



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR
BOMBEO MECÁNICO EN POZOS PRODUCTORES DE LA SECCIÓN SANTA
PAULA DEL CANTÓN SALINAS”

TESINA

AUTOR:

JONATHAN KEVIN SORIANO PLUAS

TUTOR:

ING. TARQUINO FILEMON LÓPEZ CADENA

LA LIBERTAD - ECUADOR

2020

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO EN POZOS PRODUCTORES DE LA SECCIÓN SANTA PAULA DEL CANTÓN SALINAS”

TESINA

AUTOR:

JONATHAN KEVIN SORIANO PLUAS

TUTOR:

ING. TARQUINO FILEMON LÓPEZ CADENA

LA LIBERTAD - ECUADOR

2020

UPSE

CARTA DE ORIGINALIDAD

Ing. Juan Garcés Vargas, Mgt.
Director de la Carrera de Petróleo
Universidad Estatal Península de Santa Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada “OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LAVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO EN POZOS PRODUCTORES DE LA SECCIÓN SANTA PAULA DEL CANTÓN SALINAS”, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

Jonathan Kevin Soriano Plúas
Autor: Nombres y Apellidos



Firma

N° de Cedula: 2400298689
Correo: jonaf.06@gmail.com

Ing. Tarquino López C.
Tutor: Nombres y Apellidos



Firma

N° de Cédula:
Correo: Tlopez@upse.edu.ec

DEDICATORIA

Dedico este trabajo investigativo a Dios por darme fortaleza, sabiduría, ser mi luz y supo guiarme por el buen camino, enseñándome encarar las adversidades sin perder la dignidad ni desfallecer en el intento ya que sin él fuera sido imposible este logro.

A mi familia quienes me brindaron su apoyo y consejos en los momentos difíciles, para mis padres por toda esta vida de sacrificio para poder darme la mejor herencia y a quienes le debo lo que soy como persona.

A mis amigos que para mí son como hermanos y en cada experiencia comprendí el valor de vivir y luchar por mis sueños.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por brindarme salud en estos momentos difíciles y permitirme disfrutar junto a mi familia este logro alcanzado, a la vida porque cada día me demuestra lo hermosa que es vivirla y lo justa que puede llegar a ser.

A mis padres: **Melquiades Soriano** y **Laura Plúas** por apoyarme en cada decisión y proyecto en el transcurso de mi formación profesional, por creer en mí desde mi inicio académico.

A mis hermanos: **Octavio, Alberto, Cristhian, Alex, Orlyn**; a mis hermanas: **Mirella, Vitalia y Fabiola** que estuvieron en cada momento difícil y U5Gme aconsejaron para no desmayar.

A mi tutor **Ing. Tarquino López C.** por su apoyo académico, sus enseñanzas y formar parte en el asesoramiento de este proyecto de investigación.

A mi novia **Kimberly** por compartir cada experiencia y ser mi compañera en todo el periodo académico.

A mis amigos por hacer que el camino sea más placentero y entretenido.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIA DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“Optimización del sistema de levantamiento artificial por bombeo
mecánico en pozos productores de la sección Santa Paula del Cantón
Salinas”**

Autor: Jonathan Kevin Soriano Plúas

Tutor: Ing. Tarquino López C.

RESUMEN

El presente trabajo de investigación cumple el objetivo de determinar que pozos actualmente presentan problemas durante el proceso de extracción, mediante la interpretación de cartas dinamométricas (obtenidas previamente por medio de pruebas con dinamómetros), debido a la presencia de flujo de gases en la bomba, con el fin de optimizar el equipo de subsuelo del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico en los pozos seleccionados, mediante un análisis de afluencia de fluidos. Posteriormente, por medio simulaciones, se obtendrá el dimensionamiento de la herramienta propuesta y se interpretará el comportamiento de fondo del pozo durante el proceso de extracción, y por medio de un análisis cuantitativo, se determinará la eficiencia de la bomba y el incremento de producción, en comparación con el equipo de subsuelo que actualmente presentan los pozos analizados.

El Sector de Santa Paula está ubicado en la zona circundante de la sección de Santa Paula y San Raymundo áreas productora de hidrocarburos del bloque 2 (Gustavo Galindo Velasco), operado actualmente por la Compañía Pacifpetrol S.A. La Sección Santa Paula corresponde a la Zona Norte del Campo, su acopio abarca la mayor cantidad de pozos que posee el bloque Gustavo Galindo Velasco (513 pozos). La sección cuenta con la presencia de 148 pozos de los cuales 54 actualmente se encuentran en estado productivo, por medio de Bombeo Mecánico, Plunger Lift, Herramienta Local y Swab. dentro del análisis podemos apreciar que los pozos a investigar producen únicamente de la formación Santa Elena, según los registros de producción de la empresa operadora del campo.

Palabras Claves: Pozos Petroleros, Flujo de Gases, Simulador de separador de gas Dinamómetros, Bombeo Mecánico.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIA DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“Optimization of the artificial lifting system by mechanical pumping in
producing wells in the Santa Paula section of the Canton Salinas”**

Author: Jonathan Kevin Soriano Plúas

Tutor: Ing. Tarquino López C.

ABSTRACT

This research work fulfills the objective of determining which wells currently present problems during the extraction process, through the interpretation of dynamometric tables (previously obtained through dynamometer tests), due to the presence of gas flow in the pump, with in order to optimize the underground equipment of the artificial lift system by means of mechanical pumping in the selected wells, by means of fluid inflow analysis. Subsequently, through simulations, the dimensioning of the proposed tool will be obtained and the behavior of the bottom of the well during the extraction process will be interpreted, and through a quantitative analysis, the efficiency of the pump and the increase in production. be determined, compared to the underground equipment currently present in the wells analyzed.

The Santa Paula Sector is located in the area surrounding the section of Santa Paula and San Raymundo, the hydrocarbon producing areas of Block 2 (Gustavo Galindo Velasco), currently operated by Compañía Pacifpetrol S.A. The Santa Paula Section corresponds to the Northern Zone of the Field; its stockpiling includes the largest number of wells that the Gustavo Galindo Velasco block has (513 wells). The section has the presence of 148 wells, of which 54 are currently in a productive state, through Mechanical Pumping, Plunger Lift, Local Tool and Swab. Within the analysis, we can see that the wells to be investigated produce only from the Santa Elena formation, according to the production records of the field operating company.

Keywords: Oil Wells, Gas Flow, Gas Separator Simulator Dynamometers, Mechanical Pumping.

TABLA DE CONTENIDO

CARTA DE ORIGINALIDAD	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO.....	v
RESUMEN	vi
ABSTRACT	vii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I	2
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.1 Planteamiento del Problema.....	2
1.2 Justificación.....	2
1.3 Objetivo General	3
1.3.1 Objetivos Específicos.....	3
1.4 Alcance.....	4
1.5 Hipótesis del Trabajo	4
1.6 Variables	4
1.6.1 Variables Independientes	4
1.6.2 Variables Dependientes.....	4
1.7 Metodología	5
CAPITULO II.....	6
2. MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 Diseño de la Investigación	6
2.2 Descripción del Sitio	7
2.3 Geología y estratigrafía de las arenas productoras.....	8
2.4 Sistema de levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico	9
2.4.1 Unidades Geométricas de la Bomba	10
2.4.2 Unidades de Bombeo Mecánico.....	10
2.4.3 Bomba de Fondo	11
2.4.4 Designación API para las Bombas de Subsuelo.	12
2.5 Pruebas de pozo con Dinamómetro.....	13
2.5.1 Preparación para una Prueba Dinamométrica	13
2.5.2 Toma de la Carta Dinamométrica	14

2.5.3 Interpretación de Cartas Dinamométricas Básicas.....	16
2.6 Comportamiento de Afluencia de Pozos.....	20
2.6.1 Inflow Performance Relationship (IPR).....	21
2.6.2 Vertical Lift Performance (VLP)	22
CAPÍTULO III	24
3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	24
3.1 Sección Santa Paula	24
3.2 Selección de Pozos	25
3.3 Análisis de pozos por medio de Cartas Dinamométricas.....	26
3.4 Resultados de los Análisis.....	31
40	
CAPITULO IV.....	44
4. DISEÑO DE OPTIMIZACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	44
4.1 Cálculos de Separadores de Gas en los Pozos Seleccionados.....	44
Especificaciones y Características del Sistema de Separación de Gas (Gas Separator Simulator) – Echometer	45
4.2 Análisis de incremento de producción	47
Conclusiones	53
Recomendaciones	54
BIBLIOGRAFIA.....	55

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Coordenadas UTM	7
Tabla 2 Unidades de Bombeo Mecánico.	10
Tabla 3 Especificaciones de la Bomba de Subsuelo.....	12
Tabla 4 Código API de la Bomba de Subsuelo	13
Tabla 5 Parámetros para la Obtención de la Curva IPR.	21
Tabla 6 Parámetros para la Obtención de la Curva Outflow.	22
Tabla 7 Diámetro y Área de Pistón y Válvula Fija.....	23
Tabla 8 Medidas, Dimensiones y Área de Tuberías Estándar.	23
Tabla 9 Pozos Productivos sección Santa Paula.....	24
Tabla 10 Pozos que producen por Bombeo Mecánico	25
Tabla 11 Lista de pozos para el análisis de Cartas Dinamométricas.	26
Tabla 12 Resultados del análisis.....	31
Tabla 13 Parámetros de Fluido.....	32
Tabla 14 Parámetros para el cálculo de solubilidad del gas.	33
Tabla 15 Valores de solubilidad del gas.	34
Tabla 16 Viscosidad del petróleo muerto – Santa Paula.	34
Tabla 17 Viscosidad del petróleo saturado – Santa Paula.	35
Tabla 18 Análisis de Afluencia – Pozo SPA0240.	38
Tabla 19 Puntos para la curva IPR vs VLP – Pozo SPA0240.....	38
Tabla 20 Análisis de Afluencia – Pozo SPA0243.	39
Tabla 21 Puntos para la curva IPR vs VLP – Pozo SPA0243.....	40
Tabla 22 Análisis de Afluencia – Pozo SPA0251	41
Tabla 23 Puntos para la curva IPR vs VLP – Pozo SPA0251.....	41
Tabla 24 Análisis de Afluencia – Pozo SPA1004.	42
Tabla 25 Puntos para la curva IPR vs VLP – Pozo SPA1004.....	43
Tabla 26 Dimensiones y Características del Sistema de Separación de Gas - Software Gas Separator Simulator.....	45
Tabla 27 Tiempo de Producción de los Pozos Actuales vs Pozos con Separador de Gas	46
Tabla 28 Tasa de Producción de los Pozos Actuales vs Pozos con Separador de Gas.	46
Tabla 29 Incremento de Producción por Ciclo.....	47
Tabla 30 Material, Equipos y Costos Estimados de Operación.	48
Tabla 31 Flujo de Efectivo Proyectado 1/2.	49
Tabla 32 Flujo de Efectivo Proyectado 2/2.	50

Tabla 33 Material, Equipos y Costos Estimados de Operación.	51
Tabla 34 Resultados de Viabilidad del Proyecto.	52

INDICE DE FIGURAS

Fig. 1 Mapa de Ubicación del Sector de Estudio	7
Fig. 2 Columna Estratigráfica Generalizada	8
Fig. 3 Configuración Típica del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico.	9
Fig. 4 Carta Dinamométrica de Superficie	16
Fig. 5 Carta Dinamométrica de Fondo	16
Fig. 6 Carta Dinamométrica (Llenado Completo de la Bomba).	17
Fig. 7 Carta Dinamométrica (Ancla Libre).	18
Fig. 8 Carta Dinamométrica (Golpe de Fluido).	18
Fig. 9 Carta Dinamométrica (Interferencia de Gas).	18
Fig. 10 Carta Dinamométrica (Bajo Recorrido del Pistón).	19
Fig. 11 Carta Dinamométrica (Pesca de Varillas de Bombeo).	20
Fig. 12 Carta Dinamométrica (Pozo Fluyente/Surgente).	20

INDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 Carta Dinamométrica SPA0224.	26
Gráfico 2 Carta Dinamométrica SPA0240.	27
Gráfico 3 Carta Dinamométrica SPA0241.	28
Gráfico 4 Carta Dinamométrica SPA0243.	28
Gráfico 5 Carta Dinamométrica SPA0251.	29
Gráfico 6 Carta Dinamométrica SPA1004.	30
Gráfico 7 GRÁFICA IPR VS VLP.....	39
Gráfico 8 Gráfica IPR vs VLP.....	40
Gráfico 9 Gráfica IPR vs VLP.....	42
Gráfico 10 Gráfica IPR vs VLP.....	43
Gráfico 11 Periodo de Recuperación de Inversión del Proyecto.....	51

INDICE DE ANEXOS

Anexo A Completación de Pozos SPAO240	56
Anexo B Completación de Pozos SPAO243.....	57
Anexo C Completación de Pozos SPAO251	58

INTRODUCCIÓN

El petróleo es un recurso natural considerado de gran importancia para el desarrollo de la humanidad, la misma que es utilizada como una fuente de energía. El siguiente proyecto de investigación, tiene como finalidad optimizar mediante una alternativa la eficiencia de producción de la bomba de fondo, considerando no alterar el método de producción de cada pozo estudiado. Los pozos analizados en la presente investigación producen mediante la unidad de Bombeo Mecánico.

El Sector de Santa Paula está ubicado en la zona circundante de la sección de Santa Paula y San Raymundo áreas productora de hidrocarburos del bloque 2 (Gustavo Galindo Velasco), operado actualmente por la Compañía Pacifpetrol S.A. En dichas secciones de Santa Paula Norte existen unos 148 pozos productivos entre los que se encuentran muchos en estado de abandono transitorio, y se los denomina así porque pueden volver a producir, por esta razón no son abandonados y no se los sella manteniéndolos solo con el casing en superficie y algunos sin cerramiento perimetral.

Con el fin de obtener una mayor tasa de producción, mejor eficiencia en la bomba y reducción de costos, se procedió analizar el estado actual de los pozos y posteriormente determinar cuál es el principal problema durante el proceso de extracción, obteniendo una alternativa la cual permita cumplir con los objetivos establecidos.

El principal problema, determinado durante el análisis de los pozos fue la presencia de interferencia de gas en la bomba, teniendo como resultado una eficiencia baja de la misma, un mayor tiempo de producción y a su vez, determinando que el equipo separador de gas de fondo no es eficiente, por lo tanto, se procedió a buscar una alternativa, que en función a las características de los pozos permita minimizar los problemas. La alternativa que ofrece la presente investigación es mejorar el equipo de fondo (Separador de Gas), mediante cálculos y simulaciones que permitan determinar el dimensionamiento de un separador óptimo para cada pozo. Para ello se procedió por medio de un análisis de afluencia de pozos, determinar el caudal óptimo de producción a flujo natural y realizar los cálculos pertinentes. Finalmente, mediante un análisis económico, se procedió a determinar la viabilidad del presente proyecto, obteniendo resultados favorables.

CAPITULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del Problema

La era petrolera en el país inicia a partir de 1972, año el cual se produce la primera exportación de crudo en Ecuador, generando un crecimiento optimo en la economía. Por lo tanto, es de vital importancia mantener o incrementar la producción de crudo, siempre y cuando el precio del barril de petróleo no se encuentre a niveles bajos.

El Campo Gustavo Galindo Velasco, en la actualidad es uno de los campos maduros presentes en el país, registrando una producción aproximada de 1,100 BPPD, por lo tanto, mantener la producción es uno de los principales problemas que enfrenta la actual empresa encargada del campo, de tal manera, se ve en la obligación de optimizar o innovar los métodos de producción en los pozos actualmente productores.

El Bloque Gustavo Galindo Velasco, al ser un campo maduro registra bajo niveles de producción por cada pozo activo o productor, por lo tanto, genera problemas debido a que dificulta el monitoreo constante de todos los pozos, generando una caída en la producción. El presente estudio se planea realizar en la Sección Petrópolis perteneciente a la Zona Norte del Campo, donde, actualmente se produce por medio de los siguientes sistemas de levantamiento artificial: Herramienta Local y Bombeo Mecánico, el cual representa más del 99% de la producción en la presente sección.

