

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
PCP Y ESP PARA EL POZO VERTICAL QUIFA 5 DE CAMPO QUIFA.**

YAZMIN PAOLA ORTEGÓN CARMONA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2015

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
PCP Y ESP PARA EL POZO VERTICAL QUIFA 5 DE CAMPO QUIFA.**

YAZMIN PAOLA ORTEGÓN CARMONA

**Monografía de grado presentada como requisito para optar al título de
Especialista en producción de hidrocarburos**

Director: Ingeniero Efraín Ávila Ramírez

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2015

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

El ingeniero Efraín Ávila Ramírez por su disposición como director del presente trabajo.

A todos los compañeros que estuvieron presentes dentro del desarrollo de la especialización.

*“Un modelo es un objeto, concepto o conjunto de relaciones que se utiliza para representar y estudiar de forma simple y comprensible una porción de la realidad empírica”
Ríos (1995:23).*

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1.OBJETIVOS.....	16
2. GENERALIDADES DEL CAMPO QUIFA.....	17
2.1 RESEÑA HISTÓRICA.....	17
2.2 UBICACIÓN	18
2.3 CUENCAS PRODUCTORAS EN COLOMBIA.....	21
2.4 GEOLOGÍA.....	22
2.4.1 Columna estratigráfica	22
2.4.2 Roca generadora.	25
2.4.3 Roca reservorio.....	25
2.4.4 Roca sello.	26
2.4.5 Geología estructural.....	26
2.4.6Geoquímica.....	27
2.5 PETROFÍSICA	28
2.6 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO	29
3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PCP Y ESP EN CAMPO QUIFA	32
3.1 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	32
3.1.1 Clasificación.....	32
3.2 BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)	33
3.2.1 Principio de funcionamiento.....	33
3.2.2 Componentes del sistema.....	34
3.2.3 Clasificación.....	37
3.2.4 Factores determinantes	38
3.2.5 Ventajas y desventajas	40
3.3 BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES.....	40

3.3.1 Principio de funcionamiento.....	41
3.3.2 Componentes del sistema.....	42
3.3.3 Ventajas y desventajas	48
3.4 ESTUDIO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL POZO..	49
3.4.1 Estado mecánico pozo Quifa 5.	50
3.4.2 Construcción curvas IPR.....	51
3.4.3 Análisis de producción.	57
4. DESARROLLO Y CONSIDERACIONES DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ESP	60
4.1 CONSIDERACIONES.....	60
4.2 DESARROLLO SIMULACIÓN	65
4.2.1 Resultados simulación.	66
4.2.2 Análisis.....	76
5. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO.....	76
5.1 PARÁMETROS DEL ANÁLISIS FINANCIERO.....	77
5.1.1 Ingresos del proyecto.....	77
5.1.2 Egresos del proyecto.	77
5.1.3 Relación Beneficio/Costo	78
5.1.4 Valor Presente Neto.....	79
5.1.5 Tasa Interna Retorno	79
5.2 DESARROLLO ANÁLISIS FINANCIERO	80
6. CONCLUSIONES	85
7. RECOMENDACIONES.....	86
BIBLIOGRAFÍA.....	87
ANEXOS.....	89

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación Campo Quifa	20
Figura 2. Ubicación Campo Quifa	20
Figura 3. Reservas Probadas De Crudo Por Cuenca	21
Figura 4. Columna Estratigráfica Cuenca De Los Llanos Orientales	24
Figura 5. Geología Estructural Cuenca De Los Llanos Orientales.....	26
Figura 6. Drenaje Por Agua	30
Figura 7. Pcp System.....	34
Figura 8. Sistema Bcp Multilobulares.....	37
Figura 9. Sistema Bcp De Lóbulo Simple	38
Figura 10. Esp System.....	41
Figura 11. Comportamiento De Equipo Bes	45
Figura 12. Comportamiento Típico De La Curva Ipr, Para Yacimiento Sub- Saturado Y Saturado	52
Figura 13. Curva De Ipr Pwf=0	56
Figura 14. Análisis Bfpd, Rpm, Nivel Y Sumergencia En El Pozo Quifa 5	57
Figura 15. Análisis Bfpd, Bopd Y Bwpd En El Pozo Quifa 5	58
Figura 16. Análisis Periodo Estable De Las Rpm	59
Figura 17. Viscosidad Del Agua A Una Atmósfera En Función De La Temperatura Y Salinidad.....	63
Figura 18. Performance De La Etapa Te-700	67
Figura 19. Comportamiento De La Curva Del Pozo Dentro Del Rango De Operación De La Bomba	69
Figura 20- Comportamiento Del Motor.....	71
Figura 21. Gráfica Selección Del Cable	73
Figura 22- Gráfica Selección De Sellos	75

Figura 23. Diagrama De Producción Periodo Análisis Financiero.....81

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Caracterización por tamaño de reservas de crudo	22
Tabla 2. Propiedades petrofísicas del Campo Quifa.....	28
Tabla 3. Report of analysis crude oil.....	29
Tabla 4. Ventajas y desventajas sistema PCP	40
Tabla 5. Ventajas y desventajas sistema ESP.....	48
Tabla 6 Estado mecánico pozo Quifa 5	50
Tabla 7. Cálculo presión de fondo fluyendo, P_{wf}	53
Tabla 8. Tabla de resultados curva IPR, $P_{wf}=0$	55
Tabla 9. Rangos de los datos para la correlación de Glaso.....	61
Tabla 10. Rango de los datos para la correlación de Kartoamodio.....	62
Tabla 11. Perfil del pozo	65
Tabla 12. Tabla de ingresos	81
Tabla 13. Tabla de egresos	82
Tabla 14. Análisis de rentabilidad	83
Tabla 15. Cálculo VPN, TIR y B/C	84

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Sistemas de Levantamiento Artificial	90
ANEXO B. Tabla de datos de análisis de producción pozo Quifa 5	91

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PCP Y ESP PARA EL POZO VERTICAL QUIFA 5 DE CAMPO QUIFA.

AUTOR: PAOLA ORTEGÓN CARMONA

PALABRAS CLAVES: Levantamiento Artificial, Sistema de Bombas de Cavidades Progresivas, Sistema de Bombas Electrosumergibles, Crudo Pesado.

DESCRIPCIÓN

Cuando la energía natural de un yacimiento no es suficiente para llevar los fluidos a superficie o si el volumen de estos en superficie no representa una ganancia, se hace necesario seleccionar un sistema de levantamiento artificial (SLA) que permita incrementar el caudal de crudo en superficie sin comprometer la integridad del pozo y las instalaciones, esta selección se lleva a cabo teniendo las características del yacimiento, fluidos y locación. Cuando, luego de los estudios y análisis correspondientes con simuladores que predicen el comportamiento de la producción e historiales de producción con la implementación de Sistemas de levantamiento Artificial en el mismo Campo Quifa o en campos con condiciones parecidas, ha sido seleccionado el sistema de levantamiento artificial (SLA) a usar se realiza una simulación para seleccionar los equipos que se necesitan para su implementación según el caudal que se espera manejar con el cambio de sistema, y de esta forma poder predecir el comportamiento del yacimiento y los fluidos actuando bajo el Sistema de Levantamiento Artificial seleccionado.

Todo cambio de sistema de levantamiento artificial debe estar sustentado en una evaluación financiera que no solo demuestre el aumento en las ganancias de este sino también la retribución del dinero invertido en un corto periodo de tiempo.

*Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Especialización en Producción de Hidrocarburos, Director: Efraín Ávila Ramírez, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL-ECONOMIC EVALUATION OF THE PCP AND ESP LIFTING SYSTEMS FOR THE VERTICAL WELL QUIFA 5 ON THE QUIFA FIELD.

AUTHOR: PAOLA ORTEGÓN CARMONA

CLUE WORDS: Artificial Lift, Progressing Cavity Pumps System, Electric Submersible Pumps System, Heavy Crude Oil.

DESCRIPTION OR CONTAINED:

When the natural energy of the reservoir is not enough to carry the produced fluids to the surface, or if the volume of these on surface does not represent a financial profit, it is necessary to select the system of artificial lifting (SLA) that helps to increase the volume of petroleum in the surface without affect the integrity of the well or the location, this selection is performed by considering the properties of the reservoir fluids and location. When the choice of the correct type of system of artificial lifting (SLA) has been made, a simulation is made in order to select the equipment needed for its implementation, and to try predict the behavior of the reservoir and the fluids, all the selection of the equipment is based in the increase of volume in surface due to all the conditions not only in the location and the properties of the fluid because not all the system of artificial lifting can be used in the same fluids.

Any change of artificial lift system must be based on a financial assessment that not only shows the increase in the profit with the use of this new system, the remuneration of the invested money in a little period is important for can take the best way for increase de production .

*Monograph

** School of Chemical Engineering. Production Specialization. Director: Efraín Ávila Ramírez, Petroleum Engineer.

INTRODUCCIÓN

En la industria del petróleo constantemente se busca incrementar los caudales de crudo en los campos petroleros, por medio de la optimización de sistemas y equipos de producción instalados en los pozos y facilidades, que permitan un retorno más eficiente de la inversión. Debido a que la mejor forma de optimizar generando un incremento de producción rápido y efectivo son los pozos y los equipos de fondo instalados en estos se decide estudiar el tipo de sistema de levantamiento artificial usado en un pozo del Campo Quifa.

En el presente trabajo se estudiará la viabilidad técnica y económica de reemplazar el actual sistema de levantamiento artificial usado en el pozo Quifa 5, bombas de cavidades progresivas o PCP, por el sistema de bombas electrosumergibles o ESP, dicho cambio sustentado en la simulación del pozo Quifa 5 produciendo bajo el sistema de bombas electrosumergibles.

Por medio de la recopilación y análisis de información del pozo seleccionado, se crea un perfil de la historia de producción del pozo Quifa 5 produciendo bajo el Sistema de Cavidades Progresivas, PCP. Tras la simulación de métodos alternativos de Sistemas de Levantamiento Artificial se comparan resultados tanto técnicos como económicos, seleccionando de esta forma el Sistema de Levantamiento Artificial que represente más ventajas para la producción del pozo en estudio. Pese a la poca efectividad que se creía tenían los Sistemas de Levantamiento Artificial por Bombas Electrosumergibles en la producción de crudos

pesados, se realizaron cambios con una efectividad que contribuye al desarrollo del campo aumentando la producción de crudo bajo un esquema de alta rentabilidad.

Con la información obtenida de la simulación del uso de una bomba electrosumergible en el pozo Quifa 5, se desarrollara un análisis económico a partir de los costos del cambio del Sistema de Levantamiento Artificial junto con la producción incremental, para así determinar si la intervención es exitosa usando los conceptos de TIR, VPN Y la relación Beneficio/Costo.

En el año 2014 el pozo Quifa 5 producía con el Sistema de Cavidades Progresivas, con una producción máxima de 121.9 BOPD con 985.7 BWPD. En el mes de noviembre del mismo año, tras el estudio técnico y económico del proyecto, se inició una campaña de workover en la cual se instaló un Sistema de Bombeo Electrosumergible, sistema que mosto un alto desempeño ya que en una temprana etapa de producción se obtuvieron 349.5 BOPD con 1049.2 BWPD. La predicción de producción realizada tras la simulación arrojó que en el momento en que la frecuencia de la bomba sea estable a 60 Hz la producción será de 600 BOPD con 5500 BWPD.

1. OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar una evaluación técnica y económica del cambio del sistema de levantamiento de PCP a ESP a partir de la simulación del pozo Quifa 5 de Campo Quifa.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Estudiar y analizar los sistemas de levantamiento PCP y ESP con las ventajas y desventajas para crudos pesados.

Evaluar el sistema de levantamiento PCP actualmente utilizado en el pozo Quifa 5, analizando el comportamiento histórico de producción del pozo.

Diseñar a través de una herramienta informática el sistema de levantamiento ESP para el pozo Quifa 5.

Elaborar análisis económico de los resultados obtenidos con el cambio de sistema de levantamiento artificial.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO QUIFA

2.1 RESEÑA HISTÓRICA

El Campo Quifa fue descubierto en el año 2008 con el pozo Quifa 5, perforado del 18 de noviembre al 6 de diciembre de este año, encontrando fluidos de características propias de crudo pesado. En los siguientes años se perforaron varios pozos de avanzada y exploratorios que ampliaron los volúmenes de reservas probadas convirtiéndose en uno de los yacimientos más grandes de crudo pesado en Colombia, con un área total de 122000 Hectáreas.

El día 8 de noviembre de 2011 Pacific Rubiales Energy sacó un comunicado en el cual se evidenciaban los excelentes resultados en cuanto a producción del Campo Quifa tras culminar el tercer semestre, este decía: “Estamos muy complacidos con los resultados del tercer trimestre que continúa mostrando un fuerte crecimiento de la producción y de los resultados financieros. A través de todas las medidas financieras, la Compañía reflejó incrementos significativos, impulsada por una mayor producción y netbacks, con más del doble de los ingresos por ventas, EBITDA, Utilidades Netas Ajustadas y Flujo de Fondos de Operaciones, en comparación con el mismo período del año anterior. La producción bruta del campo alcanzó un nivel record de 242 mil barriles por día en septiembre, una producción neta promedio por el trimestre incrementada en 54% logrando más de 87 mil barriles

por día a pesar de dos interrupciones operativas no programadas en Rubiales/Quifa que redujo la producción neta en más de cinco mil barriles por día. En este momento la producción sigue creciendo en estos dos campos.”

El día 27 de noviembre de 2008 Ecopetrol S.A corroboró la producción de hidrocarburos en el pozo QUIFA 5. “...El pozo exploratorio Quifa-5 fue perforado por el Operador, la compañía Meta Petroleum LTD. como parte de los compromisos exploratorios pactados con Ecopetrol S.A. en el Contrato de Asociación Quifa, suscrito el 22 de diciembre de 2003. Ecopetrol S.A. tiene un interés de participación del 30%, tanto en los costos como en los ingresos que se deriven del Contrato de Asociación Quifa.

El pozo Quifa-5 inició perforación el 18 de noviembre de 2008 y alcanzó su profundidad final (3.262 pies MD - "profundidad medida") el pasado 24 de noviembre de 2008...”.

Actualmente el campo tiene 200 pozos productores con una producción promedio en el mes de abril 59,811 BOPD y 746,294 BWPD, presentando una constante expansión que constituye un escenario propicio para el estudio de la alternativa óptima en los sistemas de levantamiento artificial.

2.2 UBICACIÓN

El campo Quifa se encuentra localizado en la cuenca de los Llanos Orientales en el municipio de Puerto Gaitán, departamento del Meta Colombia; a 435 km de la ciudad de Bogotá y 132 km del casco urbano de Puerto Gaitán.

Los límites de la cuenca de los llanos orientales son:

Norte: Venezuela

Sur: Serranía de la Macarena, Arco de Vaupés

Este: Cordillera Oriental

Oeste: Escudo Guayanés

Sus límites geomorfológicos, son:

Norte: Cuenca de Barinas

Sur: Arco de Vaupés, rocas metamórficas precámbricas

Este: rocas precámbricas pertenecientes al escudo Guayana

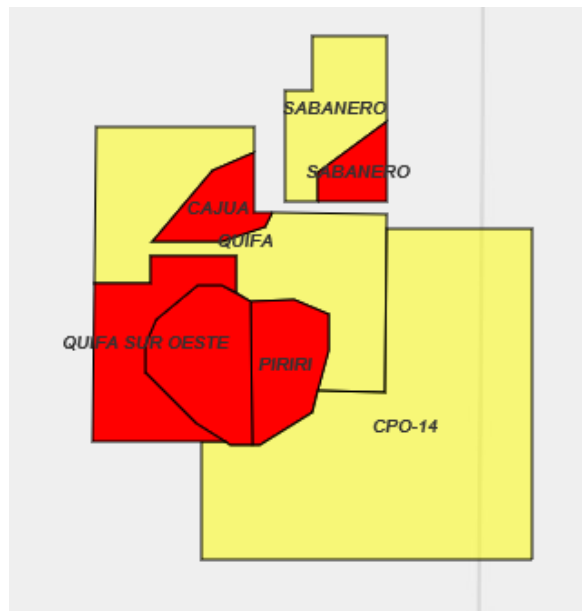
Oeste: sistema cabalgamiento de la cordillera oriental

Figura 1. Ubicación Campo Quifa



Fuente PACIFIC RUBIALES ENERGY. Metapetroleum

Figura 2. Ubicación Campo Quifa

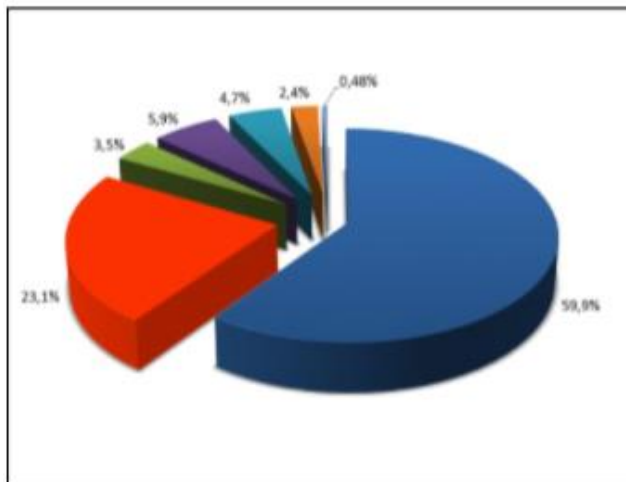


Fuente PACIFIC RUBIALES ENERGY. Metapetroleum

2.3 CUENCAS PRODUCTORAS EN COLOMBIA

Entre los años 2012 y 2013 las reservas en la Cuenca de los Llanos Orientales tuvieron un aumento de 0.4 %, significando esto que para el 2013 la Cuenca de los llanos Orientales representó un 59.9% de la reservas nacionales de hidrocarburos. Debido a que la Cuenca de los llanos Orientales representa no solo el mayor porcentaje de reservas sino también la mayor parte de la producción nacional de hidrocarburos, el debido manejo de los campos ubicados en esta cuenca es de vital importancia, como es el caso del Campo Quifa.

Figura 3. Reservas probadas de crudo por cuenca



CUENCAS	% part. reservas 2012	% part. reservas 2013	% VARIACIÓN 2012-2013
LLANOS ORIENTALES	59,7%	59,9%	0,4%
VALLE MEDIO MAGDALENA	23,3%	23,1%	-0,2%
CORDILLERA ORIENTAL	5,3%	3,5%	-34,4%
VALLE SUPERIOR MAGDALENA	6,6%	5,9%	-10,4%
CAGUAN PUTUMAYO	2,4%	4,7%	96,5%
CATATUMBO	2,4%	2,4%	-2,9%
VALLE INFERIOR MAGDALENA	0,3%	0,48%	55,3%

Fuente AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Tabla 1. Caracterización por tamaño de reservas de crudo

TAMAÑO DE RESERVAS	No. CAMPOS	CAMPOS	% RESERVAS PROBADAS
>200 MB	3	Rubiales, Castilla, Castilla Nte	25,9
200 MB>150 MB	1	La Cira	6,2
150 MB>100 MB	2	Quifa Suroeste-Chichimene	10,2
100 MB>50 MB	7	Infantas, Pauto, Casabe, Caño Limón	17,2
50 MB>25 MB	7	Yarigui-Cantagallo, Akacias, Moriche	9,0
25 MB>10 MB	20	Dina Terciario, Guando, Cupiagua	11,8
10 MB>5 MB	23	Capella, Caño Yarumal, Cohembí	6,8
<5 MB	293	Llanito, Bonanza, Caño Rondon	13,0

Fuente AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

La Cuenca de los Llanos Orientales cuenta con dos campos gigantes: Rubiales y Caño Limón, 2 campos mayores: Apiay y Castilla y más de 80 campos menores.

