

EVALUACIÓN DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE A BOMBEO HIDRÁULICO PARA LA
OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA EN UN CAMPO PETROLERO

LINA MARCELA CASTRO VÉLEZ
SHARON STEFFANY MARCELO CAMACHO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2019

EVALUACIÓN DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE A BOMBEO HIDRÁULICO PARA LA
OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA EN UN CAMPO PETROLERO

LINA MARCELA CASTRO VÉLEZ
SHARON STEFFANY MARCELO CAMACHO

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

Director
DANIEL HERNANDO FAJARDO CASTAÑO
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2019

Nota de aceptación

Ing. Jorge Andrés Tovar

Ing. Adriangela Romero Sánchez

Bogotá, D.C., noviembre de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCIA – PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA – PEÑA

Vicerrectora Académica y de posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Fundación Universidad de América junto con el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Quiero dedicar este logro en primer lugar a Dios, por siempre estar conmigo y brindarme todas las capacidades y salud para seguir adelante día a día, sin el nada de esto sería posible.

En segundo lugar, a mis padres Augusto Castro y Martha Vélez quienes me han apoyado toda mi vida en todas las decisiones tomadas y han estado presentes en esta etapa tan importante, son mi fuerza y mi motor para seguir adelante, gracias a ustedes he logrado llegar hasta aquí.

A mi familia entera porque en sus oraciones, consejos y palabras de aliento hicieron de mí una mejor persona y siempre me acompañan en todos mis sueños y metas.

Finalmente quiero agradecer de todo corazón a mis amigos que hicieron parte de este capítulo en mi vida, dándome su cariño y comprensión. A Sharon Marcelo por ser la mejor compañera para realizar este proyecto y por todas los momentos y experiencias compartidas.

LINA MARCELA CASTRO

Este proyecto es dedicado principalmente a Dios, por darme la oportunidad de estudiar aquello que me apasiona y darme la sabiduría para lograr la culminación de mi carrera profesional.

A mis padres, Dolly y Eliacid, por apoyarme en cada paso de este camino, por su esfuerzo y su dedicación para guiarme hacia el logro de mis sueños y acercarme a cada una de mis metas.

Por último, a mis compañeros y amigos a quienes la vida me permitió conocer, por su apoyo incondicional y ánimo constante, especialmente a Lina Castro por ser una gran amiga y una compañera de proyecto excepcional, por todos y cada uno de los momentos compartidos, dejando gratos recuerdos de esta etapa.

SHARON MARCELO CAMACHO

AGRADECIMIENTOS

LOS AUTORES EXPRESAN SUS AGRADECIMIENTOS A:

A la compañía Cepsa por permitir el desarrollo del proyecto, facilitando los recursos informativos, tecnológicos y económicos requeridos.

Al ingeniero Daniel Hernando Fajardo por su apoyo y confianza en la realización del proyecto, brindando su dedicación y conocimiento para obtener los mejores resultados.

A la Fundación Universidad de América y al cuerpo docente, por brindar el conocimiento necesario para el desarrollo y culminación de este proyecto.

También queremos agradecer a los integrantes del comité de trabajo de grado por brindar su orientación y enseñanzas.

A los ingenieros Juan David Morales, Sergio Bonilla y Sandra Cabrera por su apoyo y dedicación hacia los autores, dejando grandes enseñanzas y conocimientos.

Finalmente, a nuestras familias por acompañarnos en todo nuestro proceso formativo y en general, a todos nuestros compañeros y amigos que de alguna u otra manera estuvieron involucrados en la ejecución de este proyecto y a lo largo de nuestra carrera.

CONTENIDO

	pág.
GLOSARIO	17
RESUMEN	20
INTRODUCCIÓN	22
1. MARCO TEÓRICO	26
1.1 ANÁLISIS NODAL	26
1.1.1 Componentes que intervienen en el análisis nodal	27
1.2 CURVAS OFERTA Y DEMANDA	28
1.2.1 Curvas IPR (Inflow Performance Relationships)	28
1.2.2 Curvas VLP (Vertical Lift Performance)	29
1.3 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	30
1.3.1 Caracterización del bombeo electrosumergible	30
1.3.2 Bombeo hidráulico (bombeo tipo jet)	33
2. METODOLOGÍA Y DATOS	36
2.1 GENERALIDADES Y REDES DE INYECCIÓN DE FLUIDOS DEL CAMPO M	36
2.2 ANÁLISIS NODAL	39
2.2.2 Selección de pozos candidatos	41
2.3 DISEÑO DE BOMBEO HIDRÁULICO	45
2.3.1 Equipos de subsuelo	45
2.3.2 Equipos de superficie	48
2.4 EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA	49
2.5 ANÁLISIS FINANCIERO	49
2.5.1 Indicador costo- beneficio	49
2.5.2 Valor presente neto (VPN)	51
2.5.3 Periodo de recuperación de la inversión (PR)	52
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	53
3.1 COMPORTAMIENTO DEL AGUA DE INYECCIÓN	53
3.2 ANÁLISIS NODAL	55
3.3 DISEÑO DE BOMBEO HIDRÁULICO	60
3.3.1 Drawdown de los pozos MT_005 Y M_040H	61
3.3.2 Configuraciones de bombas por pozo	64
3.3.3 Curvas IPR vs VLP	77
3.4 OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA	79
3.5 EVALUACIÓN FINANCIERA	80
3.5.1 Indicador Costo-Beneficio	80
3.5.2 Valor presente neto (VPN)	81
3.5.3 Periodo de recuperación de la inversión (PR)	83
4. CONCLUSIONES	86
5. RECOMENDACIONES	88
BIBLIOGRAFÍA	89

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Caídas de presión en un sistema complejo	26
Figura 2. Partes bombeo electrosumergible	31
Figura 3. Bomba Jet libre	33
Figura 4. Nomenclatura de una bomba tipo Jet libre	34
Figura 5. Diagrama de flujo para metodología	36
Figura 6. Red de Inyección y evaluación Hidráulica Campo M (Modelo GAP)	37

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Curvas compuestas IPR	29
Gráfica 2. Construcción curva de demanda	30
Gráfica 3. Efecto de las RPM del motor-bomba sobre la producción del pozo	32
Gráfica 4. Curva de rendimiento de una bomba electrosumergible	32
Gráfica 5. Histórico de producción, campo M	37
Gráfica 6. Interpolación factor de temperatura	54
Gráfica 7. Interpolación factor de dureza	54
Gráfica 8. Interpolación factor de alcalinidad	55
Gráfica 9. Curvas IPR, pozo MT_005	58
Gráfica 10. Curvas IPR, pozo M_032HD	58
Gráfica 11. Curvas IPR, pozo M_039HD	59
Gráfica 12. Curvas IPR, pozo MT_007	59
Gráfica 13. Curvas IPR, pozo M_040H	60
Gráfica 14. Comparación PIP y Pwf, pozo M_040H	62
Gráfica 15. Comparación PIP y Pwf, pozo MT_005	63
Gráfica 16. Caudal de Producción vs. Caudal de Fluido Motriz, pozo M_040H	68
Gráfica 17. Caudal de Producción vs. Presión de Fluido Motriz, M_040H	69
Gráfica 18. Caudal de Producción vs. Potencia Hidráulica, pozo M_040H	69
Gráfica 19. Caudal de Producción vs. Caudal de Fluido Motriz, pozo MT_005	74
Gráfica 20. Caudal de Producción vs. Presión de Fluido Motriz, pozo MT_005	75
Gráfica 21. Caudal de Producción vs. Potencia Hidráulica, pozo MT_005	75
Gráfica 22. Gráfica VLP, pozo M_040H con bombeo hidráulico	77
Gráfica 23. Gráfica VLP, pozo MT_005 con bombeo hidráulico	78

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Pozos productores estudiados e inyectores asociados	38
Cuadro 2. Factores para cálculo de índice de Langelier	39
Cuadro 3. Matriz de parámetros de selección de Sistemas de Levantamiento Artificial	40
Cuadro 4. Matriz de comparación de eficiencia de BES y Bombeo Hidráulico	41
Cuadro 5. Criterios de selección de pozos candidatos	43
Cuadro 6. Presión y caudal promedio de pozos inyectores	48
Cuadro 7. Balance financiero, bombeo electrosumergible	50
Cuadro 8. Costo asociado al consumo energía eléctrica	51
Cuadro 9. Inversión con equipo de superficie	51
Cuadro 10. Inversión sin equipo de superficie	51
Cuadro 11. Propiedades físicas y químicas pozos inyectores campo M	53
Cuadro 12. Índice de Langelier	55
Cuadro 13. Resultados análisis nodal para selección de pozos candidatos	57
Cuadro 14. AOF de pozos seleccionados	60
Cuadro 15. Corrida inicial pozos no seleccionados para diseño	60
Cuadro 16. Continuación corrida inicial pozos no seleccionados para diseño	61
Cuadro 17. Drawdown pozo M_040H	62
Cuadro 18. Drawdown pozo MT_005	63
Cuadro 19. Configuración 1 pozo M_040H	65
Cuadro 20 Configuración 2 pozo M_040H	66
Cuadro 21. Configuración 3 pozo M_040H	67
Cuadro 22. Configuración 1 pozo MT_005	70
Cuadro 23. (Continuación)	71
Cuadro 24. Configuración 2 pozo MT_005	72
Cuadro 25. Configuración 3 pozo MT_005	73
Cuadro 26. Eficiencia de cada configuración de diseño a condiciones actuales en el pozo M_040H	76
Cuadro 27. Eficiencia de cada configuración de diseño a condiciones actuales en el pozo MT_005	76
Cuadro 28. Consumo energético, bombeo electrosumergible	79
Cuadro 29. Comparación KPI, del BES y bombeo hidráulico	79
Cuadro 30. Costo asociado al consumo	80
Cuadro 31. Balance financiero, bombeo hidráulico	80
Cuadro 32. Comparación del Indicador costo-beneficio, para BES y bombeo hidráulico	81
Cuadro 33. VPN, BES pozo M_040H	82
Cuadro 34. VPN, Bombeo hidráulico pozo M_040H	82
Cuadro 35. VPN, BES pozo MT_005	82

Cuadro 36. VPN, Bombeo Hidráulico pozo MT_005	82
Cuadro 37. Flujo de caja pozo M_040H	83
Cuadro 38. Flujo de caja pozo MT_005	83
Cuadro 39. Valores presentes pozo M_040H	84
Cuadro 40. Valores presentes pozo MT_005	84

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Cálculo de índice de Langelier	38
Ecuación 2. Índice de productividad flujo continuo	44
Ecuación 3. Índice de productividad flujo continuo utilizando PIP	44
Ecuación 4. Caudal curva IPR, método de Darcy	44
Ecuación 5. Caudal curva IPR, método de Vogel	45
Ecuación 6. Cálculo de drawdown del pozo	46
Ecuación 7. Cálculo de presión en entrada de una bomba BES	46
Ecuación 8. Cálculo de gravedad específica de la mezcla	47
Ecuación 9. Relación entre áreas, diseño de bombeo hidráulico	47
Ecuación 10. Cálculo de consumo energético de la BES	49
Ecuación 11. Cálculo indicador Costo-Beneficio	50
Ecuación 12. Periodo de recuperación	52

ABREVIATURAS

AF	Factor de alcalinidad
AOF	Absolute open flow
API	American Petroleum Institute
APIC	American International Petroleum Corporation of Colombia
BES	Bombeo Electrosumergible
BOPD	Barril de petróleo por día
BFPD	Barril de fluido por día
BWPD	Barril de agua por día
BSW	Basic Sediment and Water
CAPEX	Capital Expenditures
Cp	Centipoise
D_b	Profundidad de la bomba
D_p	Profundidad total del pozo
Ft	Pies
GE_{mezcla}	Gravedad específica de la muestra
HF	Factor de dureza cálcica
IPR	Inflow Performance Relationships
KWh	Kilowatt hora
OMS	Organización Mundial de la Salud
OPEX	Operational Expenditure
Pb	Presión de burbuja
PIP	Pump Intake Pressure
Ppm	Partes por millón
Pwf	Presión de fondo fluyente
Qo	Caudal de petróleo

RPM	Revoluciones por minuto
SLA	Sistema de Levantamiento Artificial
TF	Factor de temperatura
TVD	True Vertical Depth
VLP	Vertical Lift Performance

GLOSARIO

ANÁLISIS NODAL: es la segmentación de un sistema de producción petrolífero en diferentes puntos en este caso llamados nodos, donde se obtiene un cambio de presión, y cada uno de estos están definidos por varias ecuaciones y correlaciones.

BLOQUE: es una gran extensión de tierra, un cuadrante limitado en longitud y latitud, por lo general con un diámetro establecido, que el estado otorga para la exploración y/o explotación de petróleo a compañías petroleras interesadas en la exploración del área de un país.

BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE: sistema de levantamiento artificial, que cuenta con un sistema de bombeo que es ubicado en fondo de pozo, este sistema de bombeo es accionado eléctricamente desde superficie, mediante el uso de cables de corriente.

BOMBEO HIDRÁULICO: sistema de levantamiento artificial, que posee una bomba en fondo y una bomba hidráulica en superficie que permite la presurización de un fluido motriz, el cual es bombeado al interior del pozo para accionar la bomba de fondo. Dicho fluido motriz puede ser agua o petróleo.

CAMPO: es una acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo.

CORTE DE AGUA: relación de agua producida comparada con el volumen total de líquidos producido.

ENERGÍA ELÉCTRICA: es una fuente de energía renovable que se obtiene mediante el movimiento de cargas eléctricas que se produce en el interior de materiales conductores.

EXPLOTACIÓN: es el conjunto de las actividades organizadas para la obtención de distintos tipos de hidrocarburos.

FACILIDADES DE PRODUCCIÓN: conjunto de equipos cuya función principal es la de separar lo extraído del pozo productor en tres fases: aceite, agua y gas, para su comercialización.

FORMACIÓN: es un cuerpo de estratos de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos; las formaciones múltiples forman grupos, y las subdivisiones de las formaciones son los miembros.

GRAVEDAD API: escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados.

°API < 9,9 Crudo Extra pesado.

10 < °API < 21,9 Crudo Pesado.

22 < °API < 29,9 Crudo Mediano.

30 < °API < 39,9 Crudo Liviano.

°API > 40 Condensado.

INYECCIÓN DE AGUA: proceso por el cual el petróleo es desplazado hacia los pozos de producción por el empuje del agua.

LIFTING COST: son los costos de directos de producción de Campo, de operación y mantenimiento de pozos.

POROSIDAD: es el porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos.

ROCA ALMACENADORA: roca que gracias a su porosidad y permeabilidad se encarga de almacenar o acumular los hidrocarburos con el fin de lograr la extracción de estos.

ROCA GENERADORA: roca rica en materia orgánica que dadas las condiciones a las que se encuentra es capaz de originar hidrocarburos como el petróleo y el gas.

ROCA SELLO: roca que impide el escape o la migración de los hidrocarburos de la roca almacén, en ocasiones esta puede ser una lutita o una anomalía estructural.

SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: cualquier sistema que agrega energía a la columna de fluido de un pozo con el objetivo de iniciar y mejorar la producción del pozo. Los sistemas de levantamiento artificial utilizan una diversidad de principios de operación.

WORKOVER: procedimiento que se realiza en el pozo una vez este ha sido completado, con el fin de reparar daños, mejorar la producción o convertir el pozo de productor a inyector.

YACIMIENTO: un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos.

SINOPSIS

El presente proyecto busca evaluar el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible a bombeo hidráulico para la optimización energética en un campo petrolero, enfatizando en la comparación técnica y financiera de la operación de estos.

Con base en lo anterior y conforme a los objetivos específicos planteados, se da cumplimiento al primero de estos dentro del marco teórico, el cual corresponde a la descripción de las generalidades del campo, redes de inyección y producción actualmente implementadas y los sistemas de levantamiento artificial, tanto el disponible como el prospectivo. Posteriormente, se evidencia dentro de la sección 2.2 el procedimiento para cumplir el segundo objetivo correspondiente a realizar análisis nodal de los pozos asociados a clusters con pozos inyectoros activos, para la selección de pozos prospectos al cambio de sistema de levantamiento artificial, donde los resultados del mismo se encuentran en la sección 3.2. Se le da cumplimiento al tercer objetivo referente a la elaboración del diseño del bombeo hidráulico en los pozos seleccionados realizando los cálculos mediante el programa Excel, en la sección 3.3. El cuarto y quinto objetivo correspondientes a: evaluar la optimización energética asociada al cambio de bombeo electrosumergible a bombeo hidráulico comparando el requerimiento energético y nivel de productividad de cada uno de los sistemas y evaluar financieramente la implementación del sistema de levantamiento artificial prospectivo, mediante el indicador financiero Costo-Beneficio, teniendo en cuenta cada una de las etapas involucradas en la misma, se desarrollan en las secciones 3.4 y 3.5, respectivamente; dando así, cumplimiento a los objetivos específicos en su totalidad, generando las conclusiones y recomendaciones correspondientes a la finalización del proyecto.

RESUMEN

En los últimos años, la industria petrolera se ha visto afectada al disminuir el precio del barril por diferentes problemáticas socioeconómicas y políticas a nivel mundial, generando una necesidad en las empresas operadoras de reducir costos operacionales, optimizando los diferentes procesos utilizados en la extracción de los hidrocarburos.

En busca de aumentar el factor de recobro en un campo petrolero se debe aportar una energía adicional a la otorgada por el yacimiento respectivo cuando este inicia su depletamiento, dicha energía se conoce como Sistemas de Levantamiento Artificial. El campo M opera con bombeo electrosumergible en la totalidad de sus 41 pozos productores, sin embargo, el alto consumo energético debido a la utilización de éste aumenta los costos operacionales de producción y de mantenimiento del campo. Este proyecto se desarrolló con el propósito de evaluar el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible a bombeo hidráulico tipo Jet para la optimización energética del campo.

Inicialmente se identificaron las líneas de inyección que conducen a clusters con al menos un pozo inyector, donde se realizó una preselección de los pozos productores candidatos al cambio de SLA, dando como resultado nueve pozos en total. Posteriormente, se seleccionaron, según las características del fluido en superficie y la curva IPR obtenida del análisis nodal desarrollado a partir de datos reales del campo, verificando los valores de estos aspectos en una matriz. Continuo a esto se determinó un diseño de bombeo hidráulico que permita la simulación del funcionamiento de éste en comparación con el actualmente implementado (BES) además de obtener la información de la energía consumida por del mismo. Así, se logró determinar los pozos prospectivos, en este caso el M_040H y MT_005, al cambio de SLA. El procedimiento previamente descrito es realizado mediante Excel y el software entregado por la empresa.

Posteriormente, se realizó una evaluación técnica de la optimización energética donde se observó que los dos pozos seleccionados muestran una optimización mayor al 50% respecto al sistema de levantamiento artificial actualmente implementado. Finalmente, se realizó el estudio financiero correspondiente, determinando que el indicador costo beneficio mejora a partir de la implementación del bombeo hidráulico.

Palabras claves: Análisis nodal, Bombeo electrosumergible, Bombeo hidráulico, Optimización energética, Sistema inyección, Sistemas levantamiento artificial.

ABSTRACT

In recent years, the oil industry has been affected by the decrease of the oil barrel price due to different socio-economic and political problems worldwide, causing a reduction in drilling and exploration and changes in lifting cost in the production of several well of different operating companies, therefore, the need of reducing operational costs and optimizing different processes in hydrocarbon extraction is required.

In order to increase the recovery factor in a field, an additional energy must be contributed to the generated one from the yield when its development begins, said energy is known as Artificial Lift Systems. M field operates with Electric Submersible pumping in all of its wells, the high energy consumption due to its use increases the operational costs of production and maintenance of the field. The current project is being developed in order to evaluate the change of the Artificial Lift System from Electric Submersible Pumping to Jet Hydraulic Pumping to achieve an energy optimization in said field.

It seeks to identify the injection lines that lead to clusters with at least one active injector well, where a preselection of the producing wells candidate for the change of ALS is carried out according to the characteristics of the production fluid at surface and the IPR curve developed from real data of the field, verifying the values of these aspects in a matrix. Subsequently, a nodal analysis is performed to recognize the pressures handled in each of the systems, determining a Hydraulic Pumping design that allows the simulation of its operation compared to the currently implemented (ESP) further to obtaining the energy information consumed by both. Thus, it is possible to determine the prospective wells to change its ALS, and performing an economic analysis for its implementation. The previously described procedure is performed using Excel and the software given by the company.

Later, a technical evaluation of energy optimization was carried out where it was observed that the two selected wells show an optimization near to the 50% respect to the artificial lifting system currently implemented. Finally, the corresponding financial study was carried out. Determining the cost-benefit indicator where it was observed that the implementation of jet pumping presents grater viability as a project.

Keywords: Nodal analysis, Electric Submersible Pumping, Hydraulic Pumping, Energy Optimization, Inyection System, Artificial Lift System.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la industria petrolera se ha visto afectada al disminuir el precio del barril por diferentes problemáticas socioeconómicas y políticas a nivel mundial, generando una reducción en la exploración y perforación de los campos petroleros y cambios del lifting cost en la producción de las diferentes empresas operadoras, por lo cual se ha visto la necesidad de reducir costos operacionales, optimizando los diferentes procesos utilizados en la extracción de los hidrocarburos.

Las compañías productoras han estudiado e implementado diferentes métodos y recursos de optimización, a nivel tanto operativo como administrativo; en respuesta a esto, CEPSA Colombia, en uno de sus bloques que tiene como nombre Caracara, ha buscado principalmente la reducción del gasto energético en campo. El bloque Caracara se encuentra localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales, en el municipio de Puerto Gaitán del departamento del Meta, Colombia. Cuenta con una extensión de 141,320 Hectáreas, donde se ubican tres estaciones con sus respectivas facilidades de producción que dan manejo a todos los fluidos producidos por los pozos actualmente activos. La presente investigación se centra en un campo petrolero denominado con la letra M.

Las rocas almacén están constituidas en su mayoría de areniscas del eoceno superior y oligoceno donde a esta última se le atribuye la formación Carbonera, la cual es la formación productora de hidrocarburos en el bloque, principalmente en sus intervalos C7 y C7-M con una profundidad de 4000 pies bajo el nivel del mar.

La zona reservorio se encuentra en el miembro C7, en la base de este se encuentra una unidad de arena masiva denominada C7-M, las arenas son cuarzíticas con tamaño de grano variable y los espesores oscilan entre 10 y 20 pies siendo depósitos de canal. La parte media-superior del miembro C7 perteneciente a Carbonera ha sido subdividida en 5 unidades. Las cinco unidades han sido denominadas de tope a base C7-A (su presión puede declinar más rápidamente que las demás), C7-B, C7-1, C7-2 y C7-3 las cuales cuentan con un acuífero lateral activo cada una, y en la parte inferior se encuentra la unidad C7-M ya antes mencionada, asociada a un acuífero activo en fondo.

Para aumentar la eficiencia de recobro, ayudando a la explotación del yacimiento debido a la disminución de la columna estática aportada por éste a lo largo del tiempo, se implementó el bombeo electrosumergible (BES) como sistema de levantamiento artificial (SLA), donde actualmente la totalidad de los pozos productores funcionan a partir del mismo. La selección del bombeo electrosumergible se realizó con base al alto caudal de producción que este permite, por las condiciones direccionales de los pozos y por su alto uso en la industria.

Este sistema de levantamiento artificial requiere del consumo de energía eléctrica para su correcta utilización puesto que necesita de un voltaje específico para determinar la frecuencia que permite la producción según las presiones involucradas en el proceso. Teniendo en cuenta el alto corte de agua ofrecido por el yacimiento bajo las condiciones anteriormente descritas, el crudo presenta una mayor dificultad para llegar a superficie, puesto que el volumen de agua le genera un peso adicional; causando un mayor requerimiento de energía por parte del bombeo utilizado. El alto consumo energético debido a la utilización de bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento artificial en el Campo M, aumenta los costos operacionales de producción, ocasionando el cierre de un mayor número pozos, los cuales se encuentran inactivos puesto que no generan rentabilidad en su producción llegando a un punto de breakeven, disminuyendo así el volumen neto de petróleo fiscalizado. Además, aumentan los costos del mantenimiento del campo, afectando principalmente el plan de desarrollo diseñado por la empresa, es decir, la compañía no cuenta con el capital necesario para ampliar los programas de exploración, planes de perforación, explotación y aumento de la capacidad en las facilidades de producción. Este último factor mencionado, es requerido a medida que incrementa el volumen producido de agua, dado que se debe realizar un tratamiento según especificaciones y disposición final.

