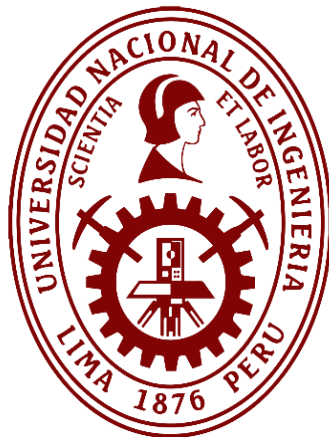


Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica



TESIS

**Optimización en el cálculo de las pruebas de pozos en superficie,
en pozos con bombeo electrosumergible, para reducir la
diferencia entre producción de campo y producción estimada.**

Para obtener el Título Profesional de
Ingeniero de Petróleo y Gas Natural

Elaborado Por

Héctor Antero Jesús Pando Huamán

 0009-0002-4378-5533

Asesor

Ing. William Romeo Navarro Cornejo

 0000-0003-2210-5981

**Lima – Perú
2025**

AGRADECIMIENTO

En este hito de mi vida, no quiero dejar de expresar mi más profundo agradecimiento a las personas que, con su amor, apoyo y dedicación, han sido fundamentales para alcanzar esta meta.

En primer lugar, quiero agradecer a mis padres, quienes han sido mi pilar desde el primer día. Su amor incondicional, su confianza en mí y sus sacrificios han sido la base sobre la cual he construido cada uno de mis logros. Gracias por enseñarme siempre a ser perseverante, por alentarme a enfrentar los desafíos con esperanza y por brindarme la oportunidad de estudiar y crecer como persona y profesional.

A mis hermanas, gracias por estar siempre a mi lado, por su apoyo incondicional y por compartir conmigo tanto momentos de alegría como de dificultad. Su cercanía y amor han sido pilares durante este largo camino, y no hay palabras suficientes para agradecerles todo lo que han hecho por mí.

Finalmente, a mi esposa, gracias por ser mi compañera y mi fuente de fortaleza. Tu amor, paciencia y comprensión han sido cruciales durante todo este proceso. Has estado a mi lado en los momentos más difíciles y has celebrado mis éxitos como propios. Sin ti, este logro no habría sido posible.

A todos ustedes, les dedico este logro con todo mi corazón. Este título es el reflejo del apoyo inquebrantable que me han brindado, y espero que sigan siendo testigos de todos los éxitos que vienen por delante.

DEDICATORIA

Este logro se lo dedico a las personas más importantes en mi vida, por el apoyo y la confianza de quienes me han acompañado a lo largo de este camino.

A mis padres, quienes siempre me han dado su amor incondicional y me han enseñado los valores fundamentales de la vida: esfuerzo, perseverancia y honestidad. Gracias por sus sacrificios y por ser mi guía constante. Este título también es suyo.

A mis hermanas, por su constante aliento y por ser mis amigas. Cada palabra de apoyo y cada gesto de cariño han sido vitales para mantenerme enfocado en mis objetivos.

A mi esposa, mi compañera incansable. Tu amor, comprensión y paciencia me han dado la fuerza necesaria para continuar incluso en los momentos de mayor dificultad. Gracias por estar a mi lado, siempre. ¡Eres increíble amor!

A mi hija, que con su sonrisa y su ternura me ha enseñado lo que realmente importa en la vida. Eres mi motivación más grande para seguir adelante y alcanzar mis sueños.

A todos ustedes, dedico este logro con todo mi corazón. Gracias por ser parte de mi vida y de este importante paso en mi camino profesional.

RESUMEN

En los campos de producción de crudo con bombeo electrosumergible y/o mecanismos de producción con altos caudales, la diferencia que existe entre la producción de campo y producción estimada ha sido y es sin duda una de las preocupaciones más grandes de los Ingenieros de Producción.

La presente investigación, nos muestra como optimizar el cálculo de las pruebas de pozos en superficie en pozos con bombeo electrosumergible (BES) para poder reducir la diferencia entre la producción de campo y producción estimada.

Los antecedentes que se tienen durante las operaciones en los campos de producción reflejan que los valores de producción estimada no siempre son cercanos a la producción de campo, esta diferencia se hace más notoria cuando los volúmenes de producción van creciendo. En la actualidad las pruebas de pozos en superficie se realizan con un único cálculo del volumen de crudo producido en un rango de tiempo de 24 horas, con una temperatura promedio durante la prueba.

Para poder reducir la diferencia entre la producción de campo y producción estimada, se propone calcular los volúmenes de crudo producido en un rango de tiempo (ΔT) mucho menor, para luego sumarlos y así reducir el margen de error que se tiene en pruebas de 24 horas.

El objetivo es reducir la diferencia entre la producción de campo y producción estimada optimizando el cálculo de las pruebas de pozos en superficie, que tiene como mecanismo de producción el bombeo electrosumergible. Se va a calcular el volumen producido en intervalos de una hora y sumar los valores obtenidos en el total de cada prueba de pozo en superficie y así poder hallar la producción más exacta para cada pozo. Las pruebas de pozos que se tienen serán sumadas para tener la producción de campo del yacimiento y poder ser comparadas con la producción estimada al cierre de cada día.

Luego de realizar el análisis de la optimización del cálculo de cada prueba de productor de un yacimiento, los cuales poseen bombeo electrosumergible como Sistema de Levantamiento Artificial. La diferencia entre la producción de campo y producción estimada se acorta.

ABSTRACT

In crude oil production fields with Electrosubmersible Pumping and/or production mechanisms with high flow rates, the difference between Field Production and Estimated Production has been and is undoubtedly one of the greatest concerns of Production Engineers. This research shows us how to optimize the calculation of surface well tests in wells with Electrosubmersible Pumping (ESP) in order to reduce the difference between Field Production and Estimated Production.

The background information obtained during operations in production fields shows that the Estimated Production values are not always close to Field Production, and this difference becomes more noticeable when production volumes are increasing. Currently, surface well tests are carried out with a single calculation of the volume of crude oil produced in a 24-hour time range, with an average temperature during the test. In order to reduce the difference between Field Production and Estimated Production, it is proposed to calculate the volumes of crude oil produced in a much shorter time range (ΔT), and then add them together to reduce the margin of error in 24-hour tests.

The objective is to reduce the difference between Field Production and Estimated Production by optimizing the calculation of surface well tests, which have Electrosubmersible Pumping as their production mechanism. The volume produced in one-hour intervals will be calculated and the values obtained in the total of each surface well test will be added together to find the most accurate Production for each well. The well tests that are available will be added together to obtain the Field Production of the Reservoir to be compared with the Estimated Production at the close of each day.

After performing the optimization analysis of the calculation of each production test of a field, which has Electrosubmersible Pumping as an Artificial Lift System, the difference between Field Production and Estimated Production is shortened.

INDICE

AGRADECIMIENTO	i
DEDICATORIA	ii
RESUMEN	iii
ABSTRACT.....	v
INDICE	vi
LISTA DE FIGURAS.....	viii
LISTA DE TABLAS	x
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	11
1.1 Antecedentes.....	11
1.2 Problemática	13
1.3 Formulación del Problema.....	13
1.3.1 Problema General	13
1.3.2 Problemas Específicos.....	14
1.4 Objetivos de la Investigación.....	14
1.4.1 Objetivo General	14
1.4.2 Objetivos Específicos	14
1.5 Justificación de la Investigación	14
1.6 Hipótesis de la Investigación	15
1.6.1 Hipótesis General	15
1.6.2 Hipótesis Específicas.....	15
1.7 Identificación de Variables	15
1.7.1 Variables Independientes.....	15
1.7.2 Variables Dependientes	15
1.8 Operacionalización de Variables	15
1.9 Matriz de Consistencia.....	16
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL.....	17
2.1 Marco Teórico.....	17
2.1.1 Reservoirio.....	17
2.1.2 Mecanismo de Impulsión	17
2.1.3 Sistema de Levantamiento Artificial	19
2.1.4 Baterías de Producción	24
2.1.5 Separadores de prueba.....	25

2.1.6 Medidores de líquidos	27
2.1.7 Pruebas de Pozos en Superficie	30
2.2 Marco Conceptual.....	34
CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO	36
3.1 Metodología del Trabajo.....	36
3.2 Caso de Estudio	37
3.2.1 Selección de pozos	39
3.2.2 Poner el Pozo a Prueba, Estabilizarlo y Cálculo de Volumen I	39
3.2.3 Resultados Obtenidos	57
3.2.4 Comparar la Producción de Campo y la Producción Estimada.....	58
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	60
CAPÍTULO V: ANÁLISIS ECONÓMICO	63
5.1 CASO 1.....	64
5.2 CASO 2.....	65
CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	66
6.1 Conclusiones.....	66
6.2 Recomendaciones	66
CAPÍTULO VII: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	67

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	<i>Desplazamiento hidráulico</i>	18
Figura 2	<i>Sistemas de levantamiento artificial</i>	20
Figura 3	<i>Diagrama de un pozo BES</i>	22
Figura 4	<i>Variadores de frecuencia</i>	23
Figura 5	<i>Rango referencial de bombas electrosumergibles</i>	24
Figura 6	<i>Separador de prueba de 2 fases</i>	26
Figura 7	<i>Diagrama interno de un Separador Trifásico</i>	27
Figura 8	<i>Medidor coriolis</i>	27
Figura 9	<i>Medidor de turbina</i>	28
Figura 10	<i>Medidor de vortice</i>	29
Figura 11	<i>Medidor de desplazamiento positivo</i>	29
Figura 12	<i>Integran bajo la curva</i>	30
Figura 13	<i>Diagrama de Metodología de Investigación</i>	36
Figura 14	<i>LayOut de pozos productores</i>	38
Figura 15	<i>Datos de la prueba de pozo – POZO 01</i>	41
Figura 16	<i>Cálculo Optimizado de la Prueba de Pozo 01</i>	42
Figura 17	<i>Datos de la prueba de pozo – POZO 02</i>	43
Figura 18	<i>Cálculo Optimizado de la Prueba de Pozo 02</i>	44
Figura 19	<i>Datos de la prueba de pozo – POZO 03</i>	45
Figura 20	<i>Cálculo Optimizado de la Prueba de Pozo 03</i>	46
Figura 21	<i>Datos de la prueba de pozo – POZO 04</i>	47
Figura 22	<i>Cálculo Optimizado de la Prueba de Pozo 04</i>	48
Figura 23	<i>Datos de la prueba de pozo – POZO 05</i>	49
Figura 24	<i>Cálculo Optimizado de la Prueba de Pozo 05</i>	50

Figura 25 <i>Datos de la prueba de pozo – POZO 06</i>	51
Figura 26 <i>Cálculo Optimizado de la Prueba de Pozo 06</i>	52
Figura 27 <i>Datos de la prueba de pozo – POZO 07</i>	53
Figura 28 <i>Cálculo Optimizado de la Prueba de Pozo 07</i>	54
Figura 29 <i>Datos de la prueba de pozo – POZO 08</i>	55
Figura 30 <i>Cálculo Optimizado de la Prueba de Pozo 08</i>	56
Figura 31 <i>Diferencia entre pruebas de pozos.</i>	57
Figura 32 <i>Producción Estimada Optimizada y No Optimizada</i>	58
Figura 33 CASO 1: Monto por producción perdida	64
Figura 34 CASO 2: Gasto no presupuestado	65

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 <i>Operacionalización de Variables</i>	16
Tabla 2 <i>Matriz de Consistencia</i>	16
Tabla 3 <i>Comparación de separadores horizontales y verticales</i>	25
Tabla 4 <i>Prueba de pozo optimizada</i>	32
Tabla 5 <i>Pozos seleccionados</i>	39
Tabla 6 <i>Numeración de fichas por cada prueba de pozo.</i>	40
Tabla 7 <i>Diferencia entre pruebas de pozos.</i>	57
Tabla 8 <i>Producción Estimada Optimizada y No Optimizada</i>	58
Tabla 9 <i>Diferencia entre producción de campo y producción estimada.</i>	59

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

En el mundo existen diferentes mecanismos de impulsión de un reservorio de petróleo, siendo el mecanismo de impulsión por agua (*water-drive*) uno de ellos. También se le puede denominar invasión de agua o control hidráulico, en el cual hay un desplazamiento del petróleo por el agua, en dichos reservorios la tasa de producción es óptima (Brown, 1977).

Para los reservorios con mecanismo de impulsión por agua se pueden utilizar diferentes sistemas de levantamiento artificial, siendo el bombeo electrosumergible (BES) uno de los sistemas más usados, este sistema de levantamiento artificial es del tipo centrífuga, cuyo eje está conectado directamente a un motor eléctrico. Toda bomba puede ser bajada al pozo a la profundidad deseada con un cable aislado que va desde la superficie por el cual se suministra electricidad al motor. El motor genera que la bomba gire de modo que los impulsores apliquen presión sobre el líquido que entra en la bomba. La presión que ejerce la bomba fuerza el fluido a subir por la tubería hacia la superficie. La capacidad para este tipo de bombas puede variar de 200 a 26000 barriles por día aproximadamente dependiendo de la profundidad desde la cual se levanta el fluido (API, 1996).

Todos los pozos luego de la perforación son completados y puestos a pruebas de producción en las facilidades de superficie pudiendo ser pruebas extendidas o cortas, para determinar el potencial y el caudal óptimo. Las facilidades para este tipo de pruebas pueden ser diversas, sin embargo, siempre va tener un sistema de separación física de los fluidos provenientes del pozo, con equipos tales como: separadores, tratadores térmicos, desaladores, intercambiadores de calor, entre otros elementos. También se tiene un sistema de almacenamiento (tanques de almacenamiento), sistema de reinyección de agua de formación o disposición final y un sistema de gas con un *flare*.

Posteriormente los pozos son probados con cierta frecuencia de manera rutinaria, eventualmente se realizan pruebas especiales por requerimiento de parte del departamento de Ingeniería de Producción, con lo cual se tiene una producción estimada de dicho pozo. La producción estimada del campo es la suma de las producciones estimadas de todos los pozos, actualizándose cada vez que se prueba un pozo y se aprueba dicho potencial de este pozo probado.

Cada prueba de producción de un pozo BES difiere de una prueba a otra, esto se origina debido a los altos caudales, tipos de separadores, tomas erróneas de muestras de BS&W y/o errores de los parámetros. Lo anterior puede generar un error en la medición, originando un caudal de producción estimada no tan representativo.

Los valores de producción de campo y producción estimada por lo general tienen una diferencia; sin embargo, hay fechas en cuales comienzan a tener una mayor diferencia las dos, con lo cual se puede llegar a desconfiar y poner en tela de juicio, la credibilidad de las Pruebas de Pozos en Superficie.

En los reportes de producción durante el mes de febrero del 2018 en el Lote 131, la empresa Weatherfor (empresa dedicada a la medición), determinó una diferencia entre la producción de campo y producción estimada de 77 BPD por día; cuando el rango de diferencia en los meses previos no superaba los 10 BPD. Este escenario conlleva a investigar la causa de esta diferencia, encontrando como resultado un mal cálculo debido a los valores equívocos de BSW. Si bien los valores de la diferencia no superaban el 3% sobre la producción diaria, no es normal que se tenga una diferencia tan grande en pozos que se encuentran en pruebas de pozos en superficie.

En el Lote 192 en el mes de octubre y noviembre del 2019, se registraron diferencias entre la producción de campo y producción estimada de hasta el 10% según los reportes de la empresa STORK, lo cual conlleva a decisiones muy extremas como inspeccionar todo el campo

e incluso la contratación de un servicio especializado en monitoreo de pozos de manera continua. La producción del campo en el periodo mencionado superaba los 10 MBPD.

1.2 Problemática

Actualmente se tiene una gran preocupación por la diferencia que siempre se presenta entre los valores de producción de campo y producción estimada lo cual genera una gran incertidumbre en el cálculo ya sea por la: Medición de variables físicas, data correcta, tipos de flujómetros, entre otros. Adicionalmente, los campos no cuentan con facilidades para probar los pozos de manera diaria; no solo por las facilidades, sino que las pruebas duran 24hrs y en proceso de estabilización que va de 3 a 6 hrs aproximadamente, dependiendo del arreglo de equipos que tengas en superficie.

Las pruebas de pozos es el principal insumo para realizar los “*forecast*” de producción, con los cuales al cierre de cada año se estima un gasto de OPEX del siguiente en diferentes aspectos, uno de ellos puede ser el consumo de diluyente el cual se estima en función directa del “*forecast*” de producción, el cual se correlaciona con el pronóstico de producción que emite el área de reservorios.

Las pruebas de pozos en la actualidad en muchos de los campos de producción de hidrocarburos no se desarrollan rigurosamente. Los efectos pueden llegar a incrementar las horas hombre e incluso disponer recursos para buscar los posibles problemas relacionados en buscar cual es el verdadero potencial del pozo, yacimientos y en consecuencia de los Lotes de producción de crudo.

1.3 Formulación del Problema

1.3.1 Problema General

¿Cómo optimizar el cálculo de las pruebas de los pozos para reducir la diferencia entre producción de campo y producción estimada, en la Selva Peruana?

1.3.2 Problemas Específicos

¿Cómo influye la variación de tiempo (ΔT) en el cálculo de pruebas de pozos en superficie?

¿Cómo influye la temperatura en el volumen de crudo en las pruebas de pozos en superficie?

¿Cómo influye el corte de agua en el cálculo de las pruebas de pozos en superficie?

