producción.

Este proyecto NO contempla las siguientes evaluaciones:

- Análisis y determinación de tendencia fisicoquímica del Agua de producción.
- Análisis y determinación de compatibilidad de Fluidos (Agua de producción tratada y fluidos aportados por las formaciones).
- Inyección de Agua como mecanismo de recobro, es netamente enfocado al levantamiento de fluidos de producción.

- Análisis de integridad mecánica en la tubería, en bombas y pozos, es enfocado a aplicación hidráulica.

Debido que se desarrollara una nueva metodología para el aprovechamiento de los recursos propios y proyectar aún más la vida del campo y los pozos, esta técnica se analizara sobre 1 cluster de cada estación que presente bajos PI o variaciones de los mismos a fin de comprobar cómo la misma potencia hidráulica puede aplicar en cada caso. El objetivo es que esta investigación se replique a los demás pozos una vez se desarrolle y se demuestre la metodología.

Los Pozos y Cluster a Analizar son los siguientes:

- Estación Caracara Sur Cluster 1 (3 pozos)
 - CCSA_011
 - CCSA_016
 - CCSA_017

- Estación Jaguar Cluster 5 (2 pozos)
 - JAGU_002
 - JAGU_032HD

- Estación Toro Sentado Cluster 1 (4 pozos)
 - TRS_002
 - TRS_02A
 - TSW_001
 - TSW_002

El total de pozos estudio es de 9 Pozos

1.5 HIPOTESIS

Una de las formas de dar mayor viabilidad económica y operativa a un campo esta mediante la reutilización de sus propios recursos de formas no convencionales o normales, es decir planteando alternativas diferentes a las operaciones habituales lo cual pueden ayudar a mejorar los costos de levantamiento, mediante la reducción de requerimientos energéticos viabilizando de esta forma las operaciones al mejorar la rentabilidad de cada

pozo y por ende el campo. Es por esta razón que se puede usar la energía del sistema de inyección como fuente de alimentación del Bombeo Hidráulico a fin de plantear técnicas y metodologías fuera de lo convencional en la producción de hidrocarburos.

1.6 PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN

¿De qué manera es posible el aprovechamiento de la potencia hidráulica del sistema de inyección como suministro de un Sistema de Levantamiento?

1.7 MARCO DE REFERENCIA

1.7.1 Antecedentes investigativos En todas las operaciones de la industria petrolera se realizan siempre procesos de separación de fluidos a fin de tener el Petróleo y el Gas bajo condiciones de norma para poder ser comercializado, esto implica que en dichas separaciones se obtenga una corriente de agua la cual debe ser dispuesta de una manera acorde a los lineamientos y reglamentación nacional de cada país, una de las principales alternativas para dar manejo a estas aguas de producción es por medio de la inyección en pozos cuyo fin puede ser la disposición o implementar técnicas de recobro secundario.

Para realizar la inyección en un pozo, es necesario suministrar potencia suficiente al agua, que pueda permitirle vencer las pérdidas de presión ocasionadas por la restricción de la tubería acorde a las distancias entre los pozos y la estación, diámetros de las líneas, limitación de completamiento de pozos y capacidad de inyectividad de las unidades. Esta potencia aplicada al agua hasta ahora solo se usa en la inyección, pero nunca se ha empleado como fuente de suministro energético a un sistema de levantamiento u proceso que permita optimizar los costos de operación.

Hasta ahora los estudios de implementación de fluidos de producción como fluido de potencia, se han enfocado en evaluar y mejorar el desempeño del levantamiento artificial por bombeo hidráulico, donde se ha buscado mejorar la eficiencia del sistema, describir el comportamiento de las mezclas que tiene manejar los fluidos en fases diferentes y el impacto que generan en

los equipos de fondo en diferentes regímenes de flujo, teniendo en cuenta tanto fluidos limpios como contaminados por partículas sólidas.

El bombeo Hidráulico ha sido un sistema de levantamiento artificial que se ha implementado desde el año 1932 en la Industria del Petróleo, su aplicación siempre ha estado enfocada de tal forma que se emplean equipos especiales para brindar la energía que requieren los fluidos para realizar el levantamiento correspondiente. Hasta los tiempos de ahora se ha trabajado en mejorar las eficiencias del levantamiento, empleando equipos de superficie con mejor respuesta en cuanto al consumo de Combustible Vs los fluidos desplazados, también se ha realizado cambio del tipo de combustión de los motores de las bombas de inyección y finalmente mejoraron las aleaciones de los componentes de la bomba Jet de tal forma que pudiese trabajar mejor en presencia de Gas y Sólidos, para de esta manera prolongar los periodos de erosión a los cuales pudiesen ver expuestos, disminuyendo así las intervenciones a los pozos.

El sistema de Bombeo Hidráulico mejoró demasiado en las últimas décadas, gracias a todos los cambios mecánicos ejecutados, sin embargo hasta ahora no se ha contemplado otras alternativas que puedan ayudar a optimizar la energía consumida para realizar el trabajo correspondiente, por lo tanto las investigaciones sobre esta propuesta son demasiado reducidas a nivel mundial y con poco soporte aplicado, debido que no se ha escrito artículos específicos en donde se realizara el aprovechamiento de la energía del sistema de tratamiento e inyección, que suministre energía al levantamiento por Bombeo Hidráulico.

A continuación, se describen algunos aportes de la literatura que pueden brindar soporte en el desarrollo del proyecto, ya que se encuentran relacionados con el manejo de los fluidos empleados en el Bombeo Hidráulico.

CHEN⁵ et al. establece en el 2007 como se puede mejorar las operaciones de bombeo hidráulico tipo Jet, mediante la mezcla en superficie de crudos livianos con pesados que ayuden a disminuir la viscosidad y optimizar los requerimientos para el levantamiento, una de las conclusiones más

⁵ Chen, S., Li, H., Zhang, Q., He, J., & Yang, D. (2007, February 1). Circulating Usage of Partial Produced-Fluid as Power Fluid for Jet Pump in Deep-Heavy-Oil Production. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/97511-PA.

relevantes fue que el hacer este tipo de procesos permitía optimizar el desempeño del Bombeo hidráulico hasta en un 50%, el aporte a este proyecto está en el Manejo de los fluidos de potencia extraídos del mismo fluido de producción, se ve correlacionado y aplicado en cuanto a la implementación de fluidos producidos de tipo petróleo a fin de encontrar puntos de inflexión de energía mediante la reducción de la viscosidad en el fluido de inyección por medio de mezclas.

ABDOU⁶, Hesham plantea en el 2012 un análisis del comportamiento de fluidos mezclados (Agua-Gas) y fluidos con partículas (Líquido – Sólido), sus variaciones y cambio de densidades que se pueden presentar, basado en diferentes modelos numéricos que ayudan a estimar el comportamiento del fluido de inyección y su correspondiente impacto en el bombeo Hidráulico, una de sus conclusiones fue que el desempeño que se tiene en una bomba jet a una presión estática interna se encuentra en función de una mezcla del número de Reynolds, en un análisis dimensional que realizó se tuvo en cuenta la diferencia entre las viscosidades y densidades de los dos fluidos, asumiendo cada tipo como una y dos fases, el aporte a este proyecto está en los Modelos de ecuaciones que ayudan a estimar el comportamiento del fluido de inyección y su correspondiente impacto en el bombeo Hidráulico.

Es importante resaltar que muchas operaciones son reacias a realizar cambios de sistemas de levantamiento artificial por las inversiones que ocasionan y principalmente por la implementación de nuevos equipos en la filosofía de operación. Estos esquemas y pensamientos son los que han limitado la aplicación del conocimiento, debido que no se busca diferentes formas de manejar la operación para realizar las implementaciones de otras tecnologías que puedan reemplazar las actuales a bajo costo, sin mencionar la reutilización de la energía que se suministra a los fluidos de inyección.

⁶ Abdou, H. A. M. (2012, January 1). A New One-Dimensional Flow Theory of the Jet Pump for Pumping Crude Oil with Different Viscosities and Densities Using Water Powered Flow. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/163113-MS

1.7.2 Marco teórico – conceptual Este proyecto se desarrolla para las operaciones de CEPSA en el Bloque Caracara, donde se encuentran los campos Caracara Sur, Jaguar y Toro Sentado. En dichos campos se tienen redes de pozos productores y de igual forma redes de pozos inyectores, todos los pozos productores del bloque requieren de un sistema de levantamiento artificial para poder llevar los fluidos a superficie y el sistema implementado en un 100% es el Bombeo Electro-sumergible (ESP), el cual se alimenta de energía la cual es comprada por la Red Nacional donde el costo de kWh cambia constantemente por encontrarse en función de los indicadores de bolsa, estos costos oscilan entre 260 a 420 COP/kWh, y el consumo energético de los pozos se encuentra entre 80 – 260 kWh, todo se encuentra en función del equipo Electro-sumergible que se encuentre en cada pozo y las características de las formaciones productoras.

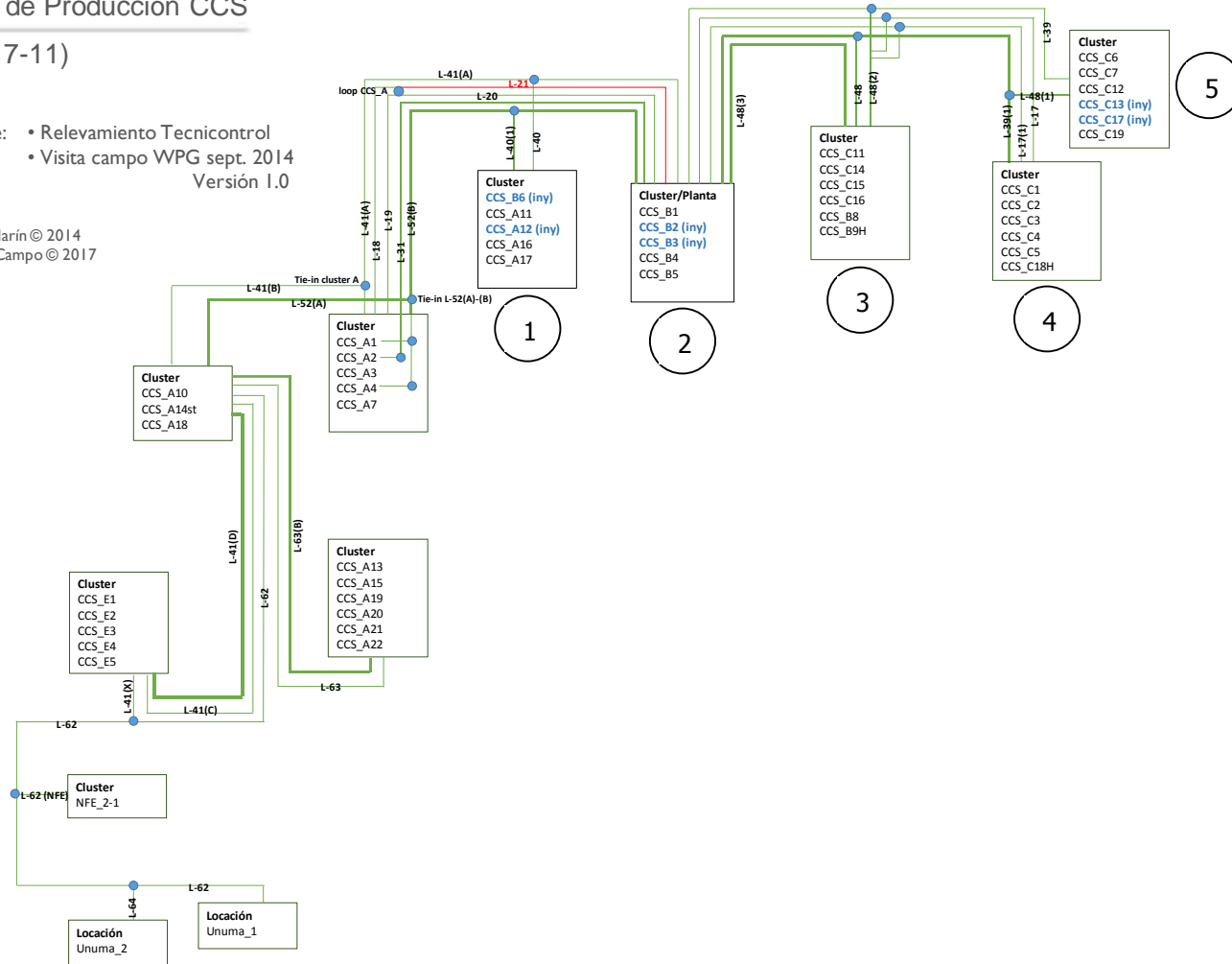
Los pozos de disposición de agua que se tienen en el campo son pozos que fueron convertidos, por lo cual su ubicación es variable y mezclada con los pozos productores, debido que en el momento de las conversiones se seleccionó aquellos pozos con mejores propiedades para captar agua, por esta razón es que las redes de distribución de agua de inyección para los pozos de disposición tienen una distribución por todo el campo ya que unos pozos se encuentran cerca y otros se encuentran retirados.

Teniendo en cuenta la presión requerida para inyectar el agua en los pozos (900 a 1,300 Psi) del Bloque y basados en la ubicación de los inyectores, se decide evaluar la alternativa de emplear la energía suministrada al agua de inyección como fuente de suministro para el bombeo hidráulico (JP) en aquellos pozos de bajo potencial, que es donde el sistema de levantamiento ESP tiende a ser menos eficiente, por lo tanto surge la necesidad de evaluar el comportamiento de la hidráulica a través de la Red de inyección y determinar cuál es la energía disponible en cada cluster productor, en las Figuras 1, 2 y 3 se puede apreciar la distribución de la red en los Campos Caracara Sur, Jaguar y Toro Sentado, que son los esquemas sobre los cuales se evaluara la disponibilidad de presión.

Figura 1: Esquema de la Red de Producción Campo Caracara Sur – Bloque Caracara
 Red de Producción CCS
 (2017-11)

Fuente: • Relevamiento Tecnicontrol
 • Visita campo WPG sept. 2014
 Versión 1.0

Pedro Marín © 2014
 WPT - Campo © 2017



Fuente: MARIN, Pedro, WPT - Campo. Red de producción CCS, Reporte de visita a campo por WPT. Noviembre 2017.

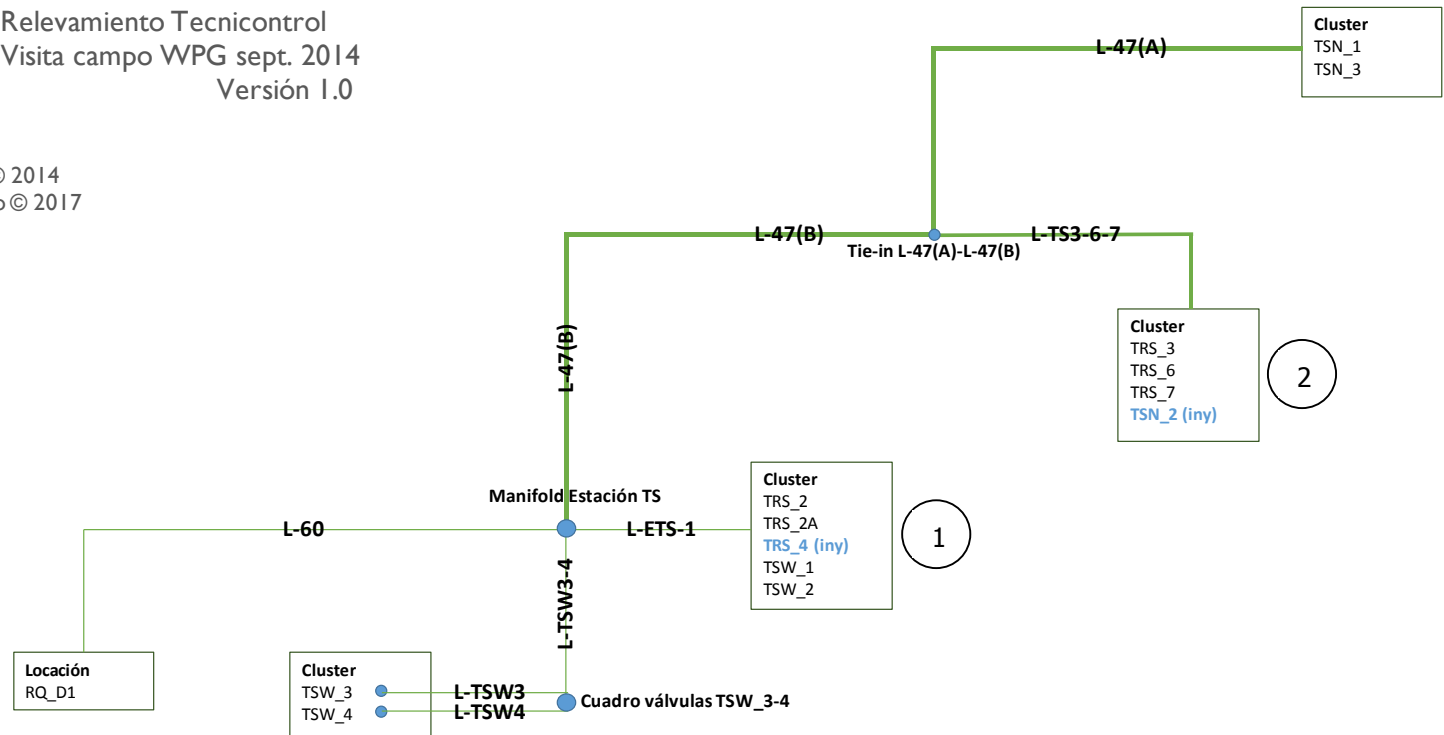
Figura 3: Esquema de la Red de Producción Campo Toro Sentado – Bloque Caracara

Red de Producción Toro Sentado

(2017-11)

Fuente: • Relevamiento Tecnicocontrol
 • Visita campo WPG sept. 2014
 Versión 1.0

Pedro Marín © 2014
 WPT - Campo © 2017



Fuente: MARIN, Pedro, WPT - Campo Red de producción CCS, Reporte de visita a campo por WPT .
 Noviembre 2017.

1.7.3 Marco práctico Analizando el comportamiento del campo y los casos puntuales en cada pozo, se ha encontrado que el sistema de levantamiento ESP desperdicia energía de una forma muy representativa principalmente en aquellos pozos de bajo potencial, por lo tanto, es necesario plantear opciones que den mayor viabilidad a la operación de estos pozos a fin de mantener la producción de los mismos y por supuesto del campo.

A pesar de que el Bombeo Hidráulico no es un sistema fácil de implementar por los equipos que requiere en superficie, es una alternativa en este campo, debido que podría disminuir considerablemente el consumo energético para realizar el levantamiento de fluidos en pozos de Bajo potencial, por tal motivo se pensó en reutilizar la presión de inyección como fuente de suministro energético para dicho sistema. Es un planteamiento que genera bastante expectativa en una operación ya que todo estará sujeto a diversas condiciones como lo son el comportamiento de la hidráulica, Balance de masa y energía en el proceso y la condición de operación que pueda tener el pozo con los diseños de JP, por el lado económico es demasiado atractivo el proyecto puesto que los costos de intervención se pueden reducir en un 80% y los de operación en un 40%.

Este proyecto hasta ahora no ha sido ni planteado y mucho menos implementado en una operación, por lo cual puede llegar a ser un nuevo desarrollo mediante la implementación de un sistema muy viejo y conocido, pero con la premisa de que la fuente energética es a menor costo tomando los recursos de la misma operación.

2. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN BLOQUE CARACARA

El Bloque Caracara se encuentra compuesto por 3 campos de producción principales los cuales cuentan con las facilidades de producción necesarias para manejar y procesar los fluidos de producción, posteriormente realizar el despacho del crudo, la inyección del agua y manejo (autoconsumo y quema) de gas en el caso de ser necesario.

Los campos que conforman el Bloque Caracara son:

- Caracara Sur
- Jaguar
- Toro Sentado

A continuación se describen de forma general los procesos que se llevan en cada estación.

2.1 GENERALIDADES DEL BLOQUE

En las generalidades del Bloque se describirá las características referenciando principalmente la Historia, Ubicación geográfica e historia de producción.

2.1.1 Historia del Bloque⁷ El bloque Caracara se encuentra dentro de la asignación de la cuenca de los Llanos orientales, la historia inicia mediante la firma del Contrato de Asociación CARACARA sobre un área de 405,000 Hectáreas el 8 de febrero de 2001 entre ECOPETROL (Empresa Colombiana de Petróleos) y la Operadora HUPECOL LLC, con una distribución relativa de participación del Bloque de 30% y 70% respectivamente, la fecha efectiva del contrato de asociación es el 16 de Abril de 2001, bajo la resolución No. 611 del Ministerio de Minas y Energía, la fecha de culminación del contrato es en el 2019.

La actividad de exploración de esta área tuvo sus inicios a partir del año 2003 en donde se definieron los prospectos a partir de la Sísmica 3D; la primera

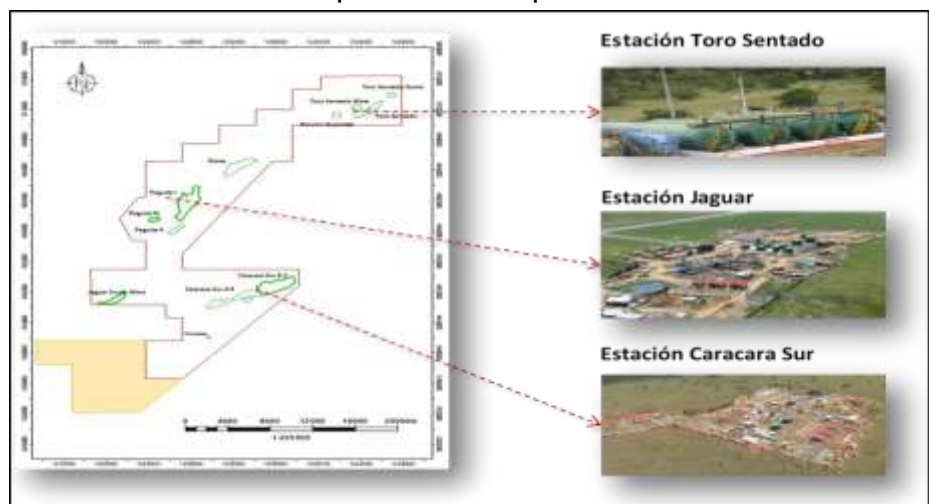
⁷ CEPOLSA. Plan de desarrollo Bloque Caracara “Aspectos de: Geología, Yacimiento, Producción, Facilidades de Producción, Evaluación Económica y Responsabilidad Integral”. Bogotá: Contrato Asociación Caracara, 2016. p. 18

perforación se llevó a cabo en el año 2005 buscando hidrocarburos en areniscas de la Formación Carbonera con resultados satisfactorios. El segundo pozo perforado en el mismo año, resultó sin trazas de hidrocarburo, la comercialidad de este es otorgada el 7 de noviembre de 2006 en un Área de 100 Acres. Los derechos de HUPECOL LLC fueron adquiridos en su totalidad por CEPCOLSA en el año 2008 entrando a operar el contrato de asociación a partir del 7 de Julio de 2008 y en el cual se han perforado a la actualidad diversos pozos de desarrollo, a la fecha el Bloque Caracara cuenta con 110 pozos perforados en los 3 campos. En el año 2015 CEPCOLSA cambia su razón social por CEPESA COLOMBIA S.A., a la fecha de Noviembre de 2017 el Contrato CARACARA cuenta con una extensión de 141,320 hectáreas y la operadora del Bloque continua siendo la compañía CEPESA COLOMBIA S.A.

2.1.2 Ubicación del Bloque Caracara El Bloque Caracara con una extensión de 141,320 Ha, se encuentra localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales, departamento del Meta y municipio de Puerto Gaitán.

El Bloque de producción Caracara cuenta con tres facilidades de producción que dan manejo a todos los fluidos las cuales se muestran en la Figura 4.

Figura 4. Localización de Campos en el Bloque Caracara.

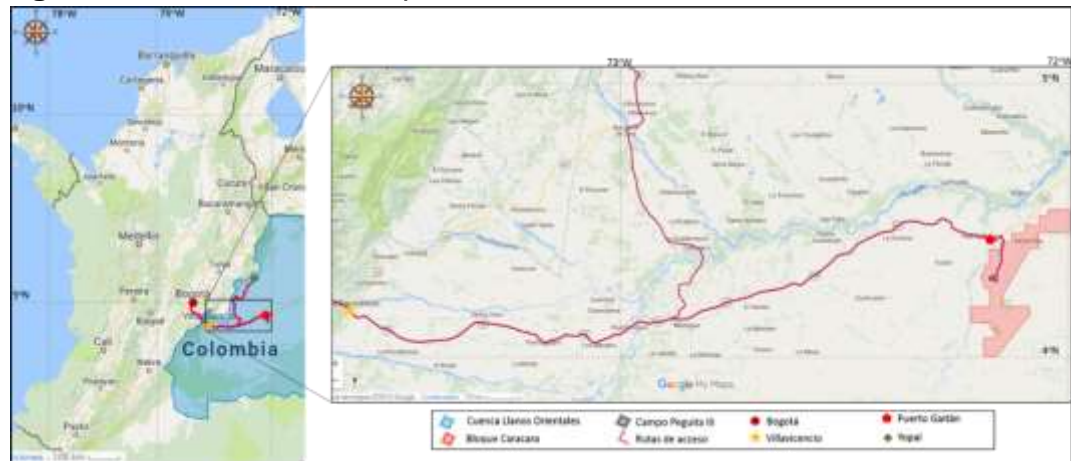


Fuente: CEPESA. Plan de desarrollo, 2016.

Desde la ciudad de Bogotá para llegar al Bloque Caracara se debe salir por el sur a la ruta 40 del INVIAS durante 307 km hasta el municipio de Puerto

Gaitán. Esta ruta pasa por la Ciudad de Villavicencio y posteriormente se dirige hacia el oriente del país cruzando por el municipio de Puerto López y finalmente Puerto Gaitán. Se toma la vía que conduce al San Pedro de Arimena, seis kilómetros y medio de la cabecera municipal de Puerto Gaitán, se desvía hacia el sur del país tomando la ruta que se dirige al Alto de Neblinas y desde ese punto en caso de continuar al sur 17 kilómetros llegara al Campo Toro Sentado, si desvía hacia el occidente y recorre un trayecto de 12 kilómetros llegara al campo Jaguar y de continuar 19 kilómetros en la misma dirección hasta llegar a palmeras y se toma al norte recorriendo 6 kilómetros llegara al campo Caracara Sur.

Figura 5. Ubicación del Bloque Caracara.



Fuente: Modificado de CEPISA. Inicios de explotación. 2015.

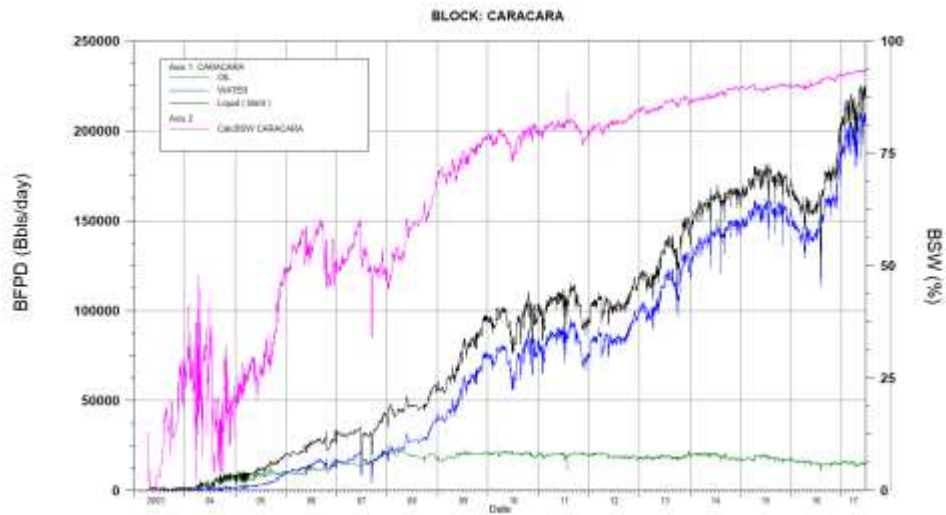
2.1.3 Historia de Producción del Bloque Caracara

La historia del Bloque Caracara se puede apreciar en la Grafica 1, la cual proviene de los 3 campos.

El campo Caracara Sur tuvo un aporte importante por su desarrollo y campaña de perforación, sin embargo por la declinación de los pozos ha disminuido considerablemente el aporte el cual se puede apreciar en la Grafica 2.

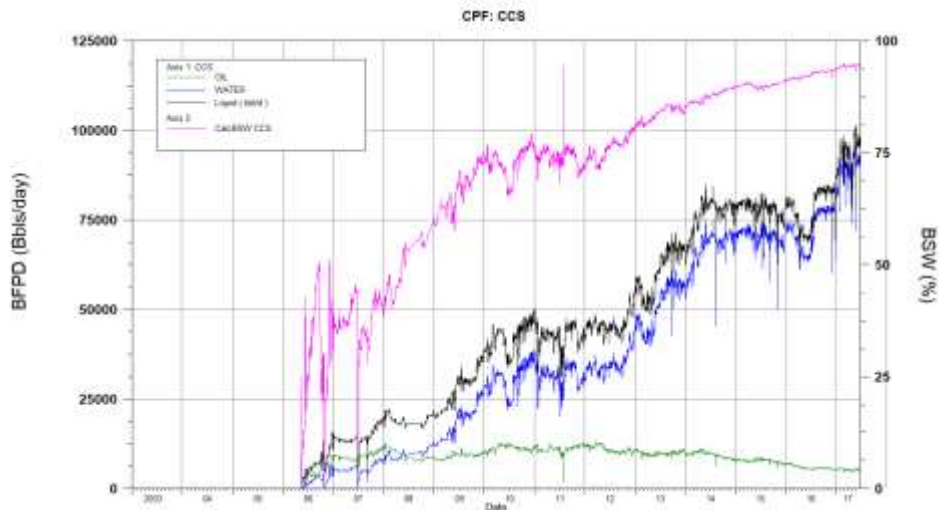
El campo Jaguar tuvo un desarrollo limitado inicialmente por los prospectos de las estructuras, a la fecha es el campo que tiene mayor aporte brindando así el 58% de la producción del bloque, su comportamiento de producción se puede apreciar en la Gráfica 3.

Gráfica 1: Historia de Producción Bloque Caracara



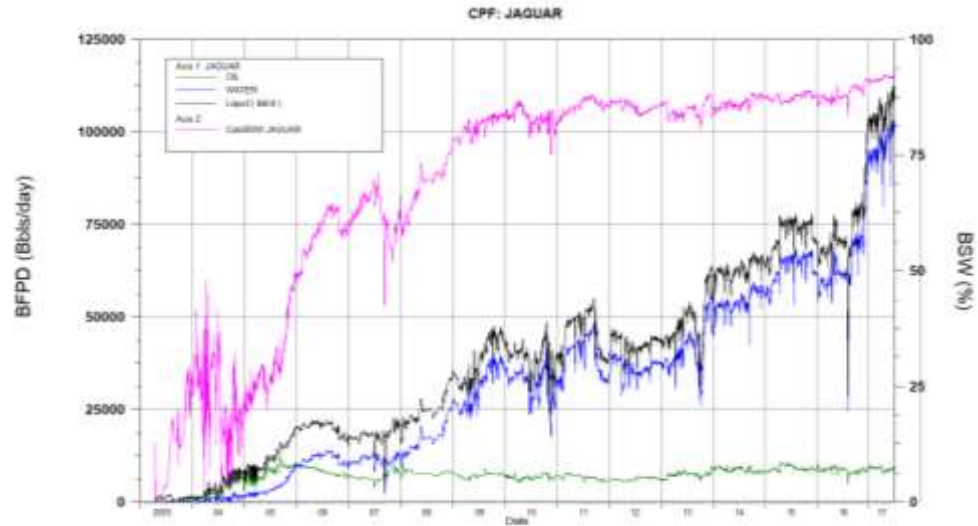
Fuente: OFM – CEPESA COLOMBIA S.A. 2017.

Gráfica 2: Historia de Producción Campo Caracara Sur



Fuente: OFM – CEPESA COLOMBIA S.A. 2017.

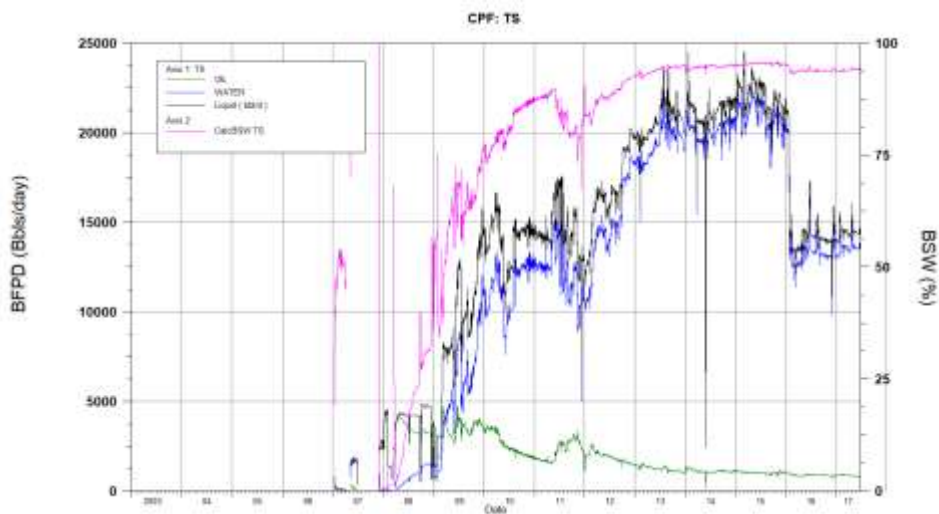
Gráfica 3: Historia de Producción Campo Jaguar



Fuente: OFM – CEPESA COLOMBIA S.A. 2017.

El aporte del campo Toro Sentado ha sido el más estable en el tiempo, se realizaron campañas de perforación para mejorar el desarrollo de este sector, pero los resultados no fueron tan exitosos, sin embargo los pozos que aportan en este sector tienen una declinación demasiado baja gracias al mecanismo de empuje, el comportamiento de la producción se puede apreciar en la gráfica 4.

Gráfica 4: Historia de Producción Campo Toro Sentado



Fuente: OFM – CEPESA COLOMBIA S.A. 2017.

2.2 BALANCE DE FLUIDOS Y CORRIENTES DE PRODUCCIÓN

Los campos tienen un diseño específico para procesar crudo y agua, donde la distribución se encuentra en la Tabla 1.

Tabla 1: Distribución de capacidades de fluido en los campos del Bloque Caracara

Campo	Proceso Agua (bwpd)	Proceso Crudo (bopd)
Caracara Sur	110,000	15,000
Jaguar	105,000	12,000
Toro Sentado	33,000	2,000
Bloque	248,000	29,000

Fuente: Modificado de: Diseños de plantas, Planos Departamentos de Proyectos. 2017.