Según Nieto Velásquez Alex Fabián¹, en su tesis que lleva por nombre: “Estudio de la viabilidad del uso de potencia hidráulica del sistema de inyección, como insumo para sistemas de levantamiento artificial, en el bloque Caracara”, expone que mediante la utilización del bombeo electrosumergible “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”², con base a esto se busca optimizar la operación conforme a la rentabilidad esperada. Realizando el estudio de viabilidad del uso de la potencia hidráulica como insumo para sistemas de levantamiento artificial, específicamente para la implementación del bombeo hidráulico como prospecto de un nuevo sistema en algunos pozos candidatos, los cuales fueron elegidos según su cercanía a las líneas de inyección, es decir, presentes en los clusters donde se encuentren pozos inyectoros activos, y preferiblemente de bajo potencial de producción. Al término de dicho estudio, se identificó que esta técnica no aplica a todos los pozos candidatos, debido a las características y propiedades mecánicas de los mismos, de la formación y los fluidos asociados a estos, teniendo en cuenta que entre mayor sea la presión de inyección

¹ NIETO VELÁSQUEZ, Alex Fabián. Estudio de la viabilidad del uso de potencia hidráulica del sistema de inyección, como insumo para sistemas de levantamiento artificial, en el bloque Caracara. Bucaramanga, 2017. Trabajo de grado (Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas.

² NIETO VELÁSQUEZ, Alex Fabián. op. cit, pág. 59.

en un campo más aplicabilidad tendrá la metodología propuesta. En este estudio se concluye que el costo de implementación de un nuevo sistema de levantamiento artificial tal como lo es el bombeo hidráulico es bastante alto, sin embargo, su utilización genera mayor rentabilidad al momento de producir debido a que el CAPEX es considerablemente bajo comparado con el bombeo electrosumergible, ya instalado en el campo.

Kalwar Shuaib Ahmed y Awan Abdul Quddos³, muestran los diferentes criterios que se tuvieron en cuenta al momento de elegir el bombeo hidráulico como sistema de levantamiento artificial en un pozo 1A, para poder así optimizar la producción del campo donde se realizó dicho estudio. De acuerdo a las condiciones y parámetros que tiene el pozo, el bombeo hidráulico es el sistema recomendado para la implementación debido a su bajo costo y su eficiencia en cuanto a la tasa de producción y optimización energética; obteniendo resultados satisfactorios en cuanto al aumento de producción del pozo seleccionado.

El objetivo general del proyecto consiste en evaluar el cambio de Sistema de Levantamiento Artificial de bombeo Electrosumergible a bombeo Hidráulico para la optimización energética en el campo M, utilizando como fluido motriz el agua de inyección y la potencia empleada por la misma para ser inyectada. Para ello, se realiza un análisis nodal que permita determinar los pozos prospectivos al cambio de SLA con el respectivo diseño de la bomba a utilizar; primero se preseleccionan algunos pozos productores teniendo ciertos parámetros como lo son el caudal de fluido total actual del pozo, contenido de arena, corte de agua y eventos, posteriormente se realizan curvas IPR en Excel mediante información real de producción del campo y la presión de entrada a la bomba, tal como lo describe Bruijnen P.M⁴ en su publicación “Nodal Analysis by Used of ESP Intake and Discharge Pressure Gauge”, donde presenta cómo se puede realizar un análisis nodal a partir de los medidores de presión encontrados en la entrada (Intake) y salida de una bomba electrosumergible, teniendo en cuenta estos dos puntos como reemplazo del nodo que usualmente se toma en el fondo del pozo, permitiendo obtener información de la presión de fondo fluyente, la curva de oferta, es decir, los fluidos aportados por el yacimiento a superficie, llamada Inflow performance relationship (IPR), y la curva de demanda, es decir, el caudal de producción requerido en superficie por parte del yacimiento, llamada Vertical lift performance (VLP).

³ KALWAR, Shuaib Ahmed & AWAN, Abdul Quddos. Optimum Selection & Application of Hydraulic Jet Pump for Well-1A: A Case Study. Abu Dhabi, 2017. Paper, Society of Petroleum Engineers.

⁴ BRUIJMEN, P.M. Nodal Analysis by Use of ESP Intake and discharge pressure gauge. Holanda, 2016. Paper, Society of Petroleum Engineers.

Mediante un diseño de la bomba tipo Jet en los pozos seleccionados, realizado en el software suministrado por la empresa, se compara el rendimiento de los dos sistemas de bombeo, para así seleccionar de una manera más específica los pozos prospectos al cambio, según la presión manejada en la línea de inyección más cercana a cada uno de estos. Posteriormente se diseña detalladamente la bomba hidráulica correspondiente, verificando el consumo energético que requiere y comparando este con la energía utilizada actualmente, mediante cuadros que permitan generar recomendaciones sobre su aplicabilidad en el campo. Evaluando técnicamente la implementación del bombeo hidráulico a través del indicador clave de rendimiento (KPI).

Finalmente se desarrolla una evaluación financiera mediante el indicador económico de Costo – Beneficio que presenta la posibilidad de la utilización de bombeo hidráulico en los pozos seleccionados a partir del análisis nodal, teniendo las ventas y gastos de producción de cada uno de los pozos evaluados.

Los objetivos específicos a desarrollar en el presente proyecto son:

- Describir las generalidades del campo M, redes de inyección y producción actualmente implementadas y los sistemas de levantamiento artificial.
- Realizar análisis nodal de los pozos asociados a clusters con pozos inyectoros activos, para la selección de pozos prospectos al cambio de sistema de levantamiento artificial.
- Elaborar el diseño del bombeo hidráulico en los pozos seleccionados, realizando los cálculos mediante el programa Excel.
- Evaluar la optimización energética asociada al cambio de bombeo electrosumergible a bombeo hidráulico comparando el requerimiento energético y nivel de productividad de cada uno de los sistemas.
- Evaluar financieramente la implementación del sistema de levantamiento artificial prospectivo, mediante el indicador financiero costo – beneficio, teniendo en cuenta cada una de las etapas involucradas en la misma.

1. MARCO TEÓRICO

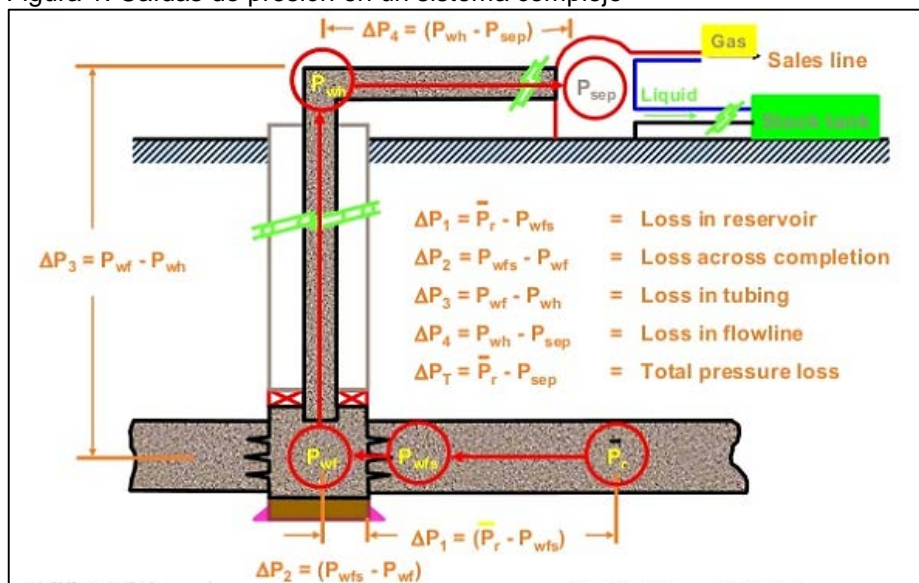
En este capítulo se presentan las principales características del análisis nodal, curvas de oferta y demanda y las generalidades de los sistemas de levantamiento artificial a estudiar, tanto del implementado en el campo M como del prospectivo al cambio.

1.1 ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal se define como la segmentación de un sistema de producción petrolífero en diferentes puntos en este caso llamados nodos, donde se obtiene un cambio de presión, y cada uno de estos están definidos por varias ecuaciones y correlaciones. Es un medio apropiado para el análisis, diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes, intermitentes o en pozos con sistemas de levantamiento artificial de producción ya implementados. Tiene como fin optimizar de manera más eficiente y económica los pozos productores en un campo dado. Este estudio se realiza desde el fondo del pozo donde se incluye los límites exteriores del yacimiento hasta superficie, pasando por cada una de las partes por las cual está compuesto el sistema de producción.

Algunos de los elementos comúnmente usados en el sistema de análisis nodal se muestran en la siguiente figura, siendo cada uno de estos los nodos antes mencionados, y se muestra los cambios de presión que tendrían respectivamente.

Figura 1. Caídas de presión en un sistema complejo



Fuente: BROWN, Kermit E., The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4, Capítulo 2. Estado Unidos, 1984. Pág. 3.

Los análisis que se realizan permiten predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor, y se puede mejorar la eficiencia de flujo y en algunas ocasiones se puede generar un posible aumento en la producción⁵. El análisis nodal evalúa un sistema en tres componentes básicos:

- Flujo a través de medios porosos
- Flujo a través de tubería vertical o de producción
- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga

Para obtener las caídas de presión en cada uno de los nodos que se requieran en el estudio se varían los gastos de producción en el pozo. Cuando se selecciona un nodo las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial hasta alcanzar el nodo de solución o final. Se deben conocer la presión de separados y la presión de fondo fluyente del sistema para poder empezar a realizar el análisis correctamente.

1.1.1 Componentes que intervienen en el análisis nodal. A continuación, se presentan los principales componentes que intervienen en dicho análisis.

- a. Separador: el estudio está orientado a obtener una máxima eficiencia en el proceso de separación de petróleo y gas, y así cumplir con ciertos objetivos como los son incrementar los volúmenes de producción, aumento en la recuperación de petróleo, disminuir los costos por comprensión, estabilizar de la relación gas – petróleo, entre otros. La presión en el separador siempre se debe conocer.
- b. Línea de flujo horizontal: este componente es el que conecta la cabeza de pozo con el separador. En esta parte se puede analizar mediante diversas ecuaciones y correlaciones las cuales presentan la incidencia que puede tener este componente sobre el conjunto de todo el sistema de producción.
- c. Choque superficial: este componente controla la producción del pozo, donde se puede aumentar y disminuir la tasa o caudal de producción, se calculó mediante ecuaciones para choques o estranguladores.
- d. Cabeza de pozo: el fluido en esta parte del sistema cambia de dirección, de flujo vertical a flujo horizontal, y donde se toma la presión de cabeza para conocer la energía de producción total del pozo.

⁵ BROWN, Kermit E., The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4, Capítulo 2. Estado Unidos, 1984. Pág. 3.

- e. Válvula de seguridad: se instala en la tubería vertical y reacciona ante cualquier anomalía de flujo, y es vital para la seguridad del pozo.
- f. Choque de fondo: en este componente se ve la necesidad de elevar la presión y controlar la energía en el flujo de la línea vertical, teniendo una presión de aporte y una diferencial de presión.
- g. Presión fluyente: de esta depende toda la instalación que se desea conectar al yacimiento a través del pozo para la producción de hidrocarburos, se mide directamente en el fondo del pozo.
- h. Presión promedio del reservorio: es la presión a la cual se encuentran sometidos todos los cálculos de los fluidos encontrados en yacimiento, de esta se determina el índice de productividad y la capacidad de fluencia hacia el pozo.

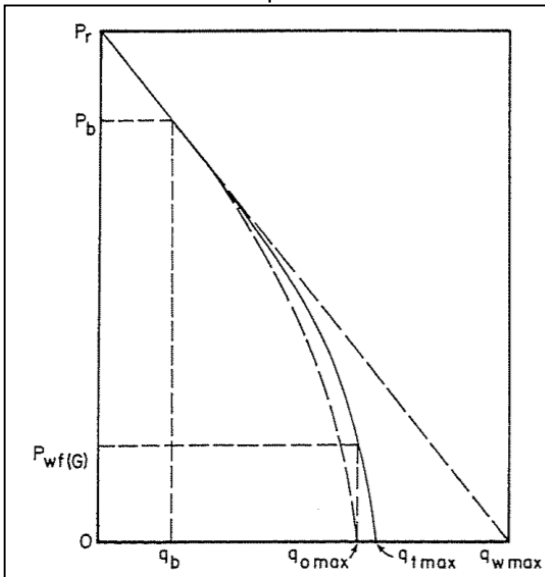
1.2 CURVAS OFERTA Y DEMANDA

Para conocer el desempeño presente y/o a futuro de un pozo respecto al comportamiento del yacimiento y las condiciones presentes en superficie para la producción de fluidos, se realizan las curvas IPR y VLP, las cuales se alimentan de la información obtenida mediante el análisis nodal.

1.2.1 Curvas IPR (Inflow Performance Relationships)⁶. Las curvas IPR es una curva de afluencia donde se da a conocer el comportamiento de la formación productora y la cual representa las presiones de fondo fluyente, presiones estáticas vs caudales de producción de líquido en el yacimiento dados a cada una de las presiones que esté presente. De estas curvas también se puede interpretar la variación del índice de productividad con la tasa de producción asociada, debido a que la pendiente de estas curvas es el negativo del inverso de J . es importante resaltar que cuando se habla de estas curvas se está teniendo en cuenta que el pozo solo estará produciendo de una sola formación productora, y además se utiliza principalmente en yacimientos que producen por gas en solución y volumétricos donde no hay influencia de agentes externos del yacimiento. Las curvas IPR son una representación gráfica de P_{wf} en función del caudal del líquido la cual es una línea recta y curva en escala cartesiana. La forma general de la IPR se presenta a continuación:

⁶ BROWN, Kermit E., The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4, Capítulo 2. Estado Unidos, 1984. Pág. 30.

Gráfica 1. Curvas compuestas IPR



Fuente: BROWN, Kermit E., The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4, Capítulo 2. Estado Unidos, 1984. Pág. 32.

La forma general de la IPR será una curva con pendiente negativa que aumenta a medida que aumenta el caudal. En la parte inferior de la curva, en la abscisa, el intercepto cuando $P_{wf}=0$, el valor del caudal en ese punto se conoce como la máxima tasa de productividad del pozo (q máx.) o potencial de la formación. Para que la IPR sea una línea recta el índice de productividad tiene que ser constante a través de la tasa de producción y para esto se debe considerar que P_{wf} sea mayor que la presión en el punto de burbuja, y cuando P_{wf} es menor a P_b la IPR toma forma de curva con pendiente negativa como se muestra en la **Gráfica 1**. A medida que el tiempo pasa la capacidad de producción de un pozo disminuye por diferentes factores, como lo es la reducción de permeabilidad en las cercanías del pozo, el aumento de la viscosidad del crudo, disminución considerable de la presión, entre otras.⁷

1.2.2 Curvas VLP (Vertical Lift Performance)⁸. Estas curvas son una representación gráfica de la presión requerida a la salida de los nodos en función del caudal de producción y se denominan Outflow curves. Para obtener la curva de demanda en el fondo del pozo se debe tener las correlaciones de flujo multifásico

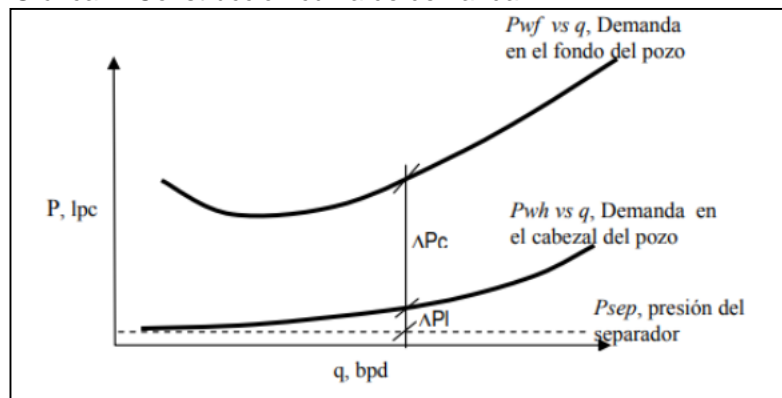
⁷ BROWN, Kermit E., The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4, Capítulo 2. Estado Unidos, 1984. Pág. 32.

⁸ ESP OIL, INTERNATIONAL TRAINING GROUP, Análisis Nodal y Flujo multifásico. Capítulo III, Flujo Multifásico en Tuberías. Venezuela, 2005. Pág. 94.

en tuberías que permitan determinar el cambio de presión, necesarias para el análisis nodal.

Cuando se tienen los datos de P_{wh} y P_{wf} a diferentes tasas de producción y estas posteriormente se grafican vs el caudal obtenido, se pueden obtener estas curvas de demanda de energía en el cabezal y el fondo del pozo. La tasa de producción de un pozo es un producto de un balance entre la oferta y la demanda de energía proveniente del pozo, incluyendo todas las facilidades de transporte en la superficie.

Gráfica 2. Construcción curva de demanda



Fuente: ESP OIL, INTERNATIONAL TRAINING GROUP, Análisis Nodal y Flujo multifásico. Capítulo III, Flujo Multifásico en Tuberías. Venezuela, 2005. Pág. 94.

1.3 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

A continuación, se describen las generalidades del sistema de bombeo electrosumergible implementado en el campo M y del sistema de bombeo hidráulico el cual es objeto de estudio.

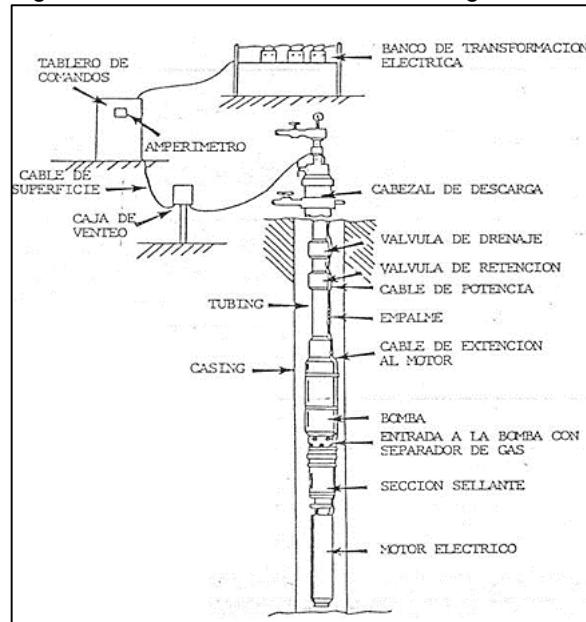
1.3.1 Caracterización del bombeo electrosumergible. Una unidad básica de bombeo electrosumergible contiene un motor eléctrico, una sección sello, una sección sello y una sección de entrada o “intake”, una bomba centrífuga multietapa un cable eléctrico trifásico, en superficie cuenta con una caja de venteo, transformadores y un variador (**Figura 2**).

El motor eléctrico gira a la velocidad requerida por el ingeniero de producción, unido a la bomba con un sello protector en medio. La energía es transmitida por los equipos de superficie a través del cable trifásico. El fluido ingresa por el intake de la bomba y es descargado en el tubo de producción del pozo⁹. Este equipo, utiliza

⁹ BROWN, Kermit E., The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4, Capítulo 5. Estado Unidos, 1984. Pág. 199.

dicha energía eléctrica convertida en energía mecánica a través de cada etapa de la bomba electrosumergible.

Figura 2. Partes bombeo electrosumergible

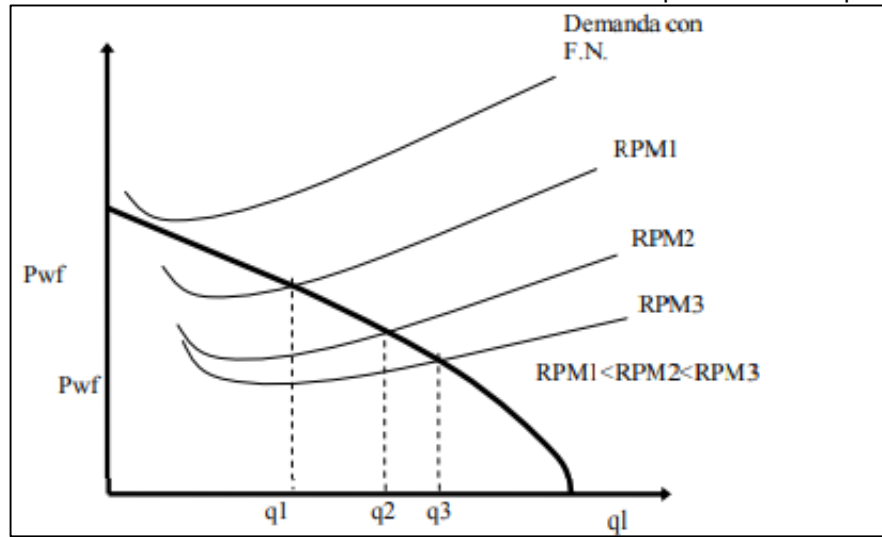


Fuente: PETROBLOGGER [En línea]. Bombeo electrosumergible de petróleo. [Consultado 20 de octubre 2019] Disponible en: www.ingenieriadepetroleo.com

La capacidad de producción del pozo con este sistema de levantamiento artificial depende de la profundidad donde sea instalada la bomba, la capacidad de bombeo de esta y la energía que genera sobre el fluido. La bomba succionará el fluido reduciendo la presión de pozo fluyente y equilibrar la demanda de presión que no se daba anteriormente para que el pozo fluyera naturalmente. A medida que aumenta las revoluciones por minuto del motor, aumenta la capacidad de extracción de la bomba y por ende, la del pozo¹⁰. A continuación, se presenta gráficamente el efecto de las revoluciones por minuto (RPM) del motor del bombeo electrosumergible sobre la producción del pozo (Curva de oferta):

¹⁰ ESP OIL, INTERNATIONAL TRAINING GROUP, Análisis Nodal y Flujo multifásico. Capítulo IV, Capacidad de producción del Sistema. Venezuela, 2005. Pág. 104.

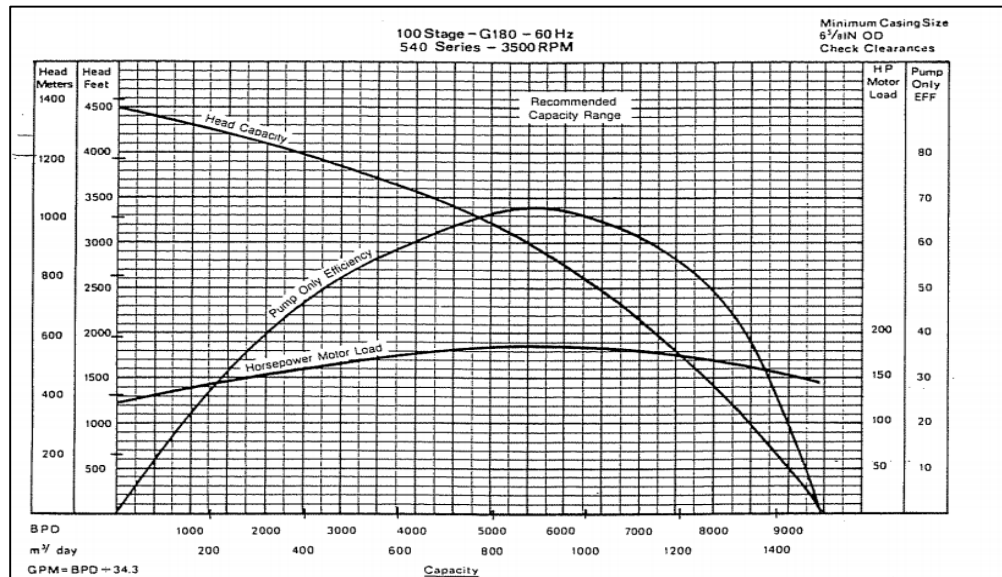
Gráfica 3. Efecto de las RPM del motor-bomba sobre la producción del pozo



Fuente: ESP OIL, INTERNATIONAL TRAINING GROUP, Análisis Nodal y Flujo multifásico. Capítulo IV, Capacidad de producción del Sistema. Venezuela, 2005. Pág. 104.