1.4 Objetivos de la Investigación

1.4.1 Objetivo General

Optimizar las pruebas de pozos en superficie para reducir la diferencia entre producción de campo y producción estimada en la Selva Peruana.

1.4.2 Objetivos Específicos

Evaluar la influencia de la variación de tiempo (ΔT) en el cálculo de pruebas de pozos en superficie.

Evaluar la influencia de la temperatura en el volumen de crudo en las pruebas de pozos en superficie.

Evaluar la influencia del corte de agua en el cálculo de las pruebas de pozos en superficie.

1.5 Justificación de la Investigación

La diferencia que existe entre la producción de campo y la producción estimada afecta a todos los campos de producción de petróleo, en especial a los campos que tienen pozos con altos caudales donde se hace más visible, volviéndose una variable diaria. Para abordar esta problemática, se propone realizar las pruebas de pozos de manera más rigurosa; acotando la variación de tiempo (ΔT) a una hora y hacer una sumatoria de los volúmenes hallados en el rango de tiempo de toda la prueba, ergo se tendría un cálculo de volumen de petróleo más exacto y con menor margen de error. La propuesta mencionada nos brindara una mayor

confiabilidad de las pruebas de pozos en superficie y en consecuencia de la Producción del Campo. El monitoreo de esta diferencia entre los valores de producción de campo y producción estimada permite tomar decisiones con información más exacta y/o disponer de recursos donde sea requerido.

1.6 Hipótesis de la Investigación

1.6.1 Hipótesis General

La optimización del cálculo de las pruebas de pozos en superficie permite reducir la diferencia entre la Producción de Campo y Producción Estimada hasta en 5.3%.

1.6.2 Hipótesis Específicas

La prueba de pozo en superficie tiene menor incertidumbre si se realizan cálculos parciales de volumen de crudo en diferenciales de tiempo y sumando dichos volúmenes parciales.

En las pruebas de pozos en superficie la temperatura tiene una relación inversa con el volumen de crudo.

La prueba de pozos en superficie es más exacta si se realiza la mayor cantidad de análisis de corte de agua.

1.7 Identificación de Variables

1.7.1 Variables Independientes

Tiempo.

Temperatura.

Corte de Agua.

1.7.2 Variables Dependientes

Volumen de crudo.

1.8 Operacionalización de Variables

A continuación, en la Tabla 1, se tiene presente la matriz de consistencia del presente documento.

Tabla 1
Operacionalización de Variables

Tipo de Variable	Variable	Definición Conceptual de la Variable	Unidad de la Variable	Indicadores	Instrumento de Medición
Dependiente	Volumen de Crudo (Bl)	Cantidad de crudo contabilizado en la prueba de pozo en superficie.	Bl	Volumen de crudo	Turbinas
	Tiempo (t)	Es una magnitud física con la cual se mide intervalos de sucesos.	hr	Tiempo	Cronómetro
Independiente	Temperatura(T)	En física, se define como una magnitud escalar relacionada con la energía interna de un sistema termodinámico, definida por el principio cero de la termodinámica.	°F	Temperatura	Sensor de Temperatura
	Corte de Agua (%)	Es el porcentaje de agua de formación que se produce conjuntamente con los hidrocarburos líquidos.	%	Escala de 0 - 100	Probeta Pera de cónica

1.9 Matriz de Consistencia

A continuación, en la Tabla 2 se tiene presente la matriz de consistencia del presente documento:

Tabla 2
Matriz de Consistencia

Formulación del Problema	Objetivo	Hipótesis	Variables
Problema general	Objetivo general	Hipótesis general	Variable Dependiente
¿Cómo se optimiza el cálculo de las pruebas de los pozos para reducir la diferencia entre Producción de Campo y la Producción Estimada?	Optimizar el cálculo de las pruebas de pozos en superficie para reducir la diferencia entre Producción de Campo y Producción Estimada.	La optimización del cálculo de las Pruebas de Pozos en Superficie reduce la diferencia entre la Producción de Campo y Producción Estimada en 5.3%	Volumen de crudo
Problema específico	Objetivo específico	Hipótesis específico	Variables Independientes
¿Cómo influye la variación de tiempo (ΔT) en el cálculo de Pruebas de Pozos en Superficie?	Evaluar la influencia de la variación de tiempo (ΔT) en el cálculo de Pruebas de Pozos en Superficie.	La Prueba de Pozo en Superficie es más exacto si la variación de tiempo disminuye.	Tiempo
¿Cómo influye la Temperatura en el volumen de crudo en las Pruebas de Pozos en Superficie?	Evaluar la influencia de la Temperatura en el volumen de crudo en las Pruebas de Pozos en Superficie.	En las Pruebas de Pozos en Superficie la temperatura tiene una relación inversa con el volumen de crudo.	Temperatura
¿Cómo influye el corte de agua en el cálculo de las Pruebas de Pozos en Superficie?	Evaluar la influencia del corte de agua en el cálculo de las Pruebas de Pozos en Superficie.	Las Pruebas de Pozos en Superficie son más exactos si el corte de agua es menor.	Corte de Agua

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

2.1 Marco Teórico

2.1.1 *Reservorio*

Un reservorio de petróleo o gas contiene fluidos de hidrocarburos compresibles a una presión y temperatura elevadas. La producción eficiente de los fluidos del reservorio requiere la disipación efectiva de esta energía a través del sistema de producción. La utilización óptima de esta energía es una parte esencial de un diseño de terminación exitoso y, en última instancia, de la economía del desarrollo del campo. Cuando sea necesario y económico, este proceso de elevación puede ser apoyado por un Sistema de Levantamiento Artificial (Heriot-Watt University, 2008).

El crudo y el gas natural se encuentran acumulados en el subsuelo en trampas (estructuras geológicas), dentro de éstas los hidrocarburos están contenidos dentro del espacio poral existente. Las trampas de hidrocarburos se clasifican en (Rodríguez, 2007):

- Trampas Estructurales.
- Trampas Estratigráficas.
- Trampas Combinadas.

Trampas Estructurales: Son consecuencias directas de los cambios geológicos producidos por las deformaciones de los estratos del subsuelo, causado por fallas y desplazamientos (Rodríguez, 2007).

2.1.2 *Mecanismos de Impulsión*

Hay diversas formas en las que el petróleo se puede desplazar y producir desde un reservorio, y estos pueden denominarse “mecanismos”. Cuando predomina un mecanismo se puede decir que el reservorio está operando bajo un "impulso" particular (Schlumberger, 1998).

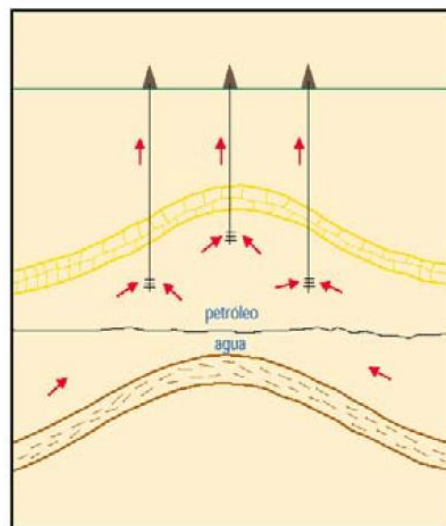
La mayoría de los reservorios presentan más de un mecanismo de impulsión, entre los cuales tenemos (Rodríguez, 2007):

- Empuje o desplazamiento hidráulico.
- Empuje o desplazamiento por capa de gas.
- Empuje o desplazamiento por gas en solución.
- Empuje o desplazamiento por segregación gravitacional.
- Empuje o desplazamiento de expansión de los líquidos.

Desplazamiento Hidráulico: Uno de los mecanismos de impulsión proviene de la invasión del reservorio de petróleo por la expansión del agua de un acuífero adyacente o subyacente (Schlumberger, 1998). Durante la producción la presión en el reservorio se irá reduciendo y el agua presente se irá expandiendo. La expansión del agua va a generar el desplazamiento de los hidrocarburos y dicho efecto se va a mantener hasta que el agua pierda la capacidad de expansión (Rivera, 2004). En la Figura 1 se puede visualizar un reservorio de desplazamiento hidráulico.

Figura 1

Desplazamiento hidráulico.



Fuente: Rivera (2004).

Desplazamiento por Capa de Gas: Este mecanismo está presente en reservorios que tienen una presión menor a la presión de burbuja (yacimientos saturados). Los hidrocarburos

livianos se irán separando de la fase líquida e irán migrando a la parte alta de la estructura (Rivera, 2004).

Desplazamiento por Gas en Solución: Este mecanismo contribuye a la producción de la mayor parte de los fluidos. La presión del reservorio es menor a la presión de burbuja. Debido a que la presión del reservorio es menor a la presión de burbuja a medida que se va produciendo y la presión se reduce, los hidrocarburos livianos pasan a fase gaseosa, lo cual genera burbujas, lo cual genera el desplazamiento de los hidrocarburos líquidos (Rivera, 2004).

Desplazamiento por Segregación Gravitacional: Este tipo de mecanismo está presente en reservorios que tienen un alto grado de buzamiento. En esta condición el gas migra hacia la parte alta y el crudo hacia la parte baja por la diferencia de densidades, lo cual puede generar una capa de gas secundaria Fuente: (Rivera, 2004).

Desplazamiento por Expansión de los Líquidos: Este mecanismo es más importante en reservorios donde la presión es mayor que la presión de burbuja, por lo cual los hidrocarburos se encuentran en fase líquida. Al producir los líquidos luego de perforar el pozo, la presión se reduce y genera una expansión de los hidrocarburos y del agua en el reservorio (Rivera, 2004).

2.1.3 Sistema de Levantamiento Artificial

Un sistema de levantamiento artificial es un mecanismo externo a la formación productora encargado de levantar crudo desde la formación a un determinado caudal. El sistema de levantamiento artificial se usa cuando la energía del reservorio es insuficiente para producir por sí mismo o cuando el caudal es inferior al deseado (Muñoz, 2007).

Los reservorios de petróleo eventualmente no podrán producir fluidos a caudales económicos a menos que los mecanismos de impulsión natural o mecanismos de mantenimiento de presión (recuperación mejorada) estén presentes para mantener la energía del reservorio. La única manera de tener una alta tasa de producción es aumentar la reducción

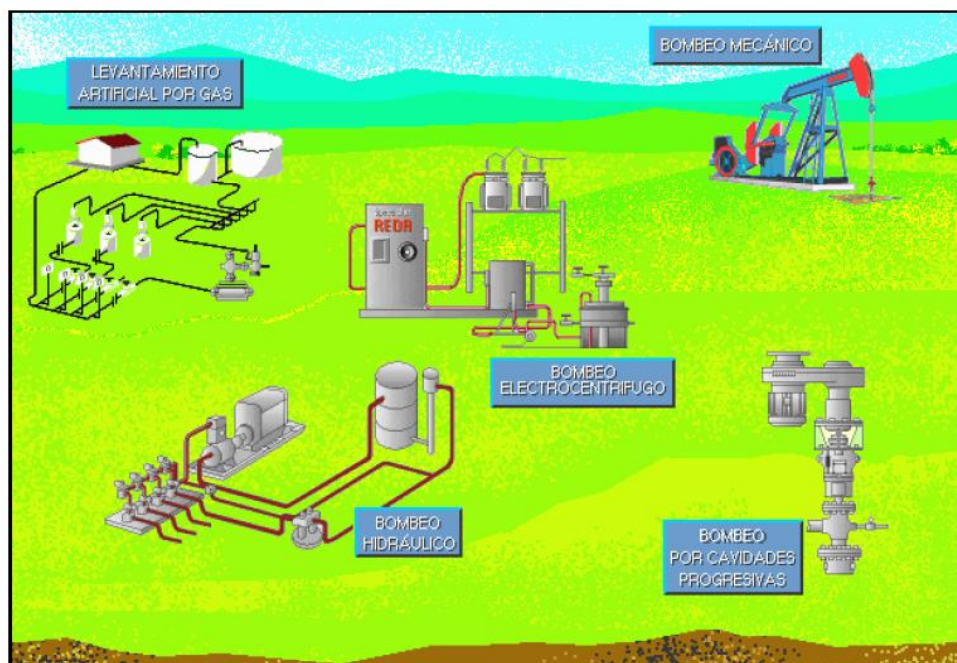
de la presión de producción al reducir la presión del fondo del pozo y esto se realiza con métodos de levantamiento artificial. En el mundo más del 70% de los pozos necesitan sistemas de levantamiento artificial. Los métodos de levantamiento artificial más comunes son (Guo, Boyun; Lyons, William; Ghalambor, 2007):

- Gas Lift.
- Bombeo Mecánico.
- Bombeo Hidráulico.
- Bombeo de Cavity Progresiva.
- Bombeo Electrosumergible.

Cada método tiene condiciones que dependen de los fluidos, completación del pozo, reservorio y agentes externos. En la Figura 2 se puede visualizar los diferentes sistemas de levantamiento artificial.

Figura 2

Sistemas de levantamiento artificial



Fuente: Maggiolo (2008).

Gas Lift: Este sistema de levantamiento artificial incrementa la tasa de producción de petróleo por inyección de gas comprimido en la sección inferior de la sarta de tuberías. El gas

comprimido afecta el flujo de líquido de dos maneras (Guo, Boyun; Lyons, William; Ghalambor, 2007):

- La energía de expansión impulsa o empuja el aceite hacia la superficie.
- El gas airea el petróleo y genera que la densidad efectiva del fluido sea menor, por tanto, es más fácil de llegar los fluidos hacia la superficie.

Bombeo Mecánico: Este sistema de levantamiento artificial, proporciona energía mecánica para elevar los hidrocarburos desde el fondo del pozo hasta la superficie. Es eficiente, simple y fácil de operar. El sistema es fácil de cambiar a otros pozos y los costos son bajos. Las principales desventajas del bombeo mecánico es la fricción que se puede generar en pozos desviados, problemas de sensibilidad a sólidos, baja eficiencia en pozos gaseosos, profundidad limitada debido a la capacidad de la varilla y ocupa un espacio considerable en superficie haciendo inviable en operaciones costa afuera (Guo, Boyun; Lyons, William; Ghalambor, 2007).

Bombeo Hidráulico: Este sistema de levantamiento artificial convierte la energía del fluido de potencia inyectado (agua o petróleo) en presión que levanta los fluidos de producción. Ya que no hay partes móviles involucradas en el sistema, los fluidos con impurezas y gaseosos no presentan ningún problema para la bomba. Las bombas se pueden configurar a cualquier profundidad siempre que la presión de succión sea suficiente para evitar el problema de cavitación de la bomba. La desventaja de las bombas hidráulico es su baja eficiencia (20-30%) (Guo, Boyun; Lyons, William; Ghalambor, 2007)

Bombeo por Cavidad Progresiva: El sistema de bombeo de cavidad progresiva se pueden utilizar para levantar hidrocarburos pesados a un caudal variable desde el fondo del pozo hacia superficie. La producción de sólidos y gas libre presenta problemas mínimos. Se pueden instalar en pozos con inclinación, desviados e incluso en pozos horizontales. Las

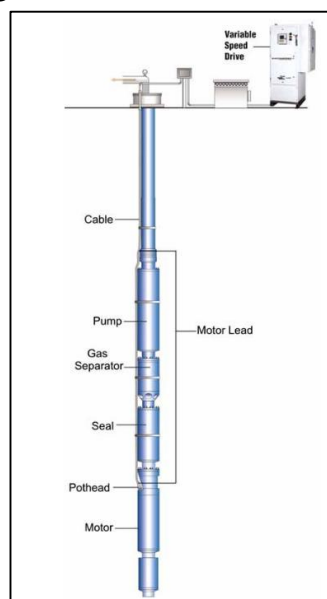
principales desventajas de este sistema de levantamiento artificial es que tiene una vida útil corta (2 a 5 años) y un alto costo (Guo, Boyun; Lyons, William; Ghalambor, 2007).

Bombeo Electrosumergible: Este sistema de levantamiento artificial puede levantar volúmenes extremadamente altos de los reservorios. Los pozos inclinados y desviados no presentan ningún problema. Los costos para llevar los fluidos del reservorio hacia la superficie son muy bajos. Las limitaciones para las aplicaciones de este mecanismo incluyen disponibilidad de electricidad de alto voltaje, no aplicable a completaciones múltiples, la producción de gas y sólidos es problemática, y tiene gran costo de instalar y reparar dichas bombas (Guo, Boyun; Lyons, William; Ghalambor, 2007).

Las bombas electrosumergibles están diseñadas como bombas centrífugas de varias etapas apiladas una después de otra, las cuales constan de un impulsor y un difusor en cada una. El impulsor proporciona energía cinética al fluido y el difusor que convierten la energía cinética de fluido en presión. La potencia proviene de un motor eléctrico instalado en profundidad. La energía eléctrica requerida va desde la superficie hacia el motor mediante un cable eléctrico (Muñoz, 2007). En la Figura 3 se puede visualizar el diagrama de un pozo BES.

Figura 3

Diagrama de un pozo BES



Fuente: Baker Hughes (2008).

Las bombas electrosumergibles se fabrican de acuerdo con los requerimientos del operador y se fabrican de diferentes materias (Ramírez, 2004). El sistema de bombeo electrosumergible no es flexible cuando opera a una velocidad fija, ya que se limita a un volumen de producción fija. Los variadores de frecuencia, permiten controlar el motor y así operar el sistema de bombeo electrosumergible en un rango de frecuencias según sea la necesidad del operador (Ramírez, 2004).