Los esquemas de tratamiento son muy similares en los 3 campos, ya que el proceso es el mismo. En Jaguar y Caracara Sur los fluidos de los pozos entran a un Surge Tank y se separan las principales proporciones de agua en este equipo, el crudo sigue a los intercambiadores y posteriormente a un Gun Barrel para entrar finalmente en los tanques de almacenamiento, el agua sale del equipo primario de separación y pasa a la Unidad de Microflotación, sigue a los filtros y luego al tanque de cabeza para que las bombas de inyección lo tomen y sea enviado a los pozos a presiones que se encuentran entre los 900 Psi y los 1,300 Psi, estas bombas son Centrifugas que tienen una presión de descarga máxima de 1,800 Psi. La estación Toro Sentado por la carga de fluidos tiene unas facilidades menos robustas y su equipo primario de separación es un Gun barrel el cual se encarga de dejar el crudo con condiciones de especificación para ser fiscalizado y despachado, el agua que sale del Gun Barrel entra en un tratamiento de desnate con equipos de menores capacidades a las otras estaciones pero de menor capacidad, esta agua es inyectada por medio de bombas centrifugas a una presión de 1,000 Psi y cuentan con una presión de descarga máxima de 1,800 Psi.

El esquema de proceso para la estación Caracara Sur se puede apreciar en la Figura 6 y para la estación Jaguar en la Figura 7, la diferencia principal está en las bombas de inyección de agua (2 Bombas de 40 kbwpd y 5 bombas de 13 kbwpd en Jaguar, en Caracara Sur 1 Bomba de 40 kbwpd y 6 bombas

de 13 kbwpd) y algunas bombas de transferencia dentro del proceso. Para el Campo Toro Sentado el esquema de proceso se puede apreciar en la Figura 8, este campo tiene la particularidad que no cuenta con línea de transferencia de crudo, por lo cual es enviado mediante carrotanques hacia la estación Jaguar.

Figura 6: Esquema de producción Campo Caracara Sur

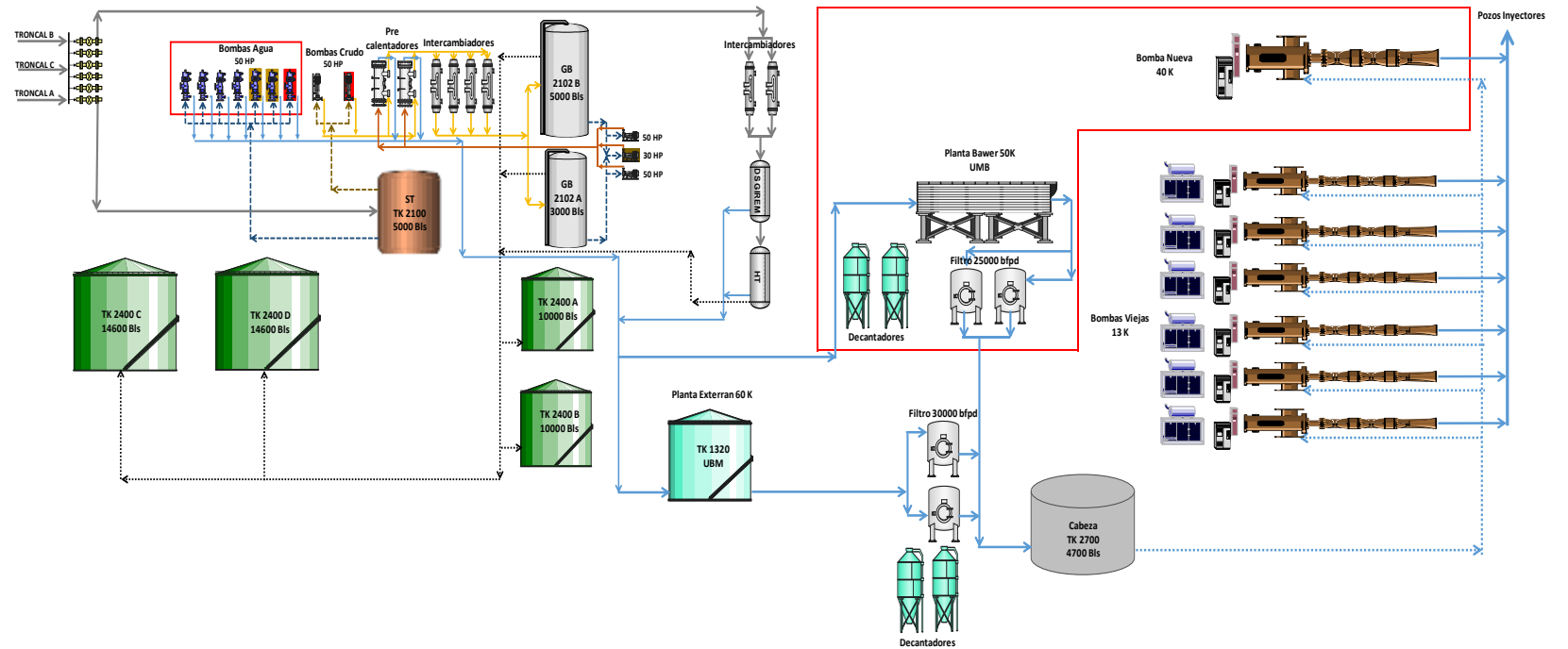


Figura 7: Esquema de producción Campo Jaguar

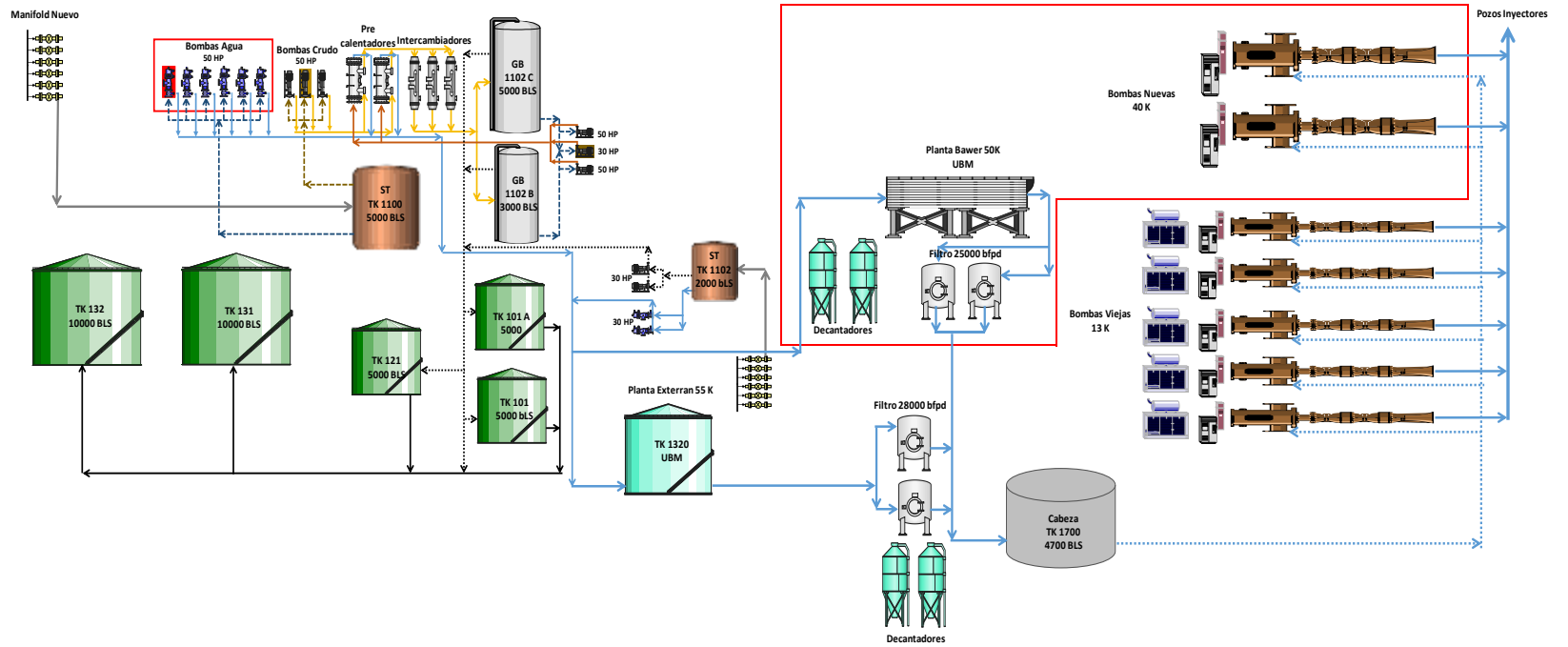
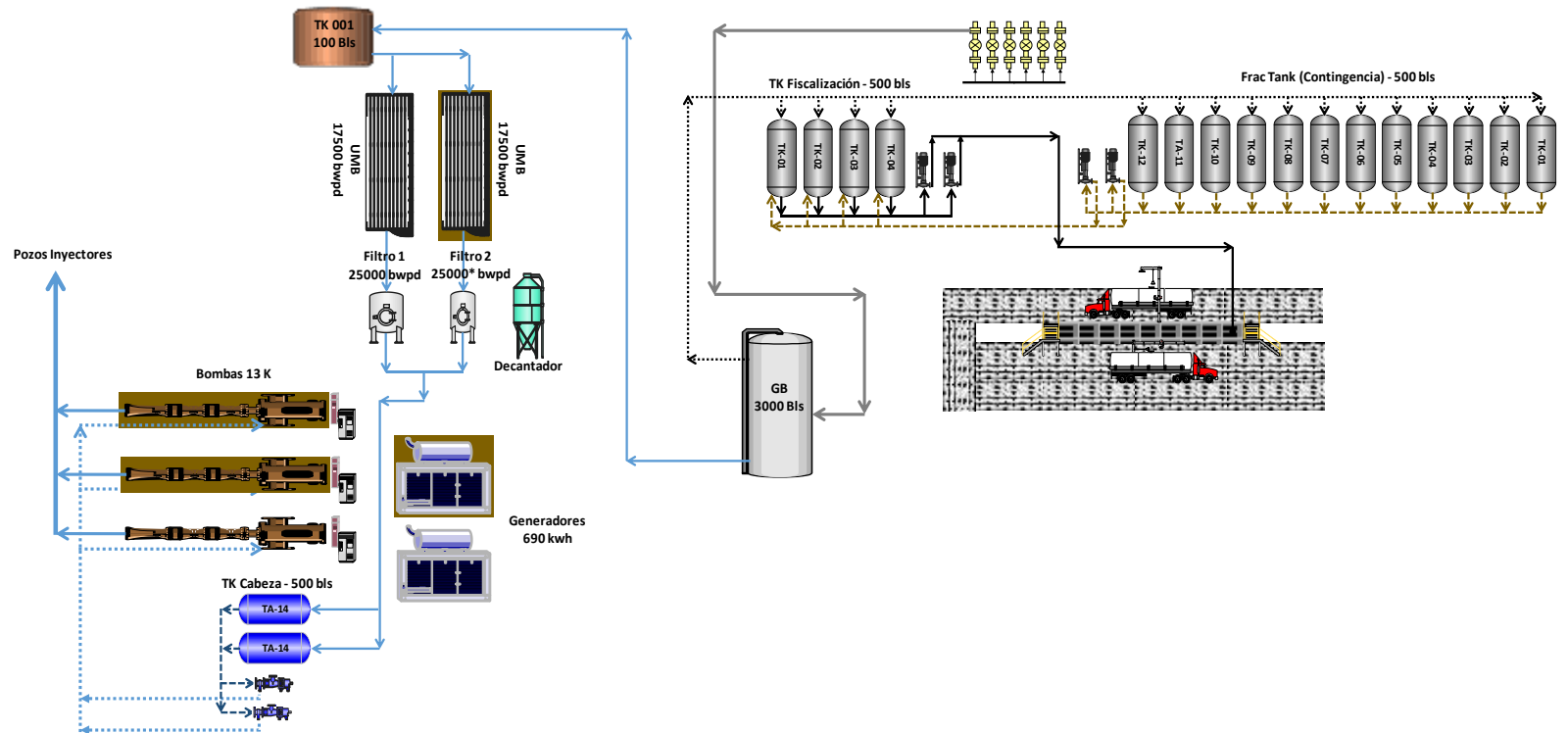


Figura 8: Esquema de producción Campo Toro Sentado



2.3 REDES DE TRANSPORTE E INYECCIÓN DE FLUIDOS

Las Redes de producción del campo se pueden apreciar en las siguientes figuras:

- Figura 1 - Campo Caracara Sur
- Figura 2 – Campo Jaguar
- Figura 3 – Campo Toro Sentado

Estas redes son las encargadas de recolectar los fluidos aportados por los pozos y llevarlos hasta la estación para su correspondiente procesamiento de separación y distribución, de igual forma se encuentran las líneas de inyección a los cluster con pozos inyectoros (marcados de color azul en las figuras mencionadas), en donde el agua de inyección es enviada desde la estación hasta cada pozo inyector.

Las líneas de inyección que se instalaron en el Bloque Caracara son de número de SCH 160 y aquellas que intervienen en el presente proyecto se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2: Líneas de inyección Bloque Caracara (Objeto de estudio)

Linea	Diametro Nom (in)	Diametro Int (in)	MAWP (Psi)	Campo	Longitud (mts)
Inyección CCSB_006	6	5.187	3,759	CARACARA SUR	1,340.0
Inyección CCSA_012	6	5.187	3,759	CARACARA SUR	1,381.9
Inyección JAGU_024ST	6	5.187	3,759	JAGUAR	649.3
Inyección TRS_004	4	3.438	3,978	TORO SENTADO	408.7

Fuente: Departamento de mantenimiento – Área de Integridad. 2017.

Las redes de inyección fueron simuladas en el Software GAP⁸ que permite realizar análisis de hidráulica en superficie, la red del campo Caracara Sur se encuentra en la Figura 9, la red del campo Jaguar se encuentra en la Figura 10 y la red del campo Toro Sentado se encuentra en la Figura 11.

⁸ PETROLEUM EXPERTS, GAP 32 bits, Versión 11, IPM versión 10. 2016

Los modelos de simulación Hidráulica⁹ serán los empleados para evaluar los cambios de presiones en función del caudal a transportar por las líneas de inyección teniendo en cuenta el incremento de flujo de acuerdo a los requerimientos del sistema de levantamiento alterno que emplee la energía de los fluidos de inyección como insumo principal en el levantamiento.

⁹ American Petroleum Institute (January 2013). Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems. API Recommended Practice 14E.

Figura 9: Red de Inyección y evaluación Hidráulica Campo Caracara Sur (Modelo GAP)

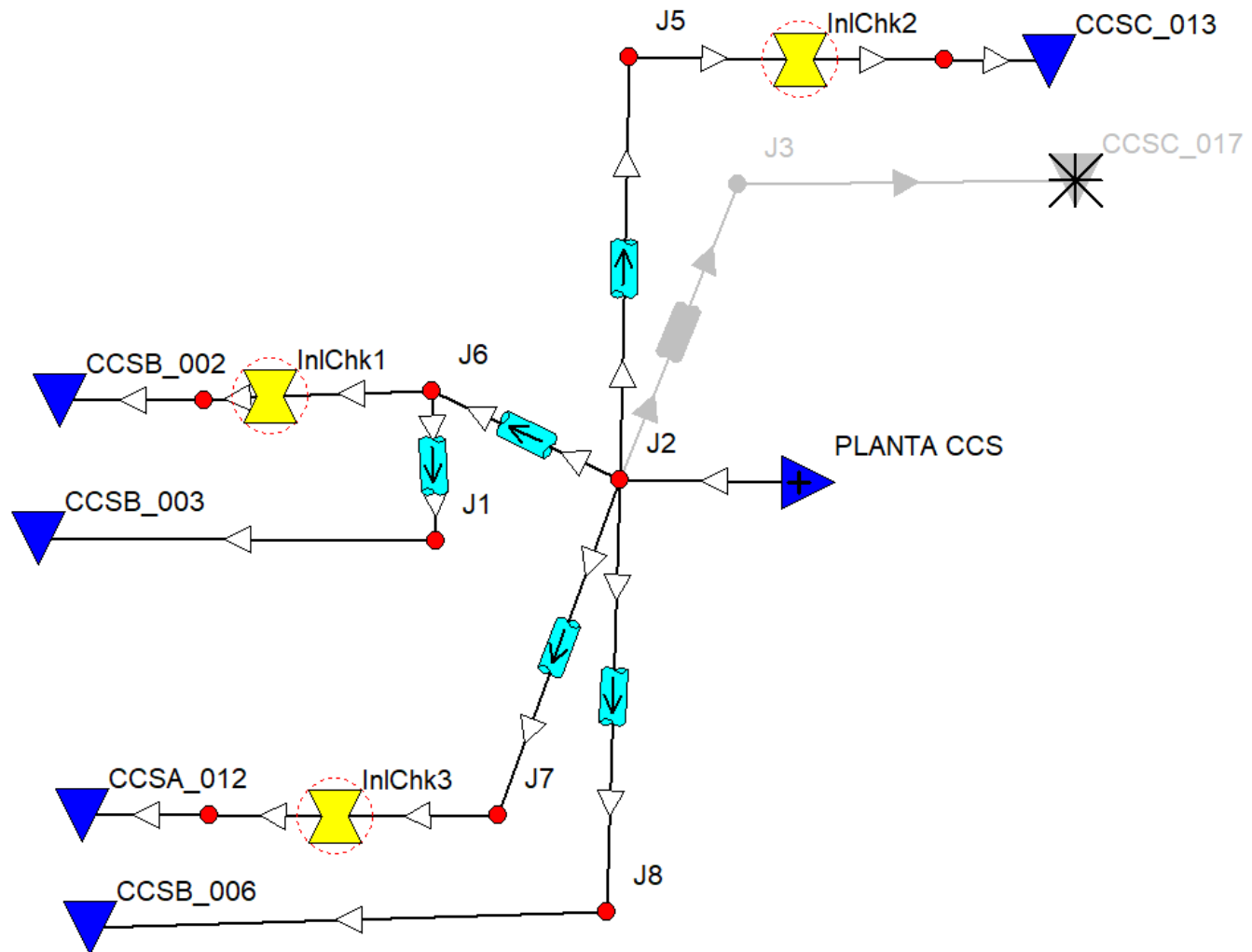


Figura 10: Red de Inyección y evaluación Hidráulica Campo Jaguar (Modelo GAP)

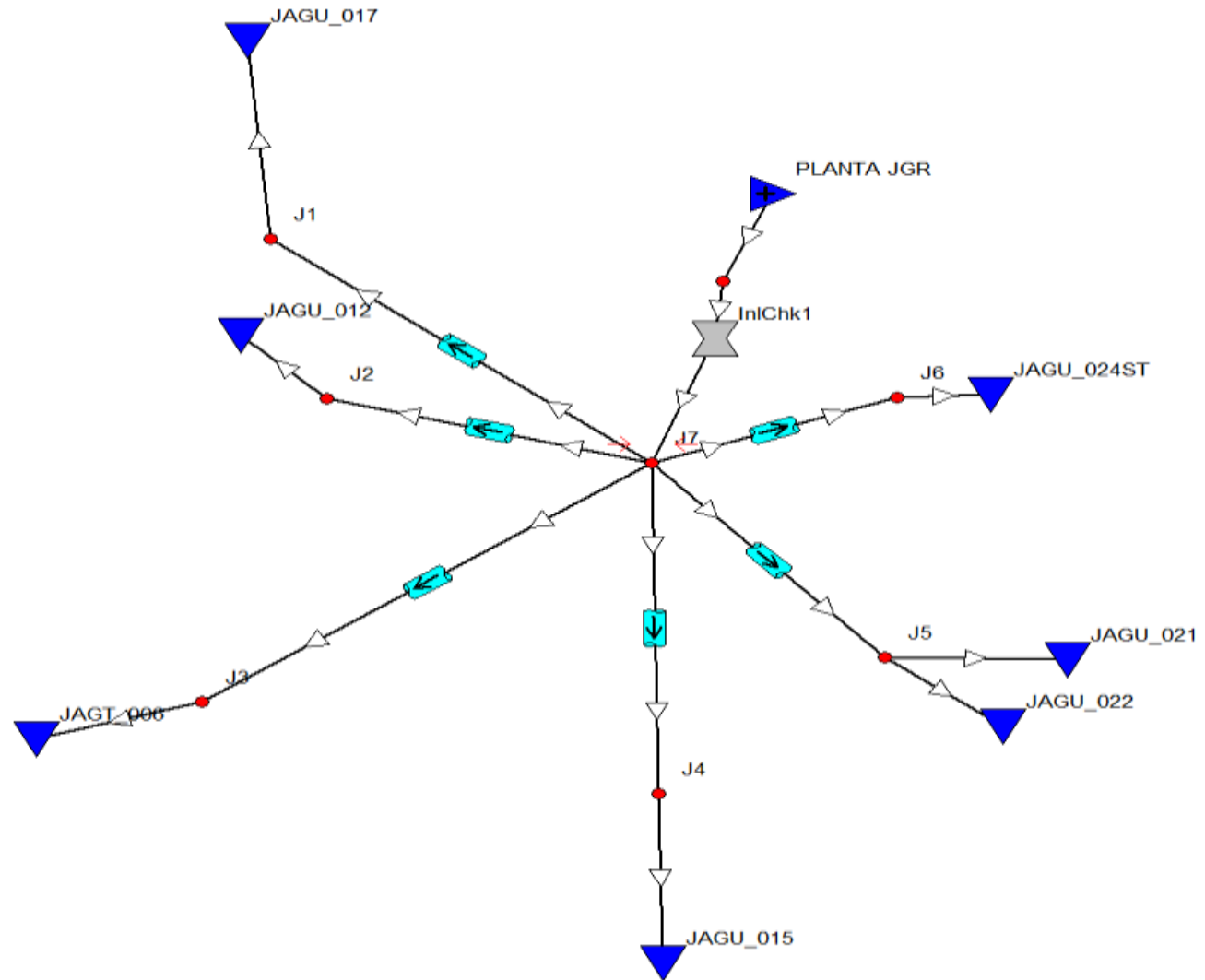
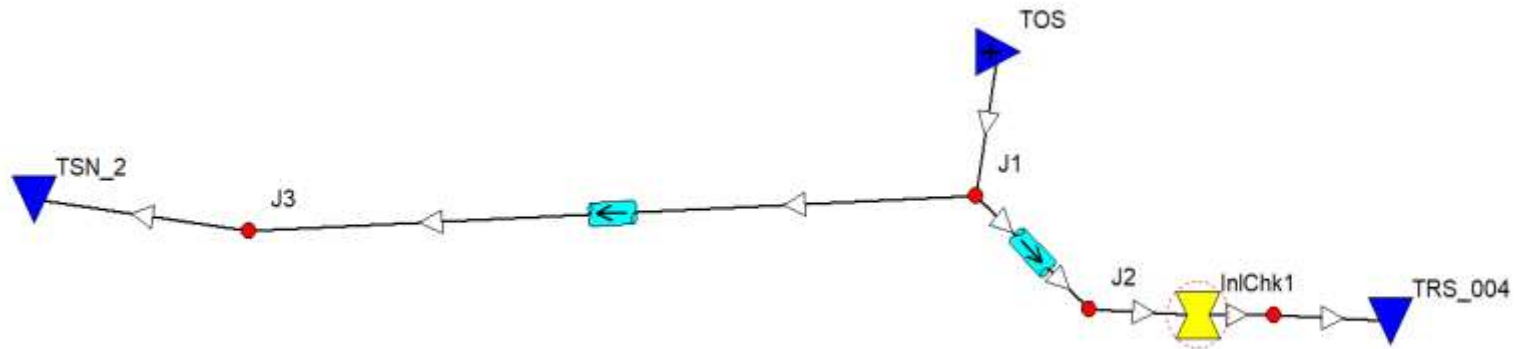


Figura 11: Red de Inyección y evaluación Hidráulica Campo Toro Sentado (Modelo GAP)



2.4 CARACTERÍSTICAS Y TIPO DE FLUIDO DE INYECCIÓN

Los fluidos inyectados en el Bloque Caracara es Agua de inyección del mismo proceso, la cual ha sido separada del crudo y tratada de una forma adecuada para su disposición.

Este fluido se inyecta en pozos Disposal a fin de dar un manejo responsable y adecuado, estas inyecciones no buscan en ningún momento ser empleadas como recobro secundario.

Las características del fluido de inyección se pueden apreciar en la Tabla 3 para el campo Caracara, los campos Jaguar y Toro sentado se pueden ver en el **Anexo A**.

Tabla 3: Caracterización Agua Campo Caracara Sur

Cations		Test Method	(mg/l)	MW	Valence	Meq/l
Barium	Ba +2	ICP	<0.005	137,34	2,0	0,00
Calcium	Ca +2	ICP	8,4	40,06	2,0	0,42
Iron (dissolved)	Fe +2	ICP	<0.01	55,85	2,0	0,00
Magnesium	Mg +2	ICP	1,7	24,31	2,0	0,14
Potassium	K +	ICP	<0.17	39,10	1,0	0,00
Sodium	Na +	ICP	400	22,99	1,0	17,40

Anions		Test Method	(mg/l)	MW	Valence	Meq/l
Alkalinity (as Bicarbonate)	HCO ₃ ⁻	Titration	955	61,02	1,0	15,66
Bromide	Br ⁻	Titration / IC	<2.0	79,90	1,0	0,00
Carbonate	CO ₃ ⁻²	Titration	0,0	60,01	2,0	0,00
Chloride	Cl ⁻	Titration / IC	64	35,45	1,0	1,81
Iodide	I ⁻	Titration / IC	<2.0	126,90	1,0	0,00
Sulfate	SO ₄ ⁻²	IC	2,1	96,06	2,0	0,04
Sulfide	S ⁻²	IC	0,0	32,06	2,0	0,00

Total Cation Meq's	18
Total Anion Meq's	18
TDS (mg/l)	1.431
TDS (ppm)	1.431
Ion Balance	0,013

pH	8,23
Resistivity (Ohm-Meter) @ 77 °F	6,71
Conductivity, microSiemens/cm	1.490
Specific Gravity 60 / 60 °F	1,0013

Stability Index @ 100 °F	-1,97
Stability Index @ 200 °F	-0,13
% Deviation in Meq. Bal	1,28
% Deviation in TDS	0,12
QA/QC Run ID's	
ICP	05062013: 1 to 4
IC - Anions	2012 March # 1703
IC Organic Acids	N/A
Salinity mg/l	734

Fuente: CoreLab, Reporte de análisis completo del agua, Inyección en Caracara Sur, Abril 2013.

2.5 DETERMINACIÓN DE ENERGÍA NETA Y CAUDAL DISPONIBLE PARA BRINDAR AL SISTEMA APLICABLE

Los fluidos que se energizan en los procesos del Bloque Caracara es el agua de producción, puesto que es el único fluido que se inyecta. Durante el proceso de tratamiento de fluidos el crudo se separa y es despachado para su correspondiente comercialización, el gas que se produce en el Campo Caracara (350 MSCFPD) sirve para realizar parte del autoconsumo básico en calderas, no alcanza a suplir todo el consumo de motores de combustión y por lo tanto no es un fluido que se produzca en proporciones importantes para tratarse y comprimirse, debido a esto es que el Bloque Caracara no cuenta con un sistema de compresión y los únicos equipos de inyección son las bombas de agua que aportan los pozos productores, de tal forma que la única energía resultante del proceso de tratamiento en los campos es Energía Hidráulica y solo es aplicada a la disposición del agua en los correspondientes pozos inyectores (Disposal).

La energía que se puede usar y se encuentra disponible es determinada de acuerdo al modelamiento de la hidráulica de la red de inyección, es de tener presente que la energía no es de la misma magnitud en todos los cluster por dispositivos mecánicos como lo son las tuberías y la petrofísica que afecta directamente la capacidad de recibo de los pozos. Las condiciones disponibles actuales se pueden observar en la Tabla 4.

Tabla 4: Presiones disponibles en cabeza de pozo a condiciones actuales

Pozo	bwipd	Pwhi (Psi)	PDP (Psi)	ΔP (Psi)	II (bpd/psi)
CCSA_012	43,616	957	1,234	277	45.6
CCSB_006	9,896	1,140	1,234	94	8.7
JAGU_024ST	68,656	1,335	1,650	315	51.4
TORS_004	10,720	839	934	95	12.8

Fuente: Reportes Diarios de producción, Cepsa Colombia S.A., Septiembre de 2017.

Basados en los parámetros actuales se simulo la red chocando los pozos inyectores para exigir mayor presión de descarga a las bombas de inyección obteniendo mayor presión de inyección y manejando el mismo caudal, como se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5: Presiones disponibles en cabeza de pozo con máxima presión de descarga de las bombas de inyección (manteniendo caudal).

Pozo	bwipd	Pwhi (Psi)	PDP (Psi)	ΔP (Psi)	II (bpd/psi)
CCSA_012	43,616	1,523	1,800	277	45.6
CCSB_006	9,896	1,706	1,800	94	8.7
JAGU_024ST	68,656	1,485	1,800	315	51.4
TORS_004	10,720	1,705	1,800	95	12.8

En la Tabla 6 se presenta cual sería el máximo caudal que se podría enviar a los pozos inyector, evaluando los índices de inyectividad y máxima presión de descarga de las bombas de inyección.

Tabla 6: Presiones disponibles en cabeza de pozo y caudales con máxima presión de descarga de las bombas de inyección.

Pozo	bwipd	Pwhi (Psi)	PDP (Psi)	ΔP (Psi)	II (bpd/psi)
CCSA_012	61,393	1,347	1,800	453	45.6
CCSB_006	14,809	1,706	1,800	94	8.7
JAGU_024ST	73,198	1,423	1,800	377	51.4
TORS_004	19,267	1,507	1,800	293	12.8

En la Tabla 7 se puede observar cual es el caudal de agua disponible para realizar el uso de la energía Hidráulica, manteniendo el caudal de inyección a los pozos.

Tabla 7: Máximos caudales Disponibles con Presión en cabeza.

Pozo	ΔQ (bwipd)	Pwhi (Psi)
CCSA_012	17,777	1,347
CCSB_006	4,913	1,706
JAGU_024ST	4,542	1,423
TORS_004	8,547	1,507

Bajo estos esquemas de evaluación hidráulica existirían dos opciones diferentes para tomar la energía del fluido y emplearla en los pozos productores, estas opciones resumidas son:

- **Opción 1:** Tomar el fluido a la mayor presión posible, disminuyendo caudal de inyección al pozo inyector y direccionando hacia otros pozos del campo el caudal que se emplee, esto es de acuerdo a la tabla 5,

donde el caudal disponible es el equivalente al de inyección y la presión es la más alta.

- **Opción 2:** Emplear el fluido de inyección adicional que se puede direccionar hacia los cluster de inyección, esto de acuerdo a la tabla 7 con la limitante que al enviar más fluido por las tuberías, las pérdidas de presión aumentarían dejando más limitado la aplicación.

Los equipos instalados son bombas centrífugas de alta presión que son de dos tipos diferentes de acuerdo al caudal que pueden inyectar, las bombas de bajo caudal son de 13,000 bwpd y las de alto caudal son de 40,000 bwpd, la presión de descarga de las bombas se encuentra limitada a una presión máxima de 1,800 Psi (para ambos tipos).

La distribución y cantidad de estas bombas en los campos se puede observar en la tabla 8.

Tabla 8: Distribución de equipos de inyección por campos del Bloque Caracara.

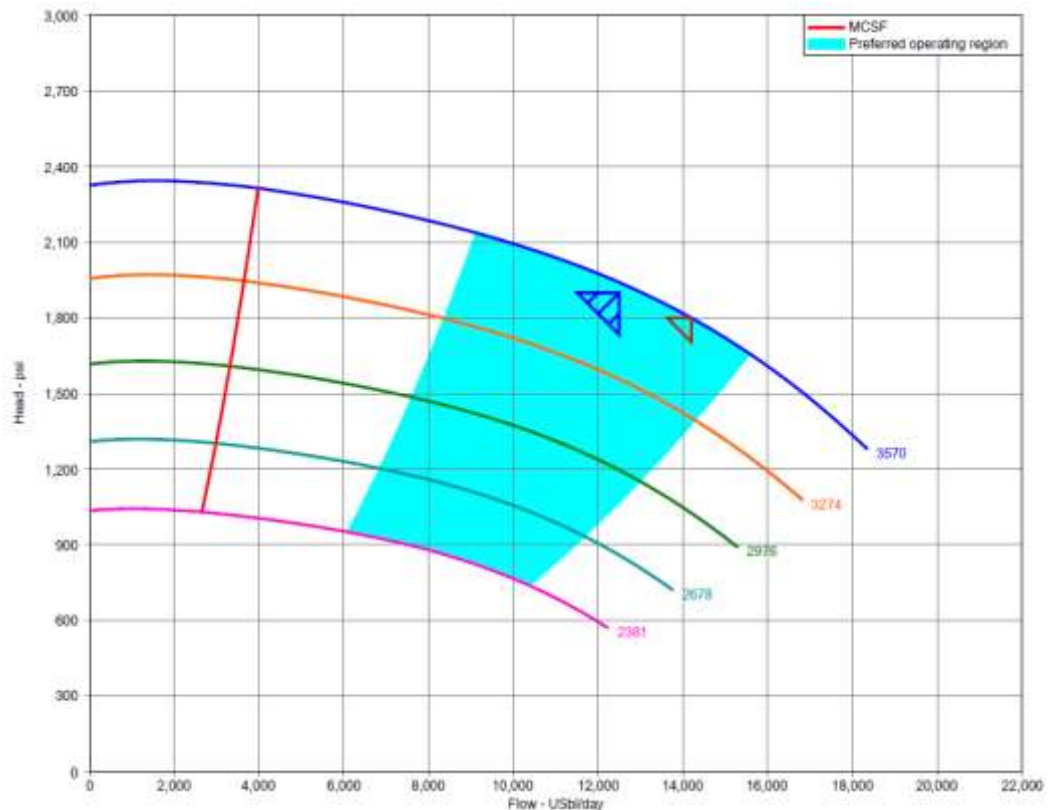
Campo	Bombas de 13,000 bwpd	Bombas de 40,000 bwpd	Capacidad de Inyección	Observación
Caracara	6	1	118,000	Limitado por Planta a 110,000
Jaguar	5	1	105,000	Planta llega a 105,000
Toro Sentado	3	0	39,000	Limitado por Planta a 33,000

Las bombas no son precisamente el componente que define la cantidad de agua a inyectar en el campo, esto también va de la mano por las facilidades instaladas y los pozos inyectoros. Los equipos de inyección como se puede apreciar se encuentran en 2 estaciones sobre la capacidad de proceso (facilidades), por lo cual el límite de manejo de agua estaría dado por el proceso, en cuanto a los pozos inyectoros, cada campo cuenta con los suficientes pozos para realizar la inyección de agua requerida y que se puede procesar.