2.4 GEOLOGÍA

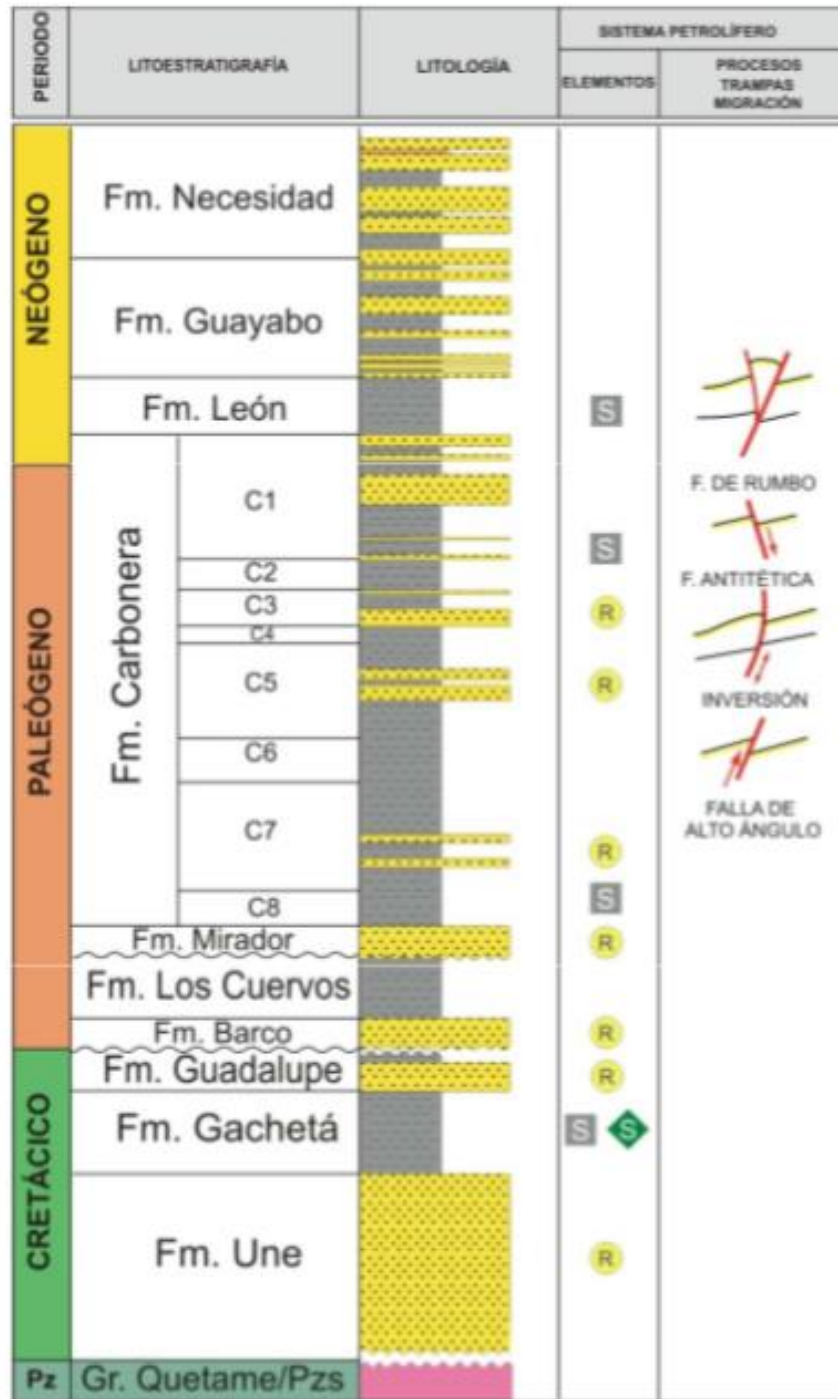
Se realizará una explicación de la geología de la Cuenca de los Llanos Orientales haciendo énfasis en el Campo Quifa, considerando tanto su roca generadora como las formaciones que intervinieron en este proceso.

2.4.1 Columna estratigráfica

En la siguiente columna estratigráfica (Figura 4), se hace una descripción general de la litología de la Cuenca de los Llanos Orientales.

La formación Carbonera es la formación productora de campo y se encuentra a profundidad de 3000 pies. El yacimiento productor en el área del campo Quifa está constituido por una Unidad de Areniscas Basales.

Figura 4. Columna estratigráfica Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

La Cuenca de los Llanos Orientales es de tipo antepaís y abarca un área de 225603 km^2 / 22 560 327 Ha, con un total de 1506 pozos perforados aproximadamente.

2.4.2 Roca generadora.

Por medio de los análisis geoquímicos del aceite producido en la Cuenca de los Llanos Orientales se estableció que la roca generadora del petróleo almacenado en dicha cuenca proviene de la Formación Gacheta, teniendo que las lutitas marino-continentales son las principales rocas generadoras en ésta Cuenca, tienen un espesor efectivo de 150 a 300 pies y están localizadas debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental. TOC: 1% - 3% (bueno a muy bueno), con kerógeno tipo I Y III.

2.4.3 Roca reservorio.

Son areniscas con una porosidad entre el 10% y el 30%. Se encuentran las siguientes formaciones:

Formación Carbonera: que tiene presencia de areniscas cuarzosas de grano fino a medio, con arcillolitas de color gris amarillento a verdoso y mantos de carbón. Esta formación está presente según su nomenclatura desde C1 hasta C8.

Formación Mirador: se caracteriza por la presencia de pendientes fuertes y alineadas, está compuesta en su mayor parte por conglomerados cuarzosos en una matriz arenosa, areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, arcillolitas y lutitas.

Formación Une: Está constituida por areniscas que presentan una morfología escarpada, desarrollando macizos rocosos continuos y valles profundos en "V", con procesos leves de erosión y deslizamientos.

En el caso del Campo Quifa la unidad de interés es la Unidad de Areniscas Basales de la Formación Carbonera.

2.4.4 Roca sello.

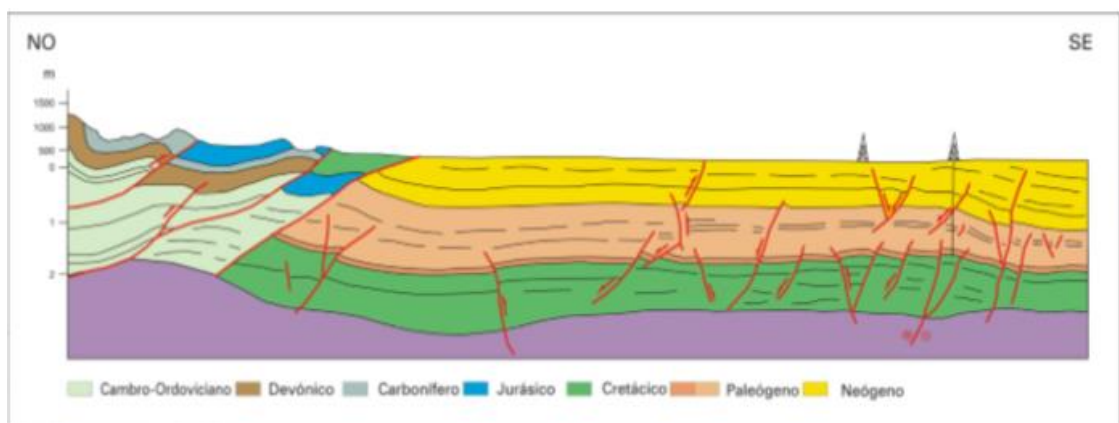
La Formación León está presente como sello regional, con intervalos pares de la Formación Carbonera.

Los intervalos lutíticos entre la Formación Guadalupe y la Formación Gacheta están presentes como unidades de sellos locales e intraformacionales.

2.4.5 Geología estructural.

La geología estructural de una región específica permite determinar el tipo de fallas junto con su origen, lo cual hace parte de un trabajo de investigación interdisciplinar a considerar a la hora de determinar la locación de un Campo y la perforación de los pozos que lo conforman.

Figura 5. Geología estructural Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Presencia de fallas normales antitéticas, lo que indica que la falla y los estratos se inclinan hacia direcciones opuestas, dichas fallas son secundarias y normalmente forman parte de un conjunto, cuyo sentido de desplazamiento es opuesto al de las fallas primarias y sintéticas asociadas.

Los conjuntos de fallas antitéticas están asociadas a anticlinales asociados a falla inversas y trampas estratigráficas.

2.4.6 Geoquímica.

Según los análisis geoquímicos realizados en la Cuenca de los Llanos Orientales se determinó que:

Madurez térmica: en la zona del Piedemonte se hace evidente una secuencia de gas y aceite.

Tipo de aceite: amplio rango de gravedades °API, correspondientes a crudos pesados hasta condensados, estos presentan una mejor calidad en la sesión del piedemonte y el extremo norte.

Potencial de generación: rango de valores entre 0-90 mg HC/g roca

Tipo de kerógeno: kerógeno tipo II asociado al piedemonte y kerógeno tipo III asociado al antepaís.

Contenido de materia orgánica (TOC): generalmente oscila entre valores menores al 2%, aunque hay intervalos con valores más altos.

2.5 PETROFÍSICA

Las pruebas de núcleos y el análisis de registros eléctricos son las fuentes de un análisis petrofísico, ya que permiten realizar una estimación de propiedades como la porosidad, la permeabilidad y la saturación. Los datos obtenidos son usados para estimar parámetros como el volumen de arcilla, la porosidad efectiva, la saturación de agua y el contacto agua petróleo, que permiten calcular el petróleo original en sitio (POES).

En el caso del Campo Quifa, la caracterización petrofísica identifica los rangos de porosidad, permeabilidad y la saturación para la unidad de Areniscas Basales, como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Propiedades petrofísicas del Campo Quifa

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Gravedad API	13.1	°API
Contenido de Azufre	1.2	Porcentaje
Contenido de Vanadio	45 – 90	PPM
Contenido de Níquel	< 1	PPM
Presión Punto de Burbuja a 145°F	165	Psia
Punto de Fluidez	55	°F
Viscosidad a 145°F y 1145 psi	103	CP
Factor Volumétrico de Formación	1.096	BY/BS
Salinidad del agua de formación	1000	PPM Cl-
Relación Gas Petróleo	10	Scf/Bbl

Fuente: Pacific Rubiales Energy.

2.6 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO

Los análisis de las muestras de fluidos tomados de los pozos productores del Campo Quifa, en laboratorio, arrojaron los siguientes resultados

Tabla 3. Report of analysis crude oil

PRUEBA	RESULTADOS	UNIDADES
Gravedad API a 60°F	13.1	°API
Densidad a 15 °C	0.9759	<i>g/cm³</i>
Contenido de azufre	1.18	% peso
Viscosidad a 50 °C	450.2	cst
Flash Point	136	°C
Contenido de agua	0.4	% volumen
Sedimentos	0.014	%volumen
Contenido de sal	9.5	PTB

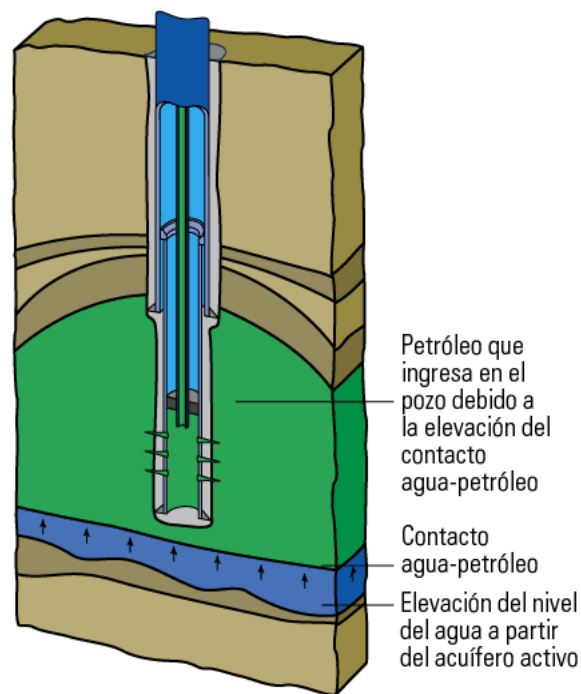
Fuente INTERTEK.

2.7 MECANISMO DE EMPUJE DEL YACIMIENTO

El mecanismo de empuje presente en Campo Quifa corresponde a un empuje hidráulico, debido a la presencia de un acuífero activo. El mecanismo de empuje hidráulico hace referencia a un mecanismo de recuperación primaria, en el cual la presión generada por el agua libre es suficiente para mover los hidrocarburos hasta la cara del pozo y de ahí a superficie, este drenaje puede ocurrir de dos formas ya sea porque el cuerpo de agua se encuentre en la parte inferior del yacimiento como se aprecia en la Figura 6, o se encuentre alrededor de este, es decir, en los bordes; a medida que el yacimiento se agota el agua libre desplaza al crudo empujando a este a superficie, hasta que la energía del acuífero o la presión ejercida por este no es suficiente para producir el crudo.

El tipo de yacimiento es de acuífero activo, en este tipo de yacimientos no hay presencia de capa de gas y la producción de agua inicia muy temprano incrementando en cantidades considerables. La presión del yacimiento permanece estable por influencia del acuífero. La presencia del empuje hidráulico en este yacimiento, se hace evidente tanto en los registros eléctricos (contacto agua petróleo, WOC), el comportamiento del corte de agua versus la producción acumulada en los pozos y a la estabilidad en la presión.

Figura 6. Drenaje por agua



Fuente: SCHLUMBERGER.

El mecanismo de empuje por acuífero activo presenta un factor de recobro (FR) entre un 30% y un 60% del petróleo original en sitio (POES), dichos porcentajes dependerán tanto de la calidad del crudo como de la roca.

Cuando la energía del mecanismo de empuje primario de un yacimiento no es suficiente para producir los hidrocarburos, y las reservas aún son rentables tras un

estudio económico, se determina el sistema de levantamiento artificial apropiado para el yacimiento.

3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PCP Y ESP EN CAMPO

QUIFA

3.1 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Un sistema de levantamiento artificial (SLA) es un sistema externo a la formación productora que se encarga de suministrar la energía necesaria para llevar el crudo desde la formación a superficie a una determinada tasa según sean las condiciones de operación de este y el yacimiento, esto cuando la energía original de la formación no es suficiente para llevar el crudo hasta la cara de la formación.

3.1.1 Clasificación.

Los mecanismos de levantamiento artificial de manera general se clasifican en dos categorías que son:

- Métodos que suministran energía externa al sistema mediante la acción de una bomba.
- Métodos que modifican propiedades físicas de los fluidos, es decir actúan de manera directa sobre el o los fluidos

Se debe tener presente que cada sistema de levantamiento artificial actúa bajo un principio de funcionamiento diferente lo cual se ve reflejado en un grupo de características y rangos de aplicación propios a cada uno, lo cual requiere un estudio adecuado que se base en la identificación y entendimiento de cada una de

estas características para de esta forma lograr la selección que favorezca tanto a la parte económica como a la integridad del pozo y los equipos.

3.2 BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)¹

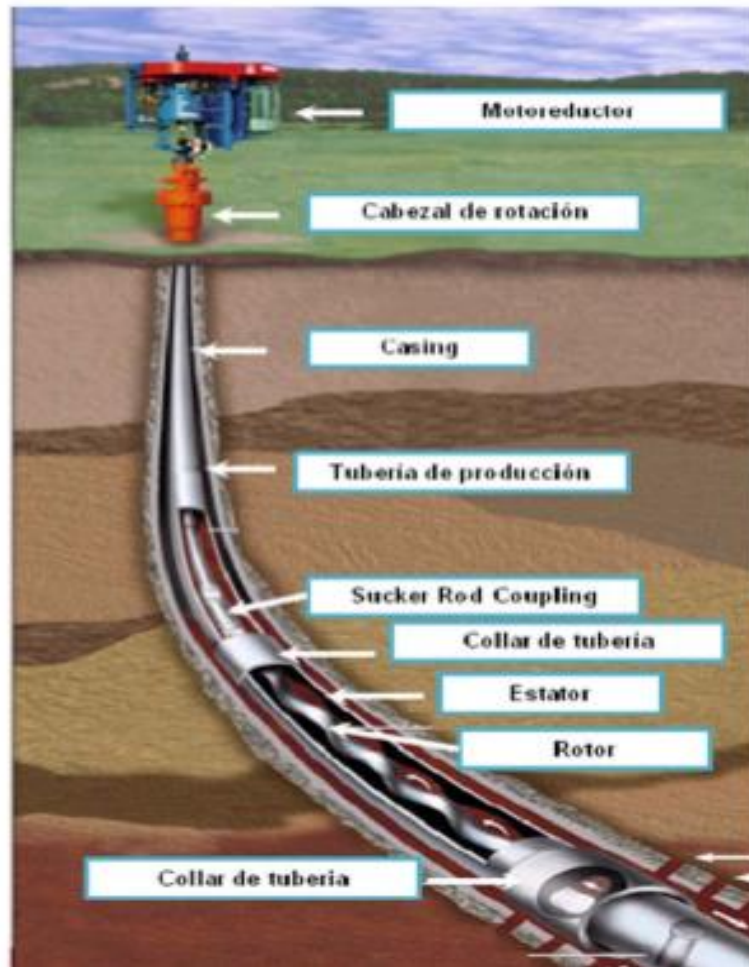
Las bombas de cavidades progresivas son bombas de desplazamiento positivo que consisten en un rotor de acero helicoidal y un estator de elastómero sintético pegado internamente a un tubo de acero.

3.2.1 Principio de funcionamiento.

La rotación de la sarta desde superficie por accionamiento de una fuente de energía, permite el movimiento giratorio del rotor dentro del estator fijo lo cual permite que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie del pozo. Este tipo de levantamiento cuenta con una alta eficiencia total, “Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60 %, además de ser útil para fluidos altamente viscosos, bajos costos, facilidad de instalación, operación y mantenimiento. Entre las falencias de este equipo encontramos alta sensibilidad a los fluidos producidos, tendencia al desgaste del estator además de estar sujeto a operar con bajas capacidades volumétricas.

¹CIULLA A, Francesco. Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas con Bombas de Cavidad Progresiva: Weatherford artificial lift systems.

Figura 7. PCP System



Fuente: GIL, Julian y ROLON, Jose. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al Campo Colorado. Tesis de grado. 2009.

3.2.2 Componentes del sistema².

El equipo de cavidades progresivas se divide en equipo de superficie y en equipo de fondo.

²Hirschfeldt, Marcelo: Manual de Bombeo de cavidades progresivas. Oil production.net: 2008.

Equipo de superficie.

Existen diferentes configuraciones de equipos de superficie y a su vez, un amplio rango de tecnologías y accesorios, entre las partes más importantes del equipo de superficie se encuentran las siguientes:

- **Cabezal de rotación**

Es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre el cabezal del pozo, consiste principalmente en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno que puede o no estar integrado a la estructura del cabezal o puede ser un dispositivo externo y un ensamblaje de instalación (caja de empaque o stuffing box y caja reductora), la segunda función de este equipo es la de acción de frenado que requiere el sistema una vez que se detiene y rota en marcha inversa “back-Spin”, se pueden alcanzar velocidades de rotación muy altas que deben amortiguarse sin dejar energía acumulada en el sistema. La última función de este equipo implica evitar la filtración de fluidos en la superficie; para esto posee un sistema de sello con un niple corto provisto de empaques sintéticos o de bronce conectados en serie.

- **Sistema de transmisión**

Dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación

- **Fuente primaria de energía**

La función principal de la fuente de energía es proveer la potencia requerida por el sistema para poder operar. Esta potencia es función del torque total y la viscosidad del fluido. Los motores a combustión interna pueden ser operados con diferentes

tipos de combustible, su principal limitación es la capacidad de automatización, además de tener dificultades para el cálculo del torque, dependiendo principalmente de la geometría. En caso de disponer de facilidades de electricidad es más factible utilizar motores eléctricos, gracias a su versatilidad y alta capacidad de automatización y control. Para su utilización en BCP se debe utilizar dispositivos electrónicos alternos.

Equipo de Fondo.

El equipo de fondo se encuentra constituido por los siguientes elementos:

- **Tubería de Producción.**

Es una tubería de acero que comunica la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo.

- **Estator.**

Es un cilindro o tubo de acero con un elastómero sintético (goma endurecida) en forma de doble hélice adherido fuertemente al interior. Tiene la forma interna de "n+1" lóbulos, tiene una camisa de acero revestida internamente por un elastómero de goma, modelado en forma de hélice.

- **Sarta de varillas.**

Unidas entre sí por medio de acoples que forman la sarta.

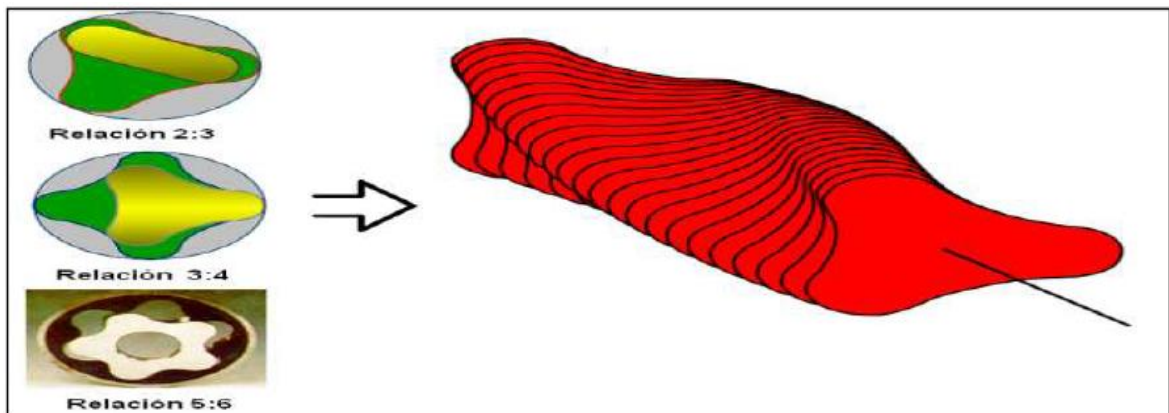
3.2.3 Clasificación.

Pueden ser bombas multilóbulos o de lóbulo simple.

- **Bombas Multilóbulos.**

Son usadas principalmente cuando se esperan altas tasas de producción de los pozos, estas son elaboradas con un rotor insertado dentro de un estator. Los cuales en una vista transversal están definidos externamente como curvas onduladas en permanente contacto, siendo cada hélice correspondiente a un “lóbulo”, estas bombas reciben el nombre de “Bombas $L_r:L_s$ ”, por ejemplo un rotor de 3 lóbulos y un estator de 4 lóbulos sería “Bomba 3:4”.