El objetivo principal del variador de frecuencia es sin duda la flexibilidad en el bombeo (diferentes caudales). Sin embargo, también permite tener otros beneficios tales como: extender la vida útil del equipo de fondo, un arranque suave, velocidades controladas automáticamente (Ramírez, 2004). En la Figura 4 se puede visualizar algunos variadores de frecuencia.

Figura 4

Variadores de frecuencia



Fuente: Ramírez(2004).

El tamaño de una instalación de bombeo sumergible, al igual que otros métodos de levantamiento artificial involucran varios factores y varían considerablemente según las condiciones del pozo o con los fluidos a bombear. La información detallada sobre la completación del pozo, el historial de producción y las condiciones del yacimiento son muy importantes. El tener buena información que cubran las condiciones requeridas antes de dimensionar y elegir una instalación sumergible es esencial. Una vez que se ha dimensionado

una unidad sumergible y se ha supervisado su funcionamiento, la instalación se vuelve relativamente libre de problemas y económica (Baker Hughes Centrilift, 2007). En la Figura 5 se puede apreciar el rango referencial para las bombas electrosumergibles.

Figura 5
Rango referencial de bombas electrosumergibles

Series	Type	Rate @ Best Efficiency		Operating Range			
		60 HZ (BPD)	50 HZ (M ³ /D)	60 HZ (BPD)		50 HZ (M ³ /D)	
338	DC800	800	106	550	950	73	126
	DC1000	1000	132	700	1300	93	172
	DC1250	1250	166	950	1700	126	225
400	FV320	320	42	180	460	24	61
	FS400	400	53	180	530	24	70
	FC470	470	63	350	575	47	76
	FC650	650	86	450	850	60	113
	FC925	925	123	700	1150	93	152
	FS1150	1150	152	800	1500	106	199
	FC1200	1200	159	950	1550	126	205
	FC1600	1600	212	1200	2100	159	278
	FC2200	2200	291	1500	2800	199	371
	FC2700	2700	358	1800	3500	238	463
	FC4300	4300	570	3000	5200	397	689
	FC6000	5600	742	3600	6800	477	901
513	GC1200	1200	159	800	1600	106	212
	GC1700	1700	225	1300	2200	172	292
	GC2200	2200	291	1500	3000	199	397
	GC3000	3000	397	2200	3600	291	477
	GC3500	3500	464	2200	4700	291	623
	GC4100	4100	543	2500	5600	331	742
562	KC1 2000	12000	1590	9500	14500	1259	1921
	K15000	15000	1987	11250	18750	1490	2484
675	HC7000	7000	927	4500	9000	596	1192
	HC9000	9000	1192	6000	11500	795	1524
	HC12000	12000	1590	7500	15000	994	1987
	HC19000	19000	2517	12000	24500	1590	3246
875	IA600	21 000	2782	10300	27500	1365	3643
	IB700	24500	3246	12700	32200	1683	4266
1025	JAI 100	36500	4836	19200	45900	2544	6081
	JB1 300	43000	5697	19900	58900	2636	7803

Fuente: Baker Hughes Centrilift (2007).

2.1.4 Baterías de Producción

Las baterías de producción son el espacio físico en el cual se realiza la recepción, separación, medición y almacenamiento del petróleo, gas natural y agua de formación, mediante diferentes facilidades tales como (D.S. N° 032-2004-EM, 2004):

- **Manifold:** Colector en el cual los pozos productores llegan y se unen a una sola línea para poder ser direccionado hacia otro equipo de manera uniforme.
- **Separador:** Equipo en el cual los fluidos que provienen de los pozos productores se separan en petróleo, gas natural y agua de formación.

- **Scrubber:** Equipo en el cual se separa el gas natural y condensado remanente.
- **Flare:** Equipo en el cual se quema el gas natural que no se puede aprovechar.
- **Tanques de Almacenamiento:** Equipo en el cual se recibe y acumula el petróleo o el agua de formación luego de haber sido separados.

2.1.5 Separadores de prueba

A menudo los pozos tienen una combinación de gas, petróleo y agua, así como diversos contaminantes que deben separarse. En la producción los separadores sirven para desarrollar el proceso de separación y estos vienen en muchas formas y diseños. Los separadores de prueba se utilizan para separar el fluido del pozo para su análisis y medición (Devold, 2006). Estos equipos son exactamente lo que el nombre sugiere, un *container* usado para separar los fluidos y sólidos provenientes del pozo, tales como: sólidos, gas natural, crudo y agua de formación (Weatherford, 2012):

Los diferentes tipos de separadores de prueba que existen pueden ser de 2 fases, 3 fases o 4 fases, las cuales pueden ser de construcción vertical y horizontal, siendo los más comunes los separadores de prueba horizontales, lo cual permite un mayor tiempo de duración (Weatherford, 2012). En la Tabla 3 se puede visualizar la comparación de separadores horizontales y verticales.

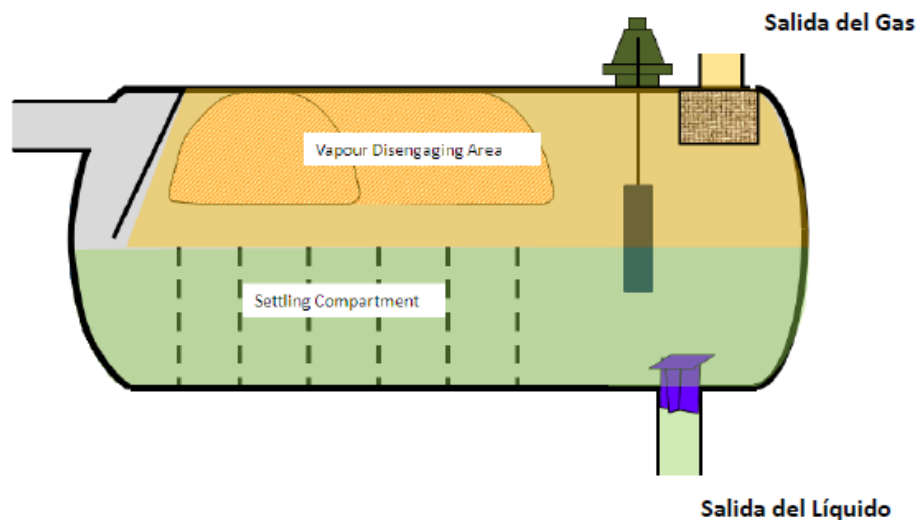
Tabla 3
Comparación de separadores horizontales y verticales

Ítem	Condiciones	Horizontal	Vertical
1	Eficiente en la separación de los fluidos.	Favorable	Medio
2	Estabilización de los líquidos separados	Favorable	Medio
3	Flexibilidad de la operación en ajustar el nivel del líquido	Medio	Favorable
4	Capacidad de almacenamiento con mismo diámetro.	Favorable	Medio
5	Capacidad para tartar crudo espumoso	Favorable	Medio
6	Adaptabilidad a la portabilidad	Favorable	No favorable
7	Facilidad de instalación	Medio	No favorable

Fuente: Weatherford (2012).

Separadores de prueba de 2 fases: Estos equipos no se usan a menudo en las operaciones para poder separar los fluidos del pozo en prueba; sin embargo, en pozos de poca productividad y con muy bajo corte se podrían usar (Weatherford, 2012). En la Figura 6 se puede visualizar un esquema de un separador de prueba de dos fases.

Figura 6
Separador de prueba de 2 fases

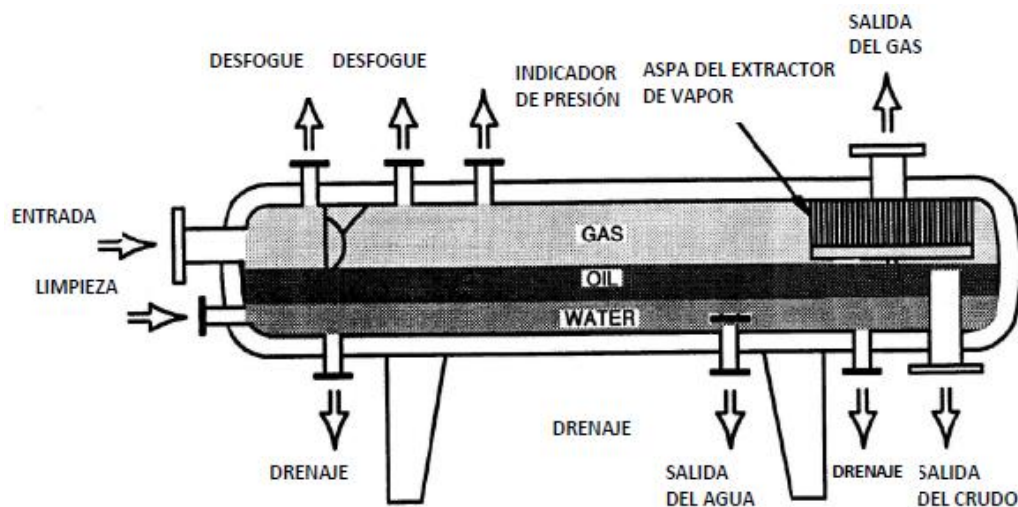


Fuente: Weatherford (2012).

Por lo general los separadores de tres fases se usan como separadores de dos fases, según sea la necesidad de la operación.

Separadores de prueba de 3 fases: Estos equipos se usan frecuentemente en las pruebas de pozos debido a que se puede separar en petróleo, gas natural y agua de formación, los cuales se pueden monitoreado, controlar y contabilizar de manera individual. Las pruebas de pozos en estos equipos son confiables y si hay un corte de agua bajo tiene una mayor confiabilidad. Sin embargo una vez que las lecturas comienzan a pasar 10% BS&W, los resultados empiezan a ser poco fiables (Weatherford, 2015). En la Figura 7 se puede visualizar el diagrama interno de un separador trifásico.

Figura 7
Diagrama interno de un Separador Trifásico



Fuente: Weatherford (2012).

2.1.6 Medidores de líquidos

Medidor Coriolis: Estos medidores son adecuados para medir fluidos de una sola fase, gas o líquido. El flujo del fluido a través del medidor, generan que los canales del medidor deseen curvarse a medida que vibran. La deformación aplicada en los canales depende de la masa de los fluidos, por lo cual es importante conocer la densidad, temperatura, presión y composición del fluido (Weatherford, 2012). En la Figura 8 se puede visualizar un medidor de flujo del tipo coriolis.

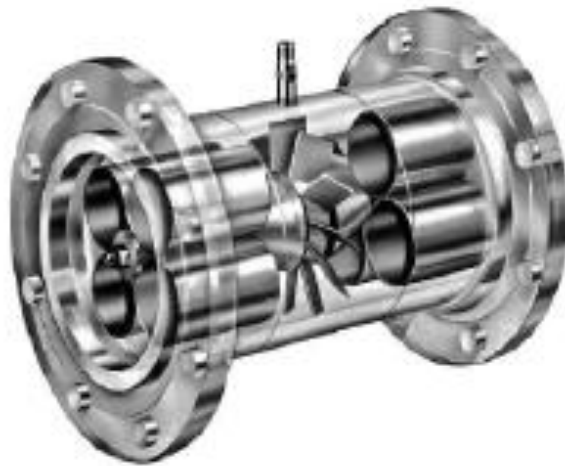
Figura 8
Medidor coriolis



Fuente: Weatherford (2012).

Medidores de Turbina: Los medidores de turbina son los mejores para acumular ganancias exactas de líquido, su diseño resistente y su versatilidad permiten que el medidor maneje una amplia variedad de líquidos y pueda ser instalado en forma vertical u horizontal; cerciórese que la flecha direccional apunte en la dirección correcta. Los medidores de turbina se calibran con agua, por tal razón se necesita usar un factor de corrección para dar cuenta de la diferencia en las densidades de los líquidos (para una exactitud de $\pm 1.0\%$). (Weatherford, 2012). En la Figura 9 se puede visualizar un medidor de flujo de tipo turbina.

Figura 9
Medidor de turbina

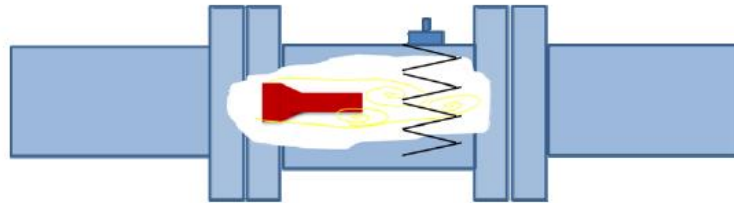


: Weatherford (2012).

Medidores de Vórtices Forzados

Este medidor tiene un componente en forma de campana, en el cual el fluido llega y genera vórtices a medida que el fluido pasa por el sensor, estas perturbaciones son medidas por el sensor (Weatherford, 2012). En la Figura 10 se puede visualizar un medidor de flujo de tipo vortice.

Figura 10
Medidor de vortice

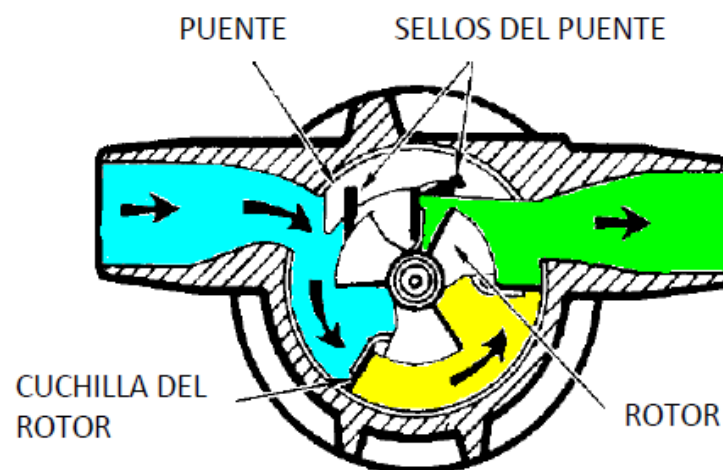


Fuente: Weatherford (2012).

Medidores de Desplazamiento Positivo

El medidor de desplazamiento positivo tiene una serie de *flappers*, en la parte central de medidor. El fluido empuja contra los *flappers* haciendo girar el rotor el cual hace rotar el contómetro por medio de un sistema imantado (Weatherford, 2012). En la Figura 11 se puede visualizar un medidor de flujo de tipo desplazamiento positivo.

Figura 11
Medidor de desplazamiento positivo

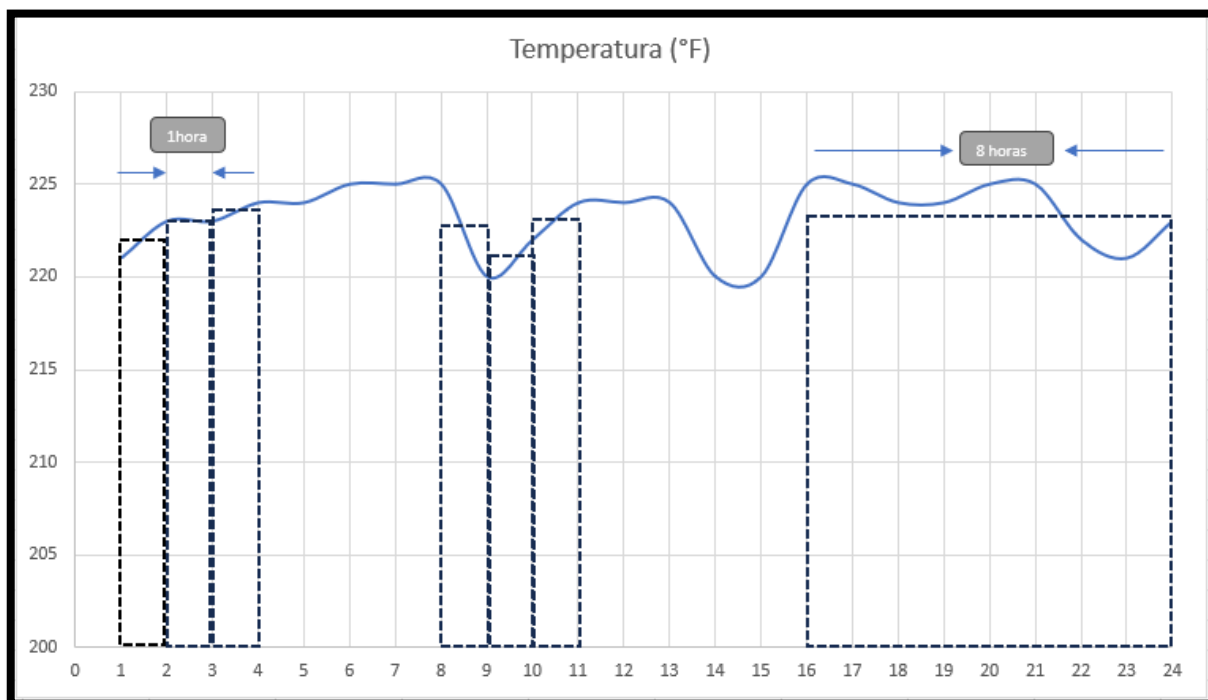


Fuente: Weatherford (2012).

2.1.7 Pruebas de Pozos en Superficie

El principio para realizar los cálculos volumétricos se centra en poder reducir el error de un solo cálculo a realizar cálculos más pequeños que nos aseguren que el error sea menor. Se busca utilizar el principio de calcular el área bajo la curva mediante integrales. En la Figura 11 se puede visualizar el principio.