La curva de rendimiento de una bomba electrosumergible (**Gráfica 4**) representa la variación de cabeza (altura de columna hidrostática del fluido en el pozo), caballos de fuerza y eficiencia, con respecto a la capacidad¹¹.

Gráfica 4. Curva de rendimiento de una bomba electrosumergible



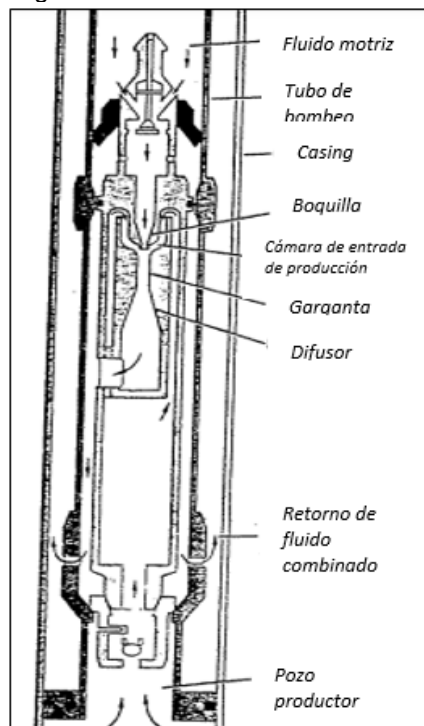
Fuente: BROWN, Kermit E., The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4, Capítulo 5. Estado Unidos, 1984. Pág. 201.

¹¹ BROWN, Kermit E., The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4, Capítulo 5. Estado Unidos, 1984. Pág. 200.

1.3.2 Bombeo hidráulico (bombeo tipo jet). El fluido motriz ingresa por la parte superior de la Bomba y pasa a través de la boquilla donde toda la presión del fluido es convertida en un cabezal de velocidad. El jet de la boquilla descarga en la cámara de entrada de producción, la cual es conectada el intake de la bomba por los fluidos de la formación. ¹²

El fluido motriz sale de la boquilla perdiendo momentum y energía mientras el fluido de producción ingresando a la garganta de la bomba gana momentum y energía, resultando en una mezcla de estos fluidos con un cabezal de velocidad suficiente para fluir contra de la columna de producción que retorna. Finalmente, la sección del difusor de la bomba convierte el cabezal de velocidad en una fuerza estática que permite llevar los fluidos a la superficie. A continuación, se presentan las partes de una bomba tipo jet:

Figura 3. Bomba Jet libre

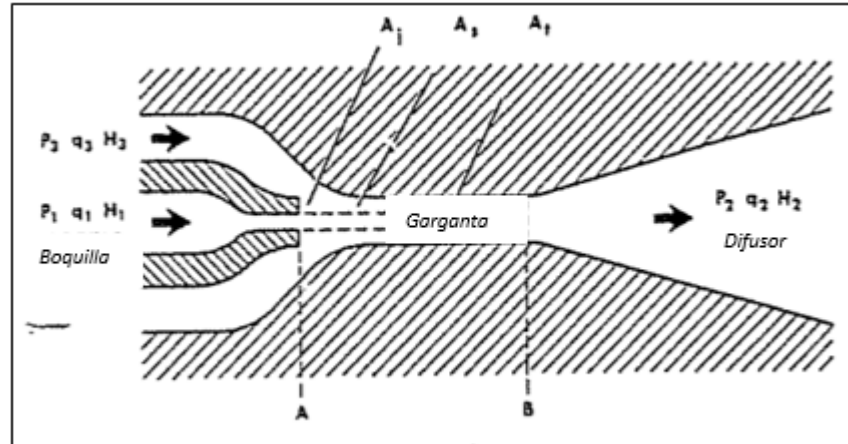


Fuente: BROWN, Kermit E., The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4, Capítulo 5. Estado Unidos, 1984. Pág. 220.

¹² BROWN, Kermit E., The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4, Capítulo 5. Estado Unidos, 1984. Pág. 220.

Según el funcionamiento de la bomba jet y las presiones involucradas, se presenta el siguiente gráfico:

Figura 4. Nomenclatura de una bomba tipo Jet libre



Fuente: BROWN, Kermit E., The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4, Capítulo 5. Estado Unidos, 1984. Pág. 221.

Donde, el fluido motriz es bombeado desde superficie a un caudal y presión determinada hasta la bomba jet ubicada en el fondo del pozo, denominadas q_1 y P_1 respectivamente, el fluido pasa a través de la boquilla donde es convertido de un fluido con alta presión estática y baja velocidad a un fluido con alta velocidad y baja presión estática (P_3). Este diferencial de presiones permite al fluido de producción ingresar desde el yacimiento hasta la cara de la formación y posteriormente a la bomba hidráulica. En la bomba tipo Jet directa tanto el fluido motriz como el fluido de interés se mezclan en el difusor cuando ya han tocado cada una de las paredes de la garganta, con una alta presión de descarga y caudal determinado (P_2 , q_2) suficientes para llevar los fluidos a superficie. El volumen de fluido motriz a utilizar será proporcional al tamaño de la boquilla. La relación de áreas entre la boquilla y garganta determina las características de desempeño de la bomba.

1.3.3.1 Tipos de bombas Jet. Las bombas hidráulicas se clasifican según la dirección de su flujo de la siguiente manera.

- Bomba Jet directa¹³: El fluido motriz se inyecta a través de la tubería de producción y el fluido de retorno se produce por el espacio anular. Es utilizada

¹³ PORRAS TIRADO, Javier Andrés & SUAREZ MEDINA, Juan Felipe. Evaluación técnico financiera de un sistema combinado Bombeo Mecánico e Hidráulico para la obtención de información del yacimiento por medio de registros de producción en un pozo en Campo Provincia. Bogotá, 2016. (Pregrado en Ingeniería de Petróleos). Fundación Universidad de América, Facultad de Ingenierías. Pág. 76 - 77.

en pozos donde el casing se encuentra deteriorado, característica común en campos maduros.

Presenta las siguientes ventajas:

- Después de instalada la bomba, no requiere operación de workover para cambios de esta, para ello se bombea el fluido motriz por el anular (flujo invertido) presurizando el fondo y retirando la bomba.
- Permite el alojamiento de sensores electrónicos de temperatura y presión, además de toma muestras de fluido.
- Disminuye las pérdidas por fricción.
- Es utilizado en pozos verticales, desviados y horizontales.
- Bomba Jet inversa: El fluido motriz se inyecta a través del espacio anular y el fluido de retorno es producido por la tubería de producción, por lo tanto, es importante tener en cuenta la resistencia del casing al momento de diseñar este tipo de bomba. Una de sus mayores ventajas es que los volúmenes de gas libre no afectan la eficiencia del sistema.^{13 14}

La recuperación de la bomba se puede realizar únicamente por medio de cable debido a que esta se encuentra fija en fondo.

1.3.3.2 Generalidades del fluido motriz. El fluido motriz utilizado en el bombeo hidráulico puede ser agua, crudo o polímeros, para el caso actual se toma en cuenta el agua de inyección del campo. Este fluido permite la activación del motor de fondo de la bomba tipo jet y la lubricación de todas las partes que constituyen el sistema.¹⁵ Para cumplir óptimamente con dichas funciones, el fluido motriz debe cumplir con las siguientes características:

- El fluido debe ser limpio para evitar problemas en el equipo tales como: corrosión, abrasión y obstrucción de la tubería, o bajo desempeño del motor.
- El contenido de sólidos no debe ser superior a 20 ppm, y su tamaño ser menor a 15 micrones.
- Debe tener una baja viscosidad para lograr el desplazamiento del fluido de producción hacia superficie y la presión de descarga de la bomba se encuentre dentro de los rangos óptimos de operación.
- Alto poder de lubricación.

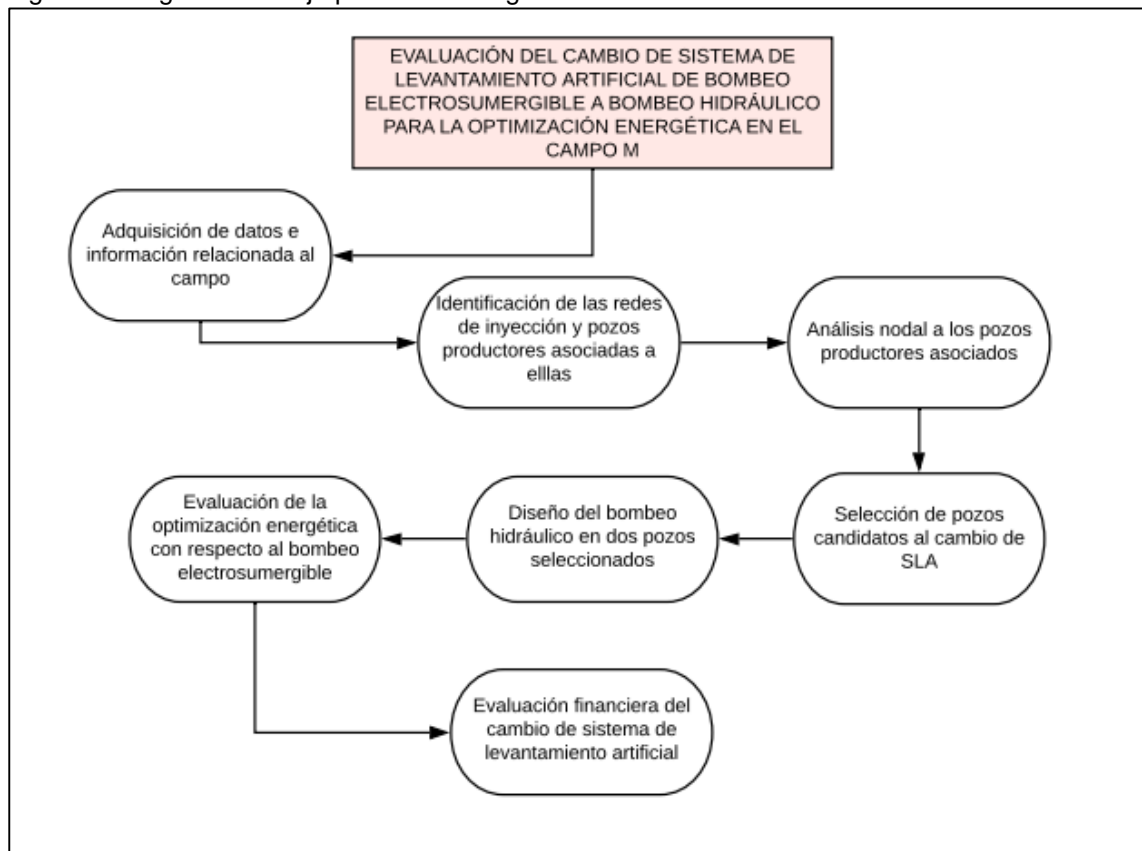
¹⁴ PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el Bombeo Hidráulico tipo Jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Ciudad de México, 2013. (Pregrado en Ingeniería de Petróleos). Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería. Pág. 11.

¹⁵ UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO [En línea]. Ingeniería de producción, Capítulo VI, Bombeo hidráulico tipo pistón. [Consultado 18 de Julio 2019] disponible en: <http://www.ingenieria.unam.mx>

2. METODOLOGÍA Y DATOS

En el presente capítulo, se expone la metodología a desarrollar en proyecto actual para la evaluación del cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible a bombeo hidráulico para una optimización energética en el campo petrolero a estudiar, tal como se observa en la **Figura 5**.

Figura 5. Diagrama de flujo para metodología



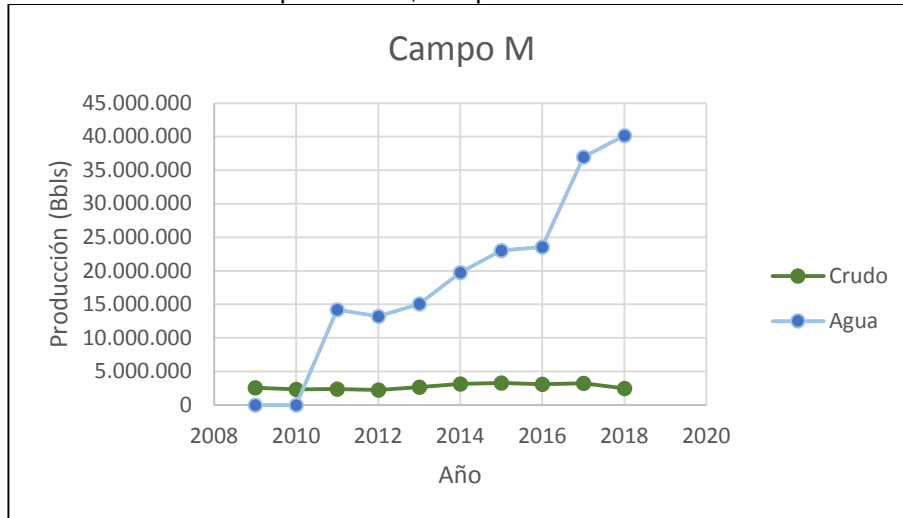
Fuente: elaboración propia.

2.1 GENERALIDADES Y REDES DE INYECCIÓN DE FLUIDOS DEL CAMPO M

Debido al acuífero asociado a la formación productora, el cual aporta la energía primaria de extracción, y a la madurez que presenta el campo, con más de 20 años operando, se presenta un alto porcentaje de aguas y sólidos (97%BS&W) en el fluido de producción. En la **Gráfica 5**, se muestra la producción de crudo y agua total del campo M desde el año 2008 al año 2018, donde se puede observar que la mayor producción de crudo se obtuvo en los años 2014 y 2015 debido a nuevos proyectos de perforación y el porcentaje medio de BS&W presente en ese momento. El campo M, el cual cuenta actualmente con 42 pozos productores activos, aporta

un alto porcentaje de la producción en todo el bloque, aproximadamente del 53%, es decir, 6100 BOPD.

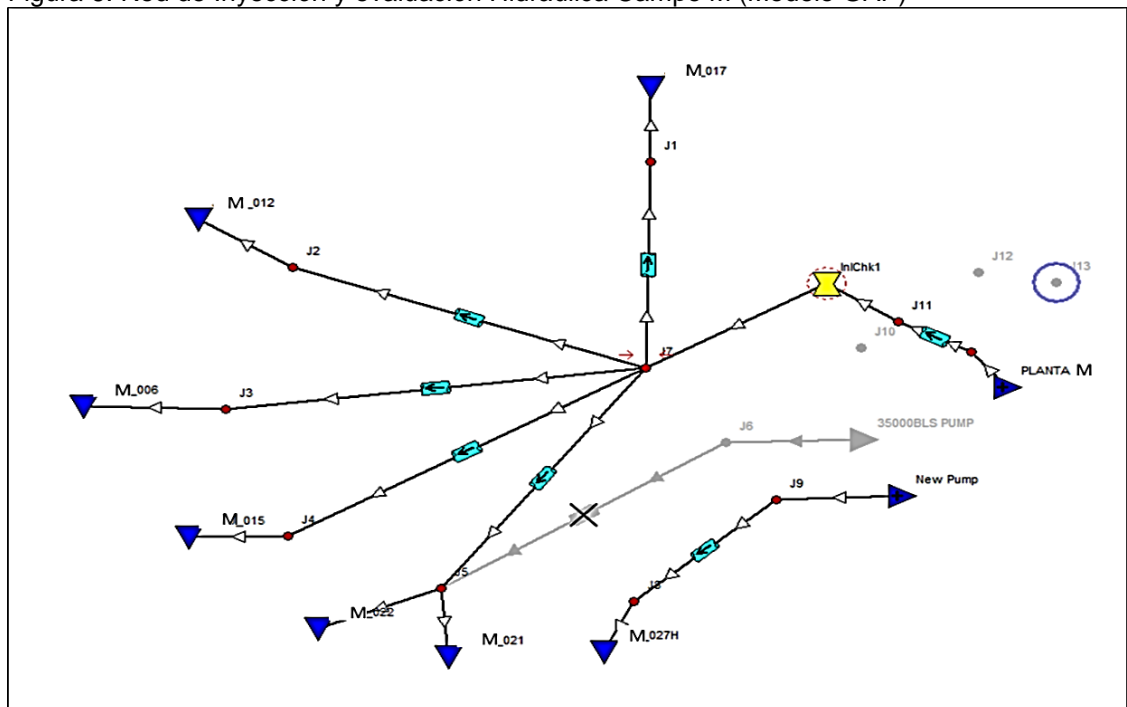
Gráfica 5. Histórico de producción, campo M



Fuente: Elaboración propia

El agua producida es tratada en las facilidades de producción e inyectada de forma disposal, observando en la **Figura 6** las diferentes líneas de inyección del campo M y los clusters donde se encuentran los pozos productores asociados a estos.

Figura 6. Red de Inyección y evaluación Hidráulica Campo M (Modelo GAP)



Fuente: Simulador GAP.

Para la correspondiente selección de pozos candidatos al cambio de sistema de levantamiento artificial se realiza un análisis nodal en pozos productores que se encuentren dentro de clusters donde se realice inyección de agua, es decir, con al menos un pozo inyector asociado, de esta manera se busca la utilización de las líneas y la potencia de inyección como ayuda motriz de la bomba tipo jet. Según el esquema de producción del campo M, se determinaron los siguientes pozos a estudiar:

Cuadro 1. Pozos productores estudiados e inyectores asociados

Pozos productores	Pozo inyector asociado
MT_005	MT_006
M_037H	M_021, M_022
M_041H	
M_002	M_024ST
M_032HD	
M_039HD	M_012
M_042H	
MT_007	M_017
M_040H	

Fuente: elaboración propia

Para conocer si el agua de inyección del campo no genera daños en los pozos productores al momento de implementar el bombeo hidráulico como sistema de levantamiento se analizan las propiedades fisicoquímicas de esta a partir de rangos establecidos y el cálculo del índice de Langelier, identificando si el agua presenta un comportamiento corrosivo o incrustante.

Ecuación 1. Cálculo de índice de Langelier

$$ISL = pH + TF + HF + AF - 12.5$$

Fuente: BILANZ QUALITAT [En línea]. Índice de Langelier. [Consultado 22 de septiembre 2019]
 Disponible en: www.bilanzqualitat.es

En la **Ecuación 1**, el valor de 12.5, se asocia a una concentración de sólidos disueltos totales en el agua menor a 1000 ppm. Las variables restantes hacen referencia a factores de temperatura, dureza y alcalinidad, los cuales se obtienen a partir del **Cuadro 2** según las propiedades fisicoquímicas del agua en cada uno de los pozos inyectores.

Cuadro 2. Factores para cálculo de índice de Langelier

Temperatura		Dureza		Alcalinidad	
°C	TF	ppm	HF	ppm	AF
0	0,0	5	0,7	5	0,7
4	0,1	25	1,4	25	1,4
8	0,2	50	1,7	50	1,7
12	0,3	75	1,9	75	1,9
16	0,4	100	2,0	100	2,0
20	0,5	150	2,2	150	2,2
24	0,6	200	2,3	200	2,3
28	0,7	250	2,4	250	2,4
32	0,7	300	2,5	300	2,5
36	0,8	400	2,6	400	2,6
40	0,9	500	2,7	500	2,7
50	1,0	1000	3,0	1000	3,0

Fuente: BILANZ QUALITAT [En línea]. Índice de Langelier. [Consultado 22 de septiembre 2019] Disponible en: www.bilanzqualitat.es. Modificado por los autores.

Según BILANZ QUALITAT¹⁶, el índice de Langelier debe ser cercano a cero para que el agua esté perfectamente equilibrada, es decir que no presente problemas en su entorno. Cuando éste se encuentra menor a cero, indica que el agua es corrosiva, mientras que, si se encuentra mayor a cero, el agua es incrustante.

2.2 ANÁLISIS NODAL

Para la selección de los pozos prospectivos al cambio de sistema de levantamiento artificial, primero se compara el desempeño de los diferentes bombeos según parámetros específicos del pozo mediante matrices de aplicación de SLA; luego, se realiza un análisis nodal que permita identificar el índice de productividad de cada pozo. En esta sección se presentan las matrices teóricas a utilizar y el procedimiento para la realización del análisis nodal.

2.2.1 Matriz de aplicación de los sistemas de levantamiento artificial. Los sistemas de levantamiento artificial operan bajo diferentes parámetros, como se muestra en los **Cuadros 3 y 4**, determinando la eficiencia del sistema. En el **Cuadro 3** se tienen en cuenta los valores óptimos para el buen funcionamiento del equipo, sin embargo, no corresponden a los máximos recomendados, como lo determina la bibliografía consultada.

¹⁶ BILANZ QUALITAT [En línea]. Índice de Langelier. [Consultado 22 de septiembre 2019] disponible en (www.bilanzqualitat.es)

Cuadro 3. Matriz de parámetros de selección de Sistemas de Levantamiento Artificial

Parámetro	Bombeo mecánico	Bombeo Electrosumergible	Bombeo de Cuidad progresiva	Bombeo hidráulico tipo Jet	Gas Lift
Tasa de producción (BPD)	50-300	10,001-20,000	1,501-2,000	151-500	10,001-15,000
Profundidad del pozo (ft)	1-2,500	1-5,000	1-2,500	12,001-15,000	10,001-15,000
Grado de Inclinación del pozo (°)	0-5	0-10	0-3	0-10	0-30
Presión de fondo fluyente Pwf (psi)	51-100	>500	500-1,000	501-1,000	> 2,000
BSW (%)	0.1-15	0.1-70	0.1-6	0.1-10	0.1-10
Viscosidad del fluido producido (cP)	101-500	0.1-10	5,001-6,000	1-10	41-70
Contenido de arena abrasiva (ppm)	0-10	0-5	0-50	0-2	0-200

Fuente: MÚÑOZ RODRÍGUEZ, Álvaro Fabián. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Bucaramanga, 2007. Trabajo de grado (Pregrado en Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Pág. 97 – 111.

El presente proyecto propone el cambio del sistema de levantamiento artificial actual del campo (bombeo electrosumergible) a bombeo hidráulico tipo jet, comparando la eficiencia de estos equipos en el **Cuadro 4**, según las características y condiciones de los pozos, dando un valor de 1 a 4 a cada uno de los sistemas, donde:

- **1:** No se recomienda la utilización del sistema debido a que se ven afectados el desempeño y la viabilidad técnica del mismo.¹⁷
- **2:** El desempeño del sistema se ve afectado, sin embargo, es posible la utilización de este a partir de la evaluación de los datos de cada uno de los parámetros.¹⁷
- **3:** Se recomienda la utilización del sistema realizando estudios que permitan el mejor desempeño de este.¹⁷
- **4:** Condiciones ideales para la utilización del sistema.¹⁷

¹⁷ GALLO GUTIÉRREZ, Andrea & VÁSQUEZ BALLÉN, Carol Estephanía. Evaluación técnico financiera del cambio de sistema de levantamiento artificial actual por bombeo electrosumergible en cuatro pozos del campo La Cira Infantas. Bogotá, 2018. (Pregrado en Ingeniería de Petróleos). Fundación Universidad de América, Facultad de Ingenierías. Pág. 89.

Cuadro 4. Matriz de comparación de eficiencia de BES y Bombeo Hidráulico

Parámetro	Valor	Bombeo Electrosumergible	Bombeo Hidráulico
Tasa de producción (BFPD)	< 200	1	4
	200-500	2	4
	500-1,000	3	4
	1,000-3,000	4	4
	> 3,000	4	3
Profundidad de asentamiento (TVD)	< 4,000	4	4
	4,000-6,000	4	4
	6,000-8,000	4	4
	> 8,000	4	4
Inclinación del pozo	10°	4	4
	10°-40°	4	4
	40°-80°	4	4
	80°-90°	4	3
Presión de entrada a la bomba (psi)	< 10	1	1
	10-30	2	1
	30-350	4	2
	> 350	4	3
Intake de la bomba	Arriba de perforados	4	4
	Debajo de perforados	2	2
Corte de agua (%)	0-25	4	4
	25-80	4	4
	80-100	4	4
Gravedad API (°API)	< 15	3	2
	15-25	4	3
	> 25	4	4
Arena abrasiva (ppm)	< 100	4	4
	100-1,000	3	3
	> 1,000	2	1

Fuente: GALLO GUTIÉRREZ, Andrea & VÁSQUEZ BALLÉN, Carol Estephanía. Evaluación técnico financiera del cambio de sistema de levantamiento artificial actual por bombeo electrosumergible en cuatro pozos del campo La Cira Infantas. Bogotá, 2018. (Pregrado en Ingeniería de Petróleos). Fundación Universidad de América, Facultad de Ingenierías. Pág. 90–91 (Modificado por los autores).