2.6 EQUIPOS QUE SUMINISTRAN POTENCIA A LOS FLUIDOS DE INYECCIÓN

De acuerdo a las curvas de desempeño de las bombas de inyección y manteniendo las recomendaciones del fabricante, el caudal que podrían brindar las bombas sería de 14,000 bwpd; 7.7% mayor a la capacidad nominal manteniendo la máxima presión permitida por diseño y trabajando dentro del área operativa permitida de acuerdo al API como se puede apreciar en la figura 12.

Figura 12: Curva de Desempeño de Bomba de inyección Horizontal de 13,000 bwpd



Fuente: GE Oil & Gas ESP Colombia S.A.S – Área de Ingeniería de Aplicaciones. 2017.

Las bombas de análisis son las de menor capacidad puesto que se puede incrementar presiones por tramos (líneas) de inyección con equipos más pequeños y por tanto menor consumo energético. Esto permite tener maniobra operativa al cambiar las condiciones por sectores para los equipos

y de esta manera generar cualquier ajuste en los requerimientos de la evaluación.

La curva se encuentra en función de las RPM, pero para efectos prácticos se puede llevar a términos de frecuencia mediante la ecuación 1:

Ecuación 1: Conversión de Frecuencia a RPM

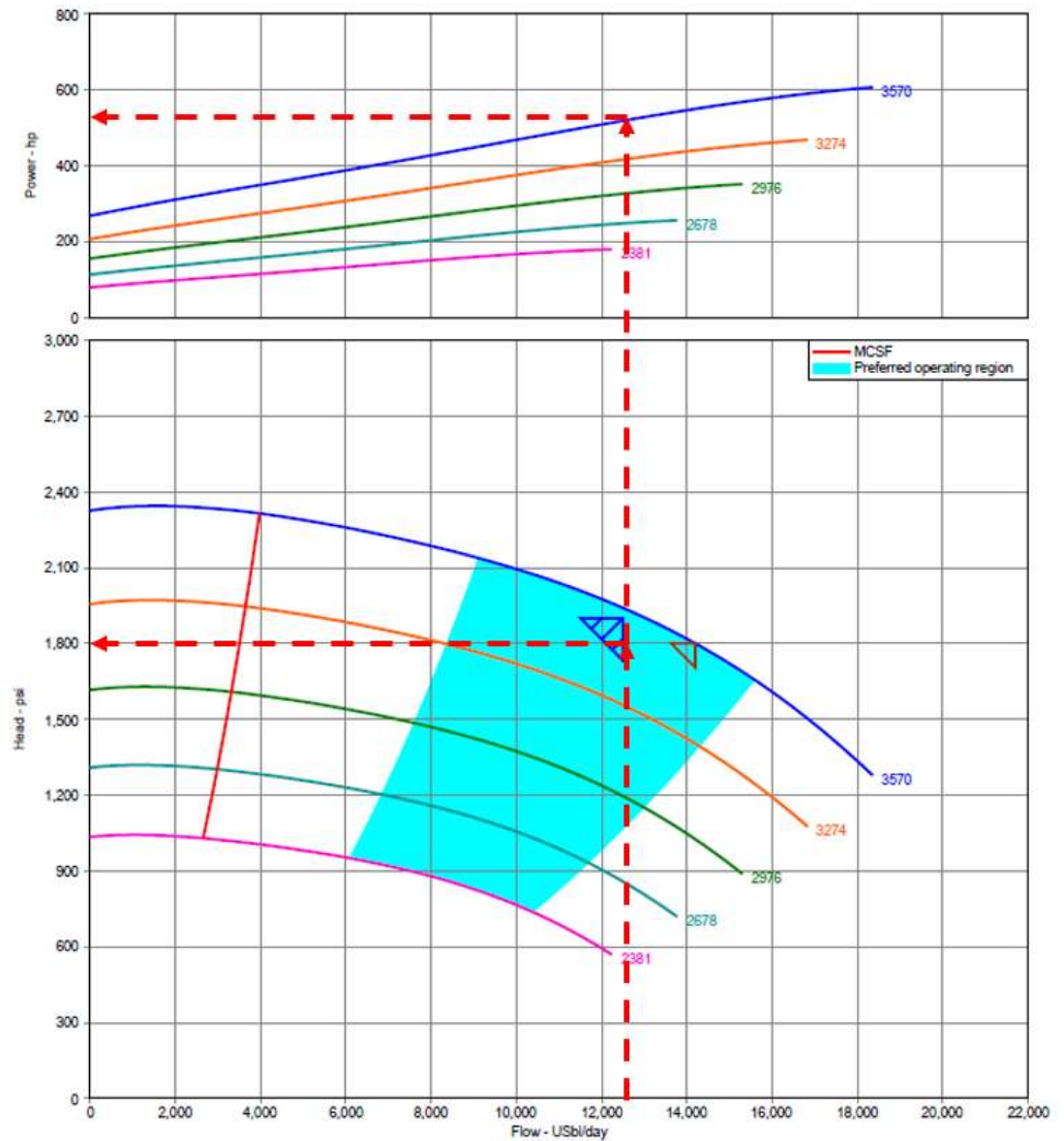
$$RPM = 120 * \frac{Frecuencia}{\# Polos}$$

Fuente: GE Oil & Gas ESP Colombia S.A.S – Área de Ingeniería de Aplicaciones.

Los motores de estas bombas son convencionales de inducción, por lo tanto el número de polos es 2. A pesar de que esta ecuación no tiene en cuenta el factor de deslizamiento, es muy aproximada a la realidad del desempeño del equipo en función de la frecuencia y velocidad de operación.

La forma como se determina la carga de consumo de energía del motor es mediante la carta (Figura 13) y con toma de predictivos que permiten ajustar establecer los requerimientos de los equipos.

Figura 13: Curva de Desempeño con Curva de requerimiento energético de Bomba de inyección Horizontal de 13,000 bwpd



Fuente: GE Oil & Gas ESP Colombia S.A.S – Área de Ingeniería de Aplicaciones. 2017.

2.7 ENERGÍA CONSUMIDA DURANTE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTOS DE FLUIDOS

Los fluidos de inyección que serán empleados deberán retornar de nuevo a la facilidad para su separación y disposición, por tal motivo es necesario conocer la energía que requiere el proceso para mover un barril de agua y dentro de toda la facilidad para dejarlo finalmente en condiciones de inyectar

Tabla 9: Requerimientos energéticos por las facilidades

TOTAL REQUERIDO POR EL SISTEMA (BTU/Hr)	51,101,211
REQUERIDO Energía HP electric	6,039
REQUERIDO Energía KWh electric	4,505
REQUERIDO Energía KWh/ BF	0.0378

Fuente: GE Oil & Gas ESP Colombia S.A.S – Área de Ingeniería de Aplicaciones. 2017.

El costo del KWh es el mismo que se maneja para los pozos ya que la fuente de suministro es la red nacional a menos que se tenga una ausencia prologada y se opere con Generación local.

Las tarifas promedio son los siguientes promedio años

- Red Nacional 260 COP/kWh
- Generación Local 660 COP/kWh

3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EXISTENTES

El bloque Caracara desde sus inicios ha implementado de forma masiva el sistema de levantamiento artificial Bombeo Electrosumergible (ESP; Electric Submersible Pump), esto debido a la versatilidad del sistema para acoplarse con índices de productividad bajos y altos, sin importar tener que sacrificar el desempeño del sistema respecto a su consumo energético en ocasiones.

Este sistema funciona de forma adecuada, sin embargo y debido a la necesidad de la industria en la cual los costos de operación se hacen cada vez mayores y por la rápida declinación del campo, se hace necesario la reevaluación de diferentes opciones que permitan proyectar la vida del campo aumentando así el factor de recobro.

A fin de presentar las características esenciales de cada sistema y buscando uno que se permita adecuar al objetivo del presente estudio en el cual se pretende usar la Energía Hidráulica del sistema de inyección se presenta una matriz de aplicación de los diferentes sistemas existentes a la fecha.

3.1 MATRIZ DE APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

La aplicación de los sistemas de levantamiento Artificial es muy diversa, se pueden acondicionar a diferentes condiciones, aunque efectivamente no es lo mismo realizar la aplicación de cualquier sistema a cualquier condición de pozo, debido que influyen una serie de factores que pueden afectar de forma significativa la eficiencia de cada sistema y esta es la principal razón para seleccionar uno u otro sistema.

En la **Tabla 10** se podrá apreciar varios factores que influyen al momento de seleccionar un sistema y su implementación en un campo.

Tabla 10: Matriz de características de aplicación de los sistemas de levantamiento Artificial – 1 Parte

	BOMBA DE VARILLA	BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA	ESP	BOMBEO HIDRAULICO ALTERNATIVO	SISTEMAS DE CHORRO HIDRAULICO	GAS LIFT		ELEVADOR DE EMBOLO
						FLUJO CONTINUO	INTERMITENTE	
COSTO DE CAPITAL	Bajo a moderado: Aumenta con la profundidad y grandes unidades.	Baja: Aumenta con la profundidad y Grandes tasas.	Costo de inversión relativamente bajo si la energía eléctrica comercial está disponible. Aumentan los costos a medida que aumenta la potencia.	Varias pero a menudo competitivos con las bombas de varillas. Múltiples pozos, los sistemas centrales reducen el coste por pozo pero es más complicado.	Competitivo con la bomba de sarta de varilla. Aumento de costos con mayor potencia.	Los costos del equipo de pozos son bajos pero las líneas y los costos de compresión pueden ser altos. El sistema de compresión central reduce el costo por pozo.	Igual que el flujo continuo del gas lift.	Muy bajo: solamente equipo de pozo de bajo costo si no se requiere un compresor.
EQUIPO DE POZO	Diseño razonablemente bueno de la varilla y prácticas de funcionamiento necesarias. El banco de datos de las caídas y las fallas de la bomba es beneficioso. Buenas prácticas de la selección, operación y de reparación necesarias	Se necesita buenas practicas de diseño y operación. Pueden tener problemas con la selección del elastómero del estator apropiado.	Requiere un cable adecuado además del motor, bombas, sellos, etc. Un buen diseño y buenas prácticas de operación son esenciales.	El tamaño adecuado de la bomba y las prácticas operativas son esenciales. Requiere conductor de fluido de potencia. Bomba libre y opción de fluido de potencia cerrada.	Requiere programas de diseño de computadora para dimensionar. Tolerante a sólidos moderados en fluido de potencia. Sin partes móviles en la bomba: larga vida útil; procedimientos simples de reparación.	Buen diseño y espaciamiento de la válvula esencial. Costo moderado para equipos de pozo (válvulas y mandriles). Elección de válvulas convencionales o recuperables por cable.	Sin pegar al fondo con válvulas de gas lift; considere la cámara para pozos con alto Pt y bajo BMP.	Las prácticas de operación deben ser contadas a cada pozo para su optimización. Algún problema con pegar los pistones.
EFICIENCIA (POTENCIA HIDRÁULICA DE SALIDA DIVIDIDA POR CABALLOS DE FUERZA HIDRÁULICOS DE ENTRADA)	Excelente eficiencia total del sistema. La eficiencia de llenado de la bomba completa es típicamente de aproximadamente 50 a 50% factible si no se bombea.	Excelente: puede superar las bombas de varilla para casos ideales. Eficiencia del sistema reportada 50% a 70%. Se necesitan más datos operativos.	Bueno para pozos de alta tasa, pero disminuye significativamente para <1,000 BFPD. Por lo general, la eficiencia total del sistema es aproximadamente del 50% para la tasa alta, pero para <1,000 B / D, la eficiencia es típicamente <40%.	De regular a bueno: no es tan bueno como el bombeo de varilla debido a GLR, fricción y desgaste de la bomba. Las eficiencias van del 30% al 40% con GLR> 100: puede ser mayor con un GLR menor.	Justo a pobre. Máxima eficiencia solo 30%. Fuertemente influenciado por la potencia del fluido y el gradiente de producción. Eficiencias operativas típicas de 10% a 20%.	Justo: Incrementos para pozos que requieren GLR de una pequeña inyección. Bajo para pozos que requieren GLR's altos. Eficiencias típicas del 20% pero varían del 5% al 30%.	Deficiente: normalmente requiere un alto volumen de gas de inyección / líquido de barril. La eficiencia de elevación típica es del 5% al 10%; mejorado con pistones.	Excelente para pozos que fluyen. No se requiere energía de entrada porque usa la energía del pozo. Bueno incluso cuando se agrega un pequeño suplemento de gas.

Fuente: Clegg, J. D., Bucaram, S. M., & Hein, N. W. (1993, December 1). Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods (includes associated papers 28645 and 29092). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/24834-PA

Tabla 10: Matriz de características de aplicación de los sistemas de levantamiento Artificial – 2 Parte

	BOMBA DE VARILLA	BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA	ESP	BOMBEO HIDRAULICO ALTERNATIVO	SISTEMAS DE CHORRO HIDRAULICO	GAS LIFT		ELEVADOR DE EMBOLO
						FLUJO CONTINUO	INTERMITENTE	
FLEXIBILIDAD	Excelente: puede alterar la velocidad y el impulso de carrera, el tamaño del émbolo y el tiempo de ejecución para controlar la velocidad de producción.	Justo: puede alterar la velocidad. La unidad hidráulica proporciona flexibilidad adicional pero a un costo adicional.	Deficiente: las bombas suelen funcionar a una velocidad fija. Requiere un dimensionamiento cuidadoso. VSD ofrece más flexibilidad pero costos adicionales. Tiempo del ciclo normalmente evitado. Debe medir la propiedad de la bomba.	Bueno / excelente: puede variar la velocidad del fluido de potencia y la velocidad de la bomba de fondo. Numerosos tamaños de bomba y relaciones bomba / motor se adaptan a las necesidades de producción y profundidad.	Buena a excelente: la velocidad y la presión del fluido de potencia ajustan la tasa de producción y la capacidad de elevación. La selección de tamaños de garganta y boquilla, amplía el rango de volumen y capacidad	Excelente: la velocidad de inyección de gas varió a las tasas de cambio. El tubo debe ser dimensionado correctamente.	Bueno: debe ajustar el tiempo de inyección y ciclos con frecuencia.	Buenos pozos de bajo volumen. Puede ajustar el tiempo y la frecuencia de inyección.
VARIOS PROBLEMAS	La fuga de la caja de relleno puede ser desordenada y presentar un riesgo potencial. (Hay cajas de relleno anticontaminación disponibles).	Puede tener un servicio limitado en algunas áreas. Debido a que este es un método que nunca se usa, el conocimiento y la experiencia en el campo son limitados.	Requiere un sistema de energía eléctrica altamente confiable. Método sensible a la tasa de cambios.	Los sólidos del fluido de potencia controlan lo esencial. Necesita 15 ppm de tamaño máximo de partícula de 25 µm para evitar el desgaste excesivo del motor. Debe agregar surfactante a un fluido de potencia de agua para lubricación. Requiere control de fuga de émbolo triple.	Más tolerante a los sólidos fluidos de potencia; 200 ppm de partículas de 25 µm aceptables. Los diluyentes podrían ser adicionados si se requiriera. Es aceptable el agua presurizada (fresca, producida o captada).	Un compresor altamente rentable con un 95% de tiempo de ejecución requerido. El gas debe ser una propiedad deshidratada para evitar la congelación del gas.	Intensivo trabajo para mantener sintonizado en línea: pobre desempeño, manteniendo un flujo de gas estable se pueden obtener problemas en la medida de operación de la inyección del gas.	La caída del émbolo o la adherencia pueden ser un problema importante.
COSTOS DE OPERACIÓN	Muy bajo para profundidad baja a mediana (<7500 pies) y ubicaciones con baja producción (<400 BFPD).	Potencialmente baja, pero corta vida útil en el estator o el rotor frecuentemente reportada.	Varía: Si la potencia es alta, los costos de energía son altos. Los altos costos de extracción son el resultado de una vida útil corta. A menudo los costos de reparación son altos.	A menudo más alto que las bombas de varilla, incluso para el sistema libre. La vida útil corta aumenta los costos operativos totales.	Mayor costo de energía debido al requisito de potencia. Bajo costo de mantenimiento de la bomba típico con garganta y boquilla de tamaño de propiedad.	El pozo cuesta poco. Los costos de compresión varían según el costo del combustible y el mantenimiento del compresor. La clave es inyectar lo más profundo posible con optimo GLR.	Igual que el flujo continuo de gas lift.	Usualmente muy bajo.

Fuente: Clegg, J. D., Bucaram, S. M., & Hein, N. W. (1993, December 1). Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods (includes associated papers 28645 and 29092). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/24834-PA

Tabla 10: Matriz de características de aplicación de los sistemas de levantamiento Artificial – 3 Parte

	BOMBA DE VARILLA	BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA	ESP	BOMBEO HIDRAULICO ALTERNATIVO	SISTEMAS DE CHORRO HIDRAULICO	GAS LIFT		ELEVADOR DE EMBOLO
						FLUJO CONTINUO	INTERMITENTE	
CONFIABILIDAD	Excelente: eficiencia de tiempo de ejecución > 95% si se siguen buenas prácticas de operación y si se controlan la corrosión, la cera, los asfáltenos, los sólidos, las desviaciones, etc.	Bueno: por lo general, el exceso de bombeo y la falta de experiencia disminuyen el tiempo de ejecución.	Varía: casos ideales de levantamiento, pobre para áreas problemáticas. Muy sensible a las temperaturas de operación y cortes eléctrico.	Bien con un sistema correctamente diseñado. Los problemas o las condiciones cambiantes del pozo reducen la confiabilidad de la bomba de fondo de pozo. Frecuente tiempo de inactividad resulta de problemas operacionales.	Bueno con la amenaza adecuada y el tamaño de la boquilla para las condiciones de operación. Debe evitar operar en el rango de cavitación de la bomba de succión; relacionado con la presión de entrada de la bomba. Más problemas si las presiones son > 4,000 psig.	Excelente si la propiedad del sistema de compresión es diseñada y mantenida.	Excelente si hay un suministro adecuado de gas de inyección y un volumen de almacenamiento de baja presión adecuado para el gas de inyección. El sistema debe diseñarse para las tasas de flujo de gas inestables.	Bueno si bien la producción es confiable.
VALOR DE SALVAMENTO	Excelente: mercado fácilmente movable y bueno para equipos usados.	Aceptable / despreciable: se mueve fácilmente y hay mercado actual para equipos usados.	Aceptable: algunos intercambian valor. Pobres valores de mercado abierto.	Mercado justo para bombas triplex; buen valor para el sistema de pozo que se puede mover fácilmente.	Bueno: fácilmente movido. Algunos intercambian valor. Mercado justo para la bomba triplex.	Aceptable: Algunos mercados de buenos compresores usados y algunos de comercio de valor para mandriles y válvulas.	Igual que el flujo continuo de gas lift.	Aceptable: algunos intercambian valor. Pobre valor de mercado abierto.
SISTEMA (TOTAL)	Procedimientos sencillos y básicos para diseñar, instalar y operar siguiendo las especificaciones API y las prácticas recomendadas. Cada pozo es un sistema individual.	Fácil de instalar y operar. Especificaciones y procedimientos de diseño, instalación y funcionamiento comprobados y limitados. Cada pozo es un sistema individual.	Bastante simple de diseñar, pero requiere buenos datos de velocidad. Sistema no perdonador. Requiere excelentes prácticas de operación. Siga las prácticas recomendadas de API en diseño, prueba y operación. Normalmente, cada pozo es un productor individual que usa un sistema eléctrico común.	Diseño manual o de computadora simple típicamente usado. Bomba gratis que se recupera fácilmente para su reparación. Unidad de pozo individual muy flexible pero con un costo adicional. Requiere atención. Planta central más compleja; generalmente da como resultado problemas de prueba y tratamiento.	Programa de diseño de computadora generalmente utilizado para el diseño. Procedimientos operativos básicos necesarios para la bomba de fondo de pozo y la unidad de pozo. Bomba gratis que se recupera fácilmente para su reparación o reemplazo en el sitio. El chorro de fondo de pozo a menudo requiere prueba y error para llegar al mejor / chorro óptimo.	Se necesita una fuente de suministro de gas limpio de volumen adecuado, alta presión, seco, no corrosivo a lo largo de toda la vida. Enfoque del sistema necesario. Baja contrapresión beneficiosa. Se necesita una buena fecha para el diseño y espaciamiento de la válvula. Las especificaciones API y las prácticas recomendadas de diseño / operación deben seguirse.	Igual que el flujo continuo de gas lift.	Pozos o sistemas individuales, diseños simples, instalación y operación requiere ajuste y mantenimiento al pistón.

Fuente: Clegg, J. D., Bucaram, S. M., & Hein, N. W. (1993, December 1). Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods (includes associated papers 28645 and 29092). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/24834-PA

Tabla 10: Matriz de características de aplicación de los sistemas de levantamiento Artificial – 4 Parte

	BOMBA DE VARILLA	BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA	ESP	BOMBEO HIDRAULICO ALTERNATIVO	SISTEMAS DE CHORRO HIDRAULICO	GAS LIFT		ELEVADOR DE EMBOLO
						FLUJO CONTINUO	INTERMITENTE	
USO/DISPOSICIÓN	Excelente: se usa en aproximadamente el 85% de los pozos de levantamiento artificial de los EE. UU. El método normal estándar de levantamiento artificial.	Limitado a pozos relativamente poco profundos con bajas tasas. Se usa menos del 0.5% de los pozos de levantamiento en EE. UU. Se usa principalmente en la deshidratación de pozos de gas.	Un excelente sistema de levantamiento artificial de alta velocidad. Ideal para velocidades de <200°F y > 1,000 BFPD. La mayoría de las veces se usa en pozos de alto corte de agua. Usado en aproximadamente 4% de pozos levantamiento en los EE. UU.	A menudo se usa como un sistema de pozo de levantamiento artificial predeterminado. Operación flexible; amplio rango de frecuencia; adecuado para pozos de petróleo relativamente profundos, de gran volumen y alta temperatura. Se usa en <2% de los pozos de levantamiento en EE. UU.	Bueno para pozos de mayor volumen que requieren un funcionamiento flexible. El sistema tolerará rangos amplios de profundidad, altas temperaturas, fluidos corrosivos, alto GOR y producción significativa de arena. Se usa en <1% de los pozos en pequeña escala de EE. UU. A veces se usa para probar pozos que no fluirán en offshore.	Sistema de levantamiento artificial bueno, flexible y de alta velocidad para pozos con altas presiones de fondo de pozo. Más bien como un pozo que fluye. Se utiliza en aproximadamente el 10% de los pozos de levantamiento en los EE. UU., Principalmente offshore.	A menudo se usa como método de levantamiento artificial predeterminado en lugar de bombas de varilla de bombeo. También es un valor predeterminado para los pozos de presión de fondo de pozo en el levantamiento continuo de gas. Se usa en <1% de los pozos de EE. UU.	Esencialmente un método de levantamiento de GLR con baja tasa de liquidez. Se puede usar para prolongar la vida útil del flujo o mejorar la eficiencia. Un amplio volumen de gas y / o presión necesarios para una operación exitosa. Se usa en <1% de los pozos de EE. UU.

Fuente: Clegg, J. D., Bucaram, S. M., & Hein, N. W. (1993, December 1). Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods (includes associated papers 28645 and 29092). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/24834-PA

3.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO EMPLEADOS EN EL BLOQUE CARACARA

El bloque Caracara se ha caracterizado por usar en sus operaciones el sistema de levantamiento artificial ESP en todos los pozos, se han realizado diversos estudios para mejorar la eficiencia y poder reducir los costos de levantamiento, sin embargo han sido descartadas por causas como:

- Necesidad de adquirir equipos nuevos en superficie como bombas de desplazamiento positivo.
- Adquisición de equipos de bajo levantamiento para pozos de bajos PI.
- Falta de suministro de fluidos de alimentación como Gas.
- Poco entrenamiento en otras tecnologías.
- Redes de producción que requieren mantener flujos constantes y estables.
- Generación de nuevos repuestos para garantizar el correcto funcionamiento.

Estas han sido de las principales causas para implementar una tecnología diferente a la existente, sin embargo se planteó un piloto de implementación de Bombas de Cavidades progresivas en el año 2015, pero por la crisis que se presentó en la industria esta implementación no tomo fuerza y quedo pospuesta en el tiempo, a la fecha este cambio aún no ha sido realizado puesto que el balance económico presenta bajas utilidades.

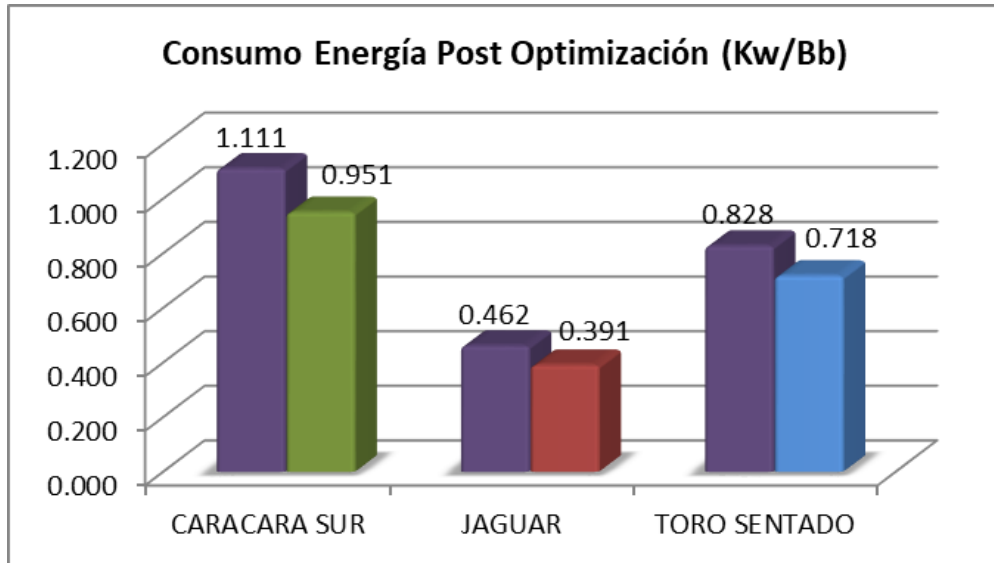
Actualmente se tiene disponibilidad de repuestos completos para el mantenimiento y servicio correctivo en las fallas que se presenta en un ESP, lo cual le ha permitido al sistema perdurar en el tiempo a pesar de los altos consumos de energía en aquellos pozos de bajo caudal y los altos costos en los que se incurre en una operación de cambio del sistema, ya que esta operación solo es posible realizarla con un equipo de workover (taladro de baja potencia).

La energía que consumen las bombas ESP se encuentran en el orden de 80 a 260 kWh, lo cual impide tener una buena relación potencia producción para todos los pozos, se ha trabajado en diferentes técnicas¹⁰ que permitieron

¹⁰ Nieto, A., Brinez, D., Lopez, J. E., Marin, P., Cabrera, S., Paya, D., ... Cifuentes, E. (2017, March 6). Electrical Cost Optimization for Electric Submersible Pumps: Systematic Integration of Current Conditions and Future Expectations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/184006-MS

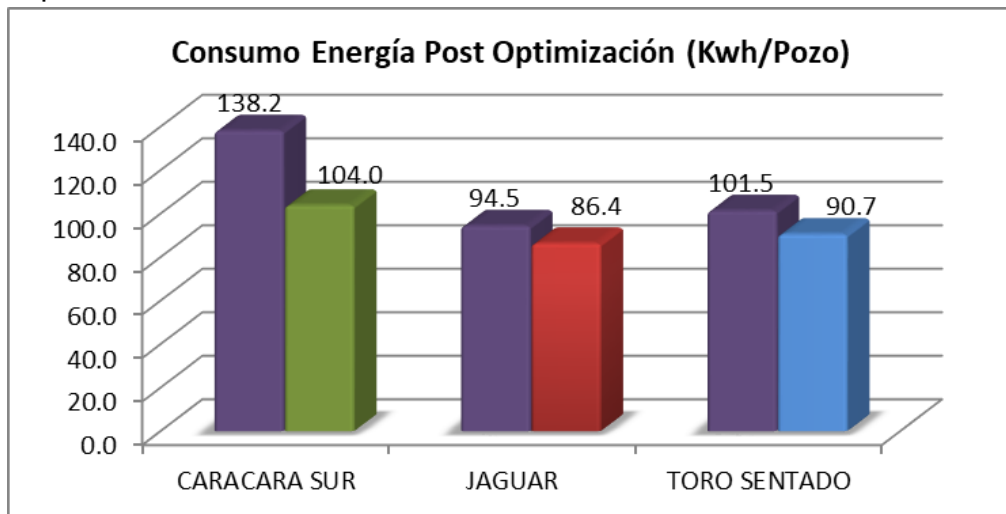
optimizar los consumos del Bloque por cada campo como se puede apreciar en el Grafico 5 los cambios de energía por cada barril producido de fluido y en el Grafico 6 se puede observar la optimización realizada por cada pozo del campo evaluado.

Grafico 5: Cambio del consumo energético en el bloque Caracara en kWh/Bb



Fuente: El Autor: Reporte de Optimización de Costos Eléctricos en ESP en el Bloque Caracara. 2015.

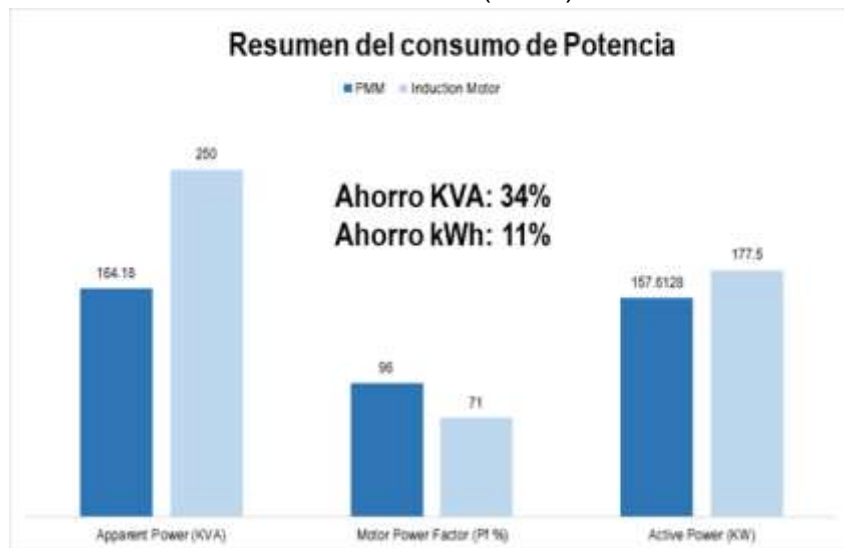
Grafico 6: Cambio del consumo energético en el bloque Caracara en kWh/pozo



Fuente: El Autor: Reporte de Optimización de Costos Eléctricos en ESP en el Bloque Caracara. 2015.

Adicional a las diferentes metodologías desarrolladas para brindar optimizaciones al sistema ESP y mejorar su eficiencia, se ha implementado tecnología de punta como los motores de imán permanente PMM (Permanent Magnet Motor) en un pozo del campo brindando beneficios reales interesantes puesto que se alcanzó una reducción del 11% del consumo energético con el solo uso de los motores como se puede apreciar en la **gráfica 7**.

Grafico 7: Comportamiento del consumo energético entre un Motor de Inducción Vs Motor de Imán Permanente (PMM).



Fuente: El Autor: Reporte de Evaluación de implementación de Piloto PMM en el Bloque Caracara. 2017.

Esta tecnología puede ser complementada con bombas de la misma gama y tecnología que los PMM, se espera alcanzar a lo mucho ahorros equivalentes al 19% de la energía requerida para cualquier levantamiento, sin embargo es la segunda fase de evaluación del piloto de nuevas tecnologías, se debe tener un candidato que cumpla con los requisitos mínimos para que pueda evaluarse de forma objetiva y los indicadores sean lo suficientemente representativos.

Después de realizar la implementación de buenas prácticas, desarrollar una metodología en la optimización energética y probar nuevas tecnologías que trataran de viabilizar cada vez más el campo, se continúa buscando opciones que permitan optimizar los costos operativos del campo y por esta razón es que el presente proyecto busca como viabilizar un campo a partir del re uso

de su propia energía del proceso que funcione como fuente de potencia, para realizar el levantamiento sin tener que adquirir equipos adicionales de superficie, por lo tanto, bajo esta premisa es que se evaluarán los posibles sistemas candidatos que puedan tener como alimentación el uso de la energía Hidráulica que se le brinda al agua de inyección.

3.3 SISTEMAS APLICABLES CON LA ENERGÍA DEL FLUIDO DE INYECCIÓN DISPONIBLE EN EL BLOQUE CARACARA

Como se pudo ver las características de los sistemas de levantamiento en la tabla 10, todos los sistemas tienen particularidades que en global para el Bloque Caracara aplicarían sin limitaciones fuertes, excepto 1 sistema el cual para su funcionamiento requiere energía neumática y con el gas que se produce en el campo no es suficiente, por tal motivo no es posible siquiera contemplar dicho sistema de levantamiento.

En la tabla 11 se presenta un resumen de los diferentes sistemas de levantamiento y cuál sería el candidato más idóneo para aprovechar la energía del proceso

Tabla 11: Sistemas de levantamiento opcionales a usar en el campo Caracara

Sistema de levantamiento	Energía de levantamiento	Aplicación en el Bloque	Uso de Energía Hidráulica	Observación
GL	Neumática	No	No	No se produce Gas Suficiente en el Bloque
ESP	Mecánica	Si	No	
PCP	Mecánica	Si	No	
JP	Hidráulica	Si	Si	Unico sistema que usa fuente Hidraulica
RSL	Mecánica	Si	No	

Con base en la forma de operación de los sistemas de levantamiento se puede observar que el único que podría emplear la energía Hidráulica como fuente de potencia de forma Directa es el Bombeo Hidráulico, por tal motivo los diseños que se consideren para poder realizar el re uso de la energía del proceso será bajo este tipo de sistema.

3.4 CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA APLICABLE AL BLOQUE CARACARA QUE PUEDAN USAR LA ENERGIA DEL PROCESO

3.4.1 Sistema de levantamiento Hidráulico¹¹ Este sistema de levantamiento consiste en transmitir energía de la superficie a la bomba de subsuelo a través de un fluido líquido (Fluido Motriz), estas bombas usan la presión y caudal del fluido motriz para llevar los fluidos aportados por las unidades hasta superficie. El fluido motriz puede ser agua o crudo que provengan del mismo pozo. En la mayoría de los casos los fluidos son separados en superficie mediante un set de facilidades simples que permite realizar la separación física de los fluidos líquidos en la corriente y posteriormente inyectar la fase (Crudo o Agua) de interés (en función del diseño) en el pozo por medio de una bomba de desplazamiento positivo. Por otro parte en el fondo del pozo se encuentran las bombas hidráulicas, ya sean tipo pistón o tipo jet que otorgan la transmisión de energía entre los fluidos.