1.2 Justificación

El presente estudio se ejecutará, con el fin de mejorar la extracción de fluidos utilizando las unidades de bombeo mecánico, por medio de un estudio analítico, considerando las condiciones actuales de cada pozo, lo cual, conlleva a mejorar la extracción de crudo a un menor costo en la sección Santa Paula perteneciente a la zona norte del campo GGV. El diseño de la bomba mecánica de subsuelo del sistema de levantamiento por bombeo mecánico, busca incrementar la producción en la sección de estudio.

La presencia de gas, durante los procesos de extracción causa fallas y modifican el funcionamiento óptimo del sistema de levantamiento por bombeo mecánico, de tal manera, es de vital importancia contar con un separador de gas en los equipos de subsuelo, eliminando así unos de los principales problemas durante la extracción y mejorando la eficacia de la bomba.

Mediante la investigación, se prevé generar un óptimo manejo de los equipos de producción, a través de, mantenimientos o revisiones periódicas las cuales permitan explotar el campo sin presentar inconvenientes durante la producción.

1.3 Objetivo General

Mejorar la producción de pozos someros que producen por bombeo mecánico en los pozos de la sección Santa Paula, mediante un análisis de afluencia de fluidos en pozos de baja producción, para la optimización de la eficiencia de extracción de hidrocarburo.

1.3.1 Objetivos Específicos

- ❖ Determinar las condiciones y características presentes en los sistemas de levantamiento artificial correspondiente a cada pozo.
- ❖ Analizar los principales problemas que presentan los pozos durante el proceso de producción por bombeo mecánico en el área de estudio.
- ❖ Determinar los parámetros de presión y caudal, mediante un análisis de afluencia de fluidos en los pozos seleccionados.
- ❖ Seleccionar la bomba de subsuelo para la optimización del sistema de levantamiento por bombeo mecánico.
- ❖ Realizar un análisis comparativo de producción, de los diseños de levantamiento artificial por bombeo mecánico actuales vs los determinados en el presente trabajo.
- ❖ Realizar un análisis económico, en función de la producción obtenida con el sistema de levantamiento optimizado.

1.4 Alcance

Para determinar el óptimo diseño del sistema de levantamiento por bombeo mecánico para los pozos seleccionados, se analizarán las ecuaciones de diseño de las unidades de bombeo mecánico convencional. Mediante el software se procederá a simular el comportamiento de la producción de hidrocarburo en el fondo del pozo a diferentes tasas de producción, diferentes tamaños de separadores, diferentes SPM, considerando siempre las condiciones del pozo.

1.5 Hipótesis del Trabajo

Optimizar el proceso de extracción de fluidos del sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico, mediante la separación del gas en el fondo de cada uno de los pozos que actualmente producen por dicha unidad, a través de un análisis y software de ingeniería.

1.6 Variables

1.6.1 Variables Independientes

- ❖ Principios básicos de ingeniería y diseño de bombeo mecánico.
- ❖ Diseño de separador de gas.

1.6.2 Variables Dependientes

- ❖ Software de diseño de bombeo mecánico.
- ❖ Estudio de diseño de separador en la bomba de subsuelo.
- ❖ Datos de las características de los pozos en estudio.

1.7 Metodología

La metodología que se utilizará, será técnica-experimental, para desarrollarla se propone las siguientes actividades:

- ✓ Recopilación de datos, de pozos que actualmente producen por unidad de Bombeo Mecánico, en el área de estudio.
- ✓ Determinar los principales problemas presentes en los pozos, durante el proceso de extracción.
- ✓ Analizar los métodos y formas de minimizar los problemas que ocurren durante los procesos de extracción de crudo.
- ✓ Determinar parámetros del fluido, formación y pozos, para realizar un análisis de afluencia de pozos y determinar el caudal óptimo a flujo natural.
- ✓ Determinar el dimensionamiento de las herramientas de fondo, obtenidas para cada pozo.
- ✓ Simular el comportamiento del equipo de subsuelo y determinar la eficiencia durante el proceso de extracción.
- ✓ Determinar por medio de un análisis económico, el impacto generado por la implementación de la herramienta de fondo

CAPITULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Diseño de la Investigación

Los trabajos realizados, previos al presente, según diferentes autores indican lo siguiente:

En los diseños de separadores de gas, mediante pruebas, indican que el aumento de la caída de presión asociados con los aumentos de longitud de la tubería de succión, no representan un problema durante la producción, “el principal enfoque en los diseños del separador es asegurarse que la tubería de succión tenga suficiente volumen para que el proceso de separación tenga lugar dentro del separador” (Campbell, J. H., & Brimhall, R. M., 1989, P.05).

En el campo GGV, el gas que no ingresa a la bomba fluye por el espacio anular, según Podio, A., McCoy, J., & Woods, M. D. (1995) afirman: “En los pozos que producen gas en el anular del casing, la eficiencia de la bomba a menudo se puede mejorar significativamente al utilizar un mejor separador de gas en el pozo” (P.885). Esto, por consiguiente, asegura que una cantidad mínima ingrese al separador.

Otra de las condiciones, para que el separador de gas genere una mejor eficiencia en la bomba, según Podio, A., & Drake, B., et al. (1996) afirman: “La entrada del separador de gas debe colocarse al menos a 10 ft por debajo de la zona de entrada del gas de formación para permitir la separación de gas libre del líquido entre el diámetro exterior del tubo y el diámetro interior del casing” (P.24). Todos estos factores son considerados para el diseño de la herramienta y elaboración del presente trabajo.

Los resultados de eficiencia de la implementación de las herramientas en un estudio realizado por Karmon, I., Panacharoensawad, E., & Watson, M. (2019) indican que pueden separar “entre un 90 – 100% de gas de la mezcla, si la entrada de la tubería o la herramienta estuvieran completamente sumergidas en la fase líquida de la mezcla en todo momento” (P.10).

2.2 Descripción del Sitio

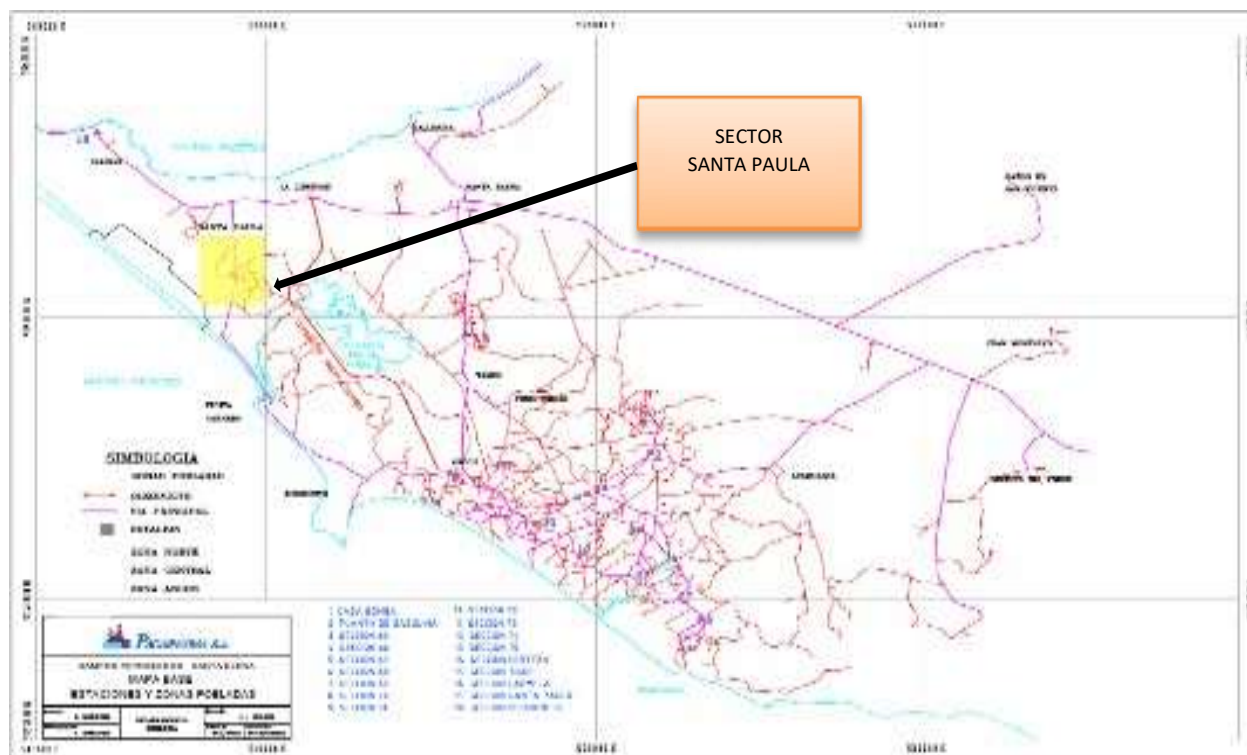
El área de estudio, tiene una extensión aproximada de 2.9 km^2 , esta localizada en la parte Nor-occidental del campo GGV, como se muestra en la figura 1. Entre las siguientes coordenadas UTM:

Tabla 1 Coordenadas UTM

Lat. Norte	Long. Este
a. 9'753,000	507,170.657
b. 9'753,000	511,504.772
c. 9'749,782.004	507,170.657
d. 9'749,782.004	511,504.772

Elaborado por: Autoría propia

Fig. 1 Mapa de Ubicación del Sector de Estudio



Fuente: Pacifpetrol S.A.

2.3 Geología y estratigrafía de las arenas productoras

La estratigrafía en el área del Campo Gustavo Galindo Velasco ésta determinada por las siguientes formaciones: Azúcar, Passage Beds y Atlanta, Clay Pebbles Beds, Socorro y Tablazo, que van del Paleoceno al Pleistoceno. En la Fig. 2 se muestra la columna estratigráfica.

Fig. 2 Columna Estratigráfica Generalizada

BLOQUE SANTA ELENA - MARCO ESTRATIGRAFICO							
Periodo	Epoca	Edad					
Cuaternario	Pleistoceno						
Unidades		Esp. (m)	Lithología	Ambiente Depositional			
TABLAZO Fm.		30	Areniscas Calcareas	Marino Somero			
TERCIARIO	PALEOGENO	Eoceno	PUNTA ANCON / ZAPOTAL Fm	150	Areniscas Gruesas	Marino Somero	
			SECA Fm	500	Lutitas, limolitas y margas	Plataforma intermedia a marino somero	
			SOCORRO Fm	460	Turbiditas finas y arcillas	Facies de talud a plataforma externa	
			CPB Fm	0-650	Arcillas conglomeraticas Diamictitas	Depósitos de remoción en masa en ambiente de talud ("Slumps")	
			PASSAGE BEDS Fm			Abanicos turbidíticos - relleno de cuencas de talud	
PALEOGENO	Paleoceno	Tardío	AZUCAR Fm. / ATLANTA Fm.	Engabao Fs	1500 2000	Areniscas turbidíticas gruesas Conglomerados y lutitas oscuras	Complejo de abanicos turbidíticos depositados en ambiente marino profundo (Basin Floor Fans) Turbiditas de alta densidad con participación minoritaria de flujos de baja densidad
				Chanduy Fs			
				Estancia Fs			
CRETACICO	SENONIANO	Tardío	SANTA ELENA Fm	500	Arcillas pelágicas silisificadas, turbiditas cherts intrusivos doleríticos	Sedimentación pelágica coelanea con vulcanismo activo Turbiditas de baja densidad	
			CAYO Fm	2000	Tobas, lutitas oscuras turbiditas con aporte piroclásticos	Secuencia granocreciente de turbiditas de alta a baja densidad con intercalaciones de lutitas pelágicas	
			PIÑON Fm	?	Basaltos, doleritas intrusivos ultramaficos	Fondo Oceánico	
			Coniaciano	++			
			Turoniano	+++			
Tardío	Cenomaniano	Albiano	Aptiano	++			
				++			
				++			

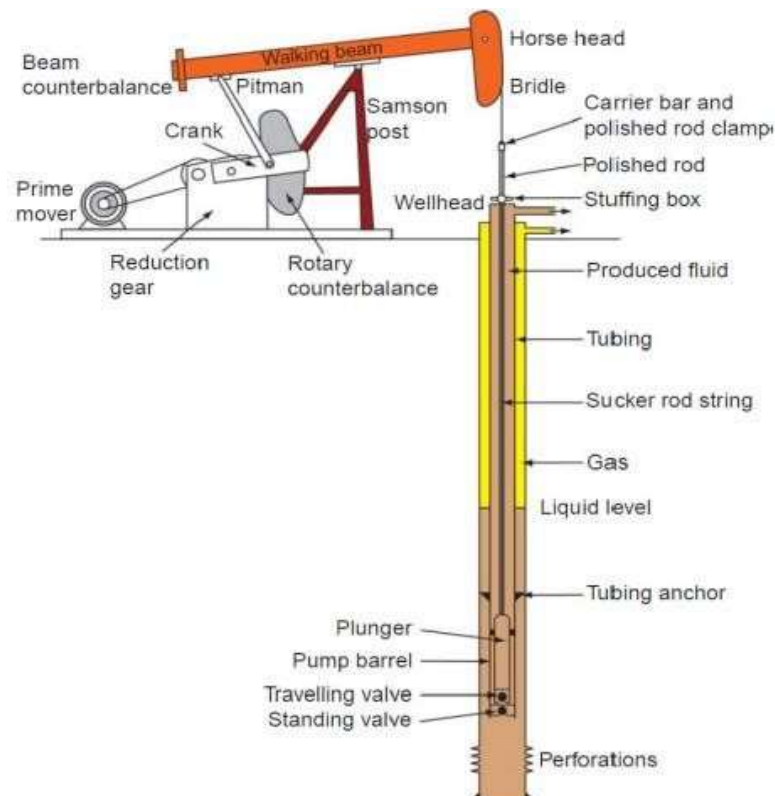
Fuente: Pacifpetrol S.A.

2.4 Sistema de levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico

El bombeo mecánico es el sistema de levantamiento artificial de extracción de petróleo más ampliamente usado en el mundo. Más del 80% de los pozos petrolíferos del mundo trabaja con este sistema. Esto se debe a factores tales como, su versatilidad, su antigüedad. Su facilidad para operar en diversidad de condiciones

El sistema de bombeo mecánico es una bomba tipo pistón, relativamente simple, está unida al extremo inferior de la sarta de varillas de bombeo. El crudo se extrae, por medio, del pistón y una válvula viajera que se mueve de arriba hacia abajo dentro de un cilindro pulido (Barril de Trabajo) con una válvula fija en la parte inferior. El pistón está conectado a la sarta de varillas de bombeo que se extiende hasta la superficie, el extremo superior de la sarta de varillas se encuentra unido a una varilla pulida, el cual realiza un movimiento ascendente y descendente generada por una unidad de bombeo.

Fig. 3 Configuración Típica del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico.



Fuente: Bellarby, 2009.

2.4.1 Unidades Geométricas de la Bomba

Las unidades de bombeo mecánico se fabrican en diferentes tipos de configuraciones, las unidades convencionales son: las Crank Balance y Beam Balance que son de sistemas de palanca Clase I y las unidades de Balanceo por Aire y Mark II son del sistema de palanca de Clase III. La diferencia entre los sistemas de palanca es que se realizan variaciones al mover el reductor de engranajes en la base estructural con respecto al ecualizador o cruceta. En el caso del Mark II el acople cruzado no está ubicado sobre el eje de baja velocidad del reductor de engranajes, si no que se desplaza hacia adelante en dirección de la cabeza del balancín. Este cambio genera un tiempo más largo en la carrera ascendente y un tiempo más corto en la carrera descendente.

2.4.2 Unidades de Bombeo Mecánico

A continuación, se muestra un ejemplo acerca del código que representa el sistema de bombeo mecánico de acuerdo a la designación API.