Figura 8. Sistema BCP multilobulares

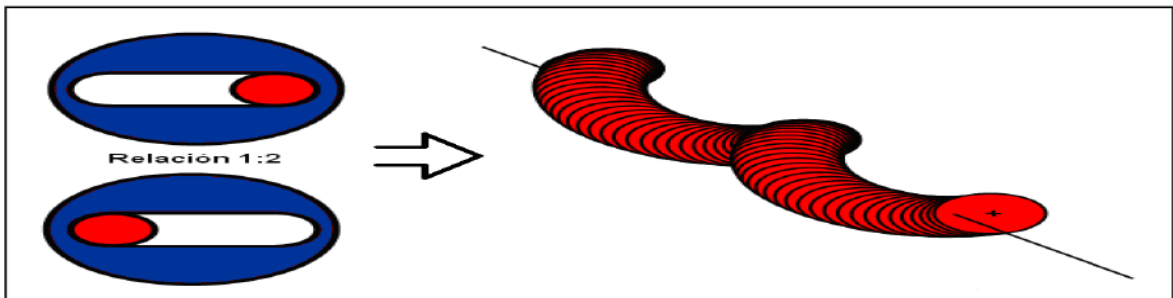


Fuente. CIULLA, Francesco

- **Bombas de Lóbulo Simple.**

La geometría del conjunto es tal que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí, cuando el rotor gira dentro del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator hacia la descarga. La mínima longitud requerida por la bomba para crear un efecto de acción de bombeo es un pie haciéndola una bomba de una sola etapa, se trata de una geometría 1:2.

Figura 9. Sistema BCP de lóbulo simple



Fuente. CIULLA, Francesco

3.2.4 Factores determinantes³

Para la operación de la bomba de cavidades progresivas es útil tener en cuenta las siguientes especificaciones:

- **Capacidad de Desplazamiento.**

³CIULLA A, Francesco. Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas con Bombas de Cavidad Progresiva: Weatherford artificial lift systems.

Está definida como el volumen de fluido producido por la bomba por cada rotación del rotor, esta es función de la excentricidad, el diámetro del rotor y el paso del estator. así como se indica en la Ecuación 1.

$$V = C \cdot E \cdot D \cdot Ps$$

Donde: V = Capacidad de desplazamiento (m³/día/RPM o Bbl/día/RPM)
E = Excentricidad de la bomba (mm o pulg)
D = Diámetro del rotor (mm o pulg)
Ps = Paso del estator (mm o pulg)
C = Constante (métrico: 5,76x10⁻⁶ ó inglés: 5,94x10⁻¹)

Ecuación 1. Capacidad de desplazamiento

- **Requerimiento de torque y potencia.**

La energía requerida para girar el motor y mover el fluido es suministrada a la bomba en forma de torque, este torque consta de dos componentes: el torque hidráulico y el torque por fricción. El torque total requerido por la bomba está definido por la Ecuación 2.

$$T_{total} = T_{hidráulico} + T_{fricción}$$

Th = Torque hidráulico (Lb*pie)
Tf = Torque por fricción (Lb*pie)

Ecuación 2. Torque total requerido.

3.2.5 Ventajas y desventajas

Tabla 4. Ventajas y desventajas sistema PCP

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Alta tolerancia a la producción de sólidos	Tasa de producción limitada
Buena eficiencia energética	Baja tolerancia a altas temperaturas
Bajos costos capitales y de operación	Se requiere de una unidad de workover para el mantenimiento del equipo de subsuelo
Buen manejo de fluidos viscosos	Difícil detección de fallas en subsuelo
Bajo perfil en superficie	No se recomienda usar disolventes para lavar el equipo
Facil instalación a corto plazo	elastómero
Instalación sencilla y operación silenciosa del equipo	

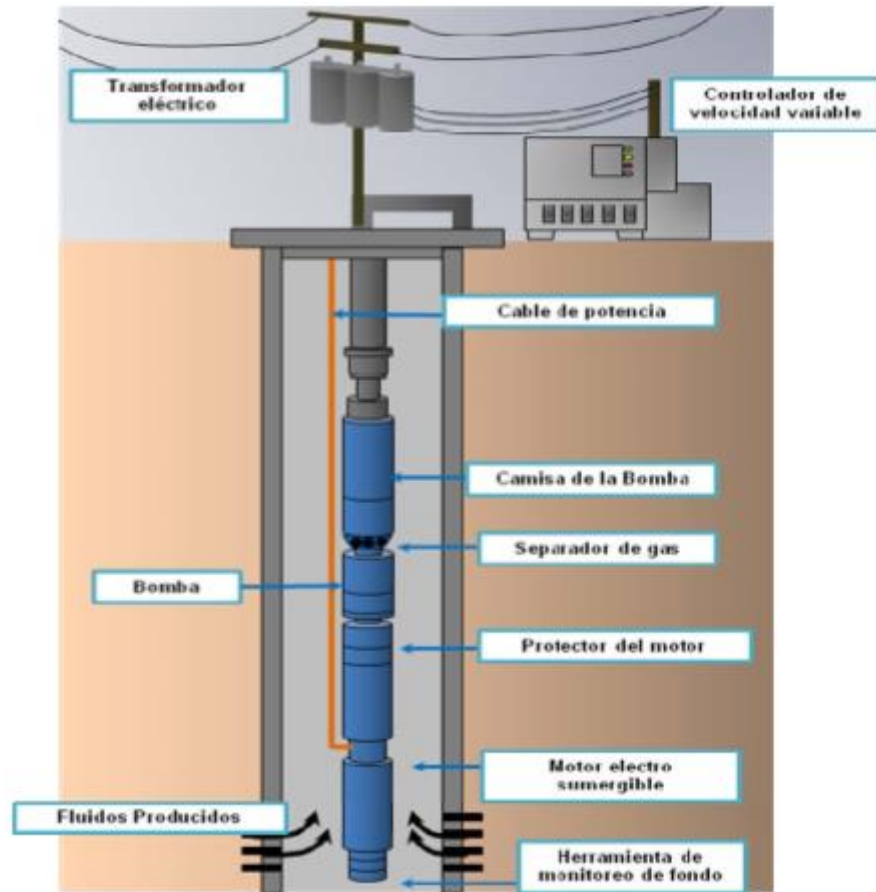
. Fuente: Pacific Rubiales Energy. Modificado por el autor

3.3 BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES⁴

El sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible es considerado un mecanismo efectivo para el manejo de grandes volúmenes de fluido a altas profundidades, yacimientos con altos porcentajes de agua, una baja relación gas – petróleo (RGP) y fluidos de alta viscosidad. Una unidad típica convencional del sistema de bombeo electrosumergible se compone básicamente de equipos de subsuelo, equipos de superficie, cables y componentes superficiales. En la instalación típica de este tipo de bomba, la unidad se instala por encima de la zona cañoneada obligando al fluido proveniente de las perforaciones a fluir a lo largo de la tubería impulsado por la bomba centrífuga.

⁴CENTRILIFT - BAKER HUGHES OILFIELD SERVICES, Submersible Pump Handbook, Claremore, Oklahoma.1997.

Figura 10. ESP System



Fuente: GIL, Julian y ROLON, Jose. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al Campo Colorado. Tesis de grado. 2009.

3.3.1 Principio de funcionamiento.

La principal función del sistema de bombeo electrosumergible, es proporcionar la energía adicional al fluido del yacimiento mediante el uso de bombas centrífugas multi-etapa, esta energía es presentada como velocidad y/o presión. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable

de potencia hasta el motor. Cuando el fluido rodea al impulsor y este rota, se transmite el movimiento y la potencia necesaria para que el fluido ascienda.

3.3.2 Componentes del sistema.

Los componentes de este sistema de levantamiento pueden ser subdivididos a su vez en equipo de superficie y de subsuelo o fondo.

- **Equipo de superficie.**

La instalación de superficie consta de un transformador reductor de voltaje necesario para la operación del variador de velocidad (VSD), el cual provee el voltaje trifásico variable al transformador, la caja de venteo es un punto de conexión del equipo de superficie con el equipo de fondo, y finalmente un registrador de Amperaje del motor electrosumergible.

- **Cabezal del pozo.**

Soporta el peso del equipo electrosumergible instalado, además sirve para controlar el espacio entre el revestimiento y la tubería de producción del pozo. El cabezal va conectado a la línea de flujo de producción y a la tubería de flujo de fondo, además de proporcionar un conector donde se realiza el empalme de cables eléctricos de fondo y superficie.

- **Caja de venteo.**

También recibe el nombre de caja de empalme y cumple tres funciones principales; la primera consiste en una conexión entre el transformador y el cable de potencia proveniente del pozo, la segunda función es “ventear” o liberar en la superficie cualquier gas proveniente del pozo atrapado en la caja protectora del cable eléctrico.

Por último facilita la realización de mediciones eléctricas del equipo de fondo. La caja de venteo está provista de un registrador donde se toma los datos de la corriente del motor BES, en una carta que se denomina carta amperimétrica.

- **Controlador de voltaje o VSD (*Variable speed driver*).**

Controla la velocidad de rotación del eje en el motor, permite que se varíe la velocidad de la bomba, la producción, la altura de columna dinámica. El VSD proporciona la potencia suficiente al equipo de fondo para que éste funcione en óptimas condiciones. Permite arrancar los motores a bajas velocidades, reduciendo los esfuerzos en el eje de la bomba, protege el equipo de variaciones eléctricas, este arranque es regulado por el plan de arranque de cada uno de los pozos a operar. Este equipo internamente se encuentra constituido por una etapa convertora, una etapa de filtrado y una etapa inversora.

- **Transformadores.**

También recibe el nombre de banco de transformación eléctrica aquel que está constituido por transformadores que cambian el voltaje primario de la línea eléctrica por voltaje requerido para el motor. Lo componen el transformador elevador y el transformador reductor. El primero reduce el voltaje de distribución necesario para el funcionamiento del variador y el segundo eleva el voltaje a la salida del variador.

Equipo de fondo.

Estos componentes se mencionan en orden ascendente empezando desde el fondo del pozo: sensor de fondo, motor electrosomergible, sello o protector, separador de gas, bomba centrífuga multi-etapa y el cable eléctrico de potencia.

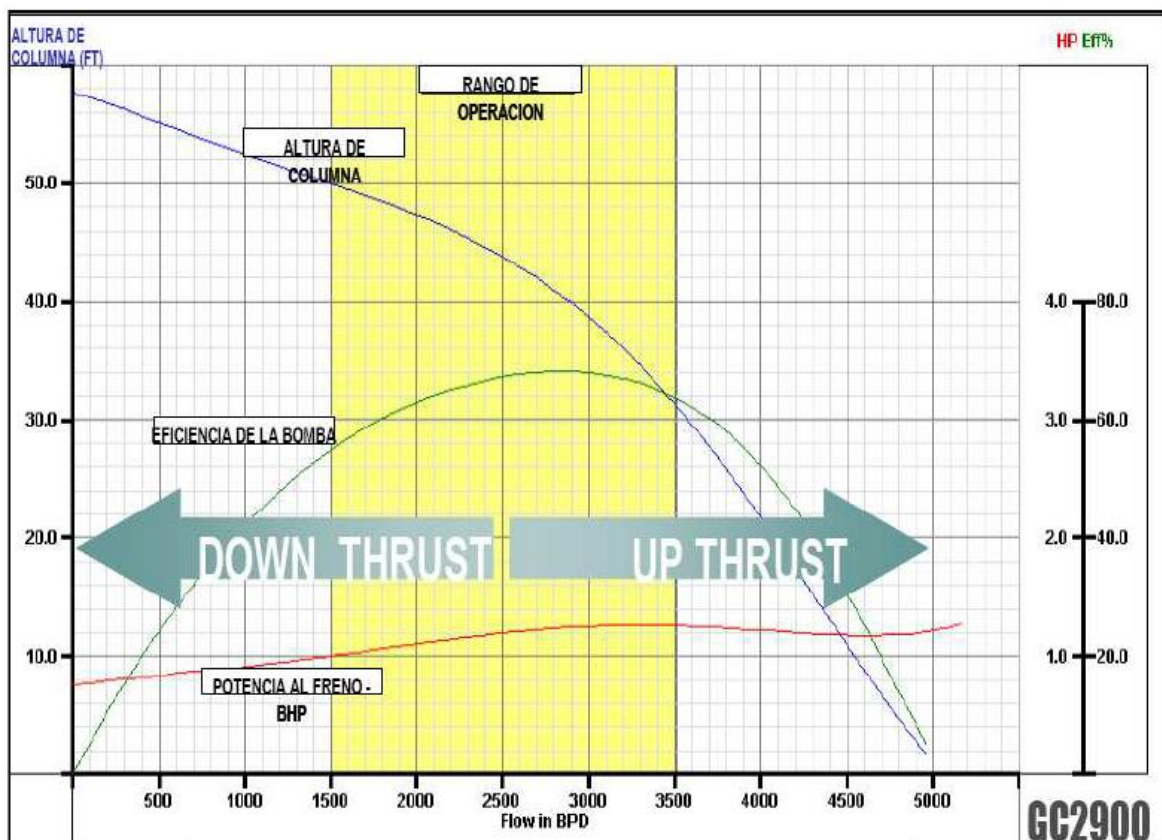
- **Bomba electrosomergible.**

Se trata de una bomba centrífuga ajustada a la medida de la tubería, ésta a su vez está compuesta por etapas que constan de un impulsor rotatorio y un difusor estacionario, el movimiento de rotación que realiza el impulsor, proporciona al fluido la energía cinética necesaria para que circule por el difusor, por tanto la suma de etapas genera la adición de depresiones, dando al fluido suficiente energía potencial para llevarlo hasta la superficie. El movimiento del fluido a través de las etapas de la bomba electrosomergible, se produce por la rotación del impulsor proporcionando al fluido la energía cinética necesaria para que circule por el difusor.

El impulsor está localizado en el eje de la bomba en dirección axial, ningún empuje contenido en la sección de sello, debido a que el impulsor tiene una curvatura cerrada con un diámetro y una configuración determinada que indican el nivel de aceleración del fluido. El tamaño de etapa que se use determina el volumen de fluido que va a producirse, la carga o presión que la bomba genera depende del número de etapas y de este número depende la potencia requerida.

El funcionamiento de la bomba puede ser analizado por medio de la curva de comportamiento de la bomba la que indica el rango recomendado de operación, como se muestra a continuación.

Figura 11. Comportamiento de equipo BES



Fuente. CENTRILIFT.ESP Handbook

- **Intakeo succión.**

Permite el acceso de los fluidos del pozo hacia la bomba, para que esta pueda desplazarlos hasta la superficie. La succión puede ser convencional si no se cuenta con presencia significativa de gas o pueden estar provistas de un separador de gas. Las succiones estándar solamente cumplen con las funciones de permitir el ingreso de los fluidos del pozo a la bomba y transmitir el movimiento del eje en el extremo del sello al eje de la bomba. La ubicación de este tipo de succión es muy importante para la realización de pruebas y determinación de parámetros de diseño y operación de la bomba.

- **Separador de gas.**

Su aplicación es recomendable en pozos con una elevada relación gas petróleo (RGP), se trata de un componente opcional que normalmente se coloca entre la bomba y el protector. Desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. Los separadores de gas rotativos, utilizan la fuerza centrífuga para separar el gas del líquido.

- **Motor electrosumergible.**

Provee la energía que necesita la bomba para rotar y acelerar los fluidos que están siendo bombeados hacia la superficie, el motor electrosumergible suministra exactamente tanta HP (*HorsePower*) como la bomba multi-etapa necesite. Los motores eléctricos utilizados para este tipo de bomba son generalmente de dos polos, tres fases y tipo de inducción. Estos motores están llenos de aceite sintético con alta resistencia dieléctrica, además operan en un rango de voltaje que va desde 230 volt a 5.000 volt, los caballos de fuerza utilizados son determinados por el diámetro y la longitud del motor.

El motor está compuesto por rotores usualmente de 12 y 18 pulgadas de longitud, montados sobre un eje localizado en el estator, un motor de gran longitud puede alcanzar los 33 pies y necesitará aproximadamente 800 caballos de potencia. El estator está compuesto por electro magnetos organizados para formar un cilindro hueco de un solo polo.

El motor eléctrico colocado en la parte inferior de aparejo, recibe la energía desde una fuente superficial, a través de un cable; su diseño compacto es especial, permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisface requerimientos de potencial grandes, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación.

- **Protector o sello.**

Este componente también llamado sección sellante, se localiza entre el motor y la bomba, está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del pozo. Las funciones básicas de este equipo incluyen:

- ✓ Permitir igualar la presión entre el motor y el anular.
- ✓ Absorber la carga axial desarrollada a través del cojinete de empuje.
- ✓ Prevenir la entrada de fluido del pozo hacia el motor.
- ✓ Proveer al motor de un depósito de aceite para compensar la expansión y contracción del fluido lubricante, durante los arranques y paradas del equipo eléctrico.
- ✓ Transmitir el torque desarrollado por el motor hacia la bomba, a través del acoplamiento de los ejes.

Los sellos vienen en diferentes distribuciones dependiendo del motor de la bomba, tanto el sello superior como el inferior se constituyen en varias cámaras de aislamiento proporcionando protección contra fluidos contaminantes.

- **Cable de potencia:**

Este cable permite transmitir la energía desde la caja de venteo hacia el motor eléctrico en fondo, puede tratarse de un cable plano o redondo, y tener diversas capacidades de voltaje. La energía eléctrica necesaria para impulsar el motor, se lleva desde la superficie por medio de un cable conductor, el cual debe elegirse de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo y que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos.

- **Sensor de fondo.**

Se encuentra instalado en la base del motor electrosumergible, se encarga de monitorear la temperatura del motor y la presión de entrada a la bomba. Está constituido por circuitos que permitan enviar señales a superficie registradas mediante un instrumento instalado en controlador, convirtiendo éstas, en señales de presión a la profundidad de operación de la bomba.

3.3.3 Ventajas y desventajas

Tabla 5. Ventajas y desventajas sistema ESP

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos sin dificultades y bajo costo	Tolerancia limitada a la arena
Alto aporte de energía al fluido	Se requiere de taladro en caso de falla
Presenta una alta eficiencia	Posibles fallas eléctricas asociadas al cable
Sistema fácil de controlar	Posibles problemas en la tubería asociados al cable eléctrico
Equipos de superficie no ocupan grandes espacios	Tolerancia limitada a altas temperaturas
Permite fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de escamas	Requiere de altos voltajes
Gran variedad de tamaños	

Fuente: Pacific Rubiales Energy. Modificado por el autor.

3.4 ESTUDIO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL POZO VERTICAL QUIFA 5

El pozo Quifa 5 fue escogido para el estudio de viabilidad del cambio de sistema de levantamiento artificial a ESP, aunque dicho sistema no es recomendable para el tipo de crudo producido en el Campo Quifa por su alta viscosidad y los altos requerimientos de potencia se ha evidenciado que la tendencia del yacimiento a incrementar su aporte de agua favorece el sistema ya que los altos cortes de agua mejoran su eficiencia.

El estudio de la producción del pozo Quifa 5 bajo el sistema de levantamiento artificial PCP comprenderá el periodo entre el 6 de enero de 2014 al 24 de noviembre de 2014.

Los datos que se tienen son los siguientes:

- Bomba PCP instalada: 28.40-2100 (NBRA= base nitrilica) S/N 1981710607
- Toma de nivel estático el día 6 de enero de 2014. Nivel 243', Sumergencia 2590'.
- El arranque pozo se da el día 6 de enero de 2014 con las siguientes condiciones:
80 RPM
26% de torque,
25 Amp de consumo del motor.

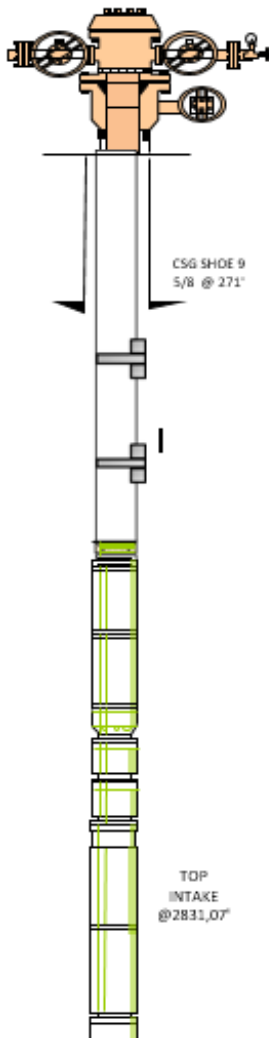
GEREMIA 28,40-2100

- 4,20 BPD/RPM
- Levantamiento 6524 pies
- Numero de etapas de la bomba:28 – 2800psi de presión máxima.
- Diámetro del rotor:40 milímetros
- Aunque la bomba es para un caudal de 2100BPD/500RPM teórico de 1260BPD por garantía y recomendaciones del proveedor no se realizan aumentos de RPM a más de 300RPM.

3.4.1 Estado mecánico pozo Quifa 5.

El pozo Quifa 5 es un pozo vertical con una profundidad vertical total (TVD) de 2905 pies, uno de los factores determinante para el diseño mecánico de un pozo son las consideraciones del sistema de levantamiento artificial usado, en este caso el sistema de levantamiento artificial PCP, las especificaciones del diseño mecánico del pozo vertical Quifa 5 se describen a continuación en la Tabla 6.