Estas bombas hidráulicas pueden ser aplicadas a una amplia variedad de condiciones de pozo, la empresa Oilwell Hydraulics, Inc.¹² Afirma que se han usado bombas en profundidades desde unos pocos cientos de pies hasta 15,000 pies; por otro lado su producción puede variar entre 100 BPFD a 100.000 BPFD. Adicionalmente el sistema cuenta con gran versatilidad, tanto en el diseño de la configuración de superficie como en el diseño de los equipos de las geometrías de subsuelo.

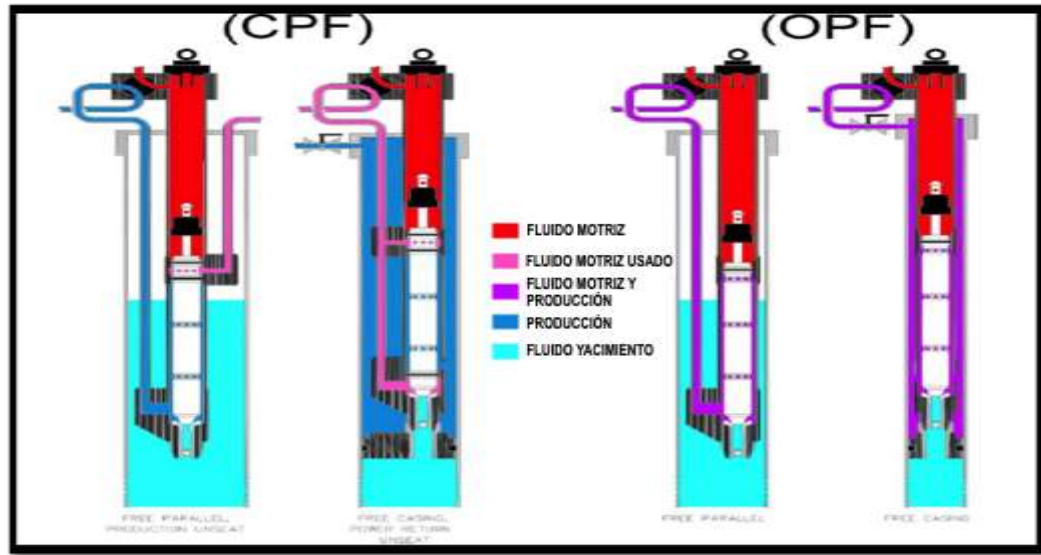
3.4.2 Sistema de fluido motriz¹³ Se encuentran dos principales sistemas de circulación del fluido motriz usado en el bombeo hidráulico: Sistema de Fluido Motriz Abierto (OPF) y Sistema de Fluido Motriz Cerrado (CPF), tal como muestra la Figura 14.

¹¹ OLAYA, Eiker y LIZARAZO, Javier (Junio 2017). Evaluación técnico financiera del reemplazo del sistema de levantamiento Electrosumergible por bombeo hidráulico jet en el bloque Caracara. p. 62.

¹² OILWELL HYDRAULICS, INC., Hydraulic pumping training manual.

¹³ OLAYA. Op. cit., p. 62.

Figura 14. Sistemas de fluido motriz



Fuente: Oilwell Hydraulics, INC. Manual de entrenamiento bombeo hidráulico. 2017.

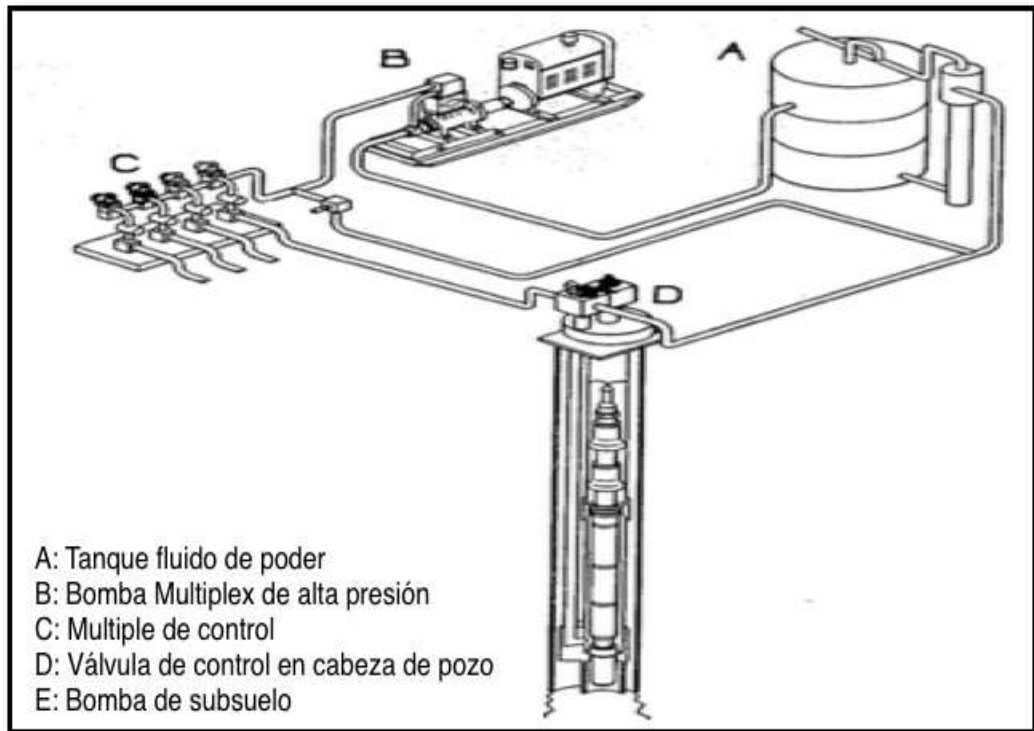
- **Sistema de Fluido Motriz Abierto (OPF)¹⁴:** Este sistema permite que el fluido motriz se entremezcle con los fluidos a producir y retornan a la superficie a través de una tubería en común, ya sea través de una tubería de producción paralela o a través de la región anular. Ofrece simplicidad y economía sobre el resto de diseños.
- **Sistema de Fluido Motriz Cerrado (CPF)¹⁵:** Mantiene el fluido motriz separado del fluido de producción debido a que los fluidos del yacimiento y el motriz, poseen cada uno su propia tubería de circulación, es usado para minimizar el tratamiento de los fluidos cuando el fluido motriz no es semejante o compatible con los fluidos del yacimiento.

¹⁴ *Ibíd.*, p. 63.

¹⁵ *Ibíd.*, p. 63.

3.4.3 Equipos de superficie¹⁶ Los equipos de superficie se componen principalmente por líneas de alta presión, equipos de inyección, dispositivos de control y equipos de separación, en la **Figura 15** se puede apreciar un arreglo tipo de cómo funciona los arreglos para poder trabajar un sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico.

Figura 15. Instalación típica sistema de bombeo hidráulico.



Fuente: Petroleum engineering handbook, hydraulic pumping.

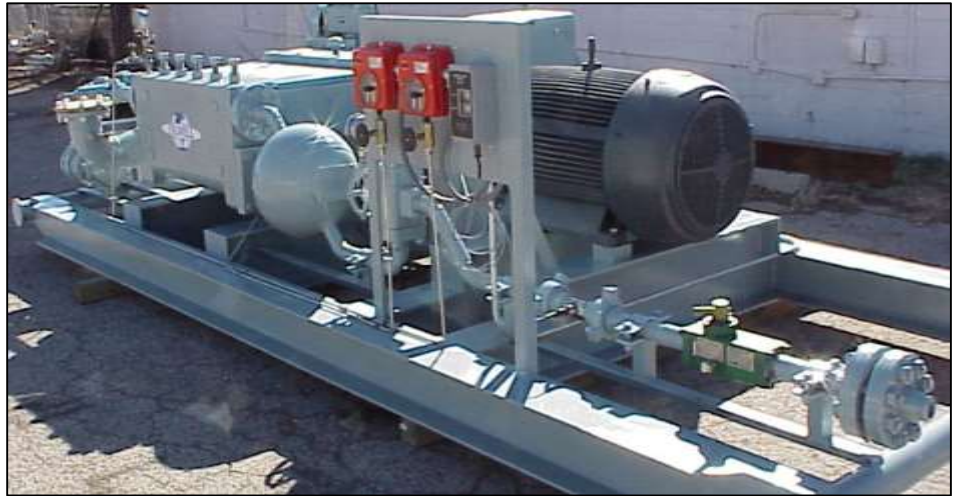
- **Bombas de superficie**¹⁷: Son Bombas de desplazamiento positivo (Acción recíprocante) que trabajan con diferentes tipos de motores a fin de dar la mayor viabilidad al levantamiento, los motores que normalmente se emplean son de combustión a Gas o Diesel y el eléctrico que brinda beneficios en consumo por centralizar su requerimiento a una red. Este tipo de motores eléctricos han sido más usados por su consumo y forma compacta de transporte como se muestra en la **Figura 16**. Los sistemas de accionamiento como engranajes y transmisiones de velocidad variable añaden flexibilidad

¹⁶ *Ibíd.*, p. 63-66.

¹⁷ *Ibíd.*, p. 64.

al sistema. En promedio estas bombas en bombeo hidráulico operan entre 2,000 y 5,000 psi, requiriendo inyección de fluido motriz aproximadamente entre los 1,500 BFPD y 4,000 BFPD lo que brindaría en la aplicación una potencia hidráulica equivalente entre 100 a 260 HP.

Figura 16. Bomba Desplazamiento Positivo y Motor electrico de superficie.

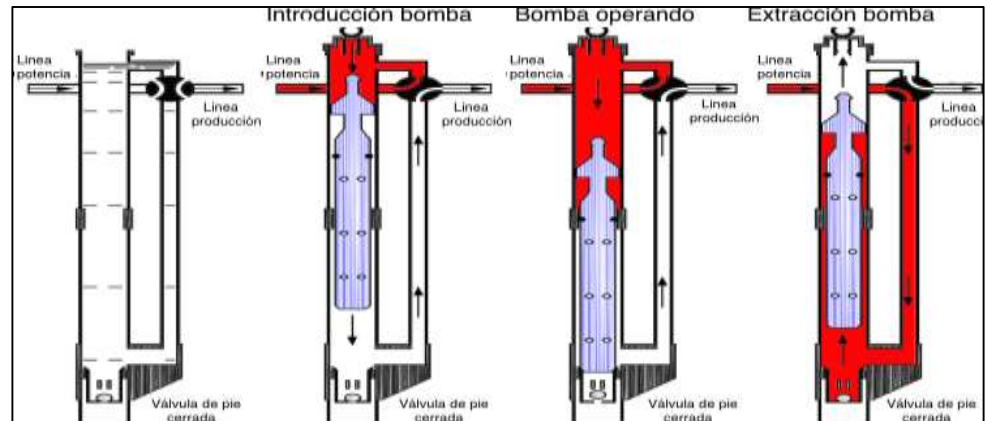


Fuente. Perenco. Curso bombeo hidráulico. 2013.

- **Cabezal de pozo¹⁸:** Todo cabezal de pozo que vaya a estar trabajando con un sistema de levantamiento por bombeo hidráulico debe estar adecuado para soportar por lo menos 5,000 psi debido a que está expuesto a la presión del fluido motriz, además posee válvulas cuatro vías para un control de los fluidos como se observa en la **Figura 17**, con el fin de realizar la introducción y extracción de la bomba hidráulicamente, de igual forma brinda soporte a la tubería de producción para que esta no se presurice sin control.

¹⁸ *Ibíd.*, p. 64.

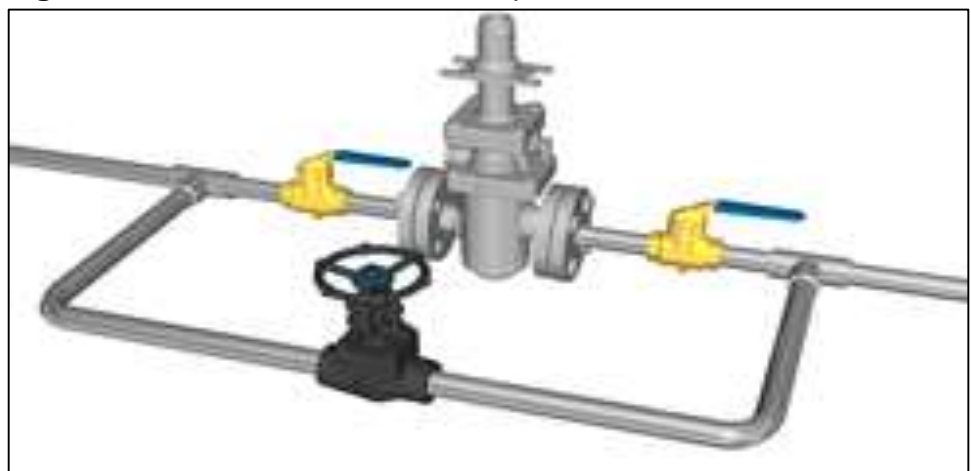
Figura 17: Válvula cuatro vías en cabezal de pozo, bombeo Jet.



Fuente: Perenco. Curso bombeo hidráulico. 2013

- **Controlador de presión constante:** Es un sistema de by-pass automático para mantener una presión de inyección constante al pozo y que de esta manera se mantenga la bomba de subsuelo. La presión puede verse afectada por cambios en el sistema de carga. Si la presión aumenta se activa un pistón que causa que la válvula dentro del controlador envíe fluido por by-pass y así mantener la presión constante. Igualmente debe estar diseñado para trabajar en presiones superiores a 5000 psi, como se muestra en la **Figura 18**.

Figura 18: Válvula controladora de presión.



Fuente: Perenco. Curso bombeo hidráulico. 2013

- **Controlador de flujo constante y medidor de flujo:** Se usa especialmente en bombeo hidráulico tipo pistón para proporcionar un servicio continuo. Es diseñado para mantener la velocidad de flujo constante independientemente en los cambios de las condiciones en el fondo de pozo y debe ser ubicado aguas abajo del controlador de presión constante. El medidor de flujo provee información de la tasa de flujo que es importante para mantener en equilibrio presión – caudal todo el sistema.
- **Manifold de distribución del fluido de potencia:** Es un Múltiple de distribución que sirve para realizar las distribuciones de forma adecuada y controlada en los pozos Jet cuando se tiene más de un pozo con este sistema. Este equipo permite alimentar varios pozos de una sola fuente de energía (Bomba) como se puede observar en la **Figura 19**, por medio de controladores de flujo y presión se distribuye a cada pozo el fluido de acuerdo a la necesidad de cada uno.

Figura 19: Manifold de distribución del fluido de potencia



Fuente. Perenco. Curso bombeo hidráulico. 2013

- **Tanques de almacenamiento, tanques de lavado y separadores:** Cuando se utiliza petróleo como fluido de potencia en un sistema abierto, dicho fluido se obtiene de tanques de almacenamiento o de oleoductos, de donde se suministran al sistema de bombeo o de

distribución. Si se está en un sistema cerrado, el fluido de potencia, bien sea agua o petróleo es manejado en un circuito cerrado, como se muestra en la **Figura 20** el cual debe disponer de su propio tanque de almacenamiento y equipo de separación de sólidos.

Figura 20: Skid de separación y cabeza de Jet Pump.



Fuente. Perenco. Curso bombeo hidráulico. 2013

3.4.4 Equipos de subsuelo¹⁹ Los elementos que se usan en el bombeo hidráulico en fondo se describirán a continuación.

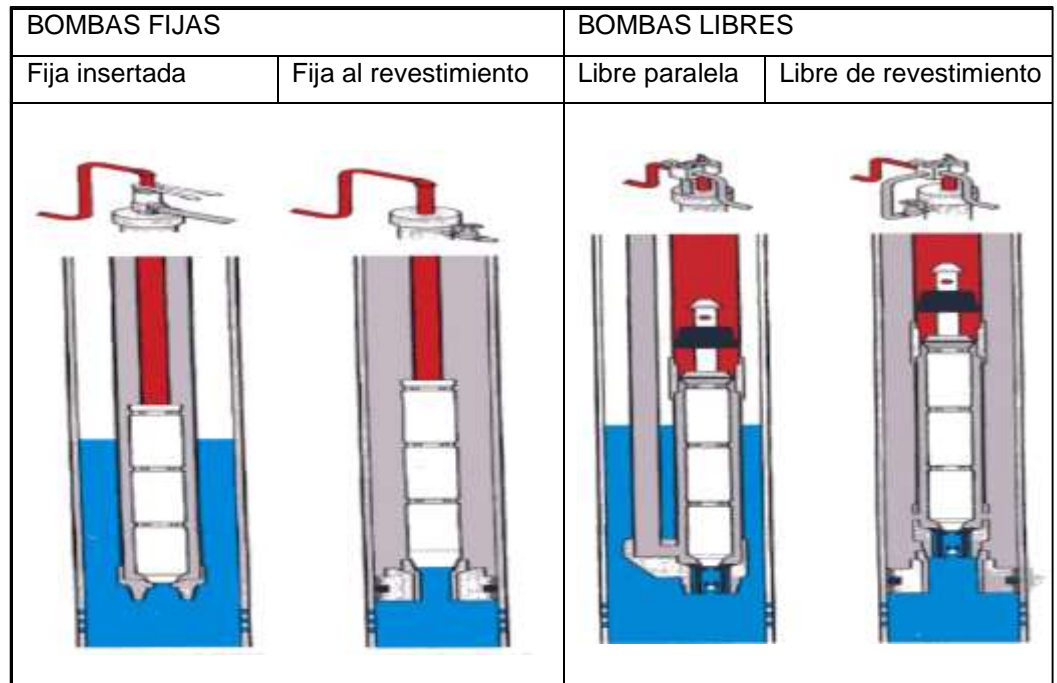
- **Ensamblaje de fondo (BHA):** son todos aquellos componentes y accesorios al final de la sarta de producción que permiten el acoplamiento de la Bomba Jet, consiste de una camisa de circulación y un empaque que aislé el tubing del anular que permita manejar diferencial de presiones y poder tener sector de inyección y producción.
- **Sistema de bombeo libre:** La bomba se introduce por la tubería del fluido motriz y esta se encuentra libre para circular entre el fondo y la superficie por medio de esta tubería.
- **Bomba libre tipo paralelo:** Se instalan tuberías individuales de fluido motriz y de producción.

¹⁹ *Ibíd.*, p. 66-68.

- **Bomba libre tipo tubería de producción:** La bomba hidráulica se desplaza dentro del pozo con el fluido motriz, pero en este tipo de instalación no existe una segunda tubería dentro del pozo.
- **Sistema de bombeo fijo:** La unidad de bombeo está unida mecánicamente con la tubería de fluido motriz y se instala en el pozo unido a la sarta, cuando falla el equipo se tiene que cambiar utilizando una unidad de reacondicionamiento.
- **Bomba fija insertada:** La bomba está conectada a la tubería de inyección que se introduce en la tubería de producción, la cual lleva una zapata en su extremo inferior donde se asienta la bomba.
- **Bomba fija al revestimiento:** Permite manejar un volumen de producción alto, la bomba va conectada en el extremo inferior de la tubería de producción y en el otro extremo la unidad de bombeo lleva un empaque recuperable que permite fijarla en el revestimiento.

Los sistemas Fijos y Libres se muestran en la **Figura 21**.

Figura 21: Sistemas Fijos y Libres de bombeo hidráulico



Fuente: Solipet, (2009). Manual de bombeo hidráulico.

- **Válvula de pie:** Válvula sentada en el zapato del ensamblaje de fondo para que quede ubicada bajo la bomba y servir como una válvula de retención para el flujo de fluido desde el reservorio a la bomba. También previene la pérdida de líquidos durante la recuperación de la bomba y posee un asiento metálico de la bomba y otro para sellar su propio asiento.
- **Sensores de presión:** Son adaptados a la válvula de pie o directamente a la bomba, con el fin de proveer información de la presión en fondo a diferentes tasas de producción.
- **Fluido de potencia:** El éxito y el funcionamiento económico de cualquier sistema de bombeo hidráulico depende de la eficacia del sistema de acondicionamiento y suministro de fluido de potencia. La presencia de gas, sólidos abrasivos en el fluido de motriz afectan la operación y el desgaste de los equipos de superficie y subsuelo. La limpieza del fluido de potencia es más crítica para el rendimiento de la bomba de pistón, mientras que la bomba jet tiene una mayor tolerancia a los líquidos sucios.

Este fluido debe ser analizado periódicamente a fin de identificar posibles cambios que impidan el correcto funcionamiento del levantamiento, por lo cual poder tomar acciones a fin de normalizar la operación.

Este fluido puede ser empleado en un levantamiento de forma Directa inyectando por la tubería de producción y produciendo por anular o de Forma Inversa, inyectando por anular y produciendo por la tubería de producción.

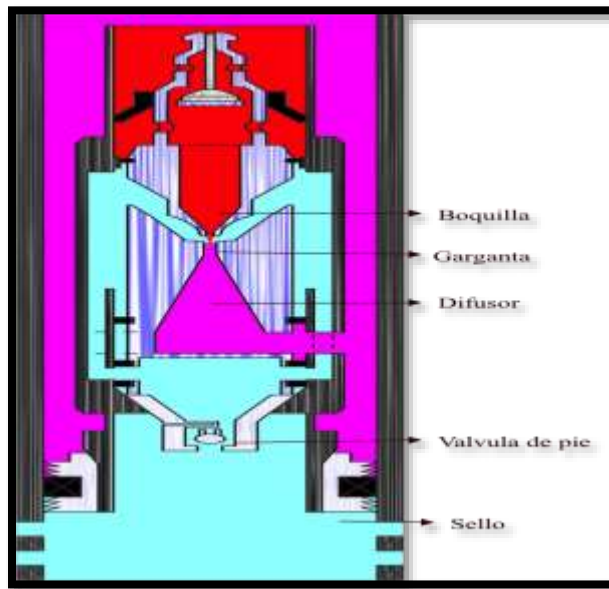
3.4.5 Bomba Hidráulica Tipo Jet²⁰ La bomba tipo jet es un tipo de bomba hidráulica que convierte el fluido presurizado, en un chorro de alta velocidad que se mezcla directamente con los fluidos de las formaciones. En el proceso de mezcla turbulenta, el fluido hidráulico genera momentum y transmite energía a los fluidos producidos, brindando así la condición suficiente para que tanto el fluido de inyección como el de producción puedan llegar hasta la superficie.

La acción de bombeo se logra a través de la transferencia de energía desde el fluido de potencia a los fluidos del pozo. El fluido de potencia de alta presión pasa a través de una boquilla, donde su energía potencial (presión) se convierte en energía cinemática puesto que cambia presión por velocidad, al cruzar por la boquilla y tener menos área de flujo, la presión cae y la velocidad se incrementa (este fenómeno será descrito con más detalle en el diseño de la bomba Jet), de esta manera los fluidos alrededor de la salida de la boquilla se mezclan con los fluidos de las formaciones en la garganta de la bomba. El impulso del fluido de potencia se transfiere a los fluidos del pozo. La mezcla pasa entonces a través de una zona en expansión llamada difusor para convertir la energía cinemática de la mezcla a presión estática haciendo más lento el flujo a través del aumento del área de flujo. La presión de la mezcla debe ser suficiente para vencer las pérdidas por Fricción, Gravedad y Aceleración logrando así alcanzar la superficie.

En la **Figura 22** se puede observar la distribución y ubicación de los componentes como la Boquilla, Garganta y difusor dentro de la bomba hidráulica tipo jet.

²⁰ *Ibíd.*, p. 69.

Figura 22: Interior de la bomba hidráulica tipo Jet.



Fuente: Petroleum engineering handbook, hydraulic pumping

3.4.6 Diseño bomba hidráulica tipo JET ²¹ Los criterios de diseño de la bomba Jet se basan en información empírica y procesos de cálculo iterativo con el fin de predecir su rendimiento. Su construcción robusta, confiabilidad y capacidad de manejar caudales la hace atractiva en muchos pozos.

La capacidad de levantamiento de la bomba jet depende de las propiedades petrofísicas de los yacimientos, estados mecánicos, dimensiones de Boquilla y Garganta y relación de áreas entre ellas. Si la garganta y boquillas son más grandes proporcionan una capacidad de flujo mayor requiriendo una menor presión de inyección en el levantamiento. La relación de área entre la boquilla y la zona de la garganta determina la relación entre la presión y velocidad de flujo.

Una gran carga se obtiene de bombas de bajo flujo, cuando la boquilla es 60% del área de la garganta hay menos área de flujo alrededor de la boquilla para que los fluidos del pozo puedan entrar, lo que conduce a la baja capacidad de la tasa de producción en comparación con la tasa del fluido de potencia, pero daría lugar a una menor presión de inyección por lo que sería

²¹ *Ibíd.*, p. 69.

necesario una boquilla más pequeña. Esto se usa en pozos profundos con altos requerimientos de levantamiento.

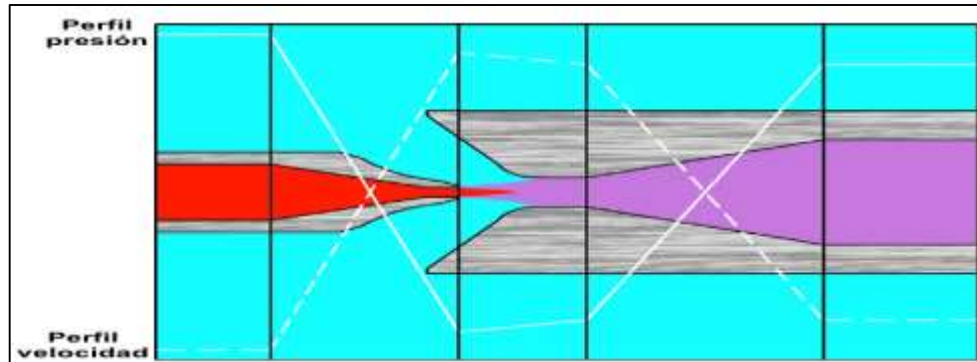
Una carga baja se obtiene de bombas de alto flujo; cuando la boquilla es 20% del área de la garganta hay más área de flujo alrededor de la boquilla para que los fluidos del pozo puedan entrar. Esto conduce a una alta capacidad de producción en comparación con la tasa de fluido de energía, pero se necesitarán presiones de inyección más altas para cumplir con un requisito de levantamiento.

Los sistemas de bombeo hidráulico se limitan a presiones máximas de inyección de 5,000 psi, no es práctico considerar presiones más altas porque se toma un riesgo alto de accidentes industriales. En casos extremos que intentan producir un pozo con una boquilla demasiado pequeña da como resultado la circulación de solamente fluido de potencia. El área disponible para los fluidos del pozo debe ser suficiente para evitar la cavitación y la boquilla lo suficientemente grande para proporcionar el ascenso con presión de inyección aceptable (2,000 – 4,000 psi).

La combinación de boquilla y garganta más eficiente, será cuando se bombee la cantidad de fluidos de pozo deseada con la potencia más baja; Por esto las combinaciones de áreas de estrangulamiento a las áreas de boquillas ofrecen una amplia gama de capacidades de levantamiento.

El área de la garganta y de la boquilla de flujo define el área de anillo de garganta, donde los fluidos del pozo deben entrar en la bomba. Cuanto menor sea el área de la garganta anular más alta es la velocidad de una velocidad de flujo de fluido de la formación. La presión estática del fluido disminuye a medida que el perfil de la velocidad aumenta como se observa en la **Figura 23**. Presiones estáticas pueden llegar por debajo a la presión de vapor del fluido a altas velocidades lo que provoca la cavitación, un efecto esencial que hay que evitar al máximo debido a que erosiona la garganta de la bomba.

Figura 23: Funcionamiento y perfil de presión y velocidad en bombas jet.



Fuente: Oilwell Hydraulics, INC. Manual de entrenamiento bombeo hidráulico.

Una gran selección de combinaciones entre la garganta y la boquilla proporcionan una solución para encontrar la mejor área anular para una aplicación determinada. Esta combinación debe proporcionar velocidades de fluido óptimas con la boquilla que provee los requerimientos de la elevación necesaria. Cada boquilla se puede combinar con cinco o más gargantas para obtener diferentes características de carga.

La instalación de la boquilla y la garganta puede ser en directa como se muestra en la **Figura 24** o en inversa como se muestra en la **Figura 25**. Cuando la configuración es en directa el fluido motriz es inyectado por la tubería de producción y el fluido de producción por el anular; en inversa se inyecta el fluido motriz por el anular y se producen los fluidos del reservorio por la tubería de producción.

La diferencia entre la inyección en directa o en inversa es que en la boquilla y la garganta se invierten dentro del cuerpo de la bomba y se adicionan unos retenedores para que los esfuerzos queden centrados tanto en la boquilla como en la garganta.

Figura 24: Instalación boquilla y garganta en directa.



Fuente: CEPESA. Well Performance Team, 2016.

Figura 25: Instalación boquilla y garganta en inversa.



Fuente: CEPESA. Well Performance Team, 2016.

4. SENSIBILIDAD DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO APLICABLE

De acuerdo a los pozos seleccionados y la hidráulica corrida, se realizara una simulación del comportamiento del bombeo hidráulico y su posible desempeño Vs el sistema ESP que se encuentra operando actualmente el en Bloque.

Técnicamente se busca poder cumplir con los requisitos del levantamiento y una de las premisas más importantes para este cambio es no sacrificar producción, por lo tanto, la implementación del nuevo sistema debe garantizar cumplir con el objetivo de producción y tener un ahorro económico al final de la evaluación.

Los pozos objeto de análisis del presente proyecto fueron determinados en función de la red de inyección como se presentó en las Figuras 1 a 3, donde se tomó una muestra representativa de 1 cluster por cada Campo y se analizaran las condiciones a dichos pozos para poder identificar y establecer la factibilidad o deficiencia del nuevo sistema con el esquema de inyección.

Los Pozos y Cluster a Analizar son los siguientes:

- | | |
|-------------------------|----------------------------------|
| ➤ Estación Caracara Sur | Cluster 1 (3 pozos) |
| ○ CCSA_011 | |
| ○ CCSA_016 | |
| ○ CCSA_017 | |
| ○ CCSA_012 | Pozo Inyector del Cluster |
| ○ CCSB_006 | Pozo Inyector del Cluster |
| ➤ Estación Jaguar | Cluster 5 (2 pozos) |
| ○ JAGU_002 | |
| ○ JAGU_032HD | |
| ○ JAGU_024ST | Pozo Inyector del Cluster |
| ➤ Estación Toro Sentado | Cluster 1 (4 pozos) |
| ○ TRS_002 | |
| ○ TRS_02A | |
| ○ TSW_001 | |
| ○ TSW_002 | |
| ○ TRS_004 | Pozo Inyector del Cluster |

4.1 AJUSTE ACTUAL DE LAS CONDICIONES DEL POZO CON EL SISTEMA ESP.

A fin de estimar el desempeño del sistema ESP actual a las condiciones de cada pozo, se realizó simulación de Análisis Nodal con el software Prosper²² de los equipos instalados, determinando de esta manera los consumos de energía de cada bomba que deberán ser acordes con los predictivos tomados y los puntos de operación.

Los parámetros de los pozos y los equipos ESP instalados se pueden apreciar en la tabla 12.

Tabla 12: Parámetros de los pozos y equipos instalados

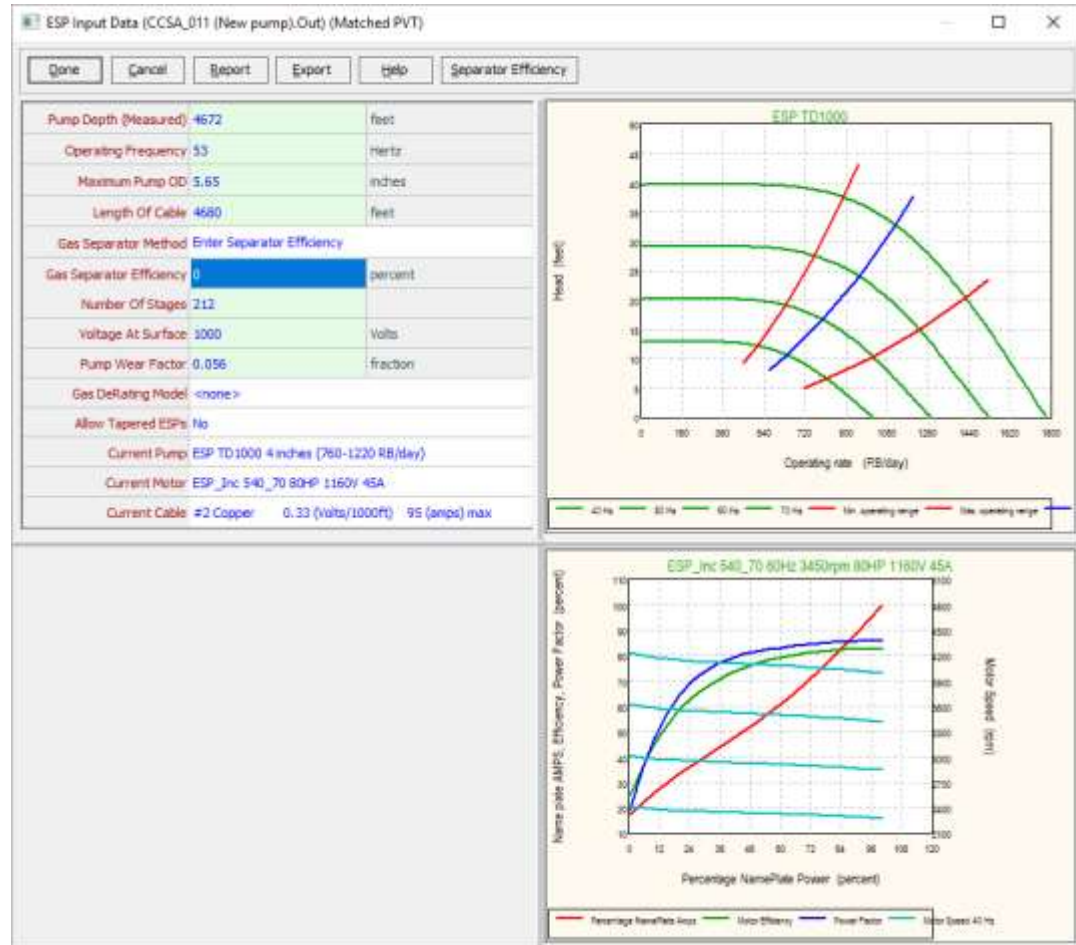
Well	Gross (BFPD)	Wcut (%)	Freq (Hz)	WHP (Psi)	PIP (Psi)	Equipos ESP				
						Bomba		Motor		
						Tipo	Etapas	HP	Volt	Amp
CCSA_011	692	74.7%	53	100	207	TD1000	212	80	1085	46
CCSA_016	1,791	90.6%	47	60	332	TD460	174	150	2392	38
CCSA_017	1,985	95.1%	42	53	68	SN2600	135	400	1847	135
JAGU_002	873	91.0%	52.5	50	286	D2400N	239	180	2262	52
JAGU_032HD	1,986	100.0%	30	200	1,488	SN3600	130	300	2368	77.3
TORS_002	1,384	88.5%	39.5	34	118	SN3600	184	390	2253	104
TORS_02A	254	85.3%	50	31	167	S6000N	108	375	1827	124
TRSW_001	852	98.0%	47	36	313	D1050N	97	165	2545	42.3
TRSW_002	3,922	96.5%	40	31	1,399	S6000N	53	263	2660	66.1

A fin de presentar la metodología de evaluación se presentara un caso detallado de un pozo y los otros pozos objeto de estudio serán mostrados en el **Anexo B**, los resultados de las simulaciones serán compilados en una tabla que permita observar y analizar de forma concreta las corridas realizadas.