2.2.2 Selección de pozos candidatos. Se realiza la selección de pozos para la evaluación del cambio de sistema de levantamiento, según los rangos establecidos

en los **Cuadros 3 y 4**, respecto al valor de los siguientes criterios en cada uno de los pozos candidatos:

- Tasa de producción promedio de enero a julio del 2019 (BFPD)
- Profundidad del pozo TVD (ft)
- Inclinación del pozo (°)
- Contenido de arena del fluido de producción (ppm)
- Presión de entrada a la bomba (psi)
- Corte de agua (%)
- Gravedad API del fluido de producción.

Cuadro 5. Criterios de selección de pozos candidatos

POZOS	Qf (BFPD)	Qo (BOPD)	Corte de agua (%)	Arenas (ppm)	API (°)	TVD (ft)	Inclinación (°)	PIP (psia)	Skin
MT_005	3361.1357	80.6829	97.58	0.05	21.9	5442.00	Vertical	827	4
M_037H	7282.7086	295.829	95.94	0.02	21.9	5243.82	90.01	1424	2
M_041H	6156.8000	135.870	97.79	0.27	21.9	5256.39	90.06	1289	0.7
M_002	1282.4743	57.0486	95.56	3.72	21.9	5429.00	Vertical	505.0	1.3
M_032HD	121.71860	105.1129	13.64	1.21	21.9	5262.71	83.03	233	1.5
M_039HD	1252.9043	447.9914	64.24	0.50	21.9	5422.67	79.85	515	0.9
M_042H	5118.5671	158.4943	96.90	0.25	21.9	5295.92	90.14	425.00	0.8
MT_007	2740.7071	152.6529	94.43	0.05	21.9	5501.00	Vertical	946	4
M_040H	2083.1129	47.7986	97.71	0.13	21.9	5298.99	89.9	905	3.6

Fuente: elaboración propia, con base en: Reportes diarios de producción, Cepsa Colombia, 2019.

En el **Cuadro 5** se muestran los datos actuales de los pozos a estudiar (a excepción del daño de formación o Skin el cual corresponde a la última prueba PBU realizada en cada uno de ellos), para así realizar el análisis nodal a partir de estos datos. Inicialmente se realiza la curva IPR correspondiente a la oferta de producción del pozo, tomando como nodo principal la entrada a la bomba (electrosumergible instalada en fondo, a partir del caudal de aceite, corte de agua y el promedio de la presión en este punto (PIP).

Inicialmente se calcula el índice de productividad del pozo mediante la **Ecuación 2**:

Ecuación 2. Índice de productividad flujo continuo

$$J \left(\frac{BOPD}{psi} \right) = \frac{Q_o}{(P_{ws} - P_{wf})}$$

Fuente: BROWN, Kermit E., The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4, Capítulo 2. Estado Unidos, 1984. Pág. 17.

Al tomar la entrada de la bomba como nodo, la presión de fondo fluyente se puede aproximar con la presión en dicho punto (PIP)¹⁸, teniendo así:

Ecuación 3. Índice de productividad flujo continuo

$$J \left(\frac{BOPD}{psi} \right) = \frac{Q_o}{(P_{ws} - PIP)}$$

Fuente: BROWN, Kermit E., The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4, Capítulo 2. Estado Unidos, 1984. Pág. 17.

Luego, se asumen valores de PIP desde la presión de yacimiento, 1800 psi (presión máxima) hasta 0 psi, para así realizar un cálculo estimado del caudal manejado por el pozo a dichas presiones mediante las **Ecuaciones 4 y 5**; posteriormente se construye la curva IPR correspondiente.

Ecuación 4. Caudal curva IPR, método de Darcy

$$Q_o = J \times (P_{yac} - PIP)$$

Fuente: BROWN, Kermit E., The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4, Capítulo 2. Estado Unidos, 1984. Pág. 17.

¹⁸ BRUIJMEN, P.M. Analysis by Use of ESP Intake and discharge pressure gauge. Holanda, 2016. Paper, Society of Petroleum Engineers.

Ecuación 5. Caudal curva IPR, método de Vogel

$$Q_o = Q_{max} \times \left[1 - 0.2 \left(\frac{PIP}{P_{yac}} \right) - 0.8 \left(\frac{PIP}{P_{yac}} \right)^2 \right]$$

Fuente: BROWN, Kermit E., The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4, Capítulo 2. Estado Unidos, 1984. P. 19.

Este procedimiento es implementado en los pozos productores previamente determinados y los resultados se muestran en el capítulo 3 en la sección 3.2.1.

2.3 DISEÑO DE BOMBEO HIDRÁULICO

Mediante el simulador Production & Lifting Services, suministrado por el proveedor de preferencia de la empresa, se visualiza el posible diseño de la totalidad de los pozos seleccionados concluyendo así la viabilidad del proyecto; teniendo en cuenta el parámetro de cavitación de las bombas, es decir, cuando el caudal de cavitación de éstas es inferior al caudal de inyección del fluido motriz. Según la delimitación del proyecto se realiza el diseño del bombeo hidráulico en 2 pozos de los seleccionados previamente en el análisis nodal.

2.3.1 Equipos de subsuelo. El simulador requiere de la siguiente información por cada pozo:

- Medidas de diámetro exterior e interior de la tubería de producción.
- Diámetro interior del casing.
- Profundidad de la bomba: se utiliza la misma profundidad actual de la bomba Electrosumergible en cada pozo, debido a que la columna estática de fluido permite esta condición, asegurando el correcto funcionamiento de la misma.
- Longitud de la tubería hasta la bomba.
- Especificación del fluido motriz a utilizar.
- Temperatura de yacimiento.
- Temperatura del fluido en cabeza de pozo.
- Gravedad API del petróleo producido.
- Gravedad específica del gas producido.
- Presión máxima en superficie de inyección: se utiliza la presión en cabeza del pozo inyector asociado.
- Presión en cabeza del pozo productor.
- Relación gas – líquido.
- Especificación de tipo de bomba: para efectos del proyecto todas serán en directa, según las condiciones mencionadas en el capítulo anterior.
- Gravedad específica del agua producida.

- Presión de entrada a la bomba.
- Caudal de líquido a producir: se inicia con el caudal actual de cada pozo, y las demás corridas se realizan en base a la disminución de la presión de entrada a la bomba y sus caudales correspondientes obtenidos en el análisis nodal.

Siendo estos dos últimos datos los cuales varían en cada una de las corridas a realizar, y determinados según el análisis nodal como se explica en la sección 2.3.1.2.

2.3.1.1 Comparación entre presión de yacimiento y presión de fondo fluvente.

Cuando un pozo inicia su producción, la presión de fondo fluvente es lo más cercana posible a la presión de yacimiento, a medida que aumenta la madurez del campo, se espera una disminución de la P_{wf} que permita el movimiento de los fluidos desde el yacimiento hacia el pozo, esto hace referencia al Drawdown del mismo, es decir, la diferencia entre estas dos presiones. Este procedimiento se realiza mediante la **Ecuación 6**, teniendo en cuenta que la presión de yacimiento es de 1800 psi.

Ecuación 6. Cálculo de drawdown del pozo

$$Drawdown (\%) = \frac{P_{yac} - P_{wf}}{P_{yac}} \times 100\%$$

Fuente: PRODUCTION & LIFTING SERVICES S.A.S.
Reporte diseño de bombeo hidráulico tipo jet.
Drawdown. Bogotá, 2019.

Para el cálculo anterior, se debe conocer la presión de fondo fluvente de los pozos seleccionados, la cual se calcula respecto al diseño del bombeo Electrosumergible actualmente implementado, como se muestra en la **Ecuación 7**, a partir de la PIP conocida y la gravedad específica de la mezcla según las fracciones volumétricas del fluido producido por cada uno de estos (**Ecuación 8**).

Ecuación 7. Cálculo de presión en entrada de una bomba BES

$$PIP = P_{wf} - (D_p - D_b) \times GE_{mezcla} \times 0.433$$

Fuente: PORTAL DEL PETRÓLEO [En línea]. Bombeo electrosumergible, Diseño. [Consultado 06 de agosto 2019]
Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com>

Ecuación 8. Cálculo de gravedad específica de la mezcla

$$GE_{mezcla} = GE_{aceite} \times Fracción_{aceite} + GE_{agua} \times Fracción_{agua}$$

Fuente: PORTAL DEL PETRÓLEO [En línea]. Bombeo electrosumergible, Diseño. [Consultado 06 de agosto 2019] Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com>

2.3.1.2 Geometría de la bomba. Al introducir los datos requeridos en el simulador se procede a realizar las corridas correspondientes desde la PIP actual de cada pozo y su caudal respectivo, tomando ocho datos de presión de entrada a la bomba inferiores a la actual en un intervalo de 50 psi. Cada corrida arroja un listado de las posibles configuraciones de garganta y boquilla a implementar en el pozo según las diferentes configuraciones del proveedor, obteniendo datos del diseño de cada una como: presión de inyección (psi), caudal de fluido motriz a inyectar (Bbl), caudal máximo de cavitación (Bbl), energía requerida para la inyección (HP), áreas de boquilla y garganta las cuales definen el valor de los parámetros anteriores.

Se seleccionan tres configuraciones de bomba para comparar el comportamiento de estas mediante graficas realizadas en Excel y así escoger el tamaño de bomba óptimo, teniendo en cuenta que la curva VLP del sistema intersece en un punto con la IPR del pozo. Para determinar la mejor geometría se identifica que exista esta intersección, y se compara el comportamiento de las gráficas caudal de producción vs caudal de fluido motriz, presión de fluido motriz y potencia hidráulica donde esta última hace referencia a la eficiencia de la bomba, por tanto, la configuración que requiera menor potencia para producir el mismo caudal es la de preferencia según el objetivo general del proyecto.

Las configuraciones de las bombas se diferencian por el área interior de la boquilla y garganta, obteniendo de estas una relación de la forma:

Ecuación 9. Relación entre áreas, diseño de bombeo

$$R = \frac{A_{boquilla}}{A_{garganta}}$$

Fuente: PRODUCTION & LIFTING SERVICES S.A.S. Reporte diseño de bombeo hidráulico tipo jet. Drawdown. Bogotá, 2019.

La relación entre áreas debe estar en un rango de 0.2 y 0.6, según el proveedor de dichas bombas. Cuando la relación de áreas se encuentra por debajo del rango establecido, la bomba jet no trabaja óptimamente debido a que la descarga del fluido motriz a través de la boquilla es muy pequeña con respecto al volumen de fluido de producción, perdiendo su energía al contacto con el mismo.

Por otro lado, cuando la relación de áreas se encuentra por encima del rango, la descarga del fluido motriz sería muy grande con respecto al volumen a producir, lo cual estrangularía dicha producción del pozo.

Esta relación adimensional se representa en las curvas de rendimiento de la bomba donde se observa que la máxima eficiencia del sistema corresponde al 33%, sin embargo, al no ser un dispositivo mecánico que desplace fluidos, la mejor comparación de eficiencia es mediante la relación de la potencia requerida con la cantidad de fluido a desplazar (HP/BFPD). Cada pozo al cual se le realiza el diseño de bombeo compara su eficiencia con la del bombeo Electrosumergible.

2.3.2 Equipos de superficie. Teniendo en cuenta que se busca utilizar las líneas de inyección presentes como fuente de potencia, la presión y el caudal de estas se consideran como valores máximos de inyección de fluido motriz del sistema, tomando un promedio del comportamiento de los pozos inyectoros asociados a los dos productores seleccionados para el diseño de bombeo hidráulico, desde el mes de enero al mes de julio del 2019, como se muestra en el **Cuadro 6**.

Cuadro 6. Presión y caudal promedio de pozos inyectoros

Pozos	Presión promedio (psi)	Caudal promedio (BWPD)
M_017	1245.42857	15889.7143
MT_006	1245.42857	10576.8571
M_024ST	1392.42857	58355.4286
M_012	1245.42857	23460.1429
M_021	-	-
M_022	-	-
M_022	-	-

Fuente: elaboración propia, con base en: Reportes diarios de producción, Cepsa Colombia, 2019.

El proyecto está orientado a la utilización del sistema de inyección ya implementado en el campo, por lo tanto, no se requiere una instalación de equipos en superficie para movilizar el fluido motriz hacia el pozo productor, únicamente se busca una ramificación de la línea de inyección del cluster correspondiente.

2.4 EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA

Para realizar la evaluación de la optimización energética a partir de la implementación del bombeo hidráulico como nuevo sistema de levantamiento artificial en los dos pozos donde se realiza el diseño del mismo, se debe conocer el consumo energético del bombeo electrosumergible actualmente implementado en el campo, mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 10. Cálculo de consumo energético de la BES

$$\text{Consumo (kWh)} = \frac{\sqrt{3} \times \text{Voltaje (kWh)} \times \text{Corriente (A)} \times \text{eficiencia BES}}{1000}$$

Fuente: Reportes de lifting cost del campo, Cepsa Colombia, 2019.

Los valores de voltaje y corriente se obtienen mediante la lectura en el variador del sistema, tomando la eficiencia del bombeo como el 80% debido a que ningún equipo funciona al 100% de su capacidad y en el campo se maneja un factor de seguridad donde la producción máxima corresponde al 80% de la calculada en la curva IPR.

La evaluación de la optimización energética se realiza mediante cuadros comparativos de los consumos nombrados anteriormente y los KPI (indicador clave de rendimiento) de cada uno de los bombeos, los cuales corresponden a la relación entre kWh consumidos por cada barril de fluido producido (Bbls), calculando un KPI relativo (%) el cual hace referencia a la variación entre los indicadores de cada uno de los bombeos.

2.5 ANÁLISIS FINANCIERO

La evaluación económica del cambio de bombeo electrosumergible a bombeo hidráulico se realiza a partir del cálculo y análisis de los indicadores costo-beneficio, valor presente neto y periodo de recuperación de la inversión, realizando una comparación entre ambos sistemas según variaciones en la inversión y el consumo requerido por cada uno de ellos.

2.5.1 Indicador costo- beneficio. El indicador costo-beneficio, permite comparar la viabilidad del proyecto según el bombeo actualmente implementado y el prospectivo. Este indicador estudia el retorno de una inversión comportándose así, como un índice neto de rentabilidad relacionando los costos del proyecto y los beneficios directos o indirectos del mismo, donde si este cociente es superior a 1 el proyecto es viable, pero si es menor a 1 no lo será. Para el estudio actual, se realiza una comparación entre el indicador costo-beneficio del sistema implementado (BES) y el indicador costo-beneficio del sistema de levantamiento prospectivo (Bombeo hidráulico tipo Jet), donde dicho indicador es calculado mediante la

Ecuación 11 a partir de la relación entre los costos de operación (OPEX) de cada uno de los pozos analizados en el diseño del bombeo hidráulico y las ventas netas de los mismos, tomando como base de datos el balance económico del mes de Julio (**Cuadro 7**).

Cuadro 7. Balance financiero, bombeo electrosumergible

Balance ESP					
Pozos	Producción (BOPD)	Ventas (\$Us)	Transporte (\$Us)	Gastos Producción (\$Us)	Neto (\$Us)
M_040H	70.4	4388	617	652	3119
M_037H	358.1	22332	3139	5693	13500
M_041H	130.3	8128	1142	1314	5671
M_002	101.8	6349	892	673	4783
M_032HD	91.8	5723	804	607	4311
M_039HD	256.6	16004	2249	1395	12360
M_042H	153.1	9549	1342	1339	6867
MT_007	205.5	12812	1801	1400	9611
MT_005	91.1	5678	798	687	4193

Fuente: elaboración propia, con base en: Reportes de lifting cost del campo, Cepsa Colombia, 2019.

Ecuación 11. Cálculo indicador Costo-Beneficio

$$\frac{B}{C} = \frac{NETO (\$USD)}{OPEX (\$USD)}$$

$$= \frac{VENTAS (\$USD) + TRANSPORTE(\$USD) - GASTOS DE PRODUCCIÓN (\$USD)}{OPEX (\$USD)}$$

Fuente: Reportes de lifting cost del campo, Cepsa Colombia, 2019.

Donde los gastos de producción incluyen el precio de tratamiento de fluidos y el consumo energético, entre otros; por tanto, para conocer el valor de los gastos operacionales de los pozos con la implementación del bombeo hidráulico, a los costos asociados a la BES se le resta el consumo energético de dicha bomba (**Cuadro 8**) y se sustituye por el consumo energético requerido por la bomba jet al ser instalada, obteniendo dicho dato en las diferentes corridas.

Cuadro 8. Costo asociado al consumo energía eléctrica, bombeo electrosumergible

ESP	
Pozos	Consumo (\$Us)
M_040H	378
M_037H	443
M_041H	371
M_002	113
M_032HD	163
M_039HD	114
M_042H	359
MT_007	279
MT_005	293

Fuente: elaboración propia, con base en: Reportes de lifting cost del campo, Cepsa Colombia, 2019.

2.5.2 Valor presente neto (VPN). El VPN es calculado a 3 años en cada uno de los pozos, comparando el bombeo electrosumergible y el bombeo hidráulico, teniendo en cuenta la inversión realizada para implementar este último, la cual corresponde a los valores encontrados en el **Cuadro 9**, sin embargo, al buscar la utilización de las líneas de inyección como potencia del fluido motriz, la inversión para aquellos pozos que lo permitan sería equivalente a la mostrada en el **Cuadro 10**.

Cuadro 9. Inversión con equipo de superficie

Inversión	
Bomba	6500
Intervención a pozo	17500
Equipo de superficie	54000
Inversión Total	78000

Fuente: Área de operaciones de subsuelo, precio bombeo hidráulico.

Cuadro 10. Inversión sin equipo de superficie

Inversión	
Bomba	6500
Intervención a pozo	17500
Inversión Total	24000

Fuente: Área de operaciones de subsuelo, precio bombeo hidráulico.

2.5.3 Periodo de recuperación de la inversión (PR). Se procede a conocer el periodo de recuperación de la inversión según sea el caso de los pozos estudiados.

Ecuación 12. Periodo de recuperación

$$PR = \left\lceil a + \left\lceil \frac{b - c}{d} \right\rceil \right\rceil$$

Fuente: ESAN [En línea]. Apuntes empresariales, PRI. [Consultado 30 de septiembre 2019] Disponible en: www.esan.edu.pe

Donde, a es el año anterior inmediato a que se recupera la inversión, b inversión inicial, c suma de flujos de efectivo anteriores y d flujo neto efectivo del año en que se satisface la inversión. Asumiendo que cada año, la producción disminuye en un 6%, esto, si no se realiza ningún proyecto de recuperación (secundario o EOR) adicional en el campo, afectando el comportamiento del pozo.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

El capítulo respectivo a los resultados y análisis de estos, muestra mediante tablas y gráficas los datos obtenidos en cada uno de los pasos seguidos en la metodología: comportamiento del agua de inyección, análisis nodal, configuraciones de las bombas, optimización energética y la evaluación financiera respectiva para el cambio de bombeo electrosumergible a bombeo hidráulico.

3.1 COMPORTAMIENTO DEL AGUA DE INYECCIÓN

El presente proyecto tiene como fin utilizar el agua de producción tratada en las facilidades de la estación Jaguar dispuesta para inyección, en el **Cuadro 11** se presentan los resultados obtenidos en el análisis físico-químico de esta en cada uno de los pozos inyectoros del campo, realizado en el mes de marzo del 2019.

Cuadro 11. Propiedades físicas y químicas pozos inyectoros campo M

Análisis Físico-químicos M primer trimestre 2019				
Pozos	M_012	M_017	MT_006	M 024ST
Fecha	15/03/2019	15/03/2019	15/03/2019	15/03/2019
Fe, mg/L	0.17	0.15	0.2	0.12
Ba, mg/L	2	2	2	2
Turbidez, FTU	12	16	14	18
Sulfatos mg/L SO ₄	1	1	1	2
pH, unidades	6	7	6	6
Cloruros, mg Cl/L	63	68	80	72
Dureza total, mg CaCO ₃ /L	15	22	20	18
Dureza Cálcica, mg CaCO ₃ /L	12	15	18	10
Dureza Magnésica, mg MgCO ₃ /L	3	7	2	8
Alcalinidad, mg CaCO ₃ /L	15	20	18	20
Temperatura en cabeza de pozo, °C	65	65	65	65

Fuente: Reportes diarios de producción, Cepsa Colombia

El agua dura puede formar depósitos en tuberías y la obstrucción de ellas, para evitar ello se requiere tener un valor de dureza total menor a 100 mg/L¹⁹. En este caso podemos observar que el agua de inyección se encuentra en un rango de 15 a 22 mg/L, estando en condiciones óptimas respecto a este parámetro.

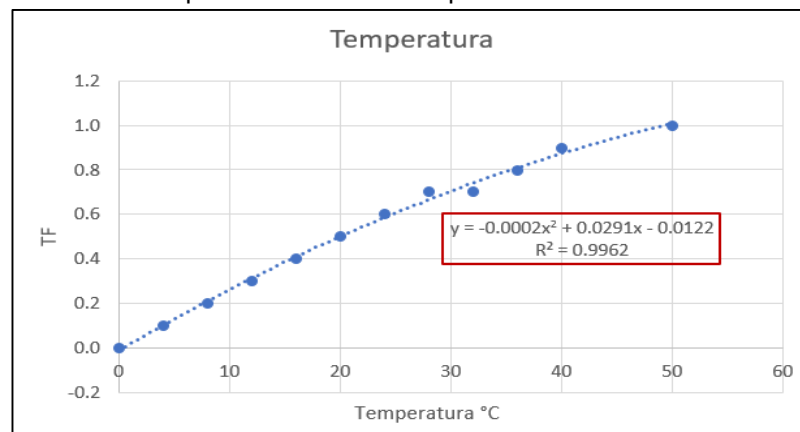
Cuando el pH del agua es alcalino en la tubería se puede generar incrustaciones, mientras que con un pH ácido se puede producir corrosión en la misma, se considera que este parámetro debe estar en un rango de 5 a 9 para no ocasionar problemas operacionales.

¹⁹ BARRENECHEA MARTEL, Ada [En línea]. Manual I: Teoría, Capítulo 1, Aspectos fisicoquímicos de la calidad del agua. [Consultado 18 de Septiembre 2019] disponible en: <http://www.bvsde.paho.org> P. 13-29.

Los cloruros pueden disolver ciertas sales presentes en el agua impartiendo una acción corrosiva y erosionante en el medio donde se encuentren, principalmente en pHs bajos donde según la OMS se considera un límite de concentración de cloruros de 250 mg/L. El análisis fisicoquímico correspondiente a los pozos M_021 y M_022 no se realizó debido a que, en el periodo de enero a julio del 2019, no hubo inyección en estos. En la siguiente tabla se muestra el resultado del índice de Langelier calculado en cada uno de los pozos inyectoros determinando así su comportamiento.

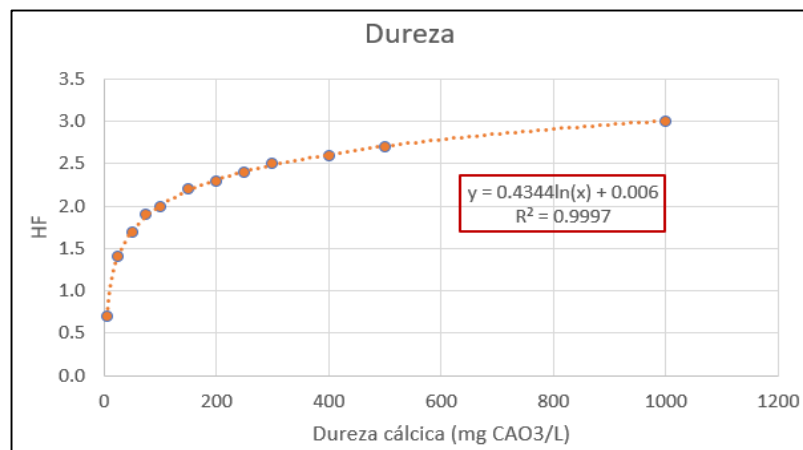
Para realizar el cálculo del índice de Langelier, se obtiene el valor de cada uno de los factores asociados, a partir del método de interpolación. En la **Gráfica 6** se muestra que el mejor ajuste de la línea de tendencia corresponde a una función polinómica de segundo grado, mientras que en las **Gráficas 7 y 8** el mejor ajuste corresponde a una función logarítmica. A partir de las ecuaciones generadas, se calculan los diferentes factores de temperatura, dureza y alcalinidad para el agua en inyección en cada uno de los pozos.