Tabla 2 Unidades de Bombeo Mecánico.

C – 320D – 256 - 100	
Nomenclatura	Descripción
	Tipo de unidad
	C: Convencional
C	A: Balanceadas por Aire
	M: Mark II
	B: Con contra peso en el Balancín
	LP: Bajo Perfil
320	Resistencia de la caja reductora en miles de pulg-lbs.
D	Caja Doble reducción .
256	Máxima carga en cientos de libras.
100	Máximo recorrido en Pulgadas.

Elaborado por: Autoría propia

2.4.3 Bomba de Fondo

La bomba de fondo, es uno de los componentes más importantes del sistema de bombeo mecánico. El tamaño del pistón de la bomba indica la tasa de producción, cargas en las varillas y cargas en los componentes que conforma el sistema. Por lo tanto, si los componentes de la bomba presentan problemas (desgaste o daño), la eficiencia de todo el sistema disminuye, afectando netamente a la productividad. Es recomendable una selección adecuada de la bomba, con el fin de mantener la eficiencia del equipo y un uso más extenso.

Existen tres tipos de bomba:

- De tubería.
- Insertables.
- Bombas de revestidor.

Sin importar el tipo de bomba, los componentes principales que la conforman son:

- Pistón.
- Barril.
- Válvula viajera.
- Válvula fija.

Los tipos de bomba pueden ser tanto de pared gruesa como de pared delgada. En el caso de los tipos de pared delgada, estos son utilizados en pozos someros debido al poco esfuerzo generado sobre las paredes de la bomba. Los barriles de pared gruesa son utilizados en pozos profundos o bombas de gran diámetro que necesiten soportar grandes niveles de fluido. La profundidad máxima del asentamiento depende del tipo de bomba.

Tabla 3 Especificaciones de la Bomba de Subsuelo

Bomba de Pared Gruesa – Anclada en el Fondo

Pistón (pulg)	Espesor de pared	Profundidad máxima
1.00	0.125	11,540
1.06	0.125	11,000
1.25	0.188	13,350
1.50	0.188	11,570
1.75	0.250	11,970
2.00	0.156	7,785
2.25	0.25	10,485
Barril de Pared Delgada – Anclado en el Fondo		
2.00	0.125	6,400
2.50	0.125	5,240
Bombas de Tubería		
1.75	0.25	9,600
2.25	0.25	7,870
2.75	0.25	6,660
Bomba de Revestidor		
2.75	0.25	6,660
3.25	0.25	5,770
3.75	0.25	5,090
4.75	0.25	4,120

Fuente: Theta Enterprises (2005).

2.4.4 Designación API para las Bombas de Subsuelo.

El Instituto Americano de Petróleo (API) por sus siglas en inglés, proporciona una forma precisa y concisa para definir los componentes de una bomba de subsuelo. Esta designación es parte de la norma API 11AX y describe las principales especificaciones de una bomba de subsuelo API. Está compuesta por siete partes, separadas por guiones.

Tabla 4 Código API de la Bomba de Subsuelo

25-150-RHBM-30-5-4-1

Nomenclatura	Descripción
25	Tamaño nominal de tubería; pulg.
150	Tamaño del Diámetro del Hoyo; pulg.
RHBM	Tipo de bomba, tipo de barril y tipo de ensamblaje de asientos.
30	Longitud del barril; Pies.
5	Longitud del émbolo; pies.
4	Longitud de extensión superior; pulg.
1	Longitud de extensión inferior; pulg.

Elaborado por: Autoría propia

El código de la bomba establecido en la Tabla 3, representa un sistema de subsuelo cuyos componentes indican lo siguiente: una tubería de diámetro exterior de 2 7/8", una bomba de 1 1/2" de diámetro interior. Es una bomba de varillas insertables con barril viajero, pared gruesa y un ensamblaje de asentamiento mecánico. El barril es de 30 ft de longitud, tiene un pistón de 5 ft, y una extensión de 4 ft de longitud.

2.5 Pruebas de pozo con Dinamómetro

2.5.1 Preparación para una Prueba Dinamométrica

El dinamómetro, es un instrumento de precisión, utilizado en sistemas de bombeo mecánico, para observar el comportamiento del pozo durante su producción. Sus componentes son elaborados minuciosamente, con el fin de reducir la inercia a un mínimo viable.

Para realizar una prueba dinamométrica se requiere lo siguiente:

1. Recopilar la mayor cantidad de datos posibles del pozo.
2. Realizar un cálculo aproximado del peso de la varilla más la mitad del peso teórico del fluido, sin considerar la presión por debajo del pistón, con el fin de seleccionar la escala de carga del dinamómetro.
3. El elemento de anillo adecuado, con las cuñas adjuntas para centrar las varillas pulidas

deben instalarse en el dinamómetro.

4. Enganchar la aguja o lápiz de acuerdo con el procedimiento recomendado.
5. Montar un espacio en blanco en el cilindro de grabación y registrar la línea de carga cero y etiquetarlo.
6. Enrollar el cable de tracción en la polea adecuada para la longitud del recorrido del pozo que se va a probar.

Los pasos mencionados previamente se recomienda realizarlos en un laboratorio o algún otro lugar alejado del pozo.

Al llegar al pozo se recomienda lo siguiente:

1. Colocar los equipos y herramientas para la instalación del instrumento en el soporte de la varilla pulida, también llamada varillón.
2. Detener la varilla pulida con la unidad de frenado, más allá de la parte inferior de la carrera descendente.
3. Cerrar el pozo, luego instalar el dinamómetro en la varilla pulida según las instrucciones establecidas por el instrumento.
4. Asegurarse de que las slotted spherical washers (arandelas esféricas ranuradas) tengan las ranuras espaciadas cerca de 180° entre sí.
5. Colocar la abrazadera de la varilla de pulido en contacto con los anillos de pesaje y la abrazadera.
6. Si el arnés está en uso, levantar la carga, por medio de los tornillos que se incluyen, insertar las cuñas de carga y soltar los tornillos.
7. Soltar el freno de la unidad, para que los contra pesos se desplacen suavemente hacia la carga sin asistencia eléctrica y liberen la pinza de sujeción del contacto con la caja de empaquetadura.
8. Colocar el freno y quitar la abrazadera de la varilla de pulido.
9. El bombeo puede iniciar.

2.5.2 Toma de la Carta Dinamométrica

Para la toma de la carta es necesario dejar que el pozo bombee por unos diez minutos, o al menos el tiempo en el cual, el pozo estuvo cerrado durante el proceso de instalación del equipo. Se obtiene una gráfica antes de que transcurra dicho periodo de tiempo, la

gráfica debe ser etiquetada.

Al hacer una grabación, es recomendable dejar que el lápiz trace al menos tres veces la gráfica, con el fin de mostrar las ligeras variaciones. A continuación, se mostrarán los pasos para la toma de una carta dinamométrica satisfactoria.

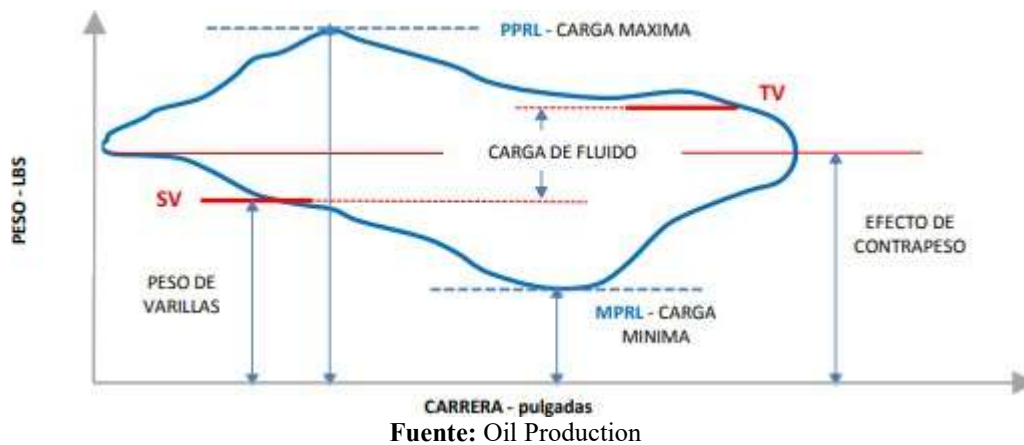
1. Soltar el lápiz al principio del primer trazo de grabación.
2. Al iniciar la segunda carrera ascendente, se debe disparar el temporizador, esto debe ser logrado exactamente al comienzo de la carrera ascendente.
3. Al comienzo de la tercera carrera ascendente, se debe detener la oscilación de la barra del temporizador y comprobar si se obtuvo una gráfica clara, en caso de que no sea clara, dejar que el lápiz retroceda para volver a tomar una gráfica.
4. Levantar el lápiz o aguja al comienzo del siguiente trazo.
5. Retirar el cilindro de sujeción de la tarjeta, esto se puede realizar sin detener el bombeo mediante una secuencia de operaciones al inicio de cada movimiento ascendente posterior.
6. Retirar la grabación del cilindro en un lugar donde no haya viento.
7. Registrar la gráfica obtenida con la siguiente información para su identificación.
8. Numero de grabación.
9. Nombre del pozo.
 - a) Fecha y hora.
 - b) Longitud del stroke.
 - c) Carga de la escala.
 - d) Ciclo de pozo y dirección de rotación de las manivelas.
 - e) Frecuencia del temporizador cerca de la grabación del temporizador.
 - f) Nombre del operador.
10. Instalar una tarjeta en blanco en el cilindro y reemplazarla en el instrumento para la próxima grabación. El reemplazo del cilindro se puede realizar sin detener el bombeo.
11. Tomar grabaciones adicionales en intervalos de tiempo de diez minutos hasta que se considere necesario a la velocidad normal de bombeo.
12. Detener el bombeo y registrar el peso de las varillas más el fluido, solo el peso de las varillas y, por último, el peso de contrapeso en la varilla pulida. Es deseable tener estas grabaciones en un gráfico de bombeo y se deben registrar en el último gráfico

tomado.

2.5.3 Interpretación de Cartas Dinamométricas Básicas

Los registros que se obtienen durante la toma de cartas dinamométricas superficial son interpretados por medio de un software, con el fin de obtener o calcular una carta dinamométrica de la bomba y así diagnosticar el comportamiento de la misma durante la producción del pozo.

Fig. 4 Carta Dinamométrica de Superficie



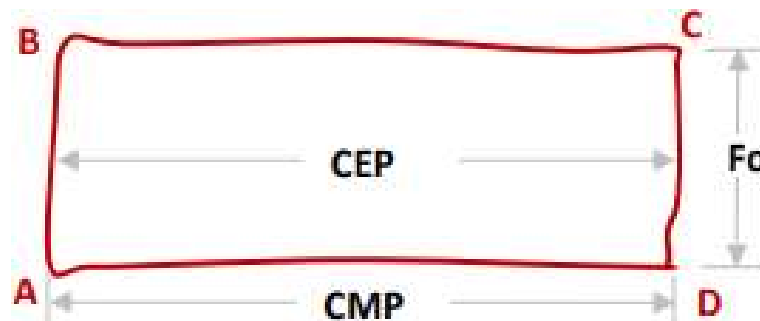
Fuente: Oil Production

Donde:

TV: Traveling Valve (Válvula viajera). SV: Standing Valve (Válvula fija).

PPRL: Peak Polished Rod Load (Carga máxima de la barra pulida). MPRL: Minimum Polished Rod Load (Carga mínima de la barra pulida).

Fig. 5 Carta Dinamométrica de Fondo



Fuente: Oil Production

Donde:

A: Punto muerto inferior de la carrera. C: Punto muerto superior de la carrera.

CEP: Carrera efectiva del pitón, también llamado EPT. Fo: Carga de fluido.

CMP: Carrea máxima del pistón, también llamado MPT.

CEP: Longitud de la carrera del pistón, cuando la carga total del fluido esta sobre la válvula fija.

Fo: fuerza que actúa sobre el pistón, por la diferencia de presión que existe sobre el mismo.

CMP: Máxima longitud de movimiento del pistón, con respecto al barril durante una carrera completa.

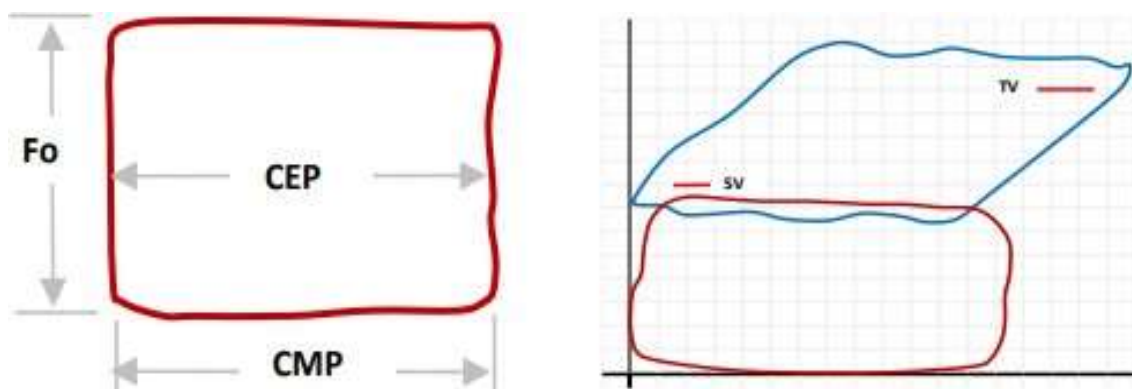
Existen varios problemas presentes durante el proceso de producción, ya sea por falencias del equipo o características de la formación, por lo tanto, las cartas dinamométricas no siempre tendrán un mismo comportamiento.

A continuación, se presentan cartas dinamométricas típicas de problemas más comunes presentes durante el periodo de producción de un pozo:

Interpretación

Llenado Completo de la Bomba

Fig. 6 Carta Dinamométrica (Llenado Completo de la Bomba).

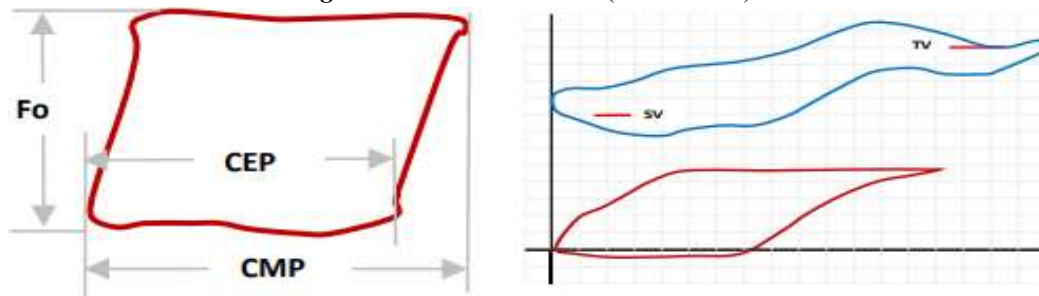


Fuente: Oil Production.

El llenado completo de la bomba, ocurre cuando la carta muestra la formación de un cuadro semi-perfecto o perfecto durante la extracción de crudo, lo cual indica que no existen pérdidas de fluido.

Ancla Libre

Fig. 7 Carta Dinamométrica (Ancla Libre).

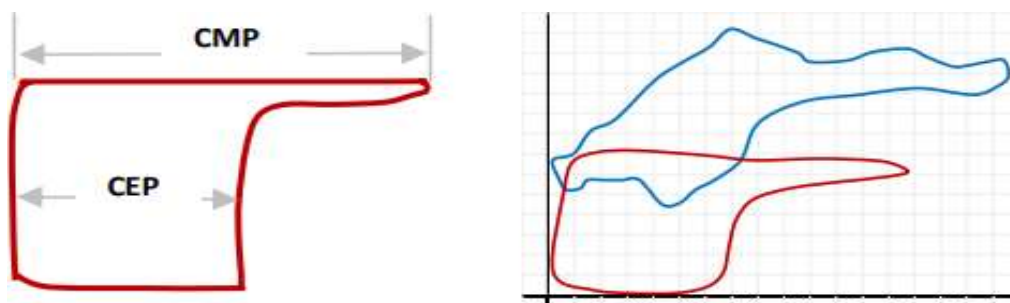


Fuente: Oil Production.