En la evaluación del pozo CCSA_011, se evidencia que el pozo es de bajo PI ya que se encuentra en 0.45 bpd/psi, como se puede apreciar en la Figura 26, su caudal de igual forma es bajo como se presenta en la Tabla 12 donde se puede apreciar que se produce un 84% del AOF lo cual indica que el pozo se ha llevado al límite de producción.

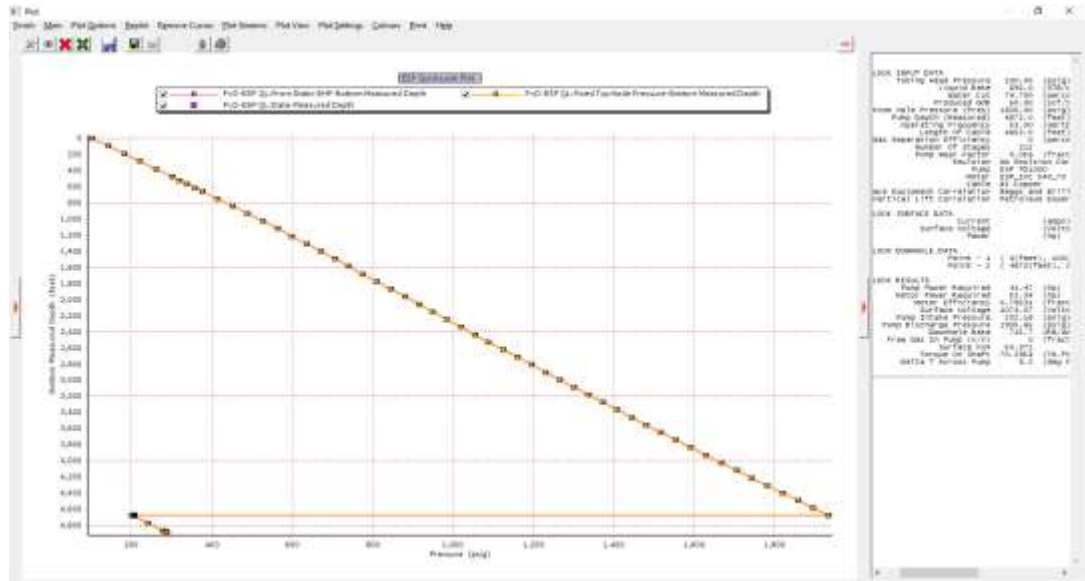
²² PETROLEUM EXPERTS, Prosper 32 bits, Versión 14, IPM versión 10. 2016

Figura 27: Condición actual del Equipo ESP del pozo CCSA_011



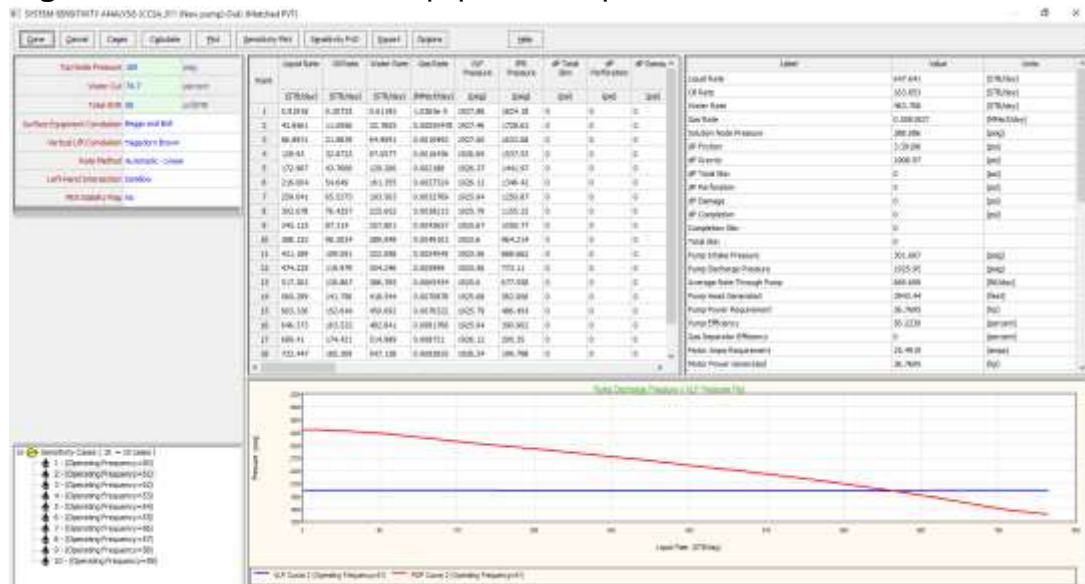
En la **Figura 28** se puede observar el ajuste de la bomba con el índice de productividad de la formación lo cual permite asegurar que la simulación mecánica de la bomba se encuentra acorde con el índice de productividad de la formación, garantizando la corrida del Análisis Nodal.

Figura 28: Ajuste de la simulación mecánica de la bomba con la formación productora del pozo CCSA_011



La sensibilidad de comportamiento a diferentes condiciones de operación es presentada en la **Figura 29** donde se evidencia el ajuste con las condiciones actuales y con diferentes frecuencias.

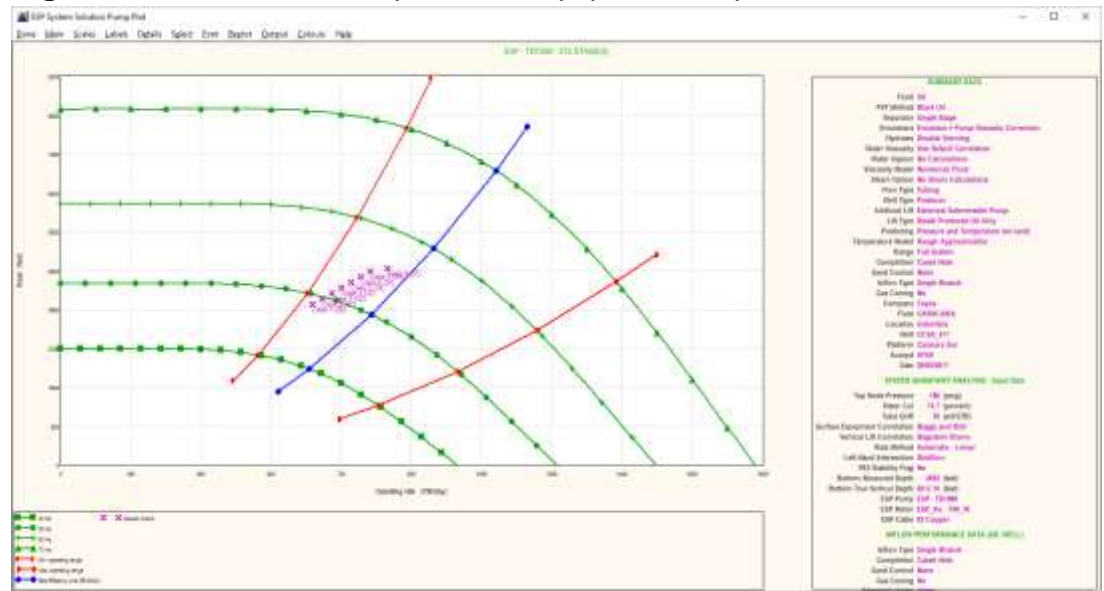
Figura 29: Sensibilidad de equipo ESP – pozo CCSA_011



Las cargas eléctricas que demandan los equipos de fondo son ajustadas adicionando las pérdidas que se tienen en el cable y los equipos de superficie, estas cargas son confirmadas con los predictivos eléctricos tomados en el campo (lecturas reales).

Finalmente en la **Figura 30** se puede ver que el equipo se encuentra operando dentro de rango cerca al límite del downthrust, por lo cual su desgaste no es excesivo

Figura 30: Condición de Operación Equipo ESP – pozo CCSA_011



Estas corridas se realizaron para los pozos objeto de estudio (Nueves Pozos del Bloque), donde los resultados obtenidos son los presentados en la Tabla 13.

Tabla 13: Resultados de simulaciones realizadas de Análisis Nodal.

Well	Indice de Productividad (bpd/psi)	AOF (bfpd)	Producción AOF (bfpd)	Desgaste del equipo (%)	Condición de Operación	Predictivo (kWh)	KPI (kWh/Bb)
CCSA_011	0.45	819	84.5%	5.60%	En Rango	64	0.093
CCSA_016	3.05	3477	51.5%	34.50%	En Rango	121	0.067
CCSA_017	1.44	2291	86.6%	8.00%	En Rango	151	0.076
JAGU_002	0.46	1033	84.5%	30.00%	Downthrust	94	0.108
JAGU_032HD	14.09	27437	7.2%	36.00%	Downthrust	101	0.051
TORS_002	1.12	1729	80.0%	6.00%	Downthrust	96	0.069
TORS_02A	0.14	295	86.1%	8.90%	Downthrust	144	0.566
TRSW_001	0.57	1162	73.3%	0.00%	Downthrust	100	0.118
TRSW_002	16.34	34934	11.2%	33.00%	En Rango	66	0.017

El KPI determinado es basado en que las profundidades de los pozos son similares (5,000 – 5,500 ft), por lo tanto la profundidad no tiene relevancia.

4.2 POZOS CANDIDATOS A IMPLEMENTAR EL NUEVO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

Los pozos candidatos a implementar el nuevo sistema de levantamiento son aquellos pozos que se encuentran preferiblemente con un pozo inyector en el cluster, a fin de mitigar costos de instalación de líneas de alta presión hacia nuevos cluster, lo cual puede llegar a afectar la viabilidad económica por los costos de las tuberías y las distancias que tenga del pozo inyector más cercano.

Basado en el principio de optimizar al máximo los recursos, los posibles pilotos deben tener las líneas de inyección ya en el cluster, por lo tanto, este proyecto es aplicable a una evaluación de 26 pozos del Bloque Caracara los cuales cumplen con la condición básica, estos pozos son presentados en la tabla 14, sin embargo se aclara que la evaluación de este proyecto por alcance y delimitación contemplo solo 9 pozos a fin de comprobar la practica de re uso de la energía del proceso.

Tabla 14: Pozos Candidatos.

Well	Inyector Well	Well	Inyector Well
CCSA_011	CCSB_006, A_012	JAGU_032HD	JAGU_024ST
CCSA_016	CCSB_006, A_012	JAGU_035H	JAGU_012
CCSA_017	CCSB_006, A_012	JAGU_037H	JAGU_021, 022
CCSB_001	CCSB_002, B_003	JAGU_039HD	JAGU_012
CCSB_004	CCSB_002, B_003	JAGU_041H	JAGU_021, 022
CCSB_005	CCSB_002, B_003	JAGU_042H	JAGU_012
CCSC_006	CCSC_013	TORS_002	TORS_004
CCSC_007	CCSC_013	TORS_003	TRSN_002
CCSC_012	CCSC_013	TORS_006	TRSN_002
CCSC_019H	CCSC_013	TORS_007	TRSN_002
JAGT_005	JAGT_006	TORS_02A	TORS_004
JAGT_007	JAGU_017	TRSW_001	TORS_004
JAGU_002	JAGU_024ST	TRSW_002	TORS_004

4.3 DISEÑO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ALTERNATIVO PARA CADA POZO CANDIDATO

El modelamiento de la aplicación del Bombeo Hidráulico se realiza con el Software especializado SYAL²³, este Software está diseñado exclusivamente para modelar bombas jet.

Para efectos prácticos se presentara el modelo completo de la simulación para el pozo CCSA_011 y las corridas de los otros pozos se podrá ver en el **Anexo C**. Finalmente se presentaran en una tabla los resultados de la simulación y sensibilidad de geometría, buscando siempre emplear la menor potencia hidráulica que estará en función de la presión y caudal de inyección.

En el Diseño se trabajó con un arreglo de fondo “Tipo”, esto a fin de mantener un estándar y garantizar tener disponibilidad de bajar herramientas como memorias y registrar presiones. El arreglo “Tipo” se puede apreciar en la tabla 15 donde se ven los componentes en detalle, las profundidades de los componentes varía de acuerdo al estado Mecanico de cada pozo.

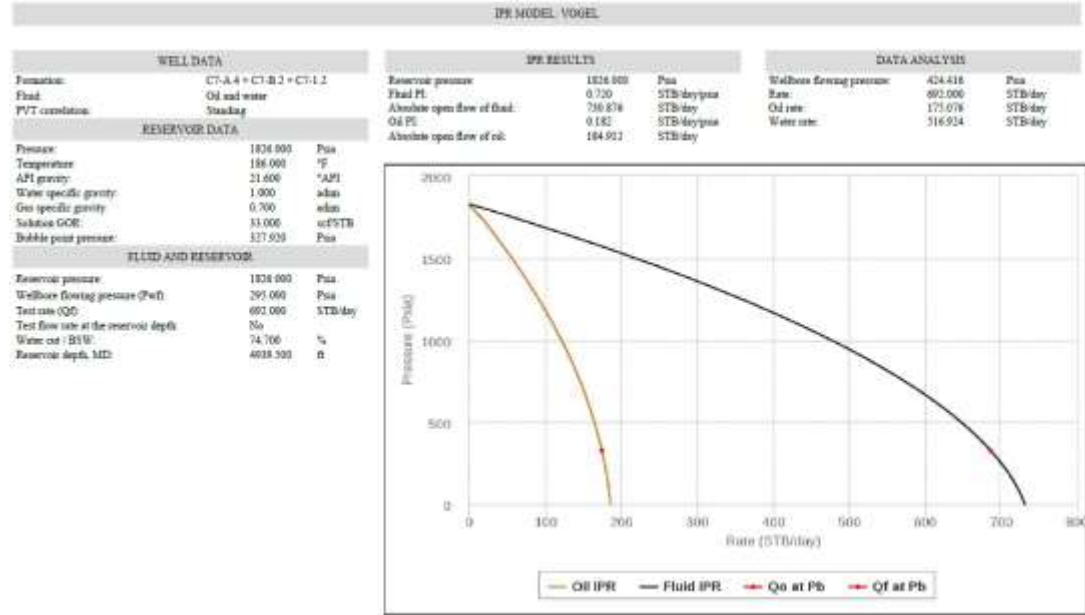
Tabla 15: Arreglo Tipo Jet Pump – En pozo CCSA_011

#	Bottom hole assembly	OD	ID	Length	Bottom, MD
		(in)	(in)	(ft)	(ft)
1	Tubing 1	3.500	2.992	4620.000	4620.000
2	Camisa	3.500	2.810	3.000	4623.000
3	Tubing 2	3.500	2.992	30.000	4653.000
4	Empaque	8.755	2.992	7.000	4660.000
5	Tubing 3	3.500	2.992	30.000	4690.000
6	Seating Nipple	3.500	2.750	1.000	4691.000
7	Tubing 4	3.500	2.992	30.000	4721.000
8	Mule Shoe	3.500	2.992	1.000	4722.000

²³ SYAL, Artificial Lift System by Sertecpet. 2016

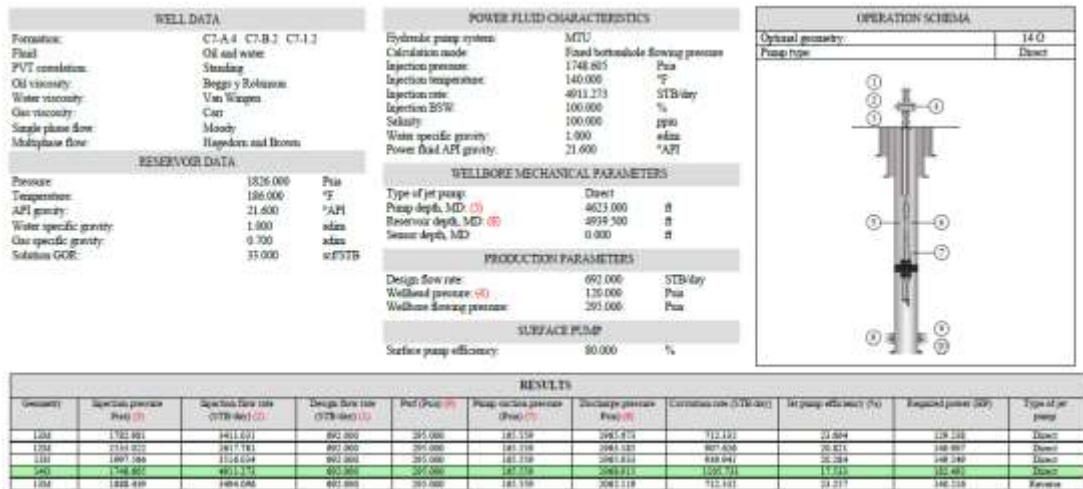
4.3.1 Desempeño del sistema de Bombeo Hidráulico Tipo Jet
 Inicialmente se deben ajustar las propiedades de fluidos, condiciones de operación y estado Mecánico del pozo, con esto se genera un ajuste de la curva IPR como se observa en la Figura 31, el software a nivel informativo presenta una IPR por fluido y otra por Petróleo, el valor representativo es el de fluido.

Figura 31: Ajuste curva IPR – Pozo CCSA_011



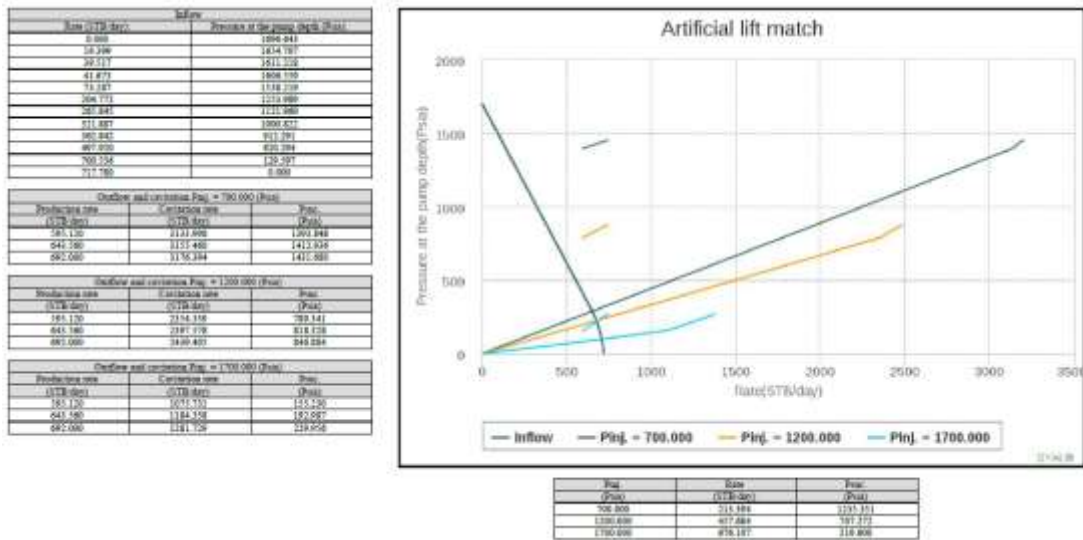
Con el ajuste de la curva IPR se realizan diferentes sensibilidades sobre las posibles geometrías que se pueden emplear para ese tipo de pozo y el tipo de configuración (Directa o Inversa), todo esto a fin de estimar el mejor escenario de levantamiento el cual consiste en emplear menor potencia Hidráulica para realizar el trabajo, una vez se encuentra la geometría, se procede a evaluar el desempeño de la bomba. En la Figura 32 se puede observar la sensibilidad realizada para el pozo CCSA_011, donde el mejor esquema es una Bomba con geometría 140 operando en directa. La definición del mejor esquema siempre será analizando la potencial hidráulica siempre y cuando cumpla con las limitantes de manejo de caudal y presión de inyección.

Figura 32: Sensibilidad Geometrías Jet y Tipo de configuración – Pozo CCSA_011



Al tener la Geometría más ajustada para cada caso, se procede a revisar el desempeño del sistema de levantamiento a diferentes condiciones de operación (Presión de inyección) como se puede ver en le Figura 33.

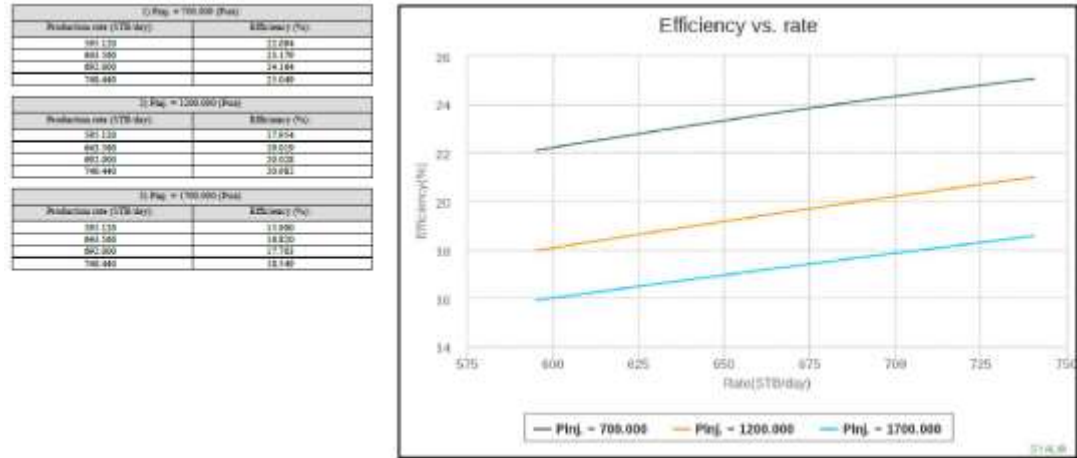
Figura 33: Sensibilidad Condiciones de operación – Pozo CCSA_011



Finalmente se revisa el comportamiento de la eficiencia de la Bomba Jet de acuerdo a las condiciones de operación, con esto se conoce cuál es el mejor escenario de eficiencia de la bomba para el trabajo que se va a realizar, en

la Figura 34 se puede apreciar la sensibilidad realizada para el pozo CCSA_011.

Figura 34: Sensibilidad eficiencia por Condiciones de operación – Pozo CCSA_011



Es de aclarar que el Software SYAL tiene como principal Fortaleza modelar las diferentes geometrías a trabajar en bombas tipo Jet, tiene buenas aproximaciones en Análisis Nodal, más no cuenta con el desarrollo completo que tiene el Software Prosper en estas este tipo de Cálculos, por eso es normal que se presenten algunas desviaciones en los PI estimados.

El resumen de las corridas y diseños realizados se presenta en la Tabla 16, donde se aprecian las mejores condiciones de diseño y las correspondientes observaciones para cada caso, los pozos que superen los 5,000 bfpd de inyección y/o más de la presión disponible en cada cluster de acuerdo a las tablas 5 y 6, deberán ser descartados puesto que no se podría suministrar la potencia requerida y adicionalmente en el caso del caudal, sería un volumen de agua que ocuparía parte de la capacidad de la facilidad.

Tabla 16: Resultados de simulaciones de Bombeo Hidráulico.

Well	Gross (BFPD)	Wcut (%)	WHP (Psi)	PIP (Psi)	Simulación SYAL				Observaciones
					Presión de Inyección (Psi)	Caudal de Inyección (BFPD)	Potencia (HP)	Potencia (kWh)	
CCSA_011	692	74.7%	100	207	1749	4911	182	135.7	14O - Limitado por P
CCSA_016	1,791	90.6%	60	332	1921	8700	355	264.7	No Aplica
CCSA_017	1,985	95.1%	53	68	1593	5674	192	143.2	No Aplica - Sacrifica 400 bfpd
JAGU_002	873	91.0%	50	286	1740	4970	184	137.2	14N - Limitado por P
JAGU_032HD	1,986	100.0%	200	1,488	1360	4470	129	96.2	15P
TORS_002	1,384	88.5%	34	118	2636	5645	316	235.6	No Aplica
TORS_02A	254	85.3%	31	167	1397	3292	97	72.3	13M
TRSW_001	852	98.0%	36	313	1560	4728	157	117.1	14N - Limitado por P
TRSW_002	3,922	96.5%	31	1,399	1330	6217	176	131.2	No Aplica

La energía requerida es la potencia hidráulica expresada en HP o kWh, sin embargo se debe tener en cuenta que esta potencia sería dada si el sistema de inyección no existiera, por lo tanto, no se puede tomar como el indicador de energía completo. En efecto va a existir una energía asignada a este tipo de operación ya que las bombas trabajan normalmente a menor presión que la requerida para estas simulaciones.

4.3.2 Cálculo de energía requerida con el nuevo sistema de levantamiento

Con base en la Curva de las bombas de inyección presentada en la Figura 13 y bajo los predictivos tomados, se tiene que el comportamiento de la bomba en cuanto a consumo es el presentado en la Tabla 17.

Tabla 17: Consumo de Energía Bombas de inyección de 13,000 bwpd

Bombas de 13,000 bwpd		
Caudal (bwpd)	PDP (Psi)	kWh
13,000	1300	346
13,000	1800	422

El consumo de energía con el incremento de presión y manteniendo el mismo caudal, es de 76 kWh adicionales lo cual se confirmó con la toma de predictivos. Esta condición ocurre si solo si el caudal a bombear por cada bomba es igual, si la red incluye dos bombas o más a alta presión pero con menos caudal, la energía disminuirá proporcionalmente de acuerdo a las leyes de afinidad eléctricas.

Se tomara como base de cálculo el incremental de 76 kWh a fin de estimar el sobre consumo energético del sistema de inyección al momento de brindar la presión suficiente al esquema operativo planteado en este proyecto.

Bajo esta premisa se explica el como se suministra la potencia hidráulica requerida por el bombeo hidráulico de cada diseño que aplica, sin tener que brindar toda la potencia hidráulica presentada por el diseño, es así como se busca optimizar y reutilizar la energía del proceso.

4.4 DETERMINACIÓN DE KPI RELACIONEN LA ENERGÍA REQUERIDA POR BARRIL PRODUCIDO.

Se establecerá el mismo KPI para el sistema Jet que fue establecido para el sistema ESP en la tabla 13, el cual indica la cantidad de kWh que demanda cada barril aportado por dicho sistema, en efecto, la potencia eléctrica para el bombeo hidráulico no podrá ser la establecida en el diseño, sino el incremental ocasionado por el uso de las bombas de inyección determinado en el numeral anterior que se presenta en la tabla 17 (76 kWh). De esta forma los KPI pueden ser comparados entre los sistema e indicar si la energía efectiva suministrada en el levantamiento es mayor o menor a lo que se emplea actualmente.

En la Tabla 18 se puede observar los KPI de ambos sistemas y su comparativo directo y relativo.

Tabla 18: Comparativo KPI entre los sistemas ESP y JP

Well	Observaciones	Indice de Productividad (bpd/psi)	Condición de Operación	KPI ESP (kWh/Bb)	KPI JET (kWh/Bb)	Δ KPI (kWh/Bb)	Δ KPI Relativo (%)
CCSA_011	14O - Limitado por P	0.45	En Rango	0.093	0.110	0.017	18.40%
CCSA_016	No Aplica	3.05	En Rango	0.067	0.042		
CCSA_017	No Aplica - Sacrifica 400 bfpd	1.44	En Rango	0.076	0.038		
JAGU_002	14N - Limitado por P	0.46	Downthrust	0.108	0.087	-0.021	-19.28%
JAGU_032HD	15P	14.09	Downthrust	0.051	0.038	-0.012	-24.44%
TORS_002	No Aplica	1.12	Downthrust	0.069	0.055		
TORS_02A	13M	0.14	Downthrust	0.566	0.299	-0.267	-47.12%
TRSW_001	14N - Limitado por P	0.57	Downthrust	0.118	0.089	-0.029	-24.31%
TRSW_002	No Aplica	16.34	En Rango	0.017	0.019		

De la Tabla 18 se puede apreciar que mientras el sistema ESP se encuentre operando en el rango de del cono de eficiencia y su ajuste de diseño sea bueno, el consumo de energía será más favorable que empleando esta técnica con el Jet Pump.

En el caso de que el sistema ESP opere por fuera de su cono de eficiencia bajo una condición de Downthrust el desempeño no es el más favorable

respecto a la técnica planteada entre el sistema de inyección y el Jet Pump, debido que el consumo tiende a ser mayor y el KPI menos favorable, lo cual establecería una condición de mayor utilidad económica en un OPEX para el bombeo Hidráulico, las reducciones del consumo de energía por barril producido se encuentran en el orden del -20% hasta el -45%.

5. ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis financiero del proyecto estará enfocado en aquellos pozos que puedan generar valor y que los diseños se ajustaran a sus condiciones operativas y de producción. El único pozo excluido de este análisis es el pozo JAGU_032HD por estar con 100% de BSW, se realizó corrida para verificar si técnicamente cumplía.

5.1 PRESUPUESTOS DE CAMBIO DE CADA SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

Los presupuestos de instalación de los sistemas ESP y Jet Pump son detallados en el costo de la operación ya sea con Rig o Slickline y el costo del equipo de levantamiento, para el sistema ESP se presenta los costos en la tabla 19 y para el Jet Pump se presentan en la Tabla 20.

Tabla 19: Costos Instalación sistema ESP

Costos Inversión ESP	
Item	Valor
Rig	99,388
ESP	178,000
Total	277,388

Tabla 20: Costos Instalación sistema Jet Pump – Primera Vez

Costos Inversión Jet Pump	
Item	Valor
Rig	99,388
Jet Pump	22,476
Total	121,864

Es de tener presente que cuando se instala una bomba Jet solo la primera vez es necesario entrar con Rig, después cualquier intervención es realizada con unidad de Slickline, por tal motivo los mantenimientos y servicios del bombeo hidráulico cambian a futuro.

Para el bombeo ESP se estima por el tiempo medio de falla un Run life de 3 años, mientras que los componentes del bombeo hidráulico deben recibir 2 servicios anuales donde se realizara cambios de sellos, Boquilla, Garaganta

y una vez al año el difusor de la bomba, bajo este concepto la operación anual de mantenimiento para el bombeo Hidraulico se presenta en la Tabla 21.

Tabla 21: Costos Instalación sistema Jet Pump – Mantenimiento y Servicio

Costos Operacionales Jet Pump	
Item	Valor
Redress 1 (Anual)	4,927
Redress 2 (Anual)	6,890
Slick line (2 servicios - Anual)	3,000
Total	14,817

5.2 BALANCES DE CONSUMOS ENERGÉTICOS POR CADA SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

En el calculo del VPN se tendrá en cuenta el consumo energético que se tiene bajo el uso de bombas ESP y el incremento de energía en el sistema de inyección para el uso del Bombeo Hidráulico, el cual se estima sea siempre constante, puesto que no se supera el caudal de inyección de una bomba, por tal motivo la carga del bombeo Hidráulico será de 76 kWh.

En la Tabla 22 se puede apreciar la carga de la bomba ESP según el predictivo y el caudal de inyección que requieren los pozos con Bombeo hidráulico y sobre el cual se debe calcular el costo de procesamiento nuevamente puesto que se recircularía en las facilidades nuevamente.

Tabla 22: Caudales de inyección Jet Pump y cargas ESP

Well	Simulación SYAL	Observaciones	Predictivo (kWh)
	Caudal de Inyección (BFPD)		
CCSA_011	4911	14O - Limitado por P	64
CCSA_016	8700	No Aplica	121
CCSA_017	5674	No Aplica - Sacrifica 400 bfpd	151
JAGU_002	4970	14N - Limitado por P	94
JAGU_032HD	4470	15P	101
TORS_002	5645	No Aplica	96
TORS_02A	3292	13M	144
TRSW_001	4728	14N - Limitado por P	100
TRSW_002	6217	No Aplica	66

Con Base en la información de la Tabla 22 se corren los escenarios económicos, teniendo en cuenta que la Tasa Interna de Oportunidad de Cepsa es de 9.5%, la TRM se proyecta en 2,900 COP/USD y el precio del barril es de 50 USD/Bbl.

Para cada pozo se realizó un análisis de declinación y se obtuvo el perfil hasta en 6 años a fin de revisar el impacto que tiene realizar el cambio en el mediano plazo y en el largo plazo.

5.3 VPN @ 3 años

Se presentara una evaluación tipo que se conservara la metodología para los otros pozos, por tal razón el pozo modelo es el CCSA_011 ya que es el que se ha modelado desde los conceptos técnicos.

El perfil de CCSA_011 se puede apreciar en la Tabla 23, para 6 periodos iniciando el 1 de enero de 2018.

Tabla 23: Perfil de producción anual acumulada pozo CCSA_011

CCSA_011	
1	53,304
2	38,006
3	28,774
4	22,566
5	18,300
6	15,193

Con el perfil de producción para cada periodo se procede a calcular el VPN teniendo en cuenta los costos por cada sistema empleado, para ESP será el consumo energético y para Jet Pump, llevara el cálculo del consumo energético, Tratamiento de fluido inyectado (recirculado) e intervenciones de mantenimiento al equipo de fondo. En la Tabla 24 se puede ver el flujo de caja para un VPN de 3 años implementando ESP y en la Tabla 25 de igual forma se aprecia el flujo de caja para un VPN del mismo tiempo pero con Bombeo Hidráulico.

Tabla 24: VPN @ 3 años del pozo CCSA_011 empleando ESP

Proceso actual ESP CCSA_011			
VPN a 3 periodos			
Periodo	Ingresos	Costos Operacionales	diferencial
1	2,665,200	50,264	2,614,935
2	1,900,306	50,264	1,850,042
3	1,438,681	50,264	1,388,417
VPN	4,499,855		

Tabla 25: VPN @ 3 años del pozo CCSA_011 empleando Jet Pump

Proceso Jet Pump CCSA_011			
VPN a 3 periodos			
Periodo	Ingresos	Costos Operacionales	diferencial
1	2,665,200	205,483	2,459,716
2	1,900,306	205,483	1,694,823
3	1,438,681	205,483	1,233,197
VPN	4,440,048	Ganacia/Perdida	-59,807

En este caso no es factible implementar el sistema si su corte será en 3 años.

5.4 VPN @ 6 años

Tomando la información de cálculo para el VPN @ 3 años, se hace el mismo ejercicio pero con el perfil completo a 6 años. En la Tabla 26 se puede apreciar el VPN a 6 años empleando ESP y en la Tabla 27 empleando el Bombeo Hidráulico.