Tabla 6 Estado mecánico pozo Quifa 5



COMPANIA:		PREPARADO POR:		TELEFONO:		FECHA:			
METAPETROLEUM		PEDRO HERNANDEZ O.				6-Apr-2010			
POZO: QUIFA 5		LOCACION:	CAMPO:	PAIS:	DEPARTAMENTO:	NEW			
RIG : OPA		QF-05	RADIALES	COLOMBIA	META	Workover	X		
CASING	OD	WEIGHT	GRADE	THREAD	LONG	DEPTH [ft]			
	3 5/8"	360			271				
CASING	OD	WEIGHT	GRADE	THREAD	LONG	DEPTH [ft]			
	2"	230	B-80	BYC	2500	From: Sep	To: 2795		
LINEP	OD	WEIGHT	GRADE	THREAD	LONG	DEPTH [ft]			
TUBING	OD	WEIGHT	GRADE	THREAD	LONG	DEPTH [ft]			
	2 1/2"	3,30	B - 80	EME	2016.56	From: Sep	To:		
TUBING	OD	WEIGHT	GRADE	THREAD	LONG	DEPTH [ft]			
	3.5	3.3	B - 80		0.50	From: 14.75	To: 2792.41		
EQUIPOS DE SUPERFICIE									
VSD	Modelo: CILA 2S-ESP-3G-260KVA S/N SLA-SK-260-PRE-008								
SUT	SUNTEC S/N 32660110 260 KVA TAP A-4 B-3 1545V ESTRELLA								
ACCESORIOS Y MISCELANEOS									
CANT	CABLE DESCRIPTION		SPLICE #	LOCATION	SETTING	CABLE BRAND	QTY		
31	H.L.E TIPO 4 KLHT 14 SOLIDO PLANO S/N 810L9154EP		POT HEAD	MOTOR	2581.87	SUPER DAND	25.00		
2567.63	CABLE, PLAT PL4581250L SKV LEAD GALV		1	TUBING #1	2537.87	SUPER DAND	176.00		
						TOTAL	201		
CABLE PROTECTOR DESCRIPTION			CABLE CHORD		QTY	PROTEC BRAND	QTY		
N/A			YES		4	NO			
PACK-OFF DESCRIPCION			CYRERLINA	MOTOR LEAD	QTY	PROTEC BRAND	QTY		
PACK-OFF 2-1/8 2888 PSI VA TOOLS S/N 82E COIDA 4338-2			ALETA	610L91585P	38	NO	0		
SARTA DE PRODUCCION									
CANT	DESCRIPTION		SZM	ID	OD	LENGTH	FROM	TO	
1	ELEVACION MESA ROTARIA			N/A		14.58	14.58	0.00	
1	HANGER			N/A		1.15	0.10	3.25	
1	3 1/2" TBG 3.31 H-80 EUE 1.75-0			N/A	3.50	2744.14	2752.24	0.30	
1	DRAIN VALVE 3 1/2 BRD EUE 2288PSI				2.75	0.57	2752.78	2752.24	
1	3 1/2" EUE T-6100 3,30 H-81				2.332	3.58	2784.44	2752.78	
1	CHECK VALVE: 3 1/2 BRD EUE 2288PSI				N/A	3.58	0.57	2784.74	2784.14
1	3 1/2" EUE T-6100 3,30 H-81				2.332	3.58	34.35	2816.86	2784.74
1	DESCARGA HEAD, PUMP DO TRS 3 1/2 BRD EUE STL				2.33	5.38	0.58	2816.56	2816.86
1	BOMBA: MOD: TE 7000, TYPE: AR-CHP, STAGE 53				201400318P	5.38	14.54	2831.87	2816.56
1	INTAKE MODELO: DO TE/TGAR STL MODELO: 138852D				8H0L18647P	5.38	1.24	2832.31	2831.87
1	SELLO UPPER, MOD: TRS-AR-0/L-HL-AFLAS-STL				314080442D	5.13	5.53	2837.84	2832.31
1	SELLO LOWER, MOD: TRS-AR-0/L-HL-AFLAS-STL				314080443D	5.13	5.53	2843.37	2837.84
1	MOTOR: 225 HP/2455 V/36 A TRS-UT				114080280D	5.40	22.64	2866.81	2843.37
1	SENSOR SMARTGUARD, P/N: 881437				310L7244P	4.50	3.28	2863.21	2866.81
1	MOTOR CENTRALIZADOR					5.50	0.07	2870.00	2863.21
						DND	2768.33		

PUMPING STRING						
CANT	DESCRIPTION	S/N	OD	LENGTH	FROM	TO
	Espaciamiento			3.3	2831.60	2834.90
1	Rotor modelo 22-40 - 2500	1981710607	2.362	33.60	2798.00	2831.60
1	Subcoupling 1" 1/8 x 7/8"		2.375	0.42	2797.58	2798.00
109	Varillas 7/8" x 25' Grado EL w/Coupling SH		0.875	2731	66.58	2797.58
1	Pony Rod 7/8" x 8' Grado EL		0.875	8.00	58.58	66.58
2	Pony Rod 7/8" x 6' Grado EL		0.875	12.00	46.58	58.58
1	Subcoupling 7/8" x 1"		2.000	0.38	46.20	46.58
1	Barra Lisa 1 1/2" x 40' Pin 1"		1.250	39.00	7.20	46.20
	DIFERENCIA DE MESA ROTARIA			7.20	0.00	7.20

Fuente: Pacific Rubiales Energy.

3.4.2 Construcción curvas IPR⁵.

Es necesario predecir el comportamiento de un yacimiento junto con las curvas IPR de los respectivos pozos, para realizar una adecuada planificación del desarrollo y el potencial de producción de un determinado yacimiento respecto a un sistema de producción y los requerimientos de los equipos de levantamiento artificial. Las curvas IPR aparte de ser usadas para el cálculo de la productividad de los pozos petroleros, determinar un método de producción óptimo junto con el diseño de un levantamiento artificial; son usadas también como un método de optimización para la producción de pozos petroleros no solo para elevar el volumen en superficie reflejado en un aumento en la ganancia sino también para realizar predicciones en cuanto al agotamiento del yacimiento, todo esto si se cuenta con los datos de propiedades PVT y permeabilidades relativas.

La determinación de la IPR es posible si el valor de todas y cada una de las variables envueltas es conocido. Sin embargo, suficiente y exacta información de yacimiento raramente existe. De hecho, bajo condiciones de flujo multifásico, la solución puede

⁵MODULO II – COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA. ISBN: 978-980-12-2581-2. Dep. Legal No LF06120075002073.

no ser sencilla y la forma más exacta sería resolver las ecuaciones que gobiernan el flujo a través del medio poroso mediante el uso de algún simulador.

En campo, algunos métodos empíricos pueden ser usados para estimar la IPR de manera sencilla. La mayoría de estos métodos tan solo requieren de al menos una prueba estabilizada del pozo, como tasa de producción y su respectiva presión fluyente.

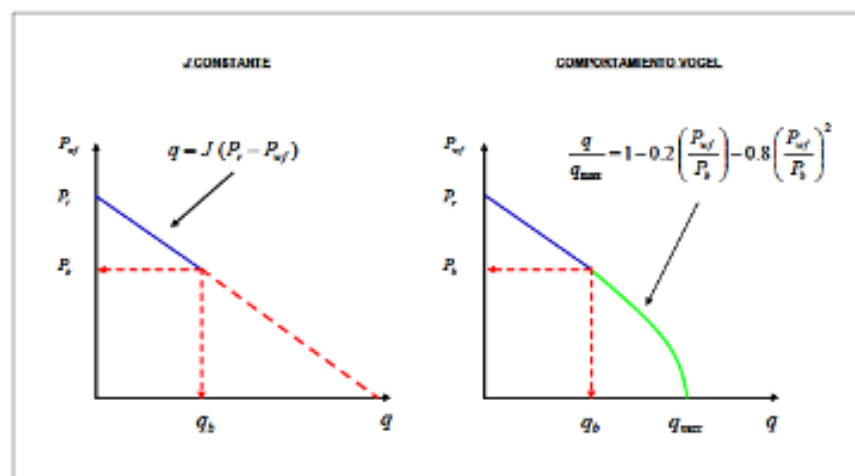
Si se considera un yacimiento sub-saturado ($P_r > P_b$), resultaría claro distinguir de la curva IPR una sección recta y otra curva, tal como puede apreciarse en la Figura 12.

Evaluando el índice de productividad J en el punto en común entre ambas curvas ($P_{wf} = P_b$), la Ecuación finalmente podría ser escrita como:

$$J = \frac{1.8 (q_{\max} - q_b)}{P_b}$$

Ecuación 3. calculo de J para $P_{wf}=P_b$.

Figura 12. Comportamiento típico de la curva IPR, para yacimiento sub-saturado y saturado



Fuente: MODULO II – COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA. ISBN: 978-980-12-2581-2

Durante el diseño de ESP realizado para poner en marcha a partir del día 24 de noviembre de 2014, se tomó un IP de 15,3 BFPD/PSI. Considerando este IP se obtiene a partir de la ecuación de IP a una PWF (Ecuación 4) de 1120.9 psi.

Para el cálculo de la presión de fondo fluyendo, P_{wf} , los siguientes datos responden a datos obtenidos el día 20 de noviembre de 2014, ver anexo 2.

$$PWF = 0,052 * 8.33 * \gamma_{mezcla} * (Profundidad perforados - nivel de fluido)$$

Ecuación 4. Cálculo de presión de fondo fluyendo, P_{wf}

Tabla 7. Cálculo presión de fondo fluyendo, Pwf

CALCULO PWF	
Profundidad de perforados (ft)	2940
Nivel de fluido (ft)	346
API	13.1
%BSW	88.9
γ_{crudo}	0.979
γ_{Mezcla}	0.998
PWF (psi)	1120.9

Según registros la presión de yacimiento es de 1193 PSI, el caudal de petróleo según los datos obtenidos el día 20 de noviembre de 2014 (Anexo2), es de 1107.7 STB/día.

$$J = Q / (PR - PWF)$$

Ecuación 5. Cálculo de índice de productividad, J.

$$J = 1107,7 / (1193 - 1120.9)$$

$$J = 15.3 \text{ BFPD/PSI}$$

La razón de la tasa de producción, en barriles por día a la presión diferencial (Pr- Pwf), se le denomina Índice de Productividad J, este es una medida del potencial del pozo. En el caso de el pozo Quifa 5, que el mecanismo de empuje sea hidráulico

se esperan presiones de fondo fluyente, P_{wf} , altas ya que pese a su alto corte de agua la presión es suficiente para llevar petróleo a superficie.

La grafica PWF vs Q muestra el comportamiento de la formación tras una caída de presión, evidenciando el potencial de la formación. La tasa máxima de producción (Absolute openhole factor AOF) de líquido que puede entregar el pozo se presenta cuando la presión de fondo fluyendo (BHP) es cero.

Esta misma gráfica permite realizar la estimación del caudal que se obtendrá tras la implementación o cambio de un sistema de levantamiento, el proceso es el siguiente:

Se debe calcular la presión de fondo fluyendo mínima, P_{wf} , para el valor mínimo de sumergencia que la bomba permite, en este caso ese valor es de 200 ft.

$$PIP = \text{sumergencia} * \text{gradiente del fluido}$$

Ecuación 6. Ecuación para el cálculo de PIP

$$PIP = 200 \text{ ft} * 0.44 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} = 88 \text{ ft}$$

$$P_{wf} = PIP + ((\text{profundidad media perforados} - \text{profundidad intake}) * \text{gradiente fluido})$$

Ecuación 7. Calculo de P_{wf}

$$P_{wf} = 88 \text{ psi} + \left((2940 \text{ ft} - 2831 \text{ ft}) * 0.44 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right) = 206 \text{ psi}$$

Con este nuevo valor de P_{wf} a la sumergencia mínima de operación de la bomba se traza una línea recta desde el eje Y en las curvas IPR hasta que intersecte con

esta y se proyecta en forma vertical hasta el eje X donde se leerá el valor del caudal estimado en este caso 15000 BFPD (ver Figura 13).

Este mismo procedimiento se repite para calcular Pwf a una sumergencia de 1400 ft, que es la sumergencia de operación estimada, siendo sus valores:

$$PIP = 616 \text{ psi}$$

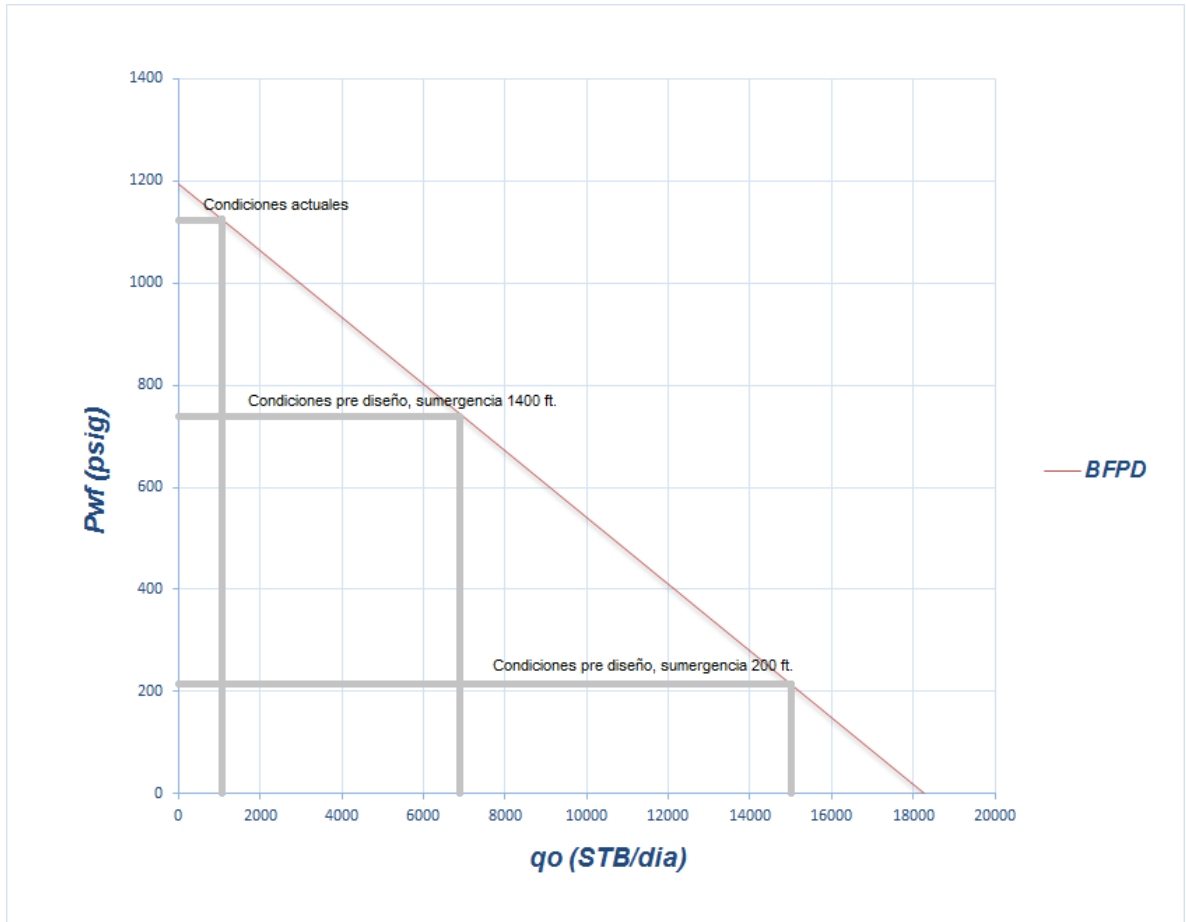
$$P_{wf} = 734 \text{ psi}$$

Tabla 8. Tabla de resultados curva IPR, Pwf=0

ECUACIÓN	CONDICIÓN	Pwf	BFPD	BWPD	BOPD
$q_o = J(\bar{P}_R - P_{wf})$	$P_{wf} \geq P_b$	1193	0	0	0
		1120	1116.879834	1061.03584	55.8439917
		700	7542.763812	7165.62562	377.138191
		500	10602.70856	10072.5731	530.135428
		0	18252.57044	17339.9419	912.628522

La curva de inflow muestra un AOF a 18252 BFPD como se evidencia en la figura 15.

Figura 13. Curva de IPR $P_{wf}=0$



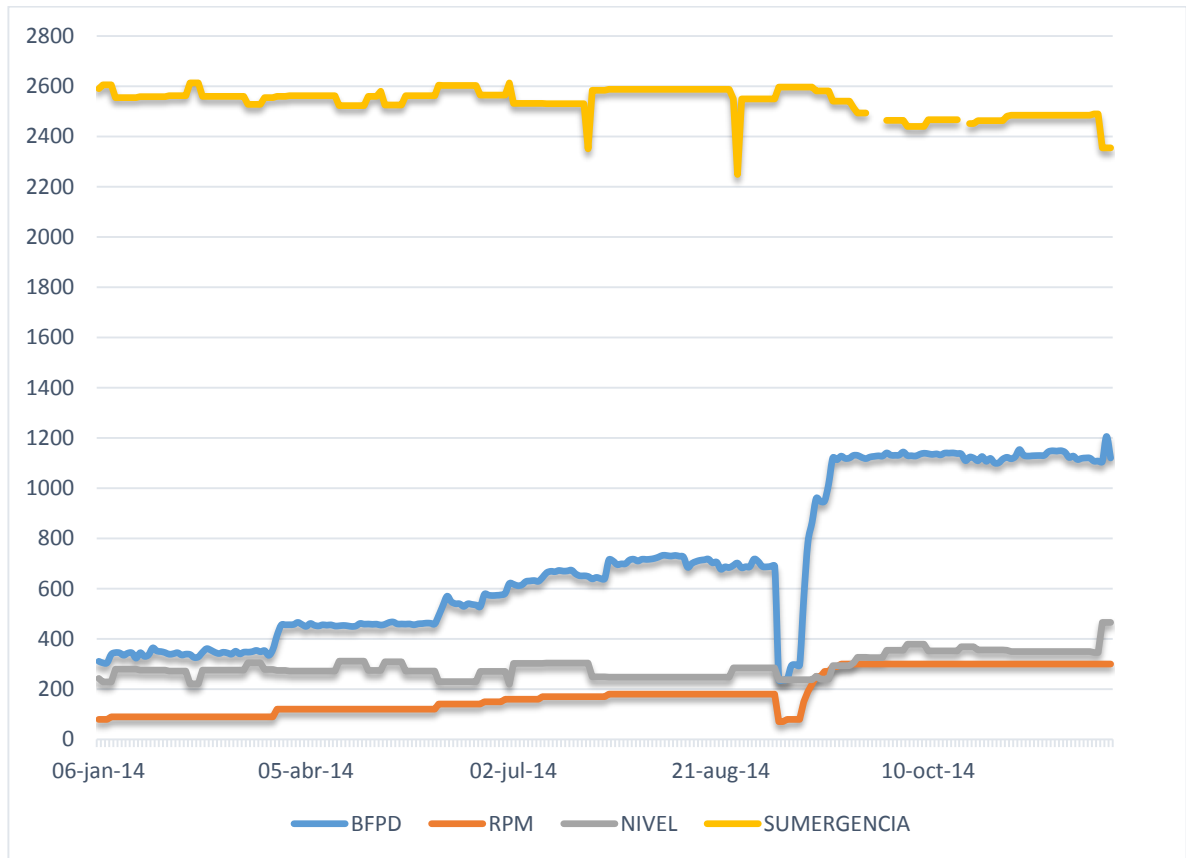
Al estimar la disminución de la presión de fondo fluyente, P_{wf} , producto de la disminución de la sumergencia, se hace posible calcular el caudal estimado partiendo de los datos actuales. En el caso de la Figura 15 se aprecia que a una disminución de la sumergencia a 1400 ft el caudal máximo esperado será de 7000 BFPD y al disminuir la sumergencia a su valor de operación mínimo que es a 200 ft el caudal esperado será de 15000 ft, para la producción de este último caudal se hace necesario implementar una bomba de mayor capacidad, lo que aumenta de manera significativa los costos, sin ver un aumento importante en la producción de crudo respecto a la sumergencia de 1400ft por lo que se plantea esperar un caudal máximo de 7000 BFPD con una producción de 440BOPD. Los datos actuales

corresponden a los datos antes de la implementación del ESP con un caudal de 1107 BFPD y 121.9 BOPD.

3.4.3 Análisis de producción.

Las figuras 14, 15 y 16, son usadas para generar el análisis de producción del pozo Quifa 5 con los datos obtenidos bajo el sistema de levantamiento artificial PCP, ver anexo 2.

Figura 14. Análisis BFPD, RPM, NIVEL y SUMERGENCIA en el pozo Quifa 5



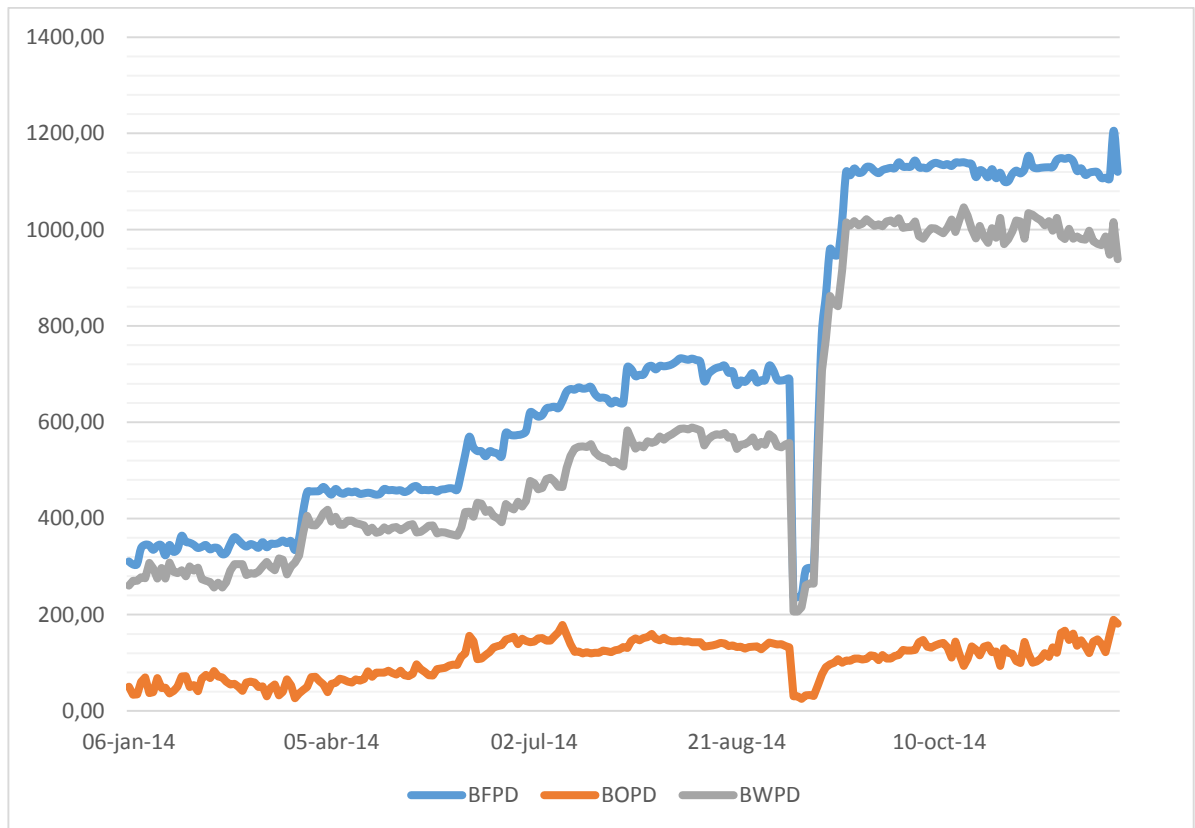
Fuente: Pacific Rubiales Energy.