El anclaje libre o flojo, ocurre debido a que la válvula viajera se abre durante la carrera descendente, la carga del fluido es transferida al pistón generando un estiramiento en la sarta de tubería

Golpe de Fluido

Fig. 8 Carta Dinamométrica (Golpe de Fluido).

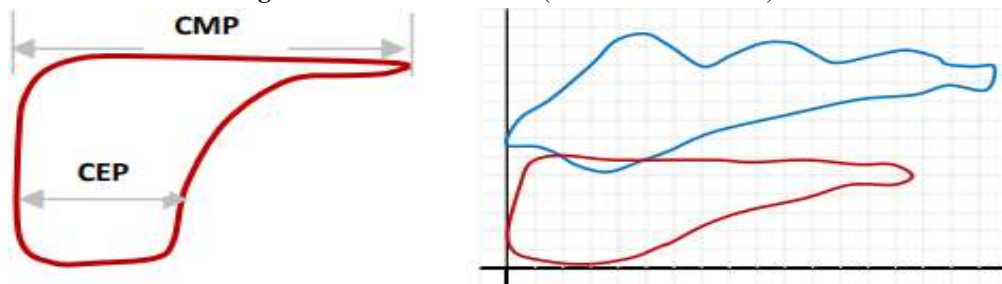


Fuente: Oil Production.

Los golpes de fluidos, ocurren por lo general, cuando el diseño del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico no se equipará con la restauración del pozo (nivel de líquido), es decir que, durante la extracción, el pistón no se llena en su totalidad y al bajar genera un golpe fuerte al hacer contacto con el fluido.

Interferencia de Gas

Fig. 9 Carta Dinamométrica (Interferencia de Gas).

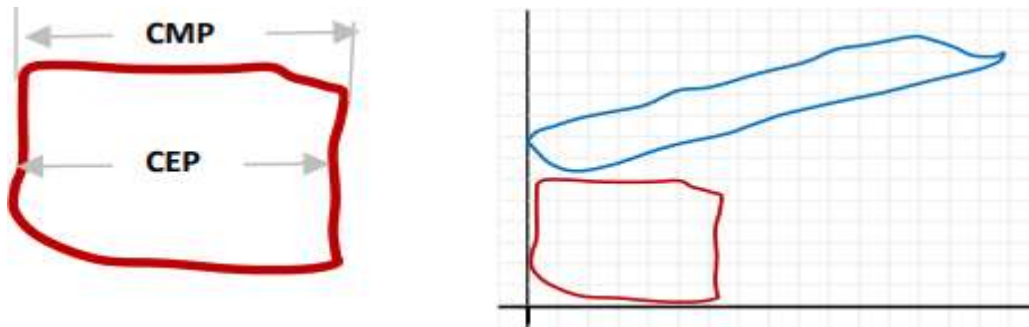


Fuente: Oil Production.

La interferencia de gas, se produce debido a que existe gas disuelto presente por debajo de la succión de la bomba, donde gran parte de la carrera del pistón se encarga en comprimir el gas.

Bajo Recorrido del Pistón

Fig. 10 Carta Dinamométrica (Bajo Recorrido del Pistón).

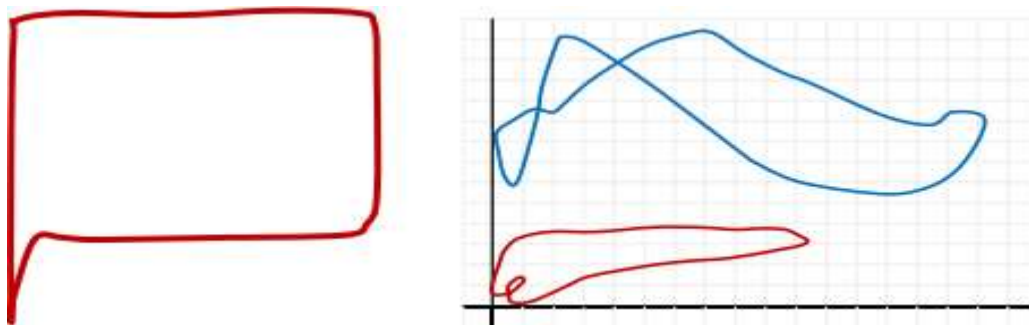


Fuente: Oil Production.

También llamado estiramiento de varillas excesivo, se representa en el dinamómetro de superficie por un gasto en la carrera ascendente, hasta llegar a la máxima carrera y se representa en la gráfica de fondo, que la carrera efectiva es mucho menor que la carrera máxima en superficie, el estiramiento se asocia debido a la presencia de fluidos viscosos, excesivo entre varillas y tubing y también entre pistón y barril de la bomba.

Golpe de Bomba

Figura 13. Carta Dinamométrica (Golpe de Bomba).

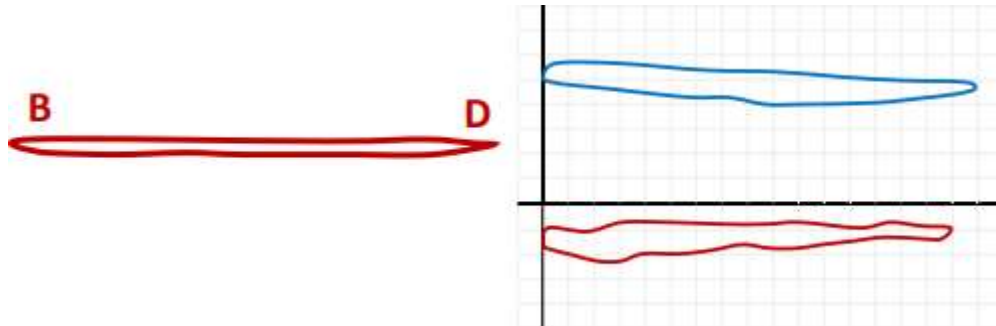


Fuente: Oil Production.

El golpe de bomba ocurre cuando el pistón de la bomba queda espaciado muy por debajo, lo cual genera un golpe en el fondo durante la carrera descendente.

Pesca de Varillas de Bombeo

Fig. 11 Carta Dinamométrica (Pesca de Varillas de Bombeo).

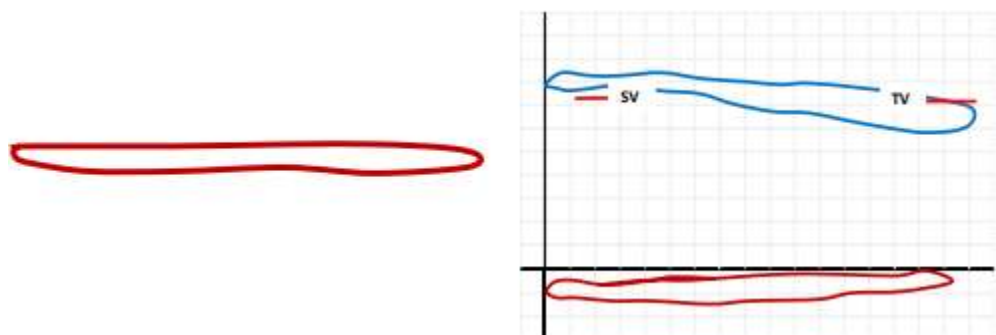


Fuente: Oil Production.

Es muy evidente cuando ocurre este problema, porque la bomba de subsuelo no trabaja, por lo tanto, no existe un área de trabajo, es decir, que el equipo de bombeo solo alzará y bajará las varillas sin generar producción y la carta dinamométrica simplemente reflejará una línea horizontal, coincidente con la carga de las válvulas.

Pozo Fluyente/Surgente

Fig. 12 Carta Dinamométrica (Pozo Fluyente/Surgente).



Fuente: Oil Production.

Este problema ocurre por una agitación inducida por la bomba, las válvulas del equipo de subsuelo se mantienen abiertas en ambas carreras mientras el pozo fluye, esto se debe a que la presión de fondo fluyente (pwf) las mantiene abiertas. Este tipo de comportamiento de la gráfica tiende a confundirse con la gráfica de pesca de varillas de bombeo o también llamada varillas rotas.

2.6 Comportamiento de Afluencia de Pozos

El comportamiento de afluencia de pozos, se lo determina mediante una gráfica, la cual se encuentra representada por la relación entre tasa de producción (Q) vs la presión de

fondo fluyente (pwf) del pozo, por lo tanto, se lo considera como una medida cualitativa y cuantitativa de la capacidad de producción entre el pozo y la formación productora.

Para obtener la curva del comportamiento de afluencia de pozo, se requiere conocer las curvas de Inflow Performance Relationship y Vertical Lift Performance, la cuales se las puede determinar mediante diferentes métodos y correlaciones.

2.6.1 Inflow Performance Relationship (IPR)

La curva IPR, es una herramienta matemática utilizada para evaluar el rendimiento del pozo, mediante una gráfica que indica el comportamiento de la presión de fondo fluyente “Pwf” vs la tasa de producción del pozo “Q”. Los datos se obtienen al medir diferentes caudales bajo diferentes presiones de fondo y el comportamiento de la curva dependerá de la composición del fluido del yacimiento. Las ecuaciones matemáticas para determinar el comportamiento de la curva, se basan en modelos de índice de productividad.

Existen varios métodos para la obtención de la curva IPR, establecida por varios autores, entre ellos el método de Darcy, Vogel, Standing, entre otros.

Para la obtención de la curva IPR del presente trabajo, se utilizará el método de Standing para IPR presente y futura. Los parámetros para la obtención de la curva IPR se presentan a continuación:

Tabla 5 Parámetros para la Obtención de la Curva IPR.

Datos de Pruebas	
Abreviaturas	Descripción
P_r	Presión de Yacimiento.
P_{wf}	Presión de Fondo Fluyente.
Q_o	Caudal del Petróleo.
μ_o	Viscosidad del Petróleo.
B_o	Factor Volumétrico del Petróleo.
K_{ro}	Permeabilidad Relativa del Petróleo.

Elaborado por: Autoría propia

2.6.2 Vertical Lift Performance (VLP)

Como se mencionó anteriormente, para determinar la curva Inflow, se parte generalmente de modelos de índice de productividad, mientras que la curva Outflow o también llamada VLP (Vertical Lift Performance) se obtiene mediante correlaciones, las más comunes son: Hagedorn & Brown, Beggs & Brill, Duns & Ros. Una vez obtenida la curva Outflow y la curva Inflow se genera una intersección, la cual indica la condición actual u óptima para el pozo en estudio. Para el desarrollo de la curva Outflow en el presente estudio, se utilizará la correlación de Hagedorn & Brown. Para ello se requiere conocer los siguientes parámetros:

Tabla 6 Parámetros para la Obtención de la Curva Outflow.

Datos de la Formación		Datos del Pozo	
Abreviaturas	Descripción	Abreviaturas	Descripción
GLR	Relacion Gas Líquido.	T _s	Temperatura superficial.
API	Gravedad API del Petróleo.	T _F	Temperatura de fondo
SG _w	Gravedad Específica del Agua.	ΔP	Diferencial de presiones
SG _g	Gravedad Específica del Gas.	H	Profundidad
μ _g	Viscosidad del Gas	P _{wh}	Presión en cabeza del pozo
σ _o	Tensión Superficial del Petróleo.	Φ	Diámetro del tubing
σ _w	Tensión Superficial del Agua.	P _a	Presión atmosférica del tubing

Elaborado por: Autoría propia

Tabla 7 Diámetro y Área de Pistón y Válvula Fija.

Diámetro del Pistón (pulg)	Área del Pistón (pulg ²)	ID del Asiento de la Válvula Fija	Área de Flujo del Asiento de la Vf (pulg ²)
1 1/16"	0.887	0.500	0.196
1 1/4"	1.227	0.578	0.262
1 1/2"	1.767	0.656	0.338
1 5/8"	2.074	0.656	0.338
1 3/4"	2.405	0.844	0.559
1 25/32"	2.490	-	-
2	3.142	0.937	0.689
2 1/4"	3.976	1.062	0.887
2 1/2"	4.909	1.312	1.350
2 3/4"	5.940	1.312	1.350
3 1/4"	8.296	1.688	2.238
3 3/4"	11.045	1.75	2.405

Fuente: Theta Enterprise, Inc. (2005). Optimización de Bombeo
Mecánico. Maracaibo – Venezuela.

Tabla 8 Medidas, Dimensiones y Área de Tuberías Estándar.

Tamaño de la tubería (nominal)	ID (pulg)	Área ID (pulg ²)	OD (pulg)	Área OD (pulg ²)	Diámetro del cuello (pulg)
3/4"	0.824	0.533	1.05	0.866	1.313
1"	1.049	0.867	1.315	1.358	1.576
1 1/4"	1.380	1.496	1.66	2.164	2.054
1 1/2"	1.61	2.036	1.90	2.835	2.20
2"	1.995	3.1245	2.375	4.43	3.063
2 1/2"	2.441	4.68	2.875	6.492	3.668
3"	3.068	7.393	3.50	9.62	4.25
3 1/2"	3.548	9.886	4.00	12.566	4.625
4	4.026	12.73	4.50	15.90	5.20

Fuente: Theta Enterprise, Inc. (2005). Optimización de Bombeo
Mecánico. Maracaibo – Venezuela.

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1 Sección Santa Paula

La Sección Santa Paula corresponde a la Zona Norte del Campo, su acopio abarca la mayor cantidad de pozos que posee el bloque Gustavo Galindo Velasco (513 pozos). La sección cuenta con la presencia de 148 pozos de los cuales 54 actualmente se encuentran en estado productivo, por medio de Bombeo Mecánico, Plunger Lift, Herramienta Local y Swab.

Tabla 9 Pozos Productivos sección Santa Paula

POZOS SECCION SANTA PAULA			
No.	Nombre	No.	Nombre
1	SPA0016	28	SPA0229
2	SPA0024	29	SPA0233
3	SPA0052	30	SPA0235
4	SPA0062	31	SPA0236
5	SPA0064	32	SPA0238
6	SPA0069	33	SPA0240
7	SPA0071	34	SPA0241
8	SPA0075	35	SPA0242
9	SPA0079	36	SPA0243
10	SPA0085	37	SPA0244
11	SPA0087	38	SPA0245
12	SPA0091	39	SPA0246
13	SPA0095	40	SPA0247
14	SPA0201	41	SPA0248
15	SPA0202	42	SPA0250
16	SPA0203	43	SPA0251
17	SPA0204	44	SPA0255
18	SPA0205	45	SPA0256
19	SPA0207	46	SPA0257
20	SPA0212	47	SPA0258
21	SPA0020	48	SPA0259
22	SPA0024	49	SPA1001
23	SPA0025	50	SPA1002
24	SPA0027	51	SPA1003
25	SPA0028	52	SPA1004
26	SPA0029	53	SPA1006
27	SPA0031	54	SPACH01

Fuente: Pacifpetrol S.A.

La selección de pozos candidatos a ser intervenidos, se realizará por medio de un análisis de cartas dinamométricas, con el fin de determinar los problemas presentes durante el proceso de producción. Por lo tanto, se descartan los pozos que produzcan por medio de Herramienta Local, Swab y Plunger Lift.

Tabla 10 Pozos que producen por Bombeo Mecánico

Pozos Que Producen Por BM			
No.	Nombre	No.	Nombre
1	SPA0016	21	SPA0236
2	SPA0052	22	SPA0238
3	SPA0064	23	SPA0240
4	SPA0069	24	SPA0241
5	SPA0071	25	SPA0243
6	SPA0075	26	SPA0245
7	SPA0085	27	SPA0246
8	SPA0091	28	SPA0247
9	SPA0095	29	SPA0248
10	SPA0202	30	SPA0250
11	SPA0203	31	SPA0251
12	SPA0207	32	SPA0255
13	SPA0212	33	SPA0256
14	SPA0221	34	SPA0258
15	SPA0222	35	SPA0259
16	SPA0224	36	SPA1001
17	SPA0226	37	SPA1002
18	SPA0228	38	SPA1003
19	SPA0229	39	SPA1004
20	SPA0235	40	SPACH01

Elaborado por: Autoría propia

3.2 Selección de Pozos

Debido a la baja producción que actualmente maneja el Campo GGV, no todos los pozos presentan una base de datos cartas dinamométricas, es decir que no son evaluados constantemente, entonces los pozos que serán analizados y determinar su optimización son los siguientes:

Tabla 11 Lista de pozos para el análisis de Cartas Dinamométricas.