Figura 12
Integran bajo la curva



Fuente: Elaboración propia.

Las pruebas de pozos en superficie son las mediciones con los parámetros controlados de todos los factores relacionados a los fluidos que vienen del pozo (crudo, agua de formación y gas natural) en un periodo de tiempo establecido según sea la necesidad. Estas pruebas brindan un estimado de la productividad del pozo y las tendencias (Power Well Services, 2007)

El cálculo de volumen de crudo producido se realiza de la siguiente manera (Fraser, 2014):

$$V_o = V_s \times f \times (1-Shr) \times K \times (1-BSW) \quad (1)$$

V_o: Volumen neto de crudo a 60 ° F y presión atmosférica.

V_s: Volumen bruto de crudo medido por el instrumento en condiciones del separador.

f: Factor de corrección del medidor (Volumen medido en el tanque/Volumen medido en el instrumento de medición).

(1-Shr): Factor de Encogimiento (Crudo reducido entre el separador y el tanque).

K: Factor de corrección por temperatura.

BSW: Agua y sedimentos.

La medición del volumen de crudo con el tanque es la principal referencia y se utiliza para corregir los volúmenes de crudo que se leen en el medidor. Esto se realiza reemplazando el término *(1-Shr)* y *f*, por un único factor combinado (CMF - Factor de medidor combinado) (Fraser, 2014).

$$CMF = f \times (1-Shr) \quad (2)$$

Se reemplaza la Ecuación (2) en la Ecuación (1):

$$V_o = V_s \times CMF \times K \times (1-BSW) \quad (3)$$

Las pruebas de pozos en superficie se deben realizar durante 24 horas, previa estabilización de este en el separador de prueba. Un pozo estabiliza cuando los parámetros en el separador se mantengan coherentes. Los cálculos de volumen de crudo producido se van a realizar hora por hora con la Ecuación (3) y se va a sumar cada volumen durante las 24 horas o las horas en la cual el pozo se comporte de manera estable ver Tabla 4.

Tabla 4 Prueba de pozo optimizada

Horas	Vs	CMF	K	1-BSW	Vo
1	V _{S1}	CMF	K ₁	(1-BSW) ₁	V _{O1}
2	V _{S2}	CMF	K ₂	(1-BSW) ₁	V _{O2}
3	V _{S3}	CMF	K ₃	(1-BSW) ₁	V _{O3}
4	V _{S4}	CMF	K ₄	(1-BSW) ₁	V _{O4}
5	V _{S5}	CMF	K ₅	(1-BSW) ₁	V _{O5}
6	V _{S6}	CMF	K ₆	(1-BSW) ₁	V _{O6}
7	V _{S7}	CMF	K ₇	(1-BSW) ₂	V _{O7}
8	V _{S8}	CMF	K ₈	(1-BSW) ₂	V _{O8}
9	V _{S9}	CMF	K ₉	(1-BSW) ₂	V _{O9}
10	V _{S10}	CMF	K ₁₀	(1-BSW) ₂	V _{O10}
11	V _{S11}	CMF	K ₁₁	(1-BSW) ₂	V _{O11}
12	V _{S12}	CMF	K ₁₂	(1-BSW) ₂	V _{O12}
13	V _{S13}	CMF	K ₁₃	(1-BSW) ₃	V _{O13}
14	V _{S14}	CMF	K ₁₄	(1-BSW) ₃	V _{O14}
15	V _{S15}	CMF	K ₁₅	(1-BSW) ₃	V _{O15}
16	V _{S16}	CMF	K ₁₆	(1-BSW) ₃	V _{O16}
17	V _{S17}	CMF	K ₁₇	(1-BSW) ₃	V _{O17}
18	V _{S18}	CMF	K ₁₈	(1-BSW) ₃	V _{O18}
19	V _{S19}	CMF	K ₁₉	(1-BSW) ₄	V _{O19}
20	V _{S20}	CMF	K ₂₀	(1-BSW) ₄	V _{O20}
21	V _{S21}	CMF	K ₂₁	(1-BSW) ₄	V _{O21}
22	V _{S22}	CMF	K ₂₂	(1-BSW) ₄	V _{O22}
23	V _{S23}	CMF	K ₂₃	(1-BSW) ₄	V _{O23}
24	V _{S24}	CMF	K ₂₄	(1-BSW) ₄	V _{O24}
Total					Suma total de V _{O_n}

Fuente: Elaboración propia.

Los encargados de realizar las pruebas de pozos en superficie tienen la responsabilidad de brindar los datos precisos y completos de la prueba. Luego de realizar las pruebas de pozos en superficie, se pueden tomar diferentes decisiones tales como: métodos de producción, recuperación secundaria, perforación de pozos, etc (Power Well Services, 2007).

La producción de campo es la suma de las pruebas de pozos que se han realizado y que han sido aprobadas. La producción estimada es el volumen de crudo producido durante el día.

La diferencia entre producción de campo y producción estimada se determina de la siguiente manera:

$$PP_1 + PP_2 + PP_3 + \dots + PP_{n-1} + PP_n = \textit{Producción de Campo} \quad (4)$$

$$(\textit{Producción de Campo}) - (\textit{Producción Estimada}) = \textit{Diferencia} \quad (5)$$

2.2 Marco Conceptual

Agua de Formación: Es el agua producida junto con el crudo y el gas natural (Power Well Services, 2007)

Batería de Protección: Es la instalación en la cual se encuentran las facilidades en las cuales se reciben, separan, miden, tratan, segregan, acumulan, bombean o se comprimen fluidos, los cuales provienen de los pozos productores de hidrocarburos (D.S. N° 032-2002-EM, 2002).

Bombeo Electrosumergible: Es la unidad de bombeo artificial electrosumergible en la actividad de Explotación de Hidrocarburos (D.S. N° 032-2002-EM, 2002).

BS&W: Porcentaje de agua, sedimentos o arenas en la muestra del fluido (Weatherford, 2015).

Corte de Agua: Porcentaje de agua en una muestra de fluido de crudo.

Crudo: Mezcla de Hidrocarburos con punto de inflamación menor 65.6° C y que no ha sido procesado en Refinerías (D.S. N° 032-2002-EM, 2002).

Data: Información sobre trabajos realizados, estadísticas y muestras obtenidas durante las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (D.S. N° 032-2004-EM, 2004).

Pozo: Cavidad en la corteza terrestre como resultado de la perforación efectuada para descubrir o producir Hidrocarburos (D.S. N° 032-2004-EM, 2004).

Producción de Campo: Volumen de petróleo producido en un día por todos los pozos activos en los respectivos yacimientos que tiene el campo.

Producción Estimada de Campo: Volumen total de petróleo provenientes de la última prueba de superficie de todos los pozos productores activos en el campo.

Productividad del Pozo: Valoración cualitativa de la capacidad del pozo para producir fluidos (Power Well Services, 2007)

Pruebas de Pozos: Proceso de fluir el pozo bajo condiciones controladas, con el fin de poder determinar la productividad de este (Power Well Services, 2007)

Reservorio: Estrato o estratos en el subsuelo, los cuales se hayan probado que son capaces de producir o están produciendo hidrocarburos, que tienen un sistema común de presión (D.S. N° 032-2002-EM, 2002).

Separador: Equipo en el cual se separan el gas natural, el agua y los hidrocarburos líquidos (D.S. N° 032-2004-EM, 2004).

Separador de Prueba: Un separador de prueba es un recipiente de alta presión que se utiliza para la separación de efluentes de pozo (Weatherford, 2015).

Separador de Prueba Bifásico: Equipos en los cuales se permite medir los caudales de la fase gaseosa y la fase líquida (agua y crudo).

Separador de Prueba Trifásico: Equipos en los cuales se permiten medir los caudales de cada fase del pozo. (PAE, 2007).

Gravedad API: El valor de la gravedad específica o gravedad API del petróleo es necesaria para la conversión de volúmenes medidos a las temperaturas de referencia estándar (ASTM, 1999).

Factor de Temperatura K: El factor de temperatura es un factor que convierte el volumen de crudo a una temperatura indicada a 60° F (ASTM, 1980).

Agua y sedimentos - BS&W: Porcentaje de agua y sedimentos de una muestra de crudo, con la cual se corrige el volumen de crudo de manera más exacta (ASTM, 1995).

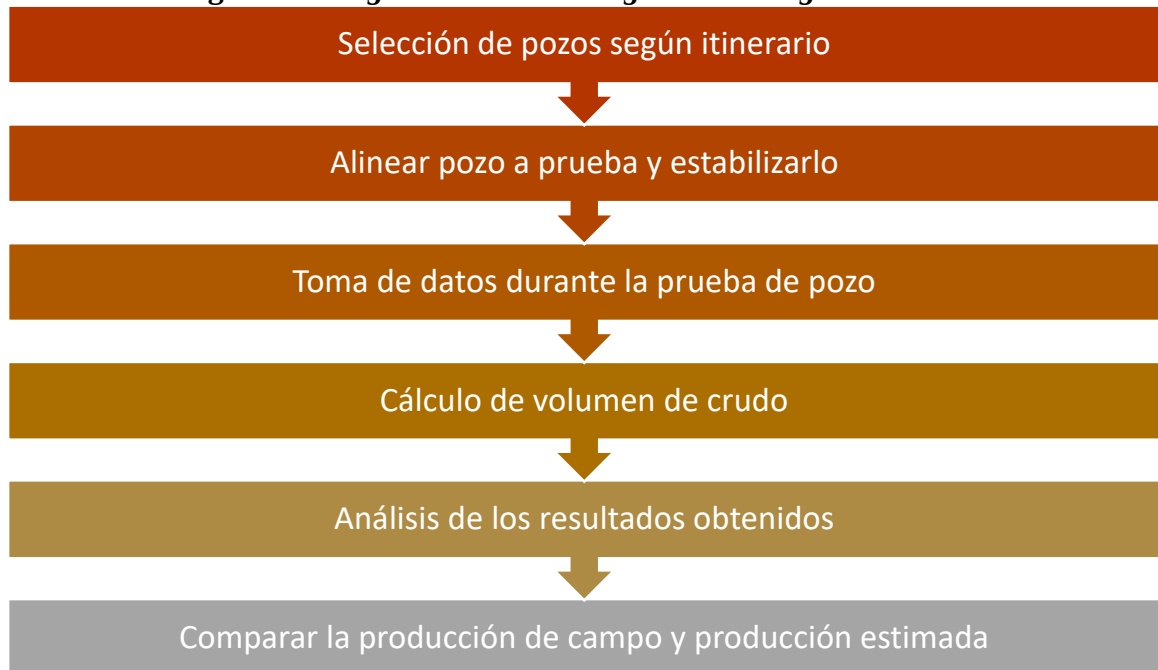
Medición de Tanques: La medición de tanques más usada es la wincha, la misma que mide el nivel total del crudo y del agua (API, 2005).

CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO

3.1 Metodología del Trabajo

En el siguiente esquema se puede visualizar la metodología utilizada en el desarrollo del trabajo, Figura 13.

Figura 13 Diagrama de Metodología de Investigación



Fuente: Elaboración propia.

Selección de Pozos. - Todos los pozos BES (Bombeo Electrosumergible), tienen altos caudales de producción, de los cuales no hace diferencia elegir uno u otro pozo, ya que todos son representativos para poder evaluar cada prueba de pozo en superficie.

Alinear el Pozo a Prueba y Estabilizarlo. – Los pozos seleccionados son puestos a prueba en los separadores (bifásicos y/o trifásicos) y luego es necesario que los pozos se estabilicen para poder iniciar la prueba (flujo constante según el historial productivo del mismo).

Toma de Datos Durante la Prueba. – Cuando comience la prueba es necesario que se registren los datos, ya sea de forma manual o con ayuda de los sensores que se tienen en campo, el tener una *data* correcta es vital para poder asegurar una correcta prueba del pozo.

Cálculo de Volumen de Crudo. - Se realiza el cálculo del volumen de crudo producido por hora, previa selección de datos obtenidos, los cuales se suman e interpolan a 24 horas. Asimismo, se realiza un único cálculo del volumen producido en el rango total de la prueba y se interpola a 24 horas.

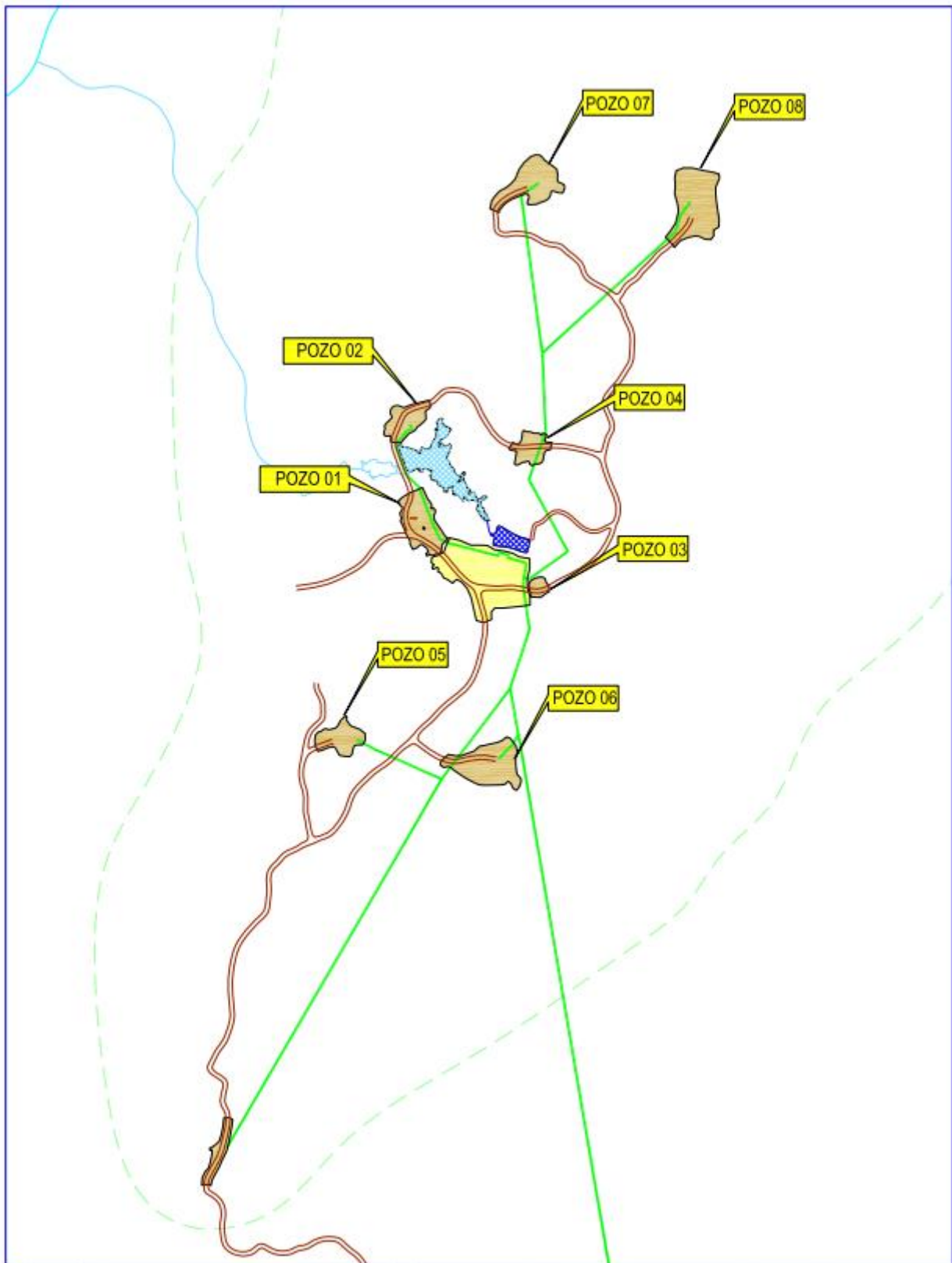
Análisis de los Resultados Obtenidos. – Los resultados obtenidos en ambas situaciones son evaluadas y analizadas para poder ver cómo afecta a la Producción Estimada en ambos casos.

Comparar la Producción de Campo y la Producción Estimada. – El valor obtenido de la Producción de Campo se compara con la Producción Estimada y evaluar como varia la diferencia entre estos valores.

3.2 Caso de Estudio

El presente estudio se desarrolla en un yacimiento típico de pozos con bombeo electrosumergible en un reservorio con un mecanismo de impulsión de *Water Drive*. La batería de producción en la cual se separan los fluidos registra una producción de campo de 1056 barriles de crudo por día. Todos los pozos tienen una secuencia de probado por 24 horas en el mismo separador de la batería de producción. Para el estudio se van a analizar la totalidad de los pozos productores (08).

Figura 14
LayOut de pozos productores



Fuente: Elaboración propia.

3.2.1 Selección de pozos

En el caso de estudio se va a utilizar todos los pozos productores con bombeo electrosumergible ya que son parte del análisis de la optimización de pruebas de pozos en superficie, en la

Tabla 5, se muestra la relación de pozos evaluados:

Tabla 5
Pozos seleccionados

Ítem	Pozos	BFPD
1	POZO 01	11,190
2	POZO 02	6,920
3	POZO 03	7,040
4	POZO 04	7,310
5	POZO 05	5,340
6	POZO 06	3,600
7	POZO 07	12,920
8	POZO 08	7,960

Fuente: Elaboración propia.