En la Figura 14 se aprecia la variación de BFPD, RPM, NIVEL Y SUMERGENCIA durante el periodo de estudio del pozo Quifa 5 con el sistema de levantamiento

actual, se aprecia que cuando la bomba trabaja a 80 RPM con un nivel en 243 y una sumergencia de 2590, el fluido total en superficie esta alrededor de 310 BFPD.

Al final del periodo de estudio cuando la bomba se encuentra estable en 300 RPM desde aproximadamente el 19 de septiembre (ver Figura 19), siendo el IP de 13.5 se tiene un flujo total en superficie alrededor de 1107 BFPD que es el caudal máximo en superficie que presenta el pozo Quifa con la bomba de cavidades progresivas.

Figura 15. Análisis BFPD, BOPD y BWPD en el pozo Quifa 5



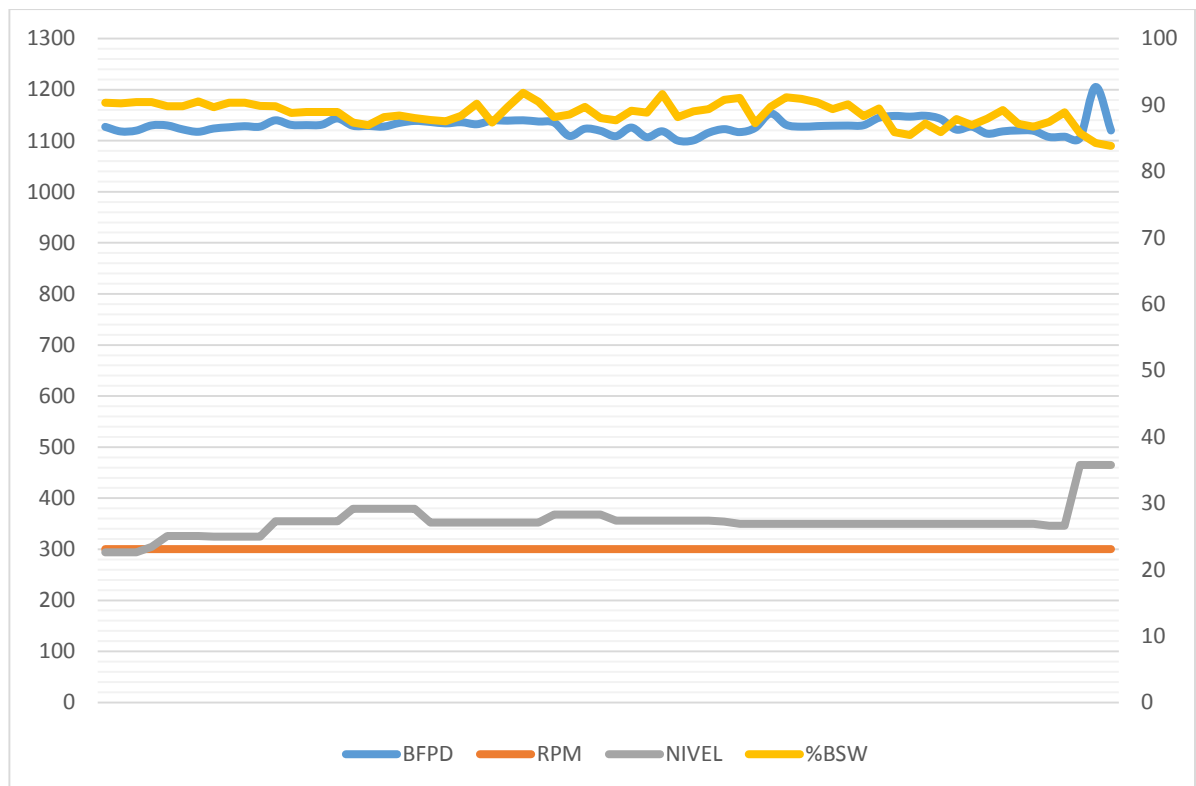
Fuente: Pacific Rubiales Energy

Al inicio del periodo de estudio el flujo total en superficie es de 310.30 BFPD, de los cuales corresponden 50.4 BOPD y 260.5 BWPD. Se hace evidente un incremento significativo en el BWPD reflejado en el BFPD a mediados de

septiembre siendo estos valores de 1018 y 1127 respectivamente, este aumento está relacionado directamente al inicio del periodo estable de la bomba a 300 RPM, al finalizar dicho periodo se observa una pequeña disminución teniendo 1107 BFPD, 985BWPD y 122 BOPD.

Se hace necesario evaluar los parámetros durante el periodo estable de la bomba a 300 RPM ya que estas son las condiciones óptimas de operación de la bomba de cavidades progresivas en el pozo Quifa 5.

Figura 16. Análisis periodo estable de las RPM



Fuente; Pacific Rubiales Energy.

Durante el periodo en que la bomba trabajo de manera ininterrumpida a 300 RPM se puede ver que el BFPD no tiene cambios significativos variando este su valor entre 1139 y 1107, el %BSW varía entre 91% y 88.9%, este último siendo el valor

de referencia para los cálculos a realizar antes de la implementación del nuevo sistema de levantamiento artificial.

4. DESARROLLO Y CONSIDERACIONES DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ESP

El software usado en la simulación para la implementación del nuevo sistema de levantamiento artificial ESP en el pozo Quifa 5 es el *Software Solutions 3.1*, el cual no solo permite recrear las condiciones del yacimiento y del pozo con los datos obtenidos en registros y análisis geoquímicos, sino que también permite predecir el comportamiento del pozo bajo un sistema de levantamiento artificial diferente.

Para esta predicción el *Software Solutions 3.1*, ayuda a determinar los equipos y las especificaciones de estos para un funcionamiento óptimo y seguro, todo esto diseñado bajo las especificaciones que el cliente tenga para su implementación y funcionamiento.

4.1 CONSIDERACIONES

Las correlaciones establecidas para el diseño de pozos son:

Para *Dead Oil Viscosity: Glaso*

La correlación es la siguiente:

$$Pb = 10 (1.7669 + 1.7447 \log F - 0.30218 (\log F)^2)$$

Ecuación 8.

Donde la variable F viene dada por:

$$F = \left(\frac{Rsb}{\gamma g} \right)^{0.816} * \frac{T^{0.172}}{\gamma API^{0.989}}$$

Ecuación 9.

P_b: Presión de burbuja, lpca

R_{sb}: Razón gas disuelto- petróleo a p ≥ p_b PCN/BN

T: Temperatura del yacimiento, °F

γg: Gravedad específica del gas (aire=1)

γAPI: Gravedad del petróleo, °API

Tabla 9. Rangos de los datos para la correlación de Glaso

TABLA 2.6 - RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACION DE GLASO, O.	
Presión de burbujeo, lpca.	165 - 7142
Temperatura, °F	80 - 280
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.025 - 2.588
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	90 - 2637
Gravedad del petróleo, °API	22.3 - 48.1
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.65 - 1.276
Presión del separador, lpca.	
Primera etapa	415
Segunda etapa	15
Temperatura del separador, °F	125

Fuente: BANZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Edición Preliminar. Universidad de Zulia. 1996

- Para *Saturated Oil Viscosity*: Kartoatimodjo

La correlación es la siguiente:

$$Pb = \left(\frac{Rsb}{Cl\gamma gc^2 10^{\left(\frac{Cl\gamma API}{T+460}\right)}} \right)^{C4}$$

Ecuación 10.

P_b = Presión de burbuja, lpcá

R_{sb} = Razón gas disuelto- petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN

T = Temperatura del yacimiento, °F

γ_{gc} = Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm, (aire=1)

γ_{API} = Gravedad del petróleo, °API

Tabla 10. Rango de los datos para la correlación de Kartoamodio

TABLA 2.11.- VALORES DE LAS CONSTANTES C_1 , C_2 , C_3 , C_4				
	C_1	C_2	C_3	C_4
$\gamma_{API} \leq 30$	0.05958	0.7972	13.1405	0.9986
$\gamma_{API} > 30$	0.03150	0.7587	11.2895	0.9143

TABLA 2.12.- RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACION DE KARTOATMODJO, T, Y SCHMIDT, Z.	
Presión de burbujeo, lpcá.	14.7 - 6054.7
Temperatura, °F	75 - 320
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.007 - 2.144
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	0.0 - 2890
Gravedad del petróleo, °API	14.4 - 58.9
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.379 - 1.709

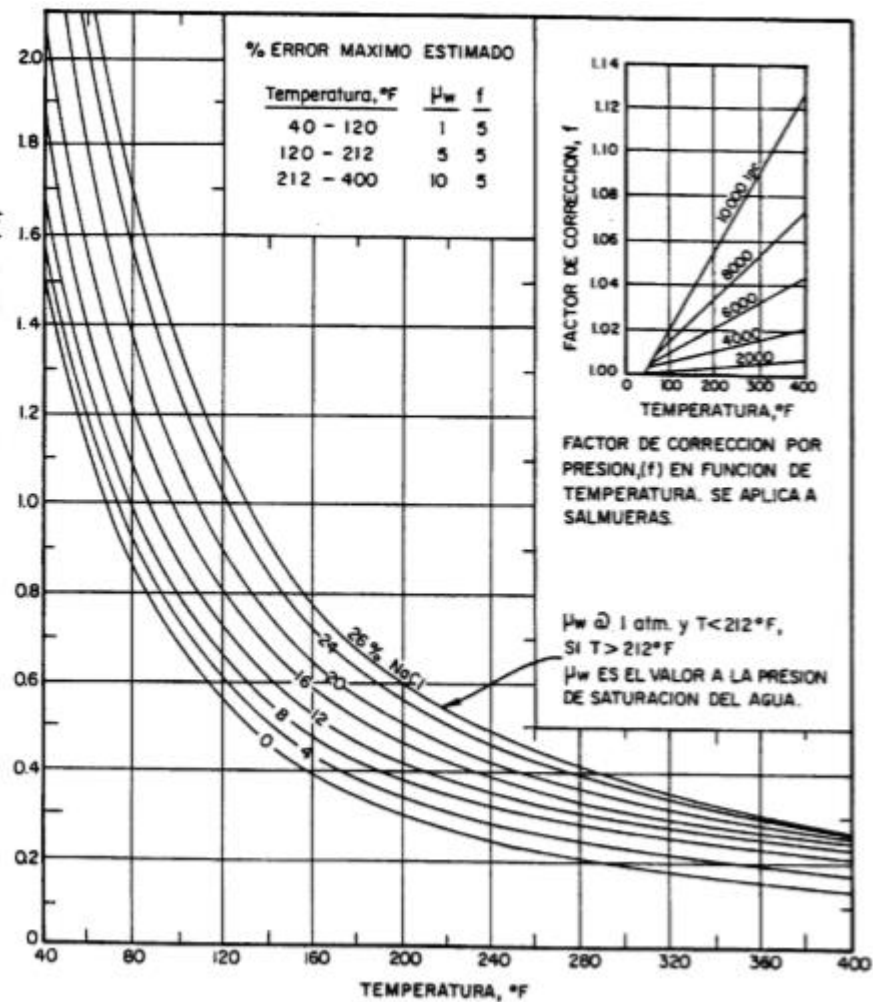
Fuente: BANZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Edición Preliminar. Universidad de Zulia.

1996

- Para Water Viscosity: Matthews- Russell

Esta correlación se presenta en la Figura 17, donde la viscosidad del agua a presión atmosférica μ_{w1} en cp, está en función de temperatura y salinidad. El cuadro inserto en la figura permite realizar la corrección por presión.

Figura 17. Viscosidad del agua a una atmósfera en función de la temperatura y salinidad



Fuente: BANZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Edición Preliminar. Universidad de Zulia.

1996

- Para Gas *Viscosity*: Lee

La correlación es:

$$\mu_g = \frac{K \exp(X p g^Y)}{10^4}$$

Ecuación 11.

Donde:

$$k = \frac{(9.4 + 0.02M)T^{1.5}}{209 + 19M + T}$$

Ecuación 12.

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M$$

Ecuación 13.

$$Y = 2.4 - 0.2X$$

Ecuación 14.

$$pg = 1.4935 * 10^{-3} \frac{pM}{zT}$$

Ecuación 15.

μg : Viscosidad del gas a p y T, cp

pg : Densidad del gas, grs/cc

M: Peso molecular del gas (28.96 yg), lbs/lb-mol

Z: Factor de compresibilidad del gas, adimensional

P: Presión, lpca

T: Temperatura, °R

El software *Solutions 3.1* permite seleccionar varios tipos de correlaciones para el cálculo de índices de productividad, en el caso del Campo Quifa los índices de productividad se calculan mediante *Productivity Index* debido al alto corte de agua

en los pozos y a que el yacimiento es subsaturado es decir no hay presencia de gas en los pozos.

La selección del motor a usar está basada en el análisis previo de la Figura 13 donde se determinó que para una sumergencia de 1400 ft la Pwf es igual a 734 psi, siendo así el caudal máximo de 7000 BFPD con 440 BOPD.

Según las especificaciones y cálculos realizados se selecciona un motor E56 de 250 HP, 3858 Voltios y 40 Amperios.

4.2 DESARROLLO SIMULACIÓN

- Para dar inicio a la simulación se debe asignar nombre del pozo, campo, formación productora y compañía
- Tras seleccionar las correlaciones establecidas, explicadas anteriormente, se debe diseñar el estado mecánico del pozo, lo que incluye: Survey, profundidades de casing, perforados, asentamiento de la bomba y temperatura de fluido en fondo. En el caso del pozo Quifa 5 al ser vertical no hay survey, por lo tanto no se generará grafica del perfil del pozo (well profile), gráfica del azimuth del pozo ni gráfica de Dog Leg severity.

Tabla 11. Perfil del pozo

PERFIL DEL POZO						
	MD (ft)	OD (in)	WEIGHT (lb/ft)	ID(in)	DRIFT DIA (in)	COLLAR DIA (in)
CASING	3500	7	23	6.366	6.241	_____
TUBING	2816	3.5	9.3	2.992	2.867	4.5

Fuente: Pacific Rubiales Energy.

- Posterior a diseñar el estado mecánico del pozo, se ingresan las propiedades del fluido de pozo, que son: corte de agua, gravedad API del crudo, gravedad específica del gas, presión de burbuja, GOR, gravedad específica del agua y las impurezas del fluido (CO₂ & H₂S). Estas propiedades son obtenidas previamente las los estudios realizados a los fluidos del pozo Quifa 5, ver Tabla 2 y Tabla 3, aun cuando en los diseños de ESP aparece un registro de GOR de 5 – 20 SCF/STB, se tiene en cuenta para efectos de diseño y en este caso el simulador trabaja con un GOR de 10 SCF/STB.
- Caso tal que no se tenga un IP para trabajar el simulador con una prueba de producción puede calcular el índice de productividad.

4.2.1 Resultados simulación.

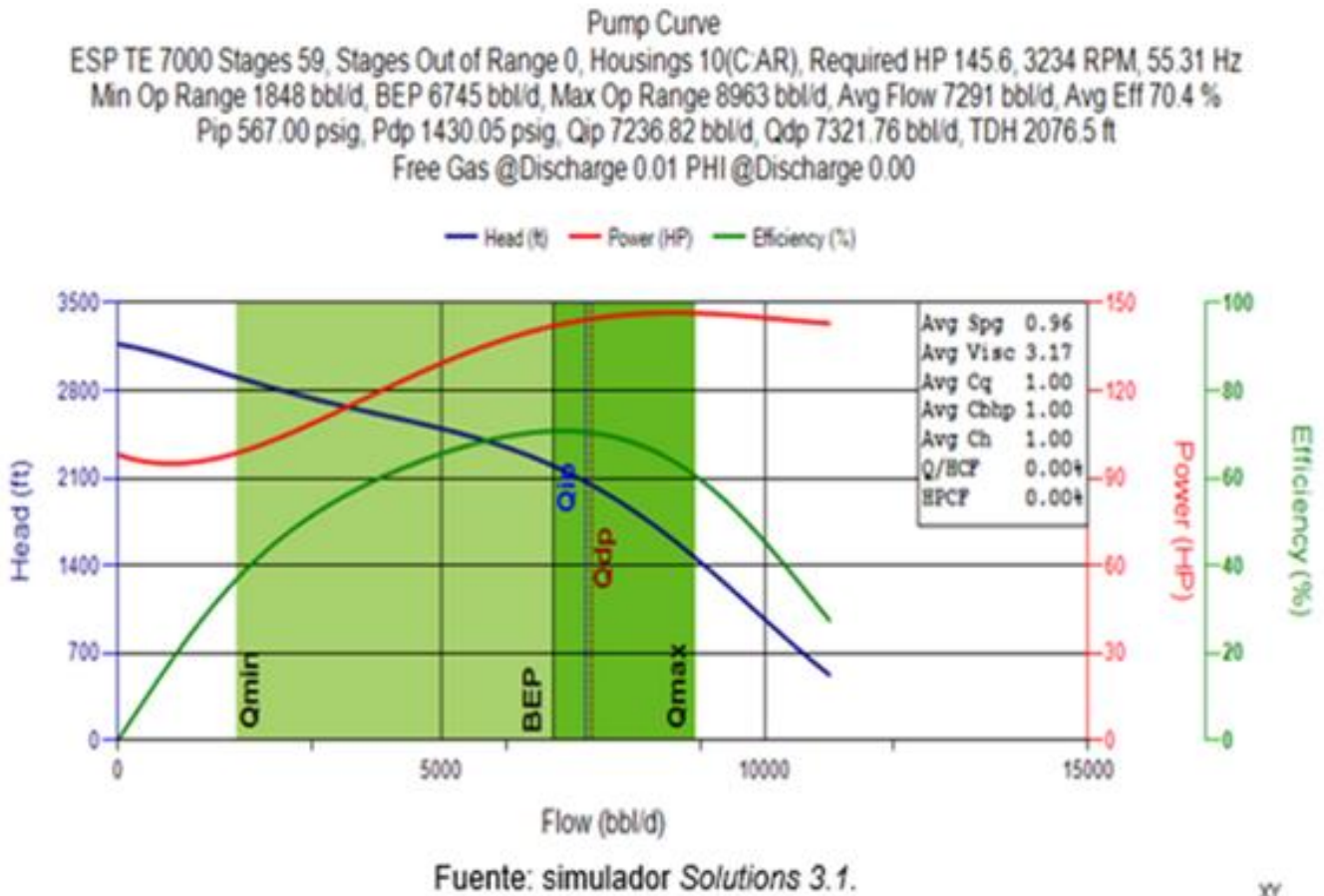
Al hacer la simulación bajo la información brindada (ver Tablas 2 y 3) de las condiciones actuales del pozo Quifa 5 se obtienen los siguientes resultados:

Se ingresa data PVT, es decir pruebas de fluidez diferentes presiones y temperaturas, donde: T= 77 °F, P= 80 psig y μ = 700 cp.

Como se requieren 7000 BFPD, se selecciona una bomba TE-7000, compresora y AR (*abrasión resistant*), debio al alto corte de agua. Con un requerimiento de 144.6 HP a 3500 RPM (60 Hz). El caudal promedio es de 7291 bbl/dia y la eficiencia promedio es de 70.4 %.

La línea roja vertical demarcada en la gráfica es el caudal requerido, el software automáticamente arroja las bombas que podrían manejar dicho caudal. Al seleccionar la bomba automáticamente se genera la curva de la misma.