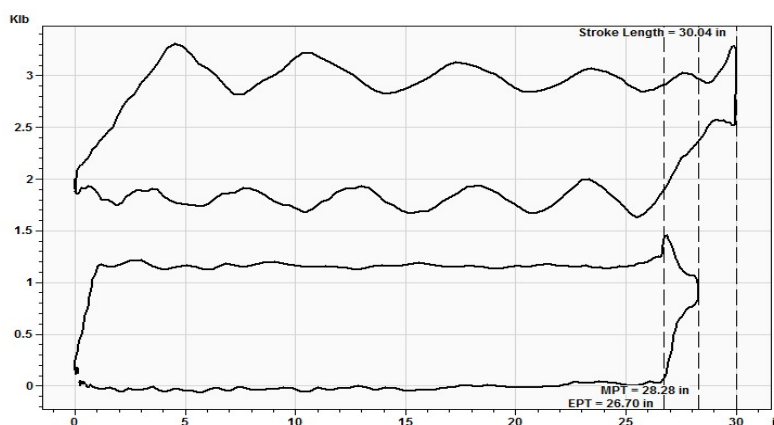
Pozos candidatos a optimizar					
Pozo	Potencial	Ciclo	Pozo	Potencial	Ciclo
SPA0224	3	10	SPA0243	5	1
SPA0240	7	8	SPA0251	5	1
SPA0241	8	5	SPA1004	4	1

Elaborado por: Autoría propia

3.3 Análisis de pozos por medio de Cartas Dinamométricas

Pozo SPA0224

Gráfico 1 Carta Dinamométrica SPA0224.



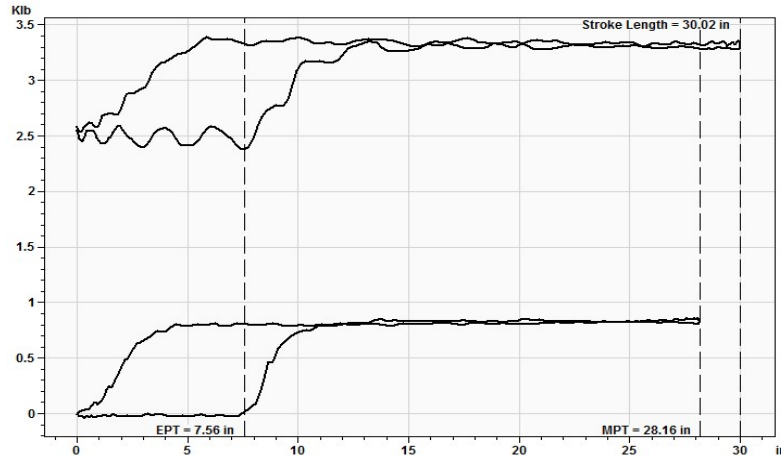
Fuente: Software TAM Echometer.

Realizado por: Pacifpetrol S.A.

La Gráfica 1, muestra el Dinagrama de superficie (gráfica superior) y de fondo (gráfica inferior) tomado del pozo SPA0224, el cual indica que la carrera máxima del pistón es de 28.28 pulgadas, la carrera efectiva del pistón es de 26.70 pulgadas y presenta un llenado de bomba del 94%. Se puede observar, que la gráfica de fondo forma un rectángulo semi-perfecto, por lo tanto, se determinó que la producción del presente pozo no presenta inconvenientes durante el proceso de extracción de hidrocarburo. La velocidad de la unidad es de 8 SPM.

Pozo SPA0240

Gráfico 2 Carta Dinamométrica SPA0240.



Fuente: Software TAM Echometer.

Realizado por: Pacifpetrol S.A.

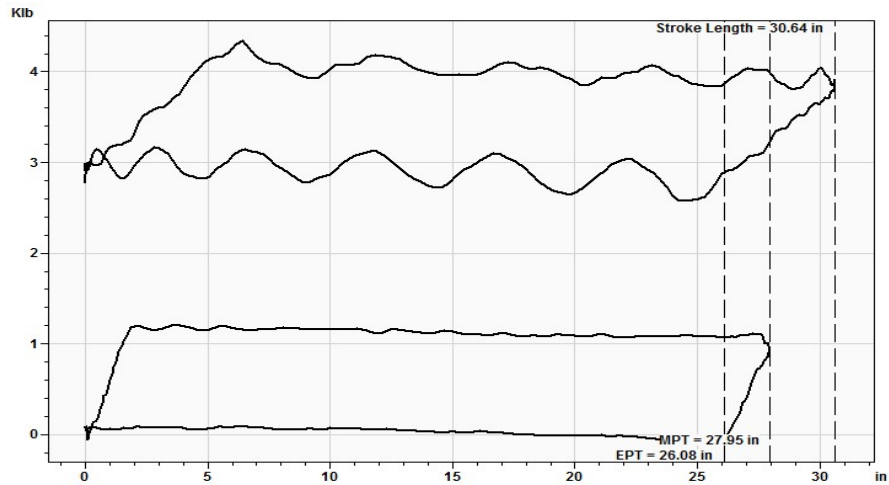
La Grafica 2 muestra el Dinagrama de superficie (gráfica superior) y de fondo (gráfica inferior), tomado del pozo SPA0240, el comportamiento de la gráfica indica que la carrera máxima del pistón es de 28.16 pulgadas, la carrera efectiva del pistón es de 7.56 pulgadas, por lo tanto, el porcentaje de llenado de la bomba es del 27%. Se puede determinar, mediante el comportamiento de la gráfica, que existe la presencia de dos fluidos (Líquido y Gas), al existir presencia de gas dentro de la bomba, durante la carrera descendente no permitirá el ingreso de fluido por la válvula viajera durante un periodo hasta que el gas se comprime e ingresa el fluido por la válvula viajera, generando a su vez otro problema de producción (Golpe de Fluido). En conclusión, se determinó que el pozo SPA0240 presenta problemas debido a interferencia de gas y golpe de fluido. La velocidad de la unidad es de 4.85 SPM.

Pozo SPA0241

La Gráfica 3, muestra el Dinagrama de superficie (gráfica superior) y de fondo (gráfica inferior) tomado del pozo SPA0241, el cual indica que la carrera máxima del pistón es de 27.95 pulgadas, la carrera efectiva del pistón es de 26.08 pulgadas y presenta un llenado de bomba del 93%. Mediante el comportamiento de la gráfica se puede determinar que tanto la

gráfica de superficie como la de fondo presentan un comportamiento normal, es decir que el pozo no presenta problemas de producción durante el periodo de extracción del hidrocarburo. La velocidad de la unidad es de 6.10 SPM.

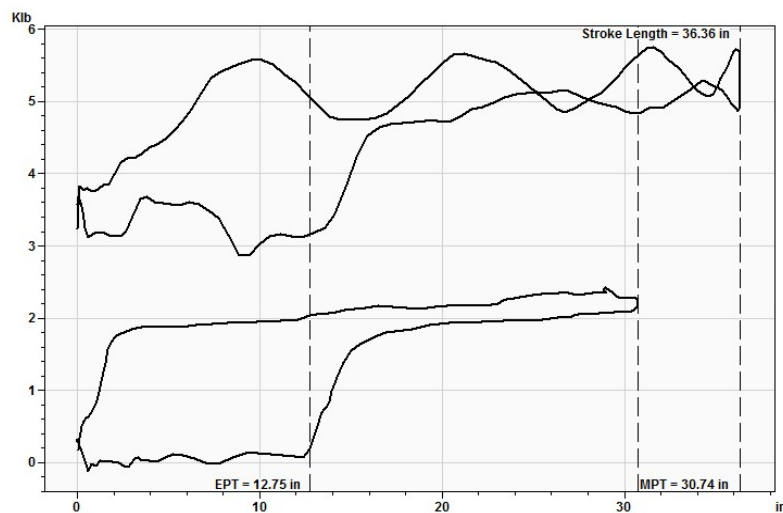
Gráfico 3 Carta Dinamométrica SPA0241.



Fuente: Software TAM Echometer.
Realizado por: Pacifpetrol S.A.

Pozo SPA0243

Gráfico 4 Carta Dinamométrica SPA0243

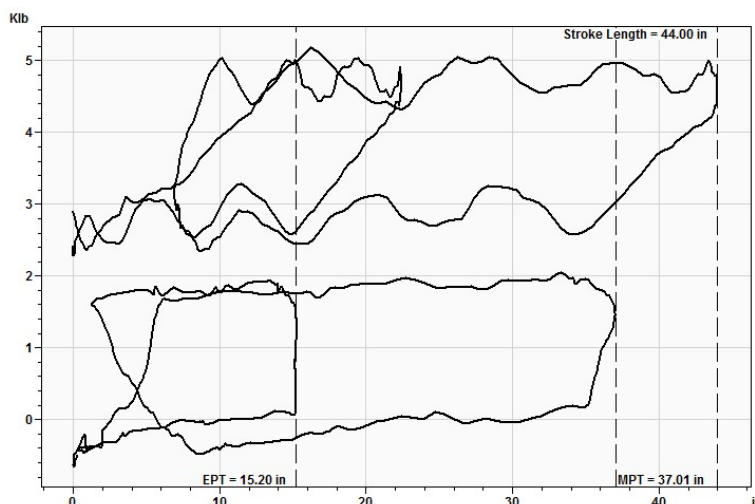


Fuente: Software TAM Echometer.
Realizado por: Pacifpetrol S.A.

La Gráfica 4, muestra el Dinagrama de superficie (gráfica superior) y de fondo (gráfica inferior), tomado del pozo SPA0243, el comportamiento de la gráfica indica que la carrera máxima del pistón es de 30.74 pulgadas, la carrera efectiva del pistón es de 12.75 pulgadas, por lo tanto, el porcentaje de llenado de la bomba es del 41%. Se puede determinar, de igual manera que en el caso del pozo SPA0240 que ingresa a la bomba dos tipos de fluidos (Líquido y Gas), lo cual no permitirá que ingrese el fluido hasta que el gas se comprima durante una parte de la carrera descendente, por lo tanto, se concluye que el pozo presenta inconvenientes de interferencia de gas y golpe de fluido. La velocidad de la unidad es de 9.89 SPM.

Pozo SPA0251

Gráfico 5 Carta Dinamométrica SPA0251.



Fuente: Software TAM Echometer.

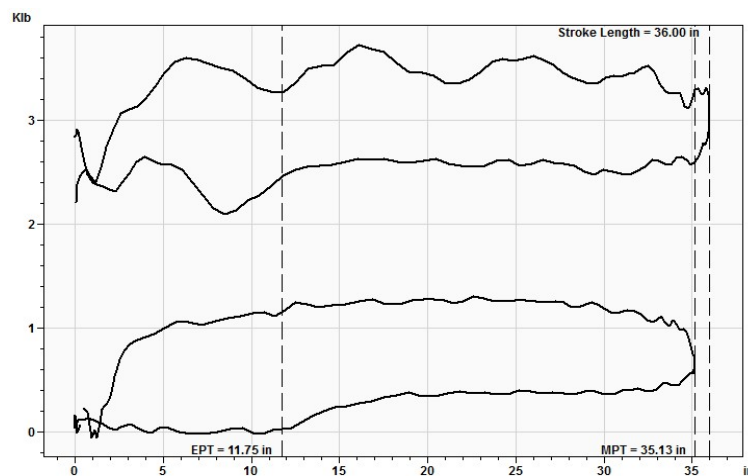
Realizado por: Pacifpetrol S.A.

La Gráfica 5, muestra el Dinagrama de superficie (gráfica superior) y de fondo (gráfica inferior), tomado del pozo SPA0251, el comportamiento de la gráfica indica que la carrera máxima del pistón es de 37.01 pulgadas, la carrera efectiva del pistón es de 15.20 pulgadas, por lo tanto, el porcentaje de llenado de la bomba es del 41%. Mediante un análisis profundo se pudo observar que durante el proceso de producción del pozo existen dos carreras ascendentes y descendentes, es decir, que en la primera carrera o el primer stroke el fluido se mantienen dentro de la bomba (ingresa por la válvula fija pero no ingresa por la válvula

viajera) hasta que inicia un nuevo stroke y la válvula viajera permite el paso del fluido. Con respecto a la gráfica de fondo se observa que la primera carrera forma un rectángulo semi-perfecto, sin embargo, el fluido que ingresa a la bomba en mayor parte es gas (aproximadamente un 90%). En conclusión, el pozo SPA0251 presenta problemas por interferencia de gas. La velocidad de la unidad es de 4.03 SPM.

Pozo SPA1004

Gráfico 6 Carta Dinamométrica SPA1004.



Fuente: Software TAM Echometer.
Realizado por: Pacifpetrol S.A.

La Gráfica 6, muestra el Dinagrama de superficie (gráfica superior) y de fondo (gráfica inferior), tomado del pozo SPA1004, el comportamiento de la gráfica indica que la carrera máxima del pistón es de 35.13 pulgadas, la carrera efectiva del pistón es de 11.75 pulgadas, por lo tanto, el porcentaje de llenado de la bomba es del 41%. Durante la toma de las cartas dinamométricas del presente pozo, se observó un comportamiento variado, durante cada tres stroke existía alta presencia de gas y al cuarto se obtenía un comportamiento normal del pozo, sin embargo, se determinó de igual manera que en casos anteriores, el Pozo SPA1004 presente problemas debido a interferencia de gas, lo cual conlleva a generar un golpe de fluido. La velocidad de la unidad es de 4.03 SPM.

3.4 Resultados de los Análisis

Selección de la Muestra Correspondiente a los Pozos Analizados

Durante el análisis de los 40 inicialmente pozos seleccionados, se determinó que únicamente 6 pozos contaban con información útil para el presente estudio, de los cuales se logró determinar que 2 pozos no presentan problemas durante el proceso de producción, y los 4 pozos restantes presentaban inconvenientes debido a interferencia de gas y golpe de fluido.

Tabla 12 Resultados del análisis.

Pozos	Resultados
SPA0224	No presenta inconvenientes.
SPA0240	Problemas por interferencia de gas y golpe de fluido.
SPA0241	No presenta inconvenientes.
SPA0243	Problemas por interferencia de gas y golpe de fluido.
SPA0251	Problemas por interferencia de gas y golpe de fluido.
SPA1004	Problemas por interferencia de gas y golpe de fluido.

Elaborado por: Autoría propia

De acuerdo con los resultados de la Tabla 13 los pozos para SPA0240, SPA0243, SPA0251 y SPA1004 son los pozos candidatos a ser optimizados.

Diseño de Optimización y Análisis de Resultados

La continuidad del presente estudio, tiene como finalidad, determinar en los pozos que fueron seleccionados anteriormente, la relación entre la tasa de producción de petróleo en superficie (Q) y la presión de fondo fluyente (Pwf), es decir, definir y analizar el IPR “Inflow Performance Relationship” o también llamado curva de comportamiento de afluencia, esto con la finalidad de determinar si sistema de levantamiento artificial presente en cada pozo es el óptimo, es decir, por medio de la obtención de estas curvas se determinará el caudal óptimo del pozo. El método utilizado para la obtención de la curva IPR en el presente estudio, es el método de Standing y para el desarrollo de la curva Outflow en el presente estudio, se utilizará un algoritmo basado en la correlación de Hagedorn & Brown.