Gráfica 6. Interpolación factor de temperatura



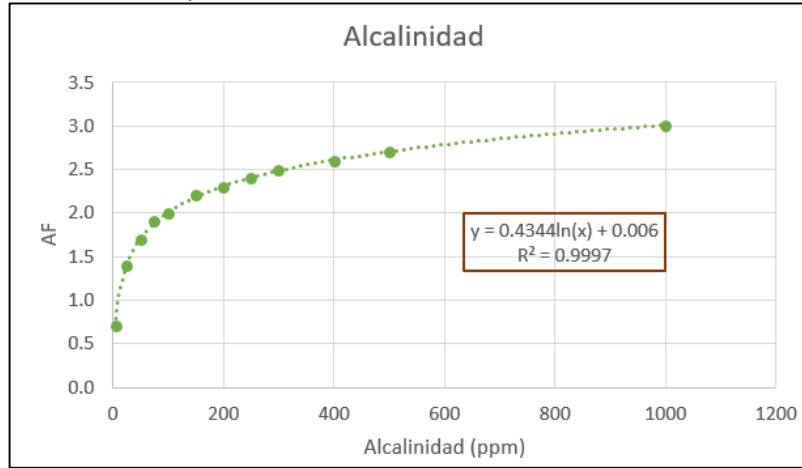
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 7. Interpolación factor de dureza



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 8. Interpolación factor de alcalinidad



Fuente: elaboración propia.

Cuadro 12. Índice de Langelier

Parámetros \ Pozos	M_012	M_017	MT_006	M_024ST
pH	6	7	6	6
TF	1.03430	1.03430	1.03430	1.03430
HF	1.08544	1.18238	1.26158	1.00624
AF	1.18238	1.30735	1.26158	1.30735
Índice	-3.19788	-1.97598	-2.94255	-3.15211

Fuente: elaboración propia.

Según los resultados del índice de Langelier, se observa que el agua presenta una tendencia corrosiva, sin embargo, esto solo se percibe teóricamente debido a que en el campo no se presenta problema alguno de corrosión en ninguno de los elementos y equipos del sistema de inyección actualmente instalado. Por lo tanto, se considera que el agua proveniente de las plantas de tratamiento se encuentra en condiciones óptimas para su utilización como fluido motriz del bombeo hidráulico.

3.2 ANÁLISIS NODAL

En esta sección se presentan los resultados y análisis de los mismos para la selección de los pozos prospectivos al cambio de sistema de levantamiento artificial.

En el **Cuadro 13** se observan los resultados del análisis nodal de los pozos productores candidatos, es decir, índice de productividad del pozo (BOPD/psi) y caudales máximos (BPD) tanto por el método de Vogel como el método de Darcy.

A partir de los **Cuadros 3 y 4** se inició la selección de los pozos candidatos, donde criterios como lo son la gravedad API del fluido de producción, profundidad total

vertical (TVD), inclinación (°) de los pozos, corte de agua (%) y ubicación del intake de la bomba, se encuentran dentro de los parámetros establecidos para la utilización de bombeo hidráulico como sistema de levantamiento artificial:

- Gravedad API: 15-25 (°API)
- Profundidad total vertical: 4,000 – 6,000 ft
- Inclinación: 40 – 90 °
- Corte de agua: 0 – 100 %
- Ubicación del intake de la bomba: arriba de los perforados

Los rangos previamente nombrados hacen referencia a las condiciones ideales para la utilización del bombeo hidráulico, a excepción de la inclinación de los pozos y la gravedad API del fluido, sin embargo, se recomienda la implementación del mismo. Por tanto, estos parámetros no requieren un análisis específico para llevar a cabo la selección de los pozos. Igualmente sucede con el daño de formación asociado a cada uno de los pozos, como bien se sabe el bombeo electrosumergible aumenta este valor drásticamente lo cual no se puede demostrar cuantitativamente en el campo M, debido a que no se han registrado pruebas PBU actualmente (condición de campos petroleros con una gran extensión en cuanto al número de pozos productores activos); sin embargo, este parámetro se encuentra implícito en el cálculo correspondiente al índice de productividad, debido a que el caudal producido y el comportamiento entre dicho valor y la P_{WF} del pozo, se ven afectados ante una variación en el Skin. Además, el proyecto no tiene como objetivo el estudio del daño ocasionado por una BES.

Teniendo en cuenta el caudal total de fluido que manejan los pozos actualmente y conociendo que el bombeo hidráulico tiene un mejor desempeño a tasas de producción menores a 3000 BFPD (**Cuadro 4**) se seleccionan los siguientes pozos: M_032HD, M_039HD, MT_007, M_040H y M_002; además, se observa que este último presenta una alta producción de arena (superior a 2 ppm) lo cual afectaría la integridad de la bomba hidráulica, por ende, se suprime de los pozos prospectivos. Por otro lado, el pozo MT_005 a pesar de que presenta un caudal de fluido superior a 3000 BFPD, valor sobre el cual el bombeo electrosumergible tiene una mejor eficiencia como SLA, se selecciona como candidato dado que se encuentra en el límite de caudal de producción mencionado y cuenta con alto corte de agua generando un peso mayor a la columna de fluido requerida en superficie, lo cual demanda un alto consumo energético por parte del BES.

La selección realizada según la comparación del desempeño de los sistemas de levantamiento, se comprobó a partir de los resultados del análisis nodal, donde se busca que los pozos a evaluar presenten un índice de productividad bajo, esto se debe a que el bombeo electrosumergible tiene un mejor rendimiento que el bombeo

hidráulico cuando el pozo tiene un alto IP. De esta manera, los pozos seleccionados como prospectivos a cambio son: MT_005, M_032HD, M_039HD, MT_007 y M_040H.

Cuadro 13. Resultados análisis nodal para selección de pozos candidatos

Pozos	PIP (psia)	J (BOPD/psi)	Qo máx (Darcy) BOPD	Qo máx (Vogel) BOPD
MT_005	826.85	0.08291	149.24	109.13
M_037H	1424.28	0.78738	1417.28	867.88
M_041H	1289.28	0.26604	478.87	304.43
M_002	505.14	0.04406	79.30	64.76
M_032HD	233.43	0.06709	120.77	109.42
M_039HD	514.57	0.34851	627.32	510.56
M_042H	424.71	0.11524	207.44	174.50
MT_007	946.14	0.17878	321.80	226.54
M_040H	904.57	0.05338	96.08	68.53

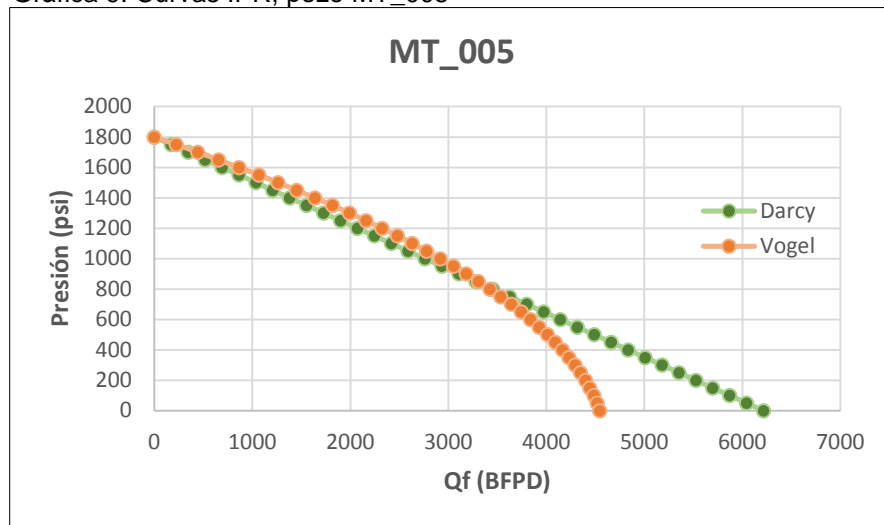
Fuente: elaboración propia.

En las gráficas mostradas a continuación, se presentan los resultados de las curvas IPR de los cinco pozos seleccionados, con la finalidad de identificar el comportamiento del potencial de producción del pozo respecto a la variación de la presión de fondo fluyente, iniciando con $PIP = P_{yac.}$, donde la presión de yacimiento tiene un valor de 1800 psia, y finalizando con $PIP = 0$, en este último punto se puede determinar el AOF respectivo. El análisis se realiza a partir del caudal de fluido total debido a que el corte de agua del mismo puede aumentar con el tiempo, por ello no se utiliza respecto al caudal de crudo.

El potencial máximo del pozo se encuentra cuando la presión de entrada a la bomba tiene un valor de cero. Se evidencia un valor más optimista por parte de la tendencia del método de Darcy que por el método de Vogel. Donde este segundo tiene en cuenta la liberación del gas en solución que pueda contener el crudo cuando la presión de fondo fluyente se encuentre por debajo de la presión de burbuja (100 psi), por lo tanto para efectos del presente proyecto se elige la tendencia obtenida por el método de Darcy, obtenida en las **Gráficas 9, 10, 11, 12 y 13**, debido a que

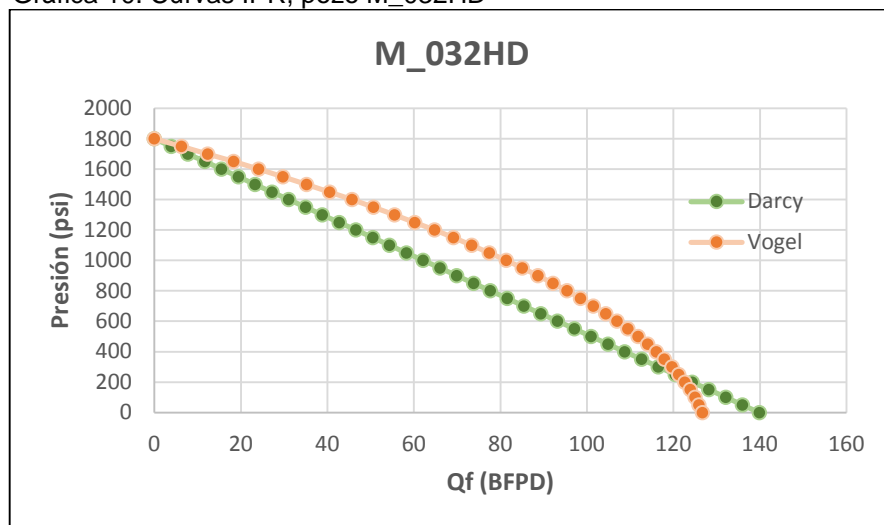
la P_b del fluido de producción es muy baja y las condiciones a lo largo del pozo no se encuentran bajo este parámetro, como consecuencia de que el yacimiento siempre se mantiene subsaturado gracias al soporte de presión otorgado por el acuífero activo asociado a este.

Gráfica 9. Curvas IPR, pozo MT_005



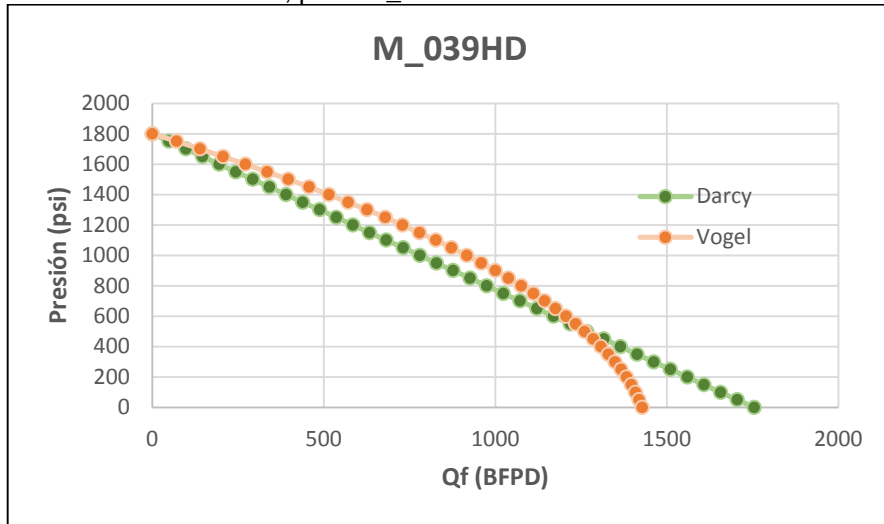
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 10. Curvas IPR, pozo M_032HD



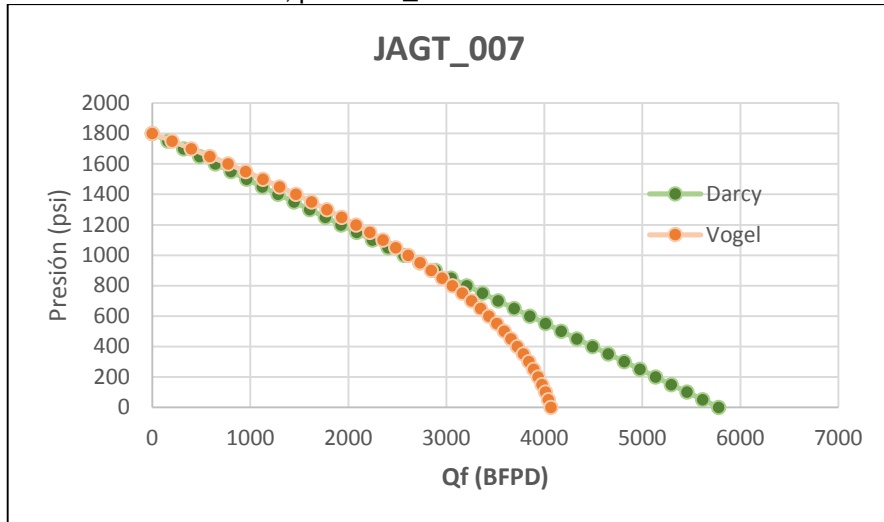
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 11. Curvas IPR, pozo M_039HD



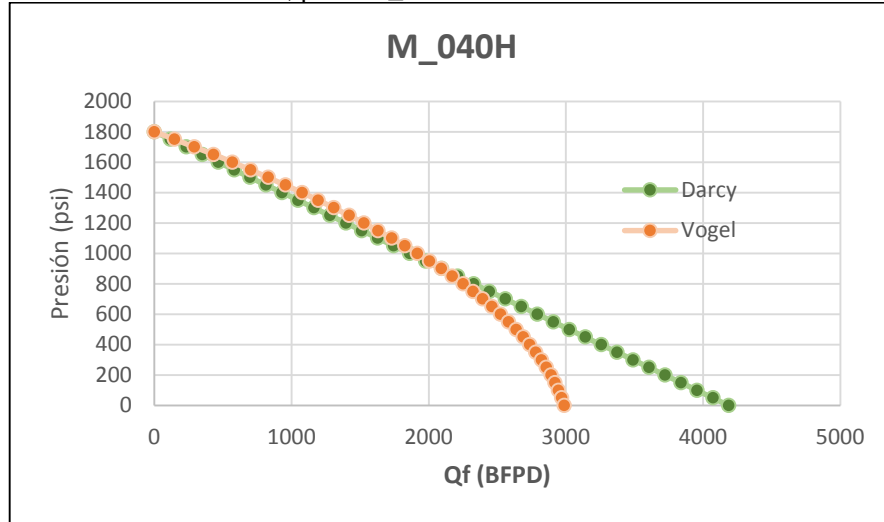
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 12. Curvas IPR, pozo MT_007



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 13. Curvas IPR, pozo M_040H



Fuente: elaboración propia.

Cuadro 14. AOF de pozos seleccionados

Pozos	AOF (Darcy) BFPD	AOF (Vogel) BFPD
MT_005	6217.015	4546.29
M_032HD	139.8554	126.7097
M_039HD	1754.4560	1427.8980
MT_007	5777.6330	4067.3000
M_040H	4187.4960	2986.7340

Fuente: elaboración propia.

3.3 DISEÑO DE BOMBEO HIDRÁULICO

Se realiza una corrida inicial en cada pozo, es decir, a la presión actual de entrada a la bomba y su caudal de producción correspondiente, en los **Cuadros 15 y 16** se presentan los resultados de esta.

Cuadro 15. Corrida inicial pozos no seleccionados para diseño

Pozo	Bomba	Caudal de inyección (BWPD)	Caudal de cavitación (BWPD)	Presión de inyección (psi)	Comentarios
M_032HD	CC:0	239	123	2879	Cavita
M_039HD	D:9	1707	1491	4185	Cavita
MT_007	E:11	2229	3054	4215	No cavita
MT_007	G+:12	4176	2865	2425	Cavita

Fuente: PRODUCTION & LIFTING SERVICES. Software P.&L.S.

Cuadro 16. (Continuación)

MT_005	H:16	2769	7634	992	No cavita
M_040H	G:14	3755	5353	3155	No cavita

Fuente: PRODUCTION & LIFTING SERVICES. Software P.&L.S.

A partir de los cinco pozos seleccionados en el análisis nodal, se realizó una corrida inicial por cada uno de ellos según las condiciones actuales de producción de los mismos, establecidas en el **Cuadro 6**, de la sección 2.2. En los **Cuadros 15 y 16**, se evidencia la configuración de bomba hidráulica recomendada por el software utilizado; en los pozos M_032HD, M_039HD y MT_007, se observa que el caudal de inyección de fluido motriz es superior al caudal de cavitación para dicha bomba, es decir, que a estas condiciones no se recomienda la utilización del bombeo hidráulico como sistema de levantamiento en dichos pozos debido a que la bomba se encontraría cavitando, llevando al daño de la misma en un tiempo muy cercano. Además, las presiones de inyección del fluido motriz son muy superiores a la presión determinada como máxima, es decir, las mostradas en el **Cuadro 7** de cada pozo inyector asociado a los productores (**Cuadro 2**). La corrida inicial correspondiente al pozo MT_007 permite observar una configuración de bombeo donde la bomba hidráulica no se encuentra cavitando, es decir, la bomba E:11, sin embargo, la presión de inyección de fluido motriz supera en 2970 psi la presión máxima determinada para este pozo.

La corrida correspondiente a las condiciones actuales de PIP y caudal de producción en el pozo M_040H, indica un comportamiento similar al presentado en el pozo MT_007, sin embargo, la diferencia entre el caudal de cavitación y el caudal de inyección es menor en la configuración E:11 de éste último, la cual es de 825 barriles, mientras que en el pozo M_040H dos de las mejores configuraciones presentan un diferencial entre los caudales de más de 1000 barriles, es decir, en las bombas G:14 y H:15. Según la delimitación de este proyecto se realiza el diseño de bombeo hidráulico únicamente de dos pozos seleccionados, para el caso se elige el pozo M_040H por presentar condiciones más favorables que el pozo MT_007, y se elige el pozo MT_005 debido a que no presenta cavitación temprana en las configuraciones recomendadas por el software y la presión de inyección es menor a la determinada para este pozo.

3.3.1 Drawdown de los pozos MT_005 Y M_040H. Se presenta la comparación de la presión de fondo fluyente con respecto a la presión de yacimiento actual del campo, 1800 psia, con su caudal correspondiente, según el análisis nodal realizado.

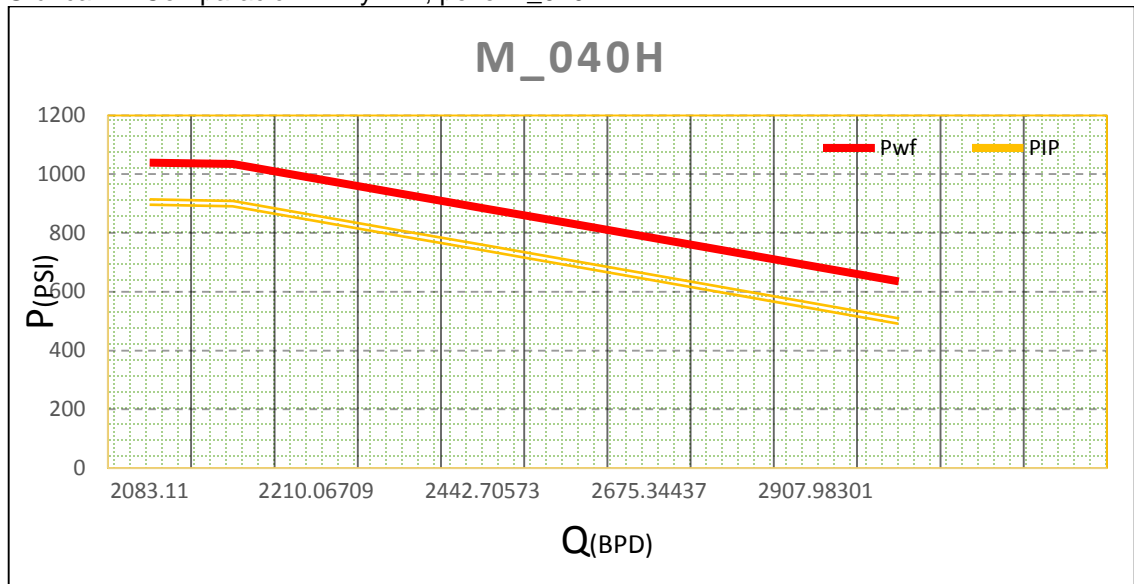
- Pozo M_040H

Cuadro 17. Drawdown pozo M_040H

P_{wf} (psi)	PIP (psi)	Q (BPD)	Drawdown
1040	905	2083	42%
1035	900	2094	43%
985	850	2210	45%
934	800	2326	48%
885	750	2443	51%
835	700	2559	54%
785	650	2675	56%
735	600	2792	59%
685	550	2908	62%
635	500	3024	65%

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 14. Comparación PIP y P_{wf}, pozo M_040H



Fuente: elaboración propia.

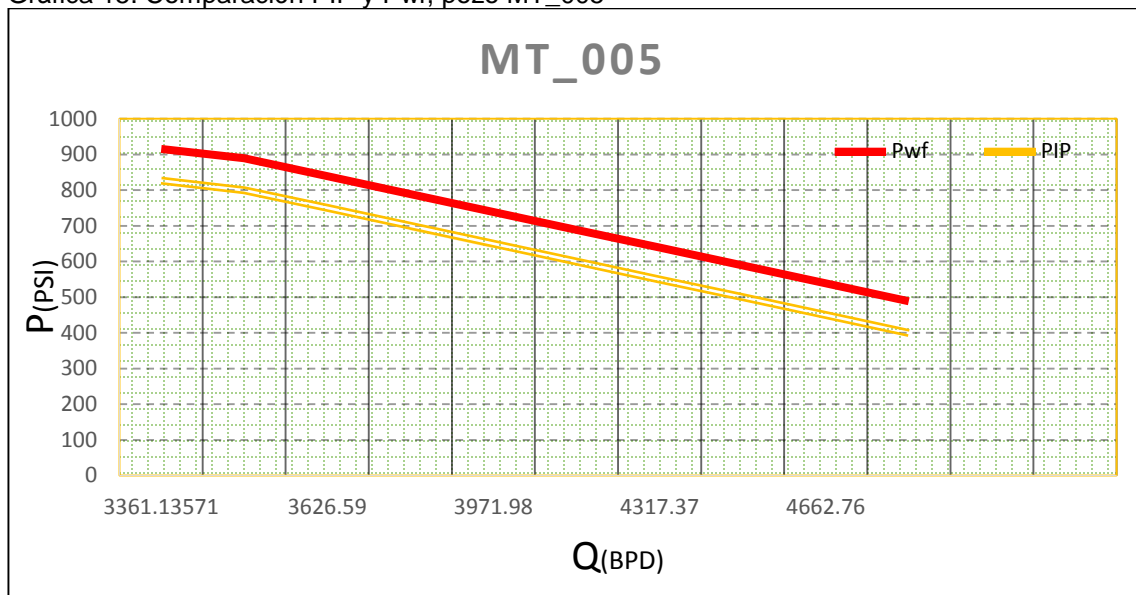
- Pozo MT_005

Cuadro 18. Drawdown pozo MT_005

P_{wf} (psi)	PIP (psi)	Q (BPD)	Drawdown
916	827	3361	49%
889	800	3454	51%
839	750	3627	53%
789	700	3799	56%
739	650	3972	59%
689	600	4145	62%
639	550	4317	65%
589	500	4490	67%
539	450	4663	70%
489	400	4835	73%

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 15. Comparación PIP y P_{wf}, pozo MT_005



Fuente: elaboración propia.