FIGURA 18. Performance de la Etapa TE-700



Se debe llevar a cabo el cálculo para la adecuada selección del número de etapas, las cuales están dadas por la siguiente ecuación:

$$\#Etapas = \frac{\text{Total Dynamic Head}}{\text{Head Capacity /etapa}}$$

Ecuación 16.

$$\#Etapas = 59$$

Siendo:

TDH: 2070.6 psi

Head Capacity: 35.09ft/stage

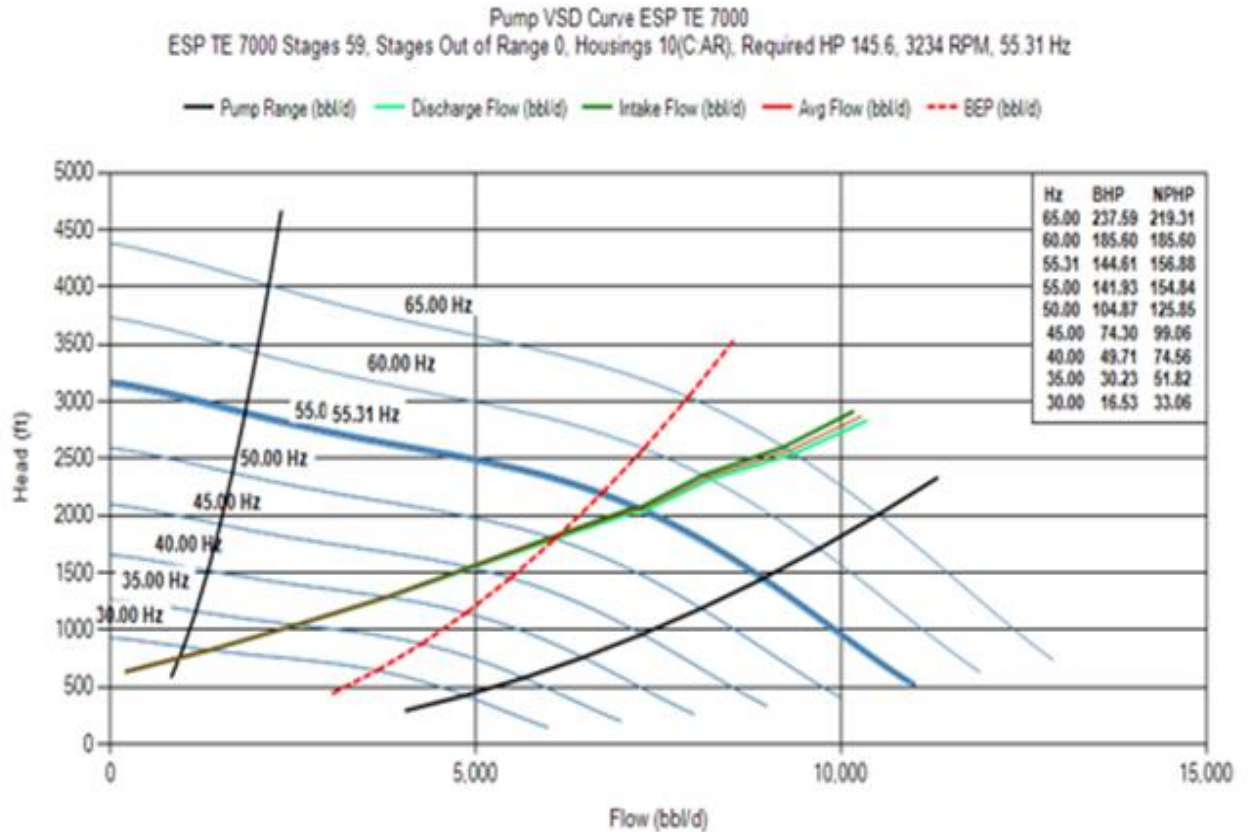
Se puede apreciar que el caudal mínimo de operación es de 1848 bbl/día y el caudal máximo será 8963 bbl/día, la eficiencia de la bomba es de 70.4 % y la frecuencia de operación para 7000 bbl/día es de 60 Hz.

La siguiente figura muestra el comportamiento de la curva del pozo dentro del rango de operación de la bomba electrosumergible para el pozo Quifa 5.

El rango de operación de la bomba para los caudales mínimo y máximo de 1848 BFPD a 8963 BFPD, será de 55.31 Hz a 60 Hz respectivamente.

Según la Figura 19 se obtiene que cuando opera a una frecuencia de 55.31 Hz, el BHP será de 144.61 y NPHP de 156.88.

FIGURA 19. Comportamiento de la curva del pozo dentro del rango de operación de la bomba



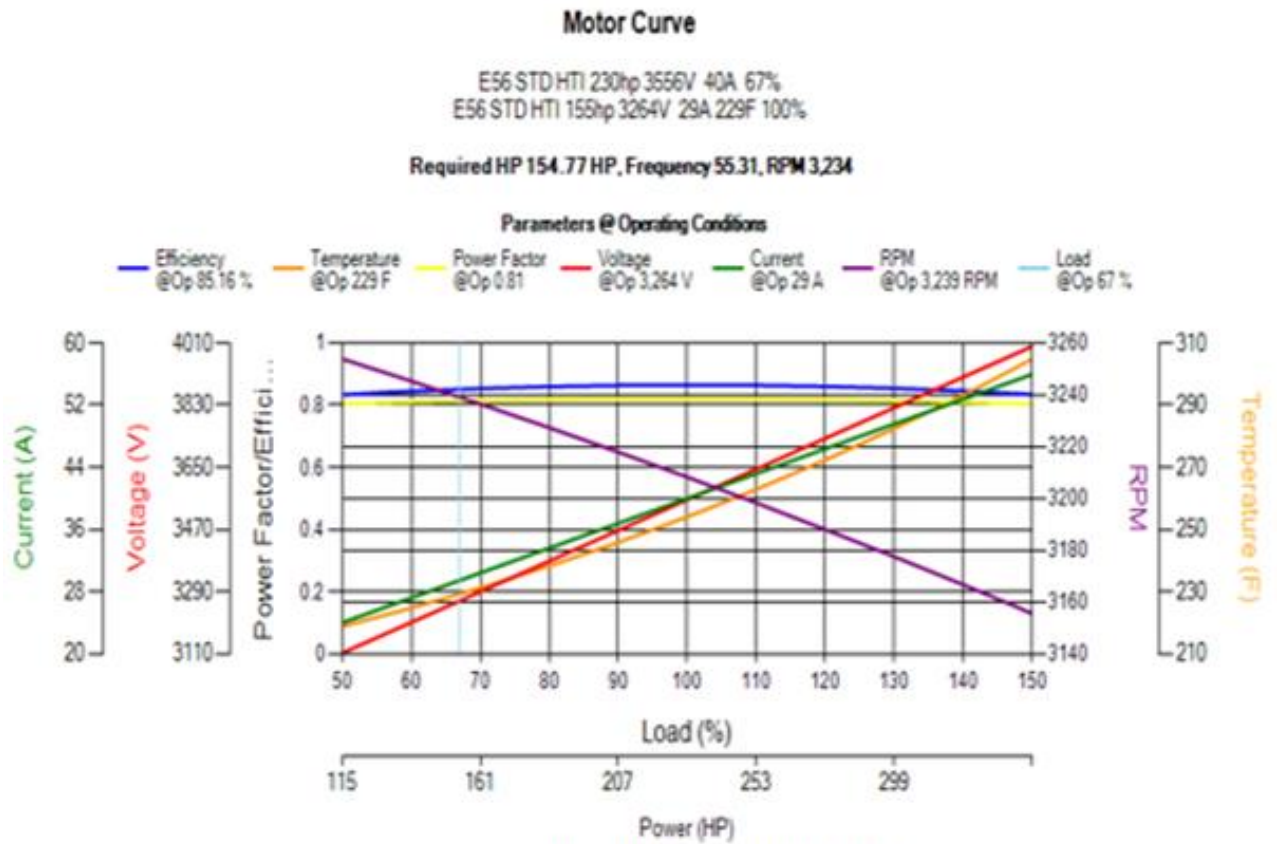
Fuente: simulador Solutions 3.1.

Con la siguiente gráfica se puede predecir cuál será el comportamiento del motor ante la variación de diferentes parámetros como lo son: la temperatura, las RPM, el voltaje y HP, dentro de los rangos de operación del sistema en el pozo Quifa 5, dichos rangos mencionados anteriormente en las gráficas correspondientes a la simulación.

El motor E56 STD HTI tiene un requerimiento de potencia de 145.6 HP para la frecuencia de operación de 55.31 a 3234 RPM

Las condiciones de operación a las cuales se generó la Figura 20, son: *Efficiency*=85.16%, *Temperature*= 229°F, *Power Factor*= 0.81, *Voltage*=3264, *Current*= 29 A, *RPM*= 3239 RPM y *Load*= 67%, es importante conocer dichas condiciones ya que son específicas para el motor seleccionado a las condiciones de operación requeridas.

FIGURA20- Comportamiento del Motor



Fuente: Simulador solutions 3.1

El requerimiento de potencia es de 181.16HP operando a 60 Hz, se selecciona un requerimiento de 250 HP, la temperatura de operación será de 237.16 °F y la BHT es igual a 135 °F.

Las especificaciones operacionales del motor son:

E56 STD HTI 181hp 3592V 31^a 237F 100%

En la selección de cable plano # 2, para una temperatura de 450°F, se observa la pérdida de voltaje y relación de arranque del equipo, parámetros importantes para el arranque del mismo. La relación de arranque debe ser mayor a 0.5.

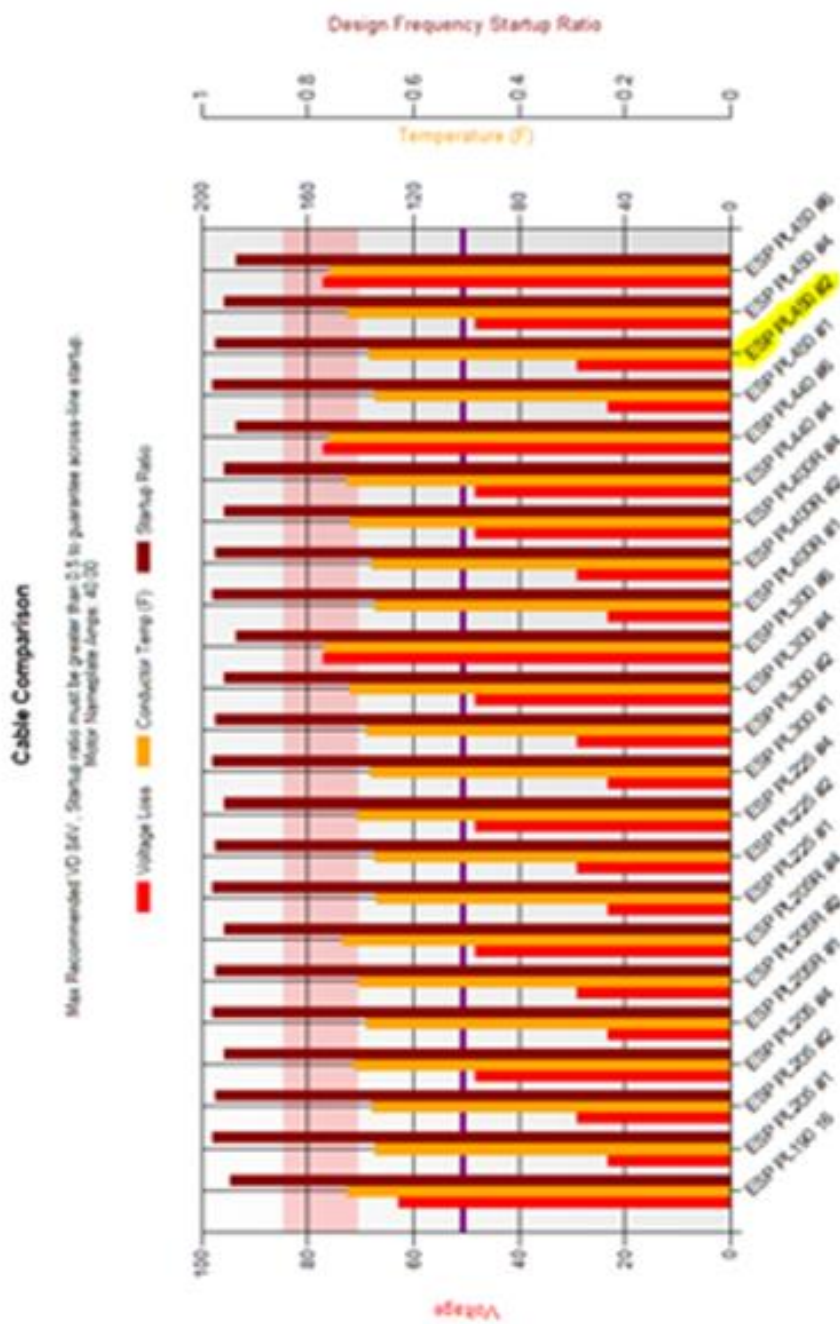
$$\textit{Relación de arranque} = \textit{Voltaje de operación/amperaje de operación}$$

Ecuación 17. Relación de arranque.

Las pérdidas de voltaje no pueden sobrepasar el límite según el cable seleccionado, ya que puede ocasionar una falla prematura en el equipo.

Los valores de Voltaje, Temperatura y DFSR (Design Frequency Startup Ratio) son: 30, 130°F y 0.98 respectivamente.

FIGURA21. Gráfica selección del Cable



Fuente: simulador Solutions 3.1.

Los sellos son seleccionados según la serie del motor, en este caso el motor es serie 500.

Existen diferentes configuraciones de sellos, básicamente tipo bolsa y tipo laberinto. La variación de los sellos depende de cómo se configuren.

Para este se implementa la configuración 2BS/L, que significa doble bolsa en serie con una cámara en laberinto.

El software también permite ingresar el tipo de material de la bolsa elastómera interna en el sello y el tipo de aceite con el cual se llenara dicho sello, para este caso se tiene:

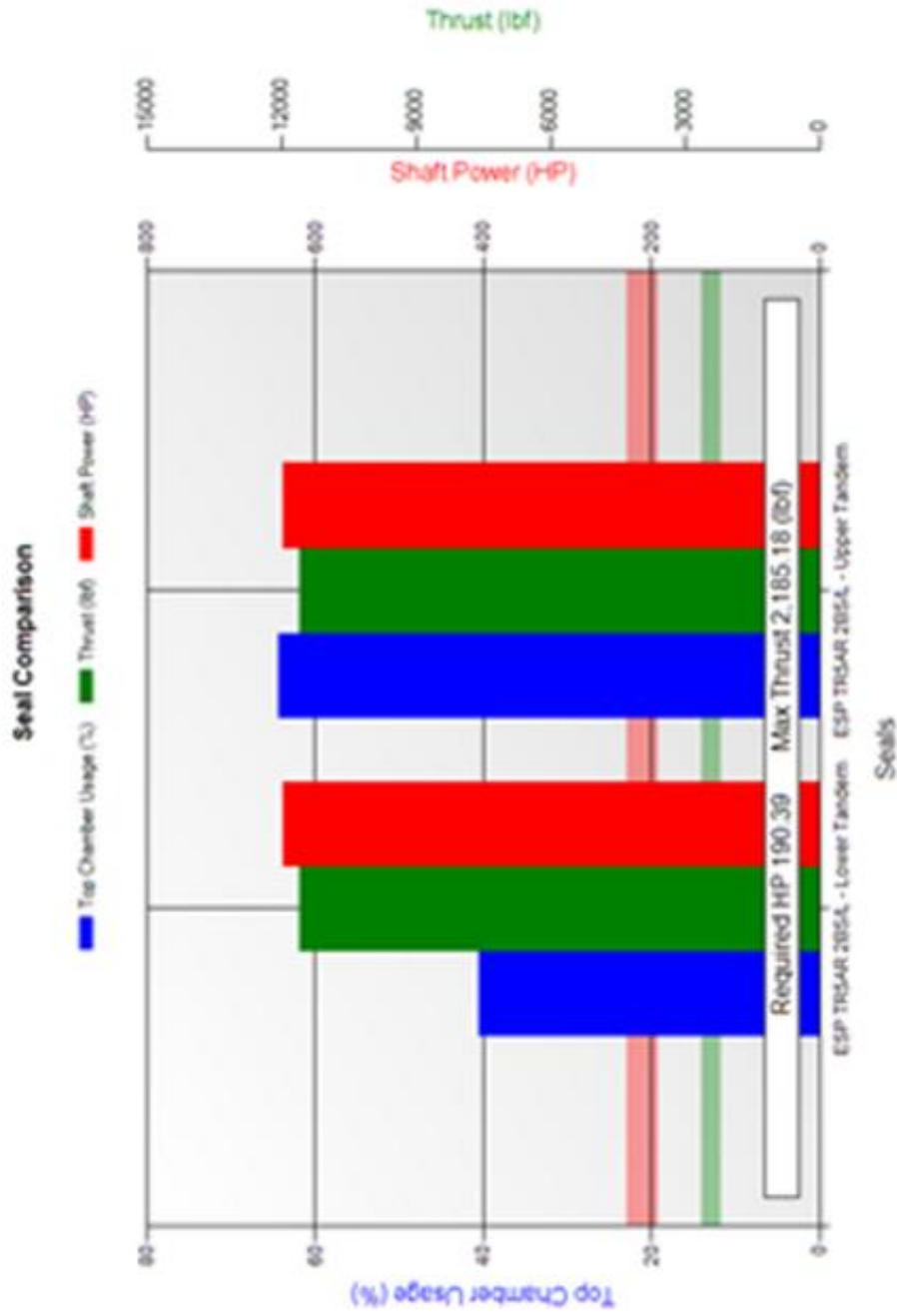
Configuración: combinada

Bearing: HL HT

Shaft: STD

Por lo tanto se denomina de la siguiente manera: ESPTR5AR 2BS/L STD, HL_HT

FIGURA 22- Gráfica selección de sellos



Fuente: simulador Solutions 3.1

4.2.2 Análisis.

Según los eventos anteriores se evidencia que el pozo Quifa 5 es buen candidato para la instalación de una bomba electrosumergible, es decir un cambio en el sistema de levantamiento artificial de PCP a ESP, que podría producir más de 7000 BFPD, lo que representaría un incremento significativo en la producción de petróleo en el Campo Quifa.

Aunque hay un aumento en el %BSW, entre la implementación de la bomba de cavidades progresivas y la electrosumergible, de un 6%, el incremento en el BFPD supera por un gran rango este porcentaje mostrando una producción de petróleo mayor con el uso de una bomba electrosumergible. La explotación del pozo Quifa 5 se llevaría a cabo bajo un sistema de levantamiento más eficiente aunque como se mencionó anteriormente este sistema no era considerado para la extracción de crudos pesados.

5. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO

A lo largo de los capítulos anteriores se demostró que en cuanto a los requisitos técnicos es viable realizar un cambio en el sistema de levantamiento artificial usado en el pozo Quifa 5 de PCP a ESP, aunque este no era considerado para crudos pesados como es el caso del Campo Quifa con un crudo de 13.1 °API.

Por medio de una evaluación financiera es posible determinar la viabilidad de un proyecto, debido a que se sustenta el porqué de un cambio reflejado en ganancias económicas. En el caso del pozo Quifa 5 el análisis económico del cambio de sistema de levantamiento artificial se hará por medio de la relación Beneficio /Costo,

indicador que permite medir el grado de desarrollo y bienestar que un proyecto traerá consigo.

5.1 PARÁMETROS DEL ANÁLISIS FINANCIERO

Para la determinación de la viabilidad del proyecto por medio de la relación Beneficio/Costo, se deben considerar diferentes parámetros los cuales se explicaran a lo largo del desarrollo del presente capítulo.

5.1.1 Ingresos del proyecto.

El pozo seleccionado para determinar los ingresos del proyecto es el pozo Quifa 5, el mes cero (0) será Noviembre del 2014, mes en el cual se realiza el cambio a ESP, el caudal manejado para calcular los ingresos será el caudal promedio calculado con la simulación del proyecto.

Los costos del crudo producido están regidos por la variabilidad del precio del crudo de referencia para América WTI (*West Texas Intermediate*), considerando un precio promedio del crudo a finales del año 2014. Debido a que el precio WTI aplica para un rango determinado de gravedad API y el crudo del Campo Quifa por ser un crudo pesado no está dentro de este rango se hará un ajuste de 17.1% menos del precio WTI promedio a manejar más un diferencial de USD\$6 por transporte y logística (porcentaje definido para crudos pesados en America).

5.1.2 Egresos del proyecto.

Este capítulo abarca todas las inversiones que interfieren en el desarrollo del presente proyecto.

Los costos que se deben tener en cuenta son los siguientes:

- Los costos de inversión, que hacen referencia a la compra de activos fijos, es decir los costos de los equipos de fondo y de superficie del sistema de levantamiento a implementar junto con los costos asociados a su instalación.
- Los costos variables, que en este proyecto incluyen consumos de ACPM de generadores, revisiones de equipos por tiempo de operación y costos por tratamiento de fluido.
- La amortización se toma como cero (0) para la evaluación del proyecto a que este valor está incluido dentro del presupuesto asignado por la empresa para la implementación del proyecto.
- La depreciación se dividirá entre los 36 meses inmediatamente siguientes al mes cero (0) de evaluación.
- Los impuestos están sujetos a los estatutos legales vigentes y la empresa.

5.1.3 Relación Beneficio/Costo

La ecuación que se usa para determinar este indicador :

$$B/C = \frac{VpnI}{VpnE}$$

Ecuación 18. Relación Beneficio - Costo

Dónde: B/C = relación beneficio-costo

$VpnI$ = valor presente de los ingresos totales

$VpnE$ = valor presente de los egresos totales

5.1.4 Valor Presente Neto

Para el cálculo del Indicador Valor Presente Neto, se usa la ecuación 16:

$$VPN = \frac{Vt}{(1+i)^n}$$

Ecuación 19. Valor Presente Neto

Dónde: VPN = valor presente neto del flujo de caja realizado

Vt = corresponde al valor de flujo de caja en un determinado período

i = interés en el período n

n = número de períodos considerados

5.1.5 Tasa Interna Retorno

Es la tasa máxima de interés que podría pagar un proyecto por los recursos utilizados para recuperar la inversión y que tenga entradas y gastos iguales. Viene a ser la tasa de ganancia del proyecto. Este indicador se evalúa bajo las siguientes consideraciones:

- Si la TIR es igual a la tasa de descuento, el proyecto se encuentra en un punto de equilibrio.
- Si la TIR es mayor a la tasa de descuento, el proyecto se considera atractivo desde el punto de vista de rentabilidad.
- Si la TIR es menor a la tasa de descuento, el proyecto no representaría ganancias en su aplicación.