Análisis de Afluencia de Pozos

Por medio del algoritmo, se procederá analizar el comportamiento de afluencia de los pozos seleccionados anteriormente, como se mencionó, las formas matemáticas utilizadas para la obtención de las curvas IPR y Outflow son el método de Standing y la correlación de Hagedorn and Brown respectivamente.

Obtención de Parámetros del Fluido y la Roca (Curva IPR)

Los parámetros del fluido son requeridos para la producción de las curvas IPR, los cuales son:

Tabla 13 Parámetros de Fluido.

Datos de Prueba

Siglas	Descripción	Siglas	Descripción
P_r	Presión de Yacimiento	μ_o	Viscosidad del Petróleo.
P_{wf}	Presión de fondo fluyente	β_o	Factor Volumétrico del Petróleo.
Q_o	Caudal del Petróleo.	k_{ro}	Permeabilidad relativa del Petróleo

Elaborado por: Autoría propia

Los parámetros que permanecen constante para todos los pozos son los valores de viscosidad del petróleo, factor volumétrico del petróleo y permeabilidad relativa del petróleo, los valores de presión y caudal depende de cada pozo.

Factor Volumétrico del Petróleo:

El factor volumétrico del petróleo, se obtuvo, mediante la revisión de data existente, la cual establece el factor volumétrico para cada sección. Dicho valor para la sección Petrópolis es de 1.2 By/Bn.

Permeabilidad Relativa del Petróleo:

La permeabilidad se calcula a partir de los valores de SOR, en arenas por lo general dicho valor es del 20%, por lo tanto, ese valor se utilizará para el cálculo de la permeabilidad relativa del petróleo (K_{ro}), la saturación de agua (S_w) de la sección es del 62%, considerando las saturaciones de la formación Santa Elena y Atlanta para el valor de la saturación de agua irreducible (S_{wirr}), se asumió un valor aproximado del 20%.

$$K_{ro} = \left[\frac{1 - SOR - S_w}{1 - SOR - S_{wirr}} \right]^2$$
$$K_{ro} = \left[\frac{1 - 0.2 - 0.62}{1 - 0.2 - 0.2} \right]^2 = 0.09$$

Viscosidad del Petróleo

Para obtener el valor de la viscosidad del petróleo se requiere de la solubilidad del gas calcular la viscosidad del petróleo muerto y viscosidad del petróleo saturado.

Solubilidad del Gas

$$R_s = S_{Gg} \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125API - 0.00091)} \right]^{1.2048}$$

Los valores de los parámetros para el cálculo de la solubilidad del gas son los siguientes:

Tabla 14 Parámetros para el cálculo de solubilidad del gas.

Pozos	Presión (psi)	Temperatura (°F)	SGg	API
SPA0240	124.7	150.8	0.75	36.8
SPA0243	232.3	148.5	0.75	36.8
SPA0251	225.8	245.1	0.75	36.8
SPA1004	347.7	143	0.75	36.8

Elaborado por: Autoría propia

Reemplazando los valores en la formula se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 15 Valores de solubilidad del gas.

Solubilidad del Gas – Santa Paula	
Pozos	Rs
SPA0240	23.32 PCN/BN
SPA0243	44.71 PCN/BN
SPA0251	30 PCN/BN
SPA1004	65.45 PCN/BN
Valor promedio (Rs)	40.87 PCN/BN

Elaborado por: Autoría propia

Viscosidad del Petróleo Muerto (μ_{pm})

$$\mu_{pm} = (3.141 \times 10^{10})(T^{-3.444}) \times [\text{Log}(API)]^A$$

Donde,

$$A = 10.313\text{Log}(T) - 36.447$$

La correlación utilizada para el cálculo de la viscosidad del petróleo muerto es la correlación de Glaso. Los cálculos obtenidos, se presentan a continuación:

Tabla 16 Viscosidad del petróleo muerto – Santa Paula.

Viscosidad del Petróleo Muerto (μ_{pm}) – Santa Paula	
Pozos	μ_{pm}
SPA0240	1.87 cp
SPA0243	1.91 cp
SPA0251	0.93 cp
SPA1004	2.018 cp
Valor Promedio de μ_{pm}	1.68 cp

Elaborado por: Autoría propia

Viscosidad del Petróleo Saturado (μ_{ps})

De acuerdo a las condiciones actuales del campo, el cálculo de viscosidad debe realizarse para petróleo saturado y no sub-saturado. La correlación utilizada para el cálculo de petróleo

saturado, es la correlación de Beggs y Robinson, matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$\mu_{ps} = a(\mu_{pm})^b$$

Donde,

$$a = 10.715(Rs + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44(Rs + 150)^{-0.338}$$

Tabla 17 Viscosidad del petróleo saturado – Santa Paula.

Viscosidad del Petróleo Saturado (μ_{ps}) – Santa Paula	
Pozos	μ_{ps}
SPA0240	1.63 cp
SPA0243	1.50 cp
SPA0251	0.82 cp
SPA1004	1.44 cp
Valor Promedio de μ_{ps}	1.35 cp

Elaborado por: Autoría propia

Obtención de Parámetros del Pozo (Curva VLP)

Los datos de temperatura, diámetro del tubing, rugosidad del tubing, pérdida de presión, presión en la cabeza del pozo, presión atmosférica y la profundidad, son obtenidos de la siguiente manera:

Temperatura:

La temperatura de superficie se estableció entre los 78 - 80 °F, por lo tanto, la temperatura de fondo fue calculada, mediante un análisis de estudios anteriores, los cuales concluyen que el gradiente térmico del campo es de 2.4 °C/100 m.

Diámetro del Tubing:

El diámetro del tubing, se lo obtuvo, mediante la revisión de registros de diagramas de completación, incluso se requiere de este parámetro para la ejecución del software utilizado

para la toma de cartas dinamométricas. El diámetro del tubing para todos los pozos en estudio es de 2 3/8", con un diámetro interno de 1.995 pulg.

Rugosidad del Tubing:

Para los cálculos de las curvas Outflow, se requiere conocer de este factor, en caso de no estar disponible, se utiliza un valor promedio de rugosidad del acero de 0.00015 ft, mismo que es utilizado para los cálculos del presente estudio.

Presión de Cabeza del Pozo:

La presión de cabeza del pozo, se la obtuvo mediante las pruebas acústicas que se hicieron a los pozos para medir el nivel de fluido, por medio de, la aplicación del software TAM de Echometer.

Pérdida de Presión:

El valor del ΔP para la obtención de la curva Outflow debe ser menor a la presión de cabeza del pozo, por lo tanto, el valor del ΔP se obtendrá a partir de la Pwh.

Presión Atmosférica:

La unidad de medida para la presión atmosférica en los cálculos de las curvas Outflow es la libra pulgada cuadrada (psi), por ende, el valor de presión atmosférica es de 14.7 psi.

Profundidad:

La profundidad se la puede obtener mediante los registros de los diagramas de completación o mediante la Master de Pozos, la cual cuenta con información básica de todos los pozos que conforman el Bloque 2.

Gravedad Específica del Agua:

El valor de la gravedad específica del agua, para diferentes tipos de cálculos es igual a 1, por lo tanto, dicho valor es aplicado para la determinación de las curvas Inflow y Outflow.

Gravedad específica del Gas:

La gravedad específica del gas, se la determina, por medio de tomas de muestras de la sección, y posteriormente se lo obtiene, por medio de, análisis cromatográficos, el valor para los cálculos de las curvas es de 0.75.

Viscosidad del Gas:

El valor de viscosidad del gas, para la obtención de la curva Outflow para los pozos en estudio, es un valor promedio de 0.018 cp.

Gravedad API:

La Gravedad API promedio del Campo GGV es de 35.7 °API, considerando las 6 formaciones productoras del campo. Los pozos analizados producen de las formaciones Santa Elena y Atlanta y presentan una gravedad API de 36.8 grados.

Relación Gas - Líquido (GLR):

Para la obtención de la Relación Gas – Líquido, se parte utiliza un valor de 65 d SCF/STB según los datos obtenidos bajo previas investigaciones.

Tensión Superficial Petróleo - Agua:

Las tensiones superficiales del petróleo y el agua, para el presente estudio son valores promedios de 30 dynas/cm y 70 dynas/cm respectivamente.

Análisis de Afluencia – Pozo SPA0240

Tabla 18 Análisis de Afluencia – Pozo SPA0240.

Datos para la Obtención de la Curva Inflow					
Parámetros	Valor	Unidad	Parámetros	Valor	Unidad
Pr	218.7	Psig	Mo	1.35	cp
Pwf	110	Psig	Bo	1.2	By/Bn
Qo	7	Bbl	Kro	0.09	-
Datos para la Obtención de la Curva Outflow					
Datos de formación			Datos del pozo		
Parámetros	Valor	Unidad	Parámetros	Valor	Unidad
GLR	65	SCF/STB	T_s	80	°F
SGw	1	-	T_F	150.8	°F
SGg	0.75	-	ΔP	0.8	psig
Mg	0.018	Cp	H	2162.2	ft
API	36.8	-	Pwh	25.5	psig
σ_w	70	dynas/cm	Φ	1.995	pulg
σ_o	30	dynas/cm	Pa	14.7	psia
-	-	-	R	0.00015	ft

Elaborado por: Autoría propia

Resultados del análisis de afluencia de pozos.

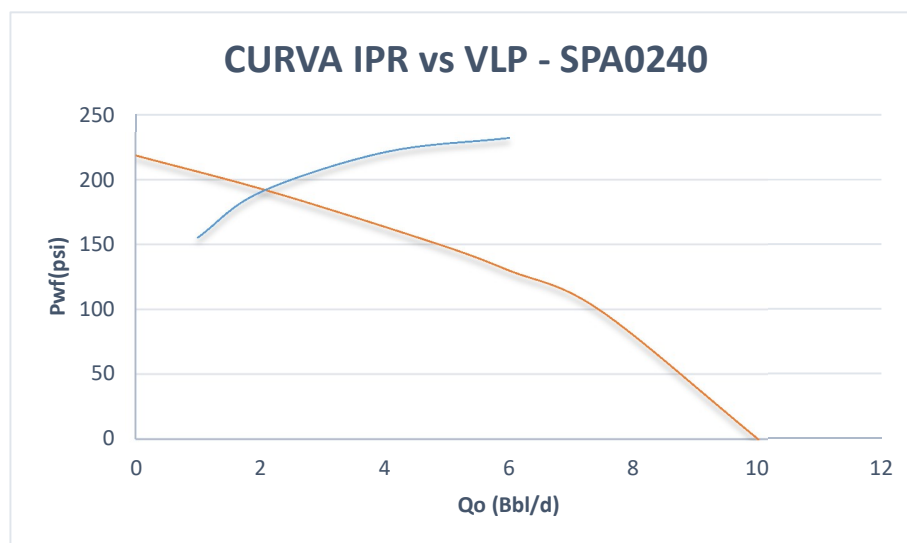
Tabla 19 Puntos para la curva IPR vs VLP – Pozo SPA0240.

Curva IPR	
Pwf (psig)	Qop (bbl/d)
218.7	0
190	2.23
150	4.88
130	6
100	7.44
0	10
Curva VLP	
Qo (bbl/d)	Pwf (psig)
1	155.3
2	190.3
4	221.3
6	232.3

Elaborado por: Autoría propia

GRÁFICA IPR VS VLP

Gráfico 7 GRÁFICA IPR VS VLP



Elaborado por: Autoría propia

Análisis de Afluencia – Pozo SPA0243

Tabla 20 Análisis de Afluencia – Pozo SPA0243.

Datos para la Obtención de la Curva Inflow					
Parámetros	Valor	Unidad	Parámetros	Valor	Unidad
Pr	291.8	psig	μ o	1.35	cp
Pwf	217.6	psig	Bo	1.2	By/Bn
Qo	5	bbl	Kro	0.09	-
Datos para la Obtención de la Curva Outflow					
Datos de formación			Datos del pozo		
Parámetros	Valor	Unidad	Parámetros	Valor	Unidad
GLR	65	SCF/STB	Ts	80	°F
SGw	1	-	Tf	148.5	°F
SGg	0.75	-	Δ P	0.6	psig
Mg	0.018	Cp	H	2549	ft
API	36.8	-	Pwh	1	psig
σ_w	70	dynas/cm	Φ	1.995	pulg
σ_o	30	dynas/cm	Pa	14.7	psia
-	-	-	r	0.00015	ft

Elaborado por: Autoría propia

Tabla 21 Puntos para la curva IPR vs VLP – Pozo SPA0243.

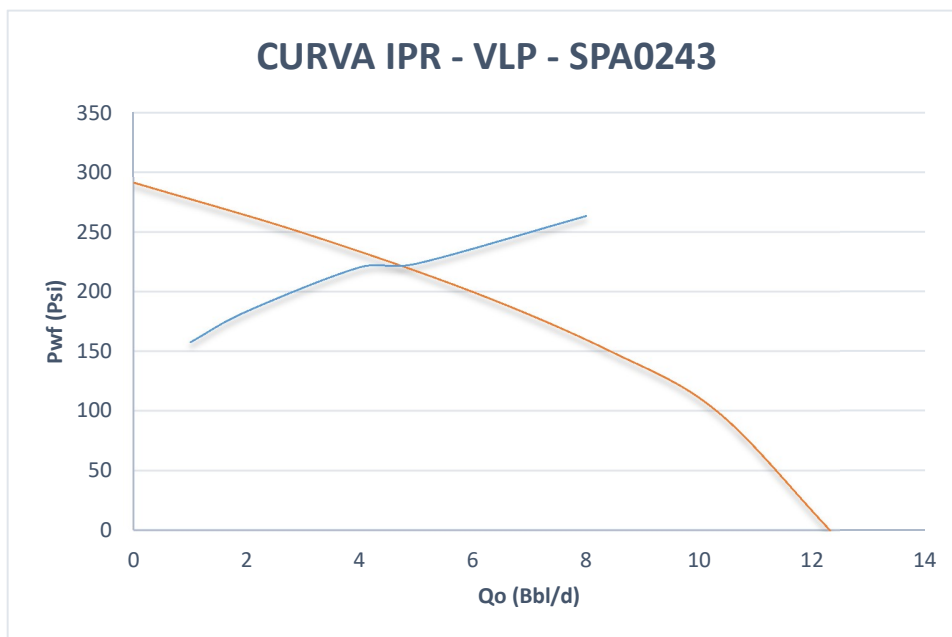
Curva IPR	
Pwf (psig)	Qop (bbl/d)
291.8	0
250	2.97
200	6
150	8.44
100	10.31
0	12.31

Curva VLP	
Qo (bbl/d)	Pwf (psig)
1	157.6
2	183.6
4	220.6
5	223.6
8	263.6

Elaborado por: Autoría propia

Gráfica IPR vs VLP

Gráfico 8 Gráfica IPR vs VLP



Elaborado por: Autoría propia

Análisis de Afluencia – Pozo SPA0251

Tabla 22 Análisis de Afluencia – Pozo SPA0251

Datos para la Obtención de la Curva Inflow					
Parámetros	Valor	Unidad	Parámetros	Valor	Unidad
Pr	305.4	psig	μ_o	1.35	cp
Pwf	211.1	psig	B_o	1.2	By/Bn
Qo	5	bbl	K_{ro}	0.09	-
Datos para la Obtención de la Curva Outflow					
Datos de formación			Datos del pozo		
Parámetros	Valor	Unidad	Parámetros	Valor	Unidad
GLR	65	SCF/STB	T_s	80	°F
SGw	1	-	T_F	245.1	°F
SGg	0.75	-	ΔP	0.6	psig
Mg	0.018	Cp	H	4496	ft
API	36.8	-	P_{wh}	1	psig
σ_w	70	dynas/cm	Φ	1.995	pulg
σ_o	30	dynas/cm	P_a	14.7	psia
-	-	-	r	0.00015	ft

Elaborado por: Autoría propia

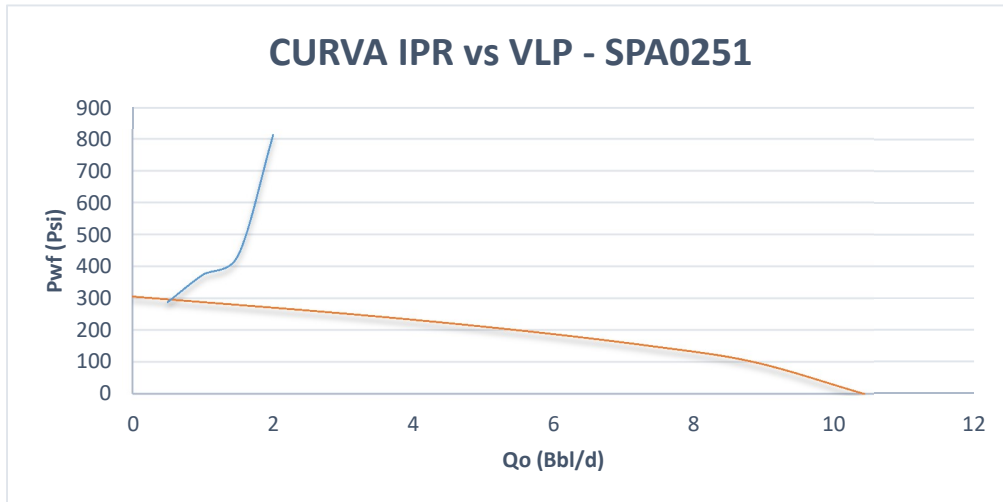
Tabla 23 Puntos para la curva IPR vs VLP – Pozo SPA0251.