Tabla 26: VPN @ 6 años del pozo CCSA_011 empleando ESP

Proceso actual ESP CCSA_011			
VPN a 6 periodos			
Periodo	Ingresos	Costos Operacionales	diferencial
1	2,665,200	50,264	2,614,935
2	1,900,306	50,264	1,850,042
3	1,438,681	50,264	1,388,417
4	1,128,321	50,264	1,078,056
5	915,007	50,264	864,743
6	759,661	50,264	709,396
VPN	2,628,229		

Tabla 27: VPN @ 6 años del pozo CCSA_011 empleando Jet Pump

Proceso Jet Pump CCSA_011			
VPN a 6 periodos			
Periodo	Ingresos	Costos Operacionales	diferencial
1	2,665,200	205,483	2,459,716
2	1,900,306	205,483	1,694,823
3	1,438,681	205,483	1,233,197
4	1,128,321	205,483	922,837
5	915,007	205,483	709,523
6	759,661	205,483	554,177
VPN	5,825,832	Ganacia/Perdida	3,197,604

Bajo este modelo es más rentable trabajar con el bombeo hidráulico que con ESP, el punto de inflexión se cruza en el periodo 4 y es ocasionado por las intervenciones de CAPEX que no están dentro de los costos operacionales.

El resumen de los pozos calculando el VPN @ 3 años se presenta en la Tabla 28 y con VPN @ 6 años en la tabla 29.

Tabla 28: VPN @ 3 años de los pozos candidatos

Evaluación Económica			
VPN a 3 periodos			
Pozo	VPN ESP	VPN Jet	diferencial
CCSA_011	4,499,855	4,440,048	-59,807
JAGU_002	1,849,655	1,973,382	123,727
TORS_02A	14,510	232,926	218,416
TRSW_001	-15,304	9,455	24,759

Tabla 29: VPN @ 6 años de los pozos candidatos

Evaluación Económica			
VPN a 6 periodos			
Pozo	VPN ESP	VPN Jet	diferencial
CCSA_011	2,628,229	5,825,832	3,197,604
JAGU_002	302,474	3,174,509	2,872,036
TORS_02A	-278,247	251,751	529,997
TRSW_001	-333,005	-94,276	238,729

Bajo estas corridas se puede apreciar que algunos pozos pueden mejorar su rentabilidad en el tiempo cambiando el sistema de levantamiento, durante los 3 primeros años tienen comportamientos favorables, pero en los siguientes años algunos pozos pueden seguir produciendo como es el caso del TORS_02A el cual da perdidas con ESP en la evaluación a 6 años y finalmente estarán aquellos que no alcanzan a pasar la evaluación económica con ningún sistema por el pobre perfil de aporte como es el caso del TRSW_001.

6. CONCLUSIONES

- Se realizó un estudio que logro demostrar técnicamente la viabilidad del aprovechamiento de la potencia del fluido de inyección en el sistema de levantamiento artificial tipo Bombeo Hidráulico, generando así una nueva estrategia de optimización energética.
- De los 9 pozos de análisis el 56% fue adecuado para implementar la técnica de re usar la energía del sistema de inyección, el 44% restante no aplica por requerir demasiada presión o caudal de inyección.
- La implementación del sistema de levantamiento artificial de Bombeo Hidráulico no requiere que se suministre toda la potencia desde cero para su correcto funcionamiento, ya que el sistema de inyección asume el 80% de la carga que requiere.
- Las configuraciones en reversa no son buenas opciones por los complementos instalados, ya que demandan mayor potencia que la configuración en Directa.
- Los pozos más candidatos a evaluar son aquellos donde los parámetros de operación de las bombas ESP se encuentren operando por fuera del rango de eficiencia.
- Esta es una técnica que no aplica a todos los pozos como se pudo ver, por lo tanto, antes de pensar en masificar su implementación se debe evaluar cuidadosamente los candidatos, por las características y propiedades que tienen los pozos mecánicamente, los yacimientos y los fluidos.
- Entra mayor sea la presión de inyección en un campo, más aplicabilidad tiene esta metodología.
- Los costos de operación del bombeo Hidráulico son más altos al momento de su implementación, sin embargo dan mayor rentabilidad al proyecto puesto que el CAPEX es demasiado bajo comparado con el ESP.

7. RECOMENDACIONES

- Implementar esta metodología en los 4 pozos que aplicaron completamente a fin de dar la mayor rentabilidad posible al campo en el mediano y largo plazo.
- Continuar con la evaluación de los 15 pozos candidatos adicionales a fin de establecer en que otro sector se puede implementar esta metodología.
- Evaluar las capacidades de las plantas si pueden recircular el fluido de inyección en el proceso, todo está en función de que disponibilidad en el proceso se tiene.

BIBLIOGRAFÍA

Abdou, H. A. M. A New One-Dimensional Flow Theory of the Jet Pump for Pumping Crude Oil with Different Viscosities and Densities Using Water Powered Flow. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/163113-MS. 2012, January 1.

American Petroleum Institute. Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems. API Recommended Practice 14E. 2013. January 3.

CEPCOLSA. Plan de desarrollo Bloque Caracara “Aspectos de: Geología, Yacimiento, Producción, Facilidades de Producción, Evaluación Económica y Responsabilidad Integral”. Bogotá: Contrato Asociación Caracara, 2016. p. 18

CEPSA. Inicios de explotación. 2015 (Modificado por el autor)

CEPSA. Plan de desarrollo, 2016.

CEPSA. Well Performance Team, 2016.

Chen, S., Li, H., Zhang, Q., He, J., & Yang, D. Circulating Usage of Partial Produced-Fluid as Power Fluid for Jet Pump in Deep-Heavy-Oil Production. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/97511-PA. 2007. February 1.

Clegg, J. D., Bucaram, S. M., & Hein, N. W. Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods (includes associated papers

28645 and 29092). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/24834-PA. 1993, December 1.

CoreLab, Reporte de análisis completo del agua, Inyección en Caracara Sur, Abril 2013.

Departamento de mantenimiento – Área de Integridad.

Diseños de plantas, Planos Departamentos de Proyectos.

GE Oil & Gas ESP Colombia S.A.S – Área de Ingeniería de Aplicaciones.

MARIN, Pedro, WPT - Campo .Red de producción CCS, Reporte de visita a campo por WPT. Noviembre 2017.

Nieto, A., Brinez, D., Lopez, J. E., Marin, P., Cabrera, S., Paya, D.,... Cifuentes, E. (2017, March 6). Electrical Cost Optimization for Electric Submersible Pumps: Systematic Integration of Current Conditions and Future Expectations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/184006-MS

OILWELL HYDRAULICS, INC., Hydraulic pumping training manual.

OLAYA, Eiker y LIZARAZO, Javier. Evaluación técnico financiera del reemplazo del sistema de levantamiento Electrosumergible por bombeo hidráulico jet en el bloque Caracara. Junio 2017.

Perenco. Curso bombeo hidráulico. 2013.

Petroleum engineering handbook, hydraulic pumping.

PETROLEUM EXPERTS, GAP 32 bits, Versión 11, IPM versión 10. 2016

PETROLEUM EXPERTS, Prosper 32 bits, Versión 14, IPM versión 10. 2016

Reporte de Evaluación de implementación de Piloto PMM en el Bloque Caracara. 2017.

Reporte de Optimización de Costos Eléctricos en ESP en el Bloque Caracara. 2015.

Reportes Pull – Run de pozos – Reportes Diarios de Producción

Solipet, Manual de bombeo hidráulico. 2009.

SYAL, Artificial Lift System by Sertecpet. 2016

**ANEXOS
ANEXO A**

Caracterización Agua

Campo Jaguar

Cations		Test Method	(mg/l)	MW	Valence	Meq/l
Barium	Ba +2	ICP	<0.005	137,34	2,0	0,00
Calcium	Ca +2	ICP	7,6	40,08	2,0	0,38
Iron (dissolved)	Fe +2	ICP	<0.01	55,85	2,0	0,00
Magnesium	Mg +2	ICP	1,1	24,31	2,0	0,09
Potassium	K +	ICP	43	39,10	1,0	1,10
Sodium	Na +	ICP	275	22,99	1,0	11,95

Anions		Test Method	(mg/l)	MW	Valence	Meq/l
Alkalinity (as Bicarbonate)	HCO ₃ ⁻	Titration	595	61,02	1,0	9,79
Bromide	Br ⁻	Titration / IC	<2.0	79,90	1,0	0,00
Carbonate	CO ₃ ⁻²	Titration	0,0	60,01	2,0	0,00
Chloride	Cl ⁻	Titration / IC	97	35,45	1,0	2,74
Iodide	I ⁻	Titration / IC	<2.0	126,90	1,0	0,00
Sulfate	SO ₄ ⁻²	IC	37	96,06	2,0	0,77
Sulfide	S ⁻²	IC	0,0	32,06	2,0	0,00

Total Cation Meq's	14
Total Anion Meq's	13
TDS (mg/l)	1.056
TDS (ppm)	1.056
Ion Balance	0,009

pH	8,03
Resistivity (Ohm-Meter) @ 77 °F	7,94
Conductivity, microSiemens/cm	1.260
Specific Gravity 60 / 60 °F	1,0006

Stability Index @ 100 °F	-2,11
Stability Index @ 200 °F	-0,37

% Deviation in Meq. Bal.	0,88
% Deviation in TDS	4,29

QA/QC Run ID's	
ICP	05062013 1 to 4
IC - Anions	2012 March # 1703
IC Organic Acids	N/A
Salinity mg/l	561

Fuente: CoreLab, Reporte de análisis completo del agua, Inyección en Caracara Sur, Abril 2013.

Caracterización Agua Campo Toro Sentado

Cations		Test Method	(mg/l)	MW	Valence	Meq/l
Barium	Ba +2	ICP	<0.005	137,34	2,0	0,00
Calcium	Ca +2	ICP	4,2	40,08	2,0	0,21
Iron (dissolved)	Fe +2	ICP	<0.01	55,85	2,0	0,00
Magnesium	Mg +2	ICP	0,73	24,31	2,0	0,06
Potassium	K +	ICP	9,3	39,10	1,0	0,24
Sodium	Na +	ICP	99	22,99	1,0	4,31

Anions		Test Method	(mg/l)	MW	Valence	Meq/l
Alkalinity (as Bicarbonate)	HCO ₃ ⁻	Titration	245	61,02	1,0	4,03
Bromide	Br ⁻	Titration / IC	<2.0	79,90	1,0	0,00
Carbonate	CO ₃ ⁻²	Titration	0,0	60,01	2,0	0,00
Chloride	Cl ⁻	Titration / IC	44	35,45	1,0	1,24
Iodide	I ⁻	Titration / IC	<2.0	126,90	1,0	0,00
Sulfate	SO ₄ ⁻²	IC	2,9	96,06	2,0	0,06
Sulfide	S ⁻²	IC	0,0	32,06	2,0	0,00

Total Cation Meq's	5
Total Anion Meq's	5
TDS (mg/l)	405
TDS (ppm)	405
Ion Balance	0,051

pH	7,48
Resistivity (Ohm-Meter) @ 77 °F	21,32
Conductivity, microSiemens/cm	469
Specific Gravity 60 / 60 °F	1,0002

Stability Index @ 100 °F	-2,20
Stability Index @ 200 °F	-0,63

% Deviation in Meq. Bal.	5,15
% Deviation in TDS	3,00

QA/QC Run ID's	
ICP	05062013 1 to 4
IC - Anions	2012 March # 1703
IC Organic Acids	N/A

Salinity mg/l 216

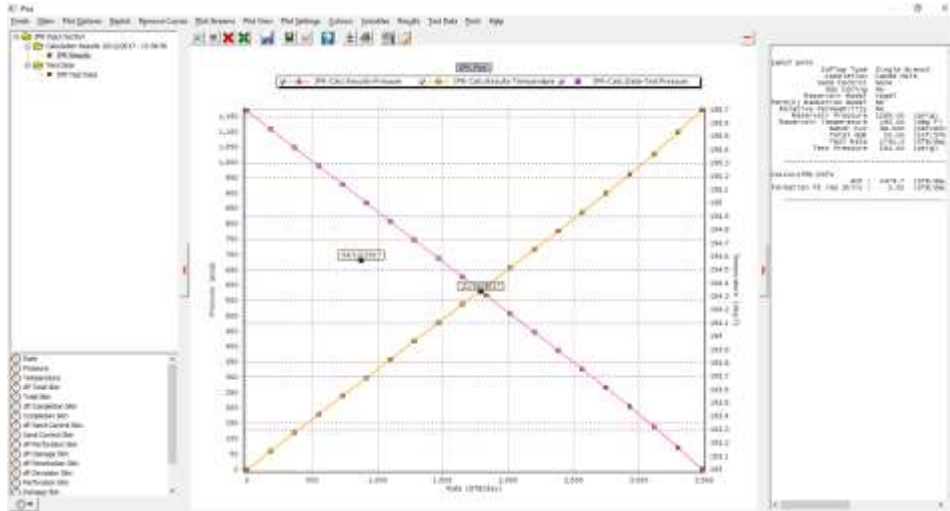
Fuente: CoreLab, Reporte de análisis completo del agua, Inyección en Caracara Sur, Abril 2013.

ANEXO B

Simulaciones de análisis Nodal para ESP en Pozos objeto de estudio

Pozo CCSA_016

Calculo de Índice de Productividad (PI) CCSA_016



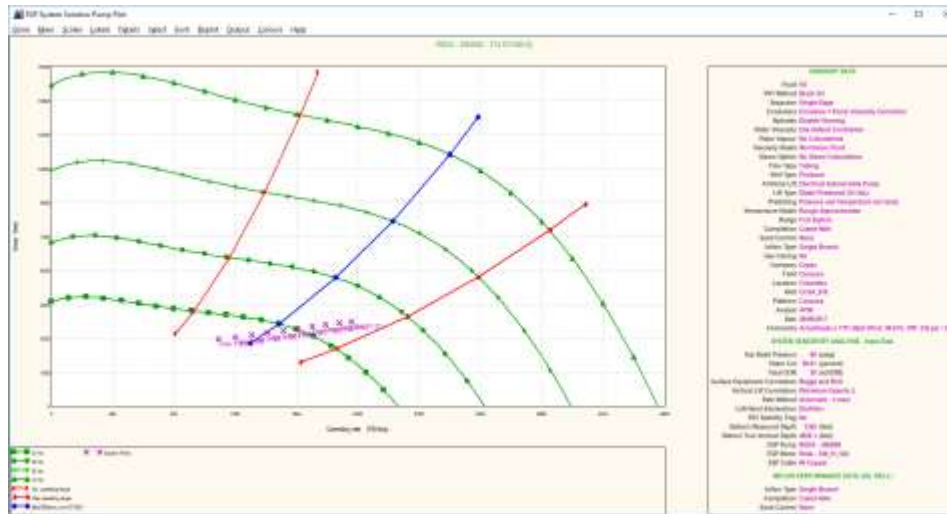
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Sensibilidad de equipo ESP – pozo CCSA_016

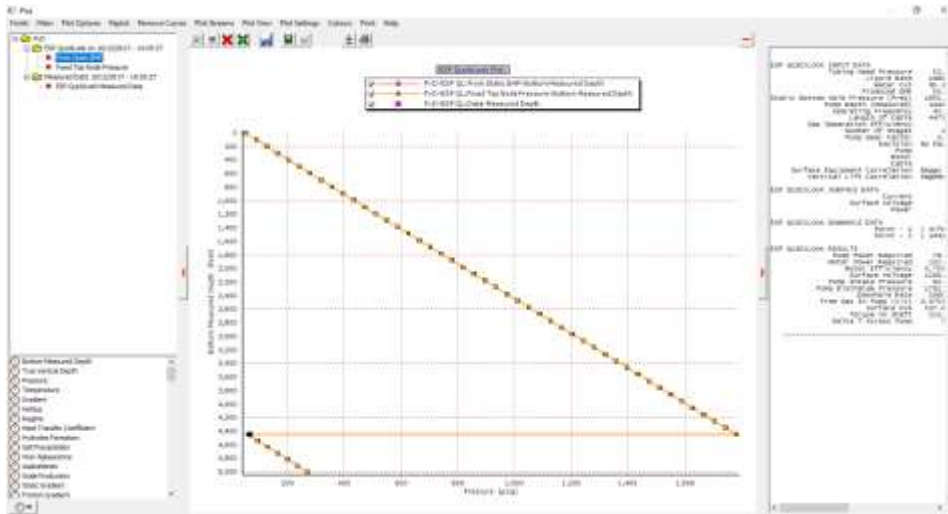


Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Condición de Operación Equipo ESP – pozo CCSA_016

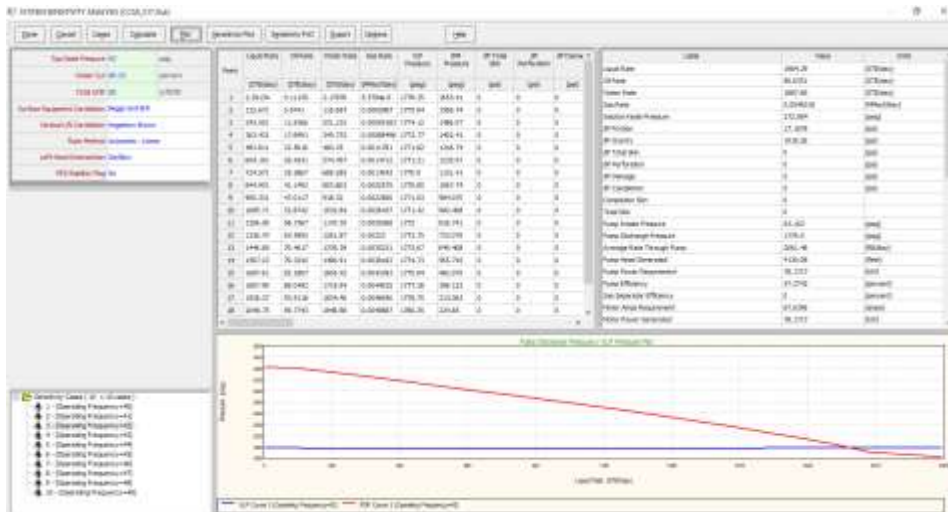


Ajuste de la simulación mecánica de la bomba con la formación productora del pozo CCSA_017



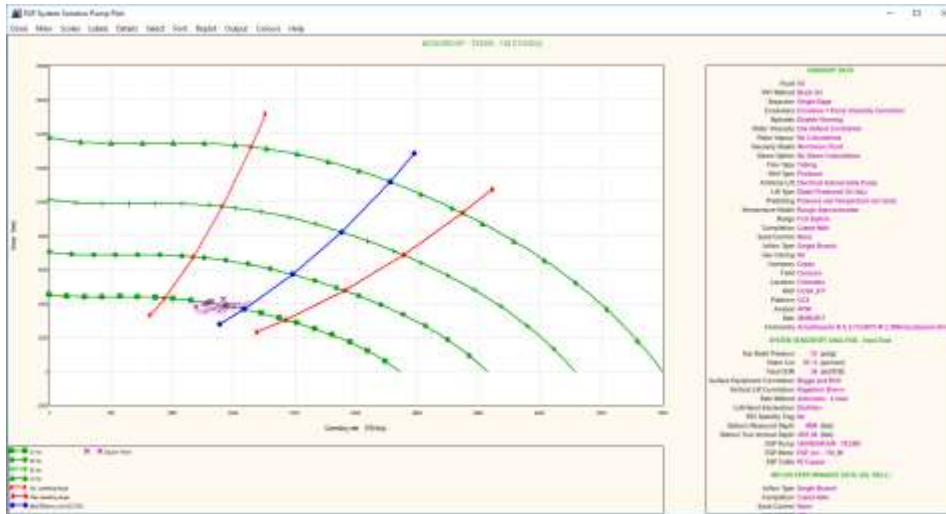
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Sensibilidad de equipo ESP – pozo CCSA_017



Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

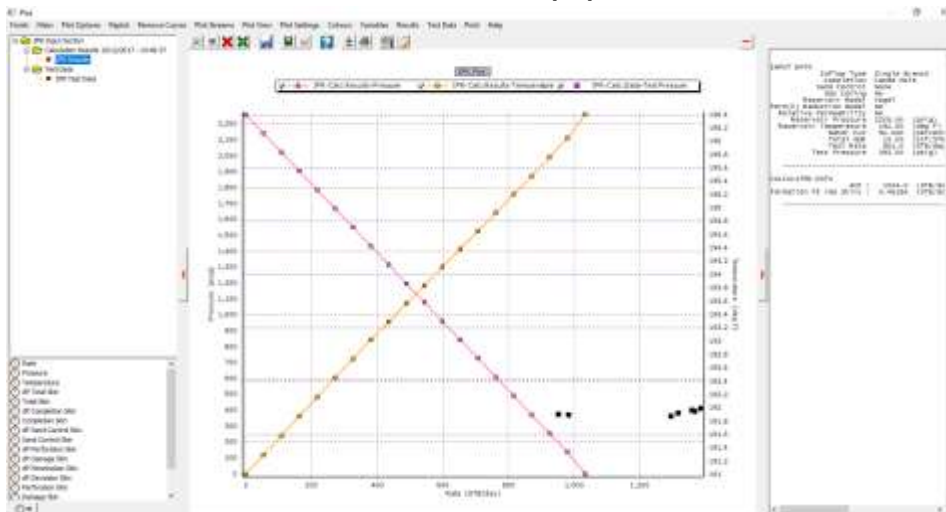
Condición de Operación Equipo ESP – pozo CCSA_017



Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

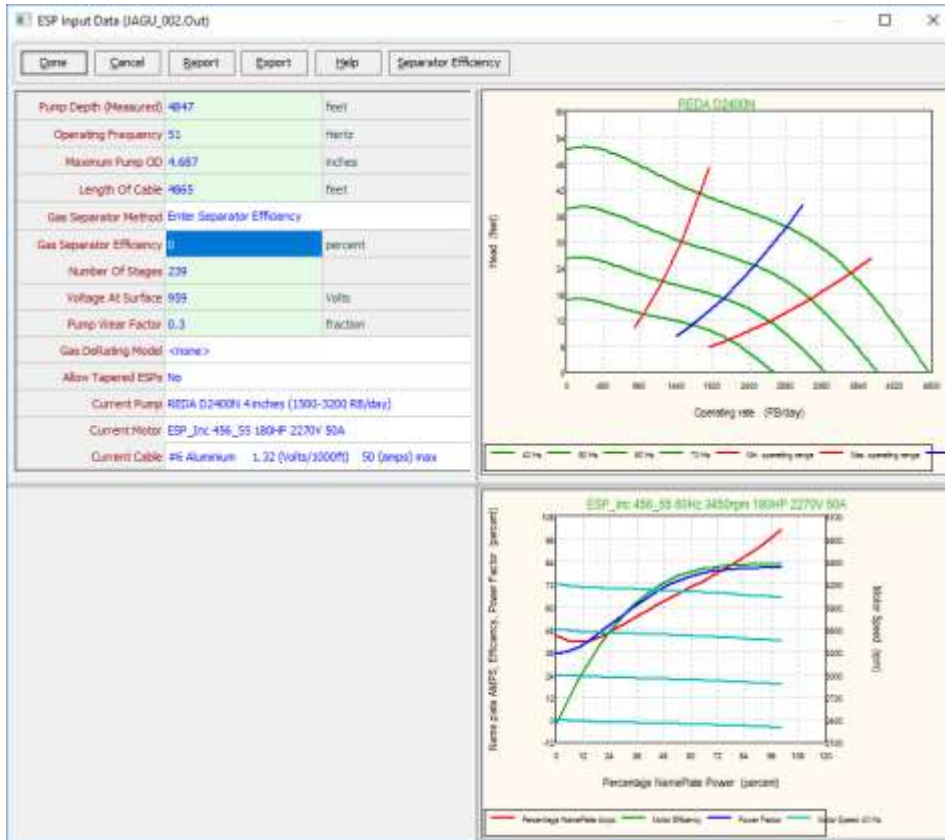
Pozo JAGU_002

Calculo de Índice de Productividad (PI) JAGU_002



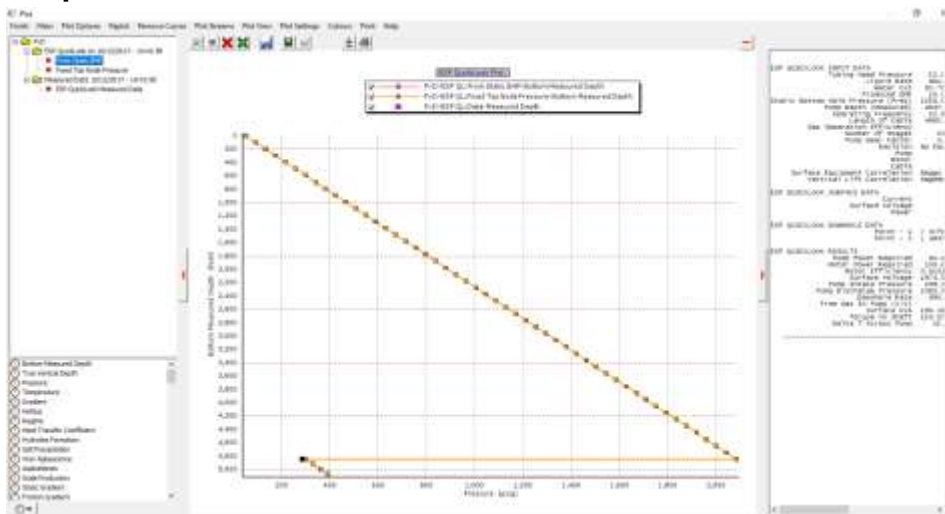
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Condición actual del Equipo ESP del pozo JAGU_002



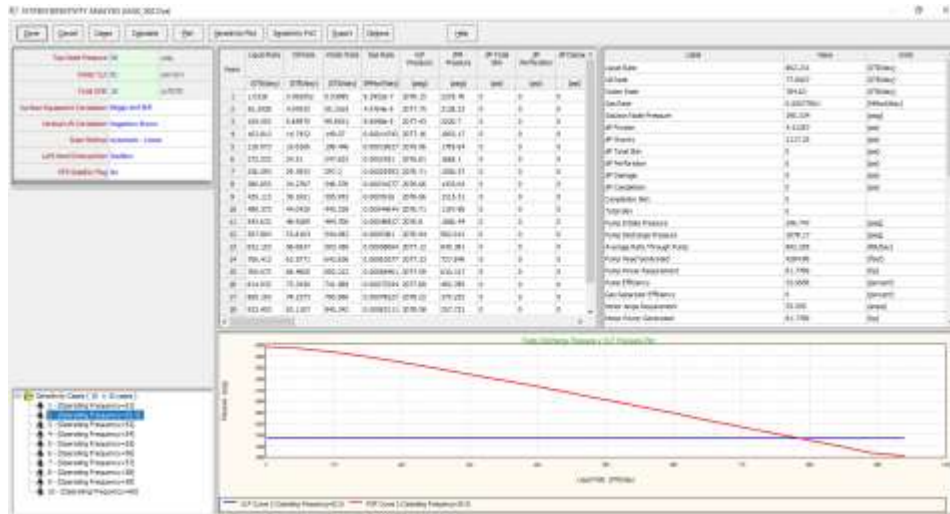
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Ajuste de la simulación mecánica de la bomba con la formación productora del pozo JAGU_002



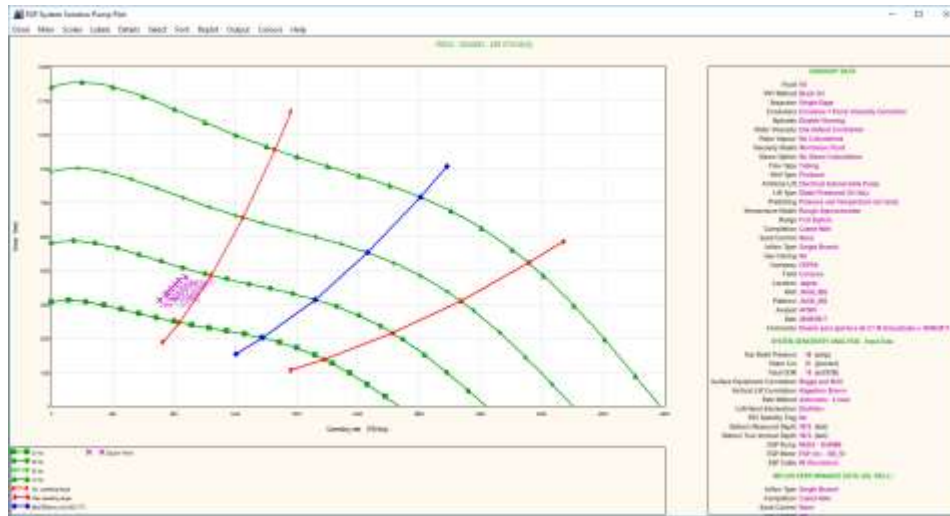
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Sensibilidad de equipo ESP – pozo JAGU_002



Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

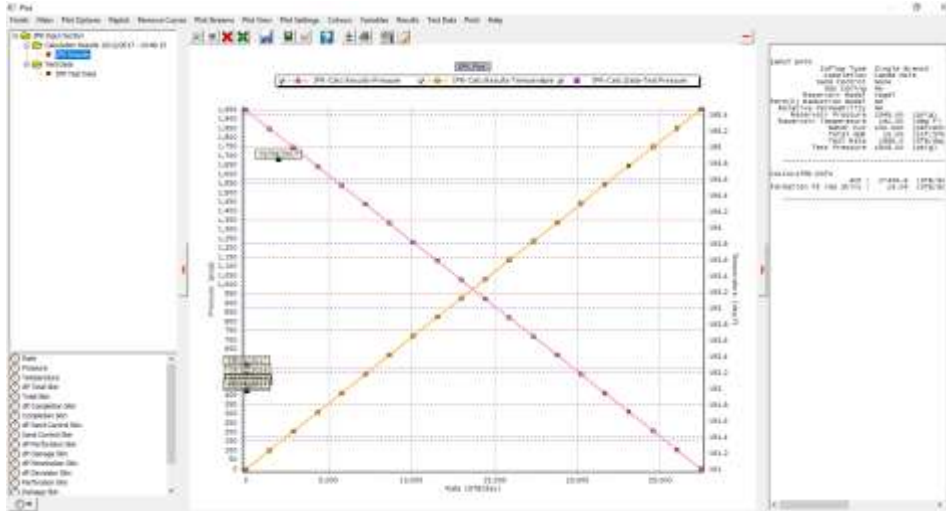
Condición de Operación Equipo ESP – pozo JAGU_002



Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

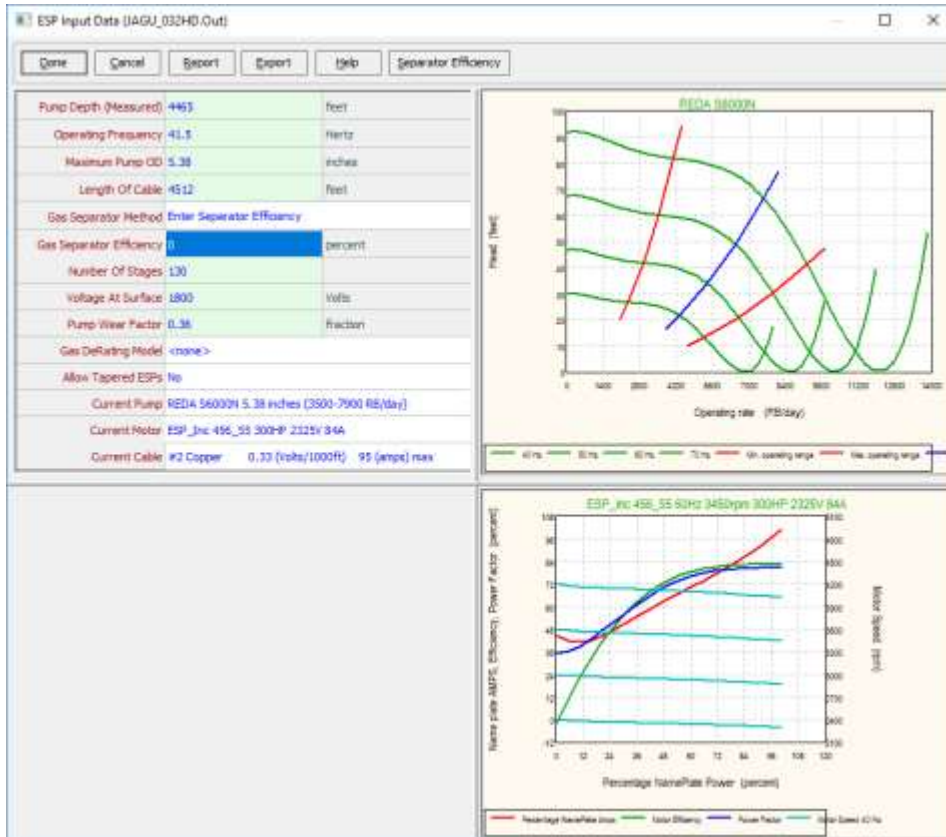
Pozo JAGU_032HD

Calculo de Índice de Productividad (PI) JAGU_032HD



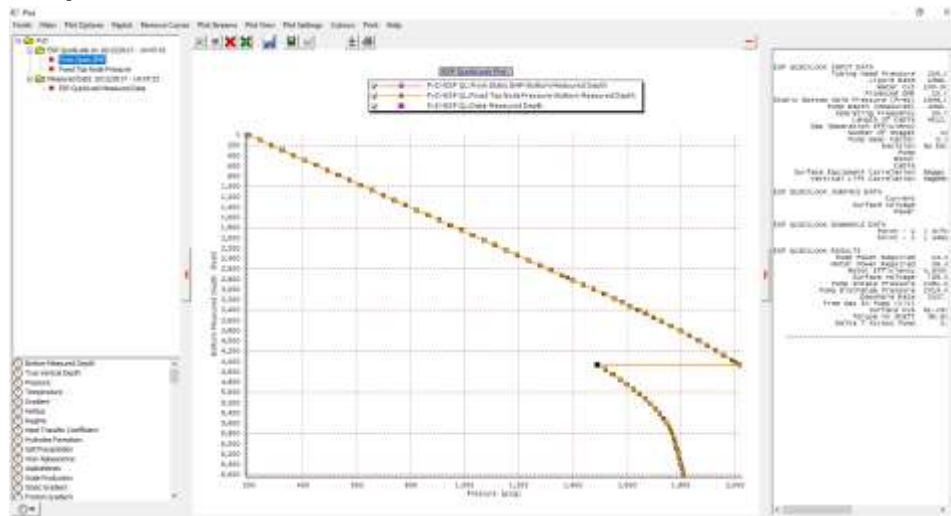
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Condición actual del Equipo ESP del pozo JAGU_032HD



Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Ajuste de la simulación mecánica de la bomba con la formación productora del pozo JAGU_032HD