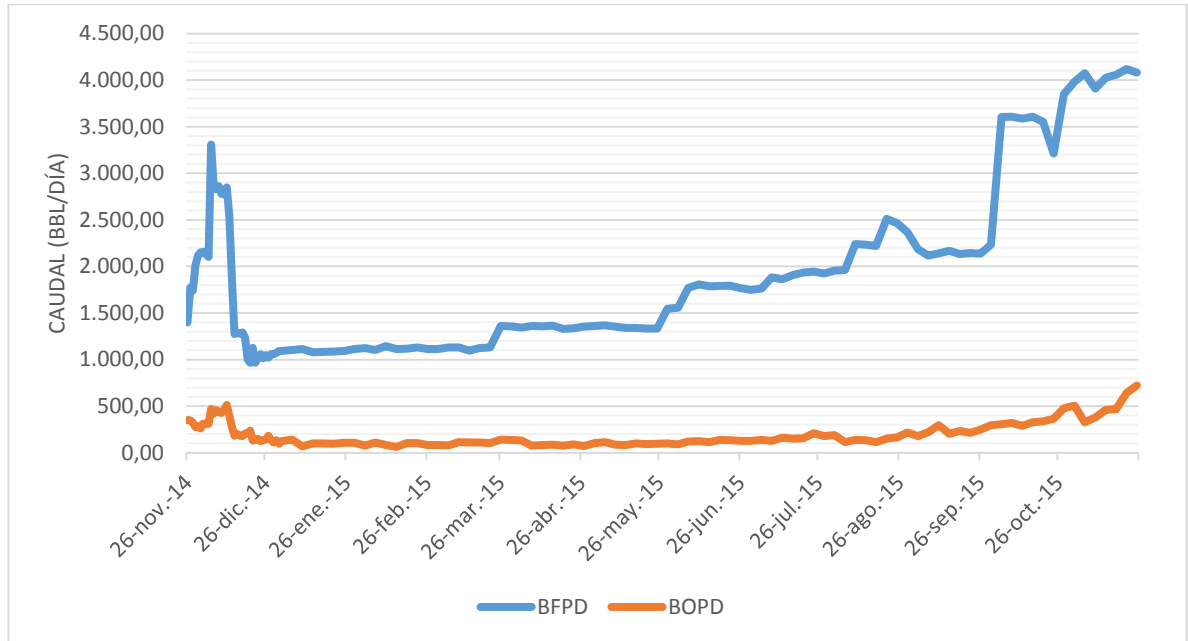
Se hace necesario aclarar que el mes cero para el cálculo del VPN es Noviembre de 2014, el número de periodos que se evaluarán para el proyecto serán 12 meses y la tasa de descuento asignada por la empresa es del 10%.

5.2 DESARROLLO ANÁLISIS FINANCIERO

En la Figura 23 se observa la producción que se obtendrá con el cambio a ESP en el pozo Quifa 5 a partir del 24 de Noviembre que es la fecha de cambio de la bomba, dicha figura corresponde a la predicción de producción a un periodo de un año, realizada en la simulación del pozo Quifa 5 bajo el Sistema de Bombeo electrosumergible.

El flujo de caja se realiza con el incremental de producción obtenido tras el cambio de sistema de levantamiento a ESP, por lo tanto el mes cero (0) es Noviembre de 2014.

Figura 23. Diagrama de producción periodo análisis financiero



Los ingresos del proyecto son calculados con el incremental de producción del cambio de sistema de levantamiento de PCP a ESP sin considerar ningún costo se muestran a continuación en la Tabla 12

Tabla 12. Tabla de ingresos

INGRESOS		
Producción Promedio Crudo	101470	barriles/año
Precio del crudo (US\$/bbl)	44.07	US\$
Regalías 20%	894356.58	US\$
Total	3577426.32	US\$

Los costos asociados al cambio de sistema de levantamiento artificial en el pozo Quifa 5 se muestran en la Tabla 13.

Tabla 13. Tabla de egresos

COSTOS		
Levantamiento crudo	150000	US\$
Tratamiento agua	300000	US\$
Consumo combustible	208065	US\$
Generadores	400000	US\$
Costos totales	1058065	US\$
Depreciación	87100	US\$
Utilidad antes de impuestos	2519361.32	US\$
Impuestos (29%)	730614.7828	US\$
Utilidad despues de impuesto	1788746.537	US\$
Inversión de instalación	200000	US\$
Inversión de activos fijos	361400	US\$

En el Item de consumo de combustible se tuvo en cuenta que para la movilización del taladro se consumen en total 90 galones, el consumo del taladro durante los tres días de instalación de la bomba electrosumergible es de 120 galones, una bomba electrosumergible consume 160 galones por día a diferencia de una bomba de cavidades progresivas que consume 80 galones por día. El precio del combustible es de 3.55 dólares por galón.

El manejo del costo de levantamiento y tratamiento del crudo es de 90 dólares por cada mil barriles producidos. El levantamiento y tratamiento de agua representarán un total de 15 dólares por cada mil barriles producidos, dicho costo no es elevado debido a que el CPF cuenta con la capacidad necesaria para dicho proceso por lo tanto no se hace necesario ninguna modificación física a las instalaciones, el incremental de la producción promedio de agua durante el año en estudio será de 3500 BWPD.

El taladro para el cambio de la bomba tiene un costo de 6.818 dólares/día y su movilización tiene un costo de 3409 dólares.

El equipo de fondo de la bomba ESP tiene un costo total de 171.400 dólares y el equipo de superficie 190.000 dólares, el costo del equipo de superficie y de fondo de una bomba PCP tiene un valor de 76.000 dólares.

No se considera el costo por mantenimiento de las bombas ESP, debido a que en Campo Quifa no se realizan mantenimientos preventivos, estos solos se practican en caso de reparación o falla en el pozo. La garantía de las bombas ESP en Campo Quifa es de 1100 días de operación, rango que cubre el periodo de estudio de un año.

Los resultados del flujo de caja, para un periodo de estudio de un año, para el análisis de rentabilidad del cambio de sistema en el pozo Quifa 5 se muestra en la Tabla 14.

Tabla 14. Análisis de rentabilidad

ANÁLISIS DE RENTABILIDAD							
	INGRESOS	COSTOS	FLUJO DE EFECTIVO	TASA $(1+t)^{-n}$	INGRESOS A	EGRESOS A	TIO
1 año	\$ 3,577,426.32	\$ 2,350,079.78	\$ 1,227,346.54	0.909090909	\$ 3,252,205.75	\$ 2,136,436.17	10%

Los indicadores económicos que soportan la viabilidad del proyecto son el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Relación Beneficio/Costo (B/C). Estos valores se muestran a continuación en la Tabla 15

Tabla 15. Cálculo VPN, TIR y B/C

VPN	\$ 1,115,769.58
TIR	119%
B/C	1.522257392

En relación a los dividendos obtenidos la inversión en el proyecto es muy baja. La Tasa Interna de Retorno determina que la rentabilidad del proyecto es buena ya que se encuentra por encima del 100%, lo que se verá reflejado en una recuperación del dinero en un corto periodo de tiempo.

La relación B/C es igual a 1.5 lo cual es un buen resultado ya que todos los valores de esta relación por encima de uno (1) demuestran que las ganancias superan la inversión.

Como se hace evidente en la Figura 23 correspondiente a la predicción realizada para la implementación de la bomba ESP cuando esta alcance la frecuencia de operación de 60 Hz se espera que el pozo produzca 600 BOPD, dicha frecuencia no se alcanza dentro de los 12 meses de estudio ya que las bombas no operan inmediatamente a la frecuencia óptima si no que demoran algún tiempo para estabilizarse. Durante los dos primeros meses del cambio se producen en promedio 400 BOPD siendo este un valor que supera en gran magnitud a los 122 BOPD producidos en el tiempo estable de la bomba PCP a 300 RPM.

6. CONCLUSIONES

El sistema de levantamiento artificial con bomba electrosurgible es una opción rentable y eficiente para la producción de crudos pesados, pese a los paradigmas que rodeaban el uso de estas bombas en crudos pesados como los del Campo Quifa.

El uso de una bomba electrosurgible en el pozo Quifa 5 incrementará la producción de petróleo en un valor significativo de 122 BOPD a 600 BOPD, siendo estos los caudales a las frecuencias de operación de 300 RPM y 60 Hz para el Sistema de Cavidades Progresivas y el Sistema de Bombeo Electrosurgible respectivamente, siendo esta la opción más adecuada tanto técnica como económicamente.

Sin importar que tipo de levantamiento se use en el pozo Quifa 5 y en general en el Campo Quifa, el BFPD seguirá aumentando con el tiempo debido al aumento permanente del BWPD, debido a que el mecanismo de empuje presente en este yacimiento es Hidráulico (presencia de acuífero activo).

Según la predicción realizada para la implementación de la bomba ESP cuando esta alcance la frecuencia de operación de 60 Hz se espera que el pozo produzca 600 BOPD, valor que supera en gran magnitud a los 122 BOPD producidos en el tiempo estable de la bomba PCP a 300 RPM.

La rentabilidad del proyecto no solo se sustentó en la relación Beneficio/Costo, con un valor por encima de uno, sino que también se vio reflejada en una Tasa Interna de Retorno mayor al 100% lo que demuestra que la inversión se recuperara tras un corto periodo después de la implementación del Sistema de Bombeo Electrosurgible.

7. RECOMENDACIONES

Implementar el cambio de sistema a electrosumergible en otros pozos del Campo Quifa, ya sean verticales u horizontales, aprovechando las ventajas que este sistema representa en pozos horizontales y en la producción de crudos pesados.

Realizar un análisis del incremento de producción de agua (BSW) del pozo Quifa 5 el cual permita determinar el límite económico para dicho cambio de sistema de levantamiento o cambios futuros en pozos del Campo Quifa, ya que la predicción muestra que cuando el Sistema alcance la frecuencia de operación de 60 Hz la producción de agua será aproximadamente de 5500 BWPD.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Rendición de Cuentas, Colombia. 2014.

BANZER S., Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Edición Preliminar. Universidad de Zulia. 1996.

CENTRILIFT - BAKER HUGHES OILFIELD SERVICES, Submersible Pump Handbook, Claremore, Oklahoma.1997.

CIULLA A, Francesco. Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas con Bombas de Cavidad Progresiva: Weatherford artificial lift systems.

CURVAS IPR. Producción. (En línea). Consultado en Diciembre 22 de 2014. Disponible en internet:<http://es.scribd.com/doc/123863598/CURVAS-IPR-PRODUCCION#scribd>

D'ORAZIO, Franco. Análisis Económico Aplicado a la Industria Petrolera, Volume 1. Primera edición en español. Libros en red, 2007. Consultado en Noviembre 15 de 2014. Páginas 266, 270, 358, 361, 363, 450, 473.

Geology and Drilling Problems. Geología y los problemas durante la perforación en el piedemonte llanero (En línea). Consultado en Noviembre 10 de 2014. Disponible en: <http://geologyanddrillingproblems.wikispaces.com/home>. Copyright. 2014.

GIL, Julian y ROLON, Jose. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al Campo Colorado. Tesis de grado. 2009.

GOLAN, Curtis. Well Performance. Segunda edición.1993.

HIRSCHFELDT, Marcelo: Manual de Bombeo de cavidades progresivas. Oil production.net: 2008.

MODULO II – COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA. ISBN: 978-980-12-2581-2.
Dep. Legal No LF06120075002073.

PACIFIC RUBIALES ENERGY, Pacific Rubiales reporta un sólido trimestre financiero y operacional para el periodo terminado el 30 de septiembre de 2011, Colombia. 2011.

SCHLUMBERGER, Oilfield Glossary en Español. © 2014 Schlumberger Limited (En línea). Consultado en Noviembre 10 de 2014.

ANEXOS

ANEXO A. 1 Sistemas de Levantamiento Artificial

Parámetro	Bombeo Mecánico	Bombeo Electro sumergible	Bombeo Hidráulico		Levantamiento con Gas	Cavidades Progresivas
			Tipo Jet	Tipo Pistón		
Caudal	Restringido a profundidades someras, Qmax=4000 BPD a 1000' 1000 BFPD a 5000'	Altos caudales, limitado por los HP requeridos y el ID del revestimiento. Usado para 400 >Q<40.000	Limitado por la potencia en superficie y por el ID de la tubería de producción. Qmáx:15000 BPD.	Limitado por ID tubería de producción y HP. Típico en un sistema de 3000 BPD a 4000' y 1000 BPD a 10000' con 3500 psi de inyección.	Limitado por el ID de la tubería de producción, Qi del gas y profundidad dependiendo de la presión. Qmáx=10000BPD	Restringido para tasas bajas; 4500BPD a 2000' y 400 BPD a 5000'.
Relación Gas-Aceite	A > GOR < Ef. volumétrica. Máximo 400 scf/B.	No tiene buen manejo de gas libre.	A > GOR < Ef. volumétrica. Máximo 400 scf/bbl.	Tiene un comportamiento igual al bombeo Mecánico.	Excelente, a mayor GOR se requiere menos gas para inyectar.	Tiene muy poca habilidad para el manejo del gas libre.
Profundidad	Máxima operación hasta 10000 pies, limitado por la sarta de varillas.	Limitado por la potencia del motor y la temperatura de la bomba, máximo 10000'.	Limitado por la presión de inyección máx. 5000 psi hasta 20000 pies.	Limitado por la presión del fluido motriz (5000 psi) o por los HP. Profundidades hasta de 17000'.	Controlada por la presión de inyección y la producción. Profundidades hasta de 10000 pies.	Limitado por la profundidad, aproximadamente e unos 5000 pies.
Limitación del revestimiento	Mínimo ID 4 ½".	Mínimo 4 ½".	A menor ID menor producción.	Mínimo de 4.5 o 5.5' por pérdidas excesivas por fricción.	A menor ID menor producción.	Mínimo 4 ½ pulgadas.
Pozos desviados	Problemas de desgaste por fricción.	No presenta problemas operacionales.	No presenta problemas.	No presenta problemas.	No presenta problemas.	Problemas por rotura de Tubería y varillas

Parámetro	Bombeo Mecánico	Bombeo Electro -sumergible	Bombeo Hidráulico		Levantamiento con Gas	Cavidades Progresivas
			Tipo Jet	Tipo Pistón		
Limitaciones de temperatura	Excelente, resiste hasta los 550°F.	normalmente hasta 325°F, pero existen motores especiales hasta los 500°F.	Excelente, resiste hasta los 550°F.	Excelente: con materiales estándar mas de 300°F y con materiales especiales mas de 500 °F.	Límite hasta 350°F.	Limitado por el elastómero, normalmente por debajo de 250°F.
Producción de arena y sólidos	Eficiente, con bombas especiales.	Máximo 2% peso y 200 ppm. Bombas especiales aumentan costo.	Fluido motriz 200 ppm y fluido producido 200ppm.	Menos de 10 ppm en fluido motriz y menos de 200 ppm en fluidos producidos.	Es el sistema que mejor maneja los sólidos.	Manejo de la arena.
Costo de capital	Bajo a moderado, depende de la profundidad.	Aumentan los costos con el requerimiento de potencia.	Competitivo con el bombeo mecánico.	Varia pero a menudo se compensa con el bombeo mecánico.	Un sistema central reduce costos.	Aumenta con la profundidad y grandes tasas.
Costos de operación	Muy bajos.	Variable, según el requerimiento de potencia.	Variable, según el requerimiento de potencia.	Una vida corta de la corrida aumenta el costo total de operación	Bajos, la clave es inyectar lo mas profundo posible con una relación gas - líquido óptima.	Potencial bajo, pero se ha reportado corta vida del estator o rotor.

ANEXO B. 2Tabla de datos de análisis de producción pozo Quifa 5

POZO	FECHA DE REVISIÓN	*API	BFPD	BOPD	BWPD	THT	THP	VALIDADO	BSW	RPM O HZ	NIVEL	SUMERGENCIA
QF-005	06-jan-14	13.6	310.90	50.4	260.5	80	11	-1	83.8	80	243	2590
QF-005	07-jan-14	13.6	304.70	34	270.7	107	9	-1	88.85	80	229	2605
QF-005	08-jan-14	13.6	305.10	34.6	270.6	105	9	-1	88.68	80	229	2605
QF-005	09-jan-14	13.6	338.30	60.5	277.8	104	9	-1	82.11	90	229	2605
QF-005	10-jan-14	13.6	345.50	69.8	275.7	109	9	-1	79.81	90	279	2554
QF-005	11-jan-14	13.6	344.50	36.9	307.6	106	9	-1	89.29	90	279	2554
QF-005	12-jan-16	13.6	335.00	38.8	296.2	109	9	-1	88.4	90	279	2554
QF-005	13-jan-17	13.6	343.40	68.5	274.9	108	10	-1	80.05	90	279	2554
QF-005	14-jan-14	13.6	344.30	47.5	296.8	117	9	-1	86.2	90	279	2554
QF-005	15-jan-14	13.6	323.50	48.6	274.9	106	11	-1	84.98	90	279	2554
QF-005	16-jan-14	13.6	345.10	36.7	308.5	114	9	-1	89.38	90	276	2558
QF-005	17-jan-14	13.6	330.80	41.6	289.2	120	9	-1	87.42	90	276	2558
QF-005	20-jan-14	13.6	336.60	50.4	286.2	117	8	-1	85.03	90	276	2558
QF-005	21-jan-14	13.6	364.10	71.5	292.6	114	8	-1	80.36	90	276	2558
QF-005	22-jan-14	13.6	352.00	72	280	115	10	-1	79.54	90	276	2558
QF-005	27-jan-14	13.6	349.70	49.4	300.4	121	10	-1	85.88	90	276	2558
QF-005	28-jan-14	13.6	345.50	53.7	291.8	113	11	-1	84.46	90	276	2558
QF-005	30-jan-14	13.6	338.90	41.2	297.8	113	8	-1	87.85	90	272	2562
QF-005	01-feb-14	13.6	341.20	67.6	273.6	116	10	-1	80.2	90	272	2562
QF-005	03-feb-14	13.6	345.00	74.8	270.2	114	10	-1	78.31	90	272	2562
QF-005	05-feb-14	13.6	336.00	68.2	267.7	109	10	-1	79.69	90	272	2562
QF-005	07-feb-14	13.6	339.40	83.1	256.3	107	10	-1	75.53	90	272	2562
QF-005	09-feb-14	13.6	338.00	71.8	266.2	108	10	-1	78.76	90	221	2613
QF-005	11-feb-14	13.6	326.20	69.5	256.7	105	10	-1	78.7	90	221	2613
QF-005	13-feb-14	13.6	328.50	61.2	267.3	112	9	-1	81.37	90	221	2613
QF-005	15-feb-14	13.6	346.40	54.9	291.5	105	9	-1	84.15	90	275	2559
QF-005	16-feb-14	13.6	361.10	56.2	304.9	114	10	-1	84.44	90	275	2559
QF-005	19-feb-14	13.6	355.40	50.6	304.9	108	9	-1	85.77	90	275	2559
QF-005	21-feb-14	13.6	346.70	42	304.7	108	9	-1	87.9	90	275	2559
QF-005	23-feb-14	13.6	341.80	59.2	282.6	114	9	-1	82.68	90	275	2559
QF-005	25-feb-14	13.6	346.90	60.8	286.1	110	9	-1	82.47	90	275	2559
QF-005	27-feb-14	13.6	344.20	59.3	284.9	107	9	-1	82.78	90	275	2559
QF-005	01-mar-14	13.6	339.30	49.6	289.7	108	11	-1	85.39	90	275	2559
QF-005	03-mar-14	13.6	351.00	50.8	300.2	110	9	-1	85.52	90	275	2559
QF-005	05-mar-14	13.6	340.30	30.4	309.9	110	10	-1	91.06	90	275	2559
QF-005	07-mar-14	13.6	347.50	48.2	299.3	104	11	-1	86.14	90	275	2559
QF-005	09-mar-14	13.6	347.30	54.8	292.5	104	10	-1	84.23	90	305	2528
QF-005	11-mar-14	13.6	349.30	32.6	316.7	110	10	-1	90.67	90	305	2528
QF-005	13-mar-14	13.6	354.20	39.9	314.3	110	10	-1	88.72	90	305	2528
QF-005	15-mar-14	13.6	348.90	65.4	283.5	111	10	-1	81.25	90	305	2528
QF-005	17-mar-14	13.6	353.20	53	300.2	116	10	-1	85	90	278	2555
QF-005	19-mar-14	13.6	334.50	26.2	308.3	114	9	-1	92.15	90	278	2555
QF-005	21-mar-14	13.6	359.00	36.1	323	107	9	-1	89.96	90	278	2555
QF-005	23-mar-14	13.6	414.70	43.9	370.7	118	10	-1	89.4	120	274	2560
QF-005	25-mar-14	13.6	455.10	49.7	405.5	112	11	-1	89.09	120	274	2560
QF-005	27-mar-14	13.6	456.20	70.2	386	109	11	-1	84.61	120	274	2560
QF-005	29-mar-14	13.6	456.40	71.1	385.3	110	10	-1	84.43	120	272	2562
QF-005	31-mar-14	13.6	457.40	62.5	394.9	112	11	-1	86.33	120	272	2562
QF-005	01-abr-14	13.6	465.60	55.1	410.5	122	11	-1	88.16	120	272	2562
QF-005	03-abr-14	13.6	457.30	38.9	418.3	112	11	-1	91.49	120	272	2562
QF-005	05-abr-14	13.6	449.70	56.5	393.2	115	10	-1	87.44	120	272	2562
QF-005	07-abr-14	13.6	461.40	58.1	403.3	104	10	-1	87.42	120	272	2562