Curva IPR	
Pwf (psig)	Qop (bbl/d)
305.4	0
250	3.13
200	5.48
150	7.39
100	8.85
0	10.42
Curva VLP	
Qo (bbl/d)	Pwf (psig)
0.5	287.6
1	343.6
1.5	433.6
2	812.6

Elaborado por: Autoría propia

Gráfica IPR vs VLP

Gráfico 9 Gráfica IPR vs VLP



Elaborado por: Autoría propia

Análisis de Afluencia – Pozo SPA1004

Tabla 24 Análisis de Afluencia – Pozo SPA1004.

Datos para la Obtención de la Curva Inflow					
Parámetros	Valor	Unidad	Parámetros	Valor	Unidad
Pr	396.4	psig	μ	1.35	cp
Pwf	333	psig	Bo	1.2	By/Bn
Qo	4	bbl	Kro	0.09	-
Datos para la Obtención de la Curva Outflow					
Datos de formación			Datos del pozo		
Parámetros	Valor	Unidad	Parámetros	Valor	Unidad
GLR	65	SCF/STB	T_s	80	°F
SGw	1	-	T_F	143	°F
SGg	0.75	-	ΔP	0.36	psig
Mg	0.018	Cp	H	2436	ft
API	36.8	-	Pwh	0.6	psig
σ_w	70	dynas/cm	Φ	1.995	pulg
σ_o	30	dynas/cm	Pa	14.7	psia
-	-	-	r	0.00015	ft

Elaborado por: Autoría propia

Tabla 25 Puntos para la curva IPR vs VLP – Pozo SPA1004.

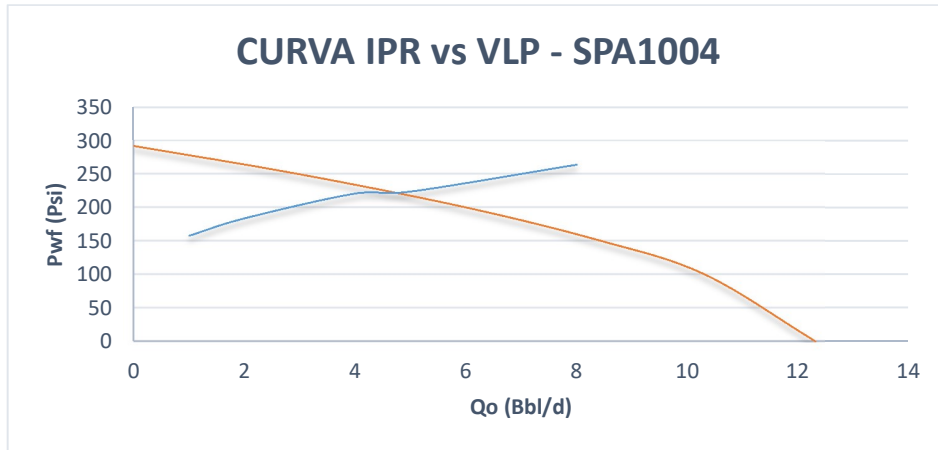
Curva IPR	
Pwf (psig)	Qop (bbl/d)
396.4	0
350	3
300	5.83
250	8.31
150	12.11
0	14.95

Curva VLP	
Qo (bbl/d)	Pwf (psig)
2	171.96
4	193.96
5	211.96
7	235.96
9	264.96

Elaborado por: Autoría propia

Gráfica IPR vs VLP

Gráfico 10 Gráfica IPR vs VLP



Elaborado por: Autoría propia

Análisis: La producción óptima para flujo natural del pozo SPA-0240, de acuerdo a la intersección de las curvas IPR y VLP, indica que la tasa de producción adecuada es de aproximadamente 0.5 bbl/d, a una presión de 127 psig. Este caso es similar que al pozo SPA-0243, donde indica que la producción óptima es menor a la que registra diariamente. Como en el caso anterior, esto se debe debido a que los análisis de afluencia de los pozos en estudio, se lo realizo a flujo natural, es decir, que no considera la unidad de bombeo mecánico, por ende, la producción tiende a ser mayor.

CAPITULO IV

4. DISEÑO DE OPTIMIZACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Cálculos de Separadores de Gas en los Pozos Seleccionados

Los cálculos para el sistema de separación de gas, se basan netamente en conocer las dimensiones (longitud y diámetro) de las tuberías de succión y tuberías de barro, y a su vez el número de ranuras con las que contarán ambas tuberías.

Para el diseño del sistema se requiere contar con la siguiente información:

- Tasa de producción.
- Diámetro del pistón de la bomba.
- Longitud de la Carrera.
- Área de flujo de la válvula fija.

Cabe señalar, que no se debe considerar solo la producción de petróleo de cada pozo, sino la cantidad de fluido que ingresa a la bomba (Agua y Petróleo) por día, en este caso, se considera el potencial por cada ciclo, debido a que la mayoría de pozos del campo GGV producen de esa manera. Cabe señalar que la herramienta se la elaborará para tasas de flujo mayor a la que produce cada pozo, considerando también los análisis de afluencia realizados, por tal razón, la tasa de producción para el cálculo del sistema de separación de gas no será igual a la producción de petróleo de cada pozo, como se muestra en la Tabla 10.

Para el cálculo se utilizará el software “Gas Separator Simulator” de Echometer, permite calcular la longitud de la tubería de succión y la capacidad máxima del separador, con respecto a la velocidad del gas y los SPM. Los resultados obtenidos mediante el software se presentan en la Tabla 46.

Especificaciones y Características del Sistema de Separación de Gas (Gas Separator Simulator) – Echometer

Tabla 26 Dimensiones y Características del Sistema de Separación de Gas - Software Gas Separator Simulator.

	SPA0240		SPA0243		SPA0251		SPA1004	
Tubería de Succión	ID	0.824 pulg	ID	0.824 pulg	ID	0.824 pulg	ID	0.824 pulg
	OD	1.05 pulg	OD	1.05 pulg	OD	1.05 pulg	OD	1.05 pulg
Separador	ID	1.38 pulg	ID	1.38 pulg	ID	1.38 pulg	ID	1.38 pulg
	OD	1.66 pulg	OD	1.66 pulg	OD	1.66 pulg	OD	1.66 pulg
Casing	ID	4.56 pulg	ID	4.560 pulg	ID	4.560 pulg	ID	4.560 pulg
	OD	5 pulg	OD	5 pulg	OD	5 pulg	OD	5 pulg
Velocidad del Gas	12 pulg/seg		12 pulg/seg		12 pulg/seg		12 pulg/seg	
SPM	4.85		9.89		4.03		4.03	
Desplaz. de la Bomba	16 BPD		44 BPD		21.6 BPD		59 BPD	
Resultados de la simulación								
Long. Tubería de Succión	91.546 pulg		44.89 pulg		42 pulg		110.174 pulg	
	7.62 ft		3.74 ft		3.5 ft		9.16 ft	
Capacidad del Separador	67 BPD		67 BPD		67 BPD		67BPD	

Elaborado por: Autoría propia

En las Tablas 46 se puede apreciar los resultados del simulador, el cual calcula el volumen del separador de acuerdo a los diámetros de la tubería de succión y del separador, por tal razón, se muestra una diferente capacidad de volumen en el separador y longitud de la tubería de succión por cada método de cálculo.

Análisis de Eficiencia de Producción de Pozos sin Separador de Gas vs Implementación de Separador de Gas

Tabla 27 Tiempo de Producción de los Pozos Actuales vs Pozos con Separador de Gas

Pozos	Potencial	Carrera Máxima del Pistón	Capacidad de la Bomba	Producción sin Separador			Producción con Separador		
				Carrera Efectiva del Pistón	Desplazamiento de la Bomba	Tiempo de Producción	Carrera Efectiva del Pistón	Desplazamiento de la Bomba	Tiempo de Producción
SPA1004	5 Bbls	30.83 pulg	68 BPD	8.87 pulg	22 BPD	5 hrs	25 pulg	54.4 BPD	1.5-2 hrs
SPA0240	7 Bbls	14.58 pulg	30 BPD	3.33 pulg	7 BPD	33 hrs	11.66 pulg	24 BPD	8 hrs
SPA0243	5 Bbls	31.40 pulg	38 BPD	15.23 pulg	24 BPD	8 hrs	25 pulg	30.4 BPD	2 hrs
SPA0251	5 Bbls	30.57 pulg	55 BPD	8.06 pulg	12 BPD	11 hrs	24.47 pulg	44 BPD	5.5-6 hrs

Elaborado por: Autoría propia

Análisis de Producción de Pozos sin Separador de Gas vs Implementación de Separador de Gas.

Considerando aspectos como el tiempo de producción y el tiempo sin producir (tiempo de recuperación) de cada pozo con y sin separador, se logró determinar cuánto incrementa la producción de petróleo al día.

Tabla 28 Tasa de Producción de los Pozos Actuales vs Pozos con Separador de Gas.

Pozos	Ciclo	Sin Separador de Gas			Con Separador de Gas		
		Tiempo de Producción	Producción Diaria	Producción Mensual	Tiempo de Producción	Producción Diaria	Producción Mensual
SPA1004	1	5 hrs	4 bbl/d	120 bbl	1.5-2 hrs	4.28 bbl/d	128.5 bbl
SPA0240	8	33 hrs	0.2917 bbl/d	6.36 bbl	8 hrs	0.39 bbl/d	8.16 bbl
SPA0243	1	8 hrs	5 bbl/d	150 bbl	2 hrs	5.33 bbl/d	160 bbl
SPA0251	1	11 hrs	5 bbl/d	150 bbl	5.5-6 hrs	6.05 bbl/d	181.5 bbl
		Total	14.29 bbl/d	428.75 bbl	Total	16.85 bbl/d	502.16 bbl

Elaborado por: Autoría propia

4.2 Análisis de incremento de producción

La Tabla 29, presenta el porcentaje de incremento de producción de cada pozo, considerando el ciclo de producción.

Tabla 29 Incremento de Producción por Ciclo.

Pozos	Ciclo	Potencial Actual	Potencial con Separador	Incremento de Producción	Porcentaje de Incremento de Producción
SPA1004	1	4 bbl/d	4.28 bbl	1.28 bbl	32 %
SPA0240	8	0.29 bbl/d	0.39 bbl	0.10 bbl	34.48 %
SPA0243	1	5 bbl/d	5.33 bbl	0.33 bbl	6.6 %
SPA0251	1	5 bbl/d	6.05 bbl	1.05 bbl	37 %
Total		14.29 bbl/d	16.05 bbl/d	2.76 bbl	19.31 %

Elaborado por: Autoría propia

Análisis Económico

Por medio de la implementación del separador de gas, se obtuvo un incremento de producción de cada pozo analizado de acuerdo al tiempo, obteniendo un aumento aproximado de 82.8 barriles al mes con respecto a la producción que normalmente presenta. El objetivo del análisis económico, es determinar si la implementación del separador de gas de fondo desde el punto de vista económico es viable para ser aplicado en cada pozo, considerando la producción promedio obtenida anteriormente.

Con el fin de conservar gastos, debido a la poca producción de la sección y del campo, se considerará que los equipos que actualmente se encuentran en cada pozo no presenten ningún cambio, al menos que sea necesario, es decir, que solo se implementará al equipo de fondo la herramienta propuesta en la presente investigación.

Según la renegociación de los contratos petroleros marginales, realizado el año 2011 “El estado pagará a Pacifpetrol \$58 por barril extraído, uno de los más altos renegociados con

los marginales” (El Universo, 2011). Considerando que el bloque 2 extrae la mejor calidad de crudo en el país.

El análisis económico, se lo realizará en un periodo de 12 meses, considerando aspectos como: Unidad de reacondicionamiento (equipos), horas de trabajo por hombre, mantenimiento preventivo - correctivo y los ingresos generados mensualmente por la producción de crudo de cada pozo.

Como se mencionó anteriormente, se seguirán usando tanto los equipos de fondo como los de superficie para optimizar los recursos, es decir, que solo se consideraran los costos estimados para la instalación del separador de gas, los cuales se presentan a continuación:

Tabla 30 Material, Equipos y Costos Estimados de Operación.

Material, Equipo y Operación	Costo (USD)
Unidad de Pulling (Transporte, mano de obra, equipos, etc.).	\$48,00/h
Equipo de Subsuelo	-
Equipo de Superficie	-
Unidad de Bombeo	-
Separador de Fondo (Separador, Niple perforado, Tapón)	\$4.000,00 c/u
Niple de Asentamiento	\$640,00 c/u
Acoples	\$600,00 c/u
Mantenimiento Preventivo - Correctivo	\$6.000,00/año

Fuente: Costos Estimados de Operación Pacifpetrol S.A - Costos de Materiales EP - Petroecuador.

Los costos de operación de la Unidad de Pulling para los 4 pozos dependerán del tiempo de operación del mismo, se estima un aproximado de 2 semanas para la implementación de la herramienta en los pozos seleccionados.

Flujo Proyectado de la Investigación

Tabla 31 Flujo de Efectivo Proyectado 1/2.

Meses	Inversión	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6
Ingresos							
Producción (bbls)		502,16	502.16	502.16	502.16	502.16	502.16
Precio (USD)		\$ 58,00	\$ 58,00	\$ 58,00	\$ 58,00	\$ 58,00	\$ 58,00
Total (USD)		\$ 29.124,28	\$ 29.124,28	\$ 29.124,28	\$ 29.124,28	\$ 29.124,28	\$ 29.124,28
Egresos							
Unidad de Pulling (14 días)	\$-19.488,00						
Separador de Fondo (5 unidades)	\$-20.000,00						
Niple de Asentamiento (5 unidades)	\$-3.200,00						
Acople (5 unidades)	\$-2.400,00						
Mantenimiento Preventivo Correctivo					\$-2.000,00		
Total Egresos (USD)	\$-45.088,00				\$-2.000,00		
Ingresos (USD)		\$ 29.124,28	\$ 29.124,28	\$ 29.124,28	\$ 29.124,28	\$ 29.124,28	\$ 29.124,28
Saldo Final(USD)	\$-45.088,00	\$-15.963,72	\$13.160,56	\$42.284,84	\$71.409,12	\$100.533,40	\$129.657,68

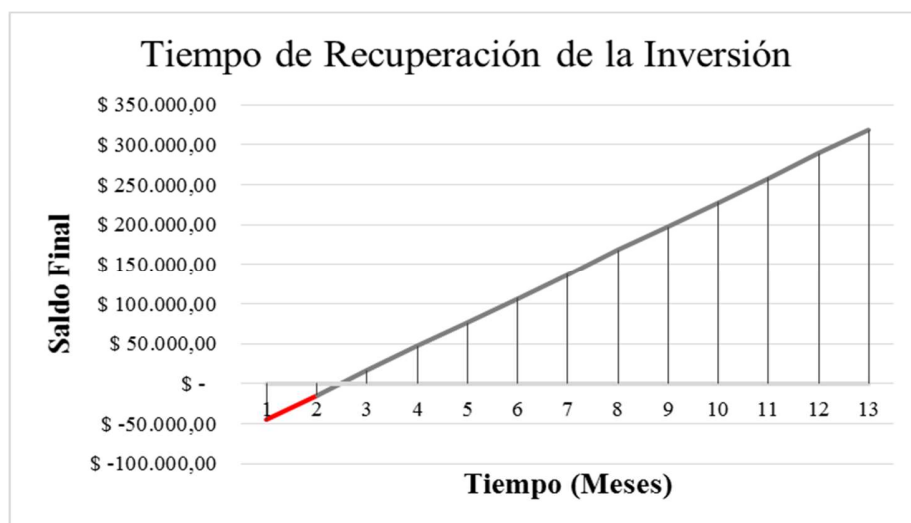
Elaborado por: Autoría propia

Tabla 32 Flujo de Efectivo Proyectado 2/2.