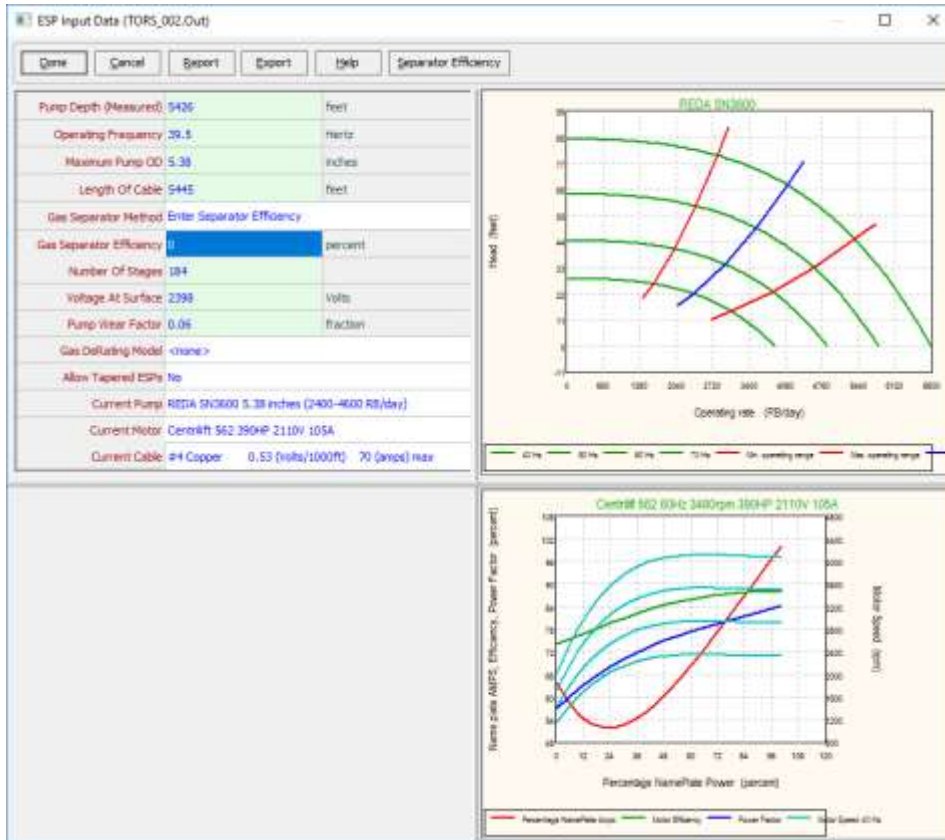
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Sensibilidad de equipo ESP – pozo JAGU_032HD



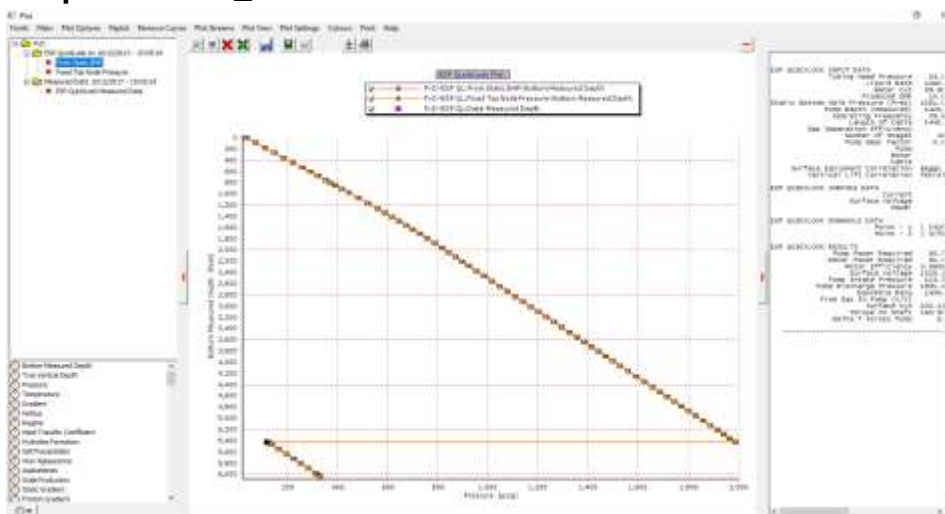
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Condición actual del Equipo ESP del pozo TORS_002



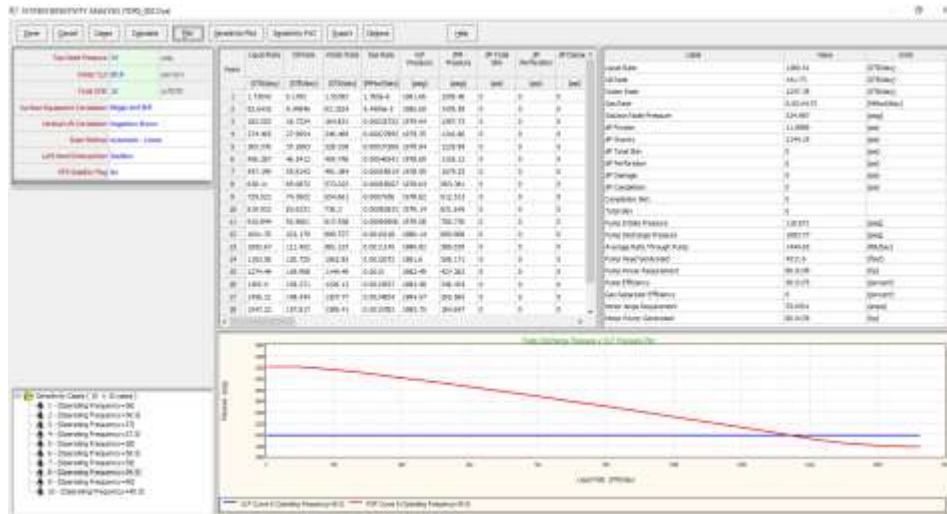
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Ajuste de la simulación mecánica de la bomba con la formación productora del pozo TORS_002



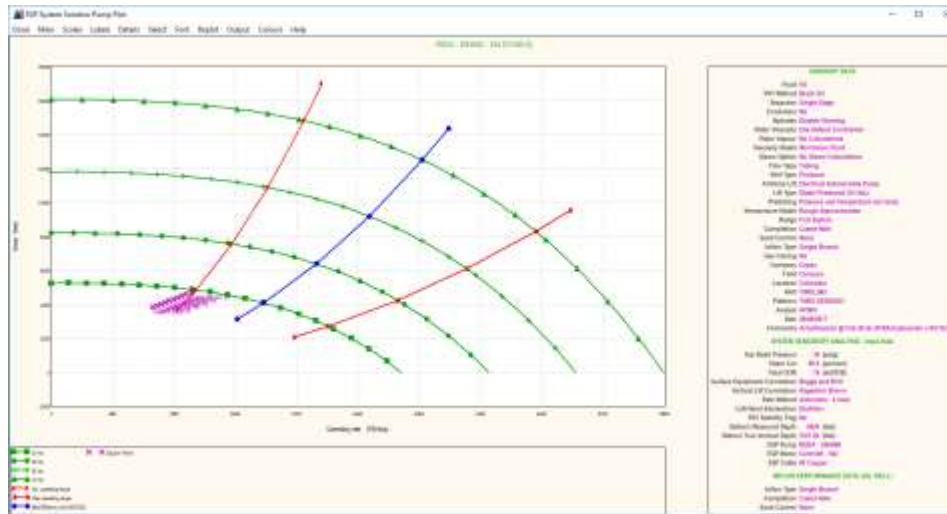
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Sensibilidad de equipo ESP – pozo TORS_002



Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

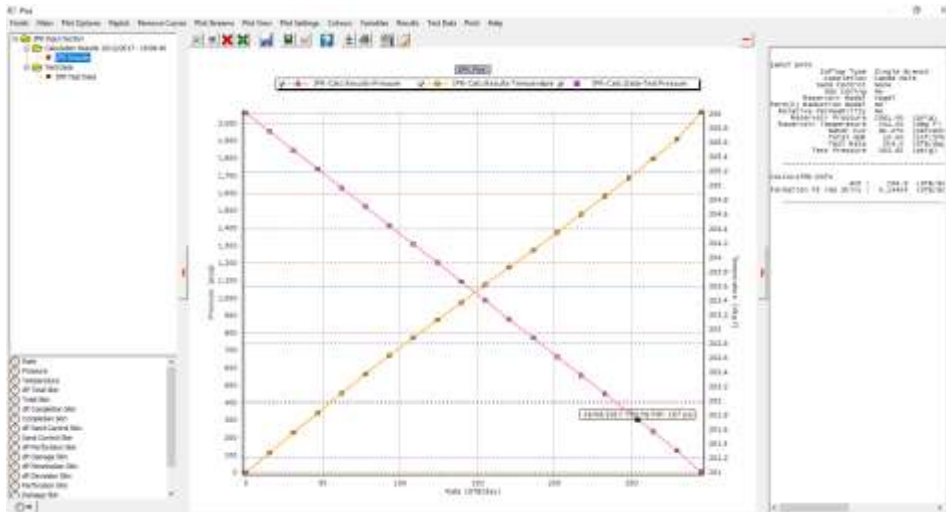
Condición de Operación Equipo ESP – pozo TORS_002



Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

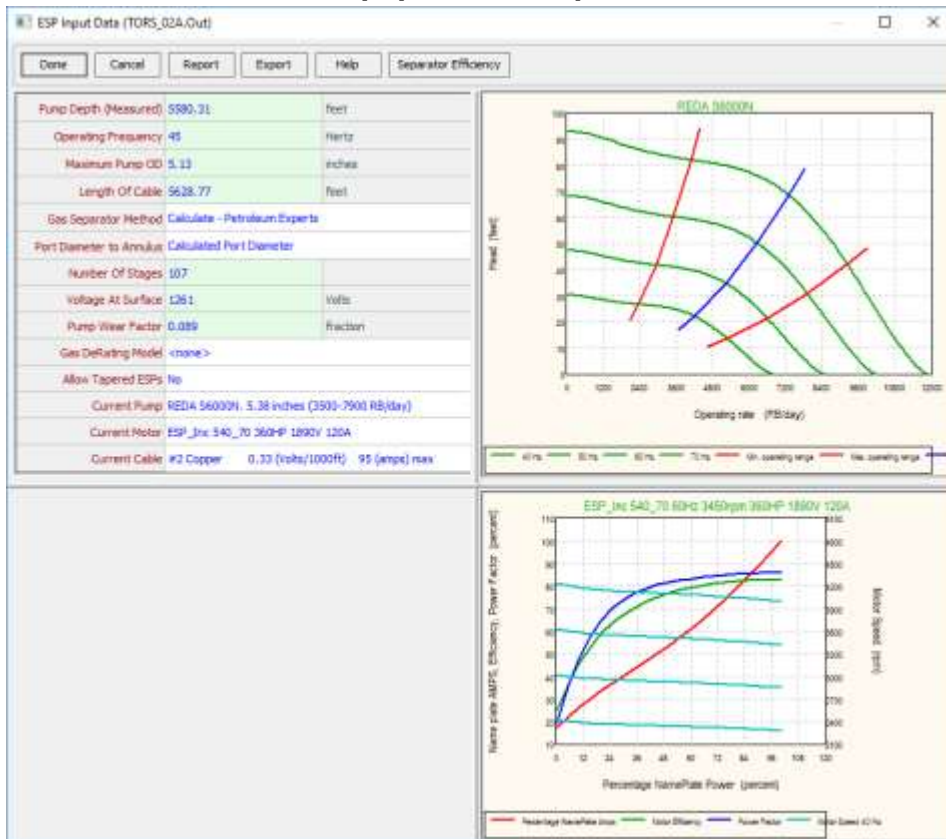
Pozo TORS_02A

Calculo de Índice de Productividad (PI) TORS_02A



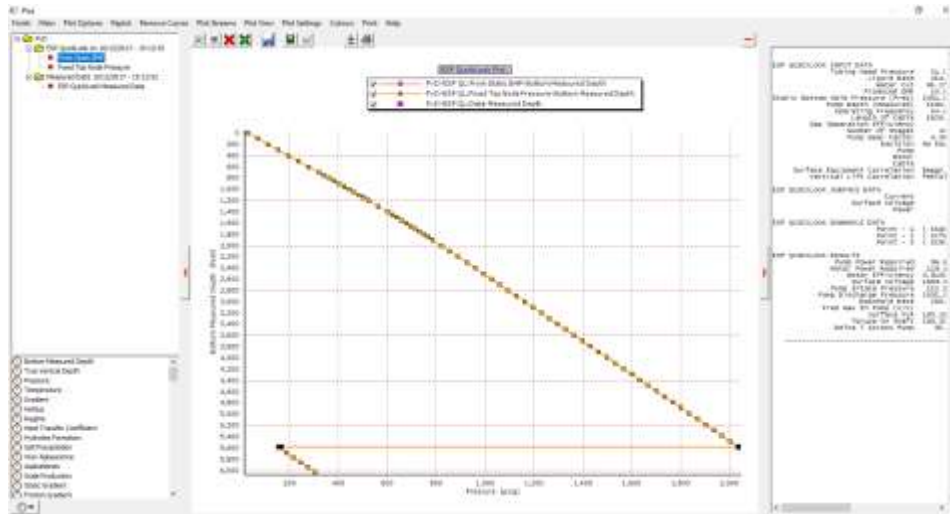
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Condición actual del Equipo ESP del pozo TORS_02A



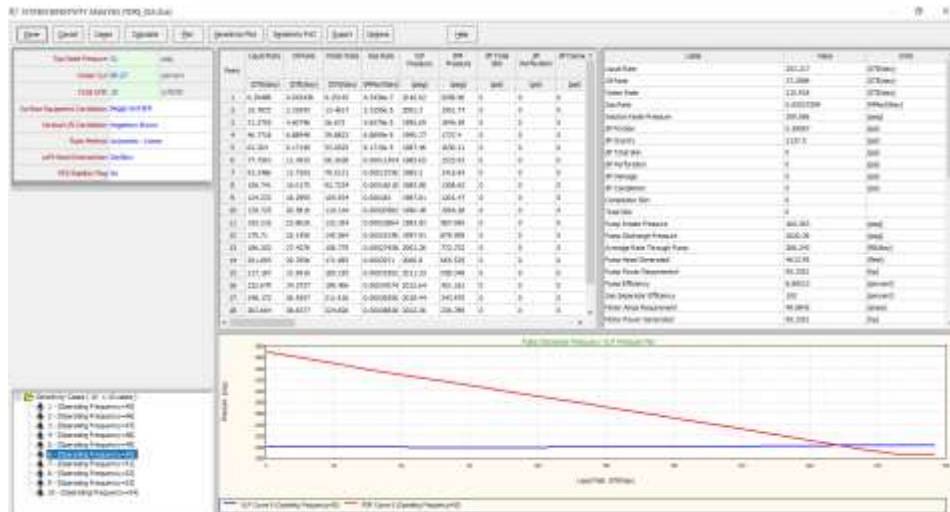
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Ajuste de la simulación mecánica de la bomba con la formación productora del pozo TORS_02A



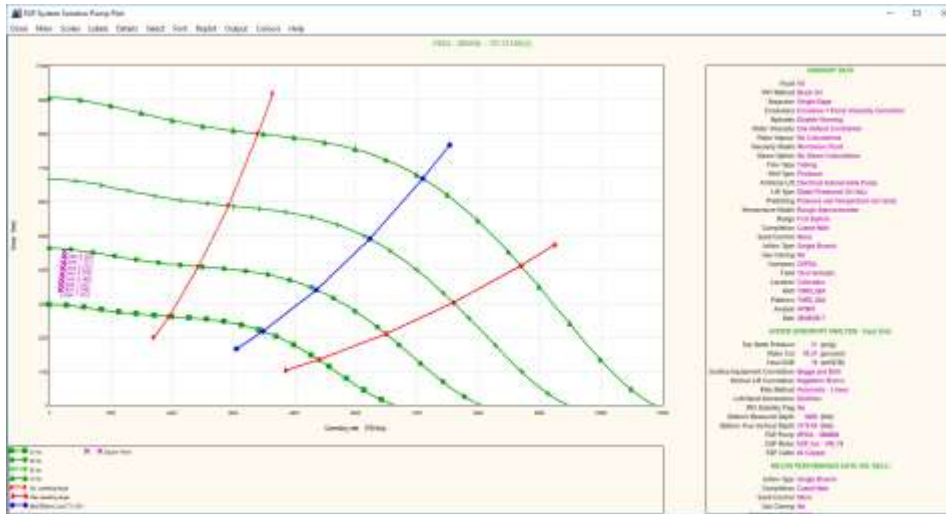
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Sensibilidad de equipo ESP – pozo TORS_02A



Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

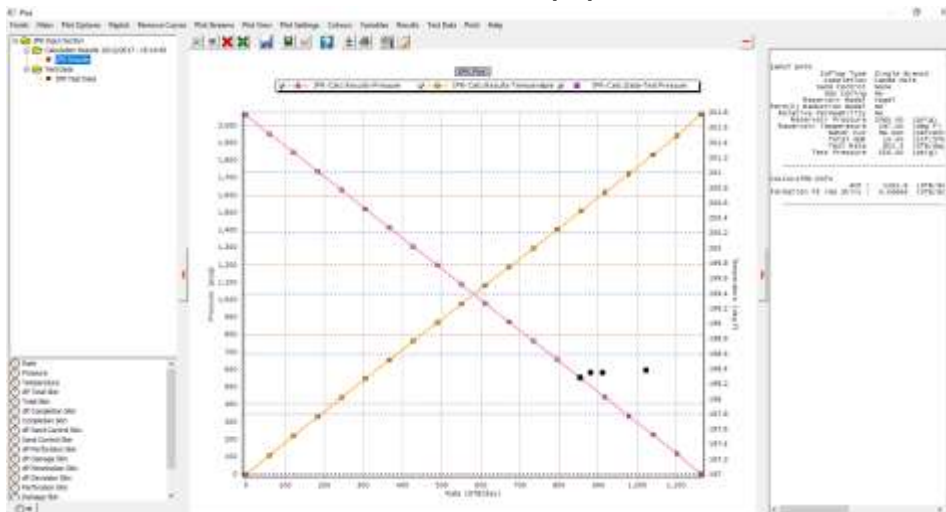
Condición de Operación Equipo ESP – pozo TORS_002A



Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

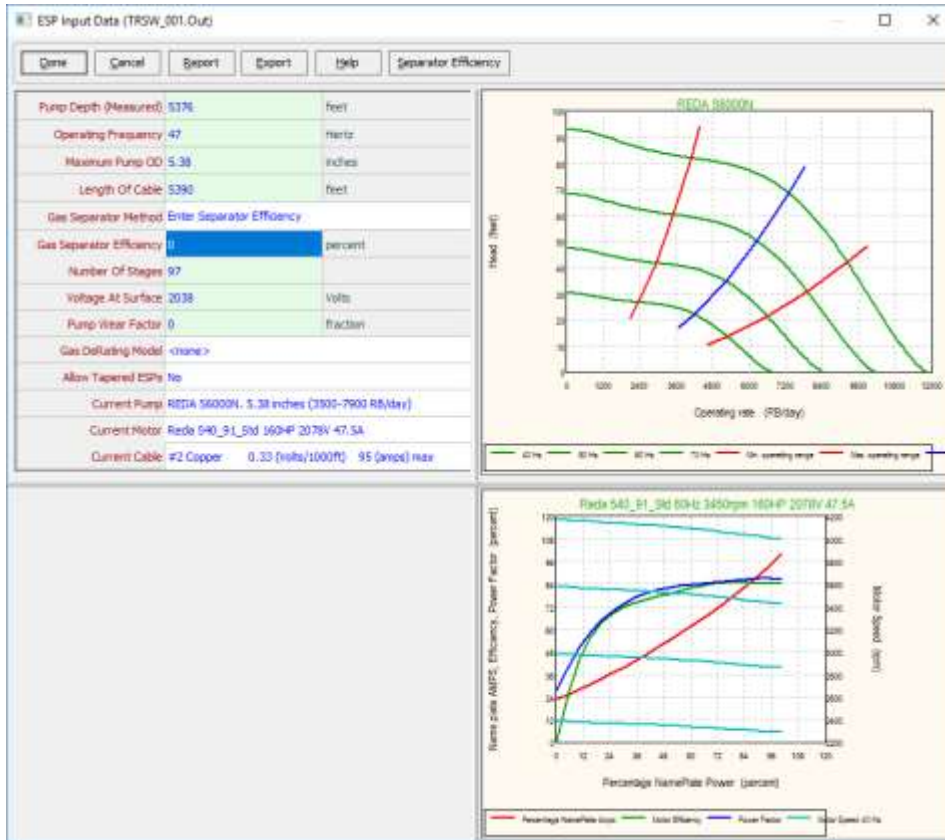
Pozo TRSW_001

Calculo de Índice de Productividad (PI) TRSW_001



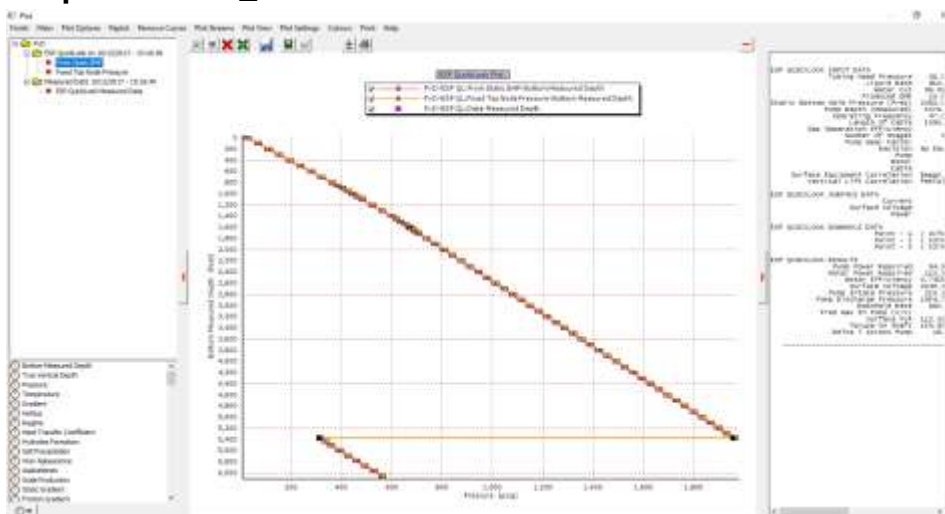
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Condición actual del Equipo ESP del pozo TRSW_001



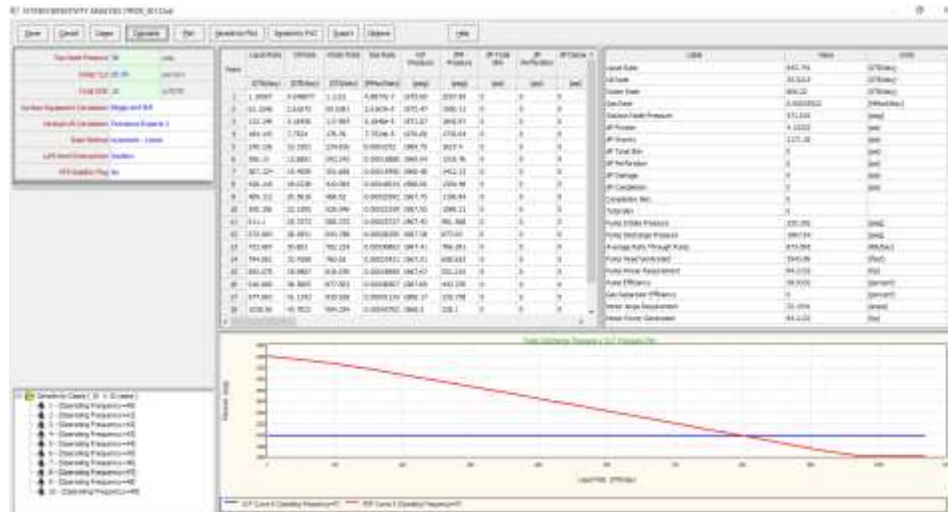
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Ajuste de la simulación mecánica de la bomba con la formación productora del pozo TRSW_001



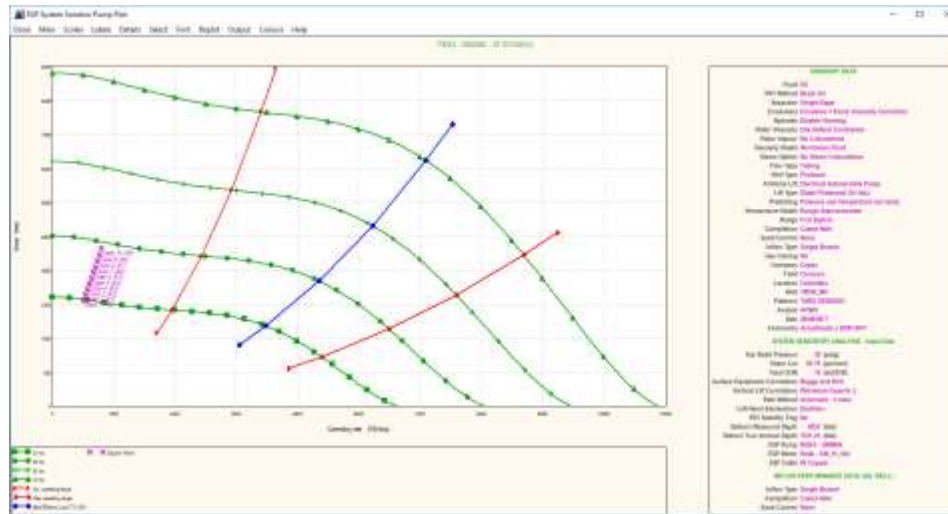
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Sensibilidad de equipo ESP – pozo TRSW_001



Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

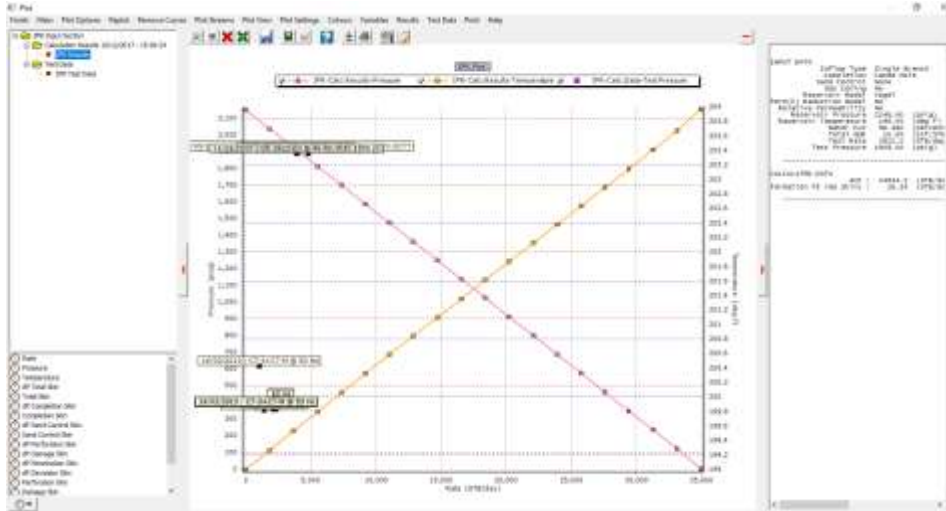
Condición de Operación Equipo ESP – pozo TRSW_001



Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

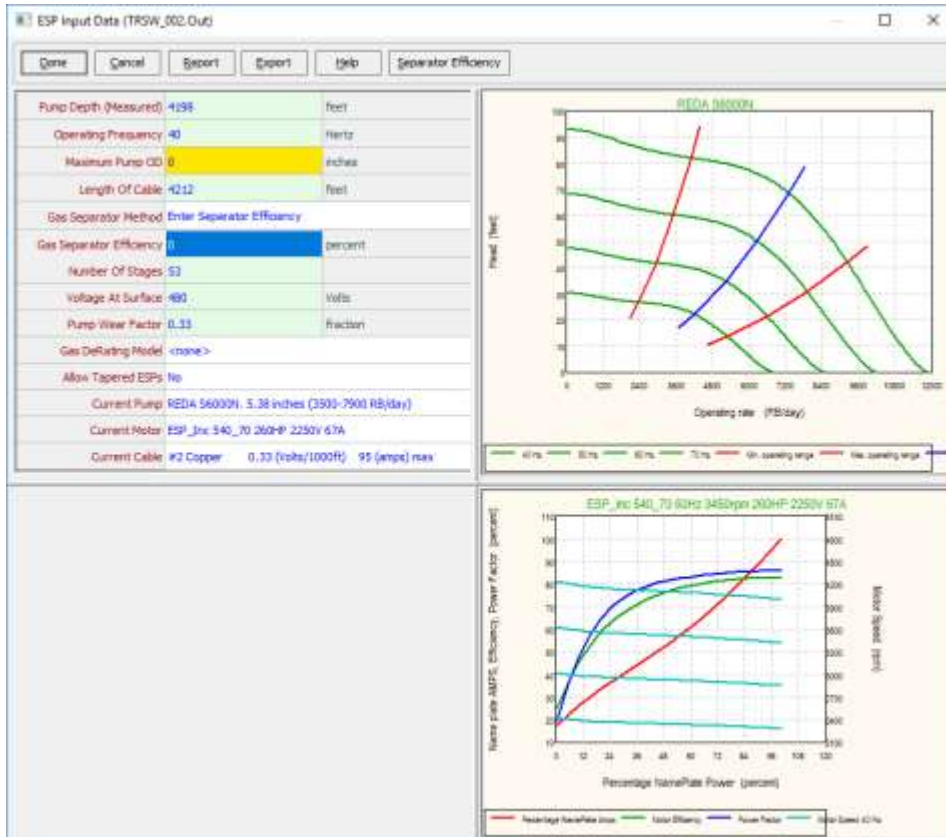
Pozo TRSW_002

Calculo de Índice de Productividad (PI) TRSW_002



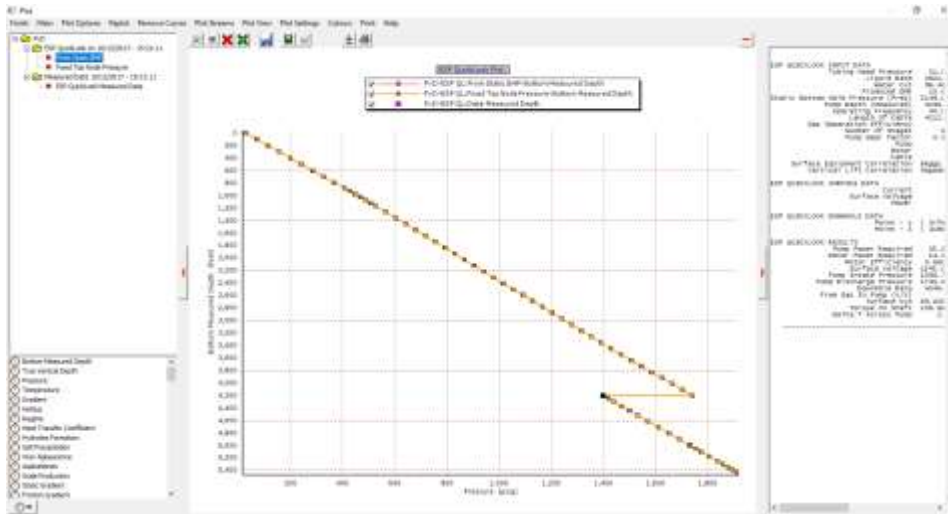
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Condición actual del Equipo ESP del pozo TRSW_002



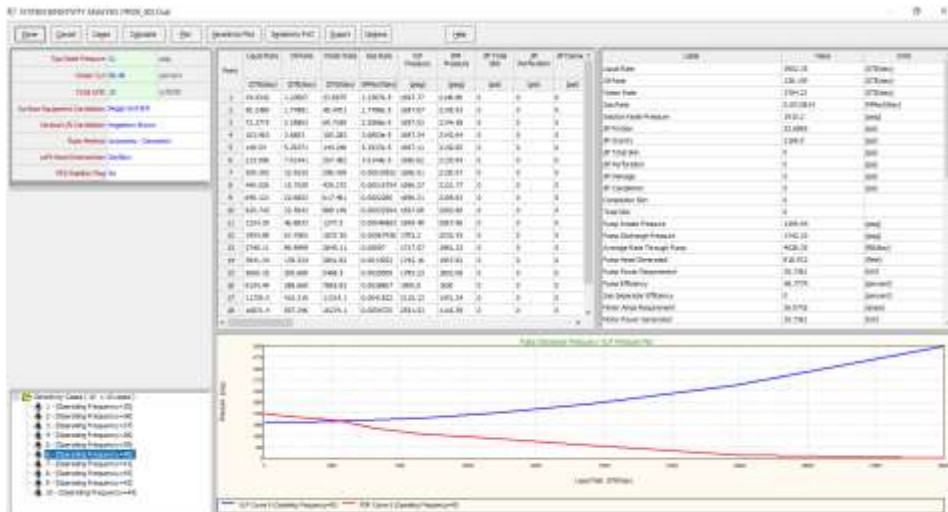
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Ajuste de la simulación mecánica de la bomba con la formación productora del pozo TRSW_002



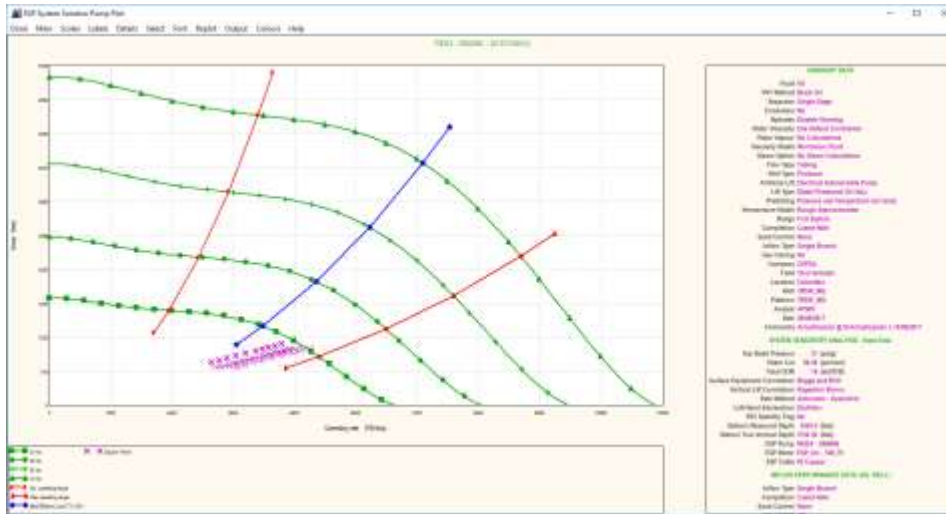
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Sensibilidad de equipo ESP – pozo TRSW_002



Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

Condición de Operación Equipo ESP – pozo TRSW_002



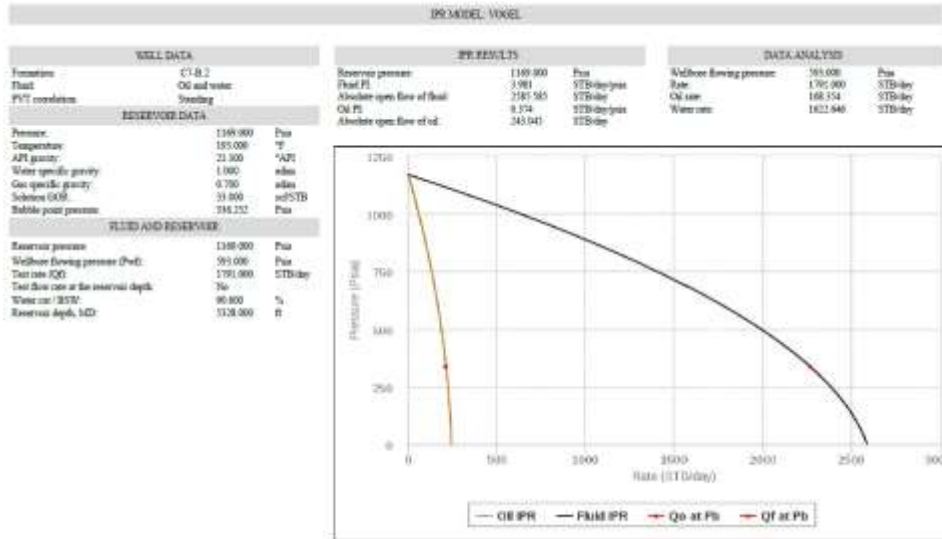
Fuente: El Autor – Simulación Software Prosper

ANEXO C

Simulaciones de Bombeo Hidráulico en Pozos objeto de estudio

Pozo CCSA_016

Ajuste curva IPR – Pozo CCSA_016



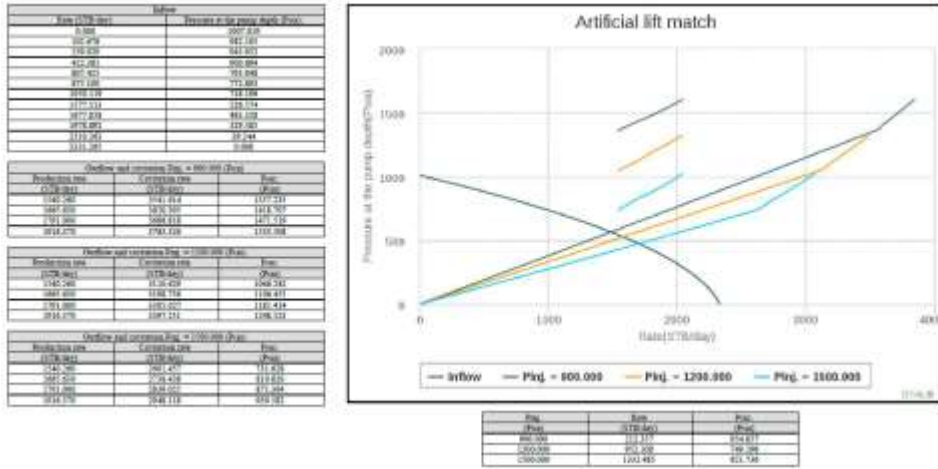
Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Sensibilidad Geometrías Jet y Tipo de configuración – Pozo CCSA_016



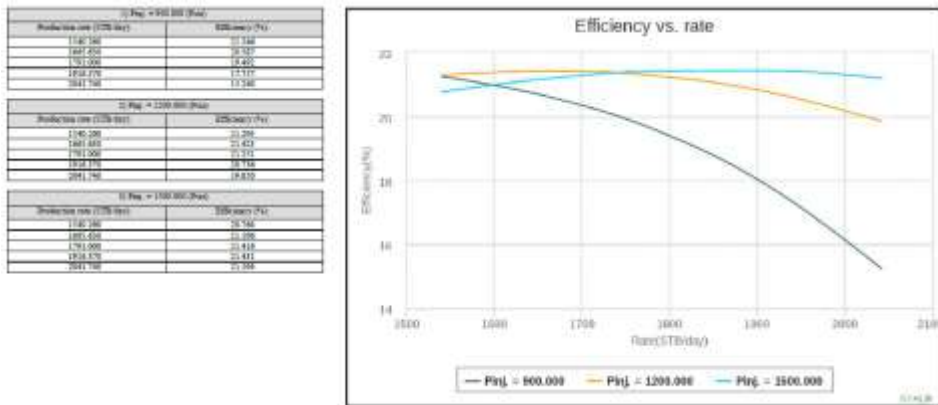
Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Sensibilidad Condiciones de operación – Pozo CCSA_016



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

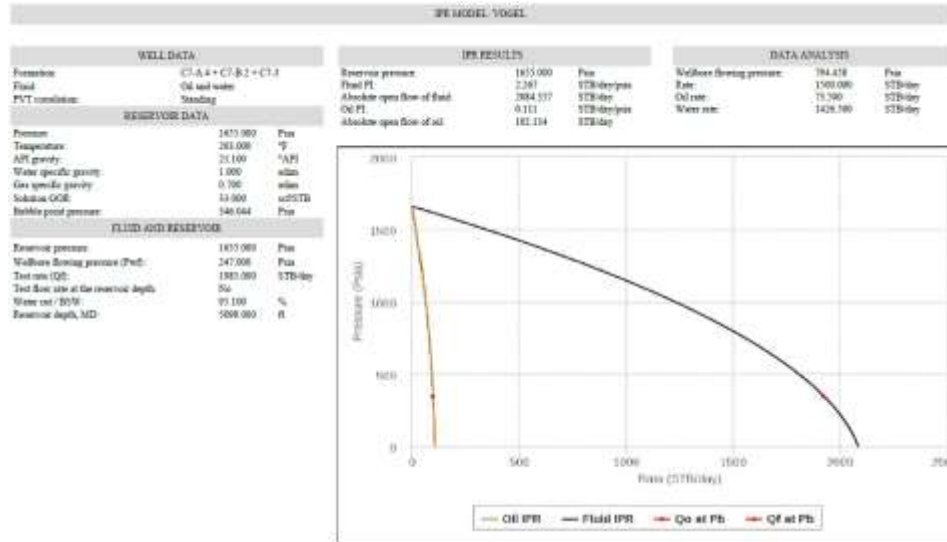
Sensibilidad eficiencia por Condiciones de operación – Pozo CCSA_016



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Pozo CCSA_017

Ajuste curva IPR – Pozo CCSA_017



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Sensibilidad Geometrías Jet y Tipo de configuración – Pozo CCSA_017



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Sensibilidad Condiciones de operación – Pozo CCSA_017

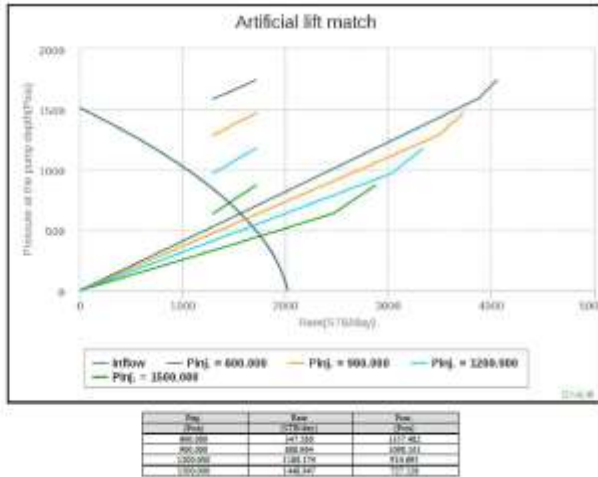
Inflow	
Rate (STB/day)	Pressure at the pump depth (Psi)
0.000	1708.491
344.323	1485.713
1177.293	1219.203
364.125	1145.121
893.138	1181.889
813.179	1108.889
869.929	1025.889
1018.611	1007.587
1242.241	1112.011
1113.909	794.884
1418.713	741.147
1512.011	0.888

Outflow and correction Pwf = 600.000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Correction rate (STB/day)	Pwf (Psi)
1391.000	1189.000	1181.288
1491.000	1013.487	1122.218
1591.000	1017.118	1095.217
1691.000	8994.115	1091.891

Outflow and correction Pwf = 800.000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Correction rate (STB/day)	Pwf (Psi)
1391.000	1189.000	1181.288
1491.000	1013.487	1122.218
1591.000	1017.118	1095.217
1691.000	8994.115	1091.891

Outflow and correction Pwf = 1200.000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Correction rate (STB/day)	Pwf (Psi)
1391.000	1189.000	1181.288
1491.000	1013.487	1122.218
1591.000	1017.118	1095.217
1691.000	8994.115	1091.891

Outflow and correction Pwf = 1500.000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Correction rate (STB/day)	Pwf (Psi)
1391.000	1189.000	1181.288
1491.000	1013.487	1122.218
1591.000	1017.118	1095.217
1691.000	8994.115	1091.891



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

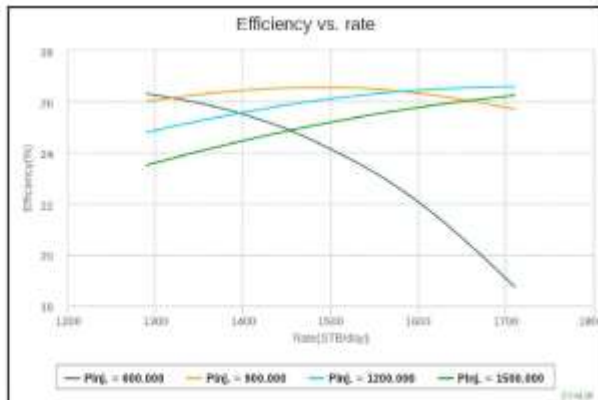
Sensibilidad eficiencia por Condiciones de operación – Pozo CCSA_017

Pwf = 600.000 (Psi)	
Production rate (STB/day)	Efficiency (%)
1391.000	32.984
1491.000	25.711
1591.000	24.366
1691.000	18.791

Pwf = 800.000 (Psi)	
Production rate (STB/day)	Efficiency (%)
1391.000	28.618
1491.000	24.813
1591.000	24.141
1691.000	18.781

Pwf = 1200.000 (Psi)	
Production rate (STB/day)	Efficiency (%)
1391.000	32.745
1491.000	28.108
1591.000	28.811
1691.000	18.781

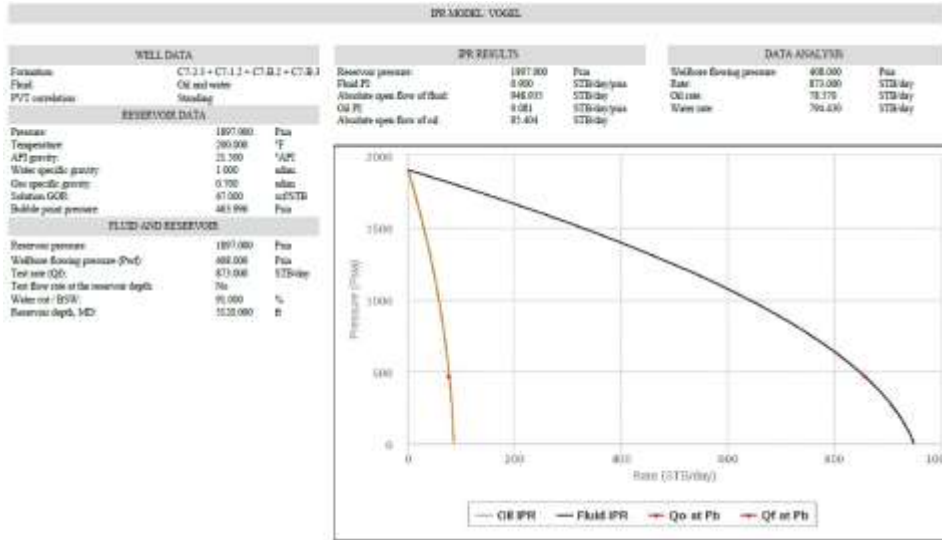
Pwf = 1500.000 (Psi)	
Production rate (STB/day)	Efficiency (%)
1391.000	21.112
1491.000	24.814
1591.000	21.182
1691.000	18.242



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Pozo JAGU_002

Ajuste curva IPR – Pozo JAGU_002



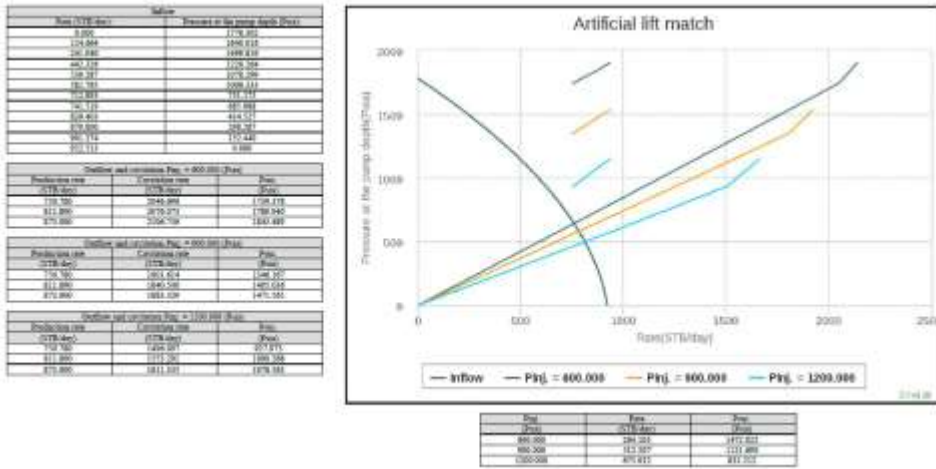
Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Sensibilidad Geometrías Jet y Tipo de configuración – Pozo JAGU_002



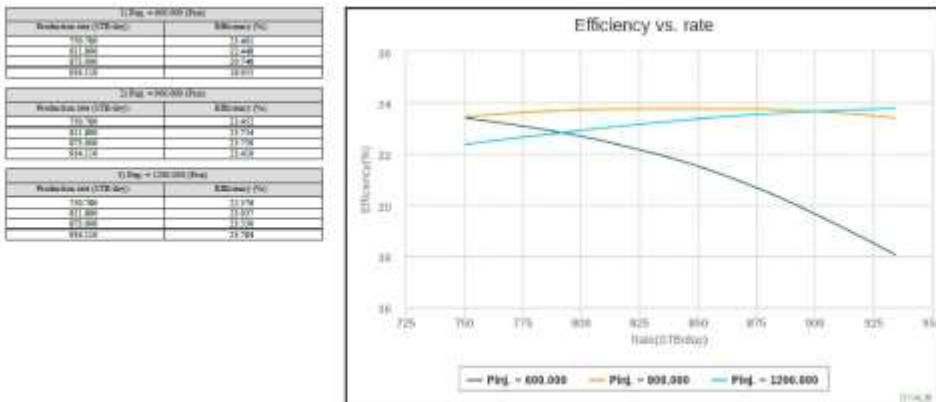
Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Sensibilidad Condiciones de operación – Pozo JAGU_002



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Sensibilidad eficiencia por Condiciones de operación – JAGU_002



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Pozo JAGU_032HD

Ajuste curva IPR – Pozo JAGU_032HD



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Sensibilidad Geometrías Jet y Tipo de configuración – Pozo JAGU_032HD



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

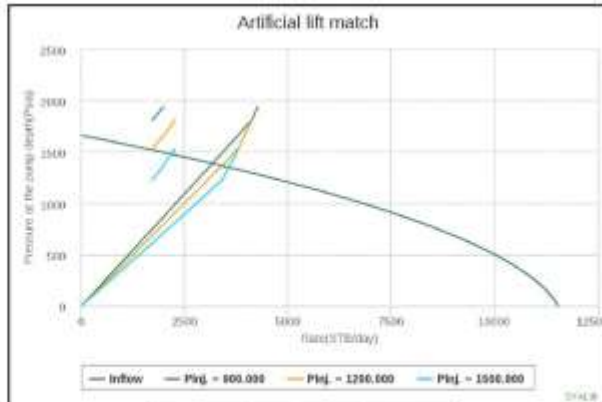
Sensibilidad Condiciones de operación – Pozo JAGU_032HD

Inflow	
Rate (STB/day)	Pressure at the pump depth (Psi)
0.000	1441.111
80.000	1457.833
160.000	1476.407
240.000	1514.071
320.000	1559.342
400.000	1609.711
480.000	1663.100
560.000	1719.506
640.000	1778.044
720.000	1838.834
800.000	1901.999
880.000	1967.661
960.000	2035.951

Decline and constant PIg = 800.000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Constant rate	PIg
170.000	800.000	1488.200
180.000	800.000	1489.489

Decline and constant PIg = 1200.000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Constant rate	PIg
170.000	1200.000	1501.939
180.000	1200.000	1503.414

Decline and constant PIg = 1500.000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Constant rate	PIg
170.000	1500.000	1513.207
180.000	1500.000	1514.819



PIg (Psi)	Rate (STB/day)	PIg (Psi)
800.000	271.413	1488.200
1200.000	189.188	1503.414
1500.000	151.999	1519.411

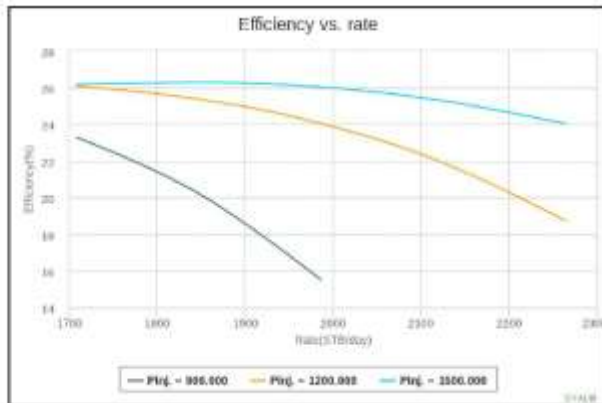
Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Sensibilidad eficiencia por Condiciones de operación – Pozo JAGU_032HD

PIg = 800.000 (Psi)	
Production rate (STB/day)	Efficiency (%)
170.000	33.176
180.000	30.130
190.000	27.099

PIg = 1200.000 (Psi)	
Production rate (STB/day)	Efficiency (%)
170.000	38.014
180.000	35.000
190.000	32.007
200.000	29.000
210.000	26.000

PIg = 1500.000 (Psi)	
Production rate (STB/day)	Efficiency (%)
170.000	34.078
180.000	30.000
190.000	26.000
200.000	22.000
210.000	18.000



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Pozo TORS_002

Ajuste curva IPR – Pozo TORS_002



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Sensibilidad Geometrías Jet y Tipo de configuración – Pozo TORS_002



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

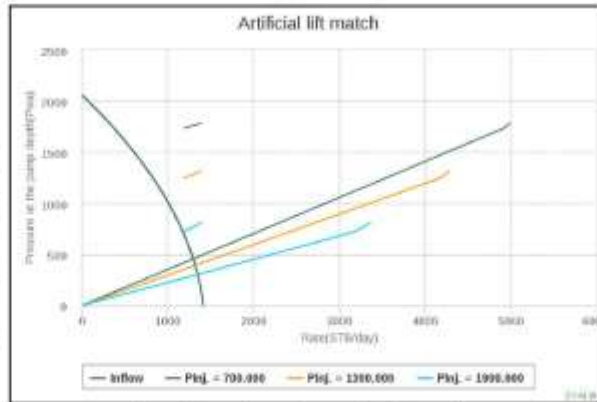
Sensibilidad Condiciones de operación – Pozo TORS_002

Matrix	
Rate (STB/day)	Pressure at the pump inlet (Psi)
1000	2111.74
111.11	2091.01
200.00	2111.00
300.00	2112.01
411.11	2071.52
511.11	2111.00
611.11	2114.24
711.11	2101.00
811.11	2101.00
900.00	2111.00
1000.00	2111.00
1100.00	2111.00
1200.00	2111.00
1300.00	2111.00
1400.00	2111.00
1500.00	2111.00
1600.00	2111.00
1700.00	2111.00
1800.00	2111.00
1900.00	2111.00
2000.00	2111.00

Decline and constant Pwf = 700.000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Constant rate (Psi)	Pwf
1000.000	700.000	2111.000
1100.000	700.000	2111.000
1200.000	700.000	2111.000

Decline and constant Pwf = 1300.000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Constant rate (Psi)	Pwf
1000.000	1300.000	2111.000
1100.000	1300.000	2111.000
1200.000	1300.000	2111.000

Decline and constant Pwf = 1900.000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Constant rate (Psi)	Pwf
1000.000	1900.000	2111.000
1100.000	1900.000	2111.000
1200.000	1900.000	2111.000



Rate (STB/day)	Pwf (Psi)	Pressure at the pump inlet (Psi)
1000	700	2111
1100	1300	2111
1200	1900	2111

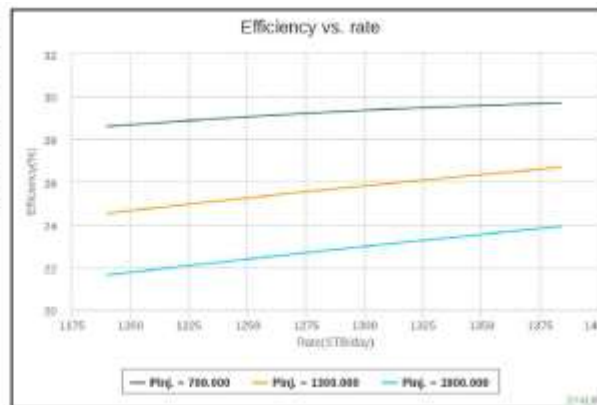
Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Sensibilidad eficiencia por Condiciones de operación – Pozo TORS_002

1) Pwf = 700.000 (Psi)	
Production rate (STB/day)	Efficiency (%)
1000.000	31.184
1100.000	30.275
1200.000	30.388

2) Pwf = 1300.000 (Psi)	
Production rate (STB/day)	Efficiency (%)
1000.000	29.124
1100.000	31.486
1200.000	32.077

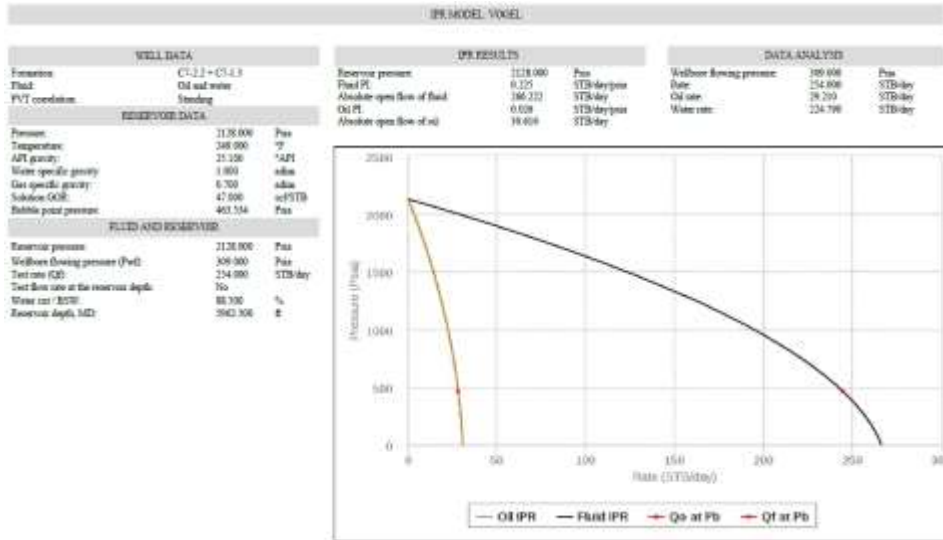
3) Pwf = 1900.000 (Psi)	
Production rate (STB/day)	Efficiency (%)
1000.000	31.486
1100.000	31.415
1200.000	31.898



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Pozo TORS_02A

Ajuste curva IPR – Pozo TORS_02A



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Sensibilidad Geometrías Jet y Tipo de configuración – Pozo TORS_02A



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

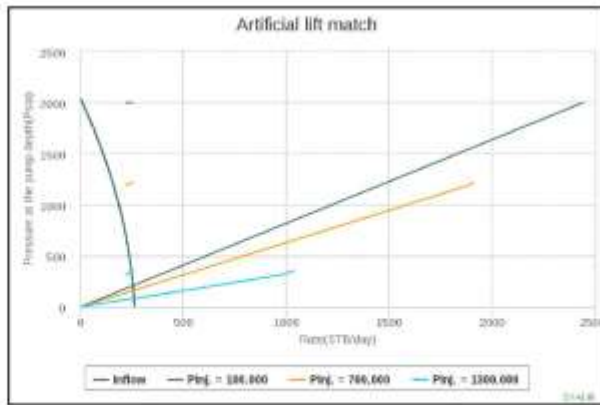
Sensibilidad Condiciones de operación – Pozo TORS_02A

Inflow		
100 (STB/day)	Pressure at the pump head (Psi)	
8.500	1071.034	
13.311	1061.320	
18.140	1051.320	
22.978	1041.111	
27.811	1030.614	
32.610	1020.430	
37.410	1010.190	
42.211	1000.427	
47.040	990.447	
51.811	980.210	
56.640	969.810	
61.410	959.210	

Condition 1: Inflow, Pwf = 120.000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Efficiency (%)	Flow
118.440	33.101	1001.170
218.120	34.010	1000.000

Condition 2: Inflow, Pwf = 700.000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Efficiency (%)	Flow
118.440	33.101	1001.171
218.120	34.010	1001.447

Condition 3: Inflow, Pwf = 1300.000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Efficiency (%)	Flow
118.440	33.101	1011.140
218.120	34.010	1011.100



Pwf	Flow	Flow
120.000	218.120	218.120
120.000	11.004	1011.170
700.000	100.141	1001.170
1300.000	244.629	1011.100

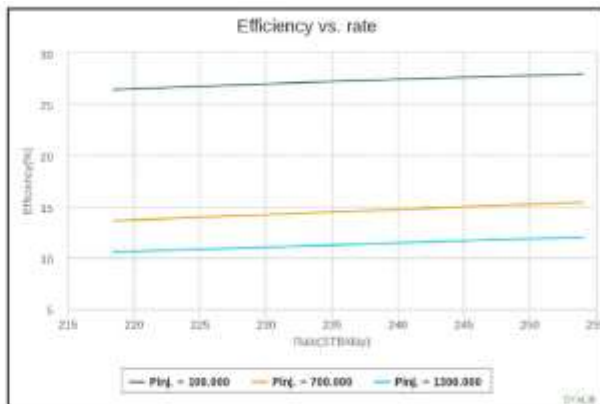
Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Sensibilidad eficiencia por Condiciones de operación – Pozo TORS_02A

1) Pwf = 120.000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Efficiency (%)	
118.440	33.101	
218.120	34.010	
218.000	33.998	

2) Pwf = 700.000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Efficiency (%)	
118.440	33.101	
218.120	34.010	
218.000	33.998	

3) Pwf = 1300.000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Efficiency (%)	
118.440	33.148	
218.120	34.000	
218.000	33.998	



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Pozo TRSW_001

Ajuste curva IPR – Pozo TRSW_001



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Sensibilidad Geometrías Jet y Tipo de configuración – Pozo TRSW_001



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

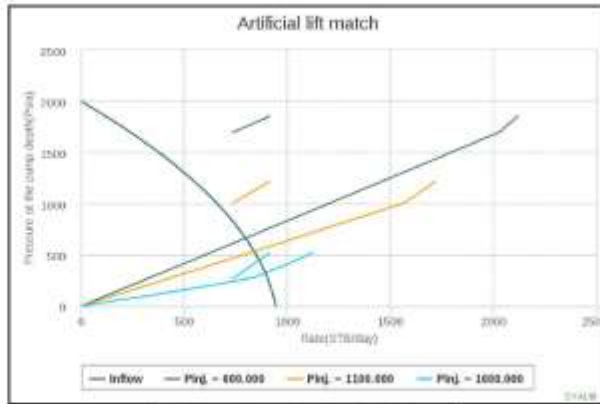
Sensibilidad Condiciones de operación – Pozo TRSW_001

Inflow		
Rate (STB/day)	Pressure at the casing depth (Psi)	
0	1992.11	
500	1884.15	
1000	1779.19	
1500	1674.24	
2000	1573.30	
2500	1474.37	
3000	1377.45	
3500	1282.54	
4000	1189.64	
4500	1098.75	
5000	1009.87	
5500	922.99	
6000	838.12	
6500	755.26	
7000	674.41	
7500	595.56	
8000	518.71	
8500	443.86	
9000	371.01	
9500	300.16	
10000	231.31	

Condition and operation Pwf = 600,000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Conformation rate	Pwf
0	0	600,000
1000	2024.180	1881.133
2000	3215.483	1581.714
3000	4247.761	1361.038

Condition and operation Pwf = 1100,000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Conformation rate	Pwf
0	0	1100,000
1000	1586.408	1861.391
2000	2511.818	1574.196
3000	3247.761	1341.118

Condition and operation Pwf = 1600,000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Conformation rate	Pwf
0	0	1600,000
1000	1011.191	1611.131
2000	1611.191	1481.899
3000	2111.191	1311.111



Pwf (Psi)	Rate (STB/day)	Pwf (Psi)
600,000	1881.133	1861.391
1100,000	1581.714	1481.899
1600,000	1341.118	1311.111

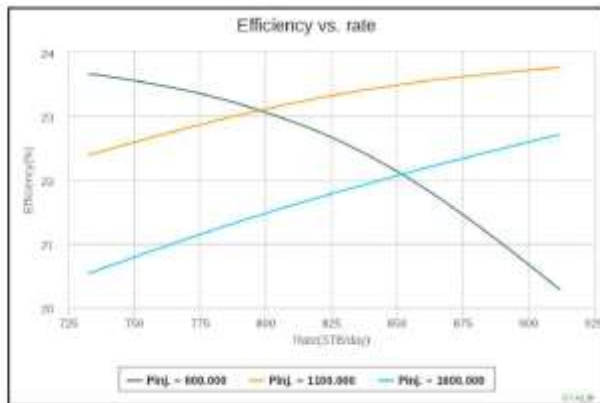
Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Sensibilidad eficiencia por Condiciones de operación – Pozo TRSW_001

Pwf = 600,000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Efficiency (%)	
0	0	0
1000	20.24	20.24
2000	32.15	32.15
3000	42.48	42.48

Pwf = 1100,000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Efficiency (%)	
0	0	0
1000	15.86	15.86
2000	25.12	25.12
3000	32.48	32.48

Pwf = 1600,000 (Psi)		
Production rate (STB/day)	Efficiency (%)	
0	0	0
1000	10.11	10.11
2000	16.11	16.11
3000	21.11	21.11



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

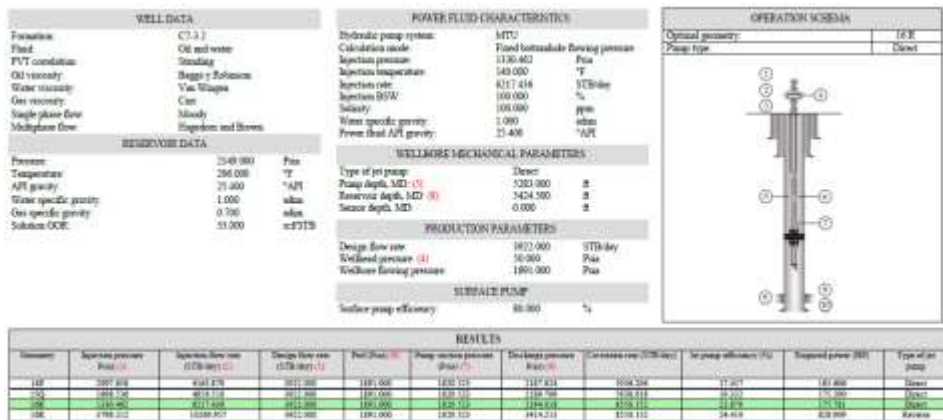
Pozo TRSW_002

Ajuste curva IPR – Pozo TRSW_002



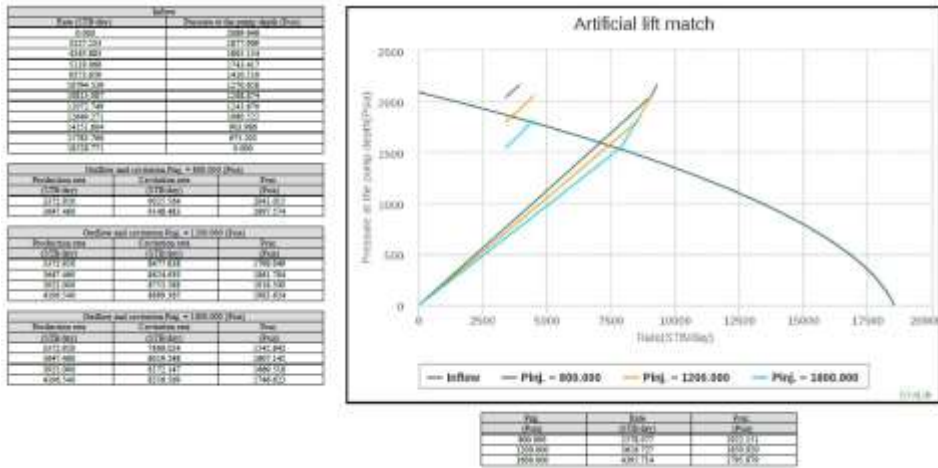
Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Sensibilidad Geometrías Jet y Tipo de configuración – Pozo TRSW_002



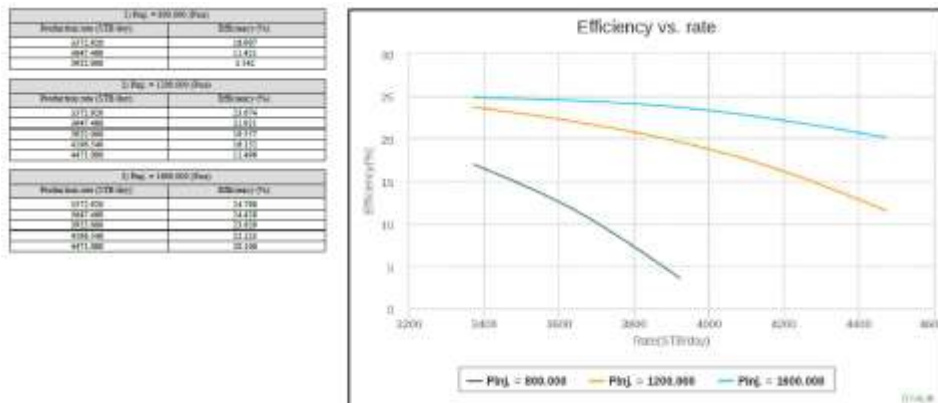
Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Sensibilidad Condiciones de operación – Pozo TRSW_002



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL

Sensibilidad eficiencia por Condiciones de operación – Pozo TRSW_002



Fuente: El Autor – Simulación Software SYAL