3.2.2 Poner el Pozo a Prueba, Estabilizarlo y Cálculo de Volumen I

Todos los pozos seleccionados se alinean uno tras otro al separador bifásico o trifásico, según disponibilidad. Se procede a estabilizar el pozo, lo que significa que los parámetros tales como: caudales y presión del separador se deben mantener lo más similar posibles. El tiempo que suele tomar para estabilizar un pozo se encuentra entre 2 a 4 horas. Luego de estabilizar el pozo se inicia la prueba de pozo en superficie. Toma los Datos Durante la Prueba

Para poder calcular el volumen de crudo producido se debe tomar hora a hora los datos de caudales y temperatura. Los datos de temperatura son importantes para poder corregir los volúmenes de crudo a temperatura estándar (60°F).

Luego de tener los datos en la prueba de pozos se procede a realizar el cálculo de volumen de crudo. Las pruebas de pozos optimizadas se han desarrollado en fichas las cuales se especifican en la Tabla 6:

Tabla 6
Numeración de fichas por cada prueba de pozo.

Nº Ficha	Prueba de Pozo
1	POZO 1
2	POZO 2
3	POZO 3
4	POZO 4
5	POZO 5
6	POZO 6
7	POZO 7
8	POZO 8

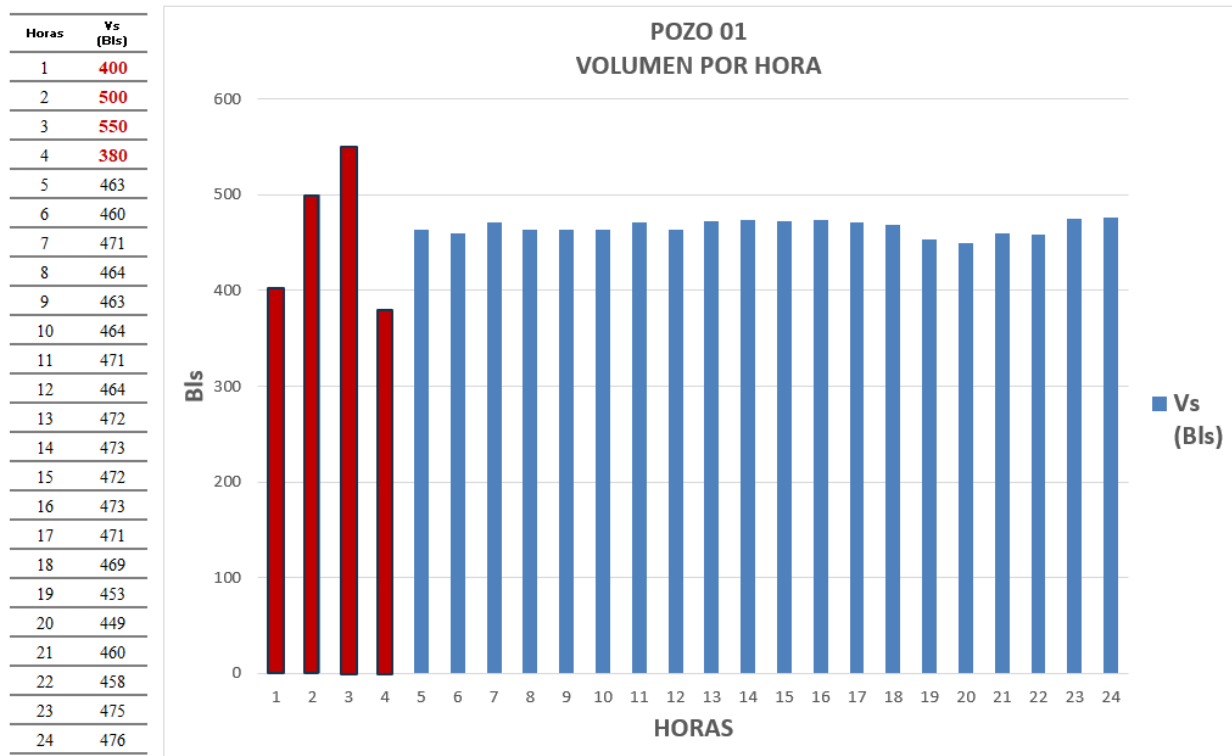
Fuente: Elaboración propia.

Las fichas muestran lo siguiente:

- Pruebas de pozos en superficie optimizada.
- Pruebas de pozos.
- Diferencia entre ambas pruebas de pozos.

La información del volumen de crudo hora a hora de la prueba realizada al POZO 01 se muestra en la Figura 15:

Figura 15
Datos de la prueba de pozo – POZO 01



Fuente: Elaboración propia.

Los datos que se tomarán para el cálculo del volumen de crudo serán a partir de las 05 horas, debido a que los datos de las primeras 4 horas no son datos representativos ya que el pozo no había estabilizado.

El cálculo del volumen de crudo lo podemos visualizar en la Figura 15 Ficha 1-Pozo 01.

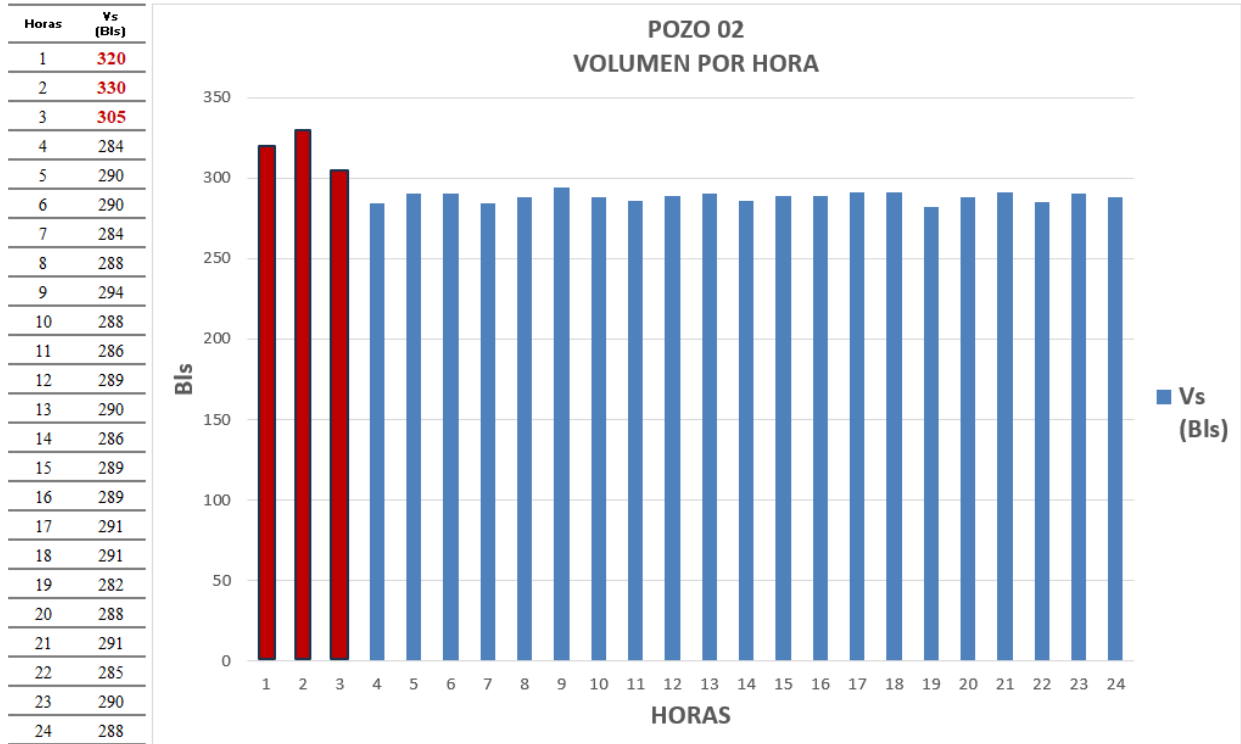
Figura 16
Cálculo Optimizado de la Prueba de Pozo 01

FICHA 1 - POZO 01									
CÁLCULO DE PETRÓLEO PRUEBA DE POZOS EN SUPERFICIE OPTIMIZADO									
HORA	Meter (Bls)	Vs (Bls)	CMF	API @ 60°F	Temp (°F)	K	BSW	1-BSW	Vo (Bls)
0	0								
1	463	463	0.987	18.60	216.00	0.93956	0.9884	0.0116	4.98
2	923	460	0.987	18.60	217.00	0.93918	0.9884	0.0116	4.95
3	1394	471	0.987	18.60	217.00	0.93918	0.9884	0.0116	5.06
4	1858	464	0.987	18.60	218.00	0.93879	0.9884	0.0116	4.99
5	2321	463	0.987	18.60	218.00	0.93879	0.9884	0.0116	4.98
6	2785	464	0.987	18.60	218.00	0.93879	0.9884	0.0116	4.99
7	3256	471	0.987	18.60	218.00	0.93879	0.9927	0.0073	3.19
8	3720	464	0.987	18.60	217.00	0.93918	0.9927	0.0073	3.14
9	4192	472	0.987	18.60	217.00	0.93918	0.9927	0.0073	3.19
10	4665	473	0.987	18.60	217.00	0.93918	0.9927	0.0073	3.20
11	5137	472	0.987	18.60	216.00	0.93956	0.9927	0.0073	3.20
12	5610	473	0.987	18.60	216.00	0.93956	0.9927	0.0073	3.20
13	6081	471	0.987	18.60	216.00	0.93956	0.9875	0.0125	5.46
14	6550	469	0.987	18.60	216.00	0.93956	0.9875	0.0125	5.44
15	7003	453	0.987	18.60	216.00	0.93956	0.9875	0.0125	5.25
16	7452	449	0.987	18.60	216.00	0.93956	0.9875	0.0125	5.20
17	7912	460	0.987	18.60	216.00	0.93956	0.9875	0.0125	5.33
18	8370	458	0.987	18.60	216.00	0.93956	0.9875	0.0125	5.31
19	8845	475	0.987	18.60	216.00	0.93956	0.9982	0.0018	0.79
20	9321	476	0.987	18.60	216.00	0.93956	0.9982	0.0018	0.79
21									
22									
23									
24									
							Vtotal - 24h optimizado		99.17
CÁLCULO DE PETRÓLEO PRUEBA DE POZOS EN SUPERFICIE									
HORAS	Vs (Bls)		CMF	API @ 60°F	Temp (°F)	K	BSW	1-BSW	Vo (Bls)
24	9321		0.987	18.60	216.7	0.93929	0.9917	0.0083	86.07
Volumen de Petróleo Optimizado (Vop):									
99.17 Bls									
Volumen de Petróleo (Vo):									
86.07 Bls									
Diferencia de Volumen (Vop - Vo):									
13.10 Bls									

Fuente: Elaboración propia.

Los datos de volumen de crudo por hora de la prueba del POZO 02 se pueden en la Figura 17:

Figura 17
Datos de la prueba de pozo – POZO 02



Fuente: Elaboración propia.

Los datos que se tomarán para el cálculo del volumen de crudo serán a partir de las 04 hrs, debido a que los datos de las primeras 03 horas no son datos representativos ya que el pozo no se encuentra estabilizado.

El cálculo del volumen de crudo lo podemos visualizar en la Figura 15 Ficha 2-Pozo 02.

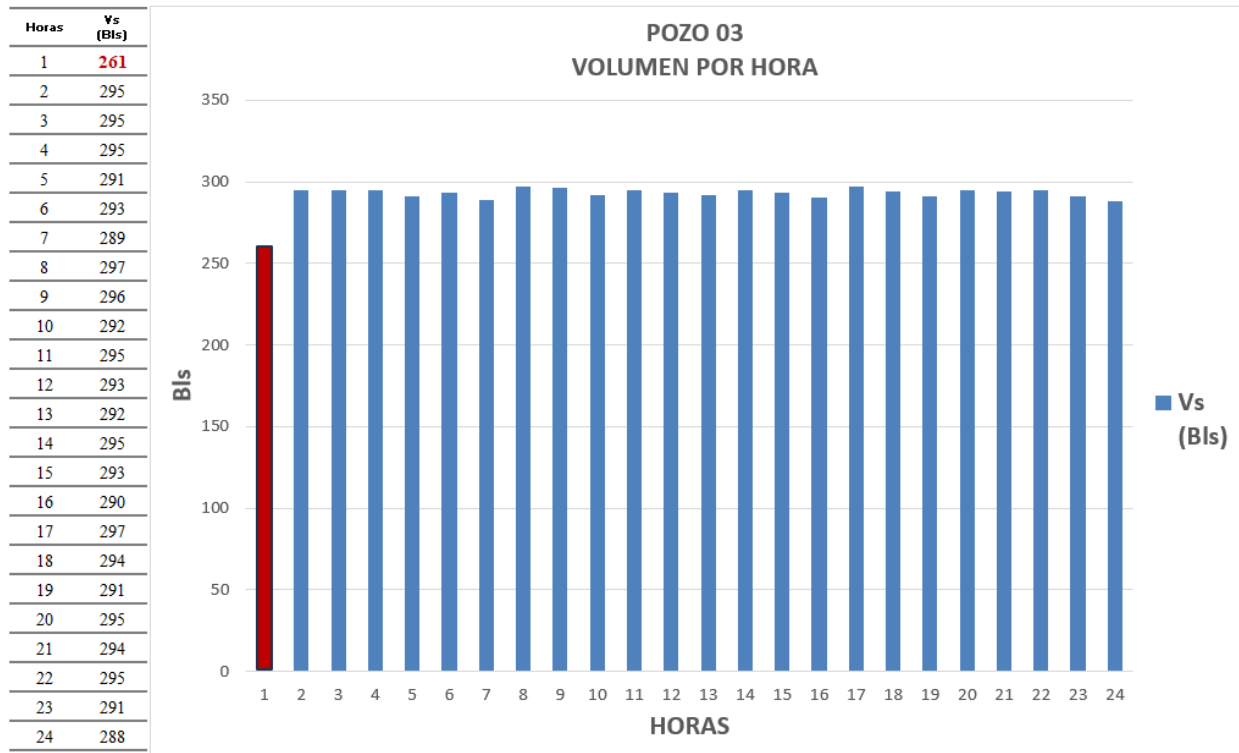
Figura 18
Cálculo Optimizado de la Prueba de Pozo 02

FICHA 2 - POZO 02									
CÁLCULO DE PETRÓLEO PRUEBA DE POZOS EN SUPERFICIE OPTIMIZADO									
HORA	Meter (Bls)	Vs (Bls)	CMF	API @ 60°F	Temp (°F)	K	BSW	1-BSW	Vo (Bls)
0	0								
1	284	284	0.987	20.70	198.00	0.94504	0.989	0.011	2.91
2	574	290	0.987	20.70	199.00	0.94464	0.989	0.011	2.97
3	864	290	0.987	20.70	196.00	0.94584	0.989	0.011	2.98
4	1148	284	0.987	20.70	195.00	0.94624	0.989	0.011	2.92
5	1436	288	0.987	20.70	195.00	0.94624	0.989	0.011	2.96
6	1730	294	0.987	20.70	195.00	0.94624	0.989	0.011	3.02
7	2018	288	0.987	20.70	195.00	0.94624	0.984	0.016	4.30
8	2304	286	0.987	20.70	195.00	0.94624	0.984	0.016	4.27
9	2593	289	0.987	20.70	195.00	0.94624	0.984	0.016	4.32
10	2883	290	0.987	20.70	195.00	0.94624	0.984	0.016	4.33
11	3169	286	0.987	20.70	195.00	0.94624	0.984	0.016	4.27
12	3458	289	0.987	20.70	195.00	0.94624	0.984	0.016	4.32
13	3747	289	0.987	20.70	195.00	0.94624	0.9935	0.0065	1.75
14	4038	291	0.987	20.70	195.00	0.94624	0.9935	0.0065	1.77
15	4329	291	0.987	20.70	195.00	0.94624	0.9935	0.0065	1.77
16	4611	282	0.987	20.70	195.00	0.94624	0.9935	0.0065	1.71
17	4899	288	0.987	20.70	195.00	0.94624	0.9935	0.0065	1.75
18	5190	291	0.987	20.70	195.00	0.94624	0.9935	0.0065	1.77
19	5475	285	0.987	20.70	195.00	0.94624	0.9945	0.0055	1.46
20	5765	290	0.987	20.70	195.00	0.94624	0.9945	0.0055	1.49
21	6053	288	0.987	20.70	195.00	0.94624	0.9945	0.0055	1.48
22									
23									
24									
							Vtotal - 24h optimizado	66.89	
CÁLCULO DE PETRÓLEO PRUEBA DE POZOS EN SUPERFICIE									
HORAS	Vs (Bls)	CMF	API @ 60°F	Temp (°F)	K	BSW	1-BSW	Vo (Bls)	
24	6053	0.987	20.70	195.4	0.94615	0.99025	0.0098	62.99	
Volumen de Petróleo Optimizado (Vop):			66.89	Bls					
Volumen de Petróleo (Vo):			62.99	Bls					
Diferencia de Volumen (Vop - Vo):			3.91	Bls					

Fuente: Elaboración propia.

Los datos de volumen de crudo por hora de la prueba del POZO 03 se pueden visualizar asimismo en la Figura 19 se visualiza los valores de la prueba de pozo como indicadores.