Meses	Inversión	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Ingresos							
Producción (bbls)		502,16	502.16	502.16	502.16	502.16	502.16
Precio (USD)		\$ 58,00	\$ 58,00	\$ 58,00	\$ 58,00	\$ 58,00	\$ 58,00
Total (USD)		\$ 29.124,28	\$ 29.124,28	\$ 29.124,28	\$ 29.124,28	\$ 29.124,28	\$ 29.124,28
Egresos							
Unidad de Pulling (14 días)	\$-19.488,00						
Separador de Fondo (5 unidades)	\$-20.000,00						
Niple de Asentamiento (5 unidades)	\$-3.200,00						
Acople (5 unidades)	\$-2.400,00						
Mantenimiento Preventivo Correctivo			\$-2.000,00				\$-2.000,00
Total Egresos (USD)	\$-45.088,00		\$-2.000,00				\$-2.000,00
Ingresos (USD)		\$ 29.124,28	\$ 27.124,28	\$ 29.124,28	\$ 29.124,28	\$ 29.124,28	\$ 29.124,28
Saldo Final(USD)	\$-45.088,00	\$158.781,96	\$185.906,24	\$215.030,52	\$244.154,80	\$273.279,08	\$300.403,36

Elaborado por: Autoría propia

Gráfico 11 Periodo de Recuperación de Inversión del Proyecto.



Elaborado por: Autoría propia

Viabilidad del Proyecto

La viabilidad de un proyecto, se realiza considerando tres indicadores, los cuales son: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Relación Beneficio - Costo (B/C).

La viabilidad de un proyecto puede ser analizado mediante la siguiente Tabla:

Tabla 33 Material, Equipos y Costos Estimados de Operación.

Indicador Viabilidad	VAN	TIR	B/C
Indiferente	$VAN = 0$	$TIR = i$	$B/C = 1$
Viable	$VAN > 0$	$TIR > i$	$B/C > 1$
No Viable	$VAN < 0$	$TIR < i$	$B/C < 1$

Fuente: Campos, O. & Panchi, C. (2011). Viabilidad de Proyecto. Quito - Ecuador.

Donde, (i) es igual a la tasa de descuento

Los valores de los indicadores, en el presente trabajo se presentan a continuación. Considerando un aumento de producción de 82,8 barriles al mes, en un periodo de 12 meses

más la tasa habitual de cada pozo, gastos de inversión y mantenimiento, a una tasa de inflación de 0.17, el valor de la Tasa Interna de Retorno (TIR) para la presente investigación es de un 55 %. Adicionalmente se puede observar en la Tabla 30, que en el segundo mes la inversión en cada pozo es recuperada.

El Valor Actual Neto (VAN), obtenido de acuerdo con el flujo de efectivo calculado en las Tablas 30 y 31 del presente proyecto, considerando la tasa de inflación de 0.17, es de \$493.369,43 y la relación Beneficio - Costo es de 6.22, es decir, que por cada dólar invertido existirá una ganancia de \$5.22.

El valor de Beneficio - Costo en la presente investigación, es elevado, debido a que se consideró, para el análisis económico la producción actual más el incremento de producción, mediante la implementación del separador.

Tabla 34 Resultados de Viabilidad del Proyecto.

Indicador	VAN	TIR	B/C
Viabilidad			
Viable	$VAN > 0$	$TIR > i$	$B/C > 1$
Valores Obtenidos	493.369,43	55%	6.22

Elaborado por: Autoría propia

Conclusiones

- La Sección Santa Paula del Campo Gustavo Galindo Velasco, cuenta con la presencia de 148 pozos, de los cuales 54 están actualmente en estado productivo y 40 producen con unidad de bombeo mecánico, los equipos de fondo (bomba) presente en los pozos analizados, no presentan variaciones en la sarta de completación, en comparación con otros pozos de la misma sección, por lo tanto, los sistemas de fondo implementados no presentan muchos cambios.
- Los principales problemas que presentan los pozos analizados, se deben a la presencia de interferencia de gas y golpe de fluido, como solución se planteó la implementación de un sistema de separación de gas en el fondo del pozo, con el fin de optimizar la eficiencia de la bomba durante el proceso de extracción de fluido.
- Mediante el análisis de afluencia de pozos, se logró determinar, según los datos de prueba (presión y caudal), que la producción óptima para flujo natural en los pozos SPA1004, SPA0243 y SPA0251 es mayor a la producción actual, por lo tanto, estos pozos podrían presentar una mejor tasa considerando un sistema de levantamiento más óptimo.

Recomendaciones

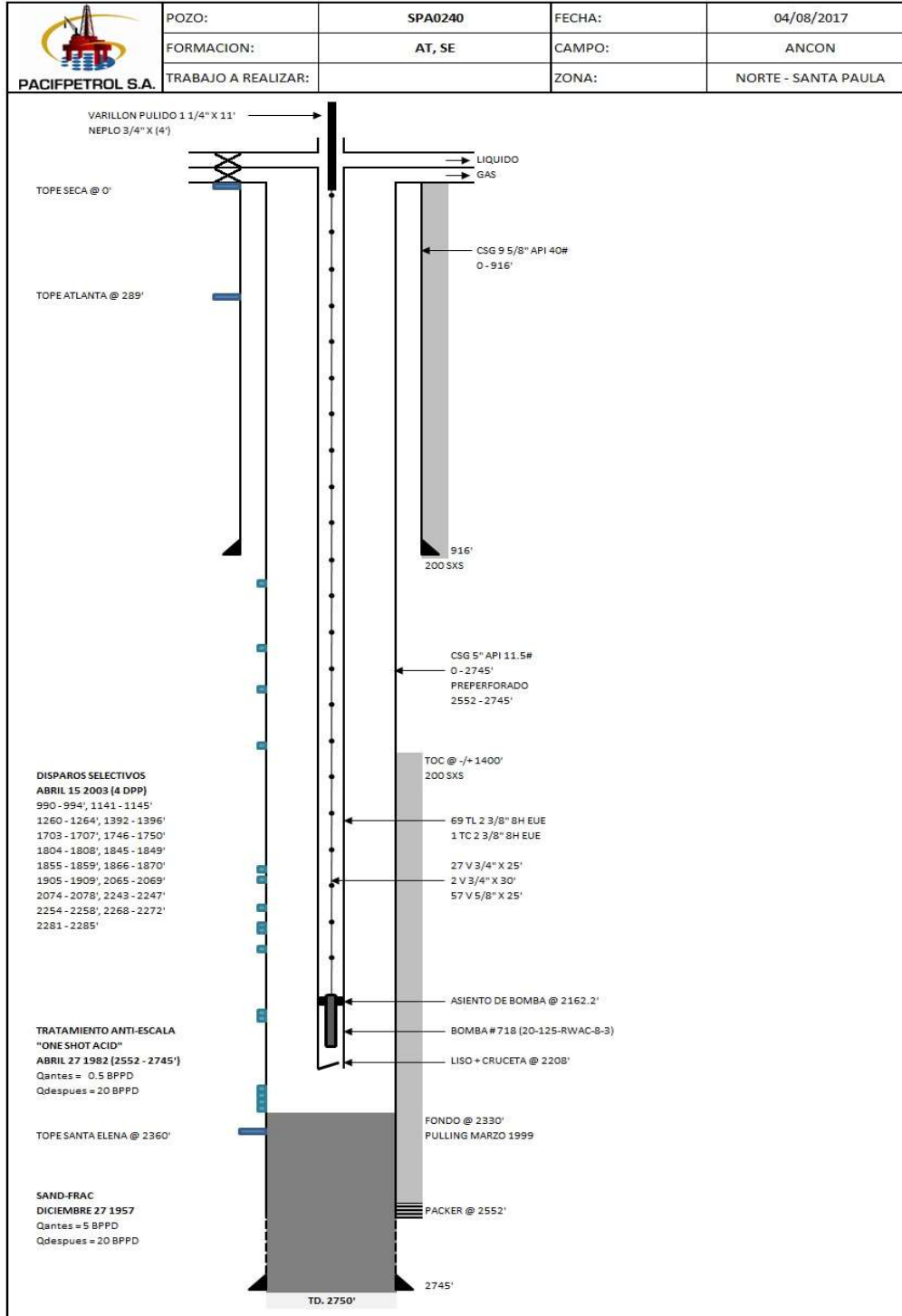
- Los equipos de fondo y de superficie en las unidades de bombeo mecánico, actualmente se encuentran en óptimas condiciones, por lo tanto, no requiere de cambios. Debido a la madurez del campo y condiciones del pozo se considera que los equipos no deben presentar alteraciones, sin embargo, se debe implementar el sistema de separación de gas para optimizar el rendimiento de la bomba.
- El campo Gustavo Galindo Velasco cuenta con 54 pozos productores sin embargo no se contó con la información de todos los pozos, debido a eso no se pudo llevar a cabo un análisis completo de la sección Se. Es considerable realizar pruebas dinamométricas, con el fin de determinar que pozos generalmente presentan inconvenientes durante la producción y así ejecutar el mismo proceso que se estableció en el presente estudio para optimizar la eficiencia de la bomba de subsuelo.

BIBLIOGRAFIA

1. Asociación Pacifpetrol S.A. (2018). Historia Bloque “Gustavo Galindo Velasco”.
2. Asociación Pacifpetrol S.A. (2017). Master, Lista de Pozos Presentes en el Bloque “Gustavo Galindo Velasco”. Producción de la Sección Santa Paula.
3. Asociación Pacifpetrol S.A. (2017). Master, Lista de Pozos Presentes en el Bloque “Gustavo Galindo Velasco”. Sistema de Extracción de la Sección Santa Paula.
4. Tesis guía. (2015). “Optimización de la Producción de Pozos con Bombeo Mecánico Campo Pacoa”. Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.
5. Asociación Pacifpetrol S.A. (2018). Historia Bloque “Gustavo Galindo Velasco”.
6. Asociación Pacifpetrol S.A. (2017). Master, Lista de Pozos Presentes en el Bloque “Gustavo Galindo Velasco”. Producción de la Sección Petrópolis.
7. Asociación Pacifpetrol S.A. (2017). Master, Lista de Pozos Presentes en el Bloque “Gustavo Galindo Velasco”. Sistema de Extracción de la Sección Petrópolis.
8. McCoy. J. & Rowlan L. (2014). “Gas Separator Simulation Program Information Condensed Version”. Echometer Company.
9. Campbell, J. H., & Brimhall, R. M. (1989, January 1). An Engineering Approach to Gas Anchor Design. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/18826-MS.
10. Podio, A. L., McCoy, J. N., & Woods, M. D. (1995, January 1). Decentralized, Continuous-Flow Gas Anchor. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/29537-MS.
11. Podio, A. L., McCoy, J. N., Drake, B., & Woods, M. D. (1996, July 1). Decentralized Continuous-flow Gas Anchor. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/96-07-03.

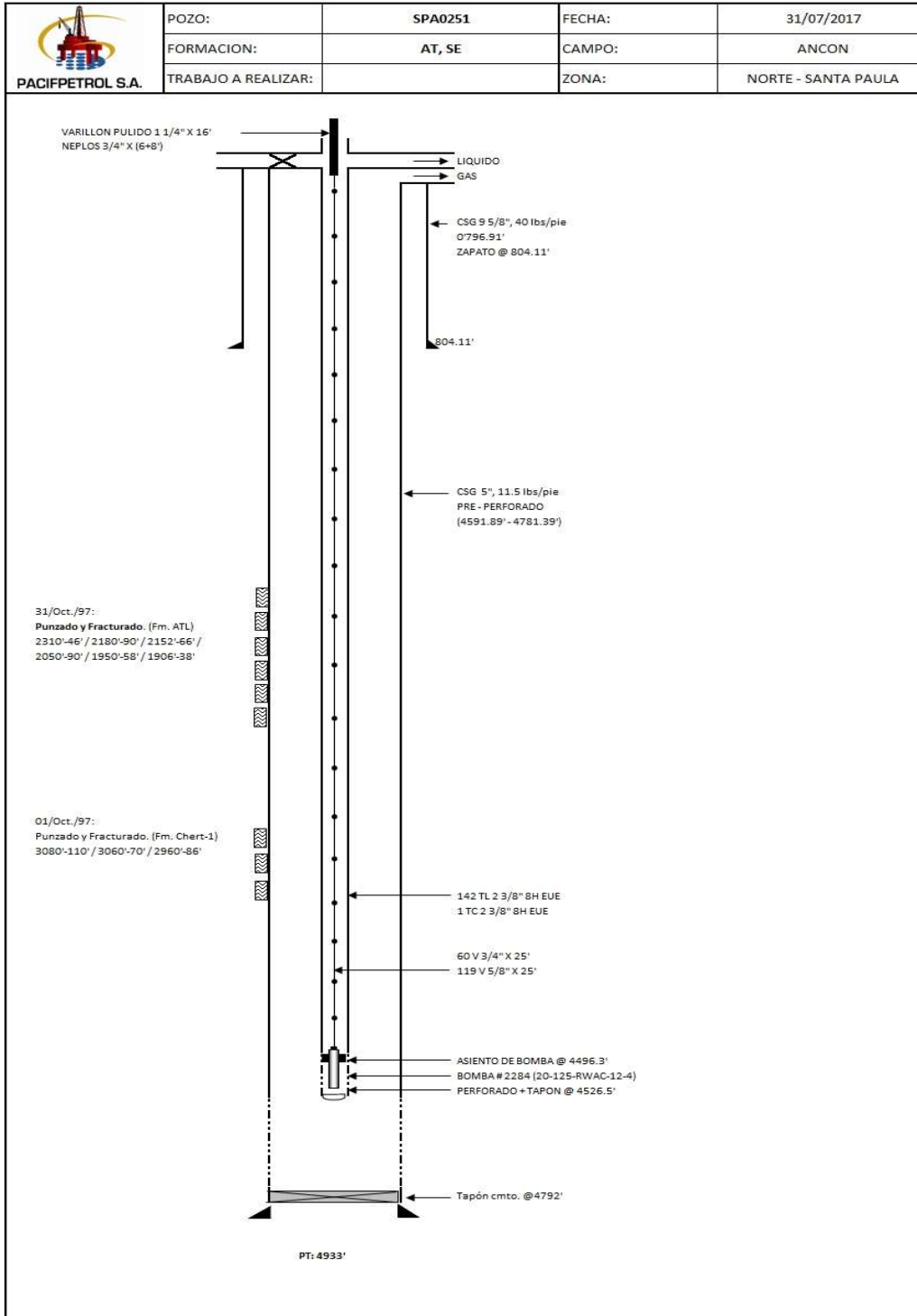
ANEXOS

Anexo A Completación de Pozos SPAO240



Elaborado por: Autoría propia

Anexo C Completación de Pozos SPA0251



Elaborado por: Autoría propia