Para determinar el drawdown de cada uno de los pozos se calculó la presión de fondo fluyente a partir de la **Ecuación 7** proveniente del diseño de bombeo electrosumergible, la cual corresponde a la PIP disponible, siendo esta, el valor de sumergencia característica de la bomba actualmente instalada en los pozos. Luego de obtener la P_{wf} a la presión actual de entrada a la bomba se realizó el mismo procedimiento para las diferentes PIP utilizadas para la elaboración de las curvas IPR para así comparar estos valores con la presión del yacimiento la cual es 1800 psi. Esta comparación corresponde al drawdown de cada pozo, observado en los **Cuadros 17 y 18**, donde se evidencia que a medida que aumenta este valor, incrementa el caudal de fluido producido, esto es debido a que los fluidos del yacimiento tienden a moverse hacia donde la presión sea menor, es decir, que mayor cantidad de fluido se desplaza hacia el pozo al existir una mayor diferencia entre la presión de yacimiento y la presión de fondo fluyente.

Según el estado mecánico de los pozos, la bomba electrosumergible actualmente instalada en el MT_005 se encuentra a 2189 ft de profundidad (TVD) con respecto a la superficie y a una distancia de 3253.06 ft del fondo del pozo, y la bomba del M_040H está a una profundidad de 4913.99 ft (TVD) con 398.8 ft de distancia del fondo; por tanto, se puede observar en las tablas 16 y 17 como a un mismo valor de PIP, la P_{wf} de ambos pozos es diferente y por consecuente el drawdown también. Por ejemplo, para una presión de entrada a la bomba de 800 psi, la presión de fondo fluyente en el pozo MT_005 es de 889 psi mientras que en el pozo M_040H es de 934 psi, esto se debe a que la columna estática de fluido es menor en éste último a causa de que su drawdown es más bajo.

3.3.2 Configuraciones de bombas por pozo. Según la información suministrada por el software P.&L.S. sobre las diferentes geometrías, se eligen las tres mejores bombas priorizadas por el programa a la PIP actual de las bombas (**Anexo A y Anexo B**) las cuales coinciden con aquellas que requieren una menor potencia (HP) a menores presiones de inyección (psi), asegurando que esta última no exceda la presión determinada como máxima en cada uno de los pozos.

Las bombas hidráulicas se diferencian por sus geometrías, es decir, por las áreas correspondientes a la boquilla y la garganta de las mismas, las cuales determinan los parámetros de operación como lo son el caudal de fluido motriz requerido, la presión de inyección del mismo y el caudal de cavitación de la bomba. Las bombas proporcionadas por el proveedor de preferencia de la empresa, son nombradas mediante una letra y un número, ejemplo: G:14, donde la letra hace referencia al área de la boquilla y el número al área de la garganta. La relación entre estas debe asegurar el efecto Venturi en el sistema (principio de funcionamiento), aumentando la velocidad del fluido motriz y permitiendo la mezcla de este con el fluido de producción en la garganta. A partir de la corrida inicial realizada en cada pozo, el software propone un listado de diferentes configuraciones que permitan la

producción bajo las condiciones suministradas. Se seleccionaron las tres mejores geometrías para cada pozo, basados en los menores valores de potencia requerida por las bombas, una presión de inyección dentro del rango establecido para cada productor según el pozo inyector asociado, y un caudal de inyección menor al caudal de cavitación.

3.3.2.1 Configuraciones pozo M_040H

Cuadro 19. Configuración 1 pozo M_040H

CONFIGURACIÓN No 1					
BOQUILLA:		G	A int:		0.05
GARGANTA:		14.00	A int:		0.22
Q (BPD)	P _{FM} (psi)	Q _{FM} (BPD)	CAV RATE (BPD)	HP	KW
2083.11	3155	3755	5353	223.78	166.94
2093.75	3168	3763	5340	225.18	167.98
2210.07	3310	3844	5187	240.34	179.29
2326.39	3454	3925	5031	256.08	191.03
2442.71	3599	4004	4869	272.20	203.06
2559.03	3747	4083	4702	288.98	215.58
2675.34	3897	4161	4529	306.29	228.49
2791.66	4049	4239	4349	324.20	241.86
2907.98	4204	4316	4161	342.73	255.68
3024.30	4362	4393	3965	361.95	270.02

Fuente: PRODUCTION & LIFTING SERVICES. Software P.&L.S.

Configuración No. 1 - G:14: en las condiciones actuales del pozo, PIP de 904.571429 psi y un caudal de fluido total de 2083.11286 BFPD, esta configuración requiere de 224 caballos de fuerza como potencia para el funcionamiento óptimo y la producción del caudal mencionado. Inicialmente el caudal de inyección de fluido motriz es de 3755 BWPD a una presión de 3155 psi, esto corresponde al 23.63% del caudal actual de inyección del pozo M_017 (pozo inyector asociado), y superando la presión en cabeza del inyector en 1909.57 psi.

A medida que disminuye la PIP y aumenta la tasa de fluido a producir, el caudal de cavitación de la bomba se reduce y el caudal de fluido motriz a inyectar incrementa, llevando a una diferencia más pequeña entre estos caudales y afectando negativamente la eficiencia de la bomba. Esto se puede evidenciar comparando los datos a una presión de entrada de la bomba de 800 psi donde su caudal de producción es de 2326.39 BFPD y la diferencia entre el caudal de cavitación y el caudal de inyección es de 1106 BPD, mientras que para una PIP de 650 psi con un

caudal de producción de 2675.34 BFPD, la diferencia entre los dos caudales es de 368 BPD.

Cuando la diferencia de los caudales de inyección y de cavitación es igual o menor a cero, la bomba comienza a cavitarse debido a que la cantidad de fluido motriz inyectado sobrepasa la capacidad que tiene esta para su óptimo funcionamiento, disminuyendo rápidamente su vida útil. Para esta configuración se observa que el punto de cavitación se encuentra dentro del rango de 600 y 550 psi (presión de entrada de la bomba), donde este primer punto cuenta con una diferencia de caudales de 110 BPD y el segundo de -155 BPD. Al momento de implementar esta geometría se recomienda mantener el sistema en un rango de PIP entre 904.57 (actual) y 600 psi, es decir, entre los caudales de producción de 2083.11 y 2791.66 BFPD. La configuración corresponde a un área interior de boquilla y garganta de 0.0452 in² y 0.2165 in² respectivamente, cuya relación es de 0.2088 encontrándose dentro del rango del proveedor.

Cuadro 20 Configuración 2 pozo M_040H

CONFIGURACIÓN No 2					
BOQUILLA: G+		A int:	0.06		
GARGANTA: 14.00		A int:	0.22		
Q (BPD)	P _{FM} (psi)	Q _{FM} (BPD)	CAV RATE (BPD)	HP	KW
2083.11	2540	4277	5025	205.20	153.08
2093.75	2551	4286	5012	206.52	154.07
2210.07	2670	4380	4869	220.90	164.79
2326.39	2790	4474	4722	235.78	175.89
2442.71	2912	4567	4571	251.21	187.40
2559.03	3036	4659	4414	267.18	199.31
2675.34	3163	4750	4251	283.79	211.71
2791.66	3291	4841	4082	300.93	224.50
2907.98	3423	4931	3906	318.82	237.84
3024.30	3557	5021	3722	337.35	251.66

Fuente: PRODUCTION & LIFTING SERVICES. Software P.&L.S.

Configuración No.2 - G+:14: actualmente, el pozo presenta una PIP de 904.571429 psi a un caudal de fluido total de 2083.11286 BFPD, esta configuración requiere de 205 caballos de fuerza como potencia para el funcionamiento óptimo y

la producción del caudal mencionado. Inicialmente el caudal de inyección de fluido motriz es de 4277 BWPD a una presión de 2540 psi, esto corresponde al 26.92% del caudal actual de inyección del pozo M_017, y superando la presión en cabeza del inyector en 1294.5714 psi.

Se observa que el punto de cavitación se encuentra dentro del rango de 750 y 700 psi (presión de entrada de la bomba), donde este primer punto cuenta con una diferencia de caudales de 4 BPD y el segundo de -245 BPD. Al momento de implementar esta geometría se recomienda mantener el sistema en un rango de PIP entre 904.57 (actual) y 750 psi, es decir, entre los caudales de producción de 2083.11 y 2442.70 BFPD. La configuración corresponde a un área interior de boquilla y garganta de 0.0557 in² y 0.2165 in² respectivamente, cuya relación es de 0.2573 encontrándose dentro del rango del proveedor.

Cuadro 21. Configuración 3 pozo M_040H

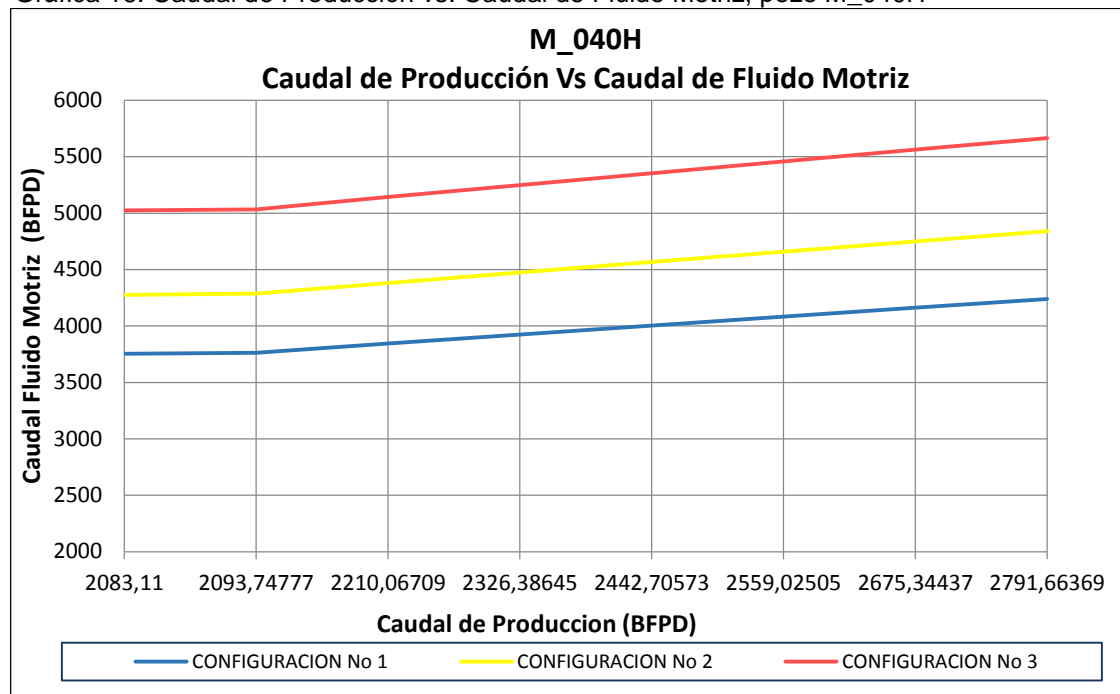
CONFIGURACIÓN No 3					
BOQUILLA:		H	A int:	0.07	
GARGANTA:		15.00	A int:	0.26	
Q (BPD)	P _{FM} (psi)	Q _{FM} (BPD)	CAV RATE (BPD)	HP	KW
2083.11	2492	5024	6078	236.49	176.42
2093.75	2502	5034	6063	237.91	177.48
2210.07	2613	5142	5890	253.79	189.33
2326.39	2725	5249	5712	270.18	201.55
2442.71	2839	5354	5529	287.11	214.18
2559.03	2955	5458	5339	304.65	227.27
2675.34	3072	5562	5142	322.74	240.77
2791.66	3190	5664	4938	341.29	254.60
2907.98	3311	5766	4725	360.61	269.02
3024.30	3434	5868	4502	380.62	283.95

Fuente: PRODUCTION & LIFTING SERVICES. Software P.&L.S.

Configuración No.3 - H:15: el pozo presenta una PIP de 904.571429 psi y un caudal de fluido total de 2083.11286 BFPD, en sus condiciones actuales de producción. Esta configuración requiere de 236 caballos de fuerza como potencia. Inicialmente el caudal de inyección de fluido motriz es de 5024 BWPD a una presión de 2492 psi, esto corresponde al 31.6179% del caudal actual de inyección del pozo asociado M_017 y superando la presión en cabeza del inyector en 1246.5714 psi.

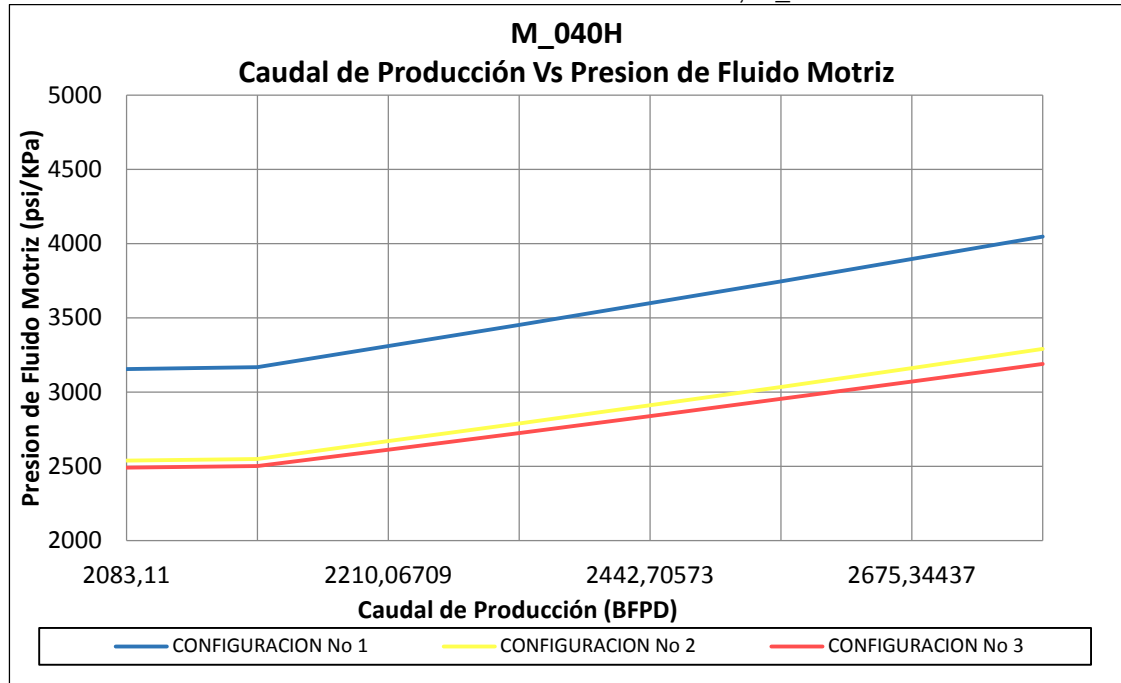
Según las diferentes corridas realizadas para el pozo M_040H, se observa que el punto de cavitación se encuentra dentro del rango de 750 y 700 psi, donde este primer punto cuenta con una diferencia de caudales de 175 psi y el segundo de - 119 psi. Se recomienda mantener el sistema en un rango de PIP entre 904.57 y 750 psi, es decir, entre los caudales de producción de 2083.11 y 2442.70 BFPD. La configuración corresponde a un área interior de boquilla y garganta de 0.0661 in² y 0.2606 in² respectivamente, cuya relación es de 0.2536 encontrándose dentro del rango del proveedor.

Gráfica 16. Caudal de Producción vs. Caudal de Fluido Motriz, pozo M_040H



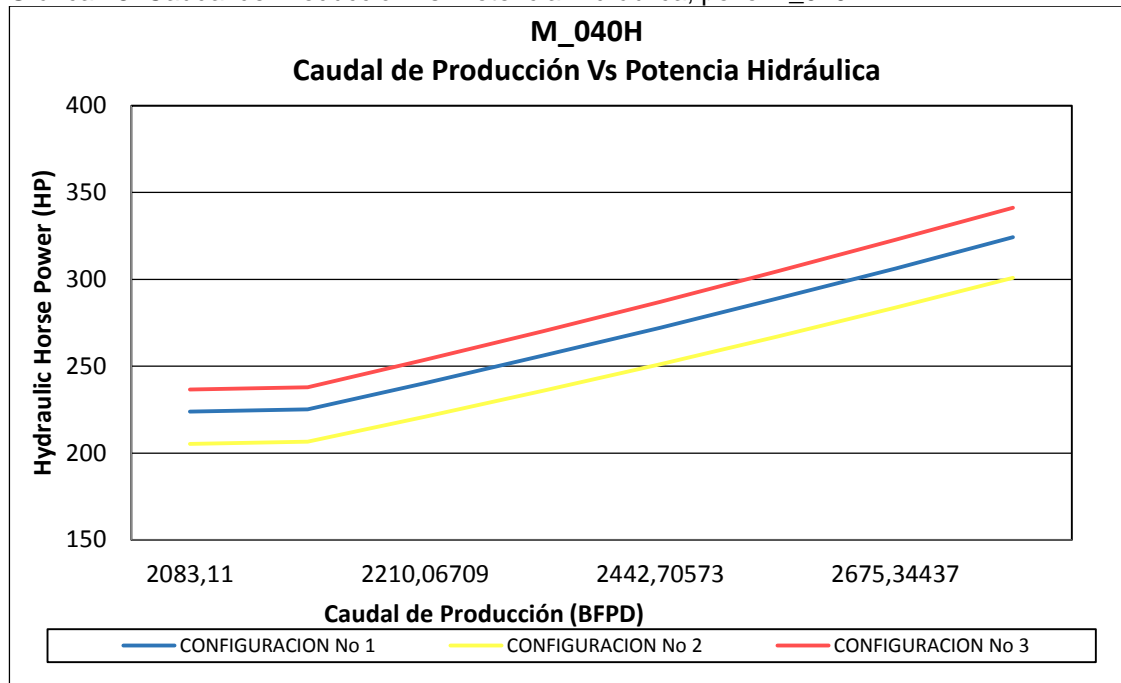
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 17. Caudal de Producción vs. Presión de Fluido Motriz, M_040H



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 18. Caudal de Producción vs. Potencia Hidráulica, pozo M_040H



Fuente: elaboración propia.

En la **Gráfica 16** muestra el comportamiento del caudal de producción con respecto al caudal de fluido motriz requerido por cada configuración analizada anteriormente. Se observa una tendencia similar en las tres geometrías de bomba donde a mayor caudal de fluido de producción mayor requerimiento de fluido motriz; la configuración número uno (G:14) necesita de un volumen menor de agua de inyección para mover los fluidos hacia superficie a comparación de las otras dos configuraciones.

La **Gráfica 17** representa la presión requerida por el fluido motriz para mover el caudal de producción, donde su tendencia en las tres configuraciones es similar, observando que a medida que una bomba necesita un mayor caudal de agua la presión de inyección de esta va a ser menor, para así lograr las velocidades optimas en la boquilla y la garganta del bombeo hidráulico; siendo la configuración G:14 la que requiere una mayor presión. Todas las geometrías superan la presión de inyección máxima establecida según el pozo inyector asociado (M_017), por tanto, no se puede lograr esta condición de operación utilizando únicamente el sistema de inyección del campo.

La eficiencia del bombeo hidráulico para el pozo M_040H se evidencia en la **Gráfica 18** mediante la comparación de la potencia hidráulica requerida para la producción de caudales específicos de fluidos, donde se observa que la configuración numero dos (G+:14) presenta una mejor eficiencia, sin embargo, las demás geometrías se encuentran cercanas a esta línea de tendencia. Dados estos resultados se selecciona como prospecto la primera configuración debido a que a pesar no tener la mejor eficiencia, su rango de operación es más amplio respecto a la cavitación de la bomba, sin embargo, se realizó el estudio de las curvas VLP con respecto a la IPR, para conocer si realmente es viable la implementación de esta bomba.

3.3.2.2 Configuraciones pozo MT_005

Cuadro 22. Configuración 1 pozo MT_005

CONFIGURACIÓN No 1					
BOQUILLA:		H	A	int:	0.07
GARGANTA:		16.00	A	int:	0.26
Q (BPD)	P _{FM} (psi)	Q _{FM} (BPD)	CAV RATE (BPD)	HP	KW
3361.14	992	2769	7364	51.88	38.71
3453.89	1069	2895	7242	58.46	43.61
3626.59	1213	3118	7009	71.44	53.29
3799.29	1359	3328	6769	85.43	63.73

Cuadro 23. (Continuación)

CONFIGURACIÓN No 1					
BOQUILLA:		H	A	int:	0.07
GARGANTA:		16.00	A	int:	0.26
3971.98	1506	3526	6519	100.30	74.83
4144.68	1656	3716	6260	116.24	86.71
4317.37	1808	3899	5990	133.16	99.33
4490.07	1962	4076	5707	151.06	112.69
4662.76	2120	4249	5410	170.15	126.93
4835.46	2282	4417	5096	190.39	142.03

Fuente: PRODUCTION & LIFTING SERVICES. Software P.&L.S.

Configuración No. 1 - H:16: en las condiciones actuales del pozo, PIP de 826.857143 psi y un caudal de fluido total de 3361.13571 BFPD, esta configuración requiere de 52 caballos de fuerza como potencia para el funcionamiento óptimo y la producción del caudal mencionado. Inicialmente el caudal de inyección de fluido motriz es de 2769 BWPD a una presión de 992 psi, esto corresponde al 26.18% del caudal actual de inyección del pozo MT_006 (pozo inyector asociado), y manteniéndose por debajo de la presión en cabeza del inyector en 253.4586 psi.

A medida que disminuye la PIP y aumenta la tasa de fluido a producir, el caudal de cavitación de la bomba se reduce y el caudal de fluido motriz a inyectar incrementa, llevando a una diferencia más pequeña entre estos caudales y afectando negativamente la eficiencia de la bomba. Esto se puede evidenciar comparando los datos a una presión de entrada de la bomba de 700 psi donde su caudal de producción es de 3799.29 BFPD y la diferencia entre el caudal de cavitación y el caudal de inyección es de 3441 BPD, mientras que para una PIP de 550 psi con un caudal de producción de 4317.37 BFPD, la diferencia entre los dos caudales es de 2091 BPD.

Cuando la diferencia de los caudales de inyección y de cavitación es igual o menor a cero, la bomba comienza a cavitarse debido a que la cantidad de fluido motriz inyectado sobrepasa la capacidad que tiene esta para su óptimo funcionamiento, disminuyendo rápidamente su vida útil. Para esta configuración, se realizaron corridas desde la PIP actual del pozo hasta 400 psi, rango en el cual no se observó cavitación de la bomba, sin embargo, de llegar a implementar esta geometría, se recomienda mantener el sistema dentro del rango de PIP evaluado. La configuración corresponde a un área interior de boquilla y garganta de 0.0661 in² y 0.3127 in²

respectivamente, cuya relación es de 0.2114 encontrándose dentro del rango del proveedor.

Cuadro 24. Configuración 2 pozo MT_005

CONFIGURACIÓN No 2					
BOQUILLA:		I	A	int:	0.09
GARGANTA:		16.00	A	int:	0.31
Q (BPD)	P _{FM} (psi)	Q _{FM} (BPD)	CAV RATE (BPD)	HP	KW
3361.14	854	3339	6785	53.86	40.18
3453.89	916	3488	6672	60.35	45.02
3626.59	1033	3752	6458	73.21	54.61
3799.29	1151	4001	6236	86.99	64.89
3971.98	1271	4237	6007	101.72	75.88
4144.68	1393	4464	5768	117.46	87.62
4317.37	1518	4682	5519	134.25	100.15
4490.07	1645	4895	5258	152.10	113.47
4662.76	1776	5102	4984	171.16	127.68
4835.46	-	-	-	-	-

Fuente: PRODUCTION & LIFTING SERVICES. Software P.&L.S.