Figura 19
Datos de la prueba de pozo – POZO 03



Fuente: Elaboración propia.

Los datos que se tomarán para el cálculo del volumen de crudo serán a partir de las 02 hrs, debido a que el dato de la primera hora no es un dato representativo ya que el pozo no se encuentra estabilizado.

El cálculo del volumen de crudo lo podemos visualizar en la Figura 15 Ficha 3-Pozo 03.

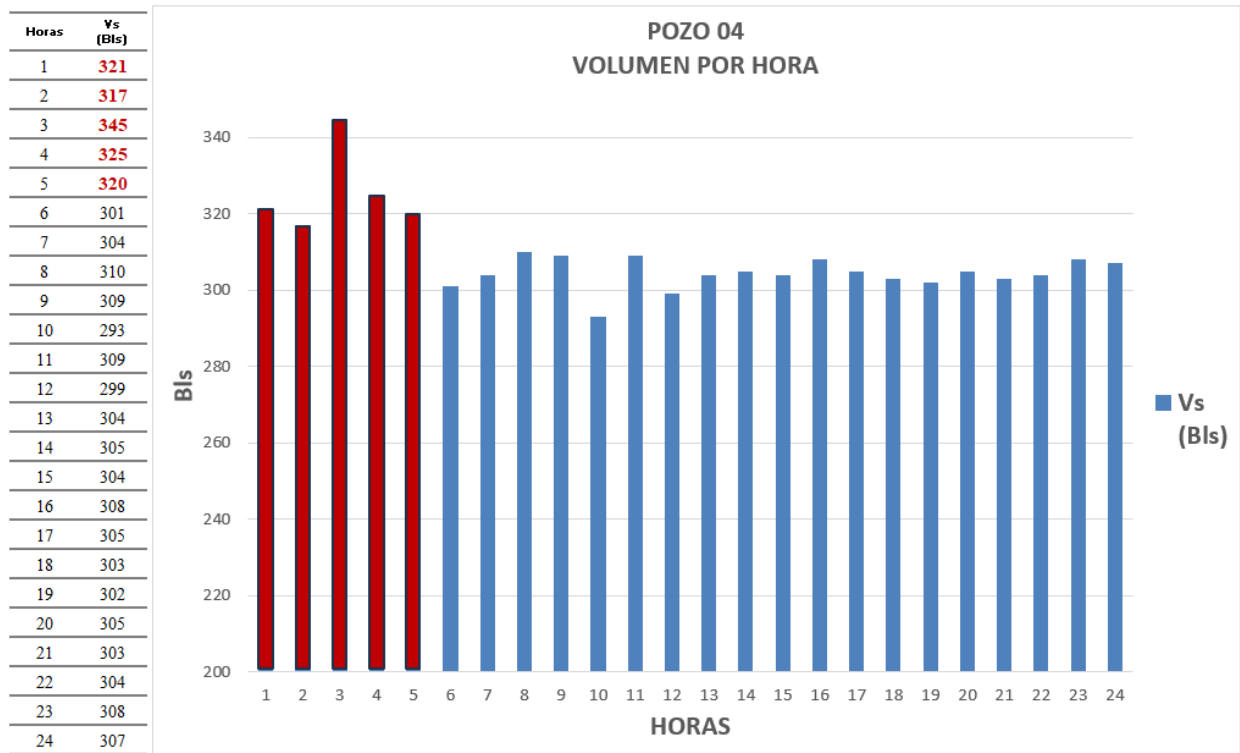
Figura 20
Cálculo Optimizado de la Prueba de Pozo 03

FICHA 3 - POZO 03									
CÁLCULO DE PETRÓLEO PRUEBA DE POZOS EN SUPERFICIE OPTIMIZADO									
HORA	Meter (Bls)	Vs (Bls)	CMF	API @ 60°F	Temp (°F)	K	BSW	1-BSW	Vo (Bls)
0	0								0.00
1	295	295	0.987	29.90	221.00	0.92779	0.9874	0.0126	3.40
2	590	295	0.987	29.90	223.00	0.92689	0.9874	0.0126	3.40
3	885	295	0.987	29.90	223.00	0.92689	0.9874	0.0126	3.40
4	1176	291	0.987	29.90	223.00	0.92689	0.9874	0.0126	3.35
5	1469	293	0.987	29.90	223.00	0.92689	0.9874	0.0126	3.38
6	1758	289	0.987	29.90	223.00	0.92689	0.9874	0.0126	3.33
7	2055	297	0.987	29.90	223.00	0.92689	0.9878	0.0122	3.31
8	2351	296	0.987	29.90	223.00	0.92689	0.9878	0.0122	3.30
9	2643	292	0.987	29.90	223.00	0.92689	0.9878	0.0122	3.26
10	2938	295	0.987	29.90	223.00	0.92689	0.9878	0.0122	3.29
11	3231	293	0.987	29.90	222.00	0.92734	0.9878	0.0122	3.27
12	3523	292	0.987	29.90	222.00	0.92734	0.9878	0.0122	3.26
13	3818	295	0.987	29.90	222.00	0.92734	0.9882	0.0118	3.19
14	4111	293	0.987	29.90	222.00	0.92734	0.9882	0.0118	3.16
15	4401	290	0.987	29.90	222.00	0.92734	0.9882	0.0118	3.13
16	4698	297	0.987	29.90	222.00	0.92734	0.9882	0.0118	3.21
17	4992	294	0.987	29.90	223.00	0.92689	0.9882	0.0118	3.17
18	5283	291	0.987	29.90	223.00	0.92689	0.9882	0.0118	3.14
19	5578	295	0.987	29.90	223.00	0.92689	0.988	0.012	3.24
20	5872	294	0.987	29.90	223.00	0.92689	0.988	0.012	3.23
21	6167	295	0.987	29.90	223.00	0.92689	0.988	0.012	3.24
22	6458	291	0.987	29.90	220.00	0.92824	0.988	0.012	3.20
23	6746	288	0.987	29.90	221.00	0.92779	0.988	0.012	3.16
24									
							Vtotal - 24h optimizado		78.31
CÁLCULO DE PETRÓLEO PRUEBA DE POZOS EN SUPERFICIE									
HORAS	Vs (Bls)	CMF	API @ 60°F	Temp (°F)	K	BSW	1-BSW	Vo (Bls)	
24	6746	0.987	29.90	222.4	0.92720	0.98785	0.0122	78.27	
Volumen de Petróleo Optimizado (Vop):			78.31	Bls					
Volumen de Petróleo (Vo):			78.27	Bls					
Diferencia de Volumen (Vop - Vo):			0.04	Bls					

Fuente: Elaboración propia.

Los datos de volumen de crudo por hora de la prueba del POZO 04 se pueden visualizar asimismo en la Figura 21 se visualiza los valores de la prueba de pozo como indicadores.

Figura 21
Datos de la prueba de pozo – POZO 04



Fuente: Elaboración propia.

Los datos que se tomarán para el cálculo del volumen de crudo serán a partir de las 06 hrs, debido a que las primeras 05 horas no son datos representativos ya que el pozo no se encuentra estabilizado.

El cálculo del volumen de crudo lo podemos visualizar en la Figura 15 Ficha 4-Pozo 04.

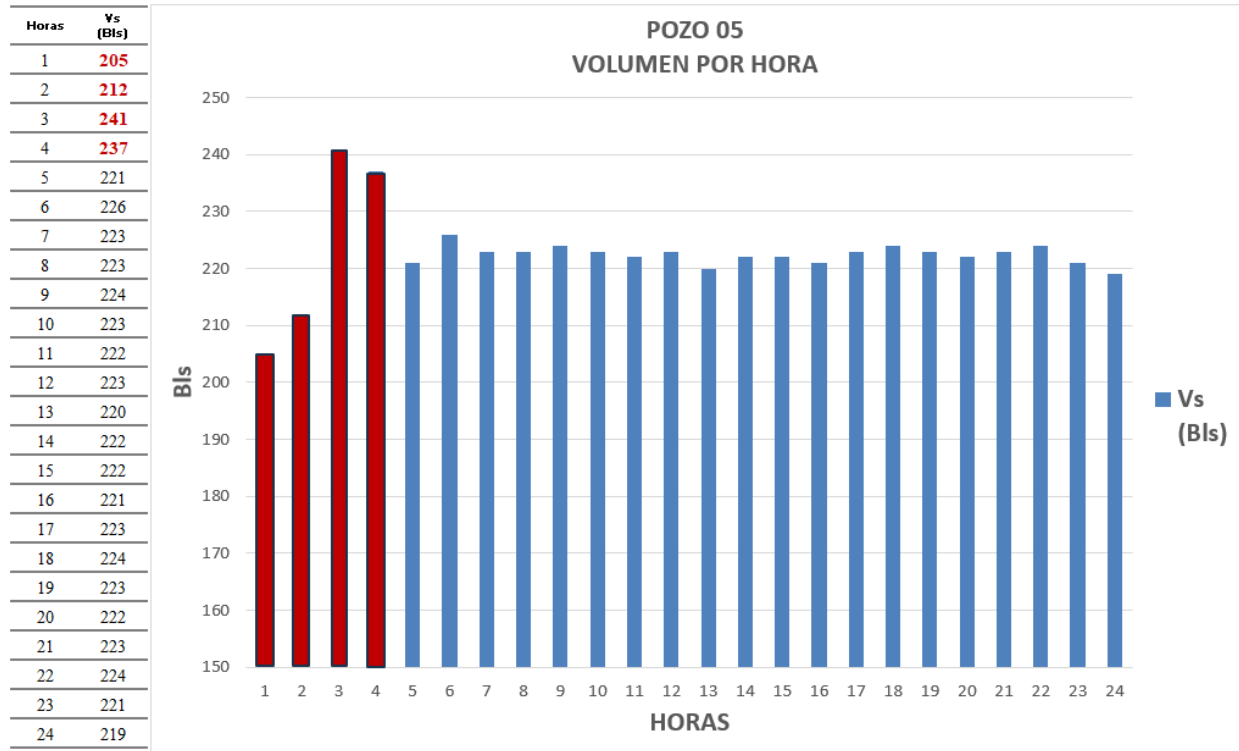
Figura 22
Cálculo Optimizado de la Prueba de Pozo 04

FICHA 4 - POZO 04									
CÁLCULO DE PETRÓLEO PRUEBA DE POZOS EN SUPERFICIE OPTIMIZADO									
HORA	Meter (Bls)	Vs (Bls)	CMF	API @ 60°F	Temp (°F)	K	BSW	1-BSW	Vo (Bls)
0	0								
1	301	301	0.987	17.30	215.00	0.94100	0.9775	0.0225	6.29
2	605	304	0.987	17.30	215.00	0.94100	0.9775	0.0225	6.35
3	915	310	0.987	17.30	215.00	0.94100	0.9775	0.0225	6.48
4	1224	309	0.987	17.30	215.00	0.94100	0.9775	0.0225	6.46
5	1517	293	0.987	17.30	215.00	0.94100	0.9775	0.0225	6.12
6	1826	309	0.987	17.30	215.00	0.94100	0.9775	0.0225	6.46
7	2125	299	0.987	17.30	215.00	0.94100	0.9645	0.0355	9.86
8	2429	304	0.987	17.30	215.00	0.94100	0.9645	0.0355	10.02
9	2734	305	0.987	17.30	215.00	0.94100	0.9645	0.0355	10.06
10	3038	304	0.987	17.30	215.00	0.94100	0.9645	0.0355	10.02
11	3346	308	0.987	17.30	215.00	0.94100	0.9645	0.0355	10.16
12	3651	305	0.987	17.30	215.00	0.94100	0.9645	0.0355	10.06
13	3954	303	0.987	17.30	215.00	0.94100	0.9929	0.0071	2.00
14	4256	302	0.987	17.30	215.00	0.94100	0.9929	0.0071	1.99
15	4561	305	0.987	17.30	215.00	0.94100	0.9929	0.0071	2.01
16	4864	303	0.987	17.30	215.00	0.94100	0.9929	0.0071	2.00
17	5168	304	0.987	17.30	215.00	0.94100	0.9929	0.0071	2.00
18	5476	308	0.987	17.30	215.00	0.94100	0.9929	0.0071	2.03
19	5783	307	0.987	17.30	215.00	0.94100	0.9975	0.0025	0.71
20									
21									
22									
23									
24									
Vtotal - 24h optimizado									140.31
CÁLCULO DE PETRÓLEO PRUEBA DE POZOS EN SUPERFICIE									
HORAS	Vs (Bls)	CMF	API @ 60°F	Temp (°F)	K	BSW	1-BSW	Vo (Bls)	
24	5783	0.987	17.30	215.0	0.94100	0.9831	0.0169	114.66	
Volumen de Petróleo Optimizado (Vop): 140.31 Bls									
Volumen de Petróleo (Vo): 114.66 Bls									
Diferencia de Volumen (Vop - Vo): 25.65 Bls									

Fuente: Elaboración propia.

Los datos de volumen de crudo por hora de la prueba del POZO 05 se pueden visualizar asimismo en la Figura 23 se visualiza los valores de la prueba de pozo como indicadores.

Figura 23
Datos de la prueba de pozo – POZO 05



Fuente: Elaboración propia.

Los datos que se tomarán para el cálculo del volumen de crudo serán a partir de las 05 hrs, debido a que las primeras 04 horas no son datos representativos ya que el pozo no se encuentra estabilizado.

El cálculo del volumen de crudo lo podemos visualizar en la Figura 15 Ficha 5-Pozo 05.

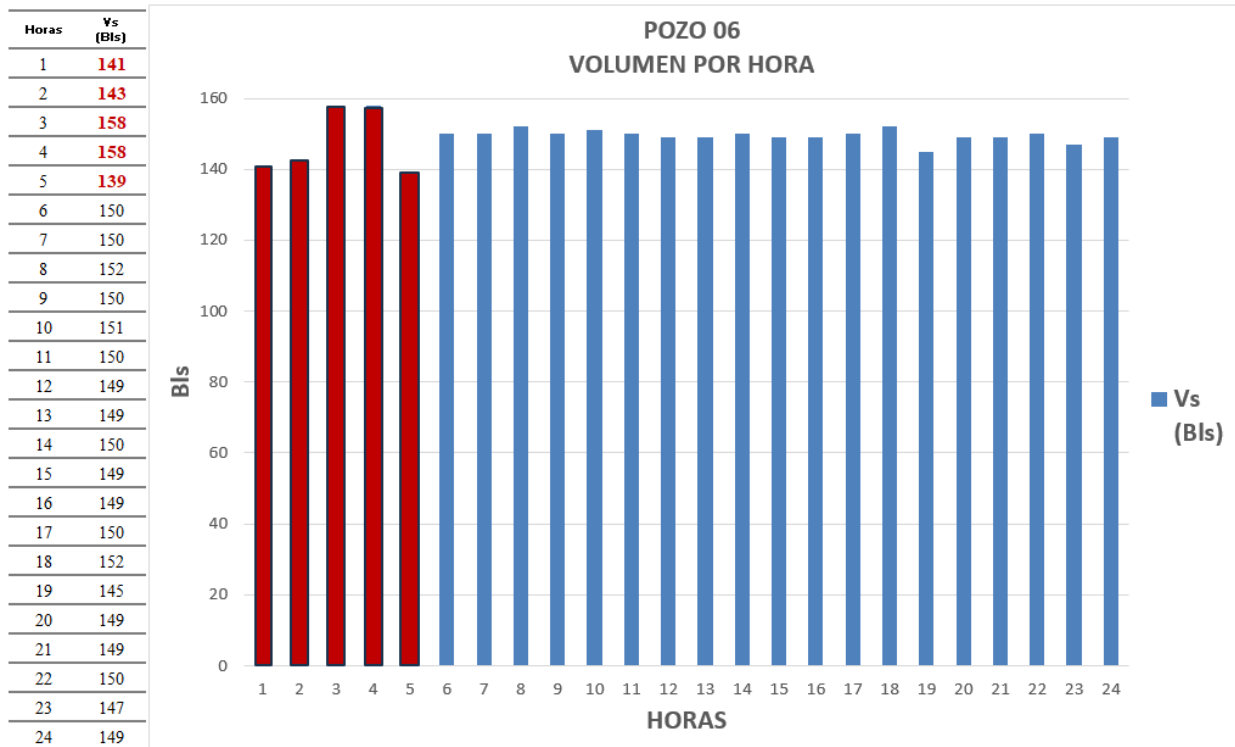
Figura 24
Cálculo Optimizado de la Prueba de Pozo 05

FICHA 5 - POZO 05									
CÁLCULO DE PETRÓLEO PRUEBA DE POZOS EN SUPERFICIE OPTIMIZADO									
HORA	Meter (Bls)	Vs (Bls)	CMF	API @ 60°F	Temp (°F)	K	BSW	1-BSW	Vo (Bls)
0	0								0.00
1	221	221	0.987	20.80	204.00	0.94257	0.9525	0.0475	9.77
2	447	226	0.987	20.80	204.00	0.94257	0.9525	0.0475	9.99
3	670	223	0.987	20.80	204.00	0.94257	0.9525	0.0475	9.85
4	893	223	0.987	20.80	204.00	0.94257	0.9525	0.0475	9.85
5	1117	224	0.987	20.80	193.00	0.94696	0.9525	0.0475	9.94
6	1340	223	0.987	20.80	193.00	0.94696	0.9525	0.0475	9.90
7	1562	222	0.987	20.80	193.00	0.94696	0.9402	0.0598	12.41
8	1785	223	0.987	20.80	193.00	0.94696	0.9402	0.0598	12.46
9	2005	220	0.987	20.80	193.00	0.94696	0.9402	0.0598	12.30
10	2227	222	0.987	20.80	193.00	0.94696	0.9402	0.0598	12.41
11	2449	222	0.987	20.80	200.00	0.94417	0.9402	0.0598	12.37
12	2670	221	0.987	20.80	200.00	0.94417	0.9402	0.0598	12.32
13	2893	223	0.987	20.80	200.00	0.94417	0.9405	0.0595	12.36
14	3117	224	0.987	20.80	200.00	0.94417	0.9405	0.0595	12.42
15	3340	223	0.987	20.80	200.00	0.94417	0.9405	0.0595	12.36
16	3562	222	0.987	20.80	200.00	0.94417	0.9405	0.0595	12.31
17	3785	223	0.987	20.80	200.00	0.94417	0.9405	0.0595	12.36
18	4009	224	0.987	20.80	200.00	0.94417	0.9405	0.0595	12.42
19	4230	221	0.987	20.80	201.00	0.94377	0.9515	0.0485	9.98
20	4449	219	0.987	20.80	201.00	0.94377	0.9515	0.0485	9.89
21									
22									
23									
24									
							Vtotal - 24h optimizado	273.23	
CÁLCULO DE PETRÓLEO PRUEBA DE POZOS EN SUPERFICIE									
HORAS	Vs (Bls)		CMF	API @ 60°F	Temp (°F)	K	BSW	1-BSW	Vo (Bls)
24	4449		0.987	20.80	198.8	0.94464	0.946175	0.0538	267.92
Volumen de Petróleo Optimizado (Vop):				273.23	Bls				
Volumen de Petróleo (Vo):				267.92	Bls				
Diferencia de Volumen (Vop - Vo):				5.31	Bls				

Fuente: Elaboración propia.