QF-005	09-abr-14	13.6	454.10	67.1	387	109	11	-1	85.23	120	272	2562
QF-005	11-abr-14	13.5	451.50	65.1	386.5	120	11	-1	85.59	120	272	2562
QF-005	13-abr-14	13.5	456.20	60.7	395.5	106	10	-1	86.68	120	272	2562
QF-005	15-abr-14	13.5	454.50	59.2	395.3	105	10	-1	86.98	120	272	2562
QF-005	17-abr-14	13.5	456.00	65.8	390.2	117	12	-1	85.57	120	272	2562
QF-005	19-abr-14	13.5	451.20	63.1	388.2	108	10	-1	86.02	120	272	2562
QF-005	21-abr-14	13.5	452.10	66.4	385.7	112	11	-1	85.31	120	311	2522
QF-005	23-abr-14	13.5	453.60	82	371.6	112	12	-1	81.92	120	311	2522
QF-005	25-abr-14	13.5	452.00	71.2	380.8	111	11	-1	84.25	120	311	2522
QF-005	27-abr-14	13.5	449.50	79.5	370	118	12	-1	82.32	120	311	2522
QF-005	29-abr-14	13.5	451.50	79.6	371.9	109	11	-1	82.38	120	311	2522
QF-005	01-may-14	13.5	461.40	79.9	381.5	114	11	-1	82.67	120	311	2522
QF-005	03-may-14	13.5	458.80	83.7	375.1	112	11	-1	81.76	120	311	2522
QF-005	05-may-14	13.5	459.30	78.8	380.5	111	11	-1	82.85	120	274	2560
QF-005	07-may-14	13.5	458.00	75.6	382.4	112	11	-1	83.49	120	274	2560
QF-005	09-may-14	13.5	458.70	83.4	375.2	110	11	-1	81.81	120	274	2560
QF-005	11-may-14	13.5	455.00	74.6	380.4	108	11	-1	83.6	120	274	2580
QF-005	13-may-14	13.5	458.10	72	386.2	112	11	-1	84.29	120	309	2525
QF-005	15-may-14	13.5	465.30	76.9	388.4	100	11	-1	83.48	120	309	2525
QF-005	17-may-14	13.5	467.20	96.6	370.6	106	10	-1	79.33	120	309	2525
QF-005	19-may-14	13.5	459.50	87.2	372.3	113	10	-1	81.03	120	309	2525
QF-005	21-may-14	13.5	459.40	81	378.4	111	10	-1	82.36	120	309	2525
QF-005	23-may-14	13.5	458.80	74.4	384.5	110	10	-1	83.79	120	272	2562
QF-005	25-may-14	13.5	459.50	73.9	385.6	104	10	-1	83.92	120	272	2562
QF-005	27-may-14	13.5	456.00	87.1	369	112	11	-1	80.9	120	272	2562
QF-005	29-may-14	13.5	459.90	88.4	371.5	116	10	-1	80.78	120	272	2562
QF-005	31-may-14	13.5	460.90	89.8	371.1	114	10	-1	80.52	120	272	2562
QF-005	01-jun-14	13.5	462.90	94.4	368.5	112	10	-1	79.61	120	272	2562
QF-005	03-jun-14	13.5	462.30	96.4	366	119	10	-1	79.16	120	272	2562
QF-005	05-jun-14	13.5	459.80	95.3	364.5	112	10	-1	79.28	120	272	2562
QF-005	07-jun-14	13.5	494.20	112.9	381.3	107	10	-1	77.16	140	230	2604
QF-005	09-jun-14	13.5	533.20	119.6	413.6	115	11	-1	77.57	140	230	2603
QF-005	11-jun-14	13.5	569.90	155.9	414	112	11	-1	72.64	140	230	2603
QF-005	13-jun-14	13.5	548.10	144.6	403.5	112	11	-1	73.62	140	230	2603
QF-005	15-jun-14	13.5	540.10	107.3	432.9	110	10	-1	80.14	140	230	2603
QF-005	17-jun-14	13.5	539.70	108.8	430.9	117	10	-1	79.84	140	230	2603
QF-005	19-jun-14	13.5	529.30	116.1	413.2	110	11	-1	78.06	140	230	2603
QF-005	21-jun-14	13.5	539.80	122.3	417.5	113	11	-1	77.34	140	230	2603
QF-005	22-jun-14	13.5	537.20	132.2	405	118	11	-1	75.39	140	230	2603
QF-005	23-jun-14	13.5	534.60	134.6	400.1	108	11	-1	74.83	140	230	2603
QF-005	24-jun-14	13.5	528.90	137	391.9	108	11	-1	74.1	140	270	2564
QF-005	25-jun-14	13.5	577.70	148	429.7	115	8	-1	74.38	150	270	2564
QF-005	26-jun-14	13.5	573.90	151.1	422.7	118	11	-1	73.66	150	270	2564
QF-005	27-jun-14	13.5	572.50	153.9	418.7	111	10	-1	73.13	150	270	2564
QF-005	28-jun-14	13.5	573.50	138.6	434.8	110	11	-1	75.83	150	270	2564
QF-005	29-jun-14	13.5	575.10	150.2	424.9	112	11	-1	73.88	150	270	2564
QF-005	30-jun-14	13.5	581.40	145.4	436	112	11	-1	74.99	160	270	2564
QF-005	01-jul-14	13.5	620.20	142.5	477.7	114	10	-1	77.02	160	220	2613
QF-005	02-jul-14	13.5	617.40	144.3	473	115	10	-1	76.62	160	302	2532
QF-005	03-jul-14	13.5	611.60	150.8	460.8	115	10	-1	75.34	160	302	2532
QF-005	04-jul-14	13.5	614.70	151.2	463.5	115	10	-1	75.4	160	302	2532
QF-005	05-jul-14	13.5	628.30	146.2	482.2	108	10	-1	76.74	160	302	2532

QF-005	16-jul-14	13.5	673.40	119.3	554.1	113	11	-1	82.28	170	303	2530
QF-005	17-jul-14	13.5	658.70	121.1	537.6	113	11	-1	81.61	170	303	2530
QF-005	18-jul-14	13.5	651.00	121.1	529.9	113	11	-1	81.39	170	303	2530
QF-005	19-jul-14	13.5	651.10	125.4	525.7	113	11	-1	80.74	170	303	2530
QF-005	20-jul-14	13.5	648.60	124.2	524.4	113	11	-1	80.85	170	303	2350
QF-005	21-jul-14	13.5	638.80	122.5	516.3	113	11	-1	80.82	170	249	2584
QF-005	22-jul-14	13.5	644.70	126.3	518.4	113	11	-1	80.41	170	249	2584
QF-005	23-jul-14	13.5	640.20	127.3	512.9	113	11	-1	80.11	170	249	2584
QF-005	24-jul-14	13.5	640.40	132.6	507.8	109	11	-1	79.29	170	249	2584
QF-005	25-jul-14	13.5	714.30	131.1	583.2	105	11	-1	81.65	180	247	2587
QF-005	26-jul-14	13.5	710.00	145.4	564.5	113	11	-1	79.52	180	247	2587
QF-005	27-jul-14	13.5	695.60	150.6	545	116	11	-1	78.35	180	247	2587
QF-005	28-jul-14	13.5	698.50	147.1	551.5	117	10	-1	78.95	180	247	2587
QF-005	29-jul-14	13.5	699.00	151.5	547.6	113	11	-1	78.33	180	247	2587
QF-005	30-jul-14	13.5	713.90	153.3	560.6	113	11	-1	78.53	180	247	2587
QF-005	31-jul-14	13.5	717.00	160	557	106	11	-1	77.69	180	247	2587
QF-005	01-aug-14	13.5	709.70	150.1	559.6	118	11	-1	78.86	180	247	2587
QF-005	02-aug-14	13.5	717.10	146.7	570.4	118	11	-1	79.55	180	247	2587
QF-005	03-aug-14	13.5	716.10	152.1	563.9	118	11	-1	78.76	180	247	2587
QF-005	04-aug-14	13.5	717.30	146.7	570.6	118	11	-1	79.55	180	247	2587
QF-005	05-aug-14	13.5	720.20	145.1	575.1	120	11	-1	79.85	180	247	2587
QF-005	06-aug-14	13.5	725.80	144.7	581.1	122	10	-1	80.06	180	247	2587
QF-005	07-aug-14	13.5	732.50	146	586.5	123	11	-1	80.07	180	247	2587
QF-005	08-aug-14	13.5	731.60	144.4	587.2	122	10	-1	80.26	180	247	2587
QF-005	09-aug-14	13.5	729.60	144.7	584.9	122	10	-1	80.16	180	247	2587
QF-005	10-aug-14	13.5	732.10	143.1	589.1	122	10	-1	80.46	180	247	2587
QF-005	11-aug-14	13.5	729.00	142.7	586.3	116	9	-1	80.42	180	247	2587
QF-005	12-aug-14	13.5	725.80	142.6	583.2	121	10	-1	80.35	180	247	2587
QF-005	13-aug-14	13.5	685.10	133.4	551.8	118	11	-1	80.53	180	247	2587
QF-005	14-aug-14	13.5	700.00	134.8	565.2	120	11	-1	80.74	180	247	2587
QF-005	15-aug-14	13.5	707.80	136.4	571.4	118	11	-1	80.73	180	247	2587
QF-005	16-aug-14	13.5	712.70	138	574.7	118	11	-1	80.63	180	247	2587
QF-005	17-aug-14	13.5	714.80	141.5	573.4	130	53	-1	80.21	180	247	2587
QF-005	18-aug-14	13.5	717.60	139.8	577.8	116	9	-1	80.52	180	247	2587
QF-005	19-aug-14	13.5	702.60	134.8	567.8	115	10	-1	80.81	180	247	2587
QF-005	20-aug-14	13.5	705.30	136	569.3	115	10	-1	80.71	180	247	2587
QF-005	21-aug-14	13.5	677.40	133.1	544.3	120	11	-1	80.35	180	247	2587
QF-005	22-aug-14	13.5	686.70	133.6	553.1	120	12	-1	80.55	180	247	2587
QF-005	23-aug-14	13.5	683.70	129.5	554.2	123	10	-1	81.06	180	247	2587
QF-005	24-aug-14	13.5	692.20	132.8	559.4	116	11	-1	80.82	180	285	2549
QF-005	25-aug-14	13.5	701.70	133.6	568.1	124	10	-1	80.96	180	285	2249
QF-005	26-aug-14	13.5	683.00	134.1	548.9	116	10	-1	80.37	180	285	2549
QF-005	27-aug-14	13.5	687.30	128	559.3	127	10	-1	81.37	180	285	2549
QF-005	28-aug-14	13.5	687.60	134.8	552.7	127	10	-1	80.39	180	285	2549
QF-005	29-aug-14	13.5	717.40	142.4	575	120	10	-1	80.15	180	285	2549
QF-005	30-aug-14	13.5	708.20	140.1	568.1	114	14	-1	80.21	180	285	2549
QF-005	31-aug-14	13.5	688.30	137.9	550.4	122	10	-1	79.97	180	285	2549
QF-005	01-sep-14	13.5	686.60	139.1	547.5	118	10	-1	79.74	180	285	2549
QF-005	02-sep-14	13.5	688.20	134.7	553.6	117	11	-1	80.43	180	285	2549
QF-005	03-sep-14	13.5	689.40	132.2	557.2	118	100	-1	80.83	180	285	2549
QF-005	04-sep-14	13.5	237.00	30.5	206.5	114	89	-1	87.12	70	237	2596
QF-005	05-sep-14	13.5	237.00	30.5	206.5	114	89	-1	87.12	70	237	2596

QF-005	06-sep-14	13.5	240.60	25.2	215.4	120	105	-1	89.51	80	237	2596
QF-005	07-sep-14	13.5	293.30	32.4	260.9	117	108	-1	88.96	80	237	2596
QF-005	08-sep-14	13.5	297.60	32.8	264.8	120	107	-1	88.97	80	237	2596
QF-005	09-sep-14	13.5	295.70	31.3	264.4	118	108	-1	89.4	80	237	2596
QF-005	10-sep-14	13.5	560.80	52.8	508	120	107	-1	90.59	150	237	2596
QF-005	11-sep-14	13.5	784.20	76.2	708	118	106	-1	90.29	190	237	2596
QF-005	12-sep-14	13.5	863.20	90.6	772.6	120	115	-1	89.51	220	237	2596
QF-005	13-sep-14	13.5	959.10	96.9	862.2	120	115	-1	89.9	250	252	2581
QF-005	14-sep-14	13.5	947.00	100.1	846.9	127	116	-1	89.43	250	240	2581
QF-005	15-sep-14	13.5	948.10	107.5	840.6	130	212	-1	88.66	270	240	2581
QF-005	16-sep-14	13.5	1016.40	100.3	916.2	132	121	-1	90.14	270	240	2581
QF-005	17-sep-14	13.5	1120.20	105	1015.2	132	121	-1	90.63	290	294	2540
QF-005	18-sep-14	13.5	1112.70	104.3	1008.4	132	128	-1	90.63	290	294	2540
QF-005	19-sep-14	13.5	1127.00	109	1018.1	132	129	-1	90.33	300	294	2540
QF-005	20-sep-14	13.5	1118.00	109.1	1008.9	134	128	-1	90.24	300	294	2540
QF-005	21-sep-14	13.5	1119.60	107.1	1012.5	132	129	-1	90.43	300	294	2540
QF-005	22-sep-14	13.5	1129.90	108	1021.9	132	127	-1	90.44	300	305	2514
QF-005	23-sep-14	13.5	1129.80	115.4	1014.4	130	126	-1	89.79	300	326	2493
QF-005	24-sep-14	13.5	1122.00	114.4	1007.5	134	123	-1	89.8	300	326	2493
QF-005	25-sep-14	13.5	1117.30	105.8	1011.4	132	119	-1	90.53	300	326	2493
QF-005	26-sep-14	13.5	1123.70	116.4	1007.4	131	110	-1	89.64	300	325	
QF-005	27-sep-14	13.5	1126.20	108.8	1017.4	134	109	-1	90.34	300	325	
QF-005	28-sep-14	13.5	1128.30	109	1019.3	134	109	-1	90.34	300	325	
QF-005	29-sep-14	13.5	1127.40	114.4	1012.9	134	109	-1	89.85	300	325	
QF-005	30-sep-14	12.5	1139.80	116.3	1023.6	134	107	-1	89.8	300	355	2464
QF-005	01-oct-14	12.5	1130.90	126.8	1004.1	134	107	-1	88.79	300	355	2464
QF-005	02-oct-14	12.5	1130.40	125.3	1005.1	134	112	-1	88.92	300	355	2464
QF-005	03-oct-14	12.5	1131.20	125.4	1005.9	134	110	-1	88.92	300	355	2464
QF-005	04-oct-14	12.5	1143.50	126.7	1016.8	134	109	-1	88.92	300	355	2464
QF-005	05-oct-14	12.5	1129.20	142.6	986.5	134	110	-1	87.37	300	379	2440
QF-005	06-oct-14	12.5	1128.80	147.3	981.5	134	110	-1	86.95	300	379	2440
QF-005	07-oct-14	13.5	1127.50	133.7	993.9	134	110	-1	88.15	300	379	2440
QF-005	08-oct-14	13.5	1134.70	131.7	1003	133	108	-1	88.4	300	379	2440
QF-005	09-oct-14	12.5	1138.60	136.2	1002.4	134	107	-1	88.03	300	379	2440
QF-005	10-oct-14	12.5	1136.60	139.2	997.4	134	108	-1	87.75	300	352	2467
QF-005	11-oct-14	13.5	1133.80	141.3	992.5	134	108	-1	87.54	300	352	2467
QF-005	12-oct-14	13.5	1136.10	132	1004.1	134	108	-1	88.38	300	352	2467
QF-005	13-oct-14	13.5	1132.10	111	1021.1	134	109	-1	90.19	300	352	2467
QF-005	14-oct-14	13.5	1139.40	144.3	995.1	141	108	-1	87.33	300	352	2467
QF-005	15-oct-14	13.5	1139.10	117.1	1022	141	110	-1	89.72	300	352	2467
QF-005	16-oct-14	13.6	1139.90	93.3	1046.5	140	110	-1	91.81	300	352	2467
QF-005	17-oct-14	13.6	1137.40	108.2	1029.2	140	110	-1	90.49	300	352	2467
QF-005	18-oct-14	13.6	1135.50	134.4	1001.1	150	100	-1	88.16	300	368	
QF-005	19-oct-14	13.6	1109.10	127.2	981.8	139	109	-1	88.53	300	368	
QF-005	20-oct-14	13.6	1123.30	115.4	1007.9	141	110	-1	89.73	300	368	2451
QF-005	21-oct-14	13.6	1119.20	133.8	985.4	140	111	-1	88.04	300	368	2451
QF-005	22-oct-14	13.6	1108.70	136.4	972.4	140	11	-1	87.7	300	356	2463
QF-005	23-oct-14	13.6	1125.60	122.3	1003.3	139	111	-1	89.13	300	356	2463
QF-005	24-oct-14	13.5	1106.70	123.5	983.3	140	113	-1	88.84	300	356	2463
QF-005	25-oct-14	13.5	1118.20	93.5	1024.6	136	113	-1	91.64	300	356	2463
QF-005	26-oct-14	13.5	1100.10	130.3	969.9	140	114	-1	88.16	300	356	2463
QF-005	27-oct-14	13.5	1100.40	120.6	979.8	140	114	-1	89.04	300	356	2463

QF-005	28-oct-14	13.6	1115.50	118.8	996.7	139	113	-1	89.35	300	356	2463	
QF-005	29-oct-14	13.6	1122.50	103.8	1018.8	139	110	-1	90.76	300	354	2481	
QF-005	30-oct-14	13.6	1116.70	99.7	1016.9	139	113	-1	91.07	300	350	2485	
QF-005	31-oct-14	13.6	1125.00	143.5	981.5	139	115	-1	87.25	300	350	2485	
QF-005	01-nov-14	13.6	1153.30	118.7	1034.6	138	115	-1	89.71	300	350	2485	
QF-005	02-nov-14	13.6	1131.10	100.1	1031	138	110	-1	91.14	300	350	2485	
QF-005	03-nov-14	13.6	1127.30	102.6	1024.7	140	108	-1	90.9	300	350	2485	
QF-005	04-nov-14	13.6	1128.40	108.3	1020	140	109	-1	90.4	300	350	2485	
QF-005	05-nov-14	13.6	1129.20	120	1009.2	140	109	-1	89.37	300	350	2485	
QF-005	06-nov-14	13.6	1129.50	112	1017.5	140	110	-1	90.09	300	350	2485	
QF-005	07-nov-14	13.5	1130.10	132.2	997.9	139	108	-1	88.3	300	350	2485	
QF-005	08-nov-14	13.5	1144.80	120.7	1024.1	139	110	-1	89.46	300	350	2485	
QF-005	09-nov-14	13.5	1148.40	161.9	986.4	140	108	-1	85.9	300	350	2485	
QF-005	10-nov-14	13.5	1147.00	166.5	980.6	140	109	-1	85.49	300	350	2485	
QF-005	11-nov-14	13.5	1148.80	147.3	1001.6	140	108	-1	87.18	300	350	2485	
QF-005	12-nov-14	13.5	1142.40	160.9	981.5	140	110	-1	85.92	300	350	2485	
QF-005	13-nov-14	13.5	1121.60	135.7	985.9	139	108	-1	87.9	300	350	2485	
QF-005	14-nov-14	13.6	1127.30	146.7	980.5	139	108	-1	86.98	300	350	2485	
QF-005	15-nov-14	13.6	1113.60	134.2	979.5	139	109	-1	87.95	300	350	2485	
QF-005	16-nov-14	13.6	1118.10	120.4	997.7	139	107	-1	89.23	300	350	2485	
QF-005	17-nov-14	13.6	1119.90	143.9	976	137	111	-1	87.15	300	350	2485	
QF-005	18-nov-14	13.6	1119.20	148.8	970.4	138	109	-1	86.7	300	350	2485	
QF-005	19-nov-14	13.6	1107.10	139.3	967.8	138	114	-1	87.42	300	346	2489	
QF-005	20-nov-14	13.5	1107.70	121.9	985.7	138	114	-1	88.90	300	346	2489	Datos calculo P/WF
QF-005	21-nov-14	13.5	1105.60	157.5	948.1	136	115	-1	85.75	300	465	2354	
QF-005	20-nov-14	13.5	1107.70	121.9	985.7	138	114	-1	88.90	300	346	2489	Datos calculo P/WF
QF-005	21-nov-14	13.5	1105.60	157.5	948.1	136	115	-1	85.75	300	465	2354	
QF-005	22-nov-14	13.5	1205.30	189.5	1015.8	137	116	0	84.28	300	465	2354	
QF-005	23-nov-14	13.5	1119.90	181.1	938.9	138	120	-1	83.83	300	465	2354	
QF-005	24-nov-14	13.5	1019.80	194.3	825.5	142	110	-1	80.95	30	0	0	