Configuración No.2 - I:16: actualmente el pozo presenta una PIP de 826.857143 psi y un caudal de fluido total de 3361.13571 BFPD, esta configuración requiere de 54 caballos de fuerza como potencia para el funcionamiento óptimo y la producción del caudal mencionado. Inicialmente el caudal de inyección de fluido motriz es de 3339 BWPD a una presión de 854 psi, esto corresponde al 31.57% del caudal actual de inyección del pozo MT_006 (pozo inyector asociado), y manteniéndose por debajo de la presión en cabeza del inyector en 391.4286 psi.

Cuando la diferencia de los caudales de inyección y de cavitación es igual o menor a cero, la bomba comienza a cavitarse debido a que la cantidad de fluido motriz inyectado sobrepasa la capacidad que tiene esta para su óptimo funcionamiento, disminuyendo rápidamente su vida útil. Para esta configuración se observa que el punto de cavitación se encuentra dentro del rango de 500 y 450 psi (presión de entrada de la bomba), donde este primer punto cuenta con una diferencia de caudales de 363 BPD y el segundo de -118 BPD. Al momento de implementar esta

geometría se recomienda mantener el sistema en un rango de PIP entre 826.857143 (actual) y 500 psi, es decir, entre los caudales de producción de 3361.13571 y 4490.07 BFPD, además, al realizar la corrida a una PIP de 400 psi, el software no sugiere la utilización de esta. La configuración corresponde a un área interior de boquilla y garganta de 0.0855 in² y 0.3127 in² respectivamente, cuya relación es de 0.2734 encontrándose dentro del rango del proveedor.

Cuadro 25. Configuración 3 pozo MT_005

CONFIGURACIÓN No 3					
BOQUILLA:		I	A int:	0.09	
GARGANTA:		17.00	A int:	0.38	
Q (BPD)	P _{FM} (psi)	Q _{FM} (BPD)	CAV RATE (BPD)	HP	KW
3361.14	878	3379	8645	56.04	41.80
3453.89	945	3536	8502	63.12	47.09
3626.59	1072	3811	8229	77.17	57.57
3799.29	1199	4069	7946	92.15	68.75
3971.98	1328	4313	7654	108.19	80.71
4144.68	1458	4547	7349	125.22	93.42
4317.37	1591	4771	7032	143.38	106.96
4490.07	1725	4987	6700	162.49	121.22
4662.76	1862	5197	6351	182.78	136.36
4835.46	2001	5403	5982	204.22	152.34

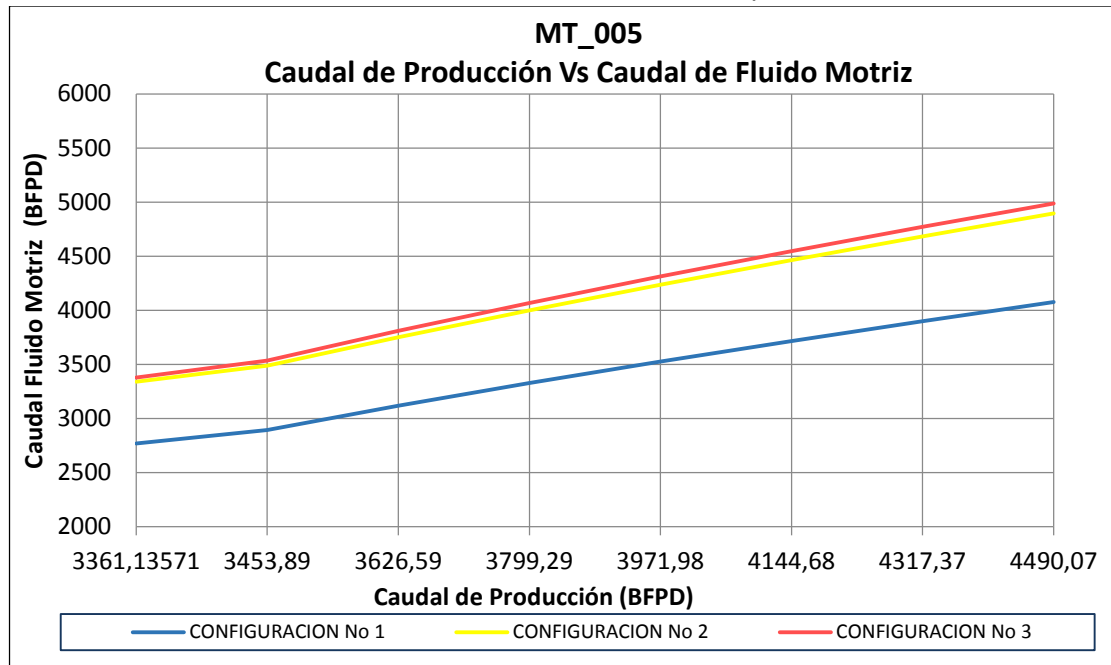
Fuente: PRODUCTION & LIFTING SERVICES. Software P.&.L.S.

Configuración No. 3 - I:17: El pozo presenta una PIP de 826.857143 psi y un caudal de fluido total de 3361.13571 BFPD, esta configuración requiere de 56 caballos de fuerza como potencia para el funcionamiento óptimo y la producción del caudal mencionado. Inicialmente el caudal de inyección de fluido motriz es de 3379 BWPD a una presión de 878 psi, esto corresponde al 31.57% del caudal actual de inyección del pozo MT_006 (pozo inyector asociado), y manteniéndose por debajo de la presión en cabeza del inyector en 367.4286 psi.

Cuando la diferencia de los caudales de inyección y de cavitación es igual o menor a cero, la bomba comienza a cavitarse debido a que la cantidad de fluido motriz inyectado sobrepasa la capacidad que tiene esta para su óptimo funcionamiento, disminuyendo rápidamente su vida útil. Para esta configuración, se realizaron corridas desde la PIP actual del pozo hasta 400 psi, rango en el cual no se observó

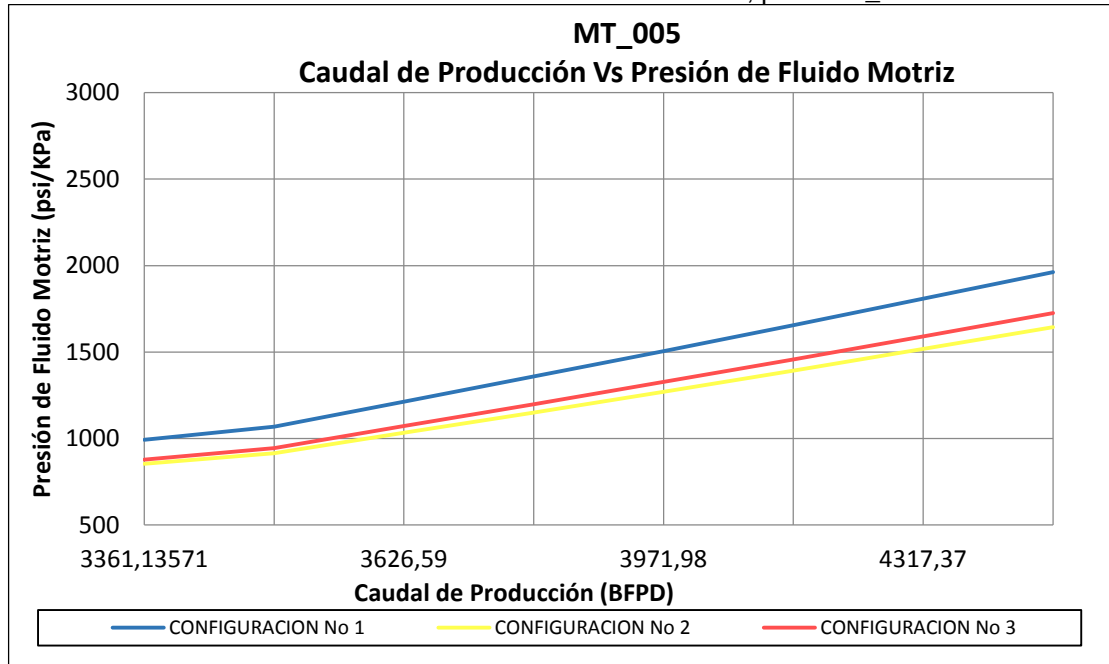
cavitación de la bomba, sin embargo, de llegar a implementar esta geometría, se recomienda mantener el sistema dentro del rango de PIP evaluado. La configuración corresponde a un área interior de boquilla y garganta de 0.0855 in^2 y 0.375 in^2 respectivamente, cuya relación es de 0.228 encontrándose dentro del rango del proveedor.

Gráfica 19. Caudal de Producción vs. Caudal de Fluido Motriz, pozo MT_005



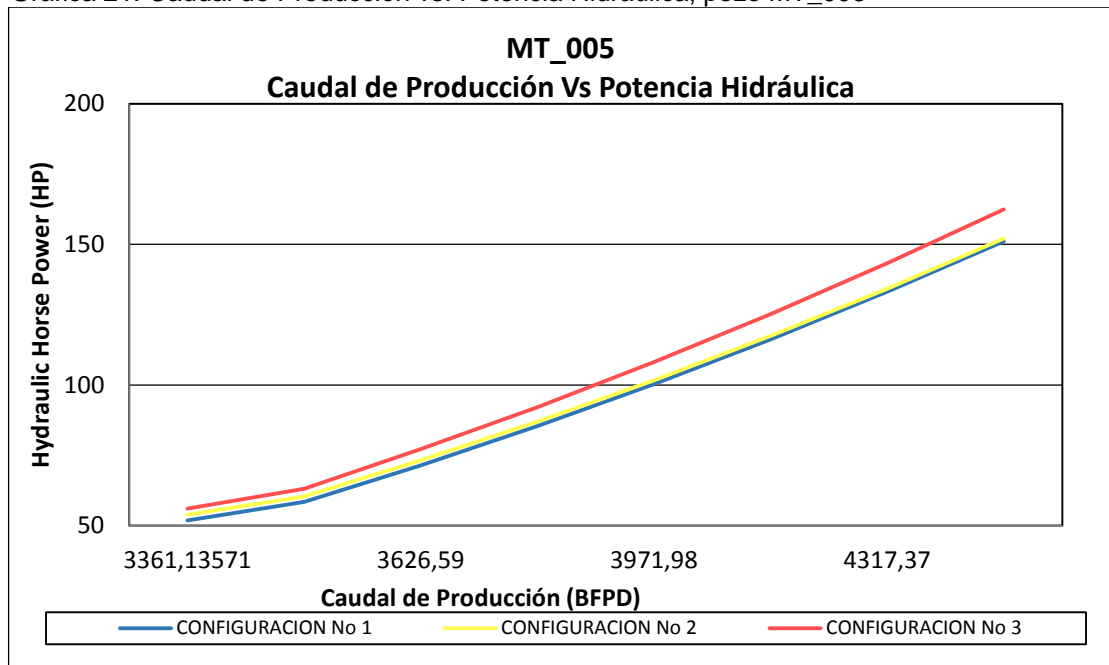
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 20. Caudal de Producción vs. Presión de Fluido Motriz, pozo MT_005



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 21. Caudal de Producción vs. Potencia Hidráulica, pozo MT_005



Fuente: elaboración propia.

En la **gráfica 19** muestra el comportamiento del caudal de producción con respecto al caudal de fluido motriz requerido por cada configuración analizada anteriormente.

Se observa una tendencia similar en las tres geometrías de bomba donde a mayor caudal de fluido de producción mayor requerimiento de fluido motriz; la configuración número uno (H:16) necesita de un volumen menor de agua de inyección para mover los fluidos hacia superficie a comparación de las otras dos configuraciones.

La **gráfica 20** representa la presión requerida por el fluido motriz para mover el caudal de producción, donde su tendencia en las tres configuraciones es similar, observando que a medida que una bomba necesita un mayor caudal de agua la presión de inyección de esta va a ser menor, para así lograr las velocidades optimas en la boquilla y la garganta del bombeo hidráulico; siendo la configuración H:16 la que requiere una mayor presión. Todas las geometrías se encuentran por debajo de la presión de inyección máxima establecida según el pozo inyector asociado (MT_006).

La eficiencia del bombeo hidráulico para el pozo MT_005 se evidencia en la **gráfica 21** mediante la comparación de la potencia hidráulica requerida para la producción de caudales específicos de fluidos, donde se observa que la configuración número uno (H:16) presenta una mejor eficiencia. Dados estos resultados se selecciona como prospecto la primera configuración debido a que tiene la mejor eficiencia y no presenta cavitación en ninguna de las corridas realizadas.

3.3.2.3 Comparación eficiencias. En los **cuadros 26 y 27** se presentan los valores de eficiencia de cada una de las configuraciones del bombeo hidráulico y del bombeo electrosumergible actualmente implementado, con respecto a la potencia requerida para la producción del caudal actual de fluido en los pozos M_040H y MT_005 respectivamente.

Cuadro 26. Eficiencia de cada configuración de diseño a condiciones actuales en el pozo M_040H

EFICIENCIA						
BES	G:14	Diferencia	G+:14	Diferencia	H:15	Diferencia
HP/BFPD	HP/BFPD	Δ (HP/BFPD)	HP/BFPD	Δ (HP/BFPD)	HP/BFPD	Δ (HP/BFPD)
0.144015	0.10753	0.036483	0.0984	0.045604	0.11329	0.030723

Fuente: elaboración propia, con base en: Software P.&.L.S.

Cuadro 27. Eficiencia de cada configuración de diseño a condiciones actuales en el pozo MT_005

EFICIENCIA						
BES	H:16	Diferencia	I:16	Diferencia	I:17	Diferencia
HP/BFPD	HP/BFPD	Δ (HP/BFPD)	HP/BFPD	Δ (HP/BFPD)	HP/BFPD	Δ (HP/BFPD)
0.066941	0.01547	0.0514707	0.01606	0.0508756	0.01666	0.0502806

Fuente: elaboración propia, con base en: Software P.&.L.S.

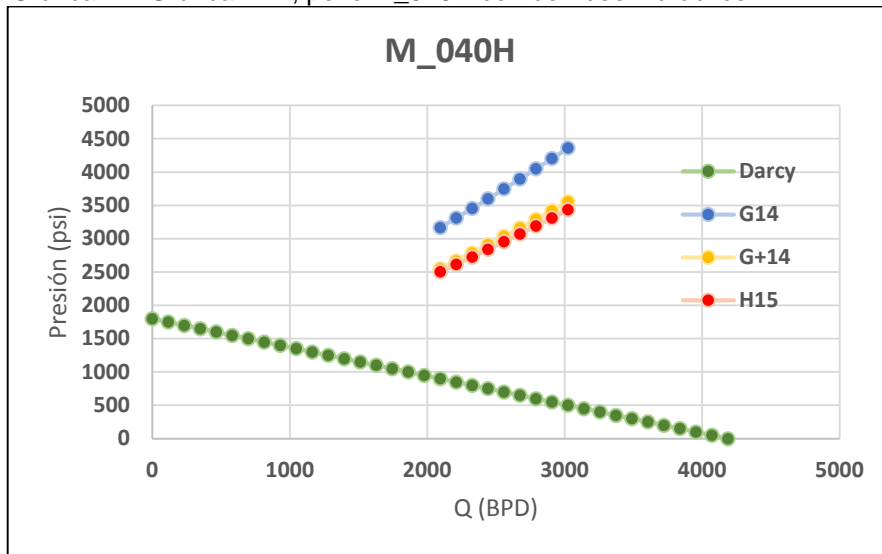
Para el pozo M_040H, según la comparación de eficiencia del equipo con el bombeo electrosumergible, el sistema jet requiere menor potencia para producir la misma cantidad de fluido, presentando un diferencial de 0.03648 HP/BFPD para la configuración No.1, un diferencial de 0.0456 HP/BFPD para la configuración No.2 y un diferencial de 0.0307 HP/BFPD para la configuración No. 3.

Mientras que para el pozo MT_005, el sistema jet presenta diferenciales mayores respecto a la potencia requerida por los sistemas para producir la misma cantidad de fluido, siendo el bombeo tipo jet el que menor cantidad de energía necesita, presentando un diferencial de 0.0514707 HP/BFPD para la configuración No.1, de 0.05087566 HP/BFPD para la configuración No.2 y un diferencial de 0.05028062 HP/BFPD para la configuración No. 3.

3.3.3 Curvas IPR vs VLP

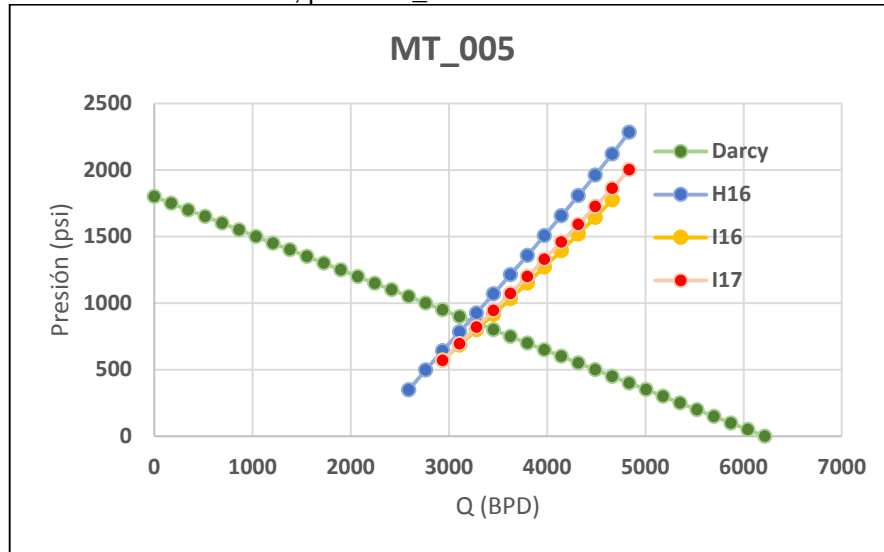
A continuación, se presenta la curva de demanda correspondiente al bombeo hidráulico diseñado vs la curva de oferta obtenida en el análisis nodal en los dos pozos seleccionados.

Gráfica 22. Gráfica VLP, pozo M_040H con bombeo hidráulico



Fuente: PRODUCTION & LIFTING SERVICES. Software P.&L.S.

Gráfica 23. Gráfica VLP, pozo MT_005 con bombeo hidráulico



Fuente: PRODUCTION & LIFTING SERVICES. Software P.&L.S.

- M_040H: Se realizó la comparación entre la curva de oferta del pozo y la curva de demanda respecto al bombeo hidráulico, donde se observa que ninguna de las tendencias de las tres configuraciones cruza con la IPR, por lo tanto, no se puede determinar un punto óptimo de operación. Debido a esto el sistema podría presentar fallas tempranas al momento de su instalación.
- MT_005: Mediante la comparación entre las curvas de oferta y demanda, se observa que las tres configuraciones analizadas tienen un punto óptimo de operación cercano entre sí, el cual en promedio corresponde a un caudal de producción de 3281.2027 BFPD a una presión de entrada a la bomba de 820 psi, evidenciando la viabilidad de la implementación del nuevo sistema de levantamiento artificial, sin embargo, la curva VLP de la configuración H:16 presenta un rango más amplio de operación a medida que aumenta el caudal a producir.

Se puede observar que la viabilidad de la implementación del bombeo hidráulico bajo las condiciones de la utilización del sistema de inyección del campo y las VLP graficadas, es mejor en el pozo MT_005. Esto puede ser consecuencia de que la altura estática de fluido es mayor respecto a la del pozo M_040H; lo anterior se refleja en la profundidad a la cual se encuentra la bomba electrosumergible en cada uno de ellos (BES en MT_005 @ 2189.81 ft; BES en M_040H @ 4913.99 ft) asegurando la sumergencia de la misma, condición que se debe cumplir de igual manera en el bombeo hidráulico.

3.4 OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA

El indicador clave de rendimiento KPI, se calcula a partir del consumo energético requerido por cada uno de los bombes; el **Cuadro 28** muestra el resultado del consumo del bombeo electrosumergible y los datos necesarios para su cálculo.

Cuadro 28. Consumo energético, bombeo electrosumergible

Pozo	Voltaje (V)	Corriente (Amp)	Eficiencia	Consumo (kWh)
M_040H	1421	124	0.8	244.1554244
MT_005	2682	50.9	0.8	189.15907

Fuente: elaboración propia, con base en: Lifting cost del campo M, Cepsa Colombia, 2019.

En el **cuadro 29** se muestra la comparación de KPI de los dos sistemas de levantamiento artificial en los dos pozos seleccionados en el diseño.

Cuadro 29. Comparación KPI, del BES y bombeo hidráulico

Pozo	Producción actual (BFPD)	Consumo BES (kWh)	KPI BES (kWh/BFPD)	Consumo BH (kWh)	KPI BH (kWh/BFPD)	Δ KPI (kWh/BFPD)	Δ KPI relativo (%)
M_040H	2083.11286	244.1554244	0.117207008	167	0.08016848	-0.03703852	-31.6009462
MT_005	3361.13571	189.15907	0.05627832	39	0.01160322	-0.0446751	-79.3824319

Fuente: elaboración propia.

Según el cálculo realizado del consumo energético de la bomba electrosumergible instalada actualmente en los pozos M_040H y MT_005, el voltaje requerido en superficie se comporta inversamente proporcional a la corriente del motor en fondo debido a la resistencia eléctrica generada en el sistema; a partir del **Cuadro 28** se observa que el consumo es superior en el pozo M_040H en 54.9963 kWh con respecto al MT_005, debido a que la columna estática del fluido del primer pozo tiene una altura menor, es decir, el yacimiento aporta menos energía para la producción de los fluidos, por tanto, la bomba requiere un mayor esfuerzo para llevar estos a superficie.

La optimización energética se mide a partir del indicador clave de rendimiento KPI el cual relaciona el consumo energético requerido para producir un volumen específico de fluido, se calculó a partir de la producción actual de cada uno de los pozos. Los diferenciales de KPI ($KPI_{BH} - KPI_{BES}$) de ambos pozos analizados se evidencian en el **Cuadro 29**, donde estos se encuentran por debajo de cero, es decir, que mediante la utilización del bombeo hidráulico en éstos existe una optimización energética a condiciones actuales de producción de cada pozo.

En el pozo M_040H el diferencial de indicadores permite observar que el bombeo Electrosumergible requiere 77.16 kWh más que el bombeo hidráulico para producir 2083.1129 barriles de fluido total, superando el consumo energético de este último en un 31.601%. En el pozo MT_005 se observa un comportamiento similar entre el KPI del bombeo electrosumergible y el KPI del bombeo hidráulico, donde el primero utiliza 150.16kWh más que el segundo para producir un caudal de fluido de 3361.1357 barriles, donde el bombeo hidráulico muestra una optimización energética del 79.38%. Estas condiciones descritas para ambos pozos analizados establecen una mayor utilidad económica en un OPEX para el bombeo hidráulico.

3.5 EVALUACIÓN FINANCIERA

Se realizó la evaluación financiera del cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible a bombeo hidráulico teniendo en cuenta que el estudio solo se realiza a los dos pozos seleccionados previamente; mediante la comparación de indicadores económicos tales como costo – beneficio, valor presente neto y periodo de recuperación de la inversión.

3.5.1 Indicador Costo-Beneficio. Después de realizar el procedimiento descrito en la sección 2.5.1, se obtienen los siguientes datos de balance financiero para el sistema prospectivo (Bombeo hidráulico), teniendo en cuenta los resultados de consumo energético de la sección 3.4.

Cuadro 30. Costo asociado al consumo energía eléctrica, bombeo hidráulico

Bombeo hidráulico	
Pozos	Consumo (\$USD)
M_040H	259
MT_005	60

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 31. Balance financiero, bombeo hidráulico

Balance Bombeo Hidráulico					
Pozos	Producción (BOPD)	Ventas (\$Us)	Transporte (\$Us)	Gastos Producción (\$Us)	Neto (\$Us)
M_040H	70.4	4388	617	533	3238
MT_005	91.1	5678	798	455	4425

Fuente: elaboración propia, con base en: Reportes de lifting cost del campo, Cepsa Colombia, 2019.