Los datos de volumen de crudo por hora de la prueba del POZO 06 se pueden visualizar asimismo en la Figura 25 se visualiza los valores de la prueba de pozo como indicadores.

Figura 25
Datos de la prueba de pozo – POZO 06



Fuente: Elaboración propia.

Los datos que se tomarán para el cálculo del volumen de crudo serán a partir de las 06 hrs, debido a que las primeras 05 horas no son datos representativos ya que el pozo no se encuentra estabilizado.

El cálculo del volumen de crudo lo podemos visualizar en la Figura 15 Ficha 6-Pozo 06.

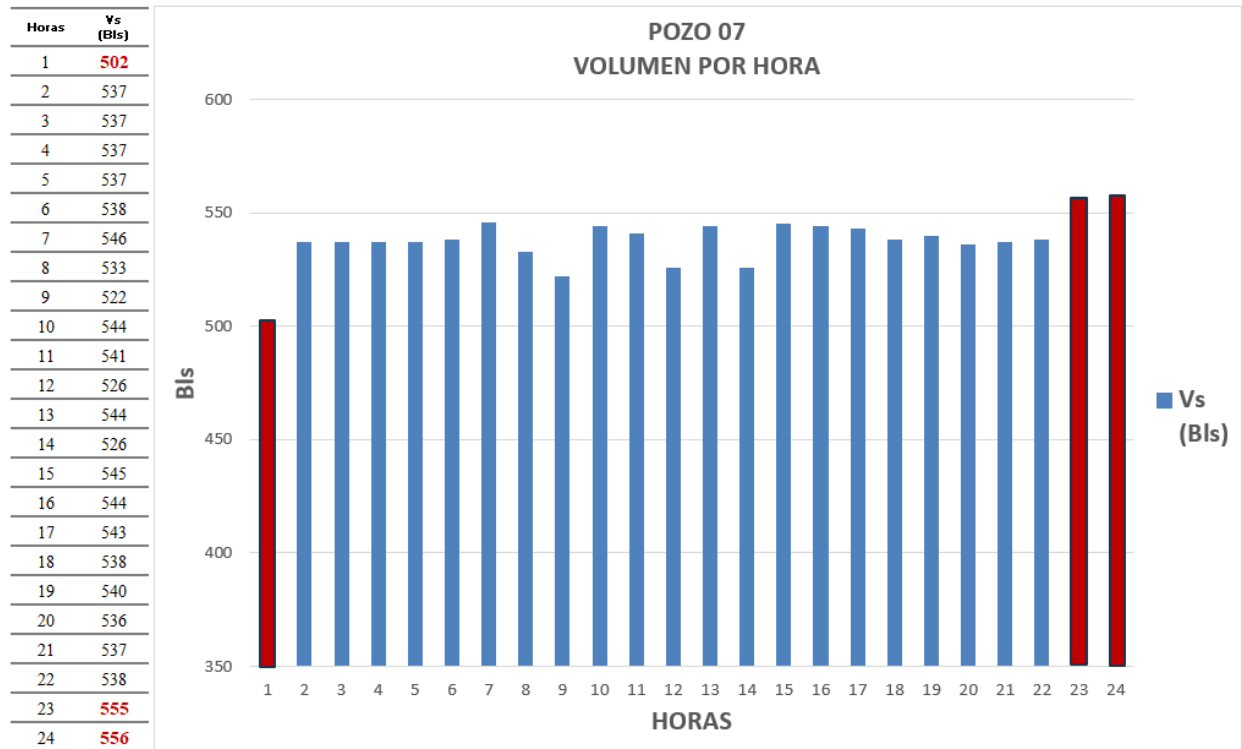
Figura 26
Cálculo Optimizado de la Prueba de Pozo 06

FICHA 6 - POZO 06									
CÁLCULO DE PETRÓLEO PRUEBA DE POZOS EN SUPERFICIE OPTIMIZADO									
HORA	Meter (Bls)	Vs (Bls)	CMF	API @ 60°F	Temp (°F)	K	BSW	1-BSW	Vo (Bls)
0	0								0.00
1	150	150	0.987	26.40	190.00	0.94425	0.987	0.013	1.82
2	300	150	0.987	26.40	190.00	0.94425	0.987	0.013	1.82
3	452	152	0.987	26.40	190.00	0.94425	0.987	0.013	1.84
4	602	150	0.987	26.40	190.00	0.94425	0.987	0.013	1.82
5	753	151	0.987	26.40	190.00	0.94425	0.987	0.013	1.83
6	903	150	0.987	26.40	190.00	0.94425	0.987	0.013	1.82
7	1052	149	0.987	26.40	190.00	0.94425	0.9818	0.0182	2.53
8	1201	149	0.987	26.40	190.00	0.94425	0.9818	0.0182	2.53
9	1351	150	0.987	26.40	190.00	0.94425	0.9818	0.0182	2.54
10	1500	149	0.987	26.40	190.00	0.94425	0.9818	0.0182	2.53
11	1649	149	0.987	26.40	190.00	0.94425	0.9818	0.0182	2.53
12	1799	150	0.987	26.40	190.00	0.94425	0.9818	0.0182	2.54
13	1951	152	0.987	26.40	190.00	0.94425	0.9825	0.013	1.84
14	2096	145	0.987	26.40	190.00	0.94425	0.987	0.013	1.76
15	2245	149	0.987	26.40	190.00	0.94425	0.987	0.013	1.81
16	2394	149	0.987	26.40	190.00	0.94425	0.987	0.013	1.81
17	2544	150	0.987	26.40	190.00	0.94425	0.987	0.013	1.82
18	2691	147	0.987	26.40	190.00	0.94425	0.987	0.013	1.78
19	2840	149	0.987	26.40	190.00	0.94425	0.9935	0.0065	0.90
20									
21									
22									
23									
24									
							Vtotal - 24h optimizado		47.81
CÁLCULO DE PETRÓLEO PRUEBA DE POZOS EN SUPERFICIE									
HORAS	Vs (Bls)		CMF	API @ 60°F	Temp (°F)	K	BSW	1-BSW	Vo (Bls)
24	2840		0.987	26.40	190.0	0.94432	0.9862	0.0138	46.14
Volumen de Petróleo Optimizado (Vop):				47.81	Bls				
Volumen de Petróleo (Vo):				46.14	Bls				
Diferencia de Volumen (Vop - Vo):				1.67	Bls				

Fuente: Elaboración propia.

Los datos de volumen de crudo por hora de la prueba del POZO 07 se pueden visualizar asimismo en la Figura 27 se visualiza los valores de la prueba de pozo como indicadores.

Figura 27
Datos de la prueba de pozo – POZO 07



Fuente: Elaboración propia.

Los datos que se tomarán para el cálculo del volumen de crudo serán las 21 horas a partir de las 02 hasta las 22 hrs, debido a que la primera y las dos últimas horas no son datos representativos ya que el pozo no se encuentra estabilizado.

El cálculo del volumen de crudo lo podemos visualizar en la Figura 15 Ficha 7-Pozo 07.

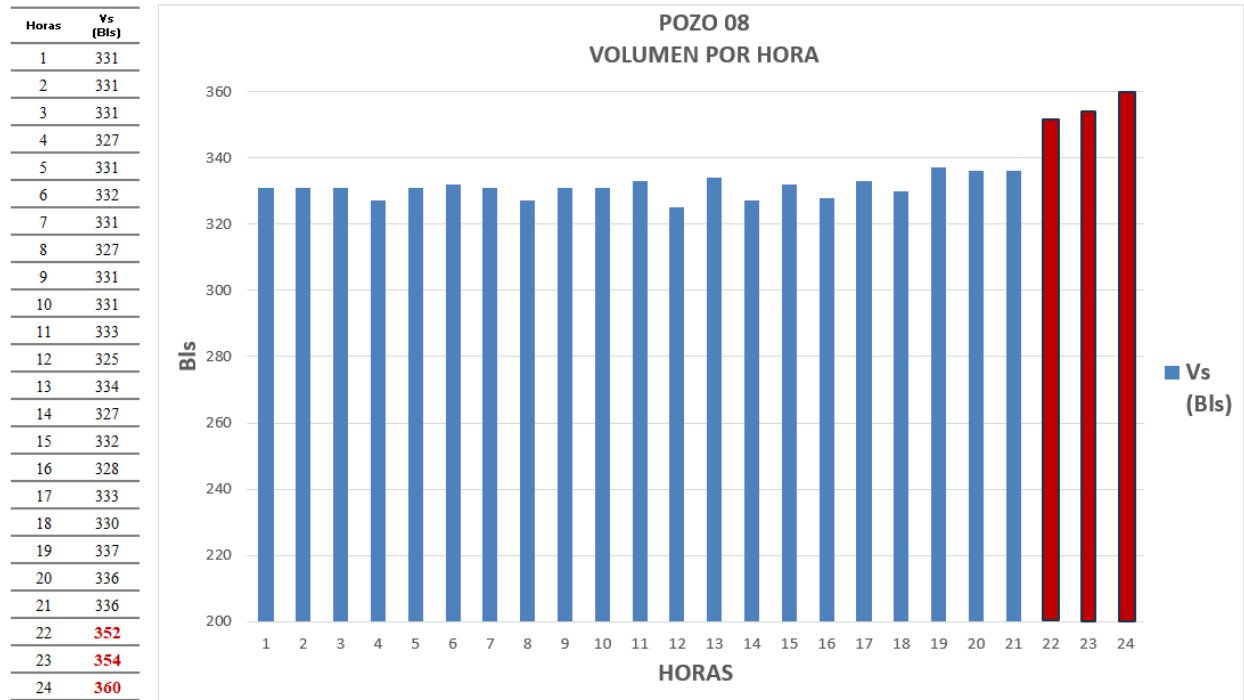
Figura 28
Cálculo Optimizado de la Prueba de Pozo 07

FICHA 7 - POZO 07									
CÁLCULO DE PETRÓLEO PRUEBA DE POZOS EN SUPERFICIE OPTIMIZADO									
HORA	Meter (Bls)	Vs (Bls)	CMF	API @ 60°F	Temp (°F)	K	BSW	1-BSW	Vo (Bls)
0	0								0.00
1	537	537	0.987	25.20	225.00	0.93026	0.9895	0.0105	5.18
2	1074	537	0.987	25.20	225.00	0.93026	0.9895	0.0105	5.18
3	1611	537	0.987	25.20	225.00	0.93026	0.9895	0.0105	5.18
4	2148	537	0.987	25.20	225.00	0.93026	0.9895	0.0105	5.18
5	2686	538	0.987	25.20	225.00	0.93026	0.9895	0.0105	5.19
6	3232	546	0.987	25.20	225.00	0.93026	0.9895	0.0105	5.26
7	3765	533	0.987	25.20	225.00	0.93026	0.98	0.02	9.79
8	4287	522	0.987	25.20	225.00	0.93026	0.98	0.02	9.59
9	4831	544	0.987	25.20	220.00	0.93239	0.98	0.02	10.01
10	5372	541	0.987	25.20	222.00	0.93154	0.98	0.02	9.95
11	5898	526	0.987	25.20	224.00	0.93069	0.98	0.02	9.66
12	6442	544	0.987	25.20	224.00	0.93069	0.98	0.02	9.99
13	6968	526	0.987	25.20	224.00	0.93069	0.9821	0.0179	8.65
14	7513	545	0.987	25.20	220.00	0.93239	0.9821	0.0179	8.98
15	8057	544	0.987	25.20	220.00	0.93239	0.9821	0.0179	8.96
16	8600	543	0.987	25.20	225.00	0.93026	0.9821	0.0179	8.92
17	9138	538	0.987	25.20	225.00	0.93026	0.9821	0.0179	8.84
18	9678	540	0.987	25.20	224.00	0.93069	0.9821	0.0179	8.88
19	10214	536	0.987	25.20	225.00	0.93026	0.989	0.011	5.41
20	10751	537	0.987	25.20	225.00	0.93026	0.989	0.011	5.42
21	11289	538	0.987	25.20	221.00	0.93197	0.989	0.011	5.44
22									
23									
24									
							Vtotal - 24h optimizado		182.47
CÁLCULO DE PETRÓLEO PRUEBA DE POZOS EN SUPERFICIE									
HORAS	Vs (Bls)	CMF	API @ 60°F	Temp (°F)	K	BSW	1-BSW	Vo (Bls)	
24	11289	0.987	25.20	223.8	0.93087	0.98515	0.0149	176.03	
Volumen de Petróleo Optimizado (Vop):			182.47	Bls					
Volumen de Petróleo (Vo):			176.03	Bls					
Diferencia de Volumen (Vop - Vo):			6.45	Bls					

Fuente: Elaboración propia.

Los datos de volumen de crudo por hora de la prueba del POZO 08 se pueden visualizar asimismo en la Figura 29 se visualizan los valores de las pruebas de pozos como indicadores.

Figura 29
Datos de la prueba de pozo – POZO 08



Fuente: Elaboración propia.

Los datos que se tomarán para el cálculo del volumen de crudo serán las primeras 21 hrs, debido a que las tres últimas horas no son datos representativos ya que el pozo no se encuentra estabilizado.

El cálculo del volumen de crudo lo podemos visualizar en la Figura 15 Ficha 8-Pozo 08.

Figura 30
Cálculo Optimizado de la Prueba de Pozo 08

FICHA 8 - POZO 08									
CÁLCULO DE PETRÓLEO PRUEBA DE POZOS EN SUPERFICIE OPTIMIZADO									
HORA	Meter (Bls)	Vs (Bls)	CMF	API @ 60°F	Temp (°F)	K	BSW	1-BSW	Vo (Bls)
0	0								0.00
1	331	331	0.987	20.20	204.00	0.94303	0.9856	0.0144	4.44
2	662	331	0.987	20.20	206.00	0.94224	0.9856	0.0144	4.43
3	993	331	0.987	20.20	206.00	0.94224	0.9856	0.0144	4.43
4	1320	327	0.987	20.20	206.00	0.94224	0.9856	0.0144	4.38
5	1651	331	0.987	20.20	206.00	0.94224	0.9856	0.0144	4.43
6	1983	332	0.987	20.20	206.00	0.94224	0.9856	0.0144	4.45
7	2314	331	0.987	20.20	206.00	0.94224	0.9835	0.0165	5.08
8	2641	327	0.987	20.20	206.00	0.94224	0.9835	0.0165	5.02
9	2972	331	0.987	20.20	206.00	0.94224	0.9835	0.0165	5.08
10	3303	331	0.987	20.20	206.00	0.94224	0.9835	0.0165	5.08
11	3636	333	0.987	20.20	206.00	0.94224	0.9835	0.0165	5.11
12	3961	325	0.987	20.20	206.00	0.94224	0.9835	0.0165	4.99
13	4295	334	0.987	20.20	206.00	0.94224	0.9848	0.0152	4.72
14	4622	327	0.987	20.20	206.00	0.94224	0.9848	0.0152	4.62
15	4954	332	0.987	20.20	205.00	0.94264	0.9848	0.0152	4.70
16	5282	328	0.987	20.20	205.00	0.94264	0.9848	0.0152	4.64
17	5615	333	0.987	20.20	205.00	0.94264	0.9848	0.0152	4.71
18	5945	330	0.987	20.20	205.00	0.94264	0.9848	0.0152	4.67
19	6282	337	0.987	20.20	205.00	0.94264	0.9842	0.0158	4.95
20	6618	336	0.987	20.20	205.00	0.94264	0.9842	0.0158	4.94
21	6954	336	0.987	20.20	205.00	0.94264	0.9842	0.0158	4.94
22									
23									
24									
Vtotal - 24h optimizado								114.05	
CÁLCULO DE PETRÓLEO PRUEBA DE POZOS EN SUPERFICIE									
HORAS	Vs (Bls)		CMF	API @ 60°F	Temp (°F)	K	BSW	1-BSW	Vo (Bls)
24	6954		0.987	20.20	205.6	0.94247	0.984525	0.0155	114.40
Volumen de Petróleo Optimizado (Vop):									
Volumen de Petróleo (Vo):									
Diferencia de Volumen (Vop - Vo):									

Fuente: Elaboración propia.

3.2.3 Resultados Obtenidos

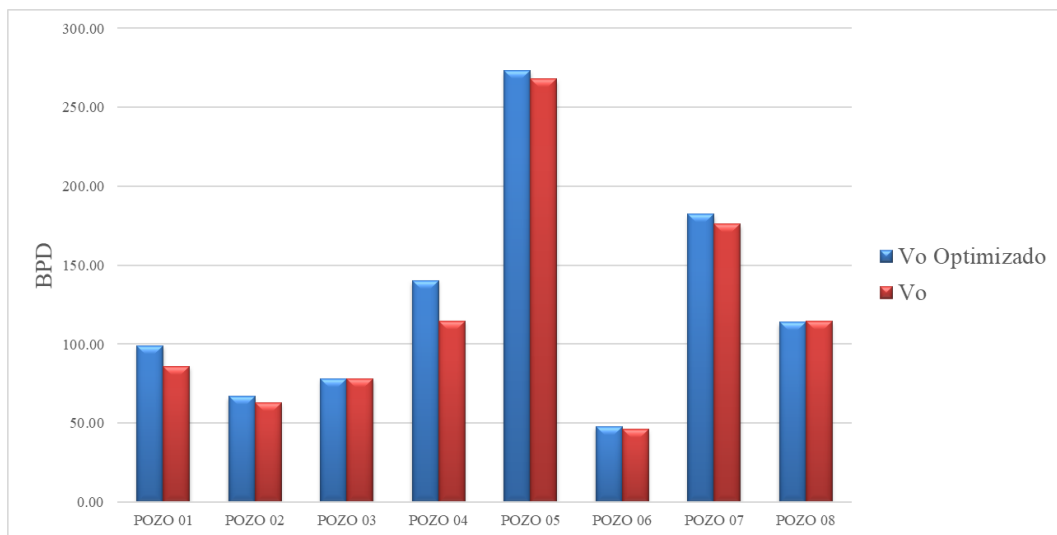
Luego de realizar las pruebas de pozos de manera optimizada y comparar con las pruebas de pozos convencionales, ver Tabla 7, se puede tener la diferencia entre las pruebas de pozos convencionales y pruebas de pozos optimizadas, se pueden ver los valores en la Tabla 7 y en formato de KPI en la Figura 31.

Tabla 7
Diferencia entre pruebas de pozos

POZO	Vo Optimizado	Vo	Diferencia
POZO 01	99.17	86.07	13.10
POZO 02	66.89	62.99	3.91
POZO 03	78.31	78.27	0.04
POZO 04	140.31	114.66	25.65
POZO 05	273.23	267.92	5.31
POZO 06	47.81	46.14	1.67
POZO 07	182.47	176.03	6.45
POZO 08	114.05	114.40	-0.35

Fuente: Elaboración propia.

Figura 31
Diferencia entre pruebas de pozos.



Fuente: Elaboración propia.

3.2.4 Comparar la Producción de Campo y la Producción Estimada

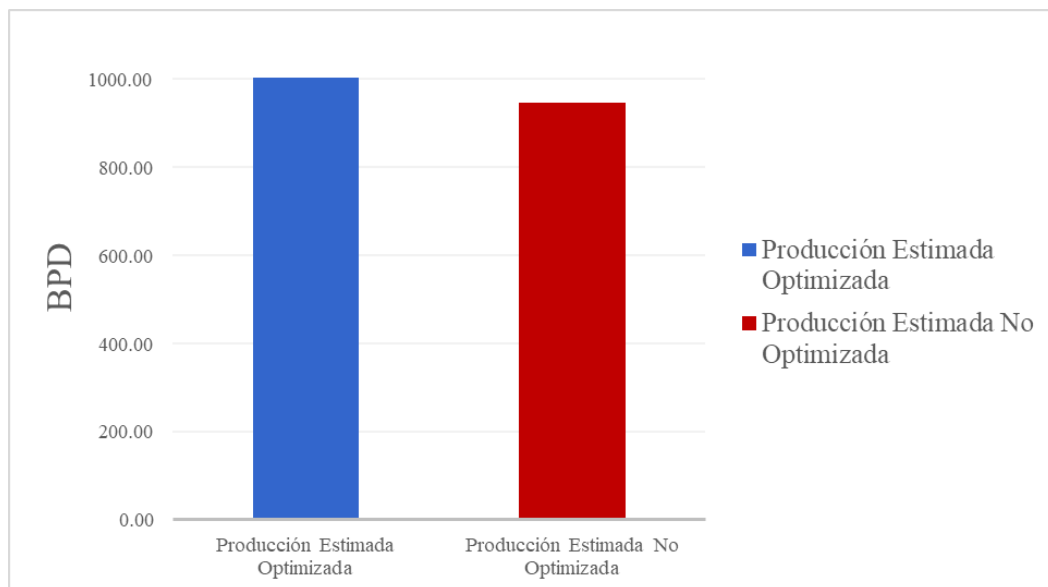
Para poder analizar la diferencia entre la producción campo y la producción estimada, se debe comparar la producción de campo con el cálculo tradicional versus el cálculo propuesto en el presente documento de pozos en superficie optimizadas y la producción estimada no optimizada. La producción de campo de los 08 pozos es de 1056 BOPD. La producción estimada optimizada y la producción estimada se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8
Producción Estimada Optimizada y No Optimizada

Producción Estimada	Volumen (BPD)
Optimizada	1002
No Optimizada	946

Fuente: Elaboración propia.

Figura 32
Producción Estimada Optimizada y No Optimizada



Fuente: Elaboración propia.

La producción estimada optimizada tiene 56 Bls más que la producción estimada no optimizada. Para poder determinar las diferencias de la producción estimada optimizada y no

optimizada, se reemplazan los valores en la Ecuación (04). La información se puede visualizar en la Tabla 9.

Tabla 9

Diferencia entre producción de campo y producción estimada.

Diferencia	Volumen (Bls)
Prod. Campo - Prod. Estimada Optimizada	54.10
Prod. Campo - Prod. Estimada no Optimizada	109.87

Fuente: Elaboración propia.

La nueva diferencia que se tiene luego de realizar las pruebas de pozos optimizando el proceso se ve reducida en 55.77 Bls a comparación de la diferencia que se tiene con las pruebas de pozos no optimizadas.

La producción fiscalizada ha sido de

10/2019 1004.561290323

11/2019 1062.549333333

12/2019 1076.487741935

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

La optimización de las de las pruebas de pozos en superficie nos brindan el siguiente análisis y discusión de los resultados obtenidos en los 08 pozos a los cuales se realizó la investigación:

- La diferencia de volúmenes, optimización y no optimización, luego de realizar las pruebas de pozos en superficie ha tenido un máximo en el POZO 04 de 25.65 Bls, lo que representa un 18.3 % del potencial de producción del pozo.
- La diferencia de volúmenes, optimización y no optimización, luego de realizar las pruebas de pozos en superficie han tenido un mínimo en el POZO 08 de -0.35 Bls, lo que representa un volumen menor de producción del pozo.

Los valores que se obtienen luego de realizar la optimización pueden ser menores o mayores a los valores de pruebas de pozos sin optimización; sin embargo, esto no es por alguna condición en especial sino solo la coincidencia en valores de ciertos parámetros de las pruebas de pozos tales como (temperaturas, volúmenes por hora y/o BS&W).

Los resultados muestran que la diferencia entre la producción de campo y la producción estimada no optimizada de 109.87 Bls, lo cual representa un 10.4 % con respecto a la producción de campo. Asimismo, los resultados también muestran que la diferencia entre la producción de campo y la producción estimada optimizada es de 54.10 Bls, lo cual representa un 5.1 % con respecto a la producción de campo.

La diferencia que se tiene luego de optimizar las pruebas de pozos en superficie se reduce en 55.77 Bls, lo que representa un 50.8 % con respecto a la diferencia con las pruebas de pozos no optimizadas y un 5.3 % con respecto a la producción de campo.

Las pruebas de pozos siempre van a tener el error del factor humano, con lo cual nosotros podemos tener dos opciones:

- Convivir con el error del factor humano y reducir el riesgo del error en el cálculo del volumen producido en la prueba de pozos en superficie.
- Instalar medidores de corte de agua en las salidas de crudo de los separadores de prueba, reemplazando el peligro del factor humano.

Es de vital importancia poder realizar unas pruebas de pozos durante 24 hrs, debido a que las condiciones de día y noche sobre el separador son diferentes, lo cual puede llegar a alterar los datos y se deben discriminar unos de otros. Asimismo, se debe tener cuidado en la presión del separador ya que esta debe ser constante en toda la prueba.

Los medidores de flujo tienen que ser los más exactos posibles, al momento estos son los medidores de flujo tipo Coriolis y turbina, asimismo es importante saber cuál es el rango de medición del flujómetro que se está usando.

La aplicación de la metodología descrita se puede usar en todos los pozos que puedan tener alto caudal como los pozos de bombeo electrosumergible e incluso se pueden usar en pozos de bombeo hidráulico.

El porcentaje de reducción de diferencia con esta metodología puede llegar a reducir del 10% hacia un 5% del volumen de producción del campo; por ejemplo, tener un campo de 10 MBOPD, en la cual tienes una diferencia de 1000 BOPD y pasar a 500 BOPD, e incluso si el error es en el cálculo (factor humano), se puede reducir a menos de 3% siendo este valor optimo en una prueba de pozos en superficie.

Los beneficios para la empresa al utilizar la prueba de pozos optimizada, se puede dar de las siguientes maneras:

- Datos más exactos y con ello un buen análisis de ingeniería.
- Confiabilidad en que las operaciones se estén dando de manera correcta.
- Evitar posibles inversiones en servicios tales como monitoreos de pozos.

- Si tienes un crudo pesado, es de vital importancia tener el pronóstico de producción, con lo cual se realiza un pronóstico de consumo de diluyente que bien puede ser un monto de inversión muy alto.
- Buena prognosis de consumo de productos químicos tales como: desemulsificantes, dispersantes, antiespumante, clarificadores, entre otras.

CAPÍTULO V: ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico se centra en mostrar los posibles gastos o pérdidas que se pueden tener al no optimizar las pruebas de pozos en superficie.

En todo campo que produzca crudo que requieren mezclar con diluyente siempre va a requerir un presupuesto para gastar durante el año el mismo que se aprueba el año anterior al que se ejecuta, sin embargo, este presupuesto se calcula en función de la proyección de producción de los pozos en superficie. Por lo cual se puede tener los siguientes escenarios:

- Caso 1.- Monto por producción perdida.
- Caso 2.- Gasto no presupuestado.

Para ambos casos se va a tomar un supuesto de un campo, con variables fijas y así poder estimar los beneficios del presente estudio:

- 20 mil BPPD como producción estimada sin optimizar.
- 70 dólares americanos es el precio del barril de diluyente.
- 30 dólares de ganancia por barril vendido.
- 3.5% de diluyente para mezcla.
- 365 días del año.

Datos del estudio:

Producción Estimada no optimizada = 89.6% Producción de Campo = 20,000 BPPD

Producción Estimada optimizada = 94.9% Producción de Campo = 21,075 BPPD

Producción de Campo = 22,321 BPPD

Si se toma en cuenta la producción estimada no optimizada, hay un 10.4% que no estaría presupuestado, sin embargo, si se toma la producción estimada optimizada, se tendría 5.1% que no estaría presupuestado.

5.1 CASO 1

Bajo los supuestos ya mencionados se pretende calcular cual es el monto perdido debido a que no se llega a producir el petróleo, debido a que no hay diluyente para poder mezclar.

Figura 33

CASO 1: Monto por producción perdida

CASO 1		
Producción de Campo	22,321	BPPD
Producción de Estimada No Optimizada	20,000	BPPD
Producción de Estimada Optimizada	21,075	BPPD
Precio del barril de diluyente	70	\$/día
Ganancia por barril vendido	30	\$/bls
% de diluyente que se mezcla con el crudo	4	%
Días del año	365	días
Por día		
Producción de campo - Producción Estimada No Optimizada	2,321	BPPD
Por año		
Producción de campo - Producción Estimada No Optimizada	847,165	BPPA
Pérdida económica por no producir crudo que no se puede mezclar por no estar presupuestado el diluyente.	25,414,950	\$

Fuente: Elaboración propia.

El monto perdido por año puede ascender hasta los 25.4 millones de dólares, debido a que no se contempló diluyente para poder mezclar el petróleo producido.

5.2 CASO 2

Bajo los supuestos ya mencionados se pretende calcular cual es el gasto no presupuestado, debido a la compra de diluyente para poder producir el crudo no estimado en la proyección inicial.

Figura 34
CASO 2: Gasto no presupuestado

CASO 2		
Producción de Campo	22,321	BPPD
Producción de Estimada No Optimizada	20,000	BPPD
Producción de Estimada Optimizada	21,075	BPPD
Precio del barril de diluyente	70	\$/día
Ganancia por barril vendido	30	\$/bls
% de diluyente que se mezcla con el crudo	4	%
Días del año	365	días
Por día		
Producción de campo - Producción Estimada No Optimizada	2,321	BPPD
Por año		
Producción de campo - Producción Estimada No Optimizada	847,165	BPPA
Volumen de diluyente en un año	29,651	BDPA
Costo de alquiler de barcasas de 10,000 Bls para diluyente(3), por 20 días	60,000	\$
Costo de Diluyente	2,075,554	\$
Total	2,135,554	\$

Fuente: Elaboración propia

El gasto adicional en el año puede ascender hasta los 2.1 millones de dólares, debido a que no se contempló diluyente para poder mezclar el petróleo producido y se deba comprar con carácter de urgencia.

CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- La optimización del cálculo de las pruebas de pruebas de pozos en superficie reduce la incertidumbre de la diferencia de la producción de campo y producción estimada.
- Los resultados de la presente tesis nos han demostrado que la hipótesis general ha sido favorable, obteniendo resultados positivos.
- La presente tesis se puede replicar en yacimientos similares con mecanismos de producción que tengan caudales altos y se puede seguir reduciendo la incertidumbre en la producción de campo y producción estimada, con aplicación de tecnología en tiempo real.

6.2 Recomendaciones

- Aplicar la presente metodología en campos que tengan pozos con mecanismos de producción de bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico, de preferencia en campos maduros.
- La incertidumbre de las pruebas de pozos en superficie depende en gran medida de un buen análisis de laboratorio del corte de agua de los pozos, para lo cual se recomienda realizar como mínimo 4 análisis de laboratorio para el corte de agua y poder determinar algún valor que se encuentre fuera de rango.
- La presente tesis puede tener una reducción de la incertidumbre aún menor si se toma en cuenta los siguientes factores: Medidores másicos, instrumento de medición de corte de agua, instrumento para medir factor de encogimiento, reducir el diferencial de tiempo para el cálculo de volumen de crudo, uso exclusivo de separadores trifásicos, programación de SCADA para realizar los cálculos.

CAPÍTULO VII: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- API. (1996). *Introduction to Oil and Gas Production*.
- API. (2005). *Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 3 — Tank Gauging Section 1A — Standard Practice for the Manual Gauging of Petroleum and Petroleum Products*.
- ASTM. (1980). *D1250 - Volume Correction Factors*.
- ASTM. (1995). *D4007 - Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method*.
- ASTM. (1999). *D1298 - Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method*. 252-252–255. <https://doi.org/10.1520/mnl10866m>
- Baker Hughes Centrilift. (2007). *Submersible Pump Handbook Pumping Systems*. 8.
- Baker Hughes Centrilift. (2008). *Submersible Pump Handbook*. 280.
- Brown, K. E. (1977). *The Technology of Artificial Lift Methods 1*.
- D.S. N° 032-2002-EM. (2002). *Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos*. 1–43.
- D.S. N° 032-2004-EM. (2004). *Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos*.
- Devold, H. (2006). *Oil and Gas Production Handbook*. 53(5), 363–367. <https://doi.org/10.1071/ch00011>
- Fraser, C. (2014). *Surface Well Testing Field Operating Handbook - Schlumberger*.
- Guo, Boyun; Lyons, William; Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering*.
- Heriot-Watt University. (2008). *Production Technology I*.
- Maggiolo, R. (2008). *Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal*. 60–63.
- Muñoz, A. (2007). *Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros*.

PAE, A. (2007). *Manual de Producción*.

Power Well Services. (2007). *Surface Well Testing*.

Ramírez, M. (2004). *Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño , Optimización y Trouble Shooting*.

Rivera, J. (2004). *Practicas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos*. 1–11.

Rodríguez, J. R. (2007). *Ingenieria Basica de Yacimientos*. 1–201.

Schlumberger. (1998). *Introduction to Well Testing*. 90–110.

Weatherford. (2012). *Surface Well Testing*.

Weatherford. (2015). *Testing & Production Services*.