Según el **Cuadro 8** los gastos de producción del pozo M_040H son \$USD 652, donde el 57.98% corresponde al consumo energético asociado al sistema de levantamiento correspondiente al bombeo electrosumergible y lo demás hace referencia al tratamiento de los fluidos de producción en superficie, regalías y el transporte de estas. Al realizar el estudio de la implementación de bombeo hidráulico en este pozo, el consumo energético es asociado al costo de la potencia requerida por el equipo en condiciones actuales de producción dando como resultado un precio de consumo de \$USD 259, reduciendo el porcentaje a 48.56% asociado a los gastos de producción. (**Cuadro 30**)

Los gastos de producción del pozo MT_005 son \$USD 687 donde el 42.65% corresponde al consumo energético asociado al sistema de levantamiento correspondiente al BES y lo restante hace referencia al tratamiento del agua y el crudo en las facilidades de producción y regalías con el transporte de las mismas. Se realizó el análisis anterior con los datos respectivos a la posible implementación de bombeo hidráulico en este pozo, donde el consumo energético es asociado a las condiciones de producción actuales dando como resultado un precio de consumo de \$USD 60, reduciendo el porcentaje a 13.28% asociado a los gastos de producción. (**Cuadro 31**)

A continuación, se muestra los resultados del índice de costo - beneficio de cada uno de los pozos respecto al sistema de levantamiento actualmente implementado y el prospectivo.

Cuadro 32. Comparación del Indicador costo-beneficio, para BES y bombeo hidráulico

SLA/Pozos	Costo/Beneficio	
	M_040H	MT_005
BES	4.78374233	6.1033479
Bombeo hidráulico	6.08108095	9.7366125

Fuente: elaboración propia.

Teniendo en cuenta lo descrito en la metodología y los datos, el indicador costo – beneficio debe ser mayor a la unidad para que el proyecto sea viable. Los pozos estudiados presentan viabilidad con el sistema de levantamiento artificial implementado actualmente en el campo de 4.7837 para el pozo M_040H y 6.1033 para el MT_005. Sin embargo, se presenta un aumento en este indicador al analizar los gastos de producción en los pozos con bombeo hidráulico como SLA, del 27.12% en el pozo M_040H y del 59.53% en el MT_005

3.5.2 Valor presente neto (VPN). Los **Cuadros 33, 34, 35 y 36** presentan los resultados obtenidos a partir del cálculo del VPN a 3 años para los dos pozos seleccionados y ambos SLA contemplados.

Cuadro 33. VPN, BES pozo M_040H

Bombeo electrosumergible				
Año	Ventas (\$USD)	Transporte (\$USD)	Costos Producción (\$USD)	Neto (\$USD)
1	1579680	222120	234720	1122840
2	1484899.2	222120	234720	1028059.2
3	1395805.248	222120	234720	938965.25
VPN	\$ 1,958,980.09			

Fuente: elaboración propia

Cuadro 34. VPN, Bombeo hidráulico pozo M_040H

Bombeo hidráulico				
Año	Ventas (\$USD)	Transporte (\$USD)	Costos Producción (\$USD)	Neto (\$USD)
1	1579680	222120	191880	1165680
2	1484899.2	222120	191880	1070899.2
3	1395805.248	222120	191880	981805.248
VPN	\$ 2,042,603.77			

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 35. VPN, BES pozo MT_005

Bombeo electrosumergible				
Año	Ventas (\$USD)	Transporte (\$USD)	Costos Producción (\$USD)	Neto (\$USD)
1	2044080	287280	247320	1509480
2	1921435.2	287280	247320	1386835.2
3	1806149.088	287280	247320	1271549.1
VPN	\$ 2,722,191.66			

Fuente: elaboración propia

Cuadro 36. VPN, Bombeo Hidráulico pozo MT_005

Bombeo hidráulico				
Año	Ventas (\$USD)	Transporte (\$USD)	Costos Producción (\$USD)	Neto (\$USD)
1	2044080	287280	163800	1593000
2	1921435	287280	163800	1470355.2
3	1806149	287280	163800	1355069.088
VPN	\$ 2,885,222.70			

Fuente: elaboración propia.

A partir de los resultados obtenidos en el diseño de bombeo hidráulico del pozo M_040H, este requiere instalación de equipo de superficie para su implementación, por tanto, se toma el valor de inversión que incluye este en su totalidad para realizar los cálculos de VPN y periodo de recuperación. Como se puede observar, al realizar una comparación entre el **Cuadro 33 y 34**, el VPN del bombeo electrosumergible es más bajo que el del bombeo hidráulico, asegurando una mayor rentabilidad de este último sobre el primero.

El pozo MT_005 permite el uso del sistema de inyección para su implementación, por tanto, se toma el valor de inversión el cual no incluye el precio referente al equipo de superficie, para realizar los cálculos de VPN y periodo de recuperación. Como se puede observar, al realizar una comparación entre el **Cuadro 35 y 36**, el VPN del bombeo electrosumergible es más bajo que el del bombeo hidráulico, asegurando una mayor rentabilidad de este último sobre el primero.

3.5.3 Periodo de recuperación de la inversión (PR). Tomando un flujo de caja mostrada a continuación para cada uno de los dos pozos, se determinó un periodo de recuperación de la inversión del cambio de sistema de levantamiento artificial en el campo.

Cuadro 37. Flujo de caja pozo M_040H

	Año					
	0	1	2	3	4	5
Ventas (\$USD)		1,579,680	1,484,899	1,395,805	1,312,057	1,233,334
Transporte (\$USD)		222,120	222,120	222,120	222,120	222,120
Costos Producción (\$USD)		191,880	191,880	191,880	191,880	191,880
Costo Re-dress (\$USD)		17,500	17,500	17,500	17,500	17,500
Neto (\$USD)		1,148,180	1,053,399	964,305	880,557	801,834
Inversión (\$USD)	-78,000					

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 38. Flujo de caja pozo MT_005

	Año					
	0	1	2	3	4	5
Ventas (\$USD)		2,044,080	1,921,435	1,806,149	1,697,780	1,595,913
Transporte (\$USD)		287,280	287,280	287,280	287,280	287,280
Costos Producción (\$USD)		163,800	163,800	163,800	163,800	163,800
Costo Re-dress (\$USD)		17,500	17,500	17,500	17,500	17,500
Neto (\$USD)		1,575,500	1,452,855	1,337,569	1,229,200	1,127,333
Inversión	-24,000					

Fuente: elaboración propia.

La bomba hidráulica requiere de un mantenimiento (re-dress) donde se cambia la boquilla y la garganta del sistema para mantener esta en óptimas condiciones, el cual se incluye en el flujo de caja en los **Cuadros 37 y 38**.

Dado que la ecuación para determinar el periodo de recuperación utiliza valores presentes del flujo de caja neto y acumulado de los mismos, se muestra a continuación los valores obtenidos para ello.

Cuadro 39. Valores presentes pozo M_040H

Año	Valor actual	Valor actual acumulado
0	-78,000	-
1	918,544.00	-
2	674,175.49	1,592,719.49
3	493,724.29	2,086,443.77
4	360,676.12	2,447,119.89
5	262,744.81	2,709,864.70

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 40. Valores presentes pozo MT_005

Año	Valor actual	Valor actual acumulado
0	-24,000	-
1	1,260,400.00	-
2	929,827.33	2,190,227.33
3	684,835.37	2,875,062.70
4	503,480.38	3,378,543.08
5	369,404.59	3,747,947.67

Fuente: elaboración propia.

- Periodo de recuperación pozo M_040H:

$$PR_{M_{040H}} = \left| 2 + \left[\frac{-78000 - 1592719.49}{493724.19} \right] \right| = 1.38 \text{ años}$$

- Periodo de recuperación pozo MT_005:

$$PR_{MT_{005}} = \left| 2 + \left[\frac{-24000 - 2190227.33}{684835.37} \right] \right| = 1.23 \text{ años}$$

Ambos pozos tienen un periodo de recuperación de la inversión respecto a la implementación del bombeo hidráulico, entre el primer y segundo año, como se observa en la **Ecuación 13 y 14**.

4. CONCLUSIONES

- Se asociaron nueve pozos productores a uno o dos pozos inyectores, a partir de los cuales se seleccionaron cinco pozos prospectivos al cambio de bombeo electrosumergible a bombeo hidráulico bajo el marco de los parámetros de caudal de fluido total, índice de productividad y contenido de arena, plasmados en las matrices y los resultados obtenidos en el análisis nodal, donde estos cinco pozos se encuentran produciendo un caudal menor a 3500 bbls, con un contenido de arena en el fluido menor a 2 ppm y presentaron los menores AOF a partir del método de Darcy.
- Mediante el Software P.&L.S, se realizó el diseño del bombeo hidráulico para el pozo MT_005, donde la geometría seleccionada de bomba fue H:16 con una relación de áreas entre boquilla (0.0855 in^2) y garganta (0.3127 in^2) de 0.21. Esta configuración requiere menor potencia en comparación del bombeo electrosumergible para producir el caudal actual del pozo (3362.14 BFPD), presentando un diferencial de 0.051 HP/BFPD, además no presenta cavitación en las corridas realizadas desde la PIP actual del pozo (826.86 psi) hasta 400 psi.
- Al realizar el diseño del bombeo hidráulico para el pozo M_040H mediante el software P.&L.S, se seleccionó la geometría de bomba G:14 con una relación de áreas entre boquilla (0.0452 in^2) y garganta (0.2165 in^2) de 0.21. Esta configuración requiere menor potencia en comparación del bombeo electrosumergible para producir el caudal actual del pozo (2083.11 BFPD), presentando un diferencial de 0.037 HP/BFPD. La configuración G:14 presenta un rango de cavitación entre 600-550 psi, con un caudal de producción de 2083.11-2791.66 BFPD respectivamente.
- Según las corridas realizadas en el software P.&L.S, se observa que las configuraciones de bombeo hidráulico permiten el aumento del caudal producido, donde para el pozo MT_005 se logra incrementar la tasa de fluido total en 1474.32 BFPD mediante la implementación de la configuración No. 1 evaluada, y un incremento de hasta 438.15 BFPD utilizando las condiciones otorgadas por el sistema de inyección del campo, además de permitir la optimización energética a lo largo de la producción.
- Se observó que la viabilidad de la implementación del bombeo hidráulico bajo las condiciones de la utilización del sistema de inyección del campo y las VLP graficadas, es mejor en el pozo MT_005, con un punto óptimo de operación de 3281.20 BFPD a una PIP de 820 psi.

- En el pozo MT_005 el bombeo hidráulico presenta un KPI de 0.0116 kWh/BFPD mostrando un requerimiento energético de 113.16 kWh menos que el bombeo electrosumergible cuyo KPI es de 0.0563 kWh/BFPD, obteniendo una optimización energética del 59.82%.
- El diferencial de consumo eléctrico para el pozo M_040H indica que mediante la utilización del bombeo hidráulico se requieren 77.16 kWh menos que el bombeo electrosumergible para producir la misma cantidad de fluido, mostrando un diferencial de KPI de -0.037 kWh/BFPD, lo cual indica una optimización energética del 68.4%.
- Las presiones de inyección de fluido motriz en el pozo M_040H son superiores a la determinada por el pozo inyector M_017 (1246.57 psi), teniendo una diferencia de profundidad de la bomba de 2724.18 ft respecto al pozo MT_005, debido a que la altura estática del fluido es mayor en este último, por ende, la viabilidad del proyecto es mejor en este pozo.
- Los pozos estudiados presentan una mejora en el indicador costo-beneficio, del 27.12% en el pozo M_040H y del 59.53% en el MT_005, al analizar los gastos de producción en los pozos con bombeo hidráulico como SLA.
- Se observó mediante el indicador financiero VPN que la inversión en el pozo M_040H se maximiza en USD\$83,623.68 al implementar el bombeo hidráulico como SLA, mientras que en el pozo MT_005 muestra una maximización de USD\$163,031.04.

5. RECOMENDACIONES

- Estudiar la viabilidad de la implementación del bombeo hidráulico en el pozo M_040H utilizando equipos de superficie para la inyección del fluido motriz.
- Estudiar la capacidad de las facilidades de producción para recibir el volumen de mezcla compuesta por la producción del pozo y el fluido motriz inyectado.
- Evaluar mediante registros de producción el estado del casing del pozo MT_005 y la cementación del mismo, con la finalidad de conocer su resistencia frente a la utilización del bombeo hidráulico.

BIBLIOGRAFÍA

BARRENECHEA MARTEL, Ada. Manual I: Teoría, Capítulo 1, Aspectos fisicoquímicos de la calidad del agua. Disponible en: <http://www.bvsde.paho.org>

BILANZ QUALITAT. Índice de Langelier, Disponible en: www.bilanzqualitat.es

BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 4. Capítulo 2. Estado Unidos, 1984. p. 3-221.

BRUIJMEN, P.M. Analysis by Use of ESP Intake and discharge pressure gauge. Holanda, 2016. Paper, Society of Petroleum Engineers.

CEPSA. Reportes diarios de producción. Colombia. 2019.

_____ Reportes de lifting cost del campo. Colombia, 2019.

_____ Plan de desarrollo, 2017.

ESP OIL, INTERNATIONAL TRAINING GROUP. Análisis Nodal y Flujo multifásico. Capítulo 3. Flujo Multifásico en Tuberías. Venezuela, 2005. p. 94-104.

GALLO GUTIÉRREZ, Andrea & VÁSQUEZ BALLÉN, Carol Estephanía. Evaluación técnico financiera del cambio de sistema de levantamiento artificial actual por bombeo electrosumergible en cuatro pozos del campo La Cira Infantas. Bogotá, 2018. p. 89-91.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACION. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166 Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

KALWAR, Shuaib Ahmed & AWAN, Abdul Quddos. Optimum Selection & Application of Hydraulic Jet Pump for Well-1A: A Case Study. Abu Dhabi, 2017. Paper, Society of Petroleum Engineers.

MÚÑOZ RODRÍGUEZ, Álvaro Fabián. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Bucaramanga, 2007. p. 97 – 111.

NIETO VELÁSQUEZ, Alex Fabián. Estudio de la viabilidad del uso de potencia hidráulica del sistema de inyección, como insumo para sistemas de levantamiento artificial, en el bloque Caracara. Bucaramanga, 2017. p. 6-108.

PÉREZ GARCÍA, Juan Carlos. Alternativas en el Bombeo Hidráulico tipo Jet para optimizar la producción de hidrocarburos. Ciudad de México, 2013. p. 11.

PORRAS TIRADO, Javier Andrés & SUAREZ MEDINA, Juan Felipe. Evaluación técnico financiera de un sistema combinado Bombeo Mecánico e Hidráulico para la obtención de información del yacimiento por medio de registros de producción en un pozo en Campo Provincia. Bogotá, 2016. p. 76 – 77.

PORTAL DEL PETRÓLEO. Bombeo electrosumergible, Diseño. Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com>

PRODUCTION & LIFTING SERVICES S.A.S. Reporte diseño de bombeo hidráulico tipo jet. Drawdown. Bogotá, 2019.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. Ingeniería de producción, Capítulo VI, Bombeo hidráulico tipo pistón. Disponible en: <http://www.ingenieria.unam.mx>

ANEXOS

ANEXO A.
CONFIGURACIONES POZO M_040H

THE NEW COLEMAN PUMP COMPANY

Input Data

COMPANY:.....CEPSA	LEASE:.....M
WELL IDENTIFICATION:.....M_040H	REPRESENTATIVE:.....CEPSA
PUMP DEPTH:.....4913.99Feet	TUBING LENGTH TO PUMP:.....4913.99Feet
TUBING ID:.....2.992Inches	TUBING OD:3.5Inches
CASING ID.:8.755Inches	POWER FLUID:.....Water
BH TEMP.:.....199Deg F	FLOWING WH TEMP.:.....179Deg F
GAS LIQ. RATIO:.....8SCF/BBL	DESIGN LIQ. PROD. RATE:..2083.112857BBL/DAY
PROD. RETURN:.....Annulus	PRODUCED OIL GRAVITY:.....22.2API
PROD. WATER GRAV: (Sp.Gr.):.....1	PRODUCED GAS GRAVITY:.....0.999
WAT. FRAC.: (50% = 0.50):.....0.9770542574	SURFACE HYD. PRESS.:...1245.428571psig
PUMPING BHP:.....904.5714286psig	FLOWING WH PRESS.:.....115psig
Date: 09 - septiembre - 2019	

=====
Computed Output Data - English Units
=====

Pump Size	Power Press psig	Power Fluid Rate bblpd	Horse Power	Non-Cav Rate bblpd	Prod. Rate bblpd	Pumping Bot-hole psig	Nozzle Area inches	Throat Area inches
G:14	3155	3755	223	5353	2083	904	.0452	.2165

Hydraulic Jet Pump Analysis

THE NEW COLEMAN PUMP COMPANY

Input Data

COMPANY:.....CEPSA WELL IDENTIFICATION:.....M_040H PUMP DEPTH:.....4913.99Feet TUBING ID:.....2.992Inches CASING ID.:8.755Inches BH TEMP.:.....199Deg F GAS LIQ. RATIO:.....8SCF/BBL PROD. RETURN:.....Annulus PROD. WATER GRAV: (Sp.Gr.):.....1 WAT. FRAC.: (50% = 0.50):.....0.9770542574 PUMPING BHP:.....904.5714286psig Date:: 09 - septiembre - 2019	LEASE:.....M REPRESENTATIVE:.....CEPSA TUBING LENGTH TO PUMP:.....4913.99Feet TUBING OD:3.5Inches POWER FLUID:.....Water FLOWING WH TEMP.:.....179Deg F DESIGN LIQ. PROD. RATE:..2083.112857BBL/DAY PRODUCED OIL GRAVITY:.....22.2API PRODUCED GAS GRAVITY:.....0.999 SURFACE HYD. PRESS:....1245.428571psig FLOWING WH PRESS:.....115psig
---	--

=====
Computed Output Data - English Units
 =====

Pump Size	Power Press psig	Power Fluid Rate bblpd	Horse Power	Non-Cav Rate bblpd	Prod. Rate bblpd	Pumping Bot-hole psig	Nozzle Area inches	Throat Area inches
G+:14	2540	4277	205	5025	2083	904	.0557	.2165

Hydraulic Jet Pump Analysis

THE NEW COLEMAN PUMP COMPANY

Input Data

COMPANY:.....CEPSA WELL IDENTIFICATION:.....M_040H PUMP DEPTH:.....4913.99Feet TUBING ID:.....2.992Inches CASING ID.:8.755Inches BH TEMP.:.....199Deg F GAS LIQ. RATIO:.....8SCF/BBL PROD. RETURN:.....Annulus PROD. WATER GRAV: (Sp.Gr.):.....1 WAT. FRAC.: (50% = 0.50):.....0.9770542574 PUMPING BHP:.....904.5714286psig Date:: 09 - septiembre - 2019	LEASE:.....M REPRESENTATIVE:.....CEPSA TUBING LENGTH TO PUMP:.....4913.99Feet TUBING OD:3.5Inches POWER FLUID:.....Water FLOWING WH TEMP.:.....179Deg F DESIGN LIQ. PROD. RATE:..2083.112857BBL/DAY PRODUCED OIL GRAVITY:.....22.2API PRODUCED GAS GRAVITY:.....0.999 SURFACE HYD. PRESS:....1245.428571psig FLOWING WH PRESS:.....115psig
---	--

=====
Computed Output Data - English Units
 =====

Pump Size	Power Press psig	Power Fluid Rate bblpd	Horse Power	Non-Cav Rate bblpd	Prod. Rate bblpd	Pumping Bot-hole psig	Nozzle Area inches	Throat Area inches
H:15	2492	5024	236	6078	2083	904	.0661	.2606

Hydraulic Jet Pump Analysis

**ANEXO B.
CONFIGURACIONES POZO MT_005**

THE NEW COLEMAN PUMP COMPANY

Input Data

COMPANY:.....CEPSA WELL IDENTIFICATION:.....MT_005 PUMP DEPTH:.....2189.81Feet TUBING ID:.....2.992Inches CASING ID:.....6.276Inches BH TEMP:.....199Deg F GAS LIQ. RATIO:.....8SCF/BBL PROD. RETURN:.....Annulus PROD. WATER GRAV: (Sp.Gr.):.....1 WAT. FRAC.: (50% = 0.50):.....0.9759953587 PUMPING BHP:.....826.8571429psig Date: 09 - septiembre - 2019	LEASE:.....M REPRESENTATIVE:.....CEPSA TUBING LENGTH TO PUMP:.....2221.71Feet TUBING OD:.....3.5Inches POWER FLUID:.....Water FLOWING WH TEMP:.....161Deg F DESIGN LIQ. PROD. RATE:3361.135714BBL/DAY PRODUCED OIL GRAVITY:.....21.2API PRODUCED GAS GRAVITY:.....0.999 SURFACE HYD. PRESS:.....1245.428571psig FLOWING WH PRESS:.....136psig
---	---

=====
Computed Output Data - English Units
=====

Pump Size	Power Press psig	Power Fluid Rate bblpd	Horse Power	Non-Cav Rate bblpd	Prod. Rate bblpd	Pumping Bot-hole psig	Nozzle Area inches	Throat Area inches
H:16	992	2769	51	7364	3361	826	.0661	.3127

Hydraulic Jet Pump Analysis

THE NEW COLEMAN PUMP COMPANY

Input Data

COMPANY:.....CEPSA	LEASE:.....M
WELL IDENTIFICATION:.....MT_005	REPRESENTATIVE:.....CEPSA
PUMP DEPTH:.....2189.81Feet	TUBING LENGTH TO PUMP:.....2221.71Feet
TUBING ID:.....2.992Inches	TUBING OD:3.5Inches
CASING ID.:6.276Inches	POWER FLUID:.....Water
BH TEMP.:.....199Deg F	FLOWING WH TEMP.:.....161Deg F
GAS LIQ. RATIO:.....8SCF/BBL	DESIGN LIQ. PROD. RATE:..3361.135714BBL/DAY
PROD. RETURN:.....Annulus	PRODUCED OIL GRAVITY:.....21.2API
PROD. WATER GRAV: (Sp.Gr.):.....1	PRODUCED GAS GRAVITY:.....0.999
WAT. FRAC.: (50% = 0.50):.....0.9759953587	SURFACE HYD. PRESS:....1245.428571psig
PUMPING BHP:.....826.8571429psig	FLOWING WH PRESS:.....136psig
Date: 09 - septiembre - 2019	

=====
 Computed Output Data - English Units
 =====

Pump Size	Power Press psig	Power Fluid Rate bblpd	Horse Power	Non-Cav Rate bblpd	Prod. Rate bblpd	Pumping Bot-hole psig	Nozzle Area inches	Throat Area inches
I:16	854	3339	53	6785	3361	826	.0855	.3127

Hydraulic Jet Pump Analysis

THE NEW COLEMAN PUMP COMPANY

Input Data

COMPANY:.....CEPSA	LEASE:.....M
WELL IDENTIFICATION:.....MT_005	REPRESENTATIVE:.....CEPSA
PUMP DEPTH:.....2189.81Feet	TUBING LENGTH TO PUMP:.....2221.71Feet
TUBING ID:.....2.992Inches	TUBING OD:3.5Inches
CASING ID.:6.276Inches	POWER FLUID:.....Water
BH TEMP.:.....199Deg F	FLOWING WH TEMP.:.....161Deg F
GAS LIQ. RATIO:.....8SCF/BBL	DESIGN LIQ. PROD. RATE:..3361.135714BBL/DAY
PROD. RETURN:.....Annulus	PRODUCED OIL GRAVITY:.....21.2API
PROD. WATER GRAV: (Sp.Gr.):.....1	PRODUCED GAS GRAVITY:.....0.999
WAT. FRAC.: (50% = 0.50):.....0.9759953587	SURFACE HYD. PRESS:....1245.428571psig
PUMPING BHP:.....826.8571429psig	FLOWING WH PRESS:.....136psig
Date: 09 - septiembre - 2019	

=====
 Computed Output Data - English Units
 =====

Pump Size	Power Press psig	Power Fluid Rate bblpd	Horse Power	Non-Cav Rate bblpd	Prod. Rate bblpd	Pumping Bot-hole psig	Nozzle Area inches	Throat Area inches
l:17	878	3379	56	8645	3361	826	.0855	.375

Hydraulic Jet Pump